KAZENERGY

ТОМ II

2018-2020 гг.

КАЗАХСТАНСКАЯ АССОЦИАЦИЯ ОРГАНИЗАЦИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА «KAZENERGY»

СБОРНИК ДОКЛАДОВ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО СОВЕТА «KAZENERGY»

КАЗАХСТАНСКАЯ АССОЦИАЦИЯ ОРГАНИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА "KAZENERGY"

СБОРНИК ДОКЛАДОВ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО СОВЕТА "KAZENERGY"

Том II

2018–2020 гг.

Нур-Султан, 2021

УДК 62
ББК 3
С23

Карабалин У.С., Рабай Я., Оразбаев Б.Б., Исмаилова С.Б.
СБОРНИК ДОКЛАДОВ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО СОВЕТА "KAZENERGY" 2-том (2018-2020гг.)

Рекомендовано к изданию Научно-техническим советом Ассоциации KAZENERGY (протокол № 26 от 6 сентября 2018 г.)

Редакционный совет

Карабалин У. С., Рабай Я., Оразбаев Б. Б.,
Исмаилова С. Б.

«Сборник докладов научно-технического совета KAZENERGY. Том 2. Научно-методическое издание. Под редакцией д. т. н., профессора У. С. Карабалина. – Ассоциация KAZENERGY — Нур-Султан: 2020. – 608 с.

Рецензенты:

Сармурзина Р. Г. – доктор химических наук, профессор, академик КазНАЕН, советник председателя Правления Kazakhstan Petrochemical Industrials;

Сагинаев А. Т. – д. х. н., профессор, заведующий лабораторией инженерного профиля «Нефтехимия» при Атырауском университете нефти и газа им. С. Утебаева;

Сериков Ф. Т. – д. т. н., профессор, генеральный директор АО «Казахский институт нефти и газа».

ISBN 978-601-08-1105-8

Сборник докладов Научно-технического совета (НТС) Казахстанской ассоциации организаций нефтегазового и энергетического комплекса KAZENERGY представляет собой систематизированный сборник результатов научно-исследовательских, инженерных и аналитических работ руководителей и специалистов нефтегазовых и энергетических компаний, входящих в состав ассоциации. В данной книге представлены основные материалы НТС с 2018-го по 2020 год по следующим основным разделам: дорожная карта НТ развития добывающего сектора нефтегазовой отрасли Казахстана; цифровые решения для нефтегазовой и энергетической отраслей; нефтеперерабатывающие заводы РК; модернизация НПЗ, развитие нефтехимии; вопросы и проблемы глубокого и сверхглубокого бурения; технологии переработки природного и попутного газов; антикоррозионная защита объектов НГК и энергетики; развитие добычи природного газа; перспективы и потенциал развития геотермальной энергетики в РК; технологии топочных устройств котельных агрегатов, высокоэффективное энергосберегающее оборудование, добыча угольного метана и вихревая ветроустановка; технологии закачивания скважин для проведения многостадийной интенсификации в нефтегазовых скважинах; переработка нефти и газа; строительство и эксплуатация энергетических объектов на нефтяных и газовых промыслах; термоэлектрическая установка, зеленая технология, присадки и нефтесорбент; нефтеотдача (КИН); вопросы экологии.

Материалы сборника предназначены для руководителей и специалистов различного уровня нефтегазовых и энергетических предприятий, также они будут полезны для широкого круга специалистов, занимающихся исследованиями и решением вопросов нефтегазовых и энергетических комплексов, и студентам, магистрантам, докторантам и исследователям нефтегазовых и энергетических специальностей.

ISBN 978-601-08-1105-8

© KAZENERGY, 2021

Отказ от обязательств

Данные материалы предоставлены Научно-Техническим Советом (далее НТС) Ассоциации "KAZENERGY", которые были заслушаны в виде презентаций и выступлений экспертов на заседаниях НТС с вовлечением членов НТС, членов Ассоциации, приглашенных экспертов, представителей государственных органов и других участников.

Ассоциация "KAZENERGY" не выполняет проверку данных и отказывается от иных обязательств, связанных с заявлениями, прогнозами, рекомендациями, сравнительными характеристиками и прочими данными, изложенными в материалах НТС.

Ассоциация "KAZENERGY":

а) отказывается от гарантии точности, соответствия и полноты данных;

б) не несет ответственности за любые ошибки, в том числе грамматические, допущенные при переводе, графические, а также упущения и задержки при отображении таких данных, и действия, предпринятые на их основе. Ничто из опубликованного - не может рассматриваться как гарантии или обещания в будущем эффективности деятельности;

в) не несет ответственности за ущерб, связанный с использованием представленных в настоящем сборнике данных. Воспользовавшись данной информацией, Вы должны самостоятельно оценить свои риски и выгоды, и принять на себя любые последствия использования данной информации;

г) не несет ответственности за соблюдение авторами прав интеллектуальной собственности и иных защищенных законодательством Республики Казахстан и других государств прав третьих лиц.

Используя материалы (данные) настоящего сборника Вы соглашаетесь: не иметь права обратить данную информацию против авторов Сборника, авторов материалов, а также не осуществлять копирование, изменение, форматирование, загрузку, хранение, воспроизведение, обработку, передачу и распространение любых представленных здесь данных, а также не использовать их в коммерческих целях без предварительно полученного письменного согласия авторов материалов. Все данные предоставляются «как есть», только для личного использования и не предназначены для использования при оценке предложений в аукционах и тендерах. Информация и материалы, могут быть устаревшие и изменяться автором в любое время и без уведомления. Сборник составлен для того чтобы поделиться накопленными знаниями. При этом, Ваше видение или точка зрения Вашей организации может быть иной, и также диаметрально противоположной. Вы можете использовать эту информацию для себя, а также для обучения ваших специалистов. Вы не имеете права использовать данную информацию, без ссылки на данный источник.

Авторство на данный сборник принадлежит Ассоциации "KAZENERGY", авторство на материалы презентаций - поставщикам данных и контента. Ни Ассоциация "KAZENERGY", ни работники Ассоциации "KAZENERGY" или члены НТС Ассоциации, не дают рекомендаций и не несут ответственности за содержание материалов, а также за рекламируемые товары, технологии и услуги. Вся информация в сборнике опубликована с согласия авторов.

Ассоциация "KAZENERGY"
благодарит АОЗТ «Карачаганак Петролиум
Оперейтинг Б. В.» за поддержку и предоставленную
спонсорскую помощь, необходимую для подготовки и издания
«Сборника докладов Научно-технического совета
"KAZENERGY" 2018 – 2020 г.».

Вступительное слово

Председателя научно-технического Совета

Ассоциации "KAZENERGY" Узакбая КАРАБАЛИНА

Уважаемые читатели, перед вами 2-й том «Сборника докладов НТС», в котором представлены основные выступления и презентации, рассмотренные на заседаниях Научно-технического совета "KAZENERGY" в период с 2018-го по 2020 год.

Произошедшие в мире изменения, связанные с пандемией коронавирусной инфекции, внесли свои коррективы в работу нашего НТС. На заседаниях, которые впервые проходили в онлайн-формате, принимали участие сотрудники отечественных и зарубежных профильных компаний, ученые, представители профессорско-преподавательского составов ведущих вузов страны, эксперты и специалисты отрасли.

Темами обсуждений Научно-технического совета неоднократно становились новые реалии энергетического сектора. Снижение спроса на энергоресурсы, волатильность цен, ограничение уровня добычи – это лишь часть вопросов, с которыми столкнулись нефтегазодобывающие страны, мировые энергетические компании и экспертное сообщество. Участники заседаний обсуждали вопросы необходимости трансформаций, новых трендов и возможностей практического применения инновационных технологий в изменившимся мире.

В новых условиях НТС стал важной площадкой для дискуссий специалистов отрасли. Неслучайно издание 2-го тома «Сборника докладов НТС» было поддержано и АОЗТ «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б. В.».

Хочу выразить благодарность всем участникам заседаний Научно-технического совета за активную работу, качественные доклады, интересные дискуссии и пожелать дальнейших успехов в исследованиях актуальных вопросов и внедрении инноваций в нефтегазовые и энергетические производства.

Также благодарим компанию «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б. В.» за помощь в издании данного сборника.

У. С. Карабалин,

заместитель председателя Ассоциации "KAZENERGY", Герой Труда Казахстана, д. т. н., профессор, академик НИА РК

*

СОДЕРЖАНИЕ

	Предисловие	11
1	**Дорожная карта научно-технологического развития добывающего сектора нефтегазовой отрасли Казахстана. Исполнение и новые подходы. 2.02.2018 НТС-21**	16
1.1	*А. В. Леонтьев*. Дорожная карта научно-технологического развития: системный подход к решению общих технологических задач отрасли.	16
1.2	*А. Н. Сатимов*. Актуализация проблемных вопросов и разработка системных решений нефтегазового комплекса Республики Казахстан.	19
2	**Цифровые решения для нефтегазовой и энергетической отраслей. 2.02.2018 НТС-22**	28
2.1	*Алан Аралбаев*. Цифровизация в нефтегазовой отрасли	28
2.2	А. Байдусенов. Интеллектуальное месторождение АО «Эмбамунайгаз» 2017–2022 гг.	36
2.3	*К. Б. Кожалы, Н. Б. Сулейменов*. ИТ разработки КБТУ в нефтегазовой отрасли	44
2.4	Б. *Абишев*. Пакет программных решений GE «Цифровая трансформация»....	52
2.5	*А. Тусупов*. Развитие цифровой нефтегазовой индустрии с помощью инновационных ИКТ. Решения компании Huawei для цифрового месторождения	58
2.6	*В. В. Баушин*. Отечественный программный комплекс для полномасштабного моделирования и анализа разработки месторождений «Жулдыз»: возможности и функционал приложений	69
3	**Нефтеперерабатывающие заводы РК. Модернизация НПЗ, развитие нефтехимии. 5.04.2018 НТС-23**	94
3.1.	*О. А. Лызлов.* Нефтеперерабатывающие заводы Республики Казахстан.	94
3.2	*А. Атабаев*. Тренды развития нефтегазохимии.	117
3.3	*А. Белов*. Блочно-модульный НПЗ. Концептуальные подходы к реализации проекта	122
3.4	Основные направления работы компании Amlink	128
3.5	*Е. Б. Сулейменов*. Модернизация Атырауского НПЗ	133
3.6	*А. Т. Абильдинов*. Проект «Модернизация ПНПЗ»	145
4	**Вопросы и проблемы глубокого и сверхглубокого бурения. 18.05.2018 НТС-24**	155
4.1	*А. В. Денякин*. Проект Евразия. Сверхглубокое бурение как осознанная необходимость.	155
4.2	*А. М. Далбаев*. Вызовы Сверхглубокой Скважины Каспий-1, Проект Евразия	160
4.3	*А. Б. Турниязова*. Прогноз петрофизических характеристик осадочных пород на глубинах, еще не достигнутых буровыми скважинами.	168
4.4	*Ю. Боков, И. Газ*. Бурение узкопрофильных и сверхузкопрофильных скважин	170
4.5	*Миталим М.-Р. Гайдаров*. Поликатионные буровые растворы «Катбурр» для бурения скважин в сложных геолого-технических условиях (на примере Астраханского ГКМ)	183
4.6	*Ф. А. Агзамов*. Проблемы крепления сверхглубоких скважин	193
4.7	*А. Н. Очеретяный*. Решение геомеханического, петрофизического и геонавигационного моделирований для оптимизации бурения глубоких скважин	198

4.8	Компания Eriell	209
4.9	*М. Чарупа*. Новые возможности испытателей пластов на кабеле и их применение в разведочных скважинах	216
5	**Технологии переработки природного и попутного газов. антикоррозионная защита объектов НГК и энергетики. 10.07.2018 НТС-25**	221
5.1	*С. А. Городецкий, М. А. Миллер.* Плазмохимическая технология утилизации попутного нефтяного газа и переработки природного газа на местах добычи в Казахстане.	221
5.2	*Е. Г. Алексеев*. Технология GTL/GTP Обзор и современные тенденции.	229
5.3	*М. Уртаева*. Разработка методологии вторичного использования глинистых буровых шламов и утилизации золы из печи общего назначения	234
5.4	*Н. Н. Карпеев.* Антикоррозионная защита объектов нефтегазового комплекса и энергетики с помощью современных покрытий, производимых в Казахстане.	237
5.5	*Душан Крстич*. Информационные ресурсы для нефтегазовой отрасли	253
6	**Развитие добычи природного газа (в т. ч. из газовых шапок) в целях выполнение пятой инициативы главы государства по социальной модернизации «газификация страны. 6.09.2018 НТС-26**	260
6.1	*М. И. Исаев.* О нормативно-правовой базе развития добычи природного газа из газовых шапок нефтегазовых месторождений.	260
6.2	*Ф. К. Абытов.* Информация о запасах свободного газа и газа из газовых шапок месторождений углеводородов.	263
6.3	*О. С. Герштанский*. Геолого-технологические особенности и возможности развития разработки газовых залежей (газовых шапок) на нефтегазовых месторождениях.	266
6.4	*Я. Волокитин.* к.	283
6.5	*Н. Богданова.* Опыт АО «АТГС» в автоматизации диспетчерских балансовых задач и прогнозирования газопотребления для газотранспортных предприятий	294
7	**Перспективы и потенциал развития геотермальной энергетики в Республике Казахстан. 5.10.2018 НТС-27**	298
7.1	*Палл Валдимарссон*. Современные исследования геотермальной энергетики: глобальный мир и Китай.	298
7.2	*Мицунори Мотохаши.* Содействие Группы Всемирного банка вопросам развития геотермальных ресурсов в Казахстан	309
7.3	*М. К. Абсаметов, Е. Ж. Муртазин, С. М. Кан.* Геотермальные энергетические ресурсы и извлечение редких элементов из рассолов нефтегазовых……	312
7.4	*М. К. Абсаметов, Е. Ж. Муртазин, С. М. Кан.* Термальные воды Южного Казахстана и пилотный проект извлечения геотермальной энергии Карадалинского месторождения	316
8	**Технологии топочных устройств котельных агрегатов, Мериолизис и высокоэффективное энергосберегающее оборудование, добыча угольного метана и Вихревая ветроустановка. 23.11.2018 НТС-28**	324
8.1	*Д. Ж. Токмурзин.* Разработка технологии топочных устройств котельных агрегатов для сжигания высокозольных углей пласта №3 Экибастузского месторождения и обедненного угля/отходов обогащения угля	324

8.2	*Н. С. Нурушев.* Новые технологии и высокоэффективное энергосберегающее оборудование	327
8.3	*С. В. Чернышов, В.Г. Шатровский.* Решения CATERPILLAR для повышения надежности и снижения себестоимости энергоснабжения.	338
8.4	*Ч. А. Черниязданов*. Разведка и добыча угольного метана в Карагандинской области.	344
8.5	*Диего Габриель Амадо Гарсия.* Система «Отходы в энергию» Мериолизис .	354
8.6	*М. Б. Кошумбаев.* Вихревая ветроустановка с концентратором воздушного потока	363
9	**Технологии заканчивания скважин для проведения многостадийной интенсификации в нефтегазовых скважинах**. **26.02.2019 НТС-29**.	368
9.1	*Христос Спитас Тлешев Максат.* Предложение о проведении НИОКР новой морской платформы для эффективного освоения месторождений Каспийского моря.	368
9.2	*Бочкарев Иван*. Обзор технологий заканчивания скважин с МГРП.	383
9.3	*Хлестов Иван.* Опыт внедрения систем МГРП на месторождениях Мангистауской области – ТОО МУНАЙФИЛДСЕРВИС и Gryphon Oilfield Solutions.	392
9.4	*Нурлыбаев Н., Заграничный С.* Первое успешное МГРП с установкой компоновки в обсаженном стволе вертикальной скважины.	403
9.5	*Кашлев Александр*. Многоствольное заканчивание скважин.	411
9.6	*Романов Юрий.* Предлагаемые технологии заканчивания скважин.	423
10	**Переработка нефти и газа**. **30.04.2019 НТС-30**.	429
10.1	*Жангулов А*. Общая презентация о программе трансформации KMG Internatioanl..	429
10.2	*Жандельдинов Ж.* Опыт и достигнутые результаты KMG Internatioanl в сфере нефтепереработки	437
10.3	*Алексеев Е.* Переработка попутно-нефтяного газа в синтетическое топливо	443
10.4	*Алексеев Е.* Обзор технологии повышения нефтеотдачи пласта с CO_2	447
11	**Строительство и эксплуатация энергетических объектов на нефтяных и газовых промыслах 25.07.2019 НТС-31**.	455
11.1	*Назаров А.* Основные мировые тенденции распределенной генерации	455
11.2	*Свергин А.* Энергоснабжение нефтегазовых месторождений: современные вызовы и инновационные решения.	459
11.3	*Назаров А.* Газовые двигатели как ключевой элемент энергетической 3D-трансформации. Кастомизация и интеграция различных энергетических активов нефтегазового предприятия с использованием газовых двигателей INNIO's Jenbacher и Waukesha	464
11.4	*Лукьянов С.* Компрессоры Ariel в технологиях утилизации ПНГ. Основные технологии компримирования попутного нефтяного газа с применением поршневых компрессоров	476
11.5	*Манохин М.* Сервис и ремонт энергетического и технологического оборудования на нефтегазовых промыслах. Успешные практики и современные решения.	481
11.6	*Власов И.* Линейки генераторов AvK для применения в нефтегазовой отрасли.	486
11.7	*Стулова И.* Антикоррозионная и катодная защита с помощью материалов ZINGA.	489

12	**Термоэлектрическая установка, зеленая технология, присадки и нефтесорбент. 12.12.2019 НТС-32**	498
12.1	*Стефан Алексеевич*. Термоэлектрическая установка WARM STREAM . . .	498
12.2	*Мурзагалиев А. С. Пузанков В*. Зеленая технология удаления сернистых соединений.	507
12.3	*Отройцев С., Мурзагалиев А.* Присадки MASCom.	510
12.4	*Альжанов Б. А., Горовых О. Г* Высокоэффективный природный нефтесорбент – «TAZA»	530
13	**Производство синтетического каучука, применение БПЛА и система мониторинга в нефтегазовой отрасли. 21.02.2020 НТС-33**	538
13.1	*Муртаза Жанболат* Завод по производству синтетического каучука IT&M торговой марки MISOT-FLEX.	538
13.2	*Толеген Ернур Муратулы* Применение БПЛА в нефтегазовой отрасли	547
13.3	*Толеген Ернур Муратулы* Система мониторинга, анализа и прогноза загрязнений воздуха.	551
13.4	*Быкова А.М.* Проблемы и риски применения альтернативных средств балластировки.	557
13.5	*Кабжанов Р.Х.* О некоторых вопросах разработки справочников наилучших доступных технологий.	567
14	**Нефтеотдача (коэффициент извлечения нефти) вопросы экологии. 13.10.2020 НТС-34**	572
14.1	*Макеев Д. С., Журинов М. Ж.* Центр компетенции по проблемам коррозии . .	572
14.2	*Фурман К. Оразалиев Б.* Опыт применения технологии выравнивания профиля закачки и увеличения приемистости TerraFlow SFW в Республике Казахстан	579
14.3	Солнышкин Д., Заграничный С. Применение многофункциональных хелатных соединений на HP-HT скважинах CARBOFLO™	586
14.4	*Изтелеу Н. Н.* Биологическая очистка нефтезагрязненных почв Мангистауской области с применением препарата Lactobacillus spp. UMBK-1T.	591
14.5	*Суанбаев Е., Анфиногенов С. Н.* Переработка абсорбентов и растворов — триэтиленгликоля, диэтиленгликоля и этиленгликоля, применяемых в нефтегазовой отрасли с восстановлением потребительских свойств	599
14.6	*Дуйсенова Г.* Использование СПГ на грузовых тепловозах в Казахстане . . .	602
	Заключение	608

*

ПРЕДИСЛОВИЕ

Казахстанское добровольное некоммерческое объединение юридических лиц нефтегазового и энергетического комплекса "KAZENERGY" было создано 2 ноября 2005 года с целью поддержки развития предпринимательства в нефтегазовой сфере, т. е. для оказания содействия в формировании благоприятных условий для развития топливно-энергетического комплекса Казахстана.

Начиная с 2014 года ассоциация "KAZENERGY" регулярно организует и проводит обсуждение научных и инженерных проектов и докладов на заседаниях научно-технического совета (НТС).

Первый том сборника докладов НТС, в который включены основные материалы, обсужденные на заседаниях совета в 2015–2018 годах, издан и используются студентами, магистрантами и докторантами учебных заведений, а также учеными, исследователями и специалистами разного уровня нефтяной и энергетической отраслей.

За 2018 год Казахстанской ассоциацией организаций нефтегазового и энергетического комплекса "KAZENERGY" проводилось 6 заседаний научно-технического совета (НТС): 2 февраля («Дорожная карта научно-технологического развития добывающего сектора нефтегазовой отрасли Казахстана. Исполнение и новые подходы»); 2 марта («Цифровые решения для нефтегазовой и энергетической отраслей»); 5 апреля («Нефтеперерабатывающие заводы РК. модернизация НПЗ, развитие нефтехимии»); 18 мая («Вопросы и проблемы глубокого и сверхглубокого бурения»); 10 июля; 6 сентября («Развитие добычи природного газа (в т. ч. из газовых шапок) в целях выполнение пятой инициативы главы государства по социальной модернизации «газификация страны»); 5 октября («Перспективы и потенциал развития геотермальной энергетики в Республике Казахстан») и 23 ноября 2018 года в конференц-зале ассоциации "KAZENERGY" (г. Астана, проспект Кабанбай батыра, 17, этаж 16).

На первом заседании НТС были заслушаны и обсуждены следующие доклады:

1. «Реализация Дорожной карты научно-технологического развития добывающего сектора нефтегазовой отрасли Казахстана» *(докладчик – Министерство энергетики РК).*

2. «Дорожная карта научно-технологического развития: системный подход к решению общих технологических задач отрасли» *(докладчик А. В. Леонтьев, советник по связям с Правительством РК Shell Kazakhstan Development B.V.).*

3. Актуализация проблемных вопросов и разработка системных решений нефтегазового комплекса Республики Казахстан *(докладчик А. Н. Сатимов, советник председателя ассоциации* "KAZENERGY"*, зам. педседателя НТС Ассоциации* "KAZENERGY"*).*

4. Доклад о проведенной работе в рамках Национального научного совета *(докладчик – Р. Г. Сармурзина советник заместителя председателя Ассоциации "KAZENERGY").*

На втором заседании НТС заслушаны и обсуждены следующие доклады:

1. Цифровизация в нефтегазовой отрасли. Обзорный доклад Министерства энергетики Республики Казахстан *(докладчик Алан Аралбаев, директор департамента информационных технологий МЭ РК).*

2. Цифровое месторождение УАЗ *(докладчик Алихан Байдусенов, управляющий директор по перспективному развитию АО «Эмбамунайгаз»).*

3. Доклад об ИТ разработках КБТУ в нефтегазовой отрасли *(докладчик Кожалы Кайыржан Бакытжанулы, заместитель генерального директора по цифровизации и ИТ и Нурсултан Болатович Сулейменов, директор Центра мультимедийных технологий).*

4. Пакет программных решений GE «Цифровая трансформация» *(докладчик Булат Абишев, руководитель направления цифровизации компании General Electric по СНГ).*

5. Решения компании Huawei для цифрового месторождения *(докладчик Ахмет Тусупов, директор по работе с корпоративными клиентами Huawei Technologies Kazakhstan).*

6. Отечественный программный комплекс для полномасштабного моделирования и анализа разработки месторождений «Жулдыз», возможности и функционал приложений *(докладчик Вячеслав Валерьевич Баушин, заместитель директора ТОО «Алстронтелеком»).*

На третьем заседании НТС заслушаны и обсуждены следующие доклады:

1. Обзорный доклад Министерства энергетики Республики Казахстан. *(докладчик Сатжан Каримов, заместитель директора департамента развития нефтяной промышленности Министерства энергетики РК).*

2. Нефтеперерабатывающие заводы РК *(докладчик Олег Александрович Лызлов, директор департамента технического развития АО «РД КазМунайГаз).*

3. Актуальные вопросы в развитии нефтехимии (*Докладчики – Атабаев Асет, директор по правовому сопровождению ТОО «ОХК»).*

4. Блочно-модульный НПЗ. Концептуальные подходы к реализации проекта *(докладчик Андрей Белов, технический представитель от американской компании «Кемекс» проектный менеджер, менеджер инжиниринга).*

5. Модернизация АНПЗ (*докладчик Еркин Борисович Сулейменов, заместитель главного инженера по технологии).*

6. Модернизация ПНХЗ (*докладчик Алихан Танатович Абильдинов, ведущий инженер технического отдела).*

7. Производство моторных топлив экологического класса К-5 на НПЗ АО «Конденсат» *(докладчик Фарид Наильевич Бахтиозин, член Совета директоров АО «Конденсат»).*

На четвертом заседании НТС заслушаны и обсуждены следующие доклады:

1. Проект «Евразия». Сверхглубокое бурение как осознанная необходимость *(докладчик Александр Викторович Денякин, гендиректор ТОО «КМГ-Евразия»).*

2. Вызовы сверхглубокой скважины Каспий-1, проект «Евразия» *(докладчик Аскар Муналович Далбаев, исполнительный директор ТОО KaraTau Consulting («КараТау Консалтинг»).*

3. Прогноз петрофизических характеристик осадочных пород на больших глубинах *(докладчица Айсулу Бектемировна Турниязова, доцент кафедры «Геология и геофизика» НАО «АУНГ»).*

4. Бурение узкопрофильных и сверхузкопрофильных скважин *(докладчики Юрий Боков, супервайзер по бурению месторождения Кашаган компании «Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н. В.» (НКОК Н. В.), Иван Газ, менеджер по поддержке производственных операций (геология) (НКОК Н. В).*

5. Анализ результатов применения поликатионных буровых растворов на примере строительства скважин Астраханского ГКМ (*докладчик Миталим Магомед-Расулович Гайдаров, начальник лаборатории перспективных исследований ООО «Газпром ВНИИГАЗ»).*

6. Проблемы крепления сверхглубоких скважин (*докладчик Фарид Акрамович Агзамов, профессор, доктор наук Уфимского государственного нефтяного технического Университета).*

7. Решение геомеханического, петрофизического и геонавигационного моделирований для оптимизации бурения глубоких скважин *(докладчик Антон Николаевич Очеретяный, старший инженер по геохимике Компания GTI (РФ)).*

8. Новые возможности испытателей пластов на кабеле и их применение в разведочных скважинах, включая оперативный подсчет запасов (*докладчик Михаил Чарупа, эксперт по разработке месторождений Шлюмберже).*

На пятом заседании НТС заслушаны и обсуждены следующие доклады:

1. Технология прямого синтеза метанола плазмохимическим методом из попутного нефтяного или природного газа на местах добычи *(докладчики Сергей Александрович Городецкий, генеральный директор и Алексей Александрович Миллер, коммерческий директор ООО «Научно-технический центр «Плазма»).*

2. Технология GTL/GTP Обзор и современные тенденции *(докладчик Евгений Геннадьевич Алексеев, генеральный директор ТОО «АТЭК АЗИЯ»).*

3. Разработка методологии вторичного использования глинистых буровых шламов и утилизации золы из печи общего назначения *(докладчица Маржан Уртаева, специалист по управлению отходами (координатор проекта) КПО).*

4. Антикоррозионная защита объектов нефтегазового комплекса и энергетики с помощью современных покрытий, производимых в Казахстане *(докладчик Николай Николаевич Карпеев, коммерческий директор Научно-производственного комплекса «ВМП»).*

5. Информационные ресурсы для нефтегазовой отрасли *(докладчик Душан Крстич, региональный менеджер по продажам компании EBSCO).*

На шестом заседании НТС заслушаны и обсуждены следующие доклады:

1. «Разработка технологии топочных устройств котельных агрегатов для сжигания высокозольных углей пласта № 3 Экибастузского месторождения и обедненного угля/отходов обогащения угля». *Презентация по совместному проекту «Самрук-Энерго» и частным учреждением Nazarbayev University Research and Innovation System (NURIS) (докладчик Дияр Жоралыевич Токмурзин, PhD студент Школы инженерии Назарбаев Университет).*

2. Новые технологии и высокоэффективное энергосберегающее оборудование *(докладчик производственная компания ТОО «Центр технологии насосов»).*

3. Решения CATERPILLAR для повышения надежности и снижения себестоимости энергоснабжения *(докладчики Сергей Викторович Чернышов, менеджер по ключевым клиентам, «Катерпиллар нефть и газ» и Владимир Геннадьевич Шатровский, региональный менеджер «Катерпиллар нефть и газ»*).

4. Разведка и добыча угольного метана в Карагандинской области *(докладчик Чингиз Аскарович Чернияздановъ, управляющий директор Satbayev University*).

5. Система «Отходы в энергию» Мериолизис *(докладчик Диего Габриель Амадо Гарсия, внешний консультант ТОО «Самрук-Казына Инвест»*).

6. Вихревая ветроустановка с концентратором воздушного потока (представлена на EXPO-2017) *(докладчик Марат Булатович Кошумбаев, д. т. н., академик МАИ при ООН, энергетический факультет КАТУ им. С. Сейфуллина).*

За 2019 год Казахстанской ассоциацией организаций нефтегазового и энергетического комплекса "KAZENERGY" проводилось 6 заседаний Научно-технического совета.

Первое заседание НТС "KAZENERGY" проведено по теме «Технологии заканчивания скважин для проведения многостадийной интенсификации в нефтегазовых скважинах», 26 февраля 2019 года. Были заслушаны и обсуждены следующие доклады:

1. Предложение о проведении НИОКР новой морской платформы для освоения месторождений Каспийского моря *(докладчики Христос Спитас, Профессор, Тлешев Максат, Назарбаев Университет)*.

2. Технологии многостадийного гидроразрыва пласта и опыт локального производства в РФ *(докладчик Иван Бочкарев, менеджер по продажам департамента по заканчиванию скважин, Weatherford).*

3. Геологические задачи бурения горизонтальных скважин, многоствольных скважин и боковых стволов и оптимизация проведения многостадийного гидроразрыва пласта *(докладчик Николай Смирнов, главный инженер, ООО Petro GM).*

4. Опыт внедрения систем многостадийного гидроразрыва пласта на месторождениях Мангистауской области и оптимизация применяемой технологии *(докладчик Иван Хлестов, директор по развитию бизнеса, Россия и Казахстан, Gryphon Oilfield Technologies Ltd и ТОО КАЗБУРИНВЕСТ).*

5. Переоборудование вертикальных скважин для проведения многостадийного гидроразрыва пласта на месторождении в Актюбинской области *(докладчики Нурлан Нурлыбаев, главный инженер по проектам ТОО «НИИ ТДБ КМГ» и Станислав Заграничный, директор ТОО Temir Energy Central Asia).*

6. Технологии многоствольного заканчивания и опыт внедрения на месторождениях в РФ *(докладчик Александр Кашлев, генеральный директор ООО ADL Completions).*

7. Технологии многостадийного заканчивания скважин на месторождениях с высоковязкой и битуминозной нефтью с паронагнетанием (SAGD) *(докладчик Юрий Романов, вице-президент Interra Energy).*

Второе заседание НТС "KAZENERGY" проведено по теме «Переработка нефти и газа», 30 апреля 2019 года. По теме заслушаны и обсуждены следующие доклады:

1. Общая презентация о программе трансформации KMG Internatioanl *(докладчик Азамат Жангулов, управляющий директор АО «НК «КМГ», член совета директоров КМГ-И)*.

2. Опыт и достигнутые результаты KMG Internatioanl в сфере нефтепереработки *(докладчик Жанайдар Жандельдинов, заместитель директора технического департамента «Ромпетрол Рафинаре»).*

3. Переработка попутно-нефтяного газа в синтетическое топливо *(докладчик Евгений Алексеев, официальный представитель компании группа Calvert Energy).*

3. Обзор технологии повышения нефтеотдачи пласта с CO_2 *(докладчик Евгений Алексеев, официальный представитель компании Группа Calvert Energy).*

Третье заседание НТС "KAZENERGY" проведено по теме «Строительство и эксплуатация энергетических объектов на нефтяных и газовых промыслах», 25 июля 2019 года. По теме заслушаны и обсуждены следующие доклады:

1. Основные мировые тенденции распределенной генерации *(докладчик Андрей Назаров, региональный менеджер Россия и СНГ INNIO).*

2. Энергоснабжение нефтегазовых месторождений: современные вызовы и инновационные решения *(докладчик Александр Свергин, директор ООО «ЭнергоТехСервис»).*

3. Газовые двигатели как ключевой элемент энергетической 3D-трансформации. Кастомизация и интеграция различных энергетических активов нефтегазового предприятия с использованием газовых двигателей INNIO's Jenbacher и Waukesha *(докладчик Андрей Назаров, региональный менеджер Россия и СНГ INNIO).*

4. Компрессоры Ariel в технологиях утилизации ПНГ. Основные технологии

5. компримирования попутного нефтяного газа с применением поршневых компрессоров *(докладчик Сергей Викторович Лукьянов, инженер проектов «Ариель Интернэшнл Корпорэйшн», представительство в России и СНГ).*

6. Сервис и ремонт энергетического и технологического оборудования на нефтегазовых промыслах. Успешные практики и современные решения *(докладчик Максим Манохин, начальник управления сервиса ООО «ЭнергоТехСервис»).*

7. Линейки генераторов AvK для применения в нефтегазовой отрасли *(докладчик Игорь Власов, менеджер по поставкам и сопровождению Россия и СНГ CGT).*

8. Антикоррозионная и катодная защита с помощью материалов ZINGA *(докладчица Ирина Ивановна Стулова, зам. генерального директора ООО «ЗИНГА», официальное представительство торговой марки ZINGA в РФ).*

Четвертое заседание НТС "KAZENERGY" проведено по теме «Термоэлектрическая установка, зеленая технология, присадки и нефтесорбент», 12 декабря 2019 года. По теме заслушаны и обсуждены следующие доклады:

1. Термоэлектрическая установка WARM STREAM *(докладчик Стефан Алексеевич Нижник, заместитель руководителя по коммерческим вопросам ООО «НПО «Пермнефтегаз»).*

2. Зеленая технология удаления сернистых соединений *(докладчики Амантай Сабитович Мурзагалиев, директор ТОО «НПО-НефтеСинтез», Владимир Пузанков, коммерческий директор).*

3. Присадки MASCom *(докладчики Сергей Отройцев, технический директор, Амантай Мурзагалиев, исполнительный директор MASCom).*

4. Высокоэффективный природный нефтесорбент TAZA *(докладчик заместитель генерального директора ТОО «Семсер – Өрт сөндіруші» Бауыржан Алпысович Альжанов, профессор кафедры специальной подготовки филиала Института переподготовки и повышения квалификации Университета граждаской защиты МЧС Беларуси, к. т. н., доцент О. Г. Горовых).*

За 2020 год Казахстанской ассоциацией организаций нефтегазового и энергетического комплекса "KAZENERGY" проводилось два заседания научно-технического совета.

Первое заседание НТС "KAZENERGY" проведено 21 февраля 2020 года. Заслушаны и обсуждены следующие доклады:

1. Завод по производству синтетического каучука IT&M торговой марки MISOT-FLEX *(докладчики Муртаза Жанболат Ташболатулы, заместитель генерального директора по стратегическому развитию ТОО «Техсоюз KZ»).*

2. Применение БПЛА в нефтегазовой отрасли *(докладчик Толеген Ернур Муратулы, проект-менеджер ТОО «KazTechInnovations»).*

3. Система мониторинга, анализа и прогноза загрязнений воздуха *(докладчик Толеген Ернур Муратулы, проект-менеджер ТОО «KazTechInnovations»).*

4. Проблемы и риски применения альтернативных средств балластировки *(докладчица Асима Мукажановна Быкова, ведущий специалист по продвижению продаж ООО «Трубопроводные покрытия и технологии»).*

5. О некоторых вопросах разработки справочников наилучших доступных технологий *(докладчик Рустем Хайруллович Кабжанов, генеральный директор ОЮЛ «Казахстанская Ассоциация региональных экологических инициатив Ecojer).*

Второе заседание НТС "KAZENERGY" проведено по теме «Нефтеотдача (коэффициент извлечения нефти) вопросы экологии», 13 октября 2020 года. По теме заслушаны и обсуждены следующие доклады:

1. Центр компетенции по проблемам коррозии *(докладчик Д. С. Макеев, начальник управления технического развития АО НК «КазМунайГаз», М. Ж. Журинов, генеральный директор АО «Институт топлива, катализа и электрохимии им. Д. В. Сокольского).*

2. Опыт применения технологии выравнивания профиля закачки и увеличения приемистости TerraFlow SFW в Республике Казахстан *(докладчики К. Фурман, генеральный директор ООО Terratec, Б. Оразалиев, директор McNorton Oiltech).*

3. Применение многофункциональных хелатных соединений на HP-HT скважинах CARBOFLO™ (докладчики *Д. Солнышкин, директор Interprojects LLC, С. Заграничный, директор ТОО Temir Energy Central Asia).*

4. Биологическая очистка нефтезагрязненных почв Мангистауской области с применением препарата Lactobacillus spp. UMBK-1T (*докладчик Н. Н. Изтелеу, к.ф.-м.н., декан факультета «Инжиниринг» Yessenov University).*

5. Переработка абсорбентов и растворов триэтиленгликоля, диэтиленгликоля и этиленгликоля, применяемых в нефтегазовой отрасли с восстановлением потребительских свойств *(докладчики Е. Суанбаев, С. Н. Анфиногенов, ТОО «Алем Тынысы»).*

6. Использование СПГ на грузовых тепловозах в Казахстане *(докладчица Г. Дуйсенова, директор сервиса и директор компании Wabtec).*

*

1. ДОРОЖНАЯ КАРТА НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ДОБЫВАЮЩЕГО СЕКТОРА НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА. ИСПОЛНЕНИЕ И НОВЫЕ ПОДХОДЫ

1.1 Дорожная карта научно-технологического развития: системный подход к решению общих технологических задач отрасли

А. В. Леонтьев

Советник по связям с Правительством РК
Shell Kazakhstan Development B.V.

a.ssabekova@KAZENERGY.com, 7172 794988

Предложен проект разработки «дорожной карты» научно-технологического развития, рассмотрены основные этапы, предложен системный подход к решению общих технологических задач отрасли. Описана концепция «дорожной карты», проведено распределение ответственности по приоритетным областям технологического развития. Рассмотрены вопросы исследования свойств флюидов, описана лаборатория геохимических исследований, созданная в ТОО НИИ «Каспиймунайгаз».

A draft of the development of a “roadmap” of scientific and technological development was proposed, the main stages were considered, a system approach was proposed to solve the general technological problems of the industry. The concept of a “roadmap” is described, the distribution of responsibilities in priority areas of technological development has been carried out. The issues of studying the properties of fluids are considered, the laboratory of geochemical research, created at the Research and Development Institute “Caspiymunaygas”, is described.

Проект разработки «дорожной карты»: основные этапы

Прагматичный подход к технологическому развитию

«Я полностью поддерживаю предложение о разработке «дорожной карты» по укреплению местного научно-исследовательского потенциала…

Важно знать, какие ресурсы и технологии нужны для решения задач, какие институты и предприятия [Казахстана] будут привлечены к решению каждой технологической задачи, каких людей и чему нужно обучить».

Президент Республики Казахстан Н. А. Назарбаев, заседание Совета иностранных инвесторов в мае 2011 года.

Основные этапы проекта

2009–2010 — Контурный план научно-технологического развития.
2010–2011 – Коллективный анализ технологических задач.
2012–2013 – Разработка «дорожной карты».

Ключевые результаты и выводы

- оценены приоритетные технологические задачи, стоящие перед добывающим сектором;
- определены технологии для пошагового внедрения, адаптации и разработки в Казахстане до 2025 года (более 230 возможных технологических решений по приоритетным направлениям).

При условии внедрения соответствующих технологий в требуемые сроки, решение каждой технологической задачи может дать в среднесрочной перспективе материальную выгоду в размере от 2 до 7,5 млрд долларов, а общая выгода может составить десятки млрд долларов.

Концепция «дорожной карты»

«Дорожная карта» – *карта потенциальных возможностей* для развития сотрудничества, обмена знаниями и создания новых технологических партнерств с целью объединения усилий в решении общих технологических задач.

Основная задача — внедрение *практики совместного технологического развития* отрасли, что в идеале должно стать неотъемлемой частью деятельности компаний.

Диалог и налаживание взаимосвязей, *системный подход* для решения исторически сложившихся технологических задач, общих для ряда недропользователей, является наиболее ценным компонентом данного процесса.

Формат участия – необходимость наличия «технологических лидеров» для координации/систематизации деятельности по реализации приоритетных направлений дорожной карты;

Использование *норвежского опыта* инновационного развития отрасли, построенного на нефтегазовой технической программе (OG21), разработанной правительством в сотрудничестве с компаниями нефтегазовой промышленности.

Совместные отраслевые проекты на примере сотрудничества компаний «Шелл» и «Шеврон» с НИИ ТБД – совместная реализация тематических направлений ТК 1.4 и 1.5 – прямой эффект на решение актуальных задач недропользователей.

Создание *системного процесса взаимодействия науки и бизнеса* – рассмотрение и принятие ежегодного цикла планирования НИОКР.

Распределение ответственности по приоритетным областям технологического развития

		Модератор
1. Геолого-физическая характеристика резервуара		
1.1	Сейсморазведка и обработка данных	НИИ ТБД, «Шелл»
1.2	Описание резервуара – интерпретация данных геологии, литологии и насыщения	
1.3	ГИС и мониторинг скважин	
1.4	Анализ керна и интерпретация данных	
1.5	Исследование свойств флюидов	

2. Промысловое оборудование		
2.1	Оборудование и материалы для защиты от коррозии и эксплуатации в сернистых средах	
2.2	Ведений операций в условиях льдообразования и низких температурах	
2.3	Утилизация серы	
3. Динамика флюидов и их подготовка		
3.1	Обеспечение динамики потоков и контроль пескопроявления	«Петро Казахстан»
3.2	Водопользование/борьба с обводнением	
4. Контроль за разработкой месторождения и эксплуатацией скважин		
4.1	Расходы на бурение и обустройство скважин	КПО
4.2	Контроль за разработкой месторождения: оптимизация нефтеотдачи, МУН/МИДН	
5. ОТ, ПБ и ООС и производственные операции		
5.1	Реагирование и ликвидация последствий ЧС	NCOC
5.2	Снижение рисков ОТ, ПБ и ООС, при работе в условиях сернистых сред	
5.3	Воздействие на окружающую среду	

Исследование свойств флюидов

Создание лаборатории геохимических исследований в ТОО НИИ «Каспиймунайгаз»

Открытие: 15.04.2015 г.
Содействие «Шелл» в развитии направления геохимических исследований.

Оснащена уникальным современным оборудованием, необходимым для подробного молекулярного изучения необходимых компонентов в нефти.

В настоящий момент в штате пятеро сотрудников, имеющих высшее зарубежное образование, в основном, стипендиаты программы «Болашак».

Дополнительно было организовано обучение в лабораториях мирового уровня − Rocks and Fluids geochemistry lab (Shell, Нидерланды), лаборатория «Самал» NCOC, а также курсы повышения квалификации – Integrated Geochemical Interpretation, Англия.

Подписаны соглашения о конфиденциальности с недропользователями КМГ, согласно которым эксперты Шелл» оказывают научно-техническую поддержку практически по всем проектам, выполняемым в лаборатории.

По итогам заседания НТС "KAZENERGY" 31 мая 2016 года было рекомендовано создать Атлас геохимических данных нефтей Казахстана по осадочным бассейнам (совместно с Комитетом геологии и недропользования МИР РК и МЭ РК).

Продолжается работа по обучению специалистами «Шелл» сотрудников лаборатории, в том числе запланировано обучение двоих человек в Shell, Нидерланды, 3–4 посещения лаборатории НИИ «Каспиймунайгаз» экспертами Shell.

1.2 Актуализация проблемных вопросов и разработка системных решений нефтегазового комплекса Республики Казахстан

А. Н. Сатимов Советник председателя Ассоциации "KAZENERGY",
зам. председателя НТС Ассоциации "KAZENERGY"
a.satimov@KAZENERGY.com, 8-700-510-9500

Рассмотрены общие задачи нефтегазового комплекса, определены основные направления развития для нефтегазовой отрасли. Изучены вопросы актуализации проблемных вопросов и разработки системных решений нефтегазового комплекса Республики Казахстан. Рассмотрены фазы и этапы реализации проекта, предложена трехступенчатая структура организации и проведения исследования. Приведены области решений нефтегазового комплекса, выделено 7 направлений деятельности: характеристика коллектора; промысловое оборудование; движение флюидов и переработка; управление работой скважин и эксплуатацией месторождения; нефтепереработка, нефтехимия и маркетинг; транспортировка, ОТ, ТБ и ООС и эксплуатация. Определены долгосрочные цели проекта, приведено решение по реализации проекта.

The general tasks of the oil and gas complex are considered, the main development directions for the oil and gas industry are identified. Issues of actualization of problematic issues and the development of system solutions for the oil and gas complex of the Republic of Kazakhstan were studied. The phases and stages of the project implementation were considered, a three-stage structure for organizing and conducting the research was proposed. The areas of solutions of the oil and gas complex are presented, 7 areas of activity are highlighted: reservoir characteristic; field equipment; fluid flow and recycling; well operation and field management; oil refining, petrochemicals and marketing; transportation, HSE, and environmental protection and operation. The long-term goals of the project are defined, the decision on the project implementation is given.

Общие задачи нефтегазового комплекса

Ключевое сообщение Президента РК
«Новые возможности развития Казахстана в условиях четвертой промышленной революции»

***Основные направления развития для нефтегазовой отрасли*:**

- *индустриализация* должна стать флагманом внедрения *новых технологий;*
- дальнейшее *развитие ресурсного потенциала*;
- *умные технологии* – шанс для рывка;
- повышение эффективности *транспортно-логистической инфраструктуры*;
- *внедрение современных технологий* в строительстве и коммунальном секторе;
- *перегрузка* финансового сектора;
- *человеческий капитал* – основа модернизации;
- эффективное *государственное управление*;
- *борьба с коррупцией*;
- *умные города* для умной нации.

Фазы проекта

Фаза 0. Построение проекта (январь – февраль 2018)
Фаза 1. Реализация проекта, разработка карты (март – август 2018)
Фаза 2. Внедрение проекта (сентябрь 2018 – 2020)
Фаза 3. Проверка результатов, рестарт проекта (январь 2021)

Реализация проекта по фазам позволит эффективно реализовать проект и внедрить практику цикличного обновления системных исследований на трехлетней основе.

ФАЗА 1. Этапы реализации проекта

Этап 1. Аудит

- Сбор имеющихся данных;
- Построение экспертной команды/формирование списков;
- Сбор данных по НИОКР, местному содержанию;
- Актуализация пунктов «Дорожной Карты НТР ДС РК».

Этап 2. Интервью

- Разработка карты экспертного опроса;
- Проведение письменных/устных интервью;
- Анализ результатов, обработка данных, перекрестная; проверка несоответствий, завершение сбора экспертного сообщества.

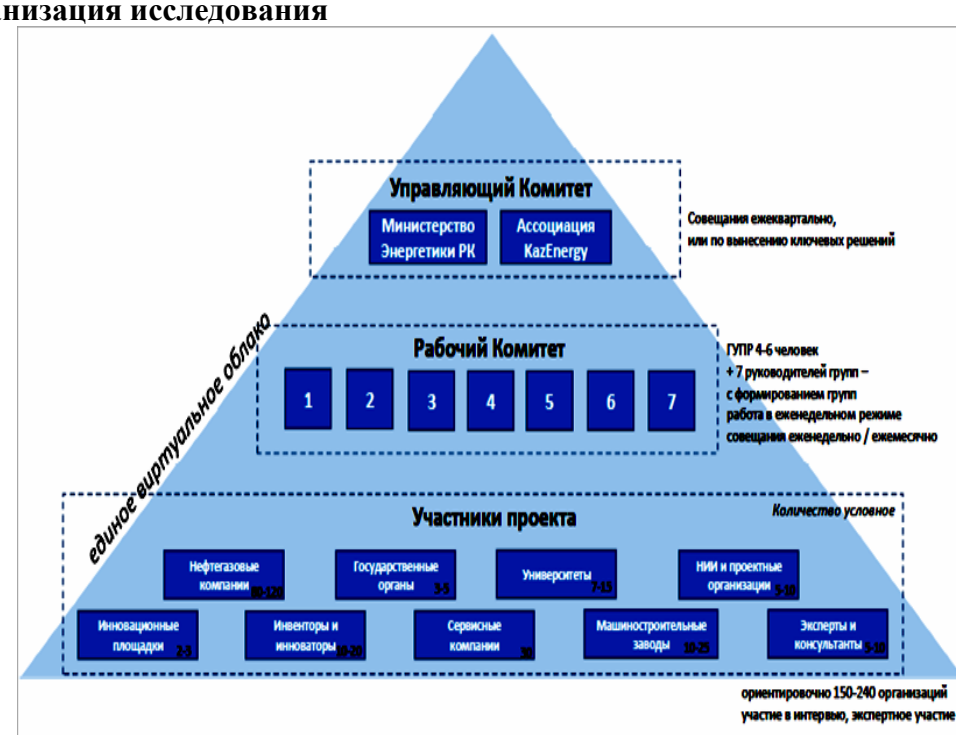
Этап 3. Систематизация

- Систематизация данных, разбивка гипотез на компоненты;
- Определение ключевых факторов;
- Построение «Кадастра проблем»;
- Приоритезация направлений.

Этап 4. Разработка

- Разработка «Карты решений»;
- Обсуждение экспертным сообществом, коррекция, определение инициатив;
- Разработка временных графиков внедрения «Карты решений» и инициатив, разработка сопровождающих документов по внедрению.

Организация исследования



Трехступенчатая структура позволит эффективно и оперативно собрать информацию по проблемам и путям их решения, совместно с экспертами на основе методов экспертных оценок.

Области решений нефтегазового комплекса представлены на рисунке 1.

7 направлений деятельности

1. Характеристика коллектора

1.1. Сбор и обработка сейсмических данных;
1.2. Описание коллектора;
1.3. Каротаж скважин и вн. скважинный мониторинг
1.4. Анализ керна и данных;
1.5. Анализ свойств флюидов.

Руководитель РГ Рахим Нагангалиевич Утеев

Рисунок 1. Области решений нефтегазового комплекса

2. Промысловое оборудование
2.1. Оборудование и материалы для работ в кислотных условиях;
2.2. Эксплуатация в условиях холодного климата/ледовых условиях;
2.3. Ганизация утилизации серы.
Руководитель РГ Бисекен Бактыгали Лескалиулы.

3. Движение флюидов и переработка
3.1. Обеспечение бесперебойного режима подачи потока и борьба с пескопроявлением;
3.2. Управление водообеспечением.
Руководитель РГ Евгений Кипониевич Огай.

4. Управление работой скважин и эксплуатацией месторождения
4.1. Затраты на бурение и скважины;
4.2. Управление эксплуатацией м/с, включая методы увеличения нефтеотдачи.
Руководитель РГ Абат Акмуканович Нурсеитов.

5. Нефтепереработка, нефтехимия и маркетинг
5.1. Технологические процессы;
5.2. Автоматизация.
Руководитель РГ Олег Александрович Лызлов.

6. Транспортировка
6.1. Нефтепроводы и газопроводы;
6.2. Порты и корабли.
Руководитель РГ Каиргельды Максутович Кабылдин.

7. ОТ, ТБ и ООС и эксплуатация
7.1. Реагирование на ЧС и ликвидация их последствий;
7.2. Снижение эксплуатационных рисков, связанных с ОТ, ТБ и ООС в условиях кислотной среды;
7.3. Воздействие на окружающую среду.
Руководитель РГ Жаксыбек Абдрахметович Кулекеев.

Построение проектного офиса

Человеческие ресурсы	Руководитель проекта Аналитик Сектор Upstream Переводчик Аналитик Сектор Downstream IT специалист / Управление БД Визуализация
Технические ресурсы	Отдельный независимый сервер, 1 рабочая станция, виртуальное облако Портативные ноутбуки, 4-6 единиц Свободный интернет канал Копировальная техника
финансовые ресурсы	Фот / Затраты на семинары Командировки, работа с регионами Связь и коммуникации Промежуточный репортинг / Принтинг

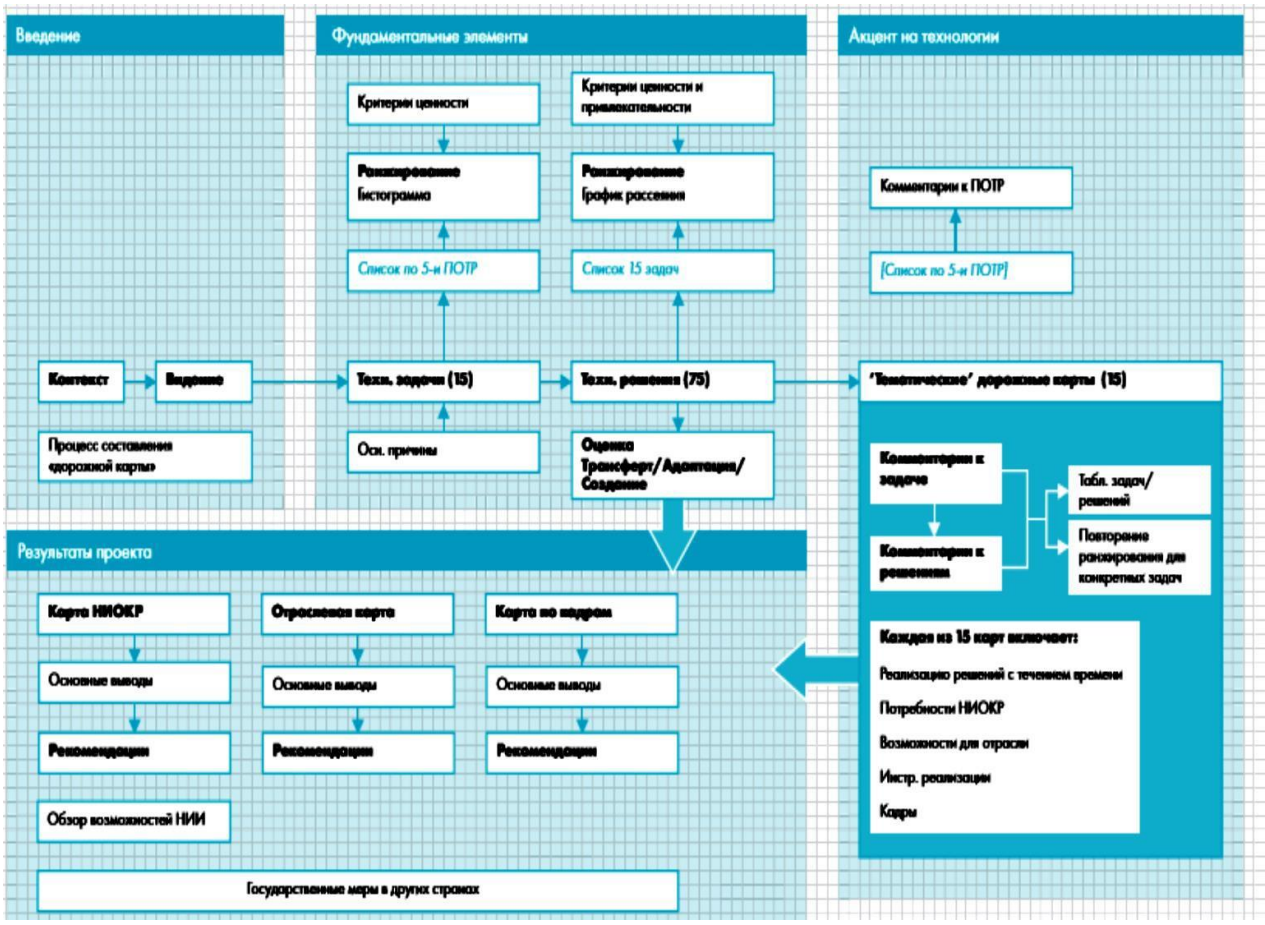
Организация единого центра коммуникаций и техническое оснащение позволит реализовывать проект системно и устойчиво, без потери накопленного опыта и информации.

Привлечение консультанта
Позволит быстро и эффективно осуществить комплекс поставленных задач, при минимальном участии работников "KAZENERGY".
Потребует значительных финансовых средств.
Не будет способствовать развитию отраслевых экспертных компетенций внутри "KAZENERGY".

Частичное привлечение консультанта
Способствует развитию частичных компетенций внутри "KAZENERGY" по методологиям. Обеспечит преемственность для эффективного выполнения фазы «внедрение проекта». Потребуются финансовые средства, выбор консультанта только на конкретные целевые задачи (интервью, систематизация, разработка, иное).

Самостоятельно
Потребует максимального участия сотрудников "KAZENERGY", как в роли рабочего комитета, так и при создании, управлении и работе в составе экспертных групп.
Не обеспечит качественной глубины проводимого исследования.
Способствует значительному росту компетенций внутри коллектива "KAZENERGY".
Обеспечит максимальную преемственность для эффективного выполнения фазы «внедрение проекта».

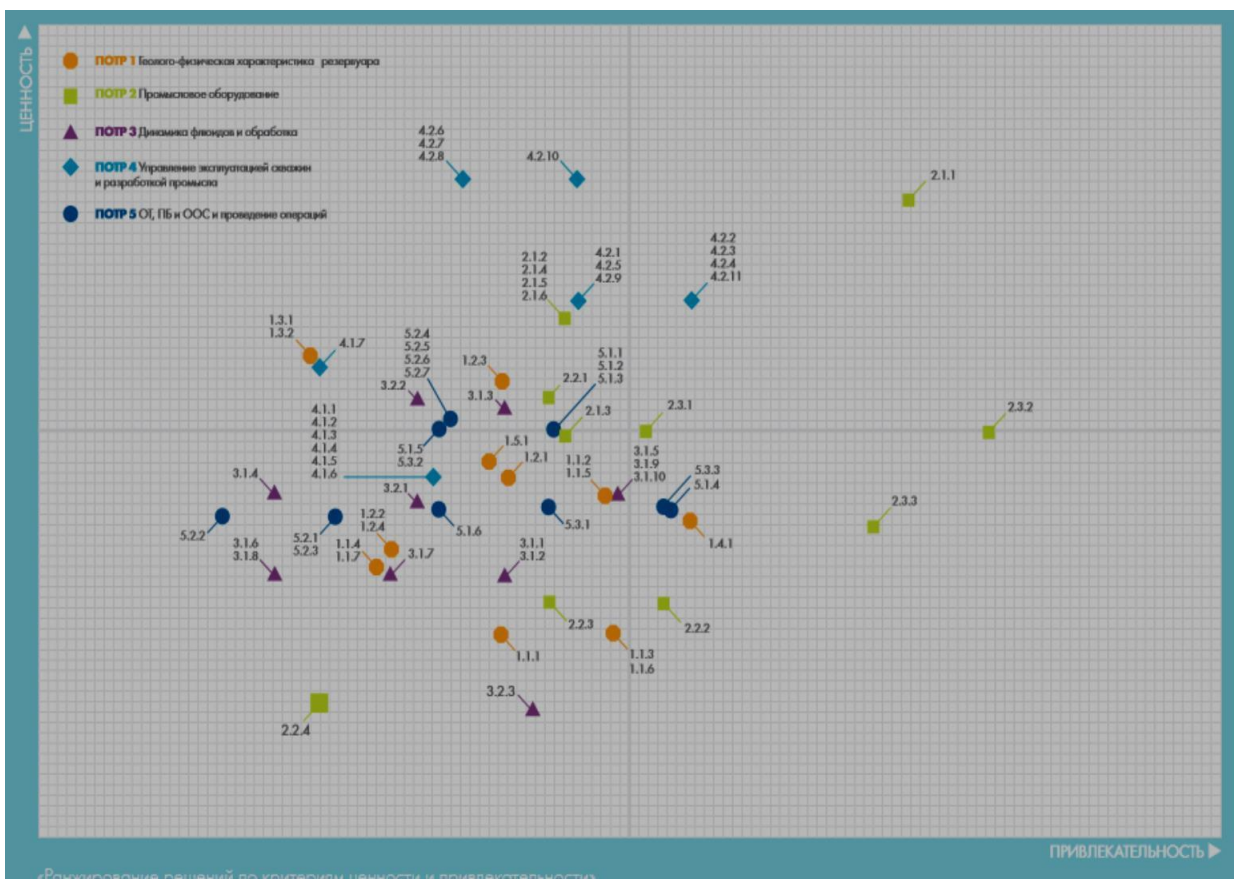
Преемственность в поиске решений дорожная карта НТР ДС РК «Шелл»

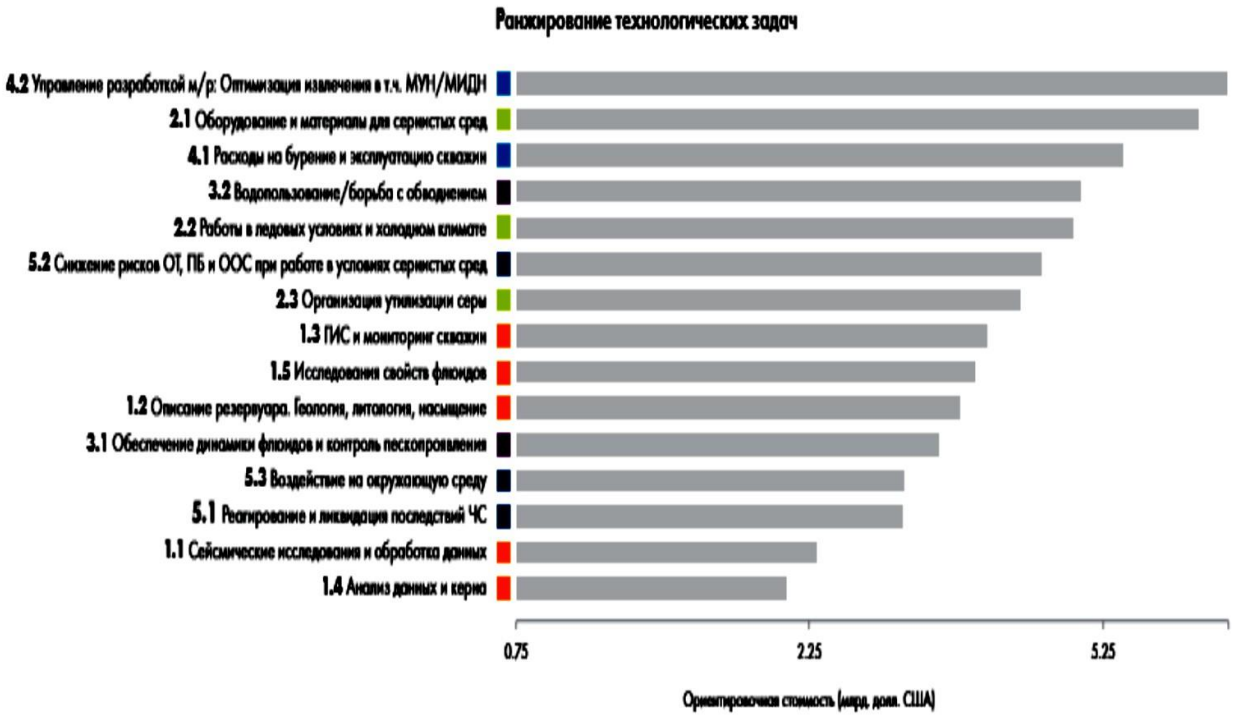


- единая методология и подходы;
- исполнение ранее принятых обязательств, реализация инициатив;
- списки ранее привлеченных экспертов и организаций;
- проведение брифингов / семинаров / открытых стратегических сессий;
- расширение спектра задач (включая новые задачи и более мелкие проблемы);
- совместная разработка комплексного плана мероприятий (маркетинг-план) по реализации решений.

1	**ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕЗЕРВУАРА**
1.1	Сейсморазведка и обработка данных
1.2	Описание резервуара – интерпретация данных геологии, литологии и насыщения
1.3	ГИС и мониторинг скважин
1.4	Анализ керна и интерпретация данных
1.5	Исследование свойств флюидов
2	**ПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ**
2.1	Оборудование и материалы для защиты от коррозии и эксплуатации в сернистых средах
2.2	Ведение операций в условиях льдообразования и низких температур
2.3	Утилизация серы.

3	**ДИНАМИКА ФЛЮИДОВ И ОБРАБОТКА**
3.1	Обеспечение динамики потоков и контроль пескопроявления
3.2	Водопользование/Борьба с обводнением
4	**УПРАВЛЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКОЙ ПРОМЫСЛА**
4.1	Расходы на бурение и обустройство скважин
4.2	Контроль за разработкой месторождения: Оптимизация нефтеотдачи, в том числе МУН/МИДН.
5	**ОТ, ПБ И ООС И ПРОВЕДЕНИЕ ОПЕРАЦИЙ**
5.1	Реагирование и ликвидация последствий ЧС
5.2	Снижение рисков ОТ, ПБ и ООС, при работе в условиях сернистых сред
5.3	Воздействие на окружающую среду





Долгосрочные цели проекта

Единый центр компетенций позволит сосредоточить все имеющиеся и уже применяющиеся знания, позволив актуализировать и систематизировать их в единый «Кадастр проблем», и, соответственно, разработать «Дорожную карту на период 2018–2020 гг.».

Наилучшим решением будет реализация проекта, путем задействования уже имеющихся компетенций участников проекта, обновления и расширения отношений с организациями и экспертами, с возможным привлечением консультантов.

Решение по реализации проекта

1. Одобрить проект на заседании НТС Ассоциации "KAZENERGY".
2. Провести работу с нефтегазовыми компаниями и заинтересованными лицами по вопросам:
2.1. По поиску финансирования;
2.2. Выделению технических ресурсов;
2.3. Взаимодействию с иностранными экспертами;
2.4. Возможности взаимодействия с международными базами данных.
3. Членам НТС – предоставить предложения по реализации проекта, построению проектной команды, списка вопросов, списка экспертных групп, списка организаций – в срок до 15 февраля 2018 года.
4. Рекомендовать вынести данный проект на Координационный совет Ассоциации "KAZENERGY" или на органы Министерства энергетики РК.

*

2. ЦИФРОВЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛЕЙ

2.1 Цифровизация в нефтегазовой отраслей

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Алан Аралбаев

Директор департамента информационных технологий МЭ РК
a.issabekova@KAZENERGY.com,
7172 794988

Исследованы вопросы цифровизации в нефтегазовой отрасли РК, проанализирована текущая ситуация в части цифровизации ТЭК, государственная программа «Цифровой Казахстан». Приведена целевая иерархия офисов цифровизации в отрасли ТЭК, рассмотрены роли команд офисов цифровизации, приведена схема процессов добычи, подготовки, транспортировки и переработки нефти, описана нефтегазовая отрасль. Приведена общая инфраструктура цифровизации, описан проект «Переход НПЗ РК на 3-летний межремонтный период эксплуатации (в том числе автоматизация системы ТОРО)», рассмотрены цифровые АЗС, перспективы их развития, открытые вопросы цифровизации нефтегазовой отрасли Казахстана.

Issues of digitalization in the oil and gas sectors of the Republic of Kazakhstan were studied, the current situation regarding the digitization of the fuel and energy complex, the state program “Digital Kazakhstan” were analyzed. The target hierarchy of digitalization offices in the fuel and energy sector is given, the roles of teams of digitalization offices are reviewed, a diagram of the processes of oil production, preparation, transportation and refining is described, the oil and gas industry is described. The general infrastructure of Digitization is given, the project “Transition of Oil Refinery of the Republic of Kazakhstan to a 3-year overhaul period of operation (including automation of the maintenance and repair system)” is described, digital filling stations, prospects for their development are considered, open issues of digitization of the oil and gas industry of Kazakhstan are considered.

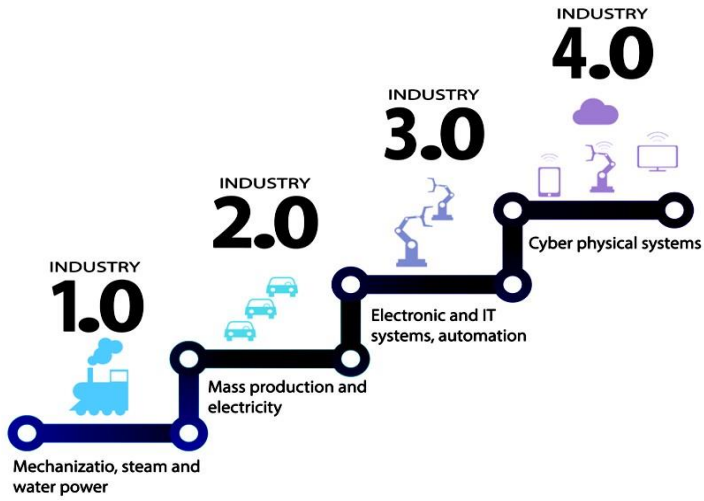
Текущая ситуация в части цифровизации ТЭК

Министерство энергетики провело анкетирование 47 крупных предприятий в курируемых отраслях (электроэнергетика, нефтегазовая, угольная и атомная промышленности) на предмет внедрения элементов индустрии 4.0 (была использована анкета, подготовленная Институтом Фраунгофера).

Большинство компаний в индустрии 2.0;

Крупные компании в индустрии 3.0; MES, ERP, PLM;

Единицы компаний имеют элементы индустрии 4.0.



Введение

Государственная программа «Цифровой Казахстан»

Интеллектуальное месторождение.

Система ТОРО на НПЗ.

Текущая ситуация в части офиса цифровизации МЭ

1. Определен вице-министр, курирующий вопросы цифровизации (частичная занятость);
2. Департамент цифровизации и государственных услуг (5 человек);
3. Утвержден приказ Министра по созданию проектных групп (8 мероприятий в рамках ЦК, частичная вовлеченность).

Целевая иерархия офисов цифровизации в отрасли ТЭК

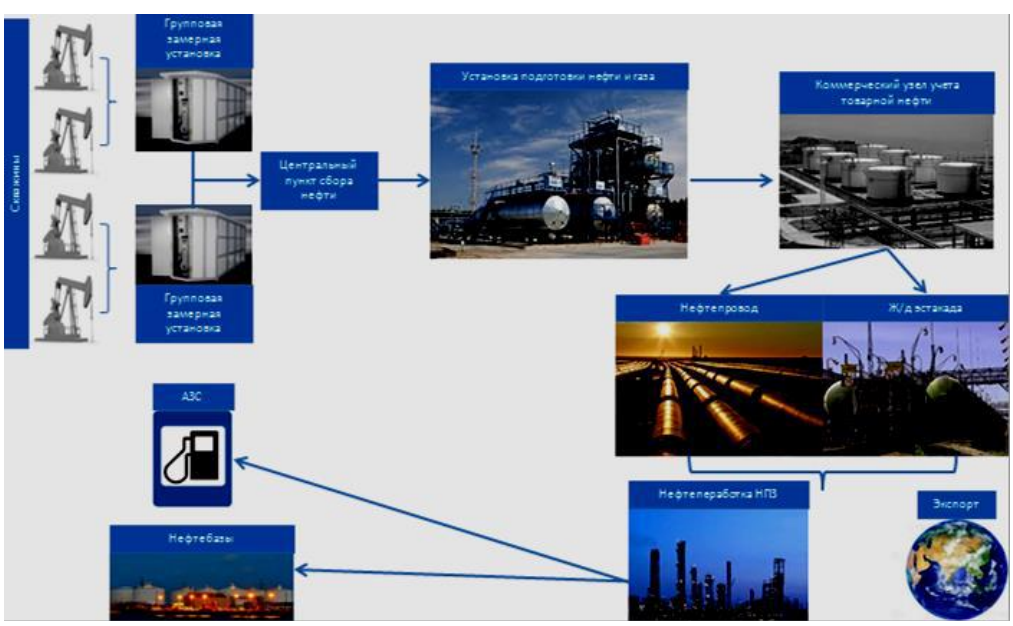
1. Chief Digital Officer (полная занятость);
2. Также при крупных компаниях ТЭК должны быть созданы центры компетенций.

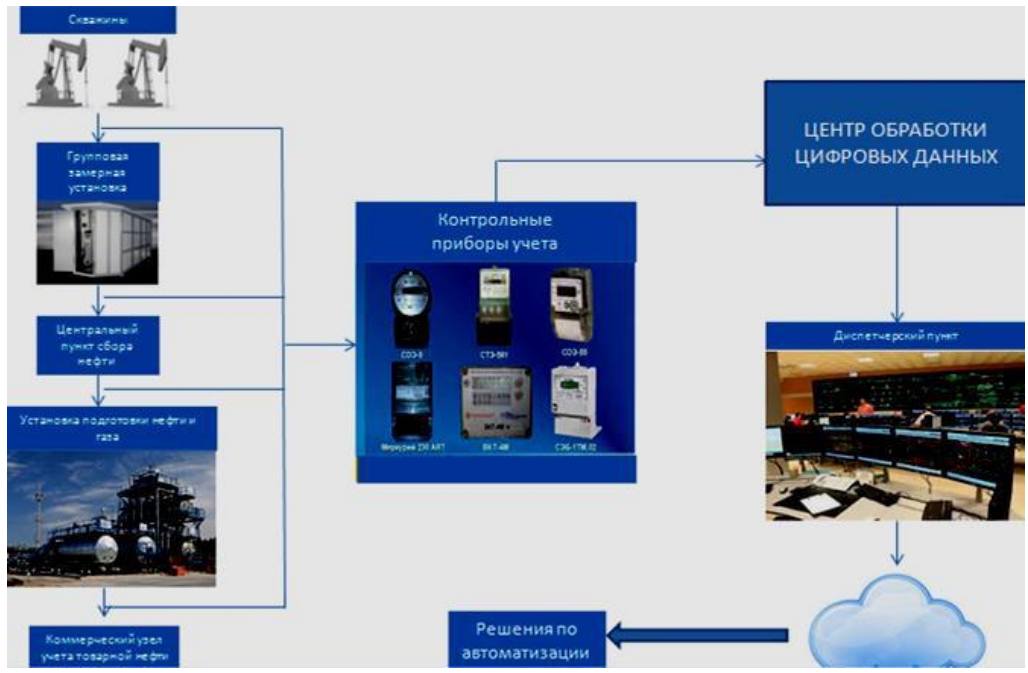
*По аналогии с Программой трансформации бизнеса ФНБ «Самрук-Казына» направлено письмо в «Самрук-Казына» по оказанию содействия в организации дальнейшей совместной работы и с привлечением отраслевых консультантов (нет ответа).

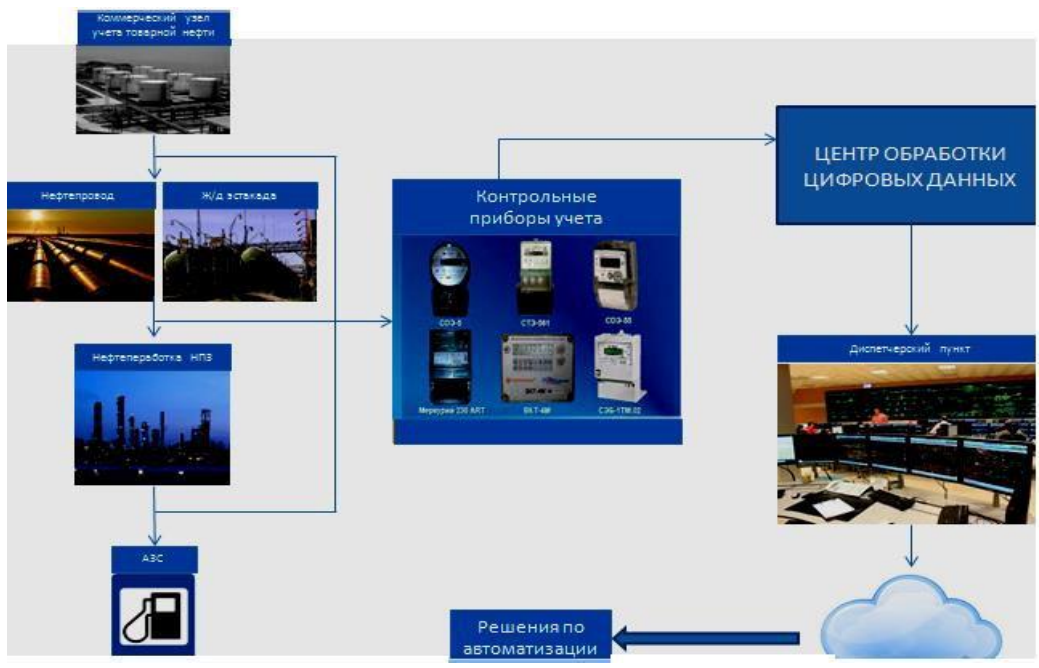
Роли команд офисов цифровизации (требования АО «Зерде»)

Вице-министр (CDO) участие 20%	Постановка целей Обеспечение ресурсами Контроль исполнения
Руководитель проектов участие 100 %	Контроль изменений в планах внедрения Вовлечение в проект всех заинтересованных лиц и их координация Взаимодействие с внешними экспертами отрасли
Менеджер участие 100 %	Реализация планов внедрения по проекту Управление рисками и эскалация проблем Отраслевая аналитика и экспертиза Определение и расчет эффектов по инициативам
Координатор/ специалист по Планированию участие 100 %	Подготовка консолидированной отчетности Проектные инструменты и внутренний документооборот Мониторинг хода реализации и результатов по проектам Взаимодействие с Центральным офисом на рабочем уровне
Аналитик участие 50 %	Разработка паспортов проектов и детальных планов Разработка целевых КПЭ, планов внедрения Формирование текущей отчетности
Менеджер по управлению Изменениями участие 100 %	Создание стратегии управления изменениями Оценка влияния изменений Наставничество и консультирование проектных команд Поддержка и вовлечение высшего руководства Управление заинтересованными лицами

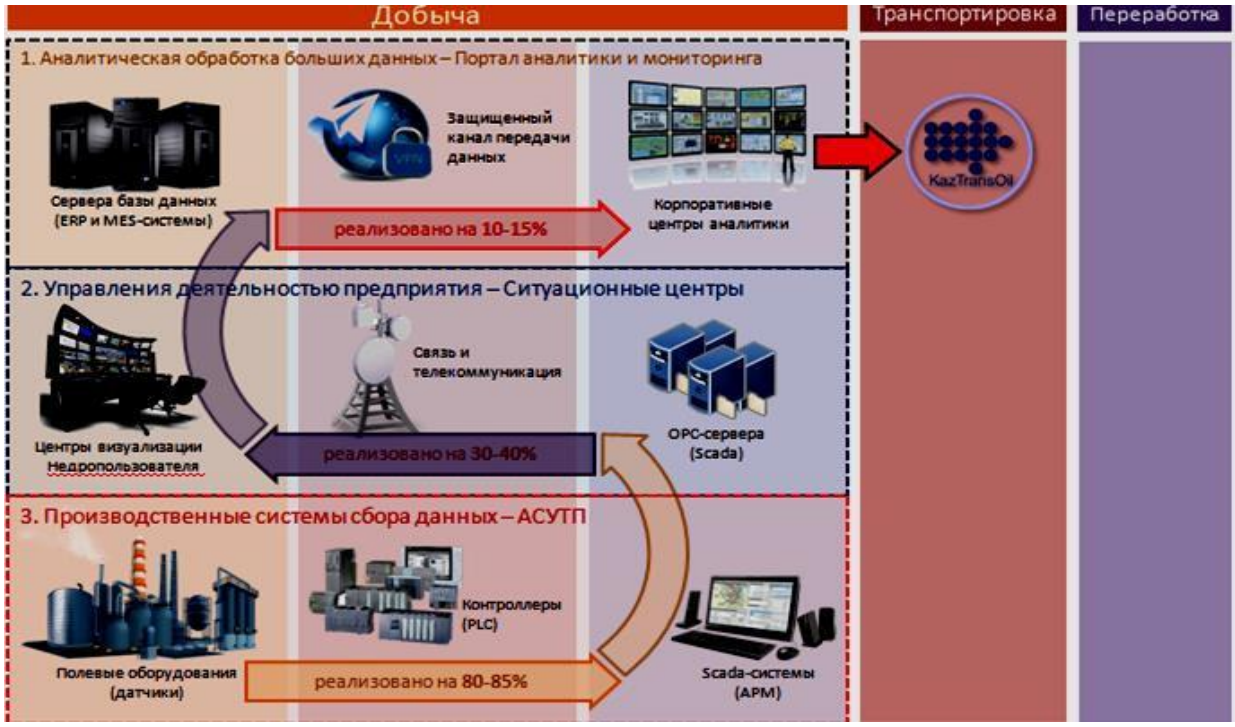
1.1. Процесс добычи, подготовки, транспортировки и переработки нефти



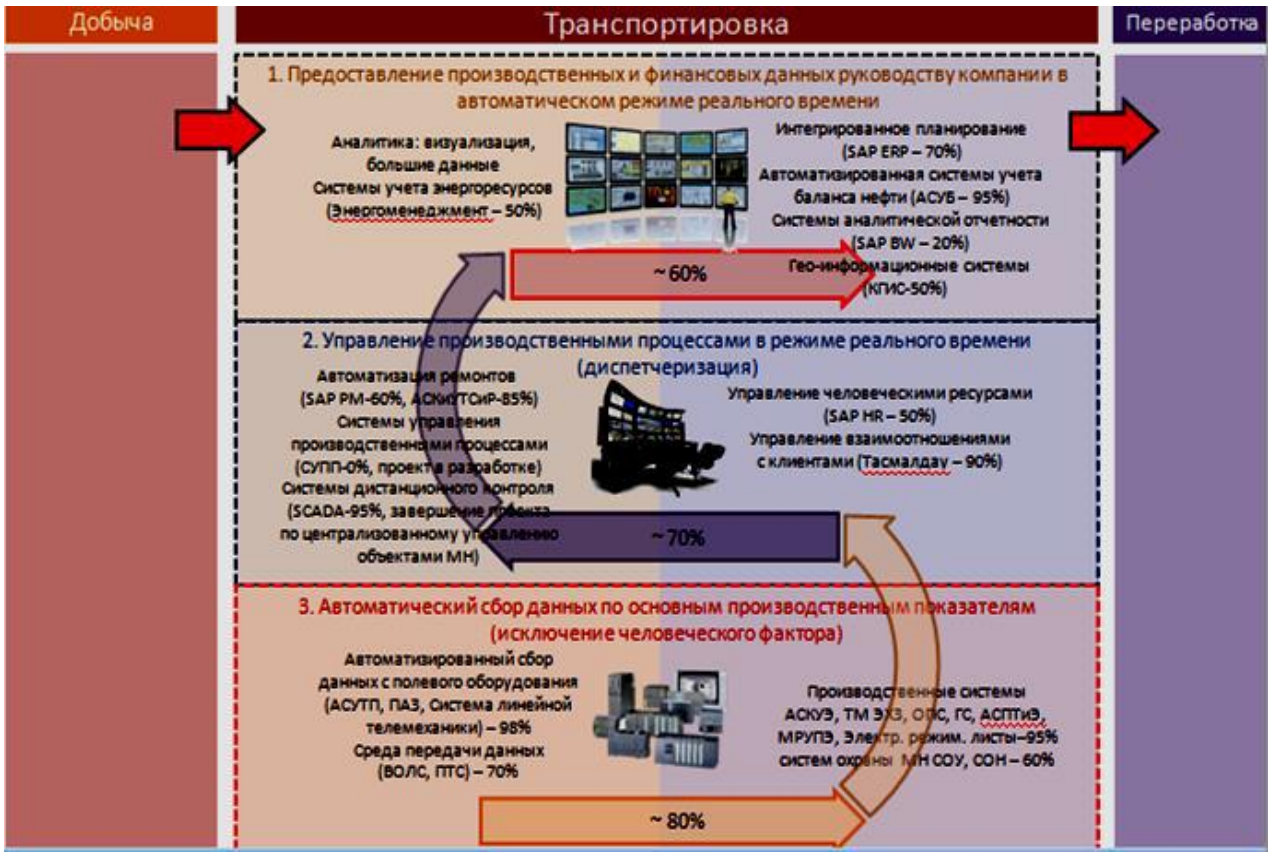

Скважины
Групповая замерная установка
Центральный пункт сбора нефти
Установка подготовки нефти и газа
Коммерческий узел учета товарной нефти
Контрольные приборы учета
ЦЕНТР ОБРАБОТКИ ЦИФРОВЫХ ДАННЫХ
Диспетчерский пункт
Решения по автоматизации


Коммерческий узел учета товарной нефти
Нефтепровод
Ж/д эстакада
Нефтепереработка НПЗ
АЗС
Контрольные приборы учета
ЦЕНТР ОБРАБОТКИ ЦИФРОВЫХ ДАННЫХ
Диспетчерский пункт
Решения по автоматизации

Нефтегазовая отрасль

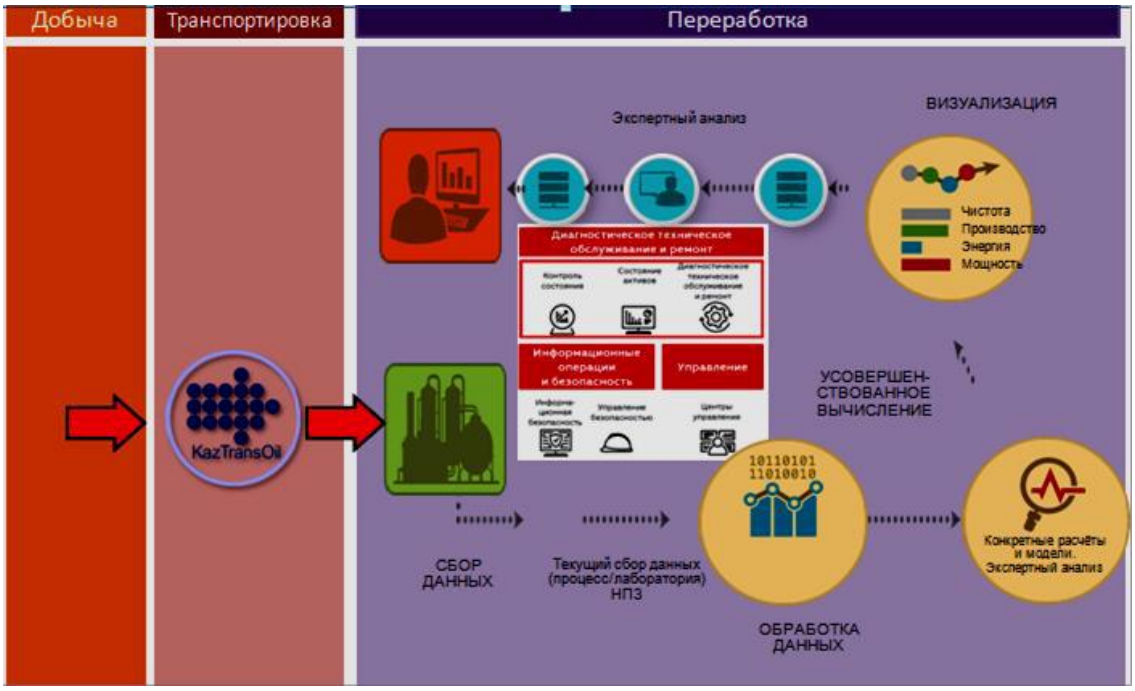


	Добыча	*Транспортировка*	*Переработка*
Разведка и исследований	Система для моделирования залежей, промысловых операций и экономического анализа добычи *(РД КМГ)*		
Бурение и строительство	Система онлайн мониторинга бурения Телеконтроль работы ПРС и КРС		
Производственные операции	Внедрение станции ИСУ на скв. *(ОМГ,ЭМГ)* Система телемеханизации скважин *(КГМ)* Централизованный комплекс АСУТП *(КГМ)* Интеграция в ТБД систем Scada и ИСУ *(ОМГ, КБМ)* Интеграция производственнных систем в ЦАПР *(РД КМГ)*		Внедрение системы оптимизационного планирования производства на АНПЗ и ПНХЗ (КМГ) Внедрение MES-системы на НПЗ и интеграция с Диспетчерским центром Аналитическая система ДЦ Переход НПЗ РК на увеличенный межремонтный период эксплуатации
Капитальные проекты	Модернизация системы Scada АСУТП *(ОМГ,ЭМГ)* Создание оперативного и ситуационного центра *(КГМ)* Система учета баланса жидкости на ЦППН *(КБМ)* Внедрение комплексной АСУТП *(КБМ)*		Автоматизация системы ТОРО (АНПЗ и ПНХЗ) в рамках проекта по переходу НПЗ на увеличенный межремонтный период эксплуатации
Производственный учет	Реконструкция узлов учета *(ОМГ)* Внедрение системы учета *(ЭМГ)* Система учета баланса жидкости на ЦППН *(КБМ)* Централизованная система АГЗУ *(КГМ)*		
Маркетинг	Повышение эффективности бизнес-процесса «материально- техническое снабжение» (тиражирование), *(ЭМГ)* Создание Единой системы управления мастер-данными (НСИ) в АО НК «КазМунайГаз» (БЕ Добыча нефти и газа)		
Управление активами и ОТОС	Создание центра аналитики и принятия решений *(РД КМГ)* Внедрение новой модели управления техническим обслуживание и ремонтом (ТОиР) *(ЭМГ)*		
Управление бизнесом и затрат	SAP SAS		



	Добыча	Транспортировка		Переработка	
		Внедрено	Планируется	Внедрено	Планируется
Разведка и исследования		Не используется			
Бурение и строительство		Не используется			
Производственные операции		Система диспетчерского контроля и управления, ПАЗ, СЛТМ, ВОЛС, ПТС, ТМ ЭХЗ, ОПС, ГС, СОУ, СОН, АСКУиУТСР, МРУПЭ, Электронные режимные листы	Централизация функций контроля и управления в Главном диспетчерском управлении в г. Астане (проект завершается в 2017 г.)	Внедрение MES-системы на НПЗ и интеграция с Диспетчерским центром Аналитическая система ДЦ	Внедрение системы оптимизационного планирования производства на АНПЗ и ПНХЗ (2018г.). Переход НПЗ на увеличенный межремонтный период эксплуатации
Капитальные проекты		SAP ERP, SCADA			Автоматизация системы ТОРО (АНПЗ и ПНХЗ) в рамках проекта по переходу НПЗ на увеличенный межремонтный период эксплуатации
Производственный учет		АСУБ АСКУЭ			
Маркетинг		Тасымалдау			

Общая инфраструктура Цифровизации



Переход НПЗ РК на 3-летний межремонтный период эксплуатации (в том числе автоматизация системы ТОРО)

Причины выбора проекта для реализации

Проблема:
Отсутствие автоматизированной системы управления ТОРО и ОН;
Внесение изменений в НТД РК.

Статус: в реализации.
Срок реализации: 2016–2018 гг. (система ТОРО), до 2020 г. (индивидуальная программа АНПЗ).

Ответственный: исполнительный вице-президент по транспортировке, переработке и маркетингу нефти НК «КМГ» Д. С. Тиесов.

Суть проекта:
Обеспечение необходимого уровня технического обслуживания, надежности и механической целостности для эксплуатации оборудования ТОО «АНПЗ» и ТОО «ПНХЗ» в условиях не менее 3-летнего межремонтного пробега.

***Фактические и планируемые результаты проек*та:**
- увеличение надежности оборудования на 8–10%;
- сокращение расходов на ремонт до 10% от существующих расходов;
- увеличение объема переработки в среднем на 300 тыс. тонн в год за счет сокращения простоев и остановок на капитальные ремонты (при условии поставки дополнительных объемов нефти);
- снижение складских запасов;
- уменьшение незапланированных простоев оборудования;
- уменьшение аварийных работ;
- оптимизация цен на закупаемые ТМЦ при реализации единого закупа;
- снижение риска возникновения внештатных и аварийных ситуаций, которые могут причинить вред окружающей среде;
- выгоды к 2022 году составят 39 116 млн тенге.

Цифровые АЗС – перспективы развития

Процесс заправки

- оплата непосредственно на колонке платежными картами, электронными талонами;
- бесконтактные платежи на колонке: технология NFC, оплата по электронному ключу RFID;
- оплата с мобильного приложения;
- заправки полного самообслуживания (переход на кредитный метод оплаты).

Резервуары и доставка нефтепродуктов

- автоматические уровнемеры;
- автоматизированный контроль баланса нефтепродуктов;
- контроль маршрутов бензовозов;
- автоматизированное согласование/актирование дельты отгрузки с нефтебазы и пополнения резервуаров;
- системы предотвращения мошенничества;
- системы контроля качества нефтепродуктов.

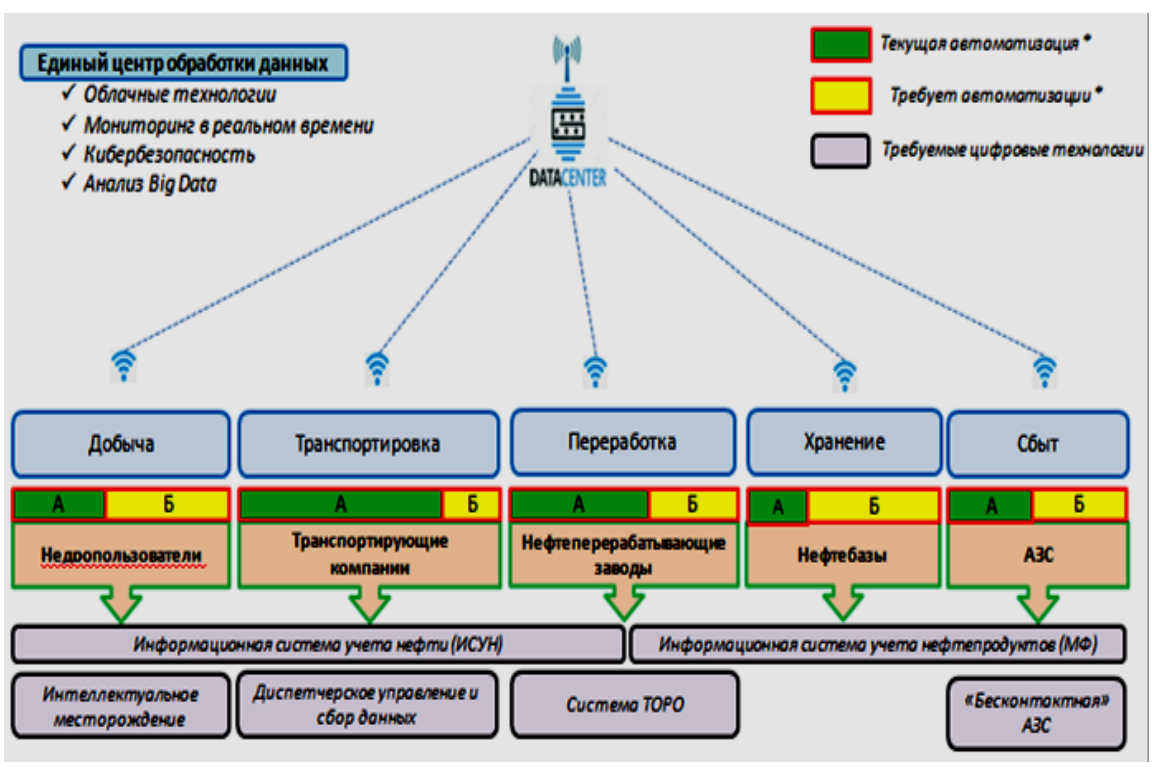
Обслуживание в магазине

- развитие программы лояльности KMG Club: повышение информированности о состоянии бонусного счета, мобильное приложение, онлайн пополнение счета;
- терминалы самообслуживания на АЗС.

Дополнительно

- маркетинговые источники (размещение баннеров на АЗС, размещение медиа-материалов на экранах в АЗС);
- размещение услуг партнеров на территории АЗС: КазПочта, сети кафе, кофейни, прочее.

Цифровизация нефтегазовой отрасли РК



Открытые вопросы цифровизации нефтегазовой отрасли Казахстана

- отсутствие единой стратегии цифровизации;
- преобладающая форма собственности субъектов в отрасли – частная;
- отсутствие экономических и технических стимулов к цифровизации;
- отсутствие офисов цифровизации в квазигосудраственном секторе.

2.2 Интеллектуальное месторождение АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ» 2017–2022 гг.

А. Байдусенов Управляющий директор по перспективному развитию АО «Эмбамунайгаз»
a.issabekova@KAZENERGY.com, 7172 794988

Представлена программа внедрения проекта «Интеллектуальное месторождение (ИМ)» на месторождениях АО «Эмбамунайгаз», приведена технологическая и ИТ архитектура. Рассмотрены реализуемые модели «Интеллектуального месторождения»: реализация технологической модели, технологии интеллектуального управления промыслом, процессы управления наземной инфраструктурой; проанализирована получаемая цифровая информация при тиражировании технологической модели ИМ**,** описана логистическая и экономическая модель, приведены геологические, технологические, технические, экономические критерии отбора ИМ. Приведены результаты проекта внедрения «Интеллектуального месторождения» на месторождении УАЗ, рассмотрены работы, выполненные по проекту «Интеллектуальное месторождение» и тиражированию, расширению проекта «Интеллектуальное месторождение».

The program of implementation of the project “Intellectual field (IM)” at the fields of Embamunaigas JSC is presented; technological and IT architecture is given. The implemented models of the “Intellectual field” are considered: the implementation of the technological model — the technology of intellectual management of the field + ground infrastructure management processes; analyzed the obtained digital information when replicating the technological model of IM, described the logistic and economic model, given the geological, technological, technical, economic criteria for the selection of IM. The results of the implementation project of the “Intellectual field” at the UAZ field are presented, the works performed under the project “Intellectual field” and replication, and the expansion of the project “Intellectual field” are reviewed.

Программа внедрения проекта «Интеллектуальное месторождение»

Цели	Пилотный проект
1. Внедрение проекта «Интеллектуальное месторождение». 2. Построение современной комплексной системы управления производством. 3. Обеспечение систем поддержки принятия решений данными в реальном времени.	В 2015 году АО ЭМГ реализовала концепцию интеллектуального месторождения на месторождении УАЗ, в результате оно функционирует в цифровом режиме разработки. Техническое решение было разработано специалистами и экспертами с АО ЭМГ и реализовано казахстанскими специалистами.
Задачи	**Ожидаемые результаты**
1. Оптимизация работы скважин и промыслового оборудования. 2. Внедрение концепции «Оптимизация работы скважин и промыслового оборудования». 3. Внедрение дистанционного управления месторождением. 4. Повышение качества, прозрачности и оперативности информации. 5. Повышение предсказуемости производственных процессов.	• Оптимизация добычи нефти. • Увеличение нефтеотдачи. • Снижение и/или оптимизация производственных затрат. • Сокращение расходов на оборудование и материалы. • Гарантия высокого уровня безопасности производства и охраны окружающей среды. • Увеличение добычи за счет оптимизации работы скважинного оборудования и МРП. • Сокращение времени восстановления работы скважины. • Увеличение МРП. • Экономия электроэнергии. • Снижение удельных затрат на ремонт скважин.

Технологическая и – ИТ архитектура

Реализуемые модели «Интеллектуального месторождения»

Реализация технологической модели – технологии интеллектуального управления промыслом и процессов управления наземной инфраструктурой

На 2018–2022 гг. — тиражирование разработанной (действующей) *технологической модели* проекта «Интеллектуальное месторождение» (далее — ИМ) на перспективных месторождениях АО «Эмбамунайгаз» на основании опыта внедрения проекта на месторождении УАЗ. Реализация таких крупных проектов в нефтегазовом секторе позволяет повысить уровень автоматизации бизнес-процессов и снижает операционные затраты на производстве.

Проводится изучение реализованных решений международными нефтегазовыми компаниями по внедрению и интеграции проекта ИМ с другими программными разработками:

Рассматриваются возможности интеграции геологогидродинамической модели с ИМ – технологии обработки и анализа геолого-промысловых данных и системы принятия решений по геологии;

Рассматриваются возможности интеграции экономической модели и финансовой модели на платформе SAP/R3;

Рассматриваются возможности интеграции логистической модели с ИМ – технологии учета/обработки материально-технического обеспечения (МТО) и системы принятия решений по МТО.

Технологическая модель

Получаемая цифровая информация при тиражировании технологической модели ИМ

1. Добыча

Интеллектуальные станции управления

1. Автоматическое заполнение насоса.
2. Дистанционное изменение параметров станции управления (вкл/выкл, число качания).
3. Наблюдение параметров станции управления (число качания, счетчик электроэнергии, заполнение насоса, статус станции — вкл/выкл).

2. Мониторинг добычи

Мониторинг дебита скважины

1. Системы телемеханики АГЗУ, РГС, РВС.
2. Системы телемеханики печей, насосов.
3. Системы телемеханики расхода воды, массомера нефти.

3. Ремонт скважин

Мониторинг за работой бригад ПРС и спецтехники

1. Дата и время работы ПРС.
2. Спускоподъемные операции.
3. Простои ПРС.
4. Контроль за давлением опрессовки.

Логистическая модель

Проводится изучение реализованных решений международными нефтегазовыми компаниями по внедрению и интеграции проекта ИМ с другими программными разработками.

Экономическая модель

Проводится изучение реализованных решений международными нефтегазовыми компаниями по внедрению и интеграции проекта ИМ с другими программными разработками.

Оценка внедрения новых технологий	**Оптимальное бюджетирование оборудования нефтедобычи**	**Управление работой спецтехники**	**Управление ремонтами скважин**
Разработана	На платформе SAP/R3	Разработана	Разработана
Оценка эффективности новой технологии в течении года. Определение условий оптимального применения технологии на месторождении.	Оптимальное планирование бюджета на оборудование и материалы нефтедобычи при изменении внешних факторов. Выявление групп риска по оборудованию и материалам нефтедобычи.	Оценка эффективности использования парка спецтехники. Оценка оптимальности расходов на содержание спецтехники.	Оценка производительности бригад ПРС.

Интеллектуальное месторождение: Критерии отбора

№		Месторож-дения	Геологиче-ские запасы	Начальные извлекае-мые запасы	ОИЗ (тыс. тн.)	Фонд скважин (на 01.02.18г)	Добыча за 2017г, тыс.т
Приоритетные месторождения	1	УАЗ	3334	1036	634	38	61
	2	С. Нуржанов	115349	40532	14669	169	541,7
	3	Досмухам-бетовское	6288	3442	690	39	83,3
	4	Актобе	7833	4486	1095	32	88,3
	5	Зап. Прорва	29714	12328	4663	47	108,9
	6	Жанаталап	19427	11009	2912	119	222,6
	7	Вост. Макат	7760	5288	647	94	163,2

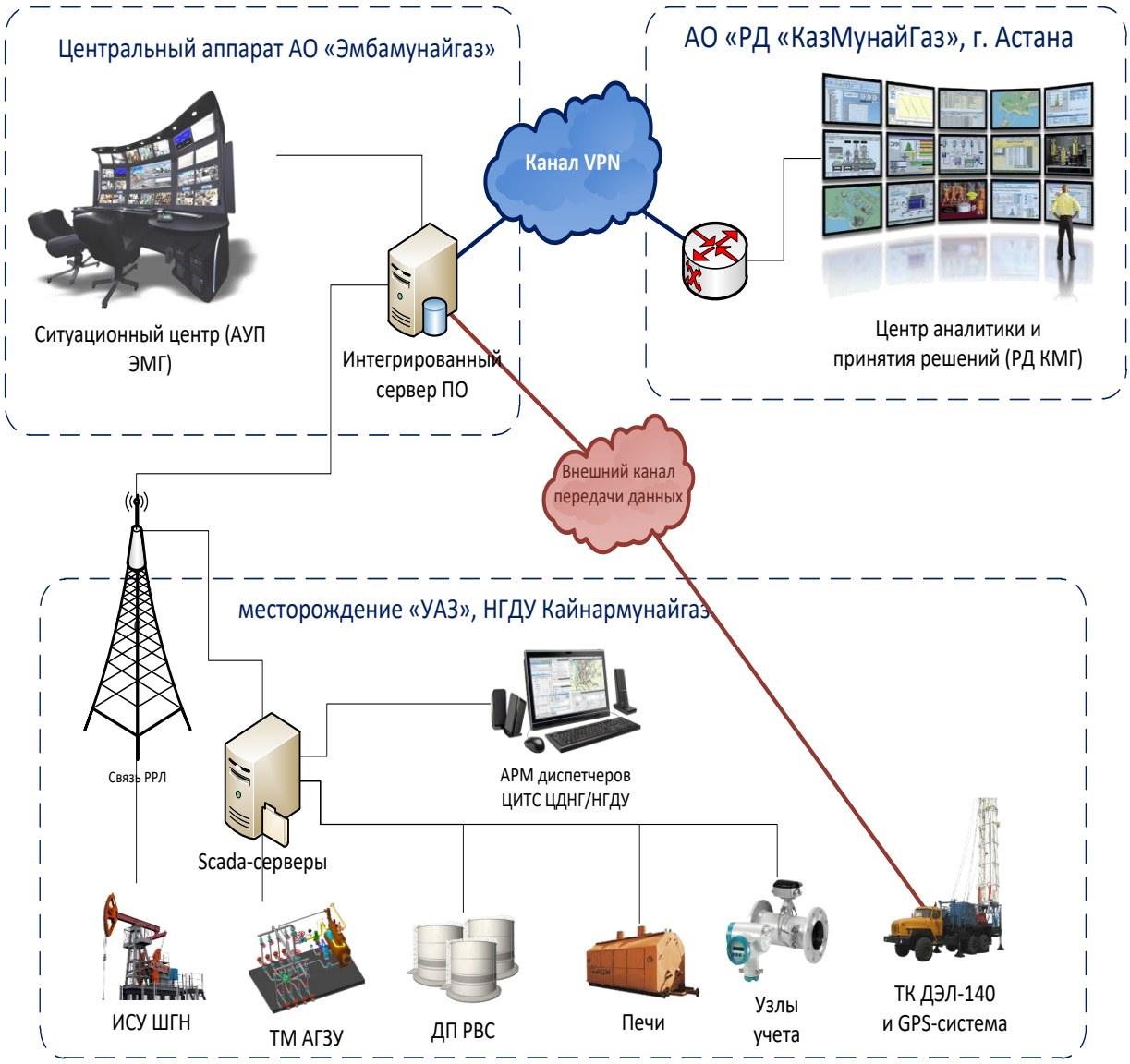
	8	Вост. Молдабек	81274	27507	21380	331	329,9
	9	ЮЗ Камышитовое	45260	20714	3329	186	219,8
	10	ЮВ Камышитовое	13994	5973	2061	89	187,8
	Итого:		**330233**	**132315**	**52080**	**1144**	**2006,5**

Результаты проекта внедрения «Интеллектуального месторождения» на месторождении УАЗ

Настройка модели на следующие показатели

1. Рентабельность месторождения УАЗ: 2017 г. – 47%; 2016 г. – 40%.
2. Улучшение показателя паркового коэффициента на 0,025, и составляет 0,99.
3. Снижение потребления электроэнергии на 35 %.

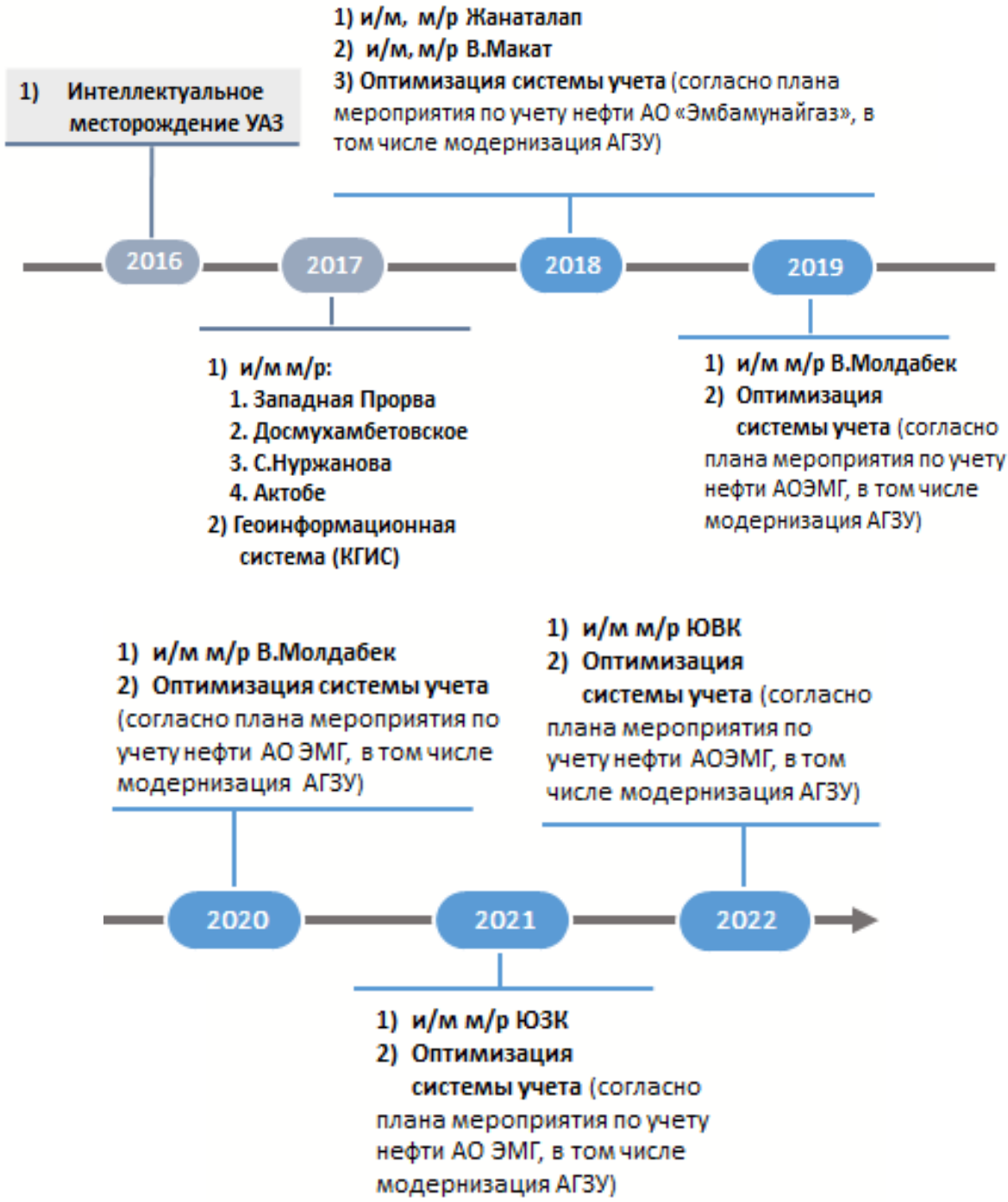
По проекту «Интеллектуальное месторождение» были выполнены следующие работы:



В 2017 году АО «Эмбамунайгаз» в рамках расширения проекта «Интеллектуальное месторождение» внедрило систему на месторождения:

- С.Нуржанова;
- Ж.Досмухамбетова;
- З.Прорва;
- Актобе.

Тиражирование и расширение проекта «Интеллектуальное месторождение»



2.3 ИТ разработки КБТУ в нефтегазовой отрасли

К. Б. Кожалы Зам. генерального директора ИНИИТ КБТУ по цифровизации и ИТ

Н. Б. Сулейменов Директор Центра мультимедийных технологий

a.issabekova@KAZENERGY.com, 7172 794988

Предложены разработки Казахстанско-Британского технического университета (КБТУ) в области ИТ, которых можно применить в нефтегазовой отрасли и которые решают такие практические задачи как повышение уровня производительности труда через цифровизацию производственных процессов и безопасность производства (HSE): цифровая платформа управления эффективностью нефтепереработки и сбыта; тренажер-симулятор промышленной безопасности. Дано описание предлагаемых разработок, опыт компании в разработке и внедрении ИТ.

Proposed development of the Kazakh-British Technical University (KBTU) in the field of IT, which can be applied in the oil and gas industry, solve practical problems such as improving labor productivity through digitalization of production processes and production safety (HSE): a digital platform for managing refining and marketing efficiency; simulator simulator industrial safety. A description of the proposed development, the company's experience in the development and implementation of IT.

КБТУ предлагает свои разработки, являющиеся на 100% отечественными разработками КБТУ, которые можно применить в нефтегазовой отрасли, имеют успешный опыт внедрения и решают такие практические задачи как повышение уровня производительности труда через цифровизацию производственных процессов и безопасность производства (HSE):

1. ***Цифровая платформа управления эффективностью нефтепереработки и сбыта.*** Решение собственной разработки ИТ-центра КБТУ. Платформа позволяет оправдать затраты на создание диспетчерских и ситуационных центров, обеспечивая их эффективную работу, предоставление актуальной и достоверной информации для принятия решений в режиме онлайн. Так, например, в 2016 году ноу-хау разработки КБТУ были успешно апробированы и внедрены в АО «Казмунайгаз — Переработка и маркетинг», где реализована интеграция, обработка и визуализация данных по объектам производства, логистики, хранения и сбыта нефтепродуктов на основных заводах. В 2017 году, в соответствии с вызовами Индустрии 4.0. АО «Усть-каменогорский титаномагниевый завод» начал проект масштабной цифровизации завода и выбрал для этих целей в качестве генерального подрядчика КБТУ. Целью проекта является увеличение производительности, снижение себестоимости, повышение энергоэффективности и экологичности производства на заводе. Применяемые алгоритмы и методы интеграции данных на серверном и аппаратном уровне с имеющихся на предприятии ИТ платформ, ERP систем, АСУТП и датчиков позволяют снизить человеческий фактор влияния на достоверность данных и саму трудоемкость сбора данных. Уникальность разработок достигается за счет использования новых технологий анализа данных, методов предиктивной аналитики, искусственного интеллекта и математических алгоритмов работы с большими данными (Big Data).
2. ***Тренажер-симулятор промышленной безопасности (HSE).*** Это решение мультимедийного центра КБТУ. Отличием данного симулятора является то, что он может имитировать условия и проводить обучение технического персонала в условиях, максимально приближенных к технологической аварии, которые нельзя создать в реальности. Согласно международным исследованиям, внедрение тренажеров-симуляторов позволяет значительно повысить безопасность на производстве. Тренажер КБТУ создан с применением передовых

технологий Virtual reality — VR (виртуальная реальность) и Augmented Reality — AR (дополненная реальность). Подобные технологии сегодня активно используют такие промышленные гиганты как General electric Oil and Gas, Volvo и др. в своем производстве.

Первый Президент РК Н. А. Назарбаев в своем Послании «Новые возможности развития в условиях четвертой промышленной революции» озвучил серьезные вызовы и обозначил приоритеты по реализации задач цифровизации промышленности страны. КБТУ имеет все необходимые ресурсы и предлагает проверенные коммерческие решения, внедрение которых может напрямую влиять на успешную деятельность нефтегазовых компаний по реализации поставленных задач по программам «Индустрия 4.0» и «Добыча 4.0».

1. Цифровая платформа управления эффективностью нефтепереработки и сбыта. Разработка Казахстанско-Британского технического университета.

Разработчик – ТОО «Институт инжиниринга и информационных технологий КБТУ» (ИНИИТ) – передовая отечественная компания, располагающая современной материально-технологической базой и профессионально подготовленным персоналом для решения комплексных задач в сфере информационных и мультимедийных технологий.

ИНИИТ – это 100% дочерняя компания КБТУ, которая входит в холдинг «Самрук-Казына».

ИНИИТ – это 120 сотрудников компании, где 80% это инженеры-разработчики. Выпускники лучших ИТ вузов Казахстана, и специалисты с 5-летним опытом разработки систем высокого уровня сложности.

ИНИИТ имеет опыт, а также наработки в следующих областях:

1. ИТ (разработка программного обеспечения любого уровня сложности с применением визуализации мнемосхем, обработки больших данных Big Data, искусственного интеллекта, блокчейна технологий).
2. Цифровизация (ситуационные центры, системы аналитики, моделирования, прогнозирования, систем сбалансированных показателей, оцифровка производственных и технологических процессов в целях оптимизации добычи и переработки, транспортировки, сбыта и хранения, повышения энергоэффективности и экологичности).
3. Мультимедиа (симуляторы промышленной безопасности, 3-D компьютерная графика, виртуальная и дополненная реальность, компьютерное моделирование).
4. Повышение квалификации (обучение и повышение квалификации инженерно-технического персонала, внедрение и сопровождение карт компетенции).

Опыт компании:

Количество лет на рынке аналогичных IT услуг	Начало деятельности компании С 2005 года. Развитие ИТ-центра с 2012 года
Проекты с указанием заказчика и кратким описанием	**1) Внедрение информационно-аналитической системы диспетчерского центра АО «Казмунайгаз – Переработка и маркетинг» (ситуационный центр).** Заказчик – АО «Казмунайгаз –Переработка и Маркетинг». **Предмет договора:** Реализация проекта по разработке информационно-аналитической системы диспетчерского центра АО «КМГ ПМ» (ситуационный центр). **Период:** ноябрь – декабрь 2016 г. **Описание** Цели проекта: Обеспечение информационной поддержки принятия решений (актуальная и верная информация): 1. Информационная поддержка принятия решений (актуальная и верная информация). 2. Анализ информации (скорость, объем, моделирование и прогнозирование).

	3. Мониторинг и отчетность на лету (производство, хранение, транспортировка, реализация НП) 4. Маркетинговый анализ по процессам реализации НП Модули: Запасы РК, Производство, Транспорти-ровка, Маркетинг, Анализ **Результат**:Реализован и успешно внедрен Интерактивный информационный аналитический комплекс (ситуационный центр с видео-панелями 4Х3). В сжатые сроки (ноябрь-декабрь 2014 г) с нуля проработан концепт системы, сформировано ТЗ, разработан основной код и визуализация процессов. Внедрение охватило свод в хранилище данных масштабной информации по основным объектам производства и логистики: КМГ ПМ, АНПЗ, ПНХЗ, КМГО. Произведена интеграция данных в единую систему аналитики и визуализация ключевых показателей. Повышена эффективность бизнеса за счет использования современных технологий анализа данных, методов предиктивной аналитики и работы с Big data и искусственным интеллектом. **2) Сопровождение и развитие системы Диспетчерского центра КМГ ПМ** **Заказчик:** АО «Казмунайгаз-Переработка и Маркетинг» **Предмет договора:** Техническое сопровождение и администрирование системы Диспетчерского центра. **Описание:** Обеспечение развития и доработок системы. Обеспечение бесперебойности работы. **Результат:** На объекте Заказчика развернут центр оперативной поддержки. Обеспечена стабильная работа системы. Реализован новый функционал и доработка существующей системы. **3) Внедрение Системы диспетчерского управления и Системы формирования и расчета балансов производства** **Заказчик:** АО «Усть-каменогорский титано-магниевый комбинат» **Предмет договора:** Внедрение Системы диспетчерского управления и Системы формирования и расчета балансов производства. **Период:** сентябрь 2016 – март 2018 **Описание:** Цифровизация производственных процессов завода с целью увеличения производительности, снижения себестоимости, повышению энергоэффективности и экологичности производства. Разработка и внедрение Системы диспетчерского управления: 1. Консолидация данных из различных источников 2. Хранение больших массивов данных (Big Data) и их обработка 3. Анализ отклонений от показателей 4. Цифровая визуализация производственных процессов и инцидентов Разработка и внедрение Системы формирования и расчета балансов производства: 1. Расчет материальных балансов и их отклонения

	2. Расчет производственных и товарных показателей и их отклонения 3. Математическое моделирование 4. Аналитическая отчетность **Результат:** Проект в стадии завершения. Разработана концепция информационного комплекса. Разработан дизайн цифровизации производственных и технологических процессов. Разработано и внедрено основное ядро и хранилище данных. **4) Разработка концепции Smart City Almaty** **Заказчик**: АО «Центр развития г.Алматы» Акимата г.Алматы, **Предмет договора:** Консультационные услуги по анализу, предпроектному исследованию и внедрению технологических решений, разработка концепций Мастер плана по проекту Smart City Almaty. **Общая сумма:** 212 800 000 тг. Открытый государственный тендер. 100% отечественное содержание. **Период**: сентябрь 2016 - февраль 2017 гг. **Описание**: В консорциуме с компанией IDC Central Europe GmbH International Der Computerindustrie проведено обследование более 70 предприятий Акимата города, опросы общественности, населения с целью разработки Мастер-планов по 6-ти направлениям развития г.Алматы на 2018-2021 гг. и внедрения проекта Almaty Smart City. За 4 месяца собраны и обработаны данные, разработаны и утверждены Мастер-планы по направлениям: 1. Транспортная инфрастуктура 2. Безопасный город 3. Жилищно-коммунальное хозяйство 4. Здравоохранение 5. Образование 6. Экономика и услуги **Результат:** На основе разработанных Мастер-планов развития города на 2018-2021 гг. проведено обоснование проекта Smart City Almaty. На сегодня начата реализация программы на период 2018-2021 гг. с общим бюджетом 300 млрд.тг.
Наличие постоянного офиса в РК	Головной офис в г.Алматы. Представительство в городах Астана, Атырау, Актау.

2. Тренажер-симулятор промышленной безопасности (HSE). Разработка Казахстанско-Британского технического университета.

Введение

Решение мультимедийного центра КБТУ. Отличием данного симулятора является то, что он может имитировать условия и проводить обучение технического персонала в условиях, максимально приближенных к технологической аварии, которые нельзя создать в реальных условиях. Согласно международным исследованиям, внедрение тренажеров-симуляторов позволяет значительно повысить безопасность на производстве. Тренажер КБТУ создан с применением передовых технологий VirtualReality — VR (виртуальная реальность) и AugmentedReality — AR (дополненная реальность). Подобные технологии сегодня активно

используют такие промышленные гиганты, как General Electricб Oil & Gas, Volvo Group и др. в своем производстве.

Общее описание

Тренажер представляет собой программно-аппаратный комплекс, предназначенный для сотрудников нефтегазовой области в целях улучшения процесса обучения, а также проверки знаний. На базе данного комплекса можно разработать и реализовать различные сценарии, как:

- общее ознакомление с производством;
- обучение технике безопасности;
- обучение в условиях внештатных ситуаций (пожар, выброс H_2S и др.);
- обучение правилам эксплуатации оборудования;
- отработка эвакуации;
- симуляция различных производственных процессов;
- проверка сотрудника на знание вышеуказанных пунктов.

Структура программной части тренажера

Тренажер делится на три основных блока. Вход в программу возможен только после введения логина и пароля. Каждому пользователю предоставляются определенные права, в зависимости от его роли.

Обучение: сотрудник/обучающийся заходит в личный кабинет и может пройти тренинг, где ему необходимо будет выбрать роль и миссию. Дополнительно в данном режиме можно изучить/посмотреть материал, который может быть представлен как видеолекция или 3D-модель с описанием. Для закрепления или проверки знаний сотрудник/обучающийся должен сдать экзамен.

Инструктор: сотрудник отслеживает действия обучающихся во время прохождения заданий и видит отчеты о выполнении.

Администрация. Данный режим предназначен для обновления содержимого разделов системы без программирования для форматирования заданий, лекций и экзаменов.

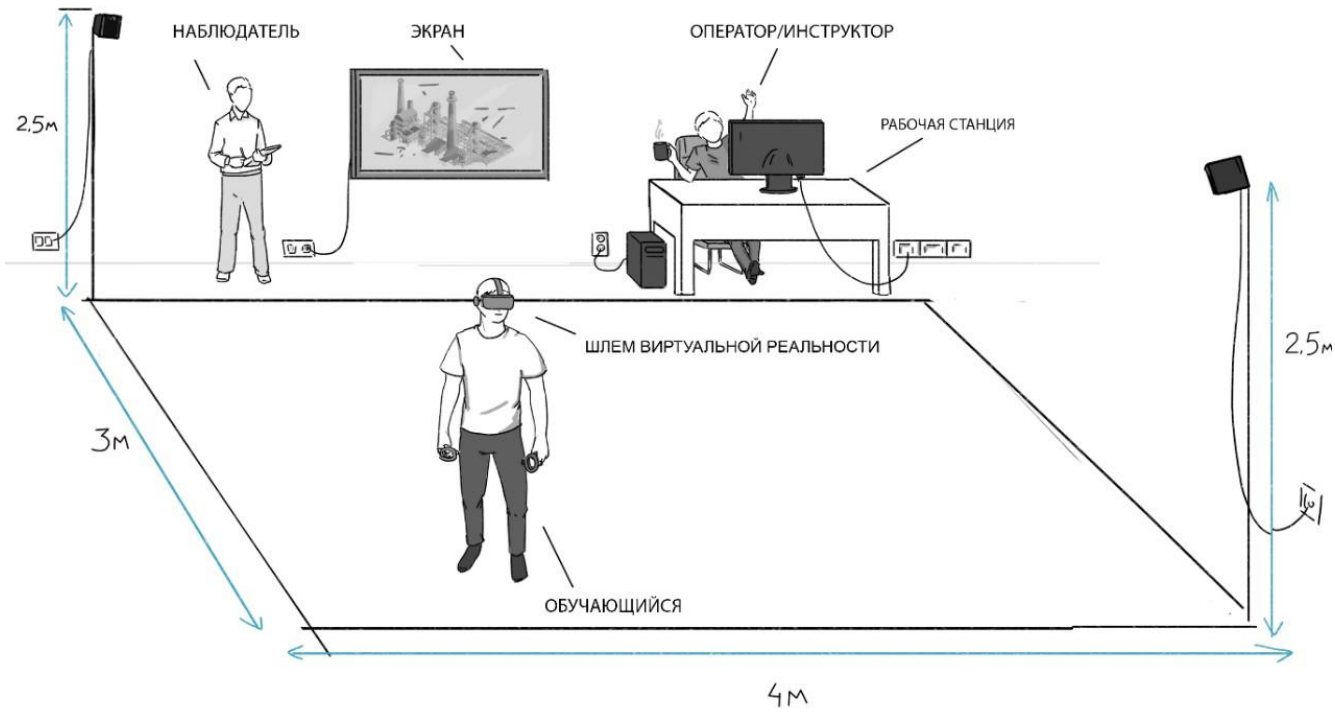
Рисунок 1. Пример использования тренажера

Рисунок 2. Скриншот из программы

Структура аппаратной части тренажера

Программно-аппаратный комплекс размещается в помещении. Тренажер представляет собой набор из следующих компонентов.

Категория	Наименование единицы	Кол-во, шт
ПК – инструктор	Системный блок 1	1
ПК – инструктор, периферийные устройства	Монитор	1
ПК – инструктор, система энергообеспечения	UPS	1
ПК – инструктор, периферийные устройства	Клавиатура	1
ПК – инструктор, периферийные устройствам	Мышь	1
ПК – обучающийся	Системный блок 2	1
ПК – обучающийся, периферийные устройства	Монитор	1
ПК – обучающийся, система энергообеспечения	UPS	1
ПК – обучающийся, периферийные устройства	Клавиатура	1
ПК – обучающийся, периферийные устройствам	Мышь	1
VR – система	Шлем виртуальной реальности	1
VR – система, комплектующие	Стойка для базовых станций HTC Vive + крепление шарнирная головка	2
Коммуникационное оснащение	Адаптер сетевой	4
Коммуникационное оснащение	Сетевые фильтра	3
Коммуникационное оснащение	Удлинители для HDMI, USB	1
Коммуникационное оснащение	Сплиттер для HDMI	1
Периферийные устройства	Телевизор	1
Система крепежей	Retractable Cable Management for HTC VIVE	1



К помещению предъявляются следующие требования:

Размеры рабочей зоны виртуального шлема: 4 м * 5 м^2.

Дополнительная зона для рабочего места оператора: согласно требованиям к организации рабочих мест пользователей (пользователей ПЭВМ (4,5 м^2)).

Дополнительная зона для наблюдения: 3 м * 2 м^2.

В помещении должно быть прохладно.

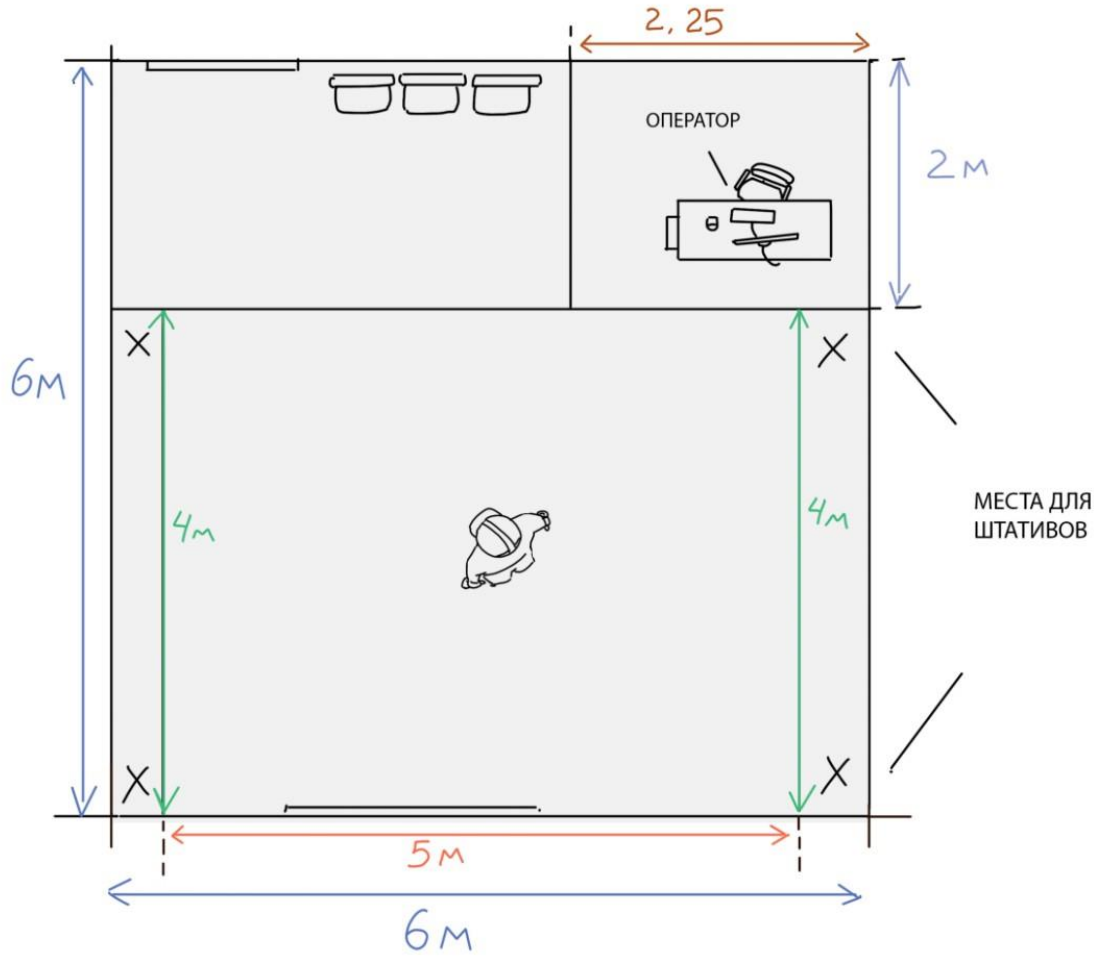
В помещении должен быть свежий воздух.

В помещении рекомендуется минимизировать отражающие поверхности в рабочей зоне виртуального шлема:

- исключить зеркала и стеклянные межкомнатные перегородки;
- при наличии окна, необходимы шторы или жалюзи;
- телевизор должен находиться за пределами рабочей зоны виртуального шлема.

Рекомендуемый цвет стен и пола — серый.

Точки доступа в интернет.



Календарный план работ

1 месяц	2 месяц	3 месяц	4 месяц	5 месяц	6 месяц	7 месяц
Проектирование системы		**Разработка контента**				**Тестирование и приемо-сдаточные испытания**
		Программная реализация				

General Electric

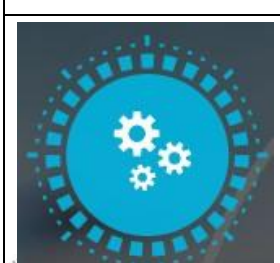
2.4 Пакет программных решений GE «Цифровая трансформация»

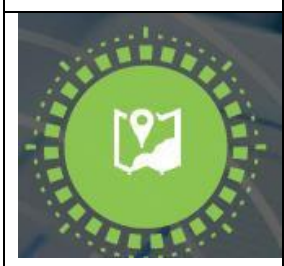
Б. Абишев Руководитель направления цифровизации компании General Electric по СНГ
a.issabekova@KAZENERGY.com, 7172 794988

Описан пакет программных решений компании General Electric (GE) «Цифровая трансформация». Дано описание 5 блоков трансформации: Понимание цифровизации; Оценка эффективности; Моделирование Бизнес эффектов; Цифровизация изнутри (орг структура и сотрудники); Дорожная карта Цифровой трансформации. Рассмотрена архитектура платформы и приложений, описан APM: Аналитическая панель руководителя; Показатели надежности; Инструменты совместной работы и управления знаниями. Рассмотрены инвестиции GE в развитие промышленных цифровых технологий.

The software package for General Electric (GE) "Digital Transformation" is described. A description of 5 transformation blocks is given: Understanding of digitalization; Efficiency mark; Business effects modeling; Digitalization from the inside (organizational structure and staff); Roadmap Digital Transformation. The architecture of the platform and applications is considered, described by APM: Analytical panel of the manager; Reliability indicators; Collaboration and knowledge management tools. Considered GE investments in the development of industrial digital technologies.

5 блоков цифровой трансформации

	Понимание цифровизации	**Что нужно знать:** - Какие угрозы и возможности несет цифровизация нашему бизнесу? - Какие технологии следует начинать применять? - В компании не понимают цифровизацию, как можно обучить их?
	Оценка эффективности	**Как мы работаем сейчас?** - Как оценить эффективность компании сегодня? - Как сравнить эффективность с конкурентами? - На чем нужно фокусироваться и каких эффектов добиваться? -Есть ли прорывные технологии в моей отрасли, меняющие бизнес модели, наподобие Uber и AirBnB?
	**Моделирование Бизнес эффектов**	**Каких эффектов можно добиться?** -Где основная точка генерации добавленной стоимости в моей отрасли? -Какова цена применения тех или иных цифровых технологий и решений? -Как приоритизировать проекты и решения?

	Цифровизация изнутри (орг структура и сотрудники)	**Как можно работать по-другому?** -Какова оргструктура для цифровой компании? - Нужен ли мне CDO (Chief Digital Officer)? - Как создать культуру формирования идей и их быстрой апробации и внедрения? -Как должен выглядеть процесс принятия решений? -Нужно ли поощрять и оценивать цифровые идеи по другой схеме?
	**Дорожная карта Цифровой трансформации**	**Как измениться?** -Что должно быть в дорожной карте моей компании? -Как найти те направления и проекты, которые отвечают наиболее важным и срочным цифровым вызовам? -Как оценить эффекты от реализации цифровых проектов?

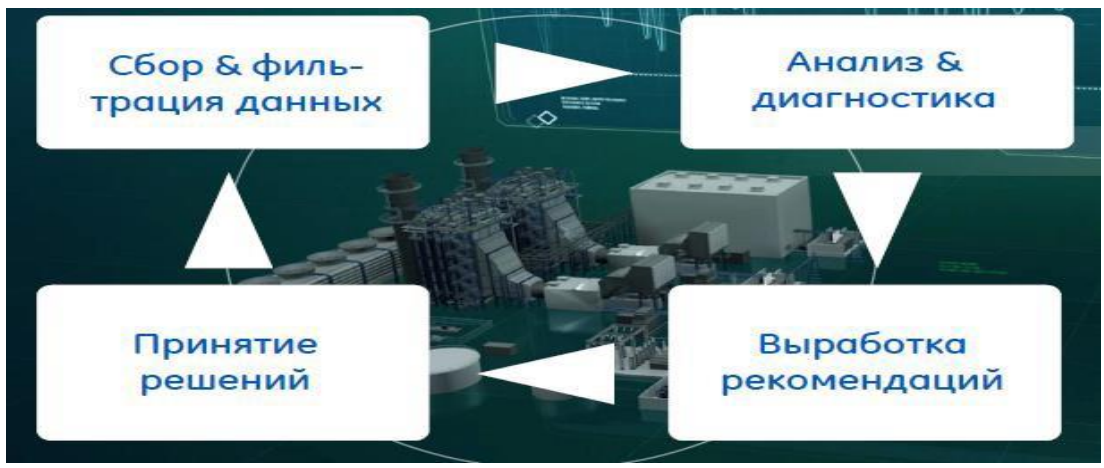
Лавинообразный рост объемов собираемых данных

110 тыс. подключенного оборудования

	2010: 1Кб данных за полет; 30 параметров; 3раза за полет 2016: 500 Гб данных за полет; 5 000 параметров; 1раз в секунду

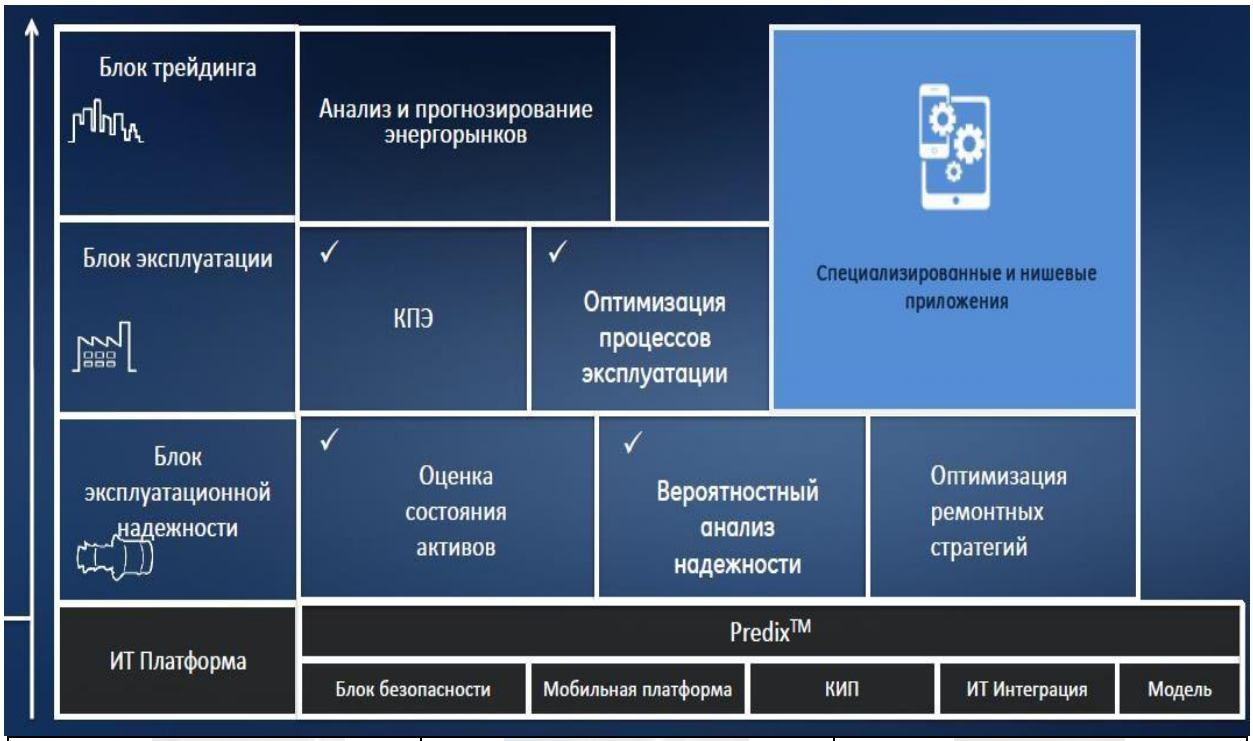
Аналитика для принятия решений

Проективное, оптимизированное информированное обслуживание и сервис



Как мы генерируем ценность нашей работы заказчикам

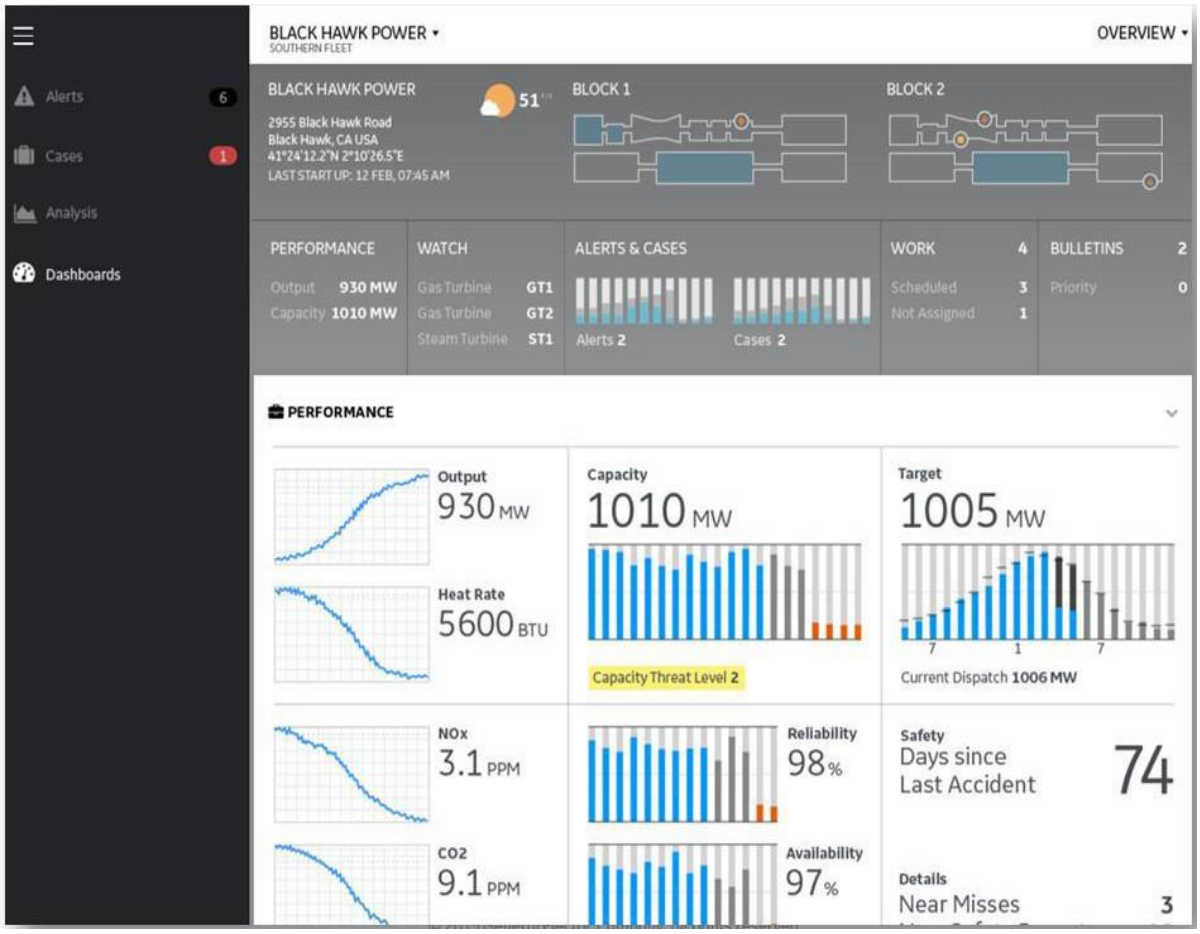
Архитектура платформы и приложений



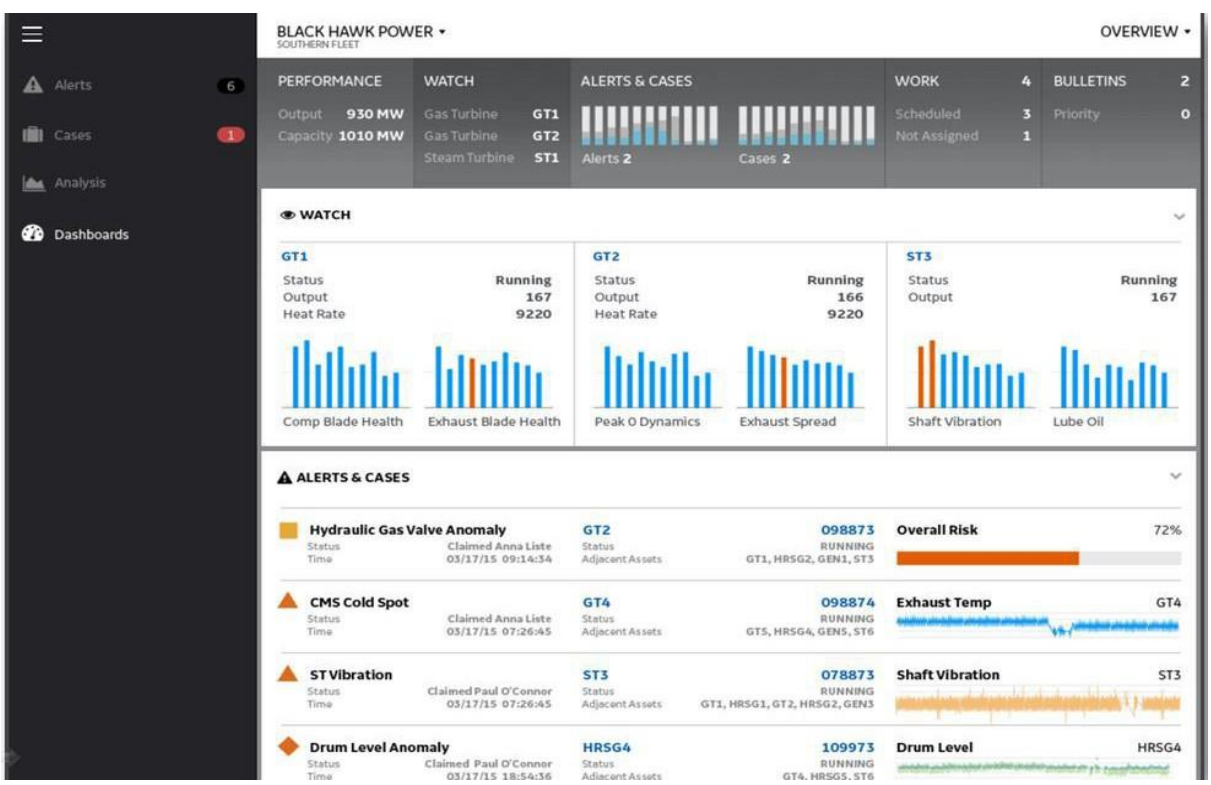
Текущий отчет о техническом состоянии оборудования	**Управление надежностью**	**Оптимизация ремонтных стратегий**
Централизация данных внутри предприятия Визуализация данных для получения оценки	Вероятностная аналитика надежности Экспертная поддержка Автоматически обновляемая контекстная база знаний	Максимизирование ценности активов Управление рисками
Актуальные данные	**Аналитика**	**Рекомендации**

АРМ-Аналитическая панель руководителя

Панель инструментов: ***Общестанционные показатели***

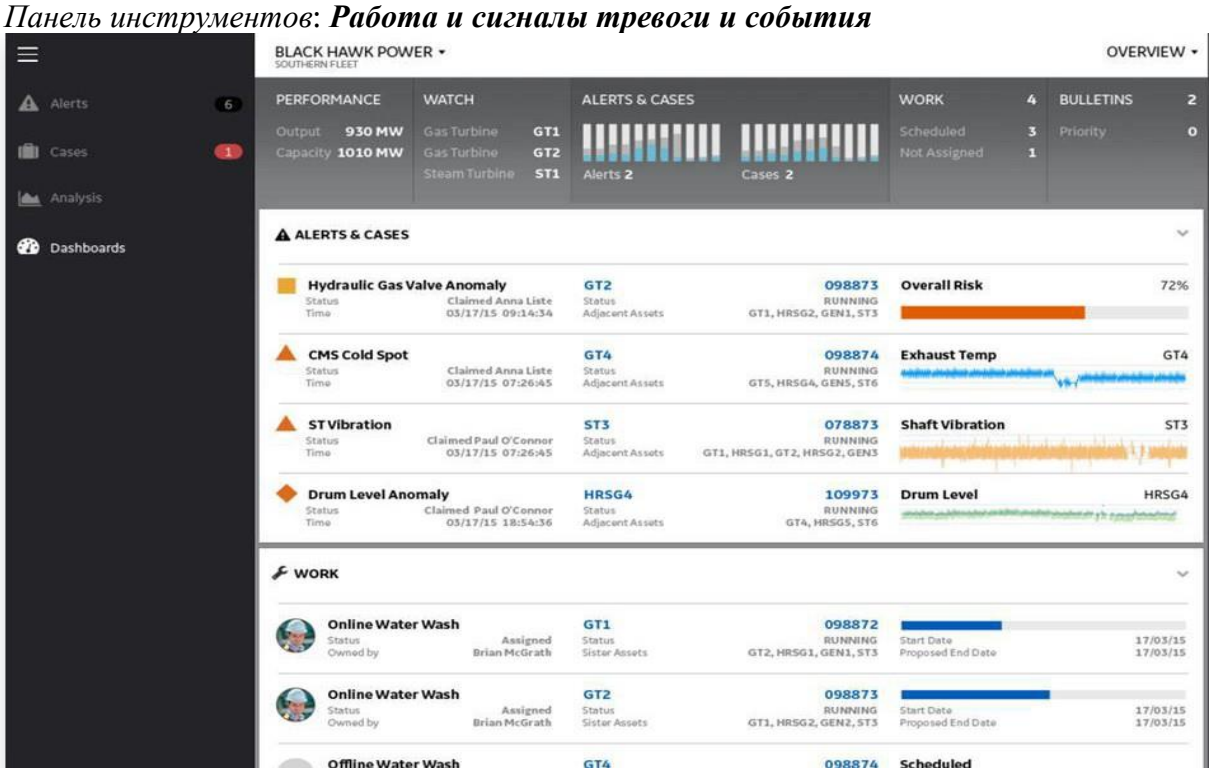


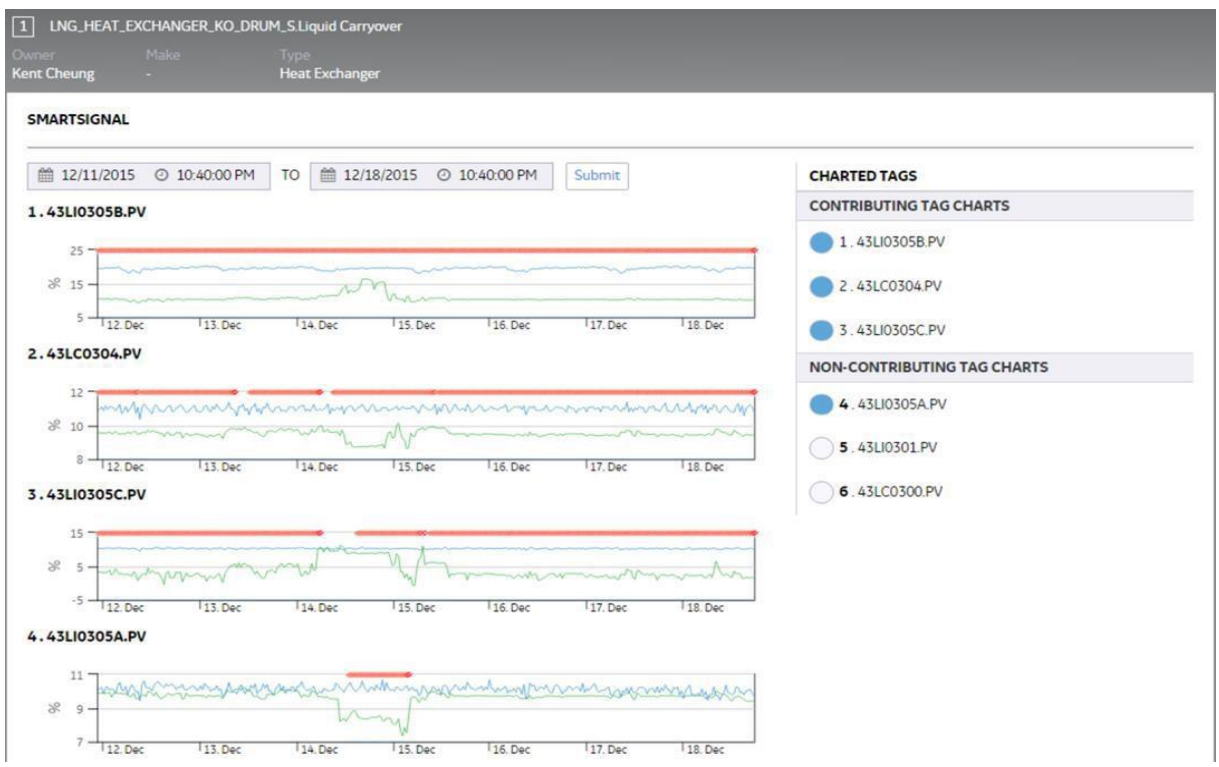
Панель инструментов: ***Список отслеживаемых узлов, сигналы тревоги и события***



АРМ –Показатели надежности

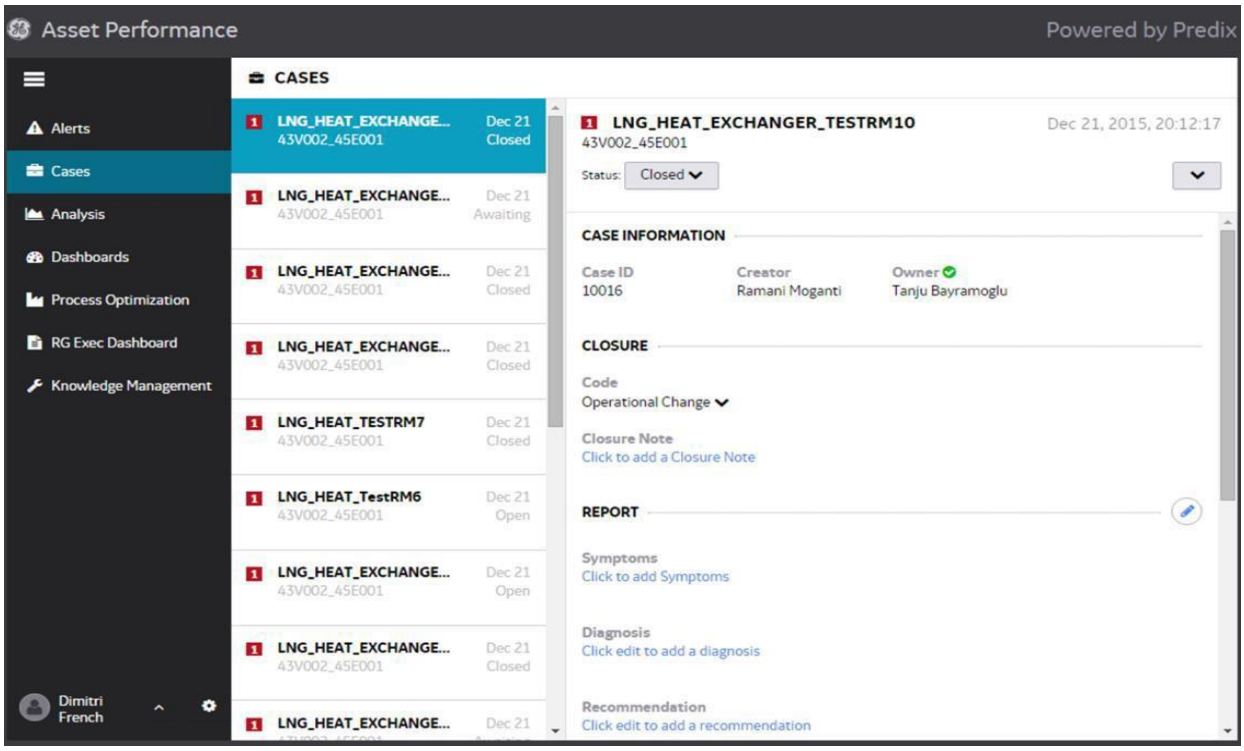
Панель инструментов: ***Работа и сигналы тревоги и события***





Детальные КПЭ надежности и прогноз отказов

APM–Инструменты совместной работы и управления знаниями



Пример заказчика – Надежность

Инвестиции GE в развитие промышленных Цифровых технологий

Исследовательские Центры GE	Решения и продукты	Возможности партнерства
Стратегическая инвестиция свыше 1млрд. долларов США GE Software центр компетенции, Сан-Рамон, Калифорния 7исследовательских центров по всему миру	Управление производственными активами (APM) Оптимизация производительности газовых и угольных электростанций Оптимизация производительности ветровых электростанций	Партнеры и заказчики GE разрабатывают приложения для внутренних и внешних пользователей (на платформе Predix)

2.5 Развитие цифровой нефтегазовой индустрии с помощью инновационных ИКТ. Решения компании «Huawei» для цифрового месторождения

А. Тусупов

Директор по работе с корпоративными клиентами Huawei Technologies Kazakhstan
Akhmet.Tussupov@Huawei.com +7-777-7884314

Проанализирована тенденция развития цифровой нефтегазовой индустрии с помощью инновационных информационно-коммуникационных технологий (ИКТ), предложены решения компании «Huawei» для цифрового месторождения. Проведен обзор ИКТ решения Huawei для нефтегазового сектора, рассмотрена инфраструктура решения цифрового месторождения на Huawei, Описано беспроводное решение для цифрового месторождения и рассмотрены его особенности, коммуникационное решение для наземных нефтяных месторождений, коммуникационное решение для морских нефтяных месторождений. Приведены результаты проверенной интеграции с Huawei: система управления производством; система управления производственными объектами; цифровой трубопровод, а также совместные решения с промышленными партнерами. Рассмотрены высокопроизводительные вычислительные решения, их особенности.

Analyzed the development trend of the digital oil and gas industry with the help of innovative information and communication technologies (ICT), proposed solutions by Huawei for a digital field. Huawei's ICT solutions for the oil and gas sector were reviewed, the infrastructure of a digital field solution at Huawei was reviewed, a wireless solution for a digital field was described and its features, a communication solution for onshore oil fields, and a communication solution for offshore oil fields were reviewed. The results of the proven integration with Huawei: production management system; object management system; digital pipeline, as well as joint solutions with industrial partners. Considered high-performance computing solutions, their features

Обзор ИКТ решения Huawei для нефтегазового сектора

Инфраструктура решения цифрового месторождения на Huawei

Ценность для клиента

- Увеличение производства на **5-10%**
- Улучшение нефтеотдачи пластов на **3-7%**
- Снижение OPEX на **15-20%**
- Снижение инцидентов по охране труда, промышленной и экологической безопасностью на **50 — 80%**
- Возврат инвестиций в некоторых проектах в течение нескольких месяцев, а не годы.

Беспроводное решение для цифрового месторождения

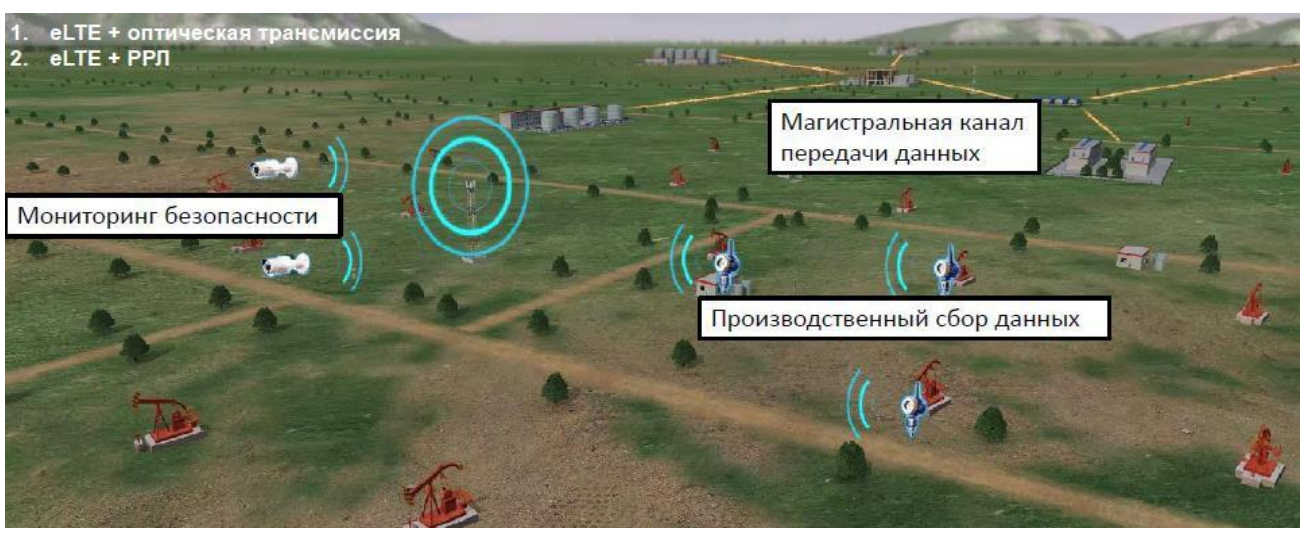
Особенности:

- Единая сеть для видео, данных, голоса; интеграция сторонними системами для улучшения взаимодействия;
- Системы коммуникации для взаимосвязи: транкинг, фиксированная связь, средства аварийного реагирования установленные на транспорте, видеонаблюдение, и ВКС. Обеспечьте эффективное сотрудничество, когда угодно, где угодно и быстрое аварийное реагирование;
- Высокая пропускная способность.

«*Лучше один раз увидеть, чем семь раз услышать»*

Решение

Коммуникационное решение для наземных нефтяных месторождений

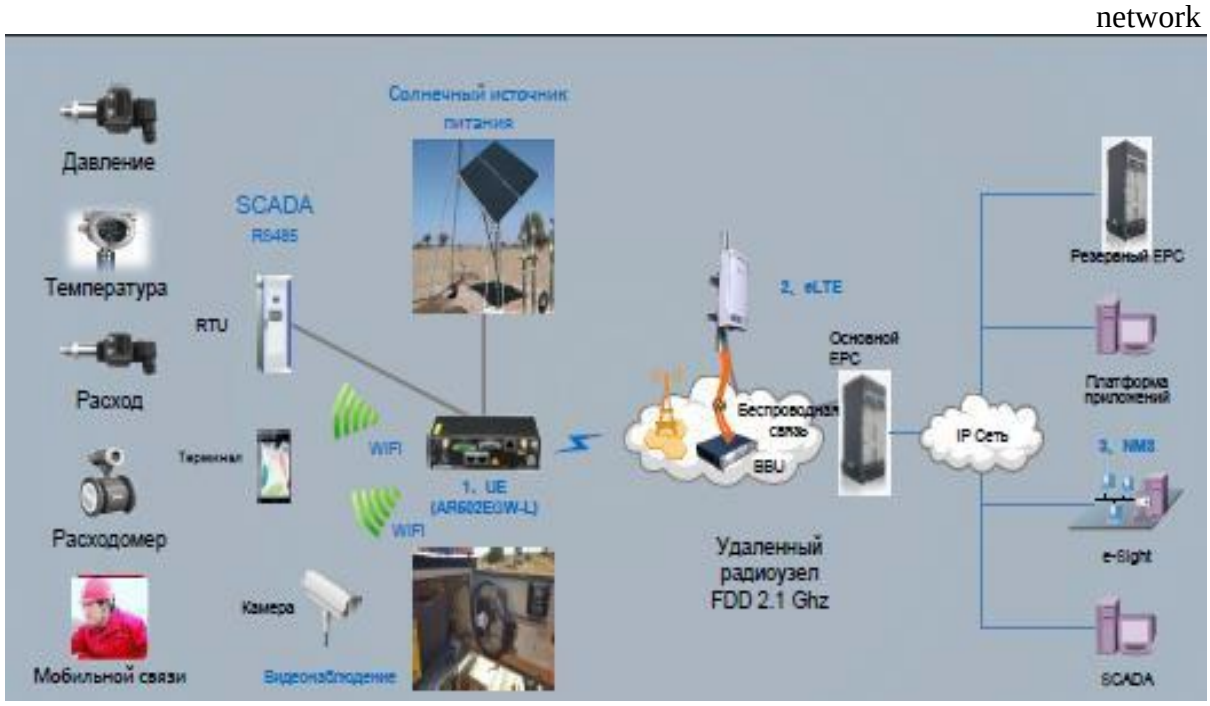


Santos – сбор данных с производственных IOT

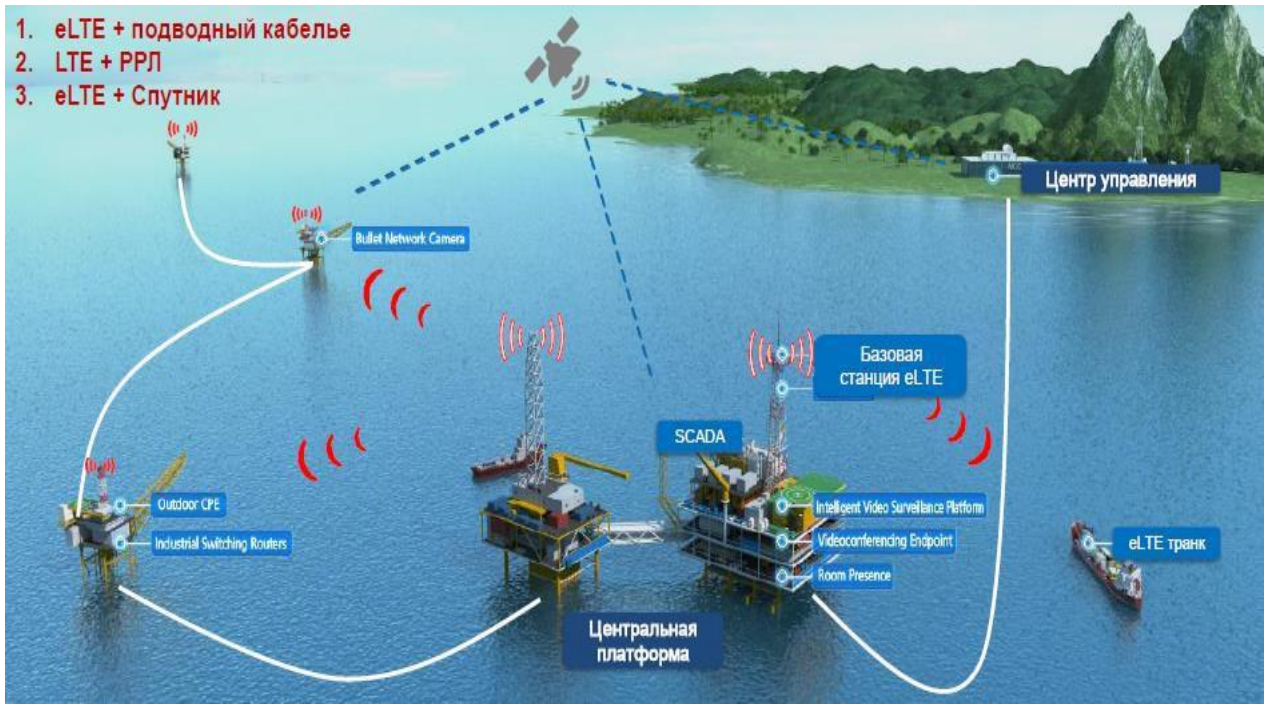
Сантос, является крупнейшим производителем нефти и газа в Австралии

Проект 1- Cooper Basin
- Занимает площадь 500 км^2.
- Сбор данных с 1100 нефт. и газ. скважин (НГС).
- Замена старой беспроводной сети TRIO RADIO 900Mhz

Проект 2-Surat Basin фаза-1
- Сбор данных с 1200 НГС.
- Доп. **1200** НГС в фазе-2.
Итого **2300** НГС
-Replac Telstra LANES (PLMN solution) using dedicated eLTE network



Коммуникационное решение для морских нефтяных месторождений



Tampnet-eLTE сеть для морских нефтяных месторождений

Per-HelgeSvensson CEO of Tampnet — это важный шаг для нас, связанный с участием одного из самых инновационных поставщиков телекоммуникационной отрасли в нашем бизнесе. Сотрудничество с лидером рынка, таким как Huawei, очень интересно, и мы заинтригованы их профессиональным отношением и способностью поддерживать нас в развертывании своих технологий в таких экстремальных условиях.

Месторождение Tampnet· Норвегия

Проблемы:

- Высокие эксплуатационные расходы без широкополосной сети;
- Высокие затраты на передачу информаций через РРЛ и ВОЛС.

Решение:

- Радиус покрытия 100 км, со скоростью 50 Мбит/с и задержкой 10 мс;
- Оборудование защищено от пыли / ударов / водостойкость, взрывобезопасный и нормально работает в жаркую погоду.

Выгоды:

- Обеспечение голосовой связи и передача производственных данных между буровой платформой, FPSO, танкерами и землей;
- Масштабируемый для видеонаблюдения и широкополосного транкинга.

Проверенная интеграция для решения eLTE

SCADA & RTU

Широкополосная цифровая мультимедийная транкинговая система Huawei e-LTE использовалась в качестве испытательной LTE платформы, обслуживающей различные приложения. SCADA и RTU производство YOKOGAWA или Honeywell могут взаимодействовать на платформе LTE.

Стресс тест при активном GBR

- Задержка=17 мсек*;

- Надежное RTU соединение.

Стресс тест без GBR
- Задержка=280 мсек*;
- Прерывистый RTU/SCADA удаленное соединение.

Газоанализаторы опасной среды

Honeywell интегрировал LTE чипы в мобильные газоанализаторы для достижения детекцииопасных газов в режиме реального времени с передачей мгновенных сообщении для уменьшения несчастных случаев.

1. Тест газоанализатора успешно выполнен на встроенных eLTE чипах от Huawei eM100.
2. Успешный тест в Jiujiang Petrochemical.

Взрывозащищенный терминал

Zone 1 Взрывозащищенный терминал 4G/LTE-Standard EU：B1，B3，B7，B8，B20，B38（TDD） US：B1，B2，B3，B4，B5，B7，B8，B12，B14，B17

1.Завершено тестирование сети

2.Завершено тестирование транкинга

Zone 2 Взрывозащищенный терминал LTE-FDD Band 1/3/7/20/28
LTD-TDD 39/40/41
Тестирование на сети 2.3G

Результаты проверенной интеграции с Huawei

SCADA & RTU

Проверенная интеграция между платформой Huawei eLTE и системой SCADA от EMERSON.

Система управления производством

Проверенная интеграция между серверамии СХД Huawei, и производственными системами Schlumberger & Halliburton.

Система управления производственными объектами

Проверенная интеграция между серверами и СХД от Huawei, и платформой IBM Maximo, системой управления производственными объектами от EMERSON.

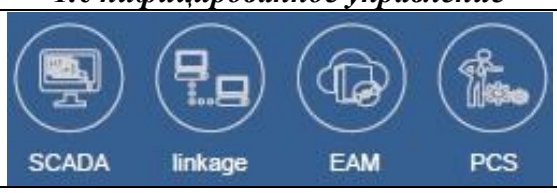
Проверенная интеграция между серверами и СХД Huawei, и ГИС системой.

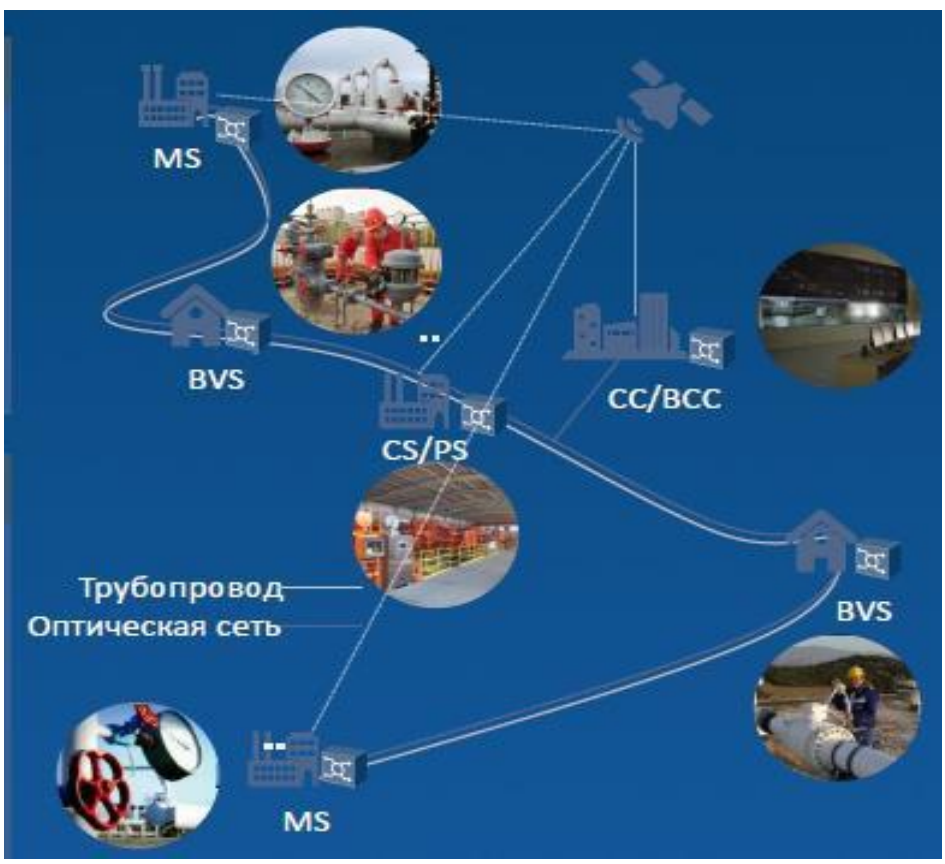
Взрывозащищенный терминал

Проверенная интеграция между взрывозащищенными терминалами и Huawei OneAir.

Обеспечение взрывозащищенными коробами для точек доступа и телекоммуникационного оборудования завершают целостную проверенную интеграцию.

Цифровой трубопровод

1.Унифицированное управление	*2. Интегрированная безопасность*
	
комплексный мониторинг SCADA и сети Открытый интерфейс для системы управления информацией	Сценарий на основе IDS Интеллектуальное видеонаблюдение Многосистемная связь
3.Конвергентная связь	***4.Reliable Networks***
Интегрированная конференция Мобильный офис Мультимедийная связь	Двойное резервирование Многоуровневая защищенная сеть LAN / WAN Гибкий источник питания Солнце+ Дизель



*MS: Metering Station *BVS: Block Valve Station *CS: Compressor Station *PS: Pump Station *CC: Control Center

Совместные решения с промышленными партнерами

Интегрированная безопасность

- Интеллектуальное видеонаблюдение интегрированный с системой SCADA
- Интеллектуальное видеонаблюдение интегрированный с системой обнаружения вторжений.

Обнаружение утечек

Газопровод «Туркменистан-Узбекистан-Казахстан-Китай» 2010-2016

Цифровой трубопровод в Центральной Азии. Реализация с 2010-2016 годы

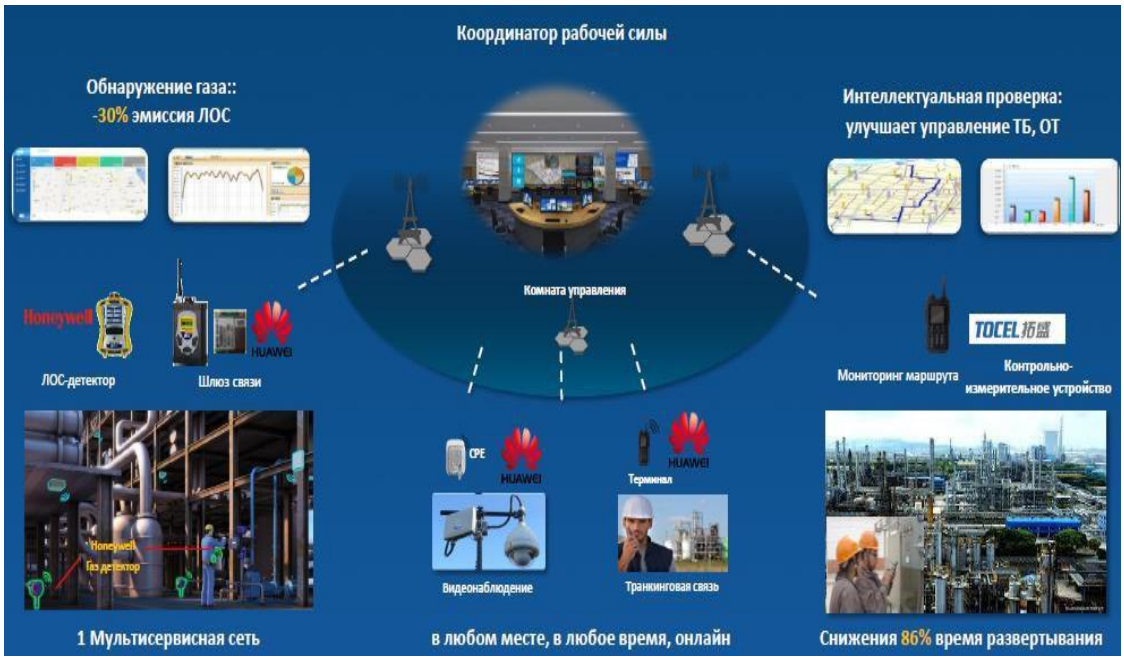
Оборудование Huawei в проекте

***Телекоммуникация*: SDH**, LAN, WAN, eLTE, спутник и т. д.
***Интегрированная безопасность*:** CCTV, IDS, ACS, PA/GA и т. д. ***Конвергентная связь*:** VoIP, ВКС, и т. д..
SCADA

Проект	Длина (км)	ИКТ	SCADA
АГП нитка АВ	1308		
АГП нитка С	1308		
Казахстан-ББШ	1477		
ATG нитка С	534		

Газопровод ATG нитка С

Цифровая переработка в одной сети



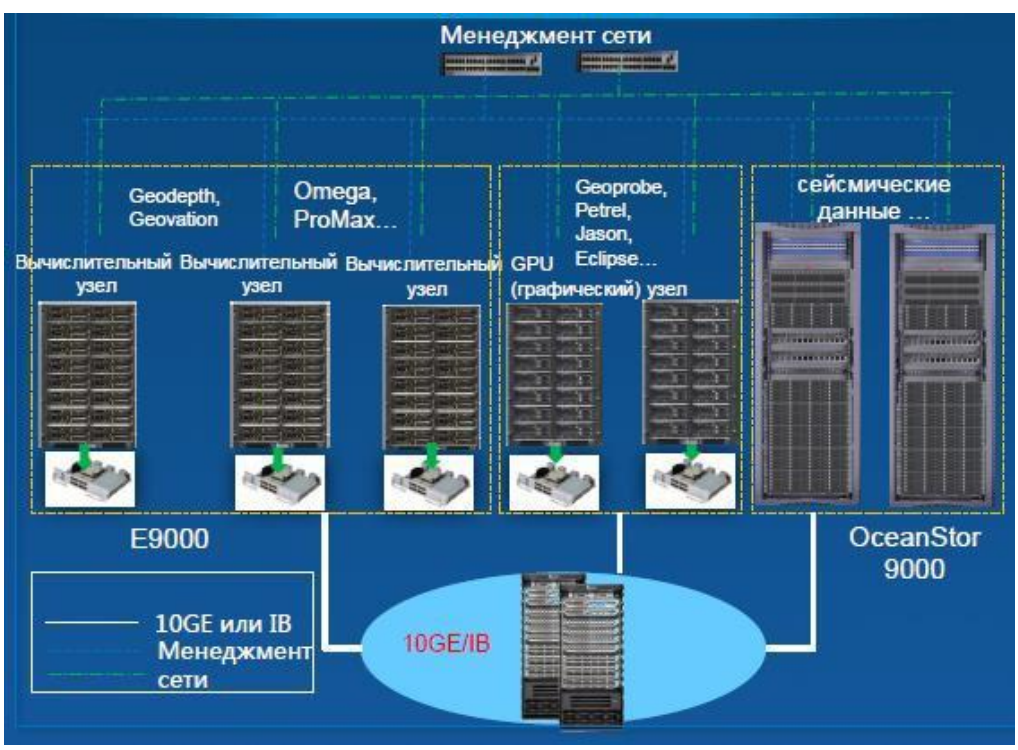
eLTE проект в Цзиуцзянский НПЗ

Решение: Один сеть (eLTE) для мультисервисных сервисов (голос + данные + видео + PTT)
Преимущества:

- Снизить затраты на строительство □15%
- Инспекция высокого качества □25%
- Видеосвязь, подготовительная работа от 30 минут до 5 минут

Высокопроизводительные вычислительные решения

Высокопроизводительные вычислительные решения для пластов



***Особенности*:**

Обработка сейсмических данных, геологические и геофизические исследования интерпретаций, моделирование пластов, снижение неопределенности при бурениях. Принятие быстрых решений для лучшей окупаемости инвестиции и рентабельности

***Партнеры*:**

Halliburton-

- Успешное завершение тестирования производительности на высокопроизводительной вычислительной платформе Huawei Fusion Server E9000 от HALLIBURTON Landmark Nexus.

Schlumberger

- Успешное завершение тестирования производительности программного обеспечения от Schlumberger для моделирования пластов.

Алстронтелеком

2.6 Отечественный программный комплекс для полномасштабного моделирования и анализа разработки месторождений «Жулдыз» возможности и функционал приложений

В.В. Баушин

Заместитель директора ТОО "Алстронтелеком".
a.issabekova@kazenergy.com, 7172 794988

Дано описание отечественного программного комплекса (ПК) для полномасштабного моделирования и анализа разработки месторождений «Жулдыз», его возможности и функционал приложений, решаемые ПК задачи: менеджер баз данных (БД); геологическое моделирование; гидродинамическое моделирование; экспертиза построенных моделей; мониторинг разработки. Приведена структура ПК «Жулдыз», описаны «Жұлдыз-БД» - модуль загрузки, анализа и редактирования исходных данных; «Жұлдыз-ГМ» - модуль построения геологической модели; «Жұлдыз-ФМ» - модуль полномасштабной трехмерной трехфазной гидродинамической модели; «Жұлдыз-автоэкспертиза» - модуль оценки качества построения геологических и гидродинамических моделей; «Жұлдыз мониторинга разработки - модуль мониторинга разработки. Приведены преимущества ПК «Жулдыз», дана информация по лицензиям и по внедрению.

A description of the domestic software system (PC) for full-scale modeling and analysis of the development of Zhuldyz fields, its capabilities and application functionality, PC-solvable tasks are given: a database manager (DB); geological modeling; hydrodynamic modeling; examination of the constructed models; development monitoring. The structure of the PC “Zhuldyz” is described; “Zhuldyz-BD” is described - the module for loading, analyzing and editing the initial data; “Zhuldyz-GM” - a module for constructing a geological model; Zhuldyz-FM is a module of a full-scale three-dimensional three-phase hydrodynamic model; “Zhuldyz-autoexamination” - a module for assessing the quality of building geological and hydrodynamic models; “Zhuldyz development monitoring - development monitoring module. The advantages of the Zhuldyz PC are given, information on licenses and implementation is given.

История создания

Программный комплекс (ПК) «Жулдыз» – разрабатывался программный продукт позволяющий заменить дорогостоящие зарубежные продукты.

На сегодняшний день это – *первый и единственный казахстанский импортозамещающий программный продукт*, разработанный для построения трехмерных полномасштабных геологических и гидродинамических моделей.

Программные решения зарегистрированы на территории Республики Казахстан, получены сертификаты соответствия и введены в эксплуатацию в 2014 году.

Программные решения разрабатывались с учетом замечаний недропользователей для производственных подразделений.

Решаемые задачи

Менеджер баз данных

инструмент для загрузки, хранения и корректировки данных различных форматов.

Геологическое моделирование

построение трехмерной полномасштабной геологической модели в сетке corner point с использованием элементов секвентной стратиграфии, применение которых повышает детальность описания геометрии и структуры осадочных тел.

Гидродинамическое моделирование

построение модели трёхмерной трёхфазной фильтрации с учётом гравитационных и капиллярных сил;

моделирование горизонтальных скважин и боковых стволов, закачки полимерных растворов.

Экспертиза построенных моделей

инструмент для оценки качества построенных геологических и гидродинамических моделей и соответствия их исходным данным.

Мониторинг разработки

Средства анализа и редактирования геолого-промысловой информации, инженерные методики расчетов, оценка и прогноз эффективности методов ПНП

Структура ПК «Жулдыз»

ЖҰЛДЫЗ-БД. МОДУЛЬ ЗАГРУЗКИ, АНАЛИЗА И РЕДАКТИРОВАНИЯ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

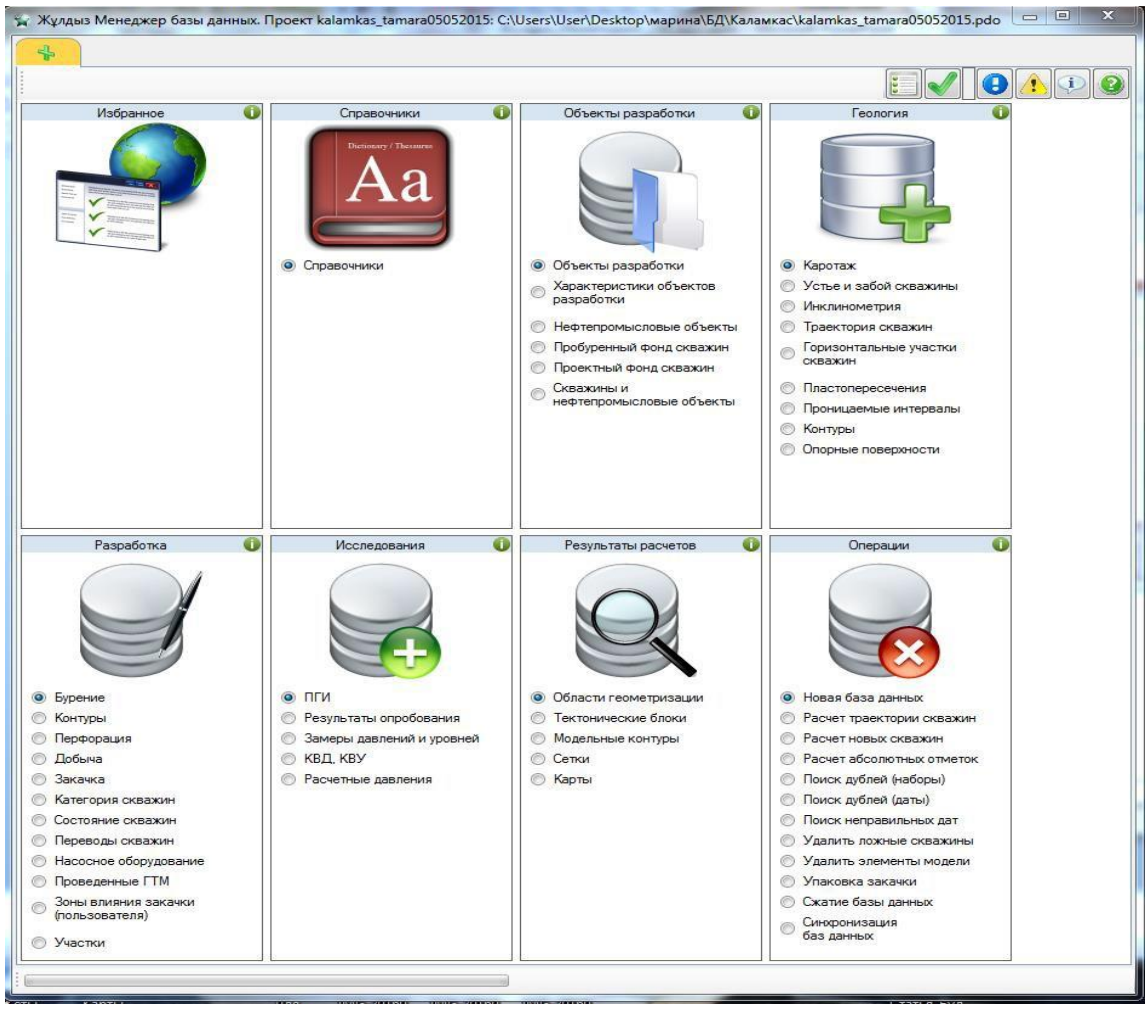
Жұлдыз-Менеджер БД

Основная задача - формирование проекта, хранение, пополнение, анализ и редактирование загруженной информации (геология, разработка, результаты исследований скважин, ГТМ, экономические показатели).

Загрузка данных включает в себя:

- Информация по скважинам (координаты устьев, траектория, ГИС /РИГИС в Las форматах);
- Структурные данные по горизонтам (скважинные отбивки, точки, линии, 2D карты) в текстовых форматах, ASCII IRAP Classic, BLN, Zmap+, CPS-3, EarthVision);
- Геологические 3D сетки и кубы параметров в форматах GRDECL, EGRID, Tempest, Eclipse;
- Промысловая информация (добыча, закачка, перфорация, результаты промысловых и геофизических исследований, замеры пластовых и забойных давлений и др).

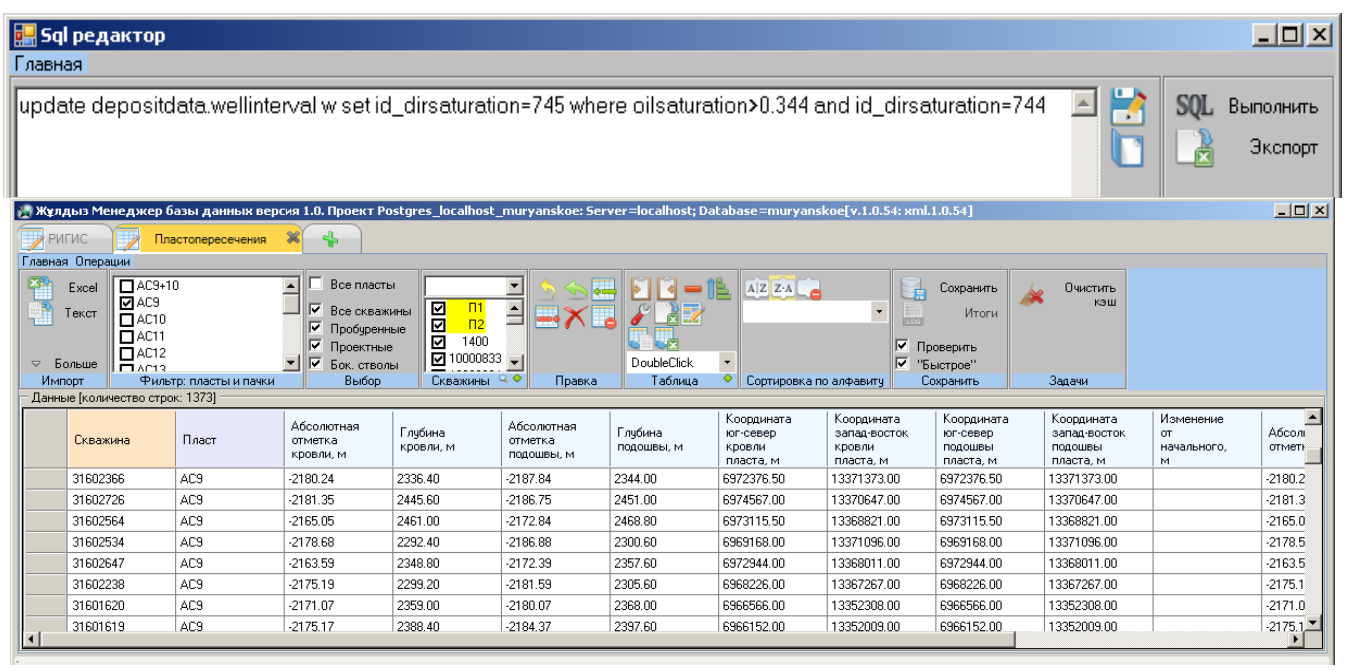
Главное окно модуля



Использование SQL в базе данных

Модуль SQL выполняет стандартные запросы, позволяющие находить, добавлять, обновлять или удалять конкретные строки в таблице.

Позволяя досчитывать необходимые поля, поправлять ошибки и несоответствия в данных, комбинировать данные по заданному условию.



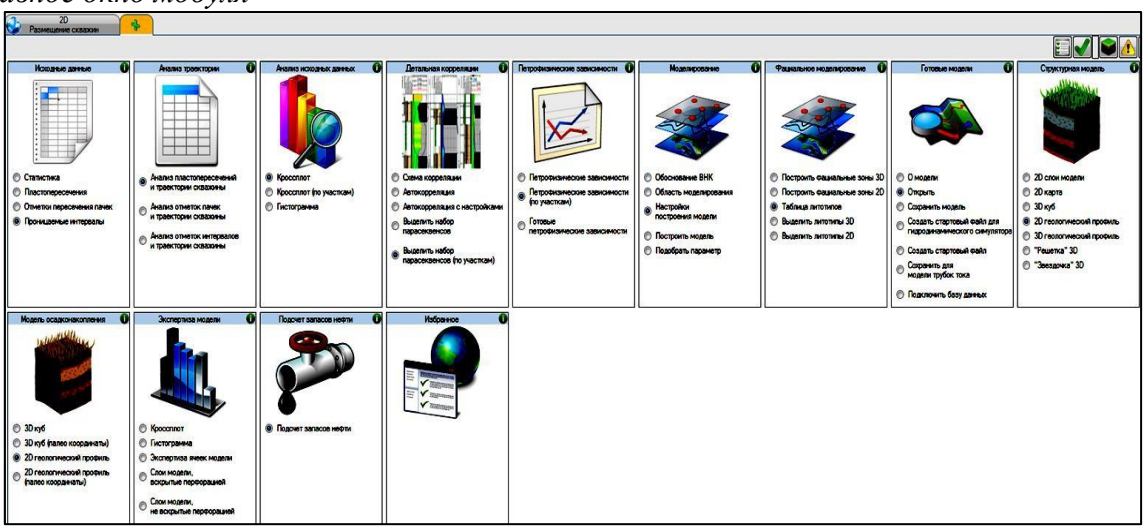
ЖҰЛДЫЗ-ГМ. МОДУЛЬ ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Главное окно и панель задач построения геологической модели

Основная задача — построение трехмерной геологической модели с использованием фундаментальных геологических понятий для подсчета запасов нефти.

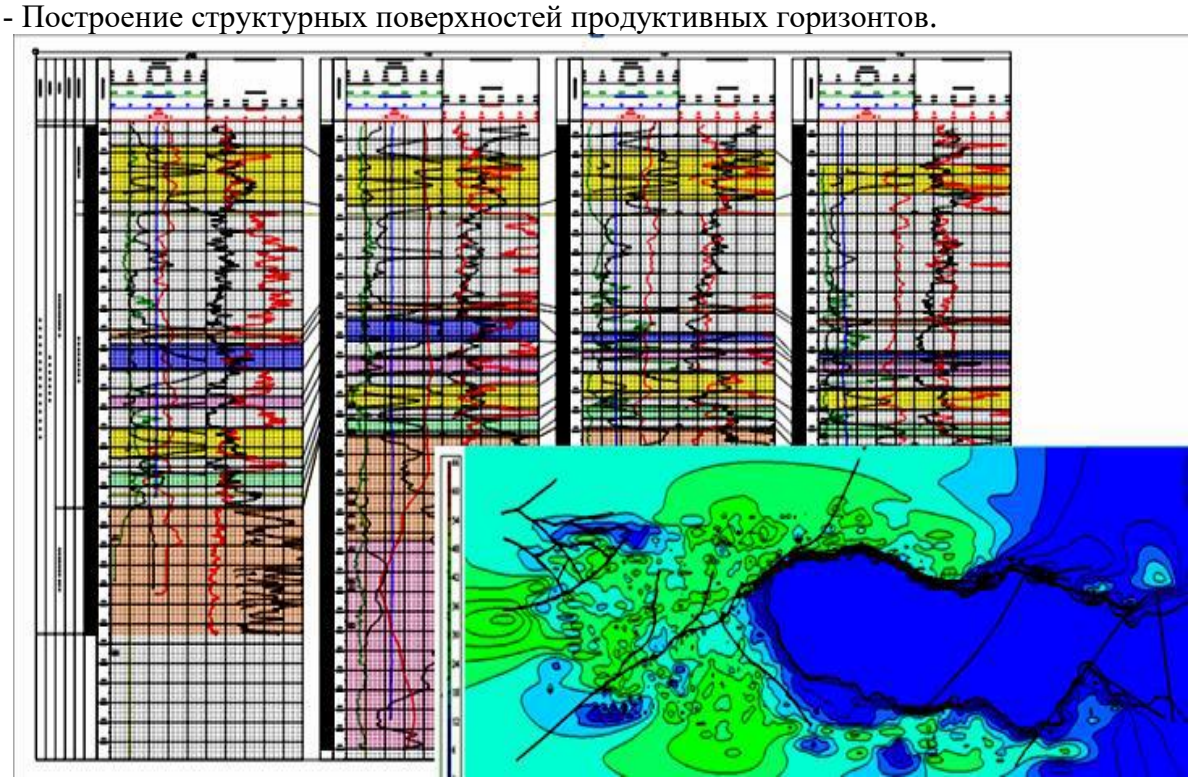
Позволяет построить модели на основе принципов секвентной стратиграфии для повышения точности моделирования геометрии и структуры осадочных тел, что очень важно для решения практических задач.

Главное окно модуля



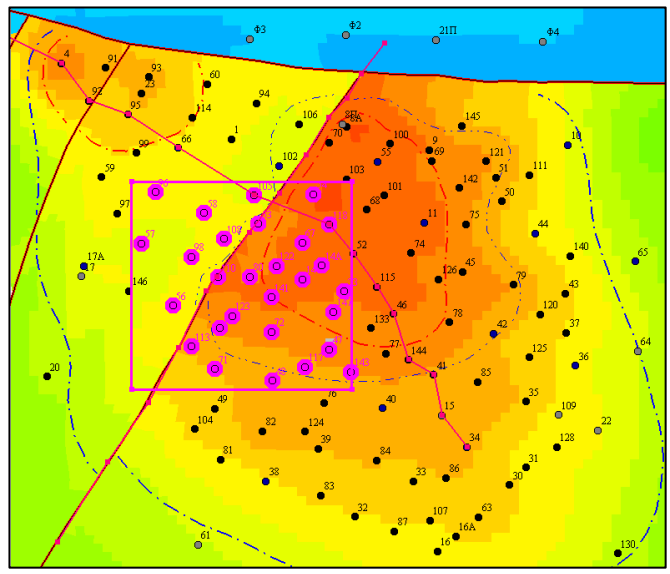
Корреляция и структурное моделирование

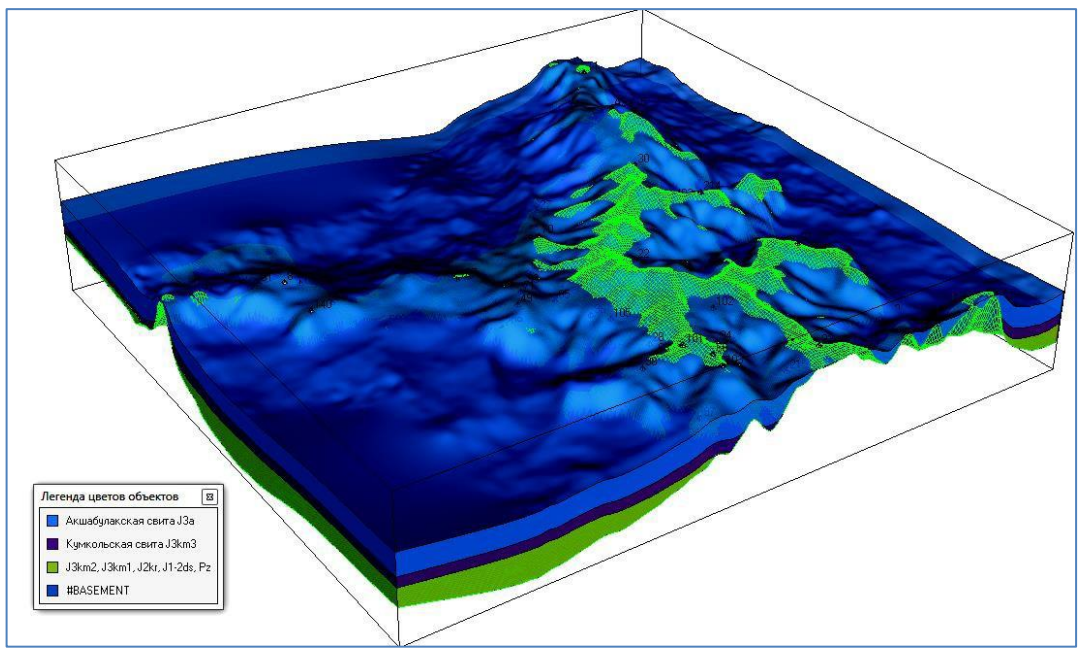
- Построение схем корреляции, создание дополнительных скважинных отбивок;
- Построение структурных поверхностей продуктивных горизонтов.



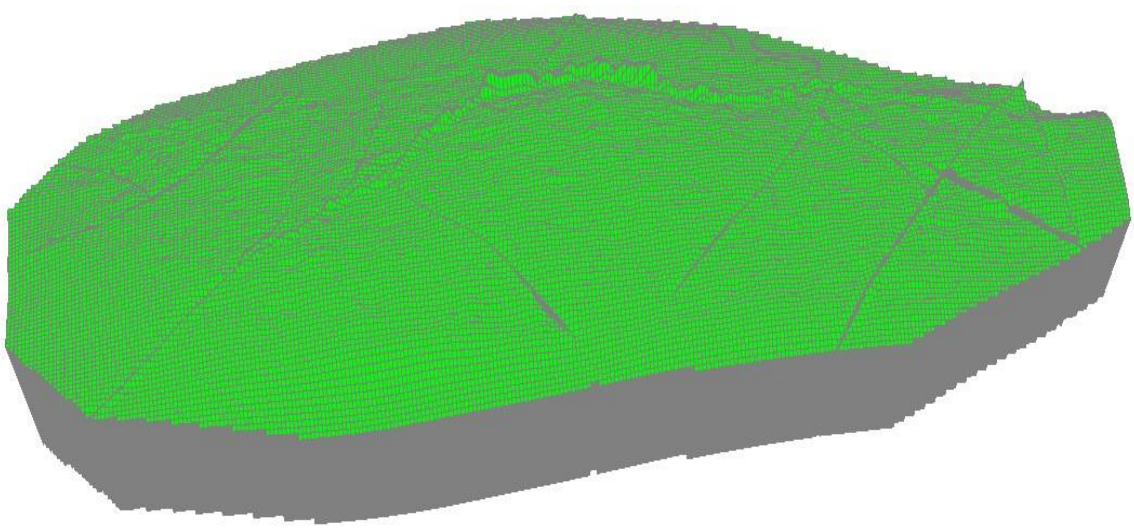
Построение 3D сетки с заданным шагом по горизонтали и вертикали

ПК позволяет строить 3D сетки по продуктивным пластам с различным шагом по горизонтали и вертикальным разрешением. Разломы учитываются и встраиваются в 3D сетку при построении.



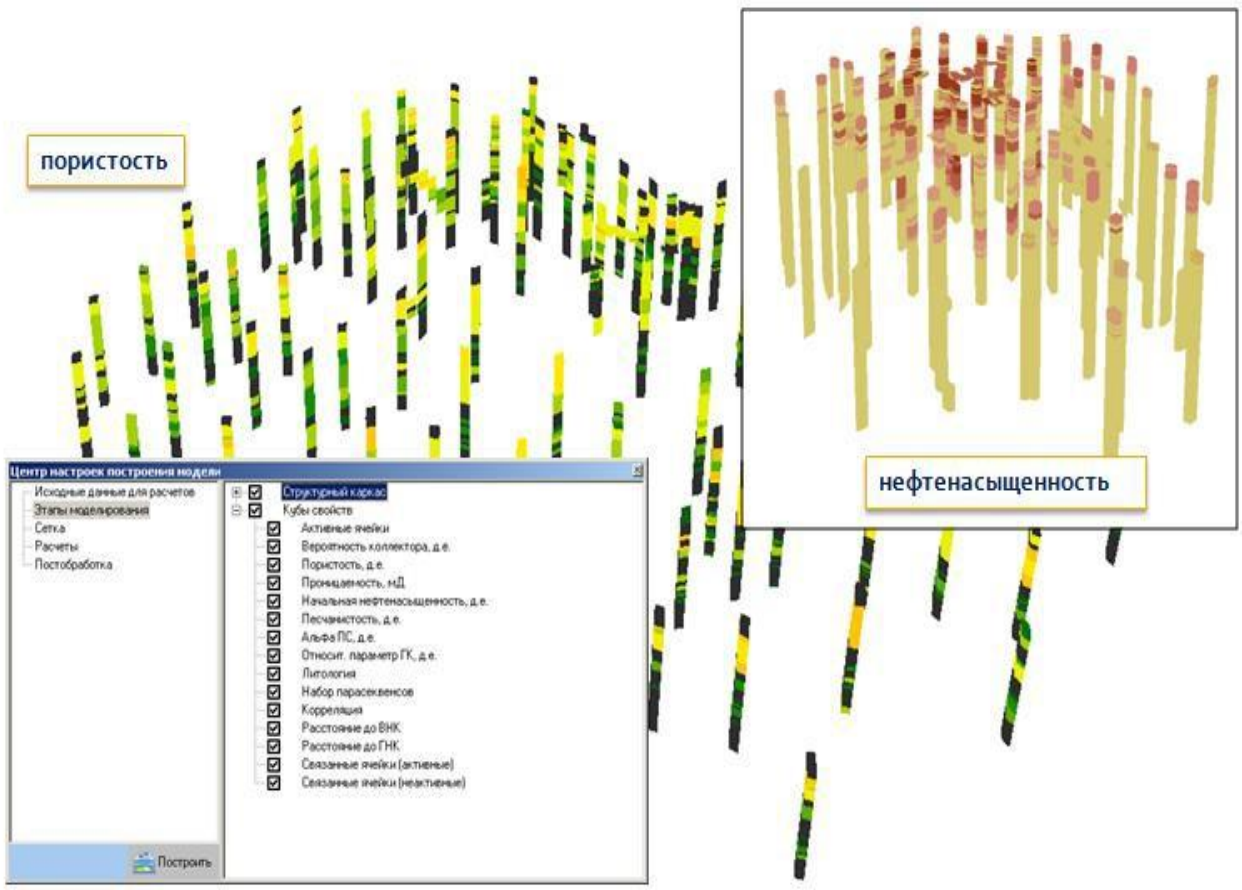


Для редактирования разломов и структурных поверхностей может использоваться палеорежим

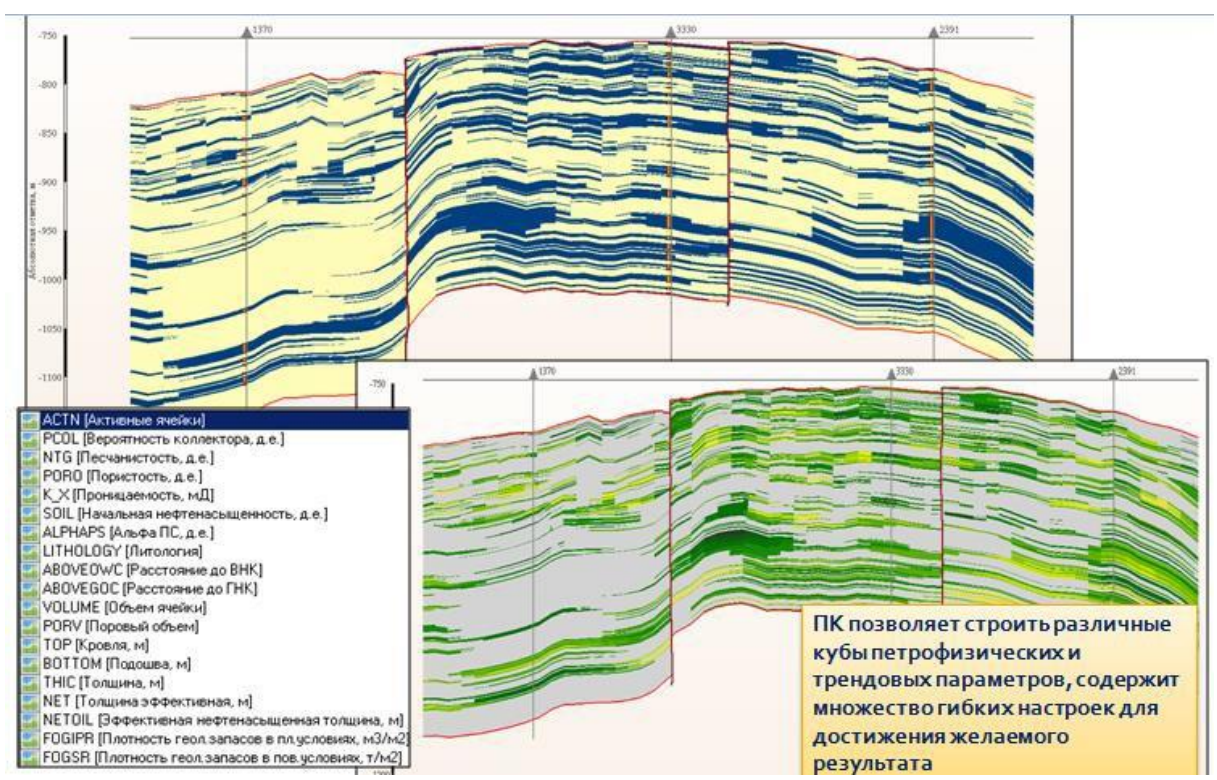


Осреднение скважинных данных

Перенос скважинных данных на 3D сетку



Построение кубов петрофизических параметров



Алгоритм реализованных палеореконструкций

№ п/п	Наименование модуля	Назначение, область применения и алгоритм расчета
1.	**Послойная корреляция**	Корреляции одновозрастных отложений согласно выбранного типа модели слоеобразования (плоско-параллельный, клиноформенный, циклический, линзовидный и т. д.) с помощью **алгоритма SGM**
2.	**Выделение пачек**	Расчет количества и границ пачек в среднем по пласту, участку и каждой скважине в отдельности на основе алгоритма построения ГСР
3.	**Интерполяция в 3D палеорежиме**	Восстановление значений в межскважинных интервалах по нерегулярно распределенным данным с использованием трехмерной интерполяции **многоуровневыми B-сплайнами**
4.	**Модель осад-конако-накоп-ления**	Установление направления движения древней береговой линии и областей максимального накопления осадков. Проверка и корректировка геологической модели в палеорежиме.
5.	**Фациальная зональность**	Установление количества и положения границ фаций по своим заданным свойствам ячеек трехмерного куба в пределах выделенных геологических тел с помощью **алгоритма ISODATA.**
6.	**Петро-физические зависимости**	Построение петрофизических зависимостей «керн – геофизические параметры» для восстановление отсутствующих параметров с учетом фациальной зональности.

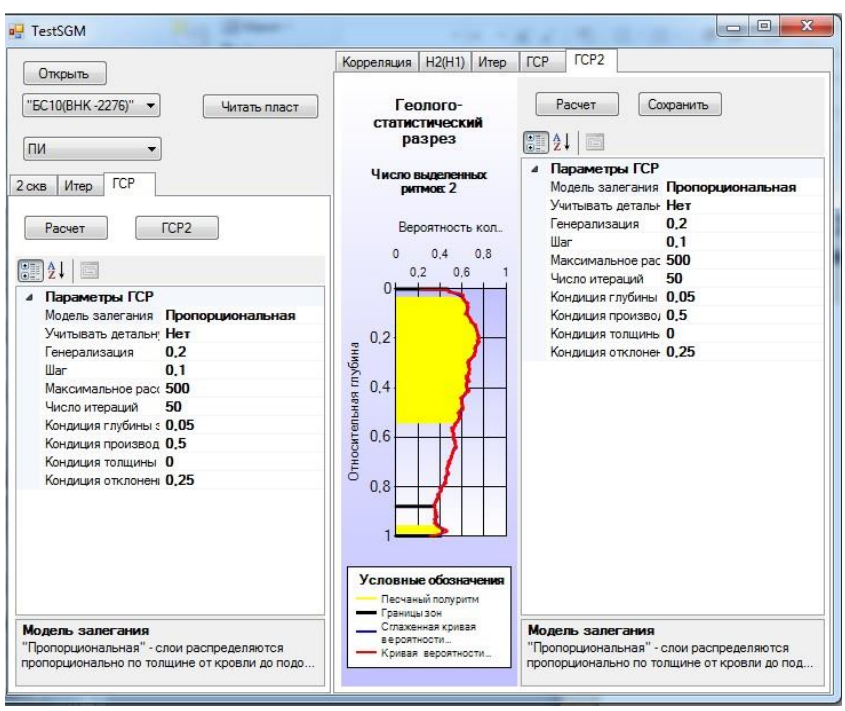
Циклостратиграфический анализ

Задача циклостратиграфического анализа состоит в нахождении монотонной функции, определяющей соответствие между абсолютными отметками на скважинах.

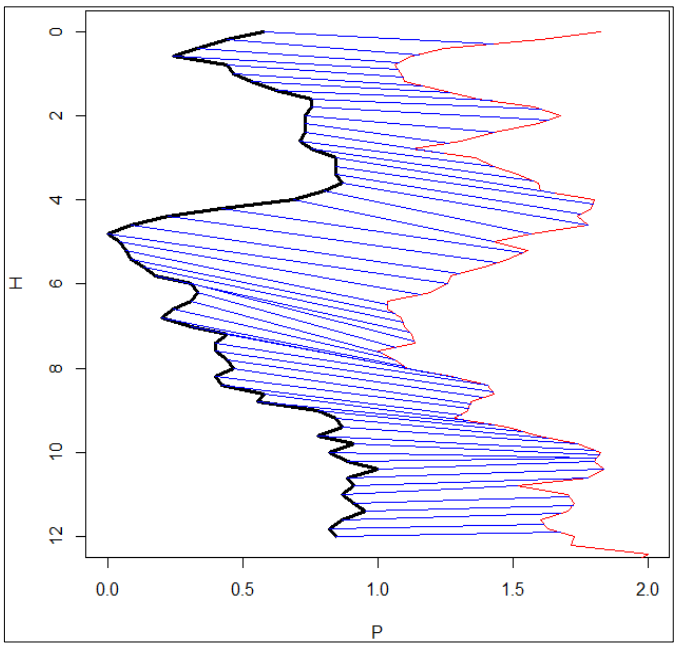
В качестве входных данных могут использоваться:

а) проницаемые интервалы по скважинам;

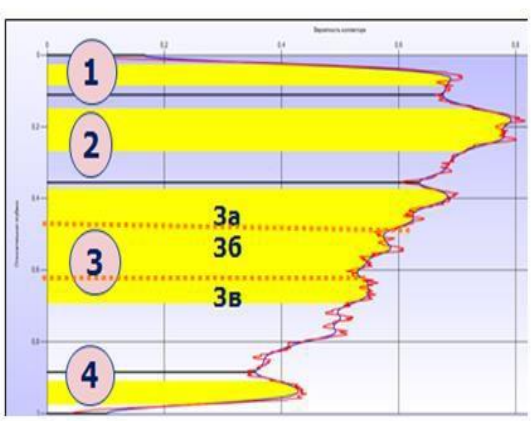
б) набор каротажных кривых;

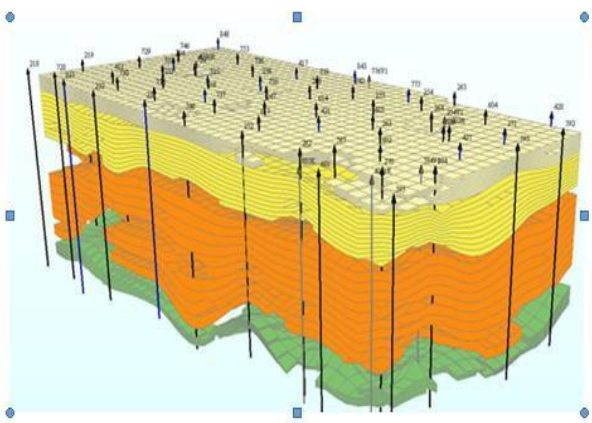


Пример корреляции каротажных кривых



Пример выделения количества циклов с помощью ГСР и программы автокорреляции

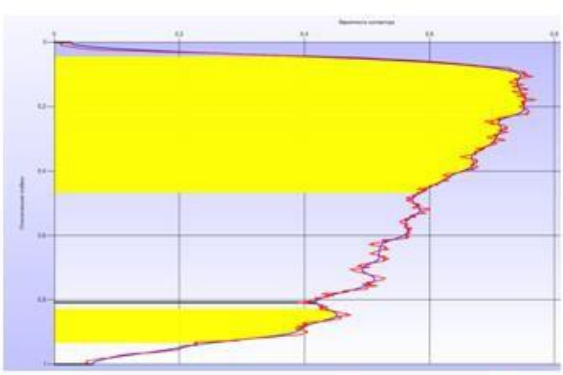




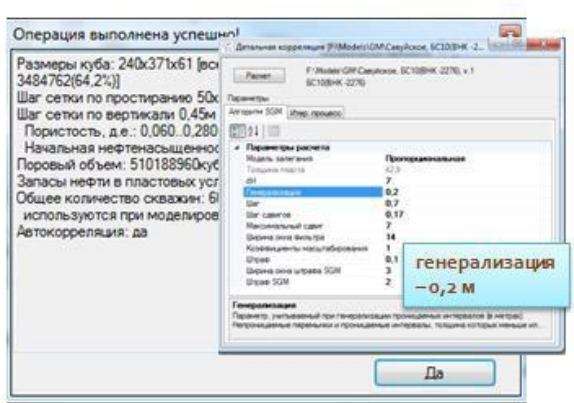
Циклостратиграфический анализ служит для расчета количества и границ пачек в среднем по пласту, участку и скважине.

Алгоритм построения локальных геолого-статистических разрезов (ГСР), отражающих вероятность встречи коллектора в палеорежиме.

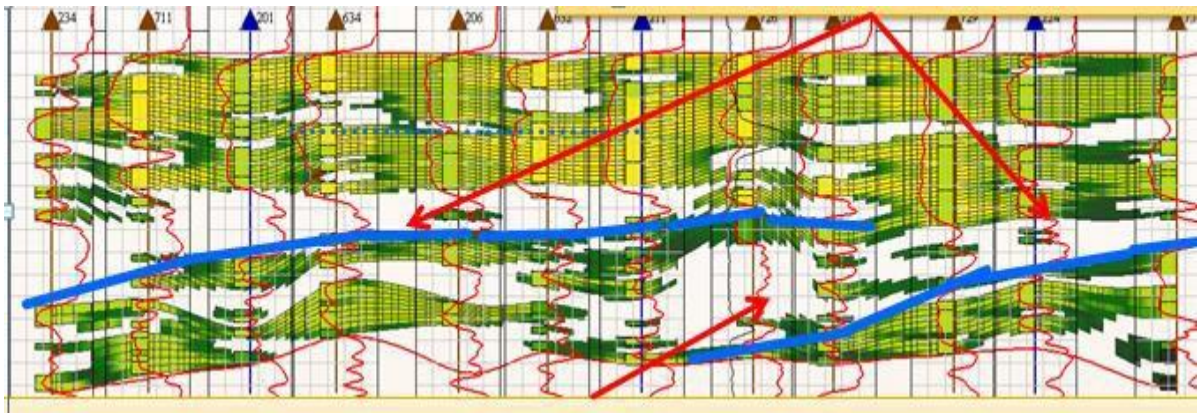
Пример применения палеореконструкций



Палеотектонический профиль

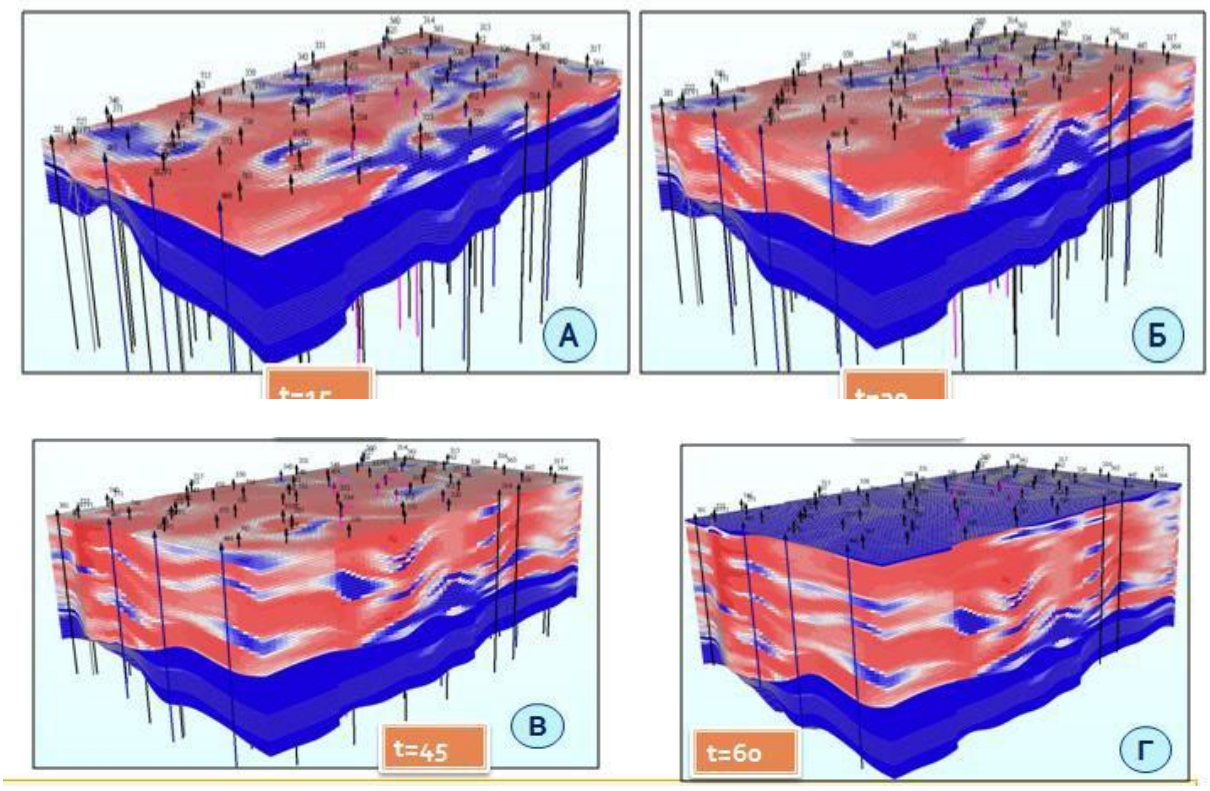


Увеличение толщины песчаных пластов характерно для мелководных участков бассейна седиментации



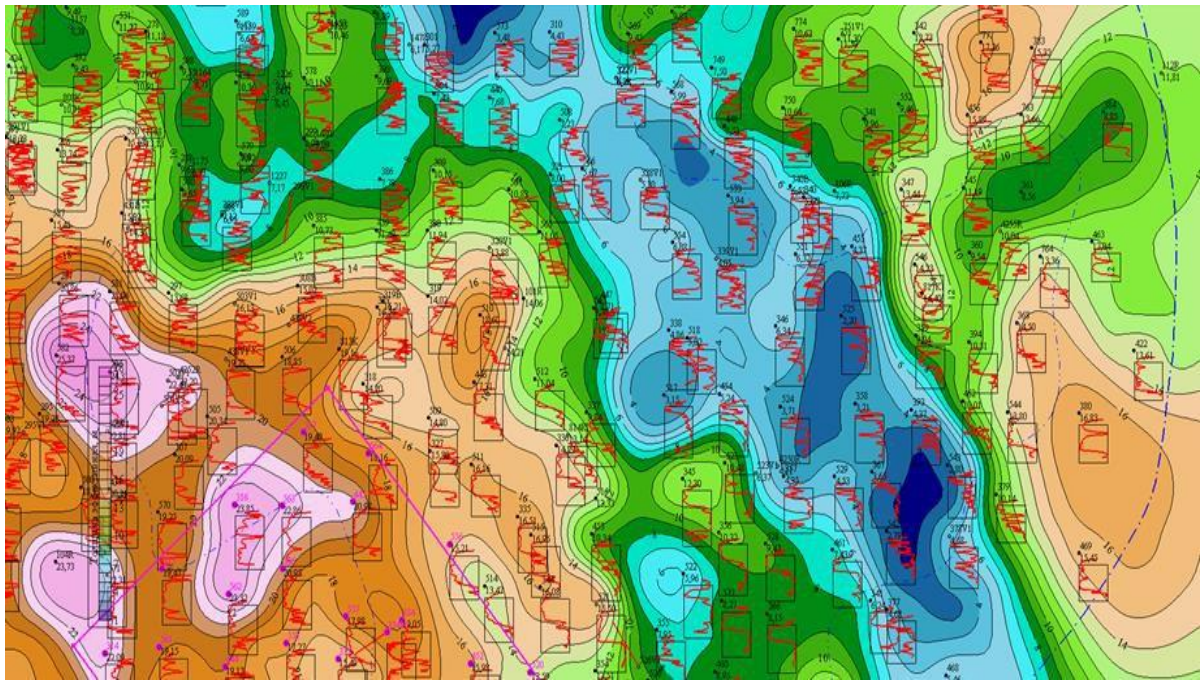
Глинистые отложения накапливаются в период трансгрессии, либо стабилизации уровня моря.

Построение 3D палеомодели в виде куба αPS, для стадии регрессивного цикла зарождения (а) развития (б, в и г).



Область развития баровых отложений характеризуется высокими значениями αPS. Зоны глинизации, связанные, с периодом стабилизации уровня моря, имеют локальный характер. Формирование песчаных отложений связано с крупным регрессивным ритмом осадконакопления 3-го порядка, включающий более мелкие ритмы 2-го и 1-го порядков.

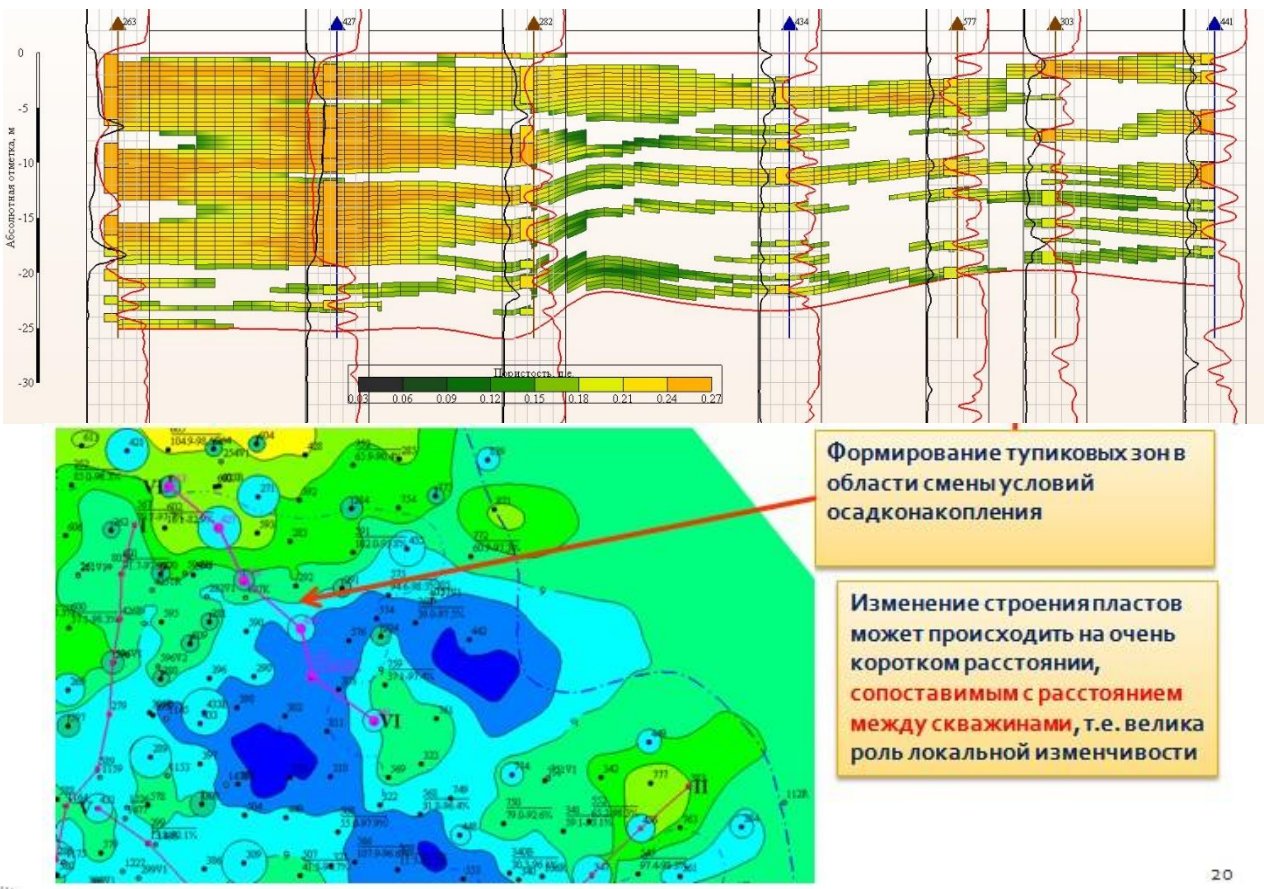
Пример построения фациальной модели



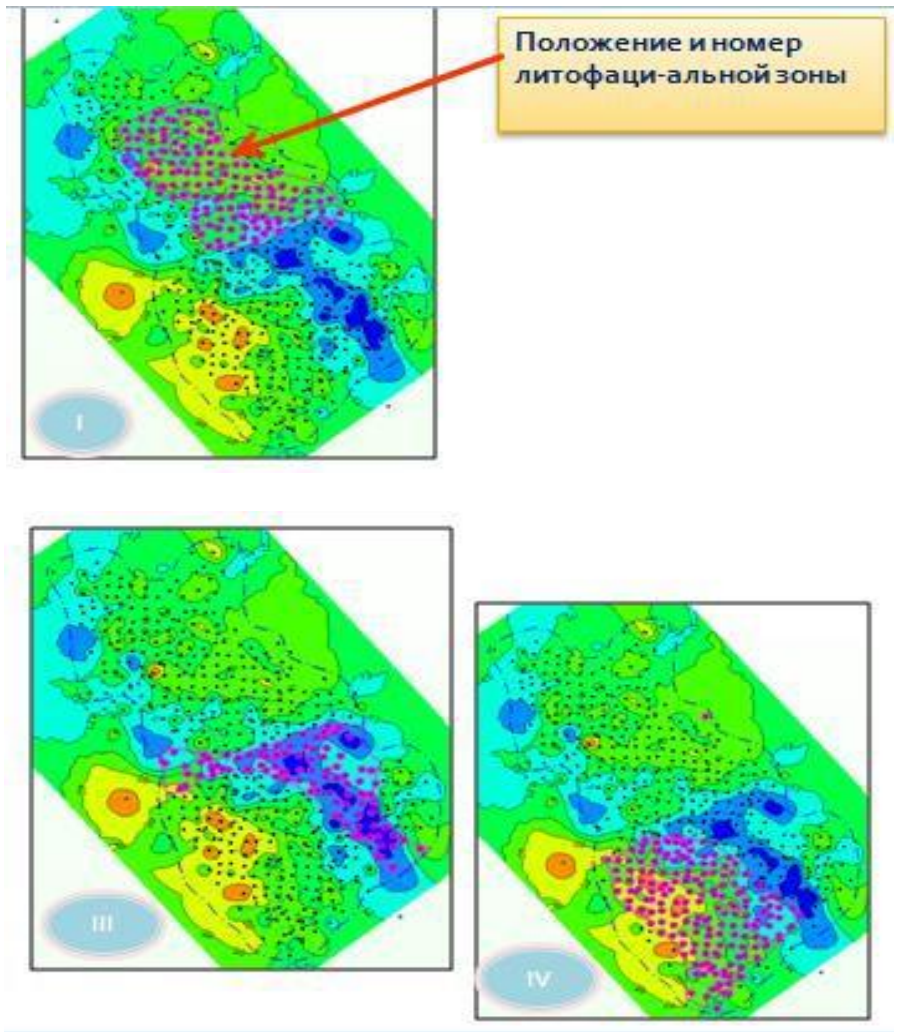
Анализ области контакта разнофациальных отложений на карте эффективных толщин с вынесенными на них каротажными диаграмма.

Баровые отложения характеризуются высокими значениями αPS, значительной эффективной толщиной. Отложения более глубоководной части, представлены преимущественно глинистыми отложениями.

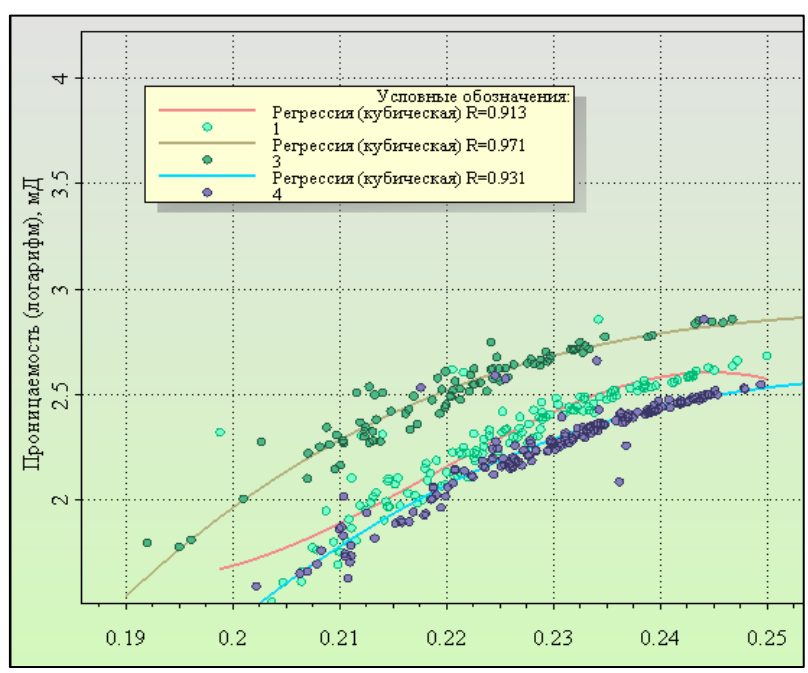
Анализ изменения условий вытеснения на контакте разнофациальных зон



Анализ лито-фациальной зональности пласта с помощью кроссплотов



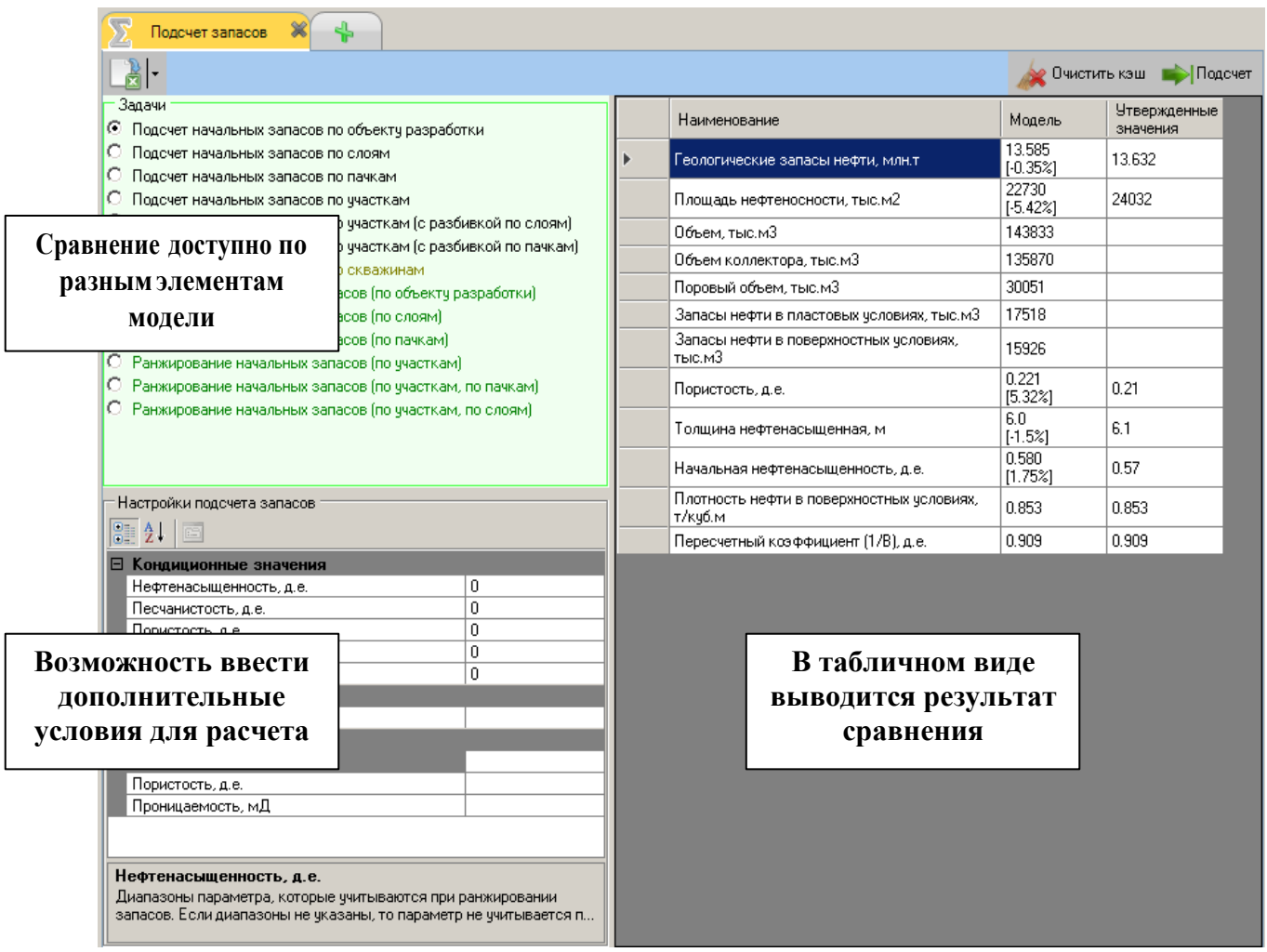
Построение для каждой выделенной фациальной зоны самостоятельных петрофизических зависимостей показывает существенное различие условий осадконакопления.



Зависимость логарифма проницаемости от пористости для различных фациальных типов пласта.

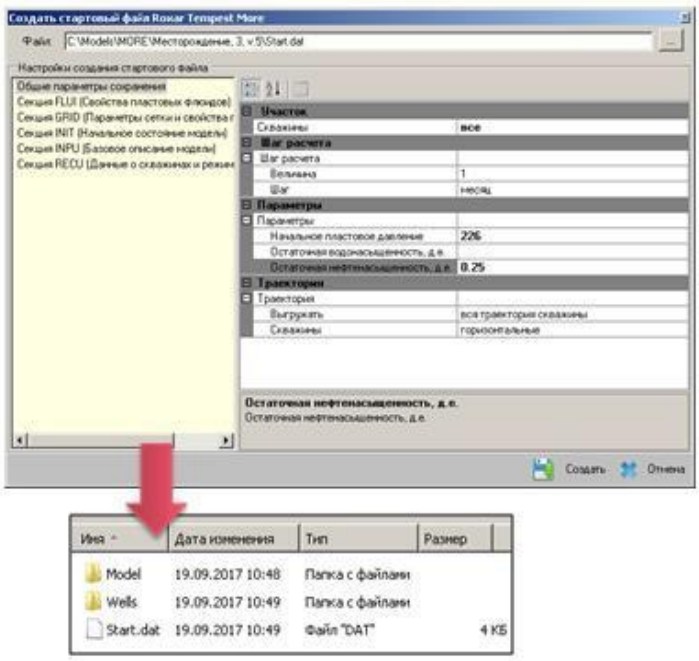
Подсчет запасов

Модуль рассчитывает запасы по 3D модели и сравнивает запасы и параметры с утвержденными значениями.

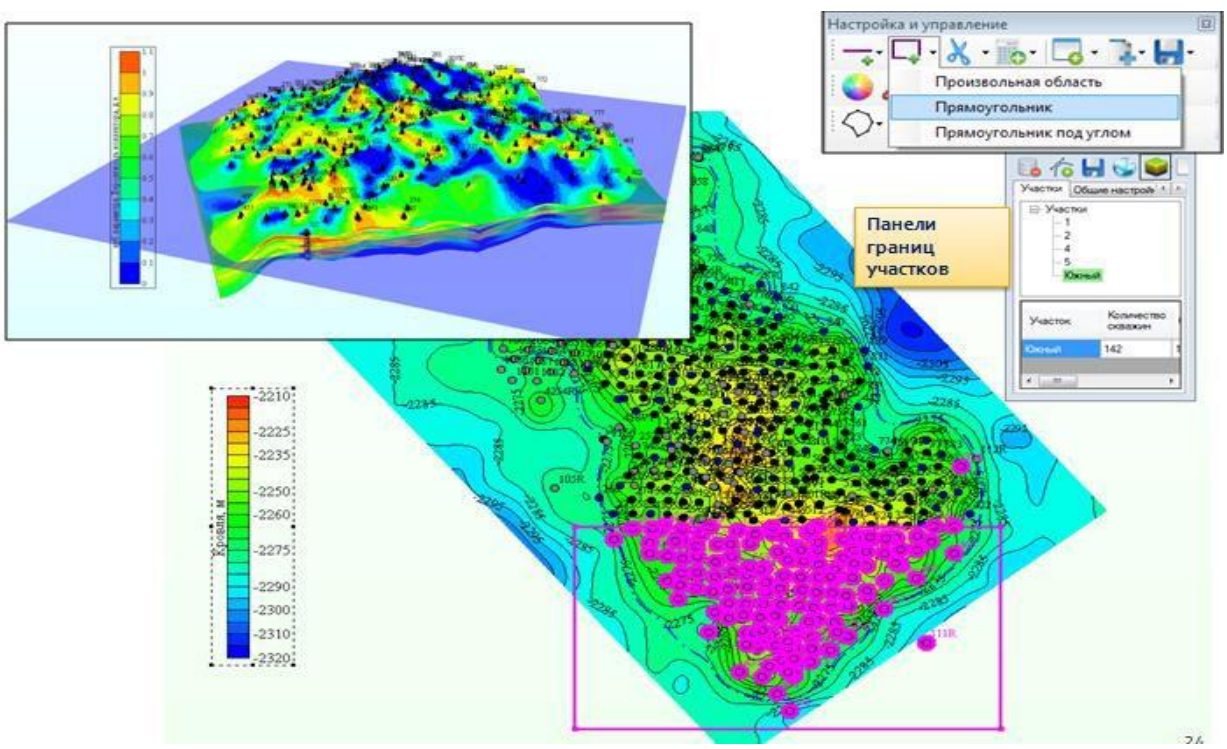


Экспорт результатов

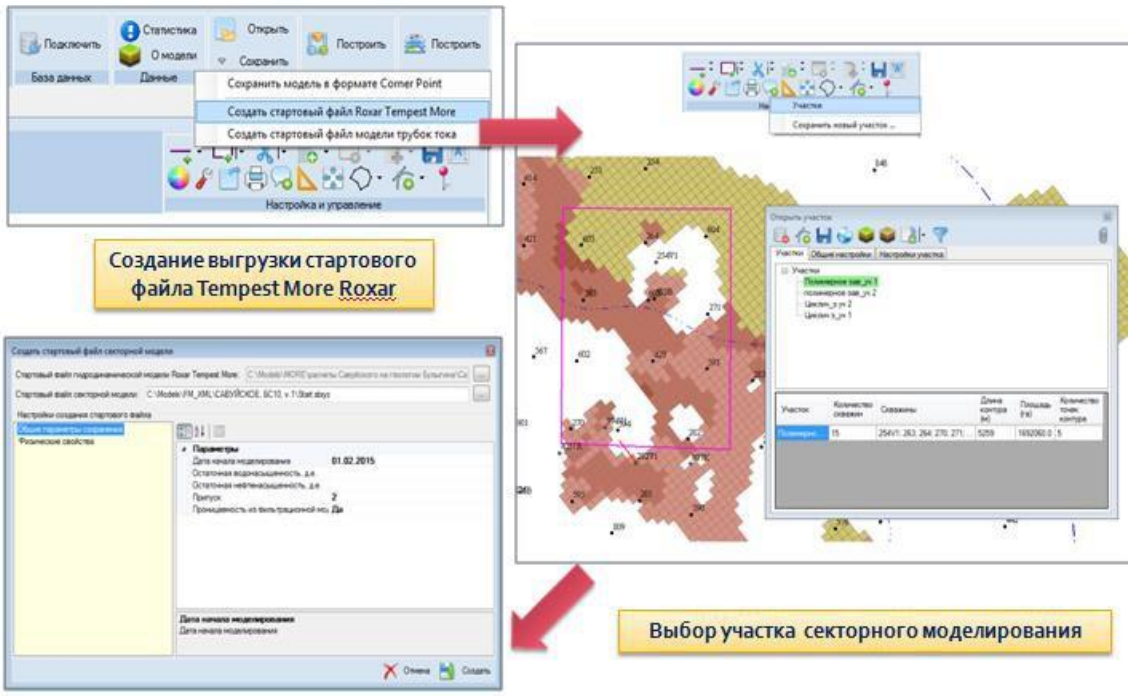
- Экспорт графических материалов (схем корреляций, профилей, 2Д и 3Д карт, кроссплотов, гистограмм и графиков);
- Для табличных данных доступен экспорт в формате Excel;
- Автоматическая подготовка стартовых файлов для гидродинамических симуляторов Жұлдыз-ФМ, Tempest, Техсхема, в том числе для секторного моделирования;
- Экспорт 3Д сетки и параметров в формате grdecl;
- Экспорт скважинных данных, структурных построений и результатов корреляции во всех необходимых форматах (las, Zmap+, CPS-3, EarthVision и др.).



Выбор произвольной области для построения секторной геологической модели



Подготовка основы для гидродинамических расчетов секторной модели



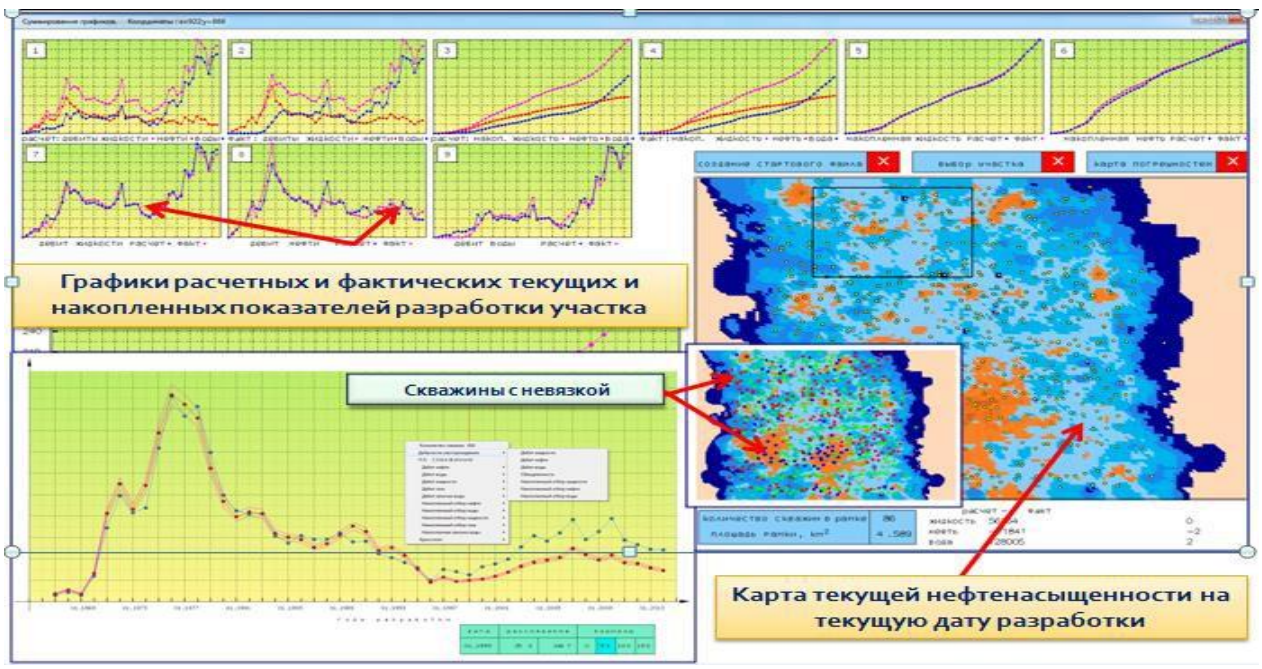
Аналоги (геологическое моделирование)

Функционал геологического моделирования	RMS 70 млн	Petrel 47 млн	Жулдыз 5 млн
Загрузка и анализ всех необходимых геолого-гидродинамических данных (скважины, стратиграфические отбивки по скважинам, ГИС/РИГИС, контуры, 2D карты, 3D сетки с кубами параметров, данные по добыче/закачке, МЭР, ТР, ГТМ, ГДИ)	+	+	+
Построение схем корреляции, создание дополнительных скважинных отбивок	+	+	+
Построение структурных поверхностей продуктивных горизонтов	+	+	+
Построение сложных листрических разломов	+	+	-
Расчет 2D карт свойств по РИГИС	+	+	+
Создание 3D сетки	+	+	+
Детерменистическое моделирование	+	+	+
Стахастическое моделирование	+	+	-
Литологическое моделирование	+	+	+
Палеореконструкция осадконакопления	-	-	+
Расчет кубов петрофизических параметров (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность)	+	+	+
Подсчет запасов нефти и газа, построение карт начальных и текущих запасов	+	+	+
Анализ неопределенности	+	+	-
Аудит запасов в западных и российских классификациях	+	+	+
Модуль расчета трехфазной гидродинамической модели (ГДМ), фильтрационные карты, карты разработки	+	+	+
Анализ ГДМ, графики, кроссплоты, таблицы, отчетные формы	+	+	+
Просмотр и редактирование данных фильтрационных моделей Eclipce-100, Tempest more и файлов grdecl	+	+	+
Построение фильтрационных линий тока взаимодействия скважин	+	+	+

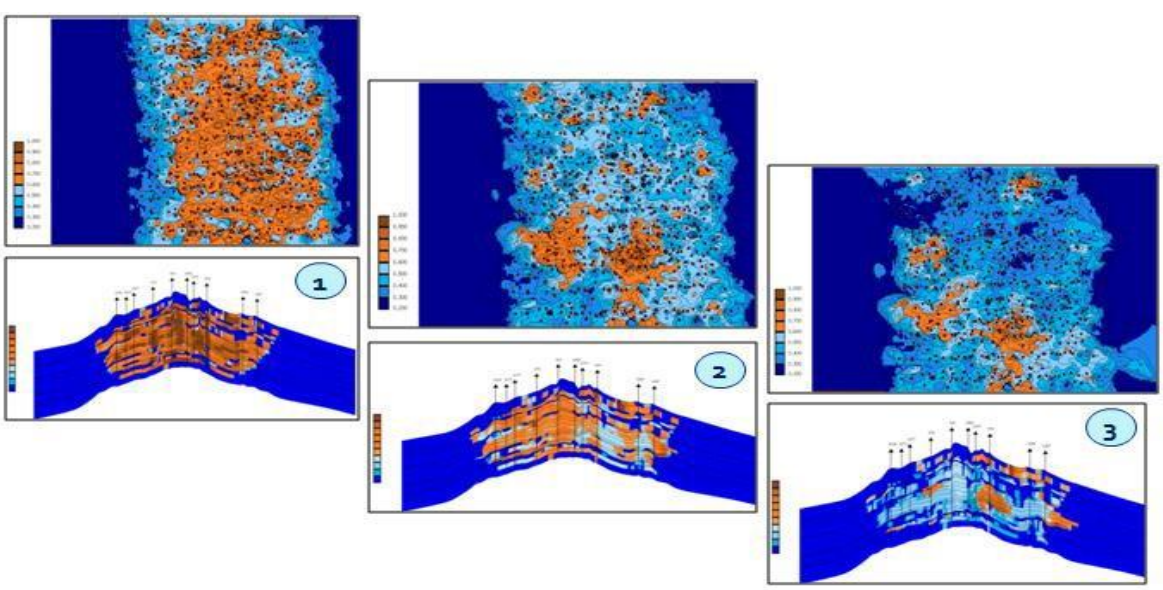
Построение профильных разрезов	+	+	+
Создание геолого-технологических карт (калькулятор карт)	+	+	+
Оформление подсчетных планов	+	+	+
Анализ достоверности исходной информации, полнота, актуальность. Экспертиза построенных моделей на соответсвие исходным данным.	+	+	+
Создание БД из всей исходной геолого-гидродинамической информации с возможностью обращения путем SQL запросов	-	-	+

ЖҰЛДЫЗ-ФМ. МОДУЛЬ ПОЛНОМАСШТАБНОЙ ТРЕХМЕРНОЙ ТРЕХФАЗНОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Визуализация результатов расчета фильтрационной модели участка

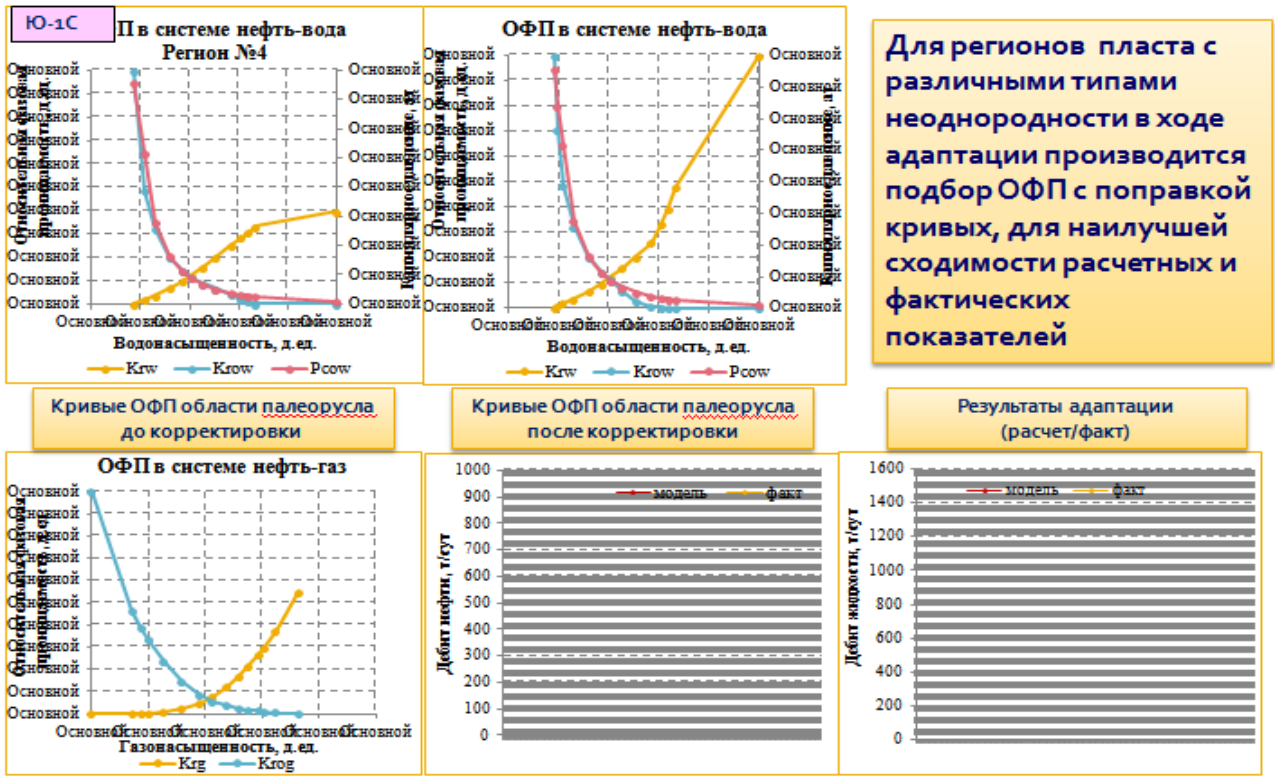


Анализ текущей нефтенасыщенности по полномасштабным моделям



Карта и срез текущей нефтенасыщенности, построенный в крест простирания фильтрационной модели на ранней (а), средней (б) и поздней стадии разработки (с)

Построение модели фильтрации по регионам пласта с корректировкой предельных точек и вида ОФП

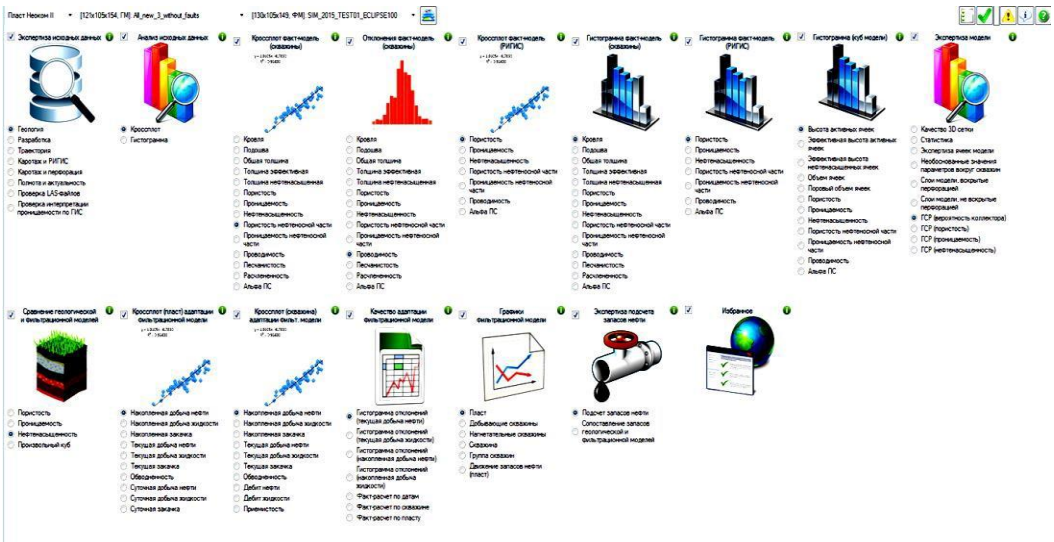


Аналоги (гидродинамическое моделирование)

Функционал гидродинамическое моделирование	**Tempest More 17 млн**	**Eclipse 35 млн**	**Жулдыз 8 млн**
Расчет 3-х фазной модели фильтрации	+	+	+
Модель Black Oil	+	+	+
Работа с крупными и гигантскими объектами	+	+	+
Встроенные математические операции с массивами данных	+	+	+
Изменение входных данных с целью адаптации по истории разработки	+	+	+
Выгрузка результатов расчета в табличном виде	+	+	+
Встроенный визуализатор рассчитанных кубов	+	+	+
Построение разрезов	+	+	+
Реализована явная и неявная схема	+	+	+
Обработка входных данных и выдача в виде отчета об ошибках/предупреждениях	+	+	+

ЖҰЛДЫЗ-АВТОЭКСПЕРТИЗА. МОДУЛЬ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

Главное окно модуля



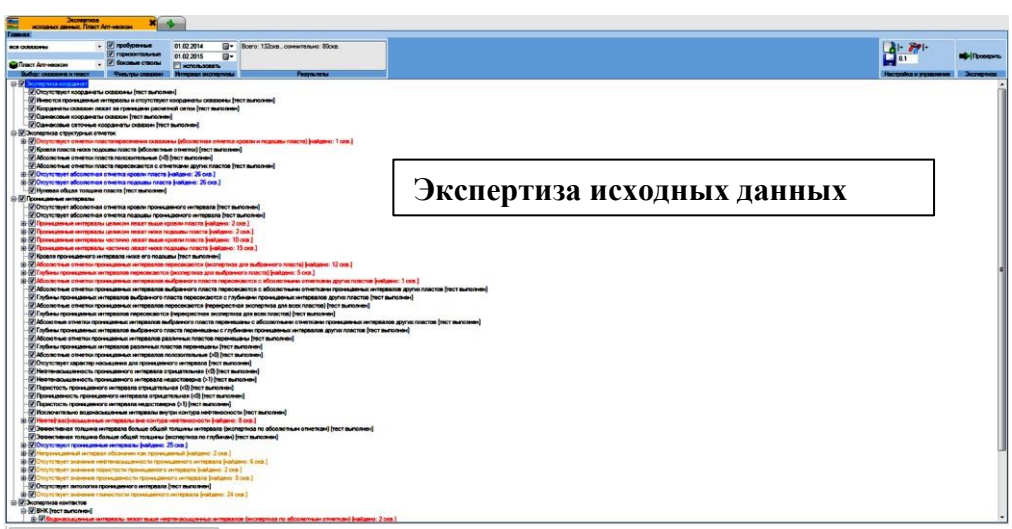
Модуль Жулдыз-Автоэкспертиза предназначен для анализа достоверности исходной информации на соответствие с исходными данными. Модуль применим для повышения качества 3D моделей, подсчете запасов.

По результатам оценки дается экспертное заключение о целесообразности использования моделей для проектирования технологических показателей и планирования геолого-технических мероприятий.

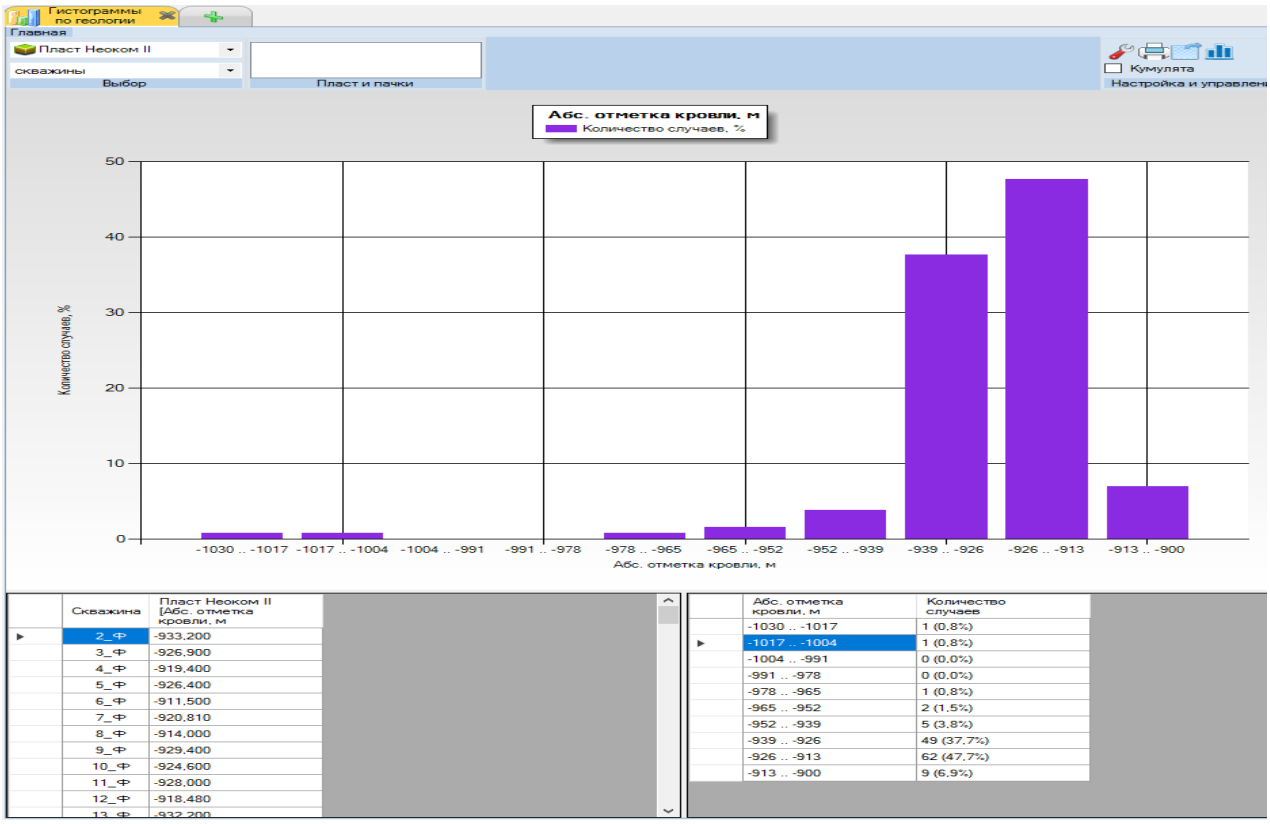
Оценка качества построения геологической модели

Оценка качества построения геологической модели включает в себя:
- оценку полноты и достоверности входной информации;
- контроль соответствия координат и альтитуд скважин;
- контроль отбивок и корреляции пластов;
- контроль качества построения структурного каркаса и флюидных контактов;
- контроль качества построения слоев 3D сетки;
- контроль качества осреднения скважинных данных на сетку;
- контроль качества построения кубов пористости, проницаемости, насыщения;
- контроль качества подсчета запасов.

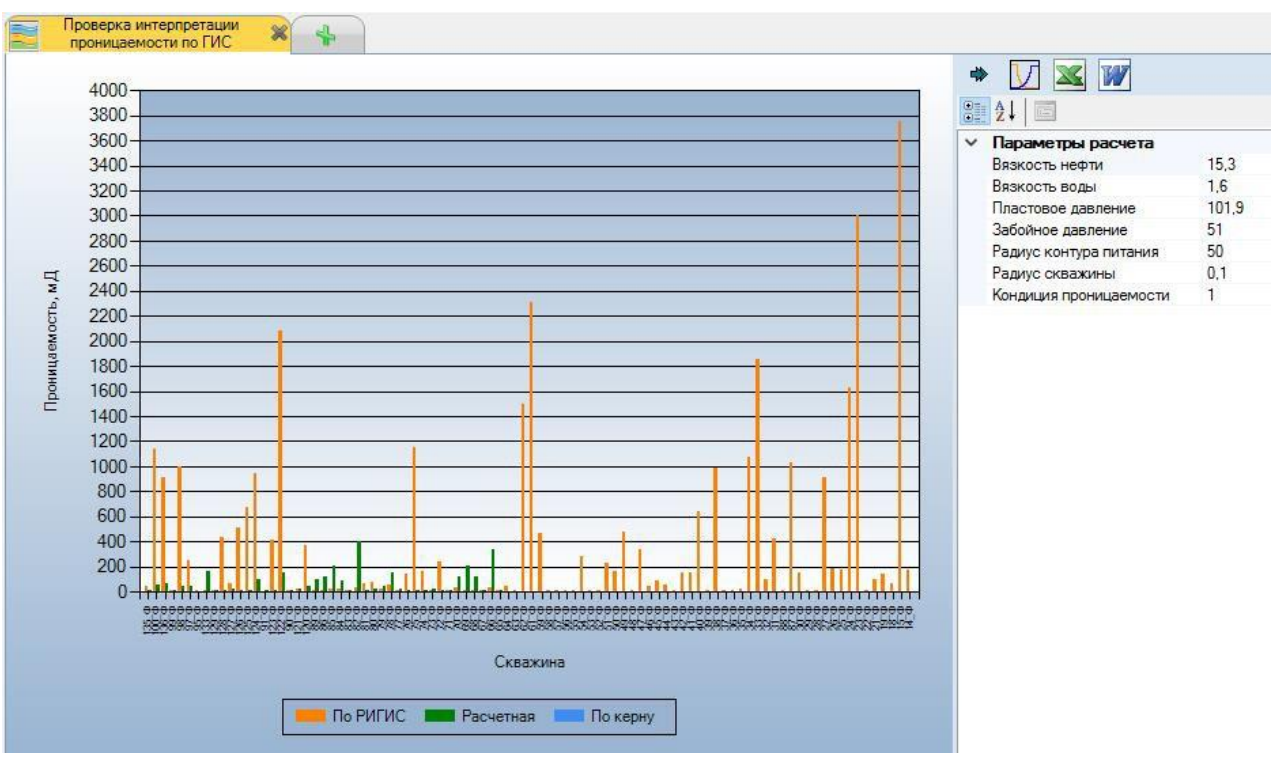
Пример оценки качества построения геологической модели



Гистограмма отклонений факт-модель



Проверка сходимости проницаемости по результатам интерпретации и по керну с расчетными показателями



Скважина	Проницаемость по РИГИС, мД	Проницаемость по керну, мД	Расчетная проницаемость, мД	Отклонение расчет. от РИГИС, %
135_Ф	49,4		5,4	-89
100_Ф	1142,6			
136_Ф	910,5		53,7	-94,1
99_Ф	4,6			
98_Ф	996,8			
97_Ф	250,9			
95_Ф	6,1			
133_Ф	3,9			
129_Ф	12,7			
128_Ф	437,8			
127_Ф	64			
126_Ф	509,5			
125_Ф	679,4			
124_Ф	946,5		65,5	-93,1
91_Ф	0		7,9	
123_Ф	418,9		46,3	-89
122_Ф	2082,6		42,6	-98
90_Ф	9,3			
121_Ф	23,1		0	-100
120_Ф	373,8			
89_Ф	6,5		166,7	2448
86_Ф	4,3		11,9	173,5
85_Ф	28,5		13,5	-52,7

Вязкость нефти
Вязкость нефти, сПз

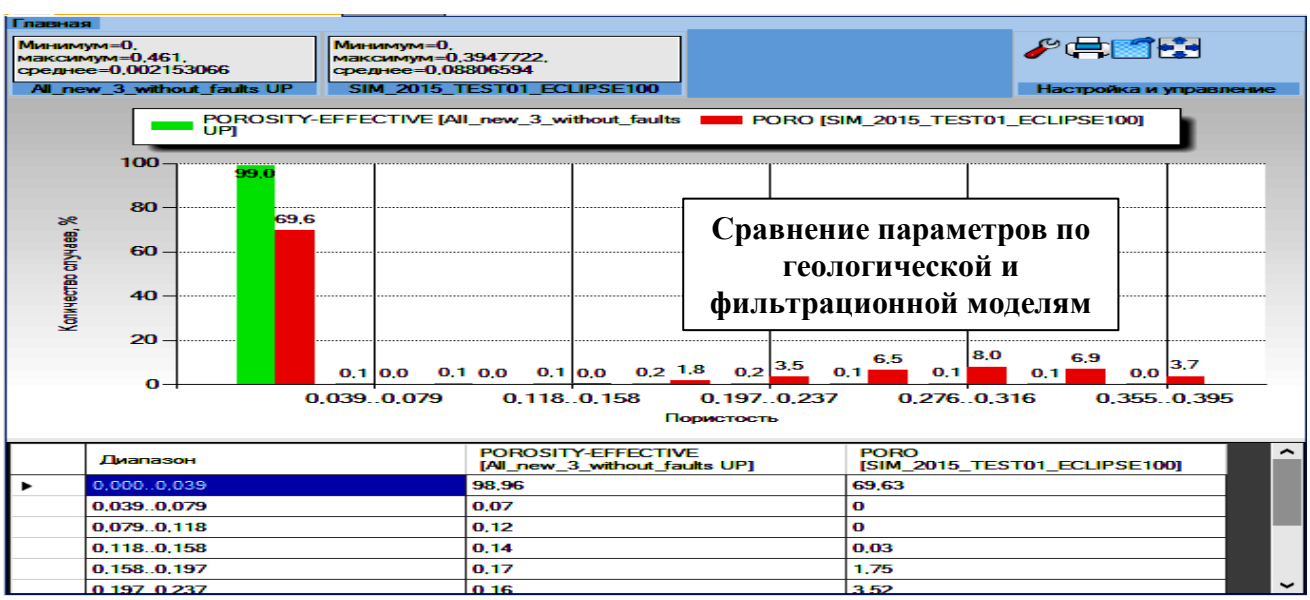
По умолчани

Оценка качества построения гидродинамической модели

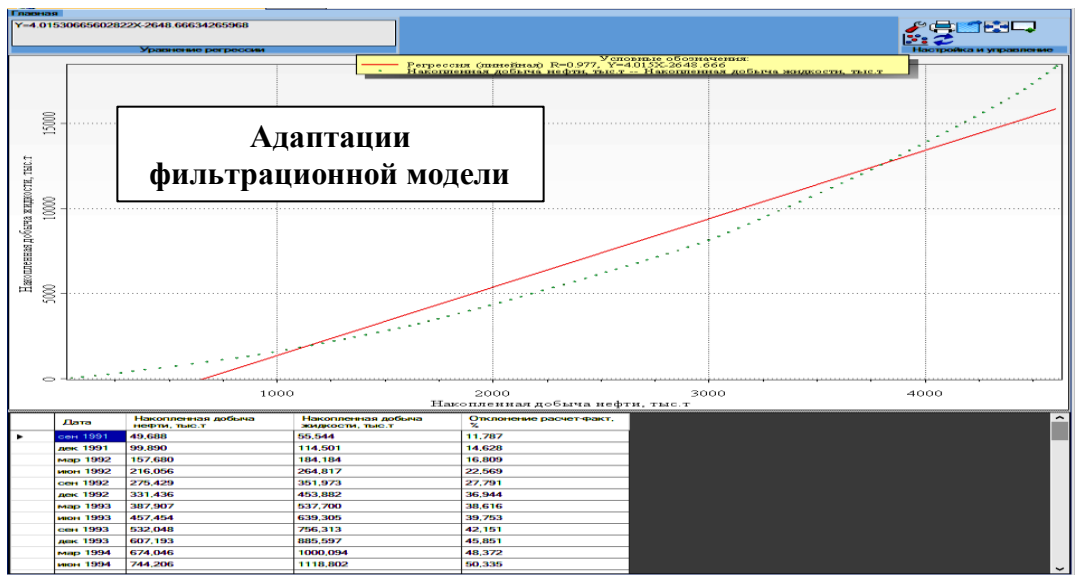
Оценка качества построения и адаптации гидродинамической модели заключается в следующем:

- оценка полноты и качества задания входной информации;
- сравнение геологической и фильтрационной моделей;
- соответствие перфорации и проницаемых интервалов;
- соответствие добычи и закачки с перфорацией скважин;
- оценке качества адаптации модели по пласту *в целом и по скважинам*.

Пример оценки качества построения гидродинамической модели



Диапазон	POROSITY-EFFECTIVE [All_new_3_without_faults UP]	PORO [SIM_2015_TEST01_ECLIPSE100]
0.000..0.039	98.96	69.63
0.039..0.079	0.07	0
0.079..0.118	0.12	0
0.118..0.158	0.14	0.03
0.158..0.197	0.17	1.75
0.197..0.237	0.16	3.52



ЖҰЛДЫЗ МОНИТОРИНГА РАЗРАБОТКИ

Модуль мониторинга разработки. Функциональность.

Подключение различных источников данных.

Проверка качества исходной информации (наличие, согласованность и непротиворечивость данных).

Инженерные методики расчетов.

Средства анализа и редактирования геолого-промысловой информации, визуализация 2D и 3D моделей.

Построение и оформление карт, геологических разрезов, схем корреляции, графиков разработки.

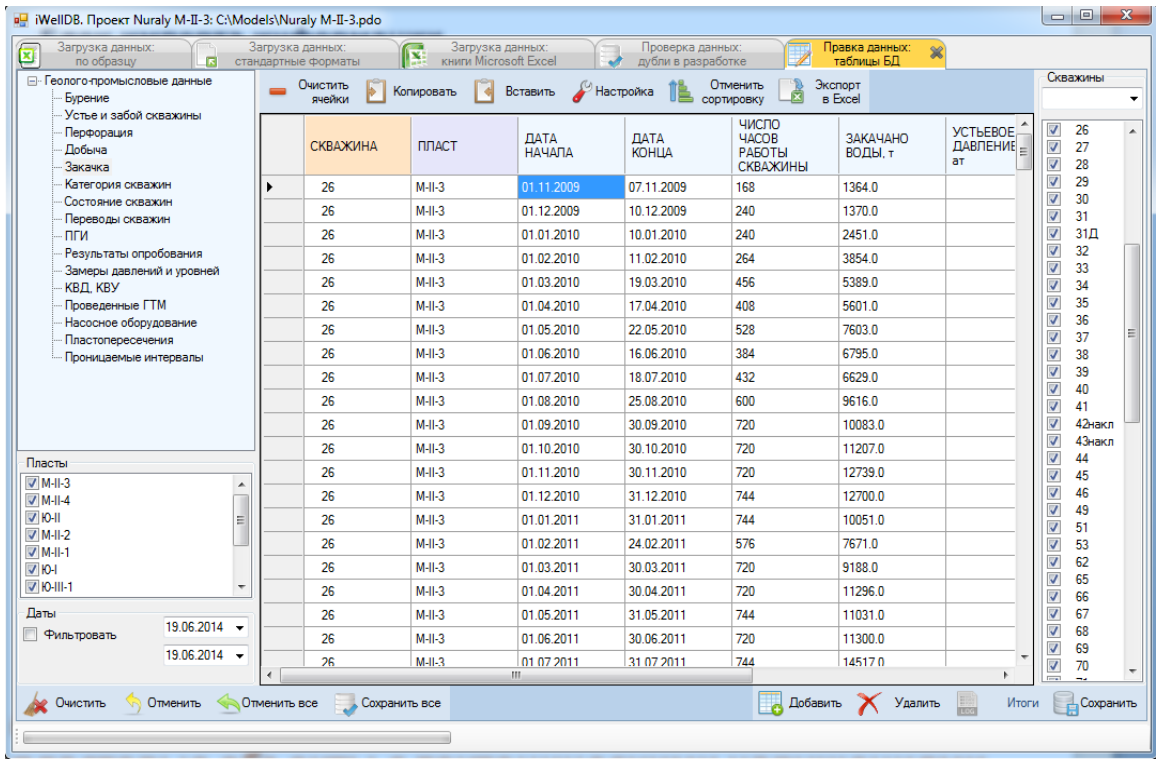
Доступ к агрегированной информации по скважине, группе скважин, участку, объекту разработки.

Генерация отчетов, экспорт иллюстративных материалов и табличных данных в офисные приложения (Microsoft Excel, Word, PowerPoint).

Импорт/экспорт информации, подготовка стартовых файлов для гидродинамических симуляторов.

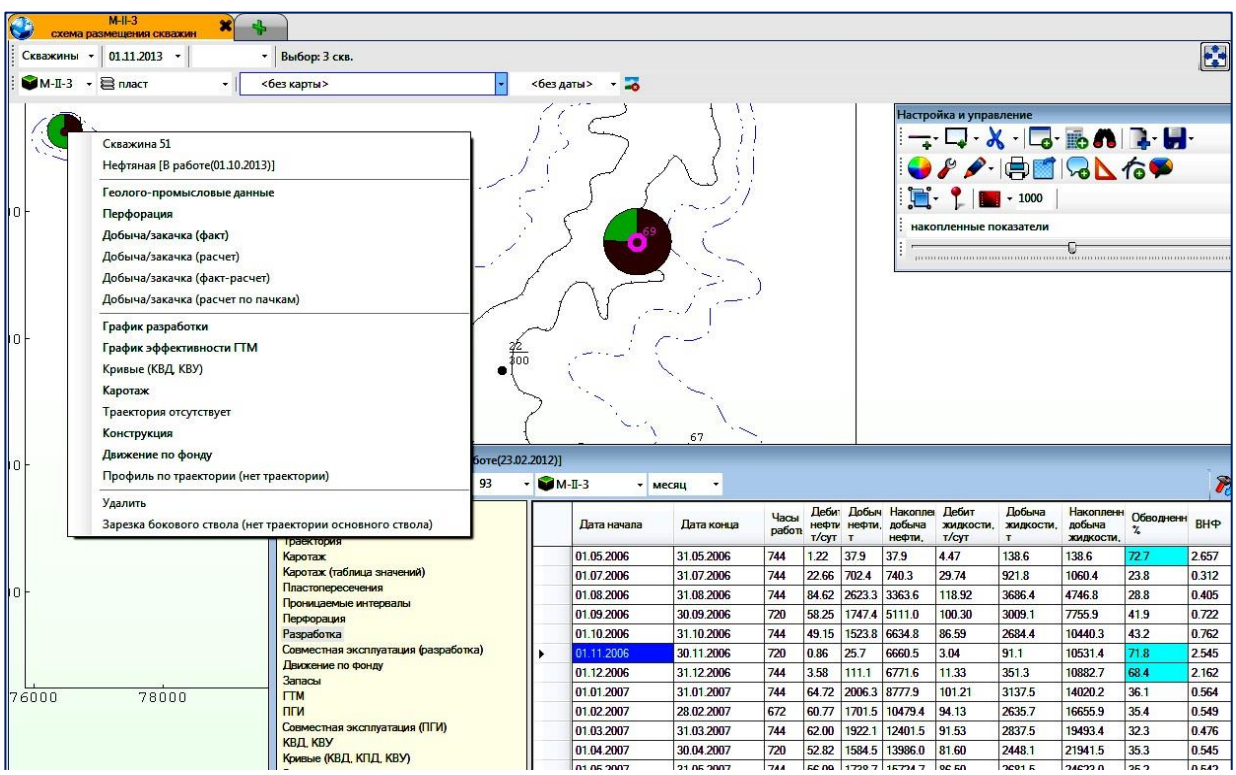
Блок импорта информации. Режим просмотр и правка информации

Правка базы данных



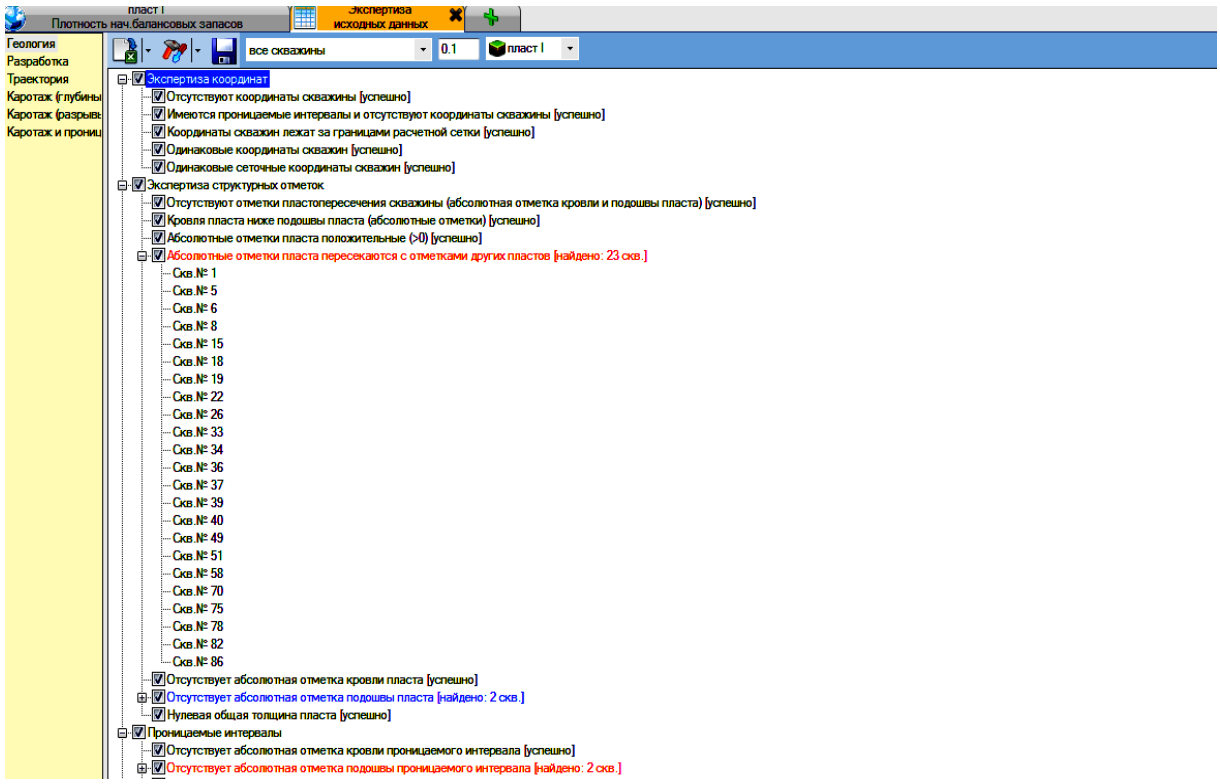
Мониторинг разработки. Просмотр информации

Быстрый интерактивный доступ к исходной геолого-промысловой информации



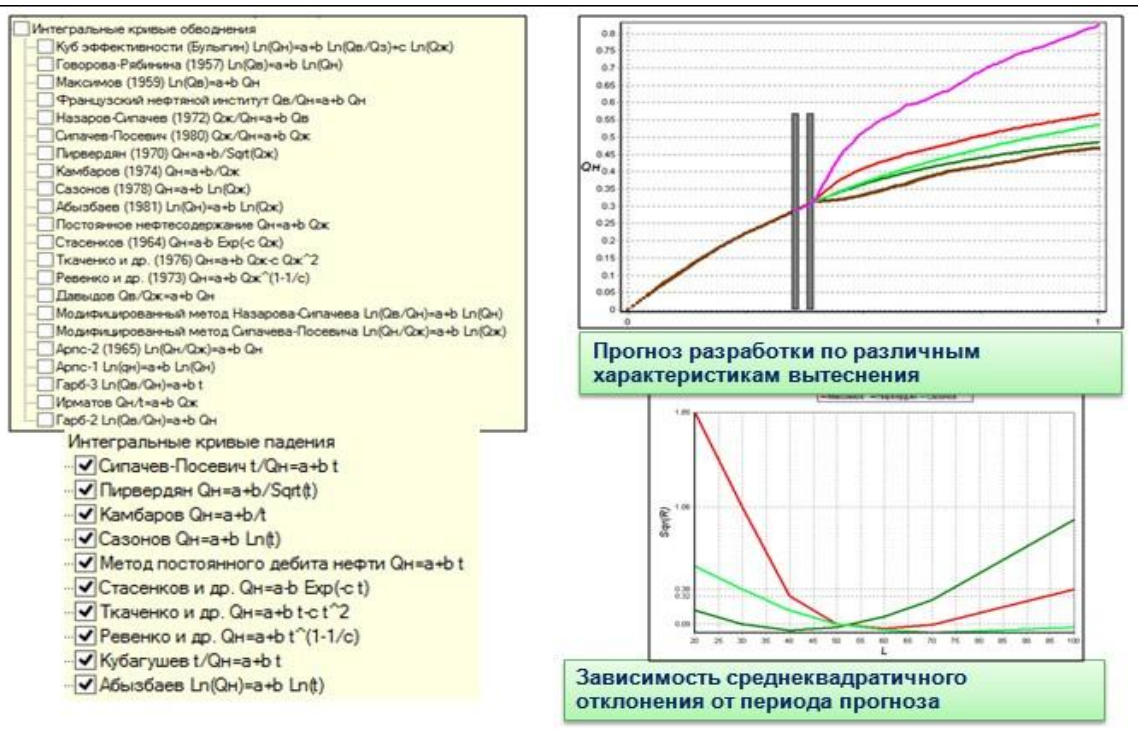
Проверка данных

Инструменты. Проверка исходной геолого-промысловой информации

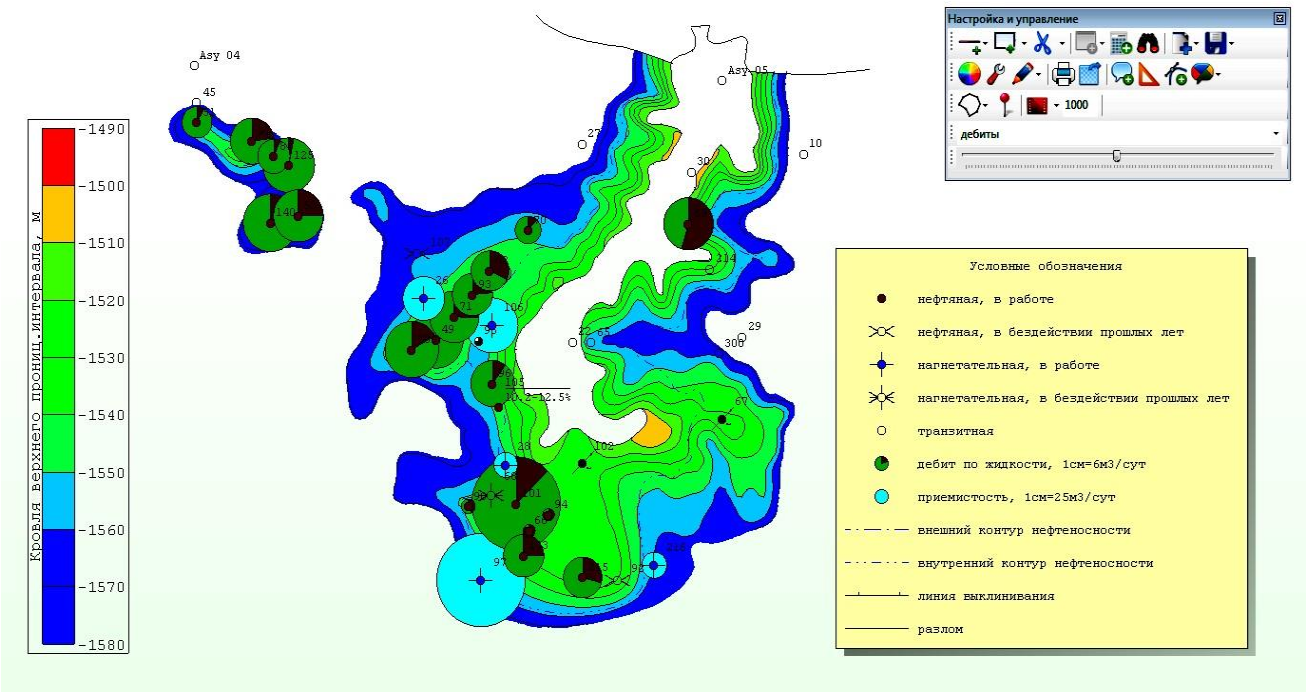


Прогноз добычи по интегральным характеристикам вытеснения

ПК Жұлдыз. Прогноз базового варианта по интегральным характеристикам вытеснения



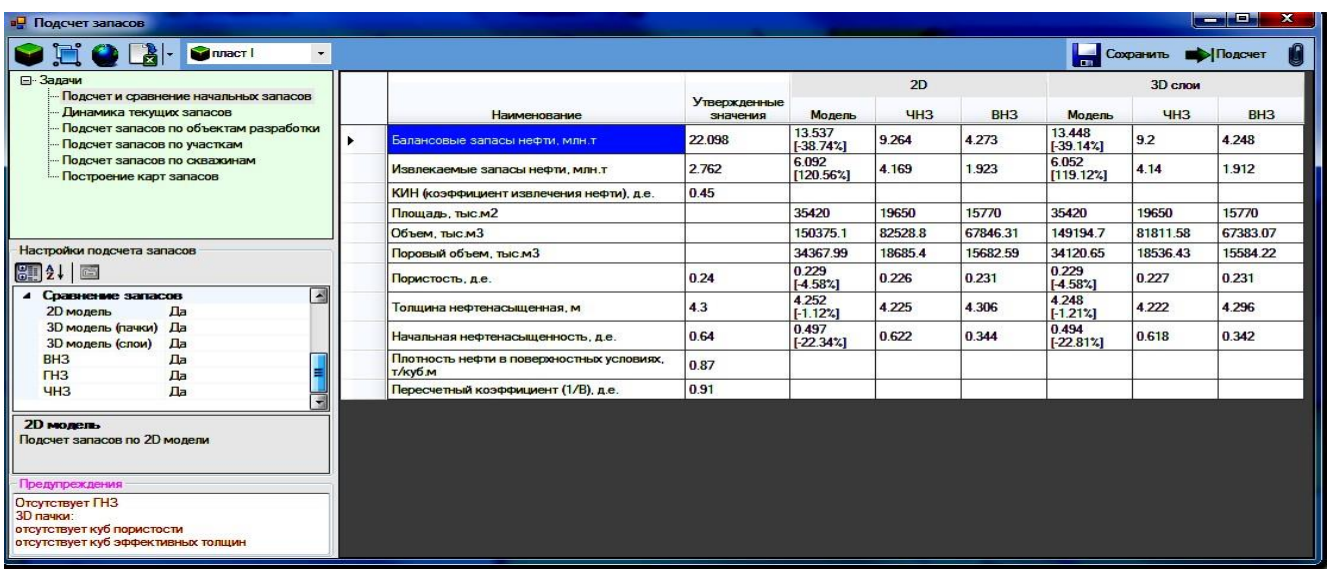
Мониторинг разработки



Карты разработки: построение, настраиваемые значки скважин (категория и состояние, переводы, способы эксплуатации, ГТМ), круговые диаграммы, контуры, подписи изолиний, сохранение в векторный формат в заданном масштабе, печать.

Мониторинг разработки. Подсчет запасов нефти по модели

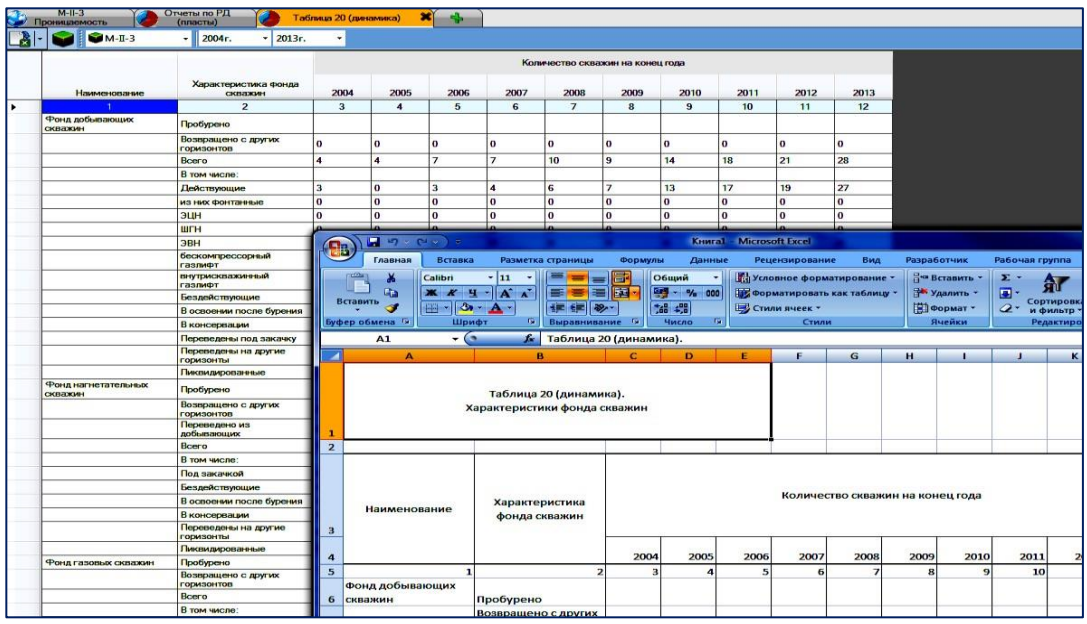
ПК Жұлдыз. Подсчет начальных и текущих запасов объемным методом (по пласту, объектам разработки, участку, скважинам), построение карт запасов.



Наименование	Утвержденные значения	2D Модель	2D ЧНЗ	2D ВНЗ	3D слои Модель	3D слои ЧНЗ	3D слои ВНЗ
Балансовые запасы нефти, млн.т	22.098	13.537 [-38.74%]	9.264	4.273	13.448 [-39.14%]	9.2	4.248
Извлекаемые запасы нефти, млн.т	2.762	6.092 [120.56%]	4.169	1.923	6.052 [119.12%]	4.14	1.912
КИН (коэффициент извлечения нефти), д.е.	0.45						
Площадь, тыс.м2		35420	19650	15770	35420	19650	15770
Объем, тыс.м3		150375.1	82528.8	67846.31	149194.7	81811.58	67383.07
Поровый объем, тыс.м3		34367.99	18685.4	15682.59	34120.65	18536.43	15584.22
Пористость, д.е.	0.24	0.229 [-4.58%]	0.226	0.231	0.229 [-4.58%]	0.227	0.231
Толщина нефтенасыщенная, м	4.3	4.252 [-1.12%]	4.225	4.306	4.248 [-1.21%]	4.222	4.296
Начальная нефтенасыщенность, д.е.	0.64	0.497 [-22.34%]	0.622	0.344	0.494 [-22.81%]	0.618	0.342
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/куб.м	0.87						
Пересчетный коэффициент (1/В), д.е.	0.91						

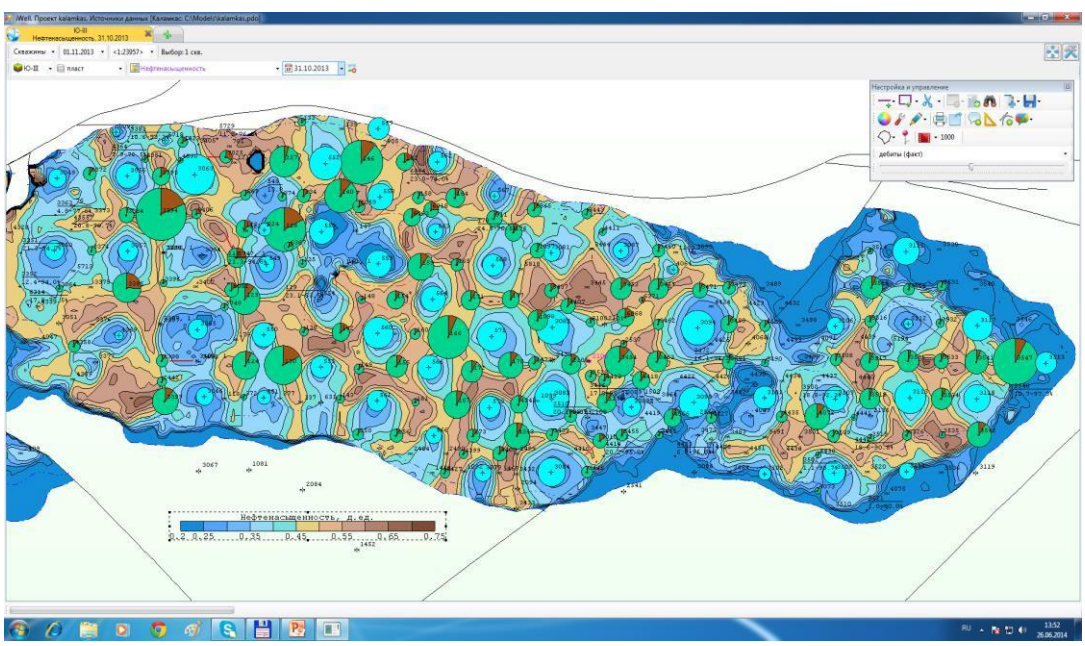
Мониторинг разработки. Отчетные формы

Таблицы по РД 153-39.0-047-00, РД 153-39.0-110-01, произвольные отчеты по запросам пользователей, экспорт в Microsoft Excel, Word



Мониторинг разработки. Картопостроение

Построение и печать карт разработки (давление, обводненность, компенсация отбора, темпы изменения, прирост/падение, …)



ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС ЖҰЛДЫЗ. ПРЕИМУЩЕСТВА

Преимущества

Программный комплекс «Жулдыз»:

- имеет стандартный набор инструментов геолого-гидродинамического моделирования;
- использование современных методик и ресурсов позволяет достичь высокую скорость расчетов;
- локализация на 4 языках: казахском, русском, китайском, английском;

- дешевле зарубежных аналогов;
- национальный программный продукт;
- оперативная поддержка и доработка функционала в кротчайшие сроки.

Команда

В команде разработки программного комплекса «Жулдыз» трудятся более 100 опытных специалистов из группы компаний «Алстрон»:

- Программисты и разработчики;
- Специалисты по тестированию ПО;
- Администраторы баз данных;
- ИТ специалисты;
- Геологи;
- Геофизики;
- Инженеры-разработчики;
- Специалисты по моделированию.

Виды лицензий

Корпоративная лицензия: позволит устанавливать неограниченное количество копий программных продуктов, входящих в состав программного комплекса «Жулдыз» в рамках всего предприятия и структурных подразделений.

Индивидуальная лицензия: поставка одной копии программного обеспечения либо программного комплекса полностью.

Образовательная лицензия: бесплатная (условно бесплатная) для образовательных учреждений по подготовке специалистов для нефтегазовой отрасли, что позволит оснастить компьютерные классы отраслевых ВУЗов специализированным программным обеспечением, включить в программу обучения студентов курс по освоению современных технологий управления разработкой нефтяного месторождения. Проведение курсов повышения квалификации для инженеров-нефтяников позволит значительно повысить их квалификацию, а, следовательно, эффективность производства.

Внедрение

Программный комплекс «Жулдыз» прошел опытно промышленные испытания и внедрен в научно-исследовательских институтах и производственных предприятия на территории Республики Казахстан:

- ТОО «Научно-исследовательский институт добычи и бурения «КазМунайГаз»;
- АО «Мангистаумунайгаз»;
- ТОО «КазНИПИмунайгаз»;
- ТОО «НИИ Каспиймунайгаз»;
- АО «Озенмунайгаз»;
- АО «КазНИГРИ»;
- ТОО «Казахтуркмунай».

С помощью программного комплекса проводилось голого-гидродинамическое моделирование, мониторинг и анализ системы разработки на месторождениях:

- Восточный Молдабек (2014 г.)
- Забурунье (2014-2017 гг.)
- Узень (2015-2016)
- Карамандыбас (2015 г.)
- Каражанбас (2014 г.)
- Каламкас (2014-2017 гг.)
- Жетыбай (2014-2017 гг.)
- Нуралы (2014-2017 гг.)
- Акшабулак (2016-2017 гг.)
- Лактыбай (2017 г.) и др.

*

3. НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ЗАВОДЫ РК. МОДЕРНИЗАЦИЯ НПЗ, РАЗВИТИЕ НЕФТЕХИМИИ

3.1 Нефтеперерабатывающие заводы Республики Казахстан

О.А. Лызлов

директор департамента технического развития АО «РД КазМунайГаз»

a.ssabekova@KAZENERGY.com, 7172 794988

Описаны нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ) Республики Казахстан, указаны предпосылки к реализации проектов модернизации, цели и задачи модернизации НПЗ РК. Описаны проекты Строительство КПА и КГПН на Атырауском НПЗ, приведена поточная блок–схема АНПЗ с учетом технологических установок КПА и КГПН. Даны основные характеристики внедряемых технологий по проекту КПА, рассмотрены объекты общезаводского хозяйства в рамках модернизации Атырауского НПЗ. Показаны объемы переработки нефти и производства нефтепродуктов на Атырауском НПЗ до и после модернизации. Описан проект «Модернизация Павлодарского НХЗ», приведены характеристики внедряемых технологий по проекту модернизации ПНХЗ. Рассмотрены объекты общезаводского хозяйства в рамках модернизации Павлодарского НХЗ, приведены объемы переработки нефти и производства нефтепродуктов на Павлодарском НХЗ до и после модернизации. Описан проект «Реконструкция и модернизация Шымкентского НПЗ», охарактеризованы внедряемые технологии по проекту модернизации Шымкентского НПЗ, рассмотрены объекты общезаводского хозяйства в рамках модернизации Шымкентского НПЗ. Приведены Объемы переработки нефти и производства нефтепродуктов на Шымкентском НПЗ до и после модернизации. Показаны Положительные эффекты модернизации НПЗ РК: увеличение количества установок; повышение индекса Нельсона. Проведено Бенчмаркинговое исследование НПЗ РК на 2018-2019 годы по методологии Solomon Associates, рассмотрена программа повышения энергоэффективности НПЗ, описан процесс внедрения программы Lean 6 Sigma для улучшения и оптимизации процессов.

The oil refineries (refineries) of the Republic of Kazakhstan are described, the prerequisites for the implementation of modernization projects, the goals and objectives of the modernization of the refineries of Kazakhstan are indicated. The construction of KPA and KGPN at the Atyrau Refinery is described, the flow diagram of the Atyrau Refinery is given, taking into account the KPA and KGPN technological units. The main characteristics of the implemented technologies under the KPA project are given, the objects of the general plant economy within the framework of the modernization of the Atyrau refinery are considered. The volumes of oil refining and production of petroleum products at the Atyrau refinery before and after modernization are shown. The project “Modernization of the Pavlodar Petrochemical Plant” is described, the characteristics of the technologies being introduced under the modernization project of the Pavlodar Refinery are presented. The objects of the general plant economy within the framework of the modernization of the Pavlodar Petrochemical Plant are considered, the volumes of oil refining and production of petroleum products at the Pavlodar Petrochemical Plant are presented before and after the modernization. The project “Reconstruction and Modernization of the Shymkent Refinery” is described, the implemented technologies for the modernization project of the Shymkent refinery are characterized, the general plant facilities are considered as part of the modernization of the Shymkent refinery. The volumes of oil refining and production of petroleum products at the Shymkent refinery before and after modernization are given. The positive effects of upgrading the refinery of RK are shown: an increase in the number of units; Nelson index increase. A benchmarking study of the oil refineries of the Republic of Kazakhstan for 2018-2019 was carried out according to the Solomon Associates methodology, the program of improving refinery energy efficiency was reviewed, the process of implementing the Lean 6 Sigma program to improve and optimize processes was described.

Предпосылки к реализации проектов модернизации НПЗ РК

- Постановление Правительства Республики Казахстан об утверждении «Технического регламента о требованиях к выбросам вредных веществ автотранспортных средств, выпускаемых в обращение на территории Республики Казахстан» от 29 декабря 2007 года № 1372;
- Поручение Руководителя Канцелярии Премьер-Министра Республики Казахстан «О принятии среднесрочной Программы развития нефтеперерабатывающего комплекса Республики Казахстан, об установлении сроков перехода на стандарты качества ЕВРО моторных топлив» от 2 июля 2008 года № 17-24/2512;
- Постановление Правительства Республики Казахстан от 01.09.2009г. № 1293 «Об утверждении перечня инвестиционных стратегических проектов»;
- Указ Президента Республики Казахстан от 19.03.2010г. № 958 «О Государственной программе по форсированному индустриально-инновационному развитию Республики Казахстан на 2010-2014 годы»;
- Постановление Правительства Республики Казахстан от 18.10.2010г. № 1072 «Программа развития нефтегазовой отрасли Республики Казахстан на 2010-2014 годы»;
- Постановление Правительства Республики Казахстан «О Карте индустриализации Казахстана на 2010-2014 годы» от 14 апреля 2010 года № 303;
- Стратегический план Министерства нефти и газа Республики Казахстан на 2015 год в соответствии с постановлением Правительства Республики Казахстан от 14 февраля 2011 года № 134.

Цели и задачи модернизации НПЗ РК

- Увеличение глубины переработки и суммарной мощности НПЗ РК **до 16,5 млн тонн нефти в год;**
- Обеспечение потребности внутреннего рынка в нефтепродуктах в полном ассортименте;
- Улучшение качества моторных топлив до экологических стандартов К4 и К5, в соответствии с требованиями Технического регламента Таможенного союза;
- Уменьшение нагрузки на окружающую среду при применении улучшенных моторных топлив с низким содержанием канцерогенных веществ;
- Повышение конкурентоспособности НПЗ и создание более привлекательных условий для переработки нефти.

Строительство КПА на Атырауском НПЗ

Цель проекта

- Обеспечение выпуска моторных топлив класса К3, в соответствии с требованиями Технического регламента Таможенного Союза;
- производство продукции для нефтехимии – бензола (133 тыс. тонн) и параксилола (496 тыс. тонн).

Сроки реализации

2010 – 2016 гг.

Стоимость

$ 1 329 млн долл. США.

Подрядчики

«Sinopec Engineering Group» (Китай).

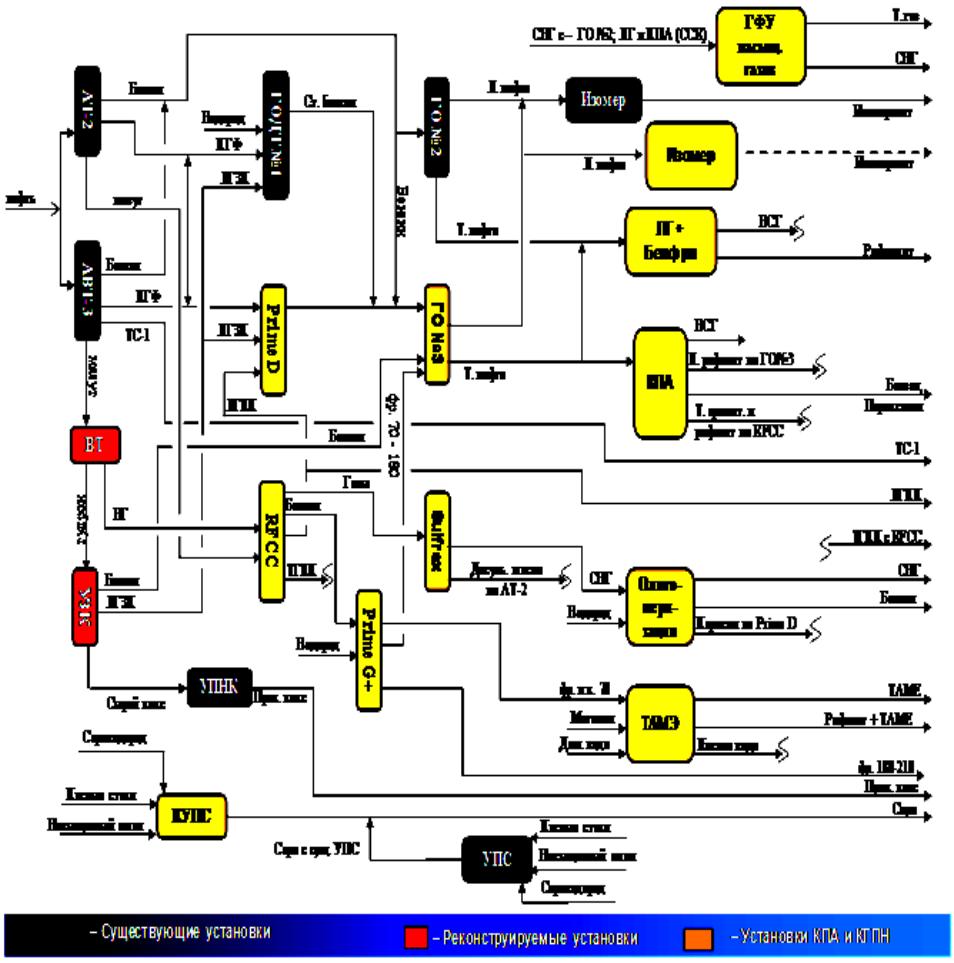
Строительство КГПН на Атырауском НПЗ

Цель проекта

- Обеспечение выпуска моторных топлив классов К4, К5, в соответствии с требованиями Технического регламента Таможенного Союза;
- Увеличение глубины переработки и мощности завода до 5,5 млн тонн в год.

Сроки реализации
2011 – 2017 гг.
Стоимость
$ 2 050,1 млн долл. США.
Подрядчики
Консорциум компаний «Sinopec Engineering Group» (Китай),
«Marubeni Corporation» (Япония), АО НГСК «КазСтройСервис» (Казахстан).

Поточная блок–схема АНПЗ с учетом КПА и КГПН



Технологические установки КПА и КГПН

КПА:

- Установка каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора и блоком извлечения бензола – *введена в эксплуатацию в декабре 2015 года;*
- Комбинированная установка по производству ароматических углеводородов PARAMAX – *введена в эксплуатацию в сентябре 2016 года.*

КГПН:

- Установка каталитического крекинга R2R;
- Установки: селективного гидрирования нафты, обессеривания СУГ, олигомеризации бутенов, этерификации легкой нафты, гидроочистки нафты, гидроочистки газойля, гидрирования бензола, газофракционирования насыщенных газов;
- Установки: производства и очистки водорода, производства серы.

Внедряемые технологии по проекту КПА

Лицензиар	Технологичес-кий процесс	Преимущества
AXENS	Каталитический риформинг с непрерывной регенерацией катализатора Octanizing™	Технология Octanizing™ является результатом последних разработок AXENS, связанных с постоянным улучшением в области селективности катализатора при сверхнизком давлении и системы регенерации катализатора: - Высокая селективность катализатора и увеличенный срок службы; - Расположение реакторов в линию и высока гибкость в эксплуатации; - Точный контроль регенерации катализатора; - Патентованная лифт система AXENS для циркуляции катализатора. Около 40 установок CCR работают во всем мире.
	Процесс экстрактивной дистилляции Morphylane™	Технология AXENS в альянсе с компанией Uhde, является эталонной технологией экстрактивной дистилляции в мире. Характеризуется простотой схемы установки, низким энергопотреблением, длительным сроком бесперебойной работы, загрузкой небольшого количества растворителя.
	Процесс выделения параксилола Eluxyl™	Лидирующий процесс на рынке получения и очистки параксилола за счет таких показателей как надежность в эксплуатации, высокая мощность на одну линию и крайне стабильный адсорбент на основе молекулярных сит.
	Технология деалкилирования этилбензола и изомеризации ксилолов XyMax™	Технология, характеризующаяся высокой активностью и селективностью, для деалкилирования этилбензола и изомеризации ксилолов. Используется в семи комплексах разных стран мира.
	Технология трансалкилирован ия толуола и тяжелых ароматических соединений TransPlus™	Технология позволяет эффективно перерабатывать широкий спектр ароматических углеводородов с низкими инвестиционными и эксплуатационными затратами.
AXENS	Каталитический крекинг остатков «R2R»	Базовый процесс глубокой переработки нефти. Известная технология крекинга сырьевых остатков и вакуумного газойля в присутствии псевдоожиженного слоя катализатора. В мире эксплуатируется более 30 установок.
	Обессеривание СУГ «SULFREX»	Предназначен для щелочной очистки от меркаптанов в сжиженных газах, производимых на установке каталитического крекинга и УЗК.

	Процесс олигомеризации бутенов «Oligomerisation»	Предназначен для глубокой переработки легких олефиновых фракций в более ценные бензин и керосин.
	Гидроочистка нафты «Naphtha HT»	Процесс удаления серы и азотистых соединений из фракции нафты в присутствии водорода
	Гидроочистка газойля «Prime D»	Процесс достижения глубокого обессеривания керосиновой и дизельной фракций, в результате получение продукта сверхнизкосернистого дизельного топлива.
	Селективное гидрирование нафты «Prime G»	Преимущества технологии: высокоэффективные катализаторы гидроочистки (Co-Mo катализаторы серии H500) и защитные материалы, высокоэффективные внутренние устройства реакторов EquiFlow™. Пролицензировано более 117 установок в мире.
	Этерификация легкой нафты «TAME»	Предназначен для получения ТАМЭ и высших эфиров из метанола и олефинов, содержащихся во фракциях С5+ после установки каталитического крекинга.
	Гидрирование бензола «Benfree»	Процесс селективного гидрирования бензола, содержащегося в потоке риформата, необходим для снижения содержания бензола в бензине по требованиям К4 и К5.
UOP	Изомеризация легкой нафты «Parisom»	Преимущество процесса – высокоэффективный катализатор, отличающий прочностью и регенерируемостью. В мире эксплуатируется более 8 установок.
PROSERNAT	Производство серы «SULTIMATE»	Основан на процессе Клауса, включает гидрирование хвостовых газов в присутствии водорода на катализаторе, что уменьшает содержание оксидов серы, сероуглерода, сероокcида углерода – токсичных газов, и влияет на увеличение глубины извлечения серы.

Объекты общезаводского хозяйства в рамках модернизации Атырауского НПЗ

Комплекс по производству ароматических углеводородов	**Комплекс глубокой переработки нефти**
Интегрированные объекты: □ установка химводоочистки; □ установка по производству азота с азотным хозяйством; □ единая операторная; □ укрытие гражданской обороны факельная установка;	
□ товарные резервуары бензола; □ промпарк риформата и смеси ксилолов; □ товарная насосная бензола и параксилола; □ наливная эстакада с системой улавливания паров;	□парки компонентов бензина -3 ед; □парки товарные бензина – 2 ед; □парк дизельного топлива; □парк секции 0700 Prime G; □эстакада слива метанола; □парк метанола; □реагентное хозяйство;

товарный парк дизельного топлива; товарный парк параксилола; промпарк тяжелого и легкого рафината; блоки оборотного водоснабжения -2 ед; промпарк ароматических углеводородов; промпарк толуола и парадиэтилбензола; насосная промпарков; промпарк бензола и параксилола; насосная товарных парков дизельного топлива; склад катализаторов и адсорбентов; ЦРП и ТП; ТП-50; РП-51; насосная пожартоушения; факельная установка; подъездные ж/д пути;	парк некондиции поликеросина и бензина; эстакада налива светлых нефтепродуктов; эстакада слива МТБЭ; факельная система кислых газов; склад гранулированной серы; склад катализаторов; парк дизельного топлива; АССБ с насосной; блоки оборотного водоснабжения – 2 ед; АБК; конденсатная станция; ЦРП и ТП; ТП-84; парки СУГ

Всего в период модернизации введено 70 современных объектов инфраструктуры.

Объемы переработки нефти и производства нефтепродуктов на Атырауском НПЗ до и после модернизации

Показатель	2016 факт	2017 факт	2018 план	2019 план	Отклонение
Объем переработки сырья, тыс. тн	**4 761**	**4 724**	**5 000**	**5 500**	**+739**
Производство нефтепродуктов, тыс.тонн					
Автобензины:	643	643	1 431	1 441	**+798**
АИ-80	39	20	0	0	-39
АИ-92	530	545	1 187	704	**+174**
АИ-95/98	74	78	244	737	**+663**
Дизельное топливо	1 391	1356	1 649	1 708	**+317**
Авиатопливо	20	21	76	252	**+232**
Бензол	7	8	52	132	**+125**
Параксилол	0	0	254	497	**+497**
Сжиженный газ	36	39	123	150	**+114**
ВГО	842	741	127	0	-842
Мазут	1 362	1495	595	515	-847
Кокс нефтяной	121	118	128	130	**+9**
Сера	3	2	19	22	**+19**
Печное топливо	68	58	35	0	-68
Топливо и потери	294	266	542	699	+405

Проект «Модернизация Павлодарского НХЗ»

Цель проекта
- Выпуск моторных топлив экологического класса К4;
- Производство авиационного топлива.

Сроки реализации
2011 – 2017 гг.

Стоимость
$ 695 м л н долл. США.

Подрядчики
Rominserv S.R.L. (Румыния); NFC (КНР); ОАО «ОМУС-1» (Россия);
ТОО «МегаСтройПлюс» (Казахстан).

Технологическая схема «Павлодарского НХЗ» после модернизации приведена на рисунке 1.

Внедряемые технологии по проекту модернизации ПНХЗ

Лицен-зиар	Технологический процесс	Преимущества
UOP	Изомеризация легкой нафты «PENEX» и сплиттер нафты	Преимущества процесса – высокий выход продукта, высокие октановые характеристики продукта, полное насыщение бензола, содержащегося в сырье, наибольшая продолжительность срока службы катализатора. Более 144 установок, эксплуатируемых в мире.
	Гидроочистка нафты	Процесс удаления серы и азотистых соединений из фракции нафты в присутствии водорода
Haldor Topsoe	Гидроочистка дизельного топлива	Эффективный процесс гидроочистки дизельных фракций с обеспечением содержания серы – менее 8 масс. ppm. Эффективный рабочий цикл не менее 8400 часов/год. Гарантированный срок службы катализатора 4 года.
	Гидроочистка керосина	Обеспечивает производства авиатоплива с содержанием серы менее 8 масс. ppm. Эффективный рабочий цикл не менее 8400 часов/год. Гарантированный срок службы катализатора 4 года.
Siirtec Nigi	Производство серы	Основан на процессе Клауса, включает гидрирование хвостовых газов в присутствии водорода на катализаторе, что уменьшает содержание оксидов серы, сероуглерода, серооксида углерода – токсичных газов, и влияет на увеличение глубины извлечения серы.

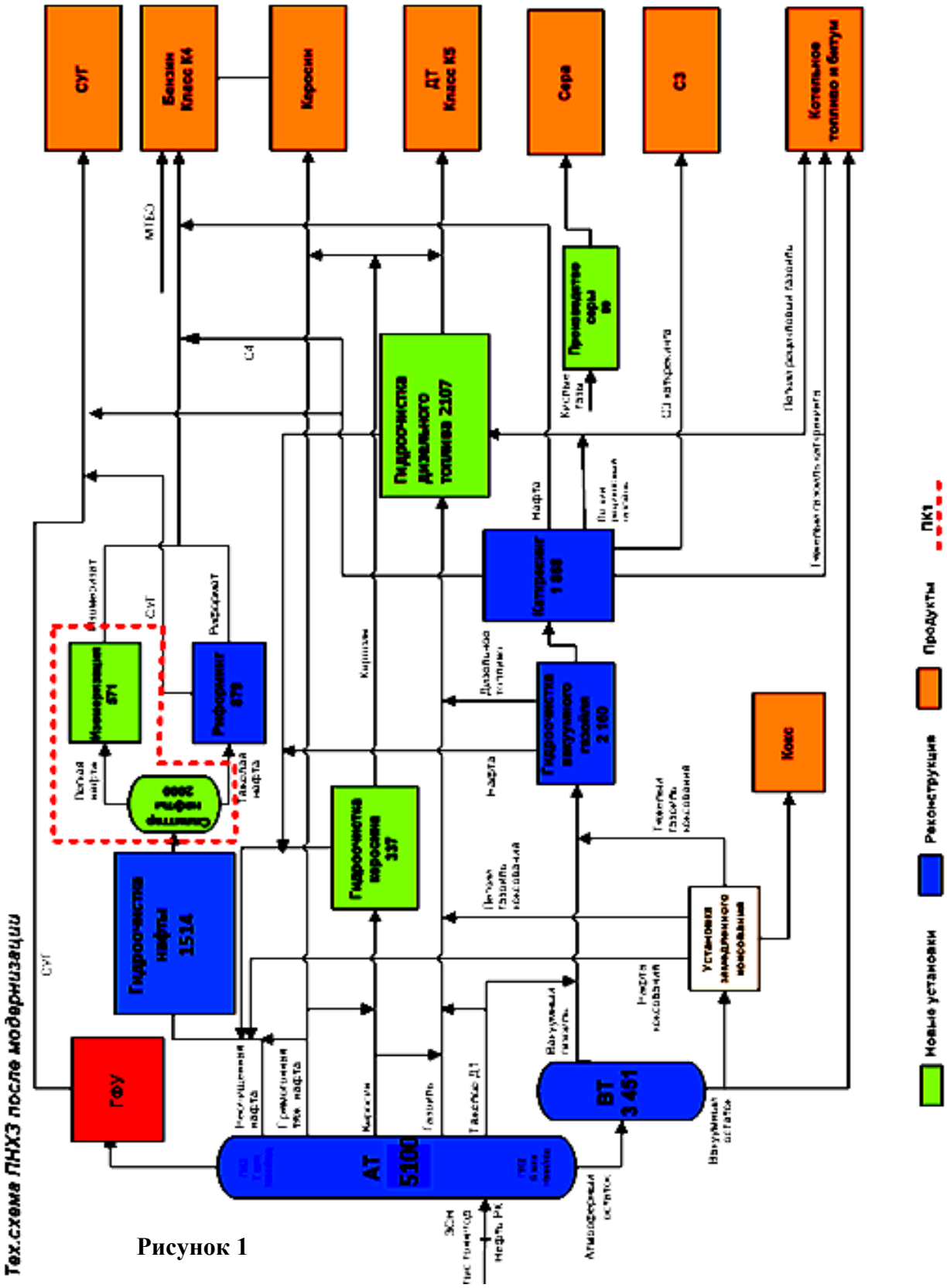


Рисунок 1

Объекты общезаводского хозяйства в рамках модернизации Павлодарского НХЗ

- Система охлаждающей воды и градирни;
- Установка технического воздуха и воздуха КИП;
- Система распределения пара и сбора конденсата;
- Система подготовки и распределения котловой питательной воды;
- Система распределения деминерализованной воды;
- Система извлечения и очистки конденсата;

- Факельная система;
- Центральный пункт управления;

Всего 8 объектов общезаводского хозяйства.

Объемы переработки нефти и производства нефтепродуктов на Павлодарском НХЗ до и после модернизации

Показатель	2017 факт	2018 план	Отклонение	2019 план	Отклонение
Объем переработки сырья, тыс. тн	**4 747**	**5 250**	**+503**	**5 100**	**-150**
Производство нефтепродуктов, тыс.тонн					
Автобензины:	1 281	1 476	+195	1 508	+32
АИ-80	160	0	-160	0	0
АИ-92	1 028	1 414	+386	1 146	-268
АИ-95/98	93	62	-31	362	+300
Дизельное топливо	1 414	1 671	+257	1 504	-167
Авиа топливо	0	78	+78	266	+188
Сжиженный газ	257	306	+49	237	-69
ВГО	128	8	-120	0	-8
Мазут	600	599	-1	559	-40
Битум	245	266	+21	192	-74
Кокс нефтяной	185	217	+32	275	+58
Сера	28	39	+11	39	0
Печное топливо	0	0	0	0	0
Топливо и потери	536	593	+57	536	-57

Проект «Реконструкция и модернизация Шымкентского НПЗ»

Цель проекта

- Обеспечение выпуска моторных топлив классов К4, К5, в соответствии с требованиями Технического регламента Таможенного Союза;

- Увеличение глубины переработки и восстановление проектной мощности завода до 6,0 млн тонн в год.

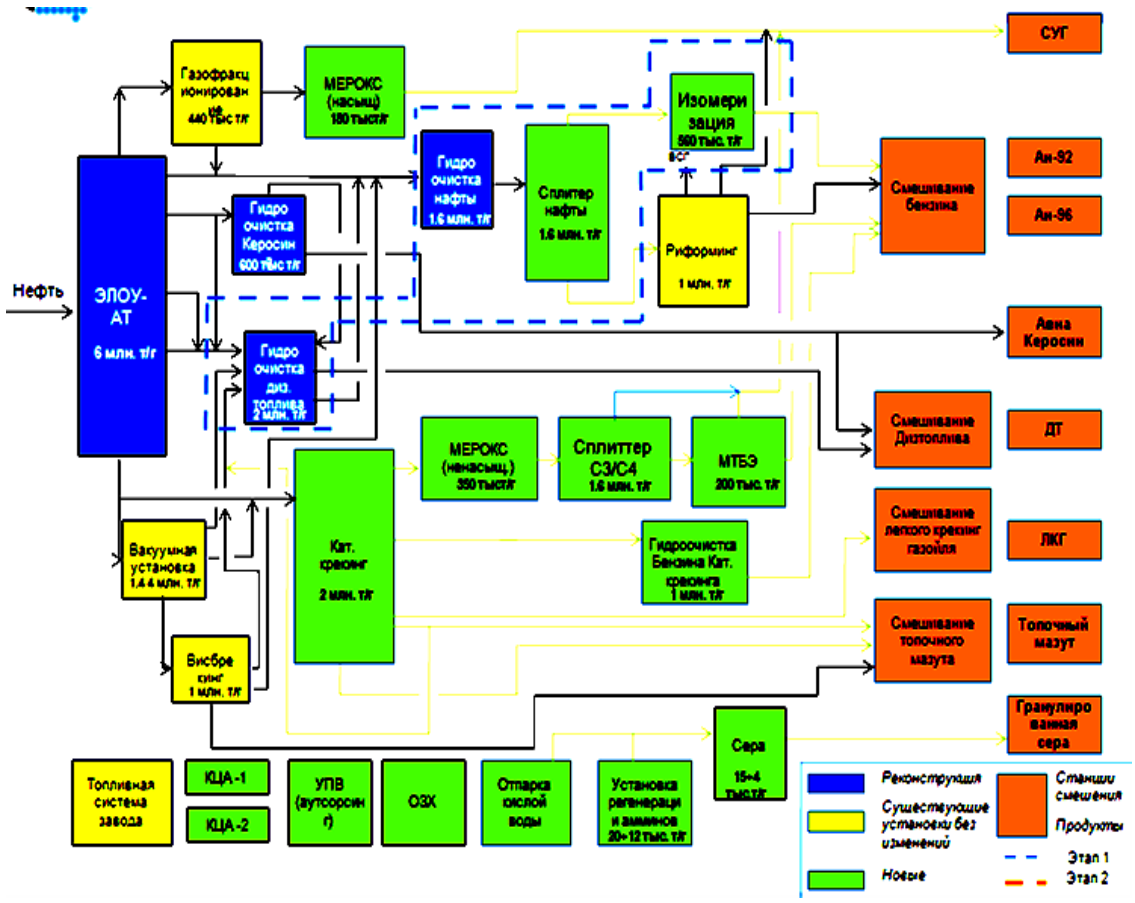
Сроки реализации: 2011 – 2018 гг.

Стоимость: **$ 2 094,3 млн** долл. США.

Подрядчики

China Petroleum Engineering and Construction Corporation (дочерняя компания CNPC, Китай).

Проект «Реконструкция и модернизация Шымкентского НПЗ»



Внедряемые технологии по проекту модернизации Шымкентского НПЗ

Лицензиар	Технологический процесс	Преимущества
UOP	Установка изомеризации с предварительной гидроочисткой нафты	Преимущества процесса – высокий выход продукта, высокие октановые характеристики продукта, полное насыщение бензола, содержащегося в сырье, наибольшая продолжительность срока службы катализатора. Более 144 установок, эксплуатируемых в мире.
	Установка очистки предельных и непредельных газов «Merox»	Эффективный и экономичный процесс удаления меркаптановой серы из сжиженных газов, отличается низкими эксплуатационными затратами.
	Установка каталитического крекинга «RFCC» (с псевдоожиженным слоем катализатора)	Высокоэффективный процесс крекинга мазута и вакуумного газойля с получением высокооктанового компонента бензина с непрерывной регенерацией катализатора. Более 50% установок в мире лицензированы по технологии UOP.

AXENS	Установка гидроочистки бензина каткрекинга «Prime-G»	Преимущества технологии: высокоэффективные катализаторы гидроочистки (Co-Mo катализаторы серии H500) и защитные материалы, высокоэффективные внутренние устройства реакторов EquiFlow™. Пролицензировано более 117 установок в мире.
CPE	Установка производства серы	Основан на процессе Клауса, включает гидрирование хвостовых газов в присутствии водорода на катализаторе, что уменьшает содержание оксидов серы, сероуглерода, серооксида углерода – токсичных газов, и влияет на увеличение глубины извлечения серы.

Объекты общезаводского хозяйства в рамках модернизации Шымкентского НПЗ

Этап 1	Этап 2
Установка короткоцикловой адсорбции Установка нейтрализации щелочи Градирни 1 системы оборотной воды Дренажная подъемная насосная станция Система пожаротушения Система АСУТП, Газо-пожарообнаружения Общезаводская связь и коммуникации Система электроснабжения (ГПП-2/220кв, ГПП-2/35 кВ, 35/6 кВ) Насосная темных нефтепродуктов Главный резервуарный парк: • Реконструкция парка резервуаров для некондиционного продукта • Реконструкция парка резервуаров для некондиционной нефти • Реконструкция парка резервуаров + новый для смешанного бензина и продукт риформинга, • Реконструкция парка резервуаров + новый для смешанных бензинов АИ92 и АИ 96 • Основной резервуарный парк для изомеризата, бензин крекинга, нефтешлам (тяжелые остатки установки ФКК) и сырье установки гидродесульфуризации бензина Каталитического Крекинга; Факел общего назначения Реконструкция существующей операторной Главная подстанция 6кВ.	Установка водоподготовки Установка сжатого воздуха КИП Установка производства азота Установка приготовления пара Парк хранения СУГ Установка очистных сооружений Реконструкция насосной № 333 Реконструкция парка резервуаров ЛРГ Реконструкция парка резервуаров ЛРГ и МТБЭ Реконструкция парка резервуаров для СУГ Центральный тепловой пункт Административное здание Центральная операторная №2 Подстанции — 7 ед.

Всего 48 объектов общезаводского хозяйства

Объемы переработки нефти и производства нефтепродуктов на Шымкентском НПЗ до и после модернизации

Показатель	2017 факт	2018 план	Отклонение	2019 план	Отклонение
Объем переработки сырья, тыс. тн	**4 686**	**5 020**	**+334**	**6 000**	**+980**
Производство нефтепродуктов, тыс.тонн					
Автобензины:	1 027	1 426	+399	2 271	+845
АИ-80	146	0	-146	0	0
АИ-92	848	1 332	+484	2 041	+709
АИ-95/98	33	94	+61	230	+136
Дизельное топливо	1209	1 223	+14	1 916	+693
Авиа топливо	280	278	-2	400	+122
Сжиженный газ	97	204	+107	324	+120
ВГО	818	557	-261	0	-557
Мазут	956	924	-32	596	-328
Сера	1	1	0	10	+9
Топливо и потери	308	431	+77	500	+69

Объемы переработки нефти и производства нефтепродуктов на НПЗ РК

Показатель	2016 факт	2017 факт	2018 план	2019 план	Отклонение
Объем переработки сырья, тыс. тонн	13 852	14 156	15 270	16 600	+2 748
Производство нефтепродуктов, тыс. тонн					
Автобензины:	2 900	2 952	4 333	5 220	+2 320
АИ-80	601	327	0	0	-601
АИ-92	2 121	2 420	3 934	3 891	+1 770
АИ-95/98	178	204	399	1 329	+1 151
Дизельное топливо	4 119	3 979	4 542	5 128	+1 009
Авиа топливо	256	300	431	918	+662
Бензол	7	8	52	132	+125
Параксилол	0	124	254	497	+497
Сжиженный газ	399	393	633	711	+312
ВГО	1 682	1 688	692	0	-1 682
Мазут	2 790	3 051	2 118	1 670	-1 120
Битум	202	245	266	192	-10
Кокс нефтяной	345	303	345	405	+60

Сера	31	30	58	71	+40
Печное топливо	68	58	35	0	-68
Топливо и потери	1 049	1 109	1 566	1 734	+685

Положительный эффект модернизации НПЗ РК

Увеличение количества установок НПЗ РК

НПЗ РК	Атырауский НПЗ	Шымкентский НПЗ	Павлодарский НХЗ
До модернизации	8	9	13
После модернизации	22	15	15

Повышение уровня технологической сложности НПЗ – индекс Нельсона

	Атырауский НПЗ	Шымкентский НПЗ	Павлодарский НХЗ	Среднее значение по РК
До модернизации, %	3,4	4,7	6,9	5,0
После модернизации, %	13,0	9,2	9,8	10,7

Бенчмаркинговое исследование НПЗ РК на 2018-2019 годы по методологии Solomon Associates

Причины выбора проекта для реализации:		**Суть проекта:**
- Необходимость исследование уровня состояния НПЗ с помощью определенных критериев, с возможностью выявления ее сильных и слабых сторон; - Необходимость проведения анализа существующего технологического уровня НПЗ в сравнении с мировыми заводами с последующей разработкой долгосрочной программы технологического развития НПЗ РК. **Инвестиции: 244,5 млн тенге** **Срок реализации: 2018 – 2020 гг.**		Услуги по проведению исследования текущего уровня развития НПЗ РК в сравнении с лучшими мировыми заводами **Фактические и планируемые результаты проекта:** - Определение текущего рейтинга НПЗ РК в сравнении с мировыми заводами; - Показатели отдельного НПЗ и результаты ранжирования по всем областям исследования; - Детальная информация по надежности и ремонтам; - Сводка результатов Исследования производства топлив; - Оценка показателей, анализ разрывов; - Технологическая и ремонтная информация по установкам; - Технологические и энергетические данные по печам.

Комплекс работ по переходу на увеличенный межремонтный период эксплуатации

Цель проекта: Обеспечение необходимого уровня технического обслуживания, надежности и механической целостности для эксплуатации оборудования НПЗ в условиях не менее 3-летнего межремонтного пробега.

Срок реализации проекта:
2016–2018 гг. (внедрение системы ТОРО).

Инвестиции в проект за счет собственных средств НПЗ:
7,5 млрд тенге, в т. ч. автоматизация ТОРО – 3,8 млрд тенге.

Предполагаемый эффект:
Увеличение надежности оборудования на 8–10%;
Сокращение расходов на ремонт до 10% от существующих расходов;
Увеличение объема переработки в среднем на 300 тыс. тонн в год за счет сокращения простоев и остановок на капитальные ремонты (при условии поставки дополнительных объемов нефти).

Дополнительные выгоды:
Качественные выгоды:
Снижение складских запасов;
Уменьшение незапланированных простоев оборудования;
Уменьшение Аварийных работ;
Оптимизация цен на закупаемые ТМЦ при реализации единого закупа;
***Экологические выгоды*:**
Снижение риска возникновения внештатных и аварийных ситуаций, которые могут причинить вред окружающей среде.

	АНПЗ	ПНХЗ
Программы по управлению ТОРО, млрд тенге	1,9	1,9
Индивидуальная программа, млрд тенге	1,4	2,3
Всего:	7,5	
Фактические расходы в 2016 г., млрд тенге	2,1	
Фактические расходы в 2017 г., млрд тенге	3,1	

Ожидаемые результаты:

1. Внедрение Систем:
- управления ТОРО;
- управления Инспекциями и Обеспечения Надежности;
- управления Мониторинга оборудования;
- управления Учета простоев оборудования;

2. Внедрение передовых практик и опыта в области Управления ТОРО, Обеспечения Надежности и Механической Целостности основного технологического оборудования НПЗ. Интеграция и обучение.

3. Реализация индивидуальной программы НПЗ по переходу на увеличенный межремонтный период согласно рекомендациям Технического аудита.

Выгоды (2016-2022гг.): 39 116 млн тенге

Описание работ и функционала

№ п.п.	Программное обеспечение	Описание
1.	Система управления ТОРО (IBM MAXIMO)	Предназначена для автоматизации стандартных рабочих процессов и решения операционных задач управления ремонтами и техническим обслуживанием оборудования на НПЗ
2.	Система Управления инспекциями и Обеспечения Надежности (Meridium APM)	Предназначена для автоматизации обязательного периодического технического контроля состояния оборудования, анализа текущего состояния, причин отказов, рисков продления межремонтных интервалов, оптимизации ремонтных программ с учетом реального состояния оборудования, требований к надежности его работы для выполнения технологическими установками своих функций.
3.	Система Управления Мониторингом обору-дования (Uniformance Asset Sentinel)	Позволяет математически описать расчеты динамических характеристик оборудования разных типов, таких как электродвигатели, конвейеры, насосы, компрессоры, вентиляторы, дымососы, печи, котлы, теплообменники, фильтры, реакторы, системы АСУТП, запорно-регулирующая арматура, анализаторы, приборы КИПиА и др. и выполнять эти вычисления в режиме близком к режиму реального времени.
4.	Система/Функционал Учета простоев (Downtime Reporting)	- Автоматическая фиксация, как полных простоев, так и частичных простоев, связанных с потерей производительности и потерями качества продукции; - Классификация причин простоев; - Анализ эффективности и надежности технологического процесса;

		- Определение направлений улучшения надежности технологического процесса, устранения узких мест и снижения потерь от простоев
5.	Функционал контроля коррозии	- Мониторинг коррозии в реальном времени позволяет оперативному персоналу и инженерам определить и смягчить всплески коррозии, которые в противном случае могли бы остаться незамеченными до следующей плановой проверки толщины стенки; - Управление данными в реальном времени для приложений, касающихся коррозионности кислой воды, аминов и сырой нефти.

Методологическое обеспечение и консультационные услуги по управлению изменениями.

Разработка целевых бизнес-процессов 1-го, 2-го, 3-го, 4-го уровней управления ТОРО, ОН и МЦ, организационной структуры предприятий и инструкций, согласно разработанным бизнес- процессам;

Обучение практическим навыкам применения передовых методологий по непрерывному совершенствованию управления ТОРО, ОН и МЦ, на основе примеров реализованных мероприятий на существующих предприятиях химической, нефтехимической, нефтеперерабатывающей промышленности и достигнутыми результатами.

Обучение и аттестация в части повышения уровня квалификации персонала НПЗ при увеличении межремонтного периода.

Обучение бизнес-процессам «Система контроля технического состояния технических устройств НПЗ», направленных на четкое понимание всеми службами своих функциональных обязанностей.

Программа повышения энергоэффективности НПЗ

Основные выгоды:

Качественные выгоды:

Реализация мероприятий, направленных на снижение потребления топливно-энергетических ресурсов.

***Количественные выгоды*:**

Совокупный эффект от реализации проекта оценивается до 1,2 млрд тенге.

Основные результаты:

1. Снижение потребления топливно-энергетических ресурсов до 5,4 %;
2. Сокращение расходов на закуп ТЭР со стороны и снижение выбросов.

Статус:

1. Проведен энергетический аудит НПЗ.
2. Разработаны и утверждены Программы энергосбережения НПЗ РК на 2016-2020 годы.
3. Проект одобрен на Инвестиционном комитете КМГ-ПМ.
4. Дальнейшая реализация мероприятий Программы повышения энергоэффективности НПЗ.

Инвестиции в проект – 2 015 млн тг, в т. ч.:

1. Внешние консультанты – 2 015 млн тг.
2. Собственные ресурсы – 0 млн тг.

Срок реализации проекта:

Длительность: 61 мес.

С декабря 2015 г. по декабрь 2020 г.

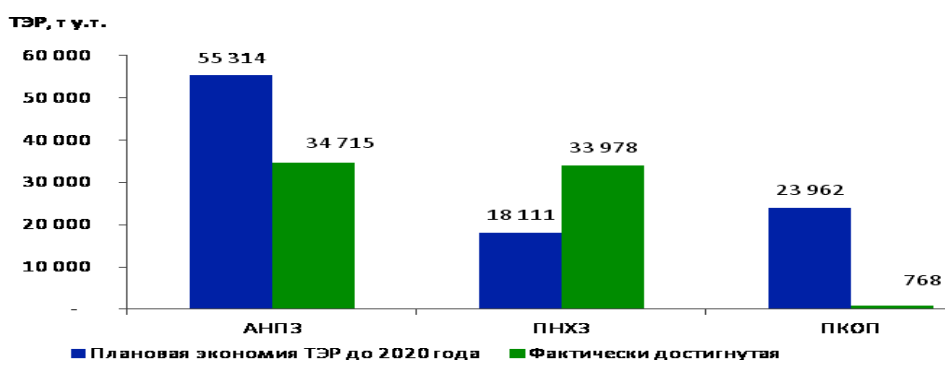
Наименование взаимосвязанного проекта:
Разработка и реализация ПСТ «Определение потерь в процессах переработки на НПЗ РК»;
Разработка и реализация ПСТ «Определение и учет нефтепродуктов, направляемых в качестве топлива на технологические нужды (сжигание) в процессах переработки на НПЗ».

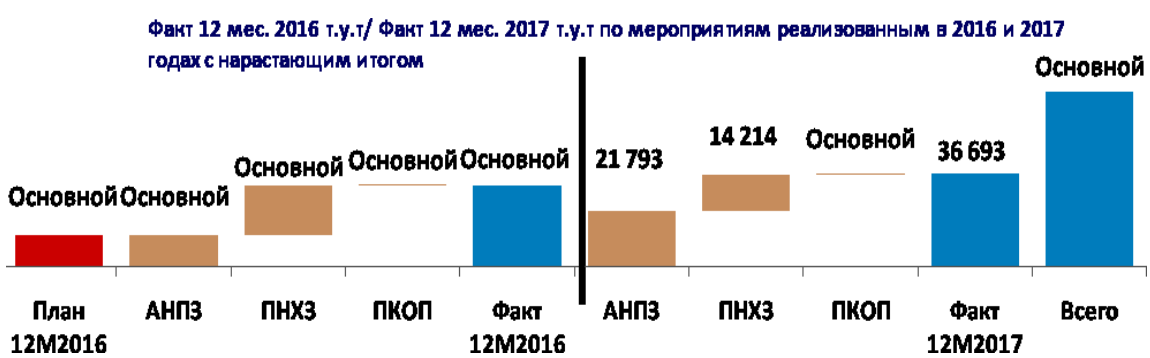
Выгоды (млн тг):

2015–2017 гг., факт	- 524
2018–2022 гг., план (прогноз)	1 762
Итого 2015–2022 гг.	1 238

Выполнение Программы энергосбережения и повышения энергоэффективности за 2016-й и 2017 гг.

Плановая экономия ТЭР до 2020 г. — 97 386 т у. т.
Фактически достигнутая экономия за 2016–2017 гг. – 69 461 т у.т. Выполнение цели – 71 %.





Внедрение программы Lean 6 Sigma

***Краткое описание*:** Формирование культуры непрерывного улучшения и оптимизации процессов. Вовлечение работников в процесс оптимизации расходов и повышение их производительности.

***Срок реализации проекта*:** 2016 — 2019 гг.

***Причины выбора проекта для реализации*:**

- Высокие операционные затраты;
- Отсутствие у работников знаний и навыков по непрерывному улучшению производственных процессов.

***Инвестиции*:** 254 млн тенге

***Планируемые результаты проекта*:**

- Постоянное совершенствование существующих процессов и сокращение затрат на НПЗ и АЗС с получением экономического эффекта за счет реализации проектов Lean 6 Sigma (без существенных инвестиций);
- По итогам 2017 года внедрено 23 проекта Lean 6 Sigma с экономическим эффектом 443 млн тенге (прямой эффект — 299 млн тенге, косвенный – 135);
- Ежегодное внедрение 40-50 проектов Lean 6 Sigma для достижения экономического эффекта от 500 млн тенге в год.

Аналитическая система диспетчерского центра

Отсутствие единой информационной системы для оперативного управления производственными и коммерческими процессами.

Разработка ИС для оперативного управления бизнес процессом и планированием, минимизация производственных затрат и человеческих факторов при ведении учета.

Диспетчеризация хода выполнения производственных и коммерческих процессов.

***Статус проекта*:** реализован.
***Срок реализации*:** 2014-2016 гг.

***Результаты проекта*:**

- Интеграция в единое информационное поле управления потоков ресурсов, продукции, транспортных коммуникаций и запасов;
- Повышение эффективности и оперативности в принятии управленческих решений;
- Повышение точности оценки конкурентной среды;
- Оптимизация лучших решений по транспортировке грузов;
- Оценка необходимости развития сети дистрибуции (АЗС, нефтебаза, терминалы).

Внедрение MES-системы на НПЗ и интеграция с Диспетчерским центром

***Предпосылки*:**

- Отсутствие единой электронной базы параметров технологических и энергетических процессов;
- Влияние человеческого фактора в процессе измерения количества материалов и дальнейшей обработки данных о движении материальных потоков.

***Решение*:**

Внедрение MES-системы:

- для повышения автоматизации НПЗ до уровня лучших практик;
- точного вычисления потерь при выполнении технологических операций;
- повышения оперативности в управлении НПЗ.

Статус проекта: реализован.
Срок реализации: 2015-2016 гг.

Результаты проекта:
- единая электронная база параметров технологических и энергетических процессов;
- контроль качества с возможностью длительного хранения информации;
- «прозрачные» условия для оценки режима работы технологических объектов и загрузки предприятия в целом;
- управление движением нефти и нефтепродуктов;
- автоматизированное сведение материального баланса предприятия
- повышение уровня анализа производственных данных.

Единая центральная операторная (производственные системы сбора данных)

В рамках реконструкции и модернизации НПЗ РК управление технологического процесса автоматизировано на базе компании Yokogava (Япония).	
Управление осуществляется во всех режимах работы объекта и включает в себя пуск, останов отдельных агрегатов и механизмов, противоаварийную защиту технологического оборудования, предоставление оперативному персоналу необходимой технологической информации, получение расчетных параметров, подготовку и вывод на печать отчетных форм, обеспечение информационного взаимодействия с объектом.	
Автоматическая система управления технологическим процессом состоит из: 1. Распределенной системы управления CENTIUM. 2. Система автоматической противоаварийной защиты.	
Распределенная система управления CENTUM является самой новой интегрированной системой управления производством (ИСУП) компании Yokogawa, также известной как Распределенная Система Управления (РСУ / DCS). Система CENTUM имеет более наглядный человеко-машинный интерфейс и более мощные станции управления, способные обрабатывать данные быстрее и надежнее.	
Система автоматической противоаварийной защиты это безопасное, надежное управление с высоким коэффициентом готовности без каких-либо компромиссов. Данная система является SIL3-сертифицированной системой в одномодульной конфигурации.	

Внедрение оптимизационного планирования производства на АНПЗ и ПНХЗ

***Предпосылки*:**
- Непостоянная ситуация на рынке и необходимость точного планирования производства нефтепродуктов;
- Усложнение технологических процессов НПЗ в результате модернизации;
Изменчивость качества сырья и возможность переработки различных нефтей.

***Решение*:**
- Внедрение LP-моделей как передового инструмента планирования в соответствии с мировым стандартом отрасли;
- Внедрение эффективных бизнес-процессов производственного планирования;
- Обучение работников НПЗ и КМГ новым бизнес-процессам и работе с LP-моделями (моделирование, планирование, оценка).

Результаты проекта:

- Месячный производственный *план ПНХЗ на сентябрь* будет разработан в LP-системе;
- Месячный производственный *план АНПЗ на декабрь* будет разработан в LP-системе;
- *Годовая производственная программа АНПЗ и ПНХЗ на 2019* год будет разработана в LP-системе;
- Повышение точности, прозрачности и гибкости процесса планирования производственной программы;
- Оптимизация операционных и инвестиционных расходов.

Переход НПЗ РК на производство моторных топлив К4 и К5

***Причины выбора проекта для реализации*:** Обеспечение качества моторных топлив в соответствие с требованиями Евро 4.

***Статус*:** завершен**.**

***Срок реализации*:** 2017 год.

***Суть проекта*:** Внедрение межгосударственных стандартов ГОСТ 32511 и ГОСТ 32513 для выпуска моторных топлив экологического класса К4, соответствующих требованиям евростандартов.

***Фактические и планируемые результаты проекта*:**

- Введены в действие на территории РК стандарты ГОСТ 32513 и ГОСТ 32511, разработанные на основе международных стандартов EN 228 и EN 590 по категории качества Евро-4;
- Выработана опытно-промышленная партия моторных топлив, соответствующих требованиям ГОСТ 32513 и ГОСТ 32511;
- ПНХЗ приобретены стандарты и расширена область аккредитации ЦЗЛ;
- Подтверждено соответствие требованиям ТР ТС 013/2011.

Нормативные документы в области стандартизации ТК № 88 «Нефть, нефтепродукты и смазочные материалы»

В соответствии с проведенным анализом в области нефти и нефтепродуктов действует 662 нормативных документа (ГОСТ, СТ РК, ПСТ РК, СН РК).

Разработка и экспертиза нормативных документов

Техническим комитетом по стандартизации № 88 в 2017 году разработаны и утверждены:

13 – национальных стандарта;

4 – предварительных национальных стандарта.

Было рассмотрено более 100 нормативных документов по стандартизации, из них ГОСТ, СТ РК, ISO, и иные документы (ASTM, UOP).

В рамках работ по межгосударственной стандартизации в Комитет технического регулирования МИР РК были направлены предложения по присоединению к 28 межгосударственным стандартам.

Разработка нормативных документов

В рамках проводимых работ по снижению технологических потерь и перехода НПЗ РК на увеличенный межремонтный период в 2016 году были разработаны следующие предварительные национальные стандарты:

№	2016 год	Стандарт
1	Межремонтный цикл. Структура и продолжительность ремонтных циклов, межремонтных периодов, простоя в ремонте технологических установок нефтеперерабатывающих заводов республики Казахстан. общие положения	ПСТ РК 54-2016
4	Промышленность нефтяная и газовая. нефть и нефтепродукты. методика определения немобильных (мертвых) и технологических остатков, образующихся в процессах переработки на нефтеперерабатывающих заводах РК	ПСТ РК 59-2017
5	Промышленность нефтяная и газовая. нефть и нефтепродукты. определение потерь в процессах переработки на нефтеперерабатывающих заводах РК	ПСТ РК 61-2017
6	Промышленность нефтяная и газовая нефть и нефтепродукты. определение норм расхода топлива на собственные нужды на нефтеперерабатывающих заводах РК	ПСТ РК 63-2017

В рамках реализации проекта ТОРО и ТМЦ в 2015-2017 годы специализированной организацией для нормирования расхода запасных частей и материалов были разработаны в 2015 году – 3 неправительственных и в 2016-2017 годы – 7 предварительных национальных стандартов.

№	2015 год	Стандарт
1	Оборудование насоснокомпрессорное, определение норм расхода запасных частей и материалов	НСТ ОЮЛ KAZENERGY 001-2016
2	Нефтеаппаратура и вентиляционное оборудование, определение норм расхода запасных частей и материалов.	НСТ ОЮЛ KAZENERGY 002-2016
3	Арматура запорнорегулирующая и запорная, клапана предохранительные пружинные, определение норм расхода оборудования, запасных частей и материалов.	НСТ ОЮЛ KAZENERGY 003-2016
	2016 год	
4	Методические указания по расчету норм расхода оборудования, запасных частей и материалов систем контрольно-измерительных приборов	ПСТ РК 57-2017
5	Методические указания по расчету норм расхода оборудования, запасных частей и материалов на оборудование автоматизированных систем управления технологическими процессами	ПСТ РК 58-2017
6	Методические указания по расчету норм расхода оборудования, запасных частей и материалов на электрооборудование	ПСТ РК 59-2017

7	Методические указания по расчету норм расхода инструментов, приспособлений и хозяйственного инвентаря	ПСТ РК 61-2017
8	Методические указания по расчету норм расхода химических реагентов и реактивы на производственно-технологические нужды	ПСТ РК 64-2017
	2017 год	
9	Технологические трубопроводы, определение норм расхода трубной продукции, крепежа и изоляции»	ПСТ РК 77-2017
10	Оборудование технологическое, определение норм расхода горюче-смазочных материалов».	ПСТ РК 76-2017

Переход НПЗ РК на производство авиатоплива марки Джет А-1

***Причины выбора проекта для реализации*:**
***Проблема* 1:** Появление профицита авиатоплива на НПЗ РК после модернизации;
***Проблема* 2:** Выход на международный рынок.
***Статус*:** в реализации.
***Срок реализации*:** 2017–2019 гг.
***Суть проекта*:**
- Организация производства на НПЗ РК производства авиатоплива Джет А-1;
- Организация готовности инфраструктур аэропортов РК по международным стандартам на территории РК по отгрузке, транспортировке и хранению авиатоплива Джет А-1 в аэропортах.

***Фактические и планируемые результаты проекта*:**
- Введение в действие на территории РК стандартов, разработанных на основе АСТМ Д 1655 для Джет А-1;
- Приобретение НПЗ РК стандартов и расширение области аккредитации ЦЗЛ;
- Выработка опытно-промышленной партии авиатоплива Джет А-1;
- Подтверждение соответствия требованиям ТР ТС 013/2011.

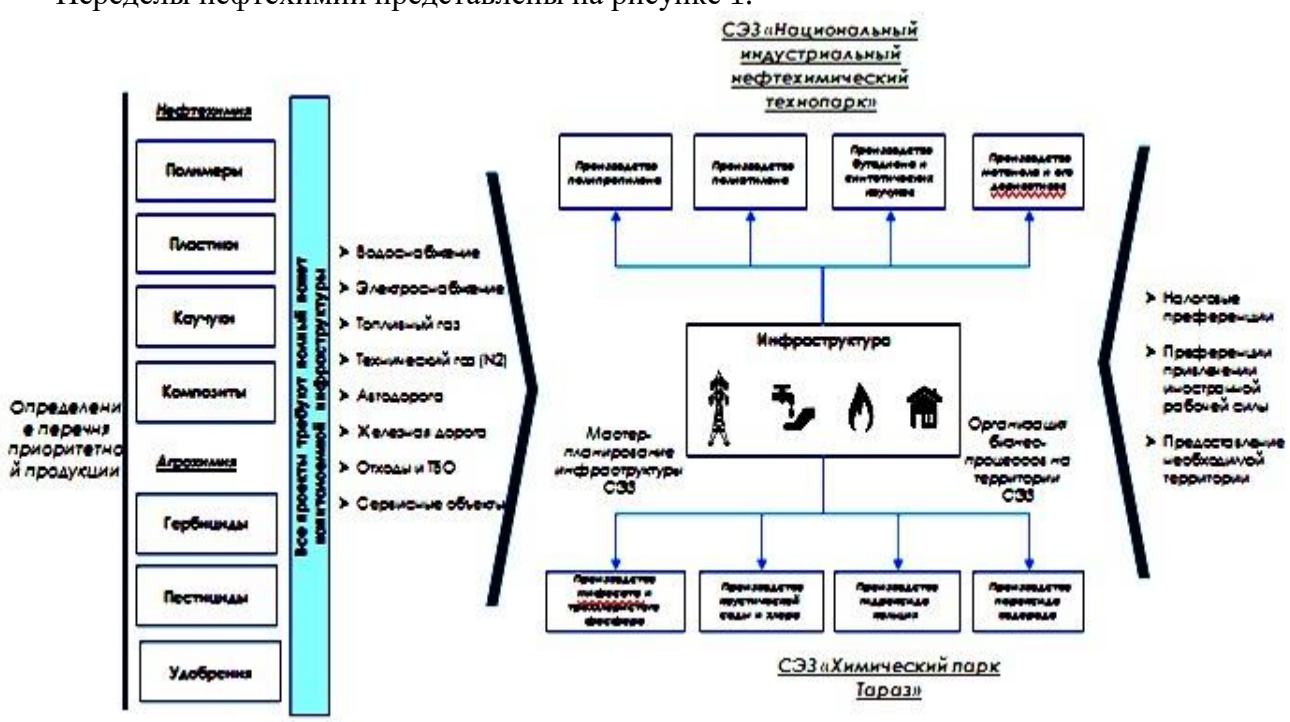
3.2 Тренды развития нефтегазохимии

А. Атабаев директор по правовому сопровождению ТОО «ОХК»
a.issabekova@KAZENERGY.com, 7172 794988

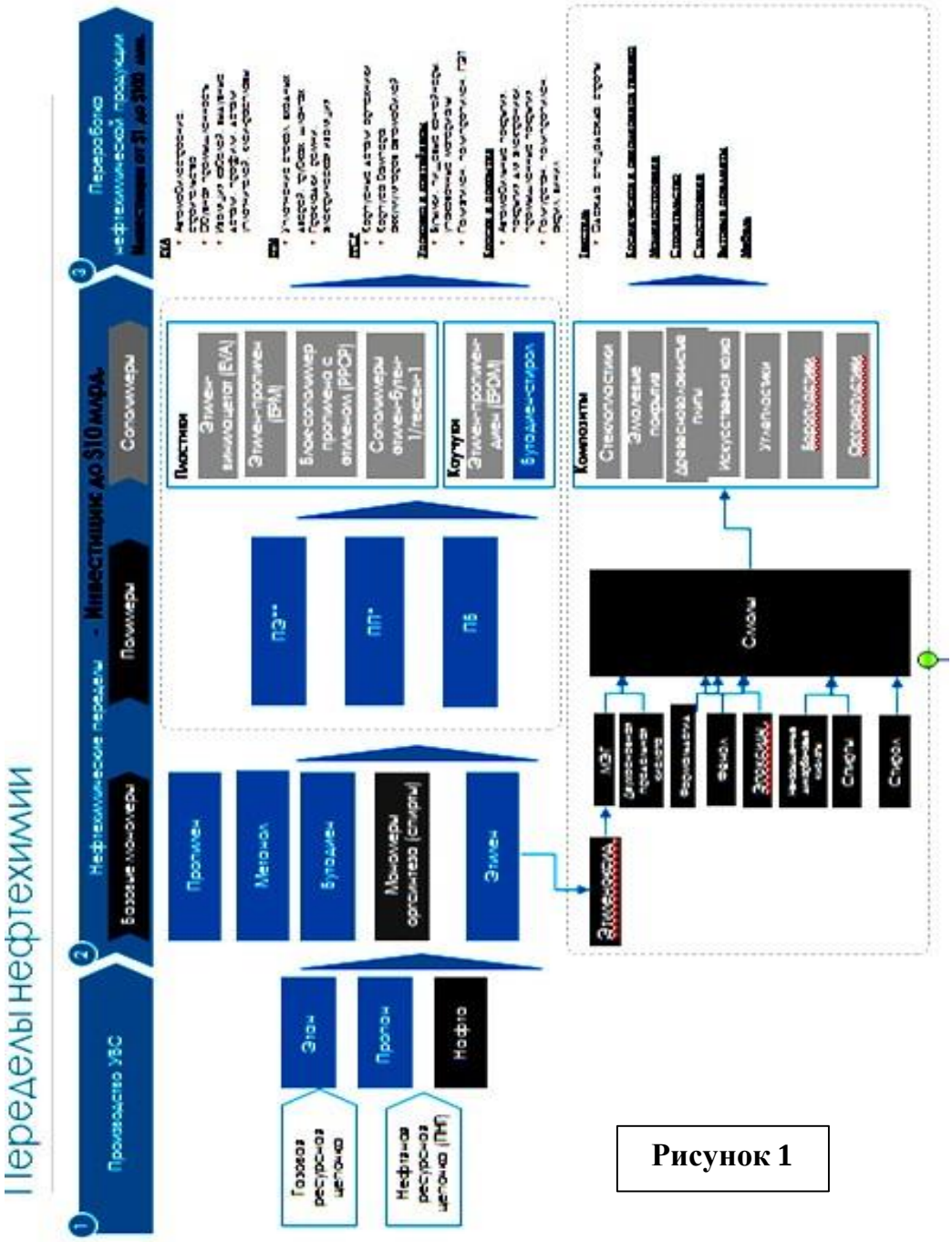
Определены тренды развития нефтегазохимии, переделы нефтехимии. Нефтегазохимическая (НГХ) промышленность определена как важная часть мировой экономики, показана, что темпы роста нефтегазохимии опережает рост мирового ВВП. Приведены причины реализации проектов в рамках свободной экономической зоны (СЭЗ), приведена структура инфраструктуры СЭЗ «НИНТ – Национальный индустриальный нефтехимический технопарк».

The trends in the development of petrochemical chemistry and the redistribution of petrochemistry have been determined. Petrochemical industry (NGH) industry is defined as an important part of the global economy, it is shown that the growth rate of petrochemical chemistry is ahead of global GDP growth. The reasons for the implementation of projects in the framework of the free economic zone (FEZ) are given, the infrastructure structure of the FEZ “NINT — National Industrial Petrochemical Technopark” is given.

Переделы нефтехимии представлены на рисунке 1.



Причины реализации проектов в рамках СЭЗ



Примечание *(к рисунке 1):*

Сополимеры – связанные мономеры;

Композиты – многокомпонентные материалы, состоящие из матрицы химически разнородных понентов;

ВТХ – бензол, толуол и прочие ароматические соединения; ПЭ – полиэтилен; ПП – полипропилен; ПС – полистирол; ПВХ – поливинилхлорид; ПЭТФ – полиэтилентерефталат; АБС – акрилонитрилбутадиенстирол; ПУ – полиуретан; ПА – полиамид; ПММП – полимер метилметакрилата.

Нефтегазохимическая (НГХ) промышленность является важной частью мировой экономики

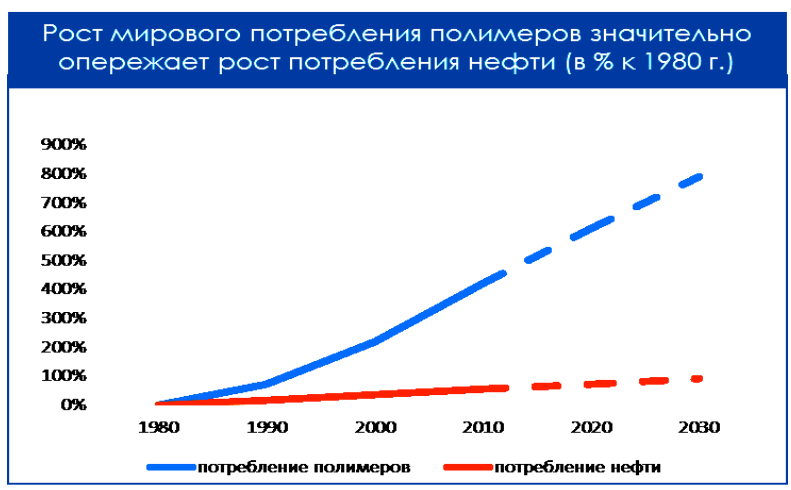
Мировой рынок нефтехимии оценивается в $1 трлн;

В развитых странах химия и нефтехимия прямо обеспечивает 3-4% ВВП и через смежные отрасли до 25% ВВП (США);

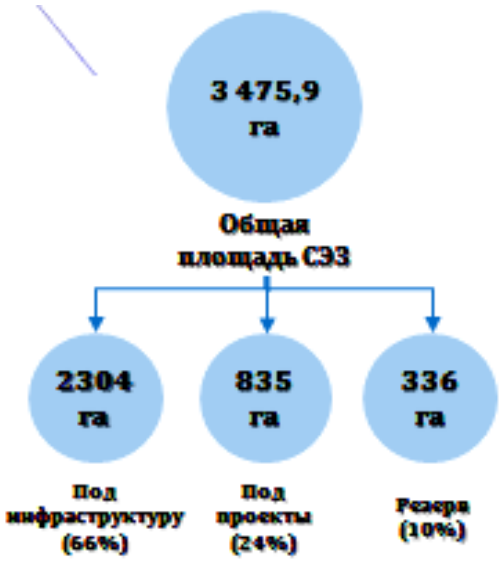
96% всех товаров в мире производится при участии Химии/Нефтехимии;

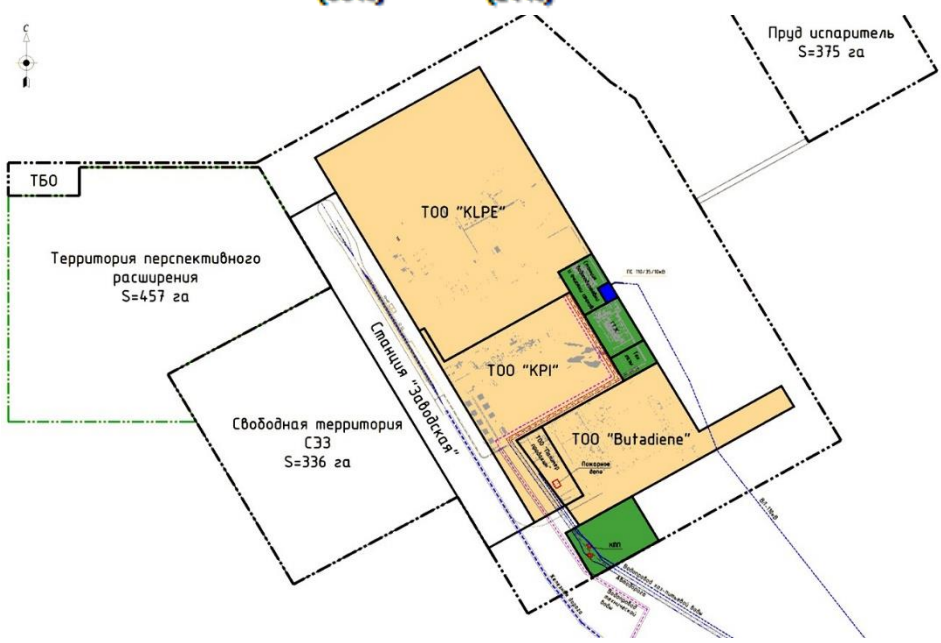
Мировое среднегодовое потребление продуктов нефтехимии на душу населения ~300 кг;

Внутренние потребности РК в продукции НГХ на 94% покрываются за счет импорта. Импорт вырос в 2,2 раза с 2009 года.



Инфраструктура СЭЗ «НИНТ»:





Готовая инфраструктура + объекты ГЧП

1. Готовая инфраструктура
- Подъездная железная дорога;
- Железнодорожная станция Заводская;
- Подъездная автомобильная дорога;
- Линия электропередачи и ПС-110 кВ;
- Путепровод.

2. Производственная инфраструктура -1 очередь
- Газотурбинная электростанция;
- Установки по водоподготовке.

3. Общезаводская инфраструктура — 1 очередь
- КПП с зоной таможенного досмотра;
- Комплекс пожарного депо;
- Инженерные коммуникации;
- Благоустройство.

4. Инфраструктура по механизму ГЧП
- Установка по техническим газам (1-очередь);
- ВЛ-220;
- Полигон ТБО;
- АЗС (3 колонки);
- Прачечная.

5. Объекты 2 очереди
- Расширение Водоподготовки;
- Расширение Техгазов;
- Благоустройство; озеленение;
- Производственные объекты;
- Внутриплощадочные ж/д пути;
- Энергоподающие объекты;
- АБК.

6. Газосепарационная установка

Над чем задуматься

Промбезопасность
- применение зарубежных технологий;
- адаптация под национальные условия разработки западных проектировщиков;
- целесообразно изменить подход и законодательство в области промбезопасности *(от предписывающей системы регулирования к риск-оринтированной)*;
- Пример Тобольск-Полимер: 41 995 м2 (РФ) vs 25 900 м2 (API).

CHEMEX MODULAR

3.3 Блочно-модульный НПЗ. Концептуальные подходы к реализации проекта

А. Белов технический представитель от американской компании «Кемекс» проектный менеджер, менеджер инжиниринга
a.issabekova@KAZENERGY.com, 7172 794988

Описана деятельность компании Chemex Modular, предлагаемый проект Блочно-модульного НПЗ, определены преимущества применения блочно-модульной технологии в нефтегазовых проектах. Приведены примеры технологического оборудования в блочно-модульном исполнении, модулей готовых к транспортировке и компоновки технологической установки в блочно-модульном исполнении. Рассмотрены основные этапы “Дорожной карты проекта” на начальных этапах его реализации, описаны мероприятия, которые должны быть реализованы в рамках пилотного проекта в целях обеспечения его воспроизводимости. Приведены примеры 3D модели технологической установки, выполненной с применением принципов зонирования территории, основной технологической зоны, выполненной с применением блочно-комплектного принципа строительства, интегрированного головного объекта выполненного с применением блочно-модульного оборудования и принципа зонирования территории и пример организации распределенной системы управления и противоаварийной защиты завода.

The activities of Chemex Modular, the proposed project of the Block-modular refinery, are described, the advantages of using block-modular technology in oil and gas projects are defined. Examples of technological equipment in block-modular design, modules ready for transportation and assembly of technological installation in block-modular design are given. The main stages of the “Roadmap of the project” at the initial stages of its implementation are considered, the activities to be implemented within the pilot project in order to ensure its reproducibility are described. Examples of a 3D model of a technological installation made using the principles of zoning of the territory, the main technological zone made using the block-complete construction principle, the integrated head object made using block-modular equipment and the principle of territory zoning and an example of the organization of a distributed control system and emergency protection are given factory.

Компания Chemex Modular в разрезе реализации проекта

- Выполнение предпроектного анализа и ТЭО для новых и реконструируемых нефтегазовых установок;
- Выполнение базового проекта и рабочего проектирования для поставки блочно-модульного нефтегазового и нефтехимического оборудования;
-Производство блочно-модульных нефтегазовых установок и вспомогательного оборудования;
- Консалтинг и сопровождение Заказчика при заказе сопутствующего оборудования и услуг лицензиаров для новых и реконструируемых нефтегазовых установок;
- Шеф-надзор и сопровождение ввода оборудования в эксплуатацию.

Компетенции партнеров Chemex Modular по адаптации проекта к условиям РК

- Агрегация и сопровождение инициализации проекта, включая подбор инженерно-производственных компаний под специфические требования проекта Заказчика;
- Инженерно-консультационное сопровождение на всех этапах, включая приведение проекта к требованиям норм Таможенного Союза и обеспечение взаимодействия инженерно-производственных компаний с проектным институтом Заказчика;
- Услуги российского партнерского проектного института;
- Организация от лица Заказчика независимого контроля выполнения работ иностранным Подрядчиком;
- Услуги по техническому переводу и его инженерной оценке;

- Организация и поддержка сертификации оборудования и сертификация и паспортизация партнерским сертификационным центром.

Преимущества применения блочно-модульной технологии в нефтегазовых проектах

- Высокое качество сборки внутримодульного оборудования и КИП, снижение затрат времени;
- Проведение большинства испытаний в заводских условиях;
- Значительное снижение нагрузки на службы МТО Заказчика;
- Улучшенные показатели по контролю бюджета и графика проекта;
- Высокая защита и удобство транспортировки;
- Сокращение сроков монтажа на строительной площадке и, как следствие, снижение общего объема СМР на месте строительства;
- Высокие показатели по плотности застройки;
- Повышенные противопожарные характеристики;
- Высокие показатели воспроизводимости.

Пример технологического оборудования в блочно-модульном исполнении

Пример модулей готовых к транспортировке

Пример компоновки технологической установки в блочно-модульном исполнении

Основные этапы “Дорожной карты проекта” на начальных этапах его реализации

Определение основных перспективных участников проекта (при необходимости, формализация взаимоотношений в рамках проекта):

- владелец проекта (включая определение проектного офиса и его состава);
- поставщики сырья и потребители продуктов;
- ген. проектировщика (при необходимости, подрядчика по комплексным инженерным изысканиям);
- поставщиков основного и вспомогательного оборудования;
- строительный подрядчик и иные участники могут быть определены позднее;

Проведение постановочного совещания со всеми участниками проекта с целью распределения зон ответственности, уточнения задач и графика реализации первичных шагов по инициализации проекта (возможно отложенное выполнение, если один из участников сможет выполнить данные задачи самостоятельно);

Определение показателей качества нефти и или иного сырья (нафта, газовый конденсат и т. д.), а также планируемых объемов подачи на НПЗ, минимум на 10 летний период, для всех источников;

Предварительное определение (согласование) перечня целевых продуктов НПЗ и уточнение требования к их качеству, предварительное определение базовой технологии;

Предварительное определение места строительства перспективного НПЗ и возможных транспортных связей, как по сырью, так и по продуктам, доступным энергоресурсам и потенциальным ограничениям примыкающих территорий. Совместное выездное рассмотрение

места строительства всеми участниками проекта с подписанием акта предварительного выбора площадки строительства;

Определение основных требований к перспективному НПЗ с формализацией их в виде ТЗ на ТЭО;

Выполнение ТЭО силами проектного института Заказчика на основании одновременно разрабатываемого силами перспективной инженерно-производственной компании пакета Feasibility Study;

Начало формирования проектного офиса Заказчика (EPC подрядчика при необходимости) с подготовкой к получению разрешений и согласований в целях перспективного строительства НПЗ, разработки документации для общественных слушаний и отводу площадки под перспективное строительство, выбор подрядчика по комплексным инженерным изысканиям.

Предполагаемая концепция технологии НПЗ и формировании очередей строительства представлена на рисунке 1.

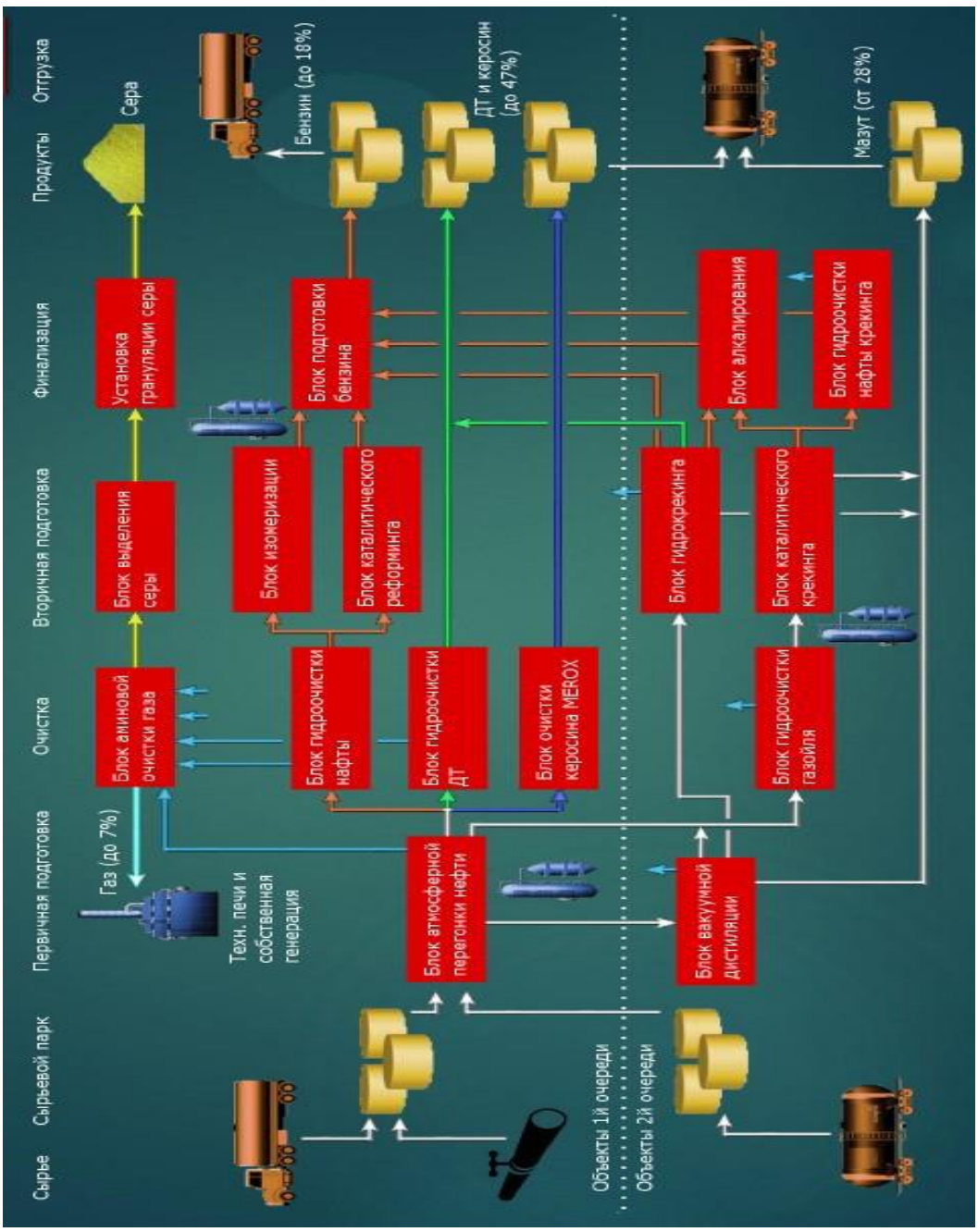
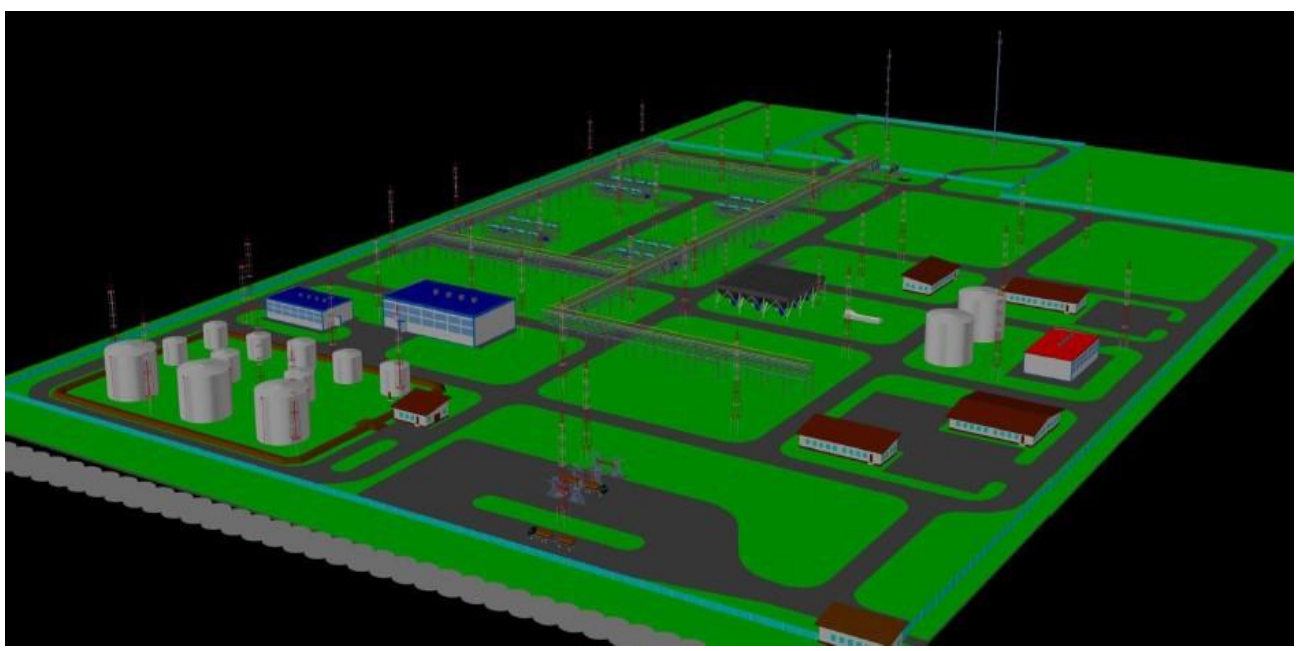


Рисунок 1 — Предполагаемая концепция технологии НПЗ и формировании очередей строительства

Мероприятия, которые должны быть реализованы в рамках пилотного проекта в целях обеспечения его воспроизводимости

Технические меры	Организационные меры
Выполнение основной технологиче-ской линии с кратной произ-водительностью, с расширенным диапазоном загрузки в пределах 65..115% .	При определении способов подачи сырья на НПЗ должны приниматься, как минимум два вида, включая автомобильный транспорт.
Максимизация размещения основного и вспомогательного оборудования в стандартизованных блок-модулях.	Количество поставщиков и качество поставляемого сырья должны дать возможность их поставки на несколько перспективных НПЗ.
Применение в качестве основного типа опор модулей свайных фундаментов единой конструкции, рассчитанной на наиболее загруженные модули.	Выбор перспективной площадки строительства без особенностей рельефа и примыкающих территорий.
Применение максимально возможной степени автоматизации технологического процесса с максимальным исключением закрытых помещений с постоянным присутствием персонала.	Применение метода зонирования территории НПЗ с разработкой стандартизованного плана размещения оборудования в пределах зоны.
Применение в проекте заранее согласованного узкого круга оговоренной номенклатуры оборудования, приборов КИП и катализаторов.	Включение в ТЗ на проектные работы требования разработки стандартизированных технических решений и применения единых спецификаций.

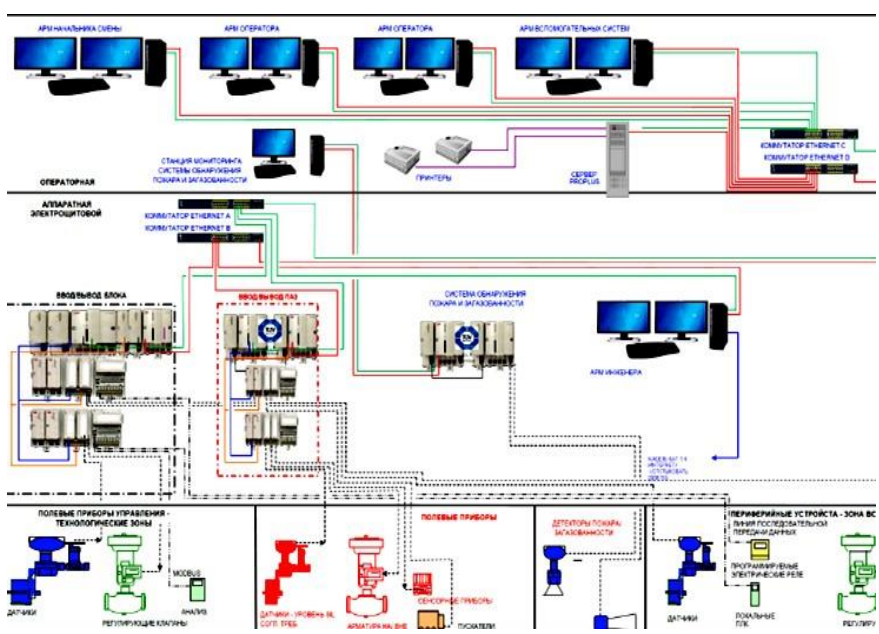
Пример 3D модели технологической установки выполненной с применением принципов зонирования территории



Пример основной технологической зоны, выполненной с применением блочно-комплектного принципа строительства

Пример интегрированного головного объекта выполненного с применением блочно-модульного оборудования и принципа зонирования территории

Пример организации распределенной системы управления и противоаварийной защиты завода



3.4 Основные направления работы компании Amlink

a.ssabekova@KAZENERGY.com, 7172 794988

Рассмотрены основные направления работы компании Amlink: поиск и подбор инженерно-производственных компаний; агрегация и сопровождение инициализации проекта; инженерно-консультационное сопровождение проекта, адаптация оборудования под нормы ТР ТС; услуги по техническому переводу и его инженерной оценке; услуги партнерского Российского проектного института; услуги по сертификации оборудования по нормам ТР. Приведены пример вариантной проработки принципиальных концепций построения технологической линии специфического проекта для определения базовой технологии; пример подготовленной для рассмотрения Заказчиком поточной технологической схемы на основе технологии конкретной инженерно-производственной компании; Пример компоновки генерального плана установки в 3D, выполненной с учетом норм ТР ТС для рассмотрения и согласования Заказчиком.

Considered the main areas of work of the company Amlink: search and selection of engineering and manufacturing companies; aggregation and maintenance of project initialization; engineering and consulting support of the project, adaptation of equipment to the standards of TS CU; technical translation and engineering assessment services; services of a partner Russian design institute; certification services for equipment according to standards of TR. An example is given of a variant study of the fundamental concepts of constructing a technological line for a specific project for determining the basic technology; an example of a flow chart based on the technology of a specific engineering and manufacturing company prepared for consideration by the Customer; An example of the layout of the master plan for installation in 3D, made in accordance with the norms of TS CU for consideration and approval by the Customer.

Основные направления работы компании Amlink:

• Поиск и подбор инженерно-производственных компаний под специфические требования проекта Заказчика;

• Поиск перспективных проектов под специфические производственные возможности инженерных компаний;

• Агрегация и сопровождение инициализации проекта;

• Инженерно-консультационное сопровождение проекта на стороне Заказчика проекта;

• Инженерно-консультационное сопровождение проекта на стороне инженерно-производственных компаний (Подрядчиков);

• Организация от лица Заказчика независимого контроля выполнения работ иностранным Подрядчиком;

• Сопровождение адаптации оборудования под нормы Технического регламента Таможенного союза (ТР ТС);

• Услуги по техническому переводу и его инженерной оценке;

• Услуги партнерского российского проектного института (РПИ);

• Услуги по сертификации оборудования по нормам ТР ТС.

1. Поиск и подбор инженерно-производственных компаний

Компания Amlink обладает сетью агентов на территории бывшего СНГ, имеющих опыт работы на различных должностях в крупнейших нефтегазовых компаниях России и стран СНГ. Это позволяет им отслеживать перспективные и существующие проекты в разрезе потребности Заказчика в комплексном блочно-комплектном нефтегазовом оборудовании, проектирование и поставку которого наиболее целесообразно выполнить силами специализированной западной инженерно-производственной компании.

Сотрудники и партнеры компании Amlink имеют многолетний опыт в реализации крупных международных нефтегазовых проектов на территории США, Канады, России, Украины, Казахстана, что позволяет компании объективно оценивать инженерно-производственный потенциал компаний из США и Канады на предмет опыта проектирования специфических технологических линий, а также их наработок в области перспективных нефтегазовых технологий.

2. Агрегация и сопровождение

Amlink осуществляет первичные действия по организации взаимодействия с Заказчиком инженерных, производственных и сертификационных компаний и способствует инициализации Проекта.

• После выявления одним из наших агентов потенциального проекта, специалисты компании Amlink выполняют первичный анализ технической сложности проекта и наличия на рынке США и Канады опробованных или готовых к адаптации технических решений, которые можно применить в рамках перспективного проекта;

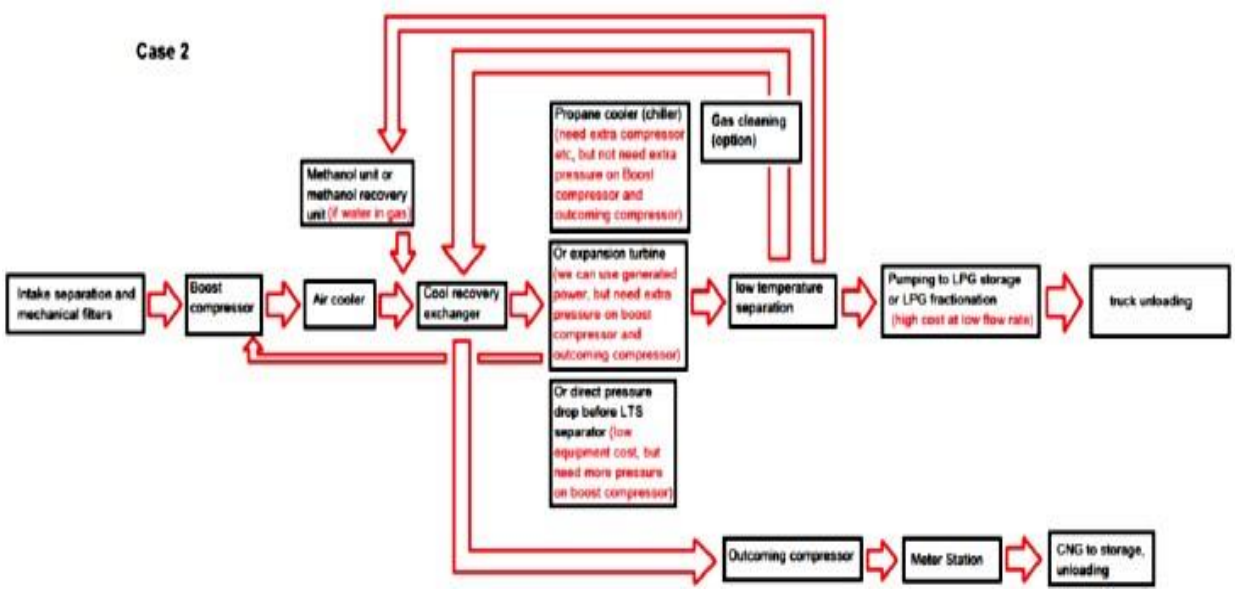
• Специалисты Amlink проводят установочное совещание с представителями Заказчика на предмет его готовности использовать в проекте западное оборудование, а также для уточнения специфических требований к проекту, особенностей его финансирования и транспортно-временных ограничений;

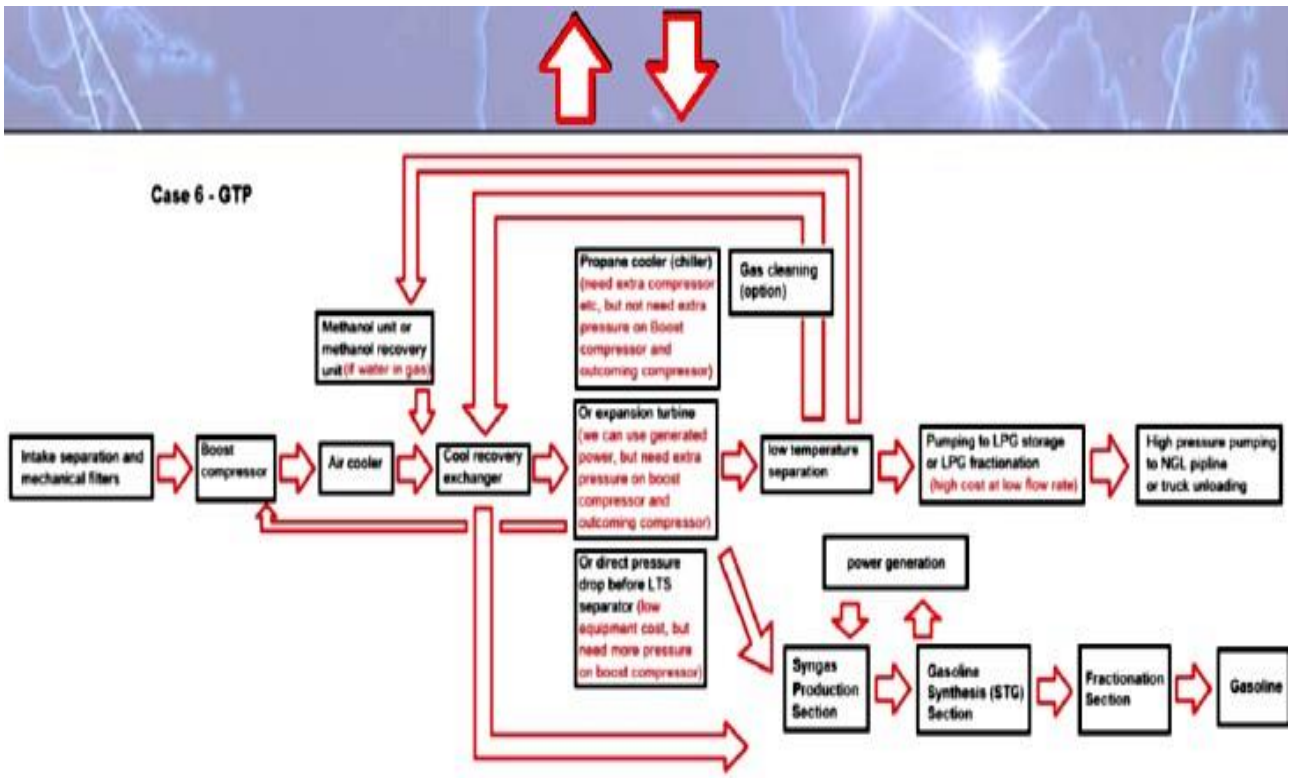
• Независимо от наличия перспективных проектов компания Amlink постоянно производит мониторинг присутствия на рынке Подрядчиков обладающих опытом реализации наиболее востребованных нефтегазовых технологий, как классических, так и перспективных, например GTL. Это позволяет ей сразу же обратиться к целевой компании(ям) для установления ее готовности участвовать в перспективном проекте;

• На основе полученных от Заказчика данных специалисты компании Amlink — совместно со специалистами Подрядчика — выбирают приемлемые варианты реализации проекта, применимые технологии, предварительно оценивают график реализации проекта, включая помощь в проведении оценки стоимости адаптации проекта под требования Заказчика и страны поставки, услуг по сертификации и сопровождению проекта РПИ;

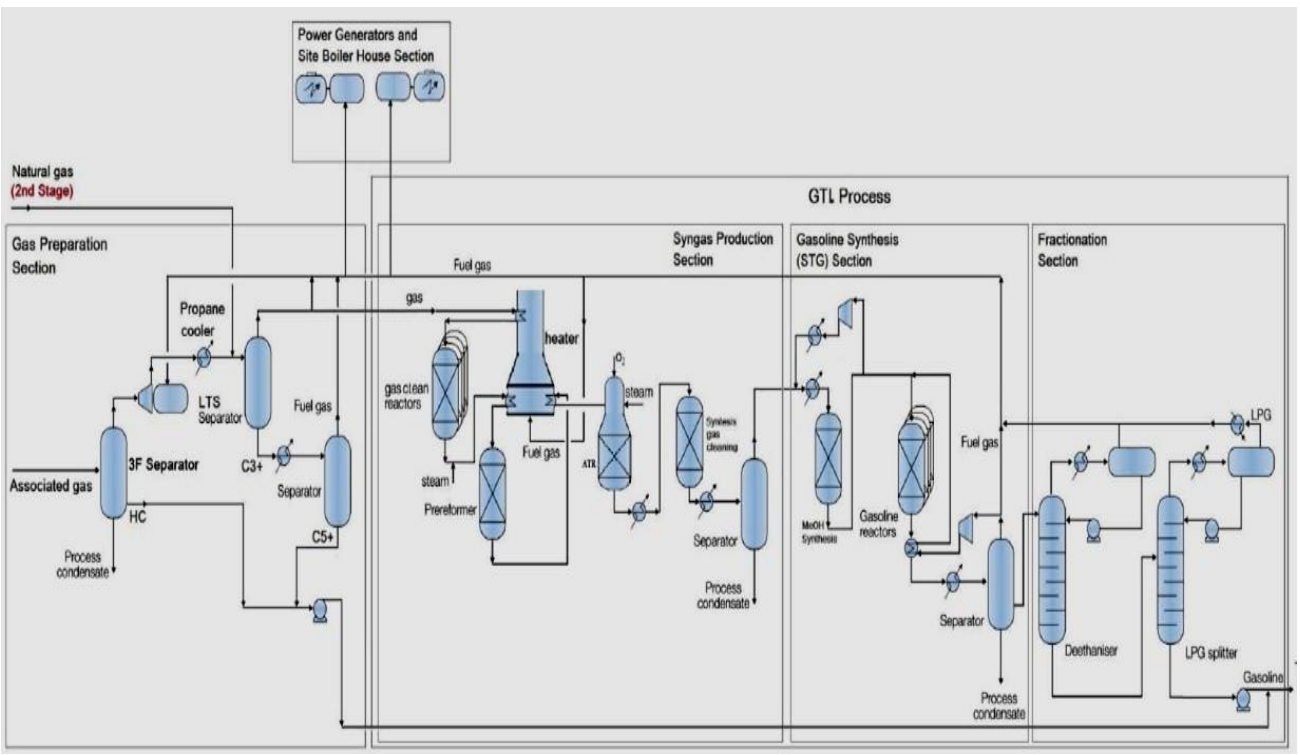
• Amlink представляет Заказчику выбранного Подрядчика и направляет Заказчику разработанные материалы. В дальнейшем Amlink сопровождает проведение переговоров, предоставляя обеим сторонам инженерно-консультационные услуги как на этапе переговоров, так и на этапах подготовки предпроектных исследований, таких как Feed/Study, с учетом особенностей проекта.

Пример вариантной проработки принципиальных концепций построения технологической линии специфического проекта для определения базовой технологии





Пример подготовленной для рассмотрения Заказчиком поточной технологической схемы на основе технологии конкретной инженерно-производственной компании



3. Инженерно-консультационное сопровождение проекта. Адаптация оборудования под нормы ТР ТС.

Компания Amlink имеет опыт в проектировании установок подготовки нефти и газа с учетом регламентирующих норм стран СНГ, и более поздних регламентов ТР ТС, определяющих весь спектр требований к технологической, противопожарной, компоновочной, компонентной, строительной и другим аспектам проектирования современной комплексной установки подготовки нефти и газа.

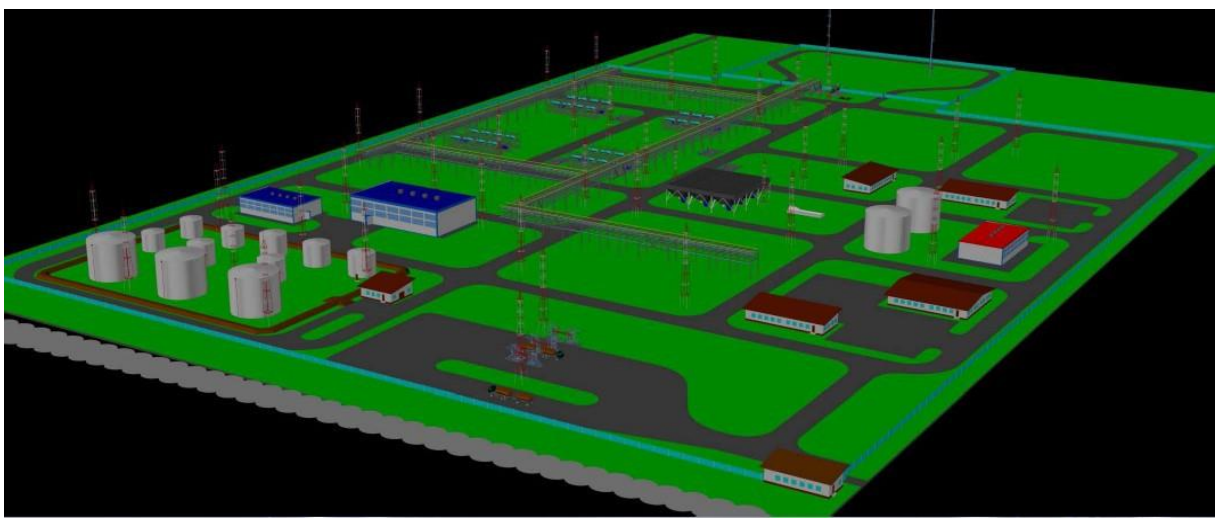
Компания сопровождает проектирование установки, обеспечивая контроль принятия решений по всем смежным дисциплинам, обеспечивающий соответствие нормам ТР ТС, определяет объем инженерно-конструкторской и производственной документации необходимой для выполнения паспортов и сертификатов соответствия ТР ТС.

При необходимости Amlink сопровождает проектные офисы Заказчика и выбранной для проектирования и поставки оборудования инженерно-производственной компании, обеспечивая информированное взаимодействие между сторонами с учетом особенностей процедур выполнения проекта Заказчика и Подрядчика. Предварительная обработка запросов и разъяснительное консультирование обеих сторон позволяют снизить объем непродуктивного обмена информацией.

Amlink проконсультирует Вас по контролю документооборота с учетом особенностей страны поставки оборудования.

Amlink имеет партнеров в лице инженерных компаний в США, а также российских проектного института и сертификационной компании. Это позволяет нам максимально расширить объем консультационных и иных услуг на различных этапах проекта, обеспечивая удовлетворение широкого круга типовых требований Заказчика, а также защиту интересов Подрядчика.

Пример компоновки генерального плана установки в 3D, выполненной с учетом норм ТР ТС для рассмотрения и согласования Заказчиком



4. Услуги по техническому переводу и его инженерной оценке

• В современном мире по-прежнему широко распространен миф о том, что «перевод технических терминов не представляет собой особой сложности».

• "The Wall Street Journal" выполнил тестовый прогон двух бесплатных онлайн-сервисов для автоматического перевода и сделал следующее заключение: "Эти услуги приемлемы для путешественников или для тех, кто хочет перевести письмо от дальнего родственника. Я определенно не стал бы использовать их для бизнеса или всего, что хотя бы отдаленно требует точности". (A Closer Look)

• В 2009 году надпись на кнопке "RESET" ("ПЕРЕЗАГРУЗКА"), которую госсекретарь США Хиллари Клинтон презентовала своему Российскому коллеге, была ошибочно переведена на его родной язык как “ПЕРЕГРУЖЕНО” (“OVERCHARGED”).

• Отсюда следует вывод № 1. Если Вы не можете позволить себе выполнение профессионального перевода то Вы, по всей вероятности, пока еще не готовы к работе на международном рынке.

• Помните: Ваш Заказчик будет судить о Вашем продукте только по переведенным документам.

• Amlink располагает собственным персоналом квалифицированных переводчиков, а также сетью подрядчиков.

• Мы проследим за тем, чтобы качество Вашей документации и общения с Заказчиком отвечали самым высоким стандартам. Мы также сократим Ваши расходы за счет отсеивания лишней информации;

5. Услуги партнерского Российского проектного института.

Защита проектных решений на Главгосэкспертизе

Данный вид работ жестко регламентирован и к их выполнению допущены только проектные институты — резиденты Таможенного союза. Практика показывает, что заказчики предпочитают иметь дело с поставщиками, которые могут предложить услуги по выполнению проекта в рамках подготовки документации стадии Проект для ГГЭ.

Компанией Amlink заключено соглашение о сотрудничестве с российским проектным институтом, который уже более 12 лет занимается участием в выполнении и защите комплексных международных нефтегазовых проектов в России и странах СНГ.

Привлечение проектного института также позволяет выполнять как проверку готовой инженерно-производственной документации на соответствие нормам ТР ТС, так и использовать высококвалифицированный инженерный персонал института для проектирования отдельных составляющих проектируемой установки, в том числе — с применением современного САПР, например Bentley или CadWorks.

6. Услуги по сертификации оборудования по нормам ТР ТС

При поставке оборудования на территорию Таможенного союза наиболее остро встает вопрос о сертификации оборудования. В подавляющем большинстве случаев Заказчик включает в договор жесткое требование о наличии паспортов и сертификатов соответствия ТР ТС на все оборудование, входящее в поставку на момент отгрузки. Это требование применяется также при поставке на условиях EXW.

Учитывая данную особенность, компания Amlink, при необходимости, отслеживает и корректирует на протяжении всего проекта принимаемые технические решения, всю номенклатуру оборудования и материалов, графики испытания оборудования, а также требования к документации поставщиков (Vendor Data Book) с целью обеспечения максимальной готовности оборудования и документации к процедуре сертификации.

На соответствующих этапах выполнения проекта — с привлечением партнерской сертификационной компании — выполняется подготовка паспортов оборудования и всего спектра сертификатов соответствия ТР ТС, включая сертификацию сосудов под давлением и взрывозащищенного оборудования.

3.5 Модернизация Атырауского НПЗ

Е.Б. Сулейменов заместитель главного инженера АНПЗ по технологии
a.ssabekova@KAZENERGY.com, 7172 794988

Описан проект «Реконструкция Атырауского НПЗ» разработан компанией «Marubeni Корпорэйшн» (Япония) и фирмой «JGC Корпорэйшн» (Япония) с привлечением казахстанских проектных институтов. Приведены характеристики установок и объектов, которые введены в эксплуатация в результате первого этапа: комбинированная установка гидроочистки бензина и дизельного топлива; установка производства серы; блок аминовой очистки на установке замедленного коксования (УЗК); оборотная система водоснабжения для ЭЛОУ АТ-2 и установки гидроочистки бензина и дизельного топлива; биологические очистные сооружения; основные факельные установки и новая факельная установка для кислых газов, а также достигнутые результаты первого этапа реконструкции. Приведена поточная схема АНПЗ после I этапа реконструкции. В результате II этапа реконструкции вводятся в эксплуатацию: комплекс по производству ароматических углеводородов, приведены данные по производству основных видов нефтепродуктов до и после строительства КПА. Приведена поточная схема АНПЗ после II этапа реконструкции. В результате III этапа реконструкции в эксплуатацию вводится комплекс глубокой переработки нефти, приведены данные по производству товарной продукции после завершения проекта КГПН. Приведена информация об организации нового производства на территории Атырауского НПЗ, приведена поточная схема Атырауского НПЗ после III этапа реконструкции.

The project “Reconstruction of the Atyrau Refinery” is described by Marubeni Corporation (Japan) and JGC Corporation (Japan) with the involvement of Kazakhstani design institutes. The characteristics of plants and facilities that were put into operation as a result of the first stage are given: a combined hydrotreatment unit for gasoline and diesel fuel; sulfur production unit; amine block at the delayed coking unit (UT); circulating water supply system for ELOU AT-2 and gasoline and diesel fuel hydrotreatment unit; biological treatment facilities; the main flare units and the new flare unit for acid gases, as well as the achieved results of the first stage of reconstruction. The flow diagram of the Atyrau Refinery after the I stage of reconstruction. As a result of the second stage of reconstruction, they are put into operation: a complex for the production of aromatic hydrocarbons, and data on the production of main types of petroleum products are given before and after the construction of the CPA. The flow diagram of the Atyrau Refinery after the II stage of reconstruction. As a result of the III stage of reconstruction, a complex of deep oil refining is being commissioned, and data on the production of marketable products after the completion of the CUGV project is presented. Information on the organization of a new production on the territory of the Atyrau refinery is given, a flow diagram of the Atyrau refinery after phase III is given.

Введение

Атырауский нефтеперерабатывающий завод введен в эксплуатацию в сентябре 1945 года;

Единственное нефтеперерабатывающее производство в западном регионе РК;

Основным видом деятельности является переработка нефти по топливному варианту с возможностью выпуска сырья для нефтехимии;

Проектная мощность по первому («японскому») этапу реконструкции составляет 4,300 млн тонн/год, на сегодняшний день мощность увеличена до 5,0 млн тонн/год;

Средняя глубина переработки нефти, при сбалансированной загруженности производственных мощностей, составляет:

- при переработке только мангышлакской нефти до 65%.

I этап реконструкции. Улучшение качественных и экологических показаний продукции

Проект «Реконструкция Атырауского НПЗ» разработан компанией «Marubeni Корпорэйшн» (Япония) и фирмой «JGC Корпорэйшн» (Япония) с привлечением казахстанских проектных институтов ЗАО «КазНИПИЭнергопром» (г. Алматы), ОАО НИПИ «КазМунайГаз», НИПИ «Caspian Engineering & Research» Казахстанский институт нефти и газа (г. Актау), Шымкентский центр ДГП «РНИЦБХП» (г. Шымкент), институт Энергия (г. Алматы).

Атырауский филиал Корпорации «JGC» являлся генеральным подрядчиком Проекта реконструкции Атырауского НПЗ, осуществляемым по заказу АО «НК «КазМунайГаз» и ТОО «АНПЗ» под государственную гарантию Правительства Республики Казахстан.

17 марта 2003 года вступил в силу контракт на реконструкцию Атырауского нефтеперерабатывающего завода на условиях «под ключ». Подрядчиком была выбрана японская Корпорация JGC. Согласно Контракту «под ключ» в объемы работ JGC входило полное строительство (проектирование, поставка оборудования, строительство и пуск).

В результате первого этапа введены в эксплуатацию:

Комбинированная установка гидроочистки бензина и дизельного топлива

Бензиновая секция:

Назначение: увеличение и качественное улучшение бензиновой продукции.

Блок изомеризации:

Назначение: повышения октанового числа методом ее изомеризации на специальном катализаторе в присутствии водорода.

Производительность:

- Блок гидроочистки бензина — 470 000 тонн/год;
- Блок фракционирования – 880 000 тонн/год;
- Блок изомеризации – 170 000 тонн/год.

Лицензиар: UOP Limited**.**

Дизельная секция:

Назначение: производство чистого дизельного топлива с низким содержанием серы.

Производительность:

- Блок гидроочистки дизеля – 1 300 000 тонн/год;
- Блок депарафинизации – 1 166 000 тонн/год;
- Блок аминовой очистки газов – 38 000 тонн/год.

Лицензиар: UOP Limited.

Установка очистки и производства водорода

Назначение: для восполнения количества водородного газа в зимний период. Установка служит для процесса паропреобразования, во время которого производится чистый водородный газ из сжиженного нефтяного газа и воды.

Производительность:
- Блок очистки водорода — 8 000 тонн/год;
- Блок производства водорода с секцией очистки – 4 000 тонн/год.

Лицензиар: AXSIA HOWMAR LTD.

Установка производства серы.

Назначение: Удаление загрязняющих соединений (сероводород и аммоний) из нескольких потоков завода для улучшения качества выпускаемой продукции и уменьшения вредных выбросов в атмосферу. Позволит получать серу из отходящих газов с технологических установок и кислых стоков установки ЭЛОУ АТ-2.

Производительность:
- Секция регенерации амина — 11 560 тонн/год;
- Секция отпарки кислых стоков – 120 000 тонн/год;
- Секция производства серы – 10 000 тонн/год;
- Секция кристаллизации серы – 10 000 тонн/год.

Лицензиар: Technip KTI и CBA (BP-Amoco)

Блок аминовой очистки на установке замедленного коксования (УЗК)

Назначение: Извлечение сероводорода из отходящего газа УЗК аминовым раствором. Кислый отходящий газ очищается в аминовом абсорбере отходящего газа и возвращается на УЗК.

Производительность: Выход очищенного газа – 55 440 тонн/год**.**

Оборотная система водоснабжения для ЭЛОУ АТ-2 и установки гидроочистки бензина и дизельного топлива

Назначение: для сокращения потребления воды из реки Урал. С вводом новой градирни требуется всего 90 т/час подпиточной неочищенной воды для новых установок и ЭЛОУ АТ-2.

Производительность:
Выход очищенной воды – 2 700 тонн/час**.**

Биологические очистные сооружения

На Атырауском нефтеперерабатывающем заводе образуются различные потоки сточных вод. В новой системе очистки сточных вод обрабатываются два основных потока: поток, поступающий с сепараторов нефти, и поток бытовых канализационных стоков.

Производительность новой установки биологической очистки сточных вод составляет 645 $м^3$/час.

Основные факельные установки и новая факельная установка для кислых газов

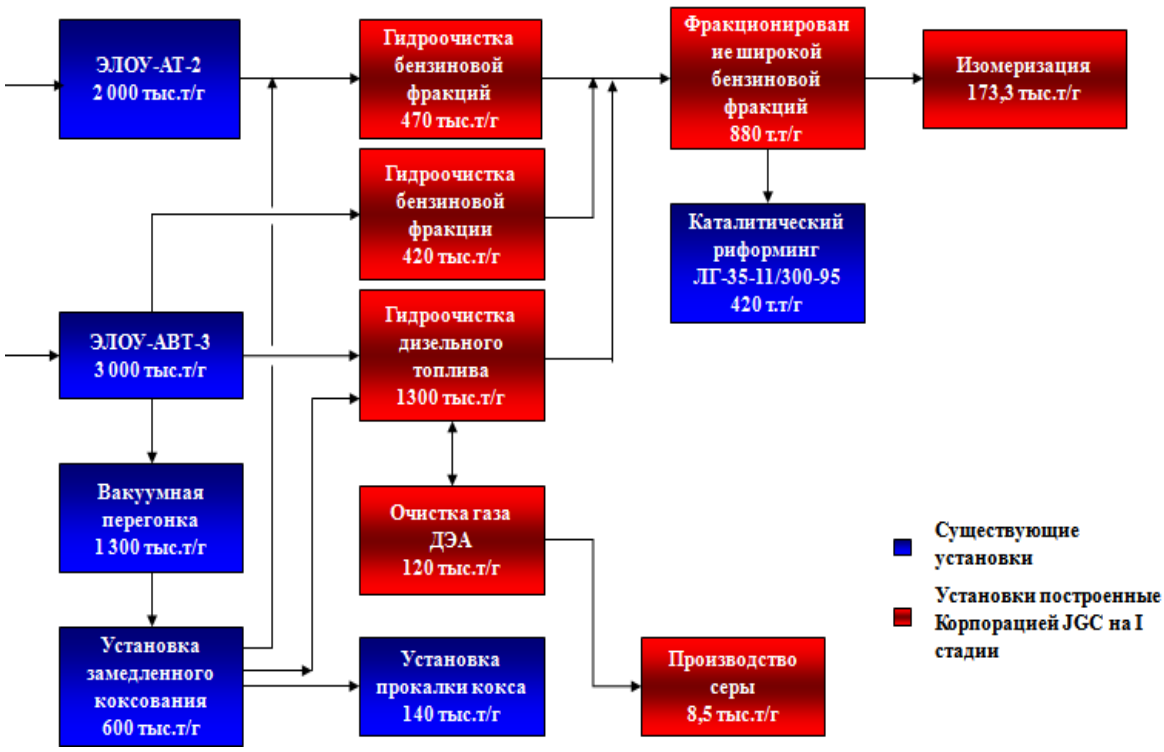
Назначение: Общая факельная система обеспечивает безопасное удаление углеводородных паров от действующих и новых технологических установок во время нарушения технологического режима, аварийных ситуациях и на период пуска и остановки.

Производительность:
- Факельной системы – 269 278 кг/час;
- Факельной установки кислых газов – 4 386 кг/час.

В результате первого этапа реконструкции достигнуто:

- Модернизация производственных мощностей, обеспечен должный уровень экологической безопасности;
- Автомобильные бензины экологического класса К–2;
- Производство высокооктановых бензинов АИ-95, АИ-98;
- Дизельные топлива экологического класса К-3,4;
- Зимние марки экологически чистых дизельных топлив с температурой застывания минус 35°С без применения депрессорных присадок;
- Возможность производства гидроочищенного реактивного топлива РТ.

Поточная схема АНПЗ после I этапа реконструкции



II этап реконструкции. Комплекса по производству ароматических углеводородов

Цели:

- Создание в Казахстане первого нефтехимического производства по выпуску продукции с высокой добавленной стоимостью – бензола и параксилола;
- Соответствие качества автомобильного бензина требованиям экологических классов за счет снижения содержания сернистых соединений, ароматических углеводородов и бензола;
- Уменьшение вредного воздействия на окружающую среду за счет сокращения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, применения современных технологий и технологического оборудования.
- Ожидаемый эффект:
- Увеличение сбалансированной мощности завода до 5,5 млн тонн в год;
- Увеличение объема производства высокооктанового бензина с 47% до 100% (на 222 тыс. тонн/год) без производства продуктов нефтехимии;
- Производство сырья для нефтехимии:

– бензола — 133 тыс. тн в год;

– параксилола — 496 тыс. тн в год

Достигнуто

• Увеличение высокооктановых компонентов автомобильного бензина до 100%;

• После ввода в эксплуатацию CCR увеличение выработки ВСГ полностью обеспечено покрытие водородного баланса завода.

Производство основных видов нефтепродуктов до и после строительства КПА
Топливный вариант

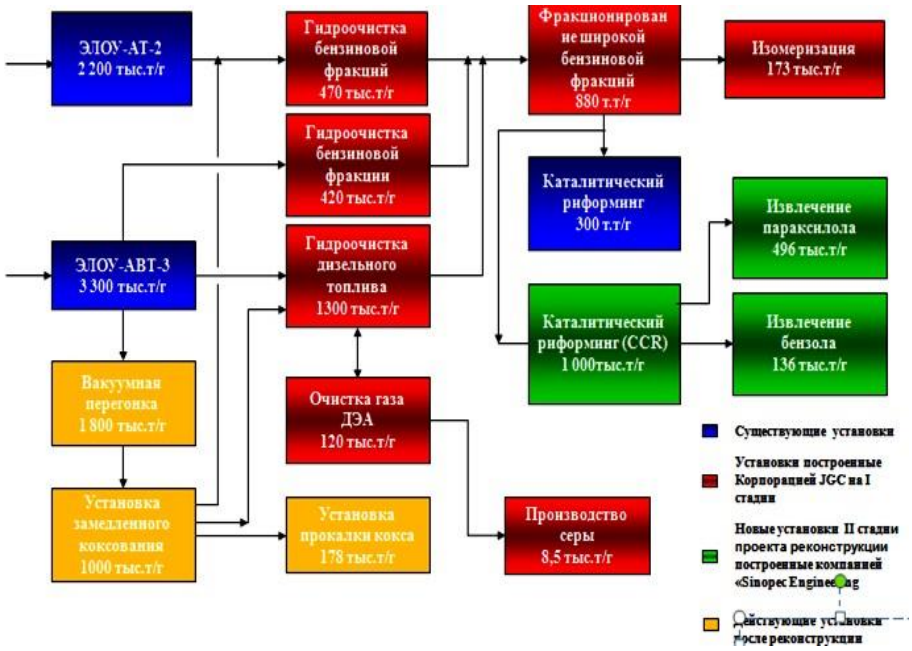
№	Наименование	Выход	
		тыс. т/год	% масс.
1	Сырье: гидрогенизат	1 000,0	100,0
Выход основной продукции:			
2	Бензол	36,4	3,6
3	Автобензин АИ-95	396,0	39,6
4	Автобензин АИ-92	366,0	36,6

Нефтехимический вариант

№	Наименование	Выход	
		тыс. т/год	% масс.
1	Сырье: гидрогенизат	1 000,0	100,0
Выход основной продукции:			
2	Бензол	133,0	13,3
3	Параксилол	496,0	49,6

Наименование	До строительства КПА	По итогам 2017 года	Отклонения (+/-)
Переработка нефти, всего	4 300,0	4 724,0	+424,0
Автобензины	540,0	644,0	+104,0
Авиатопливо	22,0	20,566	-1,434
Дизельное топливо	1 287,9	1 356,3	+68,4
Бензол	0,0	8,061	+8,061,0
Параксилол	0,0	0,0	+0,0
Мазут	1716,0	1 495,0	-221,0

Поточная схема АНПЗ после II этапа реконструкции



III этап реконструкции. Комплекс глубокой переработки нефти

Цели:

1. Увеличение глубины переработки нефти *до 85%;*
2. Уменьшения вредного воздействия на окружающую среду при использования автомобильных бензинов с низким содержанием серы и ароматических углеводородов;
3. Внедрение передовых технологий;
4. Увеличение ассортимента выпускаемой продукции;
5. Улучшение качества моторных *топлив до экологического класса К-5;*
6. Устранение дефицита высокооктанового бензина и авиатоплива на внутреннем рынке Казахстана
7. Увеличение сбалансированной мощности завода по переработке сырой нефти *до 5,500 млн тонн/год;*
8. Реализация проектов КПА и КГПН дает возможность АНПЗ *основного прироста количественных и качественных характеристик моторных топлив* для Республики Казахстан;
9. Организация дополнительных рабочих мест.

№ пп	Наименование установок	Лицензиар	Мощность, тыс. т/год
1	Секция каталитического крекинга R2R в составе: Блок реакции и регенерации Блок очистки дымовых газов Блок фракционирования Блок стабилизации газов и газофракционирования	Axens (Франция)	2431, 0
2	Гидроочистка нафты «Naphtha HT»		1499,0
3	Гидроочистка и депарафинизация газойля «Prime D»		913,0
4	Обессеривание СУГ «Sulfrex»		444,0

5	Олигомеризация бутенов «OLI» в составе: Блок предварительного дегидрирования Блок олигомеризации бутенов Блок гидрирования полибензина		444,0
6	Селективное гидрирование нафты «Prime G+»		1267,0
7	Этерификация легкой нафты «TAME»		373,0
8	Гидрирование бензола «Benfree»		350,0
9	Комбинированная установка производства серы (КУПС)		2х29 тн/сутки
10	Газофракционирование насыщенных газов «SGP»	ОАО «ОНХП» (Россия)	237,0
11	Секция изомеризации легких бензиновых фракций «Parlsom»	UOP Limited (Англия)	260,0
12	Секция производства и очистки водорода	Foster Wheeler (Италия)	17,0
13	Объекты общезаводского хозяйства (32 объекта)		

Производство товарной продукции после завершения проекта КГПН

Наименование	тыс. т/год	% (масс.), от сырья
Взято сырья:	5 546,00	100,0
Нефть	5546,00	100,0
Получено продукции:	4 847,31	87, 4
Автобензины	1 441,21	26,0
Бензин Супер-98	5,05	0,1
Бензин АИ-95	731,99	13,2
Бензин АИ-92	704,18	12,7
Дизельное топливо	1 708,11	30,8
ДЗЭЧ (зимнее дизельное топливо)	672,05	12,1
ДЛЭЧ (летнее дизельное топливо)	1 036,06	18,7
Реактивное топливо	251,72	4,5
Мазут товарный	515,12	9,3
Кокс нефтяной	130,25	2,3
кокс прокаленный	89,25	1,6
кокс суммарный	41,00	0,7
Сжиженный углеводородный газ	149,78	2,7

Сера техническая	22,14	0,4
Бензол	133,00	2,4
Параксилол	496,00	9,0
Общий сжег и потери	698,69	12,6
Доля светлых нефтепродуктов	-	75,4
Глубина переработки	-	78,1

Информация об организации нового производства на территории Атырауского НПЗ.

***Основные показатели проекта КГПН*:**

1. Увеличение глубины переработки – до 85% за счет снижения выработки мазута, как низкоценного продукта с 37% до 6,71% и увеличения выхода светлых нефтепродуктов на 31 %, а также исключения выработки низкосортного бензина марки АИ-80 ;
2. Основная продукция ТОО АНПЗ после реализации проекта КГПН:

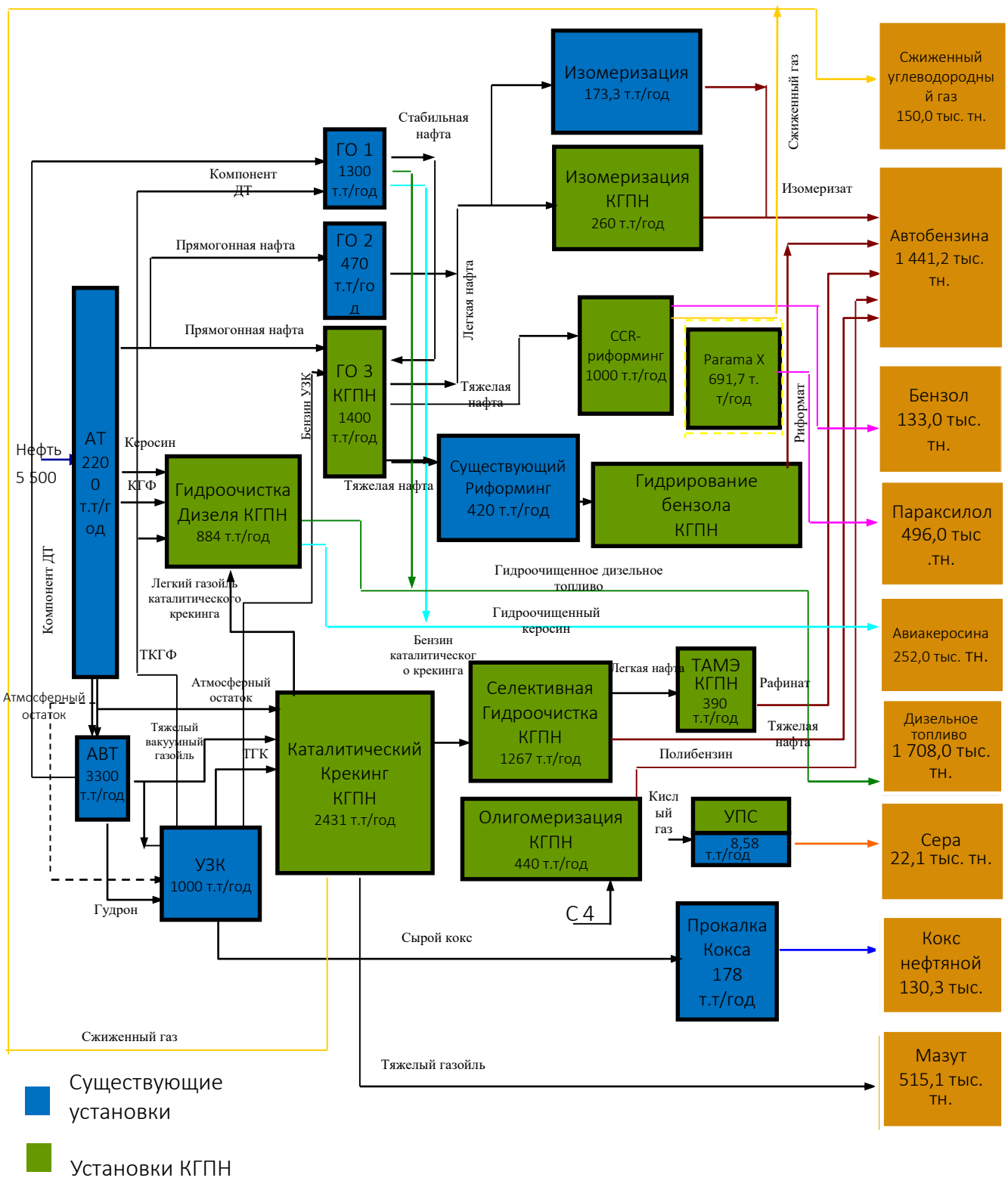
бензин АИ-92	сжиженный углеводородный газ
бензин АИ-95	сера техническая
бензин АИ-98	кокс нефтяной
авиационное топливо	мазут товарный
дизельное топливо	параксилол
бензол	

***Текущее состояни*е**

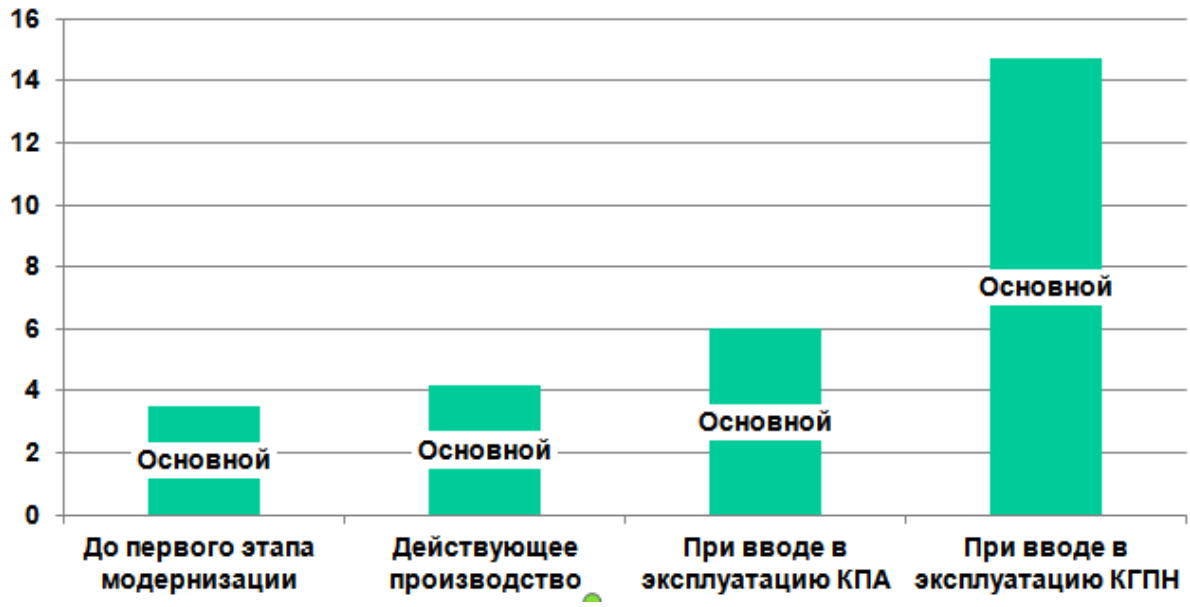
Поэтапный ввод в эксплуатацию технологических установок КГПН: с марта 2018 года ввод в эксплуатацию Установки Каталитического крекинга (R2R), Sulfrex (Обессеривание СУГ), УПОВ, КУПС:

- увеличение компонентов автобензина с 1900 тонн в сутки до 4500 тонн в сутки;
- увеличение выработки сжиженного газа с 50 тонн в сутки до 600 тонн в сутки.

Поточная схема Атырауского НПЗ после III этапа реконструкции



Индекс Нельсона Атырауского НПЗ



Примечание: Индекс сложности Нельсона указывает на интенсивность инвестиций или индекс стоимости завода, его потенциал добавленной стоимости. Таким образом, чем выше индекс Нельсона, тем выше стоимость НПЗ и выше качество и уровень его продукции.

3.6 Проект «Модернизация ПНПЗ»

А.Т. Абильдинов Ведущий инженер технического отдела
a.issabekova@KAZENERGY.com, 7172
794988

Описан проект «Модернизации Павлодарского нефтехимического завода (ПНХЗ)», приведена история и рассмотрен состав завода. Приведены предпосылки к реализации Проекта, участники проекта. Рассмотрены современные и передовые технологии нефтепереработки, используемые в ходе реализации Проекта: установка изомеризации и сплиттер нафты (UOP, Англия); установка каталитического крекинга (реконструкция) (UOP , Англия); установки гидроочистки бензина, дизельного топлива и керосина (Haldor Topsoe, Дания); установка производства серы (Siirtec Nigi, Италия); системы управления (Yokogawa, Япония); объекты общезаводского хозяйства. В рамках проекта описаны Комплекс первичной переработки нефти (КППН); Реконструкция установки гидроочистки дизельного топлива; Комплекс глубокой переработки нефти (КГПН). Приведена принципиальная технологическая схема, приведены сроки реализации проекта, приведено Сравнение производства товарной продукции за 2017 год с планом за 2018 год, приведены производственные показатели.

The project “Modernization of the Pavlodar Petrochemical Plant (PNHZ)” is described, the history is given and the composition of the plant is considered. The prerequisites for the implementation of the project, project participants. Modern and advanced oil refining technologies used during the Project implementation are considered: isomerization unit and naphtha splitter (UOP, England); catalytic cracking unit (reconstruction) (UOP, England); gasoline, diesel and kerosene hydrotreating units (Haldor Topsoe, Denmark); sulfur production unit (Siirtec Nigi, Italy); control systems (Yokogawa, Japan); general production facilities. The project describes the Primary Oil Refining Complex (KPPN); Reconstruction of diesel hydrotreating unit; Complex deep oil refining (CGPN). A basic flow chart is given, the project implementation dates are given, a comparison of the production of marketable products for 2017 with the plan for 2018 is given, and production figures are given.

История и состав завода

1971 год – начало строительства;
1978 год – ввод в эксплуатацию;
С августа 2009 года – ТОО «ПНХЗ» входит в группу компаний АО «НК «КазМунайГаз».

Генеральный проектировщик:
1971 – 1986 г. – «Гипрогрознефть» (г. Грозный);
с 1986 г. – ПАО «Омскнефтехимпроект — ОНХП» (г.Омск).
Проектная мощность – 6 млн тонн в год;
Глубина переработки – 77%
Состав завода:
- ***Комплекс ЛК – 6У*** (1978 г.), состоит из следующих технологических установок:
−С-100 — ЭЛОУ-АТ;
−С-200 — каталитический риформинг;
−С-300 — гидроочистка и депарафинизация дизельного топлива;
−С-400 — газофракционирование.
- ***Комплекс КТ*** – 1 (1983 г.), состоит из следующих технологических установок:
−С-001 — Вакуумная перегонка мазута;
−С-100 — Гидроочистка вакуумного газойля;
−С-200 — Каталитический крекинг;
−С-300 — Абсорбция и газофракционирование;
−С-400 — Утилизация тепла дымовых газов.

- ***Установка производства битумов (1979 г.);***
- ***Установка производства серы (1979 г.);***
- ***Установка замедленного коксования (1987 г.);***
- ***Установка производства водорода (2008 г.).***

Предпосылки к реализации Проекта

Проект разрабатывается в соответствии со стратегическими направлениями и целями, определенными в государственных и отраслевых программах:

1. Государственная программа по форсированному индустриально-инновационному развитию РК на 2010-2014 годы *(утвержденная указом Президента РК от 19 марта 2010 года)* и Государственная Программа по индустриально-инновационному развитию Республики Казахстан на 2015-2019 годы
2. Программа по развитию нефтегазового сектора в РК на 2010-2014 годы, *(утвержденная Постановлением Правительства РК от 18 октября 2010 года №1072)*
3. Стратегический план Министерства нефти и газа РК на 2011-2015 годы *(утвержденный Постановлением Правительства РК от 14 февраля 2011 года №134)*
4. Комплексный план по развитию нефтегазового сектора на 2014 - 2018 годы (*утвержденный Постановлением Правительства РК от 28 мая 2014 года*)
5. Республиканскую карту индустриализации на 2015-2019 годы (*утвержденный Постановлением Правительства Республики Казахстан от 31 декабря 2014 года*)

1 сентября 2009 года Постановлением Правительства Республики Казахстан проект «Модернизация Павлодарского нефтехимического завода» включен в перечень инвестиционных стратегических проектов страны.

Проект «Модернизация Павлодарского НХЗ»

Заказчик: ТОО «Павлодарский нефтехимический завод»;

Место реализации: Республика Казахстан, г. Павлодар, территория Павлодарского нефтехимического завода.

Цели проекта:

- Производство моторных топлив экологического класса К4, К5 в соответствии с требованиями Технического регламента Таможенного союза.

Срок реализации: 2017 г.

В реализации Проекта принимают участие:	
UOP (Англия)	
Siirtec Nigi (Италия)	
Haldor Topsoe (Дания)	
Rominserv S.R.L. (Румыния)	
China Nonferrous Metal Industry’s Foreign Engineering and Construction Company Limited (Китай)	

Инновационные технологии

В ходе реализации Проекта использованы современные и передовые технологии нефтепереработки от ведущих мировых компаний-лицензиаров технологических процессов:

Установка изомеризации и сплиттер нафты – компания UOP (Англия);

Установка каталитического крекинга (реконструкция) – UOP (Англия);

Компания UOP внедрила свои процессы в 110 странах.

Установки гидроочистки бензина, дизельного топлива и керосина – Haldor Topsoe (Дания).

Компания Haldor Topsoe занимает лидирующую позицию в мире по процессам гидроочистки дистиллятного сырья.

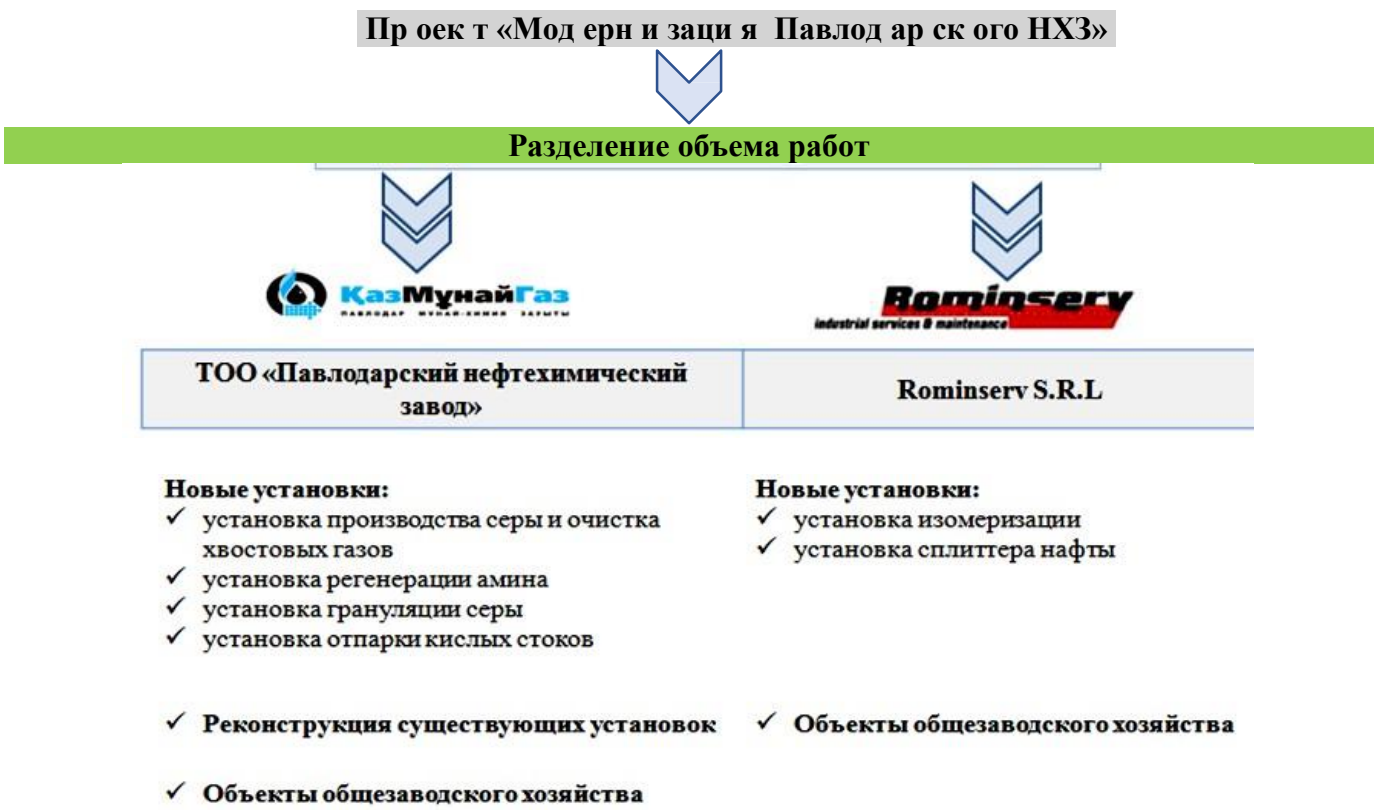
***Установка производства серы – Siirtec Nigi (Италия*).**

Компания имеет огромный опыт проектирования и строительства нефтегазовых мощностей, участвовала более чем в 500 проектах по всему миру. На рынке более 80 лет.

Системы управления – Yokogawa (Япония).

Крупнейший разработчик и производитель оборудования и программного обеспечения в области промышленной автоматизации и контрольно-измерительного оборудования.

В качестве проектировщиков были задействованы такие крупные компании как *Technip* (Италия), *GETech* (Юж.Корея), *ОНХП* (Россия), *Нефтехимпроект* (Россия), ВНИПИнефть (Россия) и *ТОО ИК «Казгипронефтетранс»* (Казахстан).



Строительство установки изомеризации и сплиттера нафты, автоматической станции смешения бензина, резервуаров для хранения изомеризата

Генеральный подрядчик: Rominserv S.R.L. (Румыния), АО «Владимиртепломонтаж» (Россия).

Лицензиар: UOP (Англия).

Автоматизация процесса: **Yokogawa** Electric Kazakhstan Ltd.

Строительство комплекса: июнь 2014 г. – июль 2017 г.

Пуско-наладочные работы: июль 2017 г. – ноябрь 2017 г.

***Дата ввода в эксплуатацию*:** 28 декабря 2017 г.

Информация о строительстве:
- Принято бетона – 12 149 м^3;
- Смонтировано металлоконструкций – 4 070 тонн;
- Смонтировано трубопроводов – 42 887 м;
- Оборудование – 137 единиц;
- Смонтировано КИП – 687 приборов;
- Прокладка эл. кабелей и кабелей КИП – 450 382 метров.

Производственная мощность:

Установка		Показатель
A100	**Изомеризация**	570 тыс. тонн/год
B300S	**Сплиттер нафты**	1961 тыс. тонн/год
E915	**Автоматическая станция смешения бензинов**	по смешиванию бензина ИОЧ 95 (при 8 часовом смешивании) – ***175 тонн/час.***
		по смешиванию бензина ИОЧ 92 (при 8 часовом смешивании) – ***637 тонн/час.***
E914S	**Резервуары под изомеризат**	2 резервуара объемом по 5 000м³

Строительство комплекса установок производства серы

Генеральный подрядчик: China Nonferrous Metal Industry's Foreign Engineering and Construction Co., Ltd. (NFC), Китай.
Лицензиар: Siirtec Nigi, Италия.
Автоматизация процесса: **Yokogawa** Electric Kazakhstan Ltd
***Строительство комплекса*:** август 2015 г. – май 2017 г. ***Пуско-наладочные работы*:** июнь 2017 г. – декабрь 2017 г. ***Дата ввода в эксплуатацию*:** 28 декабря 2017 г.

Информация о строительстве:
- Принято бетона – 16 215 м^3;
- Смонтировано металлоконструкций – 2 836 тонн;
- Смонтировано трубопроводов – 42 010 м;
- Монтаж оборудования – 257 единиц;
- Монтаж КИП – 1 820 приборов;
- Прокладка эл. кабелей и кабелей КИП – 411 420 метров**.**

Установка/секция		Мощность
C500	Секция отпарки кислых стоков (содержащих фенольные и цианистые соединения)	632 тыс. м^3 воды /год
C600	Секция отпарки кислых стоков	632 тыс. м^3 воды/год
C850	Установка регенерации амина	2 520 тыс. тонн/год
A710	Установка производства серы А-710, процесс Клауса, переработка сернистых соединений в элементарную серу. Включает секцию очистки хвостовых газов HCR^{TM} (разработка	60 тыс. тонн/год

	Siirtec Nigi) способная увеличивать общую степень извлечения серы до 99.9 %.	
С840	Установка грануляции (барабанного типа) и фасовки серы.	60 тыс. тонн/год

Строительство объектов общезаводского хозяйства

Информация о строительстве:
- Принято бетона – 36 116 м^3;
- Смонтировано металлоконструкций – 11 277 тонн;
- Смонтировано трубопроводов – 85 725 м;
- Монтаж технологического оборудования – 125 единиц;
- Монтаж КИП – 1 055 приборов;
- Прокладка эл. кабелей и кабелей КИП – 354 677 метро.

Система охлаждающей воды и градирни (Е901) — предназначена для подключения вновь проектируемых объектов к существующей системе оборотного водоснабжения, обеспечения охлаждающей водой технологических установок. Производительность по оборотной воде – 3020 м^3/ч**.**

Установка технического воздуха и воздуха КИП (Е902) — предназначена для получения дополнительного количества сжатого воздуха; подготовки сжатого воздуха (осушка и очистка); распределения воздуха КИП и технического воздуха. Пропускная способность по воздуху – 30000 нм^3/ч**.**

Система подачи щелочи и удаления щелочи (Е903) — предназначена для обеспечения щелочью новых установок, включенных в модернизацию завода.

Производительность: прием щелочи с эстакады – 20 м^3/ч, по откачке разбавленной щелочи – 17 м^3/ч.

Система пожаротушения новых технологических установок и резервуаров (Е910) — предназначена для обеспечения противопожарной безопасности технологических объектов.

Производительность насосов пожарной воды — 800 м^3/ч.

Система сбора и очистки конденсата (Е904), Система распределения азота (Е906) подготовки и распределения котловой, питательной воды (Е907, Е908, Е909) — предназначена для обеспечения потребности новых и возросшей потребности реконструируемых установок ПНХЗ в паре, азоте и отводе конденсата.

Гарантийные показатели объектов:

Е904 Система распределения пара и сбора конденсата	по пару СД	т/ч	168,5
	по пару ВД	т/ч	36
Е906 Система распределения азота (узел редуцирования)	по азоту НД	нм^3/ч	6672
Е907 Система подготовки и распределения котловой питательной воды	по котловой воде СД, ВД	т/ч	110
Е909 Система извлечения и очистки конденсата	Количество очищенного конденсата, возвращаемого на ТЭЦ-3	т/ч	98,49
	Количество очищенного конденсата в существующую линию ХОВ	т/ч	111,5
	Количество очищенного конденсата к подготовке котловой воды Е907	т/ч	102,4

Факельная система (E911)

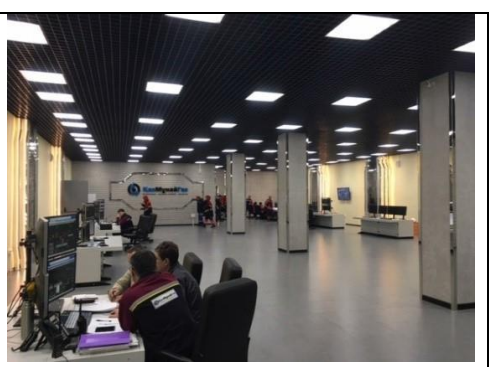
Гарантийные показатели объекта:

Максимальный массовый аварийный сброс в общую факельную систему	УВГ сброс	т/ч	370
Максимальный массовый аварийный сброс в спец. факельную систему	кислый сброс	т/ч	9,208

O102 Инженерные сети и главная многоярусная эстакада

Протяженность – 6 625 метров

Центральный пункт управления (MCR)



Проект «Модернизация ПНХЗ»

Комплекс первичной переработки нефти (КППН)

С-100 (ЭЛОУ АТ) реализована технология Undercut, смонтированы 4 насоса и 3 теплообменника.

С-200/1 (гидроочистка нафты) произведена реконструкция по технологии лицензиара Haldor Topsoe, загружен новый катализатор гидроочистки, заменены внутренние устройства колонны и реактора, установлены сырьевые фильтры и новая емкость.

С-200/2 (каталитический риформинг) заменены 2 сырьевых насоса риформинга и факельный сепаратор.

С-300/1 (ГО ДТ) лицензионный процесс Haldor Topsoe. Смонтировано 19 единиц нового оборудования, в т.ч. 2 реактора гидроочистки, 6 емкостей, 6 насосов, 2 сырьевых фильтра и т. д. Заменены внутренние устройства колонн.

С-300/2 (ГО керосина) установлено 24 единицы нового оборудования, в качестве реактора использован существующий реактор ГО ДТ.

Внедрена распределенная система управления Yokogawa.

В период с 27 по 29 декабря проведен тестовый пробег установок гидроочисток, гарантийные показатели достигнуты**.**

Информация о реконструкции КППН:

- Принято бетона – 2 464 м^3;
- Смонтировано металлоконструкций – 1 221 тонн;
- Смонтировано трубопроводов – 25 км;
- Монтаж технологического оборудования – 219
- Монтаж КИП – 424 приборов;
- Прокладка электрических кабелей и кабелей КИП – 160 км.

Достигнутый результат:

Гидроочистка нафты – увеличена мощность до 1250 тыс. тонн/год, обеспечены качественные показатели сырья установки изомеризации.

Гидроочистка ДТ – получено дизельное топливо, соответствующее классу К4 и К5, мощность установки – 2300 тыс. тонн/год.

Гидроочистка керосина – возможность производить авиационное топливо, мощность установки – 350 тыс. тонн/год.

Реконструкция установки гидроочистки дизельного топлива

Проект - институт «Ленгипронефтехим»
Мощность – 2 000 000 т/год
Продукт – дизельное топливо класса **К2**
Ввод в эксплуатацию – 1978 год

Реконструкция

Лицензиар – **Хальдор Топсе**
Мощность – 2 000 000 т/год
Продукт – дизельное топливо класса **К5**
Ввод в эксплуатацию – 2017 год

Замена реакторов

Производитель: HUNDAI Heavy Industries Co., LTD

Реакторы	**Диаметр внутренний**	**Вес**	**Габариты**
Р-301/1	4300 мм	561 тонн	28230x8100x6500
Р-301/2	4700 мм	583 тонн	25900x8100x6900

Комплекс глубокой переработки нефти (КГПН)

С-100 (гидроочистка вакуумного газойля) заменены 2 реактора (2015 г.), смонтировано 14 единиц нового оборудования, 3796 п.м. трубопроводов, 30 регулирующих клапанов и 119 единиц приборов КИПиА.

С-200 (каталитический крекинг) 23 единицы нового оборудования, в т.ч. купольные части реактора и регенератора с внутренними устройствами, внутренние устройства колонны стабилизации, шиберные задвижки, установлены фильтры сырьевые и фильтры шлама. Использовано 8650 п.м. трубопроводов, 66 регулирующих клапанов и 300 единиц приборов КИПиА.

С-300 (абсорбции и газофракционирования) установлена антипомпажная система компрессора ЦК-301 1/2 для увеличения надежности.

Внедрена распределенная система управления Yokogawa.

В период с 22 по 23 ноябре при участии представителя UOP проведен тестовый пробег установки каталитического крекинга, гарантийные показатели достигнуты.

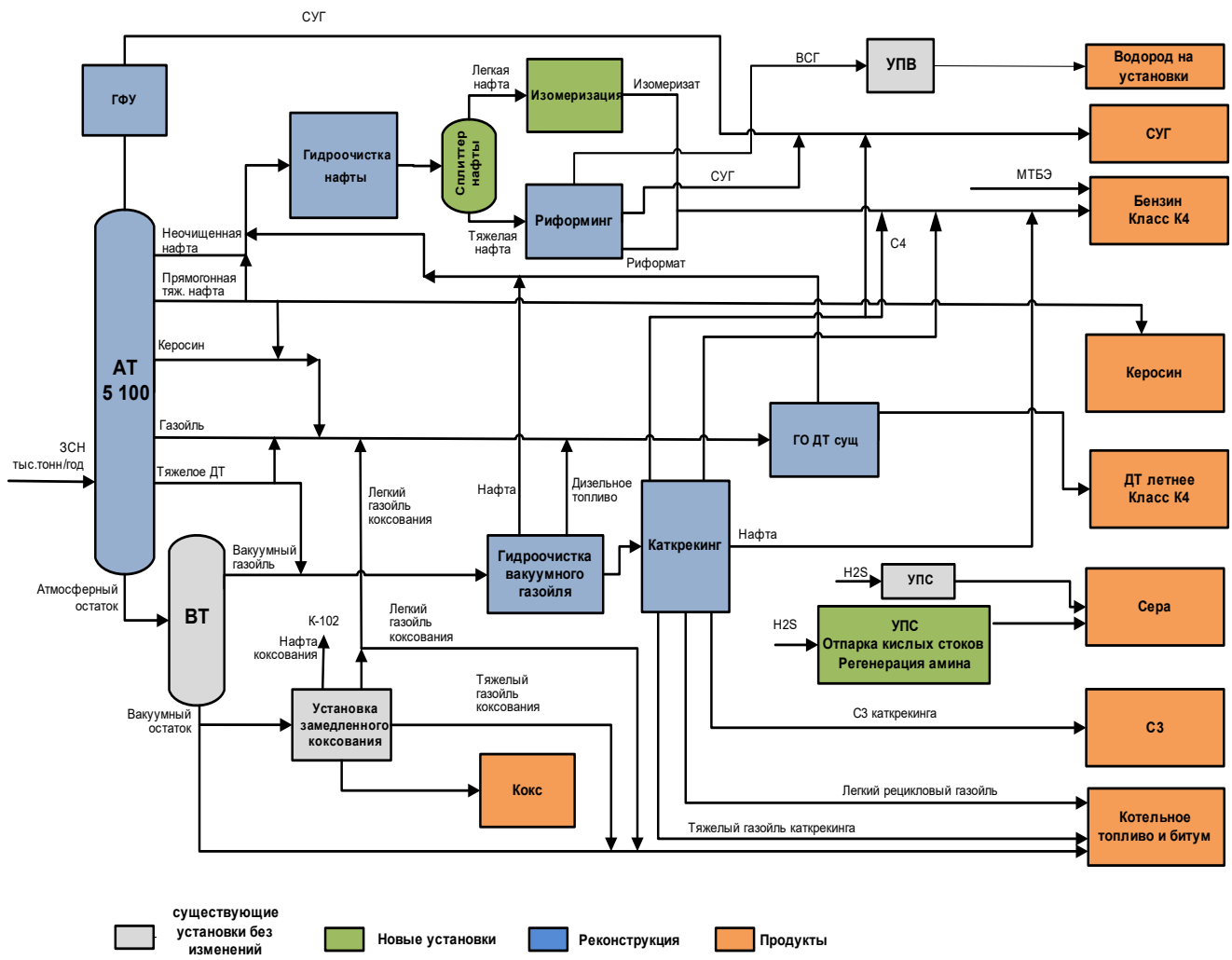
Информация о реконструкции КГПН:

- Принято бетона – 276 м^3;
- Смонтировано металлоконструкций – 139,8 тонн;
- Смонтировано трубопроводов – 18 км;
- Монтаж технологического оборудования – 68 единиц;
- Монтаж КИП – 265 приборов;
- Прокладка электрических кабелей и кабелей КИП – 101 км.

Достигнутый результат:

Каталитический крекинг – восстановлена мощность с 1250 тыс.т/г до 1868 тыс.т/г , достигнуто увеличение выхода дизельной фракции.

Принципиальная технологическая схема.



Сроки реализации проекта

Ответственный подрядчик	начало	окончание
Объем работ Rominserv технологические установки		
Проектирование	июль 2013	октябрь 2015
Закуп и поставка оборудования	2014	2016
Строительство	июль 2014	июнь 2017
ОЗХ		
Проектирование	декабрь 2015	октябрь 2017
Закуп и поставка оборудования	2016	2017
Строительство	июль 2016	июнь 2017
Объем работ NFC (КУПС)		
Проектирование	июнь 2015	декабрь 2016
Закуп и поставка оборудования	2016	2017
Строительство	август 2015	апрель 2017
Объем работ ПНХЗ (реконструкция КППН и КГПН)		
Проектирование	декабрь 2015	ноябрь 2017
Закуп и поставка оборудования	2016	2017
Строительство	апрель 2016	декабрь 2017

***Факторы, повлиявшие на сроки*:**

- Длительность разработки рабочей документации;
- Большое количество изменений при проектировании (Getech до 8 ревизий, ОНХП до 3 ревизий);
- Длительный срок выдачи РКД;
- Срыв сроков изготовления и поставки оборудования;
- Нехватка квалифицированного персонала на стадии строительства.

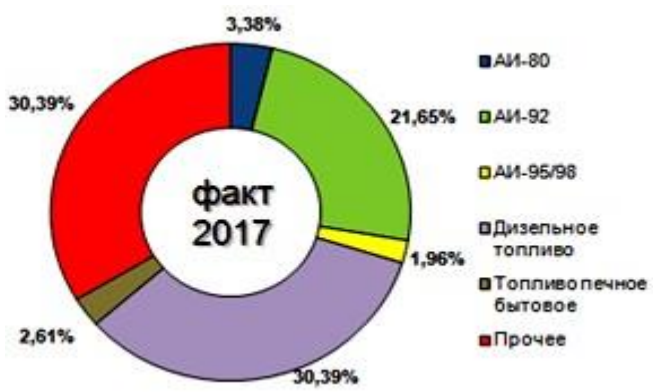
Сравнение производства товарной продукции за 2017 год с планом за 2018 год

Наименование	2017 г. (факт) *тыс.тонн*	2018г.(план) *тыс.тонн*	Отклонения
Переработка нефти	4 746 923	5 100 000	353 077
Автомобильные бензины, в том числе:	1 280 704	1 491 516	210 812
АИ-80	160 278	0	- 160 278
АИ-92	1 027 516	1 427 916	400 400
АИ-95/98	92 910	63600	- 29 310
Дизельное топливо	1 413 647	1 659 778	246 131
Авиатопливо	0	80 000	80 000
Топливо печное бытовое	123 914	0	- 123 914
Мазут товарный	599 973	558 220	- 41 753
Вакуумный газойль	128 220	0	- 128 220
Сжиженный газ	256 654	298 663	42 009
Сера	27 668	39 000	11 332
Битум	245 043	192 000	- 53 043

Производственные показатели

Наименование	Производственные показатели		
	2016 год	2017 год	2018 год (план)
Переработка нефти	4 589, 8 тыс.тн/ год	4 746,9 тыс.тн/год	5, 100 млн.тн/год
Глубина переработки	76,60%	76,08%	77,92%
Выход светлых нефтепродуктов	65,05%	64,78%	69,21%
Топливо и потери	11,20%	11,28%	10,95 %
Доля высокооктановых бензинов в общем выпуске бензинов	84,42%	87,49%	100%

Объем производственных/планируемых нефтепродуктов на технологических установках ТОО «ПНХЗ»



4. ВОПРОСЫ И ПРОБЛЕМЫ ГЛУБОКОГО И СВЕРХГЛУБОКОГО БУРЕНИЯ

ТОО «КМГ-Евразия»

4.1 Проект Евразия. Сверхглубокое бурение как осознанная необходимость

А.В. Денякин Генеральный директор ТОО «КМГ-Евразия»
a.denyakin@kmgeurasia.kz

Описан проект Евразия, обоснована актуальность проекта, так как в настоящее время основные нефтегазовые ресурсы Земли располагаются на глубинах 7-15 км., сверхглубокое бурение рассмотрена как осознанная необходимость. Приведены сценарии добычи нефти в Казахстане до 2050 г. Приведены основные цели проекта, рассмотрены этапы работ и объем инвестиции, рассмотрены технические сложности при осуществлении проекта. Рассмотрены основные стратегические выгоды для РК и партнеров.

The Eurasia project is described, the relevance of the project is substantiated, since at present the main oil and gas resources of the Earth are located at depths of 7-15 km. Super-deep drilling is considered as a conscious need. The scenarios of oil production in Kazakhstan until 2050 are given. The main goals of the project are given, the stages of work and the volume of investment are considered, the technical difficulties in the implementation of the project are considered. The main strategic benefits for Kazakhstan and partners are considered.

Актуальность проекта

По данным МЭА к 2030 году ежегодное потребление нефти вырастет более чем на 1/3. В дальнейшем темпы роста замедлятся, но доминирующая роль нефти и газа в глобальном энергетическом балансе сохранится.

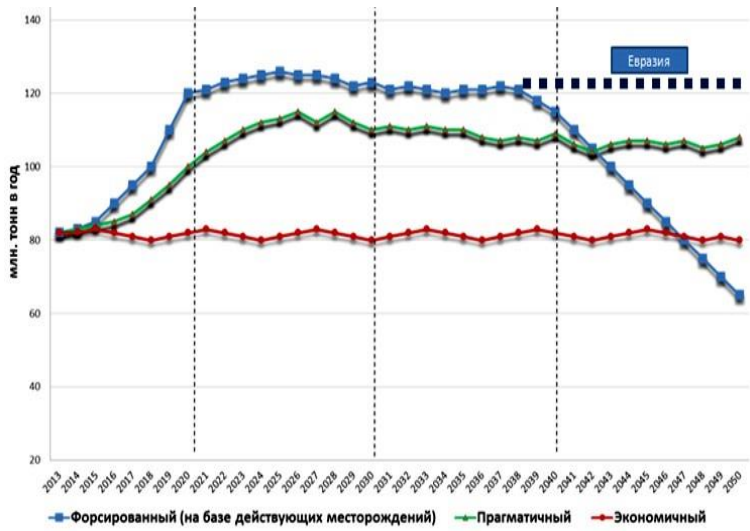
Эра «легкой нефти» уходит в историю и, как полагают эксперты, основные нефтегазовые ресурсы Земли располагаются на глубинах 7-15 км. (обнаружение крупного месторождения «Тайбер» на глубине более 10 км на Мексиканском заливе)

Значительный ресурсный потенциал Каспийского региона, и особенно Прикаспийской НГП (до 40-60 млрд тн. усл. топлива), где имеется вероятность обнаружения (пока еще не изученных на больших глубинах) крупных месторождений углеводородов

Громадные перспективы нефтегазоносности Прикаспийской впадины вызывают большую заинтересованность у крупных международных нефтяных компаний.

После 2035 года ожидается падение добычи нефти на действующих месторождениях Казахстана.

Сценарии добычи нефти в Казахстане



Основные цели проекта

Изучение глубинного геологического строения Прикаспийского региона с целью обнаружения новых и крупных залежей углеводородов и установления закономерностей их распространения на больших глубинах.

Изучение тектоники, стратиграфии и седиментологии, палеогеографии, палеоклимата, геохимии Земной коры в этом регионе.

Получение пространственно-временной модели Прикаспийского региона для целенаправленного ведения нефтепоисковых работ.

Оценка потенциальных углеводородных ресурсов Прикаспийского бассейна.

Реализацию проекта предполагается осуществить путем создания Консорциума из числа международных нефтегазовых и сервисных компаний.

В ноябре 2013 года на ежегодном Форуме КазЭнерджи проект был презентован международным нефтяным и сервисным компаниям.

Этапы работ, объем инвестиций

Проект осуществляется в 3 этапа

1. Переобработка геолого-геофизических материалов прошлых лет.
2. Проведение масштабных геофизических исследований по выделенным региональным профилям (до глубины 25-30 км.).
3. Бурение сверхглубокой (до 15 км) параметрической скважины.

Прогнозируемый объем инвестиций – 523 млн дол.

Задачи

- Переговоры с потенциальными участниками будущего Международ-ного Консорциума;
- Создание Международного Консорциума.
- Подготовка Программы работ и подписание Контракта с предоставлением льгот.

Текущее состояние

На Форуме межрегионального сотрудничества Казахстана и России в Атырау в сентябре 2014 года проект был представлен Президенту РК Н.А.Назарбаеву и Президенту РФ В.В.Путину и получил их поддержку.

Проект был представлен на стендах всемирного нефтяного конгресса (2014) и всемирного геологического конгресса (2016), на различных форумах и конференциях, в средствах массовой информации

В составе АО «КазМунайГаз» создана специализированная дочерняя компания «Евразия» в виде товарищества с ограниченной ответст-венностью для ведения переговоров с членами Консорциума, сервисными компаниям и последующего участия в реализации проекта «Евразия».

Подписан Меморандум о взаимопонимании с компаниями Аджип, Роснефть, CNPC, SOCAR, NEOS Geosolutions и КМГ-Евразия. Компания Шелл выразила заинтересованность в присоединении к проекту «Евразия».

В сотрудничестве с Комитетом геологии и недропользования составлена карта геологогеофизической изученности Прикаспийской впадины в т.ч. каталог пробуренных глубоких скважин.

Технические сложности при осуществлении проекта

Для разработки обсадных труб, устьевого оборудования, геофизических приборов, буровых растворов, буровых долот и других скважинных приборов, которые могут выдержать экстремальные забойные условия, ожидаемые при бурении сверхглубокой скважины, должны быть привлечены новейшие технологии.

Оборудование, которое необходимо разработать для возможности бурения до экстремальных глубин:

- Буровая установка способная бурить до 15 000 метров;
- Противо-выбросовое оборудование рассчитанное на давление порядка 240 МПа;
- Инструменты для спуска буровой колонны и обсадной колонны грузопо-дъемностью 1000 тонн;
- Обсадные трубы и муфты с большой толщиной стенки рассчитанные на экстремальные нагрузки, на глубине 12000-15000 метров;
- Геофизические приборы (ГИС) способные выдерживать ожидаемые давления и температуры;
- Подземные механические приборы (яссы, долота, измерительные приборы MWD/LWD, забойные двигатели, турбины) способные выдерживать ожидаемые давления и температуры;
- Буровые растворы, разработанные для применения при сверхвысоких темпе-ратурах;
- Модели цементирования, разработанные для применения при сверхвысоких температурах.

Пластовое давление и температура могут резко изменяться в зависимости от месторасположения скважины. Ниже показаны значения забойной температуры в некоторых глубоких и сверхглубоких скважинах в разных точках земного шара.

Прогнозное пластовое давление на глубине 15 000 м равно (241 МПа), что эквивалентно градиенту 1.68 г/см^3.

Ожидаемая температура около 300˚С, на глубине 15000 м. Данные по бурению скважин в Прикаспийской впадине СГ-1 Аралсорская (6800м) и СГ-2 Биикжальская (6700м) прогнозируют градиент температуры около 2 ˚С/100 м.

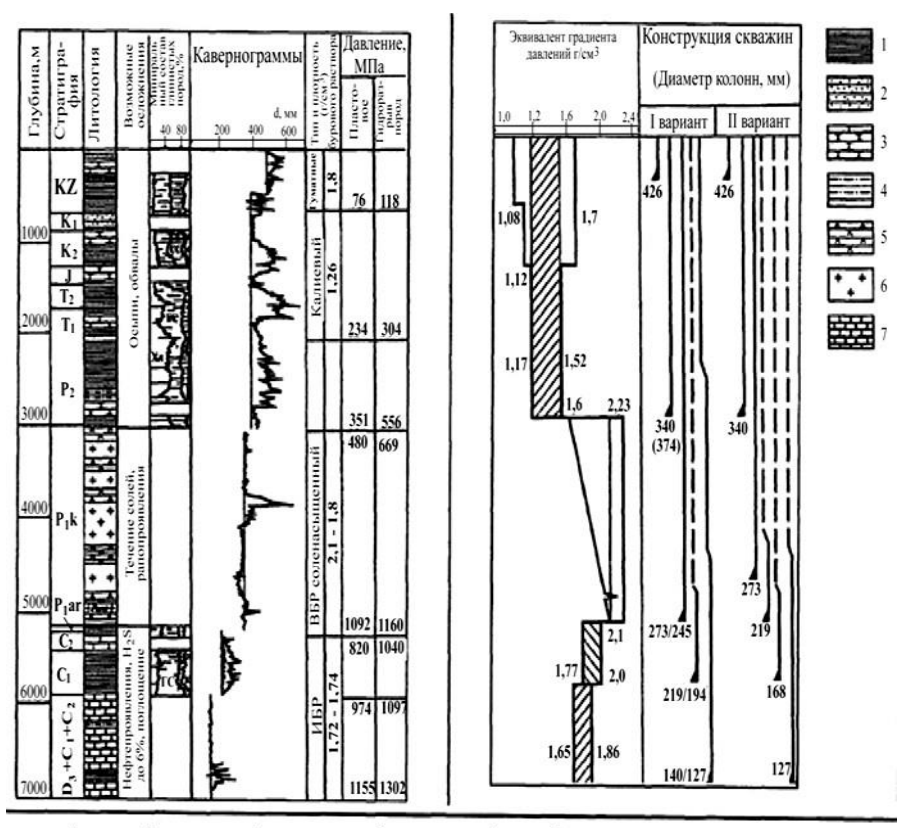
Ожидаемое устьевое давление около 215 МПа.

Скважина	Регион	Преобладающие породы	Годы бурения	Глубина, м		Температура на забое, °С
				проектная	реальная	
Берта Роджерс	Оклахома, США	Осадочные	1973–1974		9 583	260
Кольская	Кольский полуостров, Россия	Магматические и метаморфические	1970–1991	15 000	12 261	212
Саатлинская	Куринская впадина, Азербайджан	Осадочные и вулканические	1977–1990	11 000	8 324	148
Криворожская	Кривой Рог, Украина	Метаморфические	1984–1993	12 000	5 382	85
Воротиловская	Поволжье, Россия	Породы ударного метаморфизма	1989–1992	6 000	5 374	96
Тырныаузская	Северный Кавказ, Россия	Граниты	1987–1990	4 000	4 001	223
Уральская	Средний Урал, Россия	Осадочные и вулканические	1985*	15 000	5 355	81
Тимано-Печорская	Северо-восток европейской части России	Осадочные	1984–1993	7 000	6 904	129
Тюменская	Западная Сибирь, Россия	Осадочные и вулканические	1987–1996	8 000	7 502	230
КТБ-Оберпфальц	Бавария, Германия	Осадочные и метаморфические	1990–1994	10 000	9 901	300

Имеющиеся геофизические приборы по каротажу на кабеле (ГИС) имеют ограничение по температуре 260˚С. Температурный режим оборудования, в котором используются аккумуляторные батареи, такого как MWD/LWD (измерения во время бурения) имеют ограничение по температуре 180˚С.

Современные буровые растворы выдерживают температуры до 288˚С.

Большинство скважинных измерительных приборов имеют ограничение по давление не больше 205 МПа.



- глина; 2 - пески; 3- песчаники; 4 - алевролиты; 5 - ангидриты; 6 - соль; 7 - известняки;
линистые минералы: ГС -гидрослюда; СС - смешаннослойные; Хл - хлорит

Основные стратегические выгоды для РК и партнеров

Возможность в короткие сроки приобрести информацию на уровне мировых стандартов об особенностях глубинного строения, осадконакопления, формирования бассейна и потенциале углеводородных ресурсов Прикаспийской впадины.

Выявление новых перспективных направлений и объектов для поисков нефти и газа в глубокозалегающих горизонтах.

Зарождение новых наукоемких технологий и инновационных производств.

Создание интеллектуального центра и банка данных по геолого-геофизическим исследованиям глубоких горизонтов и сверхглубокого бурения.

Создание новой когорты высококвалифицированных специалистов.

4.2 Вызовы Сверхглубокой Скважины Каспий-1, Проект Евразия

А.М. Далбаев исполнительный директор ТОО «KaraTau Consulting» (КараТау Консалтинг)
+7701 7616893; asd@karatauconsulting.com

Описаны этапы проекта Евразия, изучены технические публикации и исследования, рассмотрены исторические достижения, приведены некоторые результаты не стандартного размышления, описаны параметры буровой установки, описан ПВО для контроля сверхглубоких скважин на нефть и газ, бурильная труба для глубоко залегающих нефтей и газа. Даны характеристики обсадных колонн, приведено решение для сверхглубоких АВПД. Описаны буровые инструменты HALLIBURTON для АВПД/ВТ, приведены решения для глубокой и геотермальной HPHT. Описана глубокая геотермальная скважина.

The stages of the Eurasia project are described, technical publications and studies are examined, historical achievements are reviewed, some non-standard thinking results are given, drilling rig parameters are described, air defense systems are described to control ultra-deep wells for oil and gas, a drill pipe for deep-seated oil and gas. Characteristics of casing strings are given, a solution for ultra-deep AHPP is given. Describes HALLIBURTON drilling tools for AHP / BT, provides solutions for deep and geothermal HPHT. Deep geothermal well described.

ПРОЕКТ ЕВРАЗИЯ ВЫЗОВ ВРЕМЕНИ

Программа концептуального исследования:

Проект будет реализован в 3 этапа

I. Сбор, обработка и переосмысление существующих геолого-геофизических материалов прошлых лет.

II. Проведение крупномасштабных комплексных геофизических исследований, в том числе проведение региональных сейсмических профилей (Geotraverse), углубленное изучение (на глубину 25-30 км).

III. Планирование, программирование и бурение сверхглубокой (до 15 км) параметрической вертикальной разведочной скважины

Прогнозируемые бюджетные инвестиции на все три этапа оцениваются в порядок $ 520 млн доллары США в течении 6 лет.

21 июня 2017 года был подписан Меморандум о взаимопонимании со всеми заинтересованными сторонами («КазМунайГаз», «Аджип», «Роснефть», CNPC, SOCAR, NEOS), а с другой стороны, министр энергетики и председатель Комитета по геологии, Правительства РК. На церемонии подписания Меморандума присутствовал также Премьер-министр РК Сагинтаев. После этого, согласно Меморандуму о взаимопонимании, в настоящее время ведутся переговоры о создании Консорциума с компаниями, подписавшими этот документ.

Кроме того, в настоящее время собираются и обновляются региональные геолого-геофизические данные из Прикаспийского бассейна.

Технические публикации и исследования

Индустрия уже признала, что для будущих глубинных исследований требуется новое оборудование и технологии. В последних технических документах, опубликованных Обществом инженеров-нефтяников (SPE), сообщается о ряде областей, которые рассматриваются операторами и сервисными компаниями, так как бурение достигает новых глубин и новых проблем. Ниже приведены лишь некоторые из опубликованных в Интернете статей (подробные сведения о публикации могут быть предоставлены КТС или SPE):

- Проблемы бурения при сверхвысокой температуре и под высоким давлением;
- Инновации в технологии бурильных колонн для сверхглубоких скважин;
- Титановые бурильные трубы для сверхглубокого и наклонно-направленного бурения;
- Проблемы промывочной жидкости сверхглубоком бурении при АВПД и высоких температурах (HT/HP/HS) в горном районе, Таримский бассейн
- Исследования коллектора в сверхглубоких скважинах;
- Проблемы бурения сверхглубокой скважины в глубоководной зоне;
- Бурение сверхглубокой разведочной скважины — проблемы и решения: пример.
- Технология бурения сверхглубокой скважины с АВПД/НТНР и применение ключевых технологий.

Исторические достижения …….

- Скважина Кольская, Россия, 1970-1994г. Глубина **12,262**м. (Проектная 15 км);
- Скважина Берта Роджерс, Оклахома, США, 1973-1974 гг. Глубина 9,583м. (Проектная 10 км);
- Скважина КТБ, Бавария, Германия, 1990-1994 гг. Глубина 9,100м (Проектная 10 км).

…… до нового поколения инноваторов-рекордсменов которые продолжают увеличивать пределы возможного ……

UNOCAL – Green Canyon 512 – **10,423**м (вертикальная)	2005
BHP – Green Canyon 817 –10,353м (вертикальная)	2010
HESS Corp – Green Canyon 468 – 10,038м (вертикальная)	2007
Noble Energy – Mississippi Canyon 992 –10,005м (вертикальная)	2013
Anadarko Corp – Walker Ridge 51 – 9,788м (вертикальная)	2015
BP TIBER – Keathley Canyon 102 –**10,685**м (вертикальная)	2009
EXXON-ROSNEFT-ONGC-SODE:Сахалин-1/Orlan–15,000м (гор.)	2017

Некоторые результаты не стандартного размышления:

В настоящее время изучаются новые технологии с использованием новых материалов в современной науке и других отраслях промышленности (космический сектор, сейсмология, подводная съемка), которые помогают разрабатывать обсадную колонну, устьевое оборудование, геофизические приборы, буровые растворы, буровые долота и другие скважинные инструменты, которые могут выдерживать экстремальные условия, которые можно ожидать при бурении ультра-глубокой скважины до 15000 м. Ниже перечислены лишь некоторые из недавних успехов, достигнутых в фундаментальных принципах оборудования, необходимых для осуществления этого сверхглубокого проекта:

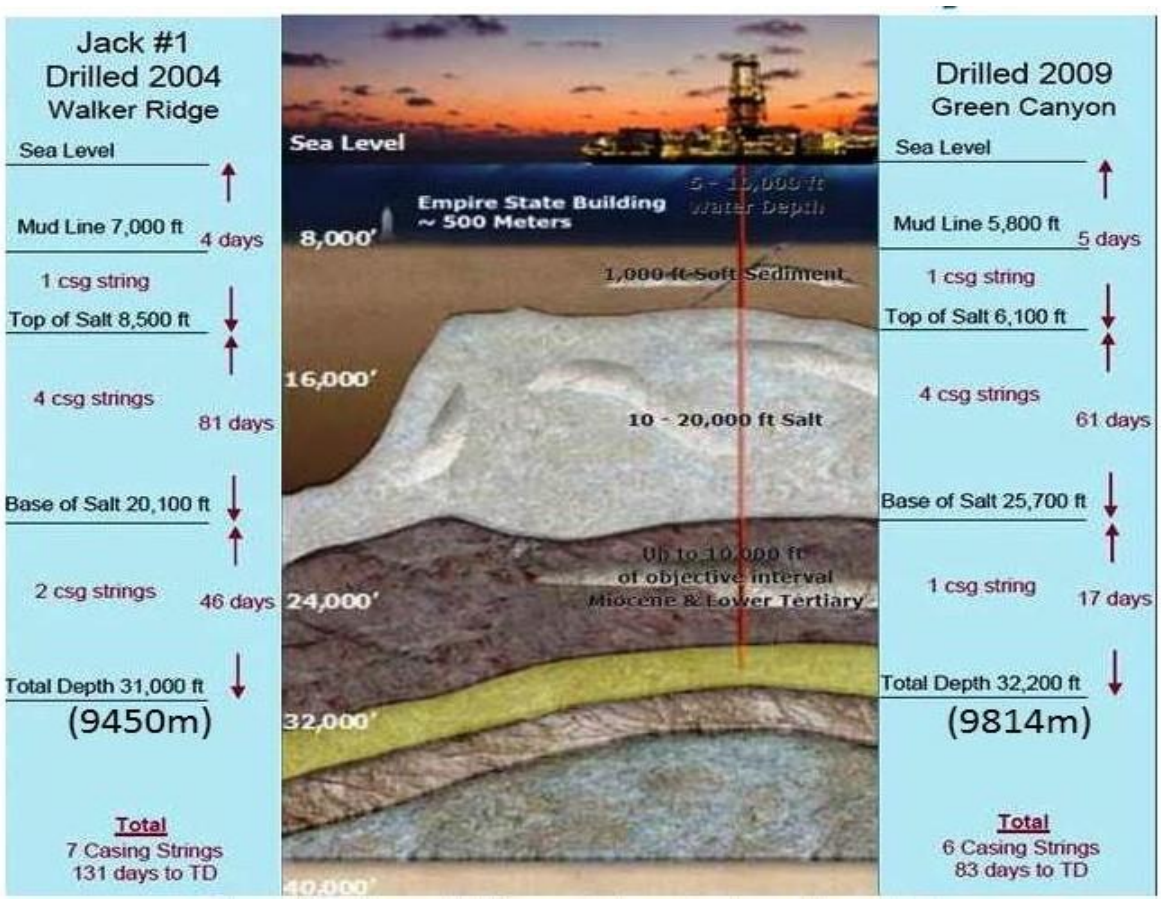
- Буровая установка, способная вертикально бурить до 15000 м — ***Гигантская установка Бентек/Bentec***

ПВО и дроссельный манифольд с номинальной 35 000 фунтов на кв. дюйм — ***McMoRan-Cameron 25 000 PSI EVO BOP***

Бурильные и обсадные трубы с муфтами, рассчитанные на экстремальные нагрузки на глубинах от 12000 до 15000 м. ***Vam Vallourec***

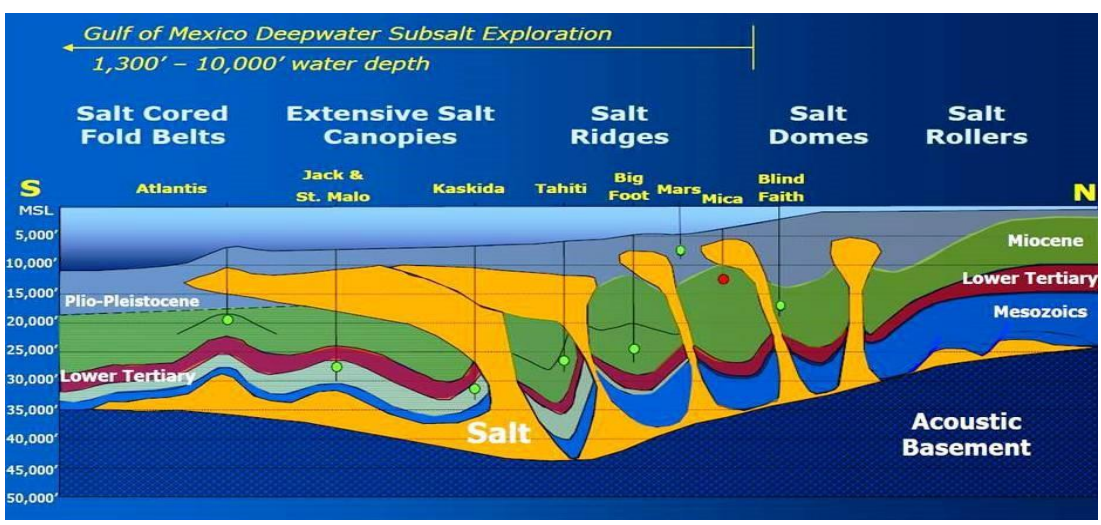
Геофизические приборы и компоновка (яссы, долота, MWD, LWD, PDM, Turbines), способные выдерживать экстремальные давления и температуры. ***Halliburton, Weatherford, Schlumberger, US Doe & Baker Hughes / GE.***

Chevron's Wilcox Drilling Performance

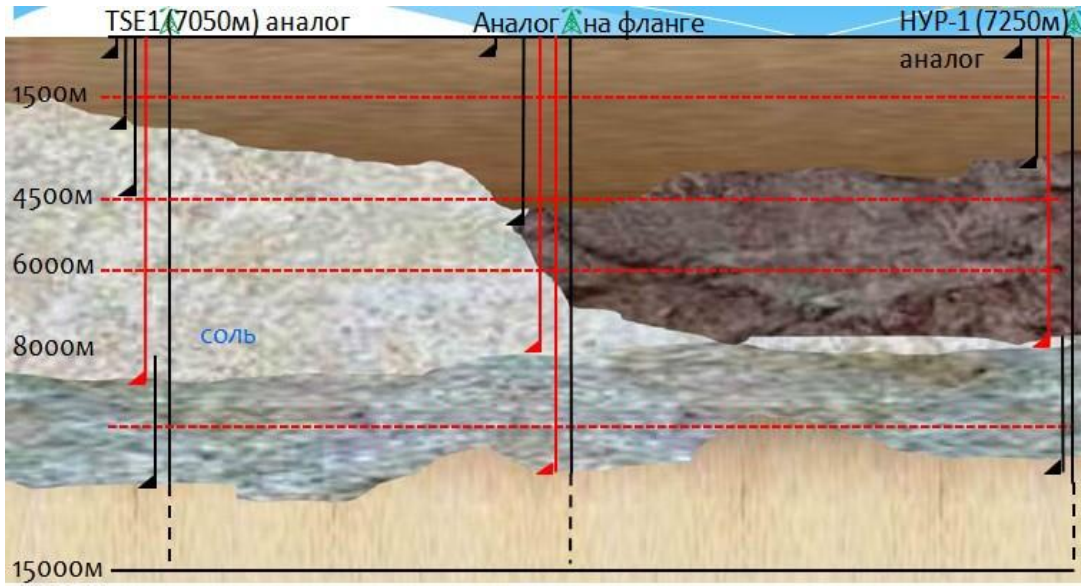


Шеврон, США, Мексиканский залив

Прогресс производительности бурения после 1-ой скважины-открывательницы в 2004 г. 9450м, 7 обс. колон, 131 дней



Green Canyon — 9759mTVD, 6 обс. колонн, 83 дня в 2009



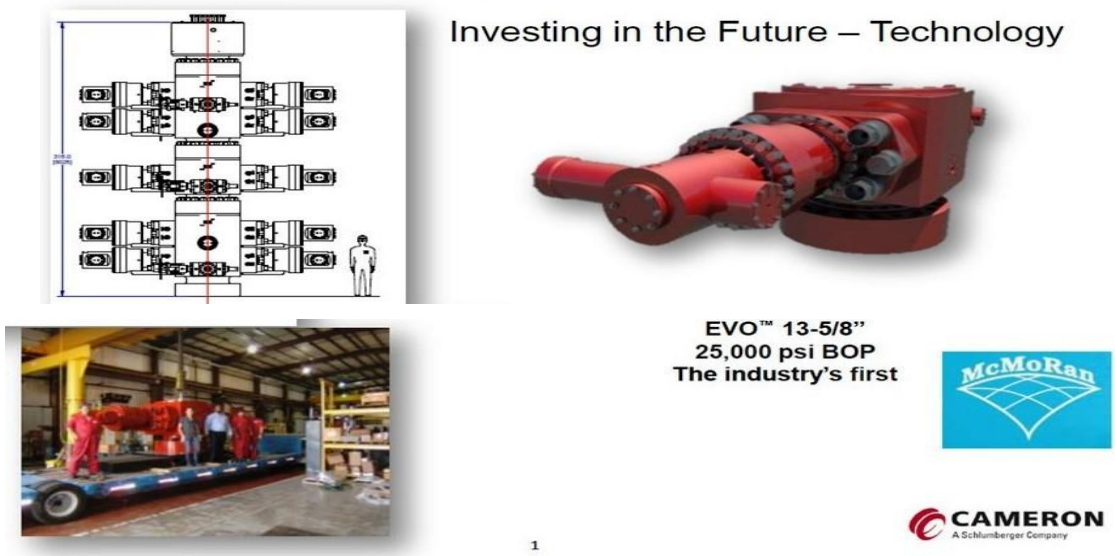
Где будет заложена скважина?

Большие установки на нефть и газ

***Основные параметры буровой установ*ки**

Нагрузка на крюке: 750 — 800 т.;
Высота мачты – свечи из трех или четырех труб;
Емкость стеллажа — 20 000 м включая КНБК (BHA);
Бурильные трубы (БТ) — 6 5/8 "и 5" БТ/HWDP с высоко-моментными соединениями (HT) TQ. 90 000 фут-фунтов / 122 000 Нм;
Высота под полом ротора — минимум 9 м.;
Подроторное основание – скользящая в разном направлении;
Стояк, на давление — 7 500 фунтов на квадратный дюйм / 518 бар.; Буровые насосы (HP) — 3,900 л / мин @ 420 бар = 3,660 HHP;
Механизированная подача труб, с/на вышки-мостки до 30", двух трубками.

ПВО для контроля сверхглубоких скважин на нефть и газ

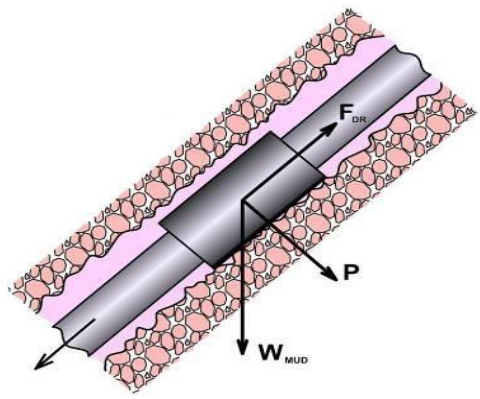


Бурильная труба для глубоко залегающих нефтей и газа

Решение Vallourec для сверхглубоких 15-километровых

DP 5”	Нагрузка	Вес/метр	Внутренний диаметр/ID
S-135, 5”, 0,361”wt	3167 kN	37,0 kg/м	108,7мм
VM-165 DP, 5”, 0,3” wt	3251 kN	30,9 kg/м	111,8 мм
VM-165 DP, 5”, 0,361”wt	3871 Kn	37,0 kg/м	108,7мм

Меньший вес уменьшает сопротивление



Соединения с высоким моментом:
- VAM Экспресс;
- VAM X-Force;

Высокопрочные бурильные трубы;
Высокая стойкость к кислотам.

Обсадные колонны

Решения Vallourec для сверхглубоких 15-километровых скважин

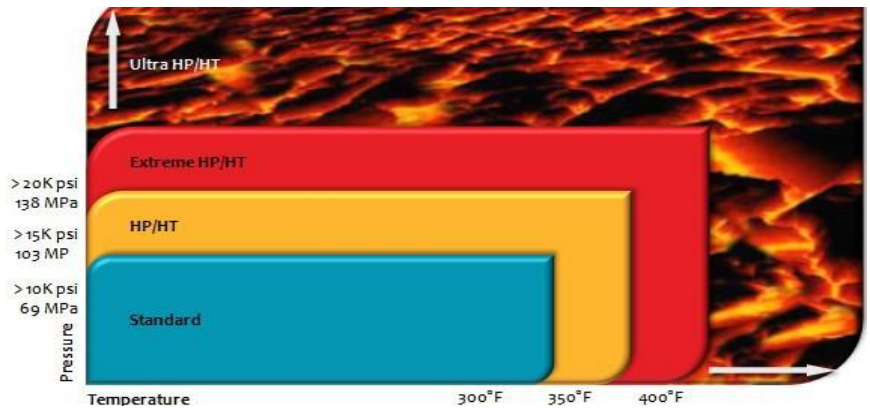
HP/HT connections for application

- The below connections have been used on HPHT wells around the world

Name	Perf	Compression	OD range	Application	Segment
VAM 21 /HT	CAL IV	100%	5”-14”	Highest Performance Casing	Advanced
VAM TOP HC	CAL IV	100%	4 ½”-9 5/8”	High compression	Advanced
VAM TOP HT	CAL IV	80%	4 ½”-7 5/8”	High Torque	Advanced
VAM TOP Tbg	CAL IV	100%	2 3/8”-4 ½”	All tubing	Conventionnal
VAM TOP Csg*	NAMTEO3 to CALIV	60%-80%	5”-16”	All Casing	Conventionnal
VAM HP	CAL IV	60%	7 5/8”-10 ¾”	High external pressure - HPHT	Advanced
VAM HTTC	CAL IV	100%	4 ½”	High Torque	Advanced
VAM SLLJ-II	CAL II to CAL IV	70%	4 ½”-16”	Liner, Clearance Casing	Conventional
VAM FJL	NA	40%	2 3/8”-11 7/8”	Flush liner, Extra Clearance	Conventional
VAM HTL	CAL IV	60%	4 ½”- 9 7/8”	High torque liner	Advanced
VAM MUST	NAM TEO3	60%	7 5/8”-10 ¾”	Salt dome, High collapse	Advanced
VAM SG	NA	70%	4 ½”-5 1/2”	Shale gas	Conventional
VAM BOLT	~ CAL II	100%	16”-18”	Offshore surface Csg	Advanced

Решение для сверхглубоких АВПД

Как Халлибуртон определяет АВПД/Высотемпературные

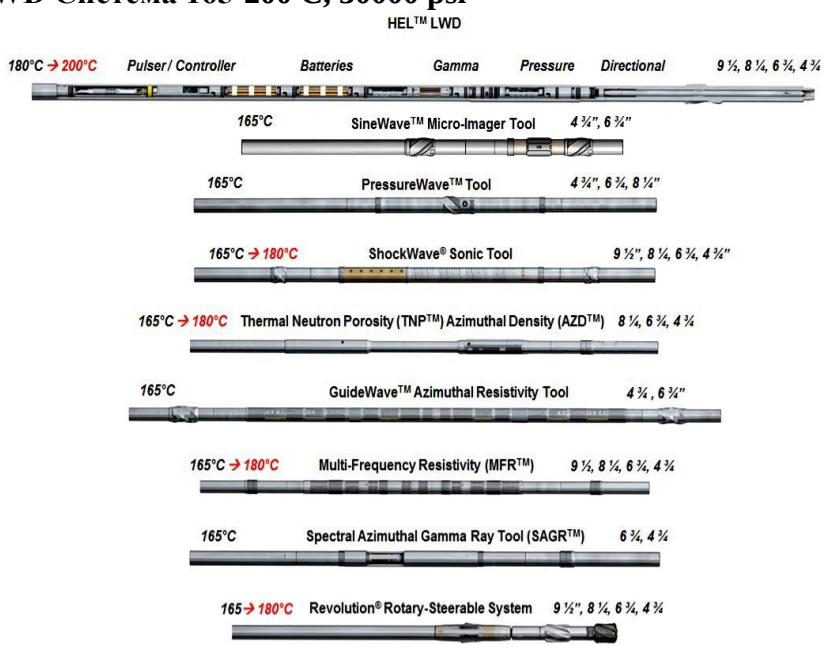


Буровые инструменты HALLIBURTON для АВПД/ВТ

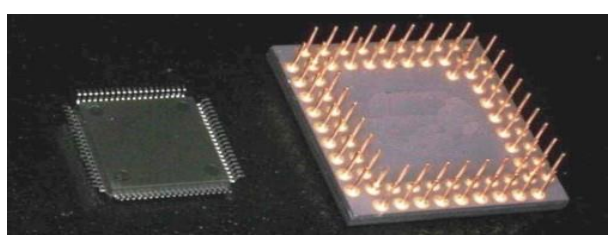
- Снижение не продуктивное время, NPT с помощью инструмента управления с нулевым ударом и беспрецедентная надежность;
- Высококачественные каротажные работы и цементирование;
- Более долгий срок службы, меньше СПО;
- Высокий набор угла в мягких отложениях;

Номинальная до 350 ° F / 175 ° C и 30 000 psi.

Везерфорд LWD Система 165-200 C, 30000 psi



Решение для глубокой HPHT

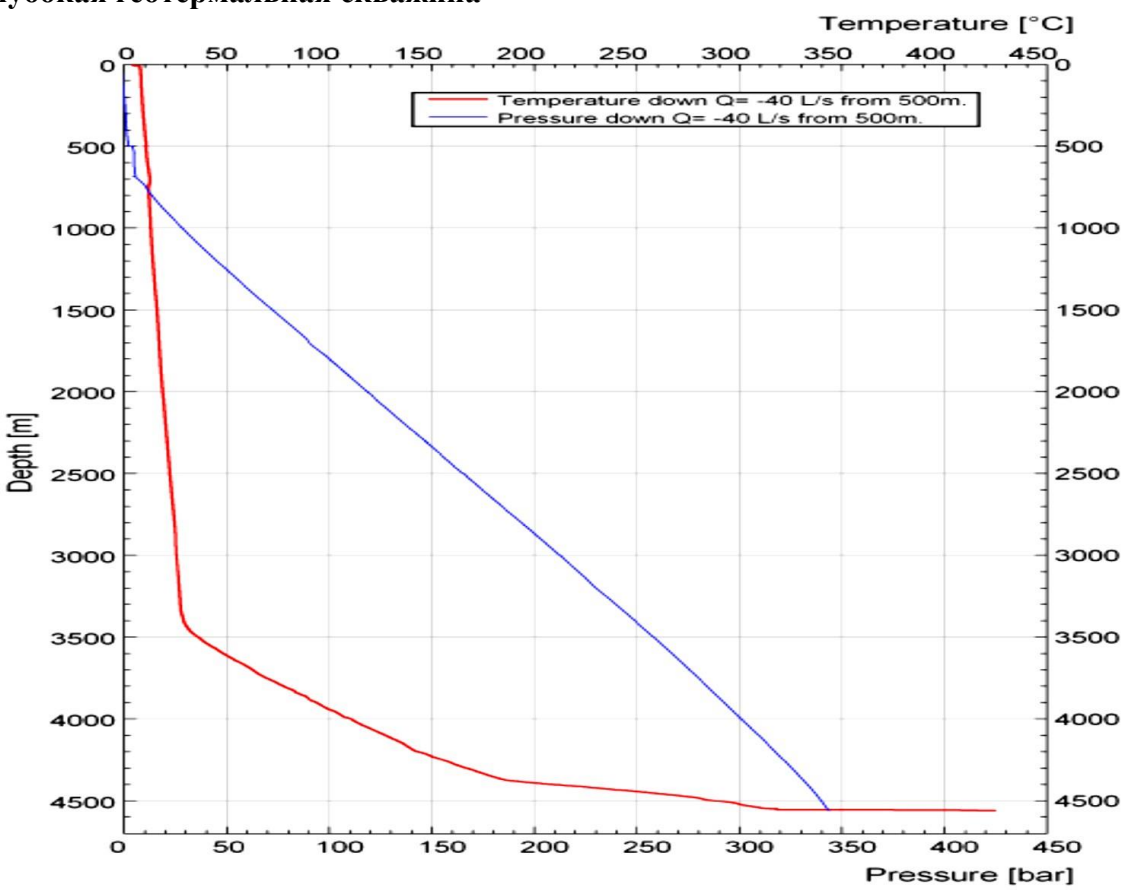


Шлюберже

Решение для геотермальной HPHT

Сотрудничество между Министерством энергетики США и ведущими сервисными компаниями, такими как Baker Hughes, привело к исследованиям и разработкам буровых долот для борьбы с экстремальными температурами в геотермальном бурении.

Глубокая геотермальная скважина



В Исландии, недавно успешно завершена бурением уникальная геотермальная скважина, Рейкянес.

- Скважина IDDP-2 завершена бурением 25 января, 2017 на глубине 4,659 м;
- Температура на забое 427°C;
- Забойное давление 340 бар;
- Продолжительность 168 дней, начало 11 августа, 2016.

Будущие партнеры?

Крупнейшее буровое судно «Chikyu» японского Агентства науки и технологий по изучению морских недр «JAMSTEC» планируется использовать группой международных исследователей, чтобы впервые пробурить до мантии Земли. Команда JAMSTEC провела предварительные исследования на шельфе Гавайских островов в сентябре 2017 года, для определения лучшего место для бурения. Альтернативные места оффшорные Коста-Рика и Мексика. Для достижения мантии бурение должно пройти 4 км воды и 6 км от земной коры. Японское правительство предоставляет частичное финансирование проекта в рамках исследования на поверхности. Проект будет исследовать границу между океанической корой и мантией, а также увидеть, существует ли на этой глубине жизнь. Они надеются начать бурение к 2030 году. Во-первых, им нужно найти идеальное место и найти финансирование в размере 542 миллиона долларов, необходимых для проекта!

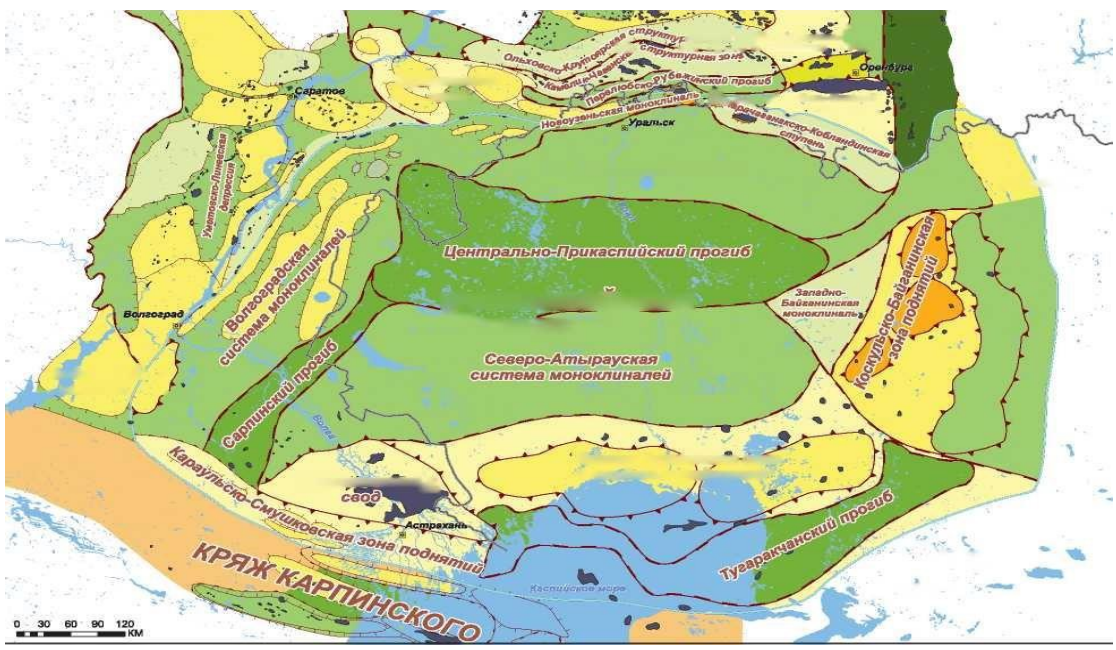
4.3 Прогноз петрофизических характеристик осадочных пород на глубинах, еще не достигнутых буровыми скважинами

А.Б. Турниязова доцент кафедры «Геология и геофизика» НАО «АУНГ»
tab3162@mail.ru

Дан прогноз петрофизических характеристик осадочных пород на глубинах, еще не достигнутых буровыми скважинами. Приведена тектоническая схема Прикаспийской синеклизы и прилегающих территорий (показаны контуры месторождений нефти и газа), приведен пример выявления зон с аномально высоким давлением по данным измерения плотности глин и их проводимости, выявлены зоны с аномально высокими давлениями.

A forecast of the petrophysical characteristics of sedimentary rocks at depths not yet reached by boreholes is presented. A tectonic scheme of the Caspian syneclise and adjacent territories is shown (the contours of oil and gas fields are shown), an example of identifying areas with abnormally high pressure as measured by the density of clays and their conductivity, areas with abnormally high pressures.

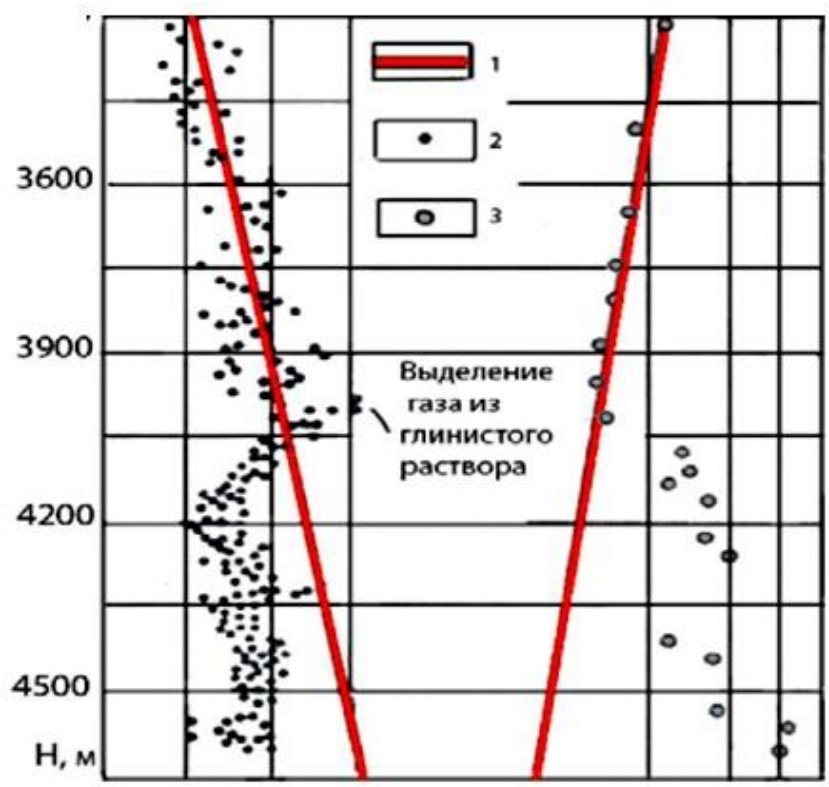
Тектоническая схема Прикаспийской синеклизы и прилегающих территорий (показаны контуры месторождений нефти и газа)



Основной целью современных исследований является:

- познание закономерностей изменения коллекторских свойств карбонатных отложений различного генезиса, состава и возраста;
- установление значимости фациальных условий образования карбонатных отложений;
- выявление главных геологических факторов, способствующих формированию высокоемких коллекторов и сохранению их свойств;
- рекомендации по использованию новых методов исследования структурных параметров;
-выявление корреляционных зависимостей между основными и оценочными параметрами.

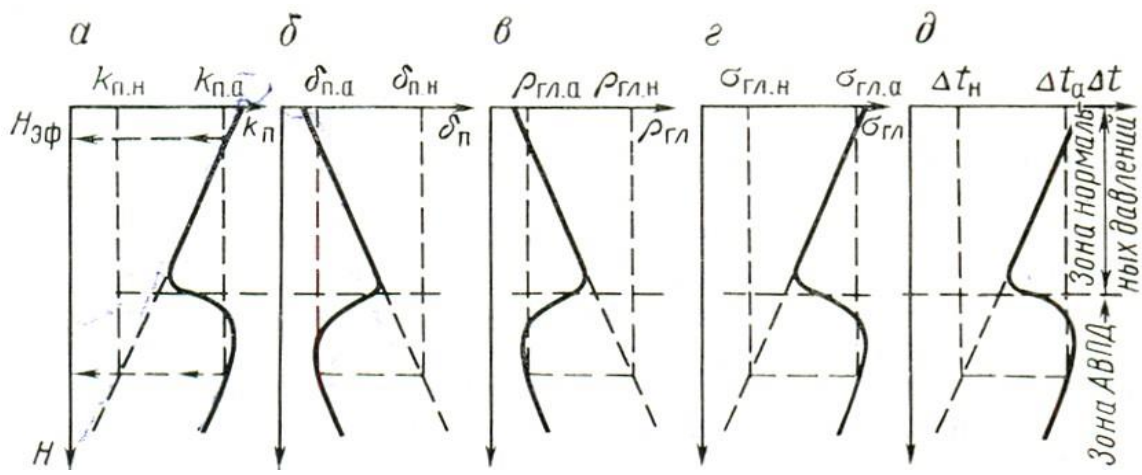
Пример выявления зон с аномально высоким давлением по данным измерения плотности глин и их проводимости



1 — нормальные кривые уплотнения и проводимости; 2 — плотность чистых глин, определенная по образцам и шламу; 3 — проводимость чистых глин, отсчитанная по кривой индукционного каротажа

Выявление зон АВПД

□□= ***f(H)***



4.4 Бурение узкопрофильных и сверхузкопрофильных скважин

Ю. Боков супервайзер по бурению месторождения Кашаган компании «Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.» (НКОК Н.В.)

И. Газ менеджер по поддержке производственных операций (геология) (НКОК Н.В

+7 7122 924384; Yuriy.bokov@ncoc.kz

Исследованы вопросы бурение узкопрофильных и сверхузкопрофильных скважин. Цель исследования безопасное бурение и ввод в эксплуатацию скважин в глубоких горизонтах, достижение цели обеспечивается за счет применения автоматизированных буровых инструментов и технологии бурения узкопрофильных или сверхузкопрофильных скважин, разработанной компанией Eni и примененной на месторождении Кашаган. Приведены технические вводные данные, изучены улучшения качества ствола скважины. Рассмотрены традиционный метод бурения и автоматизированное бурение, и технология узкопрофильного бурения. Приведен пример сложного геологического района с несколькими взбросами и последовательности залегания твердых/абразивных и относительно мягких пород. Описана технология узкопрофильного и сверхузкопрофильного бурения, рассмотрены ее преимущества. Рассмотрены режимы бурения с применением автоматизированных буровых инструментов, привалена типовая конфигурация КНБК для вертикальных и наклонно-направленных скважин. Приведены примеры для вертикальной и наклонно-направленной скважины с S-образным профилем.

Issues of drilling narrow-profile and ultra-narrow-profile wells are investigated. The purpose of the study is safe drilling and commissioning of wells in deep horizons, achieving the goal is achieved through the use of automated drilling tools and technology for drilling narrow-profile or ultra-narrow-profile wells developed by Eni and applied at the Kashagan field. Technical input data are given, wellbore quality improvements are studied. Considered the traditional method of drilling and automated drilling, and narrow-profile drilling technology. An example is given of a complex geological area with several thrusts and the sequence of occurrence of hard / abrasive and relatively soft rocks. The technology of narrow-profile and ultra-narrow-profile drilling is described, its advantages are considered. Drilling modes with the use of automated drilling tools are considered, and a typical BHA configuration for vertical and directional wells is attached. Examples are given for a vertical and directional well with an S-shaped profile.

Цель: безопасное бурение и ввод в эксплуатацию скважин в глубоких горизонтах.

Для того, чтобы геологи смогли достичь, оценить и впоследствии ввести в эксплуатацию наиболее глубокозалегающие горизонты, при бурении необходимо оказать содействие в строительстве скважин с обеспечением:

- высококачественного исполнения ствола скважины;
- улучшения процесса контроля траектории скважины;
- сокращения времени и расходов на выполнение работ.

Увеличение количества диаметров обсадных колонн без ущерба продуктивности скважины.

Достижение вышеуказанных пунктов обеспечивается за счет применения автоматизированных буровых инструментов и ***технологии бурения узкопрофильных или сверхузкопрофильных скважин***, разработанной компанией Eni и примененной на месторождении Кашаган.

Технические вводные данные

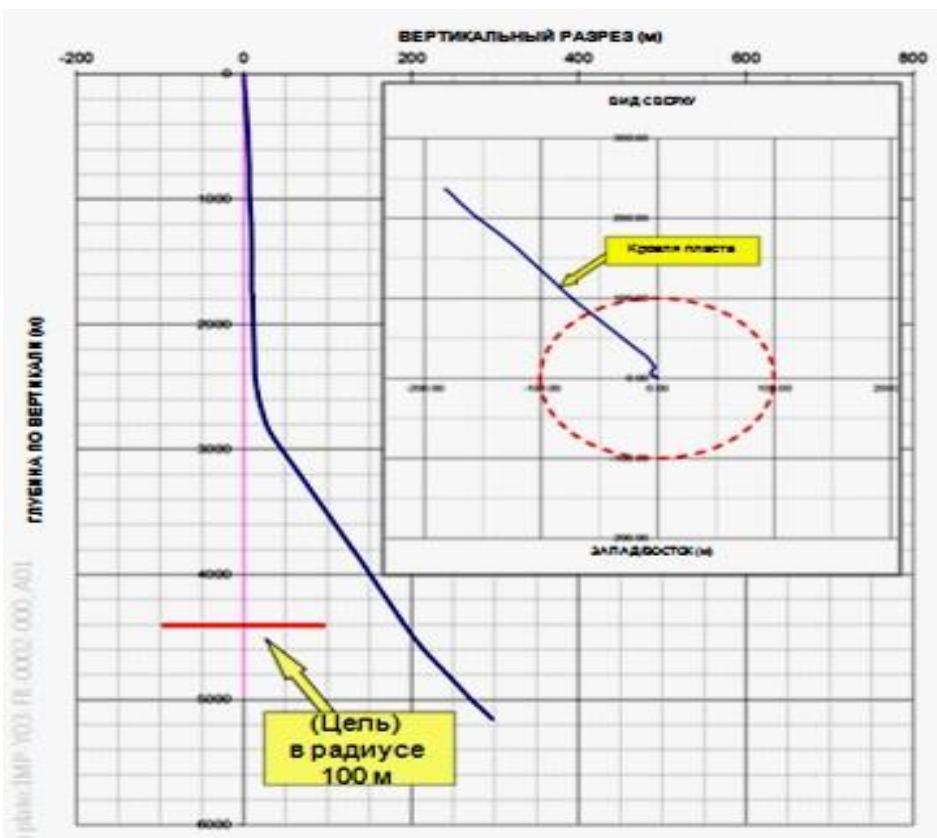
Применение автоматизированных буровых инструментов (АБИ) позволяет обеспечить:
- Высококачественное исполнение ствола скважины;
- Улучшение процесса контроля траектории скважины.

Возможность уменьшения зазора между обсадными колоннами и стенками ствола скважины.

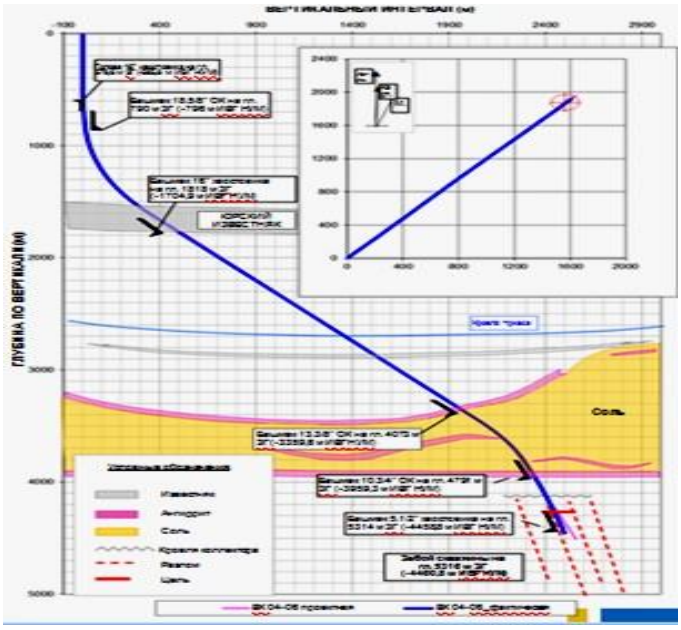
Улучшение качества ствола скважины

Ствол скважины **без *применения*** АБИ ***Традиционный метод бурения***

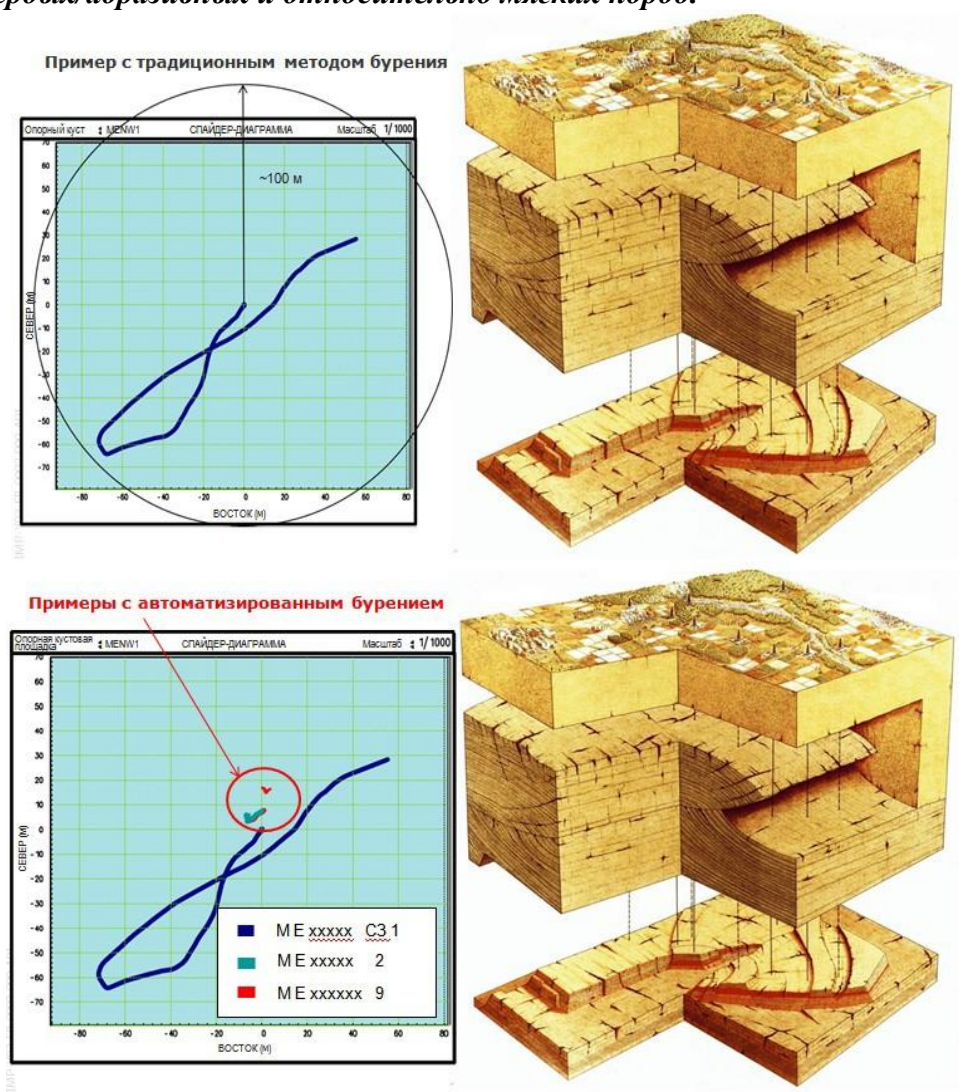
Ствол скважины **с применением** АБИ



Автоматизированное бурение и технология узкопрофильного бурения



Пример сложного геологического района с несколькими взбросами и последовательности залегания твердых/абразивных и относительно мягких пород.

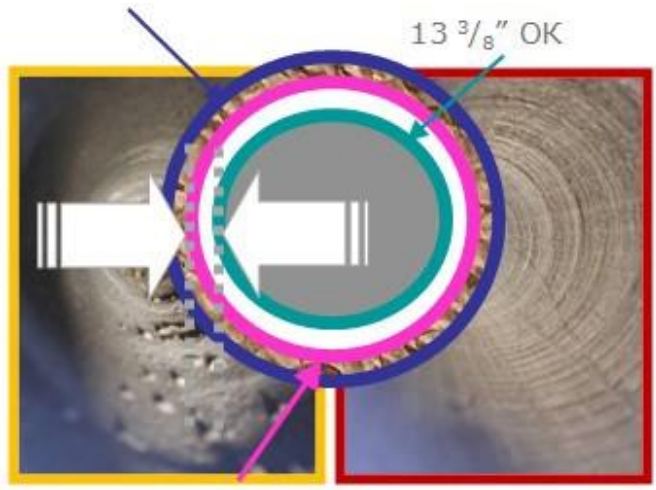


Технология узкопрофильного и сверхузкопрофильного бурения

Компания Eni, разработчик и пионер в области применения автоматизированных буровых инструментов, добилась улучшения качества ствола скважины путем уменьшения расстояния между обсадной колонной и стволом скважины, создав:

- концепцию узкопрофильного бурения.

17 ½” ствол (традиционное бурение)



14-¾” ствол (узкопрофильное бурение)

Преимущества

Сокращение времени и затрат, либо, как вариант, использование двух дополнительных обсадных колонн для достижения более глубокозалегаемых целей.

- Увеличение количества диаметров обсадных колонн без ущерба продуктивности скважины (эксплуатационная колонна аналогичного или большего диаметра).
- Меньший объем разбуриваемой породы.
- Более высокая производительность.
- Сокращение объема бурового шлама уменьшение воздействия на окружающую среду.

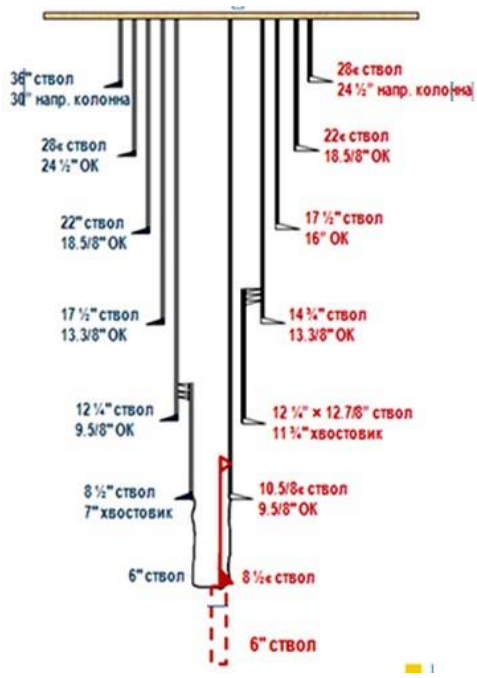
Концепция

Уменьшение расстояния кольцевого пространства (1-1,5”) между наружным диаметром обсадной колонны и стенкой ствола скважины на протяжении всего профиля колонны.

Доступны две дополнительные обсадные колонны с диаметром в промежутке от 18 ⅝” до 9 ⅝” для традиционного профиля скважины.

Одна дополнительная секция, с расчетом на завершение бурения скважины стволом в 6 дюймов.

Традиционныйпрофильскважинывсравнениисосверхузкопрофильнойскважинойх-lp™



Преимущества

Снижение времени и стоимости бурения.

Снижение объема бурового шлама, подлежащего утилизации, меньшее воздействие на окружающую среду.

Меньший типоразмер труб.

Меньший объем бурового раствора.

Выше вероятность успешных работ в скважинах с высокой температурой / высоким давлением (глубоких скважинах)

Улучшенная производительность и меньшие бюджетные риски (меньшая вероятность внутрискважинных осложнений и зарезок бокового ствола).

Более высокое качество каротажа благодаря улучшенному качеству ствола скважины.

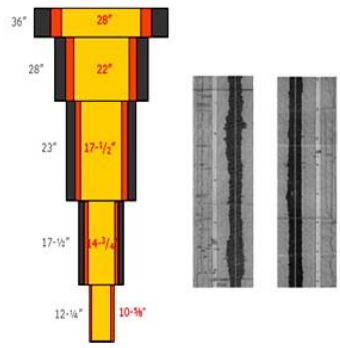
Более качественное цементирование.

Дополнительный доступный размер ствола.

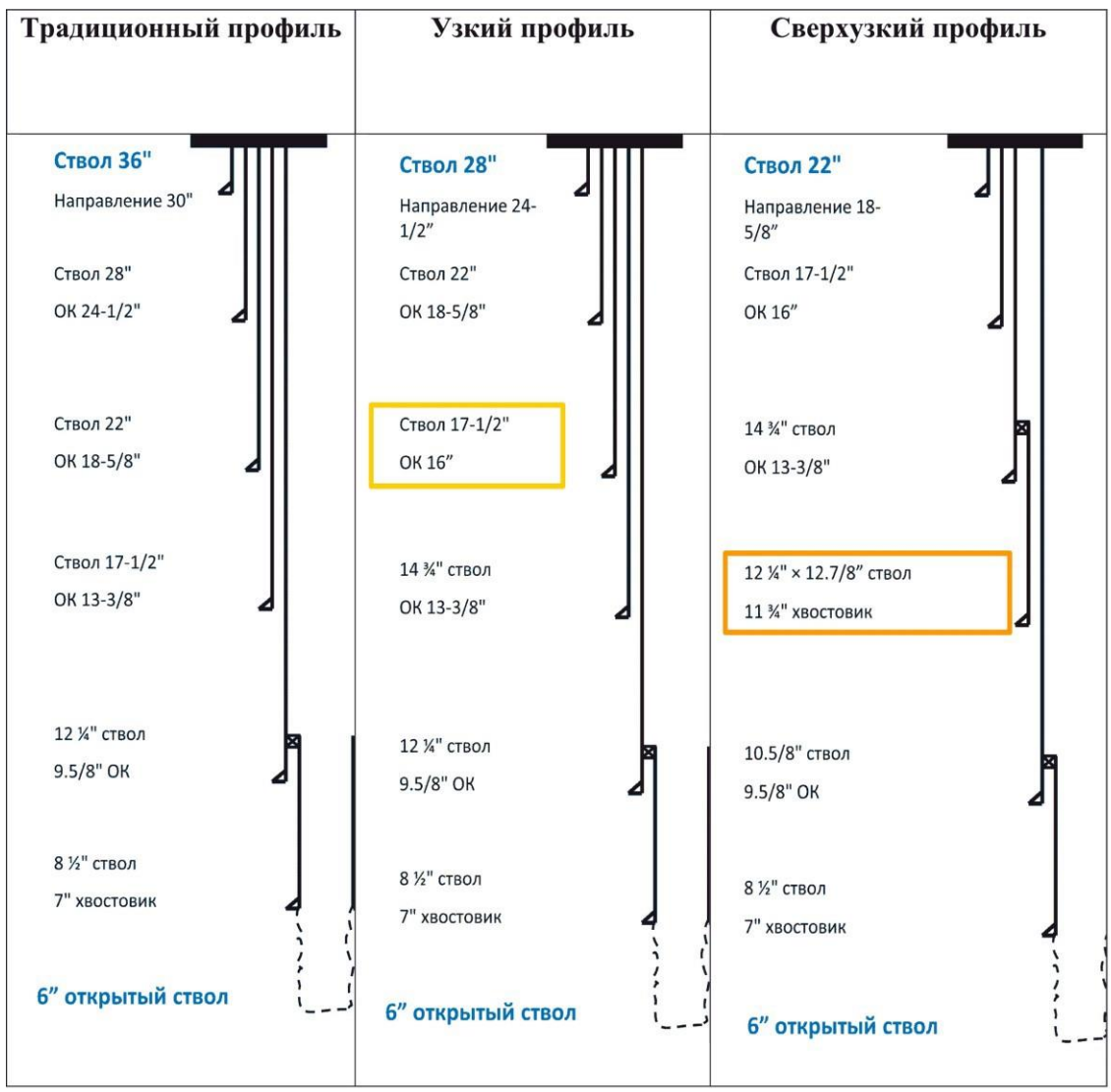
Скважина с традиционным профилем по сравнению со сверхузкопрофильной скважиной x-lp™

Меньшее воздействие на окружающую среду: снижение объема выбуренной породы

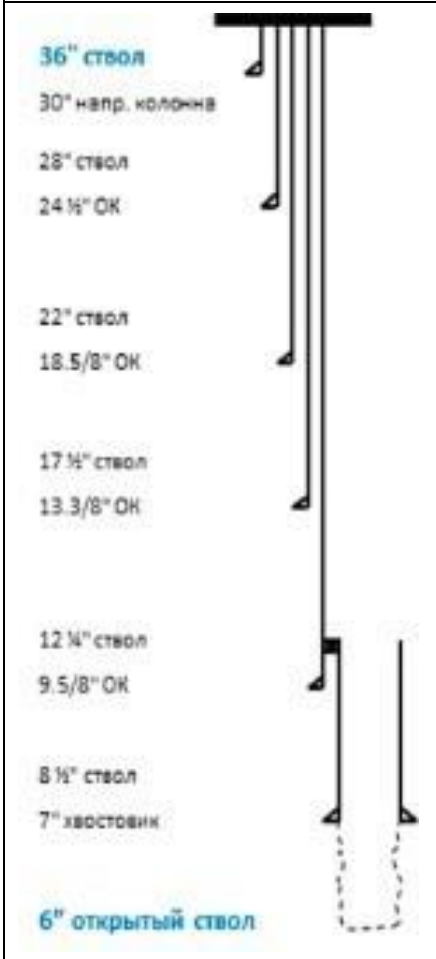
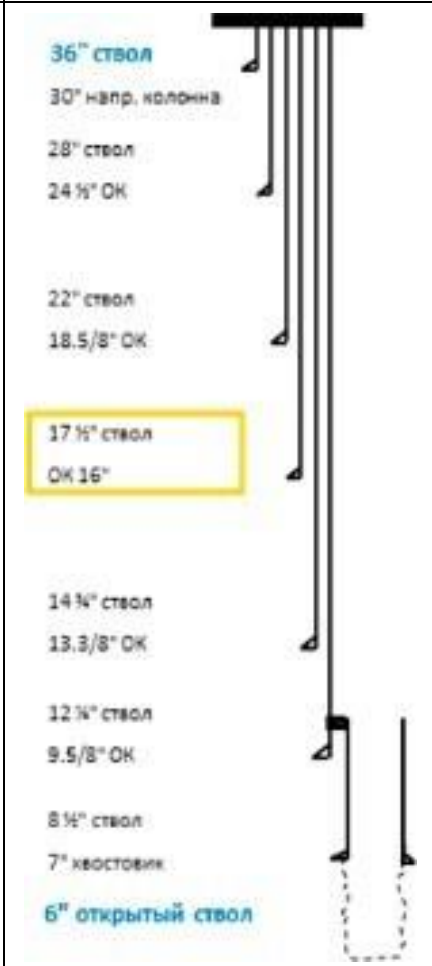
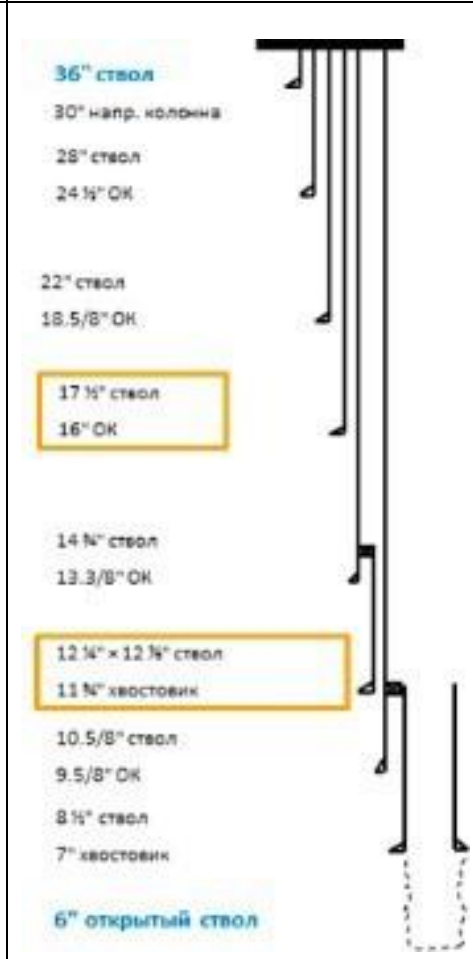
Глубина по стволу (м)	Традиционный вариант	Объем (м³)	Узкий профиль	Объем (м³)	Сверхузкий профиль	Объем (м³)
50	36"	32.8	28"	19.85	22"	12.25
400	28"	138.95	22"	85.75	17 ½"	54.25
1200	23"	214.4	17 ½"	124	14 ¾"	88
1900	17 ½"	108.5	14 ¾"	77	12 ¼" x 12 7/8"	53.2
3300	12 ¼"	106.4	12 ¼"	106.4	10 ⅝"	80.08
		601.05		413		287.78
				31.29%		52.12%



Стандартный профиль: 600 м^3
Узкий профиль: 415 м^3 (−30 %)
Сверхузкий профиль: 300 м^3 (−50 %)



Более эффективное бурение с меньшим размером ствола скважины

Традиционный профиль	Узкий профиль	Сверхузкий профиль
		
1 дополнительная обсадная колонна	2 дополнительные обсадные колонны	

Заглубление

Режимы бурения с применением автоматизированных буровых инструментов

Типовая конфигурация КНБК для вертикальных и наклонно-направленных скважин

Тип и свойства бурового раствора

Обеспечение качественной очистки ствола и надлежащий вынос шлама из скважины:
- дизайн бурового раствора с необходимой реологией и гидравликой;
-технология ЭЦП для обеспечения непрерывной циркуляции бурового раствора.

Раствор, подобранный под конкретную породу (буровой раствор на нефтяной основе подходит для любой литологии, раствор на водяной основе необходимо подбирать под конкретную породу.

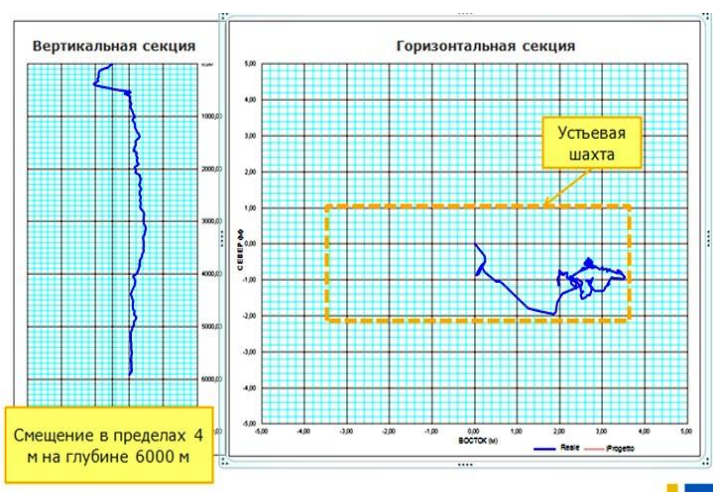
Использование раствора с надлежащими реологическими свойствами для снижения коэффициента трения во время бурения и спуска обсадной колонны.

Спуск и цементирование обсадной колонны

Использование керамических центраторов:
- надлежащее центрирование в уменьшенном кольцевом пространстве;
- уменьшение затяжек между обсадной колонной и стенкой скважины благодаря меньшему коэффициенту трения;
- центраторы помогают достичь забоя скважины;
- максимальное увеличение площади сечения перетекающего потока бурового раствора.

Использование цементного раствора низкой плотности (две ступени цементажа) и вязкости.
Оптимизация вытеснения цементного раствора.

Пример для вертикальной скважины



Пример для вертикальной скважины

District/ Affiliate Company	**Daily Drilling Report**	Well Name	Severo Astrakhan1
		Field Name	Severo Astrakhan
	Date: 27/11/2002 Arpo 2	Cost Centre	SA 1

Rig Name	NATIONAL 1625 DE 5870	RT Elevation	12.65 (m)	Well Code	20318
Type of Rig	LAND RIG	Ground Level	-18.2 (m)	DoL / DsS	163 of
Contractor	SAIPEM SPA	Rt - 1st flange/top housing	-2.95 (m)	Permit / Conc No	0000

Well	Last Casing	Next Casing	BOP	Type	Ø (in)	wp (psi)
Ø (in)	13 3/8	9 7/8	Stack	CAM	13 5/8	15000
Top (m)	13	3800	Diverter			
Bottom (m)	4016	5500	Annular	CAM"D"	13 5/8"	10000
Top of Cmt (m)	120	3800	Annular			
Last Survey (°)	0.08 / at 4205 (m)		Upper Rams	CAM"US"	5 1/2"	15000
LOT - FIT	1,9 (kg/l) at 4016 (m)		Middle Rams	CAM"US"	SHEAR	15000
Reduce Pump Strokes Pressure			Middle Rams			
Pump (in)	1	2	3	Middle Rams	CAM"UD"	5 1/2" 15000
Liner	6	6	5,5	Lower Rams	CAM"UD"	5" - 7" 15000
Strokes	30-60	30 - 60	30 - 60	Last Test	09/11/2002	
Pres. (kg/cm2)	24-60	24-60				

MD (24:00)	4217	(m)
TVD (24:00)		(m)
Total Drilled		(m)
Rotating Hrs	1,30	(hh.mm)
R.O.P.	1,33	(m/hr)
Progressive Rot. Hrs	1358	(hh.mm)
Back Reaming Hrs	130,3	(hh.mm)

4217 м.

Personnel		Planned Depth	
Agip	20	M.D.	6500 (m)
Rig	63	T.V.D.	6500 (m)
Others	0	Injured	
Total	83	Total	0

Lithology LIMESTONE (100%) Shows BGG 0.22% tot gas (C1= 0.11%)

From (hr)	To (hr)	Op.Code			Operation Description
00:00	01:30	DRILL	E 5	P	COMPLETED RIG UP NEW VERTITRACK AND PERFORMED FUNCTION TEST OK!
01:30	04:00	DRILL	E 4	P	MAKE-UP BIT #26 AND RIH BHA @ m 245.
04:00	15:30	DRILL	E 4	P	RIH BIT @ m 3753 WITH DP 51/2.FILLED UP STRING EVERY 10 STDS.
15:30	18:30	DRILL	E 25	P	SLIP AND CUT DRILLING LINE. TESTED ANTI-COLLISION SYSTEM AND CROWN-O-MATIC.
18:30	21:30	DRILL	E 4	P	CONTINUE RIH BIT FROM m 3753 TO m 4185. FILLED UP STRING EVERY 10 STDS (TEST VERTITRAK OK!)
21:30	22:30	DRILL	E 6	P	RIH IN REAMING FROM m 4185 TO BOTTOM m 4217.
22:30	00:00	DRILL	E 3	P	DRILLING IN SLIDING MODE FROM m 4215 TO m 4217.

24 h summary WEATHER CONDITIONS : FOGGY (MIN -5 MAX -2)

Operation at 07:00 DRILLING @ m 4227 | 24 h forecast DRILLING

Mud Type	FW : SS : CL	
Density	1,63	(kg/l)
Viscosity	54	(sec/qt)
P.V.	35	(cP)
Y.P.	13	(g/100cm2)
Gel 10"/10'	5 / 15	(g/100cm2)
Water Loss	3,5	(cc/30') (cm3)
HP/HT		(cc/30') (cm3)
Pressure		(kg/cm2)
Temp.		(DegC)
Cl-	194	(g/l)
Salt		(g/l)
pH	10,4	
MBT		(kg/m3)
Solid	26	(%)
Oil / Water Ratio	:	
Sand	1	(%)
pm / pom	1,6 /	(cm3)
pf	0,35	(cm3)
mf	0,9	(cm3)
Daily Losses	0	(l)
Prog. Losses	6370	(l)

Bit Data	No	Run No	No	Run No
	26	35		
Manuf.	BK-HG			
Type	HC607			
Serial No.	7200715			
IADC	M433			
Diameter	12 1/4 (in)			(in)
Nozzle/TFA	1.052			
Start Depth	4215 (m)			(m)
Cur. Depth	4217 (m)			(m)
Drilled	2 (m)			(m)
Rot. Hours	1.3			
Avg. R.P.M.	125			
Avg. W.O.B.	6 (t)			(t)
Flow Rate	2750 (l/min)			(l/min)
Pressure	255 (kg/cm2)			(kg/cm2)
Ann. Vel.	42 (m/min)			(m/min)
Jet. Vel.	68			
HHP Bit	261			
HSI	2.2			

Bottom Hole Assembly No 35

Description	Ø (in)	Part L.	Prog L.	Rot. Hours Partial	Rot. Hours Progr.
HC607	12 1/4	0,36	0,36	1,3	1,3
VERTITRAK	12 1/4	10,14	10,5	1,3	1,3
X/O	9 7/8	1,02	11,52	1,3	142
ROLLER REAM.	8 1/8	2,3	13,82	1,3	142
SHOCK SUB	8 1/8	4,52	18,34	1,3	142
CIRC. VALVE	8	0,69	19,03	1,3	1,3
10 X 8" DC	8	92,6	111,63	1,3	142
JAR	8	9,82	121,45	1,3	142
1 X 8"DC	8	9,23	130,68	1,3	142
X/O	8	1,01	131,69	1,3	142
12 X 5" HWDP	5	113,7	245,39	1,3	142
X/O	7 1/4	1,12	246,51	1,3	142

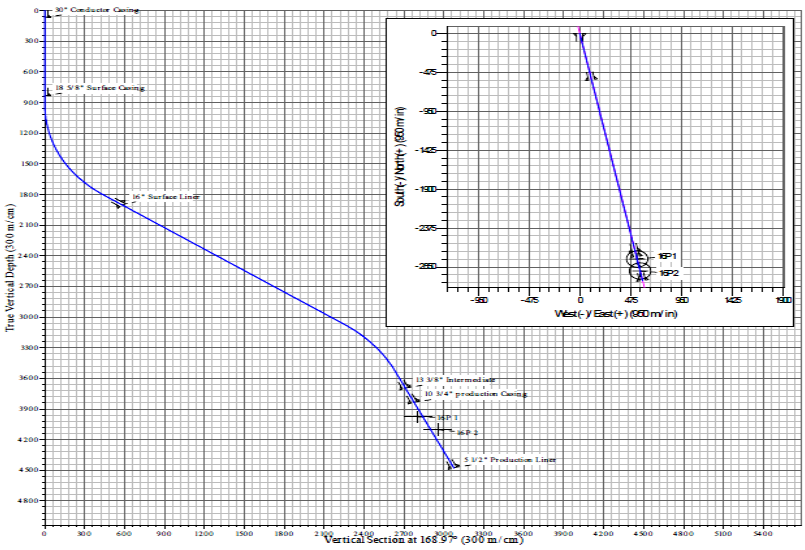
Практическое отсутствие трения в ходе СПО бурильной колонны

BENTONITE	66	T	S. MODE = 178 t
CEMENT	0	T	DOWN = 170 t
SALT	152	T	FUEL=106 mc

Total Cost (kTL) Daily 101805 Prog. 25873341

Supervisor GIUBBILEI - GIONA AEBV-D.Dpt.

Пример наклонно-направленной скважины с S-образным профилем



ПАРАМЕТРЫ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

ИВГ	ЗГ	Наименование	Диаметр
70.00	70.00	30" напр. колонна	30.000
835.00	835.00	18.5/8" кондуктор	18.625
1900.00	2114.10	16" тех. хвостовик	16.000
3696.00	4943.46	13.3/8" промеж. колонна	13.375
3833.35	5095.00	10.3/4" экспл. колонна	10.750
4475.00	5802.99	5.1/2" хвостовик	5.500

ОПИСАНИЕ СЕКЦИИ

Сек.	ЗГ	Зенит. угол	Азимут	ИВГ	+С/-Ю	+В/-З	Интен. искрив	Торец инст.	Цель	Верт. секция
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0		0.00
2	900.00	0.00	0.00	900.00	0.00	0.00	0.000	0		0.00
3	1130.77	10.00	168.95	1129.60	-19.71	3.85	1.300	169	16P1	20.09
4	1330.77	20.00	168.97	1322.54	-70.46	13.75	1.500	0	16P2	71.79
5	1948.42	55.00	168.97	1804.97	-433.79	84.59	1.700	0	16P2	441.97
6	4154.42	55.00	168.97	3070.28	-2207.44	430.42	0.000	0		2249.02
7	4754.42	25.00	168.97	3524.67	-2581.68	503.39	1.500	180	16P2	2630.30
8	5808.50	25.00	168.97	4480.00	-3018.92	588.65	0.000	0		3075.77

Технологии узко профильного и сверх узко профильного бурения позволили осуществить разработку месторождения Val D'Agri (самое крупное месторождение в континентальной Европе) в сложном геологическом районе с несколькими взбросами и последовательности залегания твердых/абразивных и относительно мягких пород и также на территории природоохранной зоны благодаря:

- созданию возможности для бурения с целью достижения глубокозалегающих целевых запасов;
- созданию возможности для кустового бурения при использовании сокращенного количества центров бурения (уменьшение воздействия на окружающую среду).

Вводные данные

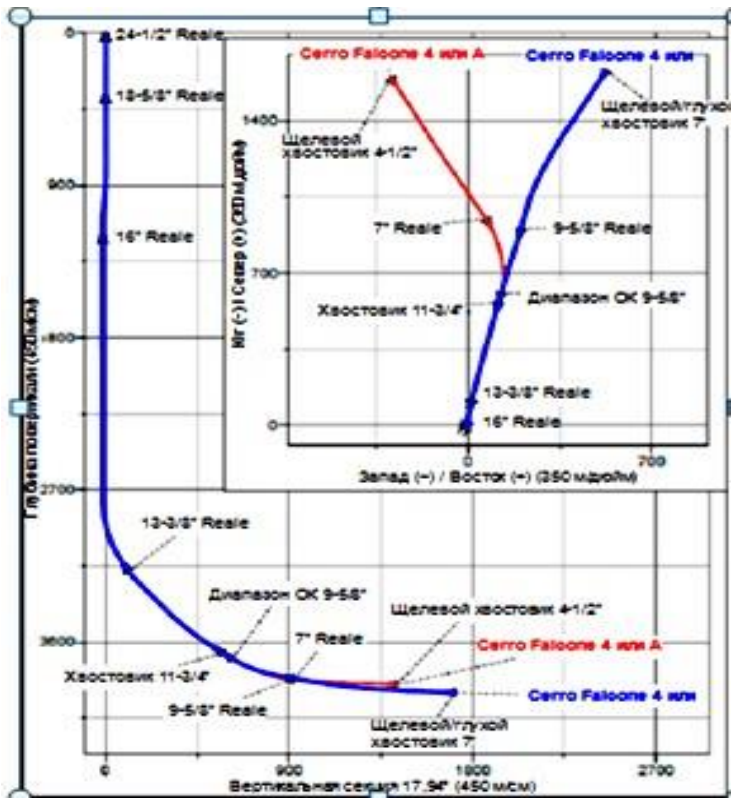
Наземная скважина месторождения Val D'Agri (район Базилликата, юг Италии), пробуренная в период с сентября 2007 г. по май 2008 г.

Пробурено с той же точки, что и скважина XXX, при расстоянии между устьями скважин всего лишь 12 м.

Первое применение технологии сверхузкопрофильного бурения наклонно-направленной многоствольной скважины с большим отходом от вертикали в твердых породах.

Проектируется в качестве основного ствола многоствольной скважины.

Профиль скважины



Техническое осложнение месторождения Val D'Agri

Сложность контроля устойчивости ствола скважины и кавернообразования (особенно в горизонте Галестрино, с хрупкими глинами).

Необходимость бурения чередующихся пород (мягких и твердых).

Очень твердые и абразивные породы с высоким углом падения. Малое расстояние до ближайшей скважины.

Решение

Подробный инженерный анализ для выбора наиболее подходящей КНБК и дизайн бурового раствора (моделирование взаимодействия с пластами).

Использование невращающейся системы управления для проводки верхнего участка скважины.

Использование вращающейся системы управления для проводки отклоняемого участка скважины.

Использование соответствующего оборудования для спуска и соединения обсадных труб.

Использование керамических центраторов.

Результаты

Отличная вертикальность в твердых породах с большим зенитным углом (макс. наклон = 1,16°, макс. интенсивность искривления ствола = 0,81° / 30 м).

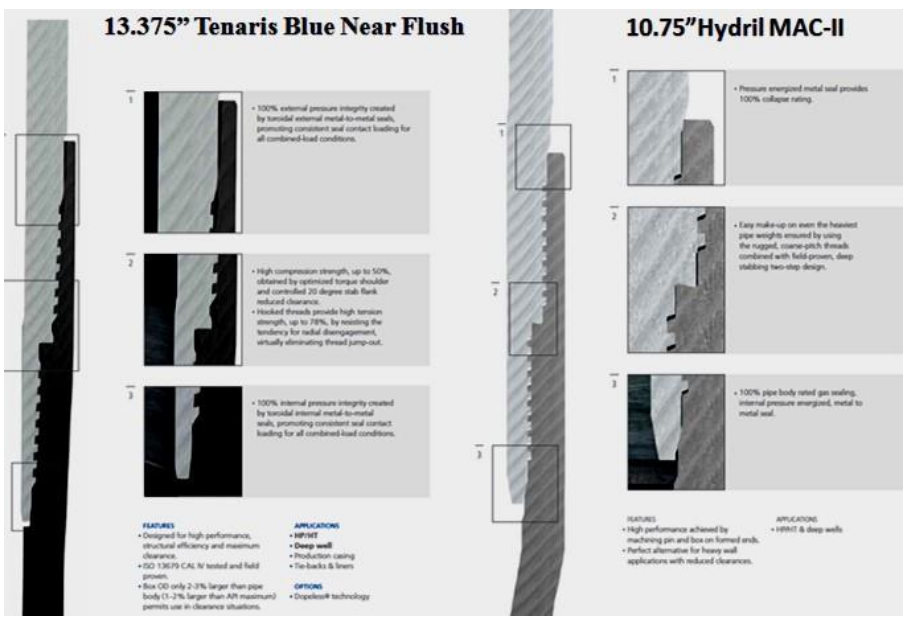
Хорошее качество проводки ствола благодаря использованию автоматизированных систем управления.

Проектный профиль скважины выполнен с большой точностью (предупреждение пересечения стволов, изменение курса, начало точки набора угла, участок отклонения).

Целесообразность и экономическая рентабельность при наличии сложных условий бурения.

Успешное применение технологии при бурении наклонно-направленной многоствольной скважины с большим отходом от вертикали в твердых породах.

Замковые соединения обсадных колонн применяемые при узкопрофильном и сверхузкопрофильном бурении



Технология узкопрофильного и сверхузкопрофильного бурения

Конструкция скважины, для оценки влияния уменьшенного зазора на глубину начала набора кривизны, максимальное значение интенсивности искривления ствола, выбор марки стали и толщины стенки, а также замковые соединения обсадной колонны.

Режимы бурения при использовании автоматизированных буровых инструментов, для обеспечения высокого качества исполнения ствола скважины, позволяющего управлять инструментом при уменьшенных диаметрах кольцевого пространства.

Конфигурация КНБК, для максимального облегчения КНБК.

Оборудование бурового станка, для максимального повышения эффективности работ с применением технологии X-LP™.

Тип и свойства бурового раствора, для обеспечения оптимальной производительности, особенно для спуска обсадных колонн.

Центрирование обсадной колонны, для обеспечения качественного цементирования при уменьшенном диаметре кольцевого пространства.

Спуск и цементирование обсадной колонны, с обращением особого внимания на ЭПЦ, потери давления и оптимальную закачку цемента.

4.5 Поликатионные буровые растворы «Катбурр» для бурения скважин в сложных геолого-технических условиях (на примере Астраханского ГКМ)

Миталим М.-Р. Гайдаров д.т.н., начальник лаборатории перспективных исследований ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
8(910) 462-02-73; M_Gaydarov@vniigaz.gazprom.ru

Исследованы проблемы бурение глинистых отложений на Астраханском ГКМ (АГКМ), рассмотрены традиционные растворы, используемые для бурения надсолевых отложений АГКМ, указаны недостатки традиционных растворов в сложных геолого-технических условиях АГКМ. Изучены воздействие различных агрессий при бурении в сложных геолого-технических условиях, устойчивость буровых растворов к воздействию различных агрессий. Предложены технологии ООО «Газпром ВНИИГАЗ» для сложных геолого-технических условий, поликатионные буровые растворы «Катбурр» для бурения скважин в сложных геолого-технических условиях. Приведены требования к «Катбурр» при бурении скважин на Астраханском ГКМ и результаты бурения скважин с применением буровых растворов «Катбурр», изучено влияние рапопроявления на показатели «Катбурр И», Воздействие температуры на соленасыщенный утяжеленный «Катбурр», воздействие сероводорода на соленасыщенный утяжеленный «Катбурр». Рассмотрены перспективы поликатионных систем «Катбурр».

The problems of drilling clay deposits on the Astrakhan gas condensate field (AGKM) were investigated, traditional solutions used for drilling the above-salt AGKM deposits were examined, and the shortcomings of traditional solutions in the complex geological and technical conditions of AGKM were pointed out. The effects of various aggressions during drilling in complex geological and technical conditions, the resistance of drilling fluids to the effects of various aggressions were studied. The technologies of LLC Gazprom VNIIGAZ for complex geological and technical conditions, polycationic drilling fluids Katburr for drilling wells in complex geological and technical conditions are proposed. The requirements for “Katburr” when drilling wells at Astrakhan gas condensate field and the results of drilling with drilling solutions “Katburr” are given, the effect of raporphage on the indicators “Katburr I” is studied, the effect of temperature on the saline-saturated weighted “Katburr”, the effect of hydrogen sulphide on the salted saturation, the effect of hydrogen sulphide on the salted saturation, the effect of hydrogen sulphide on the salted saturation, the effect of hydrogen sulphide on the salted saturation, the effect of hydrogen sulphide on the salted saturation, the effect of hydrogen sulphide on the salatation saturd ". The perspectives of the Katburr polycationic systems are considered.

Бурение глинистых отложений на АГКМ

Проблемы:

- Ухудшение свойств и показателей рабочей жидкости;
- Наработка раствора и перерасход химических реагентов;
- Потеря устойчивости стенок (вывалы, осыпи и обвалы);
- Сужения и кавернообразования ствола;
- Сальникообразования, желобообразования, затяжки, посадки, заклинки, проработки и т. д.
- Низкие технико-экономические показатели бурения;
- Удорожание затрат на бурение скважины и создание техногенной нагрузки на окружающую среду;
- Все это значительно усугубляется в условиях воздействия высоких температур и др. агрессий.
- Ухудшение свойств и показателей рабочей жидкости, перерасход химических реагентов;
- Потеря устойчивости стенок (течение, осыпи и обвалы);

- Сужения и кавернообразования ствола;
- Рапопроявления;
- Низкие технико-экономические показатели бурения;
- Удорожание затрат на бурение скважины и создание техногенной нагрузки на окружающую среду;
- Все это значительно усугубляется в условиях воздействия высоких температур, H_2S, CO_2 и др. агрессий.

Традиционные растворы, используемые для бурения надсолевых отложений АГКМ

С 1982 года по 2017 год на АГКМ использовались различные буровые растворы российскими и зарубежными сервисными компаниями, среди которых наиболее эффективные приведены ниже:

1. Полимер-глинистые нефтеэмульсионные растворы, включающие смазочные добавки нефть,Т-66, СМАД, окисленный битум;
2. Полимер-глинистые растворы, включающие смазочные добавки СМЭГ-5, СМЭГ-3, ФК-2000, детергент MC-shurf, стабилизированные КЛСП;
3. Полимер-глинистые растворы, включающие СМЭГ-2, СМЭГ-4, ингибиторы набухания полигликоли, полиэколи, полиэконол;
4. Различные ингибирующие растворы – хлоркалиевые, гликолевые, кальциевые, силикатные и др.;
5. Синтетический буровой раствор, включающий акрилаты, хлорид калия, ацетат натрия, таловое масло и Т-92;
6. РУО на основе дизельного топлива (скв. №717) и нефти (скв .№708).

Не один состав, включая РУО, не обеспечил стабилизацию ствола, снижение коэффициента кавернозности и сальникообразования. Применение водных растворов сопровождалось ростом коллоидной фракции до 10-20%, ухудшением всех показателей, перерасходом реагентов, наработкой и т. д.

Недостатки традиционных растворов в сложных геолого-технических условиях АГКМ

1. Низкие ингибирующие и крепящие свойства;
2. Сложность управления свойствами раствора в процессе бурения;
3. Зависимость показателей от pH среды и нестабильность свойств;
4. Низкая устойчивость к температурной, солевой, углекислотной и сероводородной и др. агрессиям;
5. Биодеструкция полимеров, загнивание и дестабилизация системы;
6. Несовместимость пресной и соленой систем;
7. Многокомпонентность;
8. Одноразовое использование;
9. Создание техногенной нагрузки на окружающую среду;
10. Низкое качество вскрытия продуктивных пластов и т. д.

Воздействие различных агрессий при бурении в сложных геолого-технических условиях

Агрессии ухудшают свойства и показатели раствора, что влияет на устойчивость ствола скважины.

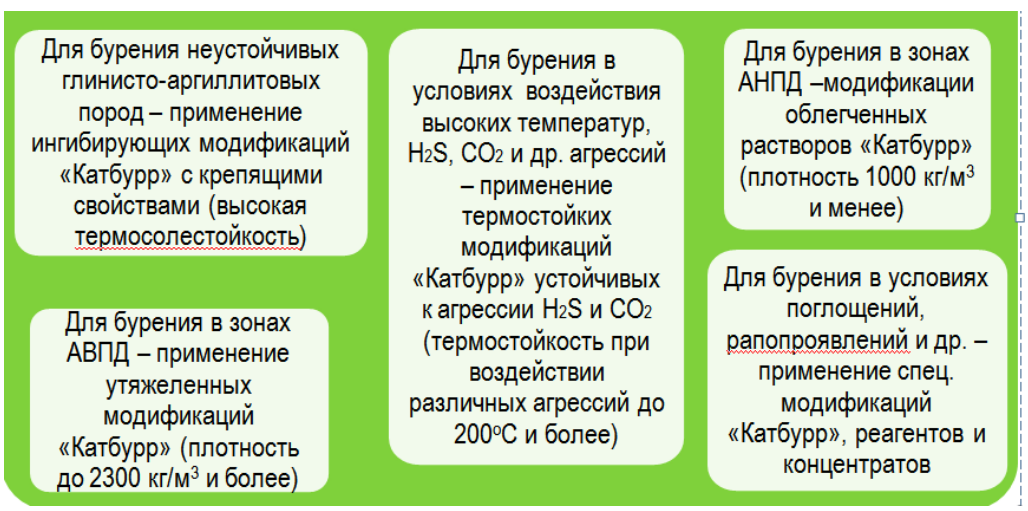
Восстановление показателей раствора требует дополнительных обработок, что приводит к наработке и т. д.

Устойчивость буровых растворов к воздействию различных агрессий

Тип раствора на водной основе	Устойчивость раствора при агрессии								
	глин	Солей		Ра-пы	pH	Цеме-нт	CO2, H2S и др.	Температура	время
		Na^+ K^+	Ca^{2+} Mg^{2+}						
Гуматно-полимерный	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	до 160-170°С	нет
Лигносульфонатно-полимерный	нет	да	да	нет	нет	нет	нет	до 140-160°С	нет
Ингибирующий на основе полисахаридов	нет	да	да	да	нет	нет	нет	до 120-160°С	нет
Ингибирующий на основе акрилатов	нет	да	нет	нет	нет	нет	нет	до 180-200°С	да
Поликатионные системы	да	да	да	да	да	да	да	до 220-250°С	да

Технологии ООО «Газпром ВНИИГАЗ» для сложных геолого-технических условий

Поликатионные системы «Катбурр» многоразового использования для бурения скважин в сложных геолого-технических условиях



Наработка раствора при бурении глинистых отложений на АГКМ

Интервал бурения долотом 393,7 мм, м	Наработка раствора, м³
350 —	317
350 —	914
350 —	1050
350 —	1200
350 —	2000

Регламент по применению буровых растворов при строительстве эксплуатационных скважин на Астраханском ГКМ. ОАО «Газпром»: ООО.«Газпром добыча Астрахань», Инженерно-технический центр, 2010. – 40 с.

Требования к «Катбурр» при бурении скважин на Астраханском ГКМ

- высокие ингибирующие свойства при проходке набухающих глинистых пород (предотвращение загущения и наработки раствора, сохранение стабильных показателей рабочей жидкости, снижение расхода реагентов);
- высокие крепящие свойства при проходке неустойчивых глин и аргиллитов (стабилизация ствола скважины);
- снижение коэффициента кавернозности ствола скважины и сальникообразований;
- высокая термосолестойкость и устойчивость раствора к углекислотной и сероводородной агрессии;
- повышение технико-экономических показателей бурения;
- снижение затрат на бурение скважины и техногенной нагрузки на окружающую среду.

Результаты бурения скв. 939: Этап 1 (экспериментальный «Катбурр», 2013-2014гг.)

Бурение надсолевых глинистых отложений с применением экспериментального состава «Катбурр» сопровождалось осложнениями. При забое 1860м, при очередном спуске инструмента на глубине 560м, произошло отклонение в сторону. Бурение второго ствола производилось до глубины 2900м.

В дальнейшем при бурении в солевых отложениях произвели корректировку экспериментального состава «Катбурр».

Экономический эффект от использования «Катбурр» при бурении скв. №939 Астраханского ГКМ в солевых отложениях составил 14 млн руб.

Результаты бурения скв. 1082 и 916: Этап 2 (модифицир. составы «Катбурр И», 2015-2016гг

№	Показатели	Скважина (глинистые отложения)		
		915 базовый 30-2486 м	1082 «Катбурр И» 30-2104 м	916 «Катбурр И» 30-2414 м
1	Механическая скорость бурения, м/ч	4,0	5,0	5,0
2	Коэффициент кавернозности	1,33	1,24	1,31
3	Время на СПО и проработки, ч	805	324	449
4	Времяна осложнение, связанное с потерей устойчивости ствола, ч	246	167	172

При бурении под конд. и I пром. колонну затраты на реагенты составили:
- 21 млн руб. или 8 562 руб./м по скв. № 915, традиционный раствор;
- 11 млн руб. или 5 334 руб./м по скв. № 1082, «Катбурр И»;
- 18,3 млн руб. или 7 655 руб./м по скв. № 916, «Катбурр И».

Результаты бурения скв. 1082 и 916: Этап 2 (модифицир. составы «Катбурр И», 2015-2016гг)

При бурении солевых отложений затраты на реагенты составили:
- 24 901 664,5 руб или 19 576,8 руб/м по скв.№915 (интервал 2486-3750);
- 14 055 011,7 руб или 8 386,0 руб/м по скв.№1082 (интервал 2101-3780м);
13 117 674,0 руб или 9 603,0 руб/м по скв.№916 (интервал 2414-3818м).

Экономический эффект от использования «Катбурр» в надпродуктивной толще составил:

- на скв. №1082 – 67,2 млн руб.;
  на скв. №916 – 73,4 млн руб.

Результаты бурения скв. 4450: Этап 2 (модифицир. состав «Катбурр 2И», 2017г)

Показатели	Скв. 707, базовый	Скв. 4450, «Катбурр 2И»
Интервал бурения (глинистые отложения), м	350-3620	350-3420
Механическая скорость бурения, м/ч	1,6	4,4
Наработка раствора, $м^3$	2860	0
Коэффициент кавернозности	1,57	1,24
Время, затраченное на осложнение, связанное с потерей устойчивости ствола, ч	1377	393

До инцидентов, связанных со сломом инструмента (3 случая) и «полетом» коэффициент кавернозности составлял 1,19 (интервал 350-2486 м).

Экономический эффект от использования «Катбурр» в глинистых отложениях составил свыше 47 млн руб.

Результаты применения «Катбурр» на АГКМ (оценка ингибирующих свойств)

Показатели	№ скважины					
	707	915	939	1082	916	4450
Тип раствора	Базовый (полимер-калиевый)		«Катбурр»			
Интервал бурения, м	0-3620	0-2486	0-2900	0-2101	0-2414	0-3420
Показатель ΔСк, %	≥8-12	≥7-11	≤0	≤0	≤0	≤0
Наработка раствора, $м^3$	2860	1250	0	0	0	0

Влияние рапопроявления на показатели «Катбурр И» (скв.1082 АГКМ)

Раствор	Технологические показатели						Содержание в фильтрате, г/л	
	ρ, кг/м³	Т, с	ПФ, см³	СНС 1/10, Па	η,	o, Па	Ca^{2+}	Mg^{2+}
до технического отстоя плотность раствора в скважине составляла 1980 кг/м³								
рабочий	1950	73	2,1	38/62	55	26	10,8	1,2
пачка	1910	68	2,3	34/58	50	22	12,2	1,1
до технического отстоя плотность раствора в скважине составляла 2100 кг/м³								
рабочий	1980	67	2,0	33/48	59	19	11,5	1,5
пачка	1850	42	3,5	14/24	32	10	13,6	1,2

Интенсивность рапопроявления: 2-3 $м^3$/сут. – на скв. №915, 5-6 $м^3$/сут. – на скв. №1082.

Модификации «Катбурр» в сочетании с системой регенерации утяжелителя могут найти применение в условиях рапопроявлений.

Воздействие температуры на соленасыщенный утяжеленный «Катбурр»

№	Добавки утяжелителя	Показатели раствора			
		ρ, кг/м^3	ПФ, см^3 за 30 мин		
			45^{0}С	150^{0}С	200^{0}С
1	«Катбурр 1400»	1400	4	13	18
после термостатирования 220 ^{0}С			5	12	17
2	«Катбурр 1900»	1900	4	14	19
После термостатирования 220 ^{0}С			3	12	17
3	«Катбурр 2200»	2200	3,5	14,5	17
после термостатирования 220 ^{0}С			4	14	16

Примечание: *ρ – плотность, ПФ – показатель фильтрации. Термостатирование в течение 120 часов.*

Воздействие сероводорода на соленасыщенный утяжеленный «Катбурр»

H_2S, л/л	ЖС-7, %	ПФ, см^3 за 30 мин		СНС$_{1/10}$, дПа			ПВ, мПа·с			ДНС, Па			pH
		25^{0}С	120^{0}С	25^{0}С	50^{0}С	82^{0}С	25^{0}С	50^{0}С	82^{0}С	25^{0}С	50^{0}С	82^{0}С	
До пропускания сероводорода													
0	0	5	14	20/30	20/40	20/95	88	64	46	18,1	10,2	7,8	8
После пропускания сероводорода													
12	0	2	9,6	20/20	15/15	10/10	108	65	44	26,8	8,3	2,9	6,5
Дообработка 0,5% триэтаноламина													
0	0	5	15	25/45	30/60	80/120	118	85	70	28,3	19,5	21,5	10
До пропускания сероводорода													
0	7	5	14	20/30	20/40	25/95	93	65	48	19	14	10	8
После пропускания сероводорода													
12	7	4	10	15/20	10/15	10/10	115	70	46	28	7	8	7
Дообработка 0,5% триэтаноламина													
0	7	5	13	30/50	20/60	15/60	120	79	58	29	16,6	10,2	10

Влияние «Катбурр» на восстановление проницаемости натурных кернов

Проницаемость, мД	Буровой раствор	Проницаемость после действия раствора, мД	β
29.63	Меловой биополимер.	4,23	0,14
25,92	Меловой биополимер. с ПАВ	6,62	0,25
38,92	Меловой «Катбурр»	18,4	0,47

Поликатионные системы «Катбурр» – новое направление в области буровых растворов

Традиционные буровые растворы относятся к анионно-неионным системам. В 2012-2013гг в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» впервые созданы поликатионные системы «Катбурр», которые позволяют устранить указанные недостатки традиционных растворов. В дальнейшем

совершенствование «Катбурр» производилась силами специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и ООО «Газпром добыча Астрахань». Поликатионные системы не имеют аналогов в мировой практике – это новое направление в области буровых растворов. Патентообладателем модификаций «Катбурр» является ООО_«Газпром ВНИИГАЗ».

Модификации «Катбурр» не являются готовой продукцией и не могут самостоятельно использоваться заказчиком. Это инженерное решение, которое предоставляется как часть пакета услуг ООО «Газпром ВНИИГАЗ», включает в себя разработку состава, рецептуры обработок и управление свойствами и показателями в процессе бурения при авторском сопровождении.

Применение поликатионных систем «Катбурр» на Астраханском ГКМ

***Применение модификаций «Катбурр» на данном этапе обеспечивает*:**
- стабильность свойств раствора в процессе всего цикла строительства скважины;
- предотвращение наработки раствора, снижение расхода реагентов;
- устойчивость к солевой, температурной, H_2S, CO_2 и др. агрессиям;
- снижение образования «сальников» («грязевых пачек») (недостаточно);
- повышение устойчивости стенок и снижение кавернозности (недостаточно);
- повышение ТЭП бурения и снижение затрат на строительство скважины (недостаточно).

***Первоочередные задачи перед «Катбурр» на следующем этапах*:**
- минимизация образования «сальников»;
- повышение крепящих свойств раствора и снижение кавернозности;
- повышение ТЭП бурения и снижение затрат на строительство скважины.

О перспективе поликатионных систем «Катбурр»

***Основные задачи перед ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в плане совершенствования «Катбурр»*:**

1. Оптимизация состава, свойств и показателей «Катбурр», повышение стабильности раствора при воздействии агрессий;
2. Повышение крепящих свойств «Катбурр», снижение на АГКМ коэффициента кавернозности К≤1,25;
3. Повышение качества первичного вскрытия продуктивного пласта;
4. Использование в КНБК РУС в глинистых отложениях на АГКМ;
5. Применение модификаций «Катбурр» на площадях ПАО «Газпром» с сложными геолого-техническими условиями.
6. Создание и выпуск новых высокоэффективных поликатионных сополимеров для модификаций «Катбурр», как в жидком, так и в сухом виде.

Применение поликатионных систем и импортозамещение

Повсеместное применение модификаций «Катбурр» позволит решить вопрос по импортозамещению за счет отказа от следующих импортных реагентов:
- Водорастворимые эфиры целлюлозы: КМЦ, КМОЭЦ, ПАЦ и др. анионные марки;
- Акрилаты: ГиПАН, ГиПАА, ЧГПАА и др. анионные марки;
- Лигносульфонаты: КССБ, ФХЛС, окзил и др. марки;
- А также гуматы, силикаты, щелочи, реагенты для осаждения катионов Ca^{2+}, Mg^{2+} и др.

Выводы

1. Высокие ингибирующие и крепящие свойства поликатионных систем Катбурр повышают устойчивость ствола, стабильность показателей рабочей жидкости и позволяют предотвратить наработку (утилизацию) раствора.

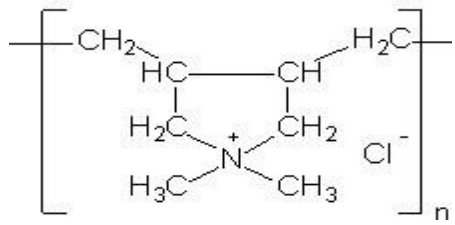
2. Высокая термосолестойкость, устойчивость к H2S, CO2 и др. агрессиям позволяет использовать поликатионные системы «Катбурр» в сложных геолого-технических условиях бурения.

4. Применение поликатионных систем «Катбурр» позволяет решить вопросы по импортозамещению в области растворов.

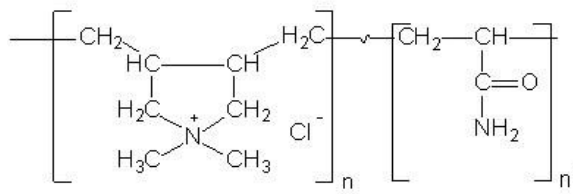
3. Использование поликатионных систем «Катбурр» в сложных геолого-технических условиях бурения обеспечивает повышение технико-экономических показателей бурения и снижение затрат на строительство скважины.

Приложение

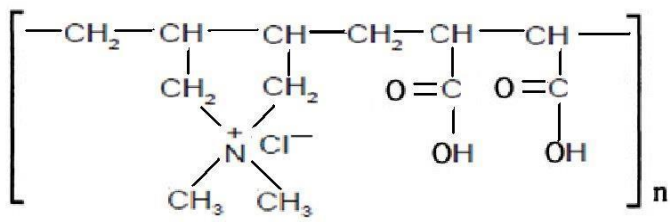
ПолиДАДМАХ (ВПК-402)



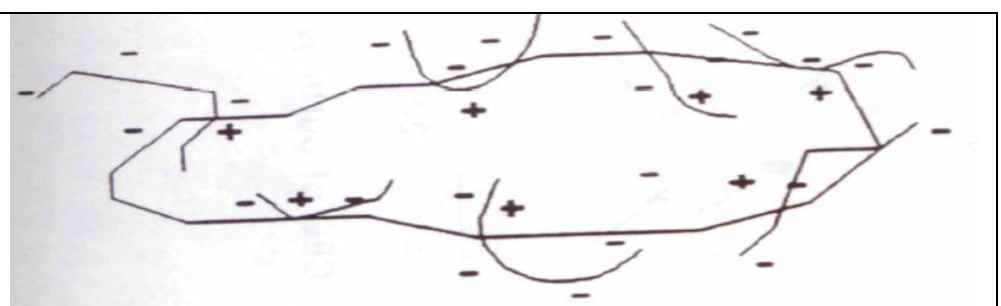
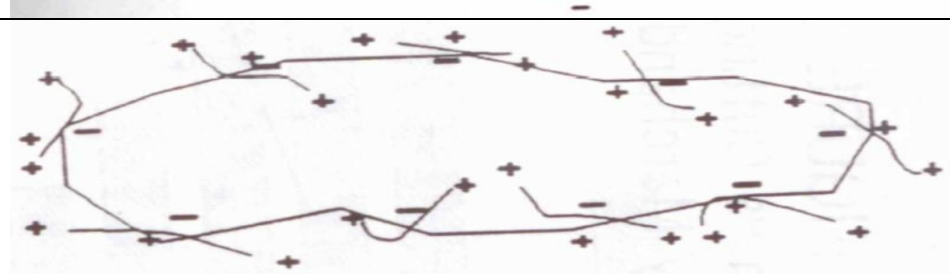
Сополимер ПолиДАДМАХа с акриламидом



Сополимер ПолиДАДМАХа с малеиновым ангидридом – Силфок2540С



Взаимодействие катионных (со)полимеров с глинами

Адсорбция анионных полимеров (физическая)	
Адсорбция катионных (со)полимеров (химическая	

Состав раствора	Химический состав фильтрата, мг/л				
	$(Na^{+}+K^{+})$	Mg^{2+}	Ca^{2+}	Cl^{-}	Катионный полимер
Вода+4%бентонита	627	168	82	1604	
Вода+4%бентонита+ 7%катионного полимера	7575	386	123	12429	Присутствует

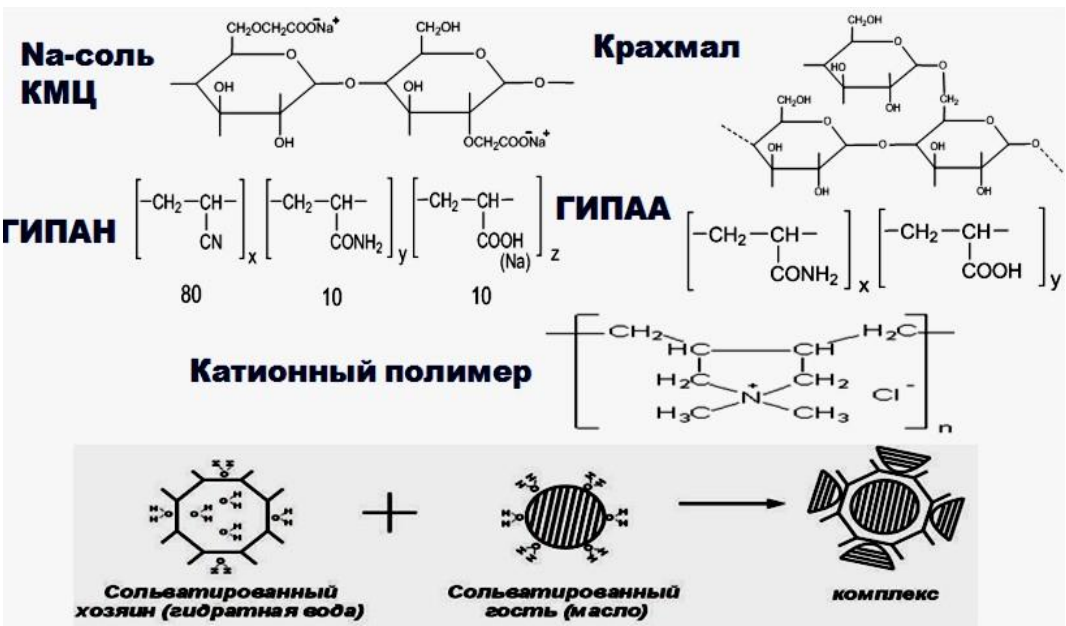
Механизм ингибирования глины катионным полимером

Ингибирующий эффект катионного полимера объясняется двумя механизмами: нейтрализация заряда глины и формирование устойчивой гидратной оболочки на ее поверхности.

Катионные полимеры, сильнее взаимодействуют с отрицательно заряженной глиной, адсорбируются полностью на ее поверхности и образуют устойчивые гидратные оболочки вокруг глины за счет формирования растворов внедрения углеводородными цепями. Кроме того, поликатион нейтрализует заряд глины, все это резко замедляет всасывание воды глиной (замедляется гидратация), отсюда замедление набухания и диспергирования.

Существующие полимеры в воде диссоциируют на полианионы, либо нейтральны, следовательно, их взаимодействие с отрицательно заряженной глиной очень слабое – они не могут нейтрализовать заряд глины и способны фрагментально адсорбироваться на ней, следовательно, они не могут создать устойчивые гидратные оболочки (растворы внедрения) на твердой поверхности, поэтому вода продолжает всасываться глиной со всеми вытекающими последствиями.

Механизм ингибирования глины катионным полимером



Ингибирование глин катионными (со)полимерами

Отсутствие наработки;

Сохранение стабильных показателей рабочей жидкости;

Стабилизация ствола скважины;

Снижение всасывания молекул воды в глину, замедление набухания и диспергирования глин;

Ослабление взаимодействия молекул воды с глиной;

Комплексное ингибирование – нейтрализация заряда глин и формирование устойчивых гидратов на поверхности глинистых частиц.

Механизм нейтрализации бактериальных клеток

Активные бактериальные клетки, которые приводят к биодеструкции полимеров, в основном несут отрицательный заряд. Такие анионно-неионные полимеры как крахмал, водорастворимые эфиры целлюлозы, биополимер, лигносульфонаты в среде буровых растворов являются питательной средой для бактерий. Применение катионных (со)полимеров, даже в небольших количествах, нейтрализуют заряд этих бактерий. Бактерии после нейтрализации заряда не способны вызывать деструкцию полимеров, используемых при строительстве скважин.

Устойчивость к температуре и к полисолевой агрессии

Высокая термостойкость поликатионных систем объясняется высокой устойчивостью катионного полимера к воздействию температур. Циклическое строение молекулы катионного полимера резко повышает прочность связей в углеводородной цепи, выдерживающей воздействие температур до 220-250°С. Термостойкость анионных и неионных полимеров значительно ниже.

Анионные полимеры при взаимодействии с катионами кальция и магния теряют свою стабилизирующую способность, так как образуются нерастворимые или комплексные соединения.

Крепящие и ингибирующие свойства буровых растворов

4.6 Проблемы крепления сверхглубоких скважин

Ф.А. Агзамов доктор наук, профессор, Уфимского государственного нефтяного технического университета
faritag@yandex.ru

Исследованы проблемы крепления сверхглубоких скважин. Изучено влияние высоких температур при креплении скважин, изменения прочности портланцементного камня при различной температуре, влияние температуры на проницаемость цементного камня. Дано химическое описание фазовых переходов продуктов твердения, приведена диаграмма областей образования гидросиликатов кальция. Описаны опыт крепления сверхглубоких скважин, опыт разработки и выпуска высокотемпературных цементов. Дано описание технология получения тампонажных материалов.

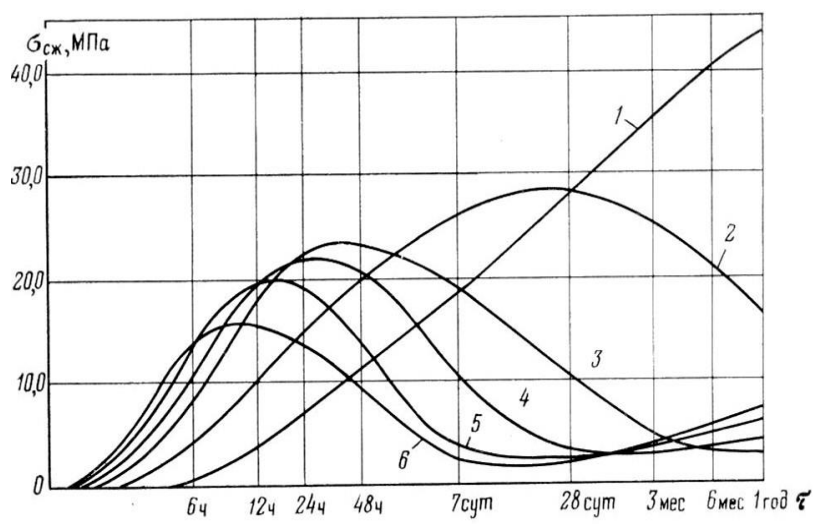
The problems of fixing ultradeep wells are investigated. The effect of high temperatures during well casing, changes in the strength of a portlancement stone at different temperatures, and the effect of temperature on the permeability of cement stone were studied. A chemical description of the phase transitions of hardening products is given, a diagram of the formation of calcium hydrosilicates is given. Describes the experience of fixing ultra-deep wells, experience in the development and production of high-temperature cements. A description is given of the technology for producing cement materials.

Основные проблемы

- Высокие температуры;
- Высокие давления;
- Низкие давления;
- Продолжительность процесса цементирования.

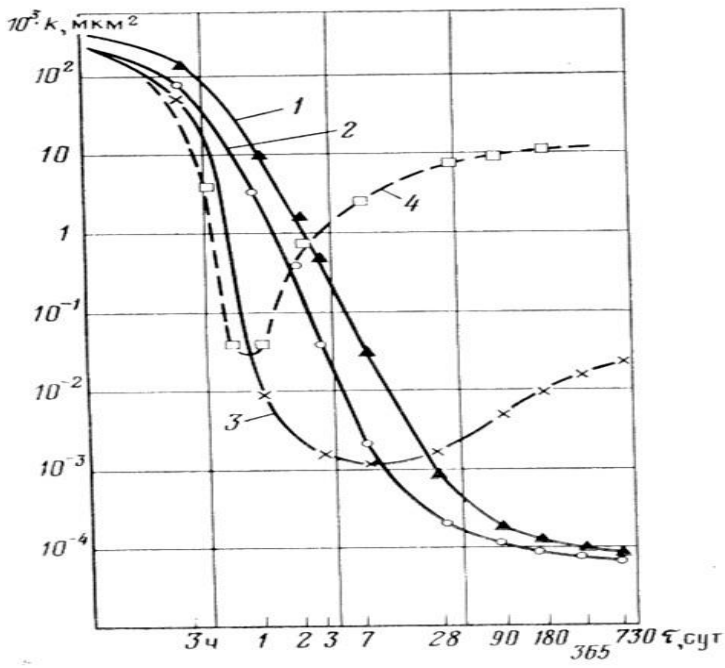
Влияние высоких температур

Термическая коррозия, ее последствия:
- Сбросы прочности камня;
- Повышение проницаемости камня;
- Требуется применение специальных цементов;
- Ускорение процесса схватывания цементного раствора:
- Требует применения термостойких замедлителей твердения.



Изменение прочности портланцементного камня при различной температуре (В/Ц = 0,5)

№	1	2	3	4	5	6
Р, МПа	0,1	0,1	20	60	80	120
Т, °С	22	75	120	160	200	300



Влияние температуры на проницаемость цементного камня

1 – 22°С (S=2560 см2/г);
2 – 22°С (S=3600 см2/г);
3 – 75°С; 4 – 200°С

Аномальные давления:

- Растворы повышенной плотности (до 2400 кг/м3);
- Растворы пониженной плотности (до 1500 кг/м3).

Длительность операции цементирования (6-10 часов):

- Применение термостойких замедлителей твердения.

Осаждение твердой фазы из раствора.
- Применение термостойких структурообразователей.

Термическая коррозия цементного камня

Причина — неустойчивость продуктов твердения и их перекристаллизация с переходом в термодинамически более устойчивое состояние.

Внутрифазовая перекристаллизация – укрупнение образовавшихся при твердении цемента продуктов твердения.

Межфазовая перекристаллизация – образование соединений иной кристаллической структуры.

Фазовые переходы продуктов твердения:

$$C_2SH_2 \xrightarrow{0,84} C_2SH(A) \xrightarrow{1,23} CSH(B) \longrightarrow \text{тоберморит} \xrightarrow{0,8} \text{ксонотлит}$$

Вероятность фазовых переходов

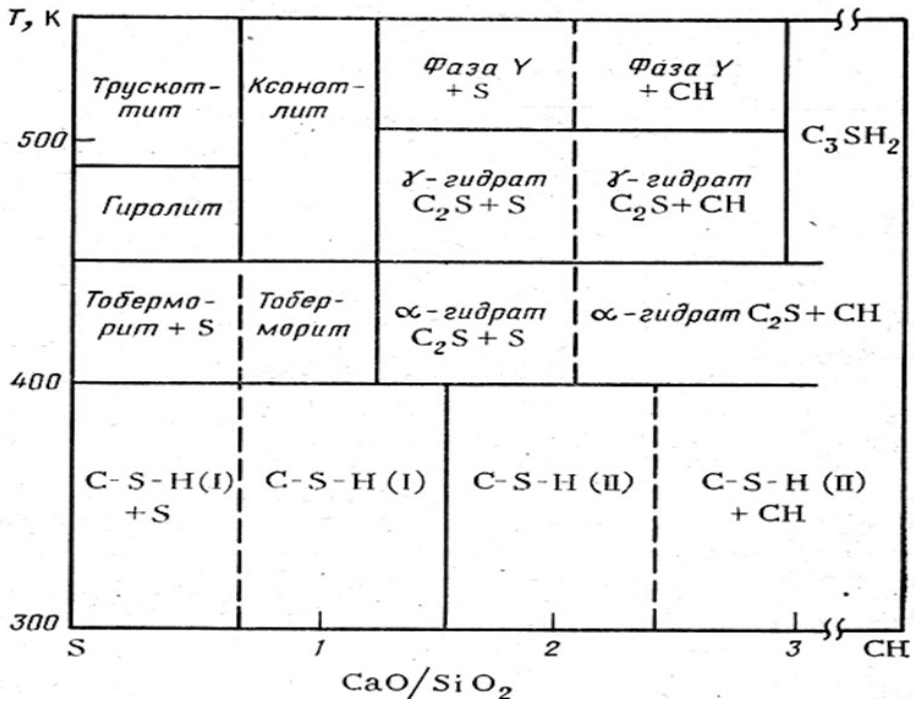
К межфазовой перекристаллизации наибольшей склонны высокоосновные продукты твердения, в которых

CaO/ SiO2 = C/S > 1,2

(портландцемент C/S = 2,7)

Наиболее устойчивы к межфазовой перекристаллизациям низкоосновные соединения, в которых отношение C/S ≈ 1

Диаграмма областей образования гидросиликатов кальция



Принципы получения высокотемпературных цементов

1. Понижение основности вяжущего и продуктов твердения;
2. Управление кинетикой фазообразования.

Цель исключение образования фазы $C_2SH(A)$.

$$C_2SH_2 \xrightarrow{0,84} C_2SH(A) \xrightarrow{1,23} CSH(B) \longrightarrow \text{тоберморит} \xrightarrow{0,8} \text{ксонотлит}$$

Пути образования CSH(B):

- бесстадийный (из извести и кремнезема):

$$CaO + SiO_2 + H_2O \rightarrow CSH(B);$$

- одностадийный (в результате понижения основности гидрата C_2SH_2):

$$CaO + SiO_2 + H_2O \rightarrow C_2SH_2 \rightarrow CSH(B);$$

- двухстадийный (в результате понижения основности гидрата $C_2SH(A)$:

$$CaO + SiO_2 + H_2O \rightarrow C_2SH_2 \rightarrow C_2SH(A) \rightarrow CSH(B).$$

Наиболее эффективным способом предупреждения термической коррозии является уменьшение C/S в самом цементе, обеспечивается:

- Добавкой песка к цементу в количестве 40 - 45 %;
- Заменой части цемента шлаком;
- Применение известково-кремнеземистых цементов.

Термостойкие цементы

- Портландцементно-песчаные тампонажные смеси;
- Белито-кремнеземистые цементы;
- Известково кремнеземистый цемент;
- Цементы на основе доменных шлаков.

Опыт крепления сверхглубоких скважин

Аралсорская СГ-1 – специальные тампонажные материалы производства Актюбинск (АО КазНИГРИ, Каримов Н.Х.).

Кольская сверхглубокая СГ-3 (2000-9200м) Специальный тампонажный материал производства Актюбинск (АО КазНИГРИ совместно с УГНТУ, Каримов Н.Х. и др.).

Кольская СГ-3:

Температура на забое 150 0С, давление 90 МПа.

Цементирование 245 мм технической колонны проводилось в три ступени.

Буфер — техническая вода плотностью 1030 кг/м^3, в количестве 60 м^3.

Для цементирования интервала 2000…8780 м было закачано 560 т цементной смеси, приготовленной из тампонажного материала состава: ПЦ — 70%, ЗУ — 15%, ИВС — 15%. Смесь затворялась на артезианской воде с 0,15% НТФ.

В/Ц	**ρ, кг/м^3**	**2R, см**	**Тпрокач, ч-мин**	**□из, МПа**	**Вода, %**
0,55	1740	20	3-10	3,3	**0,3**

Что и кто есть в настоящее время?

ООО «Цементные технологии» совместно с УГНТУ

- Дезинтеграторная технологическая линия;
- Научная и лабораторная база;
- Оборудование для исследования тампонажных растворов и камня при высоких температурах и давлении;
- РФА, ДТА, электронная микроскопия.

Технология получения тампонажных материалов

1. Активация:
- Повышение реакционной способности цементных минералов;
- Повышение прочности и добавкоемкости базового вяжущего;
- Повышение адгезии цемента на границе контактов;

2. Многокомпонентность:
- Возможность приготовления многокомпонентных смесей (до 9 компонентов единовременно);
- Синтез специальных вяжущих добавок;
- Гомогенизация смесей одновременно с измельчением;

3. Стабильность тампонажных материалов характеризуется высокой седиментационной устойчивостью и низким водоотделением.

4. Регулируемая интенсивность обработки — от режима смешения до режима тонкого измельчения и активации обрабатываемых материалов.

5. Наличие специализированной исследовательской лаборатории, сертифици-рованной по стандартам API и оснащенной инновационным оборудованием для любых термодинамических условий;

6. Возможность рентгеноструктурного, дифференциально-термиче-ского и электронно-микроскопического анализа цементов и продуктов их твердения;

7. Правовая (патентная) защита разработок;
8. Наличие собственной сырьевой минеральной базы;
9. Собственное производство расширяющих добавок;.
10. Аттестованная заводская тампонажная лаборатория;
11. Доставка продукции до буровой по требованию Заказчика, тарированной в МКР, и навалом.

Опыт разработки и выпуска высокотемпературных цементов

Месторождение Шахринаб (Т = 250 ºС);

Цемент ШПТС ACTIVE-200:

В/Ц=0,45; 2R = 240 мм; плотность – 1890 кг/м^3; ПФ по ВМ-6 = 18 см^3/30 мин; начало загустевания при Т=150˚С и давлении 70,0 МПа 6 час 15 мин; прочность цементного камня при твердении при 200˚С и давлении 80,0 МПа в течение 8 часов: при изгибе – 5,4 МПа, при сжатии – 13,5 МПа.

Месторождение Крупской (Т=240ºС, Ка=2,30);

СТШПРут «ACTIVE» — 2,35-250 КМ по ТУ ООО «Цементные технологии».

В/Ц=0,3-0,34; 2R=22-24; плотность 2350кг/м3; водоотдача 6-8 см3/30 мин; водоотделение = 0;

Загустевание 5,0-5,5 час; прочность сжатие — 12,0 МПа; проницаемость – 0,03 мД.

Цементы для месторождения битумов (Татарстан) Т=200ºС. Разработка и поставка цементов последние 7 лет.

4.7 Решение геомеханического, петрофизического и геонавигационного моделирований для оптимизации бурения глубоких скважин

А.Н. Очеретяный старший инженер по геохимике Компания GTI (РФ)
+7 (981) 180-97-57; info@geosteertech.ru
info@geosteertech.com; szagranichny@zhelezo-energy.com

Дана информация о деятельности компании GeoSteering Technologies. Описано решение геомеханического, петрофизического и геонавигационного моделирований для оптимизации бурения глубоких скважин. Описана уникальная многофункциональная платформа «ГЕОНАФТ», предложен комплексный инженерный подход до бурения, во время бурения и после бурения. Приведены примеры: Инженерное сопровождение бурения суб-горизонтальной скважины с изменением конструкции и программы цементажа; сопровождение бурения первой горизонтальной скважины на месторождении (бажено-абалакский комплекс); Бурение «небуримого»: предпосылки и сложности, решения и результаты; Совмещение петрофизического и геологического сопровождения; Расчеты дизайна ГРП для горизонтальной скважины. Проведены лабораторные исследования.

Given information about the activities of the company GeoSteering Technologies. The solution of geomechanical, petrophysical and geosteering simulations to optimize the drilling of deep wells is described. The unique multifunctional platform “GEONAFT” is described, an integrated engineering approach is proposed before drilling, during drilling and after drilling. Examples are given: Engineering support for drilling a sub-horizontal well with a change in the design and cementing program; maintenance of drilling of the first horizontal well in the field (Bazheno-Abalaki complex); Drilling of the “unbreakable”: background and complexity, solutions and results; The combination of petrophysical and geological support; Calculations of hydraulic fracturing design for a horizontal well. Conducted laboratory studies.

О компании

Резидент Тюменского Технопарка
Комплексная поддержка со стороны администрации Тюменской области.
Привлечение инвестиций для развития.
Инновационная деятельность, разработка и внедрение уникальных решений.
Команда, обладающая опытом, позволяющим решать задачи любой сложности.

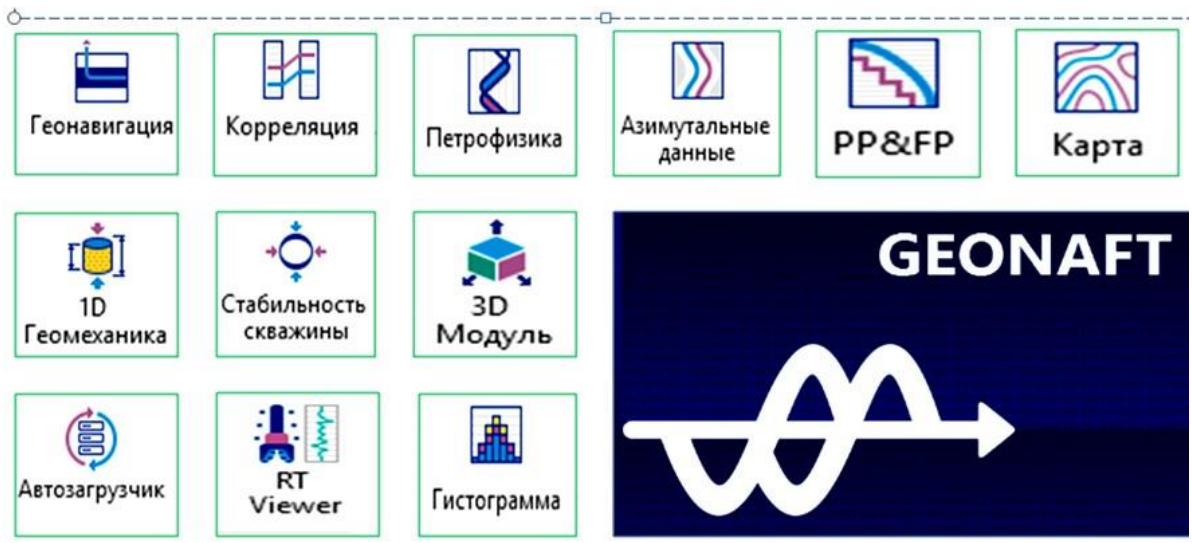
Резидент Сколково, партнер СколТех
Использование и участие в разработке решений на уровне лучших мировых практик.
Доступ к зарубежному опыту.
Доступ к уникальному оборудованию.
Обмен опытом и привлечение экспертов.

Основные цели

- Минимизация рисков нестабильности;
- Снижение НПВ при строительстве скважины;
- Повышение эффективности бурения;
- Оптимизация добычи.

Программное обеспечение

Уникальная в мире единая и многофункциональная платформа «ГЕОНАФТ»;
Решение геологических, технологических задач и функции мониторинга;
Взаимосвязанная архитектура модулей ПО «ГЕОНАФТ»;
Интуитивная и дружелюбное рабочее пространство ПО «ГЕОНАФТ»;
Техническая поддержка пользователей ПО «ГЕОНАФТ» 24/7.

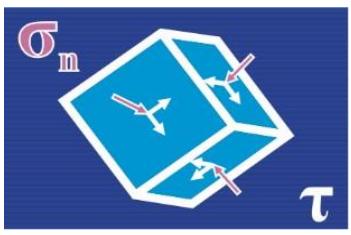
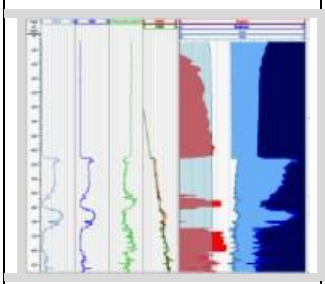
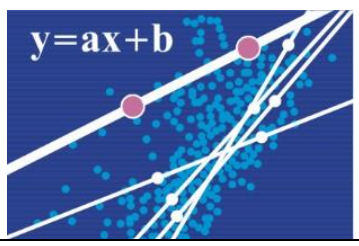
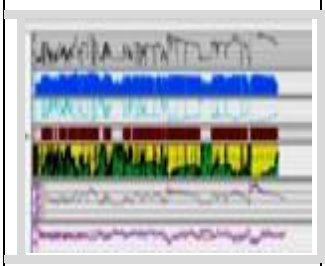
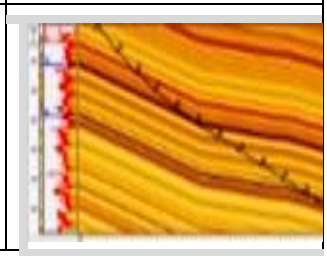


Подготовка персонала

- Тренинг-курс по геонавигации;
- Тренинг-курс по петрофизике;
- Тренинг-курс по геомеханике;
- Тренинг-курс по программному обеспечению «ГЕОНАФТ»;
- Предоставление доступа к лицензионному ПО «ГЕОНАФТ»;
- Совместная геологическая и инженерная проводка скважин как в офисе Заказчика, так удаленно из Центра инженерного мониторинга в г. Санкт-Петербург;
- Качественная интерпретация картографа границ компаний Schlumberger, Weatherford, Baker Hughes, Halliburton;

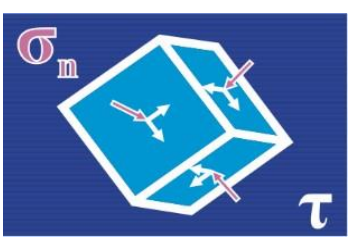
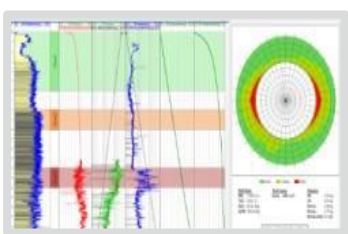
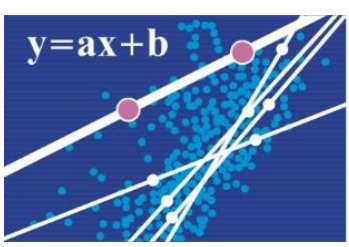
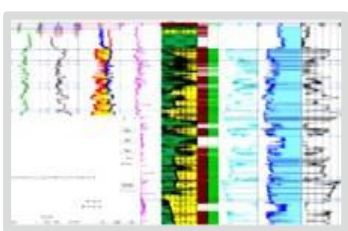
Тренинг-курс проводится специалистами с опытом работы в профессиональных направлениях от 10 лет.

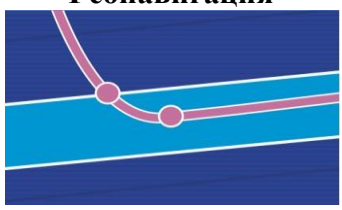
Комплексный инженерный подход до бурения

Геомеханика 	**Предбуровой расчет устойчивости как основа для программ промывки, бурения, цементиро-вания, заканчивания:** - Оптимизация траектории и конструкции скважины для бурения и заканчивания; -Выбор точек зарезки БС; - Определение безопасного окна плотснотси БР; - Выбор плотности БР по-секционно; - Пределы допустимого давления при бурении и креплении.	
Петрофизика 	**Программа ГИС и тестирования керна:** - Разработка целевой программы ГИС, выбор LWD/MWD, оптимизация КНБК - Планирование скважины с учетом ФЕС пласта -Оптимизация программы тестирования керна.	
Геонавигация	**Оптимальный интервал заложения траектории скважины:** - Оптимальная траектория на предбуровом этапе; - Бурение без пилотных стволов.	

Планирование и минимизация рисков

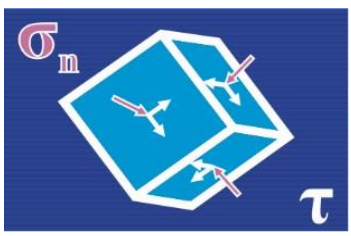
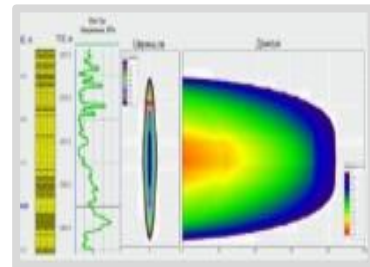
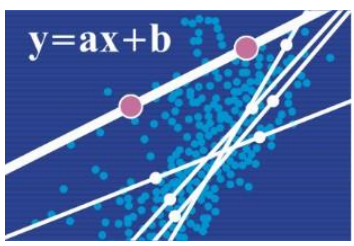
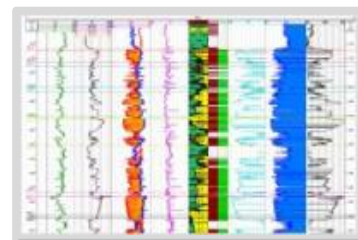
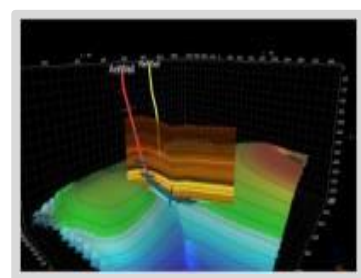
Комплексный инженерный подход во время бурения

Геомеханика 	**Повышение эффективности строительства:** - Контроль состояния ствола скважины (стабильность, очистка ствола) - поддержанию оптимальных параметров БР, контроль ЭЦП; - Рекомендации по практикам бурения, СПО, промывок, ис-ходя из расчета устойчивости, геометрии и фактического состояния ствола.	
Петрофизика 	**Петрофизическая интерпре-тация в рв для проходки в интервалах с лучшими ФЕС:** - разработка целевой программы гис, выбор lwd/mwd, оптимизация кнбк - планирование скважины с учетом фес пласта -оптимизация программы тестирования керна.	

Геонавигация 	**Максимальная проходка по целевому интервалу:** - Увеличение эффективной мощности продуктивного пласта; - Отсутствие пилотных стволов.	

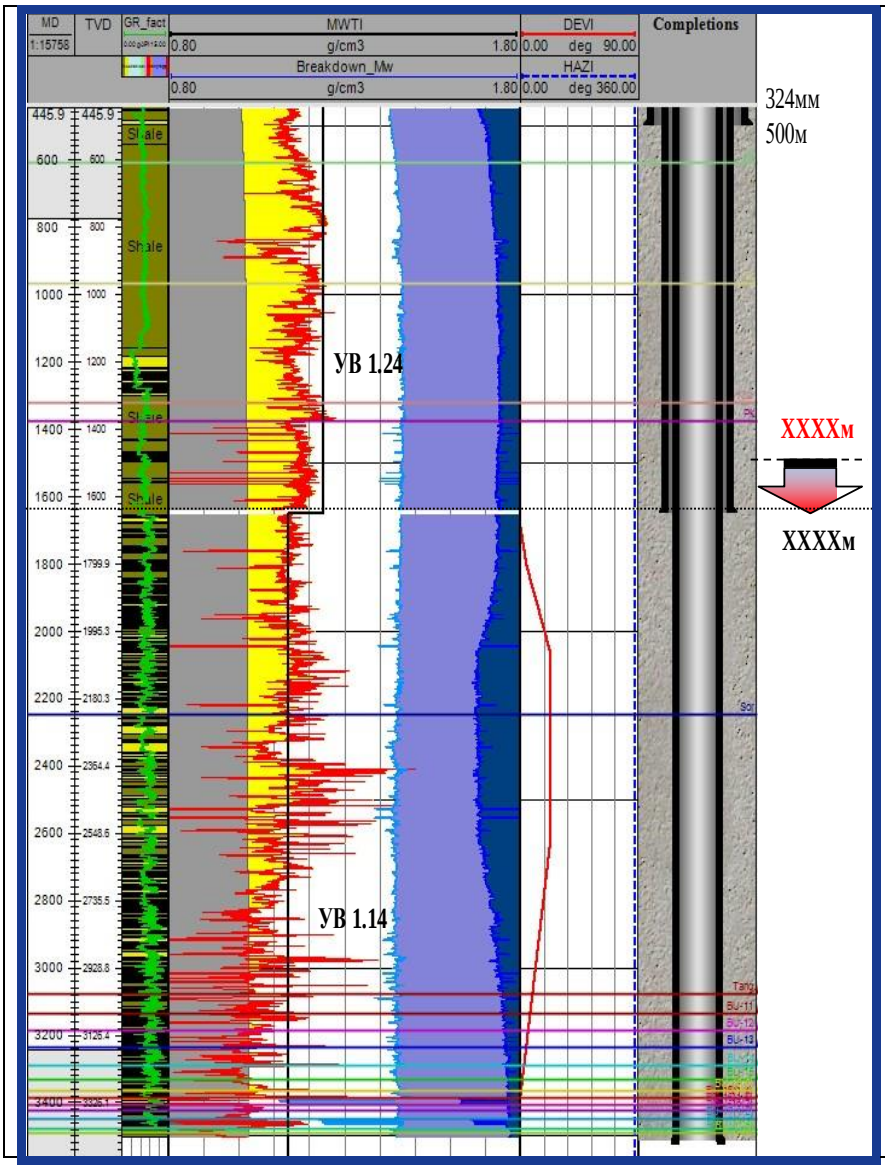
Оперативные рекомендации, проактивное вмешательство

Комплексный инженерный подход во после бурения

Геомеханика 	**Интеграция накопленных знаний. стабильный ствол как залог эффективной стимуляции:** - Разработка лучших практик бурения; - Оптимизация цементирования; - Дизайн заканчивания.	
Петрофизика 	**Окончательная интерпретация каротажа. Тестирова-ние керна:** - Пористость, проницаемость, насыщение, элементная модель, стратиграфическая корреляция; - Определение и контроль ВНК, ГНК; - Контроль водосодержания в добыче.	
Геонавигация	**Актуализация геологической модели:** - Обновление структурной и геологической модели; - Корректирование предбурового планирования следующих скважин.	

Актуализация и уточнение моделей для будущих скважин.Оптимизация разработки месторождения.

Пример №1. Инженерное сопровождение бурения суб-горизонтальной скважины с изменением конструкции и программы цементажа



- Скважина успешно пробурена;
- Скорректирована конструкция скважины (245мм колонна);
-Рассчитана и скор-ректированна:
  - Программа по растворам;
  -Долотная программа;
  -Программа цементажа
- Оптимизирован диз-айн ГРП;
- Определена глубина срезки ЗБС;
- Оптимизирована сис-тема заканчивания;
- Оптимизирован ком-плекс геофизических исследований.

Легенда

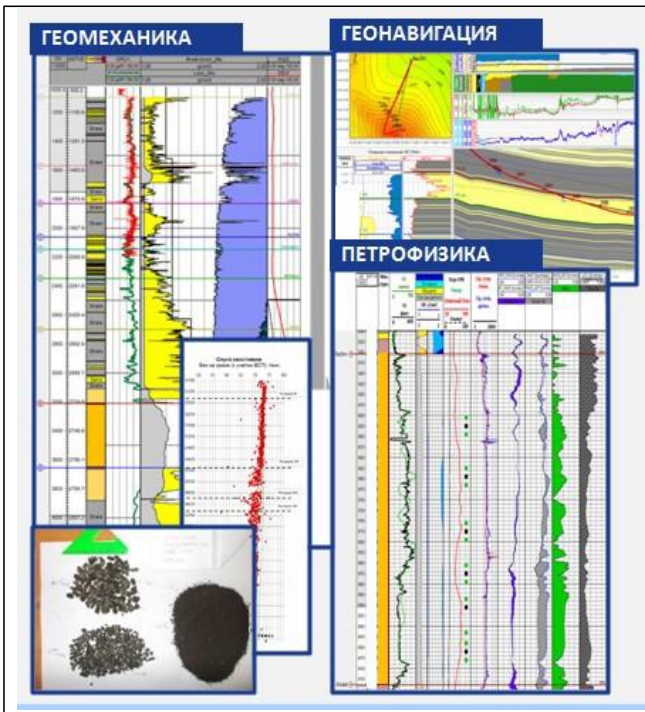
Градиент пластового давления

Градиент обрушения

Градиент начала поглощений раствора

Градиент разрыва пласта

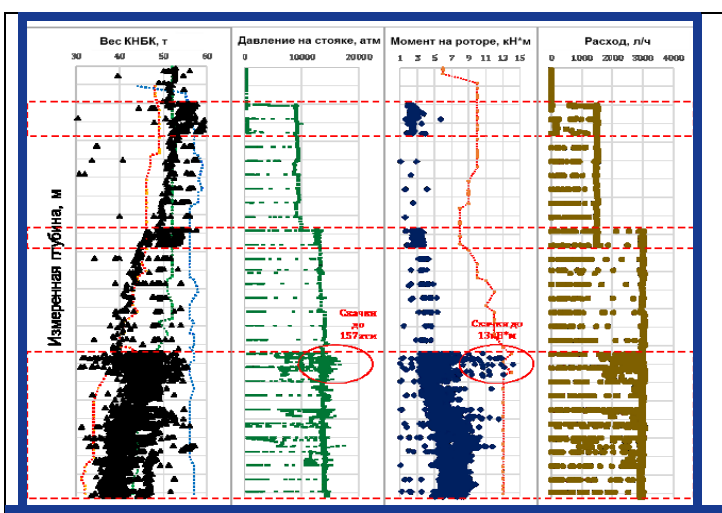
Пример №2. Сопровождение бурения первой горизонтальной скважины на месторождении (бажено-абалакский комплекс)

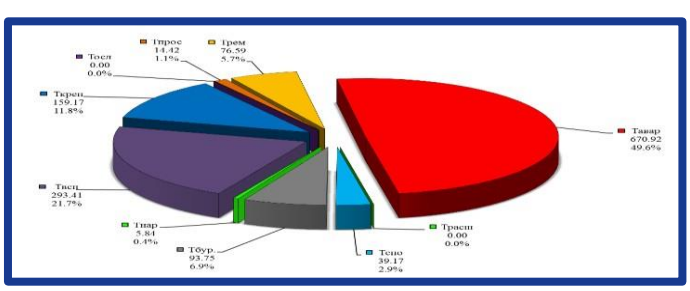


Решения ГеоНавТех для обеспечения эффективного строительства скважины:
-Предбуровой геомеханический расчет на базе данных с пробуренного пилотного ствола;
-Предбуровые петрофизическая и геологическая модели;
-Подбор удельных весов БР по-интервально для каждой секции;
-Геонавигация в РВ;
-Рекомендации по пара-метрам промывки и СПО;
-Рекомендации по дизайну заканчивания по данным интерпретации с пилотного ствола и каротажу в процессе бурения.

Результаты:
- Скважина пробурена по целевому интервалу;
-Хвостовик успешно спущен.

Пример №3. Бурение «небуримого». Предпосылки и Сложности.

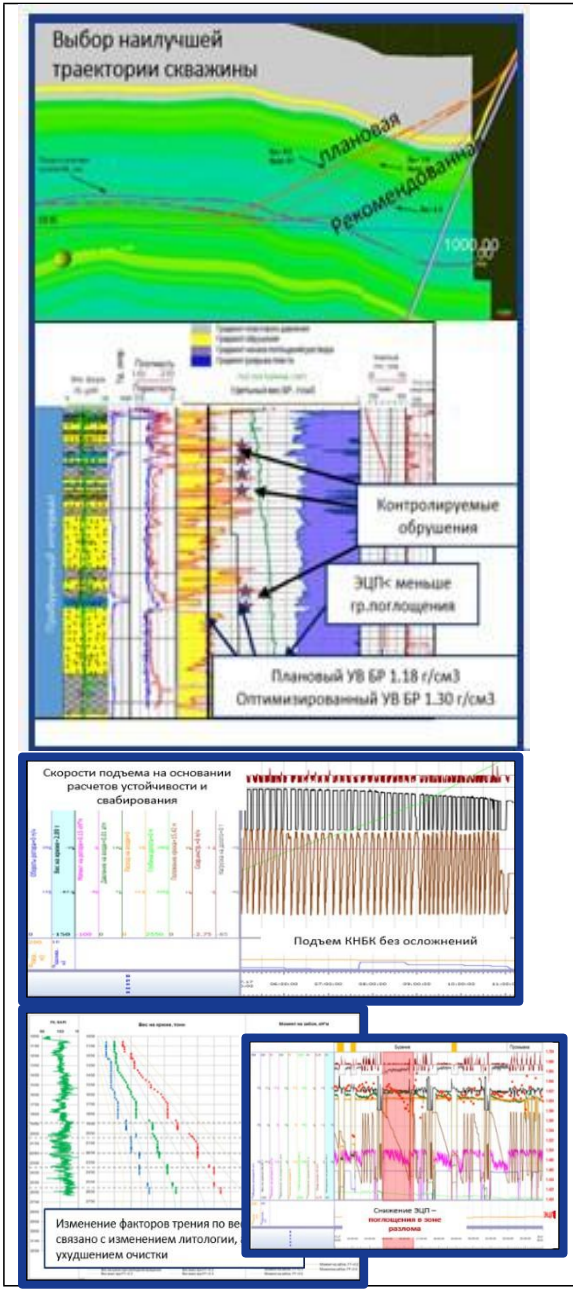




Предпосылки и Сложности:
- Бурение вдоль напластования надстилающих глин;
- Заглинизированный пласт, склонный к обрушениям;
- На момент подключения к проекту секция 295.3 мм была вскрыта. Подъем КНБК сопровождался скач-ками давления/момента, поглощениями раствора, затяжками. Высокий риск прихвата КНБК с при-бором нейтронно-плотностного каротажа, картографа.

История бурения:
- 2 неуспешные попытки бурения горизонтальных скважин (прихваты, бурение боковых стволов, потеря раствора);
- Потеря дорогостоящей КНБК
- Обе скважины зацементированы, потеря времени и объемов добычи.

Пример 3. Бурение «небуримого». Решения и результаты.



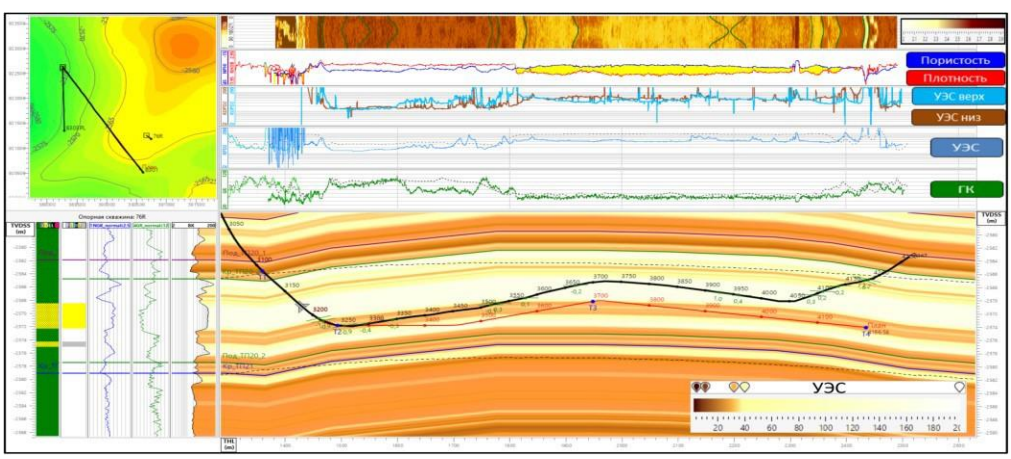
Решения ГеоНавТех для обеспечения устойчивости ствола:

- Оптимизация плотности бурового раствора и практик подъема, КНБК успешно поднята на поверхность, ствол зацементирован;
- Разработка новой траектории с учетом необходимости вскрытия глин зенитным углом не более 80°, целей скважины, уровня ВНК;
- Выбор интервала срезки;
- Обоснование необходимости применения исключительно РУС, оптимизация КНБК и каналов передачи данных в РТ;
- Контроль затрубного давления в скважине с учетом границы по поглощениям;
- Выбор глубины башмака ОК 245мм;
- Ревизия буровых практик и рекомендации по улучшению (отказ от обратных проработок, плановых шаблонировок; контроль скоростей подъема инструмента, режимы промывок, количества проработок), тесное взаимодействие с заказчиком и подрядчиками;
- Оптимизация заканчивания (расстановка пакеров, фильтров, глухих труб с учетом устойчивости ствола и петрофизической интерпретации).

Решение:

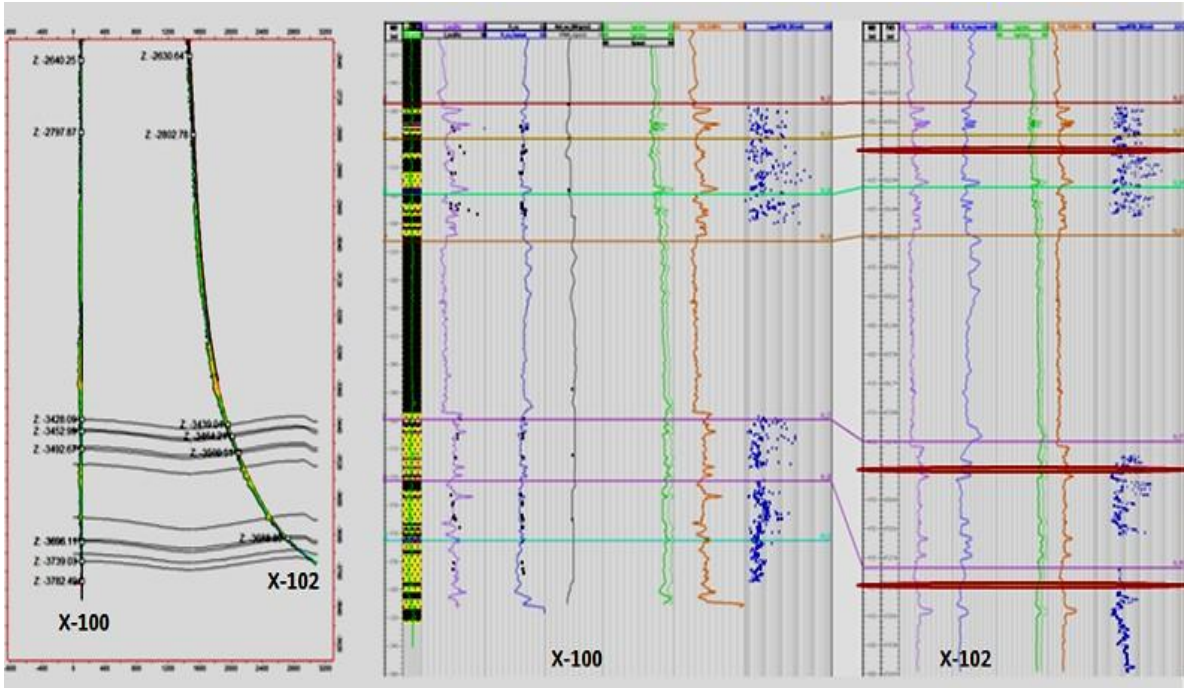
1. Успешно пробурена и закончена первая горизонтальная скважина в регионе;
2. Отсутствие НПВ из-за нестабильности ствола.

Пример №4. Совмещение петрофизического и геологического сопровождения.

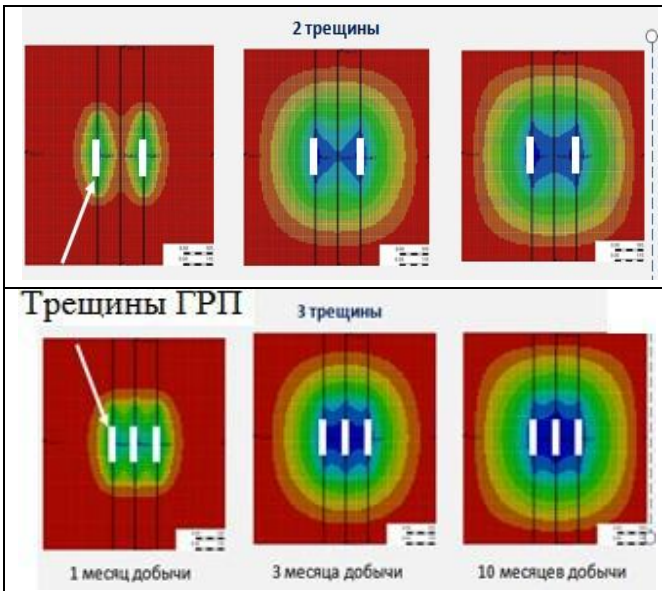


Скважина №XXX1, куст №XX1
Длина скважина> 4000 м
Длина горизонтальной секции> 1000м

Пример №5. Расчет дизайна ГРП для горизонтальной скважины



Пример №5. Расчет дизайна ГРП для горизонтальной скважины

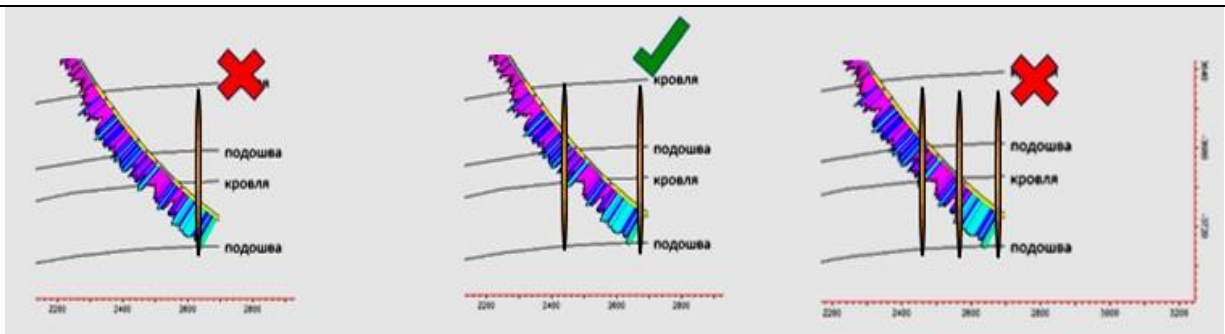


- 2 трещины в течение почти года могут функционировать независимо лишь немного влияя друг на друга.

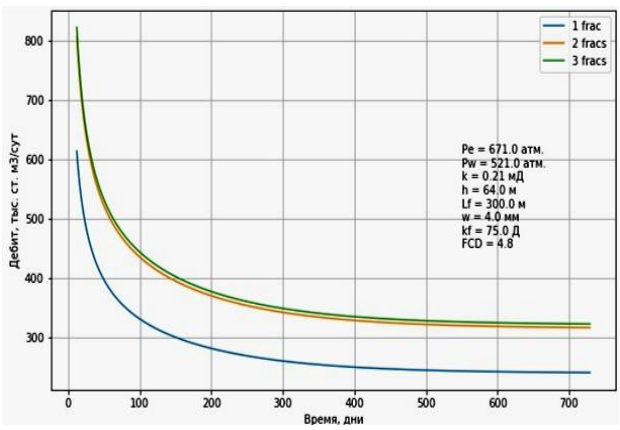
- В системе 3-х трещин ГРП в окрестности трещины, находящейся посередине, быстро происходит отбор газа и она начинает добывать только по краям, ее функционирование не эффективно.

= Контур питания для 2-х трещин и для 3-х трещин не отличается.

Пример 5. Расчет дизайна ГРП для горизонтальной скважины

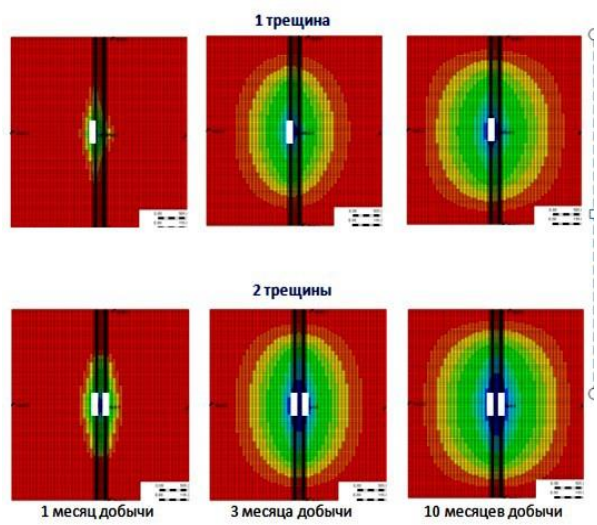


Приток в скважину, создаваемый трещинами



Были проанализированы различные конфигурации трещин и притоков в скважины, создаваемых ими. Расчеты притока показали, что оптимальной является конфигурация из 2-х трещин.
2 трещины в сумме дадут **95%** процентов дебита от 3-х трещин.
Рекомендуется проводить ГРП с 2-мя трещинами.

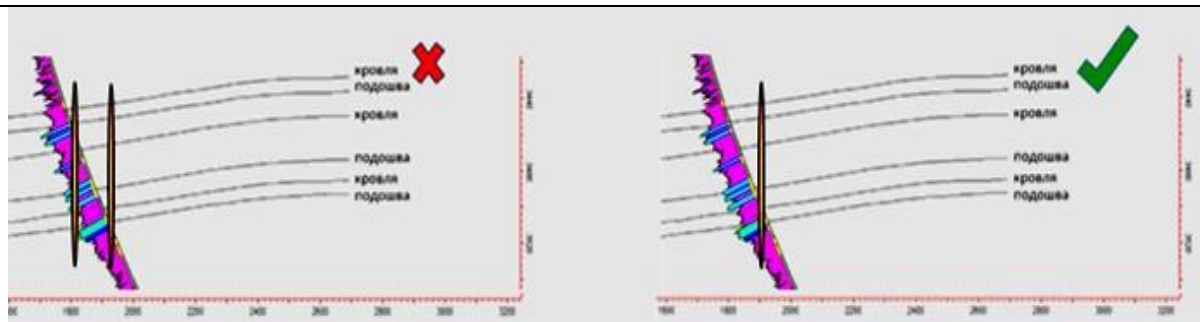
Пример 6. Расчет дизайна ГРП для горизонтальной скважины.

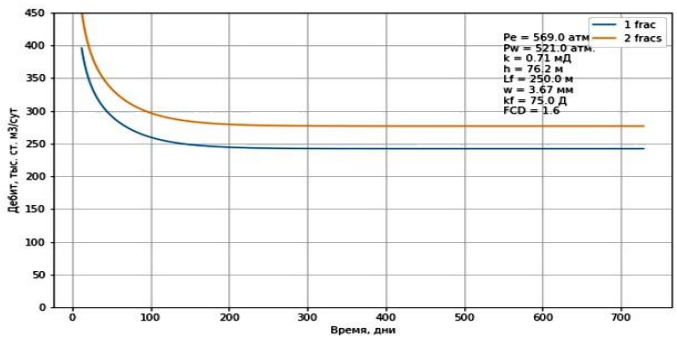


1. Из-за небольшого зенитного угла скважины максимально возможное число трещин – две.

2 трещины находятся очень близко друг к другу и почти сразу начинают взаимодействовать уменьшая дебит друг друга существенно снижая их эффективность.

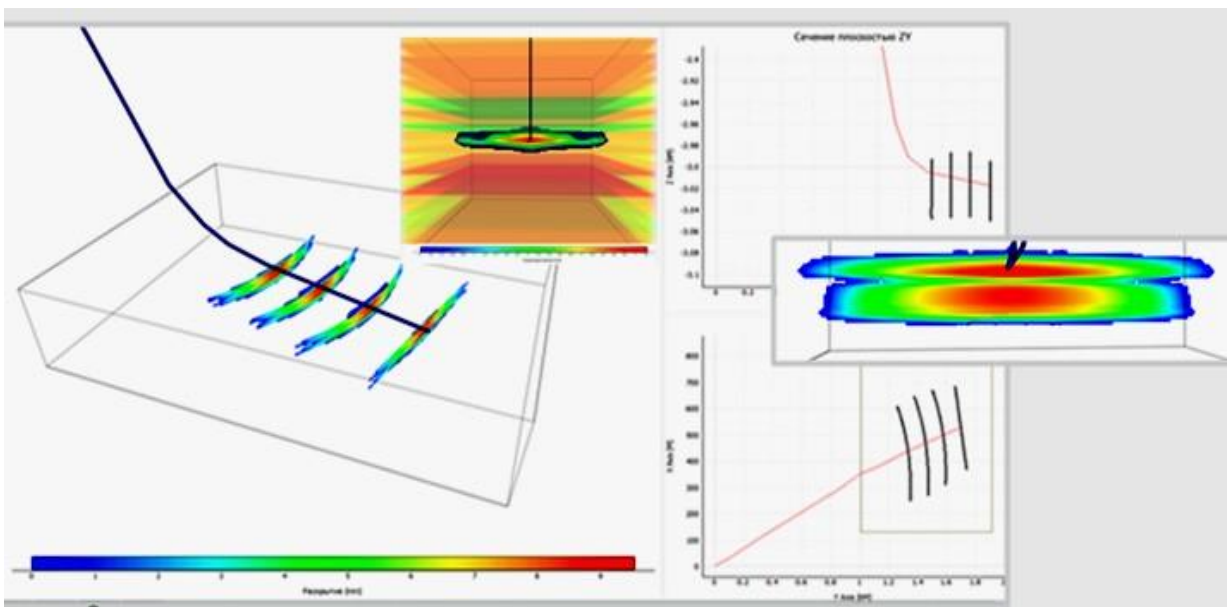
Контуры питания для одной и двух трещин практически совпадают.



Приток в скважину, создаваемый трещинами  	Из-за небольшого угла наклона скважины максимально возможное число трещин – две. Разместить их удастся лишь на небольшом расстоянии друг от друга. Поэтому они быстро начнут интерферировать и понижать дебит друг друга. => Рекомендуется проводить ГРП с одной трещиной

Пример № 7. Расчет дизайна ГРП для горизонтальной скважины

Задача: определить необходимое число трещин ГРП для достижения желаемого притока к ГС с МГРП.



Результат: Стратегия определена. Нужно сделать 4 ГРП (планировалось 7 ГРП). Разница в притоке в перспективе 3-5 лет составит около 5%.

Проведение лабораторных исследований

Полный комплекс геомеханических исследований керна:
- Механическое профилирование полноразмерного керна;
- 30 мм модели (в ТБУ);
- 100 мм модели (в ТБУ), исследования масштабного эффекта;

- Томография.

Полный комплекс фильтрационно-емкостных исследований свойств керна (до 100 мм в диаметре), в том числе по нестандартным методикам

Тестирование и подбор нефтепромысловой химии для эффективной эксплуатации и минимизации осложнений: игнибиторы (коррозии, АСПО, солеотложений, сероводорода, газгидратов), жидкости ОПЗ, ГРП, глушения

Тестирование и подбор буровых растворов:

- выбор основы бурового раствора и утяжелителей для оптимальной плотности;
- подбор фракционного состава твердофазного кольматанта рекомендации по присадкам.

4.8 Компания Eriell

a.issabekova@KAZENERGY.com, 7172 794988

Описаны миссия и портфель предоставляемых услуг компанией Eriell: Разведочное бурение; Эксплуатационное бурение и КРС; Комплексное управление проектами; Интегрированная система управления проектами и сервисными подрядчиками. Рассмотрена политикам компании в области охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды, описана корпоративная и социальная ответственность, операционная структура ERIELL. Приведен опыт работы с крупнейшими международными компаниями, компания ERIELL, определена как эффективная буровая компания, приведен рейтинг компании. Рассмотрены проекты в России, Средней Азии и Дальнем Зарубежье. Приведены рекордные показатели по субгоризонтальному и горизонтальному бурению.

The mission and portfolio of services provided by Eriell are described: Exploration drilling; Production drilling and workover; Integrated project management; Integrated project management system and service contractors. Considered the company's policies in the field of labor protection, safety and environmental protection, described the corporate and social responsibility, the operating structure of ERIELL. The experience of working with the largest international companies, the ERIELL company, is defined as an effective drilling company, and the company rating is given. Considered projects in Russia, Central Asia and the Far Abroad. The record figures for sub-horizontal and horizontal drilling are given.

Миссия и Портфель предоставляемых услуг

ERIELL —международная компания, предоставляет комплексные услуги по строительству нефтегазовых скважин.

Миссия: быть приоритетным буровым подрядчиком для ведущих нефтегазовых компаний за счет высоких показателей безопасности, эффективности и качества.

Разведочное бурение

• Мобилизация оборудования в регионах со слаборазвитой инфраструктурой;
• Строительство буровой площадки, подъездных путей и коммуникаций;
• Бурение сверхглубоких разведочных скважин (до 9 тыс. м);
• Испытание разведочных скважин;

Эксплуатационное бурение и КРС

• Бурение вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин;
• Кустовое бурение;
• Освоение эксплуатационных скважин.

Комплексное управление проектами

• Инженерное сопровождение строительства скважин;
• Разработка комплекса технологий для оптимального бурения;
• Управление и координация подрядчиков по проекту;
• Предоставление полного перечня буровых сервисов.

Услуги

Группа ERIELL предлагает полный спектр высокотехнологичных услуг по строительству скважин, витом числе на условиях «под ключ» и «суточной ставки»

Бурение

• Поисково-разведочное бурение (мобилизация буровых установок и оборудования, строительство буровой площадки, коммуникаций, вышкомонтажные работы, бурение разведочных скважин глубиной до7000 метров и их испытание);

• Эксплуатационное бурение (бурение вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин, а также бурение многоствольных скважин, освоение и ввод встрой эксплуатационных скважин);

• Наклонно-направленное бурение, в том числе с роторно-управляемыми системами;

• Сервисные работы по цементированию обсадных колонн их востовиков;

• За резка боковых стволов из ранее пробуренных скважин.

Капитальный ремонт скважин

• Интенсификация притока скважин за счет повторной перфорации и соляно-кислотной обработки;

• Устранение не герметичности и ремонт эксплуатационной колонны;

• Консервация, расконсервация и ликвидация скважин.

Интегрированная система управления проектами и сервисными подрядчиками

• Интегрированный подряд;

• Супервайзинг;

• Администрирование и координация работы подрядчиков;

• Комплектация оборудованием и материалами;

• Логистика;

• Разработка проектной документации;

• Организация и проведение тендеров;

• Согласование проекта с надзорными и контролирующими организациями;

• Контроль рисков;

• Отчетность.

Дополнительные услуги

• Компания располагает собственной лабораторией, поисследованною тампонных растворов;

• Лаборатория крепления скважин Ново уренгойского филиала представляет собой базу с полным циклом исследований по созданию и внедрению новых перспективных разработок в области тампонажных материалов и буферных жидкостей.

Политика в области от, ТБ и ООС

Стратегическими целями Группы ERIELL являются: соблюдение жестких мировых стандартов в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды (далее по тексту — ПБ, ОТ и ОС) и становления одной из ведущих компаний нефтегазовой отрасли, которая предоставляет сервис побурению, испытанию и КРС.

ERIELL осознаем свою социальную ответственность за охрану здоровья персонала, минимизацию негативного воздействия на окружающую среду, и мы ожидаем от общества понимания сложности намеченных задач.

Приоритетной задачей нашей Группы является обеспечение безопасных условий труда, охраны здоровья персонала и людей, проживающих на территориях, где мы ведем свою деятельность.

Группа ERIELL в настоящее время практикует предотвращение загрязнений и минимизацию отходов путем предотвращения утечек и загрязнения ливневых сточных вод. Минимизация отходов также осуществляется в рамках реализации экологических стандартов, процедур и минимальных критериев конструирования и обновления. Программа по минимизации отходов является частью Политики и включена в программу управления качеством Группы ERIELL.

Корпоративная и социальная ответственность

Группа ERIELL осознает свою ответственность перед обществом и придерживается самых строгих международных стандартов качества и охраны окружающей среды.

Компания придерживается политики социальной ответственности перед своими сотрудниками, членами их семей и считает важным вносить вклад в развитие и повышение уровня жизни населения регионов, в которых ведет свою деятельность.

Сотрудники

Особое внимание уделяется созданию комфортных социально-бытовых условий для работы и отдыха работников на объектах реализации проектов, улучшению их здоровья, профилактики заболеваемости.

На буровых всем работникам предоставляется бесплатное питание.

В целях обеспечения интересного и разнообразного досуга персонала регулярно проводятся корпоративные соревнования по футболу, большому теннису, плаванию, шахматам и другим видам спорта.

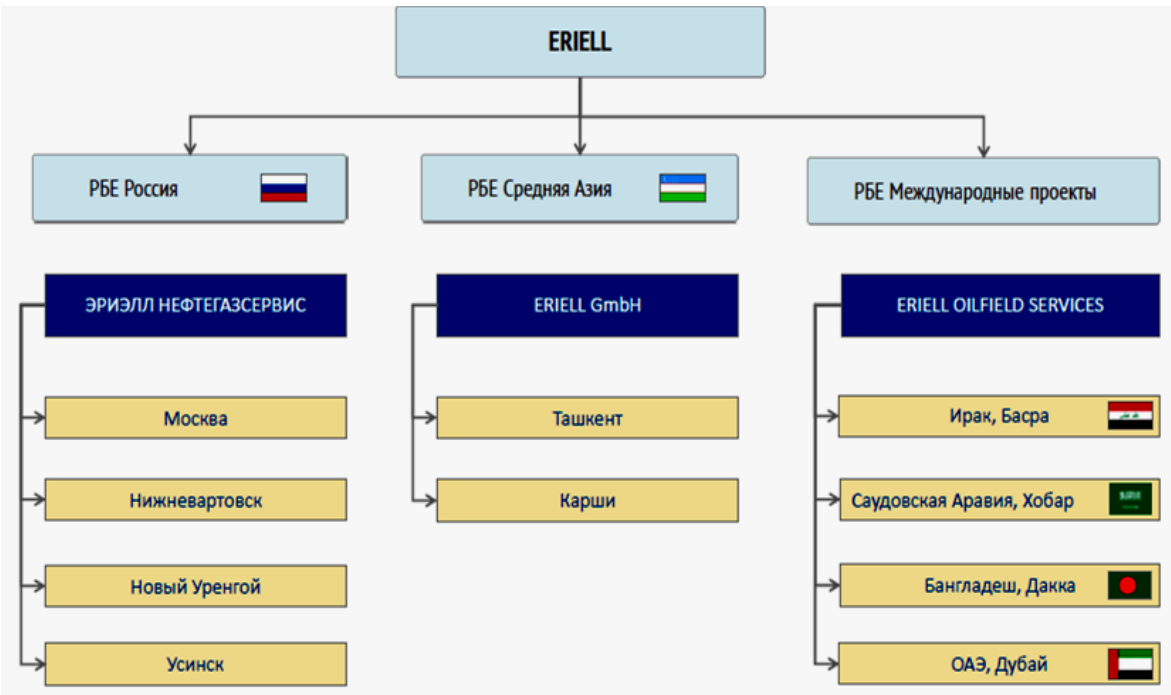
Общество

Компания оказывает существенную финансовую поддержку при строительстве и реконструкции дошкольных и общеобразовательных учебных заведений.

ERIELL с уверенностью смотрит в будущее и принимает активное участие в поддержании высокого качества социальной жизни подрастающих поколений.

ERIELL — Партнер чемпионата Континентальной хоккейной лиги. КХЛ — это непросто чемпионат страны, это международный спортивный проект, направленный на пропаганду здорового образа жизни в России и других странах Европы и Азии.

Операционная структура ERIELL состоит из 3-х РБЕ*



Опыт работы с крупнейшими международными компаниями

ERIELL обладает экспертизой и опытом успешной реализации проектов с крупнейшими международными нефтегазовыми компаниями.

ERIELL –эффективная буровая компания

Рейтинг

• МИНПРОМТОРГ: Третье место в рейтинге нефтесервисных компаний в номинации БУРЕНИЕ в РФ;

• Третье место среди буровых подрядчиков в рейтинге РБК-500;

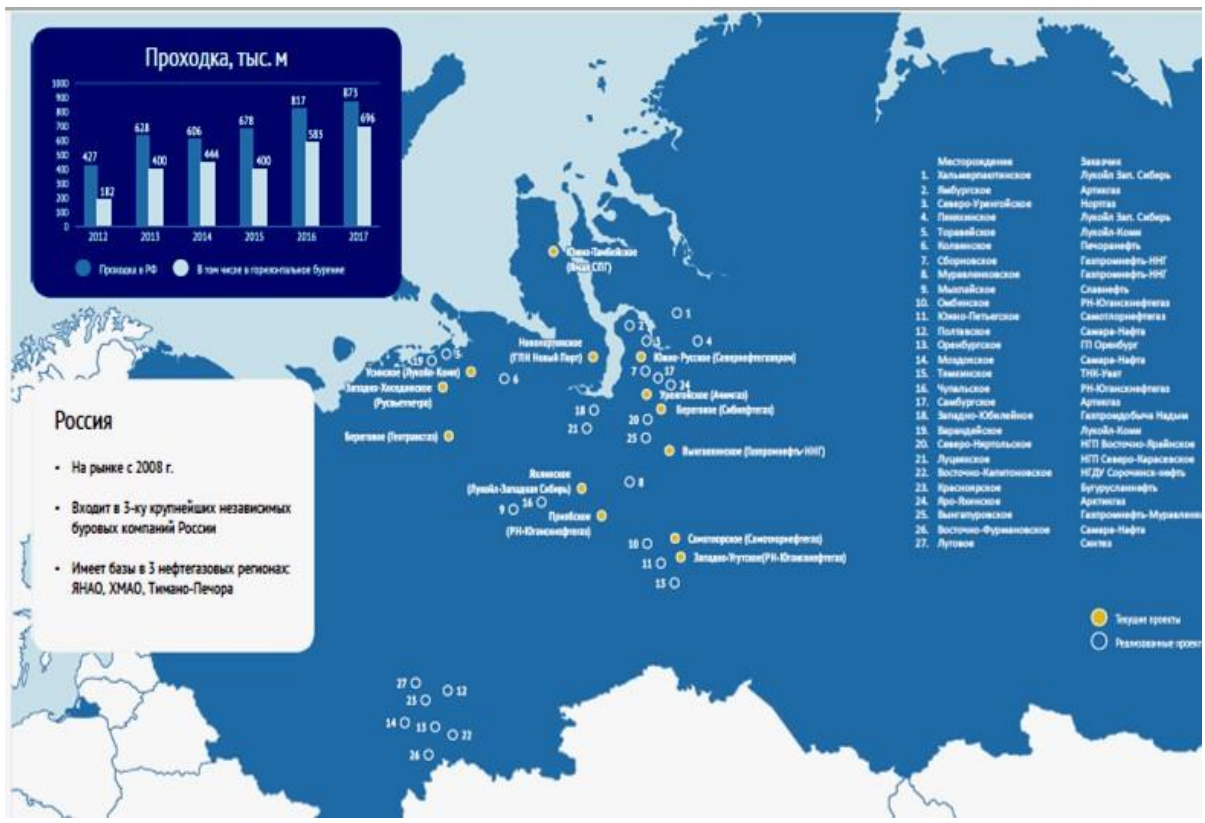
• ERIELL в тройке лидеров по объему выручки среди сервисных компаний в России (Рейтинг Эксперт РА);

Ежегодный опрос среди нефтегазовых компаний по выявлению эффективных буровых подрядчиков. В опросе принимают участие ВИНК и их крупные дочерние компании, а также независимые нефтегазовые организации.

Проекты в России

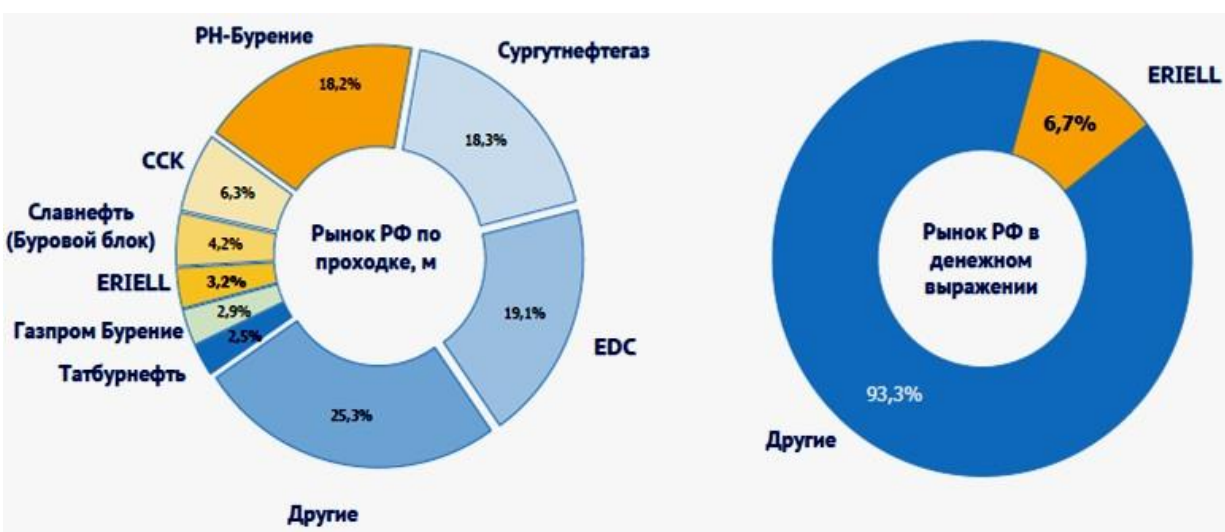
Россия

• На рынке с 2008 г.;
• Входит в 3-ку крупнейших независимых буровых компаний России;
• Имеет базы в 3 нефтегазовых регионах: ЯНАО, ХМАО, Тимано-Печора.

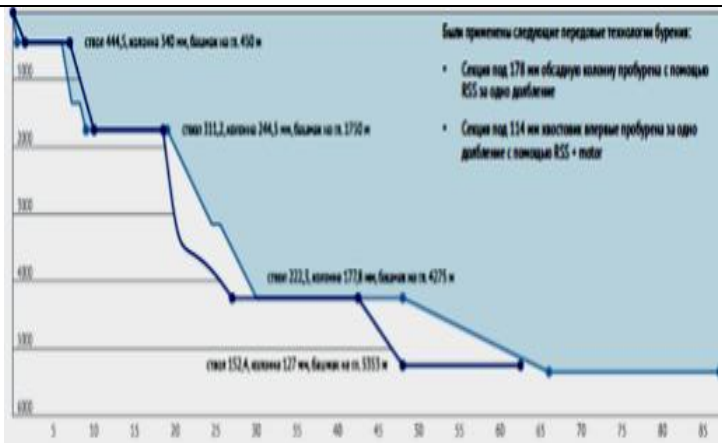
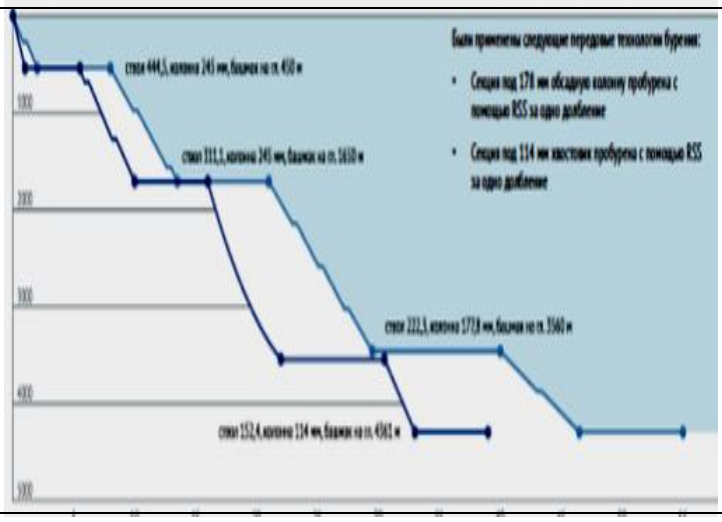


ERIELL эффективно выполняет сложные виды бурения, которые стоят дороже среднерыночной цены

ERIELL занимает 3,2% по проходке и 6,7% в денежном выражении российского рынка по итогам 2016.

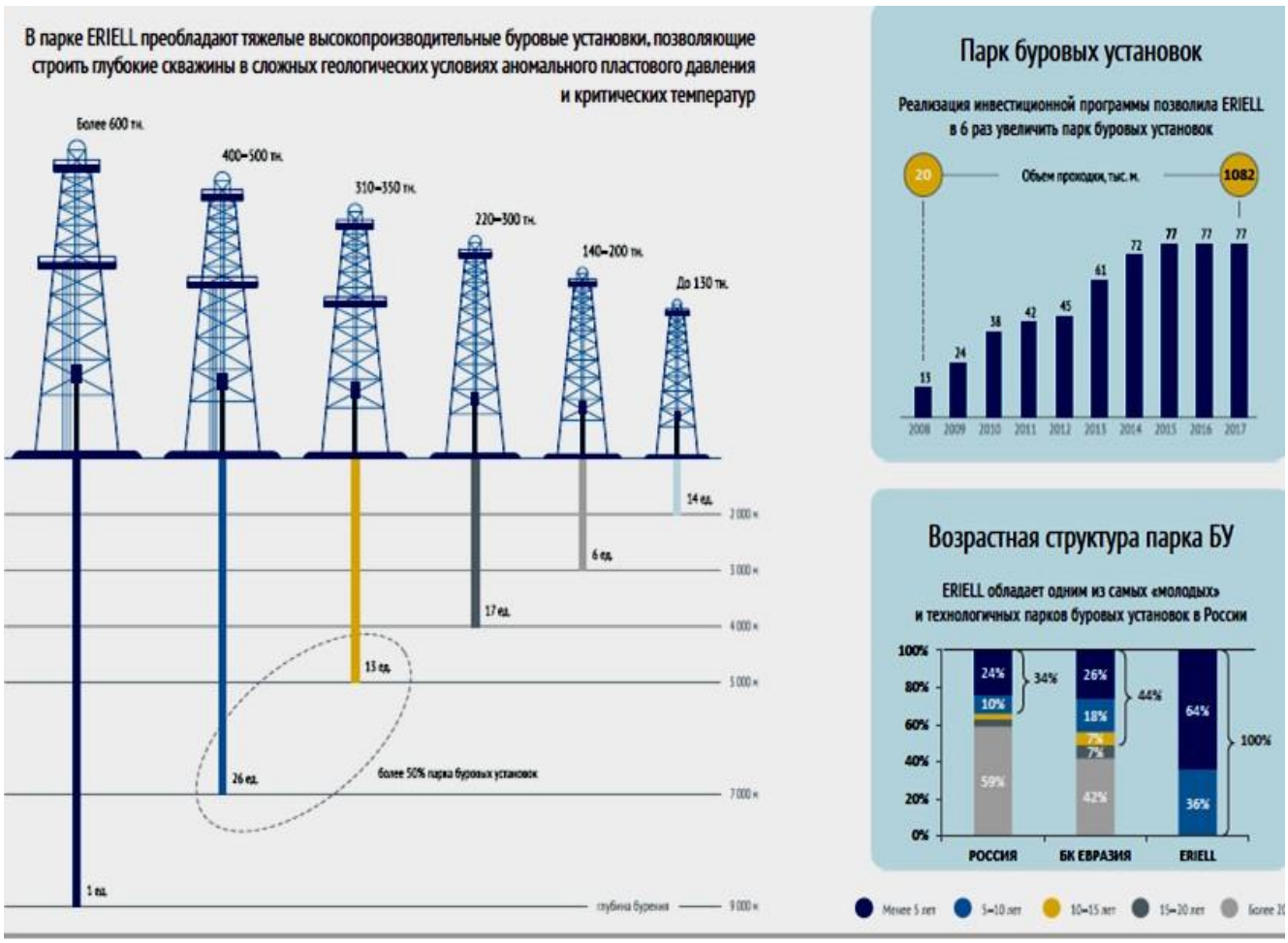


Рекорды

Субгоризонтальная Ачимовская скважина *Описание:* •г. Новый Уренгой •Глубина скважины 5263 м •Длина горизонтального участка 1004 м •По договору с Заказчиком план —87 дней •Факт составил –63 дня План 87 дней Факт 62,7 дней	
Горизонтальная Валанжинская скважина *Описание:* •г. Новый Уренгой •Глубина скважины 4403 м •Длина горизонтального участка 793 м •По договору с Заказчиком план —55 дней •Факт составил —39 дней План 55 дней Факт 38,8 дней	

Проекты в Средней Азии и Дальнем Зарубежье

Парк буровых установок



Сертификаты

Наглядным свидетельством успешного освоения Группой ERIELL технологий бурения являются международные лицензии, подтверждающие соответствие проводимых ею работ международным стандартам.

Все основные технологические операции выполняются в соответствии с международными стандартами:

• Интегрированная система менеджмента (ISO): ISO 9001:2008, ISO 14 001:2004 и OHSAS 18 001:2007.

• Система энергетического менеджмента BSEN16 001:2009.

ERIELL является членом следующих профессиональных сообществ:

• Саморегулируемая организация «Межрегиональное объединение Строителей».

• Международная ассоциация буровых подрядчиков (IADC-2014) в США;

• Ассоциация буровых подрядчиков в России.

Schlumberger

4.9 Новые возможности испытателей пластов на кабеле и их применение в разведочных скважинах

М. Чарупа эксперт по разработке месторождений Шлюмберже
+7 777 77 57302; MCharupa@slb.com

Рассмотрены новые возможности испытателей пластов на кабеле и их применение в разведочных скважинах. Проведен глубинный анализ флюида, приведены примеры: Казахстан. Двойной пакер – испытания в колонне; ГДК-ОПК в низкопроницаемых карбонатных коллекторах, даны результаты испытаний в колонне (DST); Применение при подсчете запасов, дано сравнение пластоиспытателяна кабеле и испытаний скважины в колонне; Комплексирование ГДК-ОПК и испытаний в колонне, приведены результаты.

New features of cable testers and their use in exploration wells are considered. A deep analysis of the fluid was carried out; examples are given: Kazakhstan. Double packer — tests in the column; GDK-OPK in low-permeable carbonate reservoirs, the results of tests in the column (DST); Application in the calculation of reserves, given a comparison plastotestyana cable and test wells in the column; Combining GDK-OPK and tests in the column, the results.

Тенденции

- Разведка новых территорий;
- Доразведка разрабатывае-мых месторождений;
- Поиск и оценка пластов, не вовлеченных в разработку;
- Увеличение и поддержание текущего уровня добычи;
- Приращение запасов.

Испытатель пластов на кабеле

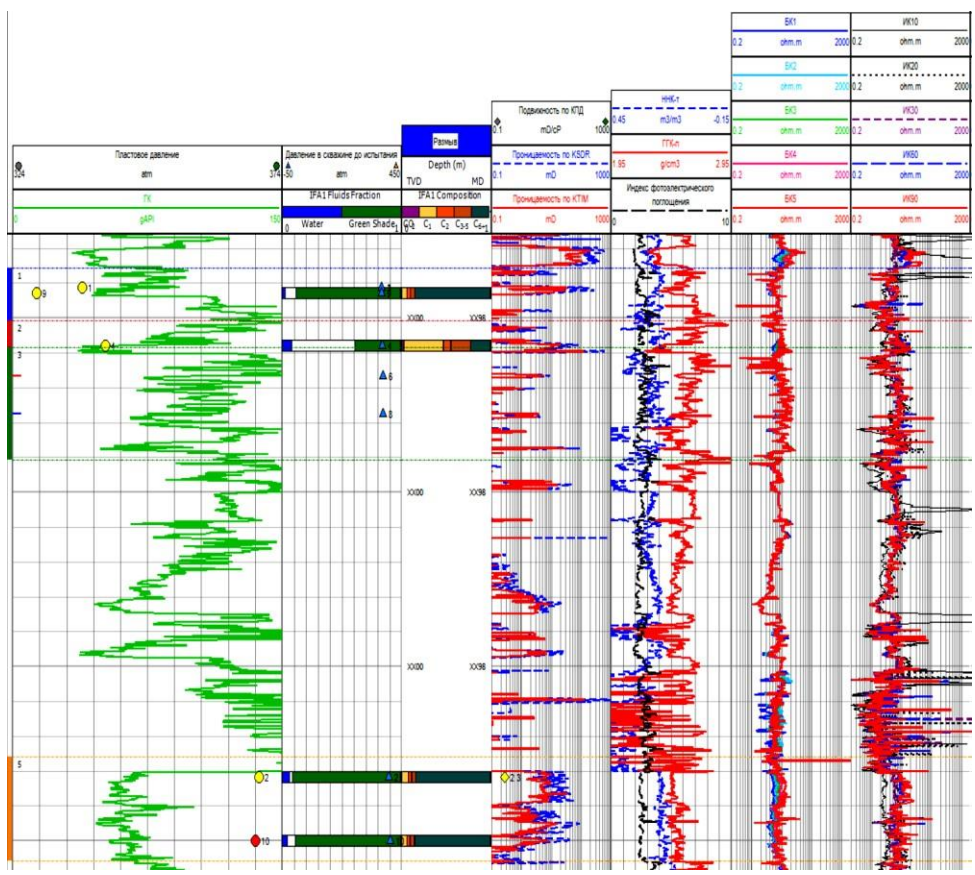
Области применения:

• Пластовое давление, подвижность;
• Глубинный анализ флюида;
• Отбор проб с сохранением пластовых условий;
• Оценка проницаемости и продуктивности;
• Стресс-тесты – измерение минимального горизонтального напряжения в пластовых условиях;
• Исследования могут проводиться в открытом и обсаженном стволе.

Глубинный анализ флюида
• Состав УВ: C1, C2, C3-C5, C6+; CO2;
• ГНФ;
• pH и сопротивление;
• Плотность;
• Вязкость* — Mini Vibrating Wire (0.2 –300 сП).

Датчик сероводорода:
• Определение наличия сероводорода в пластовых флюидах (низкие концентрации);
• Профилирование концентрации сероводорода по глубине;
• Разведочные скважины, планирование разработки месторождения, оценка рисков.

Пример 1. Казахстан. Двойной пакер – испытания в колонне
- Наклонная скважина;
- Исследования прибором MDT проводились в колонне;
- Компоновка с двойным пакером (1 м);
- **Перфорировались интервалы мощность 0.5 м;**
- **Исследовано 7 интервалов;**
- Отобраны пробы газа, нефти и воды;
- Данные использовались для оперативного подсчета запасов (C2)



Пример 2. ГДК-ОПК в низкопроницаемых карбонатных коллекторах

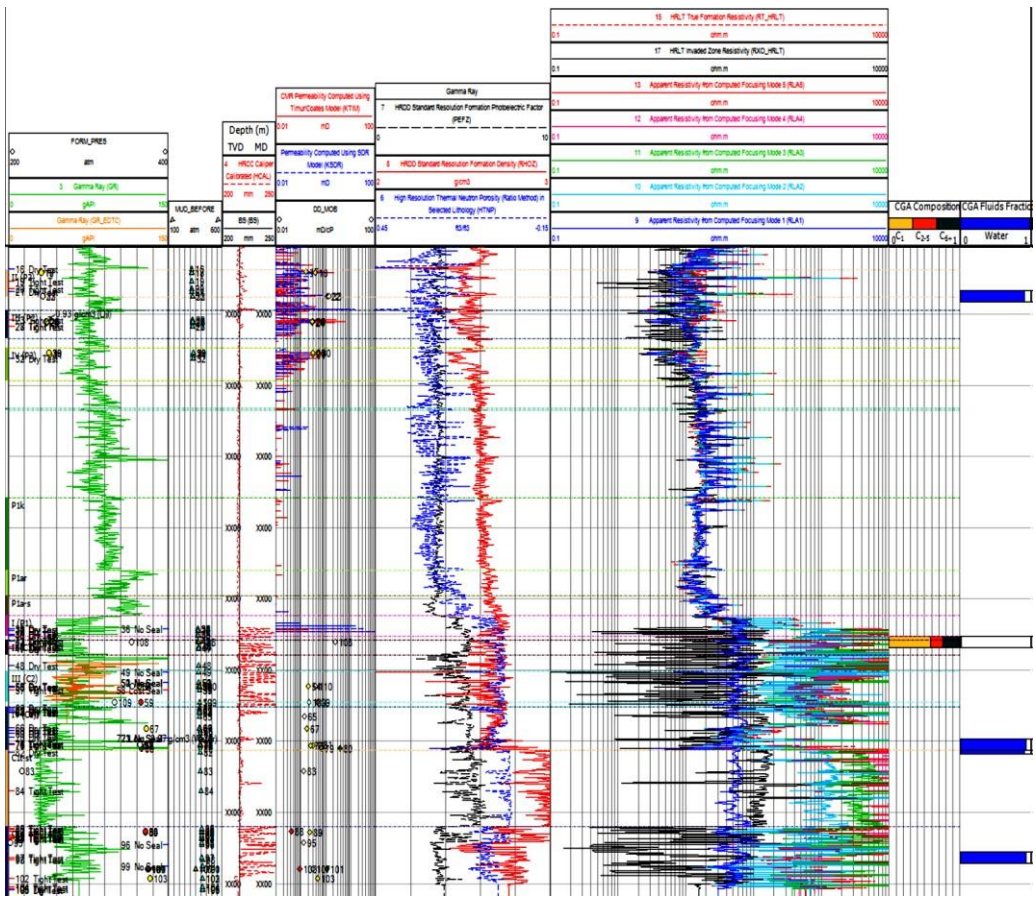
Условия исследований:
• Разведочная скважина;
• Низкопроницаемые карбонатные коллектора;
• Невозможно однозначно оценить характер насыщения по ГИС.

Результаты ГДК-ОПК (MDT):

• ГДК – малая информативность;
• ОПК –3 водонасыщенных интервала, 1 газонасыщенный;
• Во всех интервалах отобраны пробы.

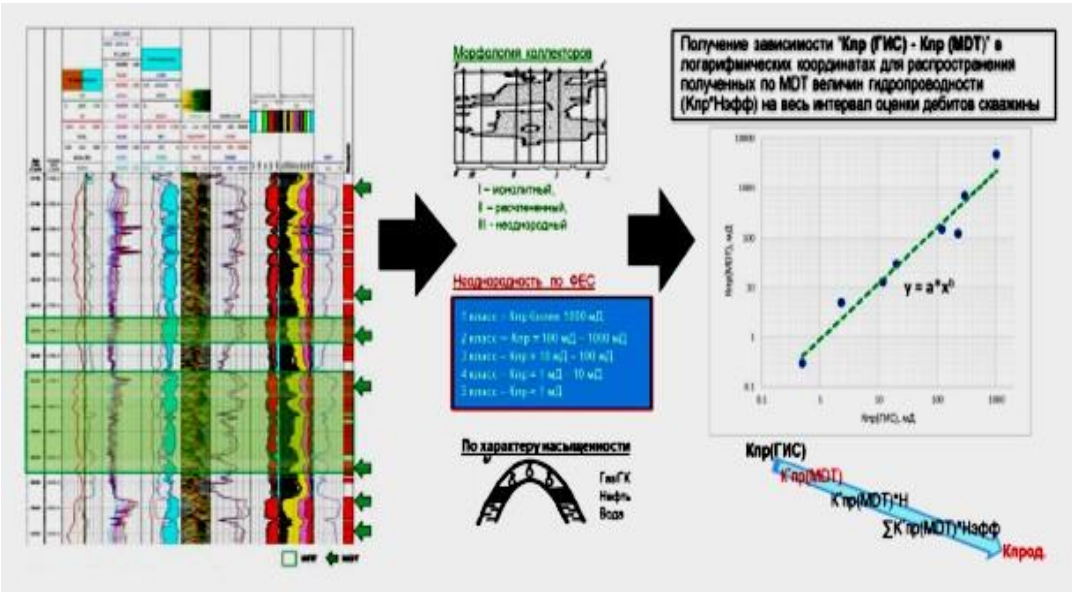
Результаты испытаний в колонне (DST):

• Два нижних интервала были испытаны в колонне, получен приток воды;
• В третьем интервале (газ по ОПК) до кислотной обработки притока не было, после проведения СКО получен притока газа;
• Верхний интервал не испытывался.



Пример 3. Применение при подсчете запасов

• Узконаправленная методика разработана для арктических проектов, терригенный разрез;
• Основана на анализе и сопоставлении данных, полученных в 6 скважинах (расширенный комплекс ГИС, ГДК-ОПК и ИПТ).



Сравнение пластоиспытателяна кабеле и испытаний скважины в колонне

Возможности	ГДК-ОПК (на кабеле)	Классические испытания в колонне
Профиль пластового давления, градиент и контакты		Низкое вертикальное разрешение
Средняя проницаемость	При достижении радиального режима	
Коэффициент продуктивности/Максимальный дебит	С допущениями – однородный пласт	
Анизотропия проницаемости (kv/kh)		
Глубинный анализ флюида – цвет, композиция, pH, ГФ, вязкость, плотность, плотность		Низкое вертикальное разрешение
Отбор проб для лабораторных исследований		
Трещиноватые и кавернозные коллектора	Исследуются ограниченные интервалы	
Границы по латерали и компартментализация	Давление и глубинный анализ флюида в нескольких скважинах	
Стресс-тест для геомеханики		

Пример 4. Комплексирование ГДК-ОПК и испытаний в колонне

***Условия исследований*:**

• Быстрый прорыв воды после СГРП;

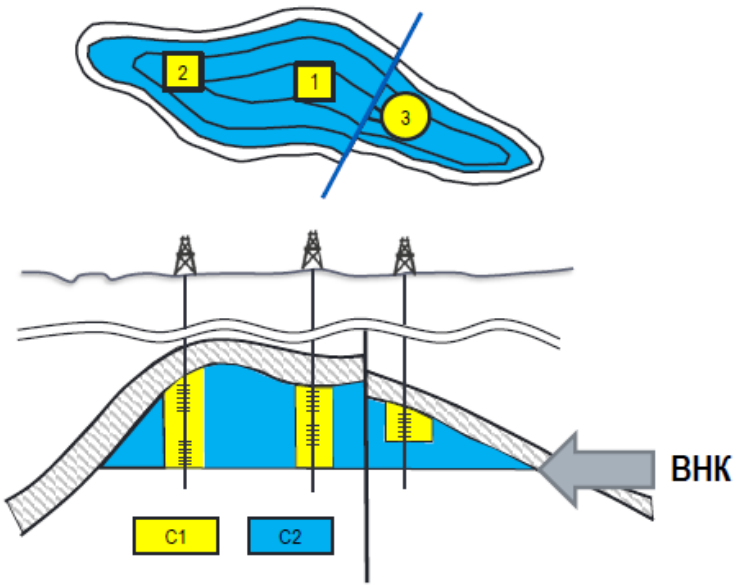
• До 80 м запасов в категории С2 (предварительно оцененные).

***Задача*:**

• Проведение ГДК-ОПК ниже предполагаемого интервала перфорации в колонне для классификации запасов по категории С1(разведанные).

***Результат*:**

• Методика применялась в 8 скважинах на двух месторождениях.



Заключение

• Применение новых технологий необходимо при бурении разведочных скважин;

• Возможности пластоиспытателя не ограничиваются замером пластового давления и отбором глубинных проб;

• Необходимо комплексировать ГИС, ГДК-ОПК и ИПТ.

*

5. ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНОГО И ПОПУТНОГО ГАЗОВ. АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА ОБЪЕКТОВ НГК И ЭНЕРГЕТИКИ

5.1 Плазмохимическая технология утилизации попутного нефтяного газа и переработки природного газа на местах добычи в Казахстане

С.А. Городецкий ген. директор ООО «Научно-технический центр «Плазма»
М.А. Миллер коммерческий директор ООО «Научно-технический центр «Плазма»
+7(913)-986-9717; stc.plasma@mail.ru

Рассмотрены виды деятельности ООО НТЦ «ПЛАЗМА», потребности Казахстана и их решение, предложена плазмохимическая технология утилизации попутного нефтяного газа и переработки природного газа на местах добычи в Казахстане. Описан принцип струйной плазмохимической технологии для переработки природного и попутного газов в полезные продукты, приведены результаты демонстрационного эксперимента, рассмотрены возможности НТЦ «ПЛАЗМА», предложена схема переработки нефтяного газа переработки природного газа, рассмотрены основные ожидаемые технические параметры опытно-промышленного модульного GTL комплекса по производству метанола. Проведено сравнение плазмохимической технологии с технологией ПАО «НОВАТЭК», приведены основные ожидаемые технико-экономические параметры при переработке ПНГ в метанолосодержащий продукт. Рассмотрены этапы развития проекта и проведен SWOT — анализ проекта, сформулированы предложения НТЦ «ПЛАЗМА».

The types of activities of STC “PLAZMA” LLC, the needs of Kazakhstan and their solutions are considered, the plasma-chemical technology of utilization of associated petroleum gas and processing of natural gas at the production sites in Kazakhstan is proposed. The principle of jet plasma-chemical technology for processing natural and associated gases into useful products is described, the results of a demonstration experiment are presented, the capabilities of STC PLAZMA are reviewed, a scheme for processing of natural gas by petroleum gas is considered, the main expected technical parameters of an experimental-industrial modular GTL complex for methanol production are considered . A comparison of plasma-chemical technology with the technology of PJSC "NOVATEK" has been carried out, the main expected technical and economic parameters are given when processing APG into a methane-containing product. The stages of development of the project were considered and a SWOT analysis of the project was carried out, the proposals of STC PLAZMA were formulated.

Виды деятельности ООО НТЦ «ПЛАЗМА»

Газоструйный плазмохимический метод (GJ EBP).
Разработка инновационных плазмохимических технологий
Внедрение технологий в промышленность
Создание оборудования

Потребности Казахстана и их решение

В соответствии с Концепцией развития газового сектора Республики Казахстан до 2030 года.

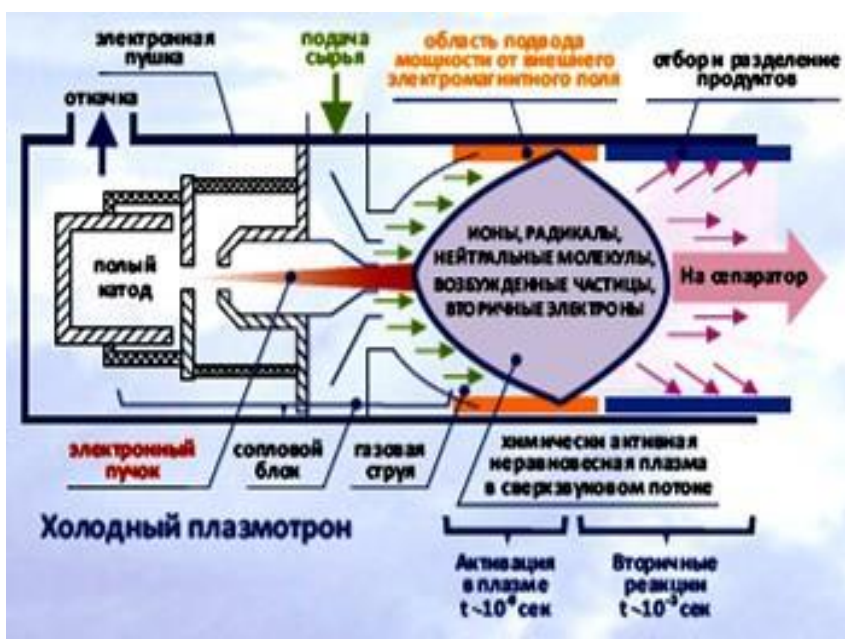
Принцип струйной плазмохимической технологии для переработки природного и попутного газов в полезные продукты

В качестве основных блоков струйного плазмохимического метода используется ***холодный плазмотрон и реактор.***

Сырье подается на переработку в виде ***сверхзвуковой струи,*** одновременно обеспечивая газовый затвор и быстрое удаление продуктов реакции.

Инициация реакции производится посредством ***электронно-пучковой плазмы с наложением внешних электромагнитных полей.***

В результате обеспечиваются ***высокие скорости*** протекания процесса в ***компактной проточной системе.***



НТЦ «Плазма» имеет Патенты на способы электронно-пучковой плазмы с наложением внешних электромагнитных полей.

Результаты демонстрационного эксперимента

На опытно — демонстрационной установке проведены эксперименты по переработке модельной смеси попутного нефтяного газа в метанолосодержащую жидкость.

Методом добавок установлено, что в жидком продукте содержится 75% метанола;
Коэффициент переработки оценен на уровне 4,25% в однопроходном режиме.

Получение максимальной эффективности процесса достижимо при увеличении расхода сырьевого газа, давления в реакторе, подводимой мощности, а также замене окислителя на пары, что требуют создания новой опытно-промышленной установки.

Наши возможности:

Схема переработки ПНГ И ПГ

Полностью автономные перерабатывающие установки.
Для работы необходимо только подать перерабатываемый газ и собрать продукт!

Основные ожидаемые технические параметры опытно-промышленного модульного GTL комплекса по производству метанола

№	Параметр	«Плазма 1»	«Плазма 3»
1	Производимый продукт	Метанол	
2	Сырье	ПНГ, ПГ	
3	Режим работы модуля, час/год	8000	
4	Расход сырья от скважины, м3/час	375	1125
5	Производительность по метанолу, т/год	3000 9000	9000
6	Установленная мощность, кВт	200	600
7	Коэффициент переработки сырья в одностадийном процессе, %	20	
8	Коэффициент переработки сырья с учетом рецикла, %	80	
9	Утилизация непереработанного сырья	На электрогазогенератор	
10	Селективность по метанолу, %	80	
11	Рабочее давление в плазмохимическом реакторе, атм	1	
12	Площадь для размещения оборудования, $м^2$	40	60

Разработано техническое задание и подобрано оборудование для создания опытно-демонстрационной установки, производительностью 100 м3 /час по сырью.

Сравнение с технологией ПАО «НОВАТЭК»

Параметр	ПАО «НОВАТЭК»*	НТЦ «ПЛАЗМА»
Процесс	2-х стадийная улучшенная классическая технология на катализаторах (через стадию получения синтез-газа)	Новая плазмохимическая технология конверсии природного или попутного нефтяного газа в жидкие продукты, в частности, в метанол. Отсутствует стадия получения синтез газа.
Условия проведения процесса	1-я стадия (получение синтез-газа): 22 атм, 850 °С, никелевый катализатор 2-я стадия (синтез метанола): 50 атм., 220 °С, медный катализатор	Одностадийный процесс, 1 атм, 150 °С, без катализаторов
Содержание метанола, %	90-95	80
Производительность по метанолу (98%), тонн/год	12 500	9 000
Коэффициент переработки сырья в метанол в однопроходном режиме, %	4,33	20
Коэффициент переработки сырья в метанол с учетом рециклирования, %	50 (по оценкам)	80
Производительность по метанолу (сырец), тонн/год	-	11500
Сероочистка	Необходима, установка интегрирована в установку комплексной подготовки газа	Перерабатываемый газ не требует предварительной сероочистки. Необходима очистка только от механических примесей.
Исполнение	Блок-боксы с высокой заводской готовностью	Модульные, мобильные установки Контейнерное исполнение.

* Технология ПАО «НОВАТЭК» наиболее эффективная из действующих технологий GTL на сегодняшний день.

Оценка себестоимости продукта (*Себестоимость продукта — 2593 руб./тонна***)**

Основные ожидаемые технико-экономические параметры при переработке ПНГ в метанолосодержащий продукт

№	Параметр	
1	Объем перерабатываемого сырья, млн куб. м	850
2	Объем получаемого продукта, тыс. тонн	900
3	Стоимость переработки, млн $ США	49
4	Ожидаемая прибыль, млн $ США	160*

Стоимость продукта — 186,6
$/тонна. Стоимость передела — 43,
3 $/тонна.

Для справки:
*Для переработки указанного объема сырья необходимо 100 установок.

Этапы развития проекта

SWOT — анализ проекта	
СИЛЬНЫЕ СТОРОНЫ: **1. Инновационная технология** **2. Широкий спектр получаемых продуктов** **3. Модульность, компактность, мобильность, автономность установок** **4. Экологически чистая технология** **5. Высокая экономическая эффективность**	**СЛАБЫЕ СТОРОНЫ:** **1. Отсутствие ОПУ** **2. Необходимо подтверждение заявленных характеристик на промышленном уровне** **3. Недостаточное финансирование проекта** **4. Отсутствие индустриального партнера**

НТЦ «ПЛАЗМА»	
ВОЗМОЖНОСТИ: **1. Освоение забалансных и малодебетных месторождений** **2. Практически полное отсутствие конкурентов** **3. Востребованность технологии на рынке**	**УГРОЗЫ:** **1. Появление новых технологий** **2. Зависимость от индустриального партнера (сроки, стоимость)** **3. Глобальное изменение стоимости продукта на мировом рынке** **4. Изменение внешней политики между странами участвующими в проекте**

Письма поддержки

Министерство образования и науки Российской Федерации

федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

«Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

119991, г. Москва, Ленинский проект, д. 65, корп. 1

Телефон: (499) 507-88-88 (многоканальный), факс: (499) 507-88-77

E-mail: [illegible]

Генеральному директору
ООО «НТЦ «Плазма»
Гарифзянову С.А.

16 апреля 2018 № 645/17-П

на № _____ от _____

Уважаемый Сергей Александрович!

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина выражает Вашему научному коллективу под руководством д.ф.-м.н. Шарафутдинова признательность за работу по внедрению разработок ИТФ СО РАН в области переработки природного (ПГ) и попутного нефтяного газа (ПНГ) в полезные продукты с использованием нового метода на базе холодной плазмы.

На начальном этапе разработки Вашего метода совместно со специалистами нашего Университета (коллектив под руководством проф. Ванюкурова В.А.) были достигнуты прорывные результаты в области конверсии ПНГ и ПГ в газообразные и жидкие стабильные продукты (ШФЛУ, метанол и др.), о чем свидетельствуют наши совместные публикации.

Метод переработки ПНГ и ПГ в полезные продукты, с использованием холодной неравновесной плазмы, предложенный Вами, является действующим, перспективным, научным, эффективным. Его дальнейшая разработка представляет стратегическую ценность для нефтяной и газовой промышленности.

Нашим Университетом высоко оценивается глубокая проработка Ваших проектов, полученных результатов, и готовность к переходу на промышленный уровень.

На текущем этапе работ по внедрению Вами предлагается создание компактных, мобильных установок на основе плазмохимической технологии прямого получения метанола, либо других соединений на местах добычи углеводородного сырья и промышленном масштабе. Данная технология может применяться в нефтегазовых компаниях для локализованного производства метанола, решения проблем утилизации (сжигания) ПНГ, а так же в перспективе - для получения ценного сырья для нефтехимических предприятий (ШФЛУ).

Выражаем Вам свою поддержку в реализации совместных научных и технологических разработок по переработке ПГ и ПНГ. В свою очередь мы заинтересованы принять участие в разработке промышленного оборудования в части совершенствования каталитической технологии переработки получаемой Вами жидкости в востребованные продукты.

Благодарим Вас за проделанную трудную работу и надеемся на скорейшее внедрение Ваших разработок!

Проректор по научной работе _____ А.В.Мурадов

Исполнитель: Гуляев С.А.
Телефон: [illegible]
E-mail: [illegible]

Наши предложения

- Разработка промышленной технологии и оборудования с учетом требований заказчика;
- Испытание оборудования на территории заказчика;
- Доставка и пусконаладочные работы;
- Сервисное обслуживание;
- Обучение персонала;
- Технологическое сопровождение (замена устаревшего оборудования на новое);
- Организация выпуска установок.

НТЦ «ПЛАЗМА» развивается в партнерстве с мировыми компаниями

5.2 Технология GTL/GTP Обзор и современные тенденции

Е.Г Алексеев генеральный директор ТОО «АТЭК АЗИЯ»
evgeny.alekseev@gmail.com

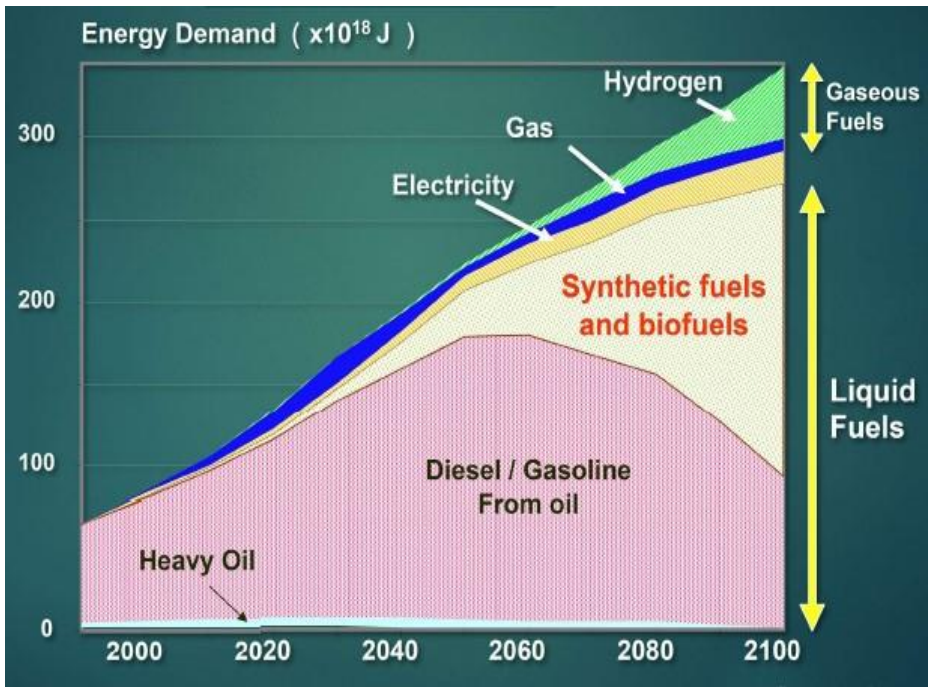
Описаны технологии GTL/GTP (gasto-liquids/gas-to-products), позволяющие перерабатывать природный газ в широкий спектр продуктов — от этилена и α-олефинов до твердого парафина. Эти технологии рассматриваются как наиболее перспективное направление получения сверхчистых синтетических углеводородов, проведен обзор и рассмотрены современные тенденции. Дан прогноз международного агентства (IEA) в отношении потребления энергоносителей, Рассмотрены классические и современные использования GTL/GTP технологии, показаны преимущества GTL/GTP технологии. Приведены основные технологические и вспомогательные блоки полномасштабной установки GTL/GTP, рассмотрены возможные варианты построения зависимости установки GTL в зависимости от условий на месте строительства, приведен пример 3D модели технологической GTL выполненной с применением принципов зонирования территории, рассмотрены преимущества применения блочно-модульной технологии в проектах GTL, приведен пример компоновки установки GTL в блочно-модульном исполнении.

GTL / GTP technologies (gasto-liquids / gas-to-products) are described, which allow processing natural gas into a wide range of products — from ethylene and α-olefins to solid paraffin. These technologies are considered as the most promising direction for obtaining ultrapure synthetic hydrocarbons, a review has been conducted and current trends have been considered. The forecast of the international agency (IEA) regarding energy consumption is given. The classic and modern uses of GTL / GTP technology are considered, the advantages of GTL / GTP technology are shown. The main technological and auxiliary units of a full-scale GTL / GTP installation are given, possible options for constructing a GTL installation dependency depending on conditions at the construction site are considered, an example of a 3D technological GTL model using the principles of territory zoning is presented, the advantages of using block-modular technology in GTL projects are considered , shows an example of a GTL installation in block-modular configuration.

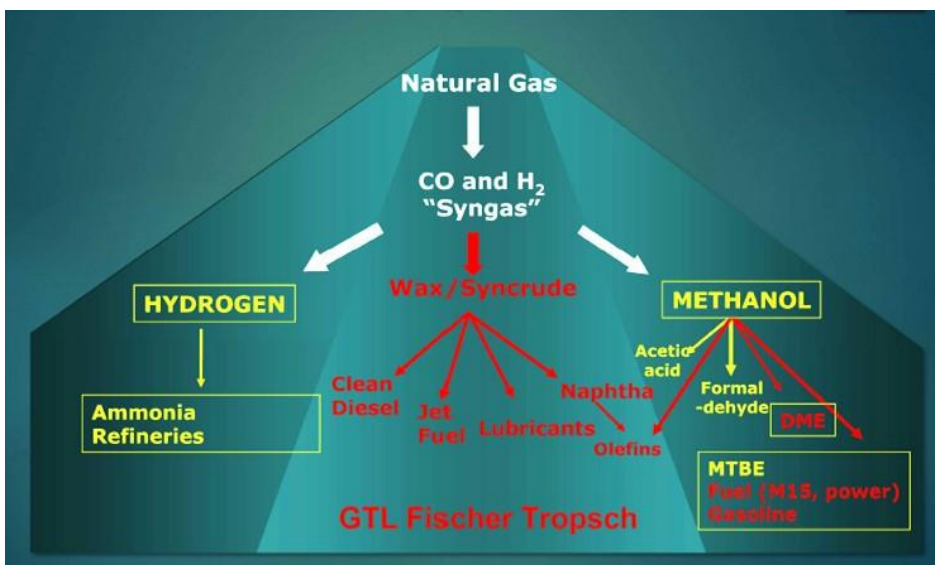
GTL/GTP технологии, как наиболее перспективное направление получения сверхчистых синтетических углеводородов

Совокупность химических производств по превращению природного газа (в основном метана, как составляющей) в высшие углеводороды, топлива и химические продукты получили в англоязычной литературе название технологии gasto-liquids (GTL) или gas-to-products (GTP). GTL-технология дает возможность перерабатывать природный газ в широкий спектр продуктов — от этилена и α-олефинов до твердого парафина. Важнейшим продуктом является сверхчистая синтетическая дизельная и керосиновая фракция. Крупнейшие нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие компании — ExxonMobil, Shell, Conoco Phyllips, Chevron, Marathon, Statoil, Syntroleum и другие – имеют собственные проекты GTL на разных стадиях реализации, от опытных установок до действующих предприятий. Специалисты нефтедобывающих компаний сходятся в том, что снижение мирового производства нефти можно будет наблюдать уже через 5-10 лет. Для того чтобы, по крайней мере, возместить это снижение, потребуется увеличение объемов производства продуктов, полученных из других — «не нефтяных», углеводородных источников. Несмотря на то, что данная технология является достаточно науко- и капиталоемкой, она обладает неоспоримыми преимуществами, позволяющими говорить о ее все более возрастающей конкурентоспособности на нефтехимическом рынке.

Прогноз международного агентства (IEA) в отношении потребления энергоносителей



Классические и современные использования GTL/GTP технологии



Преимущества GTL/GTP технологии

- Высокое качество конечных продуктов с ультранизким содержанием побочных соединения серы), с большим запасом удовлетворяющее настоящим и перспективным требованиям к топливам, достижимое или труднодостижимое, или классической технологии существующих НПЗ позволяет установкам GTL/GTP в случае введения перспективных требований к моторным топливам, иметь лучшие удельные показатели по CAPX и OPEX. Применение технологии GTL/GTP в комплексе с существующими классическими установками подготовки нефти (гибридный GTL) позволяет значительно повысить качество товарной продукции без необходимости крупномасштабного перевооружения;

- Высокая конечная стоимость продуктов GTL/GTP процесса по сравнению со стоимостью сырьевого газа (угля, биомассы и т. д.) позволяет получить хорошие финансовые показатели при утилизации природного и попутного нефтяного газа, который ранее в большинстве случаев был убыточным;

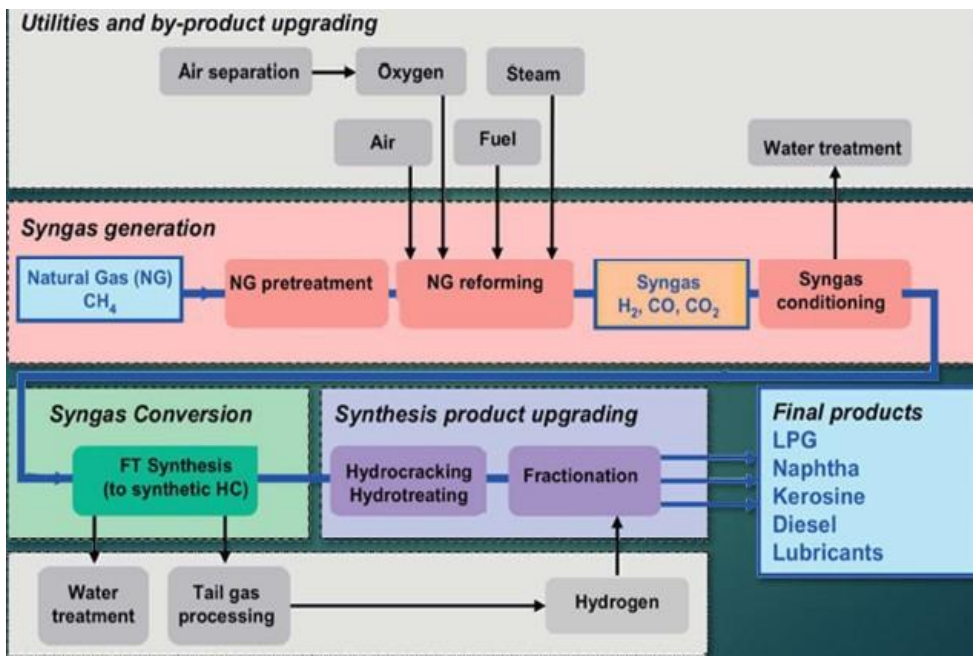
- Применение технологии GTL/GTP позволяет решить наличия высококачественных товарных углеводородов и топлив для районов, где отсутствуют классические НПЗ, удаленных районов или районов с низкими или отсутствующими запасами минеральной нефти, что чрезвычайно актуально в разрезе истощения мировых запасов нефти;

- Получение стабильных, при нормальном давлении, углеводородов высокой плотности из газа позволяет значительно снизить затрату на их хранении и транспортировку, что особенно актуально для удаленных локаций и имеют значительно лучшие показатели, чем существующие технологии транспортировки СПГ (LNG);

- Высокие показатели масштабируемости технологии GTL/GTP позволяет выполнять установки целевой производительности с возможностью разбивки проекта на очереди строительства или модернизации установки при дозагрузке ее новыми объемами;

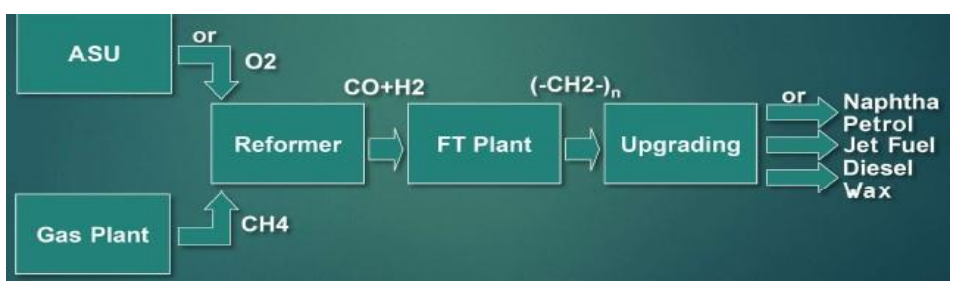
- Технологии GTL/GTP является одной из признанных перспективных направлений в области утилизации и монетизации биоразлагаемых отходов и аналогичных процессов, направленных на защиту окружающей среды.

Основные технологические и вспомогательные блоки полномасштабной установки GTL/GTP

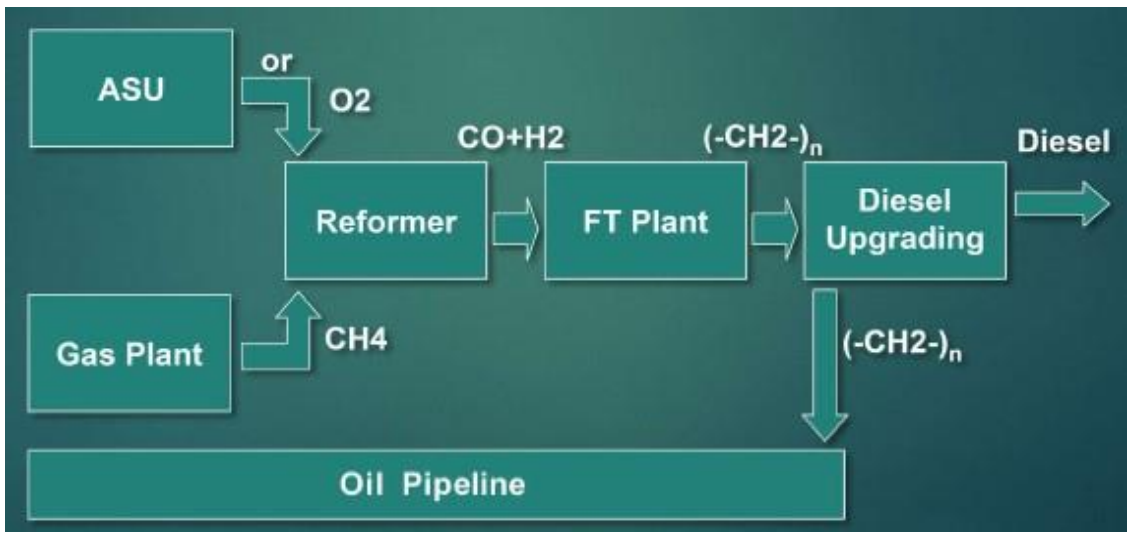


Возможные варианты построения зависимости установки GTL в зависимости от условий на месте строительства

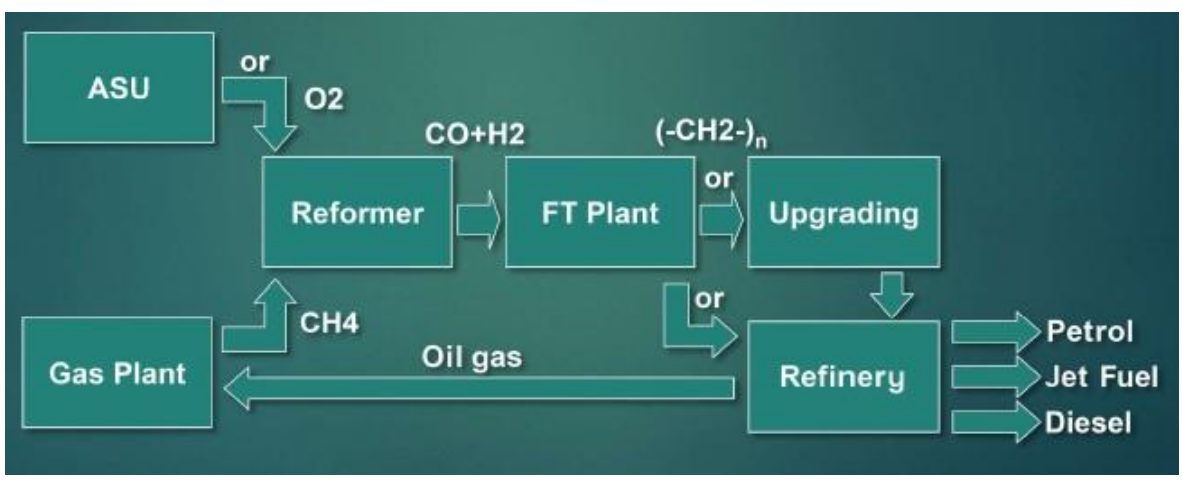
Установка GTL полного цикла – представляет собой отдельную полномасштабную установку GTL с получением нескольких целевых конечных товарных продуктов. Данный вариант является базовым для мест строительства с доступом только к сырьевому газу и развитой транспортной инфраструктурой, и направлен на получение максимально возможного количества товарных продуктов (нафта, бензин, керосин, д/т, смазка, воск и т. д.);



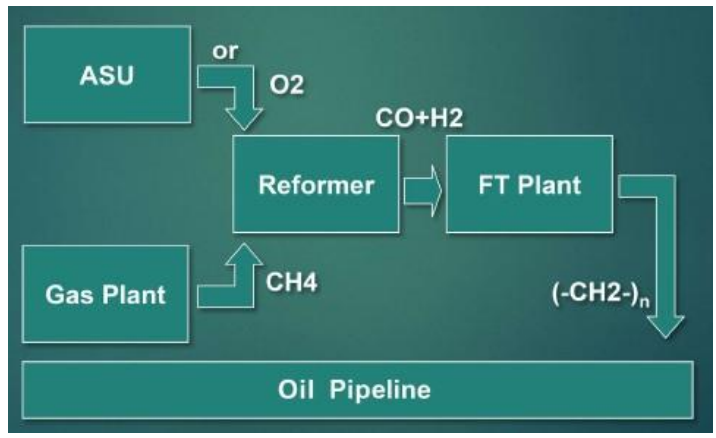
Установка GTL для собственных нужд – представляет собой отдельную специализированную установку GTL направленную на получение определенного стандартизированного продукта, как правило, это дизельное топливо. Данный вариант является приоритетным для расположения установки в пределах удаленного основного месторождения(й) и предназначен для обеспечения нужд месторождения(й) в дизельном топливе для всего круга вспомогательного транспорта и обслуживающей техники. Данный вариант позволяет решить вопрос утилизации газа и снизить капиталовложения из-за сокращения требований к финишной подготовке продукта (как не товарный продукт такое топливо может быть выпущено по ТУ) и, как следствие, к составу установки;



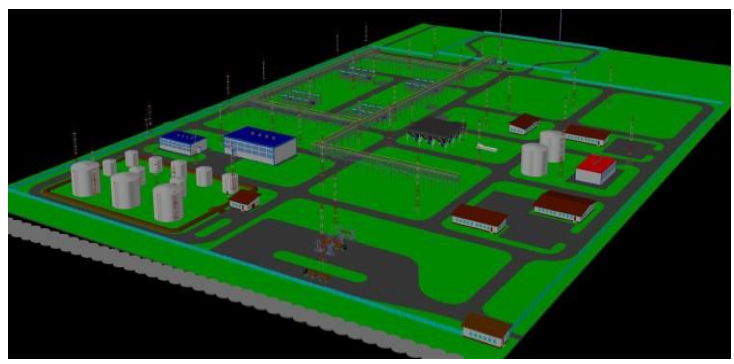
Гибридная установка GTL – представляет собой комбинацию установки GTL полного цикла или установки GTL для собственных нужд с классической установкой фракционирования нефти (или более сложной). Данный вариант является приоритетным для комбинированных нефтегазовых месторождений (с одновременным доступом к нефти и газу) и позволяет значительно увеличить выход высококачественных продуктов за счет смешения большого объема продуктов установки подготовки нефти и высококачественных продуктов установки GTL;



Установка GTL неполного цикла – представляет собой сокращенную до минимума установку GTL, без блока финишной подготовки продукта, которая направлена только на получение «синтетической нефти». Данный вариант является приоритетным для удаленных комбинированных нефтегазовых месторождений, позволяющий сократить капиталовложения с одновременной утилизацией газа и увеличением качества экспортируемой «минеральной нефти».



Пример 3D модели технологической GTL выполненной с применением принципов зонирования территории



Преимущества применения блочно-модульной технологии в проектах GTL

- Высокое качество сборки внутримодульного оборудования и КИП, снижение затрат времени;
- Проведение большинства испытаний в заводских условиях;
- Значительное снижение нагрузки на службы МТО Заказчика;
- Улучшенные показатели по контролю бюджета и графика;
- Высокая защита и удобство транспортировки;
- Сокращение сроков монтажа на строительной площадке и, как следствие, снижение общего объема СМР на месте строительства;
- Высокие показатели по плотности застройки;
- Повышенные противопожарные характеристики;
- Высокие показатели воспроизводимости.

Пример компоновки установки GTL в блочно-модульном исполнении

5.3 Разработка методологии вторичного использования глинистых буровых шламов и утилизации золы из печи общего назначения

М. Уртаева специалист по управлению отходами (координатор проекта) КПО
KusheL@kpo.kz

Разработана методология вторичного использования глинистых буровых шламов и утилизации золы из печи общего назначения. Рассмотрены основные этапы работы, выполненные этапы работы, приведены результаты исследований золы и применения золы. Приведены результаты исследований буровых шламов, приведены предварительные выводы по применению глинистых шламов, рассмотрены дальнейшие шаги и ожидаемые результаты.

A methodology has been developed for the recycling of clay drill cuttings and the disposal of ash from a general-purpose kiln. The main stages of work, the stages of work performed, the results of studies of ash and the use of ash are presented. The results of studies of drill cuttings are given, preliminary conclusions on the use of clay slimes are given, further steps and expected results are considered.

Основные этапы работы

№ п/п	Наименование	2017	2018				2019
		4 квар-тал	1 квар-тал	2 квар-тал	3 квар-тал	4 квар-тал	1 квар-тал
1	Анализ и оценка международного опыта и опыта РК. Определение радионукли-дов и химического состава, физико-химических характеристик и химмото-логических характеристик отходов.						
2	Разработка методологии исследований и испытаний по определению вариантов использования отходов. Определение оптимальных условий и разработка технических условий по практическому использованию глинистых буровых шламов и золы.						
3	Составление Программы проведения полупромышленных испытаний по использованию на опытных участках глинистых буровых шламов и золы. Проведение полупромышленных испытаний.						
4	Определение возможного повторного использования глинистых буровых шламов и золы на участках КНГКМ с рекомендациям и по внедрению в производство предложенных методов вторичного использования отходов.						
5	Оценкаэкономическойиэкологическойэффективностипредложенныхметодоввторичногоиспользованияотходов.						
6	Подготовка отчетов и презентаций по проделанной работе.						
7	Получение от государственных компетентных органов рекомендаций и разрешений по предложенным в отчетах методам вторичного использования глинистых буровых шламов и золы						

***Исполнитель*:** РГУ «Западно-Казахстанский Государственный Университет имени М. Утемисова» (ЗКГУ) по контракту AP/D/17/0905

Выполненные этапы работы

В октябре 2017 года ЗКГУ были отобраны пробы глинистого бурового шлама бурового раствора на нефтяной основе до и после термомеханической обработки на Экоцентре, глинистого бурового шлама бурового раствора на водной основе на буровой установке в процессе бурения скважины;

Проведены радиологические, физико-химические исследования проб отходов. Представлены промежуточные отчеты по исследованиям 2017 года;

Получены промежуточные результаты испытаний образцов проб с добавками глинистых буровых шламов и золы в:

- Испытательную лабораторию АО «Казахстанский дорожный научно-исследовательский институт» (АО «КазДорНИИ») г.Алматы;

-Испытательные лаборатории Института химии Саратовского государственного университета (СГУ) им.Н.Г. Чернышевского;

-Западно-Казахстанский Государственный Университет имени М.Утемисова» (ЗКГУ).

Результаты исследований золы

- Удельная эффективная активность ЕРН ниже ПДК.

- Химический состав золы: преобладающий компонент – кальцит $CaCO_3$, оксид кальция CaO, карбонат натрия Na_2CO_3.

№ пробы	Зола ТБО, мас. %	Вода, мас. %	Предел прочности при сжатии при температуре 20°С R20	
кг/см2		МПа		
1	85	15	92	9,2
2	85	15	84	8,4
3	85	15	87	8,7
4	85	15	89	8,9
5	85	15	90	9,0
Гипс Г-7 по ГОСТ 125-79	-	15	≥70	≥7,0

- Значение предела прочности соответствует гипсовым вяжущим марки Г-7 по тГОСТ125-79

Результаты исследований применения золы

Предварительные выводы по применению золы:

- Как добавка к гипсовым композиционным материалам;
- Сухая порошкообразная смесь для внутренней и внешней отделки;
- Для изготовления строительных изделий для штукатурных работ, затирки;
- Для производства строительных материалов (тротуарной плитки, бордюров и др.).

Результаты исследований буровых шламов

Вид отхода	Удельная активность ЕРН	Содержание воды	Зольность	Состав
Глинистые буровые шламы на водной основе	ниже ПДК	54%	41.50%	α-кварц или коезит (SiO_2); кальцит ($CaCO_3$); галит ($NaCl$); марказит (FeS_2). Возможно присутствие фаз сидерита ($FeCO_3$); проилит (FeS), плагиоклаз, а также глины.
Глинистые буровые шламы на нефтяной основе	ниже ПДК	25%	64%	

Предварительные выводы по применению глинистых шламов.

- в качестве композитов для строительных материалов;
- как добавка к связующим в строительстве автомобильных дорог и тротуаров;
- гипсокартон на основе гипса.

Дальнейшие шаги и ожидаемые результаты

В настоящее время в испытательных лабораториях ЗКГУ, СГУ, АО «КазДорНИИ», РГУ «Батыс жол зертханасы» продолжаются лабораторные исследования по использованию глинистого бурового шлама в создании минеральных материалов вторичного сырья для дорожных одежд и земляного полотна;

Необходимость получения от государственных компетентных органов рекомендаций и разрешений по предложенным методам и технологиям;

Предложения по практическому применению предложенных технологий повторного использования отходов и проведение полупромышленных испытаний.

5.4 Антикоррозионная защита объектов нефтегазового комплекса и энергетики с помощью современных покрытий, производимых в Казахстане

Н.Н. Карпеев

коммерческий директор Научно-производственного комплекса «ВМП»

8-922-20-86-750; soi@fmp.ru; e-mail: office@fmp.ru; kaz@fmp.ru

Исследованы вопросы антикоррозионной защиты объектов нефтегазового комплекса и энергетики с помощью современных покрытий, производимых в Казахстане. Изучены процессы применения защитных покрытий, сопоставлены распространенные классификаций коррозионной активности атмосферного воздействия на металлоконструкции. Рассмотрено состояние рынка ЛКМ (лакокрасочные материалы) в 1991 г. и развитие в начале 2000 гг. Даны основные характеристики ЛКМ, определяющие долговечность, определено что нужно учесть при выборе антикоррозионного покрытия. Рассмотрены экономическая эффективность материалов ВМП, особенности покрытий на разной полимерной основе. Приведены требования к цинкнаполненным грунтовкам SSPC, сравнены механизмы защитного действия традиционных лакокрасочных и цинкнаполненных покрытий, приведена послойная структура покрытия. Рассмотрено назначение слоев покрытия, рассмотрены факторы, влияющие на адгезию. Рассмотрена эффективность применения толерантных ремонтных покрытий, изучены вопросы применения в условиях крайнего севера и в условиях длительного строительства, рассмотрены основные виды продукции и научно-исследовательская деятельность научно-производственного холдинга ВМП. Приведены опыт применения антикоррозионной защиты в разных объектах и странах.

Issues of anticorrosion protection of oil and gas facilities and energy using modern coatings produced in Kazakhstan are investigated. The processes of application of protective coatings are studied, and the common classifications of the corrosivity of atmospheric effects on steel structures are compared. The state of the paint and varnish materials market (paints and varnishes) in 1991 and development in early 2000 are considered. Given the main characteristics of paintwork materials, which determine the durability, it is determined what needs to be taken into account when choosing an anticorrosive coating. The economic efficiency of materials VMP, features of coatings on different polymer base are considered. The requirements for SSPC zinc-rich primers are given, the mechanisms of the protective action of traditional paintwork and zinc-filled coatings are compared, the layer-by-layer structure of the coating is given. The purpose of the coating layers is considered, the factors affecting adhesion are considered. The efficiency of the use of tolerant repair coatings was examined, the issues of application under the conditions of the Far North and under the conditions of long-term construction were examined, the main types of products and research activities of the VMP research and production holding were reviewed. The experience of the use of anti-corrosion protection in different objects and countries.

Применение защитных покрытий

Объекты, подверженные коррозии	Среда	Противокоррозионная защита
Скважинное и нефтегазовое оборудование	Минерализованная подтоварная вода; нефть; нефтепродукты; газ; конденсат, насыщенный H_2S, CO_2; пластовые воды $C\ell$-, SO_4^{2-}	Ингибиторы; ЭХЗ; специальные конструкционные материалы; **лакокрасочные покрытия**
Нефте- и газоперерабатывающие заводы	Нефть, нефтепродукты, газ, абсорбент, насыщенный H_2S, CO_2, температура	Специальные конструкцион-ные материалы; **лакокрасочные покрытия**
Компрессорные и перекачивающие станции	Атмосферная коррозия; температура	**лакокрасочные покрытия**
Магистральные газо –и нефтепроводы	Грунты; грунтовые воды $C\ell$-, SO_4^{2-}	ЭХЗ; изоляционные материалы
Технологическое борудование и трубопроводы морских сооружений	Атмосферная коррозия; морская вода $C\ell$-, SO_4^{2-}	ЭХЗ; специальные конструкционные материалы; **лакокрасочные покрытия**
Наземные металлоконструкции	Атмосферная коррозия в условиях умеренно-холодного и холодного климатов; римеси H_2S, CO_2	**лакокрасочные покрытия**
Строительные сооружения	Атмосферная коррозия в условиях умеренно-холодного и холодного климатов; примеси H_2S, O_2	**лакокрасочные покрытия**

Сопоставление распространенных классификаций коррозионной активности атмосферного воздействия на металлоконструкции

ISO 12944		ГОСТ 15150*		СП 28.13330.2012** (актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85)	
Коррозионная активность среды	Потери стали в год, мкм	Тип атмосферы	Наименование	Коррозионная активность среды	Потери стали в год, мкм
С2 низкая	1,3 - 25	I	Условно-чистая	неагрессивная	<10
С3 средняя	25 - 50	II	Промышленная	слабоагрессивная	10-50
С4 высокая	50 - 80			средне-агрессивная	50-100
С5 очень высокая	80-200	III	Морская	сильно-агрессивная	>100
		IV	Приморско-промышленная		
СХ экстремальная	200-700				

* Межгосударственный стандарт – действует на территории СНГ
** Российский стандарт – действует только на территории РФ

Состояние рынка ЛКМ в 1991 г. и развитие в начале 2000 гг.

В России в 1991 году Марочный ассортимент рынка ЛКМ согласно ГОСТ 9.401-91 был представлен скудно.

Рынок нуждался в качественно новой долговременной защите металлоконструкций в сложных агрессивных условиях. На тот момент только зарубежные производители предлагали подходящие материалы.

Марочный ассортимент ЛКМ по типу пленкообразователя согласно ГОСТ 9.401-91

Тип ЛКМ	1991 г. ГОСТ 9.401-91	2004 г. ГОСТ 9.401-91 изм. 2
Алкидно-акриловые	13	22
Меламино-алкидные	23	40
Алкидные, в том числе грунтовок	40 (10)	127 (27)
Перхлорвиниловые, поливинилхлоридные и сополимеро-винилхлоридные	31	64
Полиакриловые	13	44
Полиуретановые	9	38
Эпоксидные, в том числе грунтовок	44 (13)	116 (42)
Алкидно- и акрилуретановые	-	23

Марочный ассортимент ЛКМ по типу по назначению согласно ГОСТ 9.401-91

Тип ЛКМ		1991 г. ГОСТ 9.401-91	2004 г. ГОСТ 9.401-91 изм. 2
Меламино-алкидные Алкидные, в том числе грунтовок	в том числе:	266 654	654
	для древесины и древесных материалов	81	210
	для бетона, шифера, кирпича, асфальта и штукатурки	5	145
Водно-дисперсионные ЛКМ		6	160
Порошковые ЛКМ		16	79
Грунтовочные ЛКМ	в том числе:	68	207
	по цветным металлам	21	71
	модификаторы ржавчины	2	20
	Материалы, применяемые без предварительного грунтования	98	225

Холдинг ВМП стал первым российским производителем, который предложил цинкнаполненные грунтовки, обеспечивающие наиболее эффективную защиту от коррозии стальных конструкций, эксплуатирующихся в атмосферных условиях. Они были представлены в редакции 2 ГОСТ 9.401-91 одно- и двухкомпонентными материалами на основе высокодисперсных порошков металлического цинка и этилсиликатных, эпоксидных и полиуретановых связующих.

Основные характеристики ЛКМ, определяющие долговечность

• Химический состав: вид пленкообразующего вещества и пигментов (наибольшие сроки службы обеспечивают покрытия на полиуретановой и эпоксидной основе с применением цинкнаполненных грунтовок).

• Общая толщина покрытия и его послойный состав: при прочих равных условиях, чем больше толщина покрытия, тем выше срок службы.

• Технология нанесения: наибольший срок службы обеспечивают покрытия, нанесенные на поверхность металла очищенную абразивоструйным способом.

Что нужно учесть при выборе антикоррозионного покрытия

• Климатические условия эксплуатации покрытия.
• Контактирующую с покрытием среду и степень ее коррозионной активности.
• Контактирующий с покрытием продукт и степень влияния покрытия на качество продукта.
• Степень механического воздействия на покрытие.
• Требуемый срок службы покрытия.
• Требования к декоративным характеристикам покрытия.
• Соответствие покрытия действующим стандартам и другим нормативным документам.
• Условия и технологию нанесения покрытия.
• Технологию сборки и монтажа конструкций.
• Совместимость с огнезащитным покрытием (если предусмотрена огнезащита) и многое другое.

Экономическая эффективность материалов ВМП

Сравнение затрат на нанесение и эксплуатацию антикоррозионного покрытия ВМП и алкидного покрытия со сроком службы 4 года

№	Критерий сравнения	Алкидная система ГФ – 021 + ПФ-115	Эпоксидная или полиуретановая система с цинкнаполненной грунтовкой
1	Прогнозируемый срок службы в промышленной атмосфере	4 года	30 лет
2	Климатические условия эксплуатации	умеренный климат	любые
3	Стойкость к парам кислот, щелочей	низкая	хорошая
4	Стойкость к конденсации влаги	средняя	высокая
5	Сохранение цвета и блеска покрытия	среднее	высокое
6	Стоимость лакокрасочных материалов	55 руб./кв.м	392 руб./кв.м
7	Стоимость однократной подготовки поверхности и нанесения покрытия (без учета высотных работ)	280 руб./кв.м	530 руб./кв.м
8	Стоимость затрат на окраску и ремонт покрытия в течение 30 лет с учетом выполнения работ	2010 руб./кв.м	922 руб./кв.м

***Вывод*:** Применение современных и более дорогих материалов позволяет *сэкономить до 100% затрат* за счет последующей эксплуатации и ремонта покрытия.

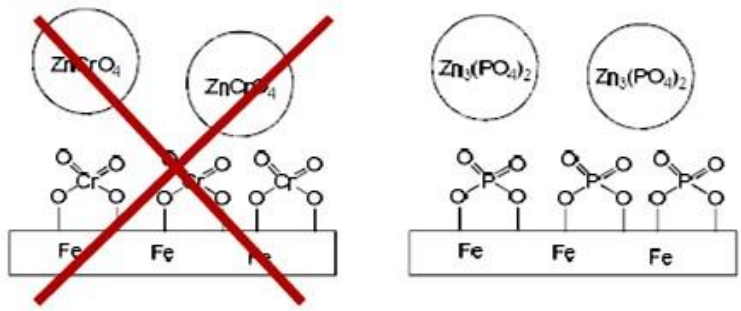
***Конкурентоспособность ВМП*:** *Экономия* при переходе с зарубежных материалов на аналогичные по защитным характеристикам и составу — *до 30%*.

Состав ЛКМ

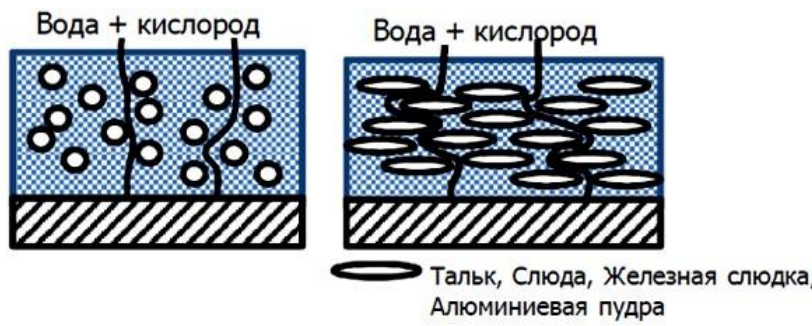
• Связующее — пленкообразователь

• Пигменты, включая специальные
• Наполнители
• Специальные добавки (улучшение диспергации, реологии, растекае-мости, пеногасители и т.п.)
• Растворитель

Пигменты – ингибиторы коррозии



Наполнители с барьерным эффектом



Особенности покрытий на разной полимерной основе

Полиуретановые химически и атмосферостойкие, обладают высокой прочностью в сочетании с эластичностью, имеют колеровку в цвета по каталогу RAL

Эпоксидные устойчивы к абразивному износу, отличаются отличной адгезией к различным основам, обеспечивают длительную защиту

Винилово-эпоксидные сочетают в себе адгезионную прочность с атмосферостойкостью, устойчивы к воздействию агрессивной среды

Кремнийорганические имеют высокую термостойкость (до 350 — 400 С) и твердость

Типы связующего

Термопластичные — обратимо меняют форму при нагревании, в состав ЛКМ входят в виде раствора в органическом растворителе — *Винилы, акрилаты.*

- Винилы, акрилаты – термопласты, пленку дают в результате упаривания растворителя (*физическая сушка / отверждение)*
- у ЛКМ на основе термопластов низкое содержание нелетучих веществ

Преимущества
- Высокая скорость сушки
- Возможность сушки при низкой температуре (нет реакций)
- Низкая стоимость
- Высокая жизнеспособность

Недостатки
- Малая толщина одного слоя (много растворителя)

- Адгезия к металлу хуже, чем у термореактивных материалов
- Низкая стойкость к растворителям

Термореактивные — *окончательная полимеризация происходит уже после нанесения* -

полиуретаны, эпоксиды

Термореактивные полиуретаны 1 класса

Преимущества
- Однокомпонентный
- Хорошая (отличная) эластичность => хорошая адгезия
- Высокая механическая прочность
- Высокая химическая стойкость (кроме щелочей)
- Возможность нанесения при низкой температуре

Недостатки
- Резкое снижение скорости отверждения при низкой влажности воздуха
- Сильная зависимость процесса отверждения от внешних условий
- Плохая светостойкость (меление)
- Невозможность нанесения толстых покрытий за один слой (максимум ТСП = 60-80 мкм)

Термореактивные полиуретаны 2 класса

акрил-уретаны полиэфир-уретаны

Преимущества
- Хорошая эластичность => хорошая адгезия
- Высокая механическая прочность
- Высокая химическая стойкость (кроме щелочей)
- Высокая атмосферостойкость
- Высокая эстетичность покрытия (блеск, цвет)

Недостатки
- Резкое снижение скорости отверждения при понижении температуры
- Высокая стоимость

Термореактивные эпоксиды

Преимущества
- Высокая адгезия к металлу
- Отличная антикоррозионная защита
- Высокая механическая прочность
- Высокая химическая стойкость (кроме кислот)
- Толстые однослойные покрытия

Недостатки
- Снижение скорости отверждения при понижении температуры
- Плохая светостойкость (меление)

Цинкнаполненные грунтовки

Механизмы действия цинка
- Электрохимический
- Барьерный
- Продукты коррозии цинка «залечивают» поры, царапины, трещины, а также защелачивают среду.

Неорганические
- цинк + силикаты щелочных металлов
- цинк + этилсиликат

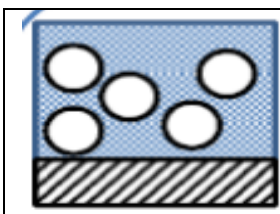
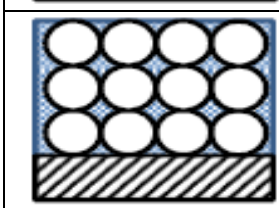
Органические
- эпоксидные
- полиуретановые и др.

Полиуретановая схема

(+). Можно наносить при отрицательных температурах
(+). Относительно эластичное покрытие
(-) Недопустимо превышение толщины слоя при нанесении (-
). При низкой влажности возрастает время высыхания

Эпоксидная схема

(+) удобна для заводского нанесения в любое время
(+) высокая толщина сухого покрытия за один слой
(-) возрастает время высыхания в холодное время года

	Объемная концентрация пигмента < Критическая объемная концентрация пигмента
	Объемная концентрация пигмента = Критическая объемная концентрация пигмента **Zn > 80%масс**

Объемная концентрация пигментов (наполнителей)

ОКП = V (пигмент) / V (покрытие)
КОКП – критическая объемная концентрация пигмента – это ОКП при котором вся поверхность частиц пигмента (наполнителя) смочена связующим
КОКП (Zn) = 66% объема

Требования к цинкнаполненным грунтовкам SSPC paint 20, тип II (органическое связующее), **ISO 20340** и **12944**

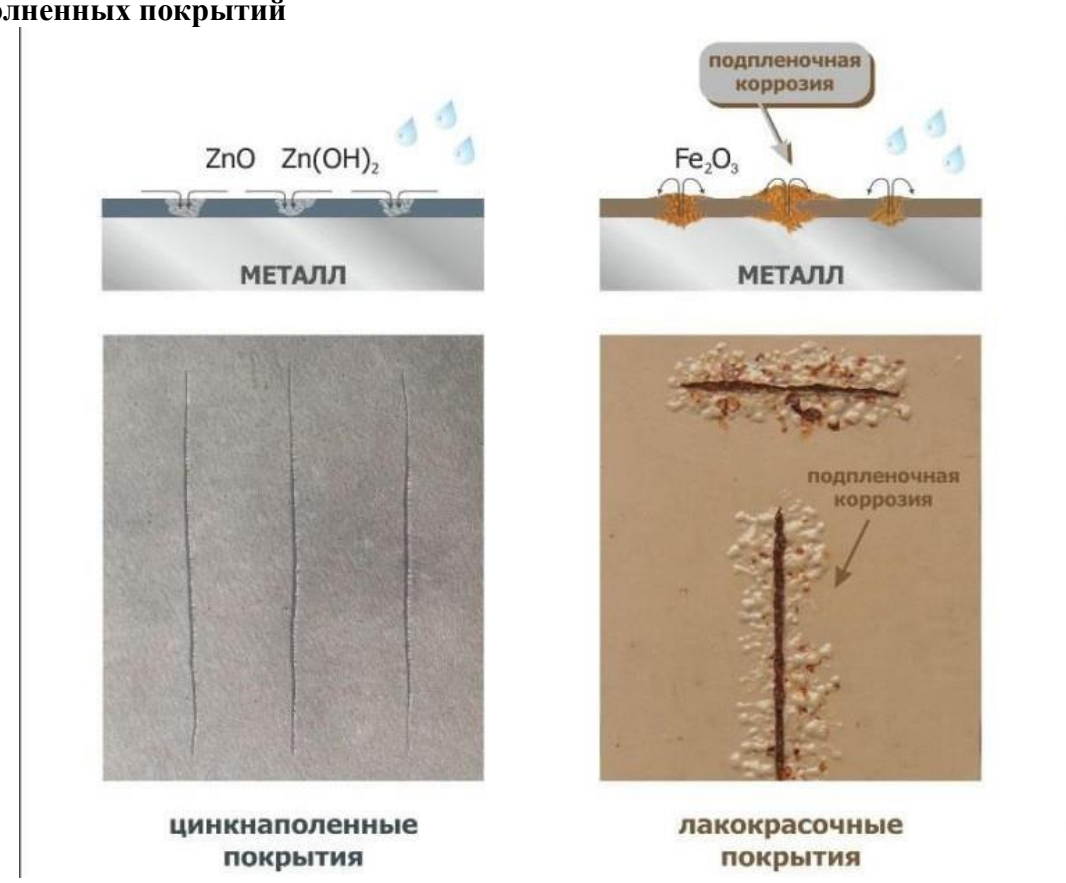
Показатель	Требование
Содержание нелетучих веществ, %масс, не менее	70
Доля всех пигментов в нелетучих, %масс., не менее	83
Доля цинкового порошка* в пигментах, %масс., не менее	93
Доля цинкового порошка* в пленке, %масс по SSPC, paint 20, тип II уровень 1 уровень 2 уровень 3 по ISO 20340, 12944	 >85 77-85 65-77 не менее 80

* цинковая пыль должна удовлетворять требованиям стандарта ASTM D520 (тип II, содержание металлического цинка не менее 94%)

Цинкнаполненные грунтовки ВМП

Содержание Zn в порошке не менее 96%
Содержание порошка в покрытии:
цинотан – 82%
цинэп – 89%
цинол – 96%

Сравнение механизмов защитного действия традиционных лакокрасочных и цинкнаполненных покрытий



Послойная структура покрытия

Назначение слоев покрытия

Грунтовочный
- обеспечение адгезии с подложкой
- обеспечение адгезии с последующим слоем

- катодная (протекторная), ингибирующая, барьерная защита

Промежуточный

- обеспечение требуемой толщины покрытия
- основная барьерная защита

Финишный

- обеспечение заданных декоративных характеристик: цвет и блеск
- светостойкость, защита нижних слоев от воздействия УФ-излучения
- стойкость к воздействию внешней среды:

атмосферо-, водо-, маслобензо-, химстойкость

- стойкость к механическому воздействию

Адгезия – силы взаимодействия между слоями

Когезия – силы взаимодействия внутри слоя

Факторы, влияющие на адгезию

Подложка

- природа подложки
- площадь поверхности (шероховатость)
- активные группы на поверхности (чистота подложки)

Покрытие

- поверхностная энергия
- активные группы
- вязкость
- скорость высыхания (формирования)
- эластичность
- прочность на разрыв

Эффективность применения толерантных ремонтных покрытий (подготовка поверхности St 2 – St 3, прочные остатки старого покрытия)

- Возможность отказа от абразивоструйной очистки до степени Sa 2 ½ из-за невозможности или нецелесообразности
- Сокращение срока службы всего на 15-40 % в зависимости от состояния поверхности (для неспециализированных покрытий – сокращение срока службы на 50-100 %)
- Сокращение затрат на подготовку поверхности на 30-50 %

Применение в условиях крайнего севера

Ванкорское нефтегазовое месторождение — самое крупное и перспективное в современной России. Расположено на севере Красноярского края в суровых климатических условиях, вдали от транспортной инфраструктуры.

1. Стойкость покрытий в среде коррозионной активности не ниже С3 по ISO 12944-5:1998.
2. Срок службы покрытия более 15 лет.
3. **! Нанесение материалов в зимний период, при t -150 и ниже и при повышенной влажности.**
4. Наличие опыта применения системы, в том числе в районах крайнего севера. Наличие положительных отзывов от заказчиков строительства.
5. Отраслевая сертификация в основных отраслях промышленности и успешные испытания в ведущих испытательных центрах страны.

***Решение*:**

Системы ВМП были выбраны и направлены проектировщикам и заводам МК к исполнению. В 2007 году часть м/к огрунтовывались на заводе-изготовителе. Начиная с 2010 года, выполнялось нанесение как покрывных слоев на огрунтованные м/к, так и комплексных систем покрытий.

Цинкнаполненная грунтовка наносилась при температуре -250 и было доказано, что сохраняет свои защитные свойства. Вообще на данном объекте нанесение покрытий производилось в широком температурном диапазоне (от -250 до +250). В2012 и 2014 годах внешний вид покрытий оценивали визуально в соответствие с ISO 4628, толщину измеряли при помощи магнитного толщиномера «MiniTest 600 B» с учетом требований ISO 2808 к измерениям толщины покрытий магнитным методом.

Замеры адгезии проводились методом решетчатых надрезов по ISO 2409. **Вывод:** покрытия ВМП полностью сохранили свои защитные и декоративный свойства на всех осмотренных м/к ЦПС Ванкорского нефтяного месторождении.

Комплексный подход: также исходя из предъявляемых требований применили совместимое с антикоррозионной грунтовкой огнезащитное покрытие для зимнего нанесения и антистатические полимерные полы.

Покрытия ВМП рекомендованы к дальнейшему применению для долговременной защиты от коррозии объектов Ванкорской группы месторождений.

Применение в условиях длительного строительства

Президентский мост. Ульяновск. Россия

Проект моста согласован в 1988 году. Начато строительство в конце 1990-х годов. С 2001 года строительство приостановлено. В 2006 году возобновлено.

***Требования заказчика*:**

1. Нужны современные защитные покрытия, поскольку заложенные в проект морально устарели. Срок службы покрытий должен быть больше, чем заложенный стандартом (2 года)
2. По возможности сократить затраты на строительство
3. Покрытия должны быть устойчивы в высоко влажной среде эксплуатации (МК расположены над водой)
4. Перекрасить уже стоящих 6 пролетов, ранее покрытых алкидной грунтовкой, срок службы которой давно истек.

Решение:

Для заводской окраски МК была выбрана цинкнаполненная полиуретановая грунтовка германского производителя.

В это время ВМП разработала и запустила в производство одноупаковочную *цинкнаполненную грунтовку* на основе отверждаемого содержащейся в воздухе влагой полиуретанового полимера. Она *была существенно ниже по стоимости и не уступала по качеству германской*. Поэтому в 1999 г. грунтовкой ВМП было защищено около 1000м2 МК, а затем в 2000-2001гг окрашено более 15000м^2, установленного на стапеле пролета 15-16. Когда строительство возобновилось ВМП предложила полиуретановую **систему** с покрывными материалами, сроком службы равным германским покрытиям. Это обеспечило *комплексную поставку защитных материалов для всех*

слоев покрытия. Разница в цене достигала более 30%! Совместимость эмалей ВМП с зарубежной грунтовкой подтверждена испытаниями и не отражается на долговечности покрытия.

***Результаты осмотра 2016 года*:** Состояние антикоррозионной защиты на металлоконструкциях пролетных строений, окрашенных системами ВМП по истечении 10-ти лет с начала строительства объекта и 6-ти лет с момента ввода мостового перехода в эксплуатацию находится в удовлетворительном состоянии.

Интересно! Грунтовка ВМП наносилась в полевых условиях, германская – на заводе-изготовителе МК. Через 7 лет эксплуатации защитные свойства грунтовки ВМП были на том же уровне, что и у германской.

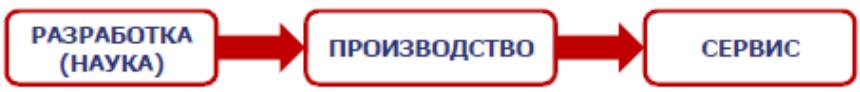
Всего в ходе строительства моста материалами ВМП окрашено 13 пролетных строений общей площадью поверхности 500 тысяч м^2

С 2001 по 2006 годы, когда строительство было заморожено, проводились регулярные наблюдения за состоянием покрытий. Ежегодные

акты обследования подтверждают, что покрытие ВМП находилось в рабочем, удовлетворительном состоянии.

*Срок службы, не перекрытой эмалями грунтовки ВМП со средней толщиной 90 мкм в реальных условиях эксплуатации составил более 7 лет***.**

Научно-производственный холдинг «ВМП»



Основные виды продукции ВМП:

- Антикоррозионные материалы;
- Огнезащитные составы;
- Полимерные покрытия пола;
- Металлические порошки.

Ассортимент – более 60 наименований продукции собственной разработки.

Опыт работы – более 25 лет. Защищено более 80 млн м^2 на крупнейших объектах.

Производственные мощности **–** 20000 тонн продукции в год на современных заводах.

Постоянные заказчики – более 2 500 предприятий, среди них компании с мировым именем: Газпром, Роснефть, Транснефть, ЛУКОЙЛ, СИБУР, ЕВРАЗ, УГМК, Норильский никель, РусГидро, Росэнергоатом, Роскосмос и другие.

Научно-исследовательская деятельность

Политика Холдинга ВМП включает постоянное расширение ассортимента продукции за счет выведения на рынок новых материалов с улучшенными защитными свойствами или расширяющими область применения.

Научно-исследовательской деятельности на ВМП уделяется огромное внимание. Лаборатории оснащаются самым современным испытательным оборудованием, которое позволяет проводить тестирование самых разнообразных свойств красок и покрытий. Сотрудники — кандидаты и доктора химических наук.

Следование современным стандартам проведения испытаний позволяет быть уверенным в соответствии продукции заявленным свойствам. Там, где не хватает российских стандартов, разработчики ВМП следуют общепринятым в отрасли европейским (ISO, Norsok) или американским (ASTM) нормам.

Сегодня на базе научного подразделение ВМП создан «***Институт прикладной химии и сертификации Фришберг***», который осуществляет:

- Разработку и усовершенствование оригинальных составов защитных ЛКМ;
- Научные работы по созданию принципиально новых покрытий;
- Испытания эксплуатационных свойств защитных покрытий;
- Испытания материалов на огнезащитную эффективность;

• Разработку и усовершенствование технологических процессов получения высоко- и нанодисперсных порошков цветных металлов и их сплавов с требуемыми характеристиками;

• Сертификацию и экспертизу.

Испытания

***Обязательная программа испытаний новых материалов ВМП содержит всестороннюю проверку антикоррозионных свойств покрытий по требованиям ISO 12944 и ГОСТ 9.401*:**

- Имитация агрессивной морской или промышленной атмосферы в камерах солевого тумана и постоянной конденсации воды – самых жестких по своему коррозионному воздействию средах;

- Ускоренное атмосферное старение покрытий в камере Q-UV, комбинирующей воздействие высокой влажности и осадков с воздействием ультрафиолета, аналогичного яркому солнечному свету на экваторе;

- Воздействие различных сред от морской воды до растворителей и других химических веществ путем погружения тестовых пластин при различных температурах.

Клиент может выбрать среды по своему усмотрению;

- Проверка надежности покрытий при разных температурах, особенно, при перепадах от сильного арктического холода до полуденной жары пустыни.

Результаты оцениваются путем визуального контроля состояния покрытия и проверки физико-механических свойств покрытий до и после испытаний:

- **О**ценка адгезии покрытий методом отрыва и надреза, определение эластичности, твердости, прочности при разрыве и ударе. Зачастую используется несколько методов для определения одного и того же показателя. Обязательно оценивается состояние стальной подложки.

В производство попадают только те композиции, которые удовлетворяют жестким требованиям к защитным свойствам и обладают необходимыми механическими свойствами.

Технологические свойства новых материалов проверяются в ходе опытных окрасок с использованием основных методов нанесения. Нанесение и формирование покрытия проверяют как в летних, так и в зимних условиях.

По результатам составляются технологические инструкции по нанесению материала, которые учитывают основные нюансы и особенности. Для исключения субъективности и методологических ошибок новые материалы на конечной стадии разработки проходят ***тестирование в независимых испытательных центрах*.**

Производство

Высокое качество продукции ВМП обеспечивает за счет собственного производства основных компонентов: порошка цинка, колеровочных паст, полиуретанового лака и других пленкообразующих веществ.

В основе производства порошков цветных металлов и сплавов лежат собственные «ноу-хау». Для получения порошков используется газофазный метод, известный также как метод испарения-

конденсации, к преимуществам которого относятся низкая материалоемкость, экологичность, возможность получения тонких металлических частиц высокой чистоты.

Современное оборудование и управляемые технологические процессы позволяют изготавливать порошки с заданным химическим, фазовым и гранулометрическим составом.

В комплексной схеме производства «порошок -> антикоррозионные материалы» этапы не разделены во времени и территориально, что полностью исключает стадию длительного хранения порошков и позволяет оперативно регулировать их физико-химические свойства.

Производство ЛКМ осуществляется на ультрасовременных автоматизированных технологических линиях, оснащенных системами подачи сырьевых компонентов, фасовки, аспирации и контроля качества, а также высокоскоростными смесителями-диссольверами, вакуумными реакторами, бисерными мельницами и другим оборудованием ведущих мировых производителей. Колеровочная система обеспечивает точное воспроизведение цвета эмали. Качество продукции контролируется на всех этапах – от входного контроля сырья до проверки каждой партии готовой продукции.

Опыт применения

Газпром: Уренгойское ГКМ, Оренбургский и Астраханский ГПЗ, КС «Портовая», Ковыктинское ГКМ, Ямбургское НГКМ.

***Газпром нефть*:** РВС «Газпромнефть — Хантос», «Газпромнефть — Ноябрьснефтегаз», Новопортовское и Восточно-Мессояхское НГКМ.

***НК Роснефть*:** Ванкорское НМ, Опоры нефтепровода «Ванкор — Пурпе», Верхнечонское НМ, РВС «Северная нефть», РВС Комсомольского, Краснодарского, Туапсинского НПЗ, Кондинское НГМ, Западно-Эргинское НМ

***Транснефть*:** РВС «Транснефть – Верхняя Волга», «Транснефть -Сибирь», «Транснефть-Восток», «Транснефть-Урал», «Транснефть-Прикамье», «Черноморфранснефть», «Транснефть-Порт Козьмино» и др., Каспийский трубопроводный консорциум, ТС «Восточная Сибирь — Тихий океан», ТС «Заполярье — Пурпе», МНПП проект «Юг», МН «Куюмба — Тайшет», Балтийская ТС II, МН «Александровское-Анжеро-Судженск», МНПП «Второво — Приморск»

***Транснефтепродукт*:** ППС нефтепровода «Второво — Приморск», Юго-Запад транснефтепродукт, Уралтранснефтепродукт.

***Лукойл*:** Южно-Хыльчуюское НГМ, Южно-Шапкинское НМ, Опоры нефтепровода «БРП Варандей — Берег Баренцева моря», РВС «ЛУКОЙЛ–Ухтанефтепереработка», «ЛУКОЙЛ-Коми»

Зарубежнефть: Группа месторождений Центрально — Хорейверского поднятия, Харьягинское НМ

***НовАТЭК*:** Ямал СПГ, Новатэк Усть-Луга, Яро-Яхинское НГКМ, Восточно-Таркосалинское НГКМ, Южно-Тамбейское ГКМ.

Объекты генерации энергии

- Мутновская геотермальная электростанция ТЭС, «БАР», Индия,
- ТЭЦ «Иманта», Латвия.
- Рефтинская, Среднеуральская, Южноуральская, Троицкая ГРЭС,
- Ленинградская АЭС-1 и АЭС-2, Нововоронежская АЭС-2, Белорусская АЭС;
- Курская, Хабаровская, Ульяновская, Академическая ТЭЦ, ТЭЦ-5;
- Бухтарминская, Саяно-Шушенская, Новосибирская ГЭС и ГЭС на реке Шикапа (Ангола);
- Дегтярская РЭС.

Объекты передачи и распределения энергии

Опоры ВЛ 500 кВ, Опоры ВЛ 220 кВ, Порталы ПС 500 кВ, Порталы ПС 220 кВ, Порталы ПС 110 кВ.

Опоры освещения в г. Екатеринбург. Мачты освещения и молниеотводов АК «Транснефть».

НПС «Невская». Мачты сотовой связи в г. Санкт-Петербург. Вышки связи аэродрома в г. Мирный. Контактные сети РЖД, вышки ЛЭП Ленэнерго и многое другое.

Казахстан

- Газокомпрессорная станция Карачаганак Петролиум Оперейтинг;
- КазМунайГаз. Резервуары и емкостное оборудование;
- Атыраусский НПЗ;
- Павлодарский нефтехимический завод;
- Компрессорные станции газопровода «Казахстан-Китай»;
- Маерск Ойл Казахстан. Месторождение Дунга;
- Шардаринская ГЭС;
- Карагандинская ТЭЦ-3;
- ПФ Электросервис (Казахстан, Алматы);
- Порталы ПС 500 кВ Жамбыл, Алма;
- Порталы 220 кВ Восточная, Састобе;
- Энергосистемы ЭЛТО в г. Караганда;
- Завод по производству взрывчатых веществ и неэлектрических систем взрывания «Орика-Казахстан»;
- Завод медицинских препаратов, г.Шымкент;
- Спортивный комплекс «Алматы Арена»;
- Ледовый комплекс «Халык Арена»;

- Астана — ЭКСПО, г.Астана;
- Опоры освещения, г.Астана;
- Транспортная эстакада по проспекту Богембая, г.Астана;
- Мостовые переходы через р.Ишим;
- Мост через р.Урал в створе с ул.Мечникова, г.Атырау;
- Мост через р.Ульба с реконструкцией пешеходного моста в створе ул.Крылова — ул.Солнечная, г.Усть-Каменогорск;
- Мост через старое русло р.Иртыш на обходе г.Павлодар;
- Мост через р. Или на 283 км дороги Алматы-Хоргос;
- Пешеходный мост, проспект Аль-Фараби;
- ЖД эстакада нового вокзала, г.Астана;
- Мосты на ЖД линии «Жетыген-Коргас»;
- Мост на участке Новоишимская – 1-ая Целинная;
- Мосты на ЖД линии Жезказган-Саксаульская;
- Эстакада через ЖД пути в створе пр. Суюнбая, г.Алматы;
- и другие.

5.5 Информационные ресурсы для нефтегазовой отрасли

Душан Крстич региональный менеджер по продажам компании EBSCO
+420 734 859 885; dkrstic@ebsco.com

Дана информация о деятельности компании EBSCO, рассмотрены продукты и услуги компании, что EBSCO может предложить нефтегазовым компаниям. Приведены полные тексты лидирующих бизнес журналов, торговые публикации, охватывающие широчайший спектр отраслей промышленности. Приведена лидирующая в мире полнотекстовая коллекция журналов о менеджменте, научные, политические и бизнес журналы, информация о компаниях, профили компании. EBSCO предоставляет более 18,000 профилей различных компаний, комплексную информацию о странах, отраслях и исследованиях рынка. EBSCO предоставляет информацию для сотрудников любых профессиональных уровней в энергетической отрасли, приведены примеры полнотекстовых журналов: ENERGY & POWER, ENGINEERING / R&D.

Information on the activities of the EBSCO company is given, the company's products and services are considered, which EBSCO can offer to oil and gas companies. The full texts of leading business journals, trade publications covering the widest range of industries are given. The world's leading full-text collection of management journals, scientific, political and business journals, information about companies, and company profiles are given. EBSCO provides more than 18,000 profiles of various companies, comprehensive information on countries, industries and market research. EBSCO provides information for employees of any professional level in the energy industry; examples of full-text journals are provided: ENERGY & POWER, ENGINEERING / R & D.

Об EBSCO

EBSCO была основана Elton B. Stephens в 1944 г.
Годовой объем продаж EBSCO более $2.8 миллиардов
6,000+ сотрудников, 1,100+ сотрудников вне США.

Рейтинг Dun & Bradstreet: 5A1
Рейтинг Forbes: Одна из 200 крупнейших частных компаний в США.
- Финансовая устойчивость, низкий уровень риска
- Лучший рейтинг во всех категориях

Продукты и услуги

EBSCO является ведущим в мире агрегатором ***премиум информации*;**
Ресурсы EBSCO используются для исследований в:
- академическом секторе;
- корпоративном секторе;
- государственном секторе (информирование, оборона, образование и т. д.).

Ресурсы EBSCO предлагают самое ***комплексное покрытие*** в области Научного, Технического и Бизнес контента:
- Продукты EBSCO также включают в себя источники новостей и информацию о компаниях;
- EBSCO является крупным представителем обучений и тренингов для организаций.

EBSCO лидирующий Discovery Service Provider

Чем занимаются наши клиенты?

- **Маркетинг** - Сельское хозяйство - Архитектура - **Финансы** - Биомедицинские науки - **Химия** - Оборона - Еда и напитки - Отельное дело и туризм - Страхование	- **Право** - СМИ - **Нефть и Энергия** - Фармацевтика - **Публичные отношения** - **Розничная торговля** - **Технологии** - Текстиль - **Транспорт** - Коммунальные услуги

Преимущества для Вашей компании

Рост корпоративной эффективности

− Интегрируйте контент в рабочий процесс для поддержки принятия решений

***Время — деньги, см. ROI*:** Находите нужную информацию быстрее, благодаря источникам, недоступным в других местах в интернете и сократите *время, затрачиваемое сотрудниками на поиск информации*;

- Функция оповещений облегчает доставку релевантной информации конечному пользователю;

− *Оповещения* могут быть доставлены с помощью *эл. почты или RSS*.

Конкурентное преимущество благодаря доступу к *отраслевым отчетам, профилям компаний, SWOT-анализам, ведущим бизнес журналам и новостным* уведомлениям собранным в одном месте

− *Актуальная информация о конкурентах;*

− *Апгейд управления брендом.*

Разрушение барьеров, эффективное сотрудничество между отделами фирмы

− Информация может быть легко доступна *в рамках организации;*

− Доступ с помощью программы SharePoint или внутренних порталов.

Исследование может быть полезным только в том случае, если время на поиск информации было потрачено эффективно…

- Если сотрудники тратят больше трети своего времени на *поиск* информации, еще четверть на *анализ*, и еще больше на *обработку* данной информации, появляется необходимость в инструментах для достижения *высшей степени продуктивности*.

Почему базы данных?

- Интернет предоставляет *бесплатный доступ*, к тому что компании и люди предоставляют в общем доступе;
- *Каждый может создать информационный сайт*, вне зависимости является ли данный человек экспертом или нет (*надежность?).*
- Научные *базы данных предоставляют* пользователям *доступ к тысячам надежных источников* информации, как: книги, журналы и статьи, изображения, диаграммы и первоисточники.
- Базы данных *содержат статьи написанные надежными авторами* (*исследователи и эксперты* в различных областях).
- Базы данных предоставляют *мощный поисковой инструмент для более точных результатов*, что ускоряет поиск нужной информации.

Что EBSCO может предложить нефтегазовым компаниям?

Сотни полнотекстовых журналов для всех отделов:
- Бухгалтерия;
- Конкурентная разведка;
- Отдел контроля; отдел кадров;
- Управление продукцией;
- Исследования и разработки;
- Управление рисками;
- Продажи и маркетинг;

Полные тексты лидирующих бизнес журналов:

Торговые публикации, охватывающие широчайший спектр отраслей промышленности

Лидирующая в мире полнотекстовая коллекция журналов о менеджменте

Научные, Политические и Бизнес журналы

Полнотекстовые журналы из 70+ стран

Страна	**BSC+**
Бразилия	74
Китай	22
Корея	13
Россия	16
Южная Африка	26
Германия	197
Великобритания	660
США	1,556

Информация о компаниях

- *1.15 мил. компаний*, включая их полные структуры иерархии

- Компании автоматически *связаны се всеми информациями о них, до уровня одной статьи***,** включая MarketLine *профиля компаний и SWOT анализа, отчетов о рынках и промышленности*, книг и журналов.

Профили компаний

***EBSCO* предоставляет более 18,000 профилей различных компаний.**

Из MarketLine:

- Профили 12,500 крупнейших публичных компаний в мире;
- Профили 900 ведущих частных компаний в мире;
- Анализы SWOT более 4,800 компаний.

Ключевая информация о компании:

- Обзор компании;
- Ключевые факты;
- Описание деятельности;
- История компании;
- Ключевые сотрудники;
- Исполнительная биография;
- Основные продукты и услуги;
- Основные конкуренты;
- Взгляды компании;
- Местоположения и филиалы.

Комплексная информация о странах, отраслях и исследованиях рынка

Тип отчета	**Current #**
Профили компаний	18,000+
Отраслевые отчеты	8,200+
Отчеты об исследованиях рынка	2,500+
Отчеты о странах	1,200+

Незаменимая информация для сотрудников энергетической отрасли

EBSCO предоставляет информацию **для сотрудников любых профессиональных уровней** в энергетической отрасли, таких как:

- Дистрибуция;
- Исследование;
- Добыча ресурсов;
- Маркетинг;
- Обработка;

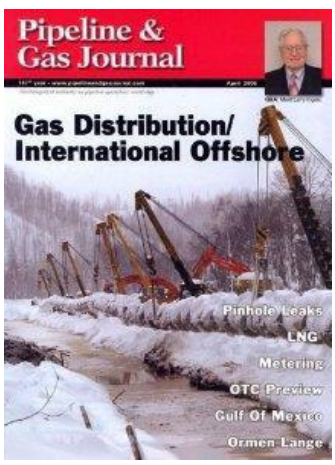
- Производство;
- Продажа.

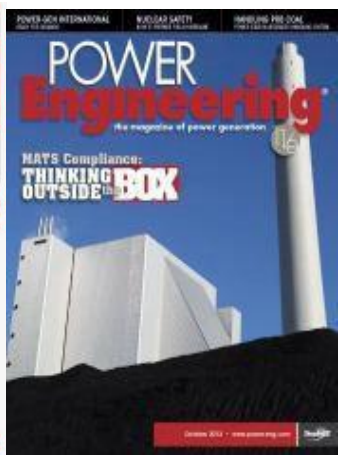
Незаменимая информация для сотрудников энергетической отрасли

Данная коллекция предоставляет непревзойденный полнотекстовый ***охват информации***, относящейся ***к различным областям энергетической отрасли***, таким как: Каменный уголь; Электроэнергия; ***Природный газ;*** Атомная энергия; ***Нефть;*** Возобновляемая энергия (включая гидроэнергетику, ветровую энергию, солнечную энергию и т. д..).

Примеры полнотекстовых журналов: **ENERGY & POWER**

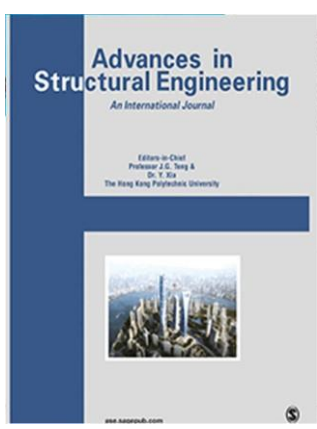
- *BioResources;*
- *Clean Coal Technology;*
- *Energies;*
- ***Hydrocarbon Processing;***
- ***Energy Journal;***
- ***Offshore;***
- *Power;*
- ***World Oil.***
- ***OPEC Energy Review;***
- ***Pipeline & Gas Journal;***
- *Power Engineering.*





Примеры полнотекстовых журналов: **ENGINEERING / R&D**

- *Advances in Structural Engineering;*
- *ASHRAE Transactions;*
- ***Control Engineering;***
- ***Engineering;***
- ***International Journal of Online Engineering;***
- ***Journal of Engineering & Applied Sciences;***
- ***Journal of Mechanical Science & Technology;***
- *Latin American Journal of Solids & Structures.*



Спроектированное для процесса анализа рисков

- Содержит тысячи полнотекстовых ресурсов и почти 1.3 миллиона записей, ***относящихся ко всем типам рисков*;**
- Информация практически ***по всем аспектам управления рисками*;**
- Последние ***события в международной политике, экономике***, в социальном и техническом спектрах;
- Содержит ***экспертные анализы, показатели и передовые методы о устойчивом развитии*.**

EBSCO

предлагает премиум-контент, возможность модификации актуальную информацию для поддержки Ваших деловых и исследовательских потребностей

6. РАЗВИТИЕ ДОБЫЧИ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ЦЕЛЯХ ВЫПОЛНЕНИЕ ПЯТОЙ ИНИЦИАТИВЫ ГЛАВЫ ГОСУДАРСТВА ПО СОЦИАЛЬНОЙ МОДЕРНИЗАЦИИ «ГАЗИФИКАЦИЯ СТРАНЫ»

CNPC International Kazakhstan Ltd

6.1 О нормативно-правовой базе развития добычи природного газа из газовых шапок нефтегазовых месторождений

Исаев М. И. зам. генерального директора по работе с государственными органами CNPC International (Kazakhstan) Ltd.
77779996834; Issayev.Mussabek@cnpc.com.kz

Проанализированы вопросы обеспечения нормативно-правовой базы развития добычи природного и газа из газовых шапок нефтегазовых месторождений. Изучены вопросы разработки «газовой шапки» на НГКМ Жанажол, Обоснована необходимость развития разработки «газовых шапок», рассмотрены некоторые пробелы в законодательных актах РК и вопросы обеспечения нормативно-правовой базы разработки «газовых шапок».

Analyzed the issues of ensuring the regulatory framework for the development of natural and gas production from gas caps of oil and gas fields. The development of a gas cap at the OGKM Zhanazhol has been studied, the need to develop the development of gas caps has been substantiated, some gaps in the legislative acts of the Republic of Kazakhstan and the provision of a regulatory framework for the development of gas caps have been considered.

Разработка «газовой шапки» на НГКМ Жанажол

НГКМ Жанажол открыто в 1978 году с началом ОПР в 1983г. и промышленной разработки с 1987 г.

В н.в. разработка ведется согласно Проекту разработки НГКМ Жанажол от 27.04.2011 г. с отдельным разделом по разработке объектов «газовых шапок» (далее — ГШ).

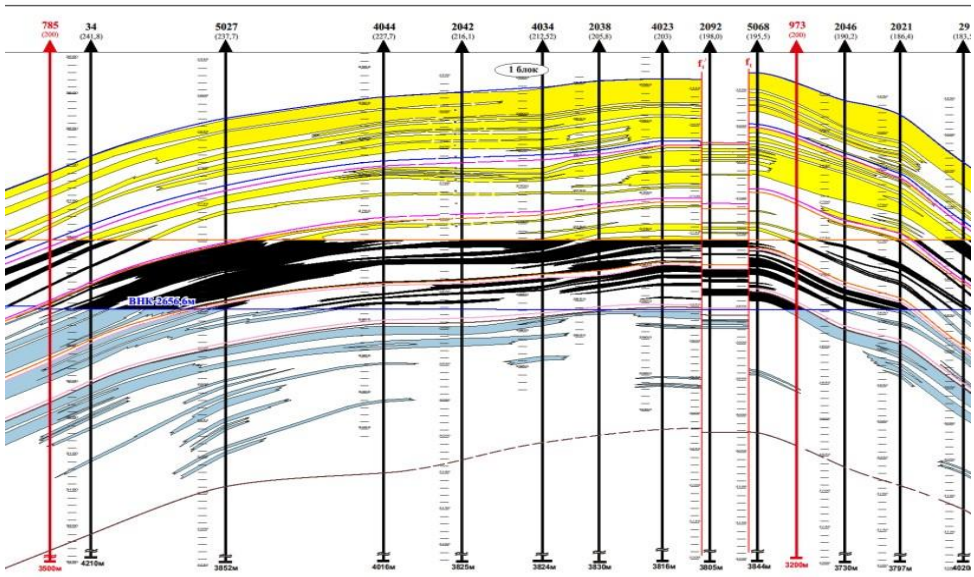
Запасы УВС в ГШ составляют (нач.геол./извлек.) конденсата — 30/ 11 млн т. и свободного газа ГШ – 101/73,2 млрд м^3.

Разработка ГШ осуществляется с объектов Аюг и Бюг с конца августа 2014 г. – 34 скв. после выработки более 65% извлекаемых запасов нефти

Одновременная разработка ГШ и нефтяной залежи ведется сбалансированным отбором свободного газа и нефти с поддержанием пластового давления методом заводнения с компенсацией отбора жидкости на 94%

С начала разработки ГШ добыто свободного газа 9,76 млрд м^3.

Геолого–литологический профиль КТ-1 НГКМ Жанажол



Инвестиции в разработку «газовых шапок»

Инвестиции в разработку ГШ состоят из подготовки отдельного проекта разработки, бурения скважин с конструкцией для газовых, обустройства месторождения для сбора, подготовки и транспортировки газа по образцу газового месторождения.

Расходы CNPC — АМГ с 2013 по 2017 год на перевод 43 скважин с нижележащих нефтяных горизонтов на ГШ, строительство индивидуальных выкидных газовых шлейфов, двух газосборных пунктов ГСП-1 и 2, дожимных компрессорных станции, газопровода для транспортировки газа на ГПЗ, строительство ГПЗ-2 составили более 800 млн долларов США.

В 2017 году реализация товарного газа из природного газа ГШ составило 2,6 млрд.м^3 и за 7 месяцев 2018 г.- 1,72 млрд.м^3.

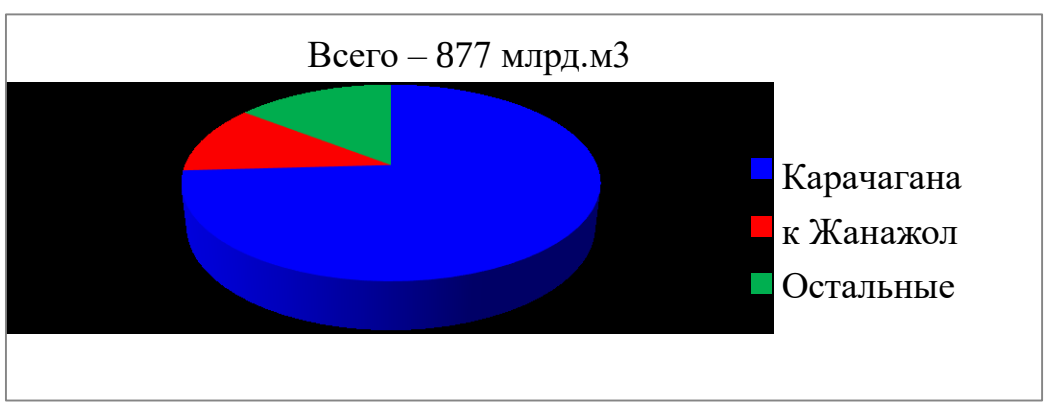
Необходимость развития разработки «газовых шапок»

В связи с естественным падением добычи нефти на большинстве НГМ объемы попутного газа ежегодно снижаются.

На Тенгизе, Карачаганаке и Кашагане планируются увеличение закачки газа в пласт.

В целях выполнения пятой инициативы Глава государства и обеспечения газификации северных и восточных регионов Казахстана необходимо привлечь в разработку ресурсы газа с ГШ.

Из 177 НГМ, находящихся на различной стадии разработки, 44 имеют газовые шапки с запасами природного газа до 877 млрд м^3, в том числе Жанажол — до 100 млрд м^3 и Карачаганак – до 650 млрд м^3.



Большинство этих нефтегазовых месторождений находятся на поздней стадии разработки.

На них можно сбалансировано отбирать нефть и газ с ГШ.

Но развитию разработки и добычи газа с ГШ препятствуют некоторые пробелы в законодательных актах страны.

Некоторые пробелы в законодательных актах РК

В Законе РК «О недрах и недропользовании» даны понятия:

- Углеводородами признаются нефть**, сырой газ** и природный битум.
- **Сырым газом** признаются неочищенные **природный**, попутный, сланцевый газ, метан угольных пластов.
- **Попутным газом** признается смесь углеводородов, находящаяся в составе нефти в растворенном состоянии в пластовых условиях и выделяющаяся из нее при снижении давления
- Но, однако, отсутствуют понятия ***«природного газа», «товарного газа», «газовой шапки»***

В Законе РК «О газе и газоснабжений» нет определения:

- «сырого или природного газа, добытого с «газовой шапки» и подготовленного из него товарного газа»

Обеспечение нормативно-правовой базой разработки «газовых шапок»

По данным причинам товарный газ, подготовленный из природного газа с ГШ, реализуется недропользователем, как выработанный из попутного газа.

В результате у недропользователей нет стимула в ущерб экономике проекта инвестировать разработку газовых шапок и переработку этого газа.

Данная ситуация при ежегодном снижении объемов попутного газа препятствует разработке ГШ и выполнению пятой инициативы Главы государства.

Предлагается Казэнержди обратиться в ПРК, МЭ и МИР РК по инициированию:

- Внесению в пункт 3 статьи 12 Закона РК «О недрах и недропользовании» :
- понятия ***«Природный газ»***
- понятия ***«Газовая шапка — скопление природного газа в наиболее приподнятой части***

нефтяного пласта, над нефтяной залежью»

Дополнения статьи 15 пункта 14 Закона РК «О газе и газоснабжении» подпунктами 9 и 10 следующего содержания:

- 9) сырого газа, добываемого из Газовой шапки;
- 10) товарного газа, произведенного из сырого газа, добываемого из Газовой шапки.

CNPC
МИР РК

6.2 Информация о запасах свободного газа и газа из газовых шапок месторождений углеводородов

Ф. К. Абытов Управление экспертизы недр Комитет геологии недропользования Министерство по инвестициям и развитию
8 7172 39 02 58; f.abytov@mid.gov.kz

Приведена информация о запасах свободного газа и газа из газовых шапок месторождений углеводородов, дано текущее состояние запасов газа и количество месторождений. Дана информация по государственному балансу запасов газа за 2014 г. (на 1.01.2015).

Provides information on the reserves of free gas and gas from the gas caps of hydrocarbon deposits, given the current state of gas reserves and the number of fields. Information on the state balance of gas reserves for 2014 (as of 01/01/2015) is given.

Текущее состояние запасов газа и количество месторождений

Область	Количество месторождений
Мангистауская	**79**
Атырауская	**72**
Кызылординская	**38**
Актюбинская	**29**
Карагандинская	**13**
Западно-Казахстанская	**13**
Жамбылская	**5**
Южно-Казахстанская	**2**
Восточно-Казахстанская	**1**

По состоянию на 1 января 2018 года на Государственном балансе числится 252 месторождения горючего газа. Суммарное количество запасов свободного газа категории А+В+С1 составляет более 1,3 трлн м^3; растворенного в нефти газа – более 1,3 трлн м^3, запасы газа газовых шапок – более 170 млрд м^3.

Добыча газа

Годовая добыча за 2017 год
- свободного газа – 21,7 млрд м^3;
- растворенного газа – 31,1 млрд м^3;
- газа из газовых шапок – 2,9 млрд м^3.

KAZENERGY

Добыча газа из газовых шапок

По состоянию на 01.01.2018 суммарная добыча газа из газовых шапок в Республике Казахстан составляет 2960 млн.м^3.

Месторождение	Область	Добыча за 2017 год (млн. м^3)	Утвержденные запасы (А+В+С1)	Недропользователь
Жанажол	Актюбинская	2931	64842	АО «СНПС-Актобемунайгаз»
Туркменой	Мангистауская	3,55	107,29	ТОО «Тасболат Ойл Корпорейшн»
Аксай	Кызылординская	12,89	505,59	ТОО «СП «КазГерМунай»
Аксай Южный	Кызылординская	12,15	702,04	ТОО «СП «КазГерМунай»

Постановка и учет запасов газа на Государственный баланс Республики Казахстан

Постановка запасов газа газовых шапок производится в соответствии с п. 20 Правил ведения единого кадастра государственного фонда недр и Правил предоставления информации по государственному учету запасов полезных ископаемых государственным органам, утвержденными Приказом и.о. Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 25 мая 2018 года № 393.

Основанием для включения запасов в государственный учет является положительное заключение государственной экспертизы недр, т. е. протокол ГКЗ РК.

Государственный баланс запасов газа за 2014 год (на 01.01.2015)

Запасы в млн. м. куб. на 01.01.2015 — Геологические / Извлекаемые

Условия выборки : Регион: Западный Казахстан, область: Актюбинская, месторождение: Жанажол

	Область, недпользователь, степень освоения, гос№ и тип мест., участок, продкутивные отложения, залежь, коллектор (К,КТ,ТК), глубина залегания м,код залежи	№ контракта (лицензии) и дата выдачи	Параметры пласта: а)площ.газоносн.,тыс.кв.м 2 б)мощность общая,м общ,м б1)мощ.нефтенас.толщ.эффек,м в)коэф.открыт.порист г)газонасыщенность min-max д)коэфф.извлечения е)пласт.давл.,мкм2 ж)газосодерж.м3/т	Качеств. хар-ки а)плотн.повоздуху,г/см3 б)низш. Теплотв. способность,кДж в)содер.тяж.углев % г)тек.содерж.стаб.конд., г/м3 д)содер.сероводорода в мольн.,,% е)сод. азота в моль, % ж)сод.углек.газа в моль, % з)пластовая темпер в С	а) Год открыт. б) Год ввод в разраб в) Год консер-и г) Добыч с нач.разраб. д) Доб.на дату утверждение ГКЗ е) Степ. выр. % ж) Температура отбора %.	вид газа	Балансовые запасы на 01.01.2014		Балансовые изменения балансовых запасов за 2014 в результате			
									добычи / потери	разведка геологич. / извлекаем	переоценки геологич. / извлекаем	списания геологич. / извлекаем.
							А+В+С1	С2	А+В+С1	А+В+С1	А+В+С1	А+В+С1
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Актюбинская область												
					г) 724 д) 35	ГШ	101108 73256		470			
					г) 34542 д) 24974	Р	84874 31941	903 603	1785			
Разрабатываемое												
					г) 724 д) 35	ГШ	101108 73256		470			
					г) 34542 д) 24974	Р	84874 31941	903 603	1785			
Жанажол - 206 НГК												
					г) 724 д) 35	ГШ	101108 73256		470			
					г) 34542 д) 24974	Р	84874 31941	903 603	1785			
Жанажол												
Общий фонд РК												

Государственный баланс запасов газа за 2014 год (на 01.01.2015)

Запасы в млн. м. куб. на 01.01.2015 — Геологические / Извлекаемые — Условия выборки : Регион: Южный Казахстан, область: Кызылординская, месторождение: Аксай

	Область, недпользователь, степень освоения, гос№ и тип мест., участок, продкутивные отложения, залежь, коллектор (К,КТ,ТК), глубина залегания м,код залежи	№ контракта (лицензии) и дата выдачи	Параметры пласта: а)площ.газоносн.,тыс.кв.м2 б)мощность общая,м общ,м б1)мощ.нефтенас.толщ.эффек,м в)коэф.открыт.порист г)газонасыщенность min-max д)коэфф.извлечения е)пласт.давл.,мкм2 ж)газосодерж.м3/т	Качеств. хар-ки а)плотн.повоздуху,г/см3 б)низш. Теплотв. способность,кДж в)содер.тяж.углев % г)тек.содерж.стаб.конд.,г/м3 д)содер.сероводорода в мольн.,,% е)сод. азота в моль, % ж)сод.углек.газа в моль, % з)пластовая темпер в С	а) Год открыт. б) Год ввод в разраб в) Год консер-и г) Добыч с нач.разраб. д) Доб.на дату утверждение ГКЗ е) Степ. выр. % ж) Температура отбора %.	вид газа	Балансовые запасы на 01.01.2014		Балансовые изменения балансовых запасов за 2014 в результате			
										добычи / потери	разведка геологич. / извлекаем	переоценки геологич. / извлекаем	списания геологич. / извлекаем.
								А+В+С1	С2	А+В+С1	А+В+С1	А+В+С1	А+В+С1
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Кызылординская область													
					г)	ГШ	0						
					д)		1839,5	57,8					
					г) 25,824	Р			1,288				
					д) 24,307		125,469	90					
					г)	СВ	0						
					д)		1234,9						
					г)	ГШ+СВ	0						
					д)		3074,4	57,8					
Разведываемое													
					г)	ГШ	0						
					д)		1839,5	57,8					
					г) 25,824	Р			1,288				
					д) 24,307		125,469	90					
					г)	СВ	0						
					д)		1234,9						
					г)	ГШ+СВ	0						
					д)		3074,4	57,8					
Аксай - 551 НГК													
					г)	ГШ							
					д)		242,3						
					г) 24,648	Р			1,288				
					д) 23,22		8,64	12					
Кызылординская область													
					г)	ГШ	0						
					д)		1839,5	57,8					
					г) 25,824	Р			1,288				
					д) 24,307		125,469	90					
					г)	СВ	0						
					д)		1234,9						
					г)	ГШ+СВ	0						
					д)		3074,4	57,8					
Разведываемое													
					г)	ГШ	0						
					д)		1839,5	57,8					
					г) 25,824	Р			1,288				
					д) 24,307		125,469	90					
					г)	СВ	0						
					д)		1234,9						
					г)	ГШ+СВ	0						
					д)		3074,4	57,8					

Постановка и учет запасов газа на Государственный баланс Республики Казахстан

Государственный баланс запасов газа за 2014 год (на 01.01.2015) приведен в следующих двух страницах.

Списание запасов газа с Государственного баланса

Списание производится в соответствии Правилами включения запасов полезных ископаемых на Государственный баланс и их списания с Государственного баланса, утвержденных приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 21 апреля 2015 года № 474.

6.3 Геолого-технологические особенности и возможности развития разработки газовых залежей (газовых шапок) на нефтегазовых месторождениях

Герштанский О. С. председатель СД АО «НИПИнефтегаз»
генеральный директор АО «НИПИнефтегаз»
+7 7292 600208 доп. ext.108 so@nipi.kz

Изучены геолого-технологические особенности и возможности развития разработки газовых залежей (газовых шапок) на нефтегазовых месторождениях. Рассмотрены запасы природного газа и газа нефтяных залежей с газовой шапкой, возможности развития разработки нефтяных залежей с газовой шапкой. Предложены варианты технологических схем реализации барьерных жидкостногазовых.

Studied geological and technological features and capabilities development of the development of gas deposits (gas caps) on oil and gas fields. The natural gas and gas reserves of oil deposits with a gas cap, the possibility of developing the development of oil deposits with a gas cap are considered. Variants of technological schemes for the implementation of barrier liquid-gas ones are proposed.

Казахстан — одна из ведущих нефтегазодобывающих стран мира. Нефть добывается здесь с конца XIX века, раньше, чем в Иране, Кувейте, Мексике, Норвегии, СаудовскойАравии. Казахстан обладает крупнейшими месторождениями УВ, запасы которых достигли 5,3 млрд т, что обеспечило стране выход по запасам нефти на 12-е место в мире.

Газовая промышленность является одна из важнейших отраслей мира и включает разведку, разработку и эксплуатацию месторождений природного газа и нефтегазовых месторождений, подготовку и комплексную переработку газа, его подземное хранение, транспортировку по магистральным трубопроводам, поставку отраслям экономики.

Зарождение г.п. относится к концу XVIII — началу XIX в., когда стали использовать газ, получаемый из каменного угля, для освещения городов Великобритании, Франции, Бельгии и др. В 1-й пол. XIX в. появились крупные установки для выработки газа из угля — газогенераторы. В середине XIX в. газ стал использоваться как технологическое топливо.

На современном этапе большая часть мировой добычи газа приходится на Россию, США, Канаду, Нидерланды и Великобританию.

Однако Казахстан также является одной из ведущих стран с высокоразвитой газодобывающей промышленностью. В стране газовая промышленность развивается с 60-х гг. XX в. В настоящее время по данным журнала «Caspian Oil & Gas» по разведанным запасам природного газа Казахстан занимает 15-ое место в мире и 4-ое место среди стран Содружества Независимых Государств. Общие запасы отечественного природного газа (разведанные и оценочные запасы которого с учетом открытых месторождений Каспийского шельфа) составляют 3,3 трлн м^3, а потенциальные ресурсы достигают 6 – 8 трлн м^3. Сообразно с темпами роста добычи нефти нарастает и производство попутного газа.

1. Запасам природного газа и газа нефтяных залежей с газовой шапкой

Казахстан обладает богатейшими запасами газа, газовая отрасль – одна из самых динамично развивающихся в экономике РК. Реализация Программ утилизации и переработки газа практически на всех месторождениях Казахстана после 2006 г. обеспечила рост добычи сырья, строительство

установок подготовки газа с получением товарной продукции и электроэнергии, расширение сети магистральных и региональных газопроводов.

Глава государства в Послании «Нұрлы жол» дал высокую оценку развитию энергетической инфраструктуры.

За 2017 г. добыча газа в республике составила 53,2 млрд м^3, что более чем в 6 раз превысила уровень добычи газа в 1991 г. и более чем в 2 раза уровень 2010 г. Геологические ресурсы республики (с учетом новых месторождений Каспийского шельфа) превышают 6 – 7 трлн м^3, а извлекаемые запасы — более 3,9 трлн м^3.

Основной прирост добычи газа обеспечивается компаниями "Карачаганак Петролеум Оперейтинг" (КПО), ТОО "Тенгизшевройл" (ТШО), ОАО "СНПС-Актобе Мунайгаз" и ОАО "Толкыннефтегаз". В последние годы введено в эксплуатацию морское месторождение — гигант Кашаган.

Всего в Казахстане насчитывается порядка 339 месторождений, включая новые залежи в пределах ранее открытых месторождений. Из них на этапе разведки находятся 64 месторождения; в разработке – 176; в консервации 16. По 83 месторождениям информация о состояние пока не располагаем.

Распределение разрабатываемых месторождений по областям:

- Актюбинская – 28;
- Атырауская – 67;
- Жамбыльская -1;
- Жезказганская – 1;
- Западно-казахстанская – 6;
- Карагандинская – 4;
- Кызылординская – 23;
- Мангистауская – 47.

Из 176 рассмотренных месторождений 43 месторождения имеют газовые шапки, по областям они распределились следующим образом:

- Актюбинская – 7;
- Атырауская – 10;
- Жамбыльская -0;
- Жезказганская – 0;
- Западно-казахстанская – 0;
- Карагандинская – 1;
- Кызылординская – 7;
- Мангистауская – 18.

Запасы газа в газовых шапках месторождений составляют более 124,6545 млрд м^3. Запасы нефти месторождений с газовой шапкой составляют более 222 млн т.

В расчет не вошли месторождения Жанажол с запасами газа 100,481 млрд м^3 и Карачаганак с запасами газа 652,311 млрд м^3. С учетом этих двух месторождений запасы газа газовых шапок составляют 877,4785 млрд м^3, т. е. возрастают в 7 раз. Естественно, с учетом этих месторождений существенно возрастут и запасы нефти.

По данным КомГео учет газа совместно в газовых шапках и газовых залежах ведется совместно, поэтому цифры примерные. На месторождениях Тенгиз и Кашаган газовые шапки отсутствуют, но имеются значительные запасы растворенного газа.

По итогам I пол. 2018 г. объем добыч природного газа достиг 28,6 млрд м^3, т. е. на 8,3 % больше, чем за I пол. 2017 г. Об этом говорится в исследовании Energyprom, передает Zakon.kz. Из них 12,3 млн м^3 газа (43 % против 38,6 %, т. е. на 20,4 % больше, чем годом ранее) приходятся на Атыраускую область. Добычу природного газа в объеме 36,3 % от общего объема обеспечило ЗКО (10,4 млрд м^3, практически столько же, что и за I пол. 2017 г.), и 11,9 % компании Актюбинской области (3,4 млрд м^3, т. е. +3,6 % за год).

Добыча природного газа по регионам РК за 1-ое пол. 2018 г. дана на рис. 1.

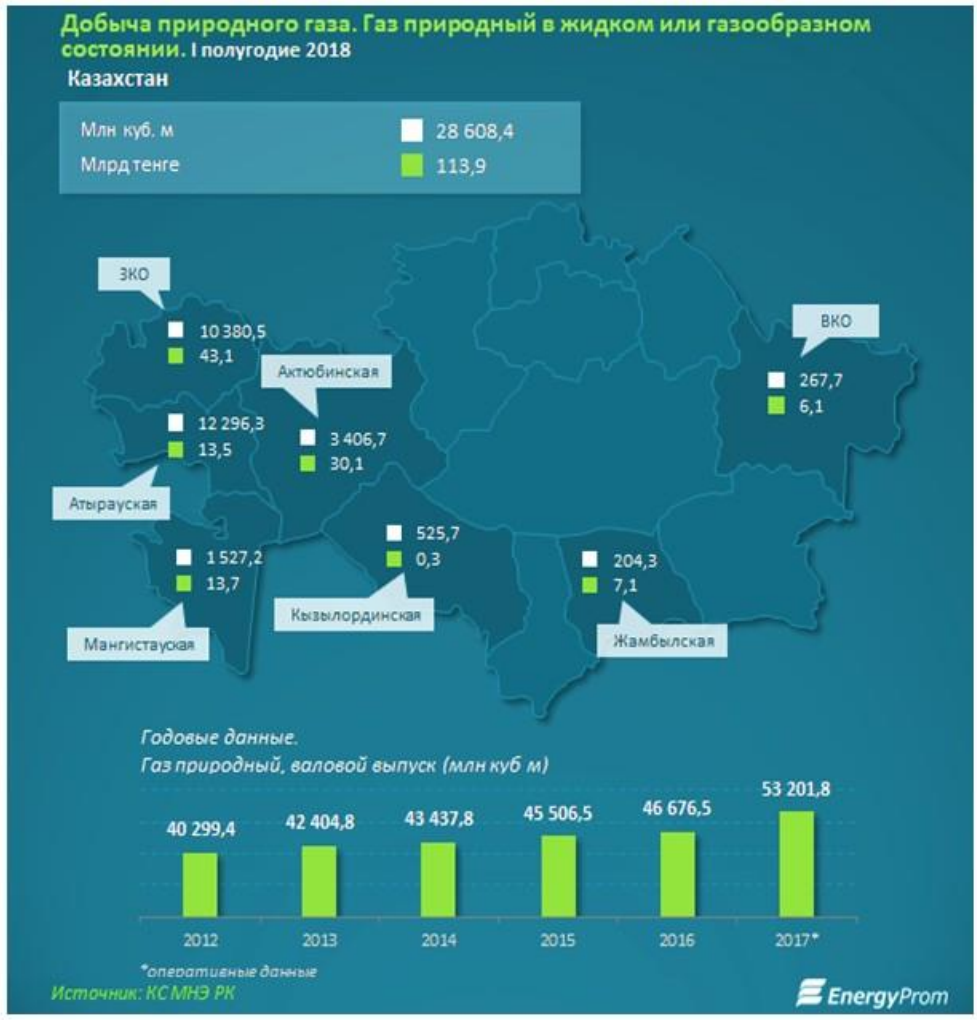


Рисунок 1 — Добыча природного газа по регионам Республики Казахстан за 1-ое пол. 2018 г.

Министр энергетики Канат Бозумбаев 14 августа 2018 г. на заседании Правительства под председательством Премьер-Министра РК доложил, что объем добычи газа за 7 месяцев 2018 г. (январь-июль 2018 г.) составил 32,8 млрд м^3 (+7 % за год). При этом экспортировано за указанный период 12,3 млрд м^3 газа (37,5 %), т. е. более одной трети.

К. Бозумбаев подытожил, что "Топливно-энергетическая отрасль продолжает динамичное развитие. Достижение основных показателей находится на постоянном контроле и мониторинге министерства".

2. Возможности развития разработки нефтяных залежей с газовой шапкой

Как отмечено выше, Казахстан располагает огромными ресурсами газа, сосредоточенными в газовых залежах и нефтегазовых залежах с газовой шапкой. Это повышает перспективы развития в РК энергетики, в т.ч. и в газовой отрасли, до уровня ***оптимистичных***.

Институт «НИПИнефтегаз» принимает активное участие в развитии газовой отрасли РК, поскольку является не только научно-исследовательским институтом, занимающийся проектированием нефтегазовых месторождений, но и институтом проектирования промышленных объектов, решающий задачи самого высокого уровня сложности, работает с объектами с аномально низкими и аномально высокими пластовыми давлениями, с высоким содержанием сероводорода и углекислого газа, со сложными геологическими условиями. Институт имеет до 20 лицензий и аттестатов самых высоких категорий и классов.

Заказчиками «НИПИнефтегаз» являются десятки крупных недропользователей: КПО б.в., ТШО, NCOC, «Жаикмунай», «СНПС-Актобе Мунайгаз», «Маерск Ойл КазахстанГмбХ», «Тургай Петролеум», «Петро КазахстанКумколь Ресорсез» и др.

Институту были доверены работы по самым масштабным республиканским проектам по освоению месторождений: Карачаганак, Тенгиз, Королевское. Сегодня проектные работы по разработке этих месторождений продолжаются.

В 2016 г. выполнен дополнительный проектный документ на разработку гигантского месторождения Кашаган – Дополнение к Проекту опытно-промышленной разработки, согласно которому в конце 2016 года месторождение введено в эксплуатацию.

В настоящее время выполняется очередной проектный документ на разработку этого месторождения – Дополнение № 2 к Проекту опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган.

3. Геолого-технологические особенности и возможности развития разработки газовых залежей (газовых шапок) на нефтегазовых месторождениях

При всем благополучии в нефтегазодобывающей отрасли РК, разработка нефтегазовых месторождений сопряжена с определенными сложностями. Касается это, прежде всего, нефтегазовых месторождений, которые, наряду с нефтью, в своде структуры содержат свободный газ. В этих случаях только часть газа растворена в нефти, остальная же находится над нефтью в газовой шапке. В газовых частях некоторых нефтегазовых месторождений вместе с газом может содержаться и нефть при небольшой нефтенасыщенности.

В РК из 43 рассмотренных нефтяных месторождений с газовой шапкой только на одном месторождении Кенлык осуществляется одновременная (параллельная) разработка нефтяной и газовой частей залежи. И тому есть веские причины.

Основное требование к нефтяным месторождениям с газовой шапкой состоит в том, чтобы при их разработке нефть не перемещалась в газовую шапку. При больших отборах газа из газовой шапки в ней может произойти значительное снижение пластового давления, что приведет к повышению уровня газонефтяного контакта и вторжению нефти в газовую зону. В результате эта нефть будет «размазываться» по пористой среде газовой шапки, прочно адсорбируясь на скелете пласта, приведя к ее невозвратным потерям. Особо ощутимо это в ***карбонатных коллекторах***, обладающих лучшей смачиваемостью по отношению к нефти, и большей адсорбционной способностью. Это приведет к уменьшению извлекаемых запасов нефти.

Необходимо также исключить прорыв газа газовой шапки в нефтяную часть, так как это отрицательно отразится на работе скважин со снижением их дебита по нефти.

При разработке нефтегазовых месторождений на естественных режимах предотвращение перемещения газонефтяного контакта в сторону газовой шапки достигается путем поддержания либо нулевого, либо отрицательного перепада пластового давления между нефтяной и газовой частями. Такая разработка приводит или к недопущению отбора газа из газовой шапки, или к его существенному ограничению, если при этом допускается определенное падение пластового давления в нефтяной части залежи.

Однако при разработке нефтегазовых месторождений предотвратить полностью отбор газа из газовой шапки трудно, так как газ сверху подтягивается к забоям нефтяных скважин − образуются газовые конусы. Количество отбираемого газа из газовой шапки ограничивают в основном уменьшением дебитов нефтяных скважин. А это, при необходимости поддержания высокого темпа разработки, приводит к потребности бурения повышенного числа скважин, что ухудшает экономические показатели разработки.

Предельный безгазовый дебит нефтяных скважин нефтегазовых месторождений значительно меньше, чем в чисто нефтяных залежах. Это ведет к необходимости уплотнения сетки скважин (до 4×10^4 м^2/скв) с целью обеспечения заданного темпа разработки нефтегазового месторождения, что снижает экономические показатели разработки.

В газовых шапках заключается значительное количество пластовой энергии (вследствие большой сжимаемости газа). Но эта пластовая энергия не может быть эффективно использована из-за плохой вытесняющей способности газа. Малая вязкость газа по сравнению с вязкостью нефти обусловливает неустойчивый характер вытеснения нефти газом с образованием языков и конусов газа и как следствие — низкую нефтеотдачу пластов.

Коэффициент нефтеотдачи продуктивного пласта может быть увеличен за счет гравитационного фактора. Но для этого необходимо разрабатывать залежь при небольших градиентах давления, что опять же ведет к низким темпам отбора нефти

Если же в первую очередь отбирается газ газовой шапки, то нефть внедряется в нее, адсорбируется на скелете пласта, что ведет к ее значительным потерям. Поэтому при разработке нефтегазовых залежей следует ограничивать взаимовлияние газовой шапки и нефтяной оторочки и усилить роль воды в процессе вытеснения нефти.

Для небольших нефтегазовых залежей в высокопроницаемых коллекторах, содержащих маловязкую нефть, с достаточно активной водонапорной областью с успехом применяют способ разработки с неподвижным газонефтяным контактом (ГНК). При этом способе перемещение ГНК ограничивается за счет регулируемого отбора газа из газовой шапки в объеме, пропорциональном скорости снижения пластового давления. В этом случае прорывы газа из газовой шапки в нефтяные скважины ограничены.

Для усиления роли воды при вытеснении нефти применяют поддержание пластового давления путем законтурного заводнения. В этом случае газовая шапка остается в сжатом состоянии, т. е. неподвижность ГНК обеспечивается без отбора газа из газовой шапки.

Недостаток упомянутых способов разработки, обеспечивающих неподвижность ГНК путем регулируемого отбора газа из газовой шапки при снижающемся пластовом давлении или поддержания пластового давления законтурным заводнением, − длительная консервация газовой шапки на время выработки основных запасов нефти.

Известен способ разработки нефтяной залежи с газовой шапкой, включающий бурение наклонно направленных нагнетательных, добывающих и газовых скважин.

При этом осуществляют закачку воды в нефтяной пласт через нагнетательные скважины, отбор нефти через добывающие скважины и закачку попутного нефтяного газа в газовую шапку через скважины, пробуренные в газовую область на линии внутреннего контура газоносности. [Щелкачев В.Н. «Состояние добычи нефти и внедрения методов повышения нефтеотдачи. пластов за рубежом». Сер. «Нефтепромысловое дело», М.: ВНИИОЭНГ, 1985, с.19-26.]

Недостатки этого способа: высокие удельные затраты, связанные с закачкой газа в газовую шапку путем применения дорогостоящих компрессоров высокого давления, а также повышенная опасность прорыва газа из газовой шапки в добывающие скважины.

Более эффективным методом воздействия на нефтегазовую залежь с газовой шапкой является метод барьерного заводнения, заключающийся в разработке нефтегазовой залежи, включающий бурение вертикальных (или горизонтальных) нагнетательных, добывающих и газовых скважин, закачку воды через нагнетательные скважины в нефтяную часть пласт, отбор нефти через добывающие скважины и закачку барьерной воды через скважины в газовую шапку на линию внутреннего контура газоносности. Водяной барьер, разделяющий основные запасы нефти и свободного газа, препятствует прорыву газа в эксплуатационные скважины и вторжению нефти в газовую шапку.

В результате реализации метода барьерного заводнения достигается важнейшая цель разработки нефтегазового месторождения с газовой шапкой − изоляции основных запасов газа от нефти и их самостоятельная выработка.

При разработке нефтегазовых залежей барьерным заводнением барьерный ряд нагнетательных скважин располагается на линии внутреннего контура газоносности (рис. 2).

Одним из недостатков барьерного заводнения является то, что эффективность этого процесса зависит от ширины подгазовой зоны. При большой ширине газовой зоны барьерное заводнение, в связи с низкой вязкости воды и ее слабой способности блокировать продвижение газа, может не

устоять от вторжения в нефтяную часть огромной массы газа, что осложнит разработку нефтегазового месторождения. Поэтому барьерное заводнение более предпочтительно применять на залежах со сравнительно узкой подгазовой зоной.

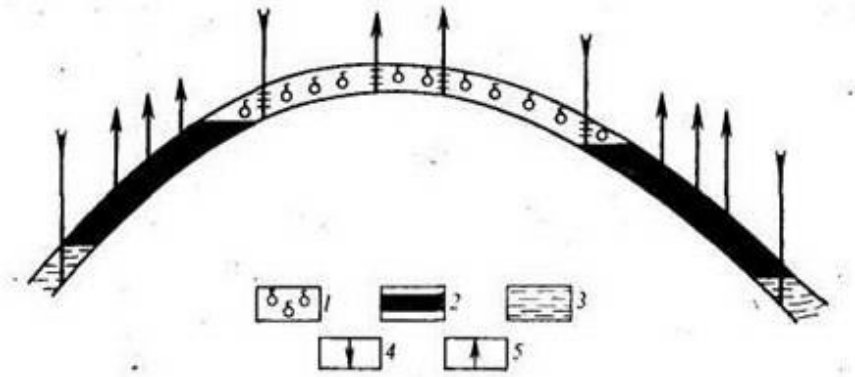


Рисунок 2 − Схема барьерного заводнения: 1-газовая шапка; 2-нефтенасыщенная зона пласта; 3 − водонапорная зона пласта; 4-нагнетательные скважины, в т.ч. барьерные; 5 − добывающие скважины

Известен способ разработки нефтегазового месторождения с газовой шапкой, когда пластовое давление в газовой шапке поддерживают не ниже начального значения путем закачки в нижний контур нефтегазового контакта водогазовую смесь, содержащую газ в количестве от 80 до 95 % масс., при этом воду для водогазовой смеси предварительно очищают и нагревают до температуры, предотвращающей гидратообразования.

Закачку водогазовой смеси (ВГС) осуществляют на ранней (начальной) стадии разработки нефтегазового месторождения, не дожидаясь снижения давления в газовой шапке, так как в дальнейшем поддержание начального давления существенно усложняется. Раннюю стадию разработки рекомендуют считать до 5 — 6 лет эксплуатации месторождения.

В качестве барьерных скважин нами впервые рекомендуются горизонтальные скважины со змеевидным профилем (рис. 3).

Это новая технология. О применении змеевидных скважины в добыче нефти публикации «Шелл» относятся к 2010 г. Змеевидный профиль горизонтальной скважины сводит к минимуму воздействие на окружающую среду, сокращает площадь используемой земли. Использование змеевидных скважин в качестве барьерных еще нигде не обсуждалось. Они, при закачке в них барьерного агента, в отличие от вертикальных или обычных скважин, способны создавать более мощный барьер, блокирующий газонефтяной контакт.

Целесообразность при разработке нефтегазового месторождения с газовой шапкой создание в качестве барьера рабочего агента в виде водогазовой смеси (ВГС) объясняется тем, что ВГС в определенных гидродинамических условиях (при оптимальных пластовых давлениях и температурах) обладает более высокой вязкостью, чем вода, и способна более эффективно блокировать прорыв газа в нефтяную зону продуктивного пласта.

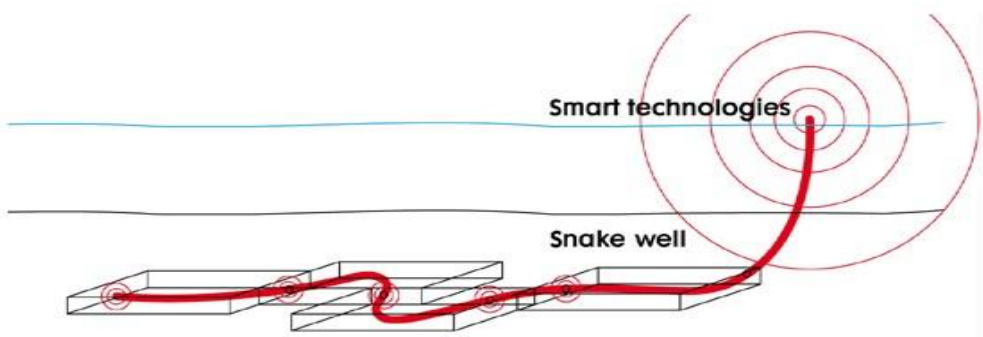


Рисунок 3 — Схема горизонтальной змеевидной скважины

Вязкость жидкостногазовой смеси (ЖГС) определяют по формуле А. Эйнштейна

$$\mu_{см\ пл} = \square^{ж\ пл}(1 + y\beta_{г\ пл}),\ мПа\square с, \qquad (1)$$

где $\mu_{см\ пл}$–вязкость ЖГС; $\mu_{ж\ пл}$-вязкость жидкости; y-эмпирический коэффициент, рекомендуют y=2,5; $\square_{г\ пл}$–объемная доля газа в ЖГС, т. е. коэффициент газосодержания

$$\beta_{г\ пл} = \frac{Q_{г\ пл}}{Q^{г\ пл} + Q_{ж\ пл}}; \quad или \quad \beta_{г\ пл} = \frac{\Gamma_{г\ пл}}{\Gamma_{г\ пл} + 1}, \qquad (2.1\ и\ 2.2)$$

где $Q_{г\ пл}$ и $Q_{ж\ пл}$-расход свободного газа и жидкости, в пластовых условиях; $\Gamma_{г\ пл}$-удельное содержание газа в жидкости, в пластовой условиях.

Институт «НИПИнефтегаз» активно работает в этом направлении. Рассматривается, например, способ создания на контакте нефти с газовой шапкой барьерной оторочки жидкостногазовой системы (ЖГС) в виде, например, водогазовой смеси, вязкой нефтегазовой смеси.

Следует заметить, что реализация технологического процесса закачки в продуктивный пласт ЖГС через нагнетательные скважины не отличается простотой.

Однако на месторождении Каламкас с повышенной вязкостью нефти, в опытно-промышленном объеме реализуется технология водогазового воздействия (ВГВ).

Специалистами АО «НИПИнефтегаз» и АО «КазНИПИмунайгаз» проведена большая работа по разработке технологических схем, подбору оборудования, реализации режимных параметров процесса ВГВ, защищенные Патентами РК.

Эти технологии могут быть успешно использованы при разработки нефтегазовых месторождений с газовой шапкой путем создание на нефтегазовом контакте барьерных жидкостногазовых систем (БЖГС), где в качестве жидкостной составляющей в результате обоснования может быть использована вода, вязкая нефть и др.

3.1. Варианты технологических схем реализации барьерных жидкостногазовых систем (БЖГС)

Барьерные жидкостногазовые систем (БЖГС) могут быть реализованы по 4-ем вариантам технологических схем. [23, 130, 134]

Вариант 3.1. Технология реализации БЖГС при совместной закачке в пласт жидкости и газа с применением компрессорной станции (КС).

Вариант 3.2. Технология реализации БЖГС при совместной закачке в пласт жидкости и газа с применением насосно-бустерной установки (НБУ).

Вариант 3.3. Технология реализации БЖГС при совместной закачке в пласт жидкости и газа в виде БЖГС с применением эжектора, установленного на устье. Подача газа в БЖГС осуществляется с КС или установки комплексной подготовки газа (УКПГ).

Вариант 3.4. Технология реализации БЖГС при совместной закачке в пласт жидкости и газа с применением эжектора, установленного на забое (при использовании воды ее подача в нагнетательную скважину осуществляется из системы ППД, газ – с КС или УКПГ).

Во всех **вариантах** в жидкостную фазу возможна подача пенообразующего ПАВ.

Ниже рассмотрены варианты реализации БЖГС.

Технология реализации БЖГС с использованием УКПГ и КС дана на рисунке 4

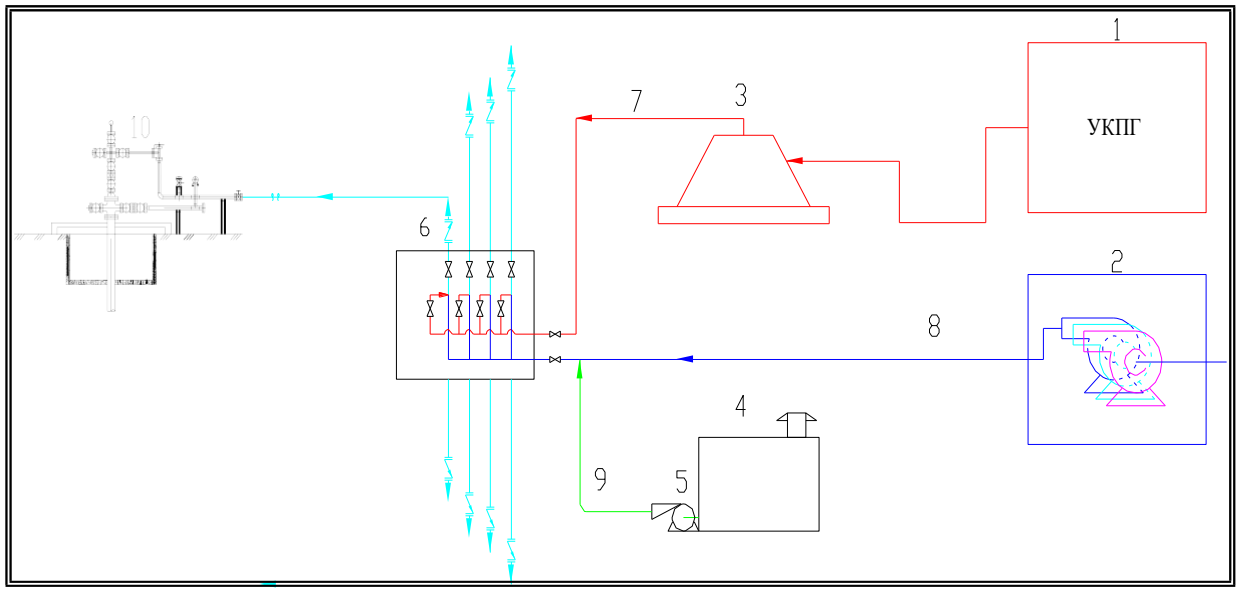


Рисунок 4 — Технологическая схема БЖГС по варианту 3.1 с использованием УКПГ и КС (1 — УКПГ; 2 — блок КНС; 3-КС; 4 — емкость с ПАВ; 5 — дозировочный насос; 6- распределительный блок; 7 — линия подачи газа; 8 — линия нагнетания жидкости; 9 -
линия подачи ПАВ; 10 — нагнетательная скважина)

Технологическая схема реализации БЖГС по *варианту 3.1* (с использованием УКПГ и КС) включает УКПГ – 1; блок КНС с печью подогрева; например, типа УН-02 – 2; КС – 3; емкость с ПАВ – 4; дозировочный насос подачи ПАВ — 5, распределительный блок — 6, линия нагнетания газа
– 7; линия нагнетания жидкости – 8; линия подачи ПАВ – 9; нагнетательная скважина – 10.

Схема и фото БЖГС с насосно-бустерным комплексом (НБК) даны на рис. 5 и 6.

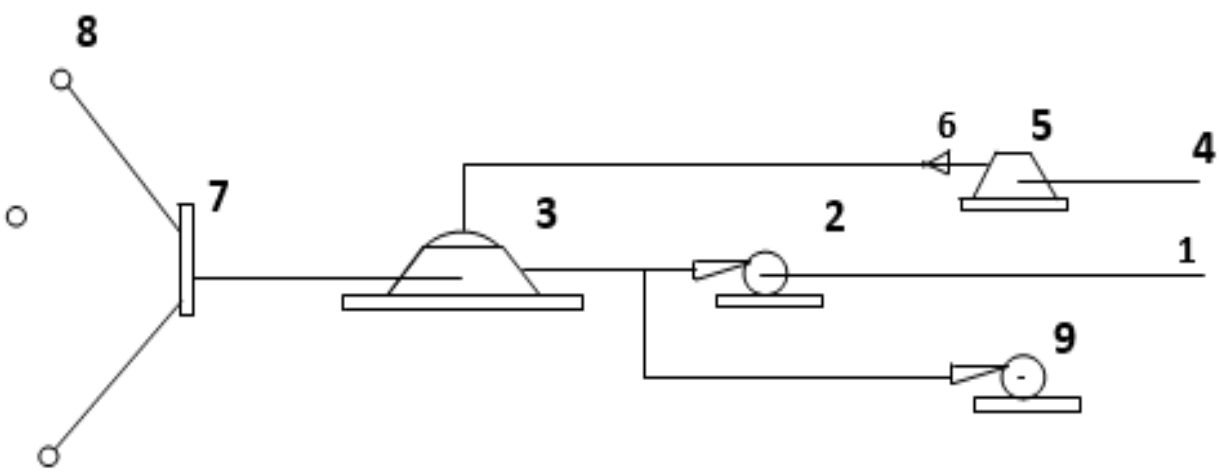


Рисунок 5 — Технологическая схема БЖГС по варианту 3.2 с использованием насосно-бустерного комплекса(1-линия подачи воды; 2-блок насосной станции; 3-насосно-бустерный комплекс (НБК); 4-линия подачи газа; 5-КС; 6-линия подачи напорного газа; 7-распределительный пункт; 8- нагнетательная скважина; 9-дозировочный насос и линия подачи ПАВ или загустителя типа ПАА, или геллана)

Рисунок 6 – Фотография насосно-бустерного комплекса в составе технологической схемы по реализации БЖГС по варианту 3.2 с использованием насосно-бустерной комплекса (НБК)

Насосно-бустерный комплекс (НБК) снабжен бустерными камерами смешения, где происходит образование ГВС, ее дожатие до требуемого давления, через распределительный блок (РБ) 7 распределяется по скважинам 8 и закачивается в пласт (см. рис. 5 и 6).

Схема реализации БЖГС и фото с использованием на устье эжекционно-диспергирующее устройства ООО «ИНКО» представлены на рис. 7 и 8.

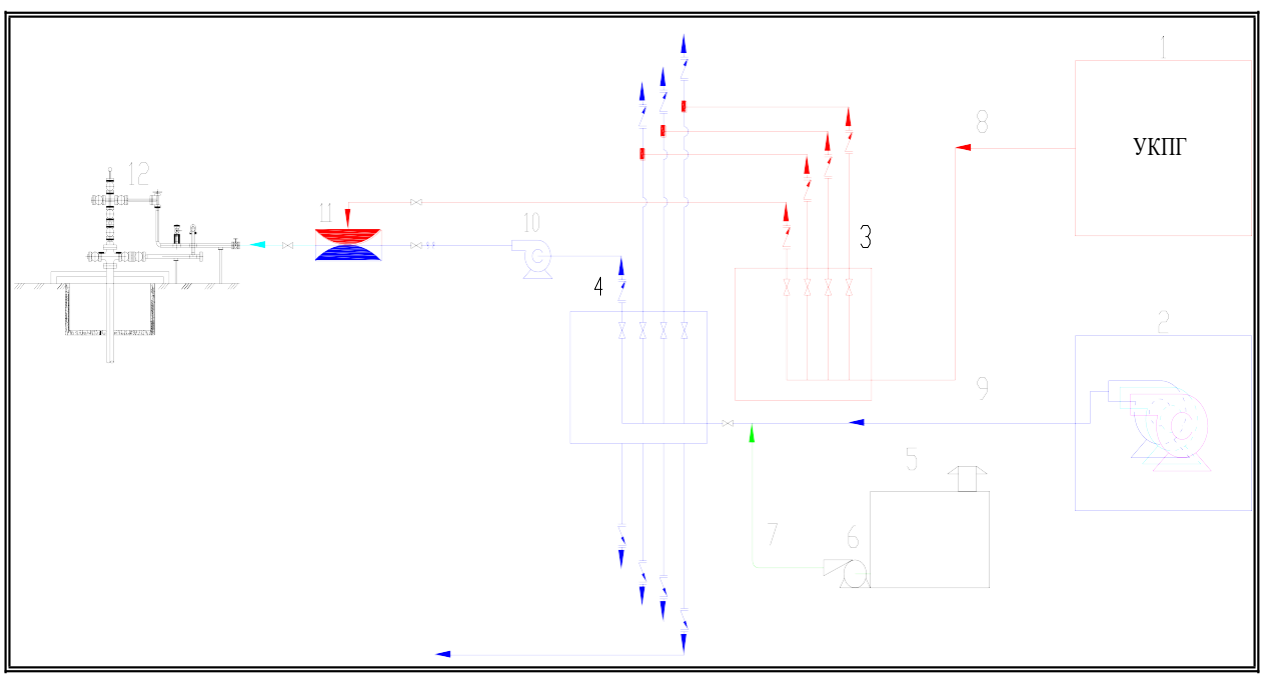


Рисунок 7 — Технологическая схема реализации БЖГС по варианту 3.3 с эжектора на устье (1-КС УКПГ; 2-блок кустовой насосной станции; 3-газораспределительный блок; 4-распределительный блок; 5-емкость с ПАВ; 6-дозиаторный насос; 7-линия подачи ПАВ; 8-линия подачи высоконапорного газа; 9-линия подачи жидкости; 10-подпорный насос; 11-эжектор; 12-скважина нагнетательная)

Рисунок 8 – Фото обвязки устья скважины под реализацию БЖГС по схеме рис. 7 путем закачки через Эжекционно-диспергирующее устройство ООО «ИНКО»

Технологии реализации БЖГС по ***вариантам 3.1 — 3.3*** характеризуются общим недостатком: подача по НКТ к забою БЖГС, создаваемой на устье скважины, не стабильна даже с использованием пенообразующего ПАВ. Малейшие нарушения в режиме подачи БЖГС или вынужденные остановки процесса осложняют восстановление режима работы скважины, требуют привлечения трудовых ресурсов.

Вариант 3.4 реализации БЖГС с использованием эжектора, установленного на забое скважины, представлен на рис. 9. На том же рис. 9 показана беспакерная схема закачки БЖГС через скважину 4Б с использованием 2-х колонн НКТ (5 и 5').

Преимущество реализации БЖГС по схеме рис. 9 состоит в том, что технология по этой схеме может быть реализована на удаленных и рассредоточенных нагнетательных скважинах, как вновь вступающих, так и разрабатываемых месторождениях. Технология проста в реализации: вначале в скважину подается жидкостная часть БЖГС через эжектор, установленный на забое скважины, а затем на прием эжектора постепенно наращивается подача газа. Любые нарушения режима подачи жидкости или газа по самостоятельным каналам к забою скважины на прием эжектора или вынужденные перерывы в подаче агентов не осложнят последующее восстановление режима работы скважины и не потребуют привлечения обслуживающего персонала.

Технология защищена Патентом СССР №16797 в 1989 г. [109]

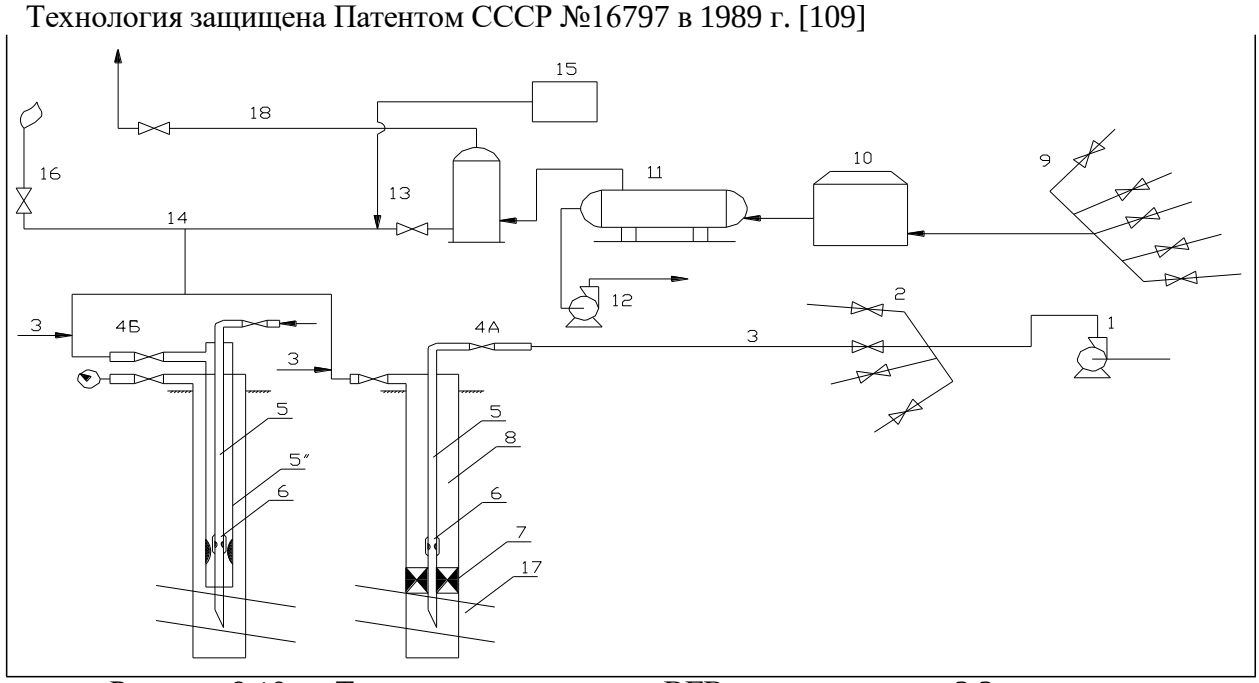


Рисунок 9.10 — Технологическая схема ВГВ по подварианту 3.3 с использованием эжектора на устье

(1-БКНС; 2-ВРБ; 3-нагнетательный водовод; 4А и 4Б-нагнетательные скважины; 5-НКТ; 6-эжектор; 7-пакер; 8-межтрубное пространство; 9-ГРБ; 10- ЗУ; 11-сепаратор – отстойник; 12-блок насосов; 13-сепаратор-каплеуловитель; 14-газопровод; 15-блок дозирования ПАВ; 16-факельная установка; 17-продуктивный пласт;18-линия подачи газа в систему газосбора).

Немаловажным преимуществом предложенной технологии является то, то подача газа на забой может осуществляться через съемный эжектор, смена которого производится с использованием канатной техники без спуско-подъемных операций и бригад ПРС.

Научными организациями нефтегазовой отрасли ведутся работы и методического характера. В настоящее время разработаны методы расчета технологических показателей разработки нефтегазовых залежей, имеющих сравнительно небольшие подгазовые зоны.

Сложную проблему представляет разработка слабо продуктивных крупных нефтегазовых месторождений с обширными подгазовыми зонами. Трудно найти рациональные способы разработки, оценивать их показатели, моделировать процесс эксплуатации. В подгазовых зонах некоторых месторождений содержится до 70 % запасов нефти, а проницаемость коллектора составляет 0,1 − 0,2 мкм^2. Запасы нефти таких зон относят к категории трудноизвлекаемых. Во многих случаях нефтяные оторочки подстилаются подошвенной водой, что создает дополнительные трудности. Традиционные подходы к разработке экономически не оправданы. Сроки разработки таких месторождений растянулись бы на сотни лет, а темпы отбора не превышали бы долей процента от извлекаемых запасов.

Способы разработки нефтегазовых залежей и методы расчета технологических показателей находятся на стадии изучения и опытно-промышленных испытаний.

Институтом «НИПИнефтегаз» разрабатываются экономичные способы разработки нефтегазовых залежей с газовой шапкой, повышается их значимость до уровня изобретений.

4. Проблемы низкой извлекаемости нефтегазового сырья

Рассматривая проблемы разработки нефтегазовых месторождений, нельзя не воспользоваться возможностью обратить внимание на остроту проблем низкой извлекаемости нефтегазового сырья. Если не учитывать Тенгиз и Кашаган, то значительная часть нефтяных месторождений РК прошли пик добычи УВ, сформировались как «зрелые», часть из них вступили в позднюю стадию разработки. На многих из них конечный КИН не превышает 0,25 – 0,35, в то время как на месторождениях мира он часто превышает 0,5.

Увеличение конечного КИН на этих месторождениях может существенно увеличить не только добычу нефти, но и добычу попутного нефтяного газа. Крайняя необходимость в успешном решении увеличения конечного КИН состоит, прежде всего, в том, что на этих месторождениях за долгие годы их эксплуатации созданы мощные инфраструктуры (дороги, энергоисточники, водоисточники, школы, детские сады, больницы, магазины и т.п.), сформированы логистики, воспитаны высококвалифицированные кадры, и успешное продление жизненного цикла этих нефтегазовых месторождений – залог благоприятного развития общества. Отставание в уровне развития инфраструктуры приводит к тому, что производственная, социальная, финансовая сфера региона развиваться не эффективно.

Активизация поисковых геолого-разведочных работ и широкое внедрение методов увеличения нефтеотдачи (МУН) продуктивных пластов в регионах со «зрелыми» месторождениями и месторождениями, вошедшими в позднюю стадию разработки – реальный путь продления успешного развития старейших нефтегазодобывающих регионов.

АО «НИПИнефтегаз», являясь автором проектных документов большинства месторождений Казахстана, придает большое значение обоснованному внедрению и совершенствованию МУН. В институте создан научно-исследовательский лабораторный центр (НИЛЦ), оснащенный современным оборудованием. Возможности НИЛЦ позволяют разрабатывать научно-обоснованные МУН, рецептуры реагентов для их эффективной реализации, отрабатывать параметры фильтрационных процессов на керне.

Достигнуты успехи в создании институтом АО «НИПИнефтегаз» интегрированных методов увеличения нефтеотдачи (ИМУН), защищенные Патентами РК.

Немаловажным фактором для обеспечения рентабельности «зрелых» месторождений и месторождениями, вошедшими в позднюю стадию разработки, является изменение налогообложения в пользу дифференцированного метода исчисления налогов для конкретных объектов нефтедобычи.

Так, руководствуясь опытом зарубежных стран, можно определить, что налогообложение для доходов, полученных с месторождений, где применяется первичный метод технологии добычи, должен значительно отличаться от налогообложения доходов, полученных с месторождений, где первичная и вторичная стадия добычи уже позади. Иначе «зрелые» месторождения или месторождения, вступившие в позднюю стадию разработки, будут обречены на убыточную добычу, а, впоследствии, и остановку производства, ставя под сомнение существование целых регионов.

Решение основных проблем, возникающих в нефтегазовом секторе, очень важно для экономики всей РК, учитывая ее сырьевую направленность.

Другой проблемой, требующей решения, является отставание среднего роста объемов его внутреннего потребления по сравнению с ростом добычи газа.

Это связано с тем, что существующая в стране сеть газопроводов является частью бывшей советской газопроводной системы и ориентирована на транзит газа из центрально азиатских республик в Россию. В результате, например, в Восточном, Центральном и ряде районов Южн. Казахстана многие районы и в настоящее время остаются не газифицированы. При этом развитие экономики, рост деловой активности регионов, высокие темпы жилищного строительства вызывают и стабильный рост спроса на природный газ.

Стратегические задачи, стоящие перед РК предусмотрены к реализации в рамках новой экономической политики Казахстана "Нұрлы жол". Одной из важнейших задач новой экономической политики является расширение охвата территории страны газоснабжением.
Постановлением Правительства 4 ноября 2014 г. была утверждена Генеральная схема газификации страны на 2015–2030 гг. В рамках решения этой задачи Акиматами областей и городов республиканского значения совместно с Министерством энергетики разработаны региональные схемы газификации. Составлена обновленная ресурсная база по товарному газу, произведен расчет прогнозного объема его потребления, завершен анализ укрупненного расчета необходимых инвестиций, а также определена оценочная протяженность газопроводов.

Главным стратегическим направлением развития газовой отрасли до 2030 г. является первоочередное обеспечение внутренних потребностей в товарном газе. Реализация Генеральной схемы газификации позволит довести уровень газификации населения до 12 млн человек. В настоящее время природным газом обеспечены 10 из 16 регионов страны, преимущественно западные и южные области Казахстана, а также город Алматы. К 2030 г. Генеральной схемой газификации будут охвачены 13 областей. Необходимый объем инвестиций для этого составляет 656 млрд тенге.

Согласно прогнозу потребления товарного газа к 2030 г., наибольший удельный вес приходится на предприятия промышленности и топливно-энергетического комплекса (соответственно 31 и 40 %), в том числе включенные в ГПИИР.

5. Состояние сектора по переработке газа

Переработка газа в РК ведется на Казахском (г. ЖанаОзен), Жанажолском (Актюбинская обл.) и Тенгизском (Атырауская обл.) газоперерабатывающих заводах.

Добычей, транспортировкой и поставками газа на внутренний рынок занимается национальная компания АО «КазТрансГаз», способствуя высоким темпам роста объемов добычи газа. Входя в состав НК "КазМунайГаз", эта компания контролирует все магистральные газопроводы республики, протяженностью более 10 тыс. км, и осваивает новые месторождения, вкладывая значительные средства в расширение своей деятельности.

Использование сжиженного нефтяного газа в качестве газомоторного топлива имеет несколько объективных плюсов, одним из которых — это цена. Такое топливо значительно дешевле традиционных ГСМ, при практически одинаковых КПД бензиновых двигателей и двигателей на сжиженном газе. Таким образом, газомоторное топливо – это реальная, экономически обоснованная альтернатива традиционным видам.

Однако на территории РК использование этого вида топлива пока не получило широкого распространения, за исключением регионов, в которых представлены производящие его мощности. Основная причина – в недостаточно развитой инфраструктуре. Сегодня количество автомобильных газозаправочных станций (АГЗС) в стране составляет более 500, что явно недостаточно.

Министерство энергетики в целях предоставления автотранспортным средствам альтернативы традиционным видам топлива и снижения импорт зависимости по бензину заключило меморандум с АО "КазМунайГаз-Переработка и маркетинг" и ТОО "Гелиос" в области сотрудничества по использованию газа в качестве моторного топлива.

Кроме того, "КазТрансГаз" с 2010 г. работает над созданием условий для перевода автотранспорта на компримированный природный газ. В 2010–2014 гг. в Алматы были построены 5 автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС). Сейчас ведутся работы по проектированию трех АГНКС в Шымкенте, Актобе и Кызылорде.

В своем Послании народу Казахстана "Нұрлы жол" Глава государства отметил необходимость развития транспортно-логистических, социальных, индустриальных и энергетических инфраструктурных проектов. И в рамках исполнения поручений Президента страны в планах Министерства энергетики ожидается введение в эксплуатацию третьей нитки газопровода Казахстан – Китай, что позволит обеспечить транспортировку до 55 млрд м^3 газа в год (в сравнении с 30 млрд м^3 в 2015 г.).

Ввод в строй линейной части магистрального газопровода Бейнеу – Бозой, способствует газификации более 300 населенных пунктов Кызылординской и Южно-Казахстанской областей и решает поставленную стратегическую задачу по транспортировке газа из западных в южные регионы страны.

Однако, в настоящее время по факту газопровод Бейнеу-Бозой, мощностью в 1 млрд м^3 в год в настоящее время загружен не полностью.

Анализ ресурсной базы показывает, что доля попутного газа составляет значительную часть в общую добычу газа.

Согласно нормативной базе попутный газ принадлежит государству, в то же время перед Недропользователями стоит задача утилизации и переработки газа, снижения неизбежного его сжигания при производстве. Однако отсутствует четкий механизм его передачи от недропользователя. В каком виде газ должен передаваться, по каким транспортным системам. На ряде нефтяных месторождений, в том числе крупных морских месторождениях, Недропользователи осуществляют закачку газа в пласт. Вывод однозначен: утилизация попутного газа – это внутренняя экономическая проблема страны, и решение ее лежит в развитии нефтехимии и газэлектроэнергетики, а не в усилении административного давления. Если же правительство Казахстана категорически требует от Недропользователей коммерческой утилизации газа, то оно должно взять на себя и ряд обязательств. В том числе приоритет использования попутного газа перед другими источниками энергии и предоставление разнообразных льгот участникам проектов переработки углеводородов.

Вывода и рекомендации

1. Казахстан является одна из ведущих нефтегазодобывающих стран мира.
2. На современном этапе большая часть мировой добычи газа приходится на Россию, США, Канаду, Нидерланды и Великобританию.
3. Однако и Казахстан является одной из ведущих стран с высокоразвитой газодобывающей промышленностью.
4. По данным журнала «Caspian Oil & Gas» по разведанным запасам природного газа КР занимает 15-ое место в мире и 4-ое место среди стран СНГ.

5. Общие запасы отечественного природного газа (разведанные и оценочные запасы которого с учетом открытых месторождений Каспийского шельфа) составляют 3,3 трлн м^3, а потенциальные ресурсы достигают 6 – 8 трлн м^3. Ежегодное производство природного газа в стране в 2017 г. достигло 53,2 млрд м^3 и продолжает нарастать.

6. Основной прирост добычи газа обеспечивается компаниями "Карачаганак Петролеум Оперейтинг" (КПО), ТОО "Тенгизшевройл" (ТШО), ОАО "СНПС-Актобе Мунайгаз" и ОАО "Толкыннефтегаз".

7. Всего в Казахстане насчитывается порядка 339 месторождений, из них в разработке находится 176, из которых 43 имеют газовые шапки.

8. Запасы газа в газовых шапках месторождений составляют 124654,5 млн м^3. Запасы нефти месторождений с газовой шапкой составляют более 222 млн т.

9. По РК за 7 месяцев 2018 г. объем добыч природного газа достиг 28,6 млрд м^3, т. е. на 7 % больше, чем 7 месяцев 2017 г. Экспортировано за указанный период 12,3 млрд м^3 газа (37,5 %), т. е. более одной трети.

10. Развитие в РК энергетики, в т.ч. и в газовой отрасли, ***оптимистичны***.

11. Институт АО «НИПИнефтегаз» принимает активное участие в развитии газовой отрасли РК, поскольку является не только научно-исследовательским институтом, занимающийся проектированием нефтегазовых месторождений, но и институтом проектирования строительных объектов.

12. Заказчиками АО «НИПИнефтегаз» являются десятки крупных недропользователей: ТШО, NCOC, «Жаикмунай», «СНПС-Актобе Мунайгаз», «Маерск Ойл КазахстанГмбХ», «Тургай Петролеум», «Петро КазахстанКумколь Ресорсез» и др. В 2016 г. АО «НИПИнефтегаз» выполнен проектный документ на разработку гигантского месторождения Кашаган, согласно которому в конце 2016 г. оно введено в эксплуатацию.

13. При всем благополучии в нефтегазодобывающей отрасли РК, разработка нефтегазовых месторождений сопряжена с определенными сложностями. Касается это и нефтегазовых месторождений, содержащих свободный газ.

14. Основное требование к нефтяным месторождениям с газовой шапкой состоит в том, чтобы при их разработке нефть не перемещалась в газовую шапку, что на практике трудно реализовать. При больших отборах газа из газовой шапки в ней происходит значительное снижение пластового давления, что приводит к повышению уровня газонефтяного контакта и вторжению нефти в газовую зону.

15. При вторжении нефти в газовую зону та «размазывается» по пористой среде газовой шапки, прочно адсорбируясь на скелете пласта, приведя к ее невозвратным потерям. Особо ощутимо это в ***карбонатных коллекторах***, обладающих лучшей смачиваемостью нефти и большей адсорбционной способностью. Это приведет к уменьшению извлекаемых запасов нефти.

16. АО «НИПИнефтегаз» впервые рекомендуется в качестве добывающих скважин использовать горизонтальные скважины со змеевидным профилем, позволяющие поддерживать высокие отборы нефти при меньших депрессиях на продуктивный пласт. О применении змеевидных скважины в добыче нефти публикации «Шелл» относятся к 2010 г.

17. Эффективным методом воздействия на нефтегазовую залежь с газовой шапкой является метод барьерного заводнения, заключающийся в разработке нефтегазовой залежи, включающий бурение вертикальных (или горизонтальных) нагнетательных, добывающих и газовых скважин, закачку воды через нагнетательные скважины в нефтяную часть пласт, отбор нефти через добывающие скважины и закачку барьерной воды через скважины в газовую шапку на линию внутреннего контура газоносности. Водяной барьер, разделяющий основные запасы нефти и свободного газа, препятствует прорыву газа в эксплуатационные скважины и вторжению нефти в газовую шапку.

18. АО «НИПИнефтегаз» активно работает в этом направлении. Рассматривается, например, способ создания на контакте нефти с газовой шапкой барьерной оторочки водогазовой смеси, вязкой нефтегазовой смеси или газированной рабочей системы на основе водного раствора

полимера и др., способные эффективно блокировать перемещение газонефтяного контакта. Технологии, использующие нефть и др., имеют ограничения по пластовой температуре, преимущественно, до 90 °С.

19. Барьерные жидкостногазовые систем (БЖГС) могут быть реализованы по 4-ем вариантам технологических схем, которые отражены в материалах Доклада.

Вариант 3.1. Технология реализации БЖГС при совместной закачке в пласт жидкости и газа с применением компрессорной станции (КС).

Вариант 3.2. Технология реализации БЖГС при совместной закачке в пласт жидкости и газа с применением насосно-бустерной установки (НБУ).

Вариант 3.3. Технология реализации БЖГС при совместной закачке в пласт жидкости и газа в виде БЖГС с применением эжектора, установленного на устье. Подача газа в БЖГС осуществляется с КС или установки комплексной подготовки газа (УКПГ).

Вариант 3.4. Технология реализации БЖГС при совместной закачке в пласт жидкости и газа с применением эжектора, установленного на забое (при использовании воды ее подача в нагнетательную скважину осуществляется из системы ППД, газ – с КС или УКПГ).

Во всех **вариантах** в жидкостную фазу возможна подача пенообразующего ПАВ.

20. Способы разработки нефтегазовых залежей и методы расчета технологических показателей находятся на стадии изучения и опытно-промышленных испытаний. Институтом АО «НИПИнефтегаз» разрабатываются экономичные способы разработки месторождений с газовой шапкой, повышается их значимость до уровня изобретений.

21. Решение основных проблем, возникающих в нефтегазовом секторе, очень важно для экономики РК, учитывая ее сырьевую направленность.

22. Рассматривая проблемы разработки нефтегазовых месторождений, нельзя не акцентировать внимание на остроту проблем низкой извлекаемости нефтегазового сырья.

23. Значительная часть нефтяных месторождений РК прошли пик добычи УВ, сформировались как «зрелые», часть из них вступили в позднюю стадию разработки, но на многих из них конечный КИН не превышает 0,25 – 0,35, в то время как на месторождениях мира он часто превышает 0,5.

24. Крайняя необходимость в успешном решении проблемы увеличения конечного КИН на этих месторождениях состоит, прежде всего, в том, что за долгие годы их эксплуатации созданы мощные инфраструктуры (дороги, энергоисточники, водоисточники, школы, детские сады, больницы, магазины и т.п.), сформированы логистики, воспитаны высококвалифицированные кадры, и успешное продление жизненного цикла этих нефтегазовых месторождений – залог благоприятного развития общества. Отставание в уровне развития инфраструктуры приводит к тому, что производственная, социальная, финансовая сфера региона начинают развиваться не эффективно.

25. АО «НИПИнефтегаз», являясь автором проектных документов большинства месторождений Казахстана, придает большое значение обоснованному внедрению и совершенствованию МУН. В институте создан научно-исследовательский лабораторный центр (НИЛЦ), оснащенный современным оборудованием. Достигнуты успехи в создании институтом АО «НИПИнефтегаз» интегрированных методов увеличения нефтеотдачи (ИМУН), защищенные Патентами РК.

26. Немаловажным фактором для обеспечения рентабельности «зрелых» месторождений и месторождениями, вошедшими в позднюю стадию разработки, является изменение налогообложения в пользу дифференцированного метода исчисления налогов для конкретных объектов нефтедобычи.

27. Другой проблемой, требующей решения, это отставание в росте объемов внутреннего потребления углеводородной продукции по сравнению с ростом ее добычи.

28. Одной из важнейших задач новой экономической политики РК является расширение охвата территории страны газоснабжением. Постановлением Правительства от 4 ноября 2014 г. была утверждена Генеральная схема газификации страны на 2015–2030 гг. В рамках решения этой

задачи Акиматами областей и городов республиканского значения совместно с Министерством энергетики разработаны региональные схемы газификации. Составлена обновленная ресурсная база по товарному газу, произведен расчет прогнозного объема его потребления, определена оценочная протяженность газопроводов, а также завершен анализ укрупненного расчета необходимых инвестиций. Необходимый объем инвестиций составляет 656 млрд тенге.

29. Согласно прогнозу потребления товарного газа в РК к 2030 г., наибольший удельный вес приходится на предприятия промышленности и топливно-энергетического комплекса (соответственно 31 и 40 %).

30. Немаловажной проблемой в РК является совершенствование и расширение мощностей сектора по переработке газа. Переработка газа в РК ведется на Казахском (г. ЖанаОзен), Жанажолском (Актюбинская обл.) и Тенгизском (Атырауская обл.) газоперерабатывающих заводах.

31. Добычей, транспортировкой и поставками газа на внутренний рынок занимается национальная компания АО «КазТрансГаз», способствуя высоким темпам роста объемов добычи газа.

32. Слабым звеном в секторе по переработке газа является выработка и использование сжиженного нефтяного газа. Использование сжиженного нефтяного газа в качестве газомоторного топлива имеет несколько объективных плюсов, одним из которых — это цена. Такое топливо значительно дешевле традиционных ГСМ, при практически одинаковых КПД бензиновых двигателей и двигателей на сжиженном газе. Таким образом, газомоторное топливо – это реальная, экономически обоснованная альтернатива традиционным видам топлива.

33. Анализ ресурсной базы показывает, что доля попутного газа составляет значительную часть в общую добычу газа.

34. Согласно нормативной базе попутный газ принадлежит государству. В то же время перед Недропользователями стоит задача утилизации и переработки газа, снижения неизбежного его сжигания. Однако отсутствует четкий механизм передачи попутного газа от Недропользователя к потребителю: в каком виде газ должен передаваться, по каким транспортным системам. На ряде месторождений, в т.ч. крупных морских месторождениях, Недропользователи осуществляют закачку газа в пласт. Вывод однозначен: утилизация попутного газа –внутренняя экономическая проблема страны, и решение ее лежит в развитии нефтехимии и газэлектроэнергетики, а не в усилении административного давления.

Литература

1. Рахматулин О.А. «Динамика развития газовой промышленности Республики Казахстан». Аналитик, 2010 г.

2. Желтов Ю.П. «Разработка нефтяных месторождений». Учебник. Издание 2. Издание: Недра, М., 1998 г., с. 365.

3. Чан Тхань Нам. «Управление разработкой месторождений на основе современных информационных технологий на примере фирмы шелл». Научный руководитель: Хамухин А.А. VI Всероссийская научно-практическая конференция «Научная инициатива иностранных студентов и аспирантов российских вузов». Томский политехнический университет, г. Томск.

4. Доманюк Н.Ф. «Моделирование продуктивности нефтяных скважин со сложной траекторией ствола». РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. (Статья рекомендована к печати д.т.н. профессором А.Б. Золотухиным).

5. Щелкачев В.Н. «Состояние добычи нефти и внедрения методов повышения нефтеотдачи. пластов за рубежом». Сер. «Нефтепромысловое дело», М.: ВНИИОЭНГ, 1985, с.19-26.

6. Кудряшов В.Н., Прасс Л.В. Патент №2327861. «Способ разработки нефтяной залежи с газовой шапкой».

7. Муллаев Б.Т., Будянский Б.Д., Сисенбаев К.Ж., Жангазиев Ж.С., Саламатов М.Г. Патент СССР №16797 по А.С. №4765733/03 от 05.12. 1989 г. «Способ закачки в пласт газированной жидкости».

8. Герштанский О.С., Муллаев Б.Т., Курбанбаев М.И., Саенко О.Б. Патент РК по заявке

№2009/1038.1 от 13.08.2009 г. «Способ разработки нефтегазового месторождения (продуктивного пласта) с применением технологии водогазового воздействия».

9. Муллаев Б.Т., Курбанбаев М.И., Абитова А.Ж., Саенко О.Б. и др. Патент РК №78219 по заявке РК №2012/0516.1 от 2012 г. «Способ разработка продуктивного пласта нефтегазового месторождения с применением технологии водогазового воздействия».

10. Муллаев Б.Т., Абитова А.Ж., Саенко О.Б., Туркпенбаева Б.Ж. «Месторождение Узень. Проблемы и решения». Алматы: Нур-Принт, 2016 г.

11. Муллаев Б.Т., Саенко А.Е. «Первоистоки Мангышлакской нефти. Месторождение Жетыбай». Актау: Нур-Принт, 2018 г.

6.4 Оптимальное использование ресурсов газа Карачаганкского НГКМ – баланс между Добычей и Закачкой в пласт

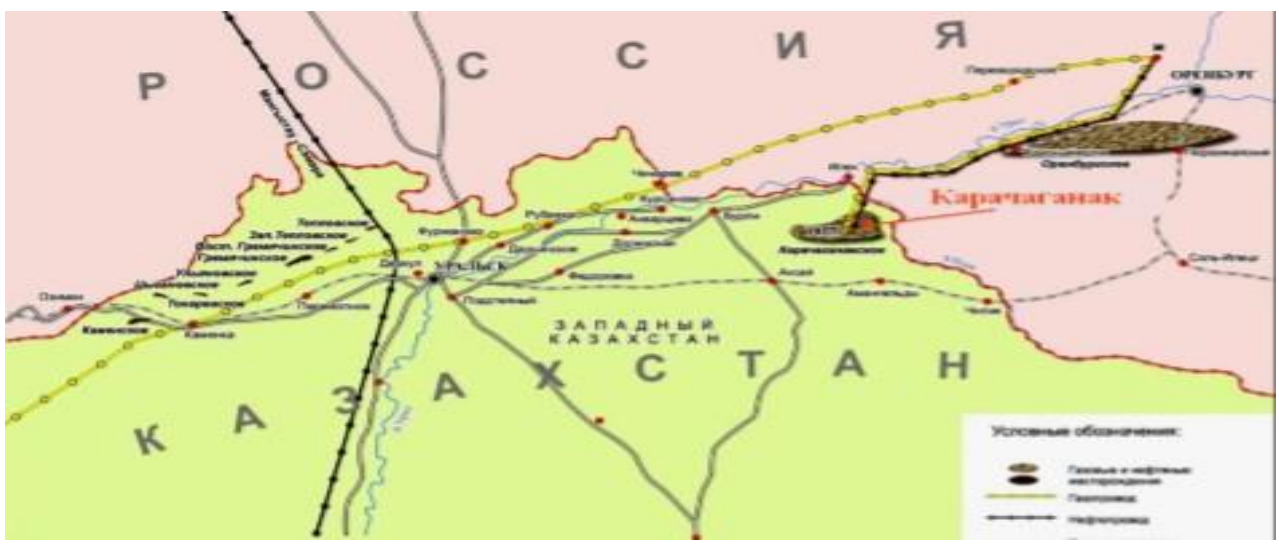
Волокитин Я. Начальник Департамента геологии и разработки КПО
VolokY@kpo.kz

Рассмотрены вопросы оптимального использования ресурсов газа Карачаганакского НГКМ – обеспечения баланса между добычей и закачкой в пласт. Рассмотрены 7 варианты освоения месторождения отличаются составом газовой инфраструктуры, количеством добывающих и газонагнетательных скважин, и балансом отбора и закачки газа. В результате экономического анализа вариантов определено, что наиболее эффективным вариантом освоения месторождения на период действия ОСРП, а так же на рентабельный период всего Проекта является Вариант 4, при котором ЧПС (10%) максимальна как для Подрядчика, так и для Республики Казахстан.

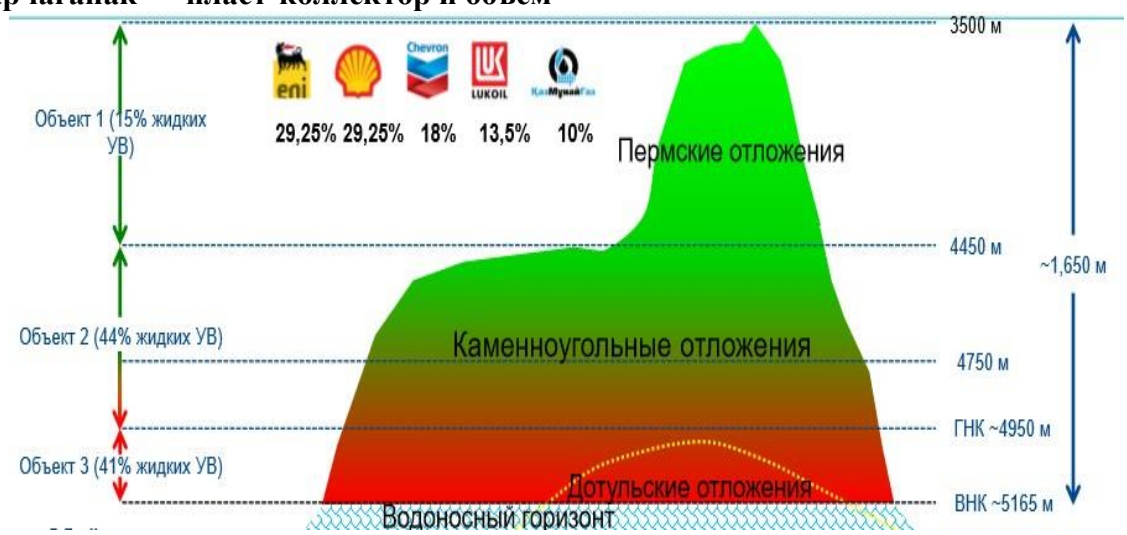
The issues of the optimal use of gas resources of the Karachaganak OGKM — the balance between production and injection into the reservoir. Considered 7 options for the development of the field differ in the composition of the gas infrastructure, the number of production and gas injection wells, and the balance of gas extraction and injection. As a result of the economic analysis of the options, it was determined that the most effective option for developing the field for the period of the FPSA, as well as for the profitable period of the entire Project is Option 4, in which the NPV (10%) is maximum both for the Contractor and for the Republic of Kazakhstan.

Общие сведения о Карачаганакском месторождении

Является одним из крупнейших в мире нефтегазоконденсатных месторождений;
Открыто в 1979 г., добыча началась в 1984 г.;
Окончательно Соглашение о Разделе Продукции подписано в 1997 г.



Карчаганак — пласт-коллектор и объем



Объем в пласте: Жидкие УВ: 1,74 млрд тонн Газ: 1,71 трлн. куб. м.

Фактическая добыча на конец 2017 г.

Жидкие УВ 0,191 млрд тонн (11%) Газ: 0,205 трлн. куб. м.

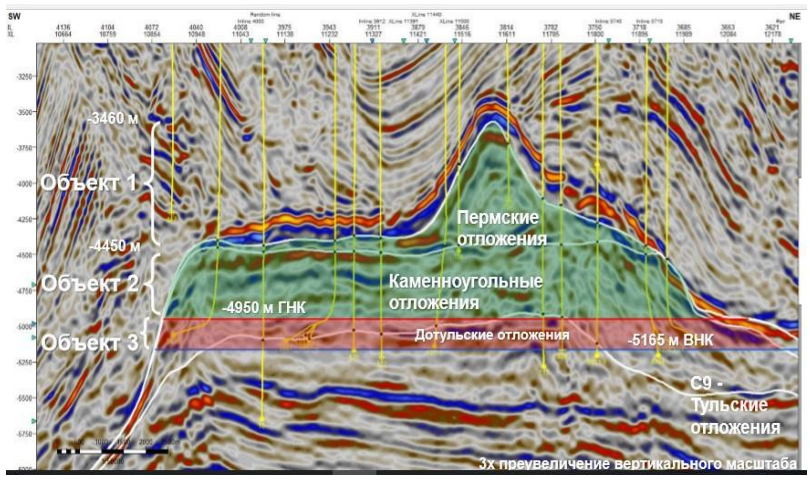
Экономически извлекаемые запасы*: Жидкие УВ 0,546 млрд тонн (31%) Газ: 1,07 трлн. куб. м (63%)

Коэффициент извлечения в 2017 г.

	Газ	Жидкие УВ
Объект 1 (сухой газ/конденсат)	42%	20%
Объект 2 (сухой газ/конденсат)	70%	40%
Объект 3 (раст. газ/нефть)	75%	26%

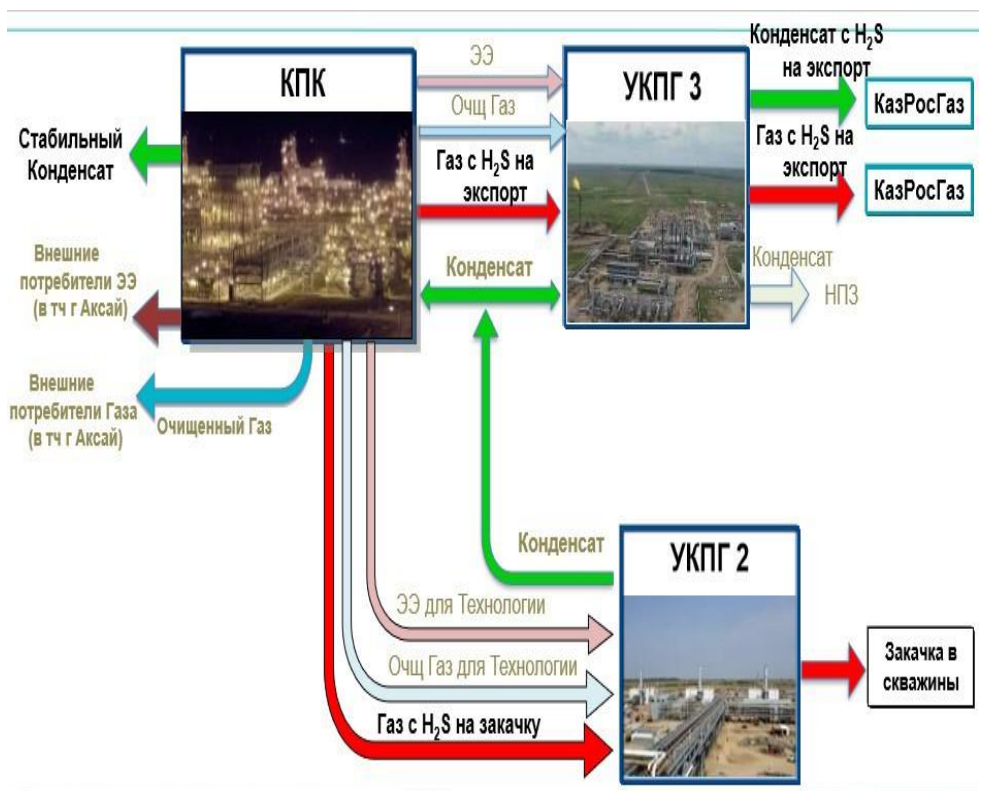
*Общие показатели из «Отчета по пересчету запасов Карачаганакского месторождения 2016г.», Астана, ноябрь 2017г.

Объекты пласта-коллектора



Баланс газа на 2017 г.

Объекты газовой инфраструктуры



Продажа газа и обратная закачка

В КПО добываемый газ продается, закачивается обратно в пласт и используется на собственные нужды.

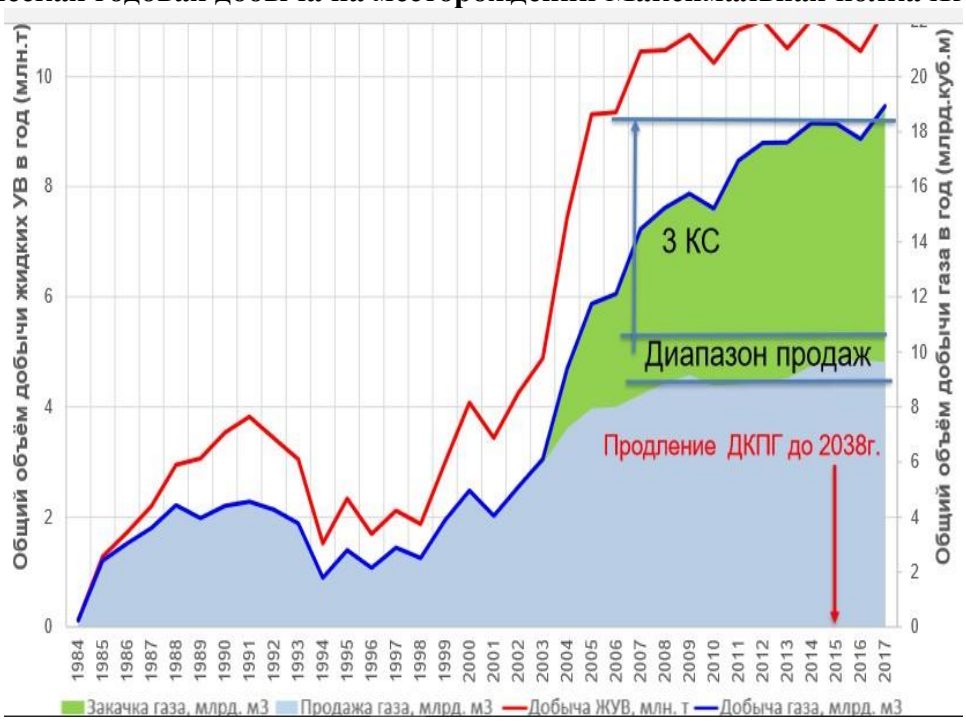
КПО б. в. продает сырой газ в рамках долгосрочного Соглашения о продаже газа (до 2038 г.) с ТОО КазРосГаз (КРГ) — совместным предприятием Газпрома и КМГ.

Согласно Соглашению о продаже газа, компания КПО поставляет компании КРГ сырой газ в объеме 9 млрд куб. м в год +/-10%.

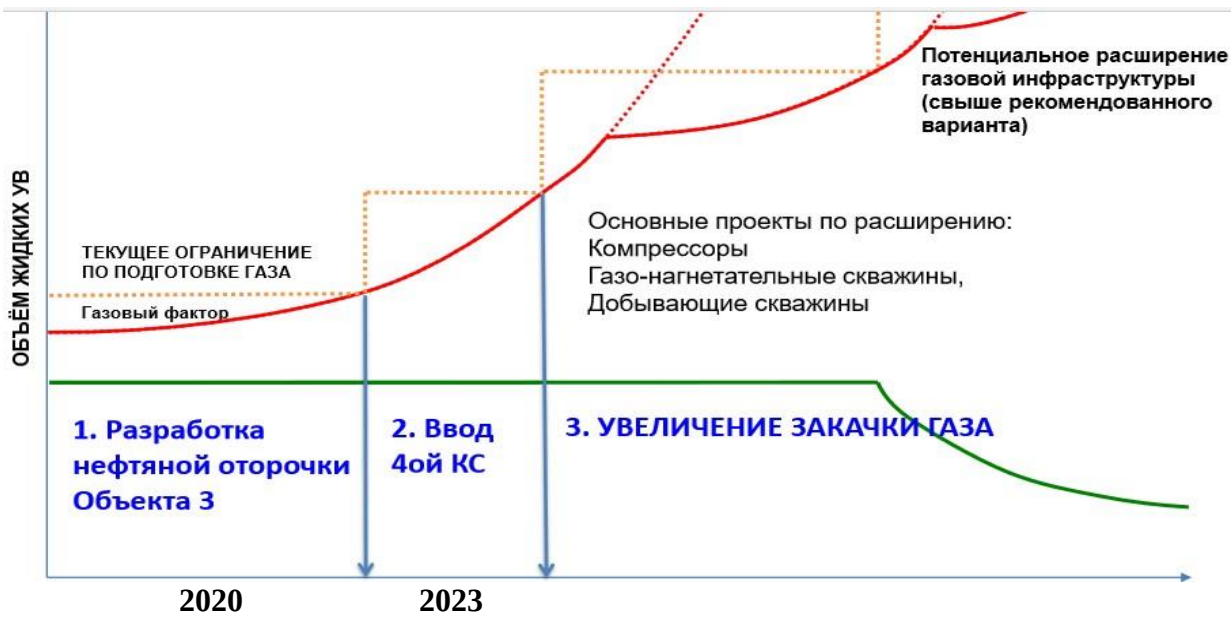
Обратная закачка газа в пласт начата в июне 2003 г. с целью закачки минимум 40% сырого газа, после его подготовки, в пласт через существующие 17 газонагнетательных скважин.

Постоянная закачка газа осуществляется на месторождении с мая 2004 года.

Историческая годовая добыча на месторождении Максимальная полка ЖУВ



Стратегия разработки пласта-коллектора

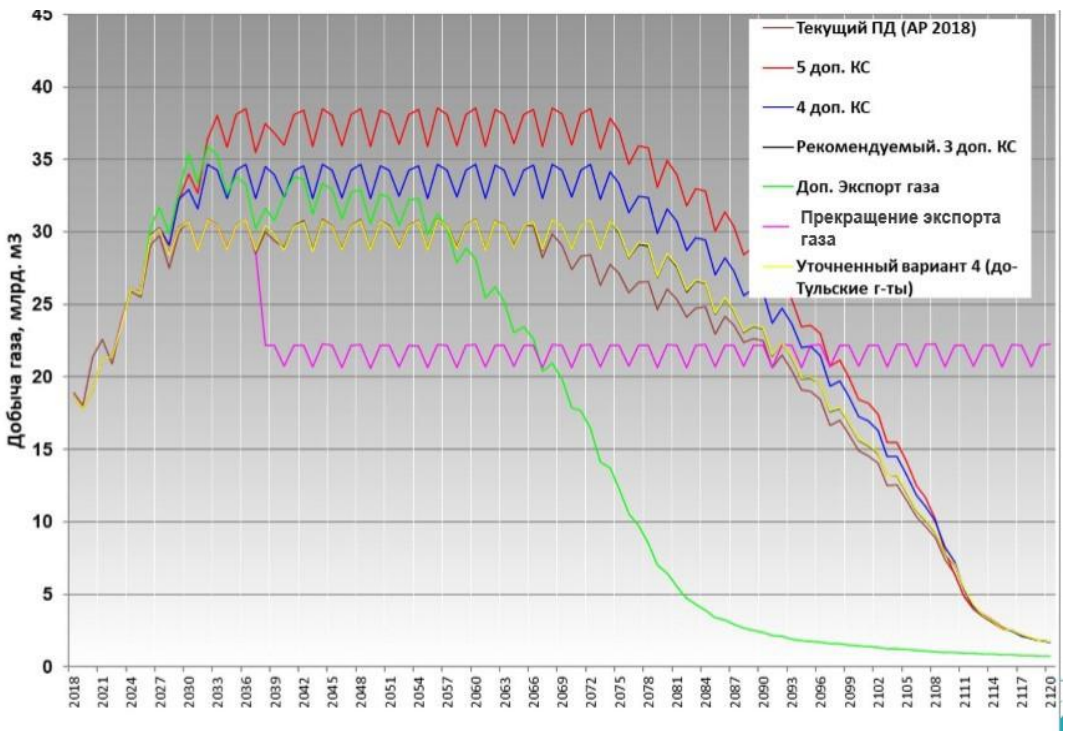


Варианты разработки проекта разработки

Вариант	Название	Доп. инфрастр. Количество доп. компрессоров*	Макс. годовая закачка газа, млрд. м3/год	Макс. доля годовой закачки газа, %	Продажа газа, млрд.м3/год	Накопленная добыча ЖУВ (2018-рент. период), млн. т
1	Текущий ПД (АР 2018)	3	21	68,9	9	351
2	5 доп. компрессоров	5	29	75,1	9	362
3	4 доп. компрессоров	4	25	72,3	9	352
4	Рекомендуемый (Уточненный Вариант 1) 3 доп. компрессоров	3	21	68,9	9	353
5	Доп. экспорт газа	3	21	59,1	9→14	302
6	Прекращение экспорта газа	3	21	96,1	9 → 0	461
7	Уточненный Вариант 4 (до-Тульские г-ты)	3	21	69	9	353

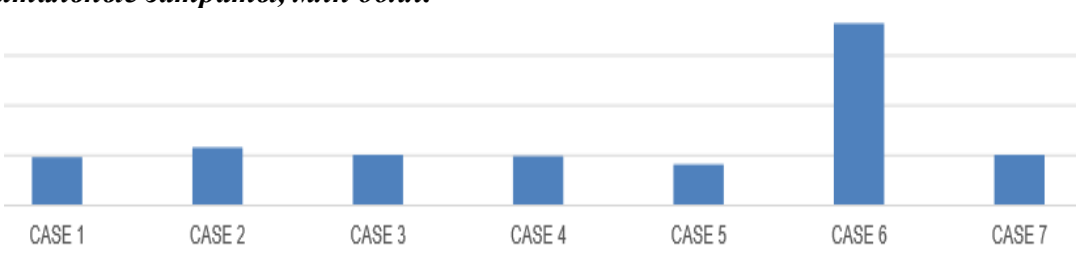
* Мощность компрессора 3,7 млрд.м3/год

Профиль добычи газа

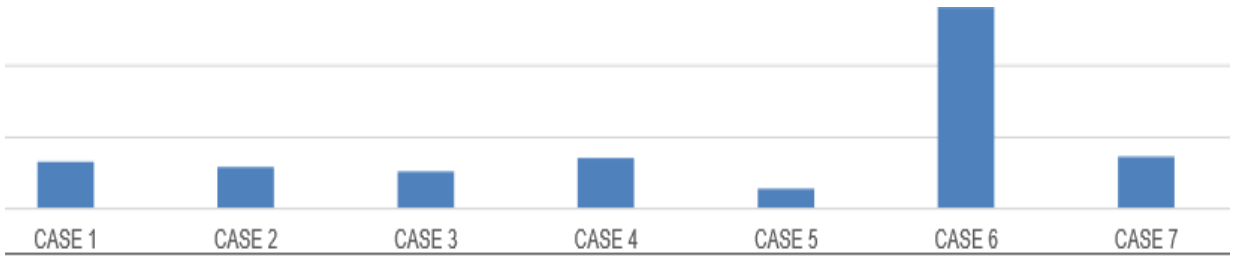


Экономические показатели (2018 — год предела рентабельности)

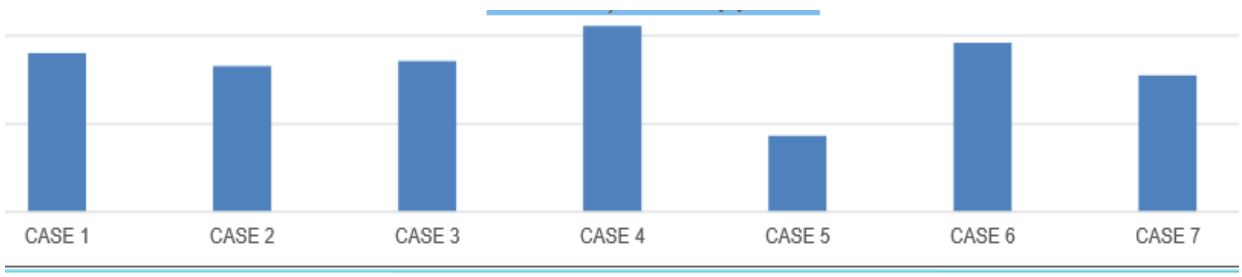
Капитальные затраты, млн долл.



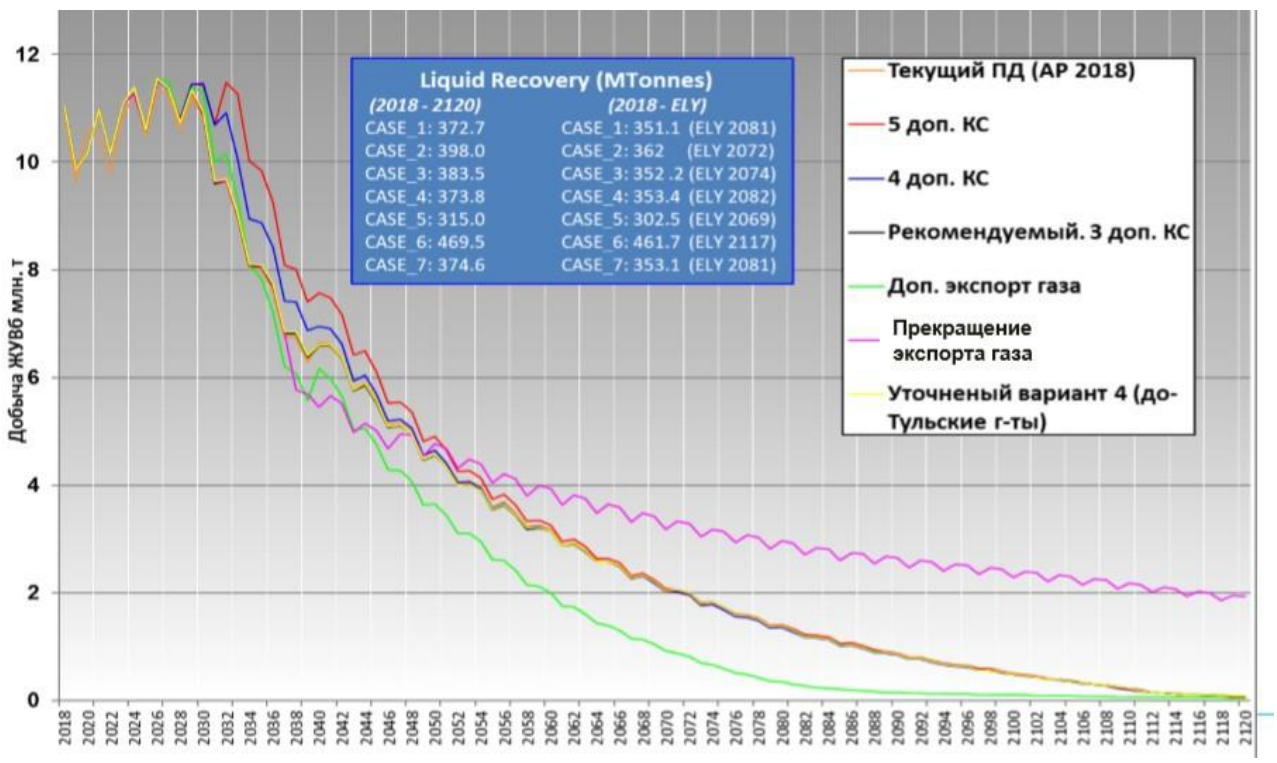
Эксплуатационные затраты, млн долл.



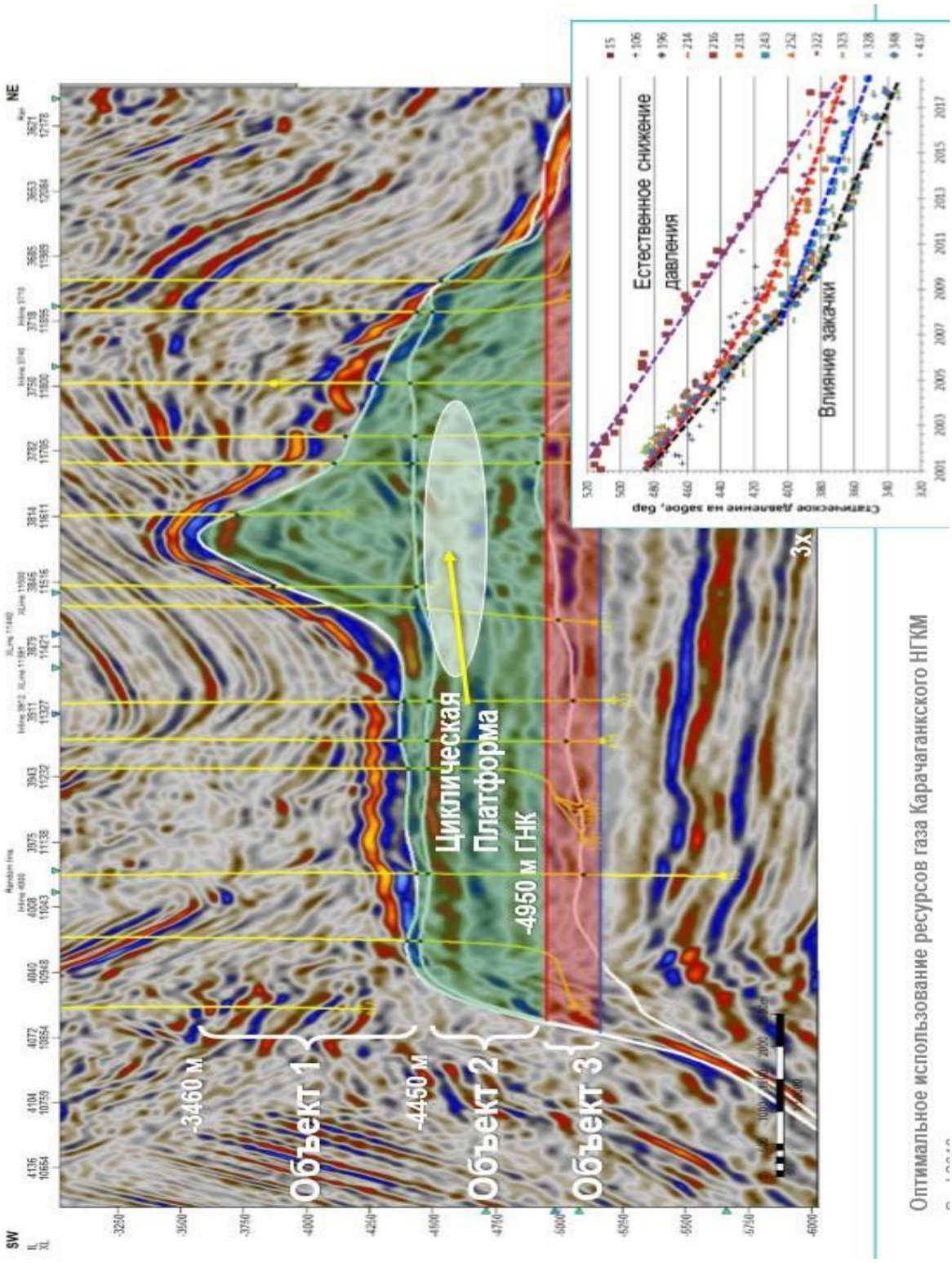
ЧПС 10, млн долл.



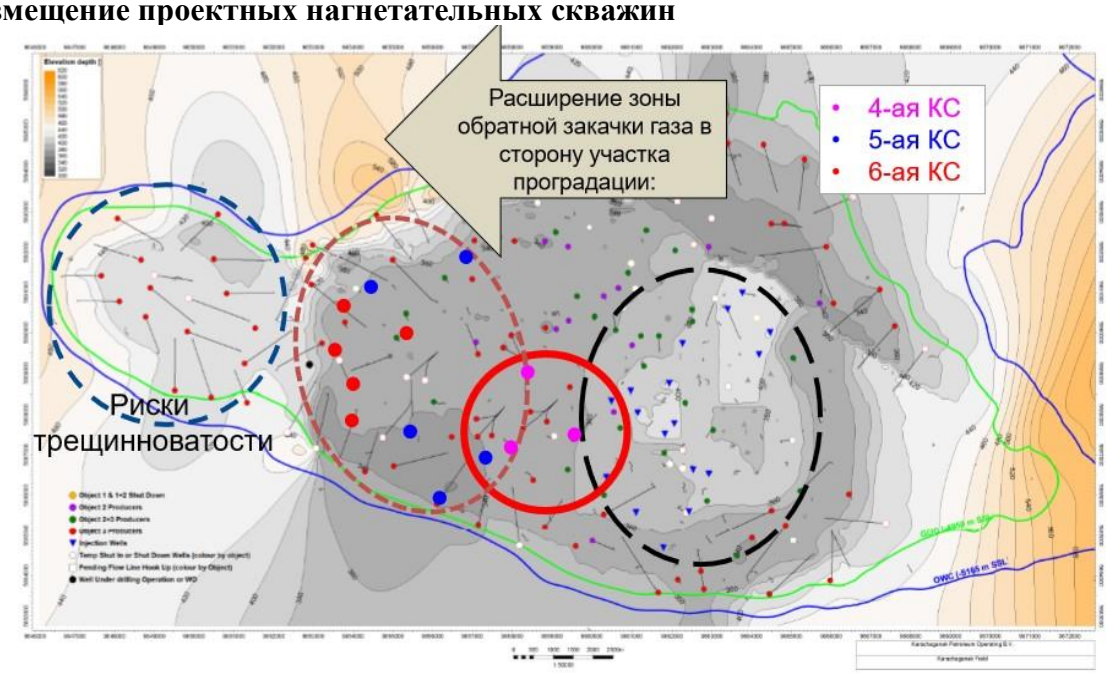
Профиль добычи ЖУВ



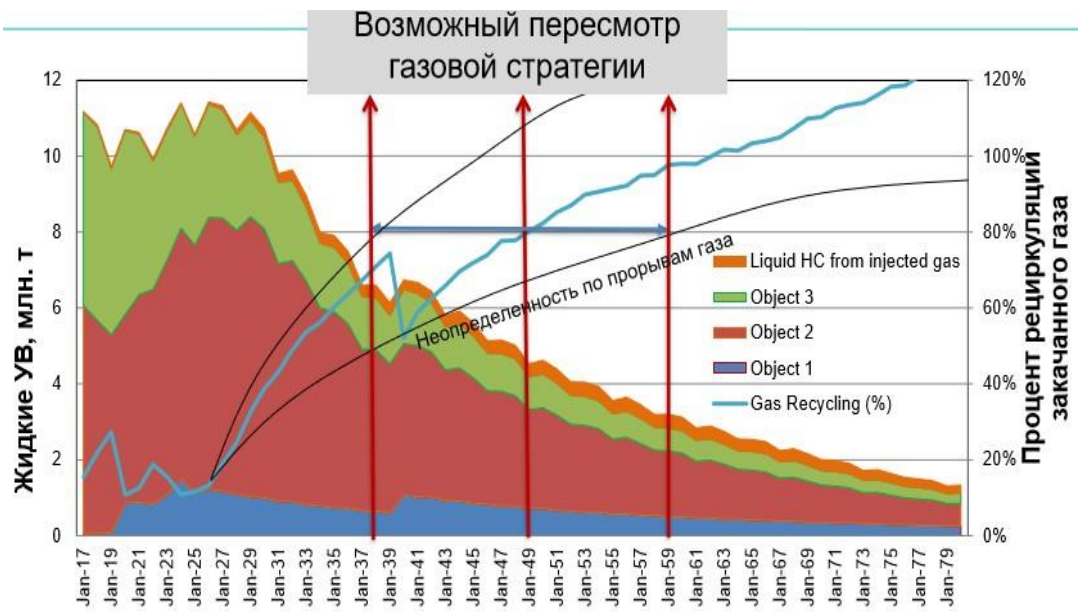
Закачка газа – влияние геологии



Размещение проектных нагнетательных скважин



Взаимосвязь геологии и стратегии разработки



Текущая стратегия разработки становится неэффективной при достижении высокого процента рециркуляции закачиваемого газа (~80%) Процент рециркуляции зависит от неоднородности и распространения зон трещиноватости.

Эффективность обратной закачки газа

Обратная закачка газа на месторождении считается эффективной, так как она позволяет частично поддерживать пластовое давление.

Результаты комплексного исследования зоны обратной закачки газа позволяют оптимизировать и улучшить контроль закачки газа.

КПО контролирует процесс обратной закачки и регулярно осуществляет мониторинг возможного прорыва газа в добывающие скважины.

Скважины, в которых обнаруживается прорыв газа подвергаются: останову, капитальному ремонту, переводу в другой фонд скважин.

Компания КПО провела исследования и в настоящий момент осуществляет проект по дальнейшему расширению зоны обратной закачки газа (Проект 5-го магистрального трубопровода).

Основные выводы

- Газовая шапка в ее классическом варианте на месторождении Карачаганак отсутствует;
- Эффективное использование ресурса газа месторождения ведется с 1984 г и продолжено в период ОСРП;
- Текущая стратегия направлена на достижение экономически эффективных КИН и КИК путем частичного ППД при обратной закачке газа в пласт;
- В рамках объема работ по Проекту разработки месторождения были рассмотрены 7 вариантов. Варианты освоения месторождения отличаются составом газовой инфраструктуры, количеством добывающих и газонагнетательных скважин, и балансом отбора и закачки газа;
- Экономический анализ вариантов показывает, что наиболее эффективным вариантом освоения месторождения на период действия ОСРП, а также на рентабельный период всего Проекта является Вариант 4, при котором ЧПС (10%) максимальна как для Подрядчика, так и для Республики Казахстан.

Дополнительные сведения

Состав добываемого газа

Добываемый газ можно охарактеризовать, как нефтяной газ с низким содержанием паров бензина, с высоким содержанием серы, с высоким содержанием двуокиси углерода и низким содержанием азота.

Средний состав газа характеризуется

- Содержанием сероводорода от 3,73 до 7,07 мол. %,
- Гомологи метана от 7,34 до 14,92 мол. %,
- Двуокись углерода от 3,6 до 6,66 мол. %,
- Азот от 0,42 до 1,25 мол. %

Неопределенности пласта-коллектора

На Карачаганакском месторождении пробурено много скважин, тем не менее неопределенности остаются, так как пласт-коллектор очень неоднороден.

Подходить к реализации эффективной закачки газа на новых участках месторождения следует осторожно вследствие неопределенностей в пластеколлекторе.

Основными неопределенностями являются:

- Фракции фаций/типов пород и их распределение;
- Распределение пористости;
- Распределение проницаемости материнской породы и повышенной проницаемости (сеть трещиноватости);
- Капиллярное давление;
- Относительная проницаемость;
- ДОТ (PVT);
- Горизонтальные/вертикальные барьеры (клиноформы).

Компания КПО проводит постоянные исследования с целью уменьшения диапазона неопределенности

- Результаты исследований будут внесены в строящуюся статическую геологическую Модель D.

Коэффициенты извлечения (год предела рентабельности)

	Утвержденый КИ, %	Варианты						
		1	2	3	4	5	6	7
ОБЪЕКТ 1								
Сухой газ	41,6	50,3	46,1	46,9	50,3	44,3	53,1	49,9
Конденсат	19,7	21,3	20,2	20,5	21,3	17,8	25,0	21,2
ОБЪЕКТ 2								
Сухой газ	69,7	67,2	66,6	66,3	67,4	66,0	71,9	67,2
Конденсат	39,7	39,7	40,8	39,9	39,8	36,0	47,8	39,8
ОБЪЕКТ 3								
Растворенный газ	75,3	77,8	77,8	78,0	79,3	79,4	80,9	79,3
Нефть	26,4	27,0	27,7	27,3	27,4	26,2	32,1	27,5

Основные свойства пластовых флюидов

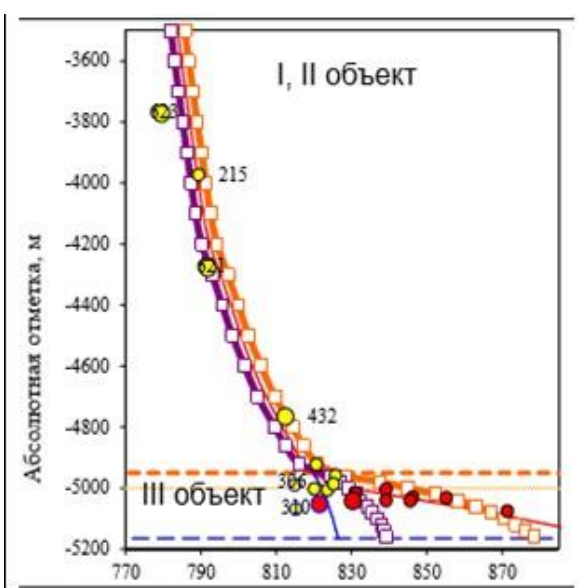
Состав пластового газа и его свойства изменяются по глубине – плотность и содержание более тяжелых УВ увеличивается. Нефтяная оторочка характеризуется еще большей изменчивостью свойств нефти по высоте.

Жидкие УВ по плотности — особо легкие.

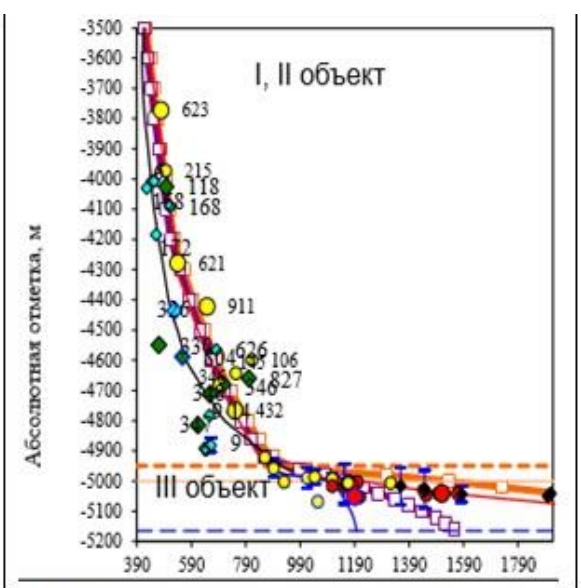
Плотность конденсата составляет 0,77 г/см3, нефти — 0,81 г/см^3.

Содержание парафинов в конденсате — 3,8%, в нефти — 4,2%.

Содержание сероводорода в конденсате — 2,49%, в нефти — 1,96%.

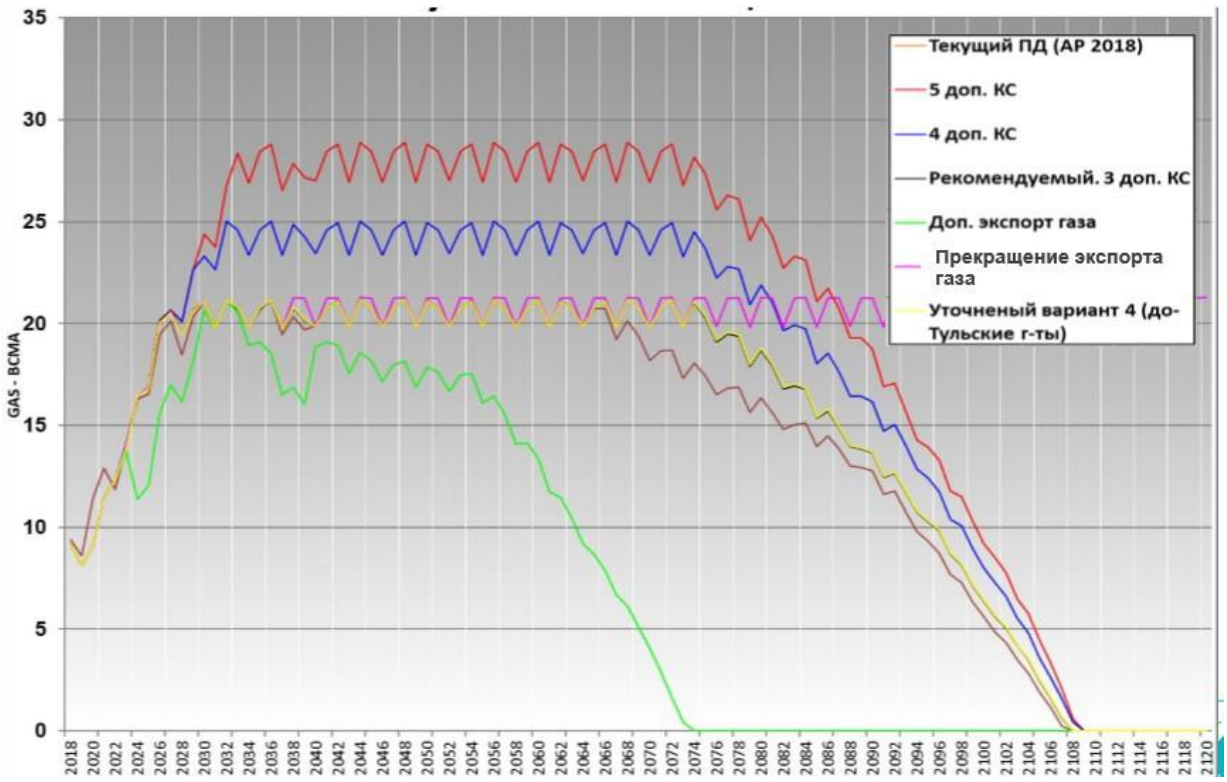


Плотность жидкости ступенчатой сепарации



Содержание С5+ в пластовом флюиде

Профиль обратной закачки газа



6.5 Опыт АО «АТГС» в автоматизации диспетчерских балансовых задач и прогнозирования газопотребления для газотранспортных предприятий

Богданова Н. руководитель службы диспетчерского управления
АО «АтлантикТрансГазСистема»
Тел.: +7 495 660-08-02, atgs@atgs.ru
b.orazaliyev@mcnortonoiltech.com. +7 916 648-83-98

Рассмотрен опыт АО «АтлантикТрансгазСистема — АТГС» в автоматизации диспетчерских балансовых задач и прогнозирования газопотребления для газотранспортных предприятий, Внедрения АО АТГС. Предложено интегрированное решение АСУ газотранспортировки, описаны основные разработки: СТН-3000 и СПУРТ, программно-технических средств для автоматизации территориально распределенных технологических объектов и для автоматизации диспетчерского управления на предприятиях по добыче и транспорту газа, нефти и нефтепродуктов, а также других объектов с непрерывным технологическим циклом.

The experience of JSC AtlanticTransgazSystem — ATGS in the automation of dispatching balance tasks and gas consumption forecasting for gas transmission enterprises, the Introduction of JSC ATGS are considered. An integrated solution for the gas transportation automated control system was proposed; the main developments were described: STN-3000 and SPURT, software and hardware tools for automating geographically distributed technological facilities and for automating dispatch control at gas, oil and petroleum production and transportation enterprises, as well as other facilities with continuous technological cycle.

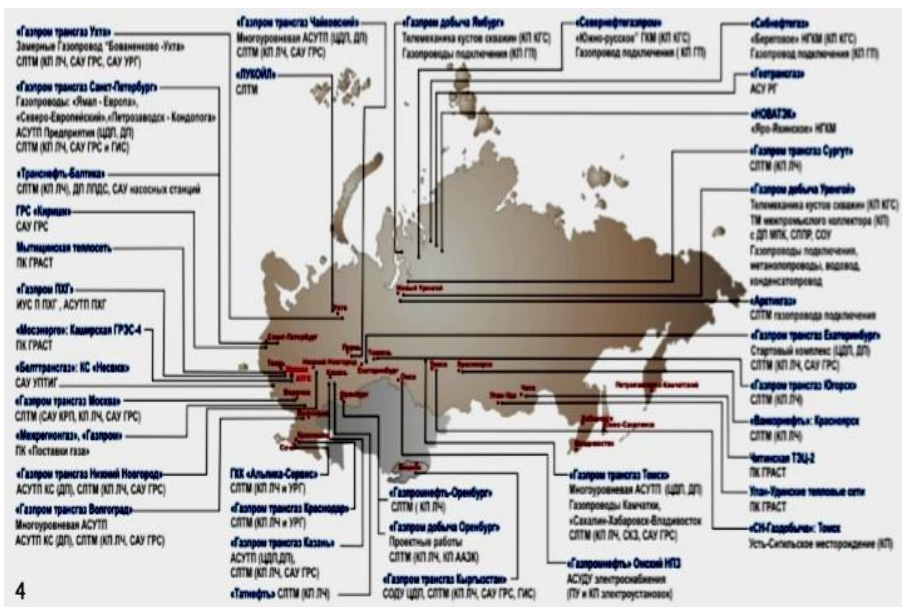
АО «АтлантикТрансгазСистема»

АО «АтлантикТрансгазСистема» на рынке автоматизации с 1992 года.
Области:
- транспорта газа, нефти, нефтепродуктов, воды;
- сетей тепло-, водо-и газоснабжения;
- энергораспределительных систем;
- других непрерывных технологических процессов

Основная деятельность:
- проектирование;
- поставка;
- инжиниринг;
- монтаж;
- пуско-наладка; обучение; сервис.

Интегрированное решение

Внедрения АО «АтлантикТрансгазСистема»



АО «АТГС» имеет сертификаты

- Сертификаты СМК ГОСТ ISO 9001, IQNet, Accredia, СТО Газпром 9001
- Сертификаты СМК ГОСТ ISO 14001, IQNet, Accredia

Член СРО по ПИР и СМ.

Основные продукты:

СТН-3000 и СПУРТ. *СТН-3000* набор программно-технических средств для автоматизации территориально распределенных технологических объектов.

Программно-технический комплекс СПУРТ, разработанный для автоматизации диспетчерского управления на предприятиях по добыче и транспорту газа, нефти и нефтепродуктов, а также других объектов с непрерывным технологическим циклом.

Разработка и производство систем осуществляется в России.

Уровень1: Годовое планирование и заключение договоров

--Планирование транспорта газа на год;

-Формирование статистической информации по поставкам и расходам газа на собственные нужды

Уровень 2: Ведение месячных/квартальных планов поставки газа

- Ведение планов поставки газа по объектам газотраспортной системы;
-Учет корректировок поставок газа по объектам газотранспортной сети;
-Расчет плановых норм расхода газа на собственные нужды.

Уровень 3: Оперативный учет газопотребления

-Учет оперативных/месячных объемов поставки газа и расходов на собственные нужды;
- Расчет запаса газа в газотраспортной системе;
- Расчет нормативного потребления газа на собственные нужды предприятия;

Уровень 4: Балансирование и формирование отчетности

- Корректировка балансово-учетной модели;
- Оперативное и месячное балансирование поставок газа;
- Формирование оперативной отчетности по балансу газа.

Задачи балансирования для газотранспортных предприятий

СПУРТ-Р

Измерения

– Погрешность измерений;
– Отсутствие замерных узлов в критических точках;
– Двойные замеры на границах предприятий.

Балансирование

– Сложная балансовая модель;
– Отсутствие исходных данных;
– Учет собственных нужд и потерь предприятия посредством балансирования по нормам расхода.

Расчет

– Выбор методики расчета запаса газа в ГТС;
– Большое количество расчетов при учете норм расхода на СН и потери.

Отчеты

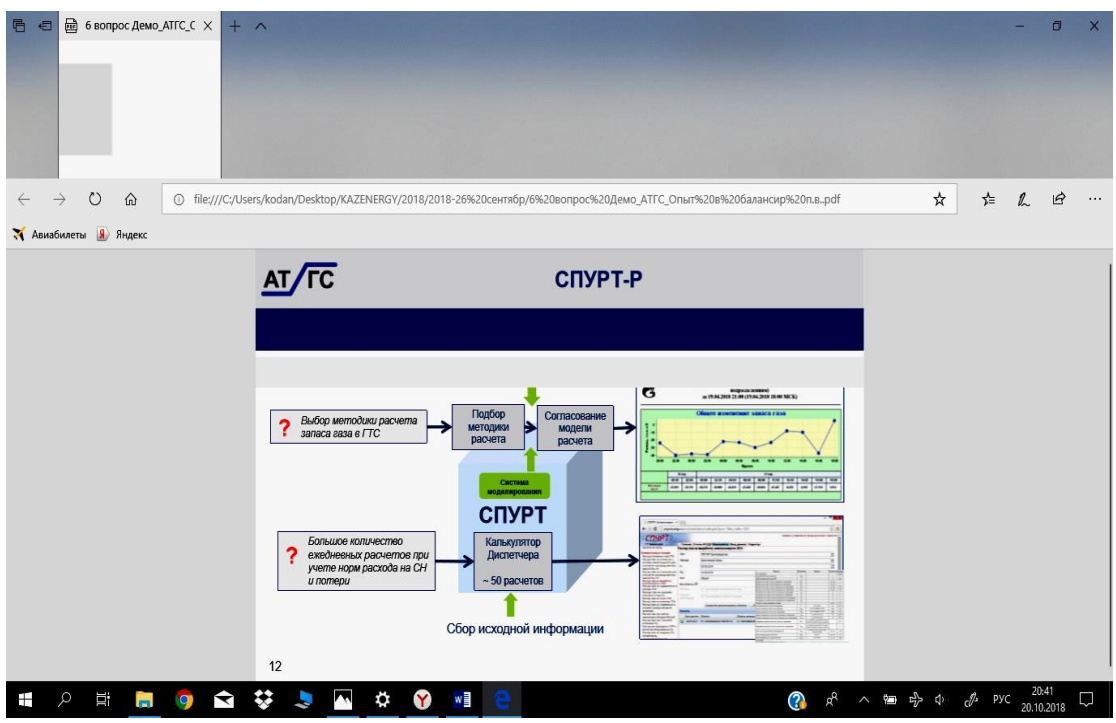
– Сложная система отчетности;
– Сбор статистической информации при смене балансовой модели.

	СКАДА		АСОДУ	Калькулятор диспетчера	Системы моделирования
	ПКУ ГВ	ПГА ГВ			
Оперативный контроль показателей хода технологических процессов	+				
Оперативное управление и регулирование	+				
Документирование хода технологического процесса	+	+			
Сбор и сведение показателей по расходу и качеству газа	+				
Оперативный учет топливно-энергетических ресурсов	+				
Ведение оперативно-диспетчерского журнала			+		
Сведение балансов			+		
Технологические расчеты			+	+	+
Комплексный мониторинг состояния оборудования	+				
Предоставление данных производственным службам		+	+		
Сеансовые обмены данными (включая информационное взаимодействие с ЦПДД ПАО "Газпром"	+		+		

СПУРТ

Функции СДКУ и СППДР
Различные платформы (Linux, Windows), СУБД (ORACLE, PostgreSQL).
Программное обеспечение российской разработки.
Гибкие информационные стыки.
Защита информации.
Постоянное развитие.
Более 100 систем управления, находящихся в эксплуатации.

СПУРТ-Р



7. ПЕРСПЕКТИВЫ И ПОТЕНЦИАЛ РАЗВИТИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РЕСПУБЛИКЕ КАЗАХСТАН

7.1 Современные исследования геотермальной энергетики: глобальный мир и Китай

Палл Валдимарссон старший советник по научным исследованиям и разработкам компании «Arctic Green Energy Corporation», Исландия
+3546997872; pall@arcticgreencorp.com: adema@arcticgreencorp.com

Проведены современные исследования геотермальной энергетики. Обогрев и охлаждение городов, рассматривается как главные причины загрязнения воздуха и парникового эффекта. Sinopec Green Energy описан в качестве крупнейшей и быстрорастущей компанией в мире, занимающаяся геотермальной энергетикой, приведены основные показатели компании. Рассмотрены геотермальные источники, вопросы использования геотермальной энергетики, использования геотермальной энергетики для теплоснабжения, для обогрева района, Геотермальная энергия рассматривается как энергия без границ. Описан рынок для геотермальных электростанций, приведена схема геотермального энергоснабжения, рассмотрено энергоснабжение районов в Северной Европе. Рассмотрено энергоснабжение районов в Китае, тепловые сети в Рейкьявике, устройство высокотемпературной геотермальной скважины. Определены расходы на бурение высокотемпературной скважины, приведен опыт буровых работ в Китае, рассмотрена исландская многоэтапная модель, эксплуатационные геотермальные резервуары, показана возобновляемость геотермального источника.

Conducted modern studies of geothermal energy. Heating and cooling of cities is considered as the main causes of air pollution and the greenhouse effect. Sinopec Green Energy is described as the largest and fastest growing company in the world engaged in geothermal energy, the main indicators of the company. Considered geothermal sources, the use of geothermal energy, the use of geothermal energy for heat supply, for heating the area, geothermal energy is considered as energy without borders. The market for geothermal power plants is described, a geothermal power supply scheme is given, and the power supply of areas in Northern Europe is considered. Considered the power supply areas in China, heating networks in Reykjavik, the device of a high-temperature geothermal well. The costs of drilling a high-temperature well are identified, experience in drilling operations in China is given, the Icelandic multi-stage model is considered, operating geothermal reservoirs, and the renewability of the geothermal source is shown.

Исландия – геотермальная энергия

Исландская усадьба, 1920

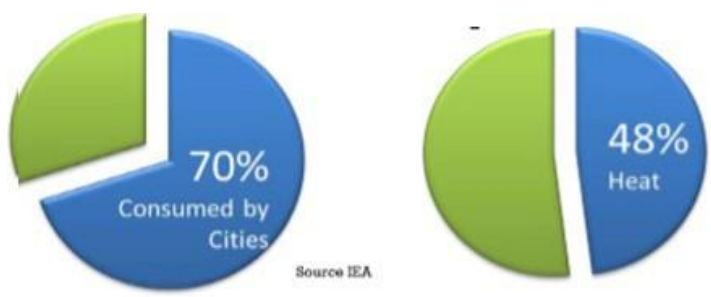
Исландия была бедной страной третьего мира до 70 лет назад • Непосредственное использование геотермального тепла – это один из основных факторов нашего перехода в 20й век!

Обогрев &охлаждение городов и загрязнение воздуха

Обогрев и охлаждение городов – это главные причины загрязнения воздуха и парникового эффекта.

• 70% мировой энергетики потребляется городами
• 60% населения Земли будут жить в городах к 2030 году
• Около 50% всей вырабатываемой энергии используется для обогрева и охлаждения.

Мировое потребление энергии

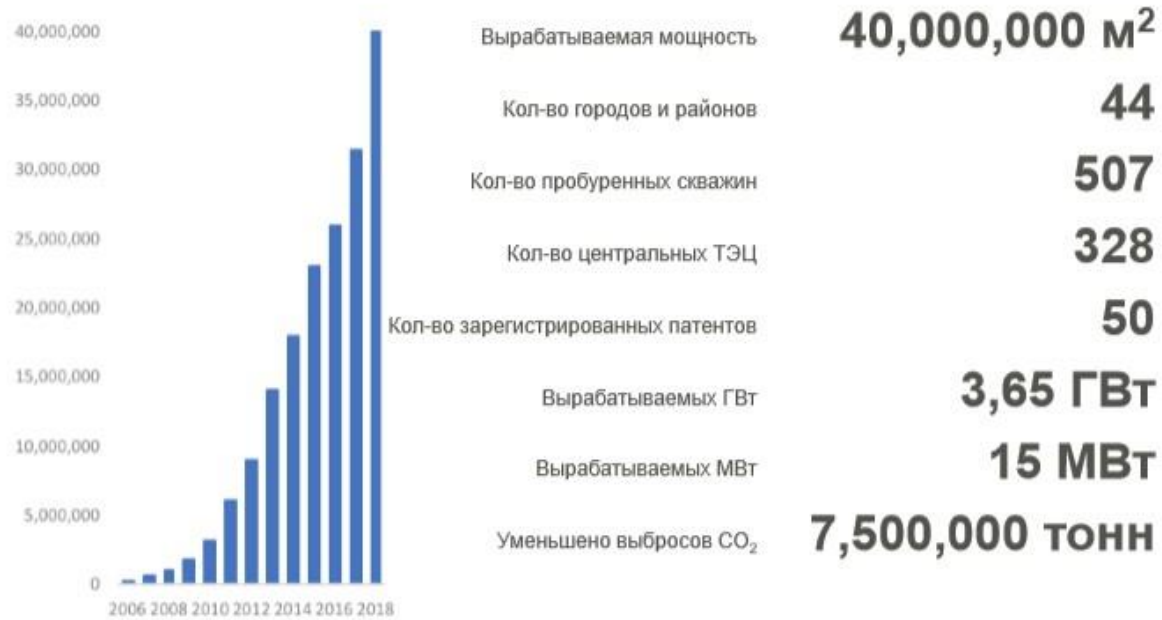


Arctic Green Energy в Китае

Sinopec Green Energy
• СП междуArctic Green Energy и Sinopec
• Учреждено в 2006, прибыльно с 2009
• Крупнейшая и быстрорастущая компания в мире, занимающаяся геотермальной энергетикой
• Создала первый город без смога в Китае, заменив 95% потребления угля

• Имеет права на самые прибыльные активы в Китае
• Владеет важными патентами в данной отрасли
• Продает вырабатываемую энергию ниже цены на уголь
• Готовиться к IPO (первичное публичное размещение акций).

Arctic Green Energy & Sinopec в Китае



Геотермальные источники

• Сухие нагретые породы – безводные, пока без коммерческого использования
• Парогидротермальные системы – пар поступает в турбины
• Гидротермальные системы – вода поступает в скважины и частично испаряется
• Циркулирующая вода — температура 100 — 200°C
• Циркулирующая вода – температура ниже 100°C
• Наземные источники – энергия грунта/ грунт является постоянным источником энергии.

Использование геотермальной энергетики

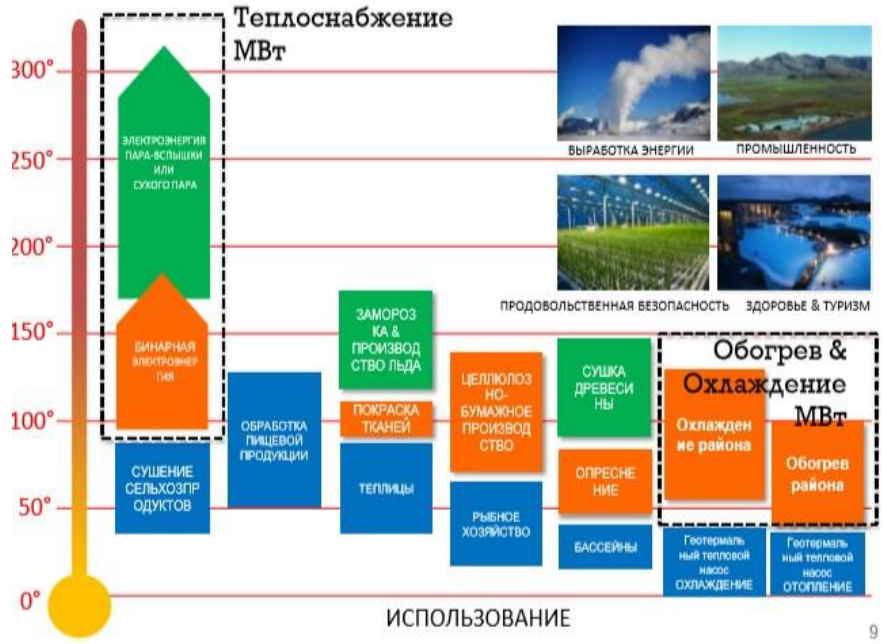
Выработка электроэнергии: Паровой цикл; Бинарный (двухконтурный) цикл

Прямое использование: Отопление; Сельское хозяйство; Рыбное хозяйство; Спа/бальнеология; Сушение сельхозпродуктов

От скважины к конечному результату: Процесс; Составляющие; Ценность; Энергия ; Эксэргия (доля тепловой энергии, которую можно превратить в работу).

Все вышеперечисленные элементы одинаково важны, от геотермальной скважины до обогревающих батарей в здании, и все они должны быть спроектированы с особой тщательностью -- и это включает в себя инженерные сети и батареи!!

Как мы можем использовать геотермальную энергию?



Теплоснабжение

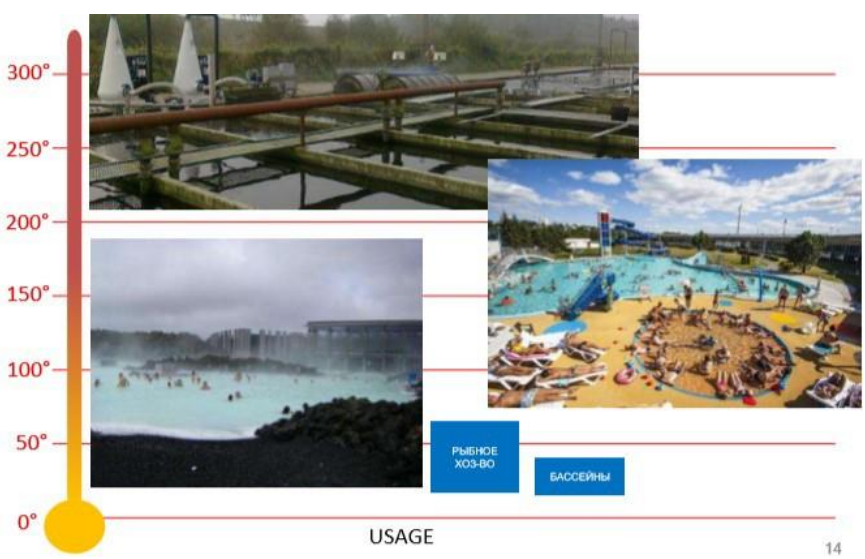
Pamukören 1&2, Турция

- 4 энергоблока
- Органический цикл Ренкина
- Рабочая жидкость н-бутан
- Каждый блок 25 МВт
- Температура на дне геотермального источника 170-180°C
- Кондиционирование

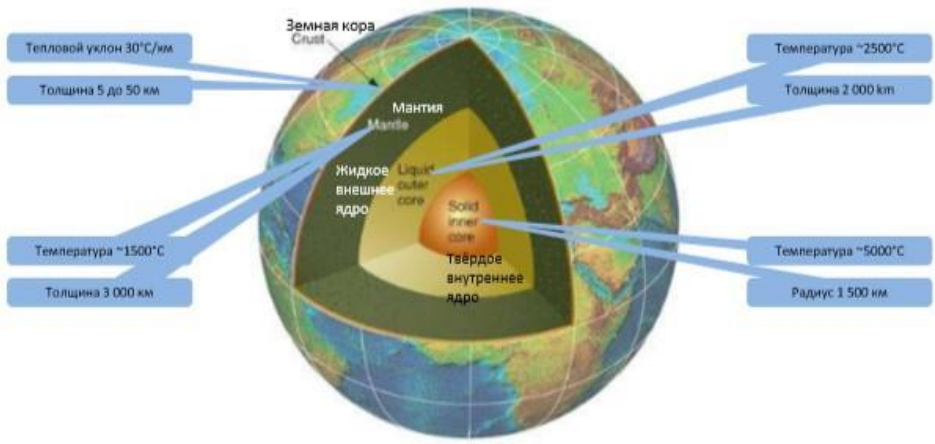
Обогрев района

Как мы можем использовать геотермальную энергию?

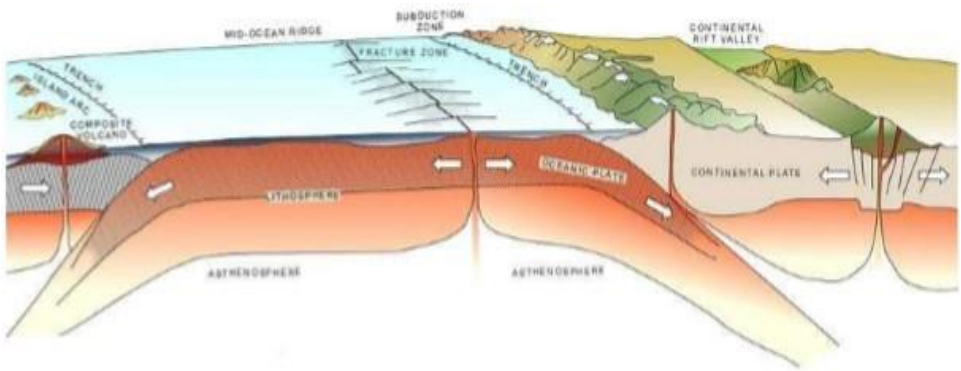
Как мы можем использовать геотермальную энергию?



Геотермальная энергия – энергия без границ



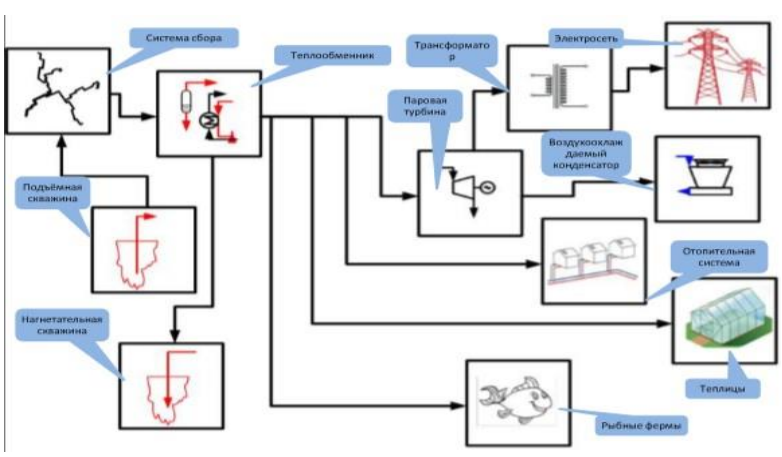
Тектоника



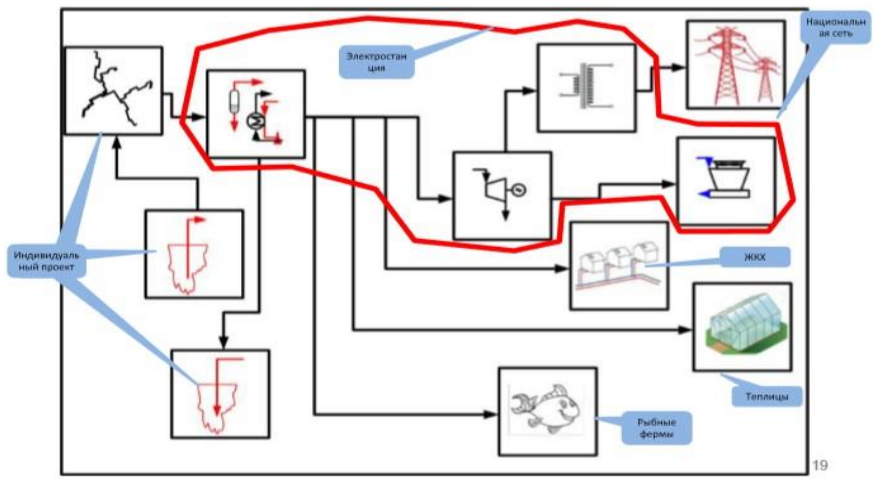
Рынок для геотермальных электростанций

Существует возможность для электростанции
Рынок сбыта находится достаточно близко к станции
– Электричество является основным продуктом
Где доступ к сети?
Достаточно ли высока цена на электричество?
– Отопление района может осуществляться с помощью тепла, которое электростанция не использует
- Есть рядом город?
- Кто согласен хорошо заплатить за тепло?

Схема геотермального энергоснабжения



“Под ключ“?



Энергоснабжение районов в Северной Европе

Геотермальная энергия используется для теплоснабжения и горячей воды

Горячая вода во время летнего периода единственная нагрузка для энергоснабжения

В таких случаях, потери теплосети аналогичны количеству энергии, подаваемой потребителям для производства горячей воды

Минимальная температура для производства водопроводной воды это 60°C, для устранения попадания бактерий группы “Legionella”. Таким образом, должна соблюдаться высокая температура.

Батареи (иногда небольшого размера) широко распространены, и требуют высокой температуры нагревания.

Энергоснабжение районов в Китае

Теплосеть работает только для отопления

Тепло для водопроводной воды от газа или электричества

– => поэтому, здесь нет ограничения по температуре ниже 60°C, так как отсутствует опасность попадания бактерий группы “Legionella”

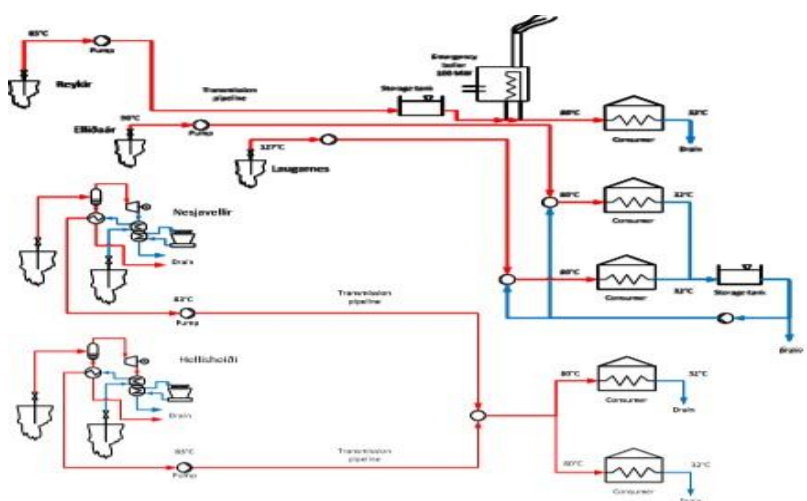
Во время летнего периода теплосеть не работает

– => Нет тепловых потерь во время летнего периода

Для отопления пола нужна низкая температура

– => при наличии данного фактора китайские теплосети прекрасно подходят для геотермальной или биоэнергии.

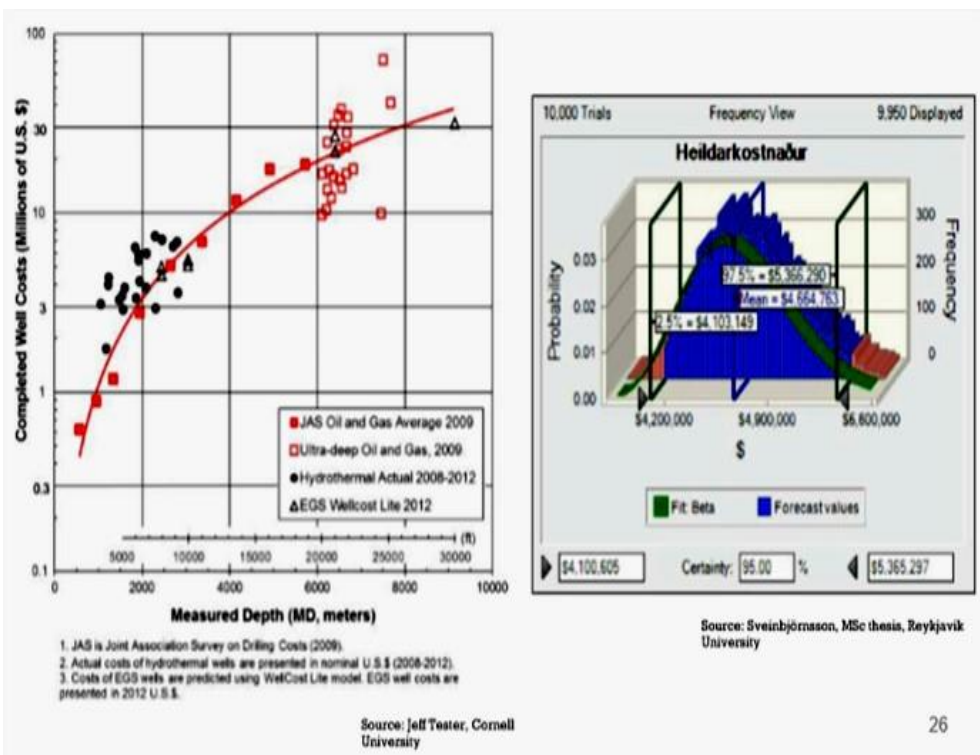
Тепловые сети в Рейкьявике



Рейкьявик

Устье скважины

Расходы на бурение высокотемпературной скважины



Опыт буровых работ в Китае

• Скважина с низкой температурой
• Известняковые породы
• Достижение успешного результата почти 100%
• Расходы на бурение составляют только 10% от буровых работ для высокотемпературных скважин в Исландии!!
• Большая вероятность, что параметры в Казахстане аналогичны или приближенны к китайским

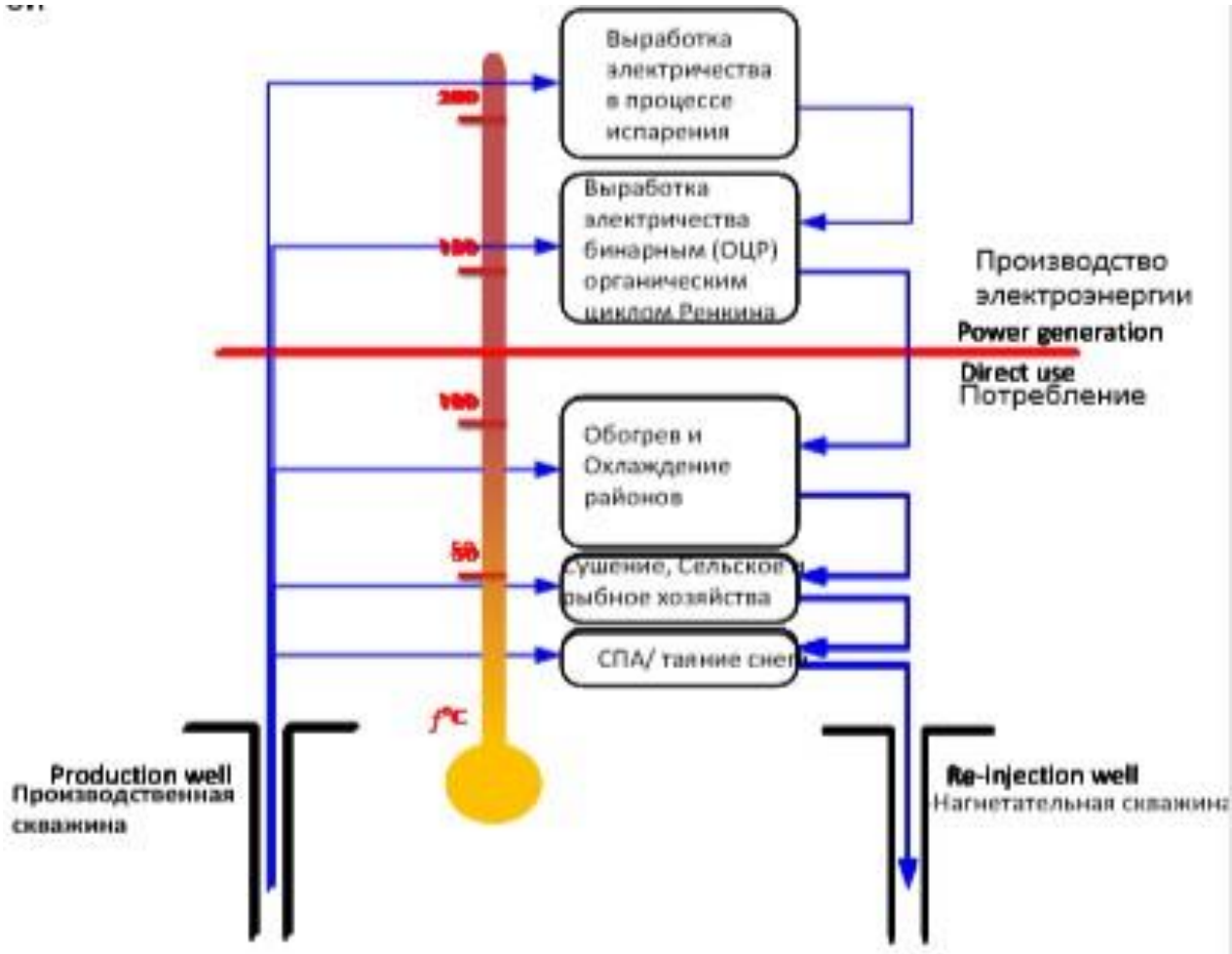
Трубопровод Hellisheidi

20 км протяжённость
900 мм диаметр
1450 кг/с скорость движения
2250 кг/с
w/10 бар давление насоса

Будущее

Комбинированный метод использования нескольких энергоресурсов Геотермальная энергия может стать важной частью решения большинства энергетических потребностей в качестве базовой энергии.

Исландская многоэтапная модель



Геотермальная энергетика возобновляема

Используется естественная энергия, содержащаяся в недрах земли

Отработанный пар сбрасывается в атмосферу

Вырабатывается больше энергии, чем потребляется

Такой тепловой поток более интенсивен вдоль границ тектонических пластин и «горячих точек»

Современная технология дает экономическую выгоду только в тех случаях, когда вода в пласте является теплоносителем.

Эксплуатационные геотермальные резервуары

***Факты о геотермальном резервуаре*:**

– Находится в стабильном режиме до начала эксплуатации

– Стабильность меняется при вводе в эксплуатацию

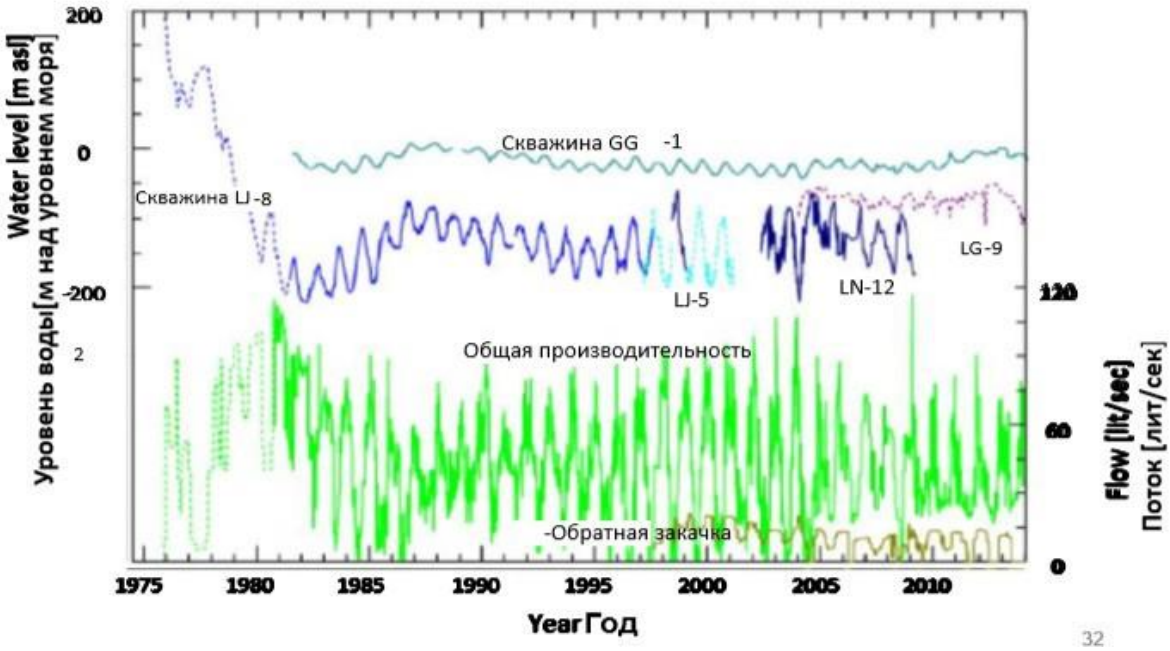
Новые параметры:

– Пониженный уровень воды в источнике

– Скорее всего, более низкая температура

– Возможно изменение химического состава

Возобновляемость геотермального источника



Проблема

Обширные загрязнения, урон окружающей среде, ухудшающееся здоровье населения.

Решение

Обогрев и охлаждение районов городов геотермальной энергией, с комбинированным использованием других видов ВИЭ.

7.2 Содействие Группы Всемирного банка вопросам развития геотермальных ресурсов в Казахстане

Мицунори Мотохаши главный специалист по энергетике
Представительства ВБ в РК.
998711202415; mmotohashi@worldbank.org

Обоснована необходимость развития геотермальной энергетики, рассмотрены ее преимущества и проблемные вопросы. Приведены типовые этапы развития, типовые риски и издержки на каждом этапе развития проекта. Изучена температура геотермальных вод и возможности ее использование, рассмотрены вопросы содействия Группы Всемирного банка (ГВБ) в области геотермальной энергии по всему миру, содействия ГВБ вопросам развития геотермальных ресурсов в Казахстане.

The necessity of the development of geothermal energy has been substantiated, its advantages and problematic issues have been considered. The typical stages of development, typical risks and costs at each stage of project development are given. The temperature of geothermal waters and the possibilities of its use were studied, the issues of assistance of the World Bank Group (WBG) in the field of geothermal energy throughout the world, assistance of the WBG to the development of geothermal resources in Kazakhstan were considered.

Зачем развивать геотермальную энергетику? За и против.

Преимущества

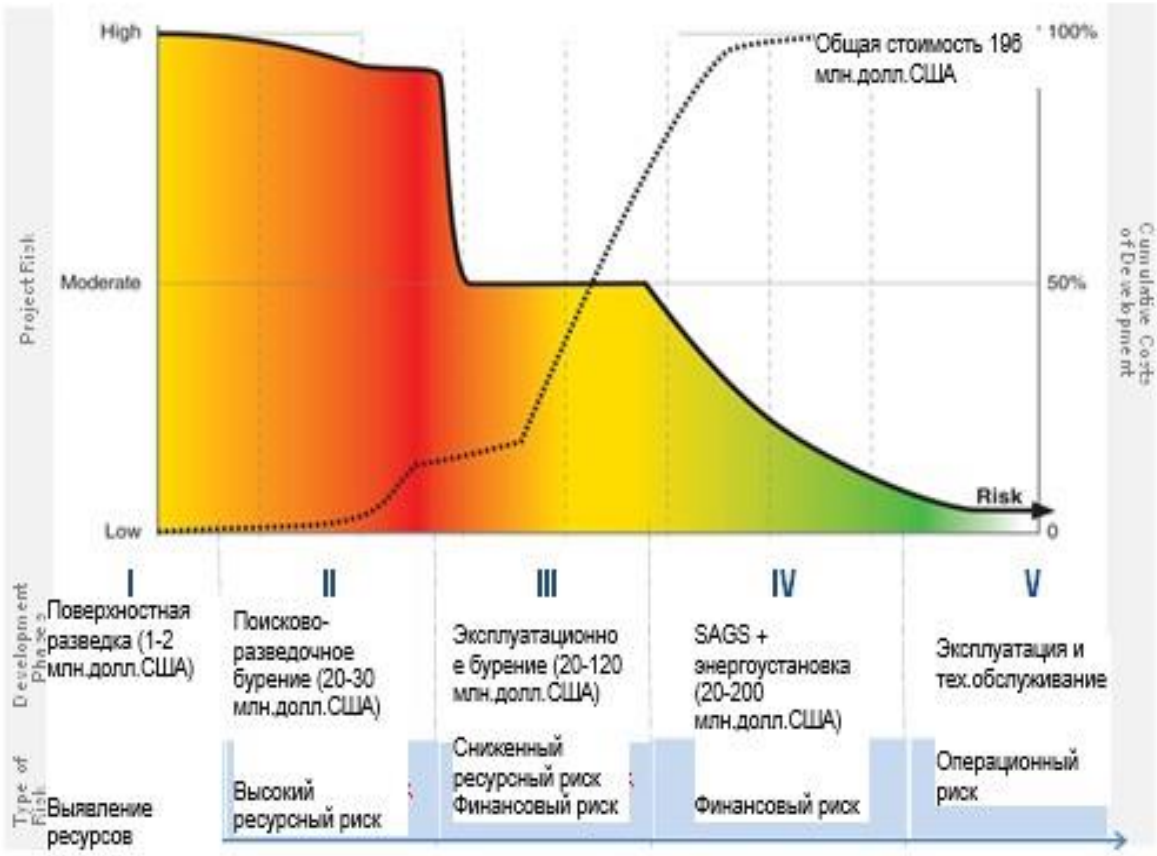
- Возобновляемая энергия
- Низкий уровень выбросов CO^2
- Небольшая потребность в земельных ресурсах
- Стабильная базовая нагрузка
- Относительно низкая себестоимость за кВтч
- Доказанная/ зрелая технология

Вызовы

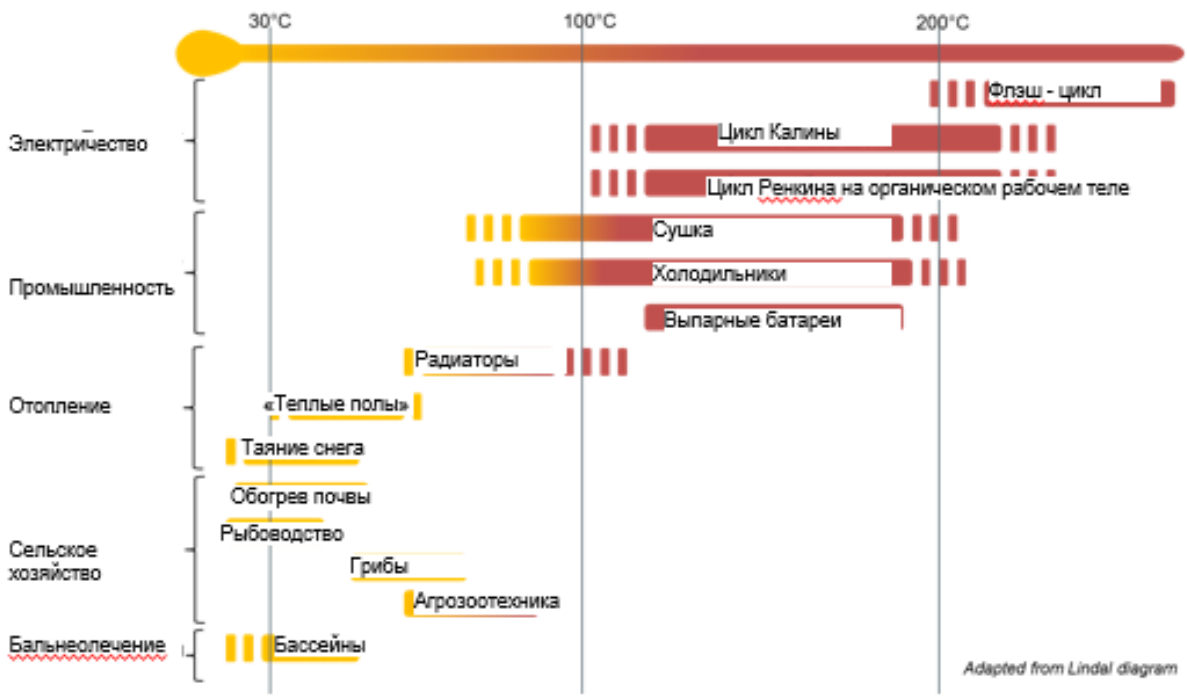
- Ресурсы могут исчерпаться
- Наличие сероводорода (H_2S) и даже CO_2 в некоторых водоносных горизонтах
- Высокий ресурсный риск, высокая инвестиционная стоимость и длительный цикл развития проектов
- Сложный мониторинг и тех.обслуживание

Типовые этапы развития

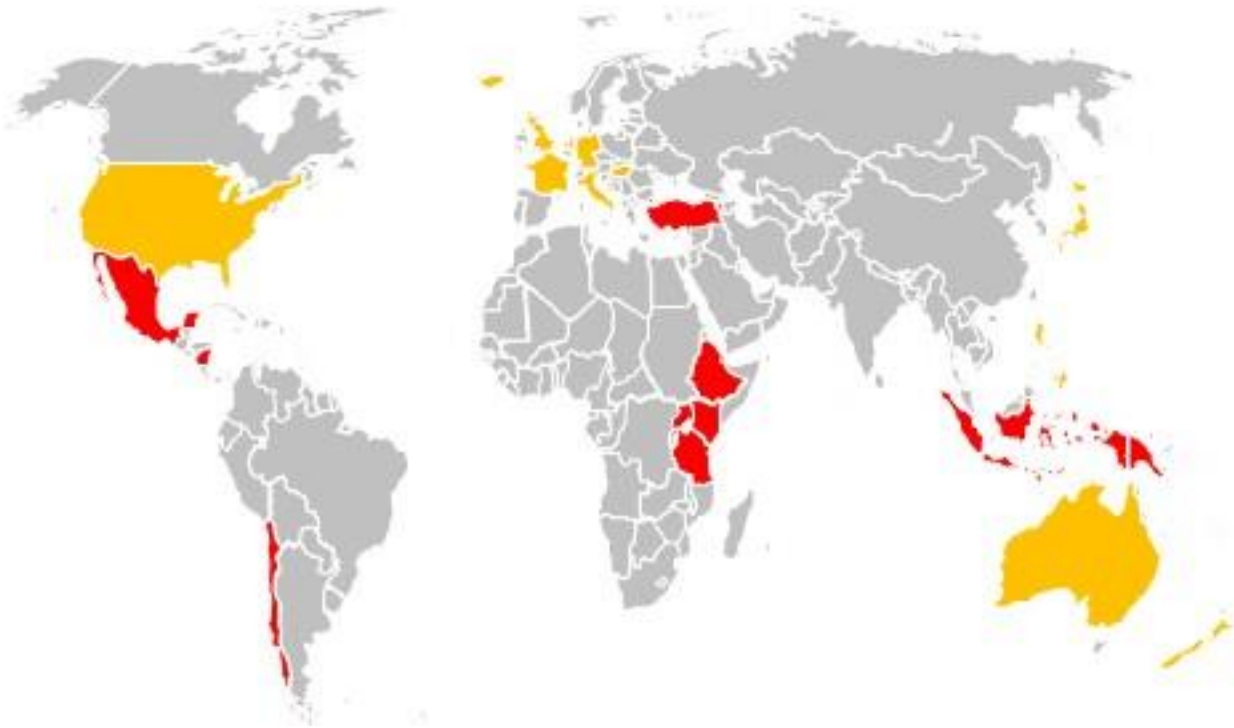
Типовые риски и издержки на каждом этапе развития проекта



Температура геотермальных вод и потенциальное использование



Содействие Группы Всемирного банка (ГВБ) в области геотермальной энергии по всему миру



Содействие ГВБ развитию геотермального потенциала в Казахстане

Предварительный обзор геотермальных ресурсов в Казахстане

Основные цели:

- Рассмотрение имеющейся информации о геотермальных ресурсах в Казахстане (в основном по Илийскому бассейну);
- Оценка технически и экономически выгодных методов применения;
- Предоставление Правительству Республики Казахстан рекомендаций по возможному широкому использованию геотермальных ресурсов в соответствующих случаях в будущем.

Ожидаемые промежуточные результаты:

- Краткое описание геотермальных систем в Казахстане;
- Предварительный анализ технико-экономического обоснования использования геотермальных ресурсов, включая сравнение с текущими отопительными технологиями;
- Определение на высоком уровне любых правовых и нормативных барьеров, которые могут препятствовать использованию геотермальных ресурсов, и рекомендации относительно потенциального стимулирования, которое могло бы способствовать развитию геотермальной;
- Рекомендации для последующих шагов, если ресурсы представят собой интерес, и дальнейшие исследования будут оправданы.

Целевая дата: ноябрь/декабрь 2018 г. (проект Итогового отчета)

7.3 Геотермальные энергетические ресурсы и извлечение редких элементов из рассолов нефтегазовых месторождений

М. К. Абсаметов, Е. Ж. Муртазин, С. М. Кан ТОО «Институт гидрогеологии и геоэкологии им. У. М. Ахмедсафина»
77272 914686; Hydrogeology.kz@mail.ru

Исследованы геотермальные энергетические ресурсы и вопросы извлечение редких элементов из рассолов нефтегазовых месторождений. Рассмотрены естественные запасы подземных термальных вод Казахстана и содержащегося в них тепла, естественные запасы геотермальных нефтегазоносных областей Казахстана. Отмечено, что использование геотермальных вод целесообразно осуществлять в комплексе с освоением ресурсов углеводородного сырья. Исследованы температуры пластовой воды на нефтяных месторождениях, содержания редких элементов в пластовой воде. Приведен химический состав пластовой воды месторождения Асар, используемой при извлечении соединений Li и Mg.

Geothermal energy resources and the extraction of rare elements from brines of oil and gas fields are investigated. The natural reserves of underground thermal waters of Kazakhstan and the heat contained in them, the natural reserves of geothermal oil and gas regions of Kazakhstan are considered. It was noted that the use of geothermal waters is advisable to carry out in conjunction with the development of hydrocarbon resources. The temperatures of the reservoir water in the oil fields, the content of rare elements in the reservoir water were investigated. The chemical composition of formation water from the Asar deposit, used in the extraction of Li and Mg compounds, is given.

Термальные воды представляют собой ценнейшее полезное ископаемое, позволяющее, при сравнительно невысоких затратах, использовать их в качестве постоянного источника энергетических ресурсов, гидроминерального сырья, бальнеологических вод и пр.

Казахстан потенциально богат геотермальными энергетическими ресурсами.

Естественные запасы подземных термальных вод Казахстана и содержащегося в них тепла

Температурная зона	Водоносные комплексы	Глубина залегания (м)	Естественные запасы		
			воды, ($м^3$)	тепла (Ккал)	тепла (тонн условного топлива)
20-40°C	N, f, K, J	200-1000	$4351x10^9$	$137,2x10^{15}$	$19,33x10^9$
40-75°C	N, K, J	2000-3500	$6372,8x10^9$	$358,2x10^{15}$	$42,74x10^9$
75-100°C	K, J	2500-3600	$1826,4x10^9$	$157,2x10^{15}$	$17,05x10^9$
>100°C	K, J	3500-4000	$834,2x10^9$	$118,4x10^{15}$	$9,7x10^9$
И Т О Г О :			$13384,4x10^9$	$771,0x10^{15}$	$88,82x10^9$

Использование геотермальных вод целесообразно осуществлять в комплексе с освоением ресурсов углеводородного сырья.

Как правило, пластовые термальные рассолы сопутствуют месторождениям нефти и газа, и их освоение заметно повысят эффективность инвестиций, вложенных в освоение нефтегазоносных районов.

При этом Республика имеет значительные геотермальные ресурсы приуроченных к месторождениям углеводородов.

Естественные запасы геотермальных нефтегазоносных областей Казахстана

Артезианский бассейн	Термоводоносный комплекс	Естественные запасы гидрогеотермальных ресурсов по температурным зонам: {млрд. ^{3} по воде} {млн. Гкал по теплу} {млн. тонн усл. топлива}			
		40-75°C	75-100°C	>100°C	Всего
Прикаспийский	альб-сеноманский	1538 87670 12524	239 20800 2971	-	1777 108470 15495
	среднеюрский	1227 69920 9988	586 51010 7287	150 15800 2257	1963 136730 19532
	Итого:	2765 157590 22512	825 71810 10258	150 15800 2257	3740 245200 35027
Мангышлак-Устюртская система	меловой	1940 110550 15793	354 30800 4400	69 7560 1080	2363 148910 21273
	юрский	98 5560 794	468 40700 5814	582 91370 13053	1148 137630 19661
	Итого:	2038 116110 16587	822 71500 10214	651 98930 14133	3511 286540 40934

Температуры пластовой воды на нефтяных месторождениях

Нефтегазоносная провинция	Месторож-дение	Геологиче-ский индекс пласта	Интер-вал, м	Температура пластовой воды, ^{0}C
Прикаспийская	Макат	J	51,5 – 376	13
		P-T	516 – 526	27
	Тенгиз	C	4054 – 4081	105; 150
	Тортай	C_{2-3}	2896,9–256,7	93
	Ростошинское	C_1	4676	102
Северо-Кавказско-Мангышлакская	Южный Жетыбай	J	1940 – 2100	85 — 112
	Асар	J	1570 – 2270	70 — 90
	Ракушечное	J_2 — T	-	127 — 163
	Придорожное	T	3387	135
	Каражанбас северный	J_2	548 — 659	29 — 31

При этом в рассолах имеются ценные химические компоненты, например, йод, бром, литий, стронций и эти воды могут рассматриваются как весьма ценный минеральный ресурс.

Содержание редких элементов в пластовой воде

Нефтегазоносная провинция	Месторождение	Геологический индекс пласта	Интервал, м	Содержание редких элементов в воде
Прикаспийская	Каратюбе, скв. 11-Г	P_2	2000-2025	Li, Br
	Кенкияк, скв.102	P_1	3674-3716	Li, B, J
	Токаревское	P_1	2565-2590 2944-2995 3294-3949	Li, Br, Sr, Rb, J
	Западное Тепловское, Скв. 9	P_1	_	Li, Br, B, J
	Жанажол, Скв. 26	C_2	2000	Li, Br, B, J
Северо-Кавказско-Мангышлакская	Южный Жетыбай, Скв. 400	J	1940 — 2100	Li, Sr, K
	Бектурлы, скв. 107	J	2360-2780	Sr, Li, K
	Асар, скв. 309	J	1570-2279	Li, Sr, K
	Ракушечное	T	-	Br

По данным этих исследований были выбраны три перспективные площади:

- *месторождение Асар*, скважина №309. Содержание лития – 11,6 мг/л, стронция – 963 мг/л, брома – 417,41 мг/л, калия – 1029 мг/л;

- *месторождение Бектурлы*, скважина №107. Содержание лития – 13,6 мг/л, стронция – 873 мг/л;

- *месторождение Южный Жетыбай*, скважина №400. Содержание лития – 12,0 мг/л, стронция – 778 мг/л, где были отобраны технологические пробы для опытного извлечения редких элементов.

Химический состав пластовой воды месторождения Асар, используемой при извлечении соединений Li и Mg

pH	Минерализация, мг/дм³	Содержание катионов, мг/дм³		Содержание анионов, мг/дм³	
5,94	152 186	натрия	44 000,0	гидрокар-бонаты	213,6
		калия	761,0	хлориды	93 517,8
		кальция	11 322,6	сульфаты	9,9
		магния	2 188,8	фториды	1,29
		аммония	106,0		
		железа	37,5		
		лития	14,6		

При этом разработана технологическая схема извлечения лития из попутных пластовых вод месторождения Асар. Извлечение карбоната лития и оксида магния проводилось методом сорбции в несколько этапов. В результате переработки 438 л пластовой воды было получено 14, 4 г. карбоната лития и 2 кг гидроксида магния. Выход карбоната лития из расчета содержания металла в пластовой воде составил 65%.

Разработанную технологическую схему характеризуют простота и надежность стадий, доступность сырья, экономичность, применение стандартного оборудования, получение товарных продуктов высокого качества.

Заключение

Полученные результаты позволяют разработать мобильную установку по переработке пластовой воды и извлечению из нее редких элементов непосредственно на нефтяном месторождении.

Промышленное освоение уникальных пластовых рассолов целесообразно осуществлять в комплексе с освоением ресурсов углеводородного сырья. Добыча и переработка рассолов, благодаря быстрой окупаемости капитальных вложений и высокой рентабельности производства, могут стать дополнительным источником инвестиций в освоении месторождений нефти и газа.

7.4 Термальные воды Южного Казахстана и пилотный проект извлечения геотермальной энергии Карадалинского месторождения

М. К. Абсаметов, Е. Ж. Муртазин, С. М. Кан ТОО «Институт гидрогеологии и геоэкологии им. У. М. Ахмедсафина»
+77272 914686; Hydrogeology.kz@mail.ru

Исследованы термальные воды Южного Казахстана и пилотный проект извлечения геотермальной энергии Карадалинского месторождения, отмечается богатство Казахстана геотермальными ресурсами. Приведена карта геотермальных вод Казахстана. Приведены оценочные естественные запасы геотермальных вод (>40ºС), а также распределение термальных подземных вод в пределах артезианских бассейнов и термальные подземные воды Арысского артезианского бассейна, термальные подземные воды Алматинского артезианского бассейна, термальные подземные воды Жаркентского артезианского бассейна. Приведена геотермическая карта Карадалинского месторождения термальных вод, определены объем капиталовложений в строительство электрогенерирующего блока мощностью 265 кВт, объем капиталовложений в строительство теплового блока мощностью 3,7 МВт.

The thermal waters of South Kazakhstan and a pilot project for extracting geothermal energy from the Karadalinskoye field are explored, and Kazakhstan's wealth is marked by geothermal resources. The map of geothermal waters of Kazakhstan. The estimated natural reserves of geothermal waters (> 40 ° C), as well as the distribution of thermal groundwater within the artesian basins and thermal subsurface waters of the Arys artesian basin, thermal subsurface waters of the Almaty artesian basin, thermal subsurface waters of the Zharkent artesian basin are presented. A geothermal map of the Karadala thermal water field is given, the amount of capital investment in the construction of an electricity generating unit with a capacity of 265 kW, the volume of capital investment in the construction of a heat unit with a capacity of 3.7 MW is determined.

По данным Всемирного Геотермального конгресса (WGC2010) отмечается быстрый рост использования геотермальной энергии. Геотермальные ресурсы разведаны в 80 странах мира и в 60 из них активно используются. Наибольший прогресс в этой области достигнут в США (2 946 МВт), на Филиппинах (2 031,8 МВт), в Мексике (953 МВт), Индонезии (807 МВт), Италии (810,5 МВт), Японии (560 МВт), Новой Зеландии, Исландии. Причем только на создание новых технологий в этих странах за последние 20 лет израсходовано около 2 млрд долларов США. США, Филиппины и Индонезия — бесспорные лидеры, за ними следуют Мексика и Италия. Эти страны производят 77% всего геотермального электричества в мире.

Казахстан также потенциально богат геотермальными ресурсами. Естественные запасы гидрогеотермальных ресурсов Казахстана с температурой от 40ºС до более 100ºС оцениваются в 10275 млрд м³ по воде и в 680 млрд Гкал по теплу, что эквивалентно 97 млрд т.у.т. (тонна условного топлива) или 2,8 млрд ТДж (Табл. 1), что сопоставимо с ресурсами традиционных топливных источников тепла. Для сравнения: прогнозные запасы углеводородного сырья Казахстана составляют около 12 млрд тонн нефти и конденсата (17,2 млрд т.у.т.) и около 6-8 трлн. куб. метров газа (7-9,2 млрд т.у.т.). Общие геологические запасы и прогнозные ресурсы угля в республике оцениваются в 150 млрд тонн (101,0 млрд т.у.т.).

Наиболее перспективными на извлечение теплоэнергетических подземных вод с минерализацией до 3 г/дм^3 с температурой до 70-100°С являются артезианские бассейны Южного Казахстана (табл. 2).

Таблица 1 - Распределение термальных подземных вод в пределах артезианских бассейнов.

Артезианские бассейны	Количество выявленных проявлений термальных вод				
	Всего	В том числе с температурой на устье скважины			
		20-50°С	50-75°С	75-100°С	>100°С
Илийский	47	35	6	5	1
Сырдарьинский	81	55	24	2	-
Шу-Сарысуйский	30	28	2	-	-
ИТОГО:	158	118	32	7	1

Таблица 2 — Оценочные естественные запасы геотермальных вод (>40ºС)

Бассейны	Геол. индекс водовме-щающих отложе-ний	Преобла-дающая темп.,ºС	Площади, тыс.км²		Естественные запасы вод, 10^9км^3		Естественные запасы тепла, 10^{12} Мкал	
			общая	менее 10 г/л	общие	менее 10 г/л	Об-щие-	менее 10 г/л
Прикаспий-ский	К (меловой)	40-75	342	35	1538	140	87,7	7,0
		75-100	32	–	230	–	20,8	–
Мангистау-Устюртский	К	40-75	144	29	1940	145	110,7	7,6
		75-100	35	–	354	–	30,8	–
		> 100	7	–	69	–	7,6	–
Южно-Торгайский	К	40-50	6	–	45	–	3,0	–
Восточно-Аральско-Сырдарьинский	$К_2$	40-75	88	80	103	97	58,5	22,0
	$К_1$	40-100	162	112	369	112	21,0	7,6
Шу-Сарысуский	N	40-75	5	2	35	9	2,3	1,6
	К	40-75	2	–	37	–	59	–
Прииртышский	$К_{1-2}$	40-45	8	8	65	65	6,5	6,5
Илийский	PN	40-75	12	11	134	123	6,5	5,8
	К	40-100	8	8	90	85	6,8	6,0
		> 100	1	1	2	1	0,5	0,4
	T J	40-100	6	5	60	50	4,2	4,0
		> 100	5	3	58	35	5,3	3,2
Алаколь-ский	КР	40-55	3	2	18	15	1,8	1,0
Зайсанский	КР	40-50	4	3	21	17	2,1	1,5
Всего		40-55	21	13	149	97	13,4	9,0
		40-75	601	165	3852	579	978,1	52,5
		40-100	176	125	519	247	32,0	17,6
		75-100	67	–	584	–	51,6	–
		> 100	13	4	129	36	13,4	3,6
Итого			878	307	5233	959	388,5	82,7

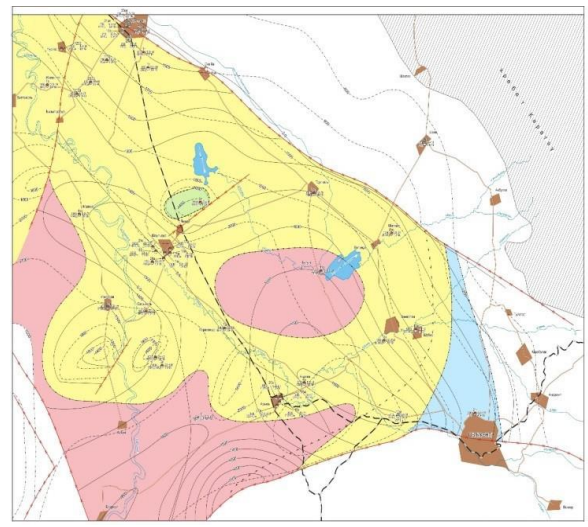
Термальные подземные воды Арысского артезианского бассейна

Арысский артезианский бассейн расположен в пределах Южно-Казахстанской области.

В его разрезе термальные воды приурочены к меловым термоводоносным комплексам. Глубина вскрытия термальных вод достигает до 2000 м, минерализация их не выше 3 г/дм^3.

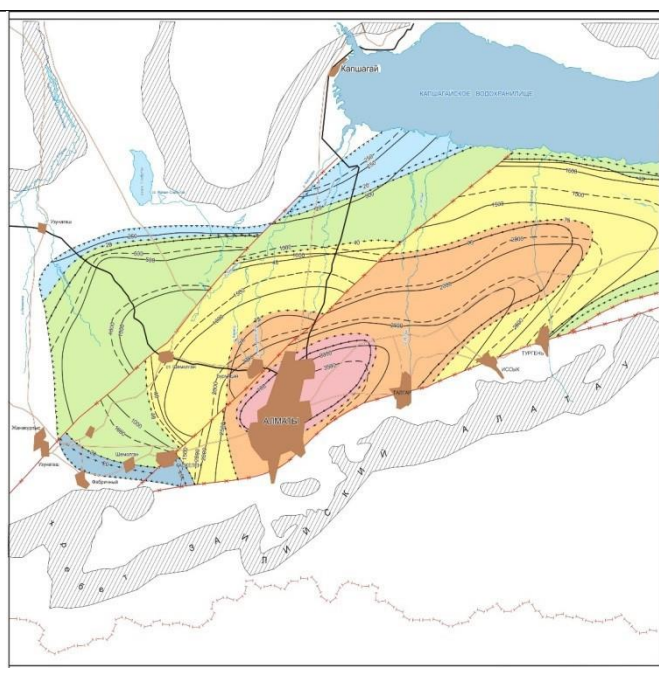
Производительность эксплуатационных скважин до 2000 м^3/сут.

Потенциальные запасы термальных вод при фонтанной эксплуатации оценены в 171 тыс. м^3/сут по воде и 2,1 млн Гкал/год по теплу (0,3 млн ТУТ/год), а при насосной эксплуатации — 4748 тыс. м^3/сут по воде и 41,6 млн Гкал/год по теплу (5,9 млн ТУТ/год).



Гидрогеотермическая карта сеноманского горизонта Арысского бассейна

Термальные подземные воды Алматинского артезианского бассейна



Гидрогеотермическая карта мелового водоносного горизонта Алматинского бассейна

Алматинский артезианский бассейн занимает западную часть Илийской впадины. В его разрезе вскрыты термоводоносные комплексы, глубины залегания которых в осевой части соответственно до 650 м и 1500-2600 м.

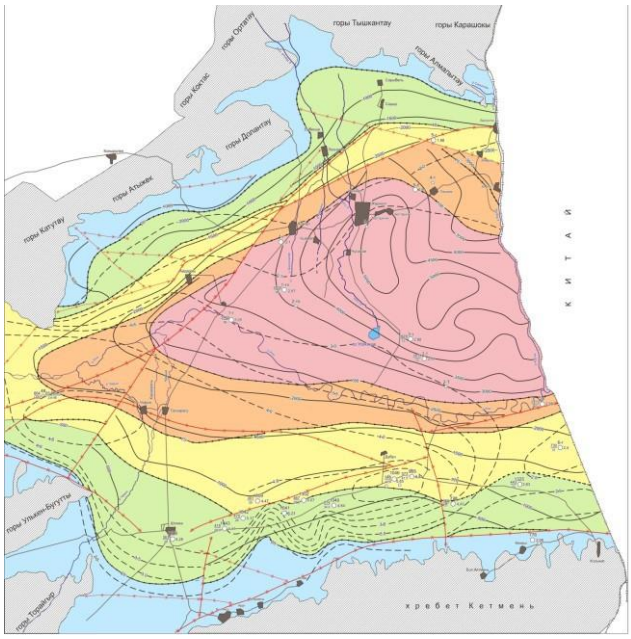
Воды пластовые, напорные. Температура воды на глубине 700-800 м до 40°С, а на глубине до 2600-3000 м - 75-84°С.

Потенциальные запасы термальных вод с температурой 50-75°С неогенового термоводонос-ного комплекса оценены при насосной эксплуатации в 62 тыс. м^3/сут по воде и 518 тыс. Гкал/год по теплу (74 тыс. ТУТ/год).

Термальные подземные воды Жаркентского артезианского бассейна

Жаркентский артезианский бассейн приурочен к одноименной депрессии в восточной части Илийской впадины. Термальные подземные воды здесь связаны с образованиями от мелового до триасового возраста.

Меловой термоводоносный комплекс является наиболее перспективным для эксплуатации. Глубина залегания его кровли увеличивается от предгорий к осевой части впадины от 20–150 до 3300 м и более.



Потенциальные запасы термальных вод с температурой 40-120°С при фонтанной эксплуатации оценены в 51 тыс. м^3/сут по воде и 927 тыс. Гкал/год по теплу (132 тыс. ТУТ/год), а при насосной эксплуатации — 206 тыс. м^3/сут по воде и 3,4 млн Гкал/год по теплу (485 тыс. ТУТ/год).

В центральной части бассейна по двум эксплуатационным участкам (Приилийский и Усекский) оперативные эксплуатационные запасы термоминеральных вод утверждены в количестве 4500 м^3/сут.

Под пилотный проект предлагается наиболее перспективное Карадалинское месторождение, расположенное в Алматинской области, занимающее юго-восточную часть Илийского артезианского бассейна.

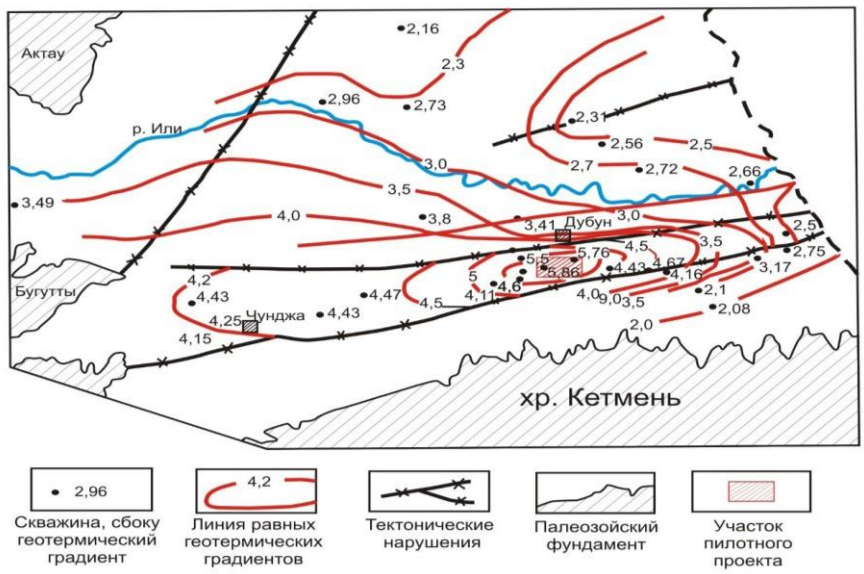
В пределах Карадалинской площади термальные воды получили развитие как в отложениях осадочного чехла, так и в породах палеозойского фундамента.

В осадочном чехле Чунджа-Дубунского поднятия развиты подземные термальные воды пластово-порового типа. Среди, в основном, непроницаемой толщи пород здесь выделяются два водоносных комплекса — илийской свиты средне-верхнеплиоценовых (Nil) и верхнемеловых отложений (K_2).

Подземные воды открытой трещиноватости палеозойских (пермских) отложений. Водовмещающие отложения представлены преимущественно конгломератами, порфиритами, туфами, туфопесчаниками, туфоконгломератами и туфогравелитами. Обводненность этих отложений связана с зонами открытой и тектонической трещиноватости. Глубина проникновения вод в зоне тектонических разломов составляет до 6 км.

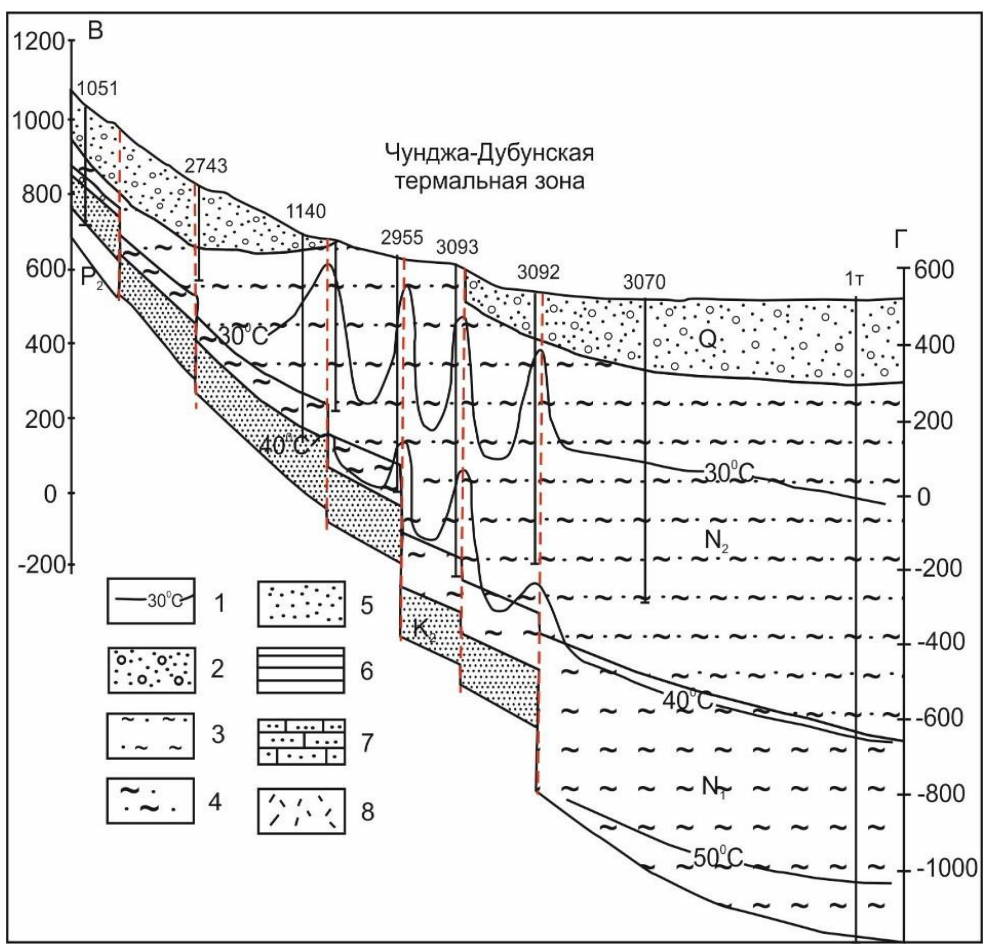
В центральной части (куполе) термоаномалии, в районе п.Дубун, величины геотермического градиента имеют максимальные для всей структуры значения, достигая 5,8-6,6 ^{0}С/100м.

Геотермическая карта Карадалинского месторождения термальных вод



Результаты гидрохимических и изотопных анализов показали, что воды геотермальных источников метеорного происхождения циркулируют по глубинным разломам, скорость водообмена высокая. На глубине происходит смешение этих вод с водами, поднимающимися с глубины. Расчетная температура подземных резервуаров порядка 132-158ºС на глубинах 2000-2500 м в зоне палеозойских отложений.

Использование таких вод позволит производить электроэнергию с помощью ГеоТЭС по прямой и бинарным схемам.



Примером экономической составляющей использования термальных вод является предварительное технико-экономическое обоснование геотермальной станции «Жаркент» (Панфиловский район, Алматинской области), которое было выполнено компанией Verkis (Исландия) на базе термальной скважины 1РТ (табл. 3, 4, 5).

Параметры: глубина скв. – 2885 м, расход на самоизливе 42,2 дм3/с при избыточном давлении 123,3 м, температура воды на самоизливе 92-96°С.

По оценкам, расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание составляют 10 000 дол. США в год.

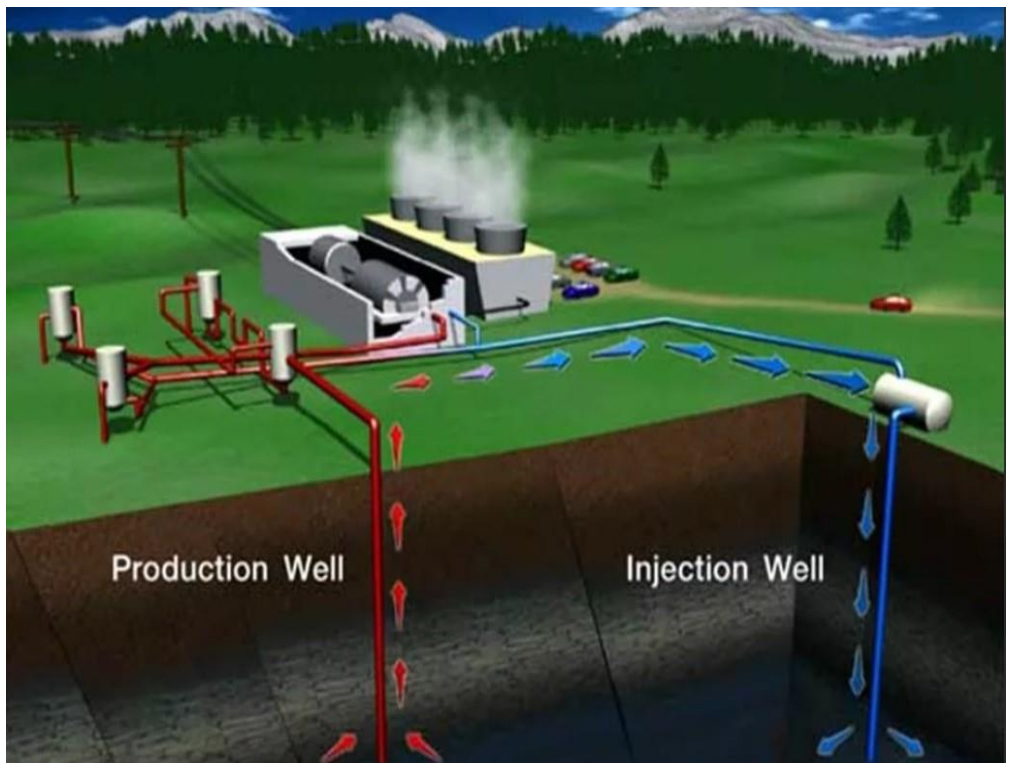


Таблица 3 — Объем капиталовложений в строительство электрогенерирующего блока мощностью 265 кВт

Наименование	Стоимость ($ USD)	за 1 кВт ($ USD)	%
Подготовка скважины	10.000	38	1%
Система подачи горячей воды	20 000	75	1.9%
Система подачи охлаждающей воды	60 000	226	5.8%
Электрическая часть	30 000	113	2.9%
Общестроительная часть (фундаменты, конструкции и инженерные системы)	120 000	453	11.5%
Электроэнергетическая установка	550 000	2 075	52.6%
Стоимость строительства электростанции	790 000	2 981	75.7%
Проектирование, авторский надзор, пусконаладка (10%)	79 000	3 279	7.6%
Резерв на непредвиденные расходы (20%)	173 800	656	16.7%
Общая стоимость электростанции	1 042 800	3 935	100%

Таблица 4 — Объем капиталовложений в строительство теплового блока мощностью 3,7 МВт

Наименование	Стоимость ($ USD)	За 1 кВт	%
Блок теплообменника	45 000	-	25.3%
Общестроительные работы	50 000	-	28.1%
Установка, трубопроводы, подключения, мг/л и система управления	40 000	-	22.4%
Общая стоимость установки водонагревающей установки	135 000	-	75.8%
Проектирование, авторский надзор, пусконаладка 4(10%)	13 500	-	7.6%
Резерв на непредвиденные расходы (20%)	29 700	-	16.7%
Общая стоимость установки	178 200	-	100%

Таблица 5 — Объем капиталовложений в строительство теплового генерирующего блока мощностью 8,7 МВт

Наименование	Стоимость ($ USD)	за 1 кВт	%
Система подачи горячей воды	30 000	-	8.8%
Блок теплообменника	150 000	-	44.2%
Общестроительные работы	35 000	-	14.7%
Установка, трубопроводы, подключения, задвижки и система управления	27 000	-	8.0%
Общая стоимость водонагревающей утилизационной установки	257 000	-	75.8%
Проектирование, авторский надзор, пусконаладка (10%)	25 700	-	7.6%
Резерв на непредвиденные расходы (20%)	56 540	-	16.7%
Общая стоимость установки	339 240	-	100%

8. ПЕРСПЕКТИВЫ И ПОТЕНЦИАЛ РАЗВИТИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РЕСПУБЛИКЕ КАЗАХСТАН

8.1 Разработка технологии топочных устройств котельных агрегатов для сжигания высокозольных углей пласта №3 Экибастузского месторождения и обедненного угля/отходов обогащения угля

Д. Ж. Токмурзин **PhD студент Школы инженерии Назарбаев Университет**
70-60-16; dtokmurzin@nu.edu.kz

Дано описание проекта разработка технологии топочных устройств котельных агрегатов для сжигания высокозольных углей пласта №3 Экибастузского месторождения и обедненного угля/отходов обогащения угля. Рассмотрены основные цели проекта, основные этапы его выполнения, вопросы создания отраслевой научно-исследовательской лаборатории. Приведена принципиальная технологическая схема КС-ЦКС, проанализирован потенциал развития лаборатории.

A description of the project is given to the development of technology for the combustion devices of boiler units for the combustion of high-ash coal from reservoir No. 3 of the Ekibastuz deposit and depleted coal / coal enrichment waste. The main objectives of the project, the main stages of its implementation, issues of creating an industry research laboratory are considered. The principal technological scheme of the CS-CKS is given, the potential for the development of the laboratory is analyzed..

Основные цели проекта

- Разработка технологии для сжигания углей третьего пласта зольностью до 50% (средняя A^{dry}=47%, W^{A}=5%);
- Разработка технологии для сжигания отходов обогащения угля зольностью до 70%;
- Экспериментальное обоснование применения технологий кипящего слоя (КС) и циркулирующего кипящего слоя (ЦКС);
- Создание научно-исследовательской лаборатории с комбинированной установкой КС и ЦКС на базе АОО Назарбаев Университета;
- Разработка мер по минимизации влияния на окружающую среду

Мотивация проекта

- Низкая стоимость добычи угля пласта №3, вскрышные работы по добыче уже осуществлены за счет добычи углей пластов №1 и №2
- В настоящий момент ведутся работы по внедрению технологии обогащения угля на предприятиях АО «Самрук-Энерго». В результате сепарации остается так называемые отходы обогащения, уголь с зольностью более 50%.
- Необходимо изучение возможности использования технологии кипящего слоя (далее — КС) и циркулирующего кипящего слоя (далее — ЦКС) для сжигания и газификации высокозольного угля.
- Технологии КС и ЦКС позволяют сократить отрицательное воздействие угольной энергетики на окружающую среду.
- Кипящий слой является так называемой «Enabling Technology» для чистых угольных технологий химического цикла (Chemical Looping Cycle).

Этапы проекта

1-й год

- Расчет, разработка и создание экспериментальной установки
- Создание лаборатории «Чистых угольных технологий»

2-й год

- Проведение экспериментальной работы на базе лаборатории

- Создание модели процесса горения в КС и ЦКС

3-й год

- Анализ экспериментальной работы с целью разработки предложений по внедрению технологии
- Моделирование топки котельного агрегата КС или ЦКС

Создание отраслевой научно-исследовательской лаборатории

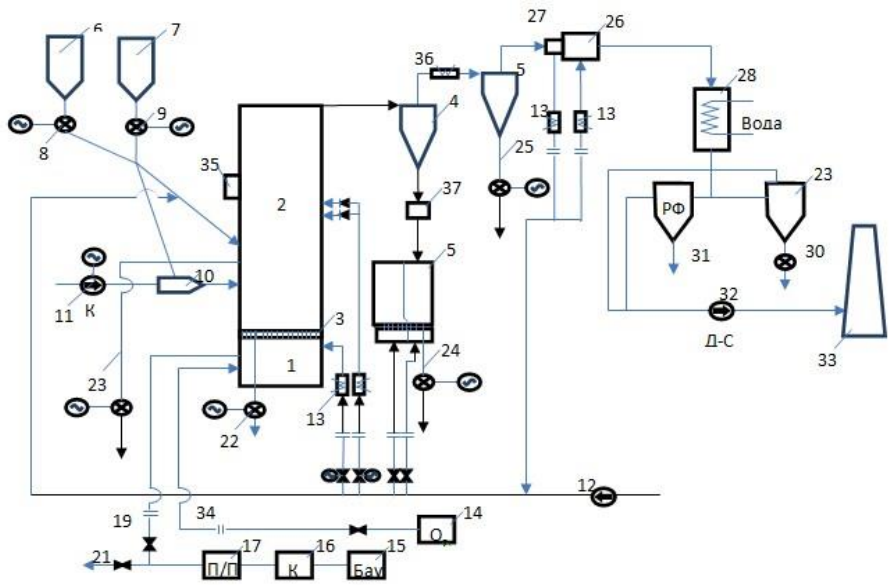
Основные результаты проекта (1-й год)

В лаборатории созданы следующие экспериментальный установки:

Д ейству щи е у ста н овки

- Лабораторная установка газификатор-пиролизер с циркулирующим кипящим слоем (ГП-ЦКС);
- Комбинированная лабораторная установка для сжигания твердого топлива в пузырьком и циркулирующем кипящим слоем (КС-ЦКС) Проектируемыеустановки
- Лабораторная установки со сверхадиабатической газификацией отходов углеобогащения (САГ);
- Изотермическая (холодная) установка ИУ-ЦКС;

Принципиальная технологическая схема КС-ЦКС



Фотографии установки КС-ЦКС

Потенциал развития лаборатории

- Разработка технологии утилизации твердых бытовых отходов путем совместного сжигания с углем в установках кипящего слоя
- Разработка технологий химических циклов окисления высокозольного угля для сепарации углекислого газа
- Разработка малоэмиссионных горелок для пылеугольных котлов.

8.2 Новые технологии и высокоэффективное энергосберегающее оборудование

Н. С. Нурушев производственная компания ТОО «Центр технологии насосов»
7-727-334-19-67; 77012261101; 2261101@mail.ru

Рассмотрены новые технологии и высокоэффективное энергосберегающее оборудование. Дана справка о новых технологиях и продукции компании «Центр новых технологий»: поршневой насос высокого давления; насос для перекачки нефти; переключающийся реактивный. Электродвигатель, высокоэффективный энергосберегающий насос для перекачки нефти модели HDK. Проведено сравнение преимуществ и недостатков новых видов продукции, сравнение эксплуатации на нефтяных станках-качалках переключающегося реактивного электродвигателя с другими типами электродвигателе. Проведен анализ энергосбережения и экономической эффективности, рассмотрены примеры использования новых видов продукции.

New technologies and highly efficient energy saving equipment were considered. A certificate of new technologies and products of the Center for New Technologies company is given: high-pressure piston pump; oil pump; switching reactive. Electric motor, highly efficient energy-saving pump for pumping oil model HDK. A comparison of the advantages and disadvantages of new types of products, a comparison of operation on oil pumping units of a switching jet engine with other types of electric motor. The analysis of energy saving and economic efficiency, reviewed examples of the use of new products.

1. Краткая справка об ТОО «СП «Центр технологии насосов»
2. Справка о новых технологиях и продукции.
1) Поршневой насос высокого давления.
2) Насос для перекачки нефти.
3) Переключающийся реактивный. электродвигатель.
3. Использование продукции в КНР, сравнение преимуществ и недостатков новых видов продукции.
4. Анализ энергосбережения и экономической эффективности.
5. Примеры использования.
6. Отчеты об испытаниях, проводимых заказчиками.
7. Важные инструкции президента РК. Н. А. Назарбаева по модернизации новых технологий и энергосберегающего оборудования.

1. Краткая справка об ТОО «СП «Центр Технологии Насосов»

ТОО «Центр Технологии Насосов» является Казахстанским производственным предприятием, расположенным в г. Алматы.

«Центр Технологии Насосов» является производственным предприятием, располагающим обширными возможностями по проектированию, разработке и исследованиям новых технологий и видов продукции. Основные виды продукции компании включают нефтепроводные насосы для перекачки нефти, поршневые насосы высокого давления, фановые насосы для городских сточных вод, насосы для сельскохозяйственной ирригации, переключающиеся реактивные электродвигатели и др., все они относятся к высокоэффективным энергосберегающим видам оборудования и по своим техническим показателям соответствуют передовому международному уровню.

«ЦентрТехнологииНасосов» создал отношения долгосрочного технологического партнерства с Китайским университетом в Цзянсу, и Пекинским университет авиации и космонавтики.

ЦентрТехнологииНасосов располагает обширными технологическими возможностями, системой предоставления всесторонних услуг, группой профессионалов для оказания послепродажного обслуживания, гарантирует клиентам надежную и безопасную эксплуатацию всего поставляемого оборудования.

2. Справка о новых технологиях и продукции

1. Поршневой насос высокого давления модели LP

Поршневой насос высокого давления модели LP состоит из пяти основных узлов — приводной части, гидравлической части, передаточного механизма, электродвигателя и устройства инверторного управления.

На выпускной трубе поршневого насоса высокого давления смонтированы выполняющие защитную роль предохранительный сливной клапан и износостойкий виброустойчивый манометр.

Монтаж всего агрегата осуществляется а монолитной металлической раме (подвижной или стационарной). Агрегат спроектирован в виде симметричной горизонтальной и вертикальной конструкции, с обеих сторон есть входные и выходные отверстия, что облегчает процесс монтажа.

Конструкция поршневого насоса высокого давления является компактной, отличается небольшими габаритами, имеет небольшой вес, проста в использовании, удобна для проведения технического обслуживания и ремонта, имеет плавный ход работы, надежна, высокоэффективна и др.

2. Высокоэффективный энергосберегающий насос для перекачки нефти модели HDK

1. Сфера применения продукции: используется для перекачивания жидкостей в технологических процессах нефтяной и химической промышленности, водоснабжения, ирригации и водного хозяйства, на электростанциях, нагревательных установках трубопроводных сетей ТЭС.

2. Особенности новых технологий, использованных в насосах: новые материалы, новая конструкция, высокая эффективность и энергосбережение. Производится в соответствии с 8-ой редакцией стандарта API610.

3. Конструкция:

* Корпус насоса имеет осевые разъемы, после вскрытия верхнего кожуха можно проводить проверку всех комплектующих и уплотнения, всасывающая трубка и отверстие расположены на нижней части корпуса, для снятия всего ротора не требуется проводить демонтаж труб, что экономит время в процессе проведения технического обслуживания и понижает стоимость эксплуатации.

* Большой диаметр уменьшает скорость потока и понижает уровень шума, позволяет агрегату и трубам работать в режиме повышенной нагрузки.

* Габариты герметичной полости отвечают требованиям стандарта API682, возможна установка одинарного торцевого уплотнения, двухстороннего торцевого уплотнения и уплотнения тандемом, стандартным является консолидированное уплотнение.

* Возможна поставка дополнительных устройств автоматического контроля температуры, расхода жидкости, давления, вибрации и др.

* Продукция поставляется в широком ассортименте с большим диапазоном выбора возможных эксплуатационных характеристик, имеет хорошие противокавитационные свойства, высокоэффективна, имеет высокие показатели по энергосбережению.

3. Переключающийся реактивный электродвигатель модели SRD

<u>Самое современное в мире новое поколение промышленных интеллектуальных электроприводныхсистем:</u>

Система регулирования скоростей переключающегося реактивного электродвигателя (сокращенно "SRD") отличается простой конструкцией, низкой себестоимостью производства, высокой эффективностью, отменным регулированием скоростей и гибкой управляемостью. Переключающийся реактивный электродвигатель в значительной степени отличается от обычных электродвигателей, интеллектуальная электроприводная система имеет широкие перспективы специализированного практического применения.

Принцип новых технологий и новой конструкции:

Конструкция состоит из двух основных частей — устройства управления и переключающегося реактивного электродвигателя. Устройство управления состоит из интегрированного

микропроцессора, крупномасштабной интегральной схемы (LSI) и электрического электронного устройства питания.

Выдающиеся показатели высокой эффективности и энергосбережения:

1) Интеллектуальная эффективность: микрокомпьютерное управление, системная эффективность достигает 85-95%;

2) Экологическая безопасность и энергосбережение: успешно разрешена проблема традиционных электродвигателей "рослый конь тянет маленькую тележку", энергосбережение на 20-50% более эффективно, чем у трехфазных асинхронных электродвигателей;

3) Низкий пусковой ток, высокий пусковой момент: пусковой ток составляет 30% от номинального тока, ток холостого хода составляет не более 2% от номинального тока, крутящий момент в 3-5 раз превышает номинальный; возможны многократный запуск и остановка агрегата, прямое и обратное вращение, частота прямого и обратного вращения может достигать 1000 раз в час;

4) Высокий коэффициент мощности: коэффициент мощности при холостом ходе и полной нагрузке достигает показателя в 0,95 и выше, отсутствует необходимость в мягком пуске и компенсации реактивной мощности.

Конструкция и исполнение

Системы регулирования скоростей переключающегося реактивного электродвигателя

Конструкция состоит из двух основных частей — устройства управления и переключающегося реактивного электродвигателя.

Устройство управления состоит из интегрированного микропроцессора, крупномасштабной интегральной схемы (LSI) и электрического электронного устройства питания.

Электродвигатель имеет двойную явно полюсную конструкцию со статором и ротором, ротор изготовлен из наложенных друг на друга кремне стальных листов, не имеет обмотки и постоянного магнита; статор имеет концентрированную обмотку. Число фаз электродвигателя может перепроектироваться в соответствии с реальными потребностями заказчиков.

3. Использование продукции в Р.К., сравнение преимуществ и недостатков новых видов продукции

1. Поршневой насос

Поршневые насосы, которые в настоящее время используются на нефтяных месторождениях РК.

Недостатки: крупные габариты, сложная конструкция, одно рычажная конструкция, низкая эффективность в диапазоне 75-85%, высокая приводная мощность, высокий расход электроэнергии, сложность и высокая себестоимость технического обслуживания и ремонта.

Технологически новые поршневые насосы

Преимущества: небольшие габариты, есть компактная, как трехцилиндровая так и пятицилиндровая конструкция. Высокая эффективность в диапазоне 90-95%, низкая приводная мощность, инверторное управление, значительная экономия электроэнергии, удобство управления, ремонта и обслуживания, низкая эксплуатационная себестоимость.

2. Насос для перекачки нефти

Насосы для перекачки нефти (модели D), которые в настоящее время используются на нефтяных месторождениях РК.

Проблемы при перекачивании сырой нефти:

1. Низкая эффективность: данный тип насосов спроектирован, как центробежные насосы для перекачивания чистых жидкостей, при перекачивании воды эффективность достигает 75%, однако при перекачивании сырой нефти эффективность падает до 20%;

2. Высокий расход электроэнергии: насос комплектуется мощным электродвигателем с высоким расходом электроэнергии;

3. Высокая себестоимость обслуживания: при замене деталей в процессе технического обслуживания необходимо демонтировать электродвигатель и часть насоса, отвечающую за

всасывание и откачивание жидкости, затем демонтировать среднюю часть, лопасти, втулки, вал привода насоса и др., что обуславливает высокую сложность и себестоимость ремонта.

Новая модель и преимущества насоса для перекачки нефти (модели HDK)

Преимущества при перекачивании сырой нефти:

1. Высокая эффективность: данный насос был спроектирован в соответствии с требованиями стандарта API610, использует новые технологии, новые материалы, является высокоэффективным энергосберегающим технологическим насосом для нефтяной и химической промышленности и системной эффективностью на уровне 83%;

2. Низкий расход электроэнергии: насос комплектуется электродвигателем низкой мощности с низким расходом электроэнергии;

3. Низкая себестоимость обслуживания: корпус насоса имеет осевые разъемы, после вскрытия верхнего кожуха можно проводить проверку всех комплектующих и уплотнения, всасывающая трубка и отверстие расположены на нижней части корпуса, для снятия всего ротора не требуется проводить демонтаж труб, что экономит время в процессе проведения технического обслуживания и понижает стоимость эксплуатации.

Сравнение эксплуатации на нефтяных станках-качалках переключающегося реактивного электродвигателя с другими типами электродвигателей

Статьи для сравнения	Электродвигатели серии Y	Переключающиеся реактивные электродвигатели
Номинальная мощность	37 KW	37 KW
Скорость вращения	750 r/min	750 r/min
Метод управления	Прямой пуск	Интеллектуальное управление, связь 485, удаленное управление
Выход активной мощности	7.08 KW	5.30 KW
Коэффициент мощности	0.75	0.98
Комплексное энергосбережение	≥30%	

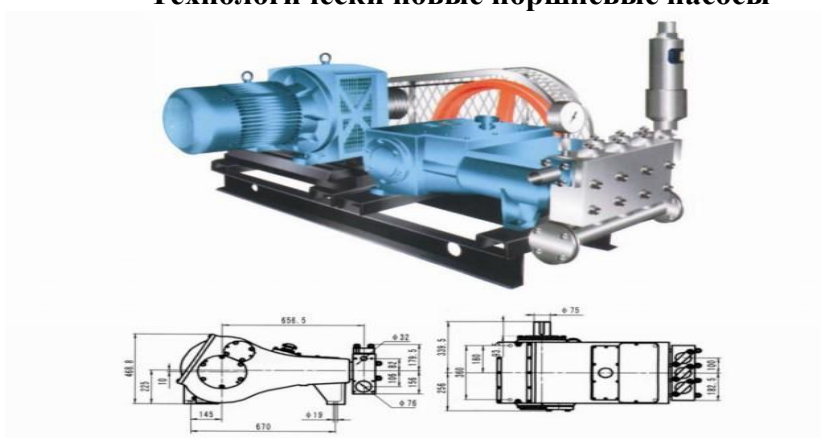
4. Анализ энергосбережения и экономической эффективности

1. С рав н ени е э н ергосберегающих к ачест в п оршн ев ых н асосов

Обычные поршневые насосы

Мощность электродвигателей технологически новых поршневых насосов модели LP по сравнению с обычными поршневыми насосами при одинаковых эксплуатационных условиях и сходных технических характеристиках падает на 45,5%, что приводит к прямой экономии издержек на электроэнергию в размере 2981300 тенге (около 9 тыс. долл. на агрегат).

Технологически новые поршневые насосы



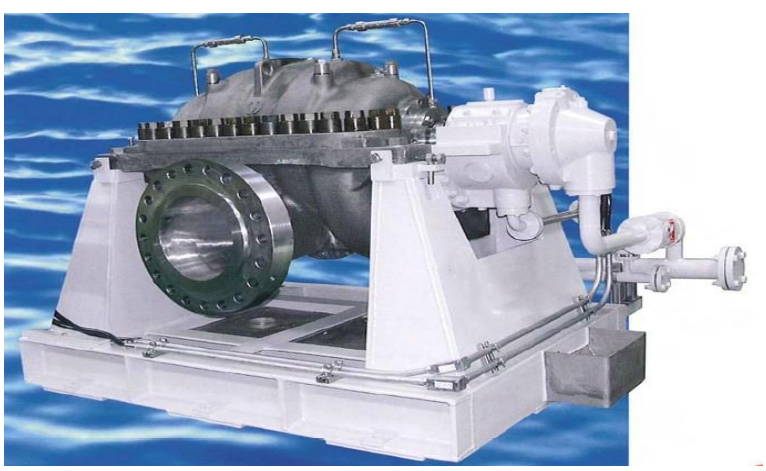
Технические требования: расход 10 m³/h, давление 8 MPa, время эксплуатации 12 ч/д.
Модель насоса: Россия, мощность электродвигателя 55 kw, эффективность насоса 85%, эксплуатация в режиме 12 ч/д.
Расход электроэнергии от мощности: 55 kw x 12 ч = 660 кВт-ч/д.
Ежегодные издержки на электроэнергию: 660 кВт-ч x 20 тенге x 365 д = 4818000 тенге.
Эффективность использования электроэнергии: 48,180,00 тенге x (1-85%) = 722700 тенге.
Комплексные расходы на электроэнергию: 48,180,00 + 722,700 = 5540700 тенге.

Технические требования: расход 10 m³/h, давление 8 MPa, время эксплуатации 12 ч/д.
Модель насоса: 3LP-80, мощность электродвигателя 30 kw, эффективность насоса 95%, эксплуатация в режиме 12 ч/д.
Расход электроэнергии от мощности: 30 kw x 12 ч = 360 кВт-ч/д.
Ежегодные издержки на электроэнергию: 360 кВт-ч x 20 тенге x 365 д = 2628000 тенге.
Эффективность использования электроэнергии: 2628000 тенге x (1-95%) = 131400 тенге.
Комплексные расходы на электроэнергию: 2628000 + 131400 = 2759400 тенге.

Обычные насосы для перекачки нефти (модели D)

Мощность электродвигателей технологически новых насосов для перекачки нефти модели HDK по сравнению с обычными насосами для перекачки нефти (модели D) при одинаковых эксплуатационных условиях и сходных технических характеристиках падает в 2,6 раза, что приводит к прямой экономии издержек на электроэнергию в размере 17.848.500 тенге (около 50 тыс. долл. на агрегат).

Технологически новые насосы для перекачки нефти модели HDK



Технические требования: расход 100 m³/h, давление 1,6 MPa, время эксплуатации 12 ч/д.
Модель насоса: Россия (модель D), мощность электродвигателя 200 kw, эффективность насоса 55%, эксплуатация в режиме 12 ч/д.
Расход электроэнергии от мощности: 200 kw x 12 ч = 2400 кВт-ч/д.
Ежегодные издержки на электроэнергию: 2400 кВт-ч x 20 тенге x 365 д = 17520000 тенге
Эффективность использования электроэнергии: 17520000 тенге x (1-55%) = 7884000 тенге
Комплексные расходы на электроэнергию: 17520000 + 7884000 = 25404000 тенге

Технические требования: расход 100 m³/h, давление 1,6 MPa, время эксплуатации 12 ч/д.
Модель насоса: HDK-100-290, мощность электродвигателя 75 kw, эффективность насоса 85%, эксплуатация в режиме 12 ч/д.
Расход электроэнергии от мощности: 75 kw x 12 ч = 900 кВт-ч/д.
Ежегодные издержки на электроэнергию: 900 кВт-ч x 20 тенге x 365 д = 6570000 тенге
Эффективность использования электроэнергии: 6570000 тенге x (1-85%) = 985500 тенге
Комплексные расходы на электроэнергию: 6570000 + 985500 = 7555500 тенге

Сравнение энергосберегающих качеств трехфазных асинхронных электродвигателей серии Y и переключающихся реактивных электродвигателей модели SRD

Электродвигатель модели Y

Экономия электроэнергии технологически нового переключающегося реактивного электродвигателя модели SRD по сравнению с трехфазным асинхронным электродвигателем серии Y при одинаковых эксплуатационных условиях и сходных технических характеристиках составляет:

1. При неблагоприятных рабочих условиях: 1740 USD;
2. При обычных рабочих условиях: 435 USD;
3. Комплексный показатель экономии расходов на электроэнергию: 21.750.000 USD.

Система регулирования скоростей переключающегося реактивного электродвигателя модели SRD

При использовании 5000 станков-качалок на условном нефтяном месторождении необходимы 5000 электродвигателей, активная мощность каждого электродвигателя составляет 30 kw, ежегодный расход электроэнергии и расходы на электроэнергию будут выглядеть следующим образом:
Количество станков-качалок: 5000 шт.
Количество электродвигателей: 5000 шт.
Ежегодный расход электроэнергии: 5000 х 30 kw = 150000 кВт-ч х 24 ч х 365 д = : 1.314.000.000 кВт-ч
Ежегодные издержки на электроэнергию: 1.314.000.000 кВт-ч х 20 тенге = 26.280.000.000 тенге (около 77 млн USD)

Чем более неблагоприятны рабочие условия эксплуатации переключающихся реактивных электродвигателей, тем более заметно их превосходство по экономии электроэнергии. Ниже приведено описание двух ситуаций — для скважин с густой нефтью и скважин с обычной нефтью, при этом их общее соотношение устанавливается на уровне 1 к 1.
1. Экономия электроэнергии для скважин с густой нефтью составляет 45%, общая сумма сэкономленной электроэнергии за год составляет 1.314.000.000 кВт-ч х 50% х 45% = 296 млн кВт-ч.
Ежегодные расходы на электроэнергию составляют: 296 млн кВт-ч х 20 тенге = 5.920.000.000 тенге (около 17,4 млн долл.)
2. Экономия электроэнергии для скважин с обычной нефтью составляет 25%, ежегодные расходы на электроэнергию составляют: 296 млн кВт-ч х 20 тенге х 25% = 1.480.000.000 тенге (около 4,35 млн долл.)

5. Примеры использования

Первоначально на нефтяном станке-качалке использовался электродвигатель с повышенным скольжением с расходом электроэнергии 180-310 кВт-ч /д.

После его замены на переключающийся реактивный электродвигатель мощностью 45 kw экономия электроэнергии составила 92,2 кВт-ч/д или более 30%.

В данном регионе стоимость электроэнергии составляет 0, 85 юаней/кВт-ч, каждый переключающийся реактивный электродвигатель ежедневно в среднем экономил 0,85*92,2=78,37 юаней, с учетом того, что эксплуатация на данном нефтяном месторождении велась 330 дней в году, каждый переключающийся реактивный электродвигатель позволил в среднем сэкономить 78,37*330=25862 юаней в год.

Пример 1: Месторождение Шэнли

Пример 2: месторождение Шэнли

Пример 3: Месторождение Хуабэй

Пример 4: Месторождение Хуабэй

Пример 5: месторождение Дацин

Пример 6: месторождение Ляохэ

Пример 7: месторождение Чжунъюань

Пример 8: месторождение Цзилинь

6. Отчеты об испытаниях, проводимых заказчиками

1. Центр энергосбережения месторождения Шэнли корпорации Синопек: установленная комплексная экономия электроэнергии составляет 20,08%
2. Центр энергосбережения месторождения Ляохэ корпорации Петрочайна: установленная комплексная экономия электроэнергии составляет 33,18%
3. Центр энергосбережения месторождения Чжунъюань корпорации Синопек: установленная комплексная экономия электроэнергии составляет 33,8%

7. Важные инструкции президента РК. Н. А. Назарбаева по модернизации новых технологий и энергосберегающего оборудования.

В ходе рабочего визита в Атырау 23 августа 2018 года президент Н.А.Назарбаев заявил, что Казахстан начнет применять новые методы добычи нефти. Приказ о внедрении новых технологий и модернизации существующих технологий в этой области. Оцифрованное управление предприятиями, повышение производительности труда, снижение ненужных звеньев, снижение затрат на электричество, воду.

Насос для нагнетания воды высокого давления типа LP, нефтяной насос HDK и электродвигатель с магнитной головкой SRD, разработанный и произведенный нашей компанией «Центром Технологии Насосов», являются новейшими технологиями в индустрии насосов и электродвигателей, технологий ведущих в мире, а также являются энергоэффективными и энергосберегающими продуктами. Это соответствует направлению развития новых технологий и энергосбережения.

8.3 Решения CATERPILLAR для повышения надежности и снижения себестоимости энергоснабжения

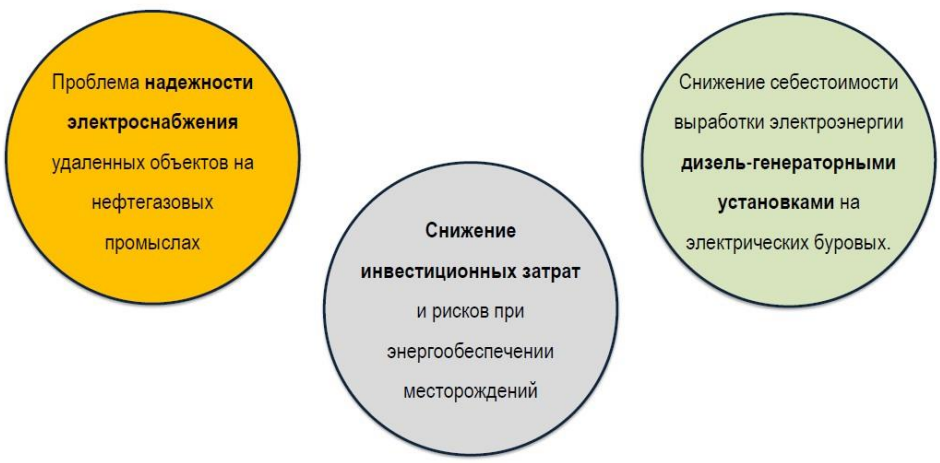
С. В. Чернышов менеджер по ключевым клиентам, «Катерпиллар нефть и газ»

В. Г. Шатровский региональный менеджер, «Катерпиллар нефть и газ»

7 903 677 3778; Chernyshov_Sergey_V@cat.com

Рассмотрены решения компании CATERPILLAR, направленные на повышения надежности и снижения себестоимости энергоснабжения. Описана технология GTUIT для очистки, утилизации попутного газа, рассмотрена система динамического подмешивания газа (DGB) и Интеллектуальная система управления двигателями Cat ® и описан принцип ее работы.

The solutions of CATERPILLAR, aimed at improving the reliability and reducing the cost of energy supply, are considered. GTUIT technology for cleaning and utilization of associated gas is described, the Dynamic Gas Mixing System (DGB) and the Cat ® Intelligent Engine Management System are discussed, and the principle of its operation is described.



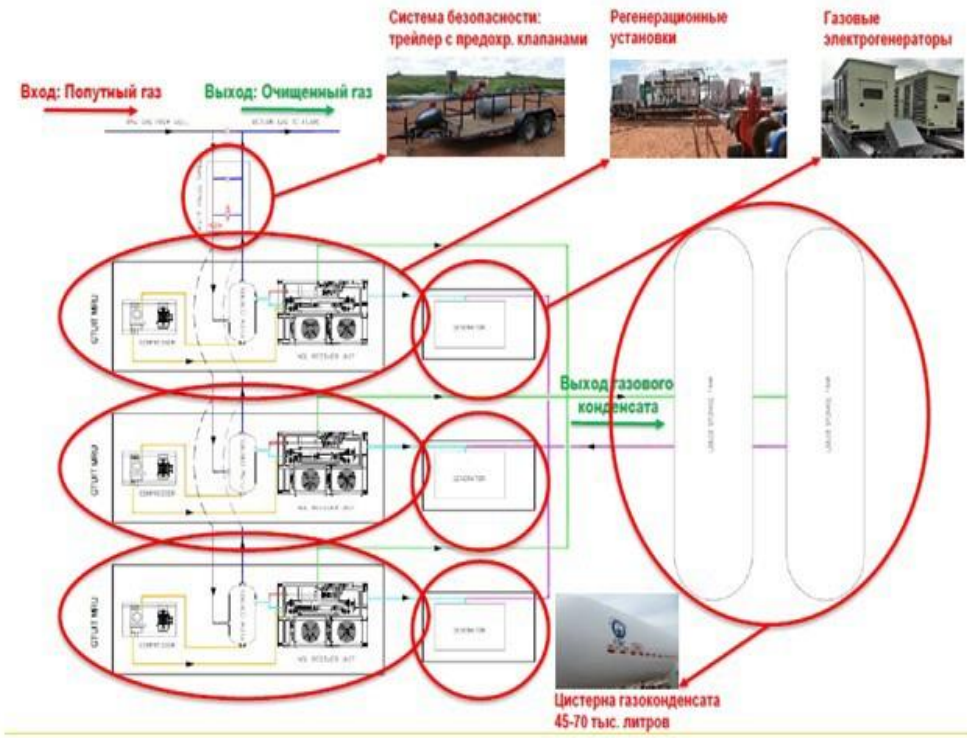
Применение СУГ

Работа газовых генераторов вдали от центрального газопровода
Замена дизельных автономных источников электроэнергии
Реализован пилотный проект 4МВт с утилизацией тепла
Снижение стоимости киловатта на 30-40%
Расход 1МВт на 100% нагрузке ~250м³/час
Двигатели Cat со степенью сжатия 8:1

Аренда

Парк дизельных и газовых электростанций, а также трансформаторов
Арктическое исполнение
Спутниковый мониторинг, локальные серверы
Мобилизация –2 недели
Поставка «под ключ», обслуживание
Финансирование и Лизинг

Технология GTUIT

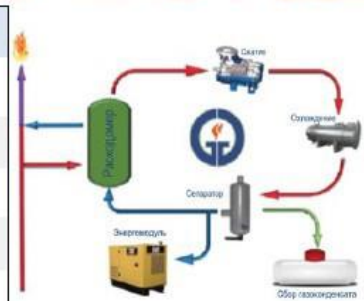


Электростанция на СПГ

Стационарный бак СПГ 20 м3или больше
Модуль испарителя в20’ контейнере
Давление в баке 1-6 бар
Давление на выходе 100-500 мбар
Работа 1.6МВт комплекса(G3516C)в течение 4 дней
Резервная ДГУ
Модуль оператора и/или хозблок

Технология GTUIT
Утилизация попутного газа GTUIT в Северной Дакоте

Компонент	Содержание, %
CO2 + N2 (Углекислый газ и Азот)	5%
C1 (Метан)	52%
C2 (Этан)	22%
C3 (Пропан)	14%
iC4 + nC4 (ИзоБутан + Бутан)	5.4%
iC5 + nC5 (ИзоПентаны + Пентан)	1.3%
C6+ (Бензолы)	0.3%
Высшая теплотворная способность, BTU	1520



Компонент	Извлечение
C2	20-25%
C3	65-75%
C4	85%
C5	97%
C6+	99,5%
Извлечение газового конденсата	60-65 л / 100 м³

Месторасположение	Округ Маккензи, Северная Дакота
Объект	8 скважин с дебетом 60 – 100 тыс. м³ в день
Оборудование GTUIT	100000 м³ (2 x 30000 м³ + 3 x 13000 м³)
Реализовано газоконденсата	2,8 млн. литров
Кол-во переработанного газа	5,2 млн. м³
Выручка (6 мес.)	$581,095

Система динамического подмешивания газа (DGB)

Газ дешевле дизельного топлива
Большое количество газовых месторождений
Растущая инфраструктура сетей газораспределения
Запрет на сжигание попутного газа на факелах
Ужесточение норм экологичности выхлопа.

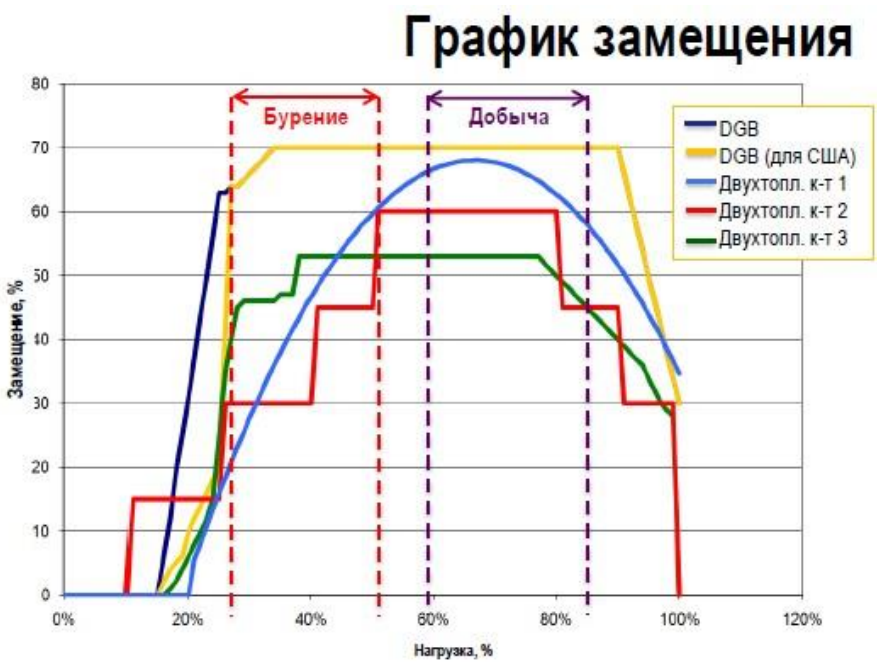


График нагрузок при бурении (типовой)

Нагрузка (%)	Часы работы	Время %
<5	1.05	0.01
5-9	0	0
10-14	2	0.02
15-19	17.95	0.15
20-24	29.2	0.25
25-29	1052	8.95
30-34	2157.2	18.36
35-39	1018.05	8.66
40-44	756.25	6.44
45-49	837.25	7.12
50-54	930.65	7.92
55-59	1085.5	9.24
60-64	1202.3	10.23
65-69	1757.25	14.95
70-74	779.7	6.63
75-79	111.45	0.95
80-84	6.65	0.06
85-89	0.45	0
90-94	0.30	0
95-99	0.75	0.01
>100	6.10	0.05
Total	11752.05	100

50% времени

Характеристики замещения зависят от системы DGB, модели двигателя, нагрузки и свойств газа

Калькулятор окупаемости DGB

https://dgb.cat.com

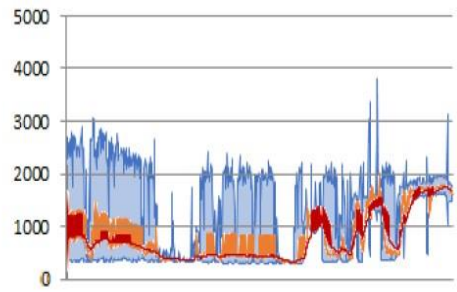
Дизельная электростанция мощностью 1.2МВт

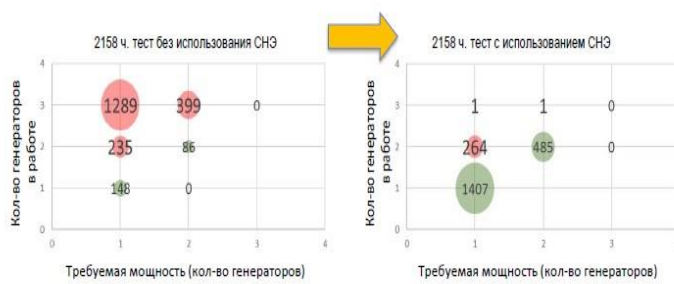
- Расход топлива 200 л/час
- 5000+ моточасов в год
- > 1 миллион литров в год
- 190 тг / $1 за литр
- **195 000 000 тг / $1М в год на топливо!**

Топливо	Общий расход дизельного топлива	
	Бурение (150.8 л/ч, 1200 ч/год)	**Добыча** (185.2 л/ч, 8000 ч/год)
100% ДТ	180,960 л/год	1,481,600 л/год
60% Газ / 40% ДТ	72,384 л/год	592,640 л/год
Экономия на 1 х 1МВт модуль, л / тг	108,576 / 20,6 млн	888,960 / 169 млн

Системы Накопления Энергии — СНЭ

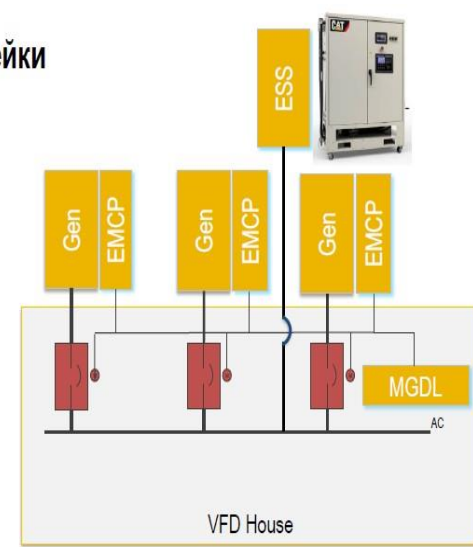
- Нагрузки при бурении – резко-переменные
- Число генераторов для средней нагрузки, а не для пиковых величин
- Сглаживание сбросов и набросов нагрузки





Типичная конфигурация: 3 ДГУ, 3 ячейки
Установка накопителя

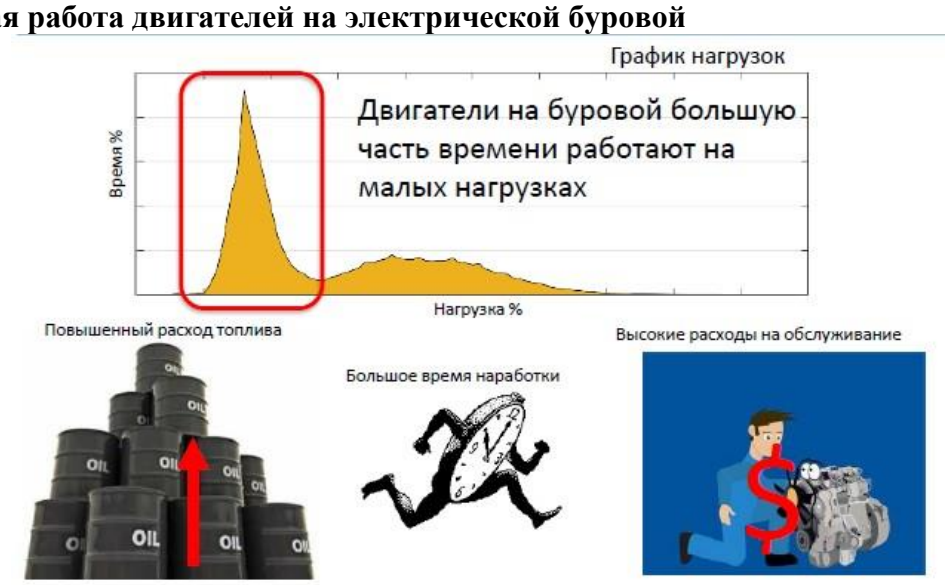
- Система накопления подключается параллельно с генераторами
- Панель EMCP контролирует нагрузку и управляет выключателями
- Максимальная мощность ограничена мощностью распредустройства



KAZENERGY

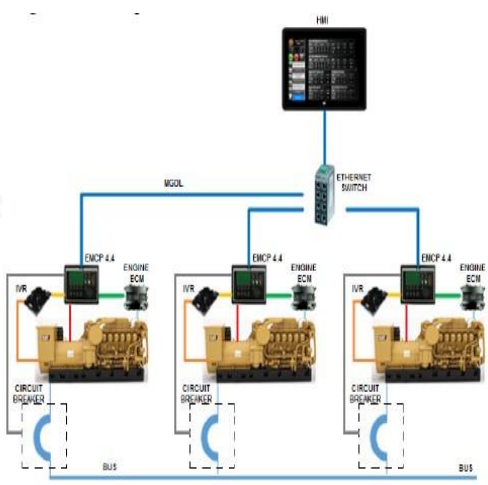
Cat® Smart Engine Management System
Интеллектуальная система управления двигателями Cat ®

Типичная работа двигателей на электрической буровой



Что такое Cat® Smart Engine Management System?

- Современная интеллектуальная система управления дизельными генераторными установками
- Разработана специально для применения на наземных электрических буровых
- Эффективное управление количеством работающих двигателей для обеспечения нагрузки на буровой



Принцип работы Cat® Smart Engine Management System

1. Система Smart EMS постоянно следит за запросом мощности от буровой установки и доступной мощностью на работающих генераторах
2. Система включает в работу или выводит из работы генераторные установки исходя из текущего режима работы буровой и ее потребности в мощности

8.4 Разведка и добыча угольного метана в Карагандинской области

Ч. А. Черниязданов управляющий директор Satbayev University
7702 9996434; C.Cherniyazdanov@satbayev.university

Приведена справка о «Satbayev University», совместном предприятии «Satbayev University & ArcelorMittal Gas Production», предложен проект разведки и добычи угольного метана в Карагандинской области. Проведено сравнение свойств МУП (метан угольных платов) Караганды промышленно разрабатываемых бассейнов, рассмотрен международный опыт. Обоснована актуальность развития добычи угольного метана в РК. Рассмотрены опыт КНР в разведке и добыче угольного метана, результаты работы по усовершенствованию законодательной поддержке проекта**.** Дано описание этапов реализации проекта.

Help is given about Satbayev University, a joint venture of Satbayev University & ArcelorMittal Gas Production, and a project for coal methane exploration and production in the Karaganda region has been proposed. Comparison of the properties of MUP (methane of coal plates) of Karaganda industrial developed basins was carried out, international experience was considered. The relevance of the development of coalbed methane production in the Republic of Kazakhstan has been substantiated. The experience of China in the exploration and production of coal methane, the results of work to improve the legislative support of the project. A description of the stages of the project.

Satbayev University

Университет основан в 1934 году как Казахский горно-металлургический институт;

В 2015 году указом Президента Республики Казахстан Satbayev University присвоен особый статус научно-исследовательского холдинга с правом коммерциализации технологий.

В состав Satbayev University вошли 8 научно-исследовательских институтов и АО «НТЦ «Парасат».

АО «Научно-Технический Центр «Парасат» — дочерняя компания Satbayev University занимающиеся бизнесом в промышленном секторе Республики Казахстан.

Сравнение свойств МУП Караганды с СУП промышленно разрабатываемых бассейнов

	Сан Хуан США	Уорриор США	Уотерберг Южная Африка	Ранигандж Вост. Индия	
Общая мошность угля (метров)	20-30	7-8	20-30	15-20	45
Глубина залегания угля (метров)	300-1,600	200-1,000	100-400	400-2,000	200-1,200
Средняя газоносность ($м^3/т$)	5-12	8-12	3-5	5-10	
Тип угля	High Vol B - Low Vol	High Vol A – Low Vol	High Volatile	High Vol – Med Vol	Low Volatile
Возраст	Меловой	Карбоновый	Пермский	Пермский	Карбоновый
Оцененные запасы (млрд.$м^3$)	1.428	566	131	125	500-550

Казахстан по ресурсам угольного метана входит в 10 ведущих стран мира.

Карагандинский угольный бассейн: около **490** млрд.куб.м *(гл.1500м):* около **500-550** млрд.куб.м *(гл.2000м).*

Международный опыт

Угольный метан представляет собой форму природного газа, добытого из угольных пластов. В последние десятилетия он стал важным источником энергии в Соединенных Штатах, Китае, Канаде, Австралии и других стран.

Актуальность развития добычи угольного метана в РК

Местонахождение и дата		Причины аварии	Количество жертв
1	Шахта «Казахстанская», 7.07.1994г.	Взрыв метана	14 погибших
2	Шахта «имени В.И. Ленина», 24.11.1995г.	Взрыв метана	13 погибших
3	Шахта «имени В.И. Ленина», 24.03.1998г.	Внезапный выброс угля и метана	1 погибший
4	Шахта «имени В.И. Ленина», 26.09.1999г.	Взрыв метана	3 погибших, 2 пострадавших
5	Шахта «Шахтинская», 5.12.2004г.	Взрыв метана	23 погибших, 3 пострадавших
6	Шахта «имени В.И. Ленина», 20.09.2006г.	Взрыв метана	41 погибший
7	Шахта «Абайская», 11.01.2008г	Взрыв метана	30 погибших
8	Шахта «Тентекская», 2.06.2008г	Внезапный выброс угля и метана	5 погибших
9	Шахта «Тентекская», 29.06.2009г	Внезапный выброс угля и метана	3 погибших, 1 пострадавший
10	Шахта «имени Т. Кузембаева», 23.06.2010г	Внезапный выброс угля и метана	2 погибших
11	Шахта «имени Т. Кузембаева», 20.08.2011г	Внезапный выброс угля и метана	2 погибших
12	Шахта «Казахстанская», 31.08.2017г	Внезапный выброс угля и метана	3 погибших
Количество жертв: 149 человек			

Многолетний опыт добычи угля в шахтах Карагандинского бассейна подтверждает высокую взрывоопасность угольных пластов в связи с высоким содержанием метана в угольных пластах, приводящую к многочисленным жертвам и разрушениям.

Одной из ключевых проблем в развитии отрасли по разведке и добыче угольного метана, является обеспечение внедрения передовых технологии и обеспечения рентабельного баланса производства угольного метана и его потребления.

Также, разведка и добыча, переработка угольного метана относится к компетенции нефтегазодобывающей отрасли, как правило, угледобывающие компании Карагандинского региона не имеют необходимых технологии и квалифицированного персонала для развития таких проектов.

Анализ международного опыта наглядно демонстрирует, что ключевым фактором развития проектов по добыче угольного метана является объединение усилии научно-исследовательских организации и отраслевых компании с оказанием государственной поддержки в виде предоставления налоговых преференции и упрощением процедур в области недропользования.

Совместное предприятие «Satbayev University & ArcelorMittal Gas Production»

Реализация проекта выполняется в соответствии с поручением Главы Государства Нурсултана Абишевича Назарбаева о переходе Республики Казахстан к «зеленой экономике» и развитию нового энергетического сектора по добыче угольного метана в Карагандинской области.

Создание совместного бизнеса между мировой промышленной компанией и национальным научно-исследовательским техническим университетом является значимым событием в истории независимого Казахстана.

Предприятие призвано решить проблему метана в шахтах Карагандинского угольного бассейна, который на протяжении всей истории их эксплуатации создавал большие проблемы как безопасности шахтеров, так и окружающей среде.

Метан будет использоваться для удовлетворения собственных производственных нужд АО «АрселорМиттал Темиртау», что позволит оптимизировать затраты, а также значительно снизить воздействие на окружающую среду.

Наряду с добычей метана, предприятие занимается реализацией инновационных проектов, направленных на улучшение экологической ситуации в Карагандинском регионе, совершенствованием промышленной безопасности, информационными технологиями подготовкой кадров.

Опыт КНР в разведке и добыче угольного метана

Основным оператором по разведке и добыче угольного метана КНР является корпорация Petro China Coalbed Methane Company Limited, дочерняя организация Petro China.

Основным техническим оператором в области разработки и внедрения технологии в добыче угольного метана является корпорация Coal Technology & Engineering Group.

•По представленным CCTEG данным, добыча угольного метана в Китае в настоящее время достигла около 17 миллиардов кубических метров в год.

•Добыча угольного метана ведется путем бурения скважин (CBM), а также системой подземной дегазации действующих шахт (CMM).

•Угольный метан используется на газификацию населения и промышленных предприятии, производство электро энергии, а также как LNG/CNG для потребления автотранспорта.

•CCTEG имеет собственную производственную площадку по выпуску необходимого оборудования по переработке угольного метана, буровых станков для строительства и интенсификации скважин.

•В августе 2018 года совместная делегация состоящая из руководства Satbayev University и АО «Арселор Миттал Темиртау» посетила все научно-технические и производственные подразделения Coal Technology & Engineering Group–национальная китайская корпорация, занимающая ведущее положение в угольной промышленности Китая.

•По результатам визита было подписано трех стороннее соглашение о сотрудничестве, которое открывает новую страницу в промышленной добыче метана в Казахстане.

•В рамках подписанного Соглашения, CCTEG и Satbayev University будут проводить совместные исследования в области разведки и добычи угольного метана, реализации инвестиционных проектов в области переработки и сжижения (LNG), компримирования (CNG) газа, вести подготовку профессиональных кадров, магистрантов и докторантов.

•В корпорации CCTEG работает более 30000 сотрудников, совокупный доход за 2017 год составил более 6 млрд.долларов США.

Результаты работы по усовершенствованию законодательной поддержке проекта

•Главой государства в апреле 2016 года подписан Закон «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты РК по вопросам перехода РК к «зеленой экономике», в рамках которого утверждена государственная поддержка деятельности разведки и добычи угольного метана для получения действующих налоговых иинвстиционных преференций. (*Справочно: КПН и земельный налогна 10 лет, налогна имущество на 8 лет снижены до 0%).*

•Satbayev University является единственным в Казахстане исследовательским центром с возможностью финансирования научно-исследовательских проектов и последующей коммерциализацией.

•Угольный метан отнесен к категории сырого газа, что дает возможность применять методику оценки постановки на баланс.

•Предложения по заблаговременной дегазации угольных пластов, финансирования ГРР на добычу угольного метана как НИОКР и вопросам эффективного регулирования деятельности добычу угольного метана внесены в Проект Кодекса РК«О недрах и недропользовании».

•В соответствии с утвержденными «Правилами финансирования научно-исследовательских, научно-технических и (или) опытно-конструкторских работ недропользователями в период добычи углеводородов и урана (Совместным приказом Министра энергетики от 31 мая 2018 года №222 и Министра образования и науки от 31 мая 2018 года №244), деятельность поразведке и добыче угольного метана отнесена к НИОКР.

•Министром энергетики утверждена Дорожная карта по реализации угольного разведки метана, включая предложение об отнесении метана в качестве альтернативного источника энергии (дает возможность проработать вопрос представления спец тарифа на продажу электроэнергии.

Международный центр анализа и разработки месторождений

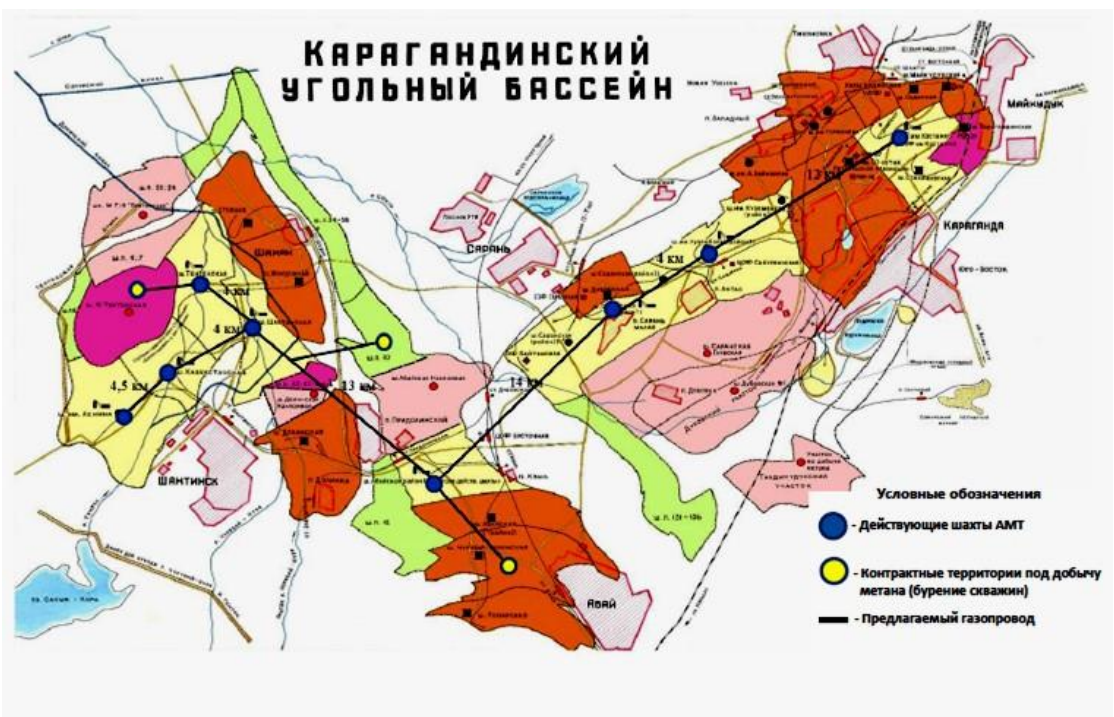
Международный центр Baker Hughes, a General Electric Company (BHGE) и Satbayev University создан 26 июля 2018 года.

Объединение материально-технической и научно-исследовательской базы, глубокой экспертизы и мирового опыта Baker Hughes, a General Electric Company и Satbayev University позволит внести в клад в развитие энергетики, нефтегазовой отрасли, а также разведки и добычи угольного метана в Казахстане, и подготовить новое поколение инженеров и технических специалистов в соответствии с Кодексом «О недрах и недропользовании» в ступившим в силу 29 июня 2018 года.

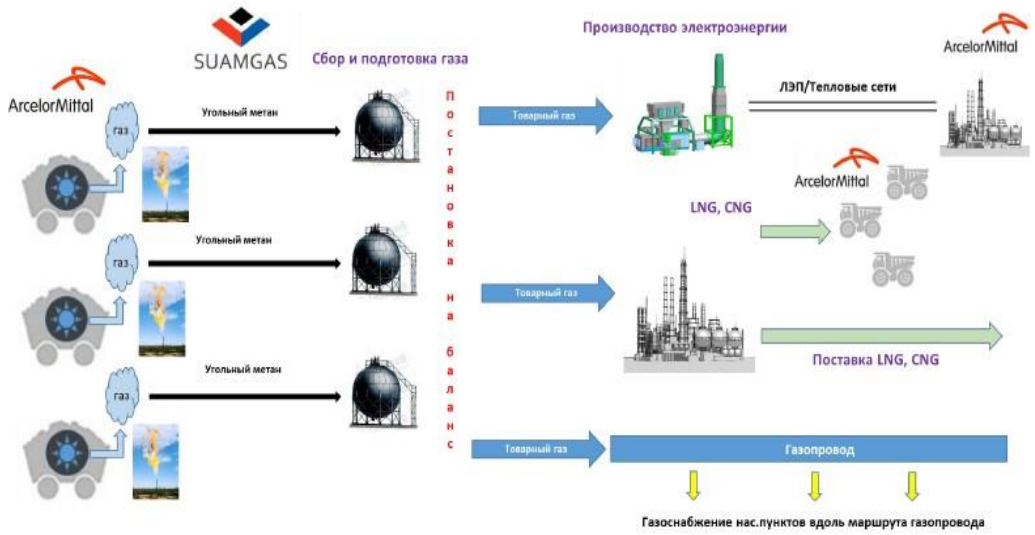
Международный Центр создан в целях разработки совместных инновационных проектов с применением передовых технологий Baker Hughes, a General Electric Company для проектирования заводов сжиженного природного газа, скважинных измерительных систем, поршневых ицентробежных компрессоров, контрольно-измерительных приборов, газовых и ветровых турбин, и генераторов, газовых двигателей.

Кроме того, в рамках подписанных соглашений планируется совместная оценка и реализация интегрированных проектов по поиску, разведке и разработке месторождений, а также метана угольных пластов выполняемым совместным предприятием между Satbayev University и АО «Арселор Миттал Темиртау».

Инфраструктура Карагандинского угольного басейна



Реализация проекта



Этапы реализации проекта Этап разведки:30месяцев.

1 стадия:

•Получение всей необходимой геологической информации от АМТ;

•Satbayev University проведет оцифровку и построение трехмерных геологических моделей;

•Так как добыча СММ ведется при добычи угля технические специалисты Satbayev University внесут в трехмерную геологическую модель данные по шахтной дегазации и объемам добыч и угля на весь период работы АМТ начиная с 2018 по 2042 годы. По результатам будет проведена детализация объемов добычи СММ и построение прогнозного баланса газа;

•Также Satbayev University проведет технический аудит применяемых АМТ технологии в дегазации угольных пластов по результатам, АМТ будет иметь точное понимание, какие меры нужно будет предпринимать для обеспечения стабильной добычи СММ;

•Применение современного программного обеспечения и получения необходимых геологических данных позволит смоделировать несколько сценариев добычи СММ и СВМ;

•По результатам выполнения работ 1 стадии этапа разведки, будет Satbayev University совместно с международными партнерам и университета разработан проект поисковых работ для осуществления геологоразведочных работ.

2 стадия:

•В целях апробации технологии проектирования установки по переработке СММ в товарный газ будет проведен лабораторный анализ химического состава СМ;

•По результатам ввода в эксплуатацию пилотной установки по переработки СММ в товарный газ, будет проведена детализация прогнозного баланса газодобычи и потребления СММ.

3 стадия:

•Проведение подсчета запасов газа и постановка запасов газа на государственный баланс;

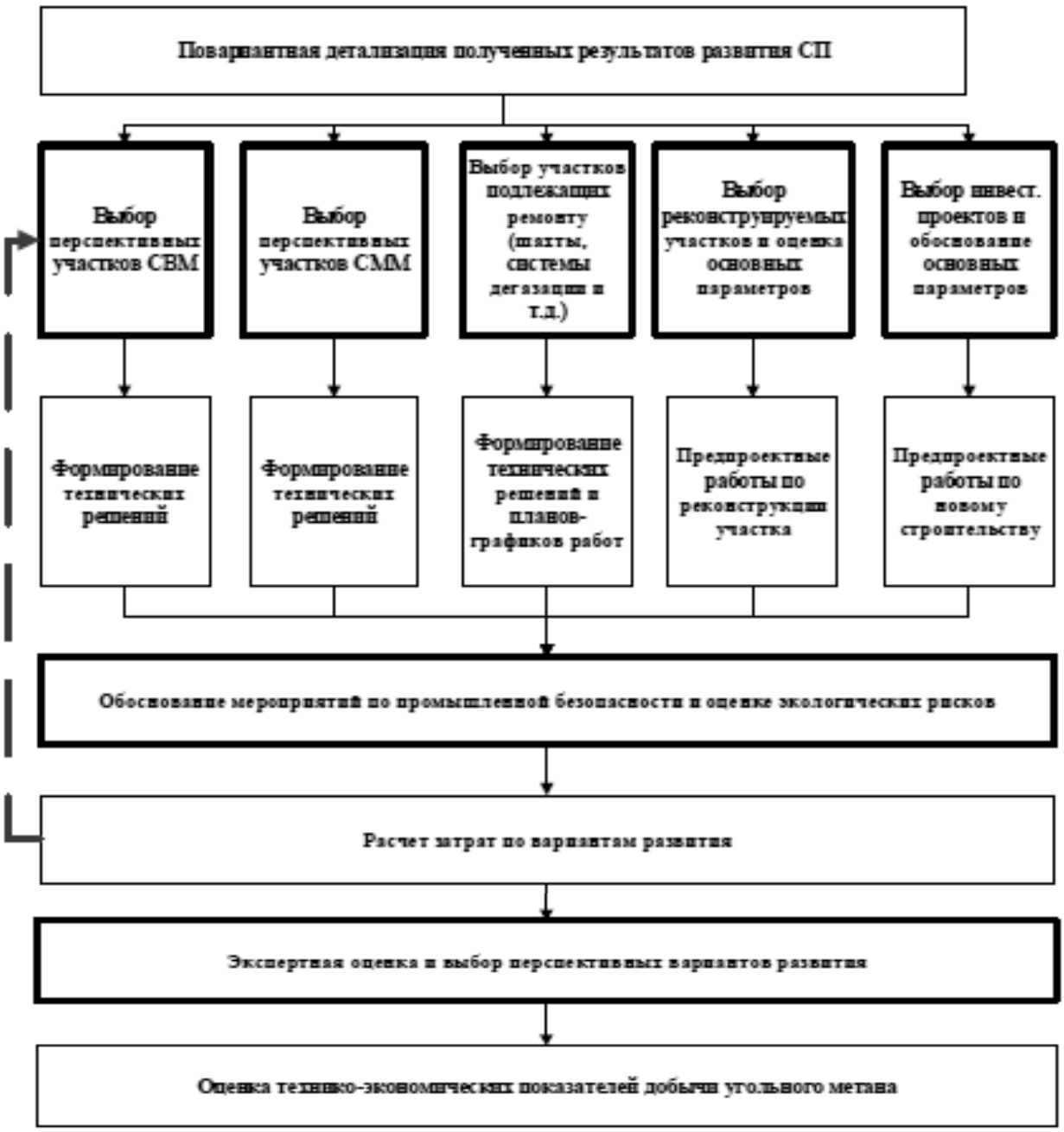
•Разработка и утверждение технико-экономического обоснования.

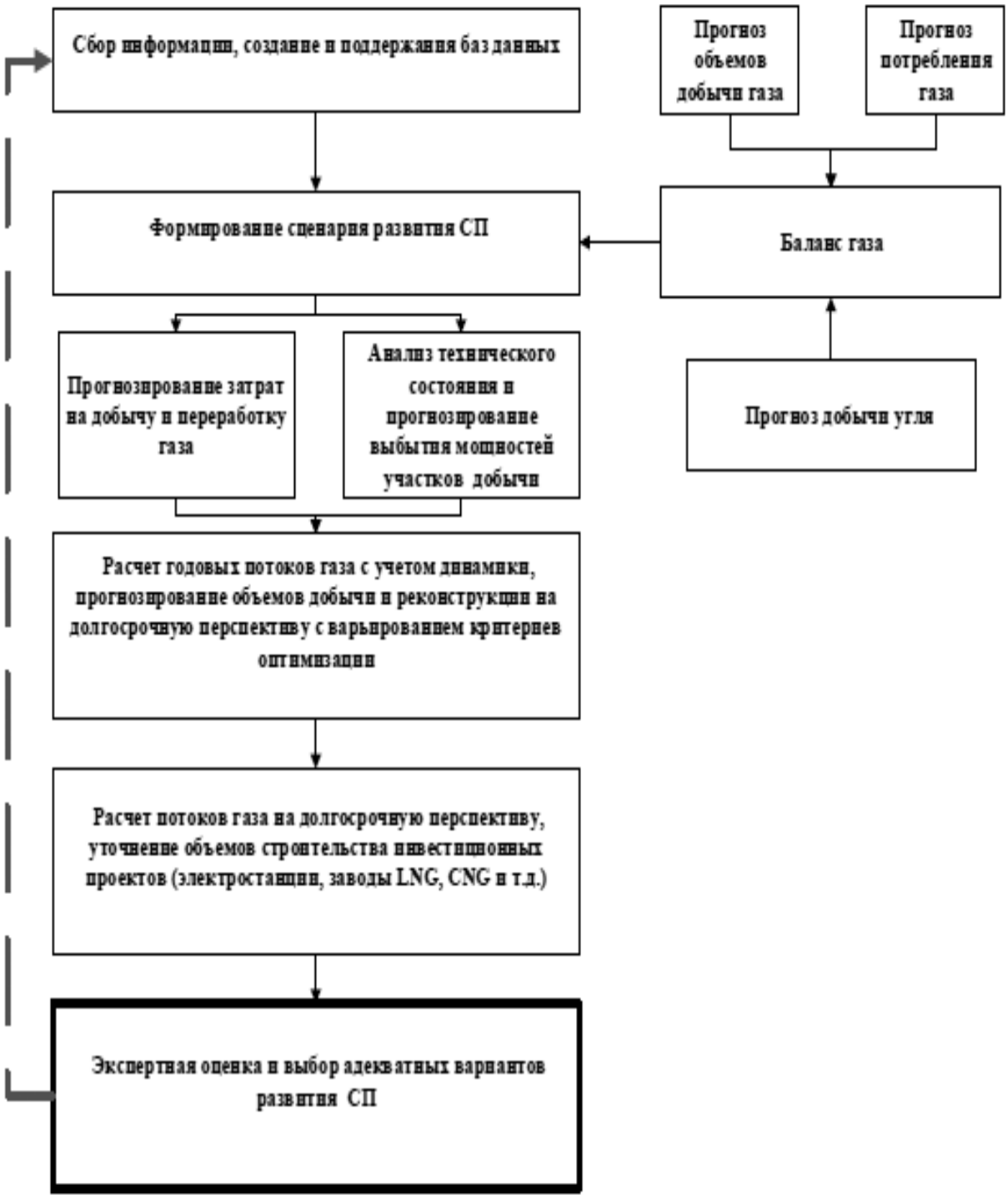
Этап добычи: 50 месяцев.

•Разработка проектно-сметной документации на строительство инфраструктуры по сбору и переработки СММ, СВМ в товарный газ;

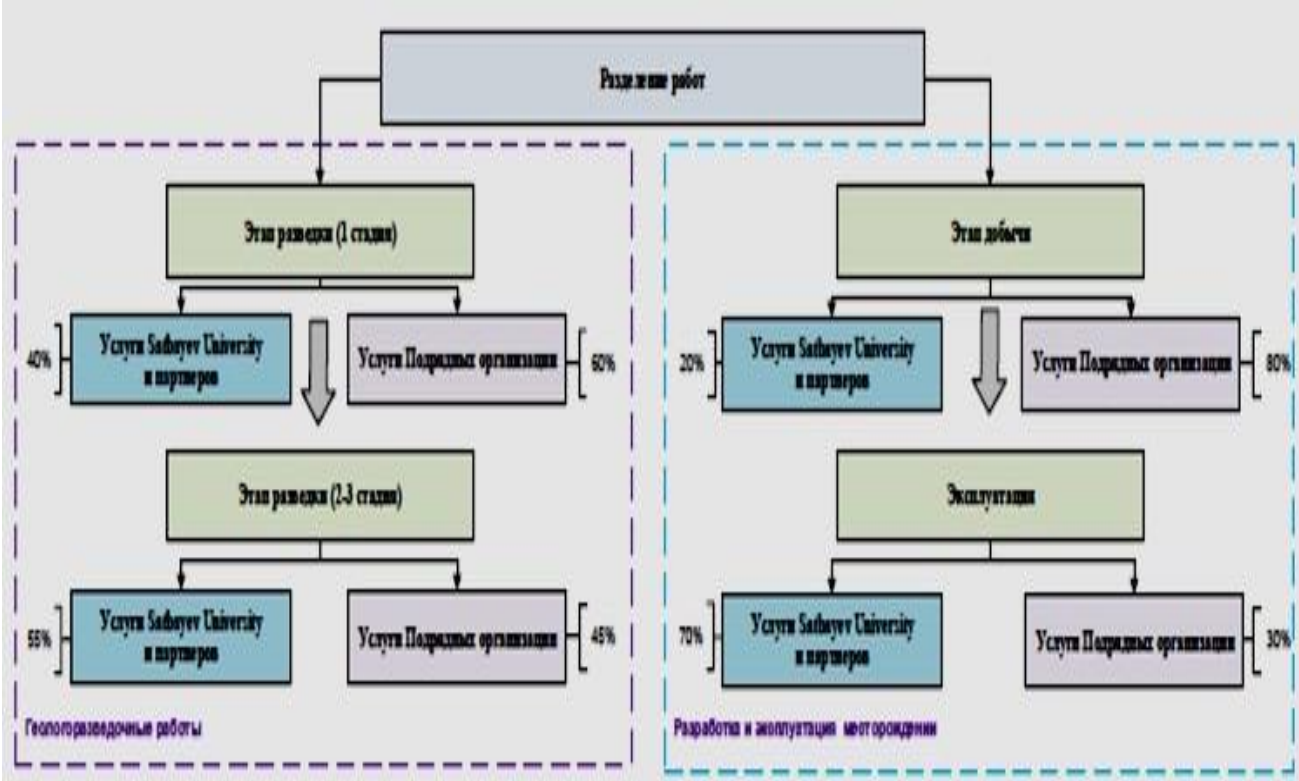
•Строительство газопровода и установок по переработки газа.

Реализация проекта




Сбор информации, создание и поддержания баз данных
Прогноз объемов добычи газа
Прогноз потребления газа
Формирование сценария развития СП
Баланс газа
Прогнозирование затрат на добычу и переработку газа
Анализ технического состояния и прогнозирование выбытия мощностей участков добычи
Прогноз добычи угля
Расчет годовых потоков газа с учетом динамики, прогнозирование объемов добычи и реконструкции на долгосрочную перспективу с варьированием критериев оптимизации
Расчет потоков газа на долгосрочную перспективу, уточнение объемов строительства инвестиционных проектов (электростанции, заводы LNG, CNG и т.д.)
Экспертная оценка и выбор адекватных вариантов развития СП

Развитие SU



В целях обеспечения реализации полного «жизненного цикла» проекта от разработки до вывода из эксплуатации необходимо принять соответствующую стратегию развития собственной материально-технической базы университета и совместного предприятия.

• На первой стадии выполнения геологоразведочных работ предполагается 40% освоение бюджета собственными ресурсами Satbayev University, 60% составят услуги привлекаемых подрядных организации. Однако, в процессе выполнения работ специалисты Satbayev University согласно представленной методологии эволюции человеческого капитала приобретут необходимые квалификации для достижения роста показателя в 55% на 2 и 3 стадии геологоразведочных работ.

• Материально-техническая база университета будет развиваться исходя из перечня задач проекта и обеспечения окупаемости вложенных средств в ее создание.

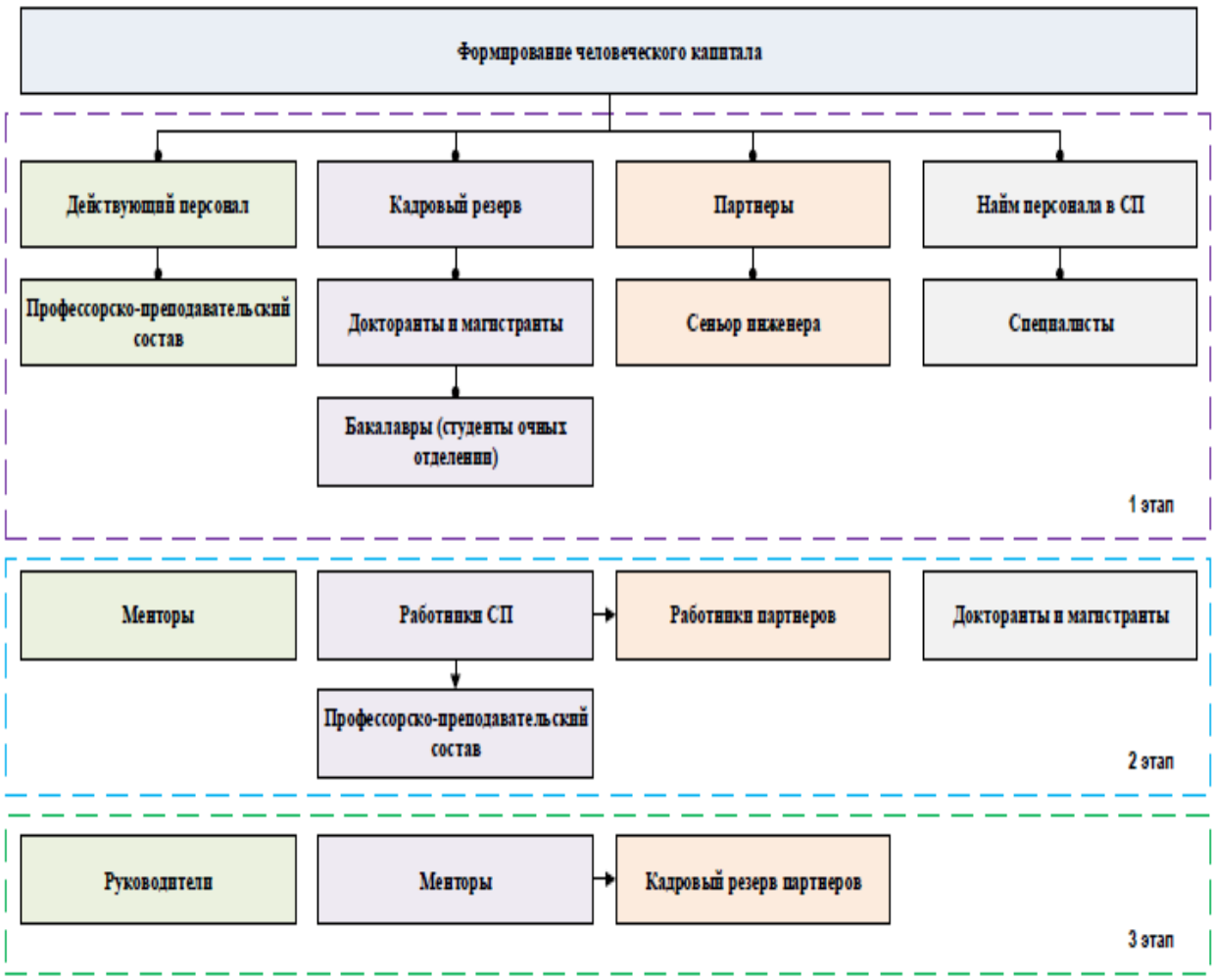
• Это позволит обеспечить гармоничный рост людских и производственных фондов Satbayev University без вложения значительных средств на каждом этапе.

• По результатам проведения геологоразведочных работ и принятию решения со стороны участников совместное предприятие перейдет на реализацию этапа добычи.

• Первоначальный прогнозный показатель в 20% освоения бюджета со стороны Satbayev University на запуск этапа добычи и ввода в эксплуатацию проекта был сформирован по проведенному анализу существующих людских и производственных ресурсов.

• В дальнейшем с переходом на стадию эксплуатации для оптимизации расходов определен рост показателя с 20% до 70% освоения бюджета со стороны Satbayev University.

Человеческий капитал



В целях эффективного использования существующих профессорско-преподавательского состава и студентов Satbayev University, будет осуществлен отбор специалистов для выполнения основных задач проекта.

На представленной схеме предполагается осуществление формирования человеческого капитала по этапам.

8.5 Система «Отходы в энергию» Мериолизис

Э-ЖАСЫЛ

Диего Габриель
Амадо Гарсия внеш.консультант ТОО «Самрук-Казына Инвест»
+7 705 457 2140; diegoamadogarcia@gmail.com

Описана технология преобразования отходов в энергию Мериолизис. Даны основные сведения о компании Э-ЖАСЫЛ, специализирующаяся на поставке технологий для переработки отходов в энергопотребление, без существенного увеличения выбросов и загрязнения. Рассмотрена технология мериолизис, трансформирующая отходы в энергию, различные предыдущие процессы до Мериолизиса. Приведена схема отделения и обработки городских отходов. Рассмотрен процесс гранулирования отходов. Описана “мериолизисная” технология термической декомптоции. Рассмотрены результаты мериолизиса. типы энергии и полученные продукты. Описаны предлагаемые проекты в разных городах Республики Казахстан.

The technology of converting waste into energy Meriolysis is described. Basic information about the company E-JASYL, specializing in the supply of technologies for recycling waste into energy consumption, without a significant increase in emissions and pollution. The technology meriolysis that transforms waste into energy, various previous processes to Meriolysis, is considered. The scheme of separation and treatment of municipal waste. Considered the process of granulation waste. The “meriolysis” technology of thermal decomposition is described. The results of meriolysis are considered. types of energy and the resulting products. The proposed projects in different cities of the Republic of Kazakhstan are described.

ИНДЕКС

Введение Э-Жасыл.
Мериолизис, технология преобразования отходов в энергию.
Отходы, подлежащие обработке.
Предыдущий процесс в Мериолизисе.
- Схема разделения и обработки городских отходов.
- Визуализация завода «под ключ».
Гранулирование отходов.
Мериолизис, технология термического разложения.
- Мериолизис, вращающийся вид.
- Схема Blue Box.
Результаты Мериолизиса. Типы энергии и полученные продукты.
Резюме и фотографии объектов.

Э-ЖАСЫЛ

Это компания, специализирующаяся на поставке технологий для переработки отходов в энергопотребление, без существенного увеличения выбросов и загрязнения.

Наш процесс называется Мериолизис.

Кроме того, у нас есть еще одна бизнес-линия, которая полностью работает с проблемами архитектора.

Существует экономическая ценность, спрятанная в отходах, которая сегодня, в общем, extracted таким образом, который испускает газы и загрязняет.

Мериолизис уникален и создает круговую экономику, где отходы снова имеют ценность.

МЕРИОЛИЗИС ТЕХНОЛОГИЯ, ТРАНСФОРМИРУЮЩАЯ ОТХОДЫ В ЭНЕРГИЮ

Система обработки отходов, или «Синяя коробка», основана на принципе термохимическое разложение материалов, Мериолизис.

ВХОДНЫЕ МАТЕРИАЛЫ – ОТХОДЫ

МЕРОЛИЗИС может использовать с различные отходы, вместе или отдельно, например:

- Твердые бытовые отходы
- Выщелачиваемые осадки
- Пластиковые отходы
- Химические, больничные отходы
- Резина — шини
- Топливные производные
- Отходы животноводства
- Сельскохозяйственные остатки
- Идлинный и т. д.

Наша технология не может обрабатывать Инертные отходы: стекло, металл и Камень (глиняная посуда, керамика, бетон, и т. д.).

Предыдущий процесс в Мериолизисе

В зависимости от типа отходов существуют различные предыдущие процессы до Мериолизиса.

Основными шагами, которые нужно предпринять перед Мериолизисом, являются:

- Дробление отходов.
- Выбор (Отделить инертные отходы и отходы, которые могут интересовать, чтобы экономически выгодно использовать другим способом).
- Гранулирование.

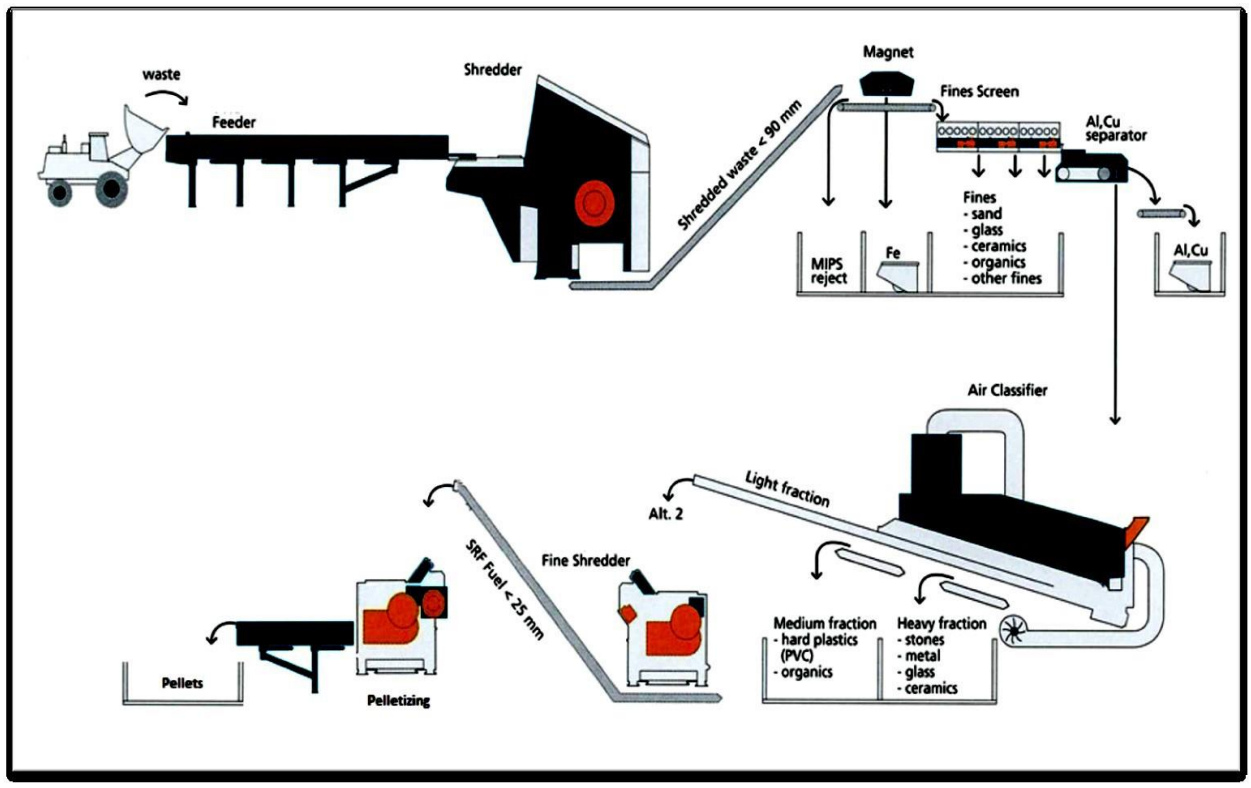
Единственным требованием, почти необходимым, является то, что все отходы были предварительно гранулированы.

Далее рассмотрим:

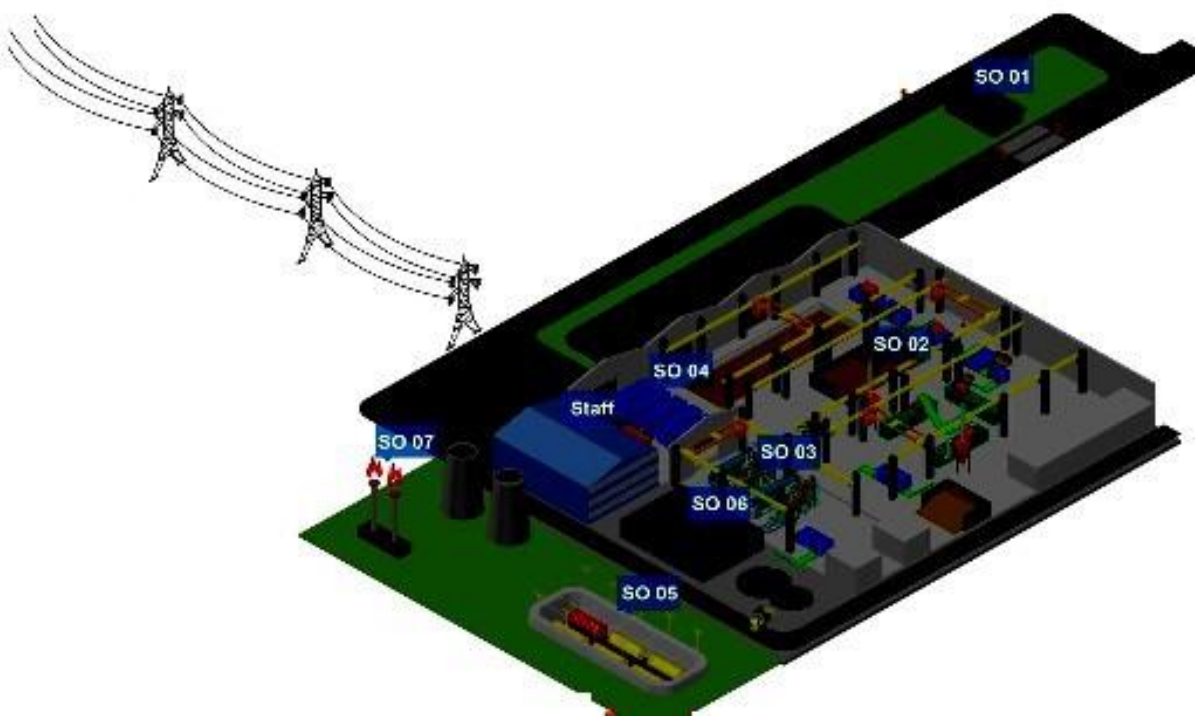
- Схема разделения и обработки городских отходов.
- Визуализация завода «Под ключ».
- Гранулирование отходов.

*Примечание***.** Два примера растений будут скорректированы с учетом потребностей клиента, а не всегда необходимых для этих растений. Это зависит от отходов, подлежащих обработке.

СХЕМА ОТДЕЛЕНИЯ И ОБРАБОТКИ ГОРОДСКИХ ОТХОДОВ



ВИЗУАЛИЗАЦИЯ ЗАВОДА “ПОД КЛЮЧ”



ПРОЦЕСС ГРАНУЛИРОВАНИЯ ОТХОДОВ

Гранулирование. Гранулирование проводят в мельнице с гранулами. Материал (отделяемые отходы) проталкивается через отверстия, а гранулят выходит из мельницы гранул в качестве входного материала для установки Меролиза.

“МЕРИОЛИЗИСНАЯ” ТЕХНОЛОГИЯ ТЕРМИЧЕСКОЙ ДЕКОМПТОЦИИ

Процесс Мериолизиса разделен на две части:
- обработка гранул;
- газификатор.

Первая часть технологии происходит в синей коробке, которая обрабатывает гранулы нагреванием до 800 градусов без добавления кислорода.

Синяя коробка не допускает никакого кода эмиссии и в конце процесса, в результате получается уголь.

Вторая часть нашей технологии, газификатор, обрабатывает, очищает синтетические газы, полученные в результате использования синей коробки.

На последнем этапе продукты, полученные в результате меролиза, могут быть преобразованы в энергию (калорическую или электрическую).

Далее рассмотрим:
- мериолизис, вращающийся вид;
- схема Blue Box.

МЕРИОЛИЗИС ВРАЩАЮЩИЙСЯ ВИД

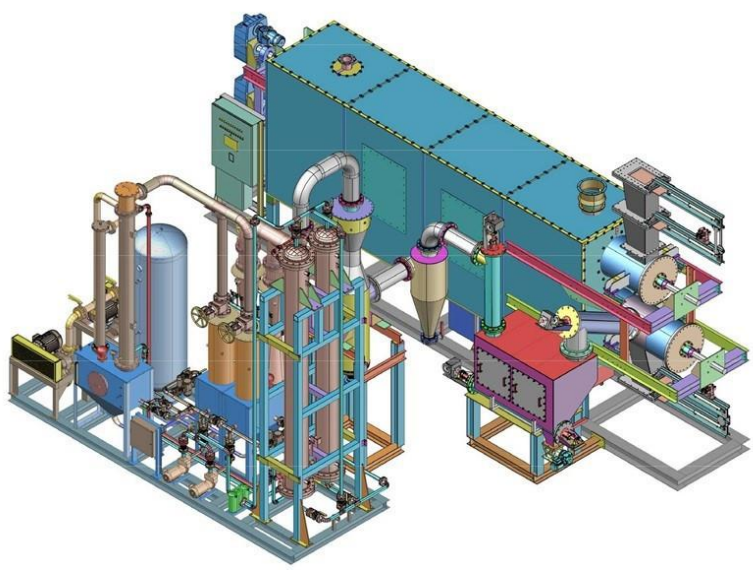
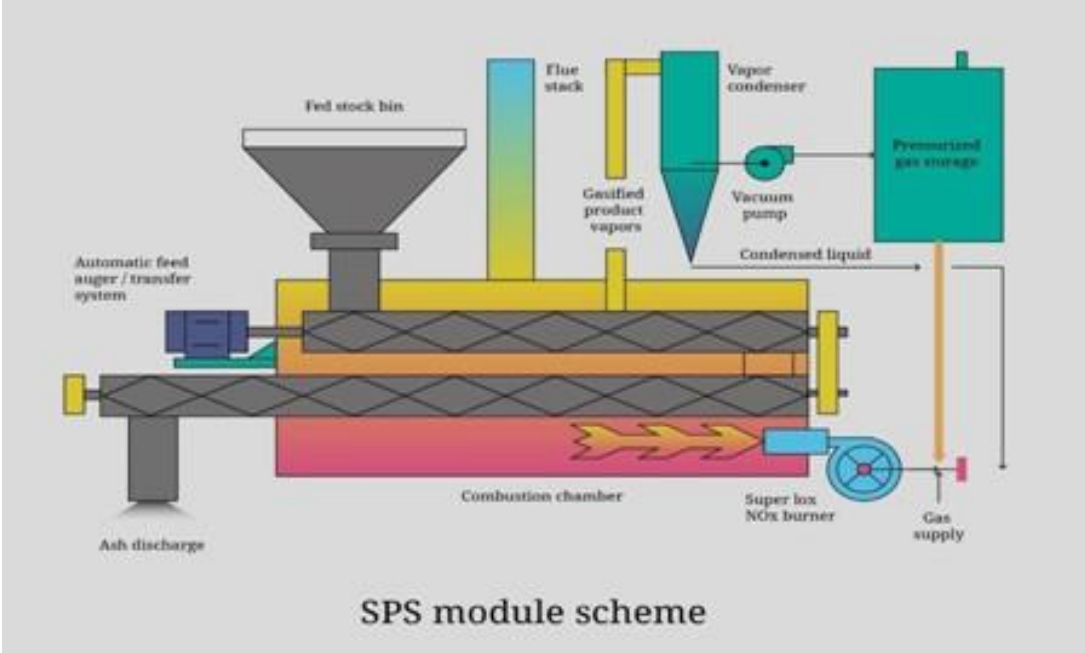


СХЕМА BLUE BOX



РЕЗУЛЬТАТЫ МЕРИОЛИЗИСА. ТИПЫ ЭНЕРГИИ И ПОЛУЧЕННЫЕ ПРОДУКТЫ

Результатом Мериолизиса являются:
Синтетический газ
Уголь
Отопление
Сырая нефть в аналогичной форме для транспортировки топлива удобрения

Из этих продуктов вы получаете:
Электричество
Нефтепродукты
Получаемая продукция напрямую зависят от отходов, которые обрабатываются.

РЕЗЮМЕ И ФОТОГРАФИИ ОБЪЕКТОВ

Мериолизис почти не производит выбросы и загрязняет окружающую среду.

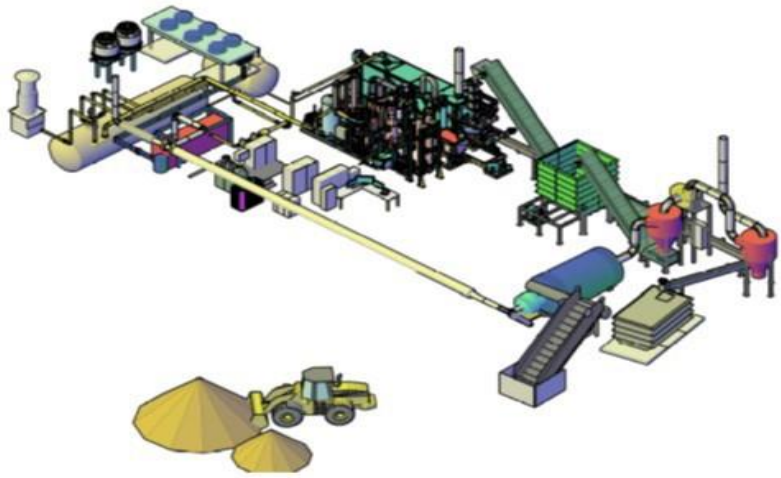
Технология Мериолизис полностью соответствует всем стандартам Европейского союза по выбросам и загрязнениям окружающей среды.

Мериолизис — **очень выгодная альтернатива управлению отходами.**

VS Elektroservis, SoroznoEco и Э-Жасыл в процессе реализации проектов по управлению отходами, в таких странах как: Испания; Словакия; Казахстан; Чили; Мексике; Дубай.

Далее рассмотрим:
- Фотографии разных объектов Мериолиса уже в эксплуатации
- Когенерационные двигатели для производства электроэнергии

Филаковский завод



МЕРИОЛИЗИСНЫЕ ОБЪЕКТЫ

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ГЕНЕРАТОРЫ

ПРЕДЛАГАЕМЫЕ ПРОЕКТЫ

1. Алматинская область

СИТУАЦИЯ	**Start-up, Контакты осуществляются с Департаментом управления ресурсами региона Алматы. - До заключения соглашения с регионом Алматы. Модель PPP или концессия. - Найти местных партнеров - Исправить электрический тариф - Структура финансов.**
CAPEX - Капитальные расходы	49 020 297,38 € за 8 МВт / ч
Вход	250 000 т / год (влажность 60%)
Выход	64 081 МВт / год электроэнергии, 76 898 МВт / год тепла, 9 612 т / год угля и 84 638 т / год отсортированных материалов.
Доходы	12 008 319,66 €
OPEX - Операционные затраты	2 292 906,38 €
Финансовая структура	70% Loan (Interest rate 10%) and 30% Equity (three shareholders)
Срок окупаемости	5 – 7 years
ROI - 10 лет	0,94 – 0,39 €
IRR (дисконтная ставка 9,5%)	21,68% - 14,98%
Информация, доступная	Предварительное технико-экономическое обоснование

2. Шымкент

СИТУАЦИЯ	**Ввод в эксплуатацию, Меморандум о взаимопонимании подписан с МПЗ «Зеленая линия», компанией, занимающейся ТБО города. Ожидание письма о намерениях от акимата. Отзывы клиентов от Самрук Казына Инвест.**
CAPEX - Капитальные расходы	49 020 297,38 € за 8 МВт / ч
Вход	250 000 т / год
Выход	64 794 МВт / год электроэнергии, 77 753 МВт / год тепла, 9 719 т / год угля и 101 950 т / год отсортированных материалов.
Доходы	11 936 078,29 €
OPEX - Операционные затраты	2 292 906,38 €
Финансовая структура	70% Кредит (Процентная ставка 10%) и 30% Собственный капитал (3 акционера)
Срок окупаемости	5 - 7 лет
ROI - 10 лет	0,97 – 0,35 €
IRR (дисконтная ставка 9,5%)	21,27% - 14,54%
Информация, доступная	Предварительное технико-экономическое обоснование

3. Астана

СИТУАЦИЯ	Предварительное технико-экономическое обоснование, контакты и бизнес-план. Необходим капитал.
CAPEX - Капитальные расходы	89 814 404,76 € for 16 Mw.
Вход	370 000 t / year of MSW
Выход	128 599 Mw/Year of Electricity, 154 319 Mw/y of heat, 19 290 t/year of coal, 136 184 t/year of sorted materials
Доходы	21 324 462,81 €
OPEX - Операционные затраты	4 012 919,33 €
Финансовая структура	70% Loan (Interest rate 10%) and 30% Equity (three shareholders)
Срок окупаемости	5 – 7 years
ROI - 10 лет	0,86 – 0,26 €
IRR (дисконтная ставка 9,5%)	20,04% - 13,25%
Информация, доступная	Предварительное технико-экономическое обоснование

4. Атырау

CAPEX - Капитальные расходы	Start-up. We met several times with the local government and even carry an official visit from the representatives of the regional government. We tried to find a reliable local partner, but it wasn't possible (two companies already failed us).
Вход	38 245 151,90 €
Выход	150 000 t/year of MSW
Доходы	7 989 Mw/year of electricity (1 Mw of the 4 Mw produced), 38 387 Mw/h of heat, 4 798 t/year of coal, 16 425 000 m3 of water and 74 223 t/year of Sorted materials.
OPEX - Операционные затраты	7 910 570,77 €
Финансовая структура	1 958 876,19 €
Срок окупаемости	70% Loan (Interest rate 10%) and 30% Equity (2 – 3 shareholders)
ROI - 10 лет	3 – 5 years
IRR (дисконтная ставка 9,5%)	2,04 € - 1,3 €
Информация, доступная	33,5% - 27,4%
CAPEX - Капитальные расходы	Prefeasibility study

Циркулярная экономика

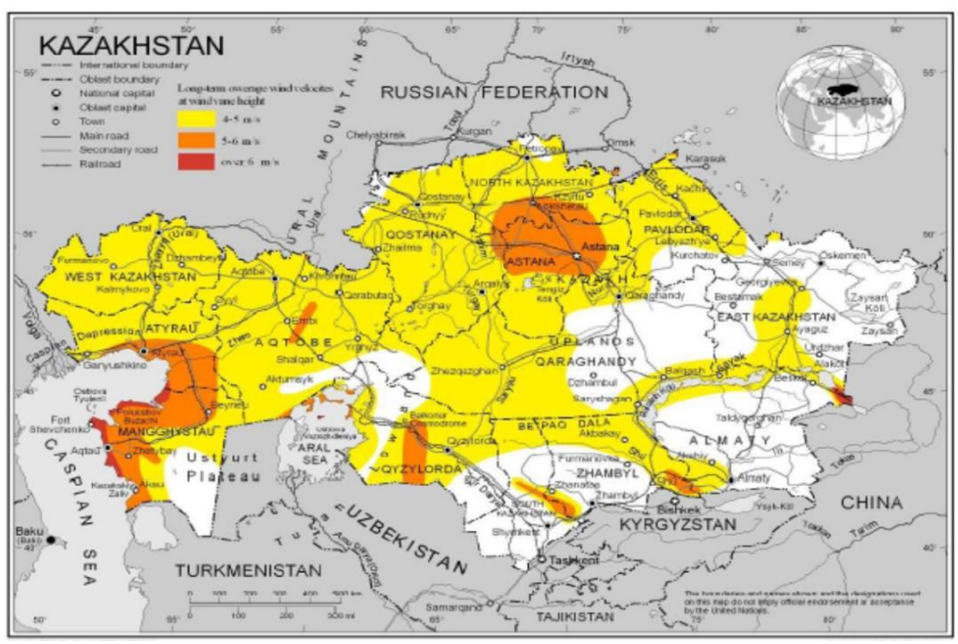
8.6 Вихревая ветроустановка с концентратором воздушного потока (представлена на EXPO-2017)

М. Б. Кошумбаев д. т. н., академик МАИ при ООН,
Энергетический факультет КАТУ
им. С. Сейфуллина Тел:. +7 777 210 77 59; E-mail:
marat7759@mail.ru

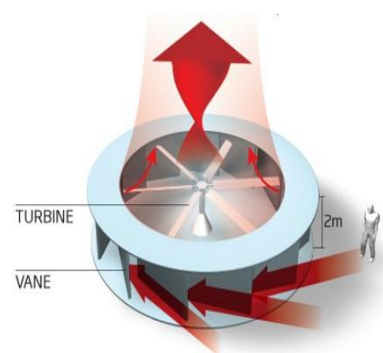
Описана разработанная вихревая ветроустановка с концентратором воздушного потока, представленная на EXPO-2017. Приведены схема и чертежи ветрового устройства, экспериментальная модель ветрового устройства, результаты математического моделирования вихревого процесса внутри ветротурбины. Приведены лабораторный образец ветротурбины и полупромышленный образец ветротурбины. Рассмотрены основные параметры ветротурбины и преимущества ветротурбины.

A designed vortex wind turbine with an air flow concentrator, presented at EXPO-2017, is described. The scheme and drawings of the wind device, the experimental model of the wind device, the results of mathematical modeling of the vortex process inside the wind turbine are given. A laboratory sample of a wind turbine and a semi-industrial sample of a wind turbine are given. The main parameters of the wind turbine and the advantages of the wind turbine are considered.

Ветроэнергетический потенциал Казахстана примерно составляет 1820 млрд кВт-ч в год



Разработка вихревой ветроустановки



Новая конструкция ветрового устройства

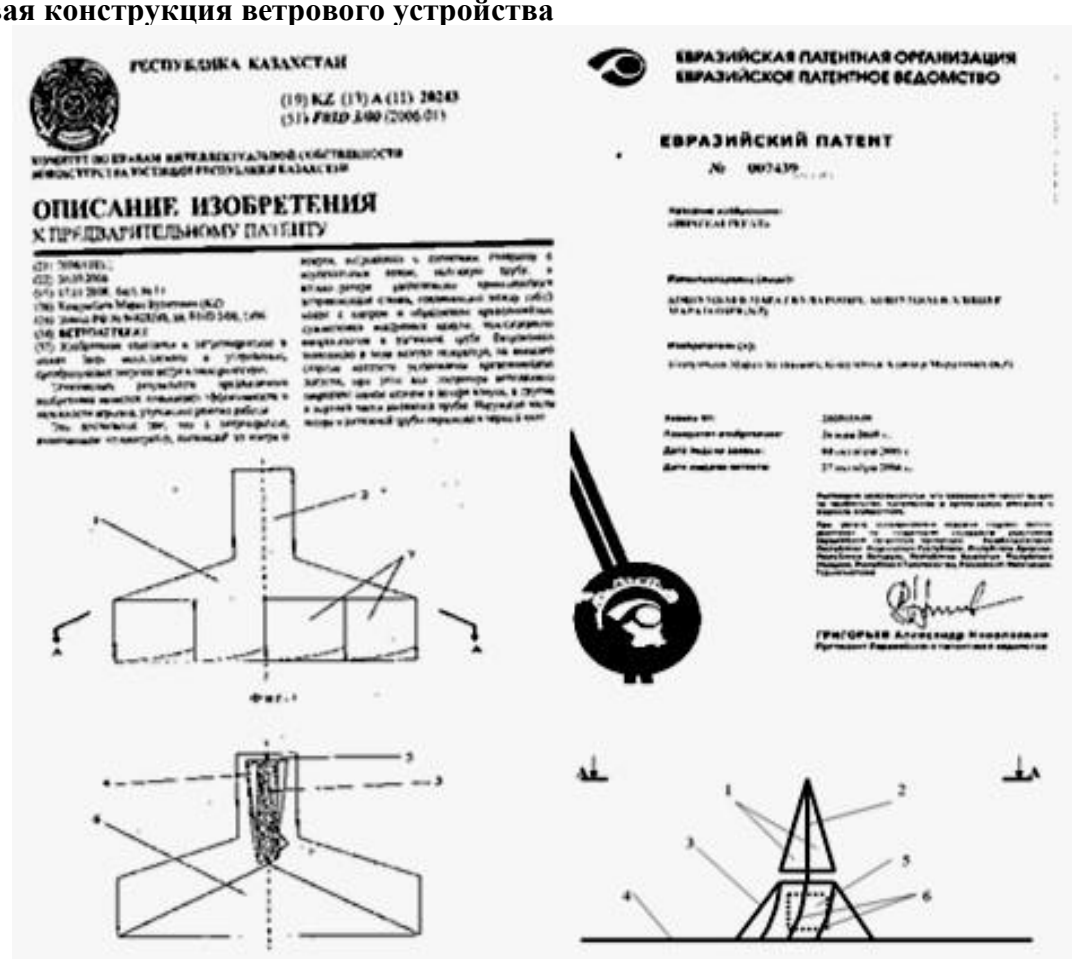
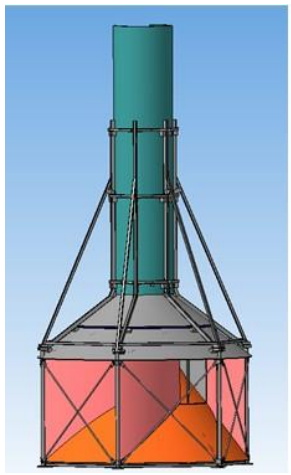
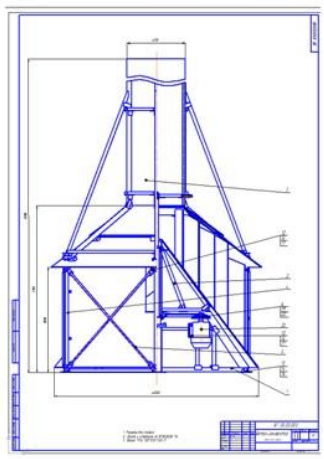


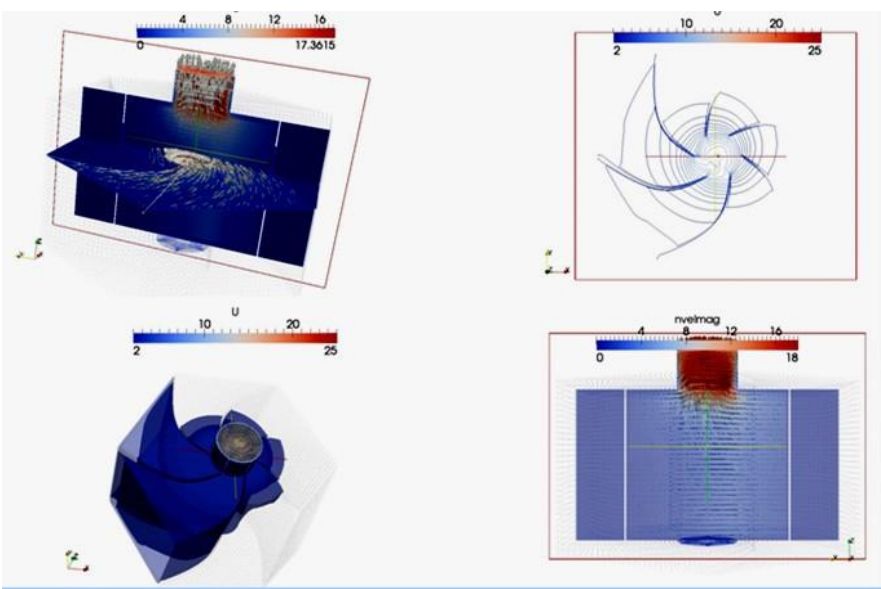
Схема и чертежи ветрового устройства





Экспериментальная модель ветрового устройства

Математическое моделирование вихревого процесса внутри ветротурбины



Лабораторный образец ветротурбины

Полупромышленный образец ветротурбины

Основные параметры ветротурбины

Обороты	**200 об/мин**
Мощность	5 кВт
Скорость ветра	5–7 м/с
Общая высота конструкции	9 м
Себестоимость (в долларах США)	2500-3000

Преимущества ветротурбины

1. Ветроустановка имеет всенаправленную восприимчивость к ветру;
2. Проект относится к «зеленой» энергии и презентован на EXPO — 2017;
3. Шумовые помехи отсутствуют;
4. Ветроустановка может быть размещена на территории населенных пунктов;
5. Ветроустановка осуществляет вертикальную вентиляцию воздушного пространства.

9. ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ МНОГОСТАДИЙНОЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ В НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

9.1 Предложение о проведении НИОКР новой морской платформы для эффективного освоения месторождений Каспийского моря

Христос Спитас, PhD, профессор, учредитель, ТОО «NemoX»
Тлешев Максат MSc, PhD, директор, ТОО «NemoX»
Назарбаев Университет
Christos.spitas@nu.edu.kz; Maxat.Tleshev@nu.edu.kz

Дана информация о компании ТОО NemoX, занимающаяся исследованиями и разработками новых технологии морских платформ. Приведен международный тренд по использованию БМТП и рассмотрена новизна технологии. Дана иллюстрация строительство и транспортировка по морю, установки, бурения и добычи. Проанализировано будущее расширение проекта, Приведены характеристики классов ледостойкий БМТП для мелководья и средних глубин. Рассмотрены вопросы экономичности технологии. Приведена схема проделанной работы, приведены результаты расчетов методом конечных элементов и лабораторного испытания.

Given information about the company “NemoX” LLP, engaged in research and development of new technology of offshore platforms. The international trend in the use of BMTP is given and the novelty of the technology is considered. An illustration is given of construction and transportation by sea, installation, drilling and mining. The future expansion of the project is analyzed, the characteristics of the ice-resistant BMTP classes for shallow water and medium depths are given. The issues of technology efficiency are considered. The scheme of the work done is presented, the results of calculations by the finite element method and laboratory tests are presented.

О компании ТОО «NemoX»

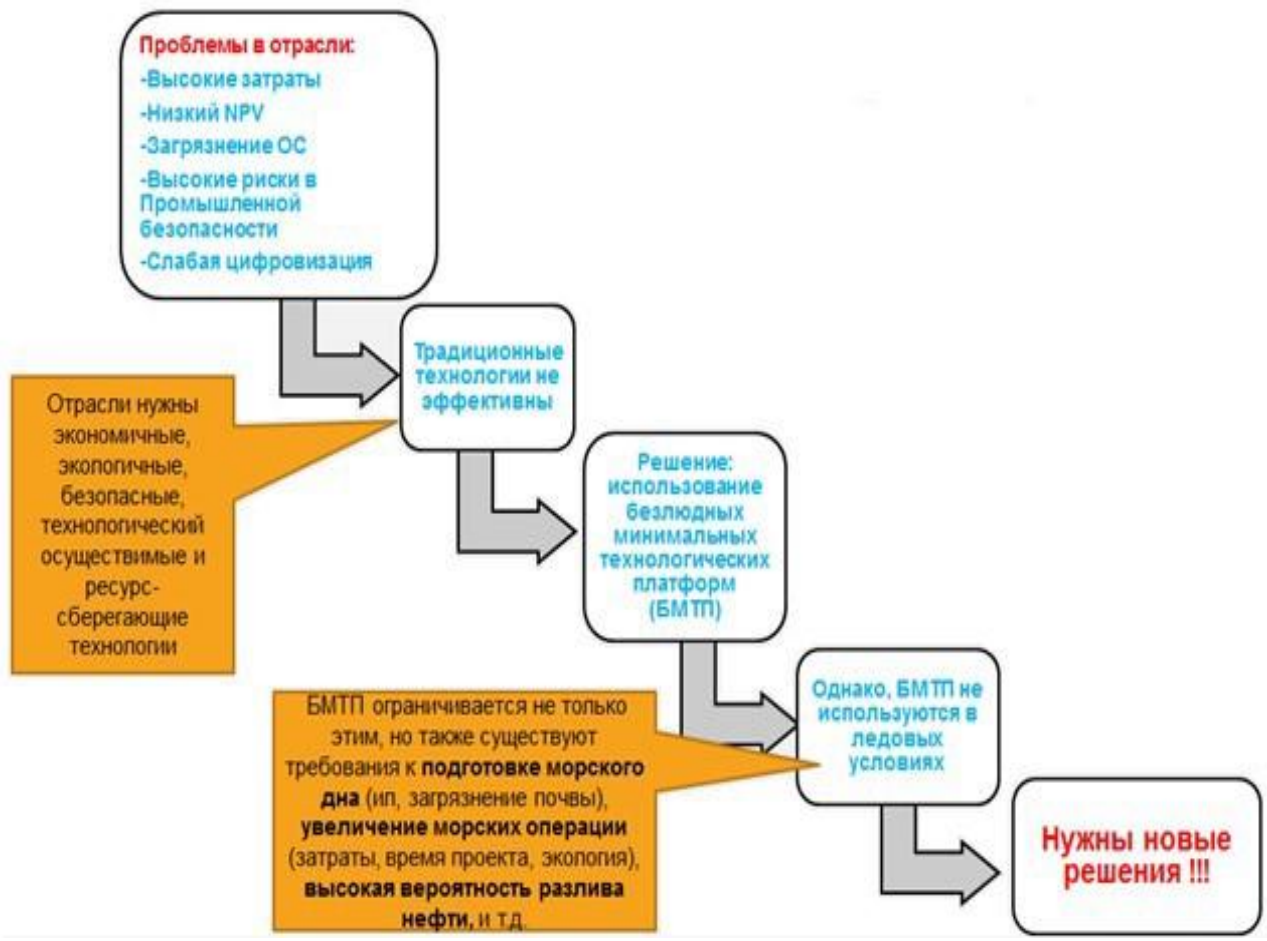
Компания ТОО NemoX зарегистрирована в Казахстане для занятия исследованиями и разработками новых технологии морских платформ. Исследовательская работа ведется с 2015 года и в настоящее время завершена на этапе TRL4 по системе European Association of Research and Technology Organisations (EARTO).

Эта технология защищена интеллектуальной собственностью и в настоящее время находится на стадии рассмотрения патентного процесса.

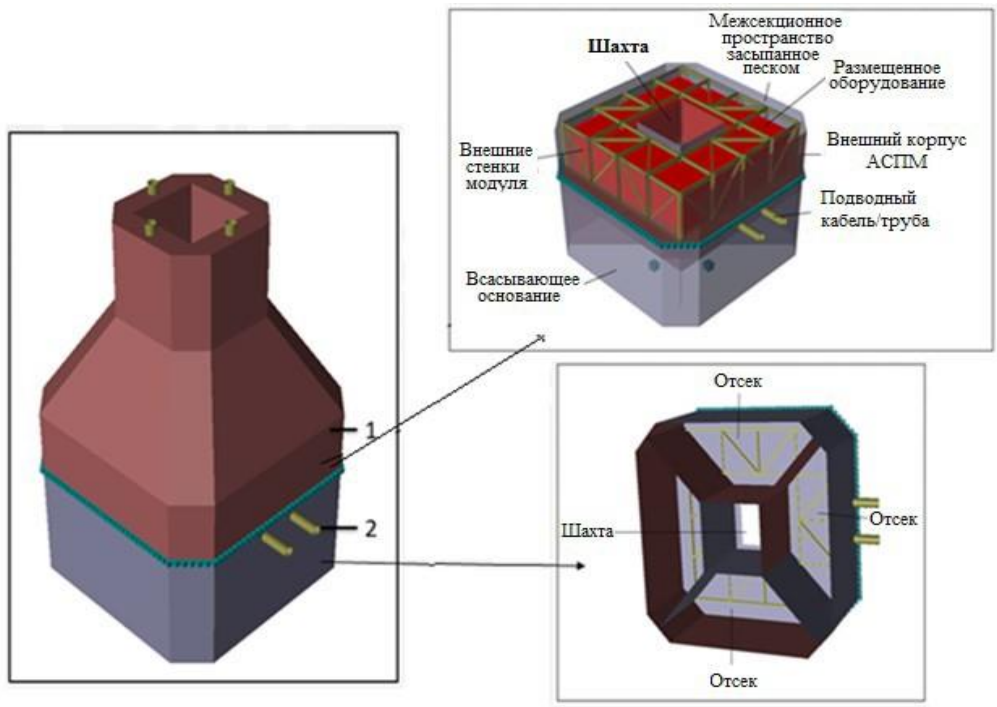
Цель: поиск заинтересованных лиц для участия в НИОКР в 2019 года.

Международный тренд по использованию БМТП

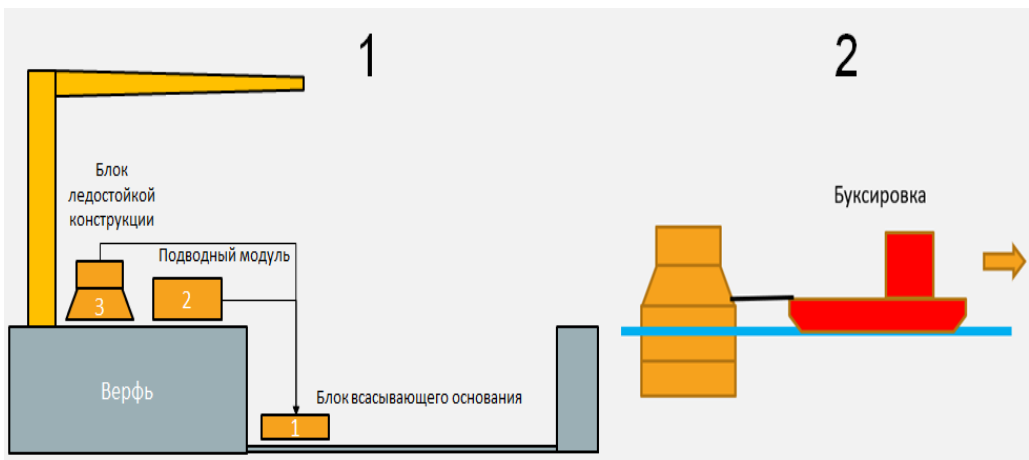
Страны/Регионы	Общее количество	Количество безлюдных платформ	Соотношение в %	Глубина моря в метрах
Норвегия	99	5	5	70-125
Великобритания	590	148	25	20-150
Дания	54	14	26	35-70
Голландия	156	47	30	20-55
ОАЭ/Средний Восток	375	200	53	20-70
Дальний Восток	400	50	12	20-110
США/Мексиканский залив	>4000	>1000	25	20-180
Африка	200	20	10	20-60



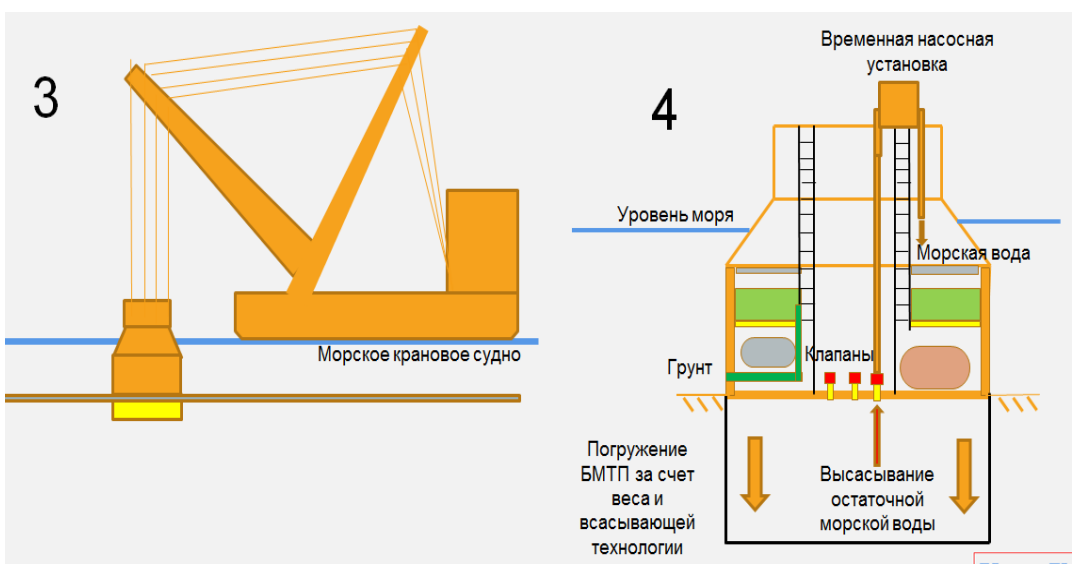
Новизна технологии



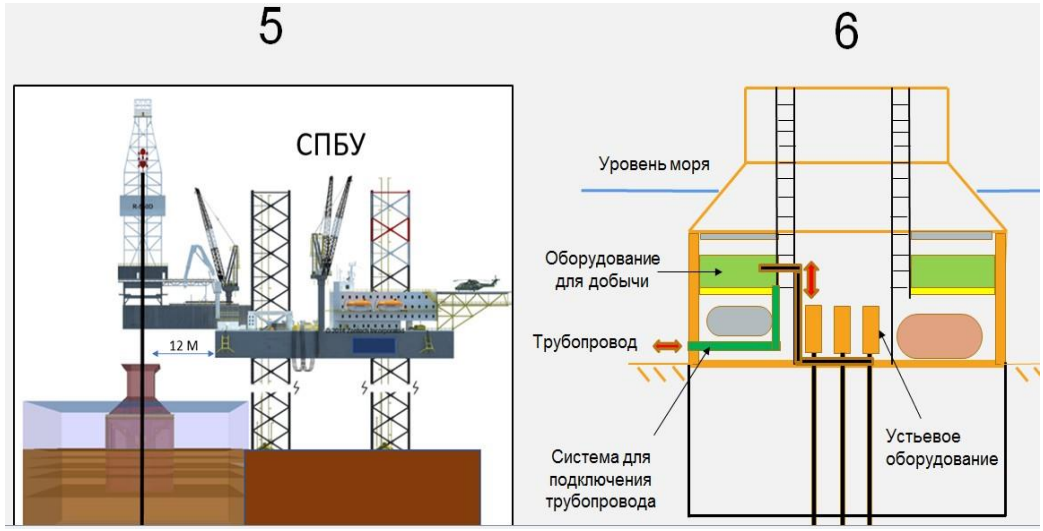
Строительство и транспортировка по морю



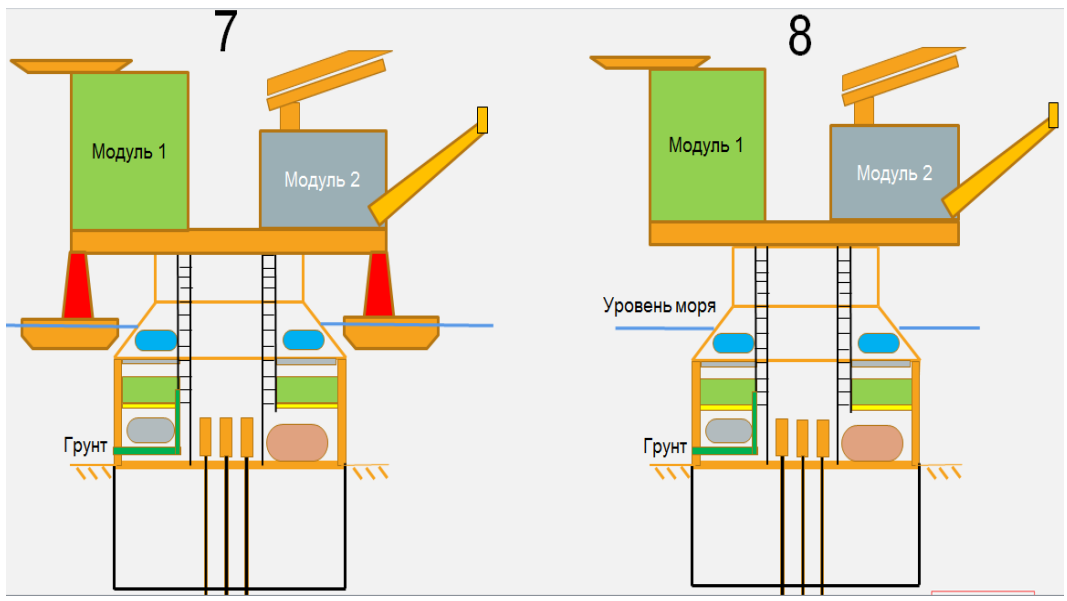
Установка



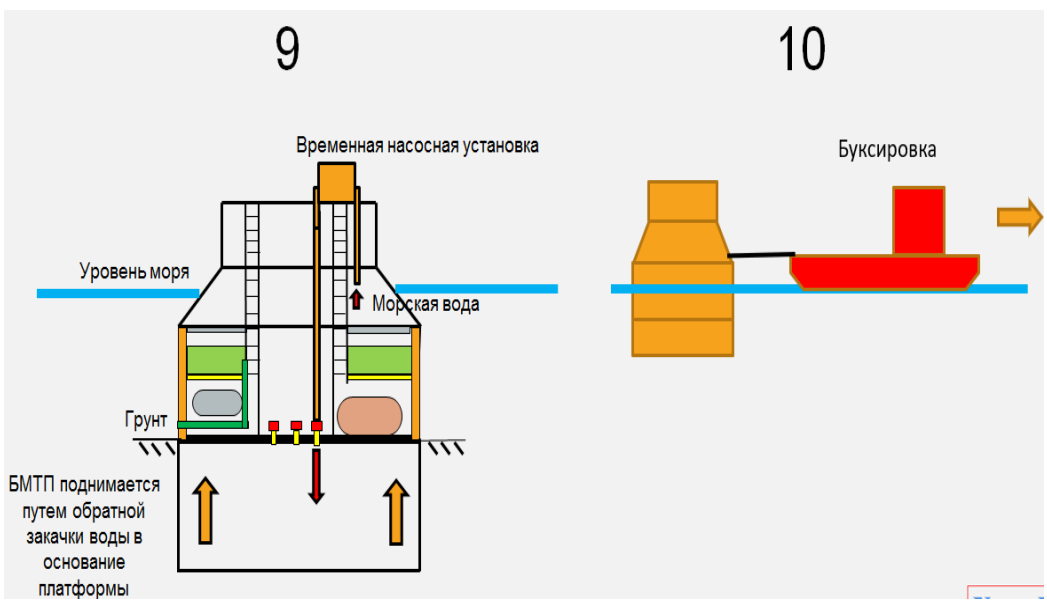
Бурение и добыча



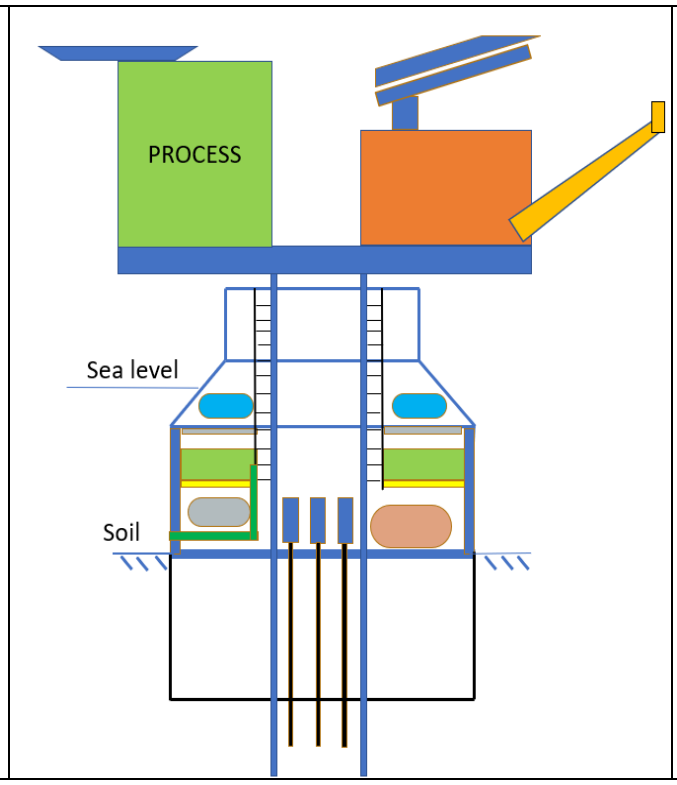
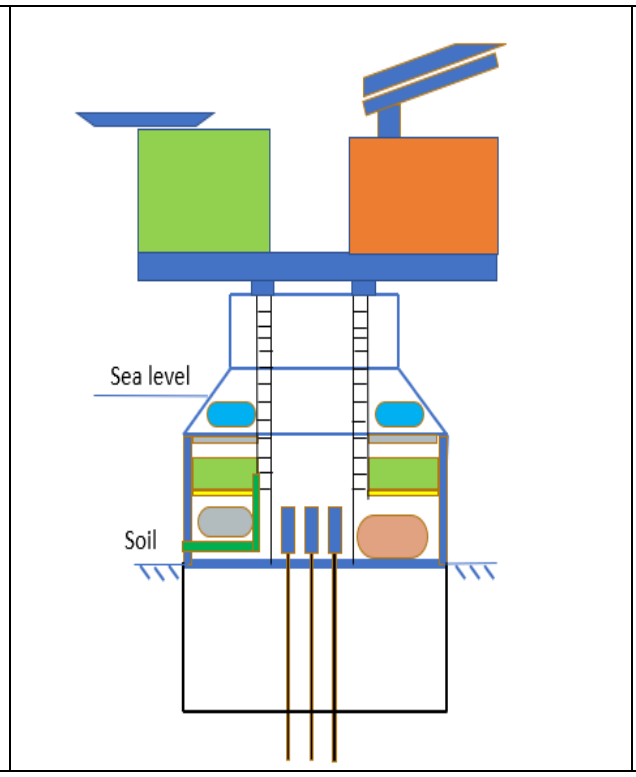
Будущее расширение проекта

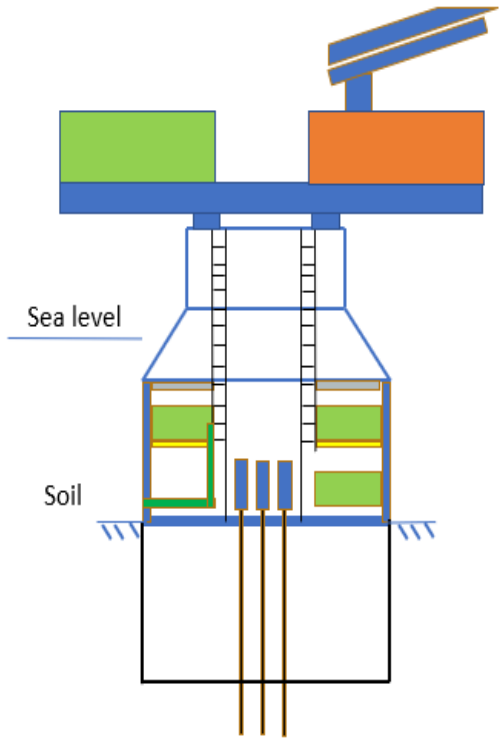
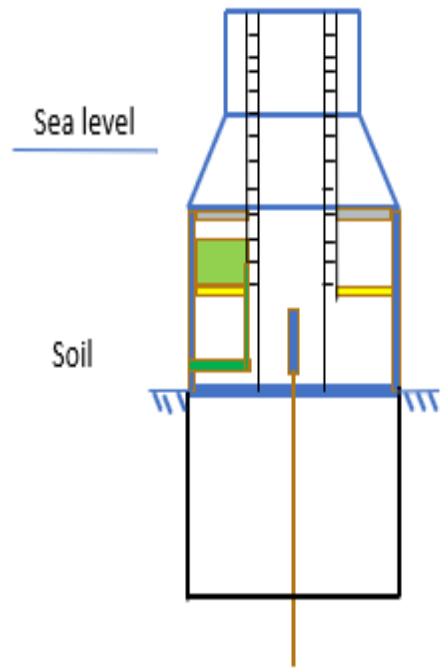


Демонтаж и буксировка

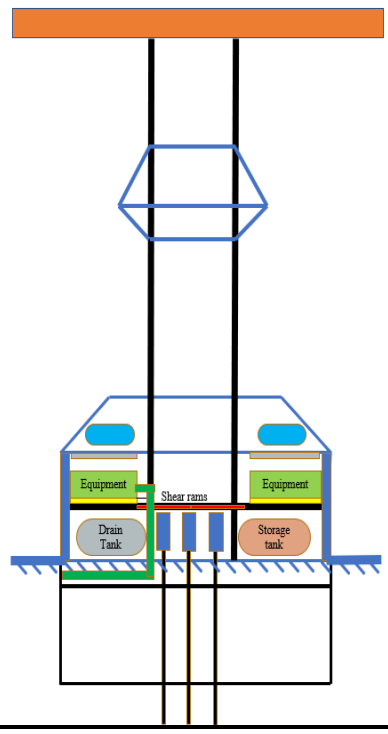
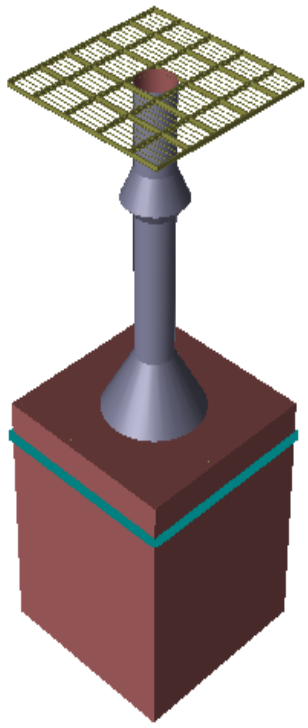


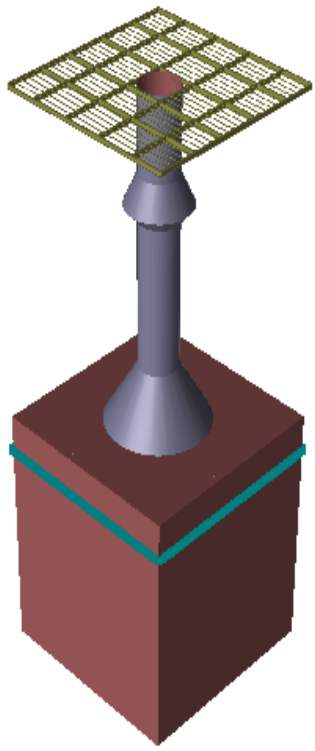
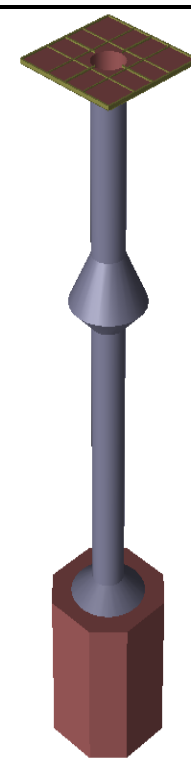
Для мелководья (пример: глубина моря 10 м, ледостойкий БМТП)

Класс 0	Класс 1
	
К-во скважин: до 48 (слот 4*4, 3 скв. на одном кондукторе) CAPEX: 118 млн дол. США OPEX: 5 млн дол. США (25,000 чел.-часов) Вес БМТП: 2640 т (20% запас) Вес верхнего строения: до 10000 т. Доступ для бурения СПБУ. Подводный модуль оснащен оборудованием для добычи Наличие противопожарных и спасательных средств Безлюдный период: без верхнего строения 6 месяцев, 1-3 недели с верхним строением. Одновременные операции (SIMOPS). Раннее бурение Свайное сооружение	К-во скважин: до 27 (слот 3*3, 3 скв. на одном кондукторе) CAPEX: 99 млн дол. США OPEX: 3 млн дол. США (15,000 ч-ч) Вес БМТП: 2223 т (20% запас) Вес верхнего строения: до 5000 т. Доступ для бурения СПБУ. Подводный модуль оснащен оборудованием для добычи Наличие противопожарных и спасательных средств Безлюдный период: без верхнего строения 6 месяцев, 2-4 недели с верхним строением. Одновременные операции (SIMOPS). Раннее бурение Безсвайное сооружение

Класс 3	Класс 4
	
К-во скважин: до 12 (слот 2*2, 3 скв. на одном кондукторе) CAPEX: 81 млн дол. США OPEX: 600,000 дол. США (3000 ч-ч) Вес БМТП: 1806 т (20% запас) Вес верхнего строения: до 3000 т. Доступ для бурения СПБУ. Подводный модуль оснащен оборудованием для добычи Наличие противопожарных и спасательных средств Безлюдный период: без верхнего строения 6 месяцев, 1-6 месяцев с верхним строением. Одновременные операции (SIMOPS). Раннее бурение Безсвайное сооружение	К-во скважин: до 3 (3 скв. на одном кондукторе) CAPEX: 62 млн дол. США OPEX: 100000 дол. США (менее 500 ч-ч) Вес БМТП: 1389 т (20% запас) Доступ для бурения СПБУ. Подводный модуль оснащен оборудованием для добычи Безлюдный период: до 2 лет. Одновременные операции (SIMOPS). Раннее бурение Безсвайное сооружение

Для средних глубин (пример: глубина 30 м, ледостойкий БМТП)

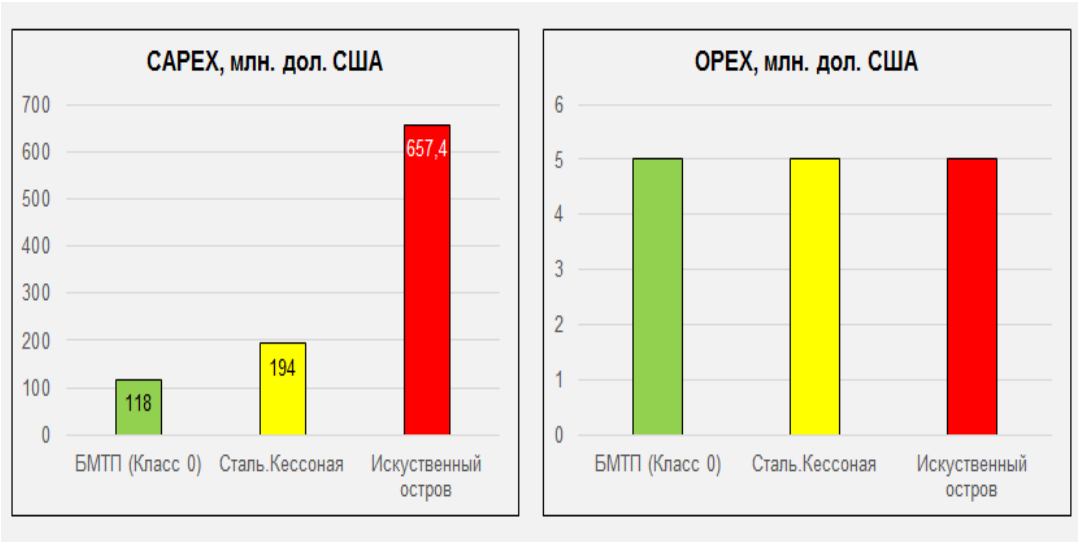
Класс 0	Класс 1
	
К-во скважин: до **48** (слот 4*4, 3 скв. на одном кондукторе) **CAPEX: 430 млн дол. США** **OPEX: 5 млн дол. США (25000 ч-ч)** **Вес БМТП: 9,647 т (20% запас)** Вес верхнего строения: до 10000 т. Доступ для бурения СПБУ. Подводный модуль оснащен оборудованием для добычи Наличие противопожарных и спасательных средств Безлюдный период: без верхнего строения 6 месяцев, 1-3 недели с верхним строением. Одновременные операции (SIMOPS). Раннее бурение Свайное сооружение	К-во скважин: до **27** (слот 3*3, 3 скв. на одном кондукторе) **CAPEX: 240 млн дол. США** **OPEX: 3 млн дол. США (15000 ч-ч)** **Вес БМТП: 5400 т (20% запас)** Вес верхнего строения: до 5000 т. Доступ для бурения СПБУ. Подводный модуль оснащен оборудованием для добычи Наличие противопожарных и спасательных средств Безлюдный период: без верхнего строения 6 месяцев, 2-4 недели с верхним строением. Одновременные операции (SIMOPS). Раннее бурение Безсвайное сооружение

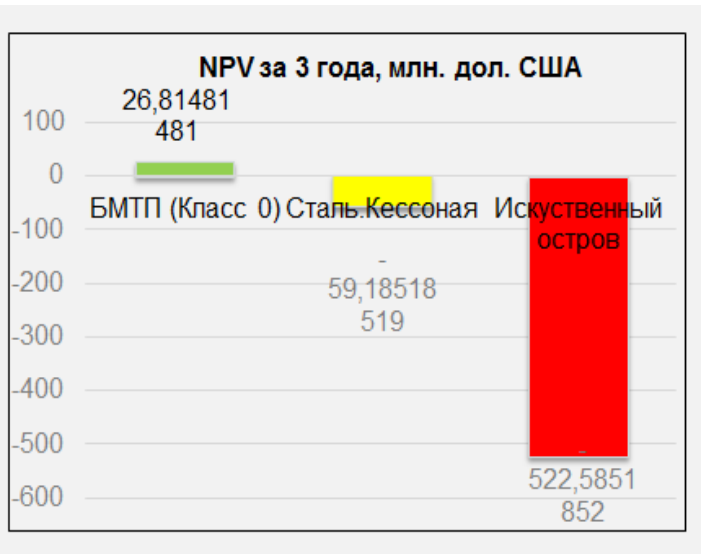
Класс 3	Класс 4
	
К-во скважин: **до 12** (слот 2*2, 3 скв. на одном кондукторе) **CAPEX: 105 млн дол. США** **OPEX: 600000 дол. США (3000 ч-ч)** **Вес БМТП: 2,366 т (20% запас)** Вес верхнего строения: до 3,000 т. Доступ для бурения СПБУ. Подводный модуль оснащен оборудованием для добычи Наличие противопожарных и спасательных средств Безлюдный период: без верхнего строения 6 месяцев, 1–6 месяцев с верхним строением. Одновременные операции (SIMOPS). Раннее бурение. Безсвайное сооружение.	К-во скважин: **до 3** (3 скв. на одном кондукторе) **CAPEX: 24 млн дол. США** **OPEX: 100000 дол. США (менее 500 ч-ч)** **Вес БМТП: 546 т (20% запас)** Доступ для бурения СПБУ. Подводный модуль оснащен оборудованием для добычи. Безлюдный период: до 2 лет. Одновременные операции (SIMOPS). Раннее бурение. Безсвайное сооружение.

Экономичность

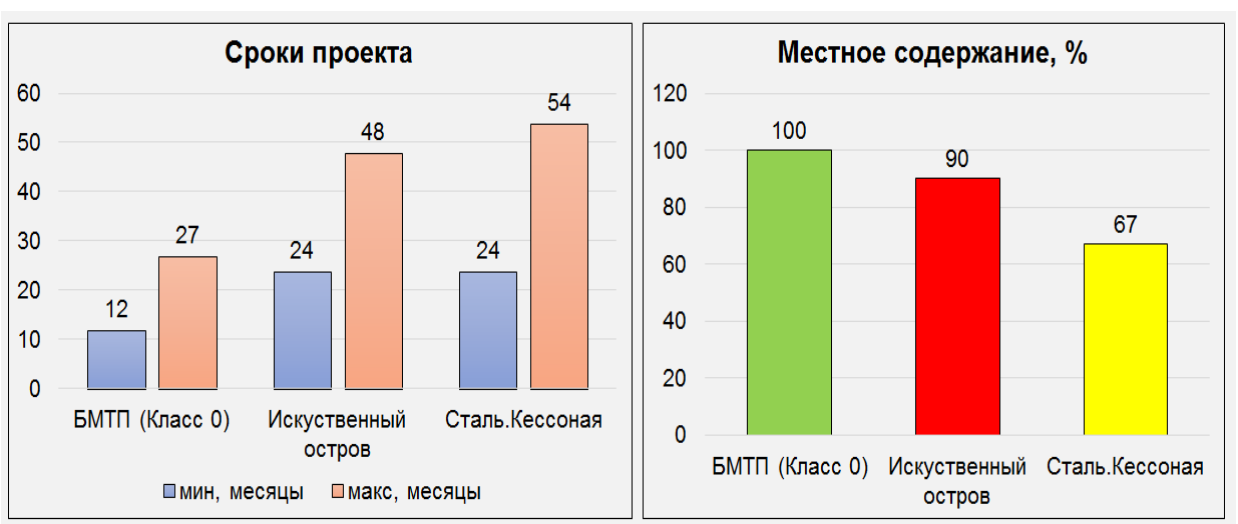
CAPEX: мин.65% — макс. 5 раз дешевле чем традиционные технологии;

NPV составляет +27 млн дол. США за 3 года в то время, когда традиционные технологии в минусе.

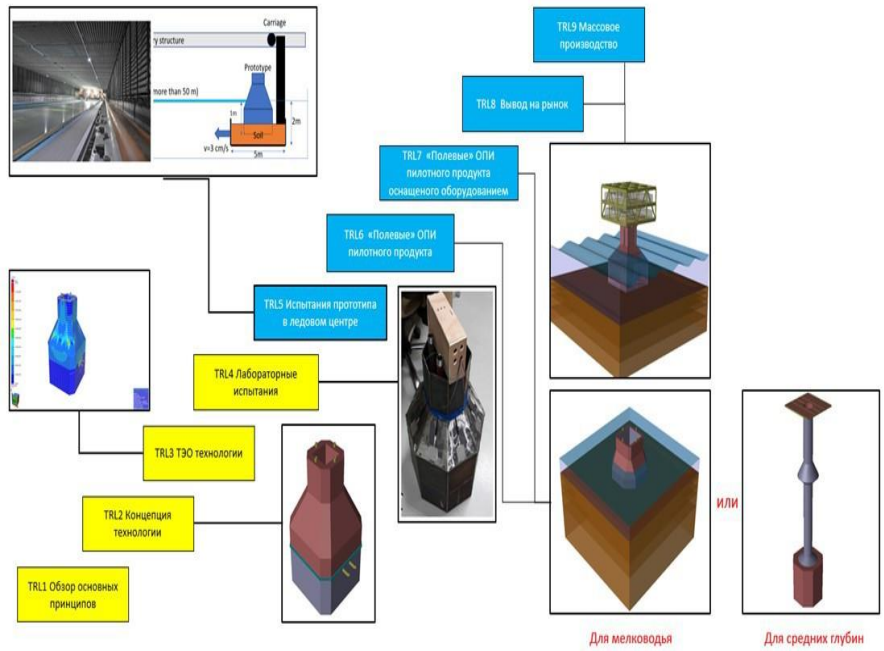




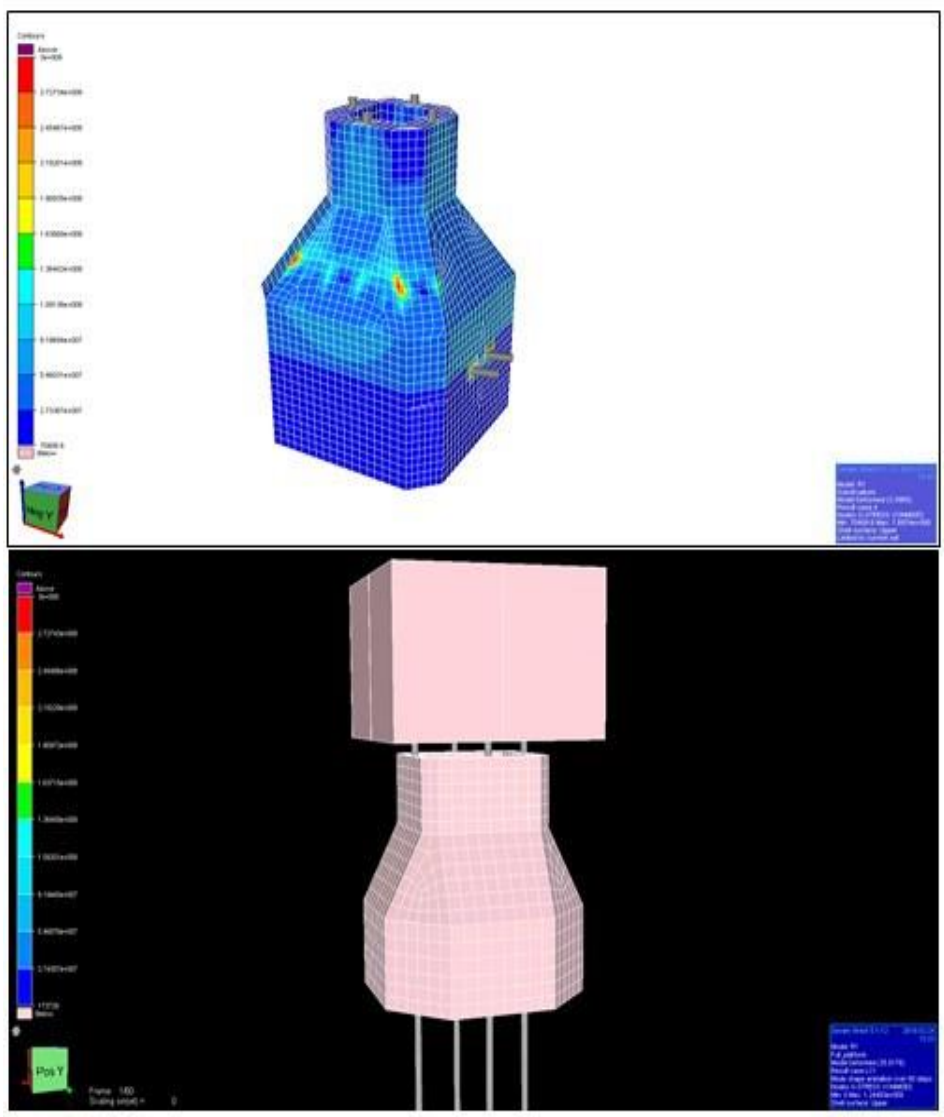
Время проекта

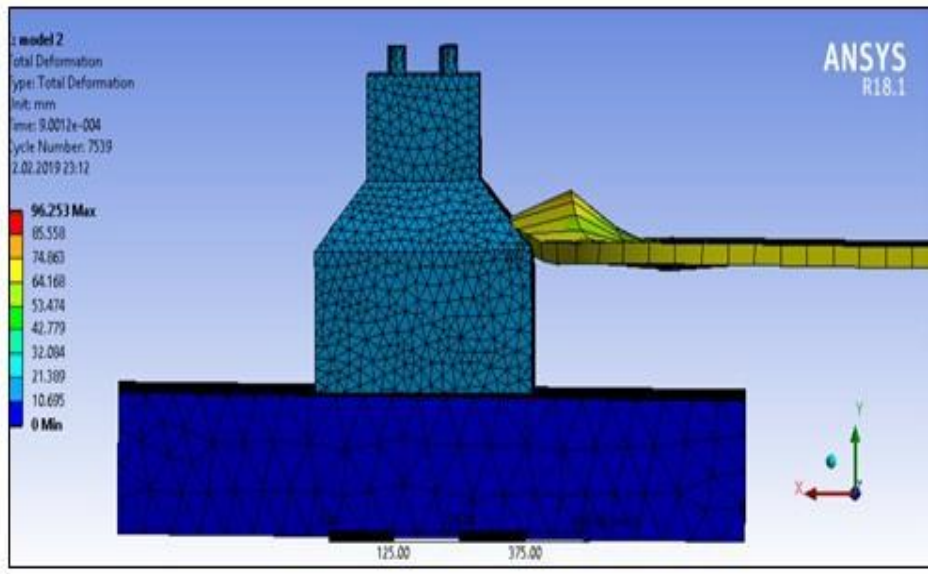


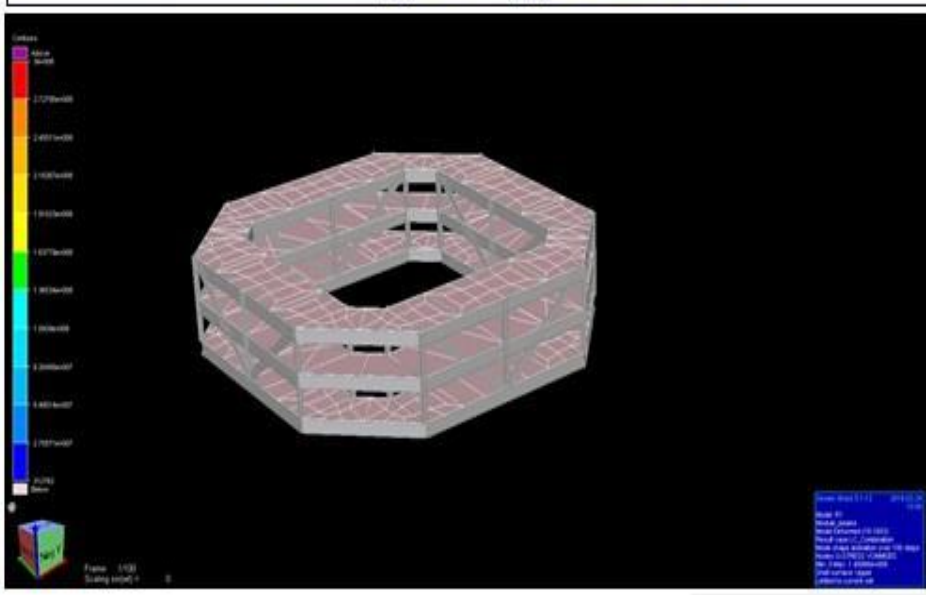
Проделанная работа



Расчеты методом конечных элементов (TRL 1 – 3)



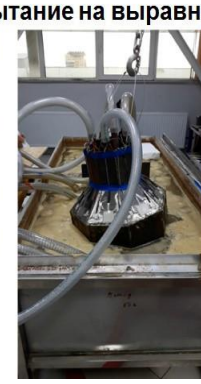




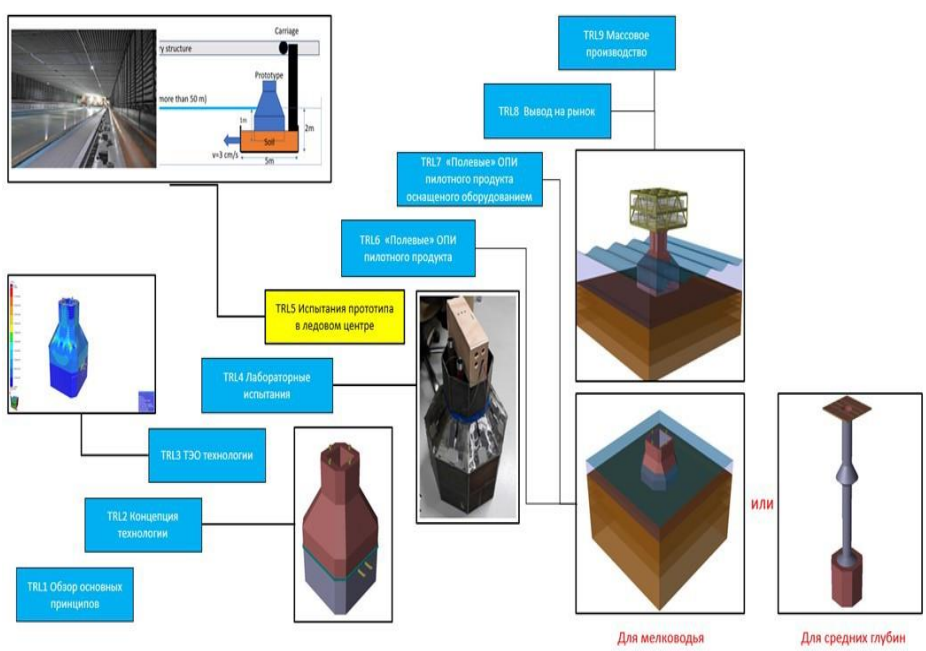
Лабораторные испытания (TRL 4)

Испытание на стабильность

Испытание на выравнивание



Ожидаемый НИОКР в 2019 году



Прототип малого масштаба для стендовых испытаний в ледовом центре ФГУП «Крыловский государственный научный центр» (TRL 5)

№	Наименование работ	Сроки выполнения работы в неделях
1	Изготовление модели для ледовых испытаний	4
2	Проведение расчетов ледовой нагрузки	3
3	Проведение модельных испытаний	0,5
4	Подготовка экспериментального комплекса к испытаниям. Обработка результатов испытаний и пересчет ледовой нагрузки. Разработка отчета, содержащего основные результаты работы.	4

Рисунок А.1 – Схема проведения испытаний

1 – модель опорного основания;

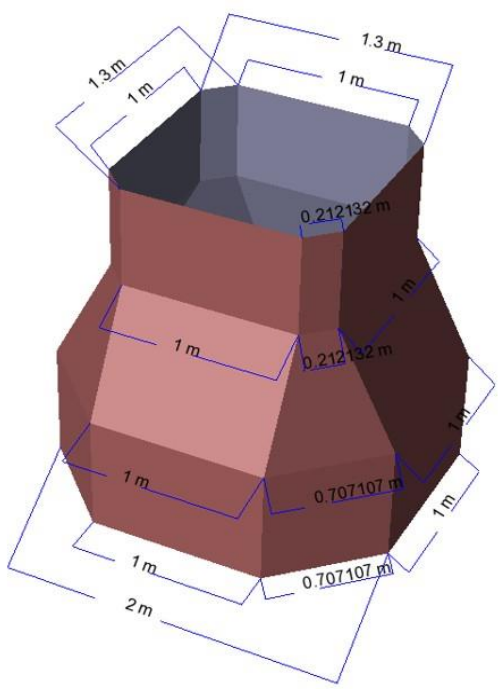
2 – динамометр, измеряющий глобальную ледовую нагрузку;

3 – буксировочная тележка;

4 – крепление имитатора дна к буксировочной тележке;

5 – имитатор дна водоема;

6 – моделированный лед.



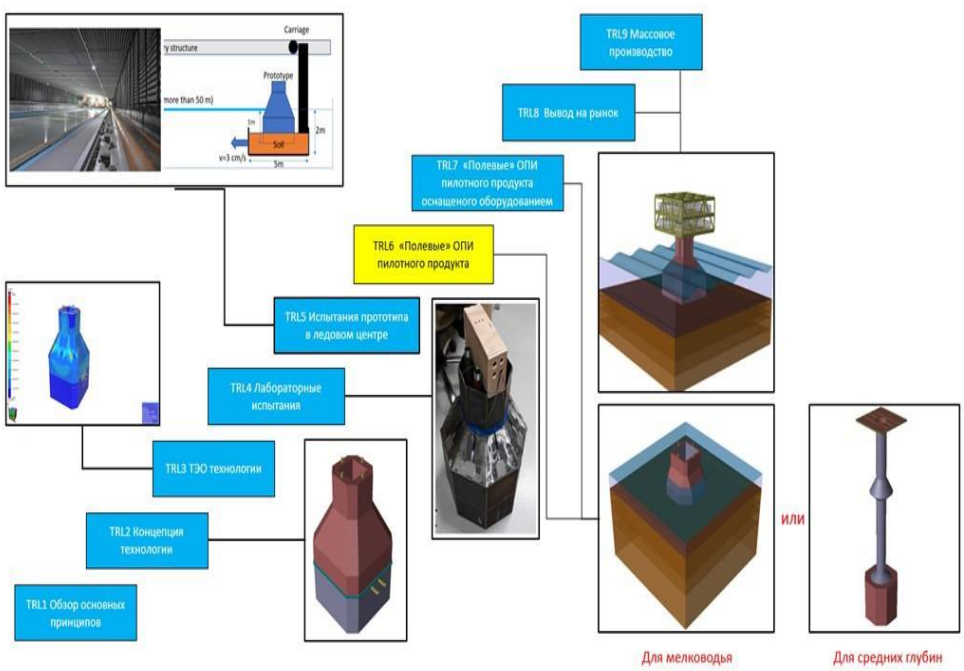
Ожидаемый НИОКР (TRL 5) в 2019 году

№.	Прод.-(мес.)	Начало	Задания
РЗ-1	1	01-Апр-2019	Перечень участников, согласование РЗ и плана НИОКР
РЗ-2	2	01-Май-2019	Разработка программы и методики стендовых испытаний.
РЗ-3	7	01-Июнь-2019	Проведение предпроектных и эскизных работ. Подготовка технического отчета.
РЗ-4			Стендовые испытания прототипа малого масштаба в ледовом центре. Подготовка технического отчета. РЗ, план и смета для ОПИ на 2020 – 2021 г.

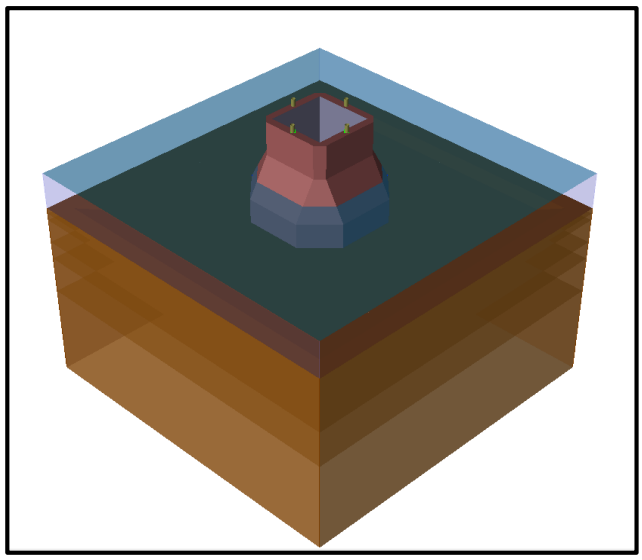
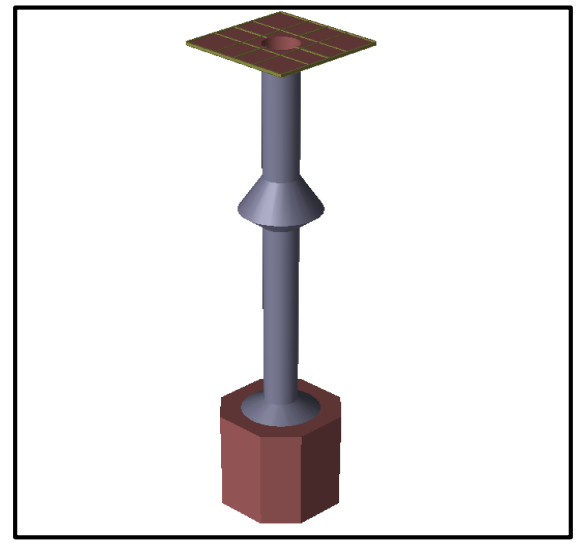
			Год	2019			
Этап	РЗ №	Продол.мес.	Квартал	1	2	3	4
TRL5 (этап по EARTO)	РЗ-1	1					
	РЗ-2	2					
	РЗ-3	7					
	РЗ-4	7					

Описание расходов	Стоимость	Валюта
Проведение исследовании HAZID и FMECA. Оценка рисков	2 000 000	тнг
Изготовление прототипа и проведение ледовых испытании в «Крыловском государственном научном центре»	44 000 000	тнг
Проведение анализа результатов и выбор размеров, материала, место изготовления пилотного продукта	3 000 000	тнг
Подготовка проектно-сметной документации, детальный план и рабочее задание для ОПИ на 2020-2021 г.	8 000 000	тнг
Итого в тенге	**57 000 000**	**тнг**
Итого в долларах США	**152 000**	**$**

Опытно-промышленные испытания (2020-2021 г.) – TRL6



Пилотные прототипы для ОПИ (2020-2021 г.) – TRL 6

	
Для мелководья (класс 3, глубина 10 м) К-во скважин: до 3 (3 скв. на одном кондукторе) CAPEX: 62 млн дол. США Вес БМТП: 1389 т (20% запас) Доступ для бурения СПБУ	Для средних глубин (класс 3, глубина 30 м) К-во скважин: до 3 (3 скв. на одном кондукторе) CAPEX: 24 млн дол. США Вес БМТП: 546 т (20% запас) Доступ для бурения СПБУ.

Примечание: Детальное рабочее задание и план проведения ОПИ 2020-2021 г. и технико-экономические характеристики пилотного прототипа будут известны после проведения НИОКР в 2019 году. Для этого нужна компания оператор готовая профинансировать ОПИ и содействовать в проведений полевых испытаний на своем месторождений.

Заключение

Мы приглашаем Вас принять участие в НИОКР в 2019 г.:

1. Для этого нужно отправить письмо о заинтересованности от компании в ТОО NemoX.
2. В случае необходимости можно подписать меморандум о взаимопонимании для сотрудничества в НИОКР (2019 г.) и ОПИ (2020–2021 г.) проектах.
3. Вместе разделить расходы на выполнение НИОКР работы.
4. Рассмотрение и внесение предложений в рабочее задание (РЗ).
5. Возможное участие в стендовых испытаниях в ледовом центре.
6. Возможность получать краткую информацию о результатах проделанной работы и полный технический отчет в конце НИОКР проекта.
7. Возможность участия в обсуждении итоговых результатов и разработка РЗ для ОПИ.
8. Возможность соавторства в научных публикациях при активной совместной работе.

9.2 Обзор технологий заканчивания скважин с МГРП

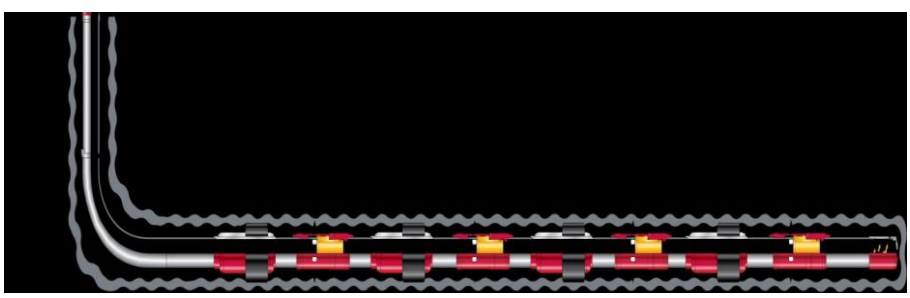
Бочкарев Иван менеджер по продажам департамента по заканчиванию скважин, Weatherford.
+7-727-334-19-67; +77012261101; 2261101@mail.ru

Проведен обзор технологий заканчивания скважин с МГРП. Описаны виды заканчивания с МГРП и различные муфты ГРП и пакеров. Приведены результаты инженерных/технологических решений, полученные компьютерным моделированием. Проанализированы возможные проблемы при добыче в открытом Стоволе и описаны технологии регулирования притока в открытом стволе. Приведена типовая схема компоновки с МГРП и фильтрами и УКП и описан процесс подбора параметров. Рассмотрены результаты применения УКП.

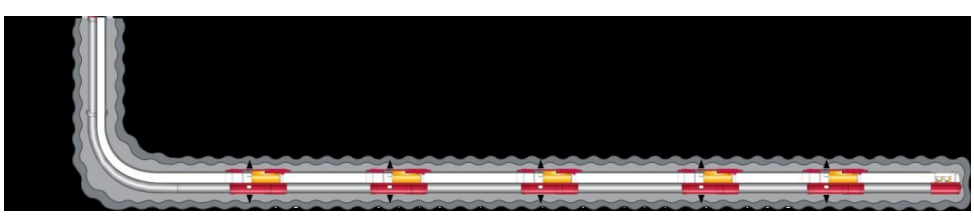
A review of well completion technologies with multiple hydraulic fracturing was carried out. The types of completion with MGRP and various hydraulic fracturing couplings and packers are described. The results of engineering / technological solutions obtained by computer simulation are given. Possible problems in mining in the open Stovola are analyzed and technologies for controlling the flow in the open shaft are described. A typical layout scheme with MGRP and filters and a PPD is described, and the process of selecting parameters is described. The results of applying the PCD are considered.

Введение: виды заканчивания с МГРП

Открытый ствол с пакерами и муфтами ГРП



Цементируемая колонна с муфтами ГРП

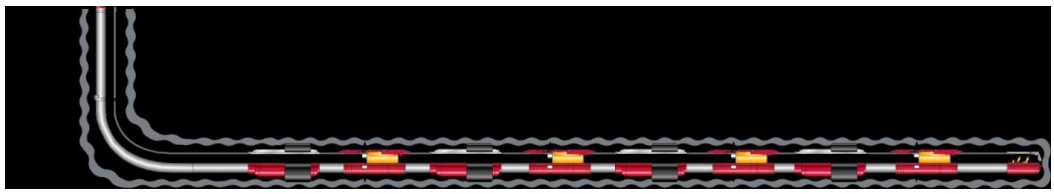


Опыт работы в карбонатных коллекторах: «Лукойл-Пермь» и «Лукойл-Коми» с 2013 года.
Опыт работы в терригенных коллекторах Западной Сибири:
Роснефть (ЮНГ, ПНГ), Газпромнефть (Хантос, Ноябрьск, Оренбург, Мессояха, Новый Порт, Муравленко, Восток), Лукойл-Западная Сибирь, ЯРГЕО, Русснефть и др. с 2010 года
Локальное производство оборудования заканчивания для МГРП в г. Пермь с 2013 года.
Производственная база в г. Нижневартовск, более 30 человек полевого персонала.

Муфты ГРП с шарами/седлами

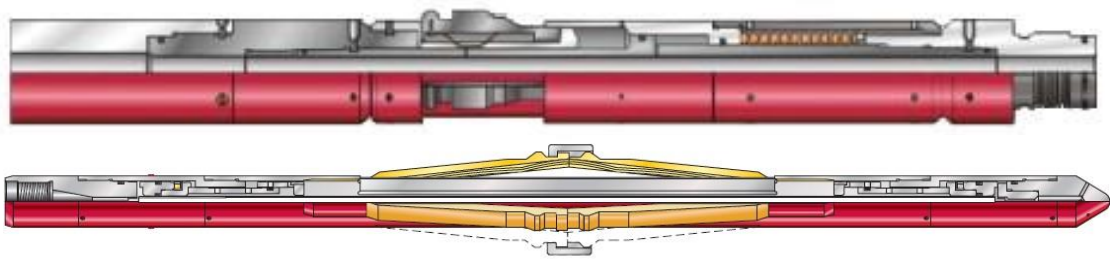
Одноразовые муфты SingleShot (до 40 стадий).
Опция MULTISHIFT (с возможностью закрытия после разбуривания седла под шар).

Возможность цементирования.
Специальный дизайн цементировочной пробки.
До 17 стадий в 114 мм хвостовике с НКТ-89 мм.
Давление 689 атм (10 000 psi).



Равнопроходные многоразовые муфты monobore

Равнопроходной внутренний диаметр (отсутствие шаров, седел).
Активация с помощью ключа модели HWB/FSV на ГНКТ.
Открытие вверх, закрытие вниз.
Цанговый механизм для фиксации внутренней втулки в открытом или закрытом положениях.
Возможность проводить ГРП селективно.
Возможность закрытия любой муфты впоследствии.
Ключ «HWB» для НКТ – 114 мм.
Ключ «FSV» для НКТ – 89 мм.



Изолирующие пакера – гидравлические

Гидромеханические пакеры «ARES II» и «APOLLO»:
- специальный дизайн для отсечения интервалов ГРП;
- предохранительная функция от преждевременной активации;
- удерживающий механизм пакерующего элемента после активации;
- размерный ряд: 88,9 мм, 114,3 мм и 139,7 мм;
- рабочее давление стандарт 689 атм (до 1027 атм);
- максимальная температура до 150°С.

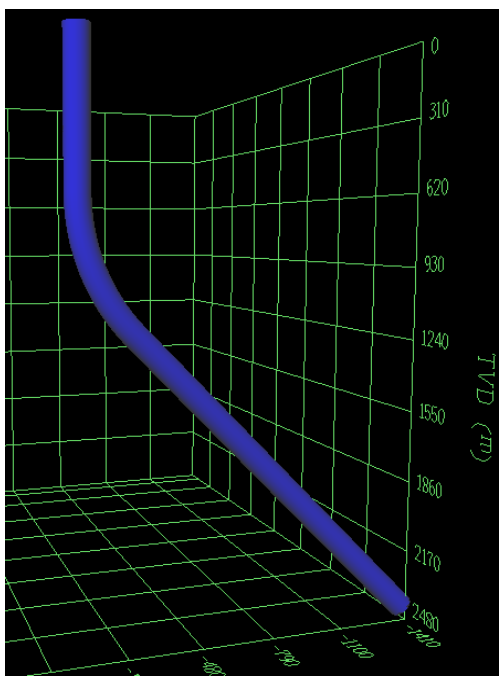
1. *Разбухающие пакеры на базовой трубе (вулканизированные):*

Fraxsis: вода/нефть/гибрид
1.5-6.1 м
ΔP=до 684 атм,
T_{max}=171°С

2. *Разбухающие пакеры рукавного типа (надевается на обсадную трубу):*

Morphisis: вода/нефть/гибрид,
длина 1 рукава - 0,46 м,
T_{max}=150°C

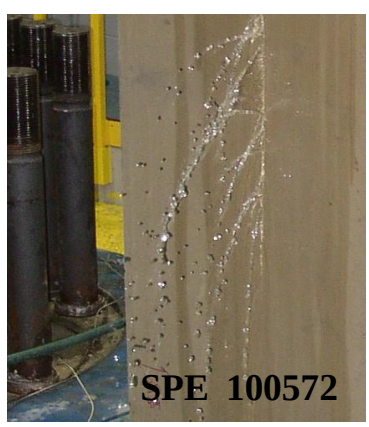
Инженерные/технологические решения



Компьютерное моделирование для определения моментов, действующих на хвостовик и транспортную колонну, с помощью программных продуктов: TadPRO, OneThink, LandMark
Выбор резьбового соединения хвостовика и транспортной колонны, позволяющего проведение безопасного вращения
Настоятельно рекомендуется привлечение сервиса по спуску обсадных колонн для контролируемого свинчивания резьбовых соединений на столе ротора
В случае необходимости снижения коэффициентов трения при вращении использование роликовых центраторов позволяет уменьшить нагрузки на 60%
Подбор центраторов, расчет их расстановки с учетом необходимости вращения и обеспечения центрирования не менее 80%
Применение оборудования системы подвески хвостовика, конструкция которых минимизирует риск повреждения оборудования при вращении/ спуске, защита спускового инструмента от шлама во избежание заклинок
Использование вращающихся цементировочных головок

ГРП в цементированном хвостовике

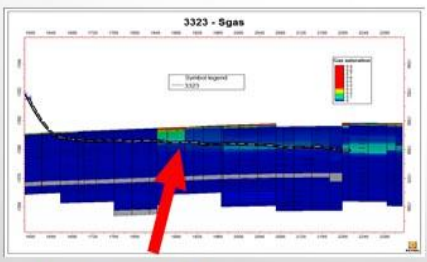
- необходимость вращения хвостовика во время цементирования;
- использование высоко моментных резьб для вращения;
- эластичность цементного камня – достаточная для обработок ГРП;
- использование центраторов с пониженным коэффициентом трения;
- стадия закачки кислоты для инициации трещины.



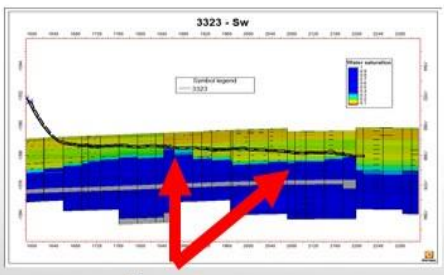
Возможные проблемы при добыче в открытом Стволе

- Конусообразование
- Неравномерные отборы из зон с анизотропией проницаемости
- Прорыв воды/газа
- Неравномерный профиль депрессии в связи с потерями давления на трение по длине ГС

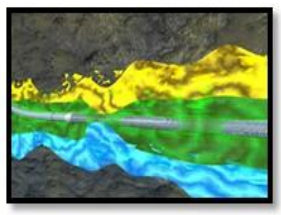
- Неполная выработка запасов
- Снижение продуктивности
- Сокращение времени жизни скважины
- Утилизация больших объемов воды\газа

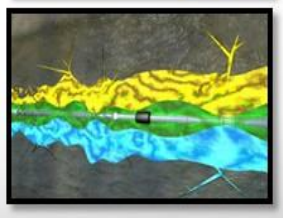


Прорыв газа



Прорыв воды

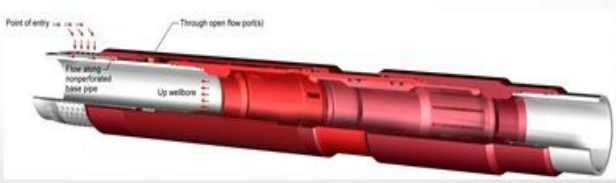




©2018 Weatherford International plc. Все права защищены.

Технологии регулирования притока в открытом стволе:

- разделение зон разбухающими или гидравлическими пакерами;
- применение устройств контроля притока FloReg ICD (УКП);
- применение технологии FloReg Reservoir Control, позволяющей перекрывать зоны с прорывом воды/газа;
- применение автономных устройств контроля притока AICD FloReg (АУКП).



©2018 Weatherford International plc. Все права защищены.

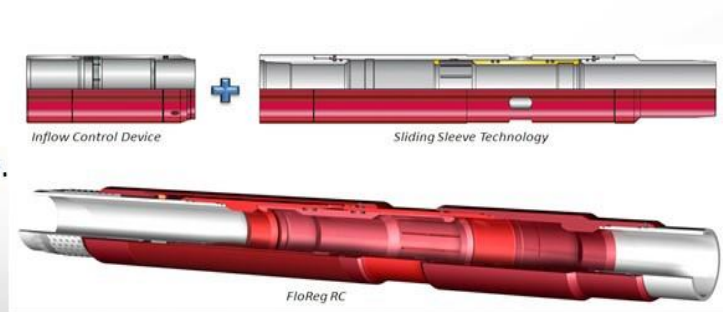
Устройства контроля притока FloReg ICD (УКП)

1. Приток из пласта
2. Течение по затрубному пространству вдоль базовой трубы
3. Проход жидкости через устройство контроля притока
4. Течение в базовой трубе
5. Возможность использования с МГРП

Размеры штуцеров

- 1.6 мм
- 2.5 мм
- 4.0 мм
- 5.1 мм

Устанавливается 2 или 4 штуцеров на 1 трубе.



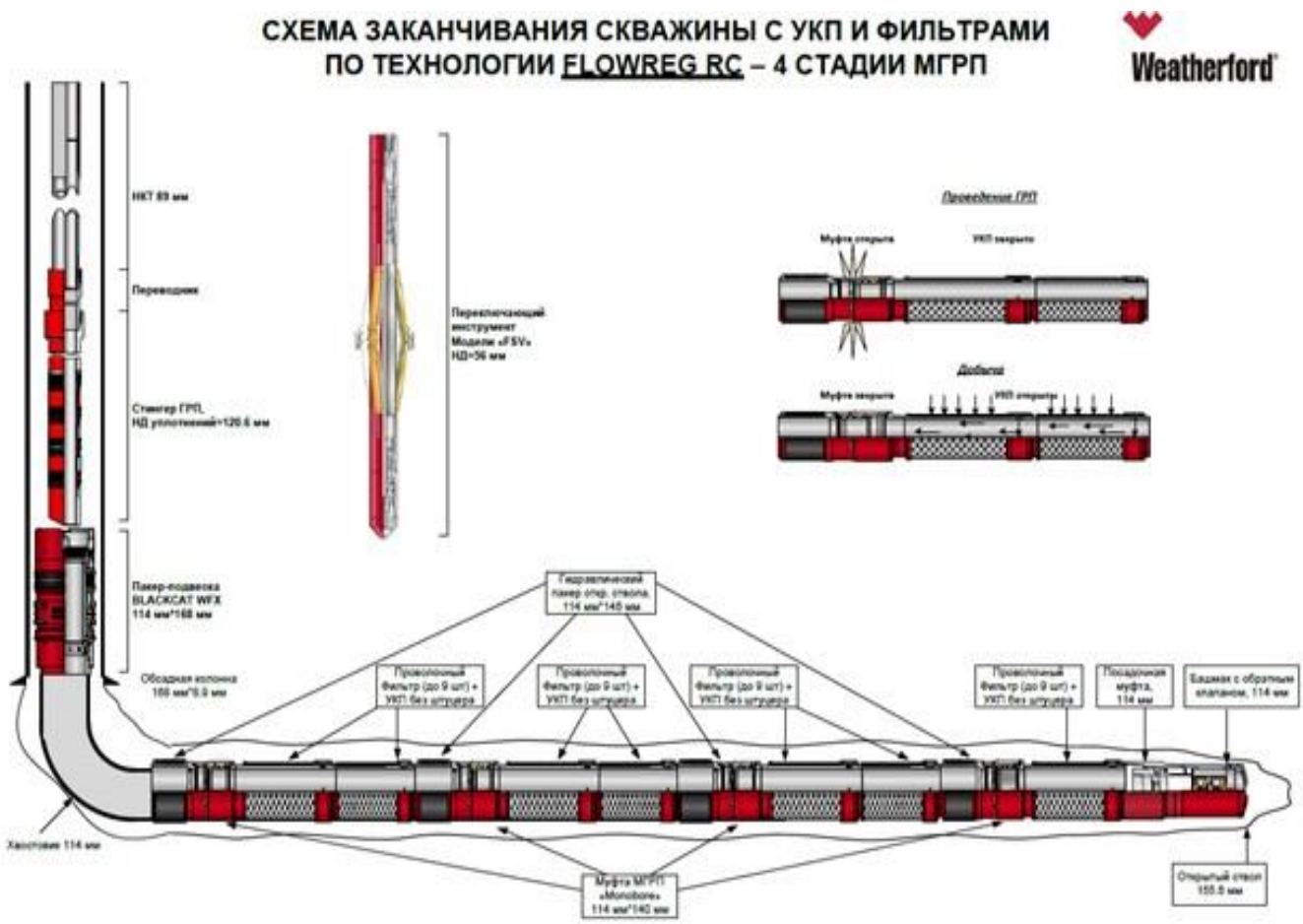
Оборудование заканчивания FlowReg RC + МГ РП

Нецементируемый хвостовик 114 мм с муфтами ГРП, фильтрами и пакерами:
- гидравлическая подвеска хвостовика, гидравлические пакера открытого ствола;
- муфты ГРП многоразовые «MONOBOR», активируемые инструментом на ГНКТ.

Преимущества системы:

1. Полнопроходной хвостовик;
2. Неограниченное число стадий;
3. Все операции ГРП за 1 СПО на ГНКТ;
4. Возможность закрытия муфт для отсечения воды;
5. Возможность работы с каждым интервалом по отдельности;
6. Возможность проведения повторного ГРП через длительный промежуток времени.

Типовая схема компоновки с МГРП и фильтрами и УКП



AICD Автономное устройство контроля притока

Действие по принципу пассивного устройства регулирования притока в ходе добычи нефти.

Дополнительное ограничение нежелательного поступления воды или газа при прорывах в сравнении с пассивными устройствами регулирования притока.

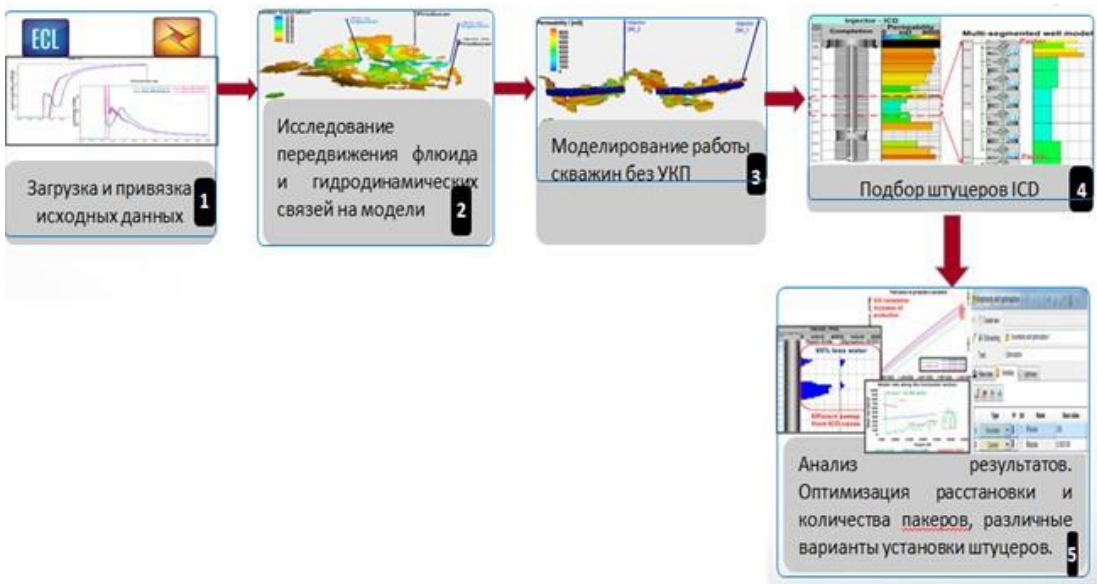
Каждое устройство действует независимо на участке между секциями.

Технология Statoil, на которую у компании Weatherford имеется лицензия.

Свободно плавающий диск (одна движущаяся деталь) опирается на нижнюю часть при добыче нефти, обеспечивая максимальную площадь притока.

Обеспечение самонастройки под дебит скважины.

Процесс подбора параметров



Выводы. Результаты применения УКП

Применение УКП с пакерами

- изоляция интервалов глин; изоляция трещинноватых зон;
- разделение зон с различными ФЕС;
- выравнивание профиля депрессии от пятки к носку горизонтального ствола;
- регулирование профиля притока; отдаление момента прорыва воды;
- увеличение потерь давления в интервалах прорыва воды;
- улучшенная отчистка скважины на запуске.

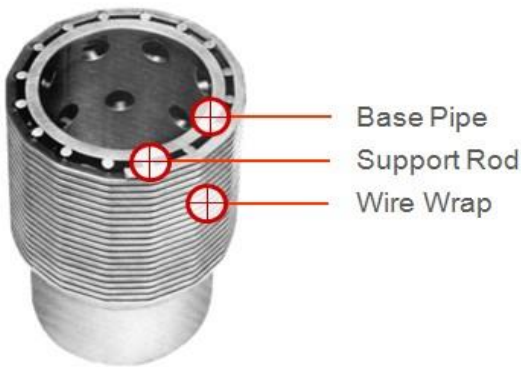
Результат

- снижение обводненности;
- увеличение накопленных показателей; увеличение КИН;
- пролонгация срока службы скважины.

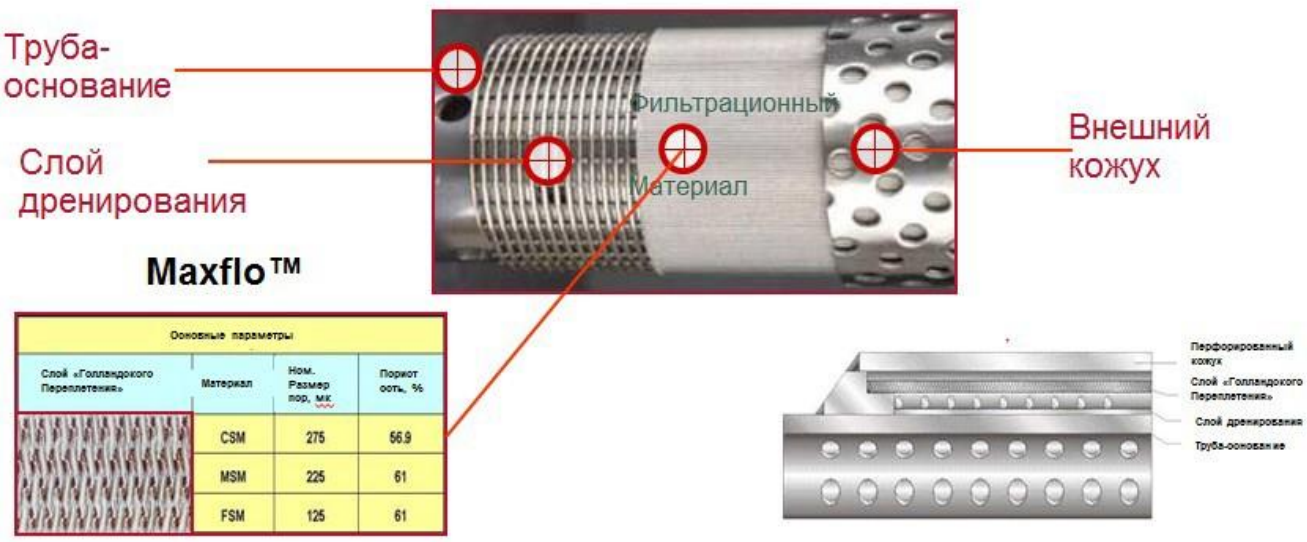
№	Наименование
1	Муфта ступенчатого цементирования
2	Шламоуловитель
3	Заколонный надуваемый пакер
4	Переводник 177,8x139,7 мм
5	Полированная воронка
6	Гидравлический заколонный пакер
7	Муфта ГРП
8	Гидравлическая муфта ГРП
9	Активационная муфта
10	Обратный клапан
11	Самоцентрующийся башмак

Проволочный фильтр

Отличительные особенности и преимущества:
- применяется на ERD скважинах с большим отходом;
- уникальный дизайн с уменьшенным внешним диаметром;
- самые распространенные фильтра для борьбы с пескопроявлением по всему миру;
- наиболее экономически эффективный контроль песка;
- производство соответствует международному стандарту ISO 17824, уровень исполнения (V1) уровень контроля качества (Q1).



Сетчатый фильтр



Основные параметры			
Слой «Голландского Переплетения»	Материал	Ном. Размер пор, мк	Пориот ость, %
	CSM	275	56.9
	MSM	225	61
	FSM	125	61

Фильтрующий слой: Дизайн сеток MaxFlo* превосходит стандартное – «квадратное» плетение сеток по контролю песка и остаточной проницаемости. «Голландское плетение» сеток позволяет создать большой диапазон пор между ячейками. Возможность удерживать почти все размеры частиц, что достигается тремя размерами сеток (Fine, Medium, Coarse).

Выбор метода контроля пескопроявления

	Stand Alone Screens (SAS)			Гравийная набивка
Параметр	Щелевой хвостовик / Проволочный фильтр	Премиальный сетчатый фильтр	MeshRite	Проволочный фильтр
Устойчивость ствола скважины	🟡	🟡	🟡	🔵
Контроль пескопроявления (закупоривание, сопротивление эрозии)	🟡	🟡	🟡	🔵
Риск эрозии	🟡	🔴	🟡	🔵
Возможность изоляции зон	🔵	🔵	🔵	🔴 🔵
Геометрия ствола (функция внутреннего диаметра ствола)	🔵	🔵	🔵	🟡
Продуктивность (скин и т.д.)	🟡	🟡	🔵	🔵
Растворение глинистой корки	🔵	🟡	🟡	🔵
Надежность / Длина жизни скважины	🔴	🟡	🟡	🔵
Мониторинг скважины (телеметрия)	🔵	🔵	🔵	🔵
Риски при установке	🔵	🔵	🔵	🟡
Стоимость	🔵	🔵	🟡	🔴

🔵	**Соответствует требованиям, нет необходимости к дополнительным исследованиям**
🟡	**Необходимы дополнительные исследования, возможны риски и отказы**
🔴	**Критический, высокий риск отказа**
○	**Не применимо**

9.3 Опыт внедрения систем МГРП на месторождениях Мангистауской области – ТОО МУНАЙФИЛДСЕРВИС и Gryphon Oilfield Solutions

Хлестов Иван директор по развитию бизнеса, Россия и Казахстан,
Gryphon Oilfield Technologies Ltd и ТОО «КАЗБУРИНВЕСТ»
a.issabekova@KAZENERGY.com,
7172 794988

Описан опыт внедрения систем МГРП на месторождениях Мангистауской области. Рапссмотрена технологии заканчивания многоступенчатых ГРП для обсаженных и открытых стволов. Приведена система МГРП с фрезеруемыми седлами посадочных муфт SUREstack. Приведены результаты проведения стадии №1 — №3 МСГРП и их итоги. Для оптимизации технологии предложены системы МГРП с возможностью извлечения посадочных муфт SUREstac, с извлекаемыми седлами и с возможностью извлечения посадочных муфт SUREstack и система Echo DC — Растворимые картриджи.

The experience of introducing MGRP systems in the fields of Mangistau Oblast is described. The technology of completion of multistage hydraulic fracturing for cased and open trunks was reviewed. The MGRP system with milled saddles of SUREstack landing sleeves is shown. The results of stage №1 — №3 MSGRP and their results are given. To optimize the technology proposed MGRP system with the ability to extract the fittings SUREstac, with removable seats and with the ability to extract the fittings SUREstack and Echo DC system — Soluble cartridges..

Портфолио компании GRYPHON Oilfield Solutions

Компания «Грифон» специализируется на разработке и производстве эффективных и надежных систем заканчивания многоступенчатых ГРП для скважин с обсаженным и открытым стволом.

Разработка:

- Разработка новых систем производится специалистами компании, которые являются профессионалами в инжиниринге и проведении полевых работах;
- производство и тестирование прототипов является частью интегрированной системы разработки оборудования.

Тестирования оборудования:

- новое оборудование проходит полное тестирования на стендах компании. Стенды для тестирования были разработаны и созданы для исключения рисков при проведении работ на скважинах;
- Контроль качества проводится группой специалистов, обеспечивающей высокий стандарт проверки качества всего поставляемого оборудования.

Сопровождение полевых работ:

- тесное сотрудничество с подрядчиком в реализации новых решений, а также контроле качества оказываемых услуг;
- исключительная технологическая поддержка проводимых работ.

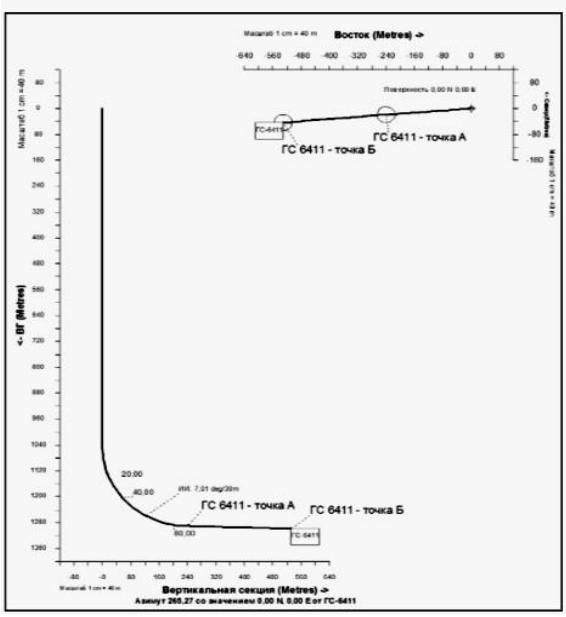
Технологии заканчивания многоступенчатых ГРП для обсаженных и открытых стволов.

Open Hole		
SUREstack	Полнопроходная система закачивания с извлекаемыми портами ГРП. Извлечение сёдел производится за одну спуско- подъёмную операцию.	3-1/2" 4-1/2" 5-1/2"
Cased Hole		
SUREjet	Высокотехнологическая система SUREjet™ позволяет проводить многостадийные ГРП с использованием ГНКТ и ГПП.	4-1/2" 5-1/2"
SUREstraddle	SUREstraddle™ - Система селективного МГРП SureStraddle для цементируемых и не цементируемых стволов	4-1/2" 5-1/2"
SUREshift	Система SUREshift™ предоставляет возможность открытия гидравлических окон с помощью НКТ и ГНКТ в открытом стволе и в обсаженных колоннах	4-1/2" 5-1/2"

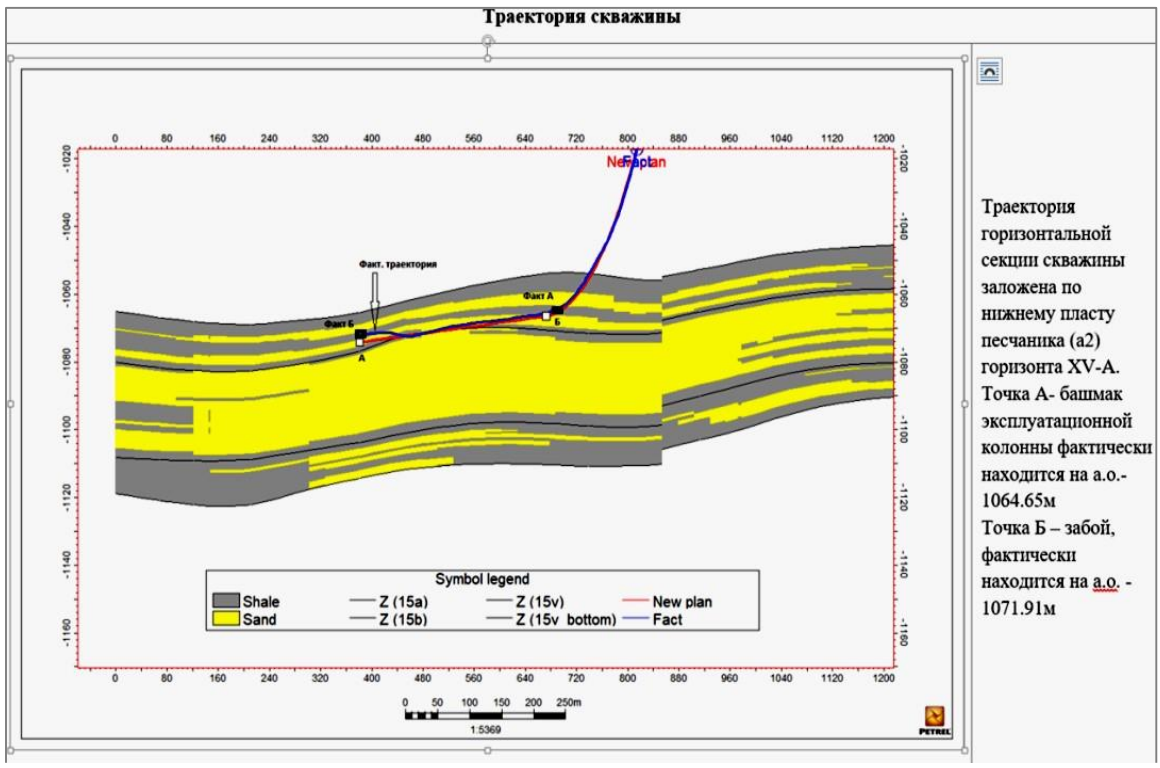
Опыт применения – скважина месторождения в Мангистауской области

Скважина пробурена на силами буровой компании «Бургылау».
Вертикальная часть закончена зацементированной 178 мм эксплуатационной колонной.
Длина горизонтального участка, законченного 114 мм эксплуатационной колонной 391 м.

Конструкция скважины (проекция траектории горизонтального ствола)



Направление ∅ 426 мм	50 м
Кондуктор ∅ 324 мм	120 м
Промежуточная колонна ∅ 245 мм	850 м
Эксплуатационная колонна ∅ 177,8 мм	1415 м
Хвостовик ∅ 114 мм (МГРП)	от 1325.7 м до 1716.8 м
Длина горизонтального участка	291.1 м



Система МГРП с фрезеруемыми седлами посадочных муфт SUREstack

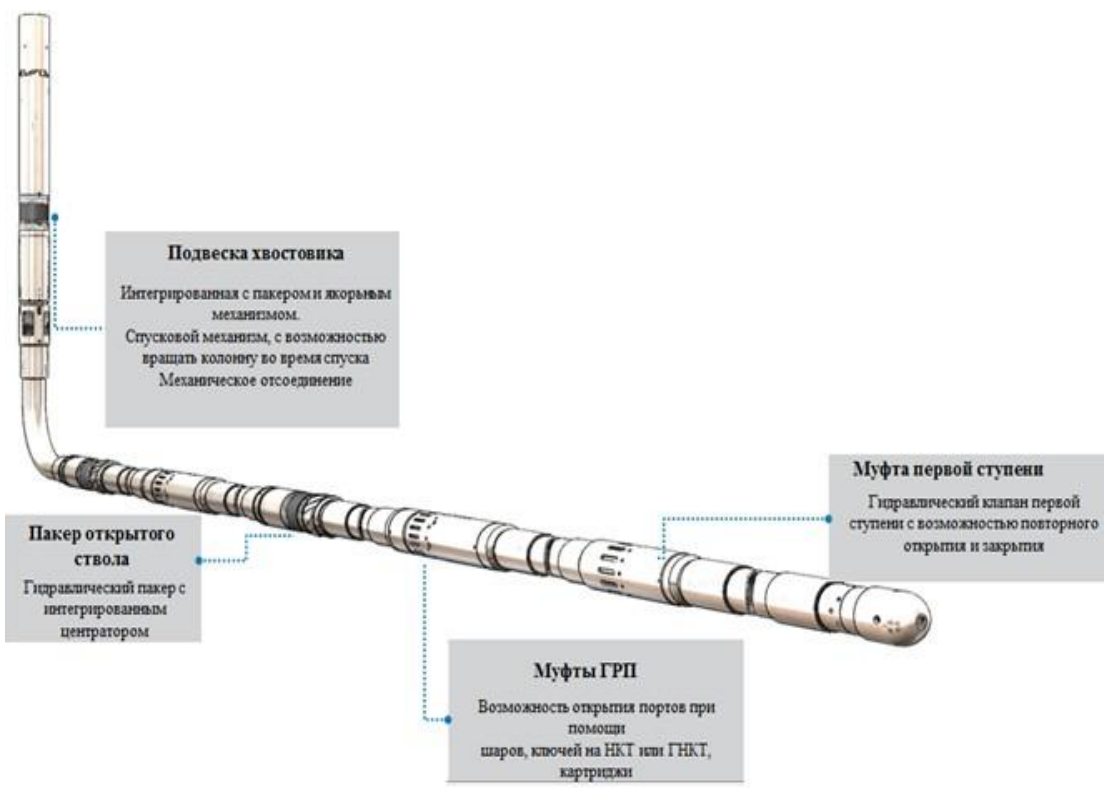
Три стадии.

Разбуриваемые седла с возможным повторным открытием и закрытием.

Возможность вращения колонны в случае осложнений со спуском.

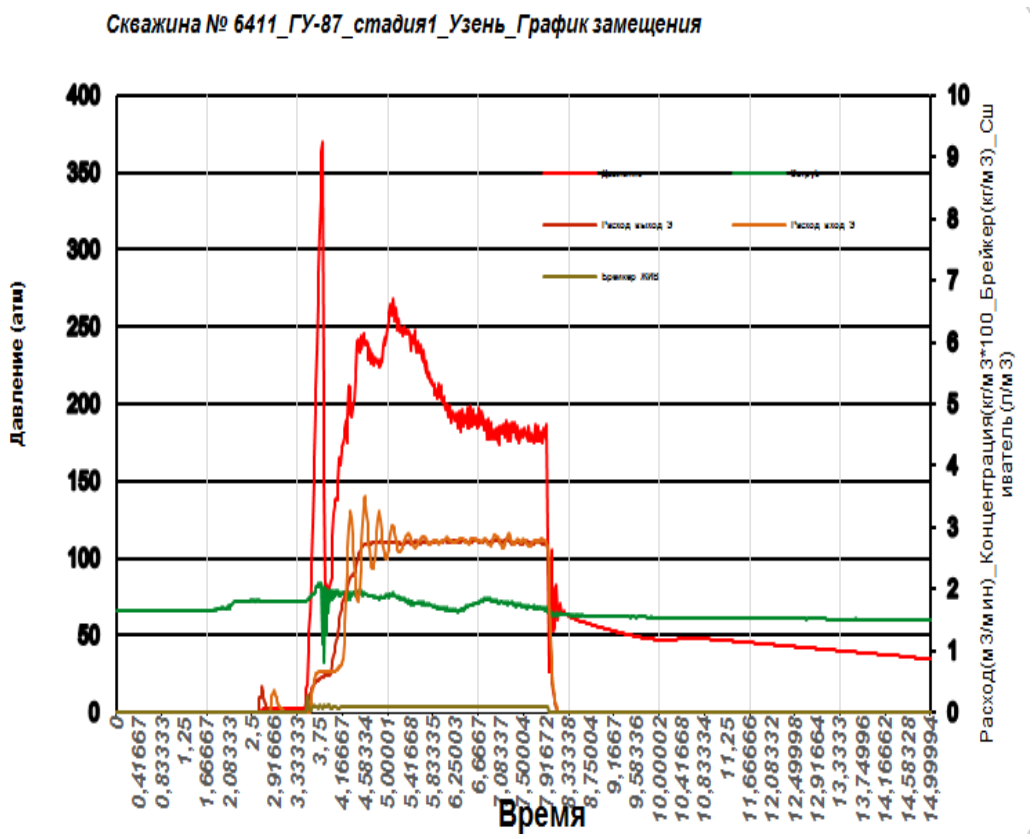
Большой диапазон применения гидромеханических пакеров, позволил избежать использования разбухающих пакеров.

Надежная изоляция пакерующих элементов подвески.

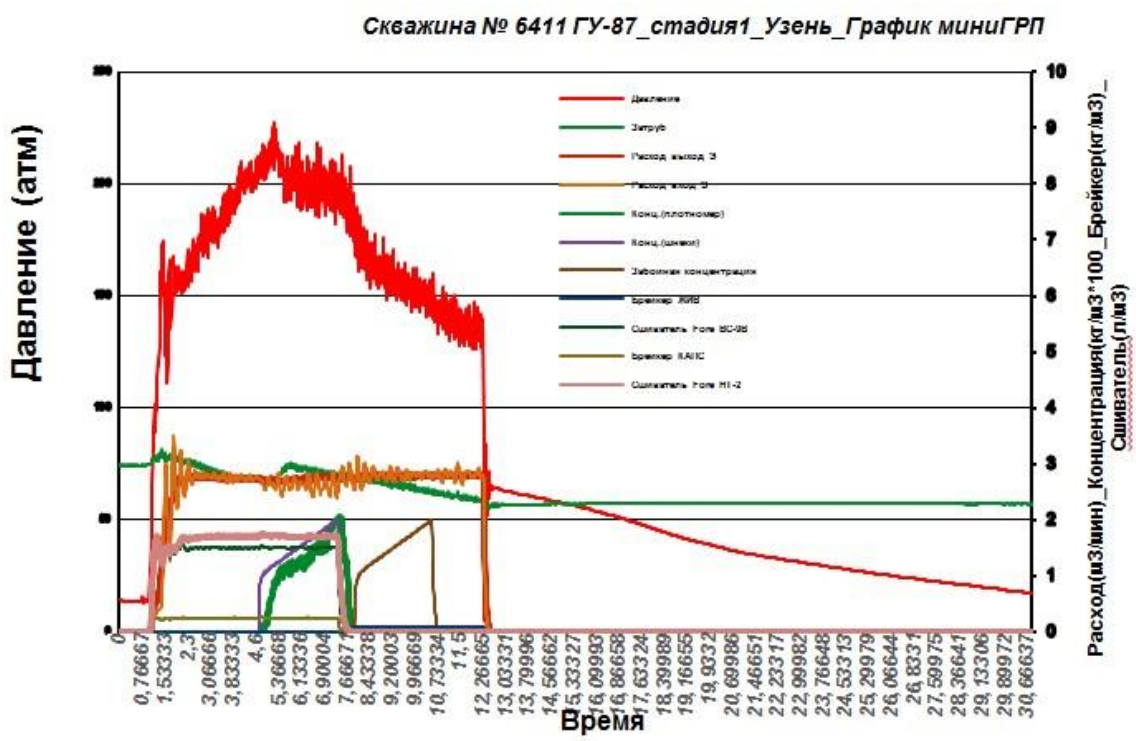


Проведение стадии №1 МСГРП

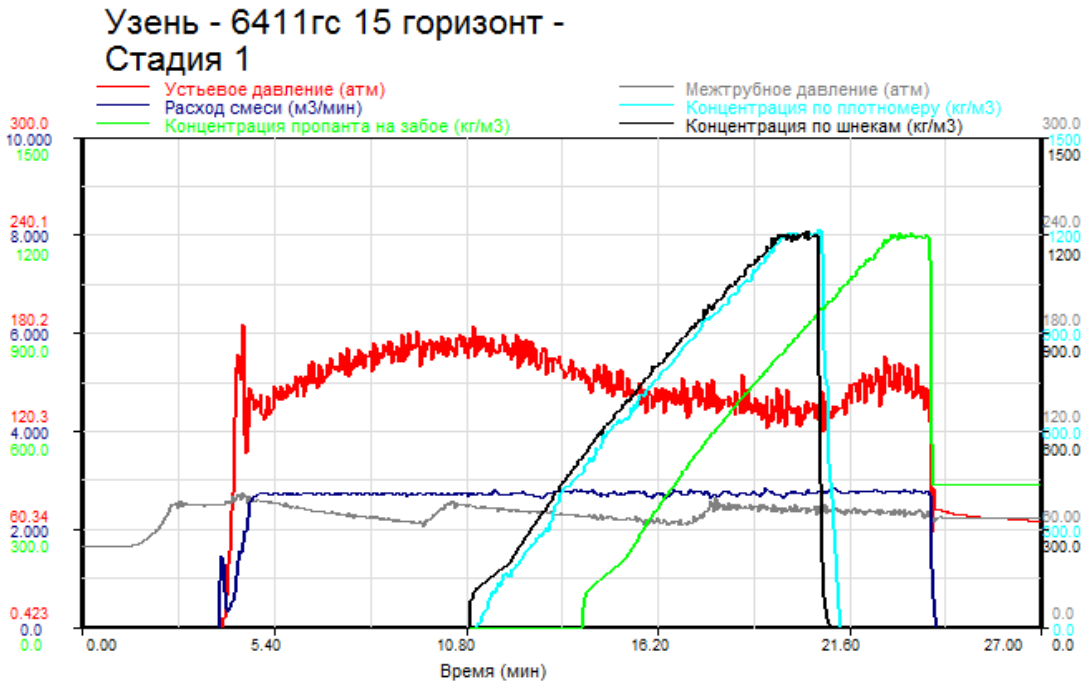
На стадии №1 активация гидравлического порта прошла без осложнений, была закачена стадия замещение.



Стадия Мини ГРП так же прошла без осложнений, при прокачке проппантовой пробки наблюдалось снижение рабочего давления с 220 до 140 атм. По результатам анализа тестовых закачек, ввиду низкой эффективности жидкости, принято решение увеличить буферную стадию с 10 до 18 м^3.

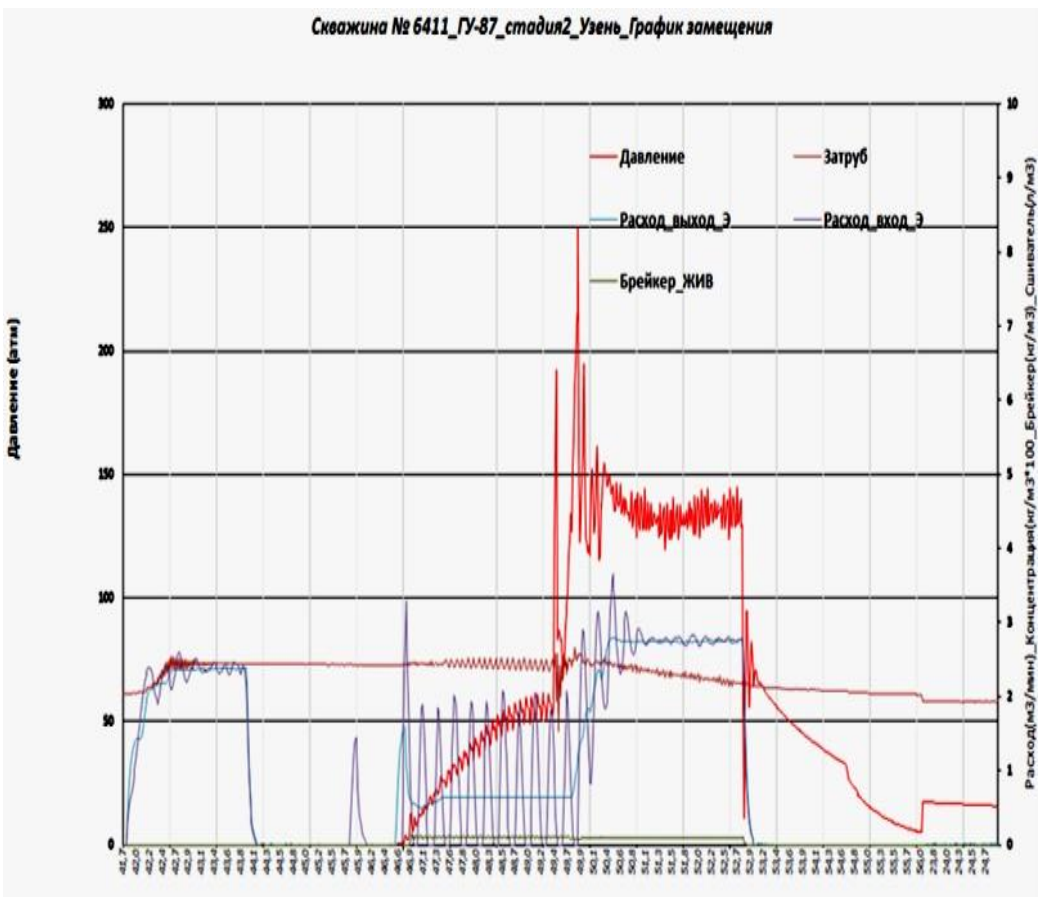


Закачка основного ГРП прошла без осложнений, получен прирост значения ISIP на 9 атм. Продавка осуществлена в ноль, с учетом объема поверхностной линии.

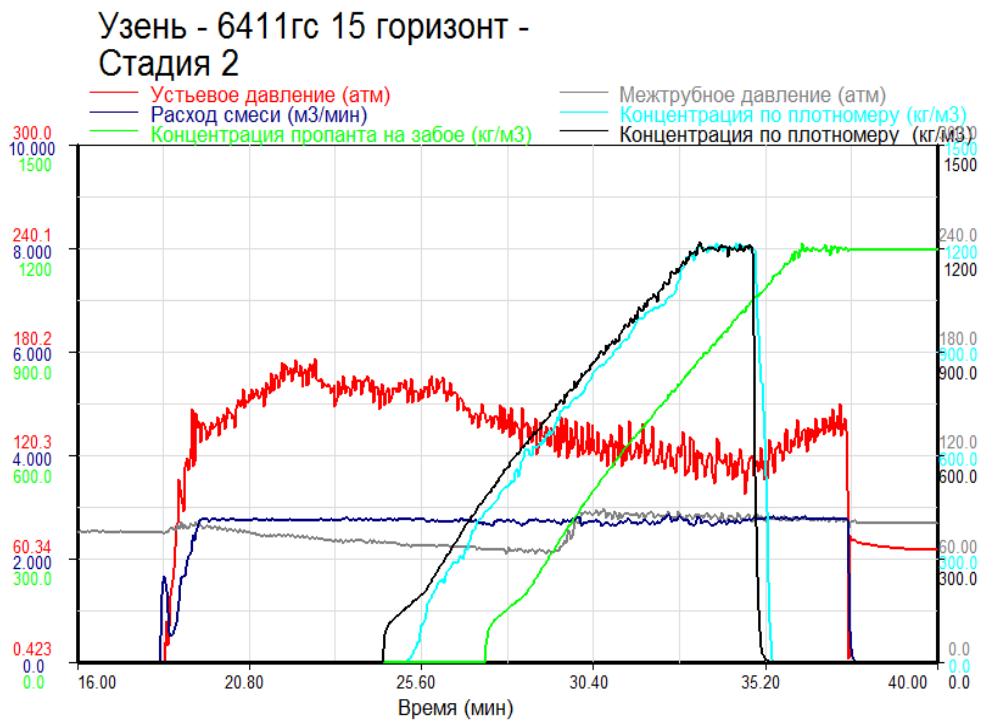


Проведение стадии №2 МСГРП

На стадии №2 активация порта прошла без осложнений (что подтвердило правильность расчета объема продавочной жидкости), была закачена стадия замещение.



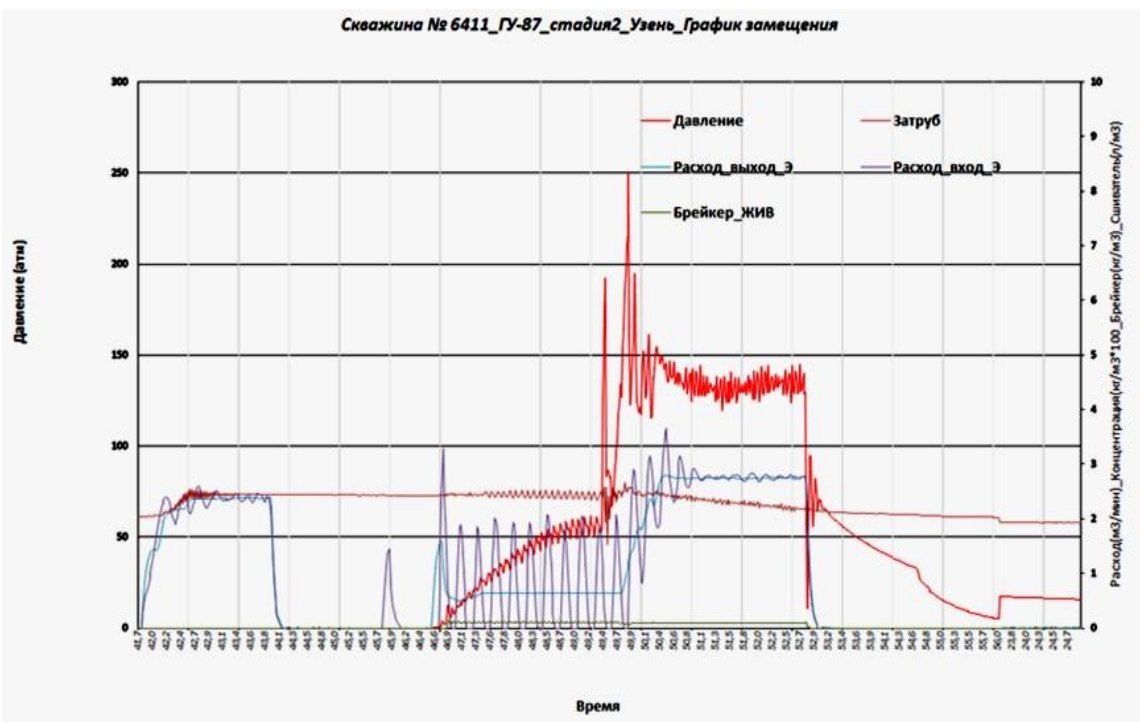
По результатам анализа стадии ЗАМЕЩЕНИЯ принято решения увеличить объем буферной стадии с 10 до 16 м^3. Закачка основного ГРП прошла без осложнений. Продавка осуществлена в ноль, с учетом объема поверхностной линии. В пласте размещено 15 тонн проппанта в соответствии с первоначально утвержденным дизайном.

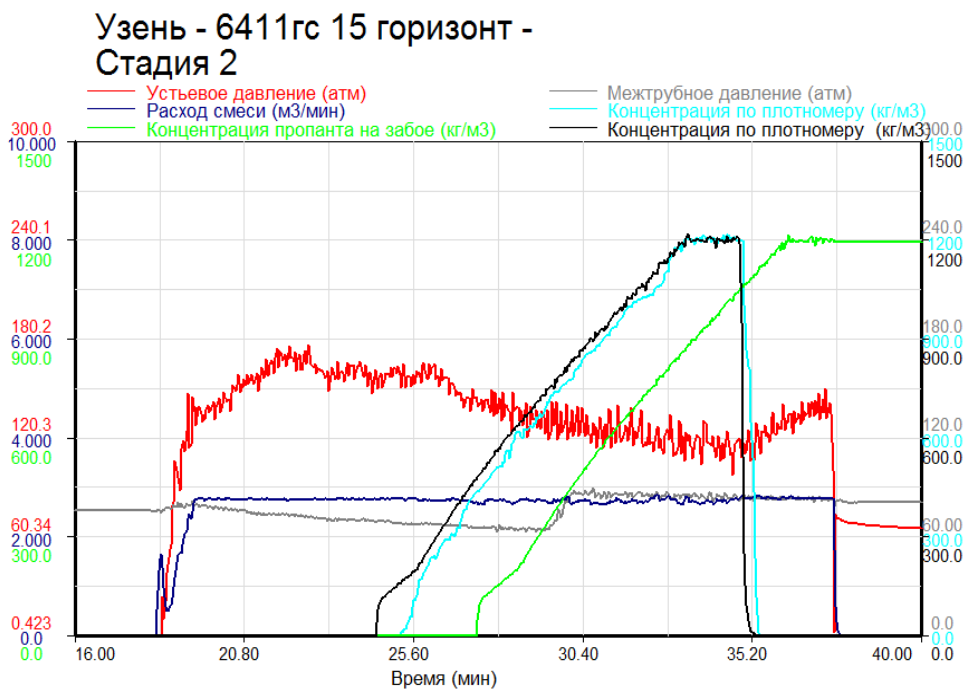


Проведение стадии №3 МСГРП

На стадии №3 для активации порта была проведена серия гидровоздействий (по рекомендациям представителя компании Gryphon), после чего получили характерный скачок давления. Это связано с наличием проппанта от первых стадий ГРП в 114 мм ЭК. Далее была закачана стадия ЗАМЕЩЕНИЯ.

По результатам анализа стадии ЗАМЕЩЕНИЯ принято решения увеличить объем буферной стадии с 10 до 14 м3 и снизить максимальную концентрацию до 1100 кг/м3. Закачка основного ГРП прошла без осложнений. Продавка осуществлена в ноль, с учетом объема поверхностной линии. В пласте размещено 15 тонн проппанта в соответствии с первоначально утвержденным дизайном





Итоги проведения МСГРП

Благодаря качественной подготовке к проведению работы полный цикл проведения трехстадийного ГРП занял 11,5 часов, то есть, менее 4 часов на стадию.

Весь запланированный объем проппанта был размещен в целевом интервале без осложнений.

Все оборудование отработало в штатном режиме, сбоев и нарушений не выявлено.

Пробы геля, отобранные в процессе закачки показали хорошие песконесущие свойства, претензий к качеству геля в процессе работы не было.

Гидравлическая и механические муфты ГРП отработали в штатном режиме, срабатывание происходило при давлениях близких к расчетным.

Признаков перетоков через гидравлические заколонные пакера при проведении ГРП не выявлено.

Во время освоения скважины азотом получен приток жидкости порядка 99 м3/сут, что косвенно свидетельствует о том, что растворении шаров прошло в штатном режиме.

Оптимизация технологии: Система МГРП с возможностью извлечения посадочных муфт SUREstac

Зарекомендовавший себя в нефтяной промышленности система для многоступенчатых ГРП с возможностью извлечения посадочных муфт за один спуск/подъем с сохранением полного рабочего внутреннего диаметра колон.

Система SureStack с извлекаемыми седлами

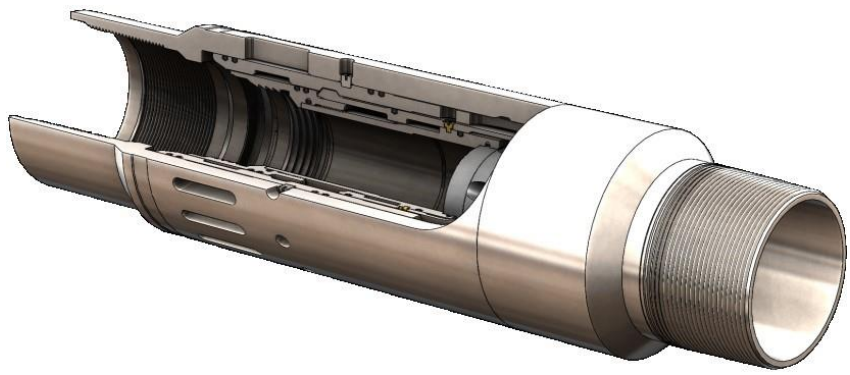
Технические спецификации

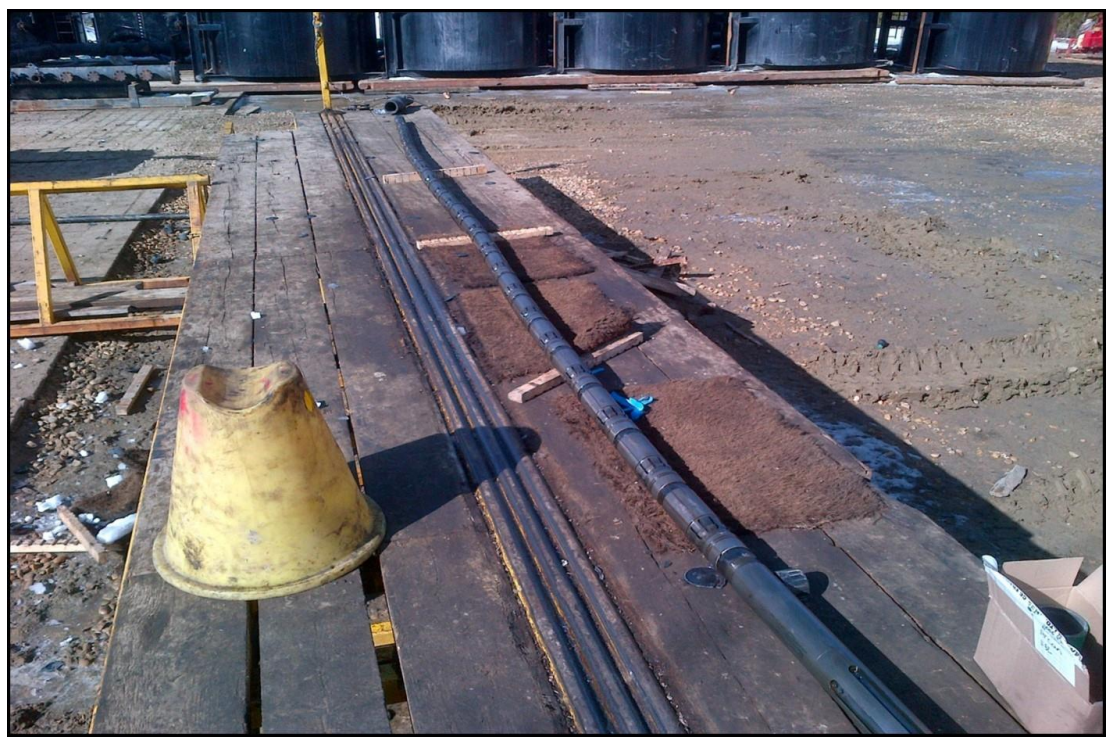
Размеры — 114 и 140 мм.

Извлекаемые седла.

Пропускные размеры портов 22.95 sq/In или 15.9 sq/in.

Возможность закрытия и открытия муфт специальным инструментом на ГНКТ или КРС для контроля притока из интервала.

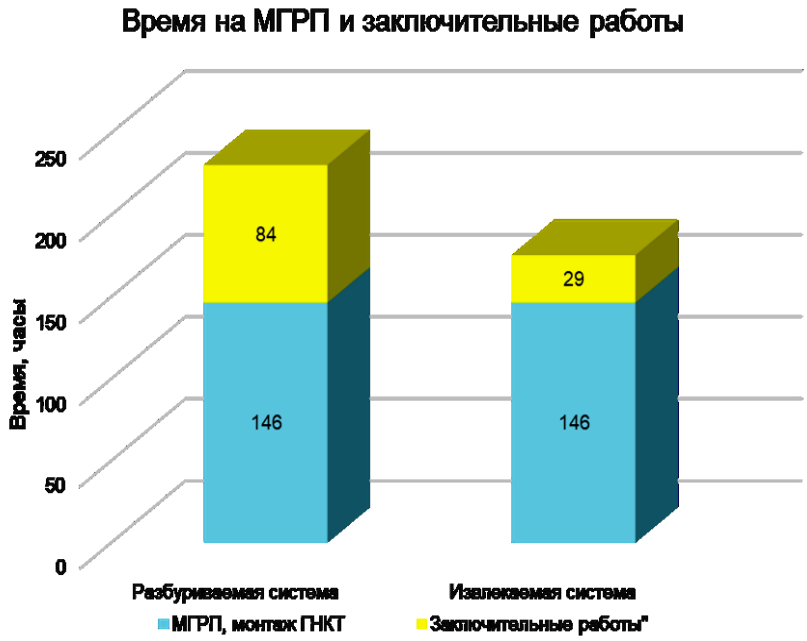




Система МГРП с возможностью извлечения посадочных муфт SUREstack

Преимущества

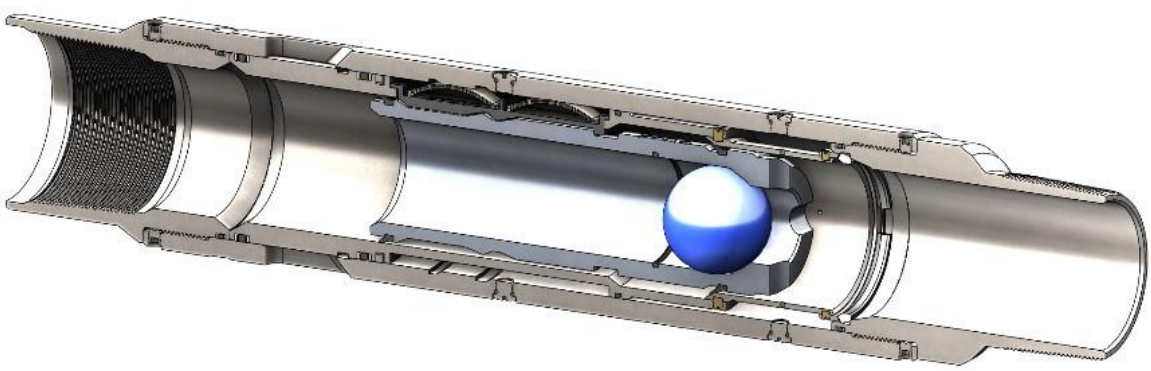
- возможность запуска добычи скважины сразу после проведения работ по ГРП;
- извлечение всех седел муфт ГРП за одну СПО;
- снижение потери жидкости в пласт при освоении;
- обеспечение работы всех вскрытых интервалов горизонтального участка стволов скважины.
- разработанное оборудование для регионов с высоким содержанием H_2S:
  снижение стоимости работ; нет необходимости в разбуривании; снижает цикл работ после ГРП до 40%.



Оптимизация технологии: Система Echo DC — Растворимые картриджи

Технология закачиваемых растворимых картриджей

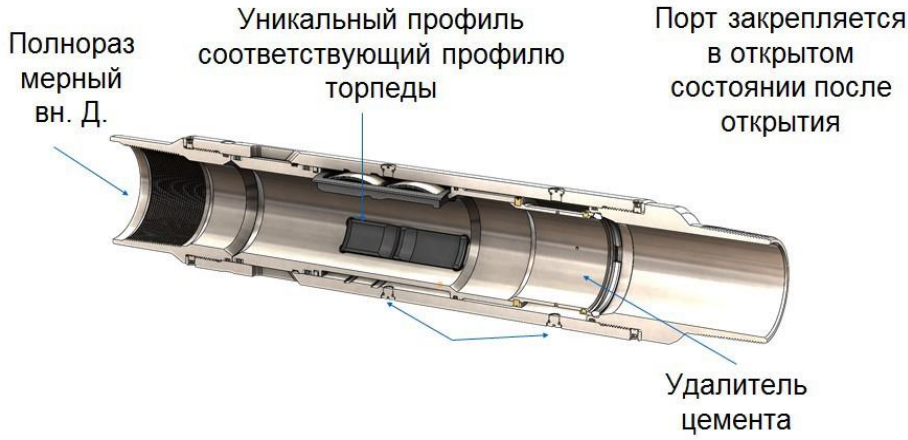
- Системы скользящих муфт бесшаровых систем заканчивания с возможностью цементирования хвостовика;
- Открытие муфты производится растворимыми картриджами;
- Закачка картриджа осуществляется непосредственно перед работой
- Возможность закачки до 54 стадий;
- Растворение происходит в солевом растворе, пресной воде, а также возможно исполнение (покрытие) для работы с кислотами.



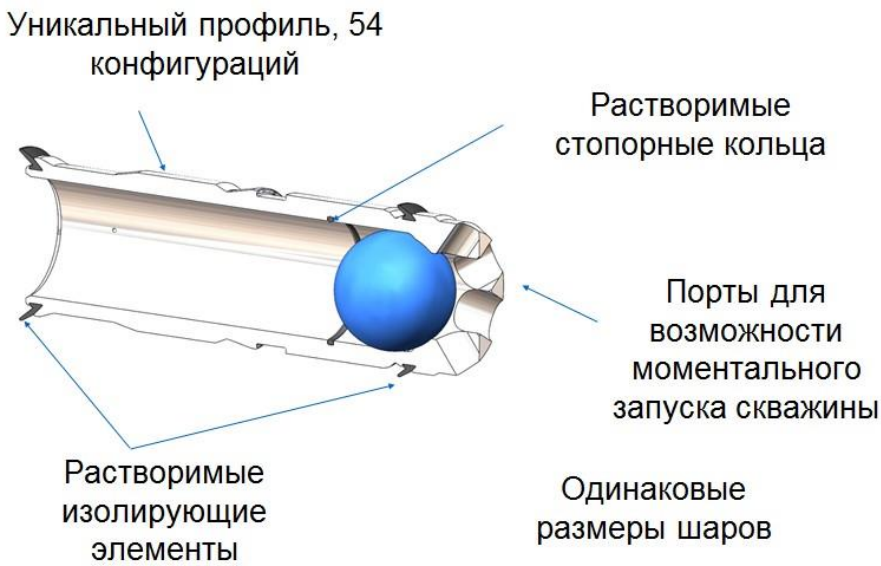
Echo DC — Спецификации

114.3 mm 22.47 kg/m (4 ½” 15.1 ppf).
Доступны в сероводородном исполнении 83 MPa (12 kpsi).
В обычном исполнении 103 Mpa (15 kpsi).
69 Mpa (10 kpsi) Дифференциальное давление на картридж
Температура до 150°C; S.G. — 1.85.
Совместима с большинством видов жидкостей ГРП.
Растворимо в солевом растворе 45°C, Echo CL.
Растворима в пресной воде 45°C, Echo Fresh.
Количество стадий до 54.
1 Патент получен – 1 патент ожидает получения.

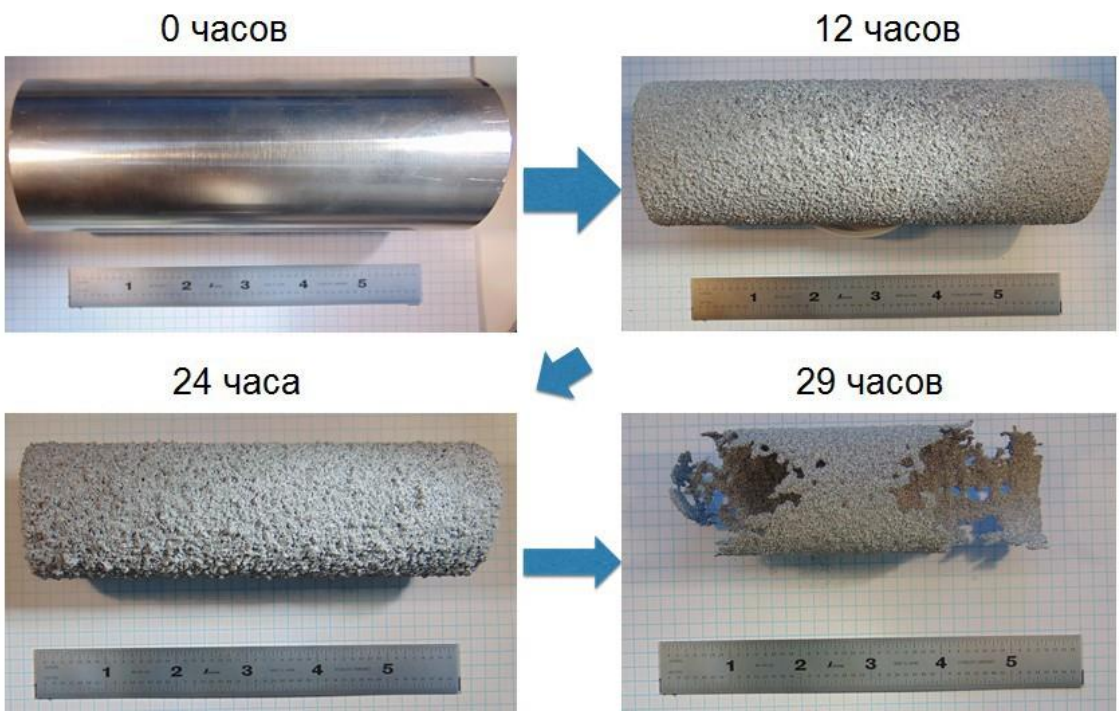
Echo DC – Муфта ГРП



Echo DC Картридж



Echo CL – Тест на растворимость 3% раствор KCL при 90°C



Выводы

С учетом того, что в настоящее время большинство запасов углеводородов относятся к категории трудноизвлекаемых – бурение горизонтальных скважин, практически, является панацеей для предотвращения падения уровня добычи.

Результаты проведенной работы показывают, что выбранная компоновка для проведения МСГРП успешно сработала в геологических условиях месторождения.

Результаты работы после освоения и запуска скважины в работу доказывают правильность инженерных решений предложенных специалистами на всех этапах, от подбора оснастки хвостовика до проведения гидроразрыва пласта.

Необходима дальнейшая оптимизация применяемой технологии МСГРП для повышения эффективности процесса, а также улучшения полученных результатов

9.4 Первое успешное МГРП с установкой компоновки в обсаженном стволе вертикальной скважины

Нурлыбаев Н. главный инженер по проектам ТОО «НИИ ТДБ КМГ»
Заграничный С. директор ТОО Temir Energy Central Asia
a.issabekova@KAZENERGY.com, 7172 794988

Рассмотрены вопросы переоборудование вертикальных скважин для проведения многостадийного гидроразрыва пласта на месторождениях. Дано общие сведения о месторождении, где проведены работы. Рассмотрены мероприятия многостадийного ГРП в вертикальной скважине, критерии подбора скважины №108 для МГРП: вопросы компоновка МГРП для повторного заканчивания, приведены параметры и описаны результаты исследования стадии ГРП. Рассмотрены результаты проведенной работы многостадийного ГРП, описаны шаги по дальнейшей оптимизации.

The issues of re-equipment of vertical wells for multi-stage hydraulic fracturing at the fields are considered. Given general information about the field where the work was carried out. The actions of a multi-stage hydraulic fracturing in a vertical well, the criteria for selecting a well # 108 for MGR are considered: the layout of MGR for re-completion, the parameters and the results of the study of the hydraulic fracturing stage are described. The results of the conducted work of a multi-stage hydraulic fracturing are considered, the steps for further optimization are described

Общие сведения о месторождении

Нефтяные залежи верхнепермского возраста.

Продуктивный разрез верхнепермских отложений представлен чередованием аргиллитов, алевролитов, песчаников. Коллекторами являются песчаники и алевролиты.

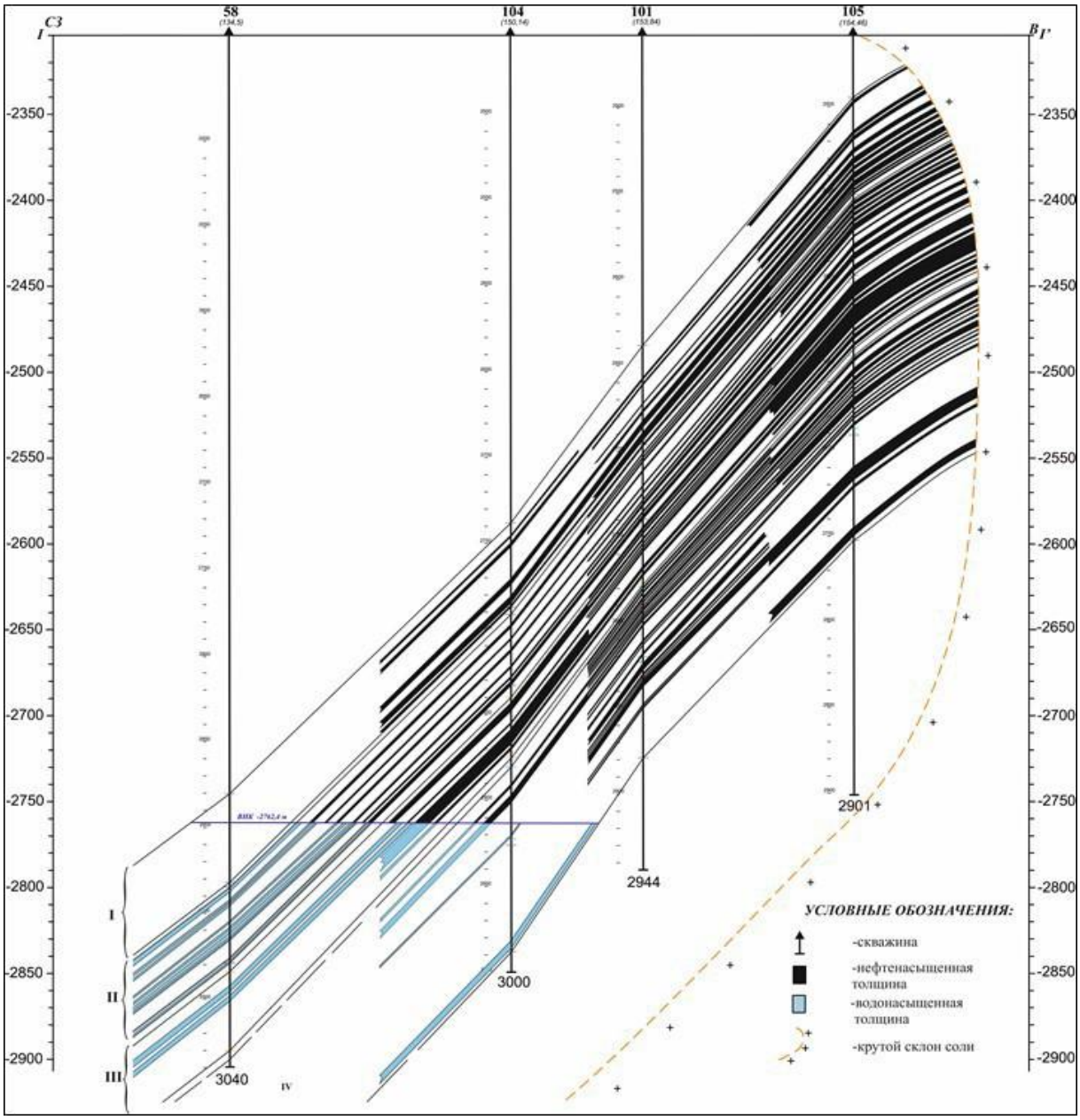
Один эксплуатационный объект с общей высотой залежей до 400 м.

4 продуктивных пласта: I, II, III, IV.

Все продуктивные пласты перфорированы.

Начало разработки – 2003 г.

Геолого-литологический профиль по линии I-I'



История ранее проведенных ГРП

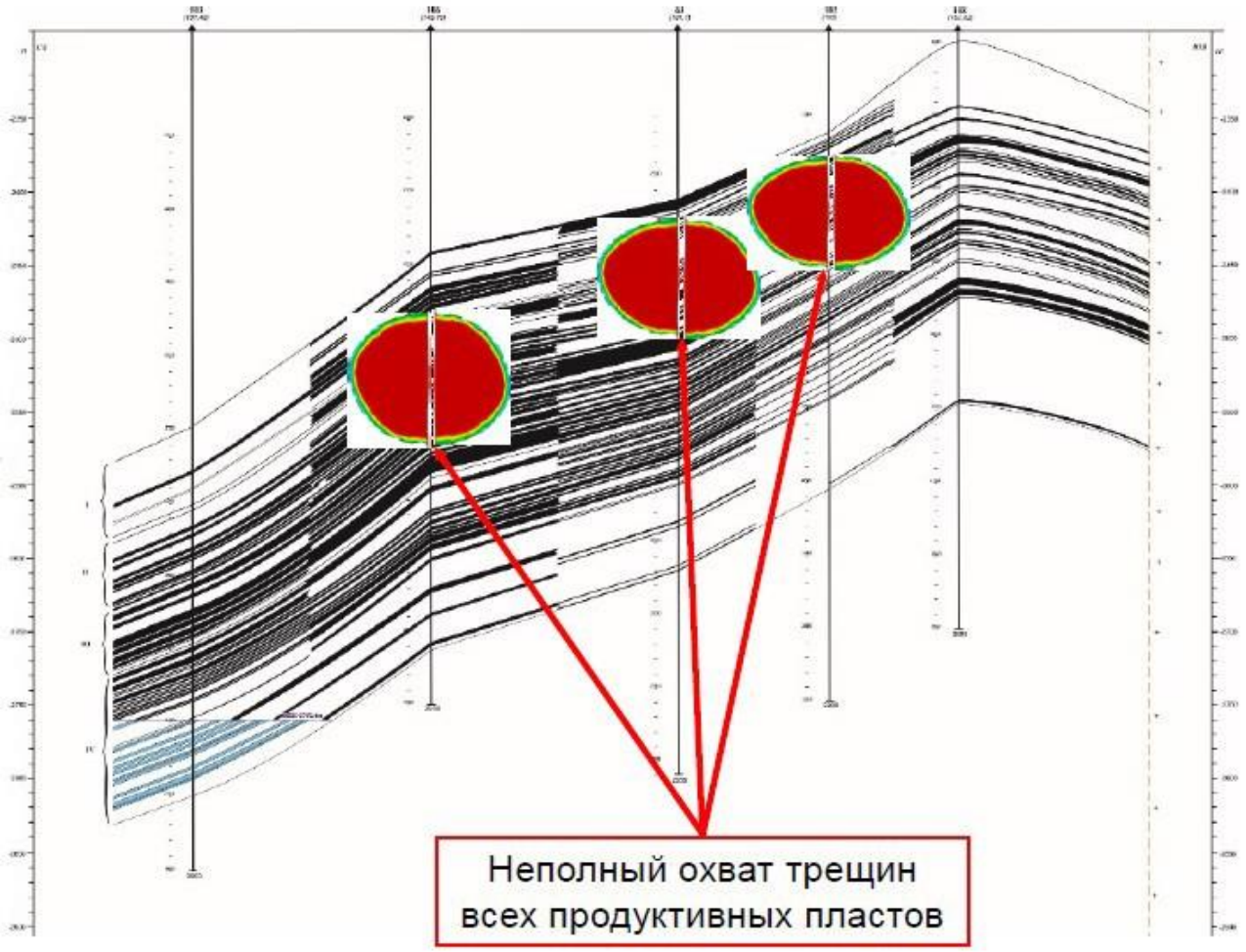
Сложности ГРП:

- Безконтрольныйрост трещин в интервалах с протяженной перфорацией;
- Инициация нескольких конфликтующих трещин;
- Потеря эффективности жидкости ГРП;
- Низкое качество подготовительно-завершительных работ перед ГРП.

Охват трещиной всех продуктивных залежей

Решение НИИ КМГ:

- контроль качества и инженерное сопровождение ГРП;
- внедрение регламента ГРП.



Многостадийный ГРП в вертикальной скважине

Основная цель мероприятия:

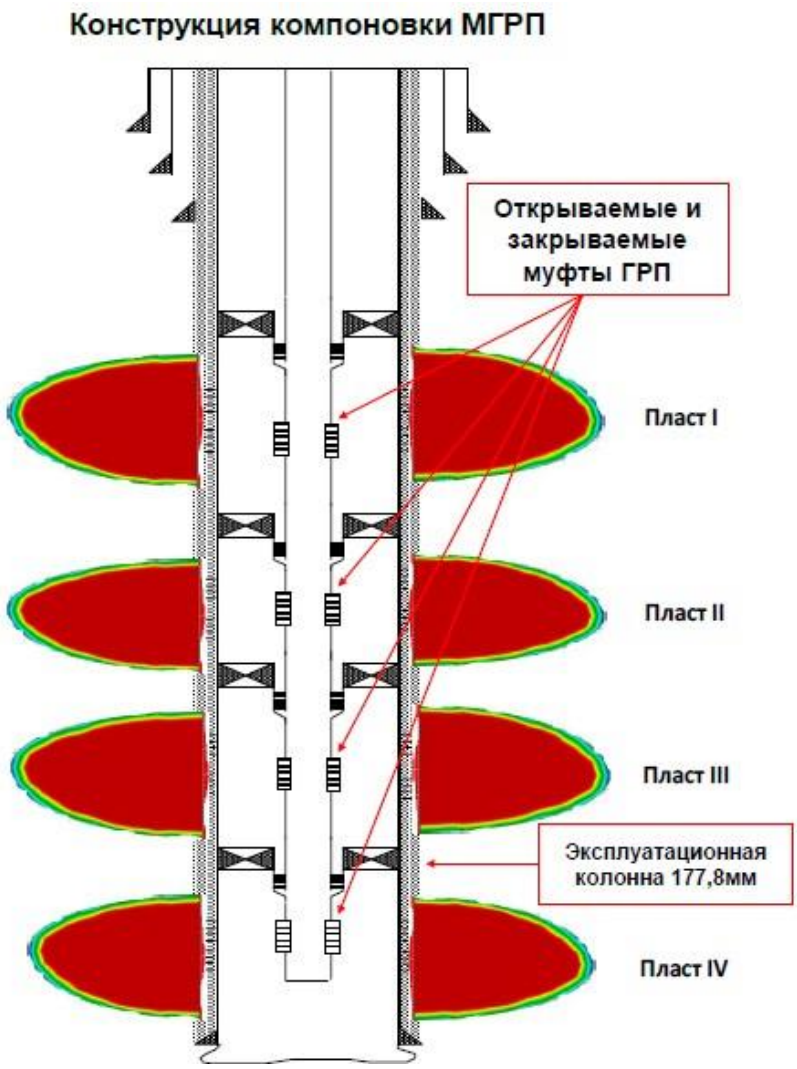
1. Вовлечение в разработку всех продуктивных пластов.
2. Проведение интервальных гидродинамических исследований и отбор глубинных проб.
3. При успешном проведении мероприятия рассмотреть внедрение технологии на других скважинах-кандидатах.

Критерии подбора скважины №108 для МГРП:

1. Эксплуатационная колонна177,8 мм, позволяет спустить компоновку МГРП.
2. В скважине ранее проведено СКО, был получен прирост 10т/сут. Имеет высокий коэффициент продуктивности.
3. По результатам определения профиля притока работают только 43% интервалов перфорации. Общая мощность 182м.
4. Скважина расположена в зоне ухудшенных коллекторских свойств.

Параметры скважины №108:

Способ эксплуатации –ШГН;
Тип –вертикальная;
Назначение –добывающая;
Искусственный забой –2814 м;
Обводненность – 0.06 %.



Компоновка МГРП для повторного заканчивания

Система муфт ГРП с обязательным повторным циклом открытия/закрытия для регулирования дебита скважины в зависимости качества притока (при обводнении одного или нескольких интервалов)

Фрезеруемые седла муфт ГРП.

Применение растворимых шаров.

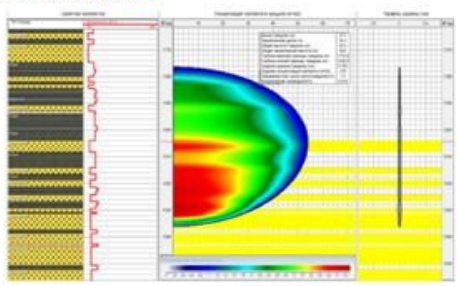
- Подвеска хвостовика в сборе с пакер-якорем и посадочным инструментом (стингер);
- Сдвоенный пакер№4 с центратором;
- Муфта ГРП №4;
- Сдвоенный пакер№3 с центратором;
- Муфта ГРП №3;
- Сдвоенный пакер№2 с центратором;
- Муфта ГРП №2;
- Сдвоенный пакер№1 с центратором;
- Муфта ГРП №1;
- Башмак с обратным клапаном;
- Компоновка МГРП для повторного заканчивания.

Спуск компоновки МГРП и ГРП -Проведение работ

- Сборка компоновки хвостовика на скважинной площадке;
- Спуск на НКТ 89 мм;
- Выброс шара 2.313’’. Посадка подвески хвостовика и пакеровгидрав-лическим давлением. Стадия 1 ГРП;
- Выброс шара 2.375’’. Стадия 2 ГРП;
- Выброс шара 2.438’’. Стадия 3 ГРП;
- Выброс шара 2.5’’. Стадия 4 ГРП;

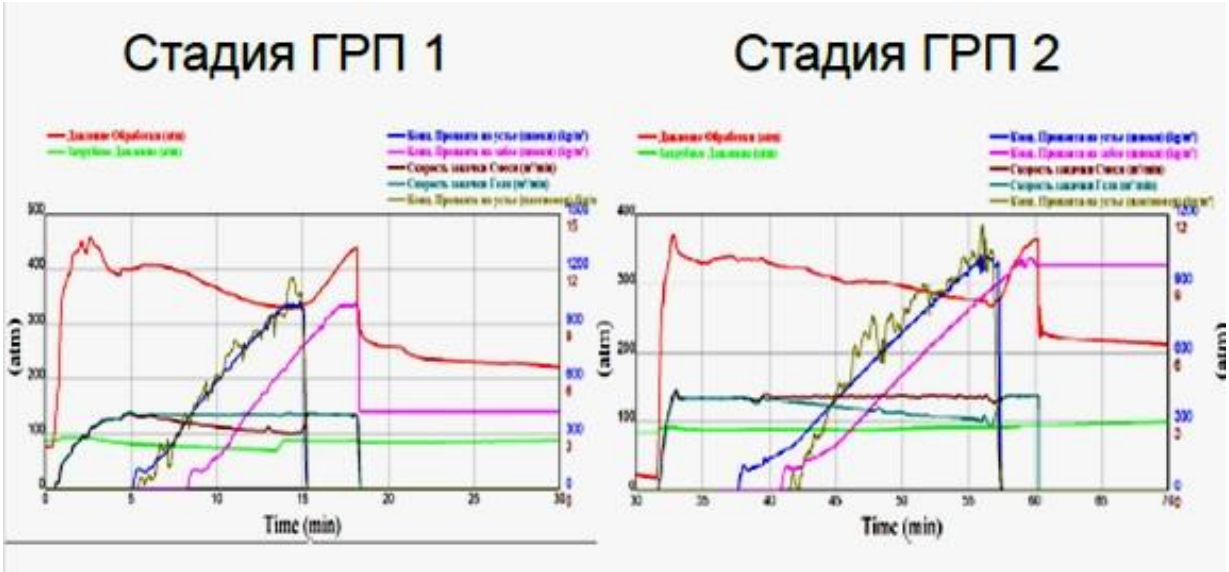
- Спуск на НКТ 89 мм;
- Выброс шара 2.313". Посадка подвески хвостовика и пакеров гидравлическим давлением. Стадия 1 ГРП;
- Выброс шара 2.375". Стадия 2 ГРП;
- Выброс шара 2.438". Стадия 3 ГРП;
- Выброс шара 2.5". Стадия 4 ГРП;

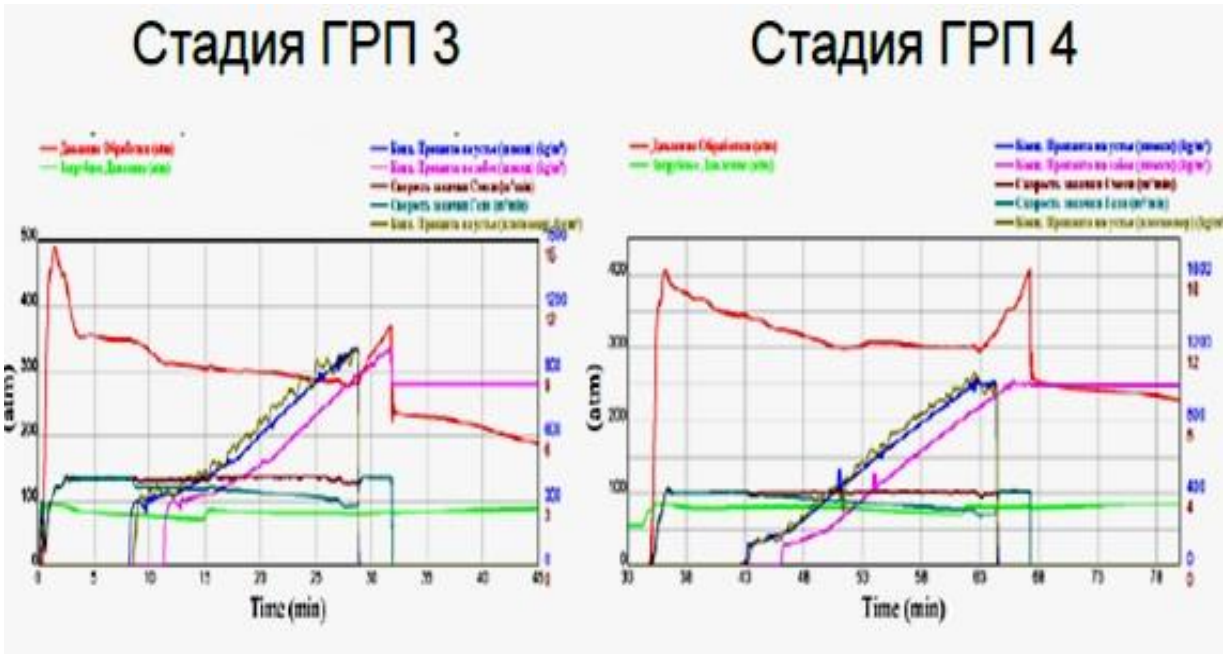
Время на проведение МГРП: 4 суток



Параметры ГРП

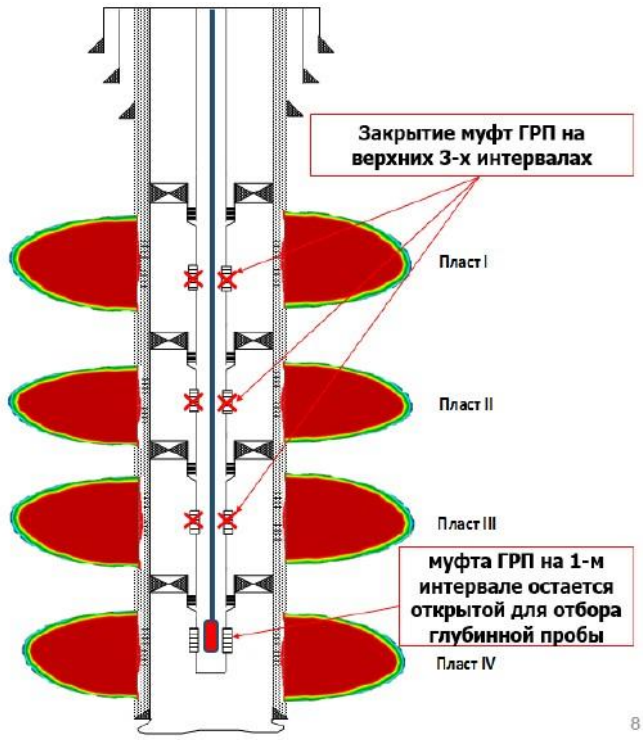
	1 стадия	2 стадия	3 стадия	4 стадия
Общий объем жидкости, м3	110	157.7	170	169
Масса пропанта, тонн	20 (16/30 well prop – 20)	35 (16/30 well prop – 30) (12/18 fores prop – 5)	40 (16/30 well prop – 34) (12/18 fores prop – 6)	40 (16/30 well prop – 34) (12/18 fores prop – 6)





Проведение работ – стадия освоения

- Отворот стингера и подъем НКТ со стингером;
- Спуск НКТ с фрезом96 мм для разбуриванияседел муфт ГРП на полнопроходнойразмер;
- Монтаж оборудования ГНКТ (койлтюбинг) для освоения скважины;
- Спуск ГНКТ с закачкой азота для проведения промывки и освоения;
- Подъем на устье при получении стабильного притока для отбора жидкости ГРП;
- Спуск ЭЦН для полного освоения;
  - Спуск инструмента для открытия и закрытия муфт;
  - Отработка интервалов поочередно с отбором проб и проведения дальнейших исследований.

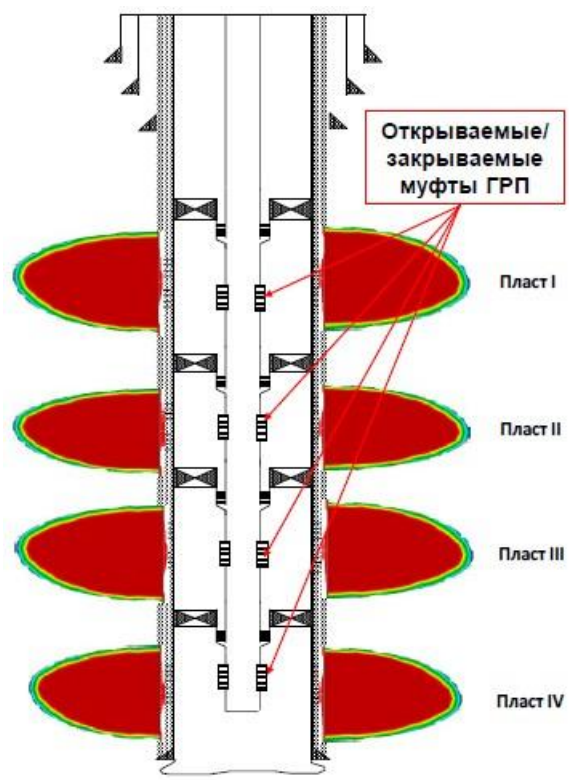


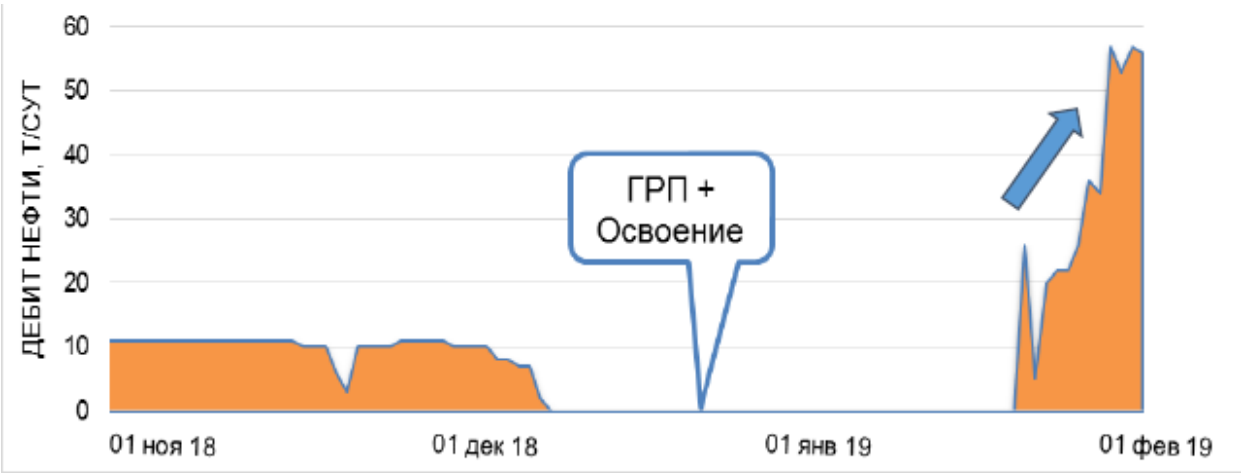
Многостадийный ГРП

***Результат проведенной работы*:**

- После проведения мероприятия получен 4-х кратный прирост добычи.
- При ГРП охвачены все продуктивные пласты: I,II,III,IV.
- После завершения освоения, планируется проведение поинтер-вального отбора глубинных проб и дальнейших гидродинамических исследований.
- По результатам проведенного комплекса работ планируется проведение аналогичных работ на других скважинах.

Конструкция компоновки МГРП





Шаги по дальнейшей оптимизации

- Повторное заканчивание скважин действующего фонда для селективной обработки (интенсификации) и добычи – подтвержденное решение для скважин в несколькими вскрытыми продуктивными интервалами и одновременной добычей;

- Обеспечение полнопроходного внутреннего диаметра хвостовика (муфт ГРП) с минимизацией затрат — полное исключение этапа фрезерования (высокие затраты на компоновку фрезерования с КРС или ГНКТ, дополнительные потери жидкости при фрезеровании в пласт после интенсификации – снижение эффективности проведенного ГРП за счет кольматации во время освоения скважины);

- При установке шаровых систем применение растворимых шаров и извлекаемых посадочных седел (на КРС) за одну СПО (системы с извлекаемыми муфтами) – позволяющими экономить до 30% времени на освоении скважины;

- В целях контроля производительности скважин и принятия решений по регулированию дебита из различных интервалов необходимо разработать решение по определению качества притока:

установка систем трейсеров(типа Resman) одновременно в системе заканчиваниядля определения качества притока из каждого интервала на устье скважины (отдельный трейсердля каждого интервала).

9.5 Многоствольное заканчивание скважин

Кашлев Александр генеральный директор ООО ADL Completions
a.ssabekova@KAZENERGY.com, 7172 794988

Рассмотрены технологии многоствольного заканчивания и опыт внедрения на месторождениях в РФ. Дано писание систем заканчивания TAML 1, TAML 2, TAML 3, TAML 4+, приведены алгоритмы строительства скважин в этих системах и рассмотрены компоненты рассмотренных систем заканчивания скважин. Дана иллюстрация этапов испытания системы заканчивания TAML 3 и TAML 4+. Приведены этапы проекта разработки и испытания системы многоствольного заканчивания для условий Баженовскрой свиты. Описан опыт работы — ГПН – Ноябрьскнефтегаз, Арктикгаз.

The technologies of multi-bar completion and implementation experience at the fields in the Russian Federation are considered. Writing of completion systems TAML 1, TAML 2, TAML 3, TAML 4+ is given, well construction algorithms for these systems are presented, and components of the considered well completion systems are considered. An illustration of the testing stages of the TAML 3 and TAML 4+ completion system is given. The stages of the project for the development and testing of a multilateral completion system for the conditions of the Bazhenovskaya Suite are presented. Described experience — GPN — Noyabrskneftegaz, Arcticgas..

Общая информация

- Отечественные технологии многоствольного заканчивания;
- Собственное конструкторское бюро по разработке и усовершенствованию оборудования многоствольного заканчивания;
- Производственная база в г. Уфа для операционной поддержки полевых работ;
- Команда специалистов с опытом работы в международных сервисных компаниях по специфике многоствольного заканчивания. (TAML 2-TAML5).

Рынок заканчивание бурения скважин в РФ

Q2 2017 –основание компании ADL Completions.
Q3,Q4 2017 –разработка системы TAML1.
Q1 2018 –стендовые испытания TAML 1. Начало разработки системы TAML 3.
Q2 2018 –выполнение полевых работ TAML 1. Начало разработки системы TAML 4+.
Q3 2018 –стендовые испытания системы TAML 3.
- Q4 2018 –стендовые испытания TAML 4+.
- Q1 2019 –стендовые испытания.

Система заканчивания TAML 1

-Полый клин-отклонитель устанавливается в открытом стволе;

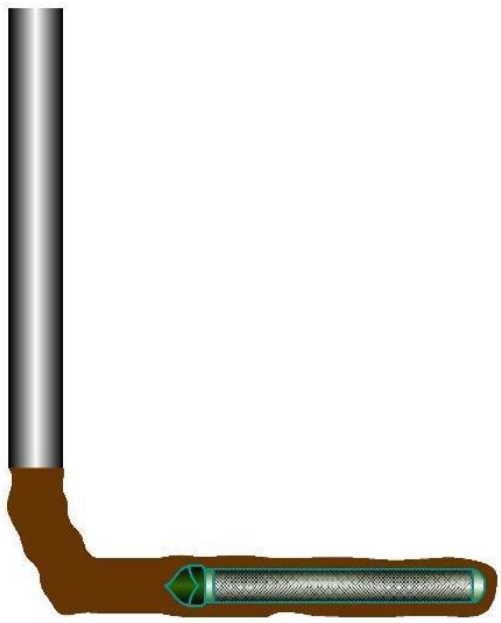
- Определение ориентатором–цифровым автономным ориентатором (погрешность не более 5 градусов);

- Срезка в открытом стволе производиться при помощи фреза;

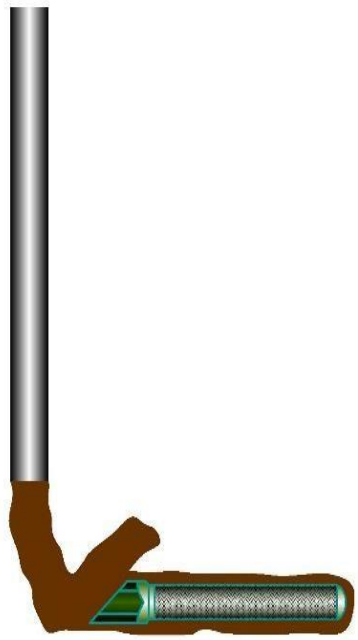
- Проходной диаметр клина-отклонителя –82 мм;
- Возможность спуска хвостовиков с промывочной трубой.

Алгоритм строительства скважины:

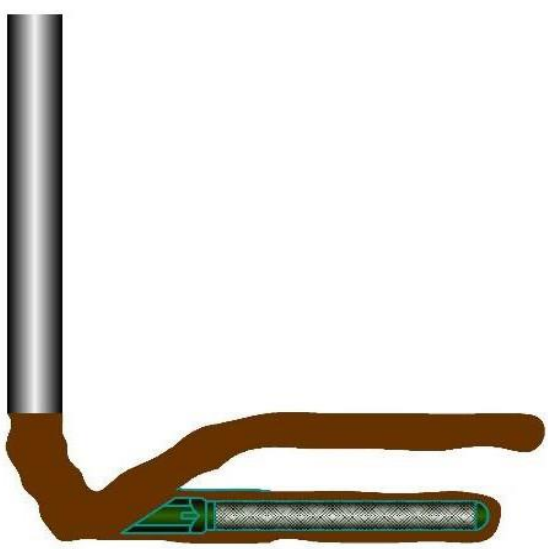
Спуск хвостовика основного ствола – определение положения ориентационного профиля



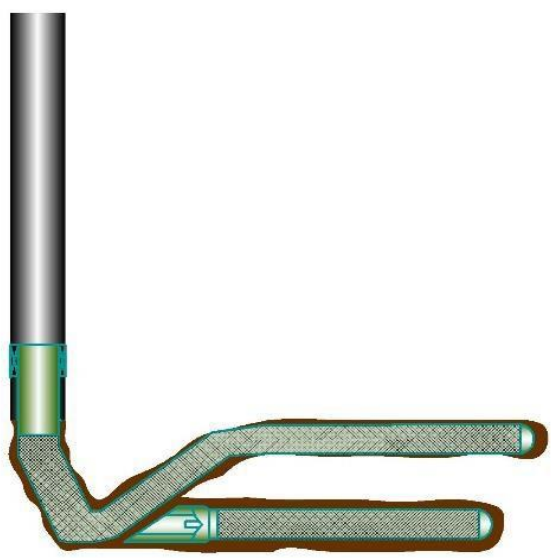
Спуск клина-отклонителя с отверстием для добычи + компоновка фрезов. Стыковка с ориентационной воронкой. Срезка ответвления.



Бурение бокового ствола

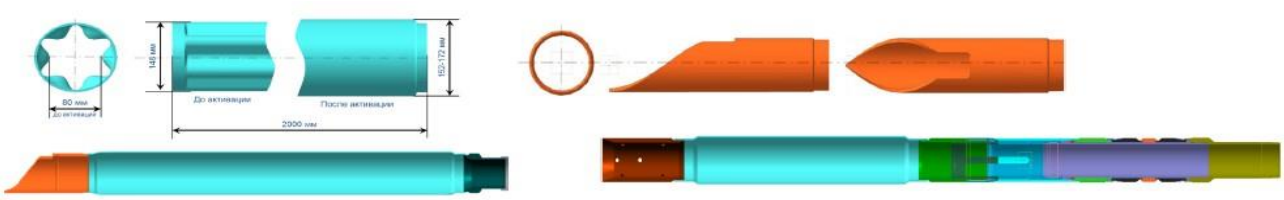


Спуск хвостовика бокового ствола – активация подвески хвостовика в обсадной колонне



Компоненты системы заканчивания TAML 1

1. Пакер-якорь на базе гофрированной трубы



2. Автономный ориентатор

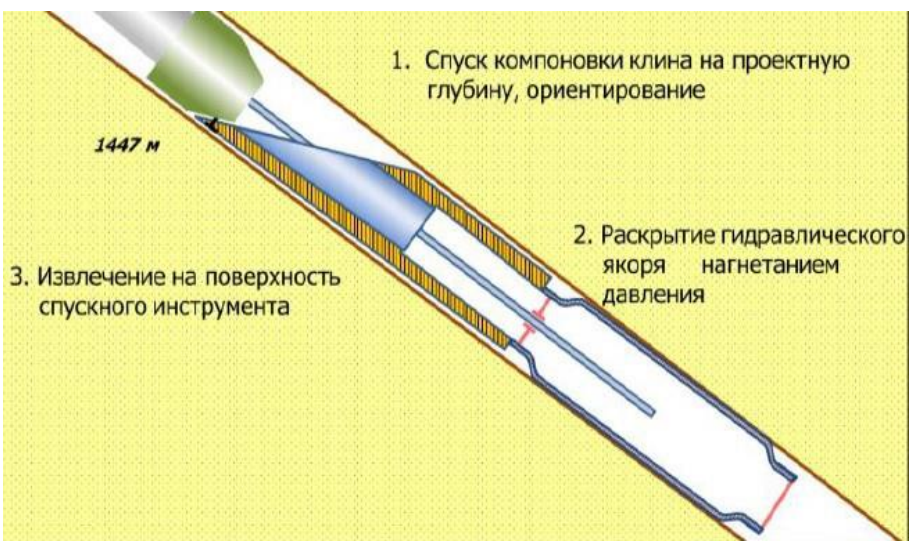
3. Полый клин-отклонитель, фрез

Система заканчивания TAML 2

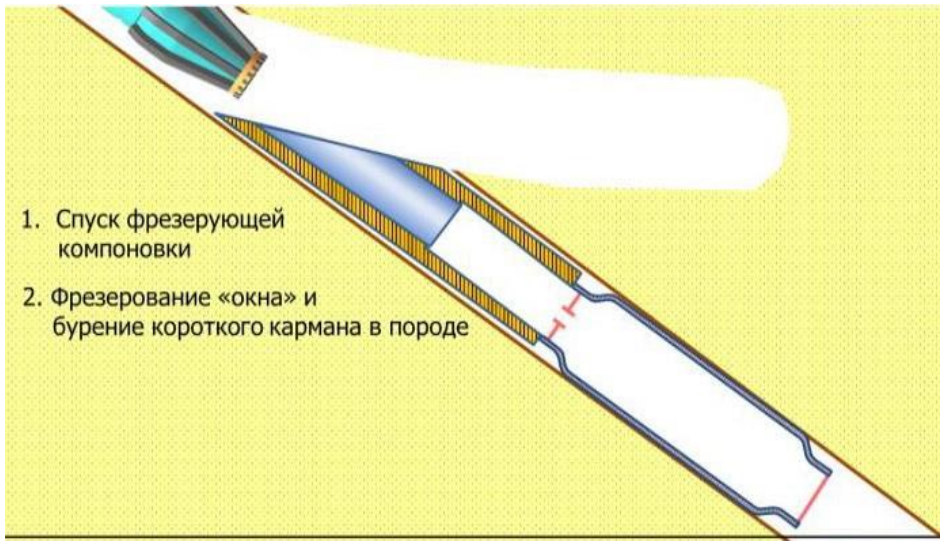
- Полый клин-отклонитель с сердечником;
- Постоянный отклоняющий элемент в скважине для попадания в боковой ствол;
- Интервал окна не обсажен (TAML 2).

Алгоритм строительства скважины:

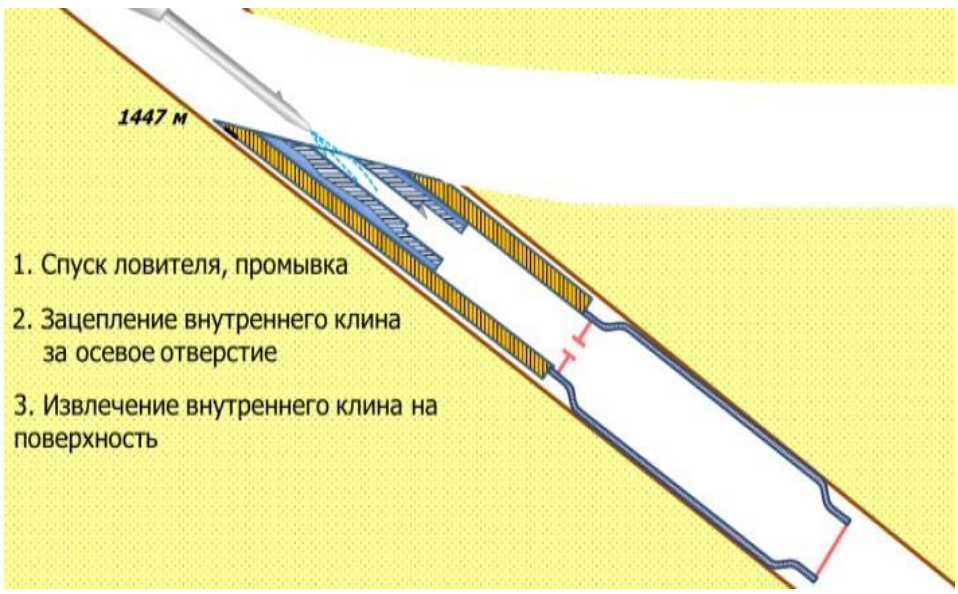
Ориентированная установка клина с эксплуатационной колонне диаметром 168 мм.

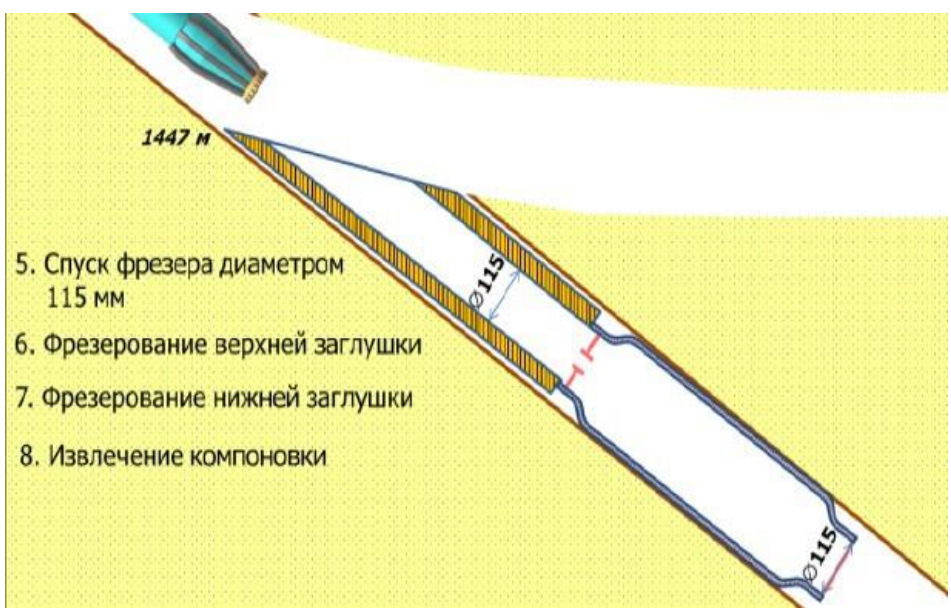


Вырезание «окна» ы эксплуатационной колонне



Открытие прохода в нижний продуктивный горизонт

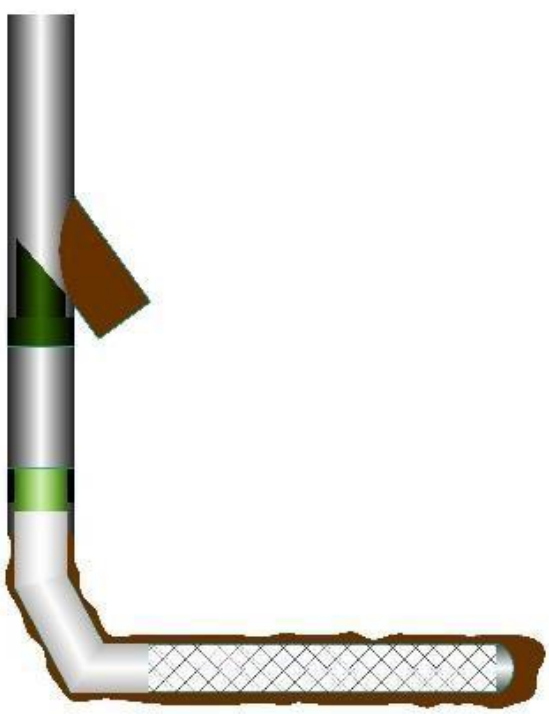
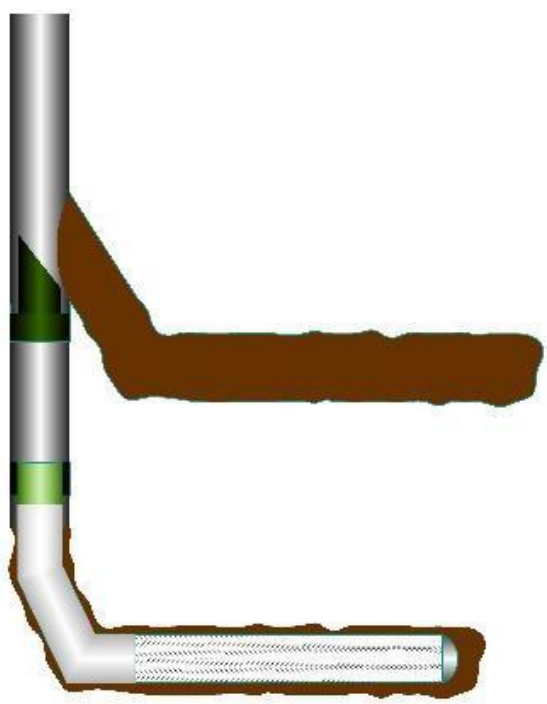


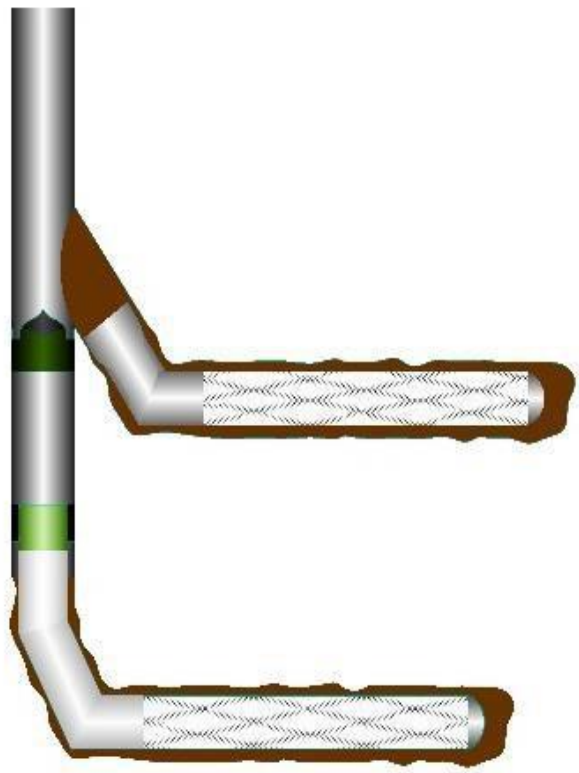
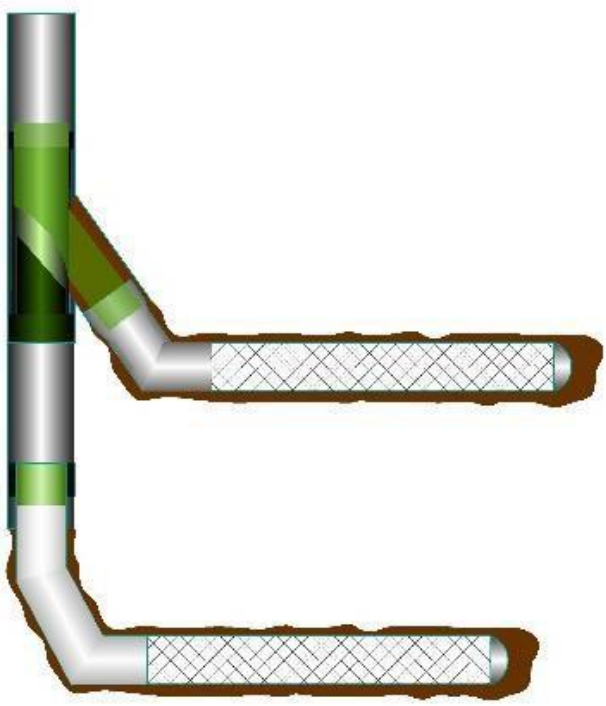
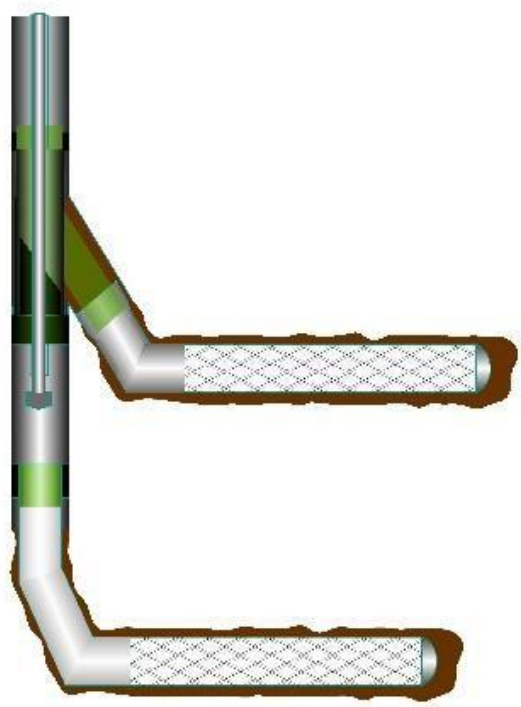


Система заканчивания TAML 3

- Механическая целостность интервала вырезки окна;
- Адресное попадание в боковой ствол и основной ствол без использования дефлекторов;
- Проходной диаметр в основной ствол –82 мм;
- Проходной диаметр в боковой ствол 99 мм.

Алгоритм строительства скважины:

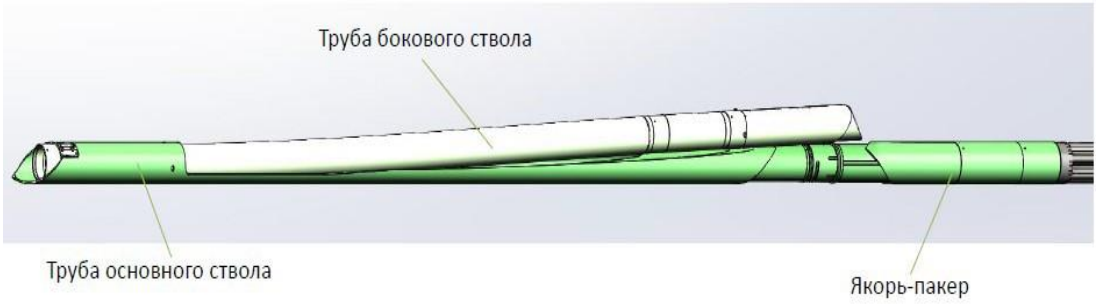
Спуск хвостовика основного ствола	Установка якоря-пакера. Определе-ние ориентации якоря.
Спуск клина-отклонителя с фрезом. Вырезка окна. Бурение шурфа.	Бурение бокового ствола
	

Спуск хвостовика бокового ствола	Извлечение клина-отклонителя
	
Установка системы TAML 3	Разбуриваниезаглушки якоря в основной ствол
	

Компоненты системы заканчивания TAML 3

Якорь-пакерна базе гофрированного якоря
Автономный ориентатор
Извлекаемая система вырезки окна
Труба основного ствола с наличием постоянного отклоняющего элемента
Труба бокового ствола
Подвеска хвостовика бокового ствола

Башмак для стыковки системы TAML 3 с хвостовиком бокового ствола



Испытания системы заканчивания TAML 3

Этап №1 – подготовка имитации экс.колонн.

Этап №2 – установка якоря, клина, вырезка окна

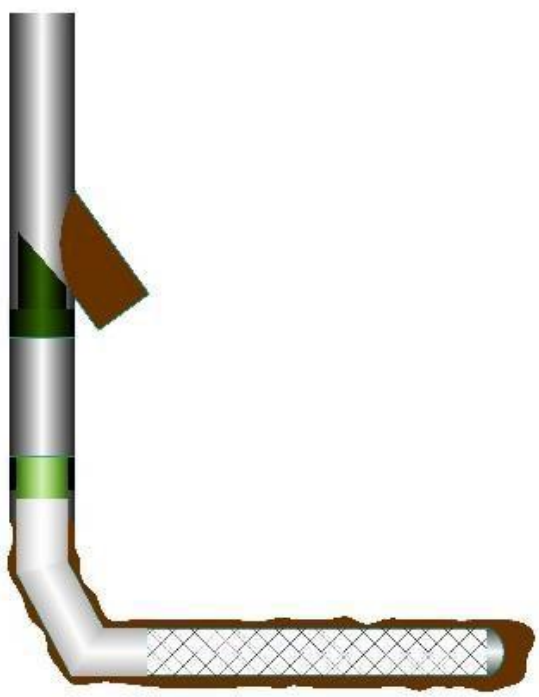
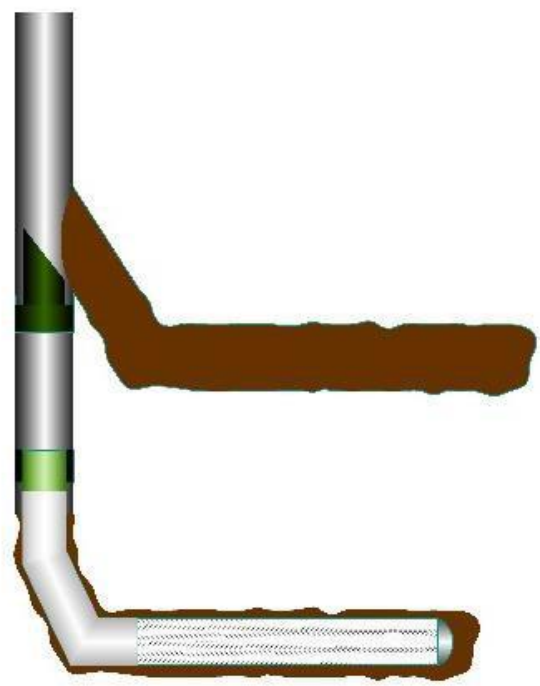
Этап №3 – установка системы TAML3. Прохождение компоновки шаблона в основной и боковой стволы

Испытания проведены успешно. Система TAML 3 показала свою работоспособность.

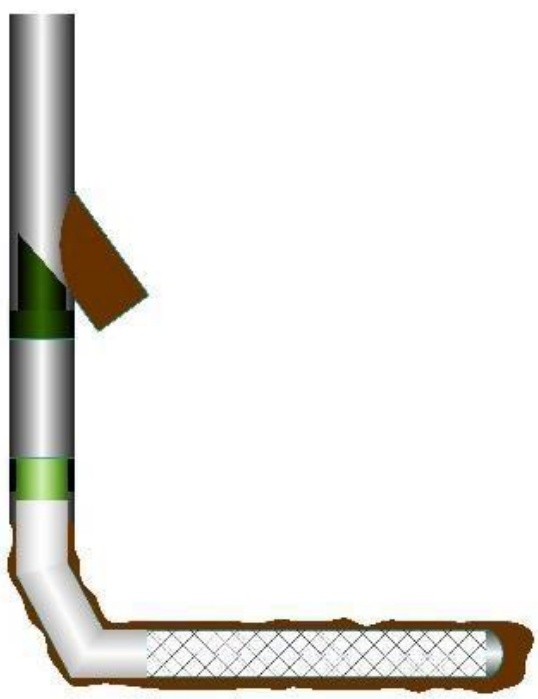
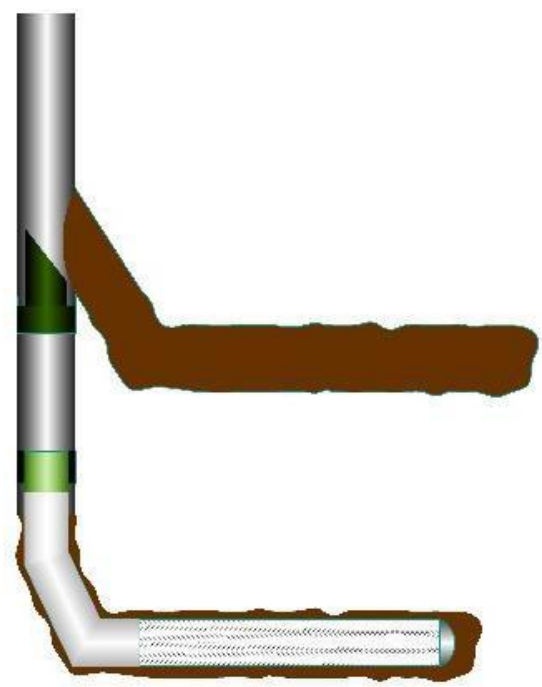
Система заканчивания TAML 4+

Механическая целостность интервала вырезки окна –изоляция интервала вырезки окна. Адресное попадание в боковой ствол и основной ствол без использования дефлекторов. Проходной диаметр в основной ствол –82 мм.

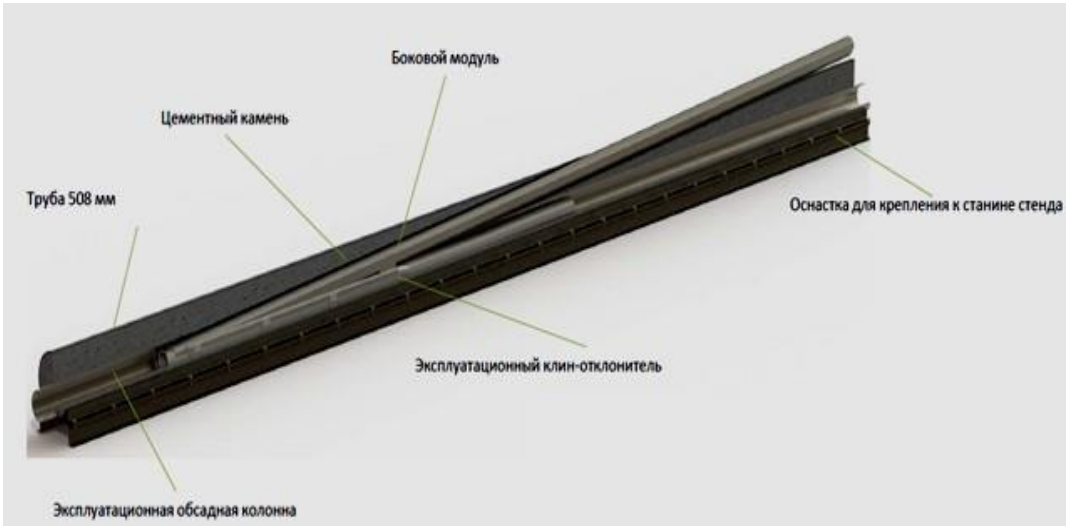
Проходной диаметр в боковой ствол 95 мм.

Спуск хвостовика основного ствола	Установка якоря-пакера. Определение ориентации якоря.
Спуск клина-отклонителя с фрезом. Вырезка окна. Бурение шурфа.	Бурение бокового ствола
	

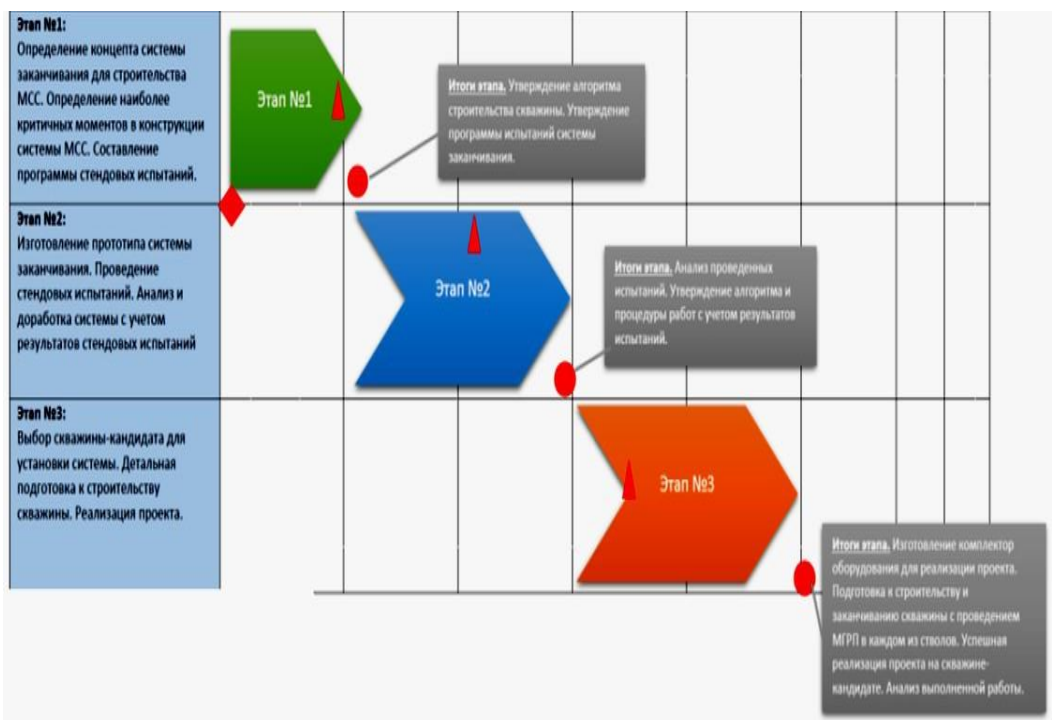
Спуск хвостовика бокового ствола	Извлечение клина-отклонителя

Спуск системы заканчивания TAML4+	Разбуривание заглушки якоря
	

Испытания системы заканчивания TAML 4+



Проект разработки и испытания системы многоствольного заканчивания для условий Баженовской свиты



Опыт работ

Опыт работы — ГПН – Ноябрьскнефтегаз

***Задача заказчика*:**

- Строительство скважины по уровнюTAML1.

- На момент инициации проекта на рынке были доступны решения с механическими клиньями - отклонителями, имеющими проходной диаметр менее 60 мм, при установке которых использовался шариковый ориентатор с погрешностью измерений +- 30 град., также отсутствовали решения с возможностью срезки с клина фрезами. Как результат на лицо были следующие проблемы:

- Сниженный дебит из основного ствола за счет малого проходного диаметра клина — отклонителя

- Проблемы с попаданием в поставленные геологической службой цели за счет высокой погрешности при ориентировании клина

- Из-за отсутствия возможности срезки фрезами операторам приходилось осуществлять отход с помощью компоновки ННБ, что существенно влияло на экономические показатели проекта в целом и повышало аварийность данных операций.

Опыт работы – Арктикгаз

***Задача заказчика*:**

- Строительство скважины по уровню TAML1.

- На момент инициации проекта на рынке были доступны решения с механическими клиньями -отклонителями, имеющими проходной диаметр менее 60 мм, при установке которых использовался шариковый ориентатор с погрешностью измерений +-30 град., также отсутствовалиь решения с возможностью срезки склина фрезами. Как результат на лицо были следующие проблемы:

- Сниженный дебит из основного ствола за счет малого проходного диаметра клина-отклонителя;

- Проблемы с попаданием в поставленные геологической службой цели за счет высокой погрешности при ориентировании клина;

- Из-за отсутствия возможности срезки фрезами операторам приходилось осуществлять отход с помощью компоновки ННБ, что существенно влияло на экономические показатели проекта в целом и повышало аварийность данных операций.

***Решение ADL Completions*:**

- Основной ствол скважины был пробуренс осложнениями, итоговая траектория скважины после перебура стала субгоризонтальной (93 град вместе установки клина), что существенно осложняло работы по установке оборудования ООО «АДЛ Заканчивание»;

- Хвостовик основного ствола длиной 1200 м спущенна пакер-якоре за одно СПО на глубину 3800 м с получением показаний об азимутальном положении ориентирующего профиля за счет использования автономного ориентатора;

- Проходной клин – отклонитель спущен и установлен в пакер-якоре на компоновке фрезов сориентирование в заданном азимутальном направлении за одно СПО;

- Наработано окно 2,5 м и шурф 4 м. Общее ьвремя фрезерования 8,5 часов;

- Скважина закончена без НПВ с достижением всех поставленных заказчиком KPI в кратчайшие сроки.

9.6 Предлагаемые технологии заканчивания скважин

Романов Юрий вице-президент Interra Energy.
a.ssabekova@KAZENERGY.com, 7172 794988

Описаны технологии многостадийного заканчивания скважин на месторождениях с высоковязкой и битуминозной нефтью с паронагнетанием (SAGD). Рассмотрены технология многостадийного ГРП на ГНКТ, Технология нового поколения StrataJet™, рассмотрена конструкция и особенности системы муфт для ГРП StrataJet™ и компоновка разобщения зон AccuStim™. Приведены результаты расчета с применением компьютерной системы. Описана нагнетательная муфта AccuSteam™.

The technology of multi-stage well completion in fields with highly viscous and bituminous oil with steam injection (SAGD) is described. The multi-stage fracturing technology on the CT, a new generation of StrataJet ™ technology, the design and features of the StrataJet ™ hydraulic coupling system and the layout of the AccuStim ™ zone separation are considered. The results of calculation using the computer system are given. The AccuSteam ™ pressure coupling is described.

Что представляет собой компания Interra Energy Services?

Основана в 2010 г.

Interra Energy Services — это производитель скважинного инструмента, выполняющая проектирование, разработку и внедрение новых внутрискважинных технологий для нефтегазодобывающей отрасли.

Наша линейка внутрискважинного оборудования включает спектр муфт для ГРП, муфт для эксплуатации скважин и высокотемпературной закачки, системы сдвоенных пакеров для ГРП и инструменты для извлечения обсадных колонн.

Выполнено более 22000 установок инструментов.

Технология поддерживается большим количеством зарегистрированных и заявленных патентов.

Операции в Канаде

- Офис в Калгари по корпоративному управлению, продажам и руководству операциями;
- Центр управления операциями в Калгари;
- Центр проектирования и производства в Эдмонтоне.

Операции в США

- Офис в Хьюстоне по продажам и руководству операциями;
- Мидленд, Техас / Питтсбург, Пенсильвания.

Открыто представительство в России

- Офис в Москве по продажам ;

Офис в Нижневартовске, руководству операциями, производственная база.

Interra Russia

Успех компании Interra обусловлен знанием местного рынка и разработкой решений для задач заказчиков.

Операции в России полностью соответствуют этой формуле успеха:

- Компания организовала возможности производства оборудования совместно с местным партнером локально в России (г. Уфа);
- Компания будет оптимизировать возможности проектирования и разработки путем организации Российских проектировочных центров.
- Компания организует офис в Москве, в Нижневартовске и базы на месторождениях для обеспечения надежной поддержки для заказчиков.

Компания намерена участвовать в тендерах в 2019 г.

Технология многостадийного ГРП на ГНКТ (НКТ)

Скважинный перфоратор MiG25—с разрывной диафрагмой

Конструкция с полнопроходным внутренним диаметром.

Технология разрывной диафрагмы для доступа к коллектору.

Конструкция системы заканчивания может быть адаптирована путем уменьшения или увеличения количества разрывных диафрагм.

Преимущества:

- Рентабельное решение для заканчивания скважин;
- Хорошо зарекомендовавшая себя система, более18000 успешных установок оборудования;
- 14.4°фазировка фрак портов;
- Дизайн и конфигурация способствует турбулизациипотока при цементировании;
- Выполняет свойства центратора;
- Конструктивные особенности диафрагмы позволяют инициацию ТОЛЬКО изнутри;
- Возможность проведения повторных ГРП с использованием оборудования других компаний;
- Количество портов и фазировка согласно тех. задания заказчика.

Ограничения:

- Не гарантировано срабатывание одновременно всех дисков;
- Может потребоваться дополнительный расход.

Технология нового поколения StrataJet™

Конструкция с полнопроходным внутренним диаметром.

Технология разрывных диаграмм для активации муфт.

Муфта с активацией дифференциальным давлением относительно пластового давления.

Доступ к коллектору на 360°после активации инструмента

После активации все порты имеют непосредственный доступ к коллектору.

Система отлично подходит для систем заканчивания скважин, которые зависят от нескольких активаций портов для доступа к коллектору.

Обеспечивает повышенный приток во время эксплуатации скважины.

Меньшие давления ГРП во время интенсификации притока.

Возможность изменения фазирования портов.

Конструкция и особенности системы муфт для ГРП StrataJet™

Муфта ГРП 114,3 мм: ВД 100,6 мм, НД 146,05 мм.
Компактная длина 0,68 м, рассчитана на спуск через НКТ для ГРП с разобщением зон.
Может использоваться в зацементированных и открытых стволах скважин.

Доступ к коллектору на 360°после активации инструмента

- Конструкция предусматривает резервируемость для гарантии активации;
- Статистика показывает успешность активации в 99% случаев;
- Выполнено более 10 450установок инструментов;
- Улучшенный доступ к коллектору и надежность по сравнению с конкурирующими системами разрывных диафрагм.

Компоновка разобщения зон AccuStim™

Цементируемые инструменты — в полностью закрытом положении

Спуск инструментов через муфты и подъем для обнаружения первой муфты StrataJet™

Установка разобщающей муфты №1, установка пакера, приложение давления в ГНКТ или НКТ для открытия и выполнения стадии №1

Обратная циркуляция в инструменте для очистки, срыв пакера и подготовка к подъему на поверхность

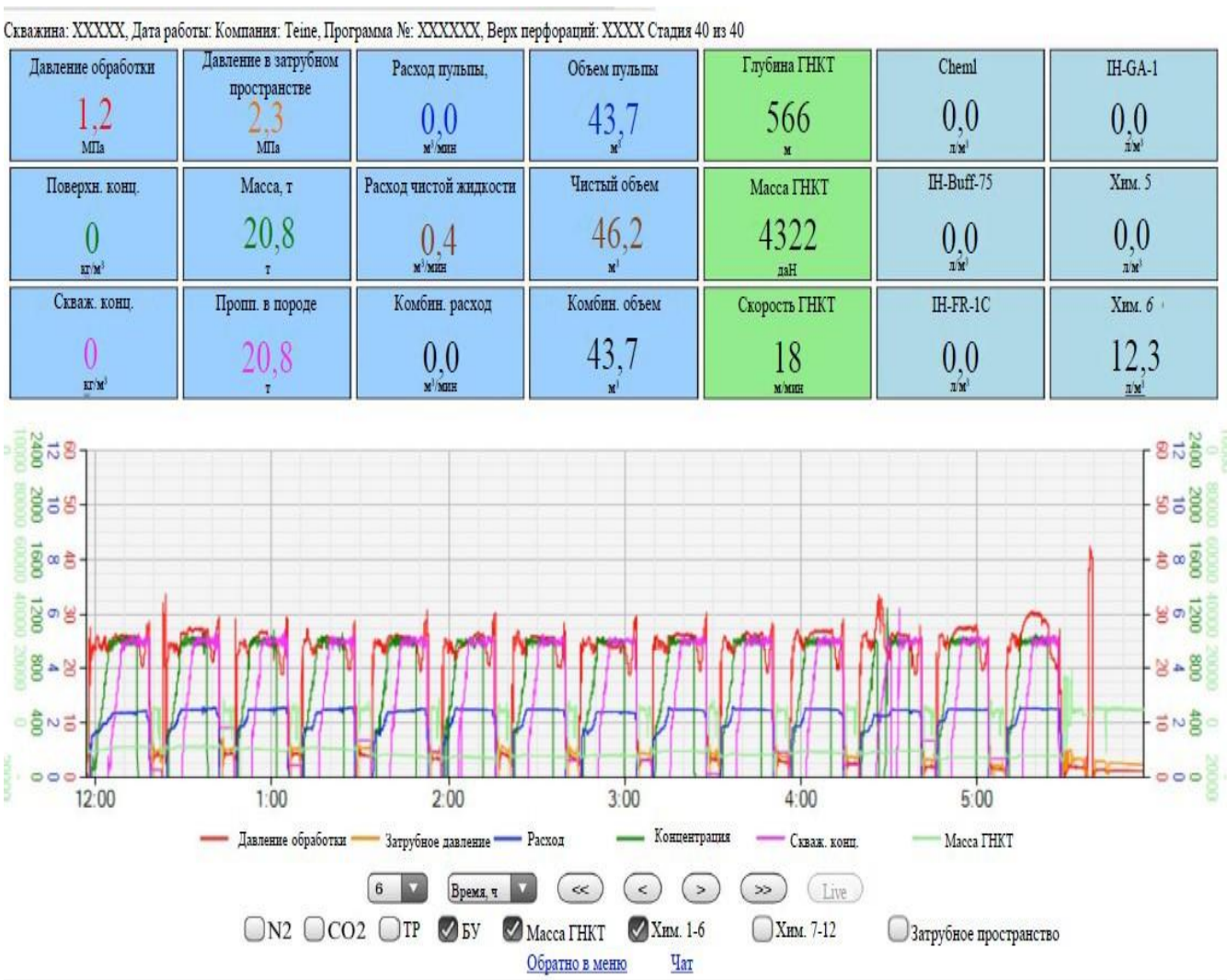
Перемещение разобщающей компоновки в следующую зону при обратной циркуляции. Повторение процедуры для вышележащих зон

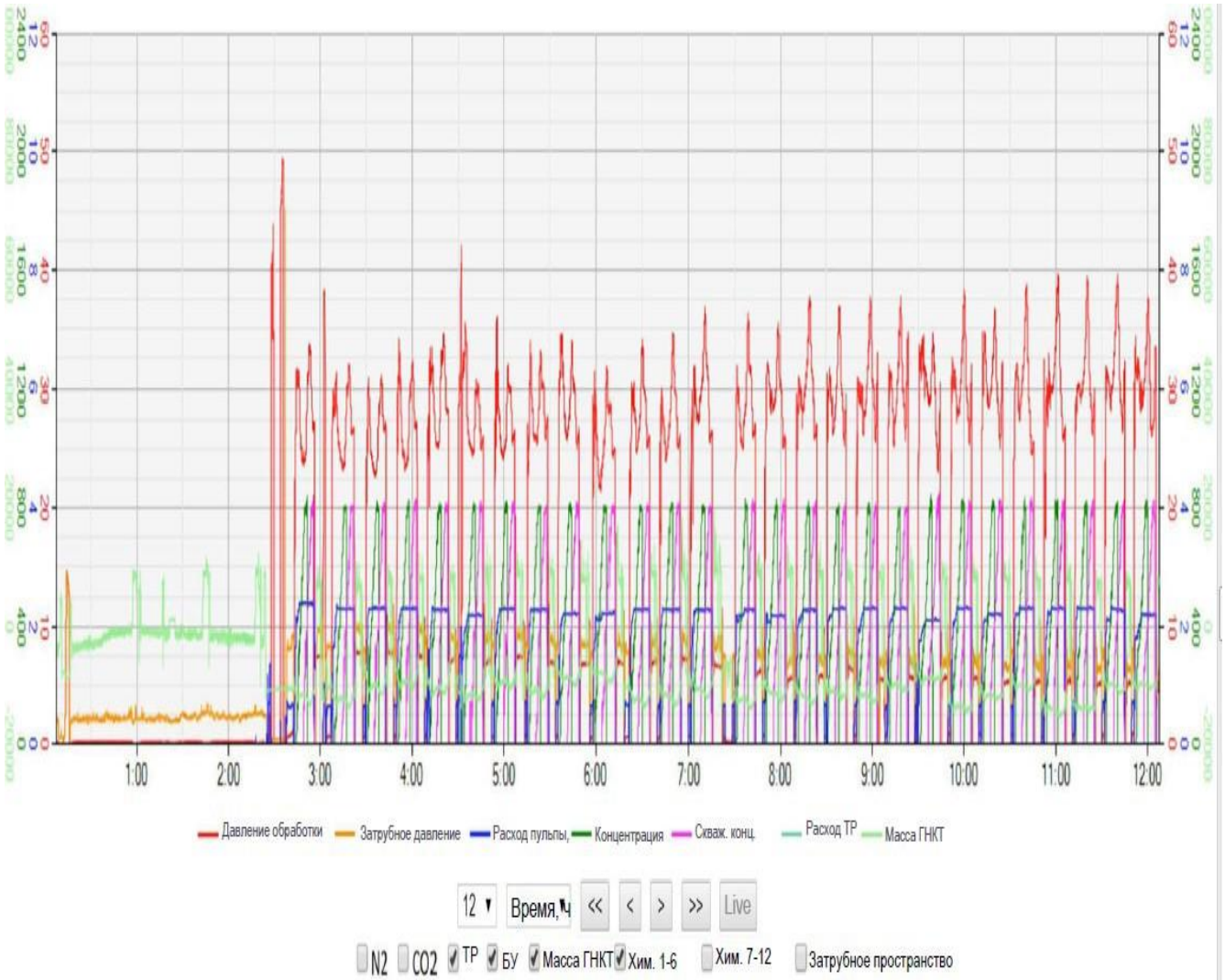
Компоновка разобщения зон AccuStim™

Основные особенности:

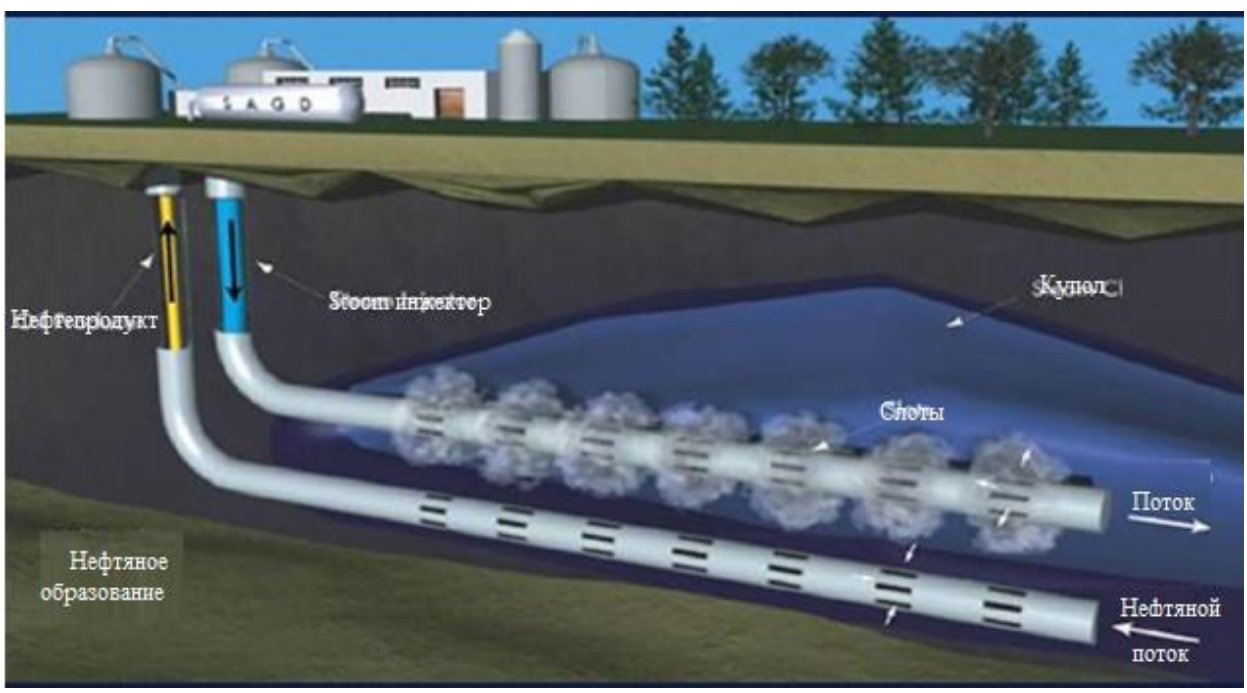
- AccuStim™ одним из более надежных разобщающих инструментов для ГРП в Северной Америке;
- Макс. Диференциальное рабочее давление давление 69 МПа (10000 PSI);
- Макс. количество стадий ГРП в одной скважине за 1 СПО: 55;
- Общее количество скважин с выполненным ГРП более 460 скважин;
- Общее количество стадий ГРП более 13750 стадий;
- Диаметры обсадных колонн: 114,3 мм (4 ½”), 139,7 мм (5 ½”);
- Расход при ГРП: более 3 м3/минуту;
- Стандартные объемы проппанта: 25-30 тонн на стадию;
- Интервал обслуживания: минимальный объем ТО после каждой операции, полное обслуживание после 5–6 скважин.

В следующих рисунках приведены результаты расчета с применением компьютерной системы.





Решения для парогравитационного дренажа (SAGD)



Нагнетательная муфта AccuSteam™

Представлена на рынке в сентябре 2015 г.

Большой внутренний проходной диаметр 98,425 мм (3,875 дюйма) позволяет выполнять закачку больших объемов пара.

Адаптируемая конструкция муфты для повышения эффективности эксплуатации ствола скважины.

Покрытия и уплотнения класса Premium для применения в агрессивных средах.

Нагнетательная муфта AccuSteam™ / эксплуатационный клапан AccuFlow™

Лидер на рынке для Канадских компаний, выполняющих парогравитационный дренаж.
Установлено более 1150 инструментов.
Уникальные возможности открытия/закрытия для манипулирования муфтами.
Переключение муфт выполняется инструментом-толкателем, активируемым гидравлически.

Изолирующий / активирующий инструмент AccuShift™ на ГНКТ(НКТ)

*

10. ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

10.1 KazMunayGasInternational N.V. Обзор группы

Жангулов А. управляющий директор АО «НК «КМГ», член совета директоров КМГ-И.
a.ssabekova@KAZENERGY.com, 7172 794988

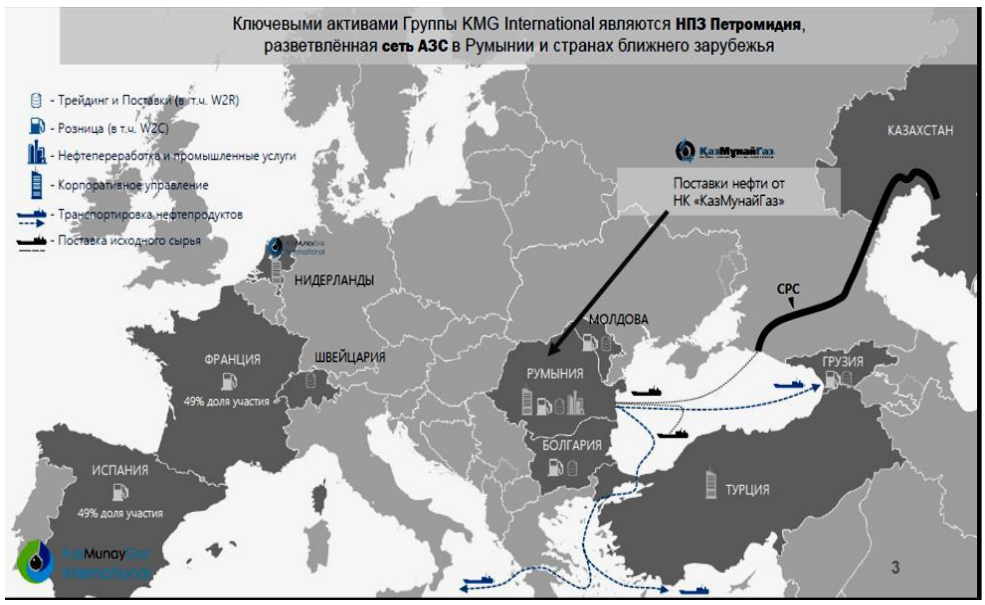
Проведен обзор группы KazMunayGasInternational N.V. Дана общая информация о программе трансформации KMG Internatioanl. Приведена карта активов KMG International, рассмотрена ее бизнес направления. Показана интегрированная цепочка стоимости. Переработка описана как ключевые достижения НПЗ «Петромидия». Приведены характеристики НПЗ «Вега» и нефтехимического комплекса. Определены основные цели и задачи переработки к 2021 г. Описаны трейдинг и поставки KMGT. Приведены результаты деятельности: динамика ключевых финансовых и операционных показателей.

Reviewed by KazMunayGasInternational N.V. General information on the KMG Internatioanl transformation program is given. A map of the assets of KMG International is presented, its business areas are reviewed. Integrated value chain shown. Refining is described as key achievements of the Petromidia refinery. The characteristics of the Vega refinery and petrochemical complex are given. The main goals and objectives of processing by 2021 are identified. Trading and deliveries of KMGT are described. The results of the activity are presented: dynamics of key financial and operational indicators.

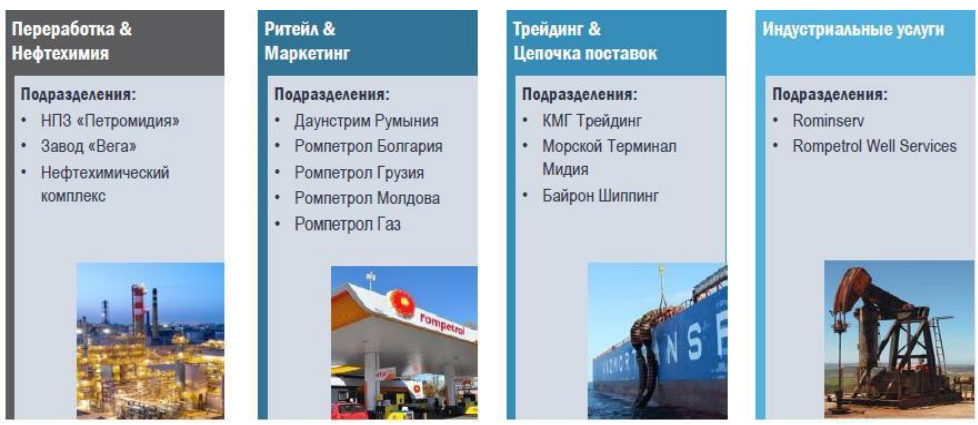
KMG International: ключевые события в истории

1974 −Создание государственной компании Rompetrol;
1999 −Создание международной компании TheRompetrol GroupN.V. (TRG);
2005 −Приобретение DyneffГруппой TRG и создание Rompetrol France;
2009 −Завершение сделки по приобретению TRG НК КМГ (75% акций приобретены в 2007 году и 25% – в 2009 году);
2012 −Завершение проекта модернизации НПЗ «Петромидия»;
2014 −ПереименованиеRompetrol Group N.V. в KMG International N.V.;
2015 −Продажа 51% доли участия в Rompetrol France в пользу CEFC;
2016 −Выход Группы KMG International на прибыльный уровень;
2017 −Очередные рекордные операционные и финансовые показатели.

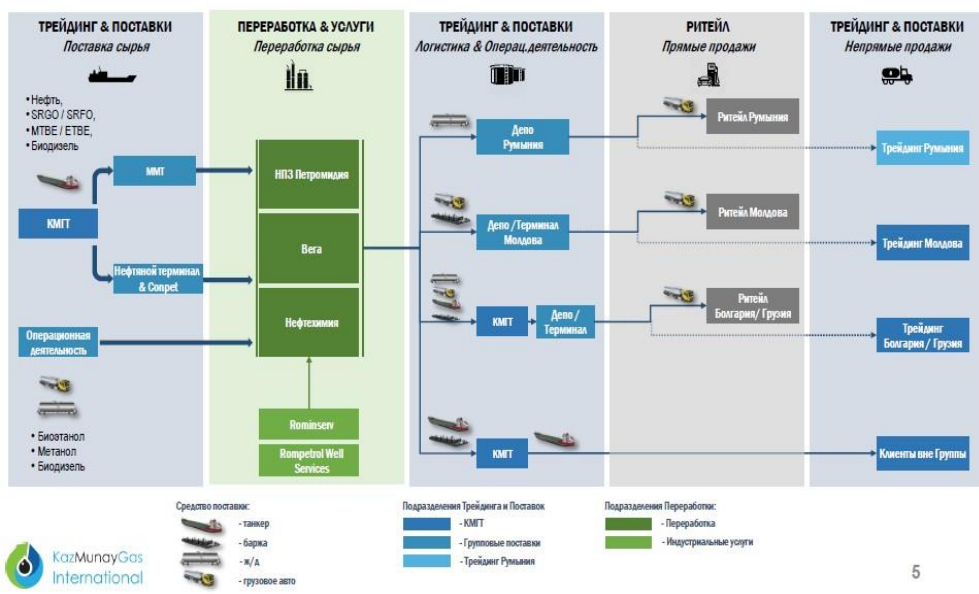
KMG International: карта активов



KMG International: бизнес направления



KMG International: Интегрированная цепочка стоимости



Переработка: ключевые достижения НПЗ «Петромидия»

Ключевыми продуктами в корзине производства НПЗ Петромидия являются топливо, бензин, авиатопливо, СУГ, пропилен, мазут, кокс и прочее

Общие инвестиции на модернизацию: □500 млн долларов США

Переработка: НПЗ «Вега» и нефтехимический комплекс

НПЗ «Вега»

-Расположен в г. Плоешть, в 55 км от г. Бухарест; построен в 1905 г. и модернизирован в 70-е годы.

-НПЗ «Вега» специализируется в области переработки альтернативных видов исходного сырья (нафта, тяжелые углеводороды, мазут) и выпускает широкий ассортимент продукции, включая сольвенты, битумы, гексан, уайт-спирит и мазут.

-Основные экспортные рынки: Турция, Россия, Молдова, Болгария, Венгрия, Индия

Нефтехимический комплекс

-Единственный в Румынии производитель полимеров; производство интегрировано с НПЗ «Петромидия».

-Перерабатываемое исходное сырье – пропилен, поставляемый с НПЗ «Петромидия» и импортируемый этилен. Комплекс выпускает полипропилен(ПП) и полиэтилен (ПЭНП, ПЭВП)

-Основные экспортные рынки: Болгария, Италия, Турция, Сербия, Словакия

Переработка: основные цели и задачи к 2021 г.

Промышленные услуги: роль в Группе

Rominserv	Rompetrol Well Services
-Компания«Ромин серв» обладает необходимым «ноу-хау» в сфере проектного менеджмента: от разработки инженерной документации, подготовки рабочей площадки и строительства до ввода объекта в эксплуатацию. -В 2008 было создано дочернее предприятие «Ромин серв-Казахстан». В 2009-2012гг. компания осуществила два проекта на **Атырауском НПЗ**: реконструкция и модернизация установки АВТ и замедленного коксования вместе с реабилитацией установки по очистке сточных вод. -Rominserv выступил основным подрядчиком модернизации ПНХЗ (работы завершены в сроки в рамках бюджета); Также осуществил 2 проектана **Атырауском НПЗ** по модернизации и установки АВТ и замедленного коксования. -С 2015 г. были оказаны услуги по 5 контрактам в сфере ОТиТБдля **КМГ ПМ, КМГ Өнімдері, АНПЗ, ПНХЗ и Петро Казахстан.**	- Rompetrol WellServices («RWS») основана в 1951г. и является одной из ведущих компаний в сфере **обслуживания нефтяных и газовых скважин** в Румынии и Восточной Европе. -Компания предоставляет **широкий спектр услуг**, включающий цементирование скважин, повышение нефтеотдачи пластов, кислотная обработка пласта, борьба с пескопроявлением, закачка азота, испытание скважин, спуск колонн, аренда инструментов для КНБК (компоновка низа буровой колонны) иловильного инструмента. -Основное производственное оборудование включает 29 цементировочных агрегатов с насосами, 14 цементовозов для сухого цемента, 6 агрегатов для кислотной обработки, 4 канатные установки «Slickline», 3 установки для закачки азота и 2 блендера для ГРП.

Трейдинг и поставки: KMGT – обзор

KMG Trading создан в 2004 году Лугано, Швейцария.
Общий объем трейдинга (2018) −□28.2 млн.т
Трейдинг с 3-ми лицами &Агентские соглашения (2018) −□24.8 млн.т

Поставка сырой нефти, сырья и сбыт нефтепродуктов в рамках Группы KMG International и третьим сторонам (более 90% торгуемой сырой нефти – от НККМГ)

Управление логистикой для следующих целей:

• собственные нужды

• развитие коммерческих операций

• доступ к новым рынкам.

Управление запасами в подразделениях переработки и розничной торговли, включая продажу топлива дочерним предприятиям Группы, а также третьим сторонам в Черноморском регионе.

Единый поставщик нефти для НПЗ Петромидия.

С 2013 года компания стала основным оператором всех поставок сырой нефти КМГ в соответствии со стратегией КМГ по концентрации всех иностранных активов вокруг KMG International.

КМГТ удалось консолидировать позицию основного трейдера для НККМГ, создав достаточно масштаб, чтобы начать развитие бизнеса с третьими сторонами (в Юго-Восточной Азии с использованием нефти и другого сырья).

Трейдинг и поставки: KMGT – диверсификация нефти

2018 −5 сортов в диете + Западно-Африканская нефть (впервые была протестирована на НПЗ в мае 2018 года): Bonny light (Suezmax–130 тыс.т; нефть очень высокого качества, но потребление макс. 2-2.5 тыс.т/день, т. е.60-70 дней переработки, что ограничивает гибкость по хранениюи логистике)

2016-2017 −5 сортов в диете: Urals(78% в2016 и67% в2017) иKirkuk, CPC, Azeriи Siberian; также была протестирована Оманская нефть (Suezmax–135 тыс.т)

2015 −4 сортов в диете: Urals(82%), CPC, AzeriиSiberian

• Помимо Urals, вся альтернативная нефть была поставлена судами размера Aframax (80-90 тыс.т)

2012 -2014 −2 сорта в диете: Urals (90-92%) и CPC(8-10%); также начало добавления SRGO и SRGO в установки сырой нефти

2007-2011 −1 сорт: в основном Urals (от КМГи с рынка) в диете и очень лимитированная диверсификация в диете, основываясь на экономике, в основном из-за ограничений в доступных средствах.

Выгоды от диверсификации нефти в диете НПЗ

≈ 21 млн долларов США 2016-2018 vs. 100% диеты Urals

3.5 млн долларов США 2018

11 млн долларов США 2017

6.5 млн долларов США 2016

Трейдинг и поставки: Логистические услуги

MidiaMarine Terminal Оперирует с 2009 года

Midia Marine Terminal обеспечивает присутствие КМГИ и КМГ на рынке, соединяя:

•**Каспийское море** (Казахстан, Грузия)

•**Черное море** (Молдова, Румыния, Болгария)

•**Западная Европа** (Франция, Испания)

•Компания обеспечивает эксплуатацию терминала, а также причалов №1-4 (для транзита нефти) и причалов №9-9А,9Б и 9С (для транзита нефтепродуктов) в порту «Мидия».

33 км vs. порт Константа

Более короткий морской путь

Эквивалент 33.1 млн.т, или 5 USD/т экономии 24 млн.т/год. Доступная мощность 15.7 млн.т. Объем перевалки (2017). Кол-во танкеров −385.

Byron Shipping Оперирует с 2004 года

Агентство Группы по предоставлению полного спектра услуг для морских и речных судов

•Ведет свою деятельность в портах «Мидия» и «Констанца», а также оказывает поддержку для торговой деятельности и цепочки поставок Группы на протяжении более 14 лет

•Координирует работу около **400-450 судов в год** в портах Мидия, Констанца и в других портах Румынии.

Управление судами (2017) −420;
Относится к развитию и расширению услуг + 77;
Нишевые услуги Обмен экипажем и запасных частей для судов.

Трейдинг и поставки: Ромпетрол Газ

Rompetrol Gas:
Поставки СУГ на пункты заправок Ромпетрол;
Оптовые продажи & Трейдинг в Румынии;
Экспорт.

Собственное производство 250 тыс.т/год. Пропан от Витола;
Поставки от 3хсторон100 тыс. т/год.

Владимиреску, Арад: Filling cap.: 20 тыс.т/год; Storage cap.: 1.500 куб.м
Думбрава, Бакау: Filling cap.: 20 тыс.т/год; Storage cap.: 1.500 куб.м
Бухарест (Пантелимон): Наводарь, Констанца; Filling cap.: тыс.т/год

Общим объем реализации СУГ — 315тыс.т.
Региональный игрок. Крупнейший импортер & дистрибутор пропана в Румынии.

Трейдинг и поставки: Трейдинг нишевыми продуктами и нефтехимией

Ритейл и маркетин: обзор

Свыше **1300 точек продаж** на территории **4 стран** (Румыния, Молдова, Болгария, Грузия), действующих под брендами Rompetrol.

С брендом **Efix** Группа демонстрирует новые стандарты качества–первое топливо ,которое обеспечивает активную защиту двигателя.

Система **Fill& Go** компании Rompetrol впервые в стране предоставила возможность оплачивать топливо непосредственно у колонки.

В 2005 году с запуском бренда **Hei** была начата практическая ьреализация новой концепции магазинов и ресторанов в сети АЗС Rompetrol.

Бренд **Rompetrol** занимает 2-е место среди профильных брендов в Румынии.

Ритейл и маркетинг: Румыния

Сеть АЗСCODO*: Сеть: 146 станций; Охват: все регионы
Сеть АЗСDODO**
Сеть:114 станций
Охват: 36 регионов+ Бухарест
Сеть АЗС“Express”: Сеть: 126 станций; Охват: 26 регионов
Сеть АЗС“Газ”: Сеть 198 СУГцилиндров; Охват: 35 регионов+ Бухарест
«RBI»и «Cuves»: Сеть: 161 RBI и 380 cuves; Охват: все регионы
Основные факты 2018:
-Общая доля рынка Ромпетрол 1977 тыс.т (29%)
-15.2% доля рынка в розничном сегменте;
-Рекордные розничные продажи на 9.4% выше в 2018 году по сравнению с 2017 годом;
-Рекордные продажи нетопливных товаров и услуг на станциях CODO: 21,4 млн.долларов США,что на 21,2% выше чемв 2017г.
-5 новых CODO, 5 новых DODO, 1 INCODO, 2 Express станций, 38 новых скидов и 122 новых резервуара.

Ритейл и маркетинг: ближнее зарубежье

Пунктов продаж −84; Термина в Кишиневе и СУГ депо в

Тырнове Основные факты 2018:
-Общая доля рынка Ромпетрол 370 тыс.т (48%)
-Лидеррынкас 24% долей в розничном сегменте;
-Розничные продажи на5.2% выше в 2018 году по сравнению с2017 годом;
-4 новых DOCO станций, 7 новых магазинов на станциях, 7 новых СУГ ьрезервуаров

Пунктов продаж −80; Термина в порту Батуми и депо в Тбилиси

Основные факты 2018:
-Общая доля рынка Rompetro l212 тыс. тонн (19.4%);
-19% доля рынка в розничном ьсегменте;
-Розничные продажи на 5.7% выше ьв2018 году по сравнению с 2017 годом;
-3 новые станции;
-Основной розничный поставщик для государственных компаний

Пунктов продаж −51; Термина в Руссе

Основные факты 2018:
-Общая доля рынка Rompetrol 403 тыс.тонн (16%);
-Розничные продажи на 3% выше в 2018 году по сравнению с 2017 годом;
-5 новых станций, 5 новых магазинов, 6 новых СУГ резервуара;
-Efix является наиболее узнаваемым топливным брендом на рынке.

Результаты деятельности: динамика ключевых финансовых и операционных показателей

			2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
	ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ								
	EBITDA	*млн. ДСША*	79	69	140	162	204	242	220
	Чистая прибыль (убыток)	*млн. ДСША*	–208	–119	–58	–45	14	80	40
	Долг	*млн. ДСША*	925	939	758	678	608	416	401
	Долг / EBITDA		11.7	13.6	5.4	4.2	3.0	1.7	1.8
	ОПЕРАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ								
Трейдинг	Объёмы по каналам с 3 сторонами	тыс.тон	4,577	5,819	7,920	8,403	9,317	12,249	14,907
	Маржа по каналам с 3 сторонами	*млн. ДСША*	18	19	27	21	24	31	48
Переработка	Объем переработки	млн.тон	4.05	4.18	5.05	4.95	5.41	5.66	5.92
	Выход светлых нефтепродуктов	*in %*	85.4	85.6	85.7	85.7	85.1	86.3	86.2
	Затраты на переработку	ДСША/тонн	-28.3	-26	-21.1	-16.8	-16.7	-15.8	-17.5
	Индекс энергоэффективности (EII)	%	114.9	102.8	99.9	98.6	97.93	99.97	96.1
Ритейл	Объёмы продаж Ритейла	тыс.тон	2,100	2,270	2,535	2,640	2,996	3,292	3,351
	Продажи на АЗС [Румыния]	м3/дн/АЗС	10	9.8	9.9	10.5	11	11.7	11.6
	Не нефтяная маржа [Румыния]	*млн. ДСША*	7.8	8.5	14.8	15.1	19.1	22.5	21.9
	Рыночная доля [Румыния]	%	24%	26%	28%	25%	27%	26%	29%

10.2 Опыт и достигнутые результаты KMG Internatioanl в сфере нефтепереработки

Жандельдинов Ж. зам. директора технического департамента «Ромпетрол Рафинаре».
a.ssabekova@KAZENERGY.com, 7172 794988

Рассмотрен опыт и достигнутые результаты KMG Internatioanl в сфере нефтепереработки. Проведен общий обзор заводов Петромидия и Вега, приведены их характеристики. . Описаны НПЗ Петромидия и нефтехимический комплекс в его составе и НПЗ Вега. Описан инвестиционный пакет 2008-2012 гг. в рамках проекта модернизации завода. Приведены показатели достигнутые по результатам модернизации и схема конфигурации завода после модернизации 2008 –2012 гг. Проведен обзор и приведена схема проекта Дельфин, рассмотрены достижения проекта. Приведены ключевые и основные показатели достигнутые 2018 году. Рассмотрены краткосрочные задачи НПЗ Петромидия.

The experience and results achieved by KMG Internatioanl in the field of oil refining are reviewed. A general review of the plants of Petromidius and Vega was carried out, their characteristics are given. . The Petromidia refinery and its petrochemical complex and the Vega refinery are described. The investment package of 2008-2012 is described. as part of a plant modernization project. The indicators achieved by the results of modernization and the plant configuration diagram after modernization in 2008–2012 are given. A review and a diagram of the Dolphin project is carried out, the project achievements are considered. Key and key indicators achieved in 2018 are presented. The short-term tasks of the Petromidia refinery are considered.

.

1. Общий обзор заводов Петромидия и Вега

НПЗ Петромидия

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАВОДА -Мощность завода по переработки нефти 5 млн.т/год; -Выход светлых нефтепродуктов 86%; -Глубина переработки 94%; -Полное соответствие продукции по качеству стандартам Евро-5; -Уровень технологических потерь 0,82 % масс.; -Индекс сложности по Нельсону 10.5.	
ВЫГОДНОЕ МЕСТОРАСПОЛОЖЕНИЕ И ЛОГИСТИКА -НПЗ Петромидия расположена на берегу Черного моря, и имеет возможность прямого снабжения нефтью через собственный терминал в Порту Мидия; -Для разгрузки нефти используется выносной морской терминал «Буй», мощностью 16 млн.т нефти в год. Отгрузка нефтепродуктов	

производится на морское судна через собственную инфраструктру; -Продукты НПЗ продаются как на внутреннем рынке (60%), так инарынкахдругихстран,какГрузия,Украина, Болгария, Турция, Ливан, Молдова, Сербия, Греция, Египет.	

НПЗ Петромидия – Нефтехимический комплекс, НПЗ Вега
Нефтехимический комплекс в составе НПЗ

В составе НПЗ Петромидия имеется, интегрированный с заводом, нефтехимический комплекс, который включает в себя следующие установки:

-Установка производства полипропилена, мощность – 80 тыс.т/г;
-Установка полиэтилена высокой плотности, мощность – 60 тыс.т/г;
-Установка полиэтилена низкой плотности, мощность – 60 тыс.т/г.

Петромидия является единственным в Румынии производителем пропилена, полиэтилена высокой и низкой плотности. Имеются криогенные резервуары для хранения этилена и пропилена. Нефтехимические продукты продаются на внутреннем и региональном рынках (регионы Черногои Средиземноморского морей, Центральная и Восточная Европа).

НПЗ Вега

НПЗ Вега расположен в городе Плоешть и включает в себя установку производства битума с вакуумной колонной и установку производства гексана. Поставщиком сырья для завода является Петромидия. Мощность по сырью – 330 тыс.тонн/г;

На рынке Румынии НПЗ «Вега» занимает позицию единственного производителя ряда продуктов, специфических для производственного профиля завода, среди которых можно отметить:

-сольвенты, нормальный гексан,уайт-спирит и другиене фтепродукты (нафта, жидкое топливо);
-битум (дорожный, полимерно-модифицированный, специальный битум и грунтовка для защиты металлических трубопроводов).

2. Инвестиционный пакет 2008-2012 гг. в рамках проекта модернизации завода

Модернизация завода 2008 –2012 гг.

В период с 2008 по 2012 год проведена масштабная модернизация НПЗ Петромидия, в рамках которой, выполнена реконструкция существующих и строительство новых технологических установок, с целью увеличения мощности завода до 5 млн.т/г по нефти и обеспечения Евро-5. В таблице ниже, представлены данные до и после реализации проекта модернизации:

Показатели	**Ед.изм.**	**До реализации**	**После реализации**
Объем переработки	*млн. тонн/г*	**3,5**	**5**
Дизельное топливо	*млн. тонн/г*	**1,5**	**2,5**
Бензин	*млн. тонн/г*	**1,3**	**1,4**
Авиационный керосин	*млн. тонн/г*	**0,15**	**0,3**
Индекс энергоэффективности **	*%*	**120**	**99**
Индекс Нельсона *	**8,3**	**10,5**	

*__Индекс Нельсона__ это показатель, используемый для измерения степени сложности нефтеперерабатывающих заводов.
**__Индекс энергоэффективности__ (*EII–Energy Intensity Index*) это показатель потребления энергии на единицу продукции, разделенная на «стандартную» энергию установки.

По результатам модернизации достигнуты следующие показатели:

-Увеличена мощность завода **с 3.5 до 5 млн.т/г.** Вся продукция соответствует **требованиям Евро-5;**

-Выход средних дистиллятов керосина и дизеля увеличен на **10% (с 39 до 49%) и составляет 2,5 млн.тонн/год** – примерно 50% от общей переработки нефти 5 млн.т/г.;

-Производство мазута снижено **до 3%.** Из этих 3%, большая часть (85%) является сырьем для битума, т. е. технический завод способен работать без производства котельного топлива;

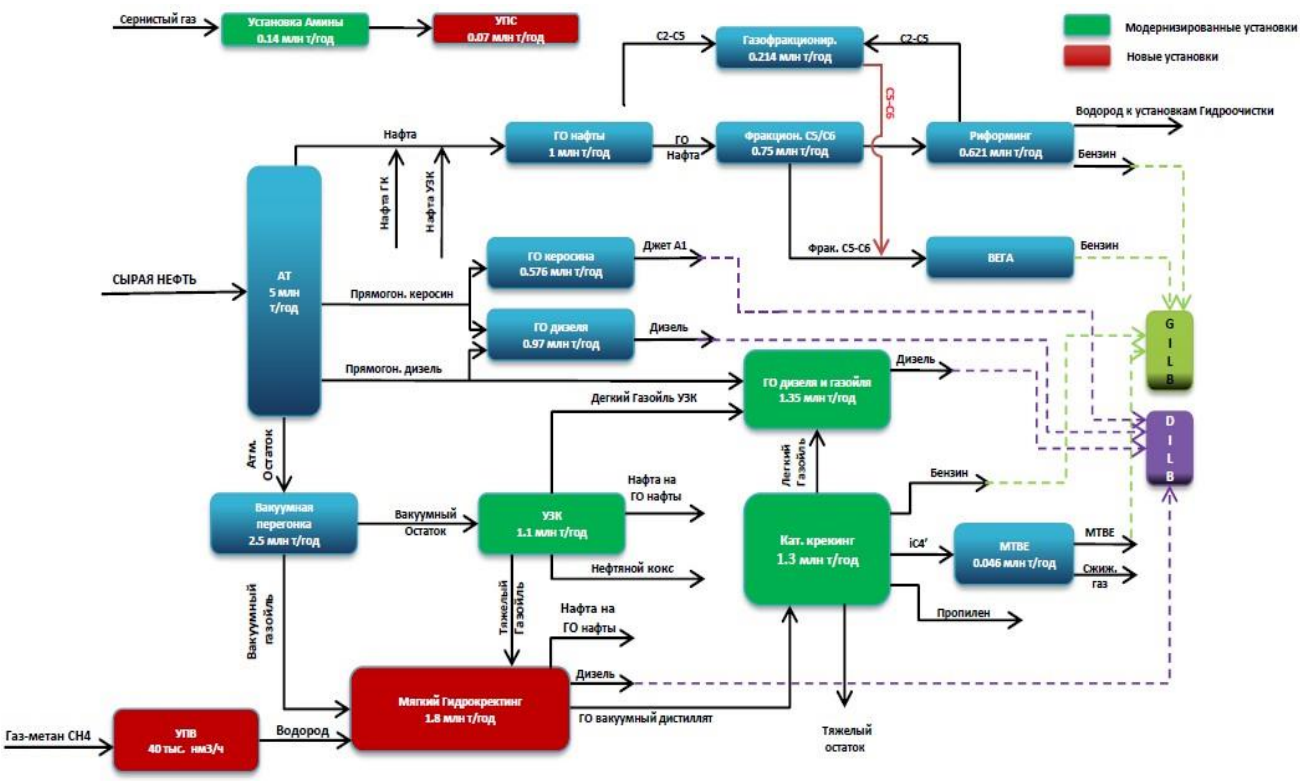
-Достигнут один из самых высоких в регионе **выходов светлых нефтепродуктов –86%;**

-Повышение показателя механической готовности и надежности НПЗ от 93,9 до 96,3%

-Соответствие европейским и румынским природоохранным требованиям.

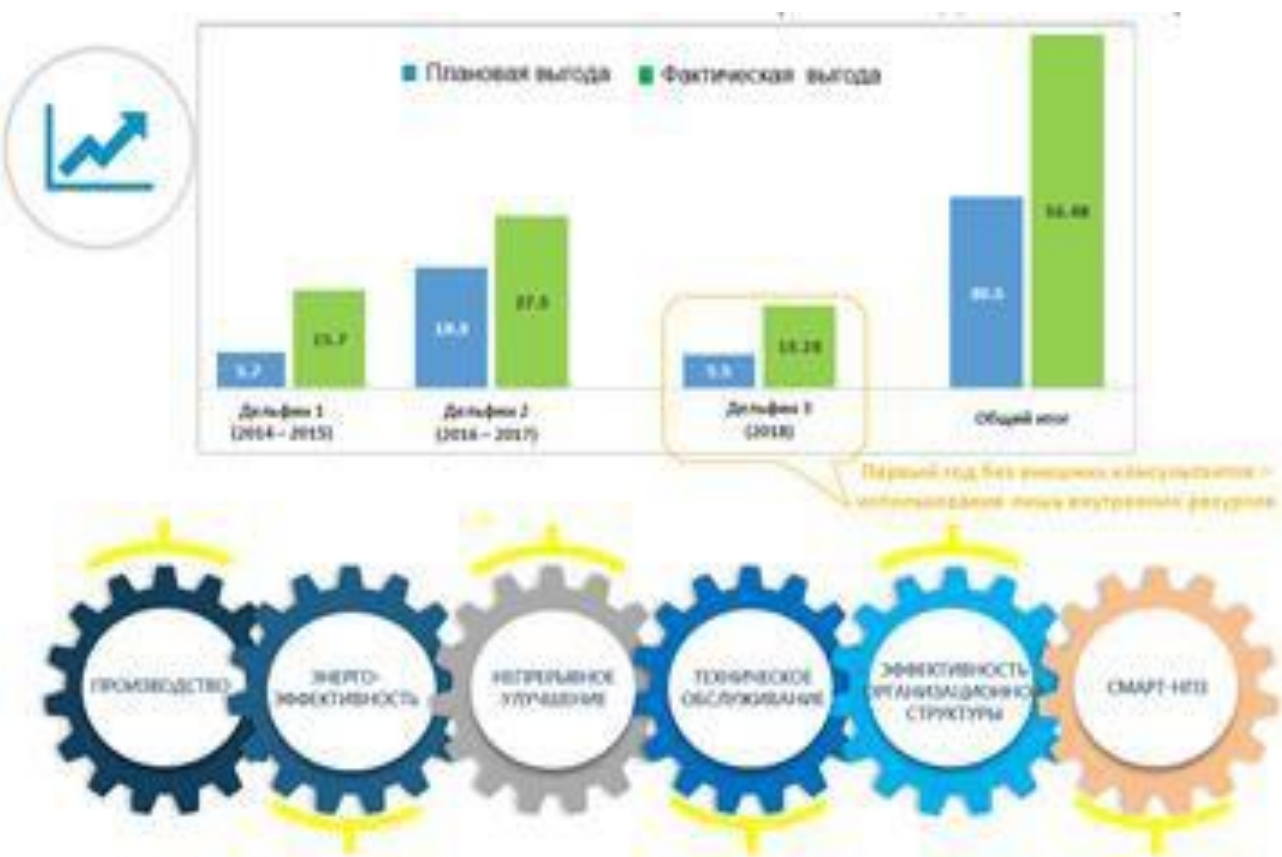
Общая стоимость проекта 450 млн.долл.США

Конфигурация завода после модернизации 2008 –2012 гг.



3. Обзор проекта Дельфин

Исторические достижения проекта



4. Ключевые показатели достигнутые 2018 году

Рост ключевых показателей в период с 2012–2018 гг.

ПОКАЗАТЕЛИ	Ед.изм.	Факт 2012	Факт 2013	Факт 2014	Факт 2015	Факт 2016	Факт 2017	Факт 2018	2018 против 2012	
										%
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	11
Общий объем переработанного сырья	млн. тонн/г	4,0	4,2	5,1	4,9	5,4	5,7	5,9	1,88	46
Объем переработанной сырой нефти	млн. тонн/г	3,81	3,78	4,76	4,45	4,80	4,75	5,10	1,29	34%
Суточная загрузка установки АТ	тыс. т/день	10,4	11,5	13,0	13,6	14,0	14,1	14,9	4,49	43%
Производство авто бензинов	млн.тонн/г	1,1	1,1	1,1	1,0	1,3	1,3	1,4	0,23	20%
Производство реактивного топлива	млн.тонн/г	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,18	139%

1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	11
Производство дизельного топлива	млн.тонн/г	1,6	1,9	2,5	2,5	2,5	2,7	2,7	1,15	72%
Производство пропилена	тыс.т/день	0,12	0,11	0,12	0,11	0,12	0,13	0,14	0,02	
Выработка светлых нефтепродуктов	% масс.	85,4	85,6	85,7	85,6	85,1	86,3	86,2	0,80	
Технологические потери	% масс.	0,89	1,01	0,88	0,94	0,91	0,85	0,83	(0,06)*	
Индекс энергоэффективности	-	114,94	102,84	99,85	98,66	97,94	99,70	96,10	(18,84)	

**0,18 п.п. по сравнению с первым годом (2013) момента полной реализации пакета модернизации*

ОСНОВНЫЙ ПОКАЗАТЕЛИ ДОСТИГНУТЫЕ В 2018 Г.:

-**Общий объем переработки сырья составил 5.925 млн.т,**;

-**Общий объем переработанной нефти превысил 5 млн.т** (5.099 млн.т), в следствии улучшении реализованных в рамках программы Дельфин;

-**Выпуск конечной продукции в объеме 5.788 млн.т,** в результате высокой загрузки завода;

-**Производства авиакеросина 317 тыс.т** (выходjet 5.4%масс.), на +66 тыс.т выше по сравнению с прошлым годом;

-**Производство дизельного топлива 2.75 млн.т**;

-**Выход светлых нефтепродуктов за 2018 год составил 86.2% масс.;**

-**Уровень технологических потерь 0.83% масс.**

Краткосрочные задачи НПЗ Петромидия

Производительность НПЗ – 15 725 т/д.;
Коэффициент надежности оборудования – 97 %;
Число дней работы – 354 ;
Мощность в год по нефти – 5 565 000 тон.;

Глубина переработки – 94%;
Выход светлых – 85%;
Коэффициент используемой мощности на 365 дней – 100б35%;
Коэффициент интенсивности используемой энергии – 96;
Объем общей переработки – 6 000 000 тн.;
Выход светлых от общего объема – 86 %;
Плотность нефти – 860 кг/м^3

10.3 Gas-to-liquid, Переработка попутно-нефтяного газа в синтетическое топливо

Алексеев Е. официальный представитель компании
Группа Calvert Energy
+7 777 223 1856, evgeny.alekseev@gmail.com

Исследованы вопросы переработка попутно-нефтяного газа в синтетическое топливо. Рассмотрены варианты монетизации переработки нефти и газа. Приведены провайдеры малотоннажных технологий GTL. Дана схема системы трубчатого реактора ФТ с плазменным риформингом новейшей конструкции. Рассмотрены технологии монетизации ресурсов — переработки попутного и труднодоступного газа в дизельное топливо газ в жидкое топливо; проблемы рынка при монетизации попутного газа; сценарии по заводам производительностью 100 барр./сутки и 500 барр./сутки. Дано описание предлагаемого инвестирования и ключевых моментов.

Issues of processing associated petroleum gas into synthetic fuel are investigated. The monetization options for oil and gas processing are considered. Providers of GTL low-tonnage technology are listed. A diagram of the FT tube reactor system with plasma reforming of the latest design is given. The technologies of monetization of resources — processing of associated and hard-to-reach gas into diesel fuel, gas into liquid fuel; market problems with the associated gas monetization; Scenarios for plants with a capacity of 100 barrels per day and 500 barrels per day. A description of the proposed investment and key points is given.

Нефтепромыслы: Варианты монетизации ПНГ

Закачка в пласт. Может потенциально иметь позитивное воздействие на извлечение нефти, но сопряжено с существенными начальными затратами

Генерация электроэнергии. Хороший вариант в случае необходимости обсепечения собственных нужд и доступности местного рынка, наличия соответствующей инфраструктуры (площадки нефтепромыслов и близлежащие населенные пункты)

Газопровод. Рентабельное решение при наличии стабильных больших объемов и близости к магистральных газопроводам.

КПГ или СПГ. Распределение газа требует строительства специальной инфраструктуры. В большинстве случаев целесообразно только при наличии крупных долговременных стабильных источников газа

ДМЭ, метанол (прочие химические процессы с выходом жидких продуктов). Требует отдельной транспортной и складской инфраструктуры

Малотоннажное производство GTL. Экономически рентабельно и логистически возможно применимо к попутному газу, который в данное время утилизируется посредством факельного сжигания.

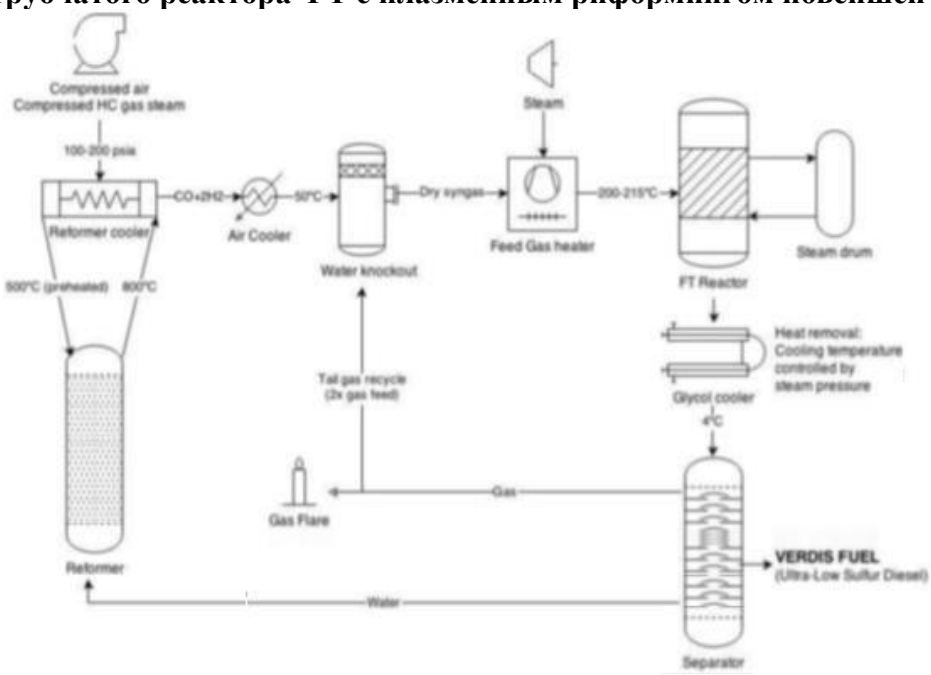
Провайдеры малотоннажных технологий GTL

- Velocys
-Emerging Fuels Technologies
-CompactGTL
-Johnson Matthey Davy
-Greyrock Energy

Микроканальный реактор ФТ

Традиционный реактор ФТ, напр., Sasol

Система трубчатого реактора ФТ с плазменным риформингом новейшей конструкции



Преимущества:

• Полная модульность и мастштабируемость,
• Малая площадь для установки и эксплуатации,
• Низкое потребление электроэнергии,
• Короткие сроки строительства

Группа Calvert Energy

ТРАНСФОРМИРУЯ попутный, труднодоступный, угольный и свалочный газ в дизель без содержания серы, СУГ, СПГ и электроэнергию

1. **Технологии монетизации ресурсов**

Переработка попутного и труднодоступного газа в дизельное топливо ***Газ в жидкое топливо***

- Главные запатентованные преимущества Oxeon — Автотермический плазменный риформинг (процесс без катализатора) и ²Микроканальный оребренный алюминием реактор Фишера-Тропша.

- Самые низкие показатели CAPEX и OPEX в индустрии, самый высокий выход жидкого топлива из газа, наименьшая территория размещения, большая часть оборудования не требует доработки на месте.

- Заводы на 100% модульные и масштабируемые, перерабатывают объемы газа от 5600н.м3 до 2,8млн.н.м3/сутки, установка и пуск в эксплуатацию менее чем за две-три недели.

- Работающие заводы: Перу — *Газ-в-аммиак*, 2016 г., Юта – *Газ-в-дизель*, пилотная установка, с 2012 г., Калифорния – Метан *Газ-в-дизель,* 2016 г., Китай – *Газ-в-дизель*, 2018 г.

- Заводы *Gas-to-Liquid* могут перерабатывать: попутный и труднодоступный газ, метан угольных пластов, нефтеперегонный газ и газ муниципальных мусорных свалок в качестве сырья для производства дизеля, керосина без содержания серы или удобрений.

2. Решаемые проблемы рынка

Проблемы рынка при монетизации попутного газа

До разработки технологии Calvert-Oxeon GTL-D, энергетические компании сталкивались со сложностями при рассмотрении вариантов монетизации попутного газа на местах.

Сегодня, технология Calvert GTL-D (Gas to Liquids Diesel) решает эти проблемы посредством:

- Рентабельной технологии переработки как небольших, так и крупных объемов попутного газа
- Заводы GTL на 100% модульные, облегченной конструкции, масштабируемые (можно добавлять или выводить модули в зависимости от объемов газа)
- Можно работать с объемами низкого и высокого давления при любом составе газа
- Производство готового к употреблению дизельного топлива без содержания серы (Zero Sulfur Diesel)
- Возможность размещения в удаленной местности и суровых условиях окружающей среды
- Надежность и прочность конструкции со сроком эксплуатации 25 лет
- Минимальный запас ЗИП с возможностью пополнения на местном рынке
- Минимальное техобслуживание в течение года
- Заводы могут контролироваться и эксплуатироваться дистанционно
- Небольшой размер площадки размещения.

3. Международный и казахстанский рынок

Международный и Казахстанский рынок

- Общий объем газа, сжигаемого на факелах/выбрасываемого ежегодно: 140,6млрд.м3
- Общий объем по Казахстану – 2,4 млрд.м3 ОСНОВНЫЕ РЫНОЧНЫЕ МЕХАНИЗМЫ МОНЕТИЗАЦИИ ПОПУТНОГО ГАЗА
- Киотский Протокол, COP21, Всемирный Банк и другие значительно прибаляют политического давления в отношении реформ и сокращения выбросов до почти нулевого уровня к 2030 году. Это давление, в сочетании с корпоративными обязательствами, придаст большую пользу нашему будущему бизнесу
- На большинстве участков факельное сжигание газа продолжается, в среднем, 20 лет, что, таким образом, создает базу для устойчивого долгосрочного прибыльного бизнеса.
- В Казахстане 100% попутного газа должно, так или иначе, утилизироваться.

4. Сценарии по заводам производительностью 100 барр./сутки и 500 барр./сутки

Казахстан – Два начальных инвестиционных сценария: заводы производительностью на 100 барр. и 500 барр. в сутки*

• Обе модели подразумевают эксплуатацию в течение 25 лет
• Цена дизеля $0,60 за литр
• CAPEX (fix/firm)
• Необходимо определить стоимость наземной транспортировки, хранения и сборки и добавить к CAPEX.
• OPEX – основан на типичных затратах в условиях экстремально удаленных установок в разных частях света.

Завод на 100 барр.
• Поставка и запуск: 12-14 месяцев
• Стоимость попутного газа: $0,25Mscf
• Цена дизеля: $0,60/литр Прим.: Как демонстрационный завод

Завод на 500 барр.
• Поставка и запуск: 18-20 месяцев
• Стоимость попутного газа: $0,25Mscf
• Цена дизеля: $0,60/литр
• Год 3-4 – цель: выход на 6.600 барр. в сутки

Calvert GTL

Завод на 100 барр.	долл. США
Капзатраты	5 334 413,00 $
Экспл. расходы, год	930 000,00 $
Годовой доход	3 380 000,00 $
IRR >20%	
Завод на 500 барр.	
Капзатраты	20 500 000,00 $
Экспл.расходы, год	3 888 000,00 $
Годовой доход	17 500 000,00 $
IRR >30%	

5. Предлагаемое инвестирование и ключевые моменты

Предлагаемое инвестирование – Ключевые моменты

В идеале, нам бы хотелось найти партнера, который:
• Открыт к созданию долгосрочного совместного предприятия
• Может предоставить и поддерживать подачу попутного газа на наш завод ГЖТ/GTL
• Свяжет данный бизнес с имеющейся компанией, эксплуатирующей промыслы
• Обеспечит стратегическое направление для обеспечения непрерывности для прибыльного долгосрочного роста
• Для стратегического расширения бизнеса в течение последующих семи лет.

Инвестиции
• Calvert Energy Group хотела бы создать местное СП
• Стоимость долей – вопрос обсуждения, в зависимости от участия сторон

6. Прочие существенные вопросы

• Возможность: ДОСТУПНАЯ, ПРИБЫЛЬНАЯ, УСТОЙЧИВАЯ и ТИРАЖИРУЕМАЯ.
• Казахстан станет первой страной, которая продемонстрирует миру, что монетизация факельного газа является экологически выгодным делом
• Заводы ГЖТ/GTL управляются и контролируются дистанционно, возможность следить за работой 24часа/7 дней в неделю.
• Компания-партнер станет своеобразной демонстрационной витриной в области попутного/факельного газа.
• Установка заводов GTL Calvert в Казахстане обеспечит новые квалифицированные рабочие места и налоговые поступления
• Первый завод 100 барр./сутки может быть запущен через 10 месяцев.
• Второй завод 500 барр./сутки может быть пущен в эксплуатацию через 16 месяцев

10.4 Обзор технологии повышения нефтеотдачи пласта с CO_2

Алексеев Е.

официальный представитель компании
группа Calvert Energy
+7 777 223 1856, evgeny.alekseev@gmail.com

Проведен обзор технологии повышения нефтеотдачи пласта (ПНП) с CO_2. Рассмотрены фазы развития при разработке промыслов и добыча нефти, «смешиваемый» и «несмешиваемый» виды процесса CO_2-ПНП. Приведена схема операций CO_2-ПНП. Проанализированы возможности CO_2-НПН в США и источники CO_2, внутренние ресурсы традиционной нефти благоприятные для CO_2-ПНП. Изучена производительность и история проекта CO_2-ПНП Oxy Permian. Рассмотрена состояние повышение нефтеотдачи пласта с CO_2 за пределами США. Приведен потенциал извлечения нефти и аккумулирования CO_2 в нефтяных бассейнах мира. Изучены возможности и опыт в повышении нефтеотдачи пласта с CO_2 и аккумуляции CO_2. Рассмотрены конкретные проектные опыты CO_2 ПНП.

A review of the technology for enhancing oil recovery (EOR) with CO2 has been carried out. The phases of development in the development of fields and oil production, the “miscible” and “immiscible” types of the CO2-PNP process are considered. The scheme of operations of CO2-PNP is given. The possibilities of CO2-NPN in the USA and CO2 sources, the internal resources of traditional oil favorable for CO2-EOR are analyzed. The performance and history of the Oxy Permian CO2-PNP project were studied. The state of enhanced oil recovery with CO2 outside the United States is considered. The potential of oil recovery and CO2 storage in the oil pools of the world is given. Possibilities and experience in increasing oil recovery with CO2 and CO2 accumulation were studied. Specific design experiments of CO2 EOR are considered.

При разработке промыслов и добыча нефти можно рассматривать до трех фаз развития:

В течение фазы первичной добычи, извлечение управляется природными механизмами:

- Естественный водонапорный режим, расширение газа, и/или вытеснение под воздействием силы тяжести.

Добыча вторичными методами начинается, когда давления в коллекторе уже недостаточно для того, чтобы вытеснять нефть на поверхность. Методы вторичной добычи основаны на приложение к коллектору внешней энергии:

- Обычно в форме закачки жидкостей (воды или газа) для повышения пластового давления, таким образом, заменяя или повышая естественный режим вытеснения из коллектора.

Третичные методы повышения нефтеотдачи пласта повышают подвижность нефти с целью увеличения добычи, в случае, когда вторичные методы уже не достаточно эффективны:

- Одни представляют собой разогрев вязкой нефти (обычно посредством закачки пара), понижая вязкость для облегчения извлечения.
- Другие подразумевают закачку ПАВ (вспенивающих агентов) для повышения поверхностного напряжения между водой и нефтью в коллекторе
- Третьим методом понижения вязкости является разбавление двуокисью углерода.

Что такое CO_2-ПНП?

Существует два основных вида процесса CO_2-ПНП:

- «Смешиваемый» CO_2-ПНП, это мульти-контактный процесс, включающий в себя взаимодействие между закачиваемым CO_2 и пластовой нефтью, что приводит к тому, что оба пластовых флюида становятся взаиморастворимыми (полностью смешиваются), с благоприятными свойствами пониженной вязкости, усиленной подвижности, и низким поверхностным натяжением. Задача состоит в дополнительном повышении подвижности и сокращении остаточной

нефтенасыщенности порового пространства пласта после затопления водой. Смешиваемый процесс CO_2-ПНП, до настоящего времни, является доминирующей формой CO_2-ПНП.

- «Несмешиваемый» CO_2-ПНП встречается при недостаточном пластовом давлении или в случаях, когда состав пластовой нефти недостаточно благоприятный (более тяжелая). Основными механизмами процесса являются: (1) увеличение объема нефтяной фазы, при насыщении нефти CO_2 ; (2) понижение вязкости смеси расширенной нефти и CO2; (3) выход более легкого углеводорода в фазу CO_2; и, (4) гидропривод плюс давление.

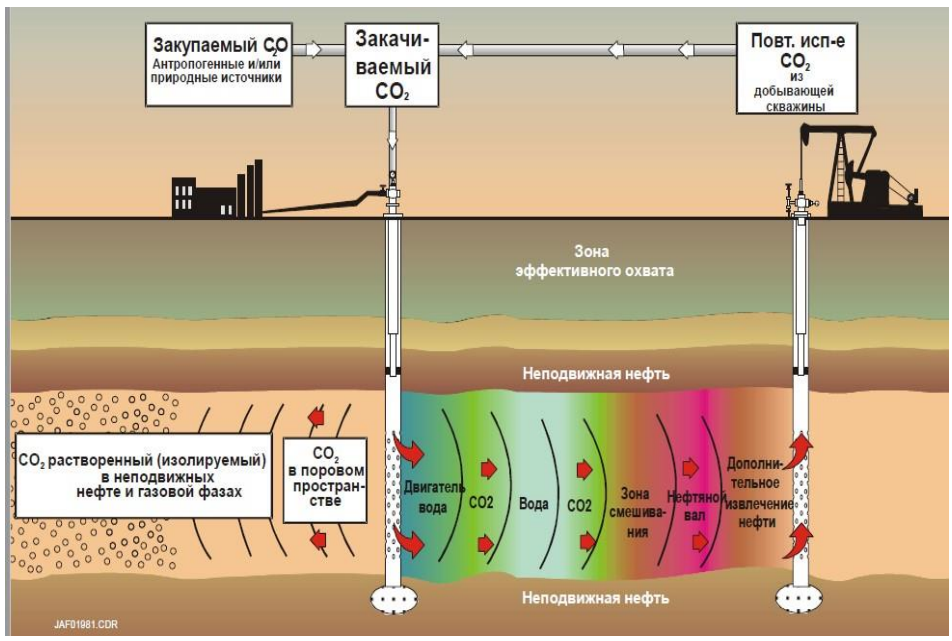
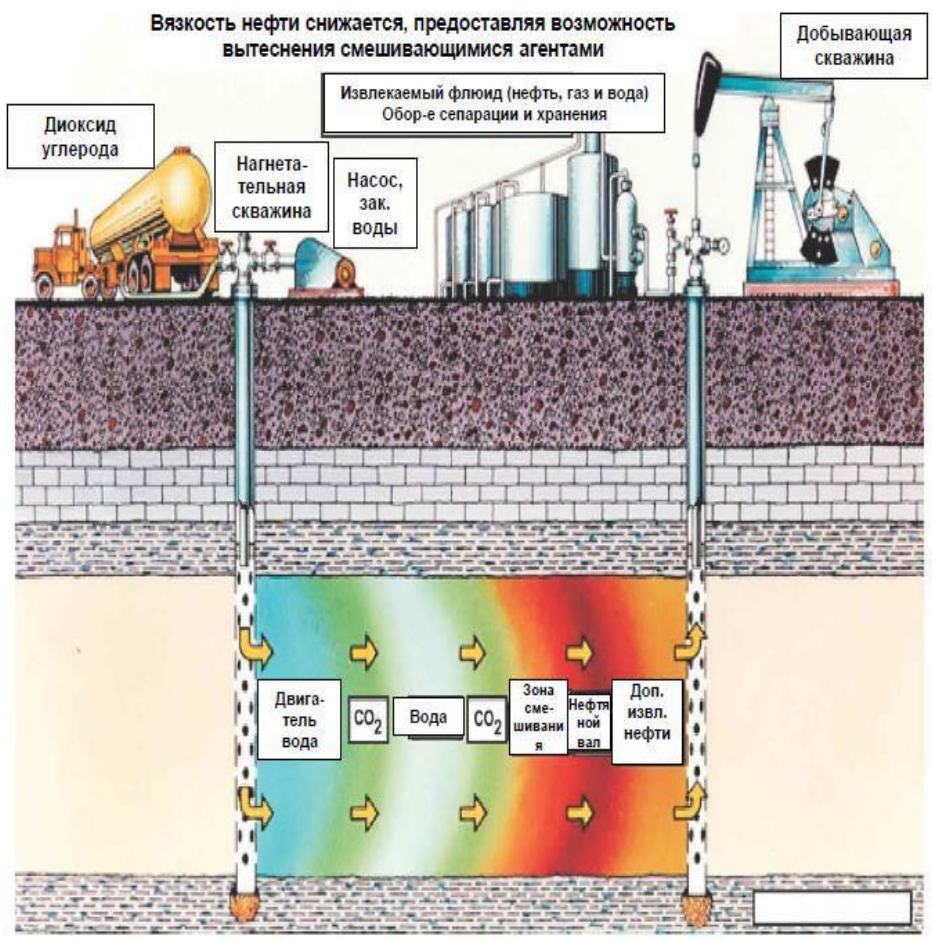
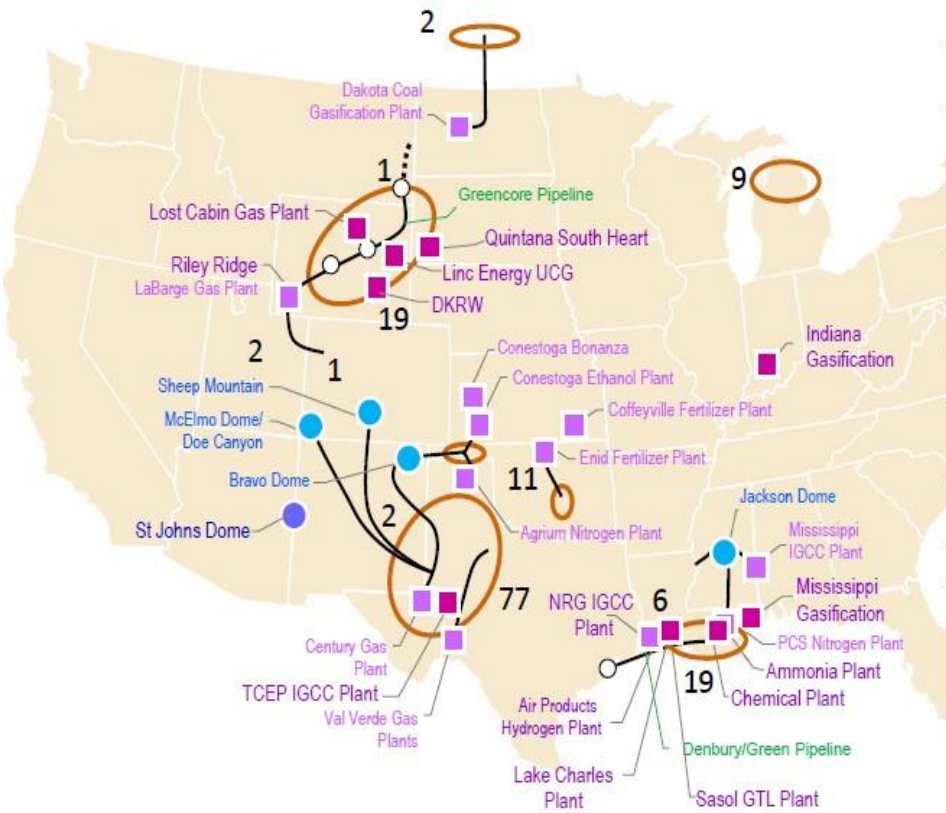


Схема операций CO_2-ПНП



Источник: U.S. Department of Energy

Возможности CO_2-НПН в США и источники CO_2 (2020)



Добыча нефти (2020)	
Проектв CO_2-ПНП	147
Добыча нефти (Мбарр./сутки)	638
Поставка CO_2 (2020)	
Кол-во источников	30
• *Природные*	*6*
• *Промышленные*	*24*
Поставка CO_2 (млрд.куб.ф./сутки)	6.5
• *Природные*	*3.4*
• *Промышленные*	*3.1*

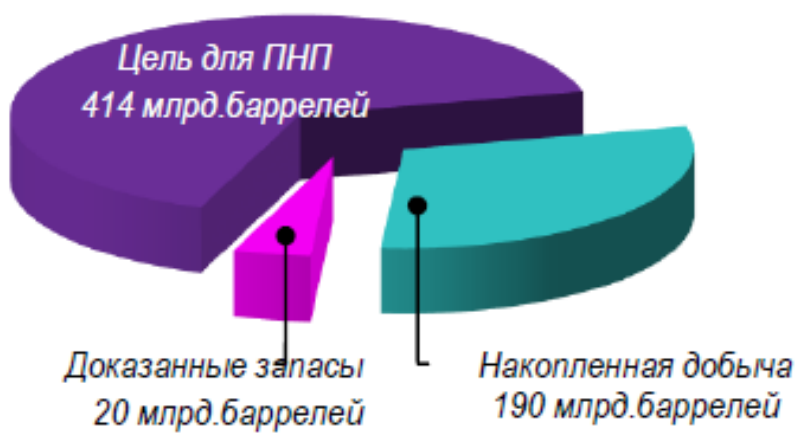
147 К-во. CO_2-ПНП проектов в США
Природный источник CO_2
Промышленны источник CO_2
Газопроводы CO_2
Предлагаемы газопр-ды CO_2

CO_2-ПНП: Ниша или надежная стратегия управления углеродом?

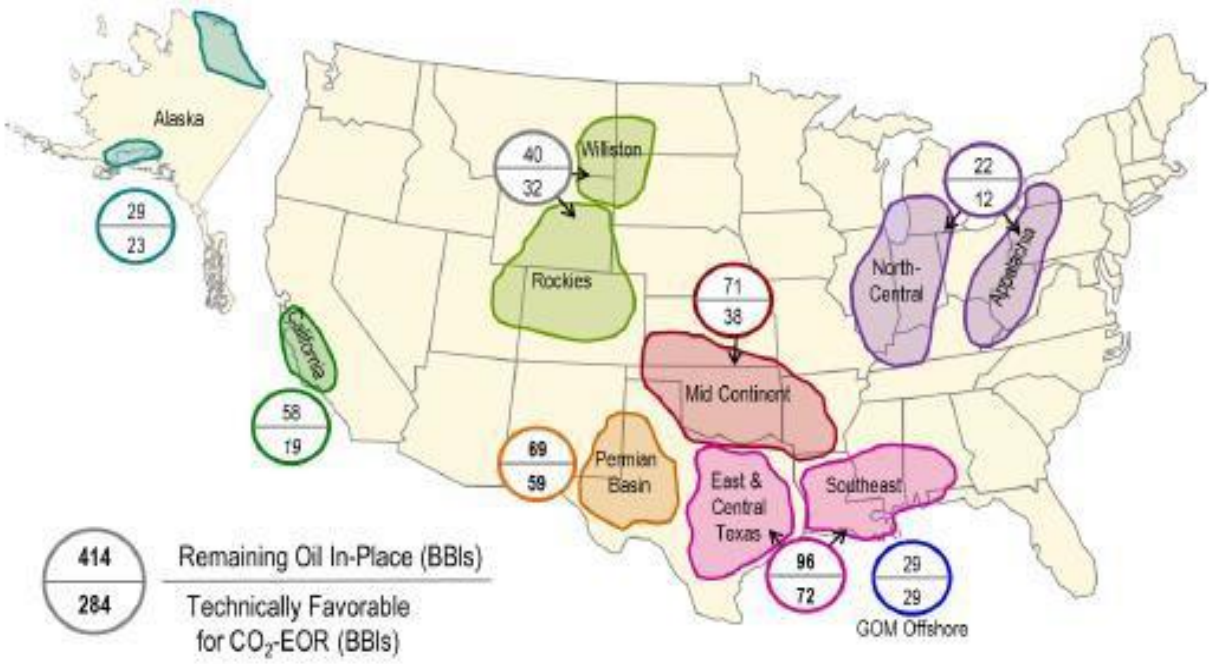
Фонд традиционной нефти США. Традиционный запас нефти в США составляет 624 миллиардов баррелей в месте залегания. Первичное извлечение и затопление водой помогут добыть около трети этого запаса, оставляя в недрах 414 миллиарда баррелей.

Большая часть этой «оставленной нефти» (284 млрд баррелей) технически подходит для применения CO2-ПНП и находится в месторождениях по всей стране.

Начальные геологические запасы: 624 млрд барр. Остаточные геол. запасы: 414 млрд барр.



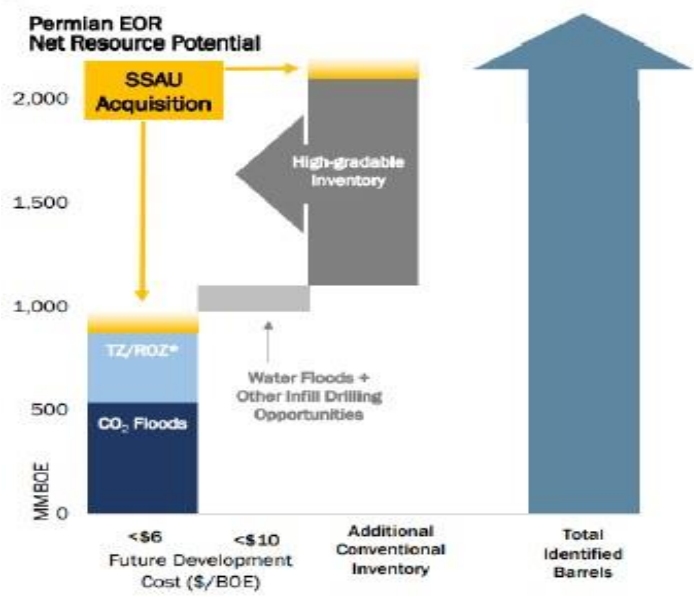
Внутренние ресурсы традиционной нефти благоприятные для CO_2-ПНП



Производительность и история проекта CO_2-ПНП Oxy Permian

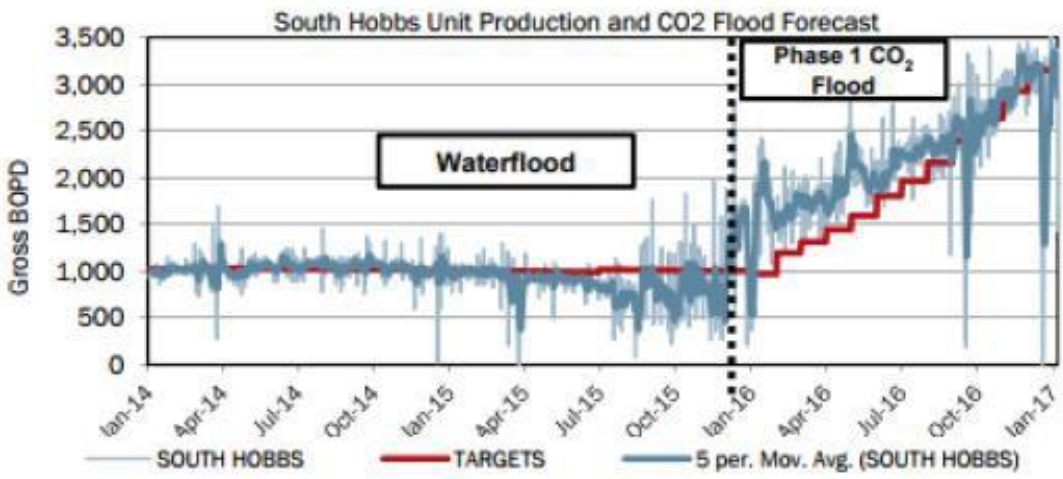
Оху добывает 145 000 баррелей нефти в сутки в результате применения CO_2-ПНП в Пермском бассейне Западного Техаса, инвестировав 195 млн долл. США в стандартную закачку CO2 и и 50 млн.долл. США в разработку зон плотных структур/зон остаточной нефти (ЗОН).

«В настоящее время мы добываем углеводороды из залежей от Грейбурга до Девона и достигаем коэффициентов извлечения выше 60% на некоторых наших участках по применению CO2», — сказала Джоди Эллиотт, президент Oxy's Oil & Gas Domestic.



«В конце 2015 года Оху начала 1-ю фазу внедрения CO2 на блоке South Hobbs в Нью-Мексико. Использование CO2 показывает повышения добычи более чем втрое с момента запуска проекта.».

Управление залежью



Повышение нефтеотдачи пласта с CO_2 за пределами США

За некоторыми исключениями, применение CO_2-ПНП медленнее завоевывает популярность за пределами США

- Одним заметным исключением является нефтяное месторождение Вейберн, где компании EnCana и Apache реализуют проекты CO_2-ПНП по всему месторождению.

- Прочие исключения включают проекты в Турции и Тринидаде

В последнее время интерес проявляется в Абу-Даби, Саудовской Аравии, Бразилии, Китае, Малайзии, Северном море и других частях света.

Однако, как и в США, рост добычи проектов CO_2-ПНП ограничен наличием надежного и доступного источника CO_2.

В 2017 году Глобальный институт CCS сообщил о 37 крупномасштабных интегрированных проектах CCS на различных этапах жизненного цикла промысловых активов.

Из проектов, находящихся в эксплуатации или в процессе строительства, 76% (16 из 21) используют или намереваются использовать каптированный CO_2 для CO_2 -ПНП.

Потенциал извлечения нефти и аккумулирования CO_2 в нефтяных бассейнах мира*

На месторождениях нефтяных бассейнов мира* можно добывать около 1300 миллиардов баррелей нефти по технологии CO2-ПНП «следующего поколения» и аккумулировать выбросы угольных электростанций от генерации 1800 ГВт на протяжении 35 лет.

Регион	Техническое извлечение нефти методом CO_2-ПНП (млрд. баррелей)	Сопутствующий спрос на CO_2/Емкость накопления (млрд. метрических тон)
1. Азиатско-тихоокеанский регион	47	13
2. Ц. и Ю. Америка	93	27
3. Европа	41	12
4. Бывший Советский Союз	232	66
5. Ср. Восток/С. Африка	595	170
6. С.Америка/Прочие	38	11
7. С.Америка/США	177	51
8. Ю. Африка/Антарктика	74	21
ИТОГО	1,297	370

* Включает в себя потенциал из разрабатываемых и неразрабатываемых месторождений, но не будущий рост разрабатываемых месторождений.

Advanced Resources International

История предоставления наших услуг:

С 1991 года мы добавили стоимость сотням проектов в области разведки и добычи нефти и газа в США и более чем в 30 странах мира, от Австралии до Зимбабве.

Наш подход объединяет геологию и геофизику, технологию нефтегазодобычи, а также стратегический и экономический анализ.

Мы специализируемся на нетрадиционных ресурсах газа, повышении нефтеотдачи пласта и геологической аакумуляции CO_2.

Наши клиенты:

Возможности и опыт в повышении нефтеотдачи пласта с CO_2 и аккумуляции CO_2

Штат ARI, состоящий из геологов, инженеров-промысловиков, экономистов и аналитиков-контролеров, предоставляет глубокие знания в области повышения нефтеотдачи (ПНП)/хранения CO_2:

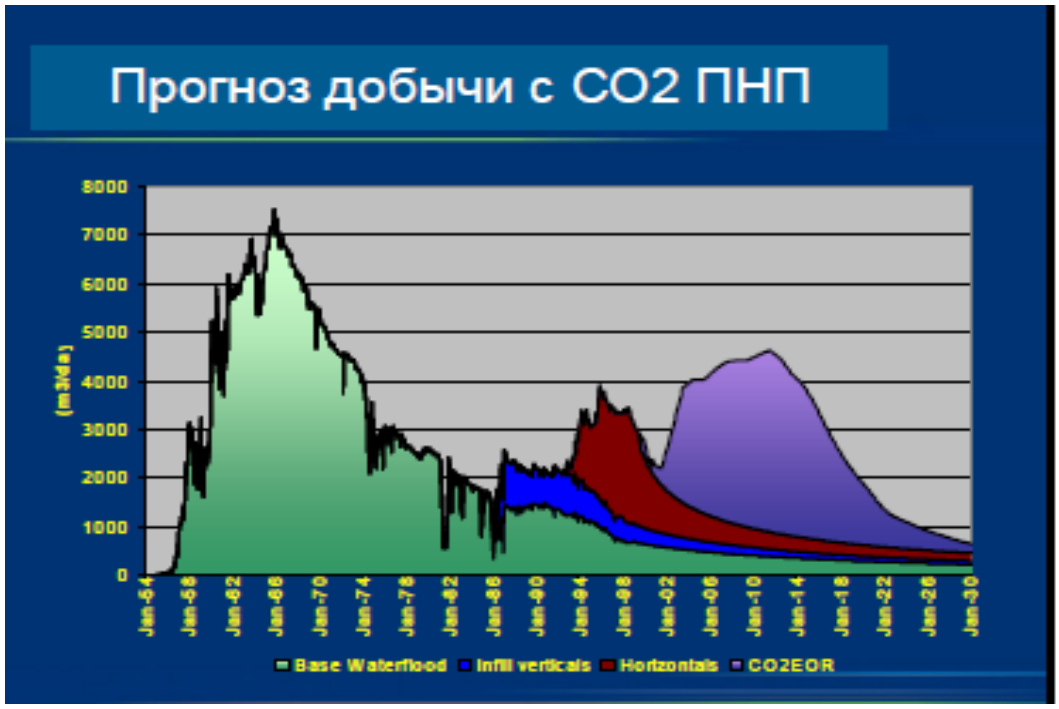
- Геологическая характеристика, моделирование залежей и оценка перспектив;
- Автономный опыт в повышении нефтеотдачи с применением CO_2/N_2; плюс интеграция CO_2-ПНП с аккумуляцией CO_2;
- Проектирование, реализация и оптимизация промыслового проекта по закачке/хранению CO2, а также современный мониторинг и моделирование;
- Оценка рынков для CO2 применительно к CO_2-ПНП;
- Разработка нормативных/разрешительных стратегий для аккумуляции CO_2 в связи с проектами ПНП/CO_2.

Мы уже применили данные возможности и опыт на многочисленных нефтяных месторождениях и соляных формациях в Северной Америке и по всему миру.

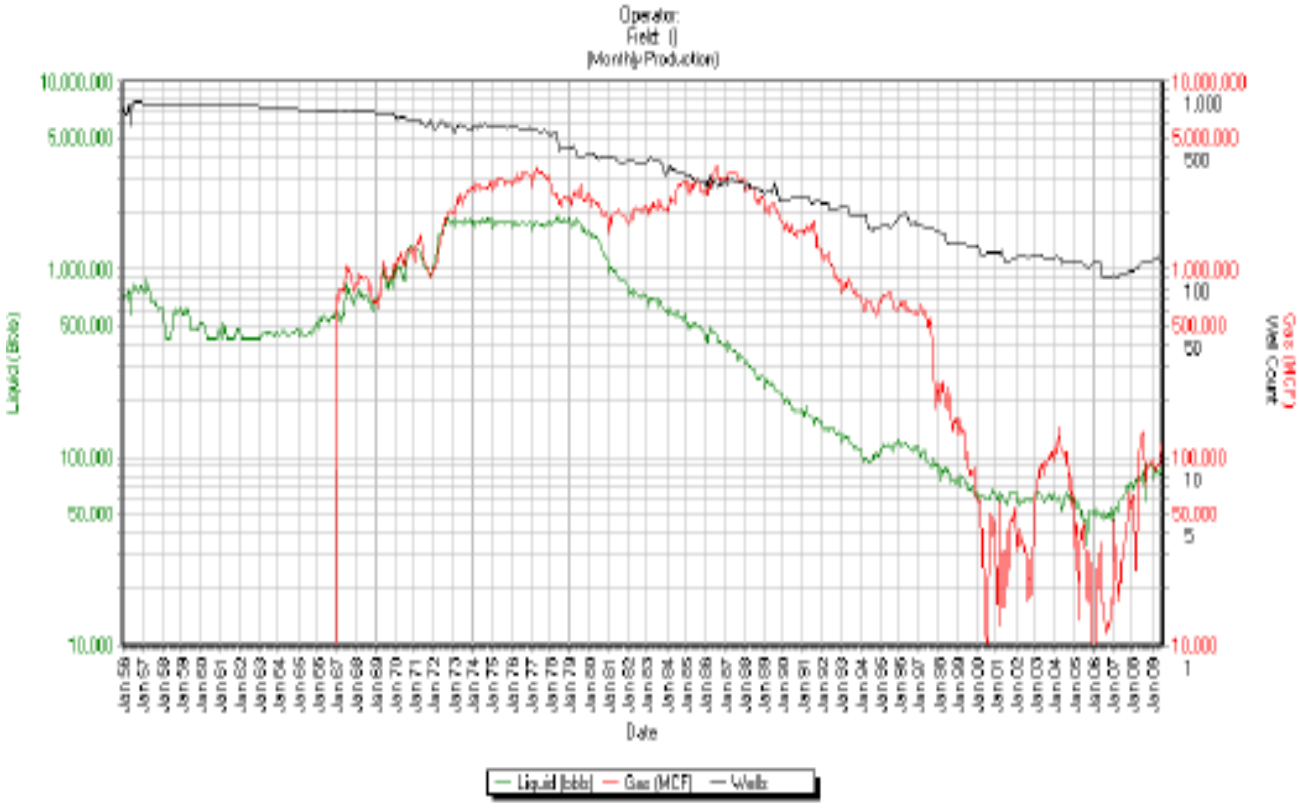
Конкретный проектный опыт CO_2 ПНП

1. ***Месторождение Уейберн (Канада)***. ARI завершила крупный проект для компании EnCana (теперь Cenovus) на месторождении Уэйберн в провинции Саскачевань — крупнейшее использование CO_2 в Канаде. Проект включал детальное моделирование коллектора для анализа производительности и определения возможностей для повышения добычи методом CO_2-ПНП. ARI также обновила анализ данных и рабочие процедуры, используемые для оптимизации добычи нефти.

По завершении трехлетнего проекта бизнес-подразделение Уэйберн (Weyburn) получило награду как самая эффективная бизнес-единица в компании EnCana.



2. ***Нефтяное месторождение Конроу (Восточный Техас)***. ARI провела, для частного клиента, исследование экономической целесообразности на основе моделирования коллектора гигантского нефтяного месторождения Конрой размером 2,2 миллиарда баррелей. Исследование включало оценку эффективности применения WAG (чередующейся закачки воды и газа) и прямого нагнетания CO_2 для ПНП.



3. ***Месторождение Белый тигр*** **(*White Tiger, Вьетнам*)**. ARI завершила исследование технической и экономической целесообразности применения CO_2-ПНП на гигантском морском нефтяном месторождении Белый тигр во Вьетнаме, разрабатываемого компанией Vietsovpetro.

Исследование включало лабораторные эксперименты ДОТ и тонко-трубочные испытания на смешиваемость, сопоставление истории моделирования коллектора и прогноза добычи нефти с использованием композиционного симулятора с двойной пористостью.

Компания PetroVietnam согласилась с результатами исследования, согласно которому CO_2-ПНП является практичным вариантом для применения на данном промысле. Было рекомендовано провести более подробные инженерные и экономические исследования, чтобы помочь оптимизировать производительность этого инновационного гравитационно-стабильного применения CO_2.

Ожидаемые вопросы:

Вопрос: Имеется ли необходимость замены/усиления обсадной колонны старых добычных скважин при подготовке к использованию для закачки CO_2?

Ответ:

1) Для проведения пилотного проекта на действующем месторождении, можно использовать имеющуюся обсадную колонну и НКТ. Необходима аккуратность при закачке, если применяется чередующаяся закачка воды и газа (WAG), для уверенность в том, чтобы линии подачи были сухими перед закачкой CO_2. Возможно потребуется закачка некоторого объема антикоррозийных химикатов, но это не очень сложные операци.

2) В случае бурения новых добычных или нагнетательных скважин, на некоторых проектах используются трубы с покрытием или трубы из нержавеющей стали, но это не обязательно. По факту, трубы Endurance так же идеально подходят и для применения в данных условиях.

11. СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ НА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛАХ

11.1 **Основные мировые тенденции распределенной генерации**

Назаров А. региональный менеджер Россия и СНГ INNIO
a.ssabekova@KAZENERGY.com, 7172 794988

Исследованы основные мировые тенденции распределенной генерации. Газопоршневые двигатели описан как ключевой элемент в энергетической 3D трансформации. В качестве драйверов повышения спроса для Распределенной Энергетики рассмотрены децентрализация; декарбонизация и дигитализация. Приведена схема повышения спроса во всех сегментах продуктовой линейки. Проанализирована повышающаяся важность Решений для электростанций: существующие решения; интегрированные решения – как персептивные решения. Приведены драйверы выбора распределенной генерации.

The main global trends in distributed generation are investigated. Gas piston engines are described as a key element in 3D energy transformation. Decentralization is considered as drivers of increasing demand for Distributed Energy; decarbonization and digitalization. The scheme of increasing demand in all segments of the product line. The increasing importance of Solutions for power plants is analyzed: existing solutions; integrated solutions as perceptual solutions. Drivers for choosing distributed generation are given..

Децентрализация

“Распределенная генерация на глобальном уровне экономит инвестиции в инфраструктуру на **$5** трлн. одновременно снижая стоимость энергии на **40%** и снижая выбросы парниковых газов вдвое”

Декарбонизация

70 % новых мощностей в мире запущенных в 2017 − ВИЭ.

Дигитализация

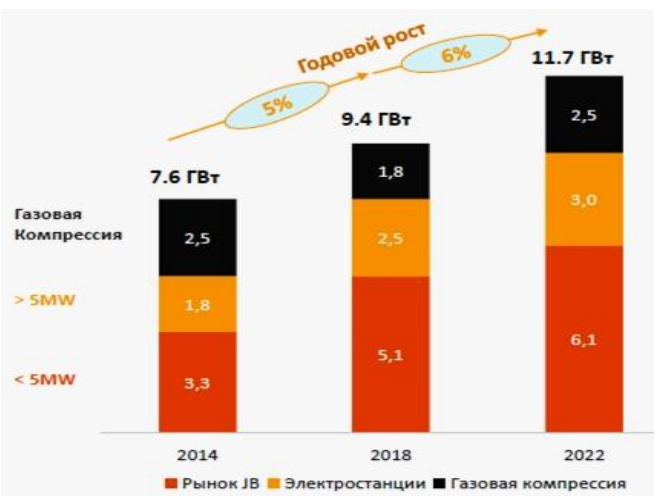
“90% мировых данных на сегодняшний день были созданы за последние 2 года”.

Газопоршневые двигатели – ключевой элемент в энергетической 3D трансформации

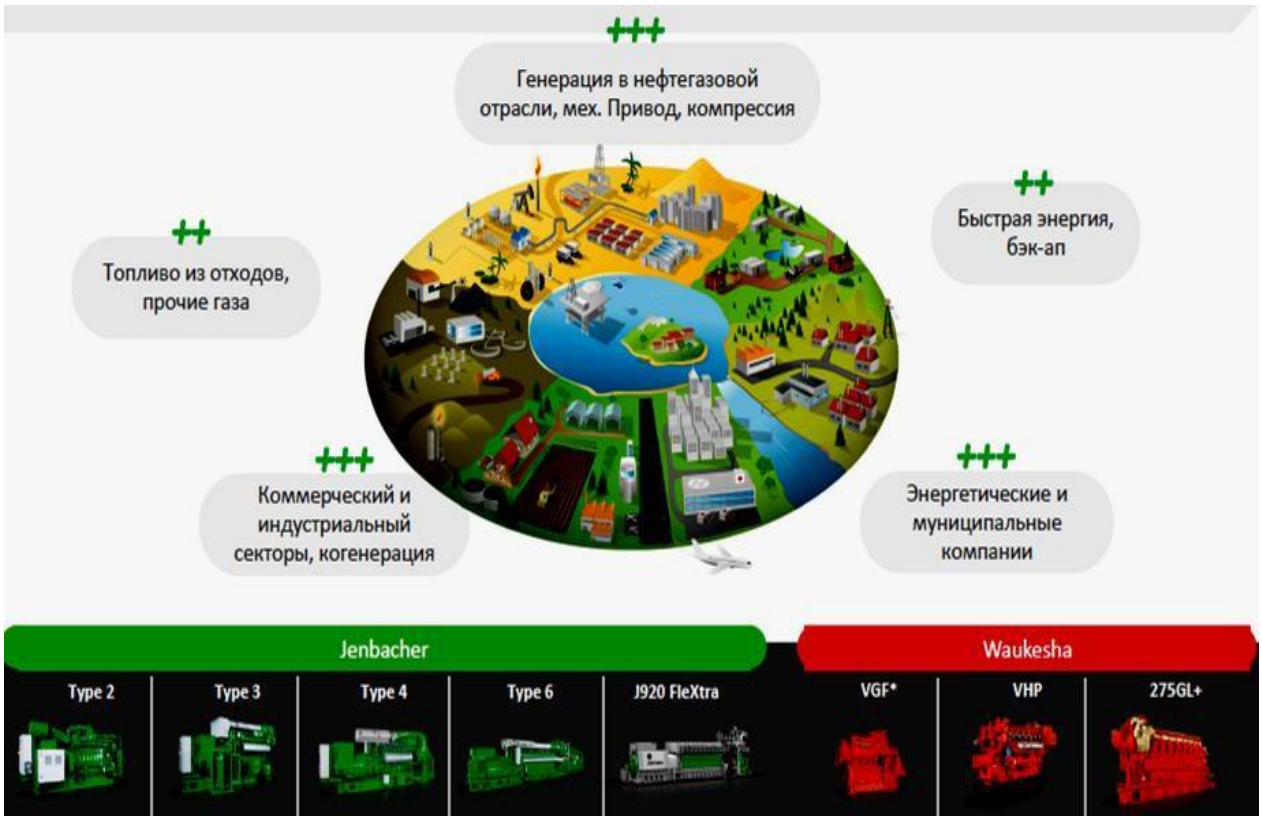
Увеличение спроса на газопоршневые двигатели

Драйверы повышения спроса для Распределенной Энергетики
Децентрализация
Декарбонизация
Дигитализация

Сегмент рынка ГПУ (ГВт)



Повышение спроса во всех сегментах продуктовой линейки



Повышающаяся важность Решений для электростанций

Существующие решения:
- Стандартные решения;
- Оптимизация стоимости и эффективности;
- Стандартные инженерные решения;
- Модульность;
- Быстрый срок поставки;
- Быстрый срок установки.

Будущее за интегрированными решениями

Кастомизированный подход и инженерные решения для интеграции разнообразных энергетических активов.

Потребности клиентов… драйверы выбора распределенной генерации

Примеры:

11.2 Энергоснабжение нефтегазовых месторождений: современные вызовы и инновационные решения

Свергин А. директор ООО «ЭнергоТехСервис»,
тел.: 8 800 222 88 65

В качестве ключевой элемент энергетической 3D-трансформации исследованы газовые двигатели. Рассмотрены вопросы кастомизации и интеграции различных энергетических активов нефтегазового предприятия с использованием газовых двигателей INNIO's Jenbacher и Waukesha. Надежное энергоснабжение с минимальными издержками выделено как основная задача и требование нефтегазовой отрасли. Предложены пути решения поставленных задач. Описано назначение Тюменского завода энергетического оборудования. Рассмотрены технические решения на базе оборудования «ЭнергоТехСервис». Приведены основные результаты опытно-промышленных испытаний ГПЭС с буровой нагрузкой. Дано предложение по оптимизации схемы работы поставки электроэнергии. Описаны системы аналитики и помощи принятия решений.

Gas engines have been investigated as a key element of 3D energy transformation. The issues of customization and integration of various energy assets of an oil and gas enterprise using gas engines INNIO's Jenbacher and Waukesha are considered. Reliable energy supply with minimal costs is highlighted as the main task and requirement of the oil and gas industry. Ways of solving the tasks are proposed. The purpose of the Tyumen plant of power equipment is described. Technical solutions based on the EnergoTechService equipment are considered. The main results of pilot-industrial tests of gas turbine power plants with drilling load are presented. A proposal has been made to optimize the operation of the electricity supply. The systems of analytics and decision making assistance are described.

Современные задачи нефтегазовой отрасли

***Вызовы нефтяной отрасли*:**
Поддержание объема добычи и уровня доходности на заданном уровне в условиях:
- Увеличения энергоемкости добычи на стареющих месторождениях;
- Снижения мировых цен на нефть;
- Новых западных финансовых и технологических санкций.

***Задачи энергетиков*:**
- Оптимизация затрат на энергоснабжение новых и существующих месторождений;
- Повышение % утилизации ПНГ и сокращение штрафных выплат;
- Уменьшение срока ввода генерирующих мощностей;
- Сокращение CAPEX и рисков -повышение надежности электроснабжения.

Требования нефтегазовой отрасли: надежное энергоснабжение с минимальными издержками.

***Пути решения поставленных задач*:**
1. Разработка и реализация современных решений по энергоснабжению, позволяющих ускорить ввод объекта в эксплуатацию и сократить издержки благодаря:
- Применению инновационных технологий;
- Быстрой мобилизации и строительству: срок строительства от 2 мес.;
- Надежности и качеству применяемых решений;
- Гибкости при проработке проектных и конструкторских решений.

2. Оптимизация схемы сотрудничества: решение «под ключ», ответственность лежит на одной компании : финансирование, производство оборудования, логистика, СМР, согласование и сдача в эксплуатацию, обслуживание, эксплуатация, риски.

3. Создание системы аналитики и помощи принятия решения – «цифровизация» месторождений.

Собственное производство «ЭнергоТехСервис» в Тюменской области.

«Тюменский завод энергетического оборудования»

Правительство Тюменской области, General Electric и «ЭнергоТехСервис» подписали соглашение о локализации производства ГПЭС для использования на нефтегазовых месторождениях.

Ввод в эксплуатацию: сентябрь 2019 г.

17 сентября 2019 г**.** в рамках Тюменского нефтегазового форума состоится торжественное открытие первой очереди Тюменского завода энергетического оборудования.

***Основное назначение*:**

- проектирование и производство ГПЭС и ДЭС различной мощности и назначения;
- комплектация оборудования типового энерго центра для отправки на объекты;
- капитальные ремонты и техническое обслуживание оборудования;
-единственная в Россиии СНГ(!) производственная линия по ремонту блока цилиндров и шатунов газовых двигателей INNIO’s Jenbacher.

Технические решения на базе оборудования «ЭнергоТехСервис»

***Парк генерирующего оборудования*:**

- Модульные ГПЭС на базе GE’S Jenbacher, Waukesha, др.
- Модульные ДЭС (Cummins, MTU, др.);
- Модульные ГТЭС (Solar, «Сатурн», др.).

Парк вспомогательного оборудования:

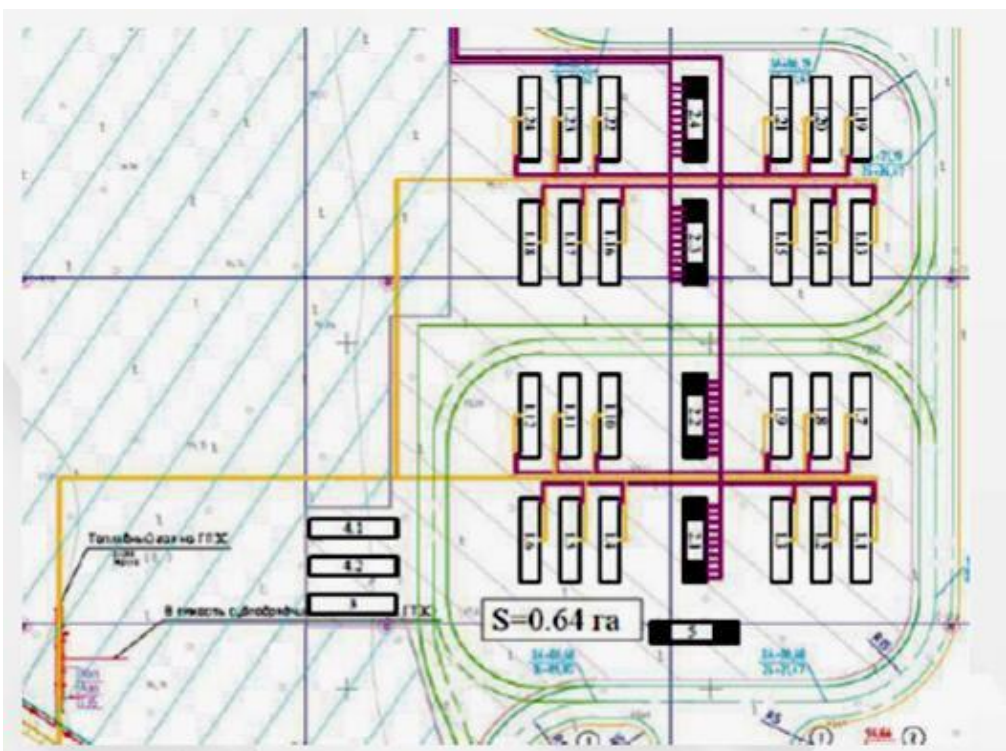
- Системы Накопления Энергии (СНЭ);
- Источники Бесперебойного Питания (ИБП);
- Системы распределения энергии (КТП, ЗРУ, пр.);
- Теплообменное оборудование.

Технические решения на базе оборудования «ЭнергоТехСервис»

Электростанция ЭТС-J1870 на базе ГПУ JenbacherJ420 собственного производства:

- Высокая удельная мощность и высокий электрический КПД;
- Блок-модуль полной заводской готовности: моноблочная конструкция позволяет полностью подготовить ГПЭС к работе за несколько дней;
- Быстрая доставка и монтаж на площадке: блок-контейнер выполнен в транспортных габаритах;
- Полное соблюдение технологий производства ГПЭС INNIO’s Jenbacher (теплотехнический и прочностной расчет, запас производительности вспомогательного оборудования).

Типовой проект на базе арендного оборудования



- Компактное размещение оборудования в соответствии с необходимыми нормами позволит оптимизировать площадь размещения энергоцентра.
- Монтаж блок-модулей: на плитах.
- Кабельные линии и газопровод: на металлических опорных конструкциях, устанавливаемых на плитах.

Позволяет оптимизировать ресурсы, сроки ввода в эксплуатацию, а также площадь энергоцентра.

Опытно-промышленные испытания ГПЭС с буровой нагрузкой

В марте 2019 г. успешно завершена опытно-промышленная эксплуатация ГПЭС производства «ЭнергоТехСервис» для энергоснабжения буровых работ. Заказчик: ПАО «Роснефть».

Основная цель:

Сравнение эксплуатационных затрат для новых ГПЭС в сравнении с применяемыми для обеспечения бурения ДЭС и ПАЭС-2500.

Результаты испытаний подтвердили ожидаемый экономический эффект от внедрения технологии в сравнении с дизель-генераторными установками.

*Технологические преимущества над традиционным техническим решени*ем:

1. Отсутствие необходимости в строительстве хозяйства дизельного топлива и необходимости его доставки;
2. Возможность мгновенного наброса и сброса нагрузок 70% от номинальной мощности, работы в резко переменных нагрузочных диапазонах (+/-40% от текущих уровней загрузки), что особенно необходимо при электроснабжении буровых установок;
3. Возможность работы ГПЭС на максимально широком спектре физико-химических свойств топлива по количественному содержанию горючих и инертных элементов, тяжелых углеводородов и сероводорода.

«Нетрадиционные» возможности оптимизации затрат в нефтегазовой отрасли

Проект: ветряная электростанция мощностью 5 МВт;
Форма реализации: ВОО (Build –Own –Operate);
Место реализации:
Казахстан, Мунайлинский район;
Ввод в эксплуатацию:
Сентябрь 2018 года;
Цель проекта:
Обеспечение электроэнергией потребителей Мангистауской области.

Предложение по оптимизации схемы работы

Поставка электроэнергии

***Содержание подхода*:**

1. Передача ЭТС в долгосрочную аренду генерирующего оборудования сроком на 10 лет;
2. Поставка ЭТС газа для выработки электроэнергии;
3. Приобретение электроэнергии с заранее согласованным дисконтом к сетевому тарифу;
4. ЭТС отвечает: за надежность энергоснабжения, сохранность оборудования, регламентное техническое обслуживание, выполнение ремонтов.

Поставка электроэнергии.

Преимущества

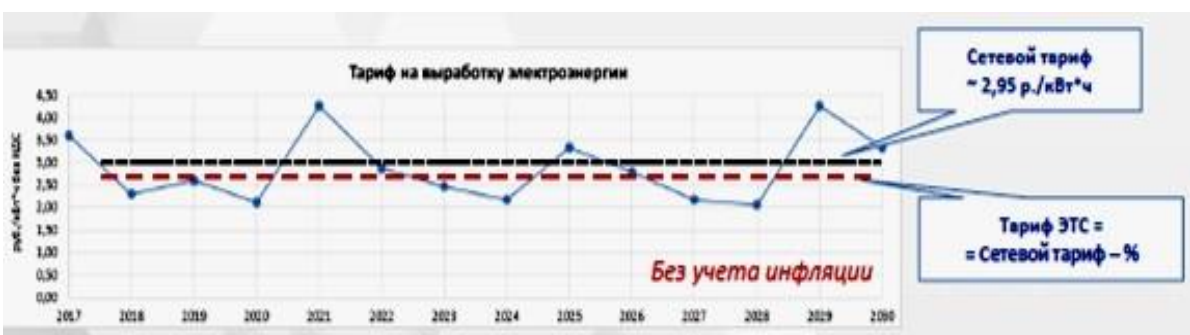
Надежность	- Долгосрочный контракт позволяет более рационально планировать техническое обслуживание; - ЭТС отвечает за конечный результат (поставка э.э.), что исключает размытие ответственности.
Затраты	- Заказчик получает экономию в виде дисконта к сетевому тарифу; - Приобретение э/энергии упрощает для заказчика планирование бюджета и учет затрат (бюджет = сетевой тариф -дисконт); - У ЭТС и Заказчика общий интерес в росте выработки электроэнергии (для ЭТС это выручка, для Заказчика экономия от сетевого тарифа); - Длительный контракт и единый ответственный приводят к снижению стоимости ремонтов; •- Сокращение тендерных и контрольных процедур Заказчика
Скорость	- Внеплановые ремонты проводятся в кратчайшие сроки, т.к. не требуют дополнительных согласований с Заказчиком; - Возможность оперативного увеличения мощностей за счет средств ЭТС; - Ускоряет сроки модернизации/строительства за счет передачи функций профильной организации: ПИР, финансирование, поставка, СМР, ПНР, взаимодействие с Ростехнадзоромм пр.

Предложение по оптимизации схемы работы

Переход на тарифную схему

Бюджет по эксплуатации и сервисному обслуживанию ГПГУ

Равномерное распределение затрат Заказчика по годам за счет средств ЭТС



Покупка электроэнергии с фиксированным дисконтом к сетевому тарифу на весь период

Примеры проектов на базе оборудования арендного парка

Балейкинское месторождение

Заказчик: ООО «Газпромнефть-Оренбург»

Дата ввода: июнь 2018

Установленная мощность: 6,6 МВт (проектная)

Срок строительства: 2 месяца

Содержание метана в топливном газе - 39%.

Примеры проектов на базе оборудования арендного парка

Куюмбинское месторождение
Заказчик:
ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»
Год ввода: 2017/2018/2019
Установленная мощность:
2я очередь: 18 МВт
3я очередь: 32 МВт
Планируемый срок строительства:
2я очередь: 4 месяца
3я очередь: 6 месяцев

Русское месторождение
Заказчик: АО «Тюменьнефтегаз»
Год ввода: 2018
Установленная мощность: 6,3 МВт
Срок строительства: 2 месяца

Системы аналитики и помощи принятия решений

Во всех новых электростанциях «ЭнергоТехСервис» (на базе GE Waukeshau Jenbacher) предусмотрены все необходимые датчики для подключения генераторной установки к системе аналитики и предотвращения аварий: непрерывное сканирование оборудования системами мониторинга и телеметрии, непрерывный анализ данных системами аналитики, прогнозирование износа каждой детали, контроль надежности.

Реализовано:

Автоматизированная системы аналитики и предупреждения аварий на ГПЭС «ЭнергоТехСервис» позволяет:

- В реальном времени контролировать параметры работы электростанции;
- Предупреждать о повышении риска возникновения аварии;
- Оптимизировать затраты на техническое обслуживание.

Планируется к реализации:

Создание единой системы аналитики, позволяющей обрабатывать информацию со всех объектов, анализировать большие массивы полученных данных для корректировки решений на новых объектах.

11.3 Газовые двигатели как ключевой элемент энергетической 3D-трансформации. Кастомизация и интеграция различных энергетических активов нефтегазового предприятия с использованием газовых двигателей INNIO's Jenbacher и Waukesha

Назаров А. региональный менеджер Россия и СНГ INNIO
a.ssabekova@KAZENERGY.com, 7172 794988

Газовые двигатели описаны как ключевой элемент энергетической 3D-трансформации. Кастомизация и интеграция различных энергетических активов нефтегазового предприятия с использованием газовых двигателей INNIO's Jenbacher и Waukesha. Дано описание технологии INNIO, рассмотрены их преимущества. Приведены продуктовые линейки INNIO. Приведены инновационные технологии газо-поршневых двигателей. Описан ассортимент газовых двигателей для энергоснабжения и для газовой компрессии, рассмотрены основные области их применения. Дано описание 6 продуктов для нефтегазовой отрасли. Описана продукция для газовой компрессии. Обосновано соответствие потребностям клиента за счет современных цифровых решений.

Gas engines are described as a key element of 3D energy transformation. Customization and integration of various energy assets of an oil and gas company using gas engines INNIO's Jenbacher and Waukesha. The description of the INNIO technology is given, their advantages are considered. The INNIO product lines are shown. Innovative technologies for gas piston engines are presented. The assortment of gas engines for power supply and for gas compression is described, the main areas of their application are considered. A description of 6 products for the oil and gas industry is given. Products for gas compression are described. Compliance with customer needs through modern digital solutions is justified..

INNIO Обзор

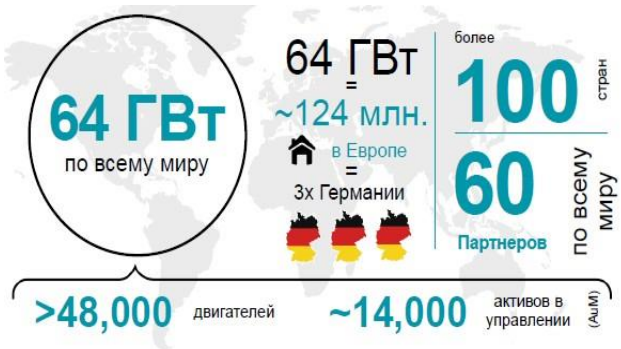
INNIO является ведущим поставщиком технологий газо-поршневых двигателей, энергооборудования, цифровой платформы и сопутствующих услуг для выработки электроэнергии и сжатия газа на месте потребления или вблизи него. С нашими известными торговыми марками Jenbacher* и Waukesha*.

INNIO бросает вызов невозможному и смело смотрит в будущее. Наш широкий ассортимент надежных и экономичных промышленных газовых двигателей вырабатывает от 200 кВт до 10 МВт единичной мощности для различных отраслей по всему миру. Мы обеспечиваем поддержку на протяжении всего жизненного цикла для более чем 48 000 газовых двигателей глобально. INNIO оперативно реагирует на ваши локальные потребности в обслуживании при сервисной поддержке более чем в 100 странах.

Штаб-квартира находится в Йенбахе (Австрия), производство осуществляется также в Уэлленде (Канада), и Вокеше(США).

Кратко о INNIO

Технологии INNIO дают возможность предприятиям и сообществам по всему миру генерировать надежную и эффективную электроэнергию на месте потребления или вблизи него.



Преимущества

Общий КПД ~95% или больше;
Долговечность;
90+ лет опыта;
Возможность быстрого пуска;
Топливная гибкость;
Сервис жизненного цикла

INNIO предоставляет возможность различным клиентам вырабатывать надежную, стабильную энергию **в любое время и в любом месте**.

Продуктовые линейки

Генерация электроэнергии

Эл. мощность: 220 –10,380 кВт, эл. КПД вплоть до 49.9%, общий КПД >90%

20,000 + двигателей поставлено, 25,000 МВт по всему миру

Природный газ, когенерация, специальные газы (биогаз, свалочный, шахтный доменный газ), питание месторождений

Газовая компрессия

Эл. мощность: 335 л.с.–5,000 л.с.(220 кВт–3,605 кВт)

29,000 + двигаталей поставлено для компрессии, более 16 млн л.с. по всему миру (12,000 МВт)

Скважины, сбор, хранение/перекачка

Jenbacher*

Waukesha*

Технология: Газовые двигатели (0.3-10.38 МВт); Газовые двигатели (0.2-3.6 МВт)

Целевые сегменты:
Электроснабжение; Нефтегазовая отрасль Энергоснабжение
Преимущества:
- Электр. КПД;
- Высокий общий КПД;
- Разнообразие применения;
- Топливная гибкость;
- Передовой мониторинг и диагностика;
- Возможность использования топлива с высоким БТЕ (BTU);
- Работа на большой высоте и в тяжелых условиях;
- Быстрое принятие нагрузки;
- Надежность/долговечность.

Широкий диапазон мощности (50 Гц, 60 Гц)
0.2 –1.5 МВт; 1.5–5.0МВт; 5.0–10 МВт.

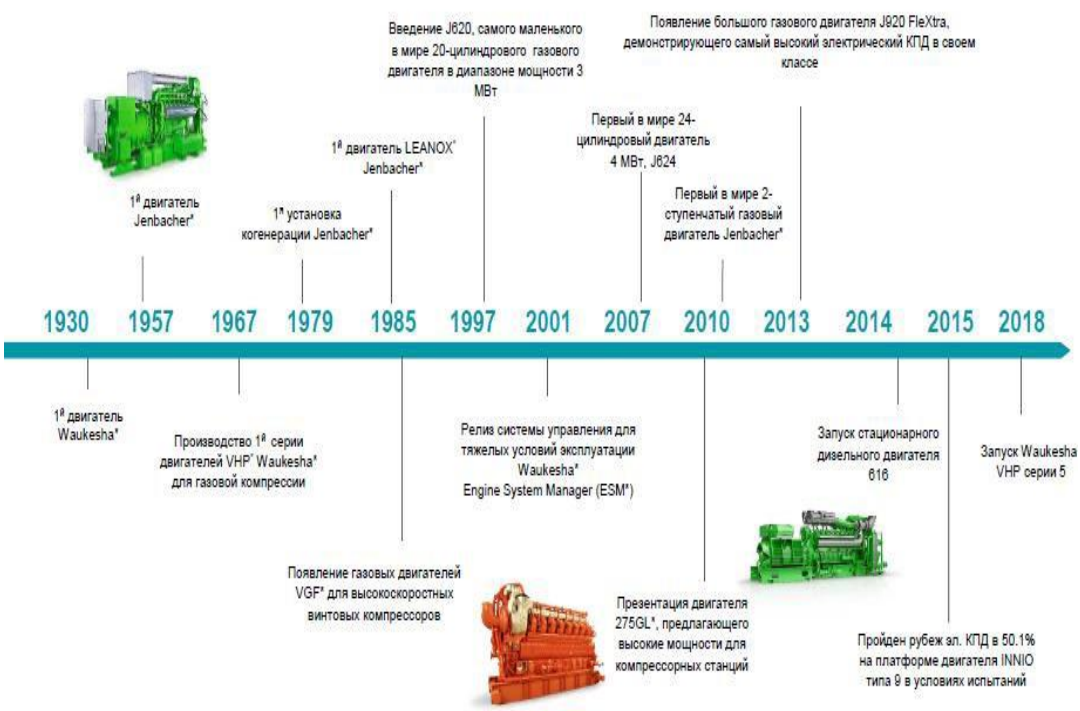
Инновационные технологии газо-поршневых двигателей по годам представлены на рисунке в следующей странице

Основные конфигурации

Настройка под индивидуальные требования

Голые двигатели для газовой компрессии
Генераторные установки для надежного производства энергии

Системы когенерации для эффективного потребления энергии и тепла
Контейнерные решения для повышенной гибкости



Широкий ассортимент газовых двигателей для энергоснабжения

Найдите лучшее решение для вашего бизнеса

- Инновационные двигатели, разработанные для эффективной и надежной работы на объекте;
- Низкие выбросы для соответствия местным экологическим требованиям;
- Индивидуальные конфигурации: генераторные установки, системы когенерации, контейнерные решения;
- Многочисленные версии для различных применений, начиная от возобновляемых источников энергии/утилизации отходов, децентрализованной выработки электроэнергии/когенерации до снабжения месторождений;
- Лидеры в области применения специальных газов (шахтный газ, утилизация газа в сталелитейной и химической промышленности, синтетические газы от газификации);
- Диапазон мощности от 220 кВт до 10.38 МВт.

Три основные области применения энергоснабжения

Возобновляемые источники энергии и утилизация отходов

- Снижение выбросов CO_2
- Альтернативы ископаемому топливу
- Биогаз, свалочный газ, шахтный газ, специальные газы(технологические)
- Двигатели Jenbacher* Типов 2, 3, 4, 6

Децентрализованная выработка электроэнергии и когенерация (природный газ)

- Надежное энергоснабжение отдаленных районов
- Поддержка местных энергетических потребностей
- Предотвращение потерь при транспортировке и подаче
- Повышенный общий КПД
- Двигатели Jenbacher Типов 2, 3, 4, 6, 9

Электроснабжение месторождений (попутный нефтяной газ)

- Надежность для тяжелых удаленных объектов
- Улучшение разведки, разработки в отдаленных регионах
- Нормы выбросов, приводящие к увеличению использования природного газа по сравнению с дизельными генераторами
- Двигатели Jenbacher Типов 2, 3, 4, 6
- Двигатели Waukesha* Типов VGF*, VHP*, 275GL*+

Топливная гибкость и индивидуальные решения

Многочисленные достоинства для наших клиентов

Топливная гибкость
- Природный газ
- Возобновляемые газы
- Отработанные и специальные газы
- Попутный нефтяной газ

Высочайшая эффективность и обслуживание
- Электрический КПД до 49.9%
- Общий КПД: >90%
- Высокая плотность энергии
- Расширенные сервисные интервалы
- Низкие эксплуатационные затраты.

Экологические преимущества
- Низкие выбросы (NOx, CO, SOx, и др.)
- Возможность уменьшить выброс CO_2:
- Использование возобновляемых газов
- Высокий общий КПД

Долговечность и надежность
- Признанные, испытанные конструкции
- Оптимизированные, надежные компоненты
- Концепция стационарного двигателя
- Повышенная эксплуатационная безопасность и доступность
- Проверенная концепция мониторинга и контроля
- Постоянный фокус на развитие продукта

Энергоснабжение нефтяных месторождений

Попутный нефтяной газ

Продукция для нефтегазовой отрасли

Waukesha* VGF*

- Мощность: 220 -830 кВт
- 1,500 об/мин(50 Гц), 1,800 об/мин(60 Гц)
- Введено в 1987 г.

Waukesha* VHP*

- Мощность: 540 -1,600 кВт
- 1,000 об/мин(50 Гц), 1,200 об/мин(60 Гц)
- 1967г.–первый VHP*

Waukesha* 275GL*+

- Мощность: 2,415 -3,605 кВт
- 1,000 об/мин(50 Гц), 900 об/мин(60 Гц)
- Введено в 2009

Jenbacher* Type 3

-Мощность: 635 -1,067 кВт(50 Гц), 1,062 кВт(60 Гц)
-1,500 об/мин(50 Гц), 1,8
-В производстве с 1988г.

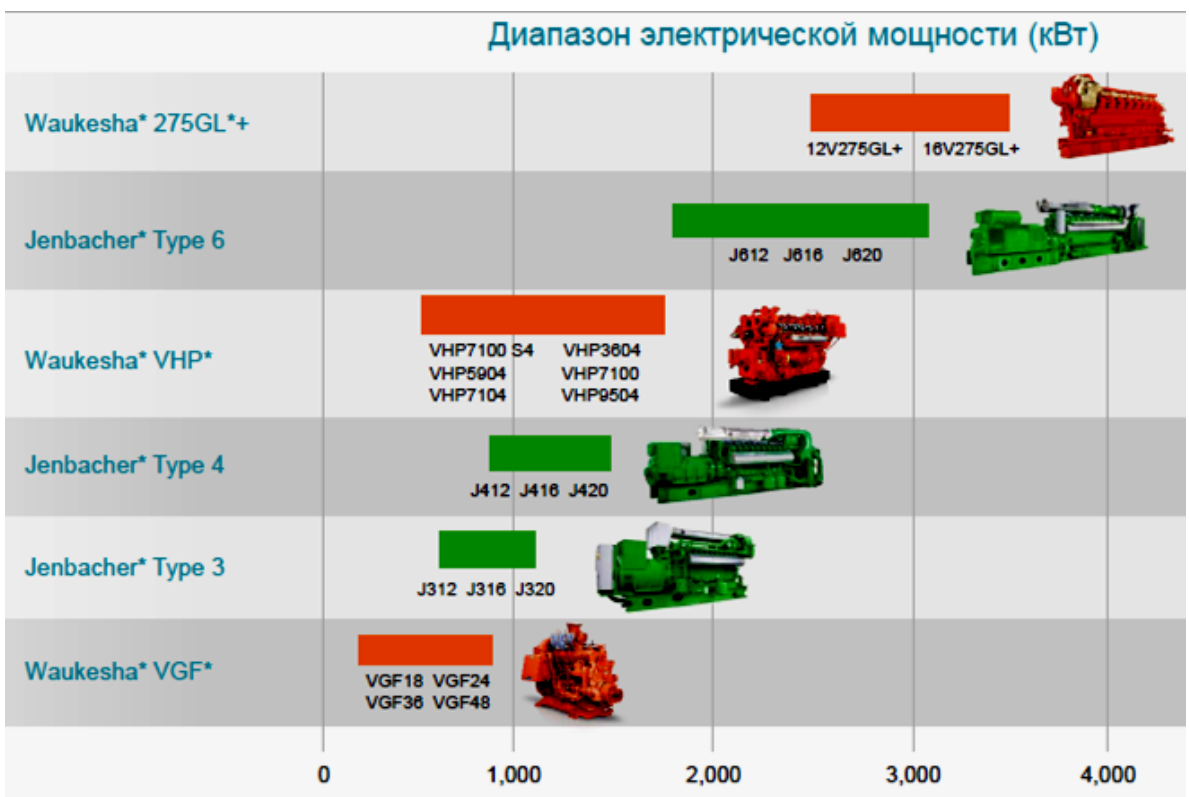
Jenbacher* Type 4

-Мощность: 845 -1,500 кВт(50 Гц), 850 -1,426 кВт(60 Гц)
-1,500 об/мин(50 Гц), 1,800 об/мин(60 Гц)
-В производстве с2002 г.

Jenbacher* Type 6

- Мощность: 1,820 -3,047 кВт(50 Гц), 1,795 -3,017 кВт(60 Гц)
- 1,500 об/мин(50 Гц, 60 Гцс приводом)
- В производстве с 1989 г.

6 продуктов для нефтегазовой отрасли (50 Гц)



KAZENERGY

6 продуктов для нефтегазовой отрасли (50 Гц)

Широкий ассортимент газовых двигателей для компрессии

Найдите лучшее решение для вашего бизнеса

- Прочные и надежные двигатели, разработанные для труднодоступных мест и суровых условий
- Высокая устойчивость к переменному качеству топлива
- Гибкость в части выбросов для соответствия местным экологическим требованиям
- Многочисленные варианты для различных применений, начиная от сбора, хранения, перекачки и обработки, до закачки газа в пласт
- Диапазон мощности от 335до5,000 л.с. (220 кВт–3,605 кВт)

Три основные области применения в газовой компрессии

Скважина

Компрессоры малой мощности забирают газ непосредственно из скважины природного газа /Двигатели работают на необработанном газе прямо из скважины

Типовые модели двигателей:

- VGF* (335-1,175 л.с.)
- VHP* (460 -840 л.с.)

Добыча

Станции добычи собирают газ с нескольких устьев скважин и сжимают газ до станций обработки

Типовые модели двигателей

-VHP (920 –2,250 л.с.)

Хранение/перекачка

Обработанный газ закачивается обратно в скважины для хранения в пласте или распределяется по трубам для транспортировки

Типовые модели двигателей

-275GL*+ (3,750 –5,000 л.с)

Многочисленные достоинства для наших клиентов в газовой компрессии

Больше мощности на большем числе видов топлива
- Выше пропускная способность
- Ниже затраты на обработку топлива

Расширенные сервисные интервалы
- Увеличенная производительность и надежность
- Дольше срок службы

Надежная дистанционная работа
- Разработаны для стабильной работы в изолированных, критически-важных и требовательных режимах

Высотные возможности
- Работа с полной мощностью на больших высотах

Обогащенная смесь
- Прочный дизайн
- Доступны альтернативы, охватывающие широкий спектр применений и уровней выбросов.

Продукция для газовой компрессии

VGF*

- 1,175 л.с.(220 -830 кВт)
-Рядные6 и8, V12 иV16 конфигурации цилиндров
-Частота вращения: 1,500 об/мин–1,800 об/мин
-Двигателей поставлено: 3,300+
-Введен в 1987 г.

VHP*

-Мощность: 920 -2,250 л.с.(540 -1,600 кВт)
-V6, V12 иV16 конфигурации цилиндров
-Частота вращения: 1,000 об/мин–1,200 об/мин
-Двигателей поставлено: 13,350+
-1967г.–выпущен первый

275 GL*

-Мощность: 3,750 –5,000 л.с.(2,415 -3,605 кВт)
-V12, V16 конфигурации цилиндров
-Частота вращения: 750 об/мин
–1,000 об/мин
-Двигателей поставлено: ~165
-Введен в 2009г.

Три продукта для компрессии

Двигатели для компрессии в процессе производства природного газа

Газовые двигатели INNIO mobile FLEX для бурения

Лучшие примеры

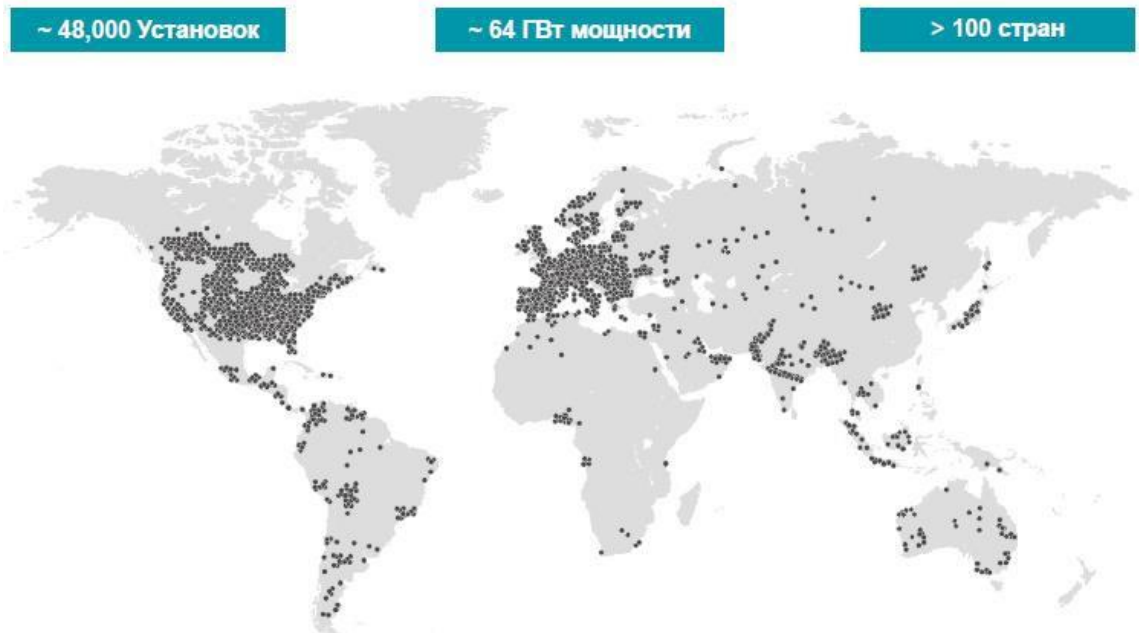
Jenbacher* J320	**Waukesha* VGF***	**Waukesha* VHP***
1,048 кВт •Бурение на природном газе •Генерация на месторож-дении	230-830 кВт •Бурение на природном газе •Мобильная компрессия	1,000 кВт/1,200 кВт •Бурение на природном газе •Искусственный подъем
	Отличительные особенности	
•Сжигание бедной смеси •Топливная эффективность •EPA Mobile Certified •1,800 об/мин (Генераторная установка, контейнер, когенерация) •Топливная гибкость	•Сжигание богатой смеси (Стехиометрической) •Топливная гибкость •EPA Mobile, Stationary and Variable Speed Certified •Быстрый старт и принятие нагрузки •Авто переключение двух видов топлива (NG and HD-5 LP)	•Сжигание богатой смеси (Стехиометрической) •Топливная гибкость •EPA Mobile and Stationary Certified •Быстрый старт и принятие нагрузки •Высокий БТЕ (BTU) /Пропан •Большая высота и тяжелые условия

Обслуживание жизненного цикла

Управление жизненным циклом

Правильный сервис в нужное время –на протяжении всего срока службы вашего оборудования.

Комплекс поставок по всему миру



Соответствие потребностям клиента за счет современных цифровых решений

Оптимизация бизнеса		Исследование и прогнозирование рынка	Оптимизация портфолио	Топливные номинации	Финансовый расчет	
Оптимизация эксплуатации	Показатели эффективности	Оптимизация станции	Управление простоями	Управление подачей топлива	Финансовое планирование и отчетность	Соответствие нормативам
Эффективность активов		Исправность машин и оборудования	Диагностика и ответные меры	Оптимизация обслуживания		
CIO	Кибер-безопасность	Мобильность	Органы управления/ Датчики	IT-интеграция	Цифровой двойник	

Высококачественный капитальный ремонт двигателя с использованием оригинальных компонентов

Капитальный ремонт Jenbacher*

Процедура замены, которая снижает время простоя.

Капитальный ремонт двигателей Jenbacher*иWaukesha*

Локальные капитальные ремонты двигателя выполняются выбранными, сертифицированными заводом сервисными компаниями INNIO.

Множество уровней предложений в соответствии с вашими потребностями

- Включая преимущества
- Восстановление двигателя до заводских спецификаций
- Заводская гарантия
- Использование оригинальных новых и восстановленных запчастей INNIO
- Доступность последних разработанных компонентов
- Варианты добавления улучшений производительности и эксплуатационных затрат (CM&U).

CM&U – Преобразования, Модификации и Обновления

Поддерживайте или улучшайте экономическую эффективность вашего оборудования INNIO в течение всего срока эксплуатации

Наши решения по модернизации улучшают эффективность, надежность, доступность, ремонтопригодность, производительность, долговечность, выбросы, практичность и/или гибкость существующих установок.

Наша цель

Сделать наших клиентов успешнее, улучшив экономическую эффективность их установок в меняющейся среде.

Цифровые достижения

myPlant* APM

12,000 Устройств
$2.5M Заключений

Цифровые CM&U

Запущен веб-инструмент TecSelect

Цифровой двойник

> 1 тыс. записей данных качества на двигатель

Возможно $500 MM/год ↑ продуктивность клиентов
(617,000 датчиков, 2% ↑ надежность, 50% ↓ локальных ремонтов)

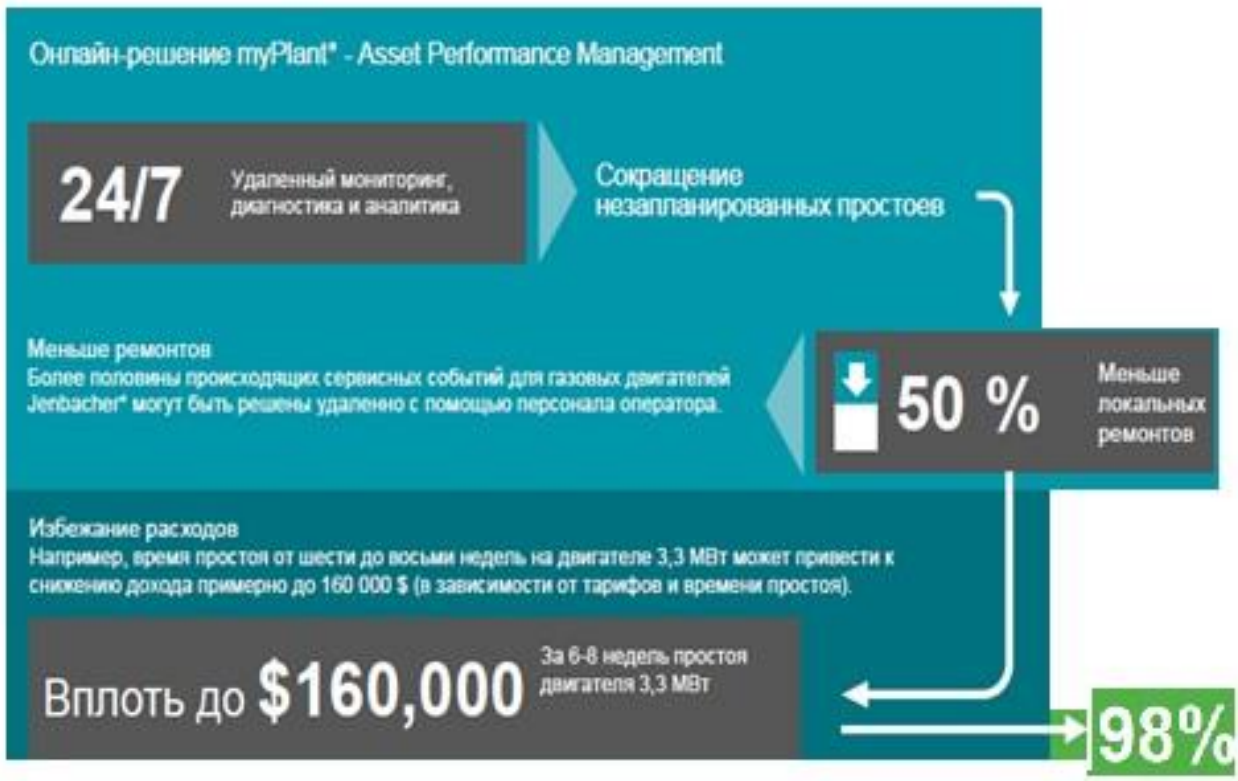
Эффективность

	Цена на газ $/MMBTU	4	8	12	16
	Цена на газ $/MWh	14	27	41	55
+1pts	M$/год	180	360	540	720

Долговечность

	Spread $/MWh	20	40	80	120
	cents/kWh	2	4	8	12
+1pts	M$/год	40	85	170	260

Управляйте неопределенностью с помощью Asset Performance Management



11.4 Компрессоры Ariel в технологиях утилизации ПНГ. Основные технологии компримирования попутного нефтяного газа с применением поршневых компрессоров

Лукьянов С. инженер проектов «Ариель Интернэшнл Корпорэйшн», Представительство в России и СНГ
a.ssabekova@KAZENERGY.com, 740.397.0311

Проведен обзор компрессоров корпорации Ariel в технологиях утилизации попутного нефтяного газа. Описаны основные технологии компримирования попутного нефтяного газа с применением поршневых компрессоро. Рассмотрены широкий модельный ряд компрессоров и цилиндров и основные области их применения. Приведены примеры применения в сборе газа, в утилизации попутного нефтяного газа, в подземных хранилищах газа, при транспортировке газа, в автомобильных газо наполняющих компрессорных станциях, в Бустерных установках, в нефтехимии и переработке. Рассмотрены вопросы поддержки конечного заказчика и обучения персонала заказчика и дистрибьюторов.

Ariel Compressors Reviewed in Associated Petroleum Gas Utilization Technologies. The main technologies for compressing associated petroleum gas using reciprocating compressors are described. A wide range of compressors and cylinders and the main areas of their application are considered. Examples of application in gas collection, in the utilization of associated petroleum gas, in underground gas storages, in gas transportation, in automobile gas-filling compressor stations, in booster plants, in petrochemicals and processing are given. The issues of end-customer support and training of customer personnel and distributors are considered.

Факты о корпорации ARIEL

Репутация, основанная на 52-ти летнем опыте работы и количестве поставленных установок:
- К маю 2019 года поставлено более 60 000 компрессоров и более 220 000 цилиндров;

Надежная и высокоэффективная конструкция, высокое качество производства:
- Производство расположено в США, город Маунт Вернон, штат Огайо;
- 7 производственных площадок, оснащенных современным оборудованием;

Полный цикл производства: обработка, ионное азотирование, гидро/пневмо испытания, сборка, покраска, ходовые испытания;

Непрерывная модернизация производимого оборудования.

Широкий модельный ряд компрессоров и цилиндров

-Диапазон мощности от 35 до 8000 кВт;
-48 компрессорных баз и более 640 типоразмеров цилиндров;
-Скорость вращения коленчатого вала 500 — 1800 об/мин;
-Давление нагнетания до 690 бар;
-Нагрузка на шток от 3,2 до 45,0 т;
- Стандартное и бессмазочное исполнение;
-Привод от газового двигателя, электродвигателя, газовой турбины и др.;
-Специальные модификации для нефтехимии;
-Компрессорные цилиндры без водяного охлаждения.

Основные области применения

- Добыча газа и нефти, сбор газа с газовых месторождений с падающей добычей;
- Утилизация попутного нефтяного газа;
- Подземные хранилища газа;
- Транспорт газа;
- Заправка транспорта метаном (АГНКС);

- Дожим топливного газа на промысле;
- Нефтехимия и переработка;
- Сжатие воздуха, производство азота.

Сбор газа

ТОО «Жаикмунай», Чинаревское месторождение Парк КУ с компрессорами Ариель JGJ/2, JGT/2&4 и JGC/2&6 Сжатие сернистого попутного газа с 3,0 до 65,0 Бар.

Утилизация ПНГ

АО «Ванкорнефть», Ванкорское месторождение
12 КУ с компрессорами Ариель KBB/6-3 и приводом от ГПД мощностью 6,1 МВт,
Утилизация попутного нефтяного газа с 17,0 до 320,0 Бар

Подземные хранилища газа

ООО «Газпром ПХГ», Невская СПХГ, вторая очередь
3 компрессорных агрегата с компрессорами Ариель KBB/4-2, приводимыми газовыми двигателями мощностью 3530 кВт. Сжатие с 35 — 55 до 150 Бар.

Подземные хранилища газа

ОАО «Газпром», Калининградское ПХГ
3 компрессорных агрегата с компрессорами Ариель JGZ/6, с приводом от газовой турбины мощностью 3850 кВт. Сжатие с 15 — 43 до 50 — 160 Бар.

Транспорт газа

Газопровод REX в США
3 компрессорных агрегата с компрессорами Ариель KBU/6,
приводимыми газовыми двигателями мощностью 6,1МВт

АГНКС (автомобильные газо наполняющие компрессорные станции)

ОАО «Газпром», Сахалин
2 компрессорных агрегата с компрессорами Ариель JGM/2-3,
приводимыми электродвигателями мощностью 200 кВт, сжатие с 0,6 до 250,0 Бар.

Бустерные установки

ООО «ИНТЕР РАО ЕЭС» Калининградская ТЭЦ-2
Четыре КУ с компрессорами Ариель JGZ/6 и электроприводом 5000 кВт.
Сжатие с 7 — 27 Бар до 29 Бар

Нефтехимия и переработка

НК «Роснефть», Новокуйбышевский НПЗ
КУ с компрессорами Ариель JGT/2, бессмазочное исполнение, 804 кВт, 995 об/мин, 3,8 м/с, водород

Поддержка конечного заказчика

Круглосуточная техническая поддержка:
- Центр реагирования Ариель (Ariel Response Center), США;
- Сервисный отдел Московского представительства компании Ариель;

Гарантийные сроки на детали и компоненты – одни из лучших в промышленности;
Наличие разветвленной сети дистрибьюторов:
- Полный список официальных дистрибьюторов Ариель размещен на сайте www.arielcorp.com;

Доступность запасных частей через сеть дистрибьюторов;
Обучение персонала заказчика работе с компрессорами Ариель;

Обучение персонала заказчика и дистрибьюторов

Компания Ариель уделяет большое значение обучению специалистов заказчика. Все обучение можно разделить на следующие категории:
- Обучение в тренинг-центре в головном офисе Ариель в США;
- Регулярные выездные школы (вводный и практические курсы);
- Выездные школы на объектах заказчиков;
- Обучение во время пуско-наладки
- Школы механиков на базе лаборатории московского представительства.

Учебные материалы доступны на английском и русском языках.
Все обучение проводится на безвозмездной основе.

Обучающий центр в г. Маунт Вернон, США

Лаборатория московского представительства и выездные школы

Лаборатория московского представительства

Четвертая международная конференция «Поршневые компрессорные установки»

Четвертая ежегодная международная конференция «Поршневые компрессорные установки» 2019 21-22 мая 2019 г., Россия, Москва, Тверская улица, 26/1, Марриотт Москва Гранд Отель.

Целью конференции является обмен опытом, обсуждение и решение основных проблем эксплуатирующих организаций, продвижение идей современного проектирования и надежной эксплуатации поршневых компрессорных установок. Программа мероприятия включает в себя пленарные сессии, дискуссии и проведение круглых столов по наиболее актуальным темам.

11.5 Эксплуатация двигателей Waukesha на ПНГ. Капитальный ремонт на удаленных нефтегазовых месторождениях

Манохин М. начальник управления сервиса ООО «ЭнергоТехСервис»
a.ssabekova@KAZENERGY.com, 8-800-222-88-65

Проанализирован практический опыт эксплуатация двигателей Waukesha на попутных нефтяных газах и исследованы вопросы капитального ремонта (КР) на удаленных нефтегазовых месторождениях. Выявлены основные сложности проведения капитальных ремонтов на удаленных объектах. Изучены экономические аспекты проведения капитальных ремонтов двигательного оборудования нефтегазового комплекса. Проведен сравнительный анализ проведения КР по схеме «на месте установки», «на месте размещения» и «ремонт с вывозом с объекта». Рассмотрены сезонные ограничения ремонтов с «вывозом с объекта» и предложены методы их снятия. Описан практический опыт применения «мобильного сервисного центра». Рассмотрены технологические операции и приспособления для их проведения. Показаны преимущества проведения КР без вывоза с удаленных месторождений с использованием мобильного здания.

The practical experience of operating Waukesha engines on associated petroleum gases is analyzed and the issues of overhaul at remote oil and gas fields are investigated. The main difficulties in carrying out major repairs at remote sites are identified. The economic aspects of the overhaul of the engine equipment of the oil and gas complex are studied. A comparative analysis of the overhaul according to the scheme “at the installation site”, “at the location” and “repair with removal from the facility” was carried out. The seasonal restrictions of repairs with “removal from the facility” are considered and methods for their removal are proposed. The practical experience of using the "mobile service center" is described. Technological operations and devices for their implementation are considered. The advantages of carrying out overhaul without removal from remote fields using a mobile building are shown.

Практический опыт эксплуатации двигателей WAUKESHA на ПНГ

10 ГПГУ Waukesha VHP L5794GSI в составе генераторных установок
WKI = 57 (содержание метана 62-68 % моль)
Наличие тяжелых углеводородов более 5%
Начало эксплуатации установок 2008 год
Текущая наработка более 80 000 часов

Экономика эксплуатации

Содержание по ЗИП до верхнего ремонта в год 2-3 %
Верхний ремонт (29 000 часов): ремонт головок блока + ремонт турбокомпрессоров 20 %
Капитальный ремонт (58 000 часов) от 35 до 50 %
Расход масла (7,2 л/сутки) 0,3 г/кВт ч

Общие вопросы организации ремонта

Срок проведения капитального ремонта двигателя 30 дней
Срок до заказа ЗИП 4-8 недель
Необходимость наличия подъемной техники
Необходимость наличия специальных приспособлений и инструмента

Основные сложности проведения капитальных ремонтов на удаленных объектах

Удаленность от крупных населенных пунктов (200—700 км)
Отсутствие постоянного автомобильного сообщения (до 9 месяцев бездорожья)
Высокая стоимость вертолетных перевозок
Отсутствие специализированных помещений необходимых размеров

Экономические аспекты проведения капитальных ремонтов двигательного оборудования нефтегазового комплекса

Стоимость капитального ремонта

Сравнительный анализ проведения КР по схеме «на месте установки», «на месте размещения» и «ремонт с вывозом с объекта»

Стоимость ремонта

Сезонные ограничения ремонтов с «вывозом с объекта»

Длительность периода бездорожья 8-9 месяцев

При отсутствии дорог ввоз/вывоз оборудования вертолетами Ми-8 (до 3 тонн) и Ми-26 (до 20 тонн)

За период «зимника» максимальное количество выполненных КР – 2-3, в зависимости от необходимости дозаказа ЗИП.

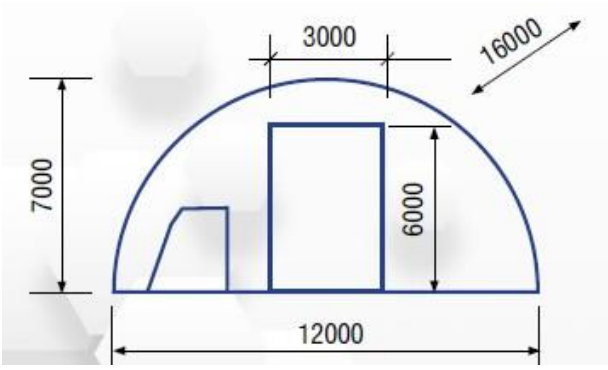
Снятие ограничений

Обеспечение цикличности ремонта в течение календарного года;

Создание на объекте ремонтного цеха необходимых размеров;

Минимизация логистики ЗИП и персонала;

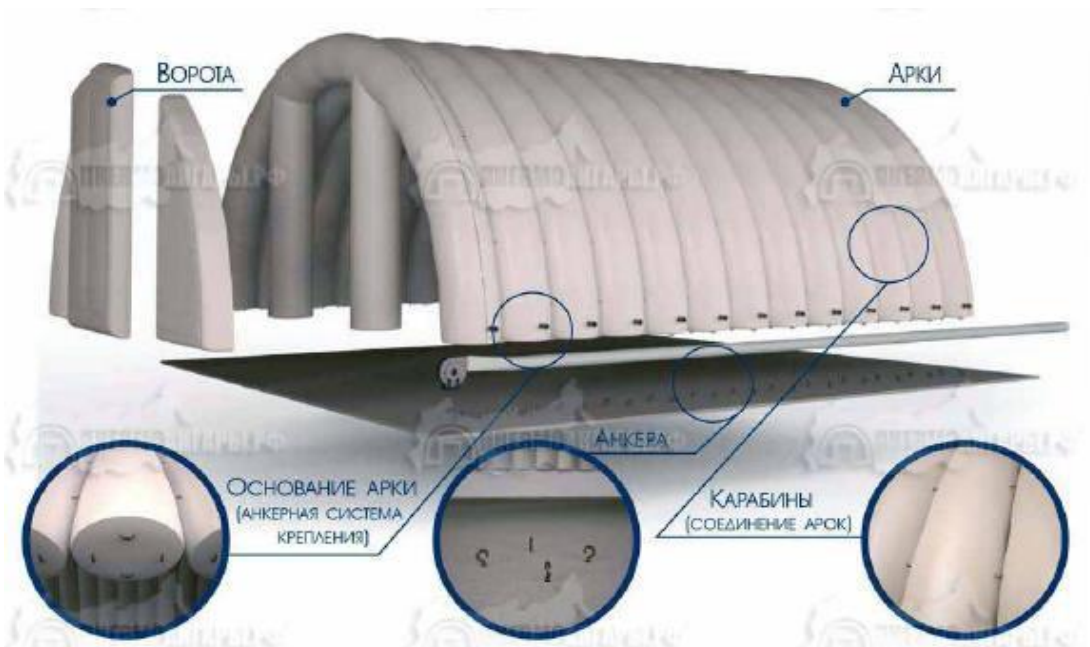
Практический опыт применения «мобильного сервисного центра»



Габаритные размеры:
внешние (Ш х Д х В) — 12 х 16 х 7 м
внутренние (Ш х Д х В) — 10 х 14 х 6 м
ворота (Ш х В) — 6 х 3 м.

***Эксплуатационные характеристики*:**
Минимальная температура окружающей среды — минус 50°С;
Максимальная температура окружающей среды — 70°С;
Скорость ветра — не более 35 м/с;
Осадки (туман, роса, дождь, снег) — до 80 кг/м^2.

Мобильный сервисный центр (конструктив)



Условия для развертывания «мобильного сервисного центра»

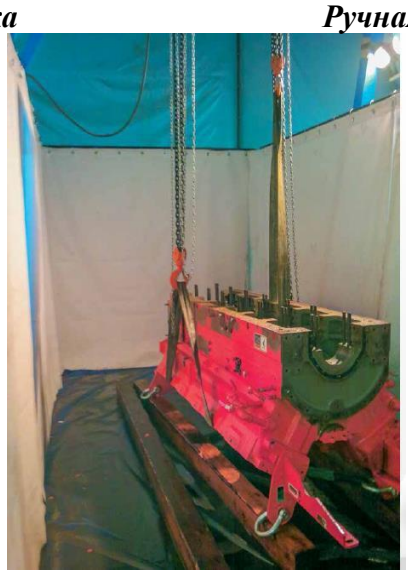
Все элементы конструкции ангара в собранном виде доставляются на объект за один рейс грузовым транспортом или вертолетом

От заказчика требуется только наличие подготовленной бетонной площадки необходимого размера

6 человек для монтажа.

Технологические операции и приспособления для их проведения

Мобильная мойка



Ручная мойка от песка и грязи

Крановые механизмы

Верстаки стеллажи места для складирования ЗИП осветительные приборы

Преимущества проведения КР без вывоза с удаленных месторождений с использованием мобильного здания

• Отсутствуют расходы на логистику или ее бюджет минимален;
• Работы можно проводить в любое время года;
• Сроки начала работ не привязаны к состоянию дорог (в частности, к состоянию «зимника»);
• Прогнозируемое время проведения работ;
• Прогнозируемое качество проведения работ.
• Сокращение суммарного времени вывода оборудования из эксплуатации;
• Оперативность во взаимодействии сервисной бригады «ЭнергоТехСервиса» и персонала Заказчика;
• Возможность проведения полного капитального ремонта с выемкой коленчатого вала;
• При необходимости, возможно вести визуальный контроль за сроками и качеством работ, инструментами и ЗИП по спутниковому каналу связи (видеонаблюдение за процессом производства работ — опционально).

«ЭнергоТехСервис» — ключевой игрок российской распределенной энергетики

Основные цифры и факты:

На рынке распределенной энергетики России — 17 лет;

Офисов и представительств в России и СНГ – 9;

Сотрудников – более 800;

Официальный дистрибьютор и сервис-партнер на территории РФ и Казахстана – JENBACHER;

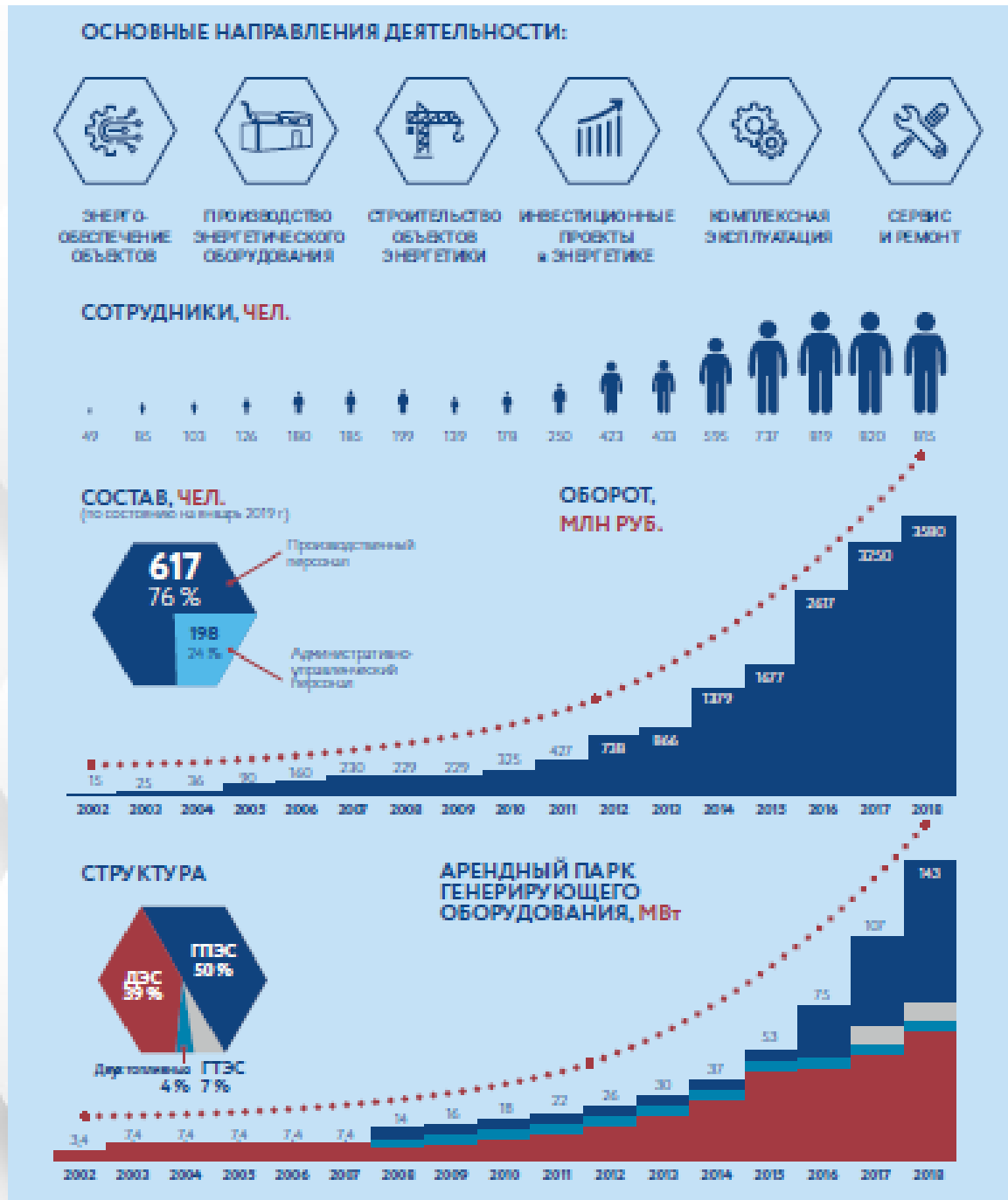
Официальный дистрибьютор и сервис-партнер на территории РФ – WAUKESHA;

Сертифицированных сервисных инженеров – 28;

Электрической и тепловой мощности в эксплуатации — более 400 Мвт;

Собственный парк энергетического оборудования — более 140 Мвт;

Ввод в эксплуатацию «тюменского завода энергетического оборудования» — основной производственной площадки компании — 2019 г.



11.6 Линейки генераторов AvK для применения в нефтегазовой отрасли

Власов И. менеджер по поставкам и сопровождению
Россия и СНГ CGT
a.issabekova@KAZENERGY.com,www.stamford-avk.com

Исследованы вопросы сервиса и ремонта энергетического и технологического оборудования на нефтегазовых промыслах. Проведен обзор становления и развития компании Cummins Generator Technologies Ltd, который производит генераторов. Описаны серии продукции AvK и STAMFORD. Рассмотрены особенности эксплуатации и конструктивные особенности, а также регионы и детали применения выпускаемых генераторов. Изучены вопросы технической поддержки генераторов.

The issues of service and repair of energy and technological equipment in the oil and gas fields are investigated. A review of the formation and development of the company Cummins Generator Technologies Ltd, which produces generators. AvK and STAMFORD product lines are described. Features of operation and design features, as well as regions and details of the use of manufactured generators are considered. Issues of technical support for generators were studied.

Наследие, начало

1904 — Компания Cutting Brothers создает электротехнический бизнес в городе Стамфорд Великобритания;
1919 — Артур Ван Кийк основал компанию AvK электрические машины в городе
Франкфурт; 1938 — Компания AvK анонсирует первый в мире саморегулируемый генератор;
1945 — Компания Cutting Brothers продана Stamford Electrical;
1958 — Произведен первый генератор с вращающимся полем серия “L” LB26;
1966 — Внедрение генераторов серии “C” первый серийный безщеточный генератор;
1973 — Произведен первый в мире генератор с применением технологии постоянных магнитов для системы возбуждения автоматического регулятора;
1990 – Разработка генераторов AvK серии DIG;
1992 – Разработка генераторов AvK серии DSG;
2001 — Слияние AvK-SEG с NEWAGE;
2004 — Представлен новый генератор серии P7 STAMFORD;
2006 — Переименование компании в Cummins Generator Technologies
Ltd; 2007 – Разработка генераторов серии P0/P1 STAMFORD;
2008 — Открытие завода в г. Раджанган, Индия;
2010 — Открытие второго завода в Китае;
2011 — Запуск программы по борьбе с контрафактной продукцией;
2013 — $12 млн инвестировано в расширение производственных возможностей завода в г. Крайова Румыния;

2016 — Презентация новой серии генераторов STAMFORD S с технологией CoreCooling™;
2017 – Начало разработки генераторов серии S7 STAMFORD.

География

Продукция STAMFORD

- **2**-полюсные генераторы**: 10 – 50** кВА
- **4**-полюсные генераторы**: 4 — 5,000** кВА
- **6**-полюсные генераторы**: 250 — 1,600** кВА
- Напряжение до **13,8** кВ
- Безщеточные с АРН
- Исполнение **IP21, IP22, IP23, IP44**

4 – 5,000kVA

Продукция AvK

- **4, 6, 8** и **10**-полюсные генераторы
- **DSG** низковольтная серия до **690** В
- **DIG** высоковольтная серия до**13.8** кВ
- Безщеточные с АРН
- Исполнение **IP23, IP44, IP54, IP55 (CACA, CACW)**
- Возможность эксплуатации на всех типах приводов**:** дизельный и газовый двигатели**,** паровыетурбины

600 – 11,200kVA

Особенности эксплуатации

-Электрические – высокое напряжение**,** сильные гармонические искажения

- Механические – высокие уровни вибрации при работе приводного двигателя**,** монтаже**,** транспортировке

- Климатические – эксплуатация в суровых погодных условиях

Конструктивные особенности

-Применение стержневой обмотки и наличие дополнительной изоляция значительно повышает ресурс генератора

- Использование двух опорной конструкции генератора обеспечивает существенную долговечность

- Применение дополнительных опций позволяет применять генераторы в суровых климатических условиях.

Применение

SST Energy Corporation

Регион**:** Роки Маунтин, США
Детали**:** Двигатель Cummins QSK50 с генератором AvK® DSG, 86 электростанций
Назначение**:** Добыча нефти и газа с использованием мобильных буровых установок.

Bentec

Регион**:** Сибирь, Россия.
Детали**:** 16 x AvK DSG 86 – 6 полюсные генераторы.
Назначение**:** Генерация 25 МВт для наземной стационарной бурильной установки.

MPower

Регион**:** Остров Барроу, Западная Австралия.
Детали**:** 12 x 2,750 кВА AvK DIG 140, 11 кВ генераторов работающих в островном режиме
Назначение**:** Обеспечение бесперебойного круглосуточного энергоснабжения в течении 7 лет, при строительстве одного из крупнейших в мире проектов по добыче природного газа.

Техническая поддержка

- Круглосуточная техническая поддержка;
- Опытные сервисные инженеры и локальная сеть технического сопровождения направлены на поддержания заказчика в экстренной ситуации;
- Глобальная сеть авторизированных дистрибьютеров запасных частей STAMFORD® и AvK®.

11.7 Антикоррозионная и катодная защита с помощью материалов ZINGA

Стулова И. зам. генерального директора ООО «ЗИНГА»
Официальное представительство торговой марки «ZINGA» в РФ
a.issabekova@KAZENERGY.com, www.stamford-avk.com

Исследованы вопросы антикоррозионной и катодной защиты с помощью материалов ZINGA, которые является **96%** цинка в сухой пленке на поверхности металла. Описан принцип работы системы защиты ZINGA. Приведены 5 вариантов использования покрытия ZINGA. Рассмотрены преимущества ZINGA по сравнению с горячим цинкованием и лакокрасочными материалами. Приведена информация о результатах тестирования, заключения ZINGA и сертификаты. Рассмотрены проблемы коррозии материалов морских сооружений и предложены пути решения их с помощью материалов ZINGA. Также описаны проблемы коррозии при добыче, переработке нефти и газа, энергетике и пути их решения с помощью материалов ZINGA.

The issues of anticorrosion and cathodic protection using ZINGA materials, which are 96% zinc in a dry film on a metal surface, are investigated. The principle of the ZINGA protection system is described. 5 uses of ZINGA coating are given. The advantages of ZINGA in comparison with hot-dip galvanizing and paints are considered. Information on test results, ZINGA findings and certificates is provided. The problems of corrosion of materials of marine structures are considered and ways to solve them using ZINGA materials are proposed. Also described are the problems of corrosion in the extraction, refining of oil and gas, energy and ways to solve them using ZINGA materials.

Что такое ZINGA?

Материалы **ZINGA** производятся в Бельгии. Основной идеей при создании материалов, было создание уникального продукта нового поколения, который одновременно сочетает в себе аналог горячей гальванизации, лакокрасочных материалов, выполняющих при этом роль катодной защиты. Совместно с учеными Гентского Университета (г. Гент, Бельгия) компании удалось создать «ноу-хау» в области защиты металлов от коррозии – тонкопленочную систему **ZINGA**. Мировой опыт исследований доказал, что обеспечить катодную защиту основного металла возможно, только если содержание цинка в готовом покрытии не менее 94%. **ZINGA это 96% цинка в сухой пленке на поверхности металла. Аналогов в мире нет.**

ZINGA – это не краска!

- Это металлическое, а не лакокрасочное покрытие, обеспечивающее катодную защиту.
- Материалы **ZINGA** сегодня – .это развитая дистрибьюторская сеть в мире — более чем 90 стран в мире.

В 2017 году открыто первое в мире и единственное в России Официальное Представительствоторговоймарки**ZINGA** – **ООО «ЗИНГА»**.

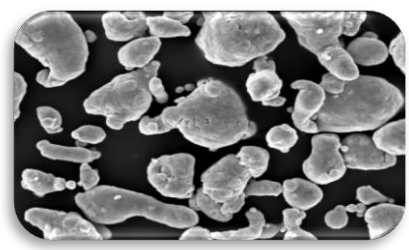
Как работает ZINGA?

Разница между ZINGA и ЛКП – цинк, благодаря мелкодисперсным частицам и их особой форме, более глубоко проникает в металл.

Как работает лакокрасочное покрытие?

Работа частиц ZINGA

Форма



За счет того, что каждая частица цинка защищена специальной смолой (очень высокой чистоты цинка-99,999%), особой формы и фракции частиц, обеспечивается лучшее сцепление частиц и увеличивается поверхность контакта, происходит катодная защита, увеличивающая срок службы покрытия.

Варианты использования покрытия ZINGA:

1. Самостоятельная система окрашивания
- Shop-primer (ТСС 20-40 мкм)
- Автономная система покрытия (ТСС 60-80 мкм, срок службы от 15 лет) (С4)
- Автономная система покрытия (2 х 60 = 120 мкм, срок службы от 25 лет и выше (С5Х)
- Автономная система покрытия (2 х 90 = 180 мкм, срок службы от 25 лет и выше) (С5I,С5М)

2. Составляющая системы окрашивания с финишным атмосферостойким слоем эмали. На сегодняшний день ZINGA сертифицирована с финишными полиуретанами производства Zingametall и TEKNOS. Но допустимо применять материалы других производителей.

3. Системы двух и трехслойного покрытия увеличивают срок службы покрытия в 2 раза.

4. Методы нанесения: Стандартное оборудование, кисть, валик.

5. Условия нанесения:

1) При относительной влажности воздуха до 95% (у конкурирующих материалов не выше 85%);
2) При температуре от -15° до +50°С (у конкурирующих материалов от -10 до + 40);
3) Время сушки -10-15 мин. на отлип (при t~20°С) (У конкурентных красок от 6 до 24 часов);
4) Второй слой ZINGA допустимо наносить уже через 1 час после высыхания на отлип;
5) Не деформируется при изгибе;
6) Не растрескивается***;***
7) Не шелушится.

Преимущества ZINGA по сравнению с горячим цинкованием и ЛКМ

ХАРАКТЕРИСТИКИ	ГОРЯЧЕЕ ЦИНКОВАНИЕ	КРАСКА	ZINGA®
Активная катодная защита	✔	✖	✔
Легкое нанесение на объекте	✖	✔	✔
Возможность восстановления	✔ С ZINGA®	✖	✔
Совместимость покрытий	✖	✔	✔
Нанесение в экстремальных условиях (при высоких и низких температурах, при повышенной влажности)	-	✖ / ✔ *	✔
Неограниченный срок хранения	-	✖	✔
Контакт с питьевой водой = допустим**	✔	✖ / ✔ *	✔
Адаптивный слой, адаптируется к металлической конструкции (устойчив к изменениям температуры и механическому воздействию)	✖	✖	✔
Сварка на стали с покрытием***	✖	✖	✔
Конструкция сохраняет форму во время нанесения	✖	✔	✔

Проблема водородной хрупкости высокопрочных сталей после горячего цинкования

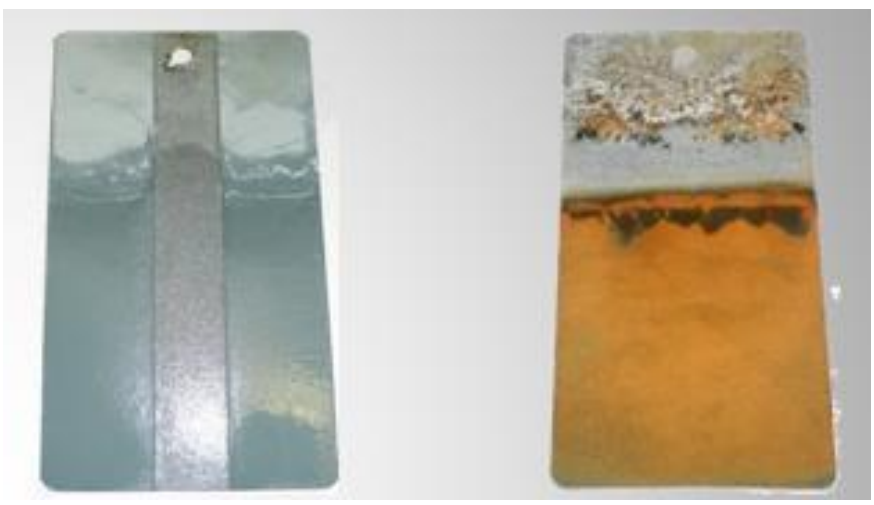
Водород, диффундирующий в кристаллическую решетку металла, взаимодействует с дефектами, имеющимися в металле, где он накапливается. Проблема на водораживания особенно актуальна у высокопрочных сталей, т. к. их водородную хрупкость способно вызвать ничтожно малое количество водорода. ZINGA не вызывает таких проблем, при этом обеспечит более длительную катодную защиту, возможность ремонта при эксплуатации, продлит остаточный ресурс.

Катодная защита ZING

Программа исследований коррозии в Тихоокеанском регионе (США). Полевые испытания проходили на протяжении 4 лет в космическом центре Кеннеди.

Результат: Никаких признаков коррозии

«Фотографии были сделаны спустя 12 месяцев. Как видите, никакой ржавчины нет, за исключением, образовавшейся в надрезах, белой ржавчины, где **ZINGA** *осуществляет катодную защиту обнаженного металла.»*



Пластина покрытая ZINGA (за исключением 2 см полосы) и непокрытая металлическая пластина, спустя 14 дней после погружения в водопроводную воду

Det Norske Veritas (Норвегия)

Практическое нанесение на балластные резервуары

"Результаты проведенных испытаний показали, что покрытие ZINGA *удовлетворяет требованиям антикоррозионного покрытия, благодаря своим свойствам, обеспечивающим катодную защиту, что обуславливается высоким содержанием цинка."*

Выполненные испытания:

180 дней в конденсационной камере

180 дней в волновом резервуаре

Оценка результатов после тестирования, включая исследование покрытия на образование пузырей (если применимо), надрез покрытия, измерение уровня адгезии и гибкость покрытия.

Тесты, сертификаты и заключения ZINGA

Россия:

1) ЦНИИПСК им. Мельникова (80 мкм на 25 лет). Заключение об испытаниях в условиях УХЛ1, тип атмосферы II.

2) Трестгидромонтаж РД ГМ-01-02 «Руководящий документ по защите от коррозии механического оборудования и специальных стальных конструкций гидротехнических сооружений».

3) Свидетельство о государственной регистрации РФ: RU.77.01.34.013. Е.000181.02.18 (разрешен контакт покрытия ZINGA с питьевой водой).

4) Санитарно-эпидемиологическое заключение: 77.01.12.П.000167.01.18.

Международные:

Независимая лаборатория СОТ (Голландия):

Заключения по стандарту NORSOK M-501 (системы 1 и 7) для системы 2х60 мкм.

Заключения по стандарту ISO 12944-6 (уникальные, двухслойные и трехслойные системы).

ZINGA 2 х 60 мкм ТСС прошла испытания на C5X VH.

ZINGA 2 х 90 мкм ТСС прошла испытания на C5I, C5M High.

ZINGA 1 х 60 мкм ТСС + ZINGATARFREE 2 х 100 мкм ТСС прошла испытания на lm2,lm3 High.

Морские сооружения и суда

Морская коррозия – это электрохимический процесс;

- высокая агрессивность среды (как самой воды, так и окружающей атмосферы);
- дополнительное влияние механического фактора (эрозия, кавитация);
- протекание биологической коррозии микроорганизмами;
- разрушает и предотвращает появление пассивных пленок на металле;
- высокая скорость коррозии как равномерной, так и язвенной, вторичная окалина, разрушенные ЛКП являются катодом, а основной металл анодом. Процесс идет с кислородной деполяризацией.

Для защиты металла в этих условиях необходимо использовать материал, который обеспечит не только защиту от равномерной коррозии, но обеспечит катодную защиту.

ZINGA обеспечит катодную защиту всех сооружений от пирсов до судов, корпусов, палуб, балластных и водяных резервуаров, кранов и т. д.

Рыболовный пирс Киллибегса в Ирландии, где скорость коррозии в морской воде самая высокая, был защищен в 2000 году **материалами ZINGA .** Последняя инспекция была проведена в 2018 году- **ZINGA обеспечивает защиту от коррозии, покрытие в отличном состоянии, замена или ремонт не требуются.**

Применение ZINGA на шельфовых платформах

***Проблемы коррозии*:**

1. Морская вода – это электролит, с высокой степенью электропроводности. Коррозия в таких условиях создает опасность нарушения конструктивной целостности.

2. Водородное охрупчивание высокопрочных сталей горячеоцинкованных деталей/оборудования.

3. Интенсивный коррозионный износ в зонах с поврежденным покрытием ЛКМ, зонах смачивания, абразивный износ.

4. Скорость коррозии напрямую зависит от фактора сезонности, концентрации кислорода, температуры, конструктивных особенностей, количества в воде бактерий и т. д.

Пути решения с помощью материалов ZINGA

Материалы ZINGA обеспечат комплексную катодную защиту опорных блоков, платформ, бытовых отсеков, вертолетных площадок, трубопроводов, опор кранов, металлоконструкций, изготовленных из высокопрочных сталей (взамен горячему цинкованию, либо как ремонтный вариант горячеоцинкованного оборудования в местах разрушения, без замены на новое.

ZINGA обеспечит важнейшие эксплуатационные показатели морских сооружений — безопасность персонала, конструктивную целостность и долговечность, позволит предотвратить аварийные выходы из строя по причине коррозии, сократит затраты на ремонт, замену как самого оборудования, так и защитных покрытий.

Нефтегазовый сектор — Добыча нефти и газа

Разрушение металла вследствие физико-химического воздействия среды — одна из причин отказов скважин.

Коррозионные агенты — обводненность продукции, соли, мех. примеси, среда-электролит;

Увеличением/наличием токов и напряжений в кабельных линиях и глубинных электродвигателях (блуждающие токи);

Процессы коррозии — химическая и электрохимическая. Основной металл в данном случае является анодом и растворяется,

Основные разрушения – штанговые колонны (усталостное разрушение металла), общая коррозия, коррозионно-эрозионный износ в условиях знакопеременных нагрузок, фреттиг-коррозия, наводораживание в условиях циклических ударных нагрузок (работа клапана насоса), насосно-компрессорные трубы.

Решения проблем коррозии с помощью ZINGA

С помощью материалов ZINGA можно решить проблемы коррозионно-эрозионного износа технологического оборудования, трубопроводов.

- Финансовые потери, связанные с коррозионно-эрозионным износом будут сведены к нулю;
- Будет обеспечен запланированный объем добычи нефти и газа;
- Сокращено количество ремонтных работ;
- Увеличен межремонтный пробег и остаточный ресурс оборудования;
- Сэкономлены денежные средства.

Нефтепереработка

***Проблемы коррозии*:**

Электрохимическая коррозия

Коррозия в оборотной воде и на водоблоках;

Коррозия под изоляцией оборудования и трубопроводов во время остановок на ремонт - «стояночная коррозия»;

Коррозия подземных и заглубленных оборудования и трубопроводов;

Коррозия металлоконструкций.

Пути решения с помощью материалов ZINGA

1. Для защиты металлоконструкций, оборудования и трубопроводов под изоляцией применяется ZINGA (96% цинка в сухой пленке) как самостоятельное покрытие, которое наносится в 1 слой для С4 и 2 слоя для С5I/С5М. Это обеспечит защиту от коррозии на срок не менее 25 лет, а также при проведении ремонта (сварка) для нанесения покрытия не требуется проведение абразивоструйной очистки, новое покрытие наносится на старое (предварительно смыть соли и грязь). Обеспечивается катодная защита. Оборудование и трубопроводы (под изоляцией) надежно защищены. Если требуется корпоративный цвет — ZINGA перекрывается полиуретановой эмалью любого цвета.
2. Для высокотемпературных трубопроводов и оборудования (450гр.С) рекомендуется AQUAZINGA.
3. Водоблоки – защита ZINGA (96% цинка в сухой пленке) .
4. Срок эксплуатации значительно превышает ЛКМ. Нанесение в 1-2 слоя- меньше чем у ЛКМ, скорость сушки- в 4 и более раз меньше, чем у ЛКМ.
5. Сокращаются сроки производства работ, экономятся денежные средства, обеспечена 100% защита от коррозии.

Мосты

Многие элементы стальных мостов подвергаются воздействию воды, и почти все они систематически увлажняются— покрываются росой или непрерывной пленкой влаги. В зависимости от характера содержащихся во влаге или воде солей на поверхности металла происходят сложные электрохимические процессы, приводящие к образованию гидроокиси железа

$Fe(OH)_3$, т. е. ржавчины. Вблизи городов и промышленных предприятий, где агрессивность атмосферы значительно выше стальные конструкции мостов ржавеют быстрее.

На сегодняшний день для защиты мостов применяются 3-х слойные системы окрашивания. Для обеспечения качества при нанесении таких систем необходимо обеспечение необходимых погодных условий.

Пути решения с помощью материалов ZINGA

ZINGA предлагает для защиты нанесение 1-го слоя, толщиной 80 мкм, на агрессивность среды С4, срок эксплуатации не менее 25 лет.

Данное покрытие может быть нанесено в условиях завода металлоконструкций, после монтажа м/к места после сварки/сборки восстановлены.

*Вместо 3-х слоев – наносится только 1***.**

Сокращаются сроки производства работ, сроки строительства, экономятся денежные средства. (любой цвет финишной эмали при необходимости возможен).

Энергетика

***Россия*:**

Каскад плотин Волжской ГЭС (г. Волжский)

Материал **ZINGA** применяется с 2011 года и по сегодняшний день в качестве защитного и ремонтного покрытия металлоконструкций опор и гидрозатворов.

Применяемая схема **ZINGA** 1 слой — 100 мкм.

Великобритания:

Энергетическая британская компания Viridor Проект электростанции Runcorn II в 2011 году.

Баланс электрического потенциала горячеоцинкованного металла с цинком в покрытии **ZINGA** 2 х 60 мкм ТСС.

***Украина*:**

Киев Энерго (г. Киев)

В 2003 году восстановление горячеоцинкованных опор (некоторые достигали 45 метров в высоту).

ZINGA 100 мкм ТСС.

***Ганна*:**

Плотина Акосомбо

В 2013 году ремонт 10.000 м² 6 стоков и 2 кранов

60 мкм **ZINGA** применялись в 3-ех слойной схеме.

Атомная электростанция

Guangdong Lufeng Jiahuwan (Китай)

250 тонн ZINGA уже применено.
Дополнительно потребуется 30-40 тонн на 2 этап строительства.
Всего строительство пройдет в 4 этапа и закончится к 2024г.
Общий объем может составить порядка 1000 тонн.

Объект станет крупнейшей в мире АЭС. Цель: Обеспечение энергией населения более 104 миллионов человек и вклад в более чем 27% общего ВВП Китая.

Система защиты **ZINGA** 2 х 90 мкм ТСС

Мачты, вышки, опоры ЛЭП

Saudi Electricity Company (Саудовская Аравия)

В 2012 году
Восстановление 14 старых горячеоцинкованных опор
ZINGA 2 х 60 мкм ТСС

ICE (Институт Электрики Коста Рика)

В декабре 2009 года
Защита высоковольтных опор, включая надземную часть ZINGA 1 х 60 мкм ТСС+ Zingatarfree 1 х 80 мкм ТСС.

Резервуары

Exxon Mobil (Великобритания)

В 2007 году
Защита плавающей крыши резервуара для хранения сырой нефти ZINGA 2 х 60 мкм ТСС
Специалисты высоко оценили скорость высыхания и другие преимущества покрытия по сравнению с эпоксидными материалами, применяемыми ими ранее!

Резервуары для очистки воды (Великобритания)

Покрыты в 2010 году
На внутренней поверхности 9 резервуаров ZINGA 2 х 60 мкм ТСС

Водные турбины

Водные турбины Гуглера (Австрия)

С 2012 года

Защита стальных колон

Детали, контактирующие с воздухом: ZINGA 1 x 60 мкм TCC + Zingaceram HS 1 x 120 мкм TCC + Zingafinish 1 x 100 мкм TCC

Детали, контактирующие с водой: Aquazinga 1 x 80 мкм TCC + Zingaceram HS 2 x 120 мкм TCC

Шельфовые платформы

С 2000 года на погружных участках нефтяных буровых установок и насосных платформ были использованы ZINGAнизированные болтовые соединения (диаметром до 75 мм).

Клиентами являются: BP, Shell, Conoco, Talisman, Philips.

Проекты в Великобритании, 2001 г.

Полупогружные насосы(Shell) для Северного моря. Насосы были oZINGованы и погружены в воду на пять метров ниже уровня платформы.

Бурильные трубы в морском дне.

Ветрозащита (British Petroleum) – конструкции были изготовлены и защищены ZINGA в 2002г.

12. ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ УСТАНОВКА, ЗЕЛЕНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ, ПРИСАДКИ И НЕФТЕСОРБЕНТ

12.1 Термоэлектрическая установка WARM STREAM

Стефан Алексеевич заместитель руководителя по коммерческим вопросам ООО «НПО «Пермнефтегаз»
a.ssabekova@KAZENERGY.com, 7172 794988

Приведена информация о деятельности научно-производственного объединение «Пермнефтегаз», о преимущества и партнерах компании. Описана термоэлектрическая установка «WARMSTREAM-1VP» предназначенная для термического воздействия на флюид с целью снижения его вязкости, предупреждения АСПО и гидратообразований по стволу нефтедобывающих скважин. Приведены схемы термоэлектрической установки WARM STREAM с размещением кабеля внутри и снаружи трубы НКТ, технические характеристики термоэлектрической установки WARM STREAM 1 VP с размещением кабеля внутри и снаружи трубы НКТ, Приведена схема термоэлектрической установки WARM STREAM индукционного типа и ее технические характеристики. Исследованы вопросы обслуживания установок прогрева скважин, описаны варианты.

Information is provided on the activities of the Permneftegas research and production association, on the advantages and partners of the company. The thermoelectric installation “WARMSTREAM-1VP” is described, which is intended for thermal exposure of a fluid in order to reduce its viscosity, to prevent paraffin deposits and hydrate formation along the trunk of oil producing wells. Schemes of a WARM STREAM thermoelectric installation with the placement of the cable inside and outside the tubing are given, technical characteristics of the WARM STREAM 1 VP thermoelectric installation with the cable placement inside and outside the tubing, The diagram of the WARM STREAM thermoelectric installation of the induction type and its technical characteristics are given. The issues of servicing well heating installations were investigated, and options were described.

Научно-производственное объединение «Пермнефтегаз»

Компания ООО «НПО «Пермнефтегаз» была создана в результате объединения усилий нескольких команд высококлассных специалистов. Эффективное управление и коммерческая интуиция в сочетании с передовым опытом и креативным подходом к техническим решениям обеспечили высокий рыночный интерес к ее деятельности.

Главная цель — производить современную инновационную продукцию, качественно превосходящую ожидания потребителей. Компания выполняет комплекс работ от разработки проекта до пуска объекта в эксплуатацию, с последующим сервисным обслуживанием и обучением персонала.

Преимущества компании:

- опыт проведения работ на предприятиях с решением сложных технологических задач;
- стабильный, профессиональный и аттестованный к работе в нефтегазовой, газовой и химической промышленности состав сотрудников;
- возможность выполнения работ в сложных условиях, благодаря новейшей материально – технической базе;
- возможность выполнения всего спектра работ;
- собственные производственные площади.

Партнеры НПО «Пермнефтегаз»

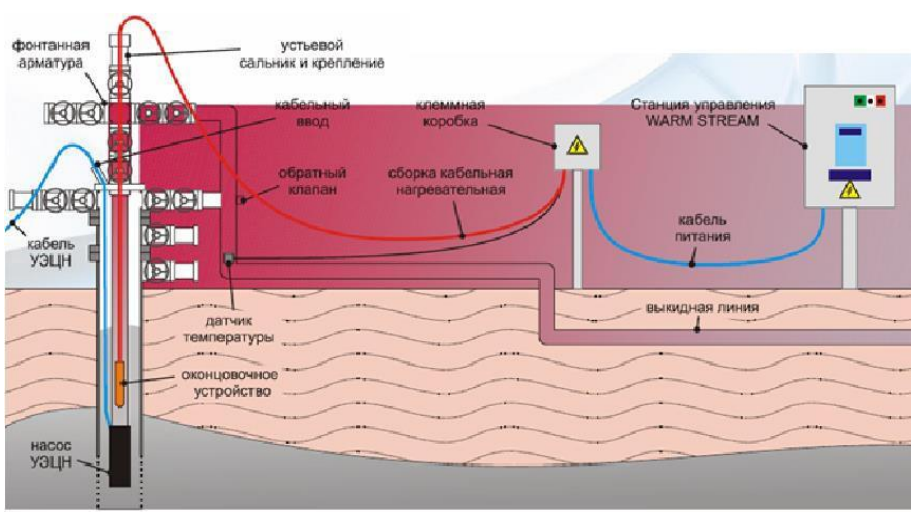
Термоэлектрическая установка WARM STREAM

Одним из факторов, усложняющих работу глубинного оборудования на большинстве месторождений, является высокое содержание асфальтенов смол и парафинов, а также повышенная вязкость добываемого флюида, что приводит к отказу скважин, необходимости выполнения их преждевременного ремонта и увеличению производственных затрат.

Термоэлектрическая установка ≪WARMSTREAM-1VP≫ предназначена для термического воздействия на флюид с целью снижения его вязкости, предупреждения АСПО и гидратообразований по стволу нефтедобывающих скважин и замерзания воды в артезианских и нагнетательных скважинах.

Основной задачей установки и главным отличием от других нагревателей является управляемое поддержание температурыпотока добываемой жидкости на 3-5 градусов выше температуры насыщения нефти парафином. При этом мощность, потребляемая ≪WARMSTREAM-1VP≫, значительно ниже той мощности, которую необходимо было бы приложить для расплавления парафина.

Термоэлектрическая установка WARM STREAM с размещением кабеля внутри трубы НКТ



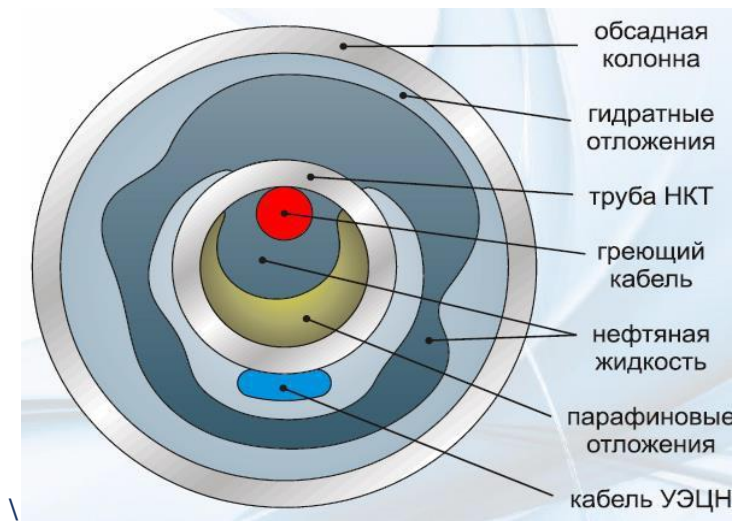
Изображения отдельных узлов установки WARM STREAM 1VP с размещением нагревательного кабеля внутри НКТ

Фонтанная арматура и площадка над скважиной

Устьевой сальник и замковое устройство

Станция управления, выпрямительное устройство и клеммная коробка

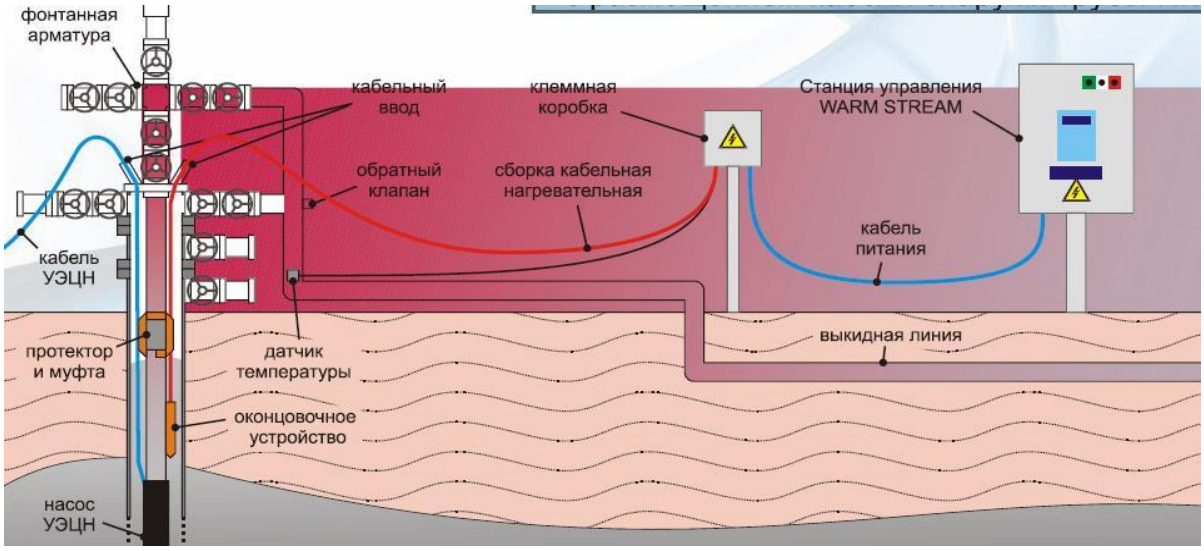
Распределение температуры внутри нефтедобывающей скважины при расположении греющего кабеля внутри НКТ



Технические характеристики термоэлектрической установки WARM STREAM 1 VP с размещением кабеля внутри трубы НКТ

Наименование	Значение
Мощность номинальная, кВт, не более	160
Удельная мощность нагрева, Вт/м	30-55
Напряжение питающей сети, В, не более	380
Частота питающей сети, Гц, не более	50
Ток номинальный, А, не более	250
Температура нагрева сборки кабельной, °С	60-110

Термоэлектрическая установка WARM STREAM с размещением кабеля снаружи трубы НКТ



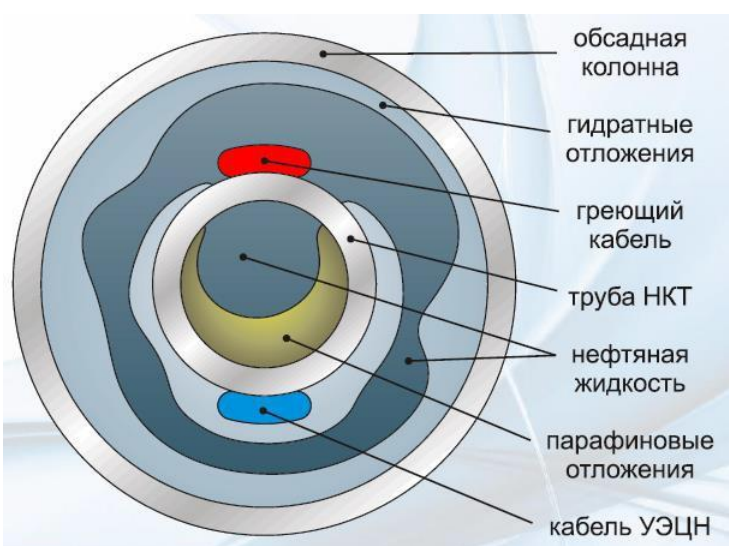
Изображения отдельных узлов установки WARM STREAM 1VP с размещением нагревательного кабеля снаружи НКТ

Защита оконцовочного

План-шайба с двумя кабельными вводами

Станция управления

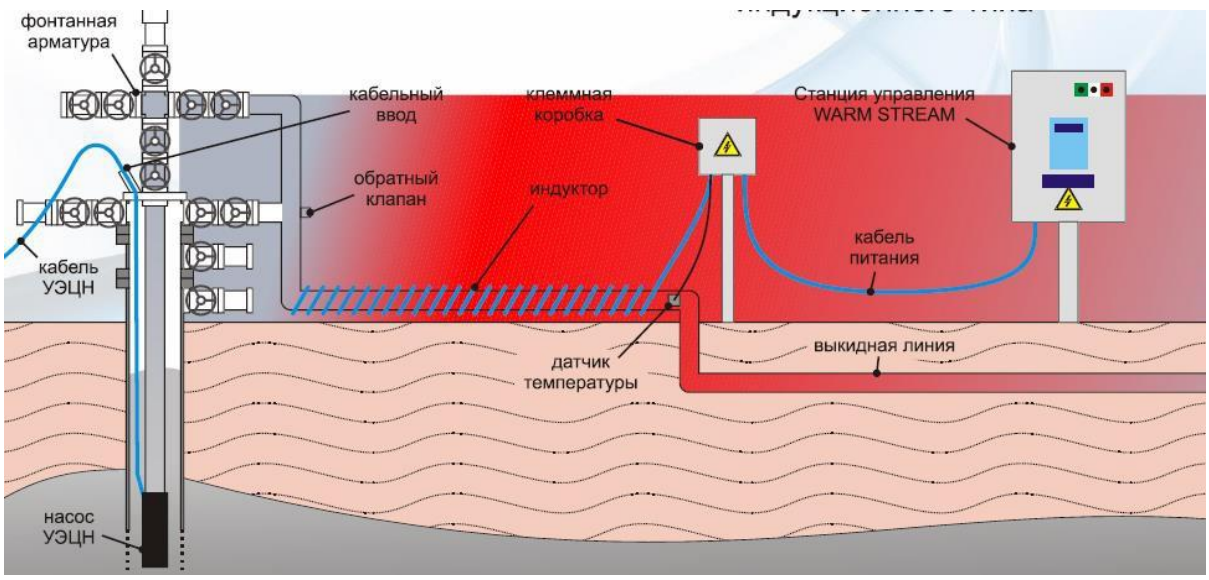
Распределение температуры внутри нефтедобывающей скважины при расположении греющего кабеля на внешней поверхности НКТ



Технические характеристики термоэлектрической установки WARM STREAM 1 VP с размещением кабеля снаружи НКТ:

Наименование	Значение
Мощность номинальная, кВт, не более	160
Удельная мощность нагрева, Вт/м	30-70
Напряжение питающей сети, В, не более	380
Частота питающей сети, Гц, не более	50
Ток номинальный, А, не более	250
Температура нагрева сборки кабельной, °С	60-125

Термоэлектрическая установка WARM STREAM индукционного типа



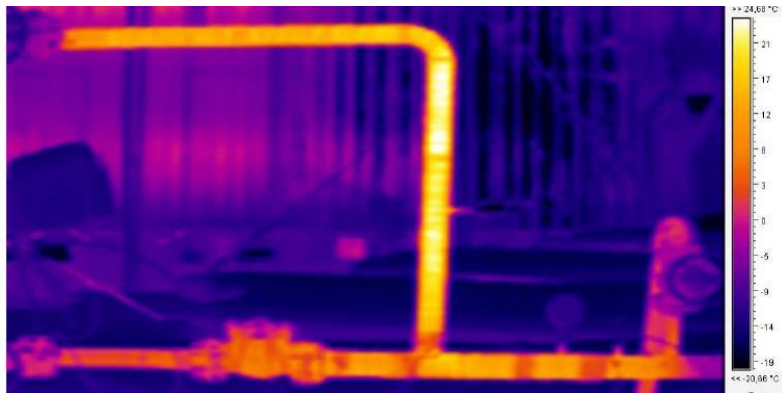
Изображения отдельных узлов установки WARM STREAM 1VP индукционного типа

Индуктор

Станция управления

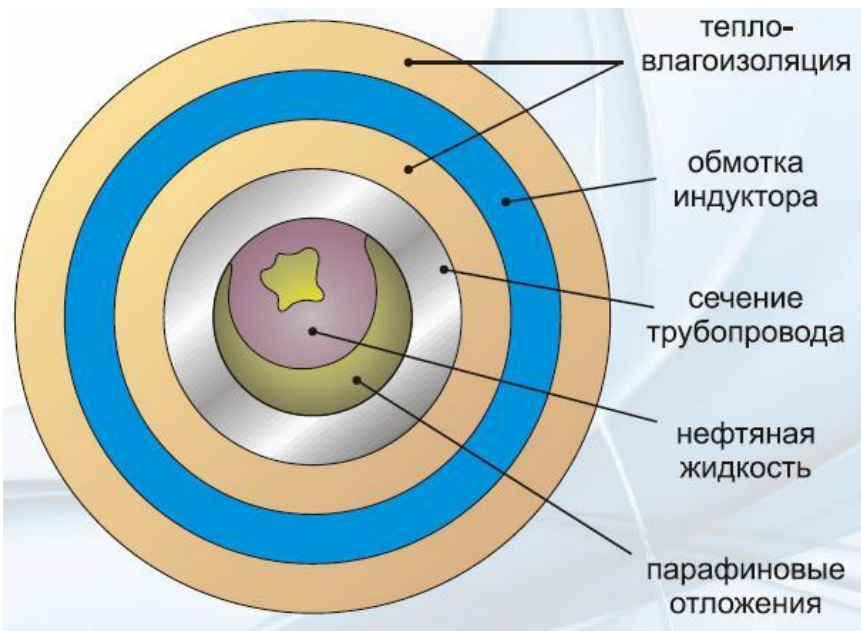
Участок трубопровода после монтажа индуктора

Тепловое поле фонтанной арматуры через 30 мин после включения индукционной установки Warm Stream. Температура окружающего воздуха 20 С, потребляемая мощность 2 кВт.

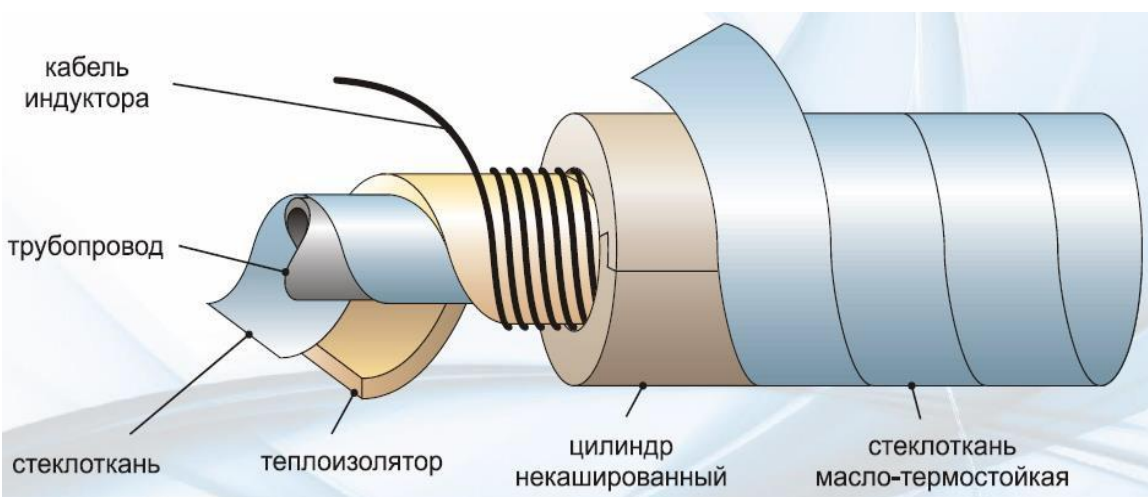


Принцип действия:

Фонтанная арматура и трубопровод являются магнитным сердечником, внутри которого создается переменное магнитное поле с помощью обмоток индуктора. Переменное поле внутри сердечника наводит вихревые токи Фуко, которые и разогревают сердечник (трубопровод), при этом обмотка индуктора тепла практически не выделяет.



Структурная схема индуктора

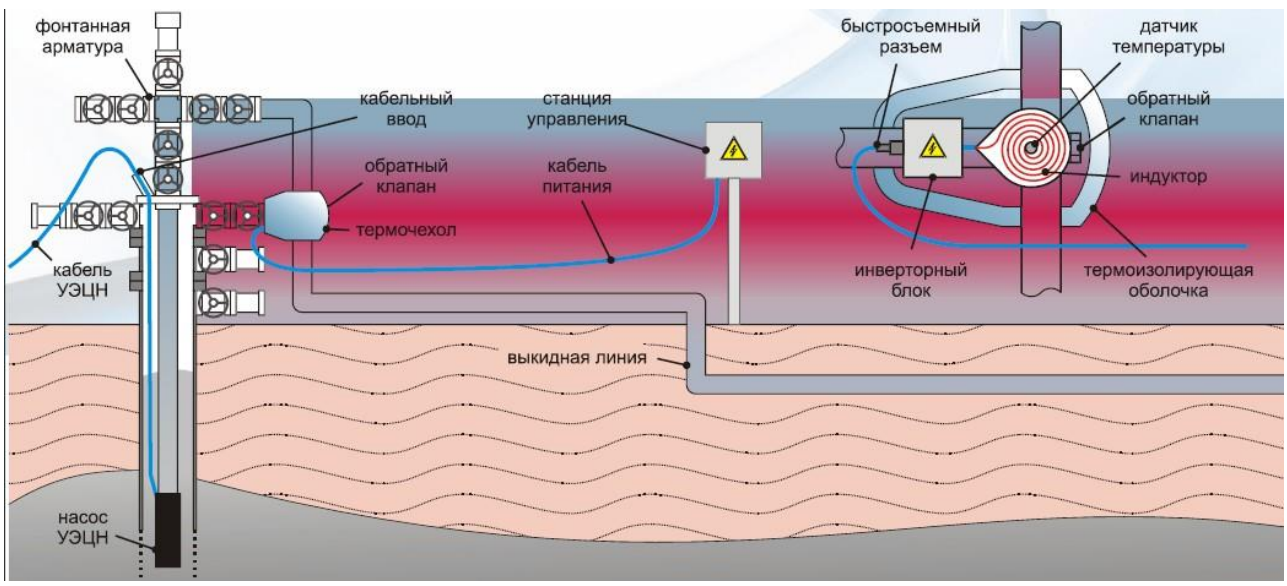


Технические характеристики установки WARM STREAM 1VP индукционного типа:

Наименование	Значение
Мощность номинальная, кВт, не более	160
Удельная мощность нагрева, Вт/м	50-2000
Напряжение питающей сети, В, не более	380
Частота питающей сети, Гц, не более	50
Частота генерируемая станцией управления, кГц	0,05-20
Ток номинальный, А, не более	250
Рабочая температура индуктора, °С, не более	70

Термочехол Экзотерм

Структурная схема термочехла



Технические характеристики термочехла Эктотерм с нагревателем:

Наименование	Значение
Мощность номинальная, Вт, не более	440
Напряжение питающей сети, В, не более	220
Частота питающей сети, Гц, не более	50
Ток номинальный, А, не более	2
Температура нагрева, °С, не более	70

Cable lock

Новая и инновационная технология герметизации электрического погружного кабеля УЭЦН на фонтанной арматуре использует механическое уплотняющее устройство с прогрессивным уплотнением внутри, которое обеспечивает прочную герметизацию с быстрой, легкой и безопасной процедурой без сращиваний кабеля, и позволяет восстанавливать повреждения кабеля от фонтанной арматуры до ШПВ на поверхности, без привлечения бригад КРС\ПРС.

Обслуживание установок прогрева скважин

В зависимости от потребностей Заказчика возможны следующие варианты проведения работ:

1. ***Полное сопровождение.*** В этом случае нашими силами обеспечивается весь объем работ по бесперебойной работе электрооборудования, в том числе: оперативное обслуживание электрооборудования, выполнение регламентных работ по ТОиР электрооборудования, проведение плановых и аварийных ремонтов, ведение технической документации, организация склада ЗИП, пусконаладочные работы, испытания электрооборудования.

2. ***Инженерное сопровождение.*** В этом случае предусматривается нахождение инженерно-технического персонала на месторождении или непосредственно на промышленной площадке для диагностики и мониторинга текущего состояния электрооборудования, а также оперативного устранения возникших неисправностей.

3. ***Аварийно-восстановительные.*** В этом случае по требованию Заказчика направляется специалист для устранения неисправностей, возникших на объекте. При этом оперативность реагирования зависит от удаленности объекта.

Организация электронного документооборота

Предлагаем разработанную нашей компанией систему отчетностей или разработанный под Вас полный цикл технического документооборота.

• Исполнительная документация — Карточка рабочего времени, Протокол периодичности планового обслуживания оборудования, Технологическая карта объекта, планово-предупредительный график;

• Разработка регламента Технического обслуживания и ремонта;

• Координация действий непосредственных исполнителей и ИТР;

• Контроль материально-технического снабжения (поставка материалов, логистика);

• Координация перемещения исполнителей (оперативное прибытие исполнителей на объекты);

• Возможность технической поддержки инженерами удаленного доступа.

Организация электронного документооборота

НПО-НефтеСинтез

12.2 Зеленая технология удаления сернистых соединений. Катализатор THIONOL

Мурзагалиев А.С. директор ТОО «НПО-НефтеСинтез»,
Пузанков В. коммерческий директор
info@neftesintez.kz, +7(7172)689818; +7(495)6650076.

Предложена зеленая технология удаления сернистых соединений с применением катализатора THIONOL Описана проблема сернистых соединений при добыче нефти, добываемой на Западе Казахстана, которая характеризуется высоким содержанием этил метил меркаптанов, рассмотрены недостатки щелочной демеркаптанизации. Описана предлагаемая группой компаний «НефтеСинтез», технология для удаления соединений сер на основе жидкофазного катализатора THIONOL, приведена принципиальная схема. Рассмотрены преимущества катализатора и технологии THIONOL.

A green technology for the removal of sulfur compounds using the THIONOL catalyst is proposed. The problem of sulfur compounds in oil production in Western Kazakhstan, which is characterized by a high content of ethyl methyl mercaptans, is described, and the disadvantages of alkaline demercaptanization are considered. The technology proposed by the NefteSynthesis group of companies for the removal of sulfur compounds based on the THIONOL liquid-phase catalyst is described. A schematic diagram is given. The advantages of the catalyst and THIONOL technology are considered..

Описание проблемы

Нефть добываемая на Западе Казахстана традиционно характеризуется высоким содержанием этил метил меркаптанов.

Особо остро эта проблема стоит на таких месторождениях как:

-«Тенгизшевройл»;

-«Карачаганак ПО»;

-«CNPC-АктобеМунайгаз»;

-«КазахОйл-Актобе»;

-«North Caspian Operating Company».

Для удаления этил метил меркаптанов в Казахстане, как и во всем мире, наибольшее распространение получили те или иные варианты щелочной очистки, при которой образуются большие объемы трудноутилизуемых высокотоксичных сернисто-щелочных стоков.

Недостатками щелочной демеркаптанизации является:

- Образование сернисто-щелочных стоков;
- Высокий уровень потерь товарной нефти, поскольку при подачи воздуха в углеводород сдувается значительное количество ценнейших пропан-бутановых и бензиновых фракций, что увеличивает плотность нефти и таким образом снижает продажную стоимость;
- Высокий уровень капитальных затрат;
- Долгий период проектирование и строительства (5-7 лет).

Для иллюстрации позволите отметить случай произошедшей 14 сентября 2006 г. в Кот-д' Ивуаре, где несанкционированный слив сернисто-щелочных стоков в объеме 581 тонны привел к 9 погибшим и 100 000 пострадавшим.

В итоге голландская нефтяная компании «Trafigura» выплатила более 200 млн евро штрафов.

Группа Компаний «НефтеСинтез» предлагает технологию на основе жидкофазного катализатора THIONOL для удаления соединений серы.

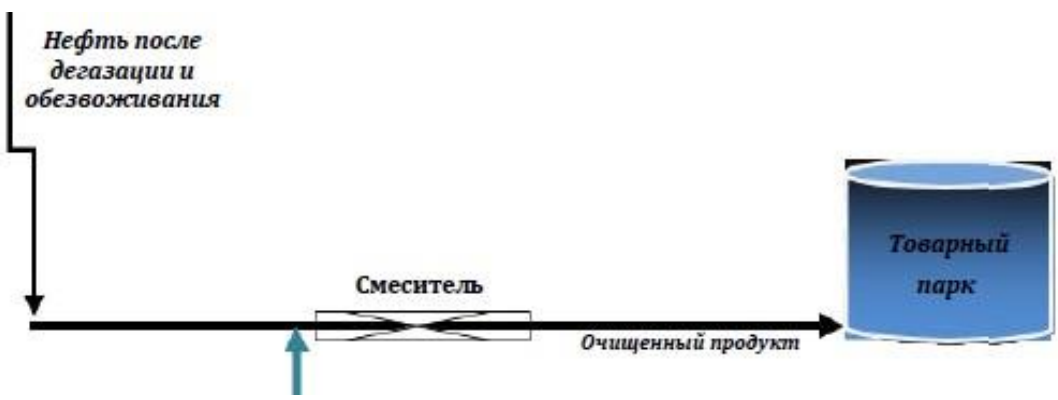
Группа Компаний «НефтеСинтез», являясь разработчиком и производителем, предлагает технологию основанную на использовании серии жидкофазных катализаторов THIONOL для селективного окисления сероводорода и меркаптанов.

Снижение содержания активной серы достигается, путем прямой конверсии меркаптанов RSH и сероводорода H_2S в дисульфиды.

Окисление сероводорода при использовании катализатора THIONOL происходит непосредственно в среде углеводорода, и в отличие от многих известных процессов не требует использования водной щелочи, тем самым предлагаемый нами процесс является экологически чистым и безотходным.

Способ применения

Принципиальная схема



Катализатор THIONOL

О катализаторе THIONOL

- Катализатор THIONOL выпускается в виде водо- или нефтерастворимой добавки – реагента;
- Катализатор не содержит высокотоксичных и агрессивных компонентов (щелочь, формальдегид, и др.);
- Катализатор не является: токсичным, горючим и коррозионно активным;
- Катализатор имеет температуру застывания минус 50оС.
- Катализатор не оказывает негативного влияния на товарную нефть.
- Снижение содержания сероводорода и меркаптановой серы осуществляется путем прямой конверсии в дисульфиды.
- При использовании катализатора THIONOL происходит необратимое связывание сероводорода и меркаптанов.
- Средний расход катализатора равен 1 ppm катализатора на 1-2 ppm активной серы.

Преимущества технологии THIONOL

- Предлагаемая нами технология позволяет внедрить процесс демеркаптанизации нефти без капитальных затрат.
- Технология THIONOL не требует изменение параметров технологического режима (температура, давление и.т. д.).
- Технология THIONOL не требует применения воздуха, что исключает сжигание на факеле отработанного воздуха регенерации щелочи с выбросом в атмосферу токсичного SO_2 (кислотные дожди)
- Технология THIONOL безотходна, проблем утилизации СЩС не возникает.
- Технология, в отличие от существующих щелочных процессов демеркаптанизации способна убрать не только сероводород и легкие меркаптаны, но и меркаптаны в целом, проводя очистку до любой требуемой глубины.

12.3 Присадки MASCom

Отройцев С. технический директор MASCom
Мурзагалиев А. исполнительный директор MASCom
+7 /7172/ 68 98 18, e-mail: info@mascom.kz

Дано описание проекта и продукции компании «MAScom»: присадок к автомобильным бензинам, к дизельному топливу, к печным и остаточным топливам и реагентов для добычи и переработки нефти. Описаны продукты компании: антидетонационные присадки; катализаторы горения; многофункциональные присадки; ингибиторы коррозии; высокооктановая добавка; депрессорно-диспергирующая присадки; противоизносная присадка; цетаноповышающая присадка; депрессорные присадки; диспергаторы и стабилизаторы асфальтенов; диспергатор асфальтенов; ингибиторы АСПО; противотурбулентные присадки ингибиторы солеоотложений; деэмульгаторы.

Дано описание проекта и продукции компании «MAScom»: присадок к автомобильным бензинам, к дизельному топливу, к печным и остаточным топливам и реагентов для добычи и переработки нефти. Описаны продукты компании: антидетонационные присадки; катализаторы горения; многофункциональные присадки; ингибиторы коррозии; высокооктановая добавка; депрессорно-диспергирующая присадки; противоизносная присадка; цетаноповышающая присадка; депрессорные присадки; диспергаторы и стабилизаторы асфальтенов; диспергатор асфальтенов; ингибиторы АСПО; противотурбулентные присадки ингибиторы солеоотложений; деэмульгаторы.

Описание проекта ТОО «MAScom»

Товарищество с ограниченной ответственностью «MAScom», является одной из первых компаний в Республике Казахстан, занимающейся исследованием, разработкой, производством и поставкой химических реагентов под торговой маркой MAScom.

Ассортимент продукции Товарищества включает комплекс присадок к автомобильному бензину, дизельному и печному топливу, нефти и мазуту, а также реагенты для добычи, подготовки и транспортировки углеводородного сырья.

Целью исследования и разработки является изучение специалистами нашей компании в лабораторных условиях физико-химических свойств различных видов топлив, производимых нефтеперерабатывающими заводами Республики Казахстан, для подбора состава присадок и реагентов, применение которых значительно улучшает эксплуатационные характеристики топлив и упрощает процессы добычи, подготовки и транспортировки углеводородного сырья.

Целью производства и поставки является организация процесса по производству присадок и реагентов на территории Республики Казахстан и полного замещения поставляемых на территорию Республики Казахстан в настоящее время присадок и реагентов производителями как ближнего (ГК «МИРРИКО»), так и дальнего зарубежья (BASF, TOTAL, Innospec, Nalco, Afton, Clariant и т. д.).

Продукция Товарищества полностью соответствует требованиям, предъявляемым к данного рода продукции, а также имеет значительное конкурентно способное ценовое преимущество.

Специалисты нашей компании непрерывно совершенствуют нашу продукцию и исследуют потребности рынка. Состав нашей продукции всегда может быть скорректирован под конкретное топливо или сырье, а также под требования Заказчика для достижения максимальной эффективности при минимальных затратах.

Также специалистами нашей компании были проведены испытания присадок в лабораториях ТОО «ПНХЗ», ТОО «АНПЗ» и ТОО «ПКОП». Достигнутые результаты полностью удовлетворяют требования по производству автомобильного бензина и дизельного топлива согласно требованиям ГОСТ 32513-2013 и ГОСТ 32511-2013 соответственно.

На каждый вид продукции специалистами Товарищества разрабатывается и утверждается:

1. Стандарт организации, согласно требованиям Закона Республики Казахстан «О техническом регулировании в Республике Казахстан» от 9 ноября 2004 года № 603-II;
2. Паспорт безопасности химической продукции, согласно требованиям СТ РК 1185-2006.

Также проходит процедура регистрации и получения свидетельств о регистрации химической продукции, согласно требованиям Закон Республики Казахстан от 21 июля 2007 года № 302 «О безопасности химической продукции», в РГУ "Комитет индустриального развития и промышленной безопасности" Министерства индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан, что свидетельствует о безопасности производимой Товариществом химической продукции и допуске к применению в нефтегазовой промышленности на территории Республики Казахстан.

Товариществом подписан договор с АО «ВНИИ НП» (г. Москва, Российская Федерация) на проведение испытаний продукции, с целью получения заключения о допуске производимой Товариществом продукции в производственных процессах производства нефтепродуктов ТОО «АНПЗ» и ТОО «ПКОП».

Товарищество прошло предварительный квалификационный отбор среди поставщиков АО «Фонд национального благосостояния «*Самрук*-Қазына» и получил рейтинг квалифицированного потенциального поставщика по категории С1 (83%).

Товарищество имеет возможность участия в различных тендерах, проводимых как АО «Фонд национального благосостояния «*Самрук*-Қазына», так и в тендерах проводимых другими компаниями на поставку химической продукции.

Производство продукции Товариществом будет осуществляться на производственно-химической базе ТОО «ТОПАН», расположенной в Западноказахстанской области, г. Уральск, промбаза Желаево, на основании договора контрактного производства продукции № 119/IL/09.19 от 19.09.2019 года.

Каталог продукции

Присадки к автомобильным бензинам
Присадки к дизельному топливу
Присадки к печным и остаточным топливам
Реагенты для добычи и переработки нефти

Присадки к автомобильным бензинам

MAscom KK	Антидетонационная присадка для повышения октанового числа, улучшения эксплуатационных и экологических характеристик автомобильных бензинов. Использование присадки позволяет выпускать качественные бензины, соответствующие требованиям Евро-5. Норма ввода присадки 1,0-2,0%. При этом октановое число повышается на 8-16 единиц. Не содержит в своем составе ароматические амины и металлоорганические соединения железа, марганца, свинца.
MAScom AA	Антидетонационная присадка для повышения октанового числа, улучшения эксплуатационных и экологических характеристик автомобильных бензинов. Использование присадки позволяет выпускать качественные бензины, соответствующие требованиям Евро-5. Норма ввода присадки 1,0-3,0%. При этом октановое число повышается на 5-15 единиц. Не содержит в своем составе ароматические амины и металлоорганические соединения железа, марганца, свинца.
MAScomAA-80	Высокооктановая добавка. Предназначена для производства экологически чистых бензинов. Использование добавки позволяет получить качественные автомобильные бензины, отвечающие требованиям Евро-5. Норма ввода добавки 6-12%. Не содержит в своем составе ароматические амины и металлоорганические соединения.

MAScom MPC	Многофункциональная моющая присадка. Предотвращает образование отложений, способствует очистке впускных клапанов, всасывающих патрубков, инжекторов и карбюраторов, повышает топливную экономичность, улучшает динамические характеристики двигателя. Предотвращает заливание впускных клапанов при охлаждении двигателя, в случае наличия в топливе компонентов, способствующих образованию смолоподобных отложений.
MAScom UP GL	Катализатор горения к автомобильному бензину. Изменяет процесс горения (окисления) топлива. Не изменяет физико-химические свойства топлива. Способствует более полному сгоранию топлива, снижению расхода до 3%, способствует удалению нагара и отложений на свечах и камере сгорания, снижению выбросов CO и NOx. Снижает чувствительность двигателя к качеству топлива.
MAScom UC GA-914	Ингибитор коррозии для использования в бензинах, содержащих в своем составе оксигенаты, в частности топливный этанол. Обеспечивает защиту от коррозии, регулирует и стабилизирует уровень

Присадки к дизельному топливу

MAScom UF-8000	Депрессорно-диспергирующаяприсадка для улучшения свойств средних дистиллятов при низких температурах. Влияют на рост кристаллов парафинов и улучшают их диспергируемостьв дизельном топливе при его хранении ниже температуры помутнения. Норма ввода присадки 300-500 ppm. Выпускаются составы присадки для дизельных фракций с температурой застывания 0°С и высоким содержанием парафинов.
MAScom UF AntiGel	Депрессорно-диспергирующаяприсадка. Представляет собой раствор присадки UF-8000 различных марок и дополнительных функциональных компонентов. Норма ввода присадки составляет 0,15-0,20%. Позволяет понизить температуру фильтруемостии температуру застывания на 15-20°С. Не требует разогрева дизельного топлива.
MAScom UL-3000	Противоизносная (смазывающая) присадка для улучшения противоизносных свойств дизельных топлив с низким содержанием серы и других средних дистиллятах с низкой смазывающей способностью.
MAScom UC-6120	Цетаноповышающая присадка. Повышает цетановоечисло дизельных фракций, улучшает воспламеняемость топлива, снижает дымность, сглаживает жесткость и шумность работы двигателя.
MAScom DPX	Многофункциональная присадка для дизельного топлива. Предотвращает образование отложений в форсунках и забивания фильтров в современных дизельных двигателях. Позволяет восстановить потерянную мощность, повысить топливную экономичность и снизить уровень выхлопа. Обеспечивает защиту от коррозии и образования водо-топливных эмульсий.
MAScom UP D	Катализатор горения для дизельного топлива. Улучшает процесс горения, способствует восстановлению потерянной мощности, снижает количество вредных выбросов, препятствует окислению и коксованию топлива. Норма ввода присадки 100 ppm.

Присадки к печным и остаточным топливам

MAScomUF-5300	Депрессорная присадка для снижение температуры застывания мазутов и остаточных топлив. Кроме основного назначения обладает свойствами ингибитора АСПО. При нормах ввода 500 -1 000 ppm позволяет понизить температуру застывания на 15-20°С.
MAScom UF-5650	Депрессорная присадка для улучшения низкотемпературных свойств тяжелых и остаточных видов топлив. Присадка препятствует росту и объединению кристаллов парафинов и позволяет перекачивать остаточные топлива (вакуумный газойль, мазут) и нефть при температурах ниже их нормативных температур потери текучести.
MAScom UP M	Катализатор горения. Позволяет повысить полноту и интенсивность сгорания топлива, снижает выброс в атмосферу твердых частиц, стабилизирует и рассеивает асфальтены. Позволяет использовать мазуты низкого качества и с повышенной обводненностью вне зависимости от типа и качества применяемого котельного оборудования.

MAScom UC BF	Катализатор горения для борьбы с выбросами твердых частиц, высокотемпературной и низкотемпературной коррозией. Позволяет повысить полноту сгорания топлива, способствует увеличению коэффициента теплопередачи, снижению эксплуатационных затрат. Существенно улучшаются экологические параметры отходящих газов.
MAScom US MDS	Диспергатор асфальтенов. Стабилизирует и диспергирует асфальтены в сырой нефти и котельных топливах.

Реагенты для добычи и переработки нефти

MAScom UF-5000	Депрессорная присадка для снижения температуры застывания сырой нефти. Вовлечение присадки из расчета 500 –1000 ppm позволяет снизить температуру застывания на 15-20°С. Кроме основного назначения проявляет свойства ингибитора АСПО, повышает текучесть нефти и водонефтяных эмульсий при добыче, транспорте и хранении.
MAScom UF-5100	Сочетает в себе депрессорную присадку и ингибитор АСПО. Присадка улучшает реологические свойства высоковязких и высокопарафинистыхнефтей, предотвращает образование АСПО на внутренних поверхностях трубопроводах и нефтепромысловом оборудовании, обладает высоким диспергирующимэффектом. Может быть использован как в малообводненных, так и высокообводненныхнефтях.
MAScom US RDS	Предназначен для обработки нефти, мазута, тяжелых остатков переработки нефти. Диспергируети стабилизирует асфальтены, предотвращает закоксовываниетеплообменного оборудования и установок переработки нефти
MAScom US VTA	Предназначен для предотвращения образования АСПО в нефтепромысловом оборудовании и трубопроводах систем добычи, сбора и транспорта нефти. Обладает свойствами модификатора вязкости: снижает вязкость и температуру застывания высокопарафинистых нефтей.
MAScom US TOR	Предназначена для снижения гидравлического сопротивления при прокачке нефти или нефтепродуктов по транспортирующим трубопроводам. Не оказывает влияния на другие реагенты: ингибиторы коррозии, ингибиторы солеотложений, деэмульгаторы.
MAScom US STR	Раствор противотурбулентнойприсадки MAScomTOR, депрессорной присадки, функциональных ПАВ и растворителей.
MAScom US V 415	Ингибитор коррозии предназначен для антикоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования и трубопроводов сбора, транспорта и подготовки нефти от сероводородной и углекислотной коррозии.
MAScom US V 418	Предназначен для защиты от коррозии обсадных колонн добывающих скважин, выкидных линий, нефтесборных коллекторов в системах нефтесбора, а также на предприятиях первичной переработки нефти, газа, газового конденсата.
MAScom US R 437	Ингибитор коррозии для защиты оборудования на предприятиях первичной переработки нефти, газа, газового конденсата. Ингибитор обеспечивает защиту конденсационно-холодильного оборудования и верхней части колонн.
MAScom US RS 457	Нейтрализатор коррозии. Предназначен для защиты от коррозии и корректировки pH продуктов в установках первичной подготовки нефти
MAScom UD V	Деэмульгатор предназначен для разрушения водо-нефтяных эмульсий в системах сбора, транспорта нефти и установках подготовки нефти.
MAScom UD RS	Деэмульгатор предназначен для обезвоживания и обессоливания на установках первичной подготовки нефти, а также обезвоживания нефти на промыслах со степенью обводненности до 15%.
MAScom UD XTA	Деэмульгатор предназначен для глубокого обезвоживания и обессоливания нефти на пунктах подготовки нефти и установках первичной переработки нефти.

Антидетонационная присадка MAScom KX

Описание

MAScom KX – присадка, использующаяся для повышения антидетонационных свойств, улучшения эксплуатационных и экологических характеристик автомобильных бензинов.

Присадка не изменяет цвет бензина, совместима с другими присадками. Содержит в своем составе многофункциональный пакет компонентов, включающий антинагарную присадку и пакет стабилизаторов.

Преимущества:

-не содержит в своем составе металлоорганических соединений железа, марганца, свинца;

-не содержит в своем составе монометиланилин и других ароматических аминов;-не образует твердых и смолоподобных липких отложений.

Рекомендации по применению

Рекомендованная норма ввода присадки составляет 1,0-2,0%, при этом октановое число бензина увеличивается в пределах 8-16 единиц.

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение
Внешний вид, цвет	Жидкость соломенного цвета
Плотность при 20°С, кг/м куб.	880-890
Температура застывания, °С	минус 68
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	42
Кинематическая вязкость при 20°С, мм 2/с	5,6-6,8
Растворимость в бензине	полная

Антидетонационная присадка MAScom AX

Описание

MAScom AX –присадка, предназначенная для повышения октанового числа, улучшения экологических и эксплуатационных свойств автомобильных бензинов. Дополнительно содержит в своем составе многофункциональный пакет компонентов, обладающий моющими, антиокислительными, антикоррозионными свойствами. Использование присадки MAScom AX позволяет выпускать автомобильные бензины, соответствующие нормам Евро-5.

Преимущества

-способствует более полному сгоранию топлива;

-предотвращает расслоение и смолообразование бензина;

-не содержит в своем составе монометиланилин и других ароматических аминов;

-не содержит в своем составе соединений марганца, железа, свинца.

Рекомендации по применению

Рекомендованная норма ввода присадки составляет 1,0-4,0%, при этом октановое число бензина увеличивается в пределах 5-15 единиц.

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение
Внешний вид, цвет	Жидкость соломенного цвета
Плотность при 20°С, кг./м. куб.	880-890
Температура застывания, °С	минус 35
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	63
Кинематическая вязкость при 20°С, мм2/с	6,0-6,5
Растворимость в бензине	полная

Катализатор горения MAScom UP GL

Описание

Катализатор горения моторных топлив MAScom UPGL -комплексная присадка, изменяющая процесс горения топлива.

Принцип действия заключается в снижении энергии активации реакции окисления углеводородов, происходящей в камере сгорания двигателя.

В бензиновом двигателе работа на топливе с катализатором горения приводит к более полному пиролизу (горению при недостатке воздуха). В присутствии катализаторов горения на последней стадии процесса происходит догорание топлива практически до конца, что приводит к более высокому давлению на поршень в заключительной стадии его движения к НМТ. В результате двигатель начинает работать «мягче», что снижает напряженность деталей цилиндро-поршневой группы и увеличивает ресурс двигателя.

Эффективность MAScom UP GL обусловлена также наличием моющих и радикалообразующих компонентов многократно участвующих в актах обрыва цепи, а при их «прилипании» к нагарам и отложениям в камере сгорания и газовыхлопном тракте, способствующих их выгоранию и очистке камеры сгорания.

***Наличие катализаторов горения в топливе позволяет*:**

-очистить и защитить камеру сгорания от отложений;

-продлить работу каталитических нейтрализаторов отработавших газов;

-увеличить КПД двигателя(до 7%) и восстановить потерянную мощность;

-снизить до 30% содержание CO, NO_x и углеводородов в отработавших выхлопных газах;

-уменьшить удельный расход топлива до 5%;

-снизить чувствительность двигателя к качеству топлива.

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение
Внешний вид, цвет	Жидкость желтого цвета
Плотность при 20°С, кг./м. куб.	930
Температура застывания, °С	минус 60
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	44
Растворимость в бензине	полная

Многофункциональная присадка MAScom MPC

Описание

*Многофунк*циональная моющая присадка MAScom MPC предназначена для применения во всех типах бензинов. Предотвращает образование отложений, способствует очистке впускных клапанах, всасывающих патрубков, инжекторов и карбюраторов, повышает топливную экономичность транспортного средства, улучшает динамические характеристики и «приемистость» двигателя. Предотвращает залипание впускных клапанов при охлаждении двигателя, в случае наличия в топливе компонентов, способствующих образованию твердых и смолоподобных липких отложений.

Основные свойства

-контроль отложений в форсунках инжектора;

-контроль и удаление отложений впускных клапанах;

-контроль отложений в камере сгорания;

-контроль отложений в карбюраторе;

-защита от коррозии деталей двигателя;

-снижение выбросов CO и NOx на 20-22%;

-улучшение топливной экономичности;

-улучшение качества работы катализатора отработавших газов.

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение
Внешний вид, цвет	Жидкость соломенного цвета
Плотность при 20°С, кг./м. куб.	930
Температура застывания, °С	минус 39
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	63
Кинематическая вязкость при 40°С, мм2/с	24
Кинематическая вязкость при 0°С, мм2/с	122

Ингибитор коррозииMAScom UC GA-914

Описание

Ингибитор коррозии MAScom UCGA-914 позволяет замедлить или полностью остановить коррозию металлов при использовании бензинов, содержащих спирты, а также при попадании в топливо воды.

Наличие ингибитора в топливе полностью предотвращает коррозию углеродистых сталей. На поверхности металла образуется защитная пленка, которая не растворяется ни в воде, ни в бензине, ни в спирте.

Рекомендации по применению

Рекомендованная норма ввода ингибитора коррозии 5-10 ppm. Количество присадки, необходимой для защиты металла, зависит от состава бензина: если в бензине есть сера и другие примеси, которые повышают электропроводность воды, то расход ингибитора может возрасти.

Фасовка

Пластиковые бочки 220 л.; IBC-контейнеры 1 000 л.

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение
Внешний вид, цвет	Однородная прозрачная жидкость
Плотность при 20°С, кг./м. куб.	890-920
Температура застывания, °С	минус 42
Температура кипения, °С	140
Кинематическая вязкость при 20°С, мм^2/с	2,6
Растворимость в бензине	полная

Высокооктановая добавка MAScom AA-80

Описание

Высокооктановая добавка MAScom AA-80 предназначена для производства высокооктановыхнеэтилированных, экологически чистых бензинов. Использование присадки MAScom AA-80 позволяет получить качественные автомобильные бензины, отвечающие требованиям Евро-5. Не содержит в своем составе ароматических аминов и металлоорганических соединений, а также не содержит в своем составе соединений марганца, железа, свинца.

Рекомендации по применению

Типовая норма ввода присадки составляет 8-12% масс., при этом октановое число бензина повышается на 15-25 и более единиц. Допускаются более высокие нормы ввода присадки.

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение
Внешний вид, цвет	Жидкость соломенного цвета
Плотность при 20°С, кг./м. куб.	880-890
Температура застывания, °С	минус 35
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	63
Кинематическая вязкость при 20°С, мм2/с	6,0-6,5
Растворимость в бензине	полная

Депрессорно-диспергирующая присадка MAScom UF-8000

Описание

Депрессорно-диспергирующие присадки MAScom UF-8000 -присадки, улучшающие свойства средних дистиллятов и светлого печного топлива при низких температурах, влияют на рост кристаллов парафина и улучшает их диспергируемость. Позволяет значительно снижать предельную температуру фильтруемости и температуру застывания дизельных и легких печных топлив и судовых маловязких топлив. Хорошая диспергируемость кристаллов парафинов в дизельном топливе и легком печном топливе делает возможным их продолжительное хранение при температуре ниже температуры помутнения без заметной седиментации парафинов.

В зависимости от компонентного состава и наличия дополнительных функциональных компонентов в своем составе выпускается нескольких марок: UF-8013, UF-8023, UF-8033. Применение той или иной марки позволяет добиться максимальной эффективности присадки в рекомендованном диапазоне дозировок в зависимости от содержания парафинов и их молекулярно-массового распределения в топливе.

Рекомендации по применению

Норма ввода присадки составляет 350-600 ppm. Допускаются более высокие дозировки до 1000 ppmи более для соответствия установленным значениям фильтруемости (DIN EN 116) или температуре застывания (ISO 3016).

Добавление к средним дистиллятам требует, чтобы температура топлива была, по меньшей мере, на 10°С выше температуры его помутнения, а температура присадки от +30°С до +50°С. При низких наружных температурах рекомендуется разбавление присадки в керосине, дизельном топливе или ароматических фракциях (соотношение от 1:1 до 1:3).

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение
Внешний вид, цвет	Жидкость светло-желтого цвета
Плотность при 20°С, кг./м. куб.	850-860
Температура застывания, °С	10
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	61
Кинематическая вязкость при 50°С, мм2/с	450

Депрессорно-диспергирующая присадка MAScom UF AntiGel

Описание

Депрессорно-диспергирующая присадка MAScom UFAntiGel предназначена для снижения температуры застывания и предельной температуры фильтруемости дизельных и печных топлив. Активные компоненты присадки находятся в разбавленной форме, удобной для легкой дисперсии в дизельном топливе при минимальном перемешивании. Сохраняет текучесть при отрицательных температурах (до -35°С).

Реагирует с дизельным топливом при отрицательных температурах. Поглощает воду, содержащуюся в топливе. Кроме того, присадка снижает скорость образования осадка кристаллов парафина в процессе хранения средних дистиллятов в холодных условиях.

Рекомендации по применению

Рекомендуемая норма ввода присадки составляет 2000 ppm.При этом предельная температура фильтруемости снижается на 16-18°С, температура застывания на 18-20°С, температура помутнения на 3-5°С. Допускаются более высокие дозировки для достижения требуемых показателей качества.

Вовлечение присадки должно производится при температуре дизельного топлива как минимум на 5°С выше точки помутнения данного топлива, т. е. до начала процесса кристаллизации парафина.

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение
Внешний вид, цвет	Жидкость светло-желтого цвета
Плотность при 20°С, кг./м. куб.	850-860
Температура застывания, °С	минус 40
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	61
Кинематическая вязкость при 40°С, мм^2/с	10-12

Противоизносная (смазывающая) присадка MAScom UL-3000

Описание

MAScom UL-3000 –присадка, улучшающая смазывающую способность низкосернистых дизельных топлив и других средних дистиллятах с низкими характеристиками смазывающей способности.

MAScom UL-3000 позволяет снизить износ топливной аппаратуры двигателя при работе с топливами с низкой собственной смазывающей способностью.

Присадка не взаимодействует со смазочными материалами или другими топливными присадками.

Рекомендации по применению

Норма ввода присадки составляет от 50-200 ppm в зависимости от качества базового топлива и его способности к реагированию.

Рекомендуемые температуры при вовлечения присадки в топливо: температура присадки от +10°С до +35°С, температура топлива от +5°С до +35°С. При отсутствии предварительного подогрева присадки и топлива рекомендуется предварительно разбавить присадку в керосине или дизельном топливе в соотношении от 1:3 до 1:5. В этом случае раствор присадки можно вовлекать при отрицательных температурах.

Для равномерного распределения рекомендуем использовать специальные устройства. Необходимо обеспечить надлежащее перемешивание. Если партия продукта вводится непосредственно в емкость, необходимо обеспечить перемешивание/рециркуляцию, чтобы продукт полностью растворился в топливе.

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение
Внешний вид, цвет	Жидкость янтарного цвета
Плотность при 20°С, кг./м. куб.	950
Температура застывания, °С	минус 32
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	86
Кинематическая вязкость при 40°С, мм2/с	20

Промотор воспламенения (Цетаноповышающая присадка) MAScom UC-6120

Описание

Промотор воспламенения (цетаноповышающая присадка) MAScom UC-6120 предназначен для улучшения воспламеняемости, повышения цетанового числа дизельного топлива.

MAScom UC-6120 представляет собой присадку алкилнитратного типа, активным веществом которой является 2-этилгексилнитрат.

Промотор воспламенения MAScom UC-6120 как компонент дизельного топлива:

-позволяет повысить цетановое число;

-сбалансировать процесс горения дизельного топлива;

-сглаживает жесткость и шумность работы двигателя,

-облегчает зимний пуск двигателя;

-снижает дымность отработавших газов.

Рекомендации по применению

Норма ввода присадки составляет от 50-200 ppm в зависимости от качества базового топлива и его способности к реагированию.

Рекомендуемые температуры при вовлечения присадки в топливо: температура присадки от +10°С до +35°С, температура топлива от +5°С до +35°С. При отсутствии предварительного подогрева присадки и топлива рекомендуется предварительно разбавить присадку в керосине или дизельном топливе в соотношении от 1:3 до 1:5. В этом случае раствор присадки можно вовлекать при отрицательных температурах.

Для равномерного распределения рекомендуем использовать специальные устройства. Необходимо обеспечить надлежащее перемешивание. Если партия продукта вводится непосредственно в емкость, необходимо обеспечить перемешивание/рециркуляцию, чтобы продукт полностью растворился в топливе.

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение
Внешний вид, цвет	Жидкость от бесцветного до бледно желтого цвета
Массовая доля активного вещества, %	99,3
Плотность при 20°С, кг./м. куб.	960-972
Содержание воды, %, не более	0,05
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	80
Кислотность (по HNO3), %, не более	0,003
Температура застывания, °С	минус 45

Многофункциональная присадка MAScom DPX

Описание

MAScom DPX многофункциональный пакет присадок для использования в дизельном топливе и других средних дистиллятах. Предотвращает образование отложений в форсунках и фильтрах в современных дизельных двигателях. Позволяет восстановить потерянную мощность, повысить топливную экономичность и снизить уровень выхлопа.

Кроме того, снижает или исключает образование черных сажеподобных отложений в дизельном топливе, которые образуются в результате термического разложения топлива.

Другие важные особенности MAScom DPX:

-не содержит хлора;

-предотвращает вспенивание дизельного топлива;

-препятствует образованию водо-топливных эмульсий;

-защита от коррозии;

-повышение стабильности топлива.

Рекомендации по применению

Рекомендованная норма ввода составляет 150-400ppm. Помимо обеспечения защиты от образования отложений, высокая дозировка присадки (250 ppm и более) способствует быстрой очистке от существующих отложений. Повышенные дозировки позволяют заметно улучшить потребительские характеристики, характерные для "чистого" двигателя.

Присадка может вводиться либо в концентрированном виде, либо в виде базового раствора с помощью насосов-дозаторов, эдукторной системы или порционным вводом.

MAScom DPX совместима с другими топливными присадками и конструкционными материалами двигателя и топливной системы.

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение
Внешний вид, цвет	Жидкость янтарного цвета
Плотность при 20°С, кг./м. куб.	910
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	63
Кинематическая вязкость при 40°С, мм2/с	4,5-5,0
Температура застывания, °С	минус 37

Катализатор горения MAScom UP D

Описание

MAScom UP D представляет комплексную присадку, состоящую из катализатора горения и моющей присадки, для использования в дизельном топливе и других средних дистиллятах.

Катализатор горения MAScom UP D:

-улучшает горение топлива, позволяет повысить КПД дизельного двигателя, восстановить потерянную мощность;

-значительно снижает токсичность отработанных газов (в ср. на 30%);

-предотвращает образование отложений в топливной системе двигателя;

-позволяет снизить расход топлива на 7-10%;

-снижает чувствительность двигателя к качеству дизельного топлива.

Рекомендации по применению

Рекомендованная норма ввода составляет 100 ppm (1 литр на 10 000 литров топлива).

Техническая спецификация

Наименование показателя	**Значение**
Внешний вид, цвет	Жидкость янтарного цвета
Плотность при 20°С, кг./м. куб.	870
Кинематическая вязкость при 40°С, мм^2/с, не более	3,2-3,5
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	44
Температура застывания, °С	минус 55

Депрессорная присадка MAScom UF-5300

Описание

Депрессорная присадка MAScom UF-5300 сочетает в себе депрессорную присадку, ингибитор АСПО и предназначена для применения в сырых нефтях и водо-нефтяных эмульсиях. Присадка улучшает реологические свойства высоковязких и высокопарафинистых нефтей, предотвращает образование АСПО на внутренних поверхностях трубопроводах и нефтепромысловом оборудовании, обладает высоким диспергирующим эффектом. Присадка растворима в органической фазе и водной фазе и может быть использован как в малообводненных, так и высокообводненных нефтях.

Основные свойства MAScom UF-5300:

-снижает температуру застывания нефти;

-снижает гидравлическое сопротивление при перекачке высокопарафинистой и высоковязкой нефти;

-снижает гидравлическое сопротивление при перекачке высокопарафинистой и высоковязкой нефти;

-не требует предварительного разогрева при работе в условиях низких температур.

Рекомендации по применению

Рекомендованная норма ввода присадки 150-500 ppm.

Допускается предварительно разбавлять присадку в топливе перед применением

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение
Внешний вид, цвет	Жидкость темно-желтого цвета
Плотность при 20°С, кг./м. куб.	920
Кинематическая вязкость при 20°С, мм2/с, не более	5,5
Зольность, %, не более	0,1
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	61
Температура застывания, °С	минус 25

Депрессорная присадка MAScom UF-5650

Описание

Депрессорная присадка для улучшения низкотемпературных свойств тяжелых и остаточных видов топлив. Присадка MAScom UF-5650 препятствует росту и объединению кристаллов парафинов и позволяет перекачивать остаточные топлива (вакуумный газойль, мазут) и нефть при температурах ниже их нормативных температур потери текучести. Применение присадки позволяет исключить разогрев продукта в ходе выгрузки из ж/д цистерн, ускорить скорость разгрузки и сохранить текучесть продукта в течение 30 суток и более.

Особенности применения:

Присадку следует вводить в откачиваемые потоки с использованием объемных насосов в точке перед устройством смешения. Введение

присадки должно происходить при температуре топлива по крайней мере на 20°С выше его температуры потери текучести.

Для хранения в наливных емкостях рекомендуется разбавлять

присадку средними дистиллятами или ароматическими растворителями.

Рекомендации по применению

Рекомендованная норма ввода присадки 200–1000 ppm.

Допускается предварительно разбавлять присадку в топливе перед применением.

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение
Внешний вид, цвет	Жидкость темно-желтого цвета
Плотность при 20°С, кг./м. куб.	880-890
Вязкость при 20°С, мм2/с, не более	180
Зольность, %, не более	0,01
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	42
Температура застывания, °С	5

Катализатор горения MAScom UP M

Описание

Катализатор горения MAScom UP M представляет собой комплексный катализатор горения с диспергатором асфальтенов и предназначен для применения в мазутах различных марок.

Катализатор горения MAScom UP M позволяет существенно повысить полноту и интенсивность сгорания топлив, снижает тем самым выброс в атмосферу твердых частиц, стабилизирует и рассеивает асфальтены. Позволяет использовать мазуты низкого качества и с повышенной обводненностью вне зависимости от типа и качества применяемого котельного оборудования.

Налие в составе диспергатора асфальтенов позволяет использовать (смешивать) топлива различного качества и углеводородного состава.

Рекомендации по применению

Рекомендованная норма ввода присадки 150-250 ppm.

Допускается предварительно разбавлять присадку в топливе перед применением.

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение
Внешний вид, цвет	Жидкость бордового цвета
Плотность при 20°С, кг./м. куб.	840
Вязкость при 20°С, мм2/с, не более	3,5-4,0
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	64
Температура застывания, °С	минус 35

Ингибиторы коррозии MAScom UC BF

Описание

Ингибиторы коррозии MAScom UC BF применяются в сырой нефти и мазутах различных марок и предназначены для борьбы с высокотемпературной и низкотемпературной коррозией при сжигании топлива. Содержит в своем составе магнийорганические соединения, полностью растворимые в углеводородных топливах.

Основные свойства ингибитора коррозии MAScom UC BF:

-защита от высокотемпературной коррозии. Удаляет существующие твердые отложения золы солей ванадия и натрия и предотвращает образование новых отложений;

-защита от низкотемпературной коррозии, вызванную конденсацией серной кислоты на поверхностях теплопередачи;

-снижает выбросы сажи;

-в результате уменьшения количества отложений и снижения температуры отходящего газа увеличивается КПД котла;

Рекомендации по применению

Рекомендованная норма ввода присадки 60-100 ppm.

Допускается предварительно разбавлять присадку в топливе перед применением.

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение
Внешний вид, цвет	Жидкость желтого цвета
Плотность при 20°С, кг./м. куб.	1360-1400
Вязкость при 40°С, мм2/с, не более	5,6
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	61
Температура застывания, °С	минус 25

Диспергаторы и стабилизаторы асфальтенов MAScom US MDS

Описание

Диспергаторы и стабилизаторы асфальтеновMAScomUS MDS предназначены для использования в сырой нефти и мазутах различных марок.

Основные свойства диспергаторов асфальтенов MAScom US MDS:

-стабилизирует и диспергирует асфальтены в сырой нефти и тяжелых топливах;

-стабилизирует тяжелые топливные компоненты и смеси тяжелых топлив. Позволяет смешивать топлива различного углеводородного состава;

-возвращает тяжелые остатки топлива из отложений, которые ранее относились к отходам;

-при повышенных дозировках диспергирует отложения и позволяет очистить уже существующие отложения;

Рекомендации по применению

Рекомендованная норма ввода присадки 100-150 ppm.

Допускается предварительно разбавлять присадку в топливе перед применением.

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение
Внешний вид, цвет	Жидкость бордового цвета
Плотность при 20°С, кг./м. куб.	840-860
Вязкость при 40°С, мм2/с, не более	3,5-4,6
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	61
Температура застывания, °С	минус 28

Депрессорная присадка MAScom UF-5000

Описание

Депрессорные присадки MAScom UF-5000 предназначены для понижения температуры застывания сырой нефти и мазута. Активные компоненты присадки адсорбируются на возникающих из раствора кристаллах парафина и препятствуют образованию плотной кристаллической решетки. Вследствие этого дальнейший рост кристаллов парафина затрудняется, уменьшается их способность к агрегации и образованию отложений, тем самым снижая температуру застывания и вязкость нефти.

Рекомендации по применению

Типовая норма ввода присадки составляет 500 -2000 ppm (0,05-0,2%), при этом температура застывания нефти (мазута) снижается на 18-22°С.

Рекомендуемые температуры при вовлечения присадки: температура присадки от +5°С до +35°С, температура нефти или мазута от +15°С и выше. Для лучшей смешиваемости с продуктом рекомендуется разбавление присадки в керосине, дизельном топливе или ароматических фракциях (соотношение от 1:1 до 1:3).

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение
Внешний вид, цвет	Жидкость бледно-желтого цвета
Плотность при 20°С, кг./м. куб.	910
Вязкость при 40°С, мм2/с, не более	55
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	80
Температура застывания, °С	минус 5

Депрессорная присадка MAScom UF-5100

Описание

Депрессорная присадка MAScom UF-5100 сочетает в себе депрессорную присадку, ингибитор АСПО и модификатор вязкости и предназначен для применения в сырых нефтях и водо-нефтяных эмульсиях. Реагент улучшает реологические свойства высоковязких и высокопарафинистых нефтей, предотвращает образование АСПО на внутренних поверхностях трубопроводах и нефтепромысловом оборудовании, обладает высоким диспергирующим эффектом. Реагент растворим в органической фазе и водной фазе и может быть использован как в малообводненных, так и высокообводненных нефтях.

Присадка представляет собой композицию полимеров и поверхностно-активных веществ различного строения в органическом растворителе.

Рекомендации по применению

Типовая норма ввода присадки составляет 50-500 ppm, при этом температура застывания нефти (мазута) снижается на 18-22°С

Рекомендуемые температуры при вовлечения присадки: температура присадки от +5°С до +35°С, температура нефти или мазута от +15°С и выше. Для лучшей смешиваемости с продуктом рекомендуется разбавление присадки в керосине, дизельном топливе или ароматических фракциях (соотношение от 1:1 до 1:3).

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение
Внешний вид, цвет	Жидкость коричневого цвета
Плотность при 20°С, кг./м. куб.	920-940
Вязкость при 40°С, мм2/с, не более	45
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	68
Температура застывания, °С	минус 20

Диспергатор асфальтенов MAScom US RDS

Описание

Диспергаторы и стабилизаторы асфальтенов MAScom US RDS предназначены для обработки сырой нефти и тяжелых нефтяных топлив.

Основные свойства MAScom US RDS:

-предотвращает седиментацию асфальтенов;

-позволяет смешивать нефть или тяжелые нефтяные остатки различного углеводородного состава без потери стабильности при хранении и обращении;

-стабилизирует разбавленные и состаренные нефтяные остатки.

Рекомендации по применению

Рекомендованная норма ввода присадки 100-120 ppm.

Допускается предварительно разбавлять присадку в топливе перед применением.

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение
Внешний вид, цвет	Жидкость коричневого цвета
Плотность при 20°С, кг./м. куб.	940-960
Вязкость при 40°С, мм2/с, не более	54
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	64
Температура застывания, °С	минус 25

Ингибиторы АСПО MAScom US VTA

Описание

Ингибитор АСПО MAScom US VTA предотвращает образование асфальтосмолистых и парафиновых отложений (АСПО) в нефтепромысловом оборудовании, в трубопроводах систем добычи, сбора и транспорта нефти. Является эффективным модификатором вязкости и депрессором: снижает вязкость и температуру застывания высокопарафинистых нефтей.

Основные свойства:

-снижает температуру застывания нефти;

-увеличивает пропускную способность трубопроводов;

-поддерживает рабочее давление при постоянном дозировании;

-не содержит хлорорганических соединений;

-не влияет на качество продуктов нефтепереработки.

Рекомендации по применению

Рекомендуемая норма ввода присадки составляет от 35-100 ppm –для сырой нефти, 50-300 ppm –для мазута.

Mascom US VTAвводится непосредственно в линию посредством насоса-дозатора и дозирующей линии.

Ввиду различного состава и содержания асфальтенов, парафинов, смолистых фракций в нефти и остаточных топливах состав реагента MAScom US VTA может быть скорректирован под конкретный продукт Заказчика для его максимальной эффективности при минимальных дозировках.

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение
Внешний вид, цвет	Жидкость бледно-желтого цвета
Плотность при 20°С, кг./м. куб.	880-900
Вязкость при 20°С, мм2/с, не более	12
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	64
Температура застывания, °С	минус 45

Противотурбулентная присадка MAScom TOR

Описание

Предназначена для снижения гидравлического сопротивления при прокачке нефти или нефтепродуктов по транспортирующим трубопроводам.

При вводе в поток присадка сольватирует и группируется в длинные линейные молекулы, что сокращает образование микротурбулетности, тем самым снижая общие потери давления в трубопроводах. Полимер остается активным на прямолинейных участках и разрушается (теряет эффективность) насосами высокого давления.

Присадка не оказывает влияния на другие реагенты: ингибиторы коррозии, ингибиторы солеотложений, деэмульгаторы. Может использоваться как в сырой нефти, так и в нефтепродуктах.

Рекомендации по применению

Рекомендуемая норма ввода присадки составляет от 3-10 ppm –для сырой нефти, 10-15 ppm – для дизельного топлива.

MAScom TOR вводится непосредственно в линию посредством насоса-дозатора и дозирующей линии.

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение
Внешний вид, цвет	Жидкость бледно-желтого цвета
Плотность при 20°С, кг./м. куб.	880-900
Вязкость при 20°С, мм2/с, не более	120
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	61
Температура застывания, °С	минус 10

Противотурбулентная присадка MAScom STR

Описание

Противотурбулентная присадка MAScom STR предназначена для увеличения пропусконой способности (улучшения текучести), а также снижения температуры застывания парафинистых нефтей при перекачке по транспортирующим трубопроводам. Может использоваться как в сырой нефти, так и в нефтепродуктах.

Представляет собой композицию органических растворителей, полимеров и поверхностно-активных веществ различной химической природы. Присадка растворима как в органической, так и водной фазе.

Основные свойства:

-позволяет увеличить пропускную способность трубопроводов;

-может применяться как для нефти, так и для дизельного топлива и бензина;

-не влияет на коррозию трубопроводов;

-не оказывает влияния на коррозию трубопроводов и оборудования;

-не содержит металлов, аммиака, серы, хлора или воды.

Рекомендации по применению

Рекомендуемая норма ввода присадки составляет 20-50 ppm –для сырой нефти, 10-25 ppm – для нефтепродуктов.

MAScom STR вводится непосредственно в линию посредством насоса-дозатора и дозирующей линии.

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение
Внешний вид, цвет	Жидкость бледно-желтого цвета
Плотность при 20°С, кг./м. куб.	900
Вязкость при 40°С, мм2/с, не более	52
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	64
Температура застывания, °С	минус 15

Ингибитор коррозии MAScom UC V-415

Описание

Ингибитор коррозии MAScom UC V-415 предназначен для антикоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования и трубопроводов систем сбора, транспорта и подготовки нефти от сероводородной и углекислотной коррозии.

Защищает нефтегазопромысловое оборудование от общей и локальной коррозии, а также от коррозионного растрескивания под напряжением, обладает бактерицидными свойствами.

Представляет собой композицию производных 2-алкиламидозолинов и четвертичных аммониевых соединений в углеводородном растворителе.

Основные свойства:

-не содержит хлорорганические соединения;

-высокая устойчивость пленки против коррозии;

-не оказывает влияние на продукты нефтепереработки;

-малотоксичное вещество IV класса опасности.

Рекомендации по применению

Норма ввода составляет 25-45 ppm.

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение
Внешний вид, цвет	Светло-коричневая жидкость, не содержащая механических примесей
Плотность при 20°С, кг./м. куб.	940-950
Вязкость при 20°С, мм2/с, не более	25
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	63
Температура застывания, °С	минус 54
Защитный эффект, %, не менее	92

Ингибитор коррозии MAScom UC V-418

Описание

Предназначен для защиты от коррозии обсадных колонн добывающих скважин, выкидных линий, нефтесборных коллекторов и в системах нефтесбора, а также на предприятиях первичной переработки нефти, газа, газового конденсата.

Защищает нефтегазопромысловое оборудование от общей и локальной коррозии, а также от наводороживания и коррозионного растрескивания под напряжением, обладает бактерицидными свойствами.

Представляет собой композицию производных 1,2-алкиламидозолинов в углеводородном растворителе.

Рекомендации по применению

Норма ввода составляет 15-45 ppm.

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение
Внешний вид, цвет	Светло-коричневая жидкость, не содержащая механических примесей
Плотность при 20°С, кг./м. куб.	850
Вязкость при 20°С, мм2/с, не более	80
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	64
Температура застывания, °С	минус 50
Защитный эффект, %, не менее	92

Ингибитор коррозии MAScom UC R-437

Описание

Предназначен для защиты оборудования на предприятиях первичной переработки нефти, газа, газового конденсата. Ингибитор обеспечивает защиту конденсационно-холодильного оборудования и верхней части колонн.

Представляет собой композицию производных 1,2-алкиламидозолинов и четвертичных аммониевых соединений в углеводородном растворителе.

Основные свойства:

-не содержит хлорорганические соединения;

-высокая устойчивость пленки против коррозии;

-не оказывает влияние на продукты нефтепереработки;

-малотоксичное вещество IV класса опасности.

Рекомендации по применению

Норма ввода составляет 10-25 ppm.

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение
Внешний вид, цвет	Коричневая жидкость
Плотность при 20°С, кг./м. куб.	850-880
Вязкость при 20°С, мм2/с, не более	100
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	61
Температура застывания, °С	минус 55
Защитный эффект, %, не менее	92

Ингибитор коррозии MAScom UC RS-457

Описание

Предназначены для снижения содержания кислых компонентов в нефти и нефтепродуктах, а также в газовых и водных средах.

Может быть использован как при атмосферной ректификации в процессах первичной переработки нефти, газа, так и в процессах каталитического риформинга и висбрекинга. Применяется совместно с ингибитором коррозии.

Основные свойства:

-не оказывает влияние на продукты нефтепереработки;

-продукты нейтрализации растворимы в воде, что решает проблему образования отложений;

-малотоксичное вещество IV класса опасности.

Рекомендации по применению

Норма ввода составляет 10-15 ppm.

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение
Внешний вид, цвет	Коричневая жидкость
Плотность при 20°С, кг./м. куб.	870-910
Вязкость при 20°С, мм2/с, не более	12-15
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	61
Температура застывания, °С	минус 45

Ингибиторы солеоотложений MAScom UM VF

Описание

Используются для предотвращения образований карбонатных и сульфатных отложений минеральных солей в подземном оборудовании скважин, системах подготовки нефти и воды и теплоэнергетическом оборудовании.

В зависимости от функционального назначения и физико-химических свойств обрабатываемых сред выпускаются следующих марок:

-MAScom UM VF X-01;

-MAScom UM VFX-02.

Рекомендации по применению

Ингибиторы солеотложений MAScom UM VF не оказывают негативного влияния на процессы добычи, подготовки и переработки нефти. Эффективны даже в условиях высокой минерализации попутно добываемых вод.

Марку ингибитора солеотложений необходимо подбирать индивидуально в зависимости от состава пластовых вод. Необходимо учесть, что наличие даже небольшого количества солей бария требует применения специальных ингибиторов.

При выборе реагента также имеет значение температурный режим участка, где будет применяться ингибитор.

Типовая норма ввода ингибитора составляет 10-30 ppm.

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение	
	X-01	**X-02**
Внешний вид, цвет	Жидкость желтого цвета	
Массовая доля активного вещества, %	35	45
Плотность при 20°С, кг./м. куб.	870-885	
Вязкость при 20°С, мм2/с, не более	50	150
Температура застывания, °С	минус 45	минус 40

Деэмульгаторы MAScom UD V

Описание

Деэмульгаторы MAScom UD Vпредназначены для разрушения водо-нефтяных эмульсий в системах сбора, транспорта нефти, на установках подготовки нефти, а также водо-мазутных топливах и тяжелых газойлях.

В зависимости от функционального назначения и физико-химических свойств обрабатываемых сред выпускаются следующих марок:

-MAScom UDV-01 -для разрушения малоустойчивых эмульсий и легких парафинистых нефтей;

-MAScom UD V-02 -для разрушения эмульсий средней устойчивости;

-MAScom UD V-03 -для разрушения устойчивых эмульсий, тяжелых остатков нефтей и отходов добычи и подготовки нефти.

Рекомендации по применению

Дозировка деэмульгаторов MAScom UDVв зависимости от обрабатываемой среды составляет 50-150 ppm.

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение
Внешний вид, цвет	Однородная светло-коричневая жидкость
Плотность при 20°С, кг./м. куб.	920-980
Вязкость при 20°С, мм2/с, не более	15
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	62
Температура застывания, °С	минус 50

Деэмульгаторы MAScom UD RS

Описание

ДеэмульгаторыMAScom UD RS предназначены для обезвоживания и обессоливания на установках первичной подготовки нефти, а также обезвоживания нефти на промыслах со степенью обводненности до 15%.

Рекомендации по применению

При типовых дозировках 15-20 ppm для нефти на промыслах или пунктах подготовки с обводненностью 10-15% степень обезвоживания достигает 70-75%. Дозировка для нефти на установках ЭЛОУ-АВТ составляет 5-8 ppm, при этом остаточное содержание воды не более 0,1%.

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение
Внешний вид, цвет	Прозрачная жидкость соломенного цвета
Плотность при 20°С, кг./м. куб.	900-910
Вязкость при 20°С, мм^2/с, не более	40
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	64
Температура застывания, °С	минус 45

Деэмульгаторы MAScom UD XTA

Описание

Деэмульгаторы MAScom UD XTA предназначены для глубокого обезвоживания и обессоливания на пунктах подготовки нефти и установках первичной подготовки нефти. Представляют собой раствор оксиэтилированных синтетических жирных кислот фракции С18-С26 и функциональных ПАВ в углеводородном растворителе.

Рекомендации по применению

Типовые дозировки 20-25 ppm при применении на промыслах и 3-5 ppm на установках первичной переработки нефти.

Техническая спецификация

Наименование показателя	Значение
Внешний вид, цвет	Жидкость желтого цвета
Плотность при 20°С, кг/м куб.	960-990
Вязкость при 20°С, мм 2/с, не более	60
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	76
Температура застывания, °С	минус 45

12.4 Высокоэффективный природный нефтесорбент TAZA

Альжанов Б. А. зам. генерального директора ТОО «Семсер-Өрт сөндіруші»,
Горовых О. Г. к. т. н., проф. кафедры специальной подготовки филиала «Института переподготовки и повышения квалификации» Университета граждаской защиты МЧС Беларуси
+7 /7172/ 68 98 18, e-mail: info@mascom.kz

Предложен и описан высокоэффективный природный нефтесорбент «Чистая Родина» – «TAZA», изготовленный на основе пуха початков рогоза. Исследованы эксплуатационные свойства сорбента «Чистая Родина», построены диаграммы сорбционной емкости сорбента и возможностей к регенерации. Приведена сорбционная емкость «Чистая Родина» при различных углеводородах в морской воде и его основные эксплуатационные свойства. Описана технология ликвидации нефтяных загрязнений на водной поверхности с использованием сорбента «Чистая Родина». Приведены этапы и операции при проведении ЛАРН. Описана технология изготовления сорбента и технология ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов. Даны эксплуатационные прогнозы использования сорбента.

A high-performance natural oil sorbent “Chistaya Rodina” — “TAZA”, made on the basis of fluff of cattail ears, is proposed and described. The operational properties of the sorbent “Pure Homeland” were investigated, diagrams of the sorption capacity of the sorbent and the possibilities for regeneration were constructed. The sorption capacity “Pure Homeland” for various hydrocarbons in sea water and its main operational properties are given. The technology of elimination of oil pollution on the water surface using the sorbent "Clean Homeland" is described. The stages and operations during OSR are given. The technology of manufacturing the sorbent and the technology for eliminating oil spills and oil products are described. Operational forecasts for the use of the sorbent are given.

Актуальность

В связи с развитием активной фазы разведки и добычи нефти в казахстанском секторе Каспийского моря, вопросы обеспечения экологической безопасности приобретают особую актуальность.

В мелководном Северном Каспии достаточно одного серьезного разлива нефти, чтобы нанести фатальный удар по стаду и гнездовым птиц, если не применить эффективных мер по ликвидации разливов нефти.

1 т нефти загрязняют 12 км^2 водной поверхности (установлено аэрокосмической фотосъемкой).

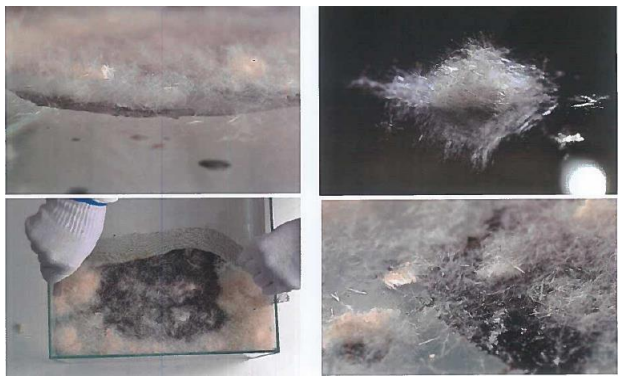
1 т мазута в течение 6-7 суток растекается и покрывает поверхность около 20 км^2.

Основные задачи при ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов

- провести аварийные мероприятия в минимальные сроки;
- эффективно (полностью собрать разлившийся продукт);
- работы должны быть выполнены с наименьшими экономическими затратами;
- минимальные последствия для окружающей среды.

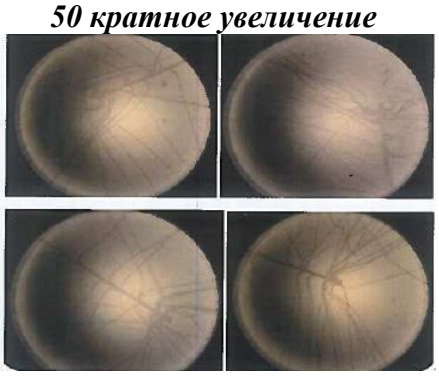
Есть природный сорбент

«Чистая Родина» — сорбент изготовленный на основе пуха початков рогоза. Рогоз широко прорастает в Казахстане, сравнительно дешев и доступен, является экологически чистым и легко утилизируемым материалом.



Фотоснимки отдельных волокон сорбента, сделанные на микроскопе МЕТАМ ЛВ-32

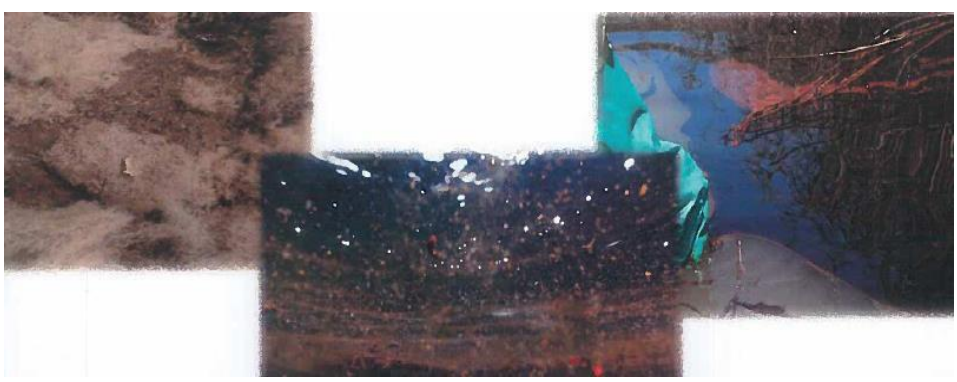
50 кратное увеличение



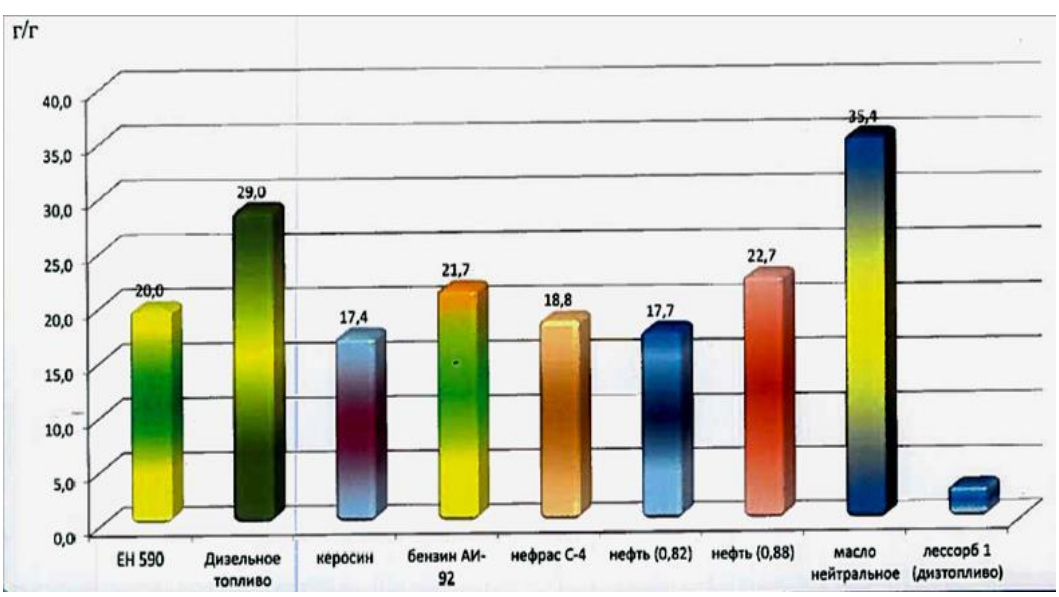
Удельная поверхность составляет: 1 м^2/1 г

Эксплуатационные свойства сорбента «Чистая Родина»

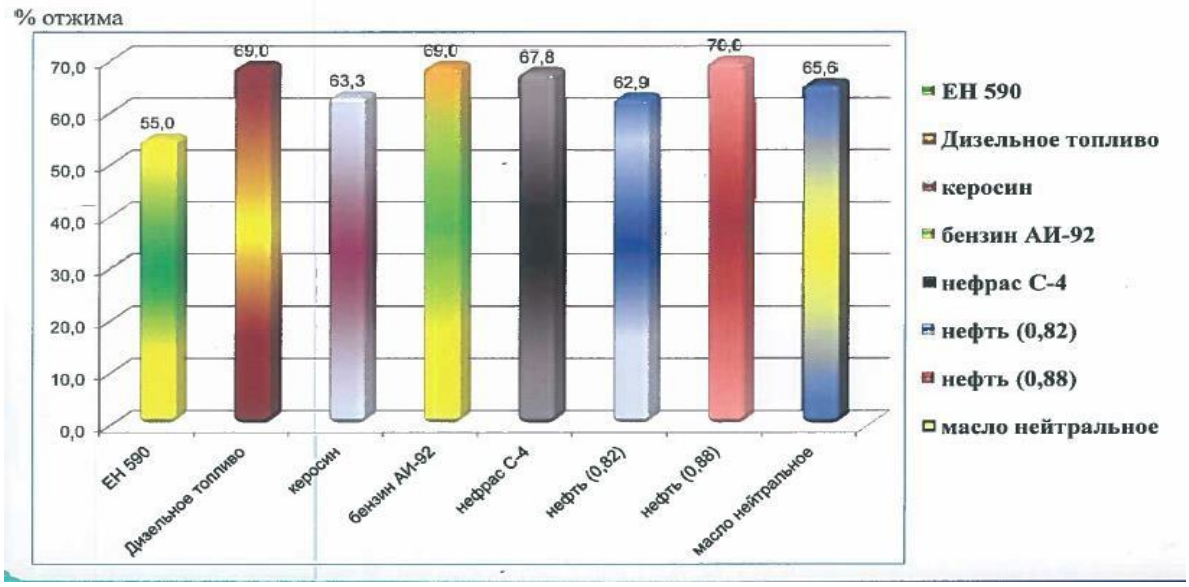
Сорбент нефти и нефтепродуктов обеспечивающий сбор разливов с водной поверхности пленой любой толщины, ***от нескольких мм до 0,4 мкм***.



Сорбционная емкость сорбента «Чистая Родина»



Возможность к регенерации



Сорбционная емкость «Чистая Родина» при различных углеводородах в морской воде (динамические условия)

Нефтепродукт	Сорбционная емкость, G_{iN}, г/г	Средняя нефтеемкость, G_N, г/г	Количество отжимаемого нефтепродукта, %	Количество отжимаемого нефтепродукта, ср. %
Е-590	17,3	20,2	62,1	62,6
	20,0		64,7	
	23,2		61,0	
Е-590	12,5	12,62	46,3	48,7
	13,9		54,4	
	11,4		45,5	
Е-590*	16,8	18,2	53,6	58,9
	19,0		61	
	18,8		62	
Нефрас С-4	17,5	19,2	53	54
	19,7		54	
	20,5		55	
	19,2		54	

Основные эксплуатационные свойства нефтяного сорбента «Чистая Родина»

Плавучесть – более 100 дней;
Стоимость сорбента – 2,23 долл./кг;
Токсичность – экологически безвреден;
Диапазон рабочих температур – от минусовых до плюсовых;
Возможность регенерации методом отжима – до 50 отжима;
Гидрофобность водопоглашение за 100 суток – не более 0,05%;
Сорбционная емкость – до 30 кг/кг;
Время полного насыщения сорбента – не более 6 секунд;

Технологичность при использовании разработанного устройства – обеспечивается полный сбор отработавшего сорбента;

Возможность полной очистки акватории от нефти и нефтепродуктов даже при наличии пленки толщиной 0,4–0,74 мкм – путем трехкратного нанесения сорбента с промежуточным полным сбором отработавшего сорбента.

Себестоимость

1 кг волосков околоцветника початков рогоза, используемого в качестве природного сорбента нефти и нефтепродуктов равна 848 тенге/кг;

Стоимость абсорбента «Пеопурм», производимого в Беларуси доходить до 11 485 тенге/кг;

Природные нефтесорбенты имеют стоимость от 6 848 тенге/кг.

Технология ликвидации нефтяных загрязнений на водной поверхности с использованием сорбента «Чистая Родина»

Этапы и операции при проведении ЛАРН

Подготовительный этап;

Основной этап;

Заключительный этап.

Подготовительный этап

Технология изготовления сорбента

1. Подготовка площадки и посев рогоза
2. Сбор початков рогоза (ручной или механизированный способ)
3. Сушка початков до распускания початков
4. Отделение ВОПР от растительной части
5. Обработка интоксицидом
6. Упаковка под вакуумом
7. Хранение в упакованном виде
8. Доставка к месту потребления

1. Подготовка площадки и посев рогоза

Биопруд с посадкой рогоза (одновременная очистка сточных вод в объеме соответствующем размеру биопруда)

Возможно создание ботанических площадок или биоплат

2. Сбор початков рогоза

Ручной способ

Механизированный способ

Жатка, необходимой ширины, навешивается на комбайн

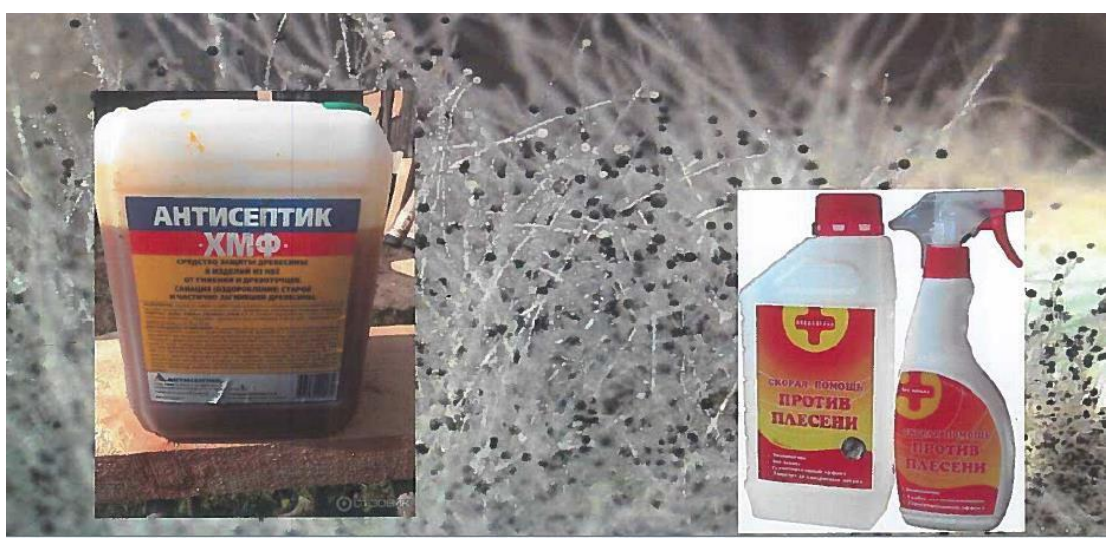
3. Сушка початков до их распускания

Вакуумная сушилка

Барабанная сушилка

4. Отделение ВОПР от сердцевины

5. Обработка интоксицидом (против плесневых грибков)



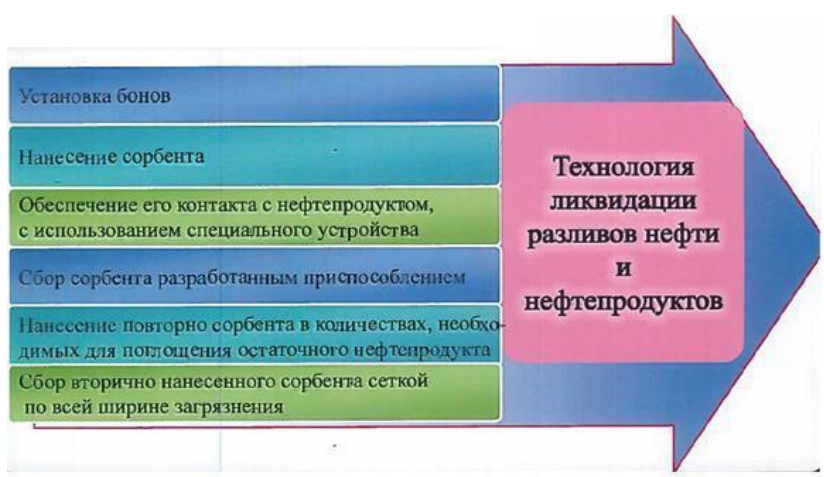
6. Упаковка под вакуумом

7. Хранение в упакованном виде

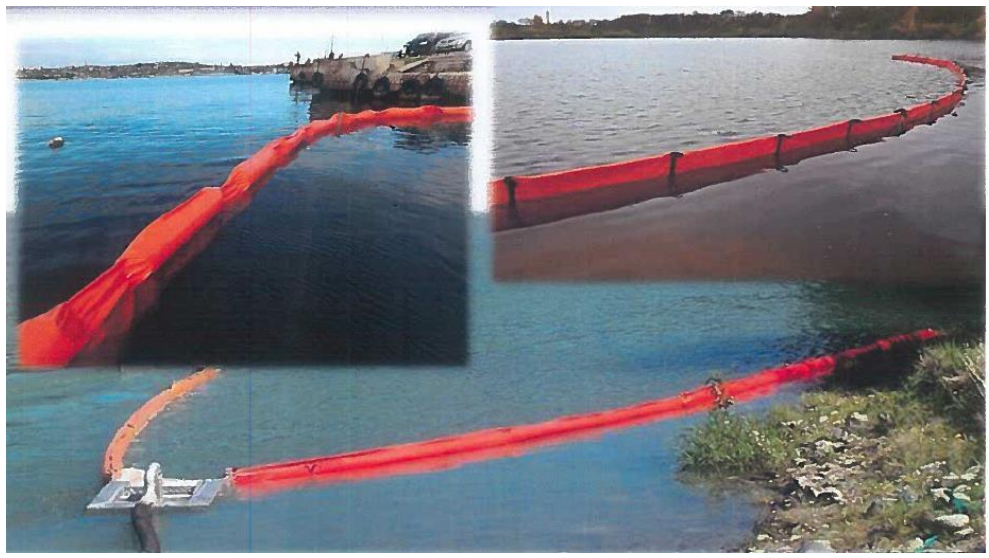
8. Доставка к месту потребления

Технология ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов

Установка бонов
Нанесение сорбента
Обеспечение его контакта с нефтепродуктом, с использованием специального устройства
Сбор сорбента разрабонным приспособлением
Нанесение повторно сорбента в кольчествах, необходимых для поглощения остаточного нефтепродукта
Сбор вторично нанесенного сорбента сеткой по всей ширине загрязнения

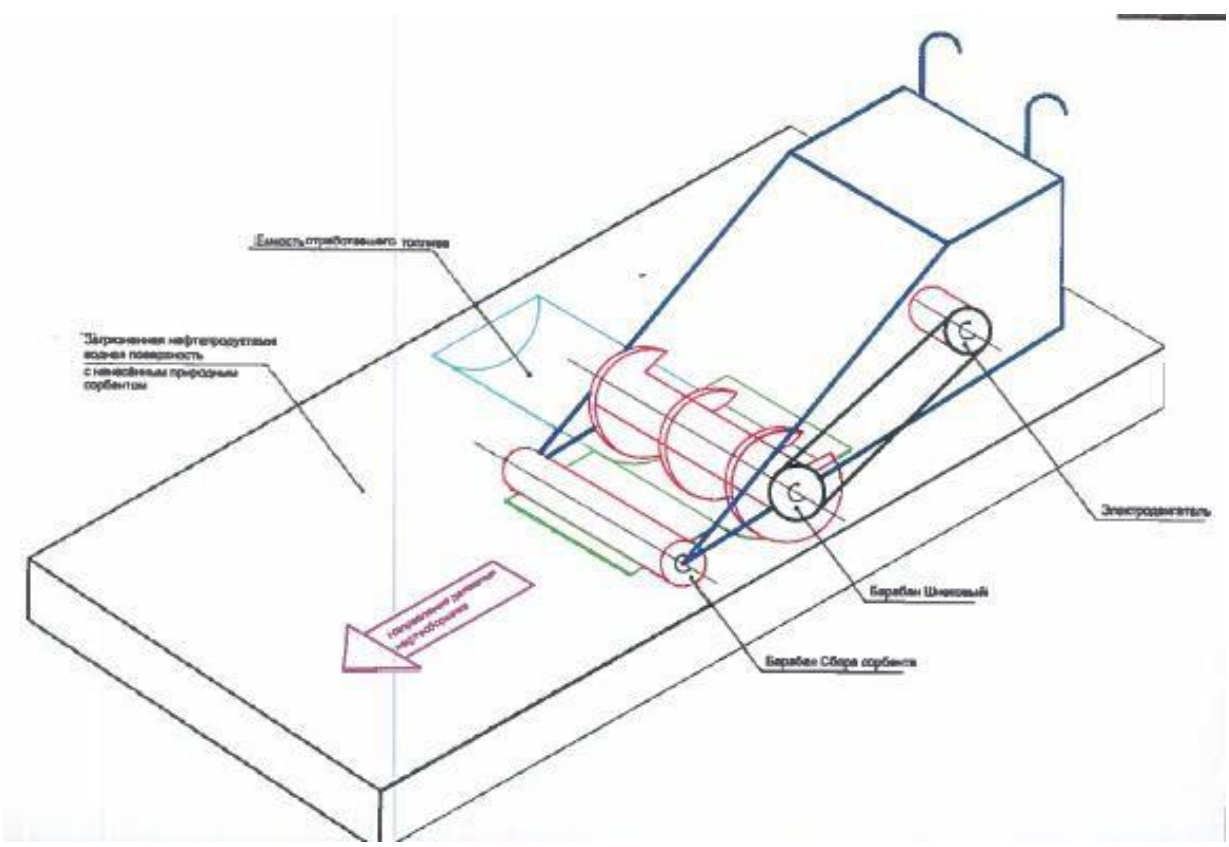


Установка бонов



Нанесение сорбента

Адгезионный барабанный сборник отработавшего сорбента на основе ВОПР



Сбор нанесенного сорбента сеткой по всей ширине загрязнения

1. Окончательный сбор сорбента с водной поверхности
2. Контроль качества водной поверхности
3. Регенерация сорбента с использованием центрифуги
4. Упаковка отработавшего сорбента
5. Отправка ОС к месту изготовления товарной продукции
6. Контроль качества собранного УВ
7. Складирование собранных УВ

Утилизация отработавшего сорбента

1. Возврат на биополя в количествах, возможных для проведения агротехники
2. Изготовление гидроупорного слоя на полигонах ТБО
3. Выжигание
4. Извлечение всего нефтепродукта на специальных устройствах с обработкой отработавшего сорбента острым паром

Эксплуатационные прогнозы использования сорбента

Масса разлива нефти, кг	Масса сорбента, кг	Количество отжимов, разы	Масса отхода, кг	Масса продукта, кг
1000	70	2	140	930
2000	60	4	120	1800
3000	50	6	100	2800
4000	50	8	100	3670
5000	50	10	100	4450

*

13. ПРОИЗВОДСТВО СИНТЕТИЧЕСКОГО КАУЧУКА, ПРИМЕНЕНИЕ БПЛА И СИСТЕМА МОНИТОРИНГА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

13.1 Завод по производству синтетического каучука IT&M торговой марки MISOT-FLEX

Ж. Т. Муртаза зам. генерального директора по стратегическому развитию ТОО «Техсоюз KZ»
export@misot-flex.kz, sales@misot-flex.kz, +7(727)3528977

Приведена информация об истории и деятельности компании «IT&M», завода по производству трубчатой и рулонной изоляции. Описано высокоэффективное решение в области технической изоляции на основе синтетического вспененного каучука, производства продукции MISOT-FLEX. Приведены основные параметры продукции Misot-Flex Standart и Misot-Flex HT (High Temperature). Показана область применения продукции Misot-Flex, рассмотрены их преимущества. Рассмотрены преимущества применения продукции в нефтехимической промышленности. Приведены технические характеристики вспененного каучука. Описан on-line калькулятор, позволяющий произвести подбор и расчет толщины изоляционного материала в зависимости от различных параметров и стоящих задач и виды поставляемой продукции.

Provides information about the history and activities of the company "IT&M", a plant for the production of tubular and roll insulation. Described is a highly effective solution in the field of technical insulation based on synthetic foam rubber, manufactured by MISOT-FLEX. The main parameters of Misot-Flex Standard and Misot-Flex NT (High Temperature) products are given. The area of application of Misot-Flex products is shown, their advantages are considered. The advantages of using products in the petrochemical industry are considered. The technical characteristics of the foamed rubber are given. An on-line calculator is described that allows you to select and calculate the thickness of an insulating material depending on various parameters and tasks and types of products supplied.

История компании

1989 год — основание компании ТОО «IT&M», разработка стратегии, миссии и философии компании, определение основных направлений развития.

2007 год — начато строительство завода по производству вспененного синтетического каучука под брендом «Misot-Flex» в г.Алматы, Республика Казахстан.

2012 год – запуск завода в тестовом режиме, производство первой партии синтетического каучука, проведение сертификационных испытаний продукции.

2013 год — налажен полный безостановочный цикл производства и изготовление всего ассортимента продукции, развитие дилерской сети в Республике Казахстан.

2014 год – выход бренда «Misot-Flex» на рынок России. Заключен Дилерский договор с ООО «Торговый дом «Эковер» и ООО «Термокомплект». Началась отгрузка продукции.

О заводе

Завод расположен в г. Алматы, Республика Казахстан;
Общее количество сотрудников — свыше 80 человек;
Территория завода более 4-х гектар;
Площадь производственных помещений — 8000м^2;
На территории завода оборудован складской комплекс;
Удобные подъездные пути для автомобильного и железнодорожного транспорта;

Рынки сбыта:

Казахстан, Россия, Узбекистан, Киргизия, Азербайджан, Грузия, Туркмения, Монголия, Таджикистан.

Производительность завода

16 000 000 пог. метров в год – Трубчатая изоляция
5 000 000 м^2 в год — Рулонная изоляция
3 000 000 кг в год — Переработка сырья
100 000 м^3 в год — Готовая продукция

Преимущества завода

- Современная европейская технологическая линия производства Германия –Италия;
- Поставка экологически чистого сырья эксклюзивно только от Европейских и Азиатских поставщиков;
- Разработка формул продукции специалистами европейских производителей из Италии и Германии, имеющих многолетний опыт производства;
- Наличие складских запасов готовой продукции;
- Гибкий график производства продукции;
- Соответствие продукции Казахским, Европейским и Российским нормам и требованиям.

Высокоэффективное решение в области технической изоляции на основе синтетического вспененного каучука

MISOT-FLEX на протяжении долгого времени сохраняет свойства эластомерной изоляции в сочетании с высоким сопротивлением диффузии водяного пара (7000 по ГОСТ19177) и низкой теплопроводности (0.036Вт/мК. ГОСТ19177).

При изготовлении изоляционных материалов применяют огнегасящие добавки, позволяющие останавливать процесс горения в широком диапазоне температур, обеспечивая при этом низкую токсичность продуктов горения согласно ГОСТ 30244.

MISOT-FLEX изготавливается по СТ102893-1910-ТОО-01-2012 из вспененного каучука на основе бутадиен-нитрилакрилового каучука с различными добавками путем экструзии (нагревается до 2500С) с последующейвулканизацией и вспениванием.

Изделия из вспененного каучука – это современные эффективные теплоизоляционные материалы с высокими теплофизическими и эксплуатационными характеристиками.

Изделия «Misot-Flex» характеризуются низким значением коэффициента теплопроводности, закрытой пористостью, водонепроницаемостью и предназначены для тепловой изоляции поверхностей с температурой от -70°С до +150°С.

Производство MISOT-FLEX

Для производства изделий «Misot-Flex» применяются композиции на основе бутадиен-нитрилакрилового синтетического каучука с добавлением вспенивающего агента, пластификаторов, ускорителей, наполнителей и антипиренов.

Производится методом экструдирования (вспенивания). В процессе вулканизации образуется закрытая ячеистая структура, которая обуславливает высокие технические свойства материала.

MISOT-FLEX standart

Misot-Flex Standart – универсальный теплоизоляционный материал на основе синтетического вспененного каучука с закрытыми порами. Используется для изоляции и защиты трубопровода, воздуховодов, запорной арматуры, емкостного оборудования.

Параметры:	Значения:	
Температура применения, °С	от -200 до +105	
Коэффициент теплопроводности, Вт/м*К	при -20°С	0,034
	при 0°С	0,036
	при+20°С	0,038
Коэффициент сопротивления диффузии водяного пара, μ	≥ 7000	
Плотность, кг/м3	40-65	
Прочность при разрыве, МПа	0,06	
Удлинение при разрыве, %	49,5	
Степень горючести	Г1 (ГОСТ 30244-94)	
Степень воспламеняемости	В2 (ГОСТ Р 30402-96)	
Степень распространения пламени	РП2 (ГОСТ51032-97)	
Показатель кислотности (pH)	нейтральный	
Экологическая безопасность, биологическая стойкость	не содержит асбеста, CFC-HCFC	
Запах	нейтральный	
Влияние на здоровье	не выделяет пыли и волокна	
Срок службы	25 лет	
Покрытия	ALU, PVC	

MISOT-FLEX HT

Misot-Flex HT (High Temperature) — высокотемпературный теплоизоляционный материал на основе синтетического вспененного каучука с закрытыми порами. Используется для изоляции и защиты трубопроводов парового и котельного оборудования, систем горячего водоснабжения и отопления, емкостей с горячей водой.

Параметры:	Значения:	
Температура применения, °С	от -200 до +150	
Коэффициент теплопроводности, Вт/м*К	при -20°С	0,034
	при 0°С	0,036
	при+20°С	0,038
Коэффициент сопротивления диффузии водяного пара, μ	≥ 7000	
Плотность, кг/м3	40-65	
Прочность при разрыве, МПа	0,06	
Удлинение при разрыве, %	49,5	
Степень горючести	Г1 (ГОСТ 30244-94)	
Степень воспламеняемости	В2 (ГОСТ Р 30402-96)	
Степень распространения пламени	РП2 (ГОСТ51032-97)	
Показатель кислотности (pH)	нейтральный	
Экологическая безопасность, биологическая стойкость	не содержит асбеста, CFC-HCFC	
Запах	нейтральный	
Влияние на здоровье	не выделяет пыли и волокна	
Срок службы	25 лет	
Покрытия	ALU, PVC	

Параметры готовой продукции

Рулонная изоляция:
Обозначение: ST-RL, ST-RL/SA, ST-RL/ALU, ST-RL/ALU-SA
Ширина рулона 1 метр
Толщина 6, 10, 13, 16, 19, 25, 32, 40, 50 мм
Клеящий слой
Алюминиевое покрытие.

Трубная изоляция:
Обозначение: ST-TB
Длина трубки 2 метра
Внутренний диаметр от 6 до 160 мм
Толщина изоляции 6, 9, 13, 19, 25, 32 мм

Область применения продукции Misot-Flex

Технологические трубопроводы
С положительными и отрицательными температурами
ЖКХ
Трубопроводы отопления, водоснабжения, санитарные системы
Воздуховоды
Вентиляционные каналы, системы кондиционирования
Резервуары
Технологические и складские резервуары
Высокотемпературные инженерные системы
Паропроводы низкого давления до +150°С, солнечные электростанции
Низкотемпературные инженерные системы
Холодильные системы, криогенные системы, промышленный холод
Транспорт
Судостроение, ж/д транспорт, метро и авиастроение
Суровые климатические условия

Температура применения до — 200°С
Нефтехимическая промышленность
Трубопроводы для транспортировки нефтепродуктов и резервуары

Технические преимущества

Быстрая и удобная установка;
Низкая трудоемкость монтажа;
Возможность установки в труднодоступных местах;
Материал гибкий и эластичный;
Для монтажа необходим минимум материалов;
Простое изготовление фасонных деталей;
Возможность установки на конструкции сложного профиля;
Превосходная адгезия клея;
Отсутствие технологической усадки материала.

Низкая теплопроводность
λ (Вт/м·К) 0,036
Достигается благодаря закрытой и ячеистой структуре материала

При изготовлении применяется целый комплекс антипиренов
Пожарная безопасность Г1,В2 (s3, d0)
При изготовлении применяется целый комплекс огнегасящих добавок

Высокий уровень защиты от шума
Звукоизоляция (при 4000 Гц) до 35 дБ
Достигается за счет высокой пористости в сочетании с небольшим размером ячеек материала

Экологичный
Сертификат ECO MATERIAL
Производится из экологически чистого сырья.
Практически не подвержен разложению в течение длительного периода времени

Свойства водо – и паронепроницаемости
Сопротивление диффузии водяного пара μ ≥ 7000 DIN 52615, ISO 9346
Пористость в сочетании с небольшим размером ячеек материала и их изолированность повышают гидроизоляционные свойства

Долговечность
Срок эксплуатации от 35 до 50 лет
Материалы из каучука способны служить долго и надежно, не изменяя свои базовые технические характеристики.

Нефтехимическая промышленность

Применение каучуков при работе в агрессивных средах определяется их химической стойкостью, стабильностью свойств при действии агрессивных сред при повышенных и низких температурах и эластичностью.

Изоляция из вспененного каучука применяется в нефте– и газовой промышленности, так как содержание — ионов нитратов и хлоридов в данном материале всего 40ppm. (ничтожно малое их количества), но в нефтегазовой отрасли это имеет огромное значение, так эти ионы вызывает не только старение металлов, но и что немаловажно коррозию труб, а это совершенно недопустимо в данной отрасли (аварий, утечка – это прежде всего экологические катастрофы и необоснованное потери денежных средства). Все МИСОТ-ФЛЕКС, обладают нейтральной средней, в отличии от волокнистых теплоизолматер, у которых связующие – фенол формальдегид и при попадание влаги может обладать щелочной.

Санитарная безопасность

В процессе эксплуатации изделия «Misot-Flex» не выделяют пыли, волокна и неприятный запах. Материал стойко переносит воздействие микроорганизмов, атмосферное влияние, а также плесень.

Благодаря своим превосходным экологическим и гигиеническим свойствам, специально рекомендован к использованию в системах вентиляции и кондиционирования больниц, гостиниц, детских учреждений, выставочных залов, торговых помещений, аэропортов, служебных и жилых помещений, в промышленности, изоляция судов, пассажирских вагонов, самолетов и т. д. (Госсанэпиднадзора РК. Соответствие ГОСТ 24297).

Изделия не содержат галогенизированных и фторированных углеродов (CFC и HCFC), асбеста, что предотвращает вероятность вредного воздействия на озоновый слой Земли.

Соответствует всем экологическим и санитарным требованиям.

Сертификат ECO MATERIAL

Производится из экологически чистого сырья. Практически не подвержен разложению.

Высокая гибкость материала

Misot-FLEX — это гибкий и эластичный материал, который можно согнуть на 60* (завязать узлом), не сломав при этом стенку вдоль внутренней линии изгиба.

Превосходная адгезия изделий к любым поверхностям обеспечивает простоту методов монтажа без использования сложных и трудоемких при установке элементов крепления.

Это позволяет с минимальными затратами устанавливать изделия в трудно доступных местах и сложных поверхностях.

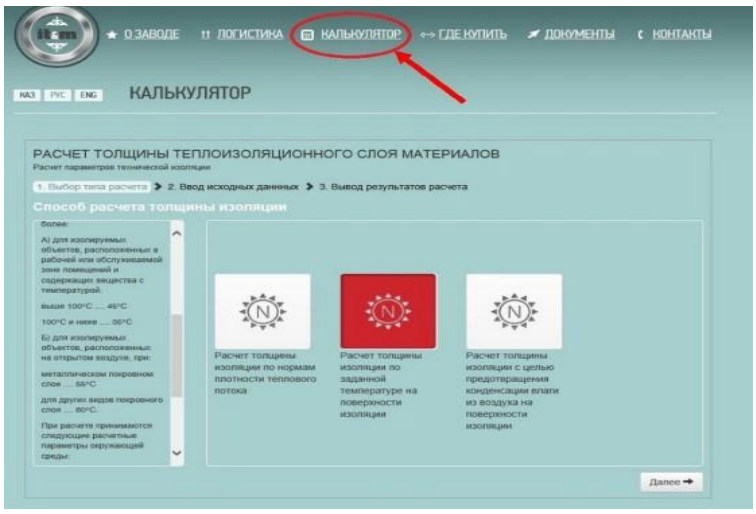
Технические характеристики вспененного каучука

Бренд	Misot-Flex ST	K-Flex ST	Armaflex ACE	AERO FLEX	Kaiflex EF	ODE Flex	Hebai Huamei Group
	Италия/ Германия	Италия	Германия	Россия/ Тайланд	Германия	Турция	Китай
Структура	закрытые поры	закрытые поры	закрытые поры	закрытые поры	закрытые поры	закрытые поры	закрытые поры
Плотность, кг/м^3	40-95	40-65	40-85		40-80	45-65	35
Коэфф.тепло. провод. λ Вт/м·(°С), при:							
-20°С	0,034	0,034	0,031	0,030	0,034	0,035	0,036
0°С	0,036	0,036	0,033	0,032	0,036	0,037	0,038
+ 20°С	0,038	0,038	0,039	0,034	0,038	0,038	0,04

Диффузия Водяного пара (μ), не менее:	μ>7000	μ>7000	μ≥10000 μ≥7000	μ≥5900	μ>7000	μ≥3000 7000	μ≥3000
Паро-проницаемость, мг/м* ч*Па:	0,0034	0,0034	0,0032	0,0034	0,0039	0,0034	0,0036
Водопоглощение за 24ч. при полном погружении, 100% (норма 2,4):	0,6	1,1	0,9	-	-	0,9	2,4
Прочность при разрыве, Мпа:	0,06	0,06	0,06-0,09	0,06	0,07	0,05	0,04
Диапазон температур применения, °С от:	–40 до +105 (115)°С	–40 до +105 (116)°С	–50 до + 105°С	–57 до +125°С	–40 до +85°С	–70 до +90°С	–70 до +90°С
Звуко-поглощение, дБ: 250 Гц	10	10	10	10	10	7	3
1000 Гц	30	30	30	30	30	25	15
4000 Гц	35	35	35	35	35	30	25
Пожаро-безопасность	Г1/В2	Г1/В2/Т2	Г1/В2	Г1/В2	Г2/В3	Г1/В2	-
Достоинства	Изоляция устанавливается с целью предотвращения потерь тепла или холода, выпадения конденсата, защиты металлических поверхностей от коррозии, борьбы с шумом и вибрациями. Материал легкий, упругий, легко восстанавливает геометрические размеры, эластичный. Высокая эластичность, легкость при монтаже. Хорошая адгезия к любым поверхностям. Для дополнительной защиты поверхности изоляции от вредного воздействия агрессивных сред или жидкостей (нефтепродукты, химикаты и т. д.) и улучшения защитных свойств изоляционного материала листы изготавливаются с покрытием из алюминиевой фольги. Не вызывает каррозии меди, металлов. Самозатухающий, не распространяет огонь, не создает горящих капель Защита от вибрации, шумоизоляция.						

ON-LINE калькулятор

На сайте производителя www.misot-flex.kz доступен on-line калькулятор, позволяющий произвести подбор и расчет толщины изоляционного материала в зависимости от различных параметров и стоящих задач. Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов с теплоизоляционным слоем из изделий MisotFlex следует выполнять на основании технического задания на проектирование, которое должно содержать необходимые для проектирования исходные требования.



Аксессуары

Клейкая лента из ПВХ серого и черного цветов шириной 38 мм и 50 мм предназначена для соединения элементов покрытия, отделки швов теплоизоляции или склеивания теплоизолматериалов МИСОТФЛЕКС.

Алюминиевая самоклеющаяся лента ALU AA толщиной 0,03 мм имеет защитную бумажную пленку. Применяется для соединения алюминиевых покрытий и герметизации мест соединения.

Клей «Misot-flex HT» представляет собой синтетический каучук и синтетическую смолу, растворенные в органических растворителях. Изделие изготовлено в соответствии с требованиями действующего законодательства.

Упаковка: Жестяные банки объемом-нетто по 0,5 л, 0,8 л и 2,6 литра. Высокая термическая устойчивость, прочное начальное отверждение и очень хорошая удельная продуктивность.

Виды поставляемой продукции

Standart
ST-TB
стандартная трубчатая аксессуар

Standart
ST-RL
стандартная рулонная

Self-adhesive
ST-RL / SA
рулонная самоклеющаяся

Aluminium foil
ST-RL / ALU
с алюминиевым покрытием

Aluminium foil / self-adhesive
ST-RL / ALU-SA
самоклеющаяся, с алюминиевым покрытием

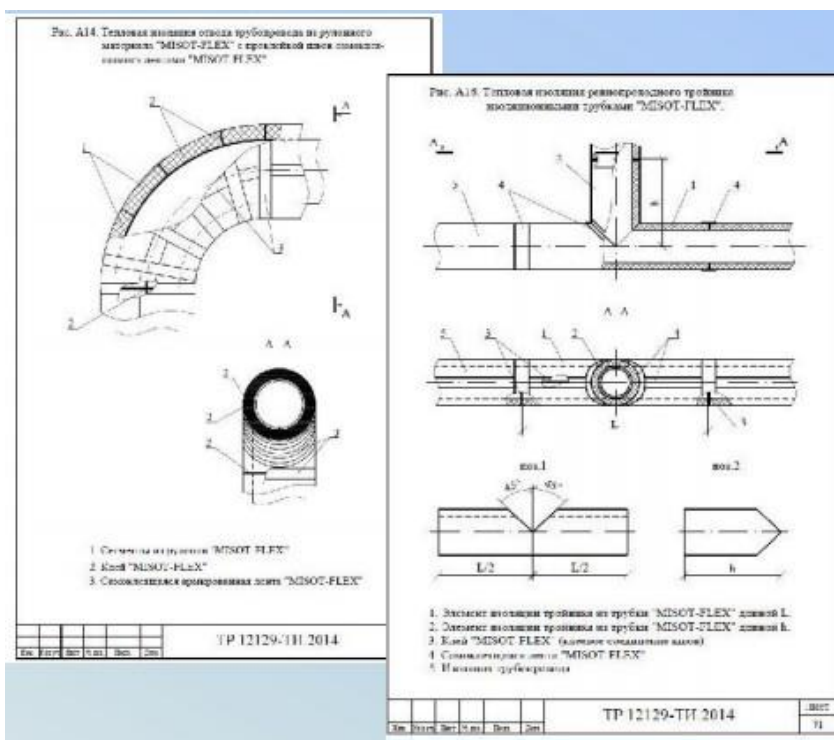
Аксессуары для монтажа

KAZENERGY

Альбом технических условий

Для облегчения проектирования и правильного применения материалов «Misot-Flex» ОАО «Теплопроект» г.Москва разработаны рекомендации по применению с Альбомом технических решений.

Рекомендации разработаны в соответствии с действующими нормами на проектирование тепловой изоляции, с учетом требований пожарной безопасности и охраны окружающей среды, техническими условиями и другими разрешительными документами на теплоизоляционные изделия «Misot-Flex».



13.2 Применение БПЛА в нефтегазовой отрасли

Е. М. Толеген проект-менеджер ТОО «KazTechInnovations»
ТОО «KazTechInnovations», +7 727 220-78-01; +7 727 220-78-02

Исследованы вопросы применения беспилотных летающих аппаратов (БПЛА) в нефтегазовой отрасли. Дана информация о деятельности отечественной инновационной научно-производственной компании KazTechInnovations (KTI), специализирующаяся на производстве высокотехнологичной аппаратуры. Описаны разработки и БПЛА компании KTI. Описаны характеристики и условия эксплуатации БПЛА. Проведен сравнительный анализ затрат на облет нефте-и-газопровода, протяженностью 200 км при применении БПЛА и облете вертолетом ES 130. Показаны перспективы развития, сотрудничества и преимуществ компании KazTechInnovations.

The issues of the use of unmanned aerial vehicles (UAVs) in the oil and gas industry have been investigated. Information on the activities of the domestic innovative research and production company KazTechInnovations (KTI), specializing in the production of high-tech equipment, is given. The developments and UAVs of the KTI company are described. The characteristics and operating conditions of the UAV are described. A comparative analysis of the costs of flying around the oil and gas pipeline with a length of 200 km when using UAVs and flying with an ES 130 helicopter was carried out. Prospects for development, cooperation and advantages of KazTechInnovations are shown.

О KazTechInnovations (KTI)

KazTechInnovations это:
• Сертифицированные специалисты.
• Собственное конструкторское бюро.
• Завод полного цикла, оснащенный передовым оборудованием.
• Отечественный разработчик и производитель инновационной продукции.
• Участник автономного кластерного фонда «Парк инновационных технологий».

ТОО KazTechInnovations — отечественная инновационная научно-производственная компания, специализирующаяся на производстве высокотехнологичной аппаратуры.

Ключевое направление развития KTI — производство отечественного надежного инновационного продукта под зарегистрированной товарной маркой KTI. Линейка продукции KTI включает наиболее востребованные на сегодняшний день технологические решения в условиях цифровизации экономики.

Успешные проекты KTI

KTI разработали:
• СЭСС — система электронных средств слежения.
• Приложение и контроллер автопилота — собственные разработки для создания полетного задания.
• Экомониторинг — система датчиков мониторинга экологической обстановки.
• Метеостанция — современная портативная станция мониторинга воздуха.
• Внутренний мониторинг помещений — система мониторинга офисных, жилых, заводских помещений.
• Беспилотный летательный аппарат (БПЛА) специального назначения.
• Грузовой БПЛА для сброса химических компонентов.
• В разработке:
• вендинговые автоматы;
• наземный беспилотный аппарат.

БПЛА компании KTI

БПЛА Pteron:

Общие характеристики комплекса:
• радиус применения — 70 км
• время полета — 1.5ч.
• полезная нагрузка — фото-, видео-, ИК-камера — 0.4кг
• время развертывания — 15мин

Летно-технические характеристики БПЛА:
• размах — 2м
• длина — 1.26м
• вес взлетный — 3.8кг
• вес полезной нагрузки — 400г
• максимальная дальность полета — 120км
• максимальная продолжительность полета — 1.5ч
• высота полета максимальная — 2000м
• скорость крейсерская (оптимальная) — 90км/ч
• скорость максимальная — 120км/ч
• аэродинамическое качество при оптимальной скорости — 22
• тип двигателя — электрический, бесколлекторный
• тип источника энергии — Li-po АКБ
• способ взлета — с резиновой катапульты
• способ посадки — парашютный
Условия эксплуатации:
• температура окружающего воздуха — -40°С...+40°С
• ветер, на взлете/в полете/при посадке — 10м/с/15м/с/ 10 м/с
• осадки — нет
• Ресурс двигателя — от 20 до 30 тыс. часов
• АКБ — 800-900 циклов заряд-разряд

БПЛА “LongBow” с гибридным источником питания:

Общие характеристики комплекса:
• время полета — до 40
• полезная нагрузка — до 2.5кг
• управление полетом БПЛА — автоматическое
• протяженность маршрута — 2000км
• планер — классический с несущим оперением

Летно-технические характеристики БПЛА:
• размах — 4.2м
• вес взлетный — 7.5кг
• вес полезной нагрузки — 2.5г
• высота полета максимальная — 4500м
• скорость крейсерская (оптимальная) — 80км/ч
• скорость максимальная — 110км/ч
• аэродинамическое качество при оптимальной скорости — 25
• тип двигателя — 2х эллектрический, бесколлекторный
• тип источника энергии — водородные ячейки + Li-PoАКБ
• мощность двигателя максимальная — 2х 2кВт
• способ взлета — с катапульты
• способ посадки — парашют/классический
Условия эксплуатации:
• температура окружающего воздуха — -40°С...+40°С
• ветер, на взлете/в полете/при посадке — 7м/с/10м/с/7м/с

• осадки — нет
• Ресурс двигателя — от 20 до 30 тыс. часов

БПЛА для аэрофотосъемки:

Общие характеристики комплекса:
• радиус применения — 70км
• время полета — 3ч
• полезная нагрузка — двухчастотный ГНСС-приемник,
• стереокамера
• управление полетом БПЛА — автоматическое
• планер — классический

Летно-технические характеристики БПЛА:
• размах — 6.6м
• длина — 4.5м
• вес взлетный — 28кг
• вес полезной нагрузки — 8кг
• максимальная дальность полета — 200км
• максимальная продолжительность полета — 3ч
• высота полета максимальная — 4500м
• скорость крейсерская (оптимальная) — 80км/ч
• скорость максимальная — 110км/ч
• аэродинамическое качество при оптимальной скорости — 21
• штатная полезная нагрузка — двухчастотный GNSS-приемник, стереокамера
• тип двигателя — 2 х электрический, бесколлекторный
• тип источника энергии — Li-Po АКБ
• способ взлета — с катапульты
• способ посадки — парашютный/классический
Условия эксплуатации:
• температура окружающего воздуха -40°С...+40°С
• ветер, на взлете/в полете/при посадке — 8м/с/15м/с/

БПЛА “Nimbus”:
Общие характеристики комплекса:
• радиус применения — 20км
• время полета — 1ч
• полезная нагрузка — контейнер с реагентами 5-8 кг
• управление полетом БПЛА — автоматическое
• планер — классический

Летно-технические характеристики БПЛА:
• размах — 4.4м
• длина — 3м
• вес взлетный — 18кг
• вес полезной нагрузки — 5-8кг
• максимальная дальность полета — 80км
• максимальная продолжительность полета — 1ч
• высота полета максимальная — 7000м
• скорость крейсерская (оптимальная) — 80км/ч
• скорость максимальная — 100км/ч
• аэродинамическое качество при оптимальной скорости — 21
• штатная полезная нагрузка — контейнер с реагентами
• тип двигателя — 2 х электрический, бесколлекторный
• тип источника энергии — Li-Po АКБ
• способ взлета — с катапульты
• способ посадки — парашютный/классический
Условия эксплуатации:

• температура окружающего воздуха -60°С...+40°С
• ветер, на взлете–в полете–при посадке — 8м/с/15м/с/ 8м/с

Применение БПЛА в нефтегазовой отрасли:

• Контроль за трассами нефте-и-газопровода, и объектами наземной инфраструктуры нефтегазодобычи с целью выявления утечек, незаконных врезов (хищений), неисправностей;
• Оперативное реагирование на причины отклонений в технологических режимах;
• Эффективный и своевременный мониторинг за строительством и состоянием буровых установок;
• Экономия ресурсов (финансовых, временных, человеческих);
• Мониторинг других производственных объектов.

Сравнительный анализ затрат на облет нефте-и-газопровода, протяженностью 200 км при применении БПЛА и облете вертолетом ES 130

№ п/п	Параметры	Затраты		Абсолютное снижение затрат БПЛА/ES
		БПЛА	ES	
1	Трудоемкость, ч	4	1	-3
2	Стоимость, тенге	500 000	700 000	200 000

№ п/п	Дополнительные расходы	
	БПЛА	ES
1	Транспортные расходы	Дозаправка(время до полета к месту заправки также включено в оплачиваемые часы полета)
2	Аккумуляторы	Охрана борта вертолета
3	Необходимые сертификаты	Необходимые сертификаты для оборудования на борту
4		Питание и проживание экипажа вертолета(раб.день пилота не более 9 часов)
5		Транспортные расходы

Перспективы развития, сотрудничества и преимуществ

KTI может предложить:
• Разработка автоматизированного комплекса БПЛА с возможностью автоматического запуска/посадки/подзарядки БПЛА на протяженном участке
• Создание интрасети по всей магистрали, для получения данных с БПЛА
• Создание наземных устройств мониторинга
• Разработка программного обеспечения для обработки возникших инциндентов службой безопасности (уполномоченным департаментом)
• Создание учебного центра на базе завода KTI
Варианты сотрудничества:
• Поставка БПЛА (готовое решение, либо разработанный кастомизированный ПЛА), обучение сотрудников заказчика в учебном центре KTI
• Услуги облета нефте-и-газопровода
Преимущества KTI:
• Разработка и производство проекта от идеи до производства и внедрения
• Гибкость и применение самых современных технологических решений
• Мобильность

13.3 Система мониторинга, анализа и прогноза загрязнений воздуха

Е. М. Толеген проект-менеджер ТОО «KazTechInnovations»
ТОО «KazTechInnovations», +7 727 220-78-01; +7 727 220-78-02

Исследована и описана система мониторинга и прогноза загрязнений воздуха компании KazTechInnovations (KTI). Описаны портативные метеостанции с датчиками наружного контроля Outdoor для экомониторинга и станция мониторинга для экомониторинга в санитарно-загрязненных зонах, разработанные компанией KTI для замера предельно-допустимых концентраций загрязнений и примесей в воздухе. Дано описание программного приложения экомониторинга, программный комплекс «Коктем 2». Рассмотрены функциональные возможности программы и ее модули.

The system for monitoring and forecasting air pollution by KazTechInnovations (KTI) has been investigated and described. Described are portable weather stations with outdoor sensors for environmental monitoring and a monitoring station for environmental monitoring in sanitary-polluted areas, developed by KTI to measure the maximum permissible concentrations of pollutants and impurities in the air. The description of the software application of eco-monitoring, the software complex "Koktem 2" is given. The functionality of the program and its modules are considered.

Outdoor

Для экомониторинга, с датчиками наружнего контроля поставляются портативные метеостанции. Они предназначены для измерения следующих параметров:

- Температура воздуха
- Атмосферное давление
- Влажность воздуха
- Качество воздуха
- Скорость ветра
- Направление ветра

Питание обеспечивается двумя способами: солнечной панелью с аккумулятором; или от сети 220V/12V, в зависимости от требований.

Стандарт защиты — IP 67.

Метеостанции обеспечивают комплексный сбор данных о состоянии экологической ситуации.

Разработаны датчики двух видов.

Indoor (внутренние) используются для мониторинга внутренних помещений – офисы, дома, квартиры, склады, цеха.

Outdoor (наружние), применяются для наружнего мониторинга — на улице, в открытых индустриальных помещениях, карьерах, складах.

Данные с устройств передаются по защищенному радиоканалу, и всегда обеспечивают точной и актуальной информацией.

Экодатчики работают по принципу распределенной MESH-сети. Каждый узел в ней обладает такими же полномочиями, как и все остальные, все узлы в сети равны.

Самоорганизующаяся сеть при включении оборудования, которое ее поддерживает, автоматически подключаются к существующим участникам, выбирают оптимальные маршруты и самонастраиваются внутри сети. MESH-сеть обеспечивает расширенную зону покрытия, улучшает стабильность сети и передает данные через наиболее выгодно, для сети, расположенный узел.

Энергоемкие устройства работают на встроенном аккумуляторе до 5 лет. Модульность — преимущество экодатчика. Корпус и компоненты можно менять в соответствии с нуждами заказчика.

Indoor IoT-Экодатчик может содержать в себе:

- Датчик дыма и CO_2
- Датчик температуры и влажности воздуха

Станция мониторинга

Для экомониторинга в санитарно-загрязненных зонах компанией KTI разработана станция мониторинга для замера предельно-допустимых концентраций загрязнений и примесей в воздухе.

Корпус станции изящен и прост в изготовлении, он выполнен из нержавеющей стали.

Энергопотребление — 220V, 5V.

Канал связи — WI-FI 2.4 GHz, NBIoT 3G, 4G.

Характеристики

***Indoor (внутренний) экодатчик*:**

• Датчик температуры — диапазон измерения -10 +85°C, ±0,4 °C

• Датчик измерения влажности — 0-80% RH, ±3%

• Датчик измерения освещения - уровень измерения адаптирован под восприятие человеческого глаза, угол измерения ±60°, длина волны 440-800нм

• Датчик движения — угол обзора 120°, дальность 8м

• Датчик CO2 — диапазон измерния 400-8192 PPM

• Анализатор газа (TVOC) 0-1187 PPB

• Датчик дыма

• Канал связи — WI-FI 2.4 GHz, BGN; NBIoT 3G, 4G

• Энергопотребление — 220V, 5W

***Станция мониторинга*:**

• Получаемые показания анализатора частиц:

PM1.0 (μ g/м³), PM2.5 (μ g/м³), PM10 (μ g/м³), PM1.0 (μ g/м³ в окружающей среде), PM2.5 (μ g/м³ в окружающей среде), PM10 (μ g/м³ в окружающей среде).

Показатель количества частиц диаметром xx (в 0.1 литре воздуха):

0.3μm, 0.5μm, 1.0 μm, 2.5 μm, 5.0 μm, 10 μm

• NO2, NO, SO2, H2S, CO — по требованию

• Датчик температуры — диапазон измерения -10 +85°C, ±0,4 °C

• Датчик измерения влажности — 0-80% RH, ±3%

• Датчик CO2 — диапазон измерния 400-8192 PPM

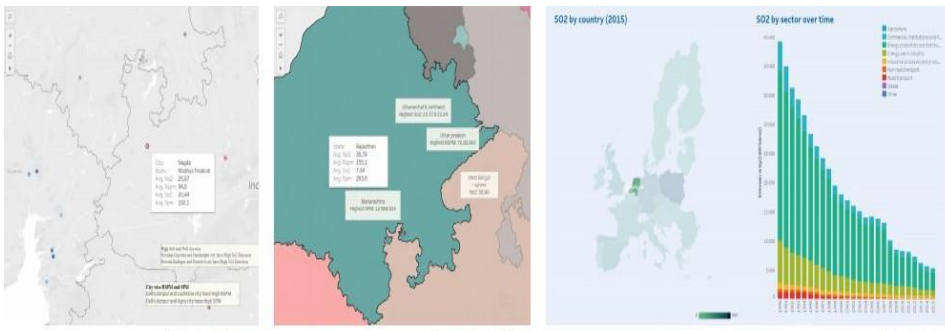
• Анализатор газа (TVOC) — 0-1187 PPB

• Скорость и направление ветра

• Осадки

Приложение экомониторинга

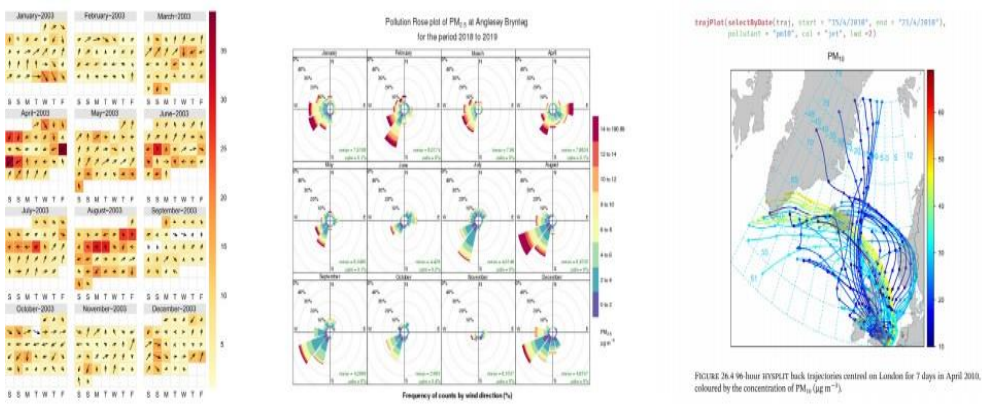
Данные с метеостанции собираются в единую базу данных на вэб-сайте. Можно посмотреть актуальные измерения и статистику для своего местоположения, или любого другого места. Датчики способствуют реализации правил ведения автоматизированного мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля и требований к отчетности по результатам производственного экологического контроля



Данные по точке Данные по району Статистика

Экомониторинг для специалистов

Для более подробного изучения разрабатывается расширенная версия сайта с самыми передовыми инструментами анализа воздуха и экологической ситуации при помощи точных математических моделей возможно определение источника загрязнения. Это дает возможность более строго контроля и прогнозирование экологических условий.



Годовая статистика Роза ветров загрязнений Моделирование потоков загрязнений

Основные государственные экологические проблемы

• Недостатки или противоречия в установленных законодательством процедурах принятия основных требований к проведению мониторинга окружающей среды на предприятиях;

• отсутствием координации и взаимодействия между различными природоохранными, санитарными и статистическими органами на различных уровнях в процессе обработки экологических данных, собираемых и представляемых предприятиями;

• отсутствием заинтересованности руководителей предприятий в природоохранных вопросах и их склонностью делегировать полномочия по этим вопросам экологическим подразделениям или отдельным лицам в рамках компаний;

• отсутствием установленных государственными органами требований в отношении сбора экологических данных предприятиями и ведения соответствующих баз данных, которые бы способствовали принятию экологически грамотных решений, повышении качества отчетности, и упрощению доступа общественности к информации о мониторинге окружающей среды на предприятиях;

• отсутствием доверия между государственными органами и промышленными предприятиями.

Программный комплекс «Коктем 2»

«Коктем 2 Мониторинг» — это казахстанский программный комплекс, включающий себя программное обеспечение для проектирования и нормирования эмиссий в окружающую среду и информационно-аналитическую систему для автоматизированного экологического мониторинга окружающей среды в режиме реального времени.

Цель внедрения — автоматизация процедур сбора и обработки измерительных данных, подготовки отчетности, создание единого информационного ландшафта для совместной работы всех заинтересованных сторон, вовлеченных в процесс охраны окружающей среды.

Функциональные возможности программы

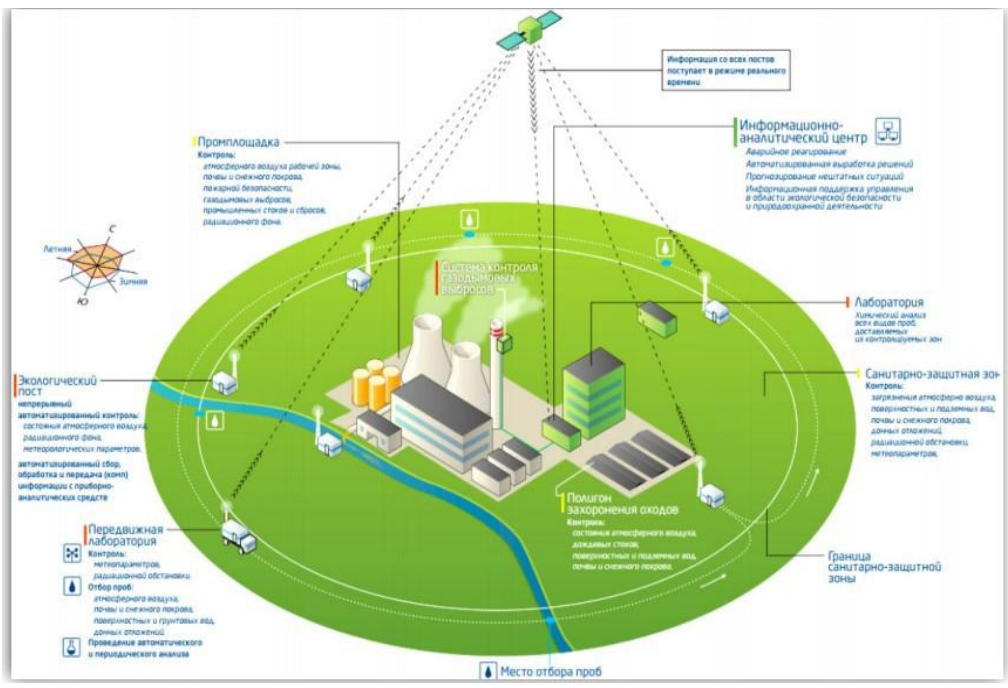
***Модуль первичных данных*:**
• Подключение датчиков
• Ввод данных лабораторных замеров
• Ввод первичных данных
• Ручной ввод данных
• Журнал учета отходов
• Журнал учета водопотребления и водоотведения
***Модуль «Моделирования и прогнозирования»*:**
• Создание проекта
• Введение данных
• Онлайн-моделирование
• Учет текущих и прогнозных метеоданных
• Учет фоновых концентраций
• Учет соответствия текущих экологических показателей имеющимся нормативам
***Модуль «Отчетность»*:**
• 2ТП «Воздух»
• 2ТП «Отходы»
• 2ТП «Водхоз»
• 4-ОС
• ПЭК
• Форма 870
• Тех. Отчет, Опасные отходы
***Модуль контроля РД*:**
• Контроль сроков действия разрешительной документации
***Модуль контроля ЭП*:**
• Контроль соответствия текущих экологических показателей нормативам, установленным в разрешительной документации
***Модуль первичных данных*:**
• Подключение датчиков
• Ввод данных лабораторных замеров
• Ввод первичных данных
• Ручной ввод данных
• Журнал учета отходов
• Журнал учета водопотребления и водоотведения
***Модуль «ГИС-онлайн»*:**
• Источники и значения
• Рассеивание, изолинии
• Контрольные точки
***База данных документов*:**
• Хранилище существующих документов
• Автоматическое формирование новых документов

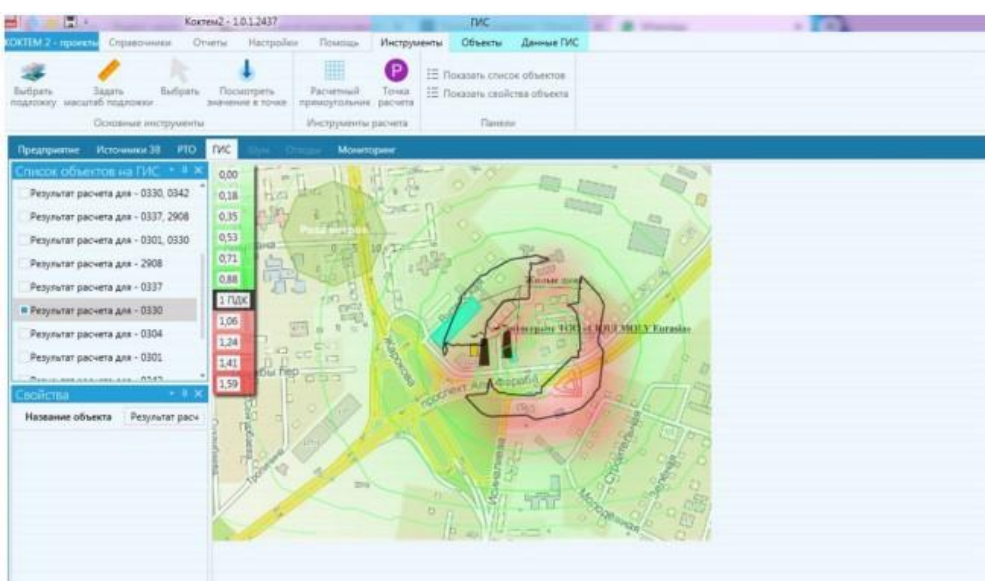
Структура решения «Коктем 2 Мониторинг»

***Технологии*:**
• Облачное решение, отказоустойчивая распределенная система
• Современный «плоский» web-интерфейс
• HTML 5.0, CSS 4.0, AJAX
• Big Data, Artificial
• Intelligence
***Интеграция*:**
• 1С-Бухгалтерия
• АСУ ТП; ERP-системы
• СЭД; Системы безопасности
• Сервисные шины данных

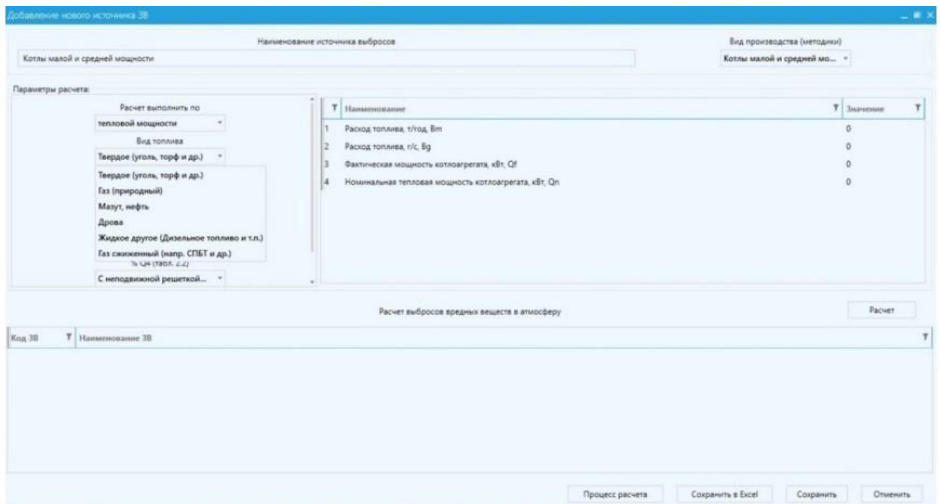
***Мобильная версия*:**
• Мобильная версия iOS, Android для смартфонов и планшетов
• Мобильная версия web-страниц
***Оповещения*:**
• SMS; Push-уведомления
• e-mail;
Аварийное оповещение
• Системы визуализации и указатели документации
***Диспетчерский центр*:**
• Видео-стена
• АРМ-специалистов
• Специализированный стол для конференций
• Специализированный стол для моделирования

Схема работы комплекса «Коктем 2. Мониторинг»

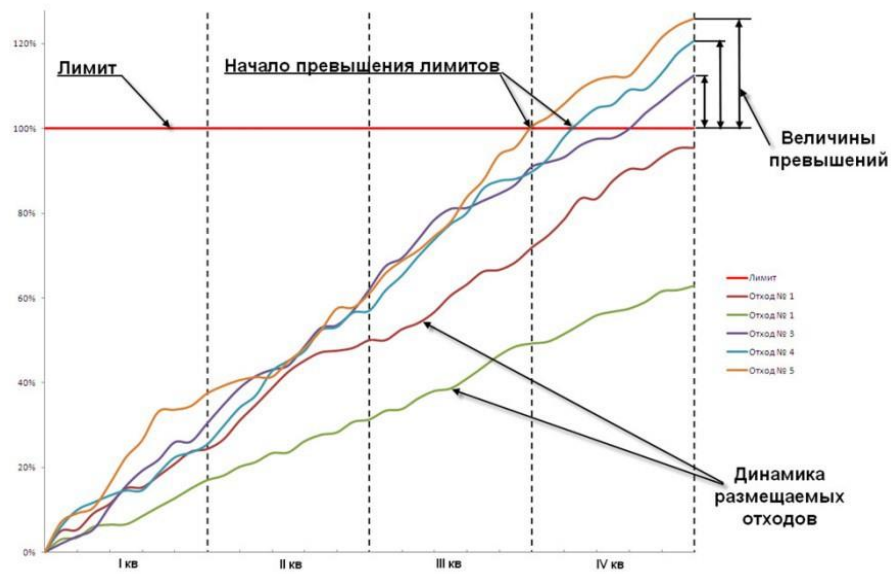


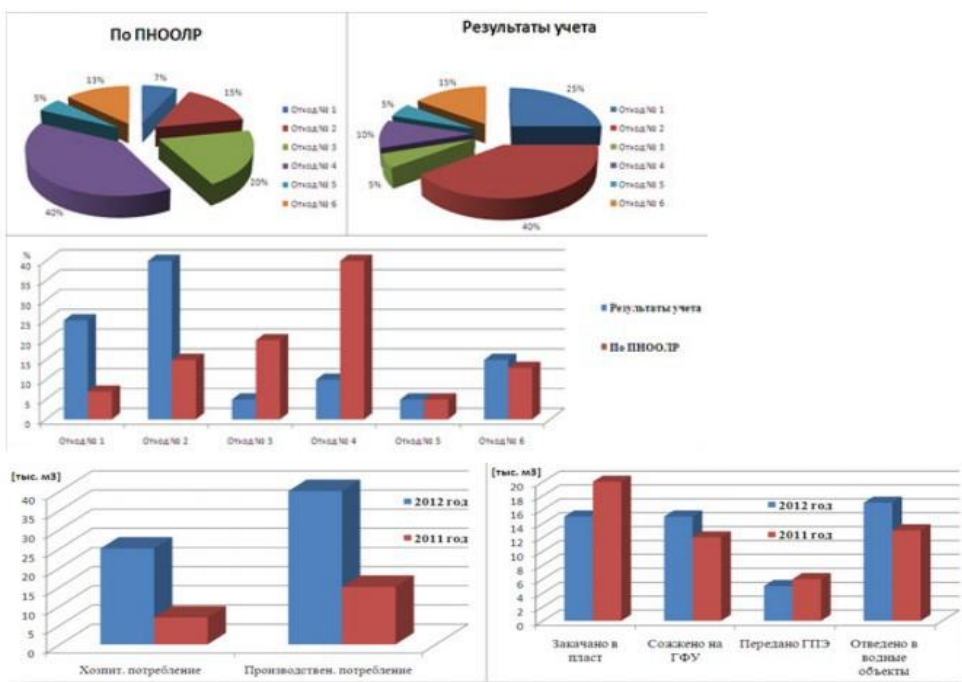


Расчетный блок



Модуль вывода и отчетности





13.4 Проблемы и риски применения альтернативных средств балластировки

А. М. Быкова ведущий специалист по продвижению продаж
ООО «Трубопроводные покрытия и технологии»
+7(499)705-18-58; e-mail: info@concpipe.ru

Исследованы пролблемы и риски применения альтернативных средств балластировки трубопроводов, прокладываемых в обводненных, неустойчивых грунтах. Описана деятельность завода по производству наружного утяжеляющего бетонного покрытия для трубопроводов, применяемых в газовой, нефтехимической и жилищно-коммунальной отраслях. Описаны продукты, производимые заводом. Показаны преимущества технологии и продукции. Описан опыт завода по реализации международных проектов. Рассмотрены область применения обетонированных труб, технология строительства трубопроводов. Показана преимущества труб с наружным утяжеляющим бетонным покрытием.

The problems and risks of using alternative means of ballasting of pipelines laid in watered, unstable soils are investigated. The activity of the plant for the production of external weighting concrete coating for pipelines used in the gas, petrochemical and housing and communal industries is described. The products manufactured by the plant are described. The advantages of technology and products are shown. The experience of the plant in the implementation of international projects is described. The scope of application of concreted pipes, the technology of construction of pipelines are considered. The advantages of pipes with external concrete weight coating are shown.

«Трубопроводные покрытия и технологии» (ТПТ)

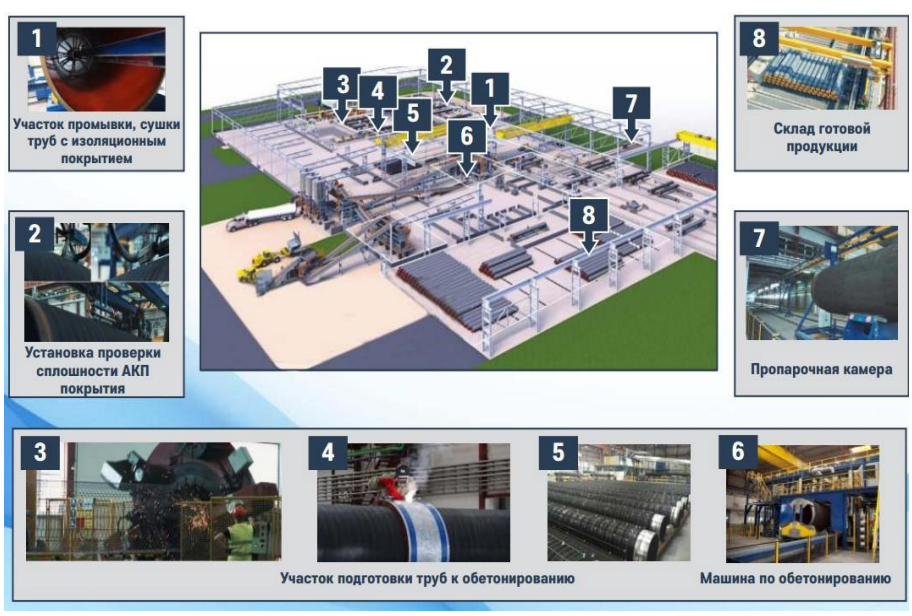
ТПТ — уникальный завод по производству наружного утяжеляющего бетонного покрытия для трубопроводов, применяемых в газовой, нефтехимической и жилищно-коммунальной отраслях. Преимущество ТПТ:

1. Инновационные решения на каждом этапе производства
2. Высокий уровень автоматизации
3. Привлечение ведущих специалистов отрасли
4. Стабильное качество продукции

Расположение: РФ, Волгоградская область, г. Волжский

Годовая производительность более 200 км обетонированной трубы, включая СДТ (соединительные детали трубопроводов)

Уникальный производственный цикл



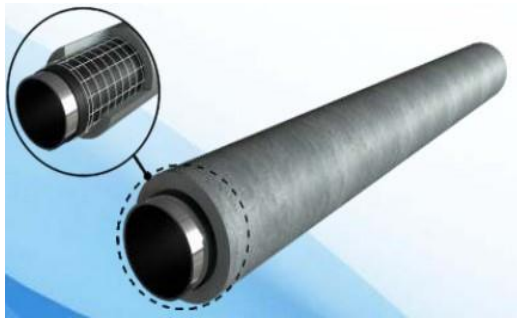
Продукты

Труба с наружным утяжеляющим бетонным покрытием (НУБП)

ТУ 1394-001-22390022-2015 Изменение №1 Метод нанесения НУБП – «набрызг».

Характеристики

- Изготовление с металлическим каркасом
- Изготовление с арматурной сеткой
- Интегральное исполнение
- Ремонтопригодность
- Установка анода
- Установка магнитного маркера
- Установка кабель-канала



219-1420	1900-3400	40-150	40
Диапазон диаметров (мм)	Плотность бетона (кг/м^3)	Толщина бетонного покрытия (мм)	Прочность на сжатие не менее (Мпа)

Труба с наружным защитным бетонным покрытием (НЗБП)

ТУ 1394-004-22390022-2016. Разработаны для поставок на объекты ПАО «Газпром»

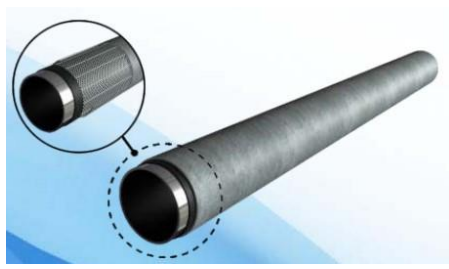
ТУ 24.20.13-002-22390022-2017. Разработаны для поставок на объекты нефтяной компании ПАО «НК «Роснефть»

ТУ 1394-003-22390022-2017. Разработаны для поставок на объекты нефтяной компании ПАО «ЛУКОЙЛ»

Метод нанесения НЗБП – «набрызг»

Характеристики

Изготовление с металлическим каркасом
Изготовление с арматурной сеткой
Изготовление со шпагатом
Ремонтопригодность
Установка анода
Установка магнитного маркера
Установка кабель-канала



219-1420	1900-3400	15-150	Не ниже В25
Диапазон диаметров (мм)	Плотность бетона (кг/м^3)	Толщина бетонного покрытия (мм)	Прочность на сжатие не менее (Мпа)

Устройства защиты стыка трубопровода

ТУ 23.61.12-005-22390022-2017

Применяются при строительстве, ремонте и реконструкции трубопроводов диаметром 219-1420 мм из обетонированных труб

219-1420	Не менее 1900	Согласно проектным требованиям	Не ниже В25
Диапазон диаметров (мм)	Плотность бетона (кг/м^3)	Толщина бетонного покрытия (мм)	Прочность на сжатие не менее (Мпа)

Соединительные детали трубопроводов с НУБП

ТУ 24.20.13–006–22390022–2017
Метод нанесения НУБП – скользящая опалубка

Характеристики

Изготовление с металлическим каркасом
Ремонтопригодность
Отводы холодного гнутья от 1 до 27 градусов
Отводы горячего гнутья 1,0DH — 40 DH

219-1420	1900-3400	40-150	Не менее 40
Диапазон диаметров (мм)	Плотность бетона (кг/м^3)	Толщина бетонного покрытия (мм)	Прочность на сжатие не менее (Мпа)

Преимущества технологии и продукции

• Наличие собственной производственной аккредитированной лаборатории (по ISO 17025) укомплектованной современным аттестованным испытательным оборудованием и поверенными средствами измерения;

• Система менеджмента качества компании сертифицирована на соответствие требованиям ISO 9001:2008, ГОСТ ISO 9001-2011, СТО Газпром 9001-2012 ИНТЕРГАЗСЕРТ), ISO 14001:2004, OHSAS 18001:2007;

• Продукция сертифицирована на соответствие требованиям в Системах добровольной Сертификации ГОСТ Р, признанная в мире как более надежная для обеспечения стабильного высокого качества покрытия;

• Уникальная для РФ технология «набрызга» бетонного покрытия;

• Участие в крупнейших проектах в сфере ТЭК, таких как: Северный поток 2, Турецкий поток позволило компании выйти на высокий уровень мирового подхода по усовершенствованию систем менеджмента качества, охраны и безопасности;

• Инновационные решения на каждом этапе производства;

• Высокий уровень автоматизации;

• Стабильное качество продукции;

• Налаженная логистическая сеть.

Опыт реализации международных проектов Риск-менеджмент

Безусловным преимуществом производственной площадки ООО «Трубопроводные покрытия и технологии» является участие в крупном международном проекте «Северный поток 2».

Основным принципом для компании «Северный поток 2» является внедрение риск-менеджмента на всех стадиях реализации проекта.

С целью реализации данного принципа ведущими менеджерами компании ООО «Трубопроводные покрытия и технологии» разработана и внедрена карта рисков в сферах:

- обеспечения безопасного выполнения работ;
- обеспечения качества продукции и прослеживаемости продукции;
- снабжения основными сырьем и материалами;
- планирования производства;
- обеспечения бесперебойной работы технологического оборудования;
- логистических схем по доставке продукции.

Внедрение подхода управления рисками позволило компании ООО «Трубопроводные покрытия и технологии» получить наивысшую оценку от компании «Северный поток 2» по обеспечению требований по охране труда, качеству продукции, а также выполнению директивных сроков по реализации проекта.

Положительный опыт по внедрению риск-менеджмента, полученный при реализации проекта «Северный поток 2», на сегодняшний день является ключевым критерием работы предприятия.

Опыт реализации международных проектов Безопасность

Одним из ключевых критериев участия в реализации проекта «Северный Поток 2» является требование по обеспечению безопасного выполнения работ на всех стадиях производственного процесса.

Для достижения установленных требований реализовано:

Внедрены Карты рисков при выполнении работ на всех производственных участках;

Модернизированы грузозахватные траверсы для минимизации рисков травмирования персонала при перемещении, погрузке и выгрузке труб;

Произведена идентификация зон производственных опасностей по всей площадке ТПТ;

Усилен штат инспекторов по ТБ для обеспечения безопасного выполнения работ включая ночные смены;

Модернизированы карманы хранения труб для исключения потенциального риска раскат штабеля» и иные мероприятия.

Опыт реализации международных проектов. Прослеживаемость

Внедрена автоматизированная система прослеживаемости, обеспечивающая:

Обратную прослеживаемость характеристик каждой трубы, включая сырье и материалы на протяжении всего жизненного цикла изделия;

Контроль технологических режимов каждой производственной операции;

Формирование статистики по выявленным дефектам и простоям оборудования;

Автоматическое формирование отчетов по контролю параметров в ходе производства и сертификатов качества.

Опыт реализации международных проектов. Повышенные требования к сырью и материалам

При подготовке к проведению квалификационных испытаний подтверждено соответствие сырья и материалов требованиям проекта «Северный Поток 2».

Испытания сырья и материалов проведены в независимой международной лаборатории EXOVA (Сингапур): Цемент ASTM C150; Щебень ASTM C33, ASTM C295; Руда ASTM C637, ASTM C295; Вода для затворения бетона EN1008; Проволока BS4482/BS4483.

Следует отметить, что требования к сырью и материалам в значительной степени отличаются от требований, указанных в НД РФ, так, например, в соответствии с требованиями Спецификации «Северного потока 2» регламентируется химический состав цемента в части содержания С3А — не более 8% и щелочей — не более 0,6.

Превышение показателей указанных характеристик несет потенциальный риск преждевременного разрушения бетона в процессе эксплуатации.

Для соблюдения надлежащих условий хранения инертных материалов введены в эксплуатацию пневмокаркасные сооружения, которые защищают их от негативного влияния окружающей среды (отрицательные температуры, атмосферные осадки, выветривание), что исключает необходимость дополнительной обработки материалов перед запуском в производство.

Поставки на проекты федерального и мирового уровня

В настоящее время особенно актуальна проблема балластировки трубопроводов, прокладываемых в обводненных, неустойчивых грунтах. Одним из условий надежной работы трубопроводных систем является обеспечение устойчивого положения трубы на проектных отметках, которое достигается методом балластировки и закрепления.

Магистральные трубопроводы на балластируемых участках значительной протяженности находятся выше проектных отметок из – за того, что часто оголяются или всплывают со сбросом утяжелителей. Основная причина этого – негативное влияние *продольных и поперечных перемещений трубопроводов* на работу утяжелителей. Продольные деформации трубопровода обусловлены действием внутреннего давления и изменения температуры. Поперечные деформации, постепенным всплытием в течение ряда лет на протяжении всего обводненного участка. Потеря устойчивости трубопровода (выпучивание), приводит к резкому повышению напряжений в трубопроводе, к нарушению прочности труб, гофрообразованию, повреждениям изоляционного покрытия, что требует значительных затрат на проведение капитальных ремонтов и повторное закрепление трубопровода в проектном положении (замена труб, вырезаемых из участков, находящихся в непроектном положении).

В настоящее время у проектировщиков доминирует консервативный подход при выборе средств закрепления трубопроводов при капитальном строительстве и ремонтах, ориентированный на экономическую составляющую проекта, без учета рисков и уже понесенных затрат на восстановление проектного положения трубопровода. Закрепление участков в траншее выполняется, как правило, материалоемкими и жесткими балластирующими конструкциями, чаще всего железобетонными утяжелителями, ненадежными при эксплуатации в обводненных слабонесущих грунтах.

Одним из условий надежной работы трубопроводных систем является обеспечение устойчивого положения подземного трубопровода на проектных отметках. Этого позволяет достичь

балластировка, одним из надежных способов которой является обетонирование – нанесение бетонного балластного покрытия на предварительно изолированную трубу.

Трубы с балластным покрытием широко используются на участках морских переходов, переходов через реки и озера и прокладки в заболоченной местности.

В условиях эксплуатации балластированного трубопровода на участках речных и морских переходов к балластирующей функции бетона добавляется защитная. Здесь бетонное покрытие призвано обеспечить целостность стального трубопровода при возможных воздействиях на него якорей речных судов, паромов, барж, тралов рыболовных судов, рабочих частей строительной техники, ледовых перемещений, волн и течений. Данный вид балластировки следует рассматривать и как мощное дополнительное защитное покрытие, повышающее надежность морских подводных трубопроводов и труб, укладываемых в водонасыщенных грунтах.

Разберем более подробно риски применения альтернативных средств балластировки.

Использование железобетонных и чугунных пригрузов. Для балластировки трубопроводов, сооружаемых в сложных условиях, используются утяжелители, опирающиеся на него, седловидные (типа УБК), охватывающие по боковым образующим (типа УБО, УБО–УМ, УТО) и кольцевые (типа УТК, УЧК).

Главным недостатком седловидного пригруза является то, что, центр тяжести конструкции расположен выше оси трубопровода, а это приводит к тому, что нередко положение равновесия нарушается и пригруз опрокидывается. Кроме того, возможна поломка пригруза в вершине седла, вследствие малого сопротивления бетона изгибу.

Недостатком применения охватывающих пригрузов является их недостаточная надежность для пучинистых грунтов. В системе магистральных газопроводов на участке Ямбург – Ныда выявлены сотни всплывших участков газопроводов, забалластированных железобетонными утяжелителями типа УБО. Общее растепление вечной мерзлоты в первые годы работы газопровода привело к массовым всплытиям его участков. Жесткие связи в системе «трубопровод – закрепляющая конструкция – грунтовое основание» в период пучения промерзающего грунта не выдерживают усилий, возникающих при подъеме трубопровода и разрываются в силу того, что не способны компенсировать вертикальные перемещения трубопровода и перераспределить их между отдельными закрепляющими устройствами. Кроме того, взаимодействие этих устройств с трубопроводом создает значительные локальные нагрузки, повреждающие изоляционное покрытие и вызывающие повышение напряжений изгиба в стенке труб. Так же применение железобетонных утяжелители типа УБО ограничивается нормативной документацией. Применение утяжелителей недопустимо на участках трубопровода получающих в процессе эксплуатации продольные перемещения более 40 мм, а при использовании мягких силовых поясов – более 50 мм.

К главным недостаткам кольцевых утяжелителей относят недолговечность, низкое качество их изготовления, ненадежность и недолговечность крепежных элементов. Так требования, предъявляемые к бетону для производства УТК, не обеспечивают его долговечность и прочностные характеристики и в разы ниже требований, предъявляемых к бретоному покрытию обетонированных труб.

Существенным недостатком применения всех типов утяжелителей является значительная доля ручного труда при их монтаже и его длительность, так же, как следствие, прямое влияние человеческого фактора на качество работ.

В состав работ по балластировке трубопроводов железобетонными утяжелителями различных типов входят: доставка, разгрузка утяжелителей и раскладка их в местах, предусмотренных проектом производства работ, подача утяжелителей к месту монтажа, сборка и установка комплектов утяжелителей на уложенный в проектное положение трубопровод.

Применение обетонированных труб позволяет в значительной мере увеличить темпы строительства, так как подразумевает только сварку труб в плеть.

Как видно приоритетными задачами по обеспечению устойчивости трубопроводов являются повышение надежности их работы, а также повышение темпов работ при строительстве и ремонте. Все эти задачи позволяет решать применение обетонированных труб на объекте строительства.

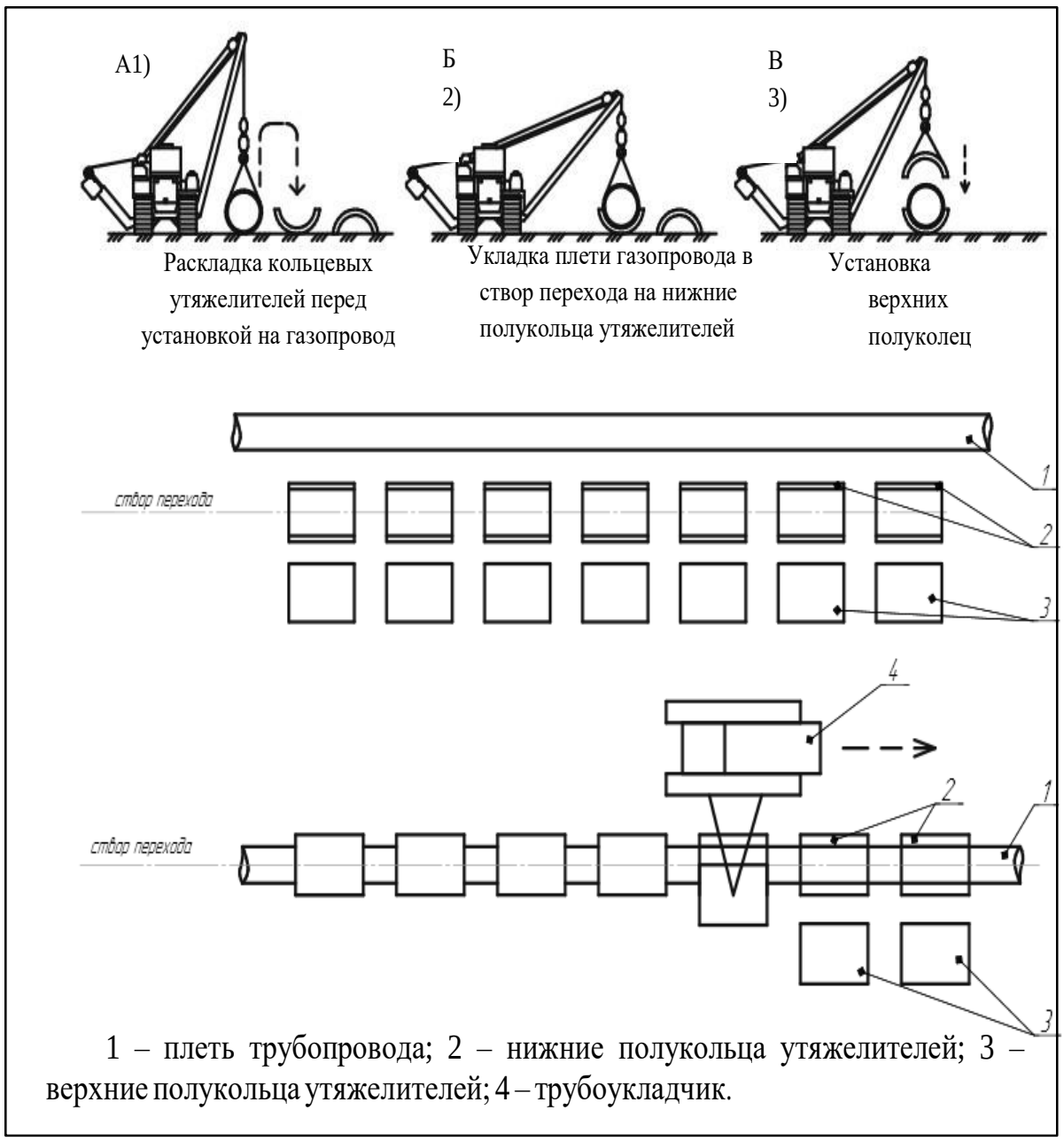
Область применения обетонированных труб

Категория местности	**Средства балластировки трубопроводов**								
	СБ$_1$	**СБ$_2$**	**СБ$_3$**	**СБ$_4$**	**СБ$_5$**	**СБ$_6$**	**СБ$_7$**	**СБ$_8$**	**СБ$_9$**
Участок возможного обводнения	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Обводненный участок	±	+	+	+	+	+	+	+	+
Пойма не размываемая	±	+	+	+	+	+	+	+	+
Пойма размываемая	-	+	+	+	+	-	±	±	±
Малая водная преграда	-	+	+	+	+	-	±	±	-
Болото I типа	-	±	+	+	+	±	±	±	±
Болото II типа	-	±	+	+	+	±	±	±	±
Болота III типа	-	-	+	+	-	±	-	-	-
Озерно-болотный комплекс	-	-	+	+	-	-	-	-	-
Вечная мерзлота	-	-	+	-	-	-	-	-	+

«+» – целесообразность применения СБ;
«-» – нецелесообразность применения СБ;
«±» – целесообразность применения СБ при соблюдении условия h<H; h – мощность торфа, H – глубина траншеи

СБ$_1$ — минеральный грунт засыпки;
СБ$_2$ — минеральный грунт засыпки в сочетании с геотекстильным синтетическим материалом;
СБ$_3$ — сплошное бетонное покрытие труб;
СБ$_4$ — кольцевые утяжелители;
СБ$_5$ — утяжелители охватывающего типа;
СБ$_6$ — утяжелители охватывающего типа сочетании с геотекстильным синтетическим материалом и минеральным грунтом засыпки;
СБ$_7$ — утяжелители, опирающиеся на трубу;
СБ$_8$ — контейнерные балластирующие устройства;
СБ$_9$ — анкерные устройства различной конструкции

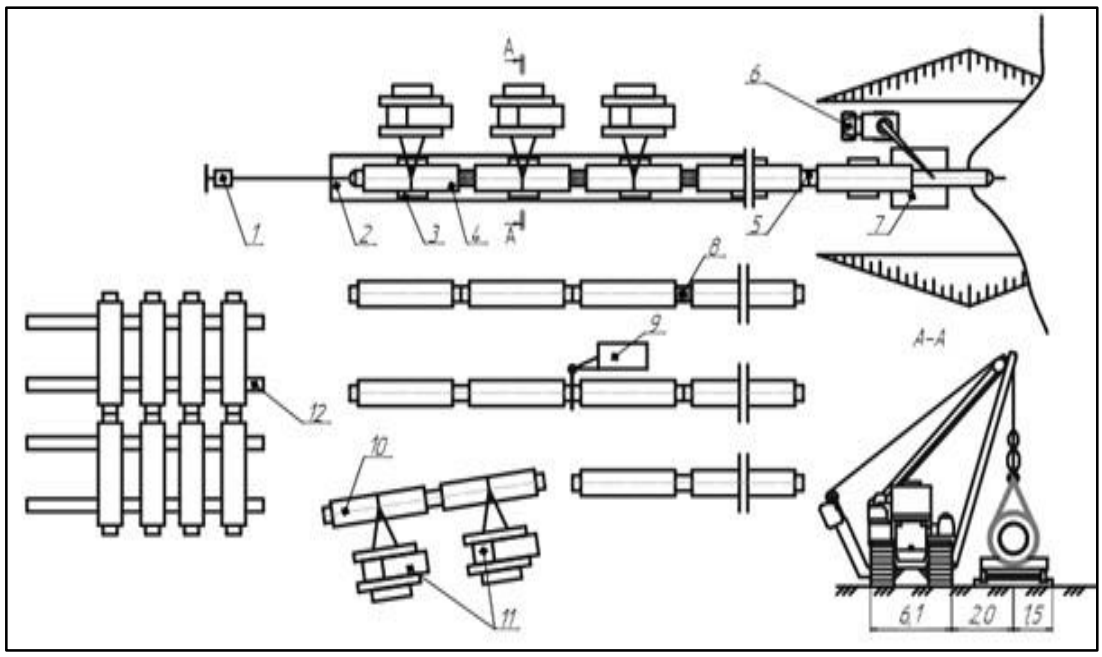
Технология строительства трубопровода с применением УЧК



1 – плеть трубопровода; 2 – нижние полукольца утяжелителей; 3 – верхние полукольца утяжелителей; 4 – трубоукладчик.

1. Доставка и сварка труб в плеть;
2. Доставка и монтаж футеровочной рейки на плеть;
3. Раскладка кольцевых утяжелителей перед установкой на газопровод;
4. Укладка плети (плетей) газопровода на нижние полукольца утяжелителя;
5. Установка верхних полуколец;
6. Закрепления полуколец УЧК с помощью крепежных элементов (болты (шпильки), шайбы, гайки);
7. Протаскивание.

Технология строительства трубопровода с применением ОТ



1 — тормозная лебедка; 2 — спусковая дорожка; 3 — тележки; 4 — плеть на спусковой дорожке; 5 — место сварки стыка; 6 — автокран; 7 — приямок для схода тележек; 8 — установка защиты стыка; 9 — электросварочный агрегат; 10 — звено из двух обетонированных труб; 11 — трубоукладчики;

12 — стенд для сварки двухтрубных звеньев

Технология строительства подводного перехода с использованием ОТ предусматривает следующие виды работ: 1. Доставка ОТ; 2. Сварка труб в плеть; 3. Установка защиты стыка; 4. Протаскивание.

Сравнение технологий строительства трубопровода с применением УЧК и ОТ

Технология монтажа УЧК предусматривает следующие виды раб	**Технология монтажа ОТ предусматривает следующие виды работ**
1. Доставка труб; 2. Сварка труб в плеть; 3. Доставка и монтаж футеровочного профиля на плеть; 4. Раскладка кольцевых утяжелителей перед установкой на газопровод; 5. Укладка плети (плетей) газопровода створ перехода на нижние полукольца утяжелителя; 6. Установка верхних полуколец; 7. Закрепления полуколец УЧК с помощью крепежных элементов (болты (шпильки), шайбы, гайки); 8. Протаскивание.	1. Доставка ОТ; 2. Сварка труб в плеть; 3. Установка манжеты для защиты стыка; 4. Протаскивание.

Преимущества труб с наружным утяжеляющим бетонным покрытием

Гарантия

Экологичности	**Применение инертных материалов**
Качества	**Контроль поверхности на всех стадиях жизненного цикла ОТ**
Надежности	**Стабильное положение трубопровода на проектных отметках**
Экономичности	**Общий уровень затрат на производство, монтаж и эксплуатацию ниже, чем у альтернативных средств балластировки**

13.5 О некоторых вопросах разработки справочников наилучших доступных технологий

Р. Х. Кабжанов генеральный директор ОЮЛ «Казахстанская ассоциация региональных экологических инициатив Ecojer
7172 610145, info@ecojer.kz

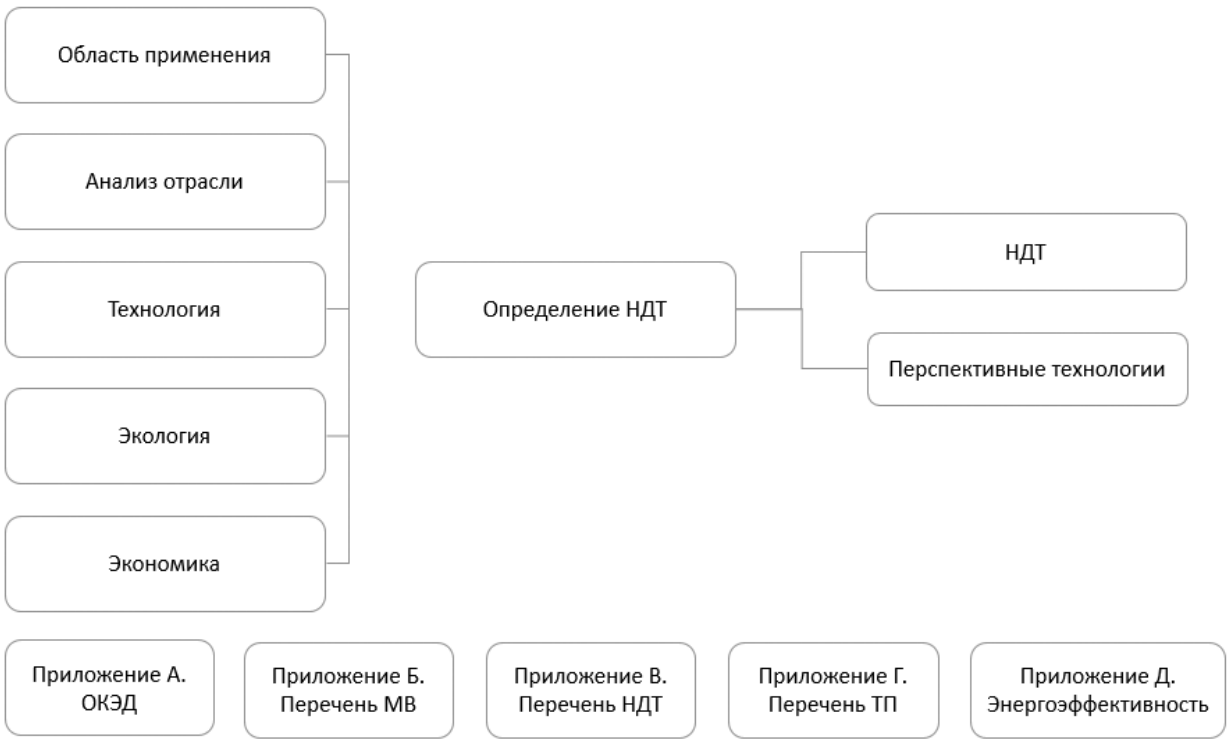
Рассмотрены некоторые вопросы разработки справочников наилучших доступных технологий (НДТ). Описана этапы реформирования КЭР, внедрения НДТ, сопутствующего налогового реформирования. Приведена структура технического справочника. Описаны процесс разработки справочника НДТ и рабочие органы по формированию и разработке технического справочника, а также процесс проведения комплексного технологического аудита. Приведен план работы бюро по разработке справочников НДТ на 2020–2024 годы. Рассмотрены рекомендуемые европейскими справочниками НДТ для очистки выбросов в атмосферу и технологии на российском рынке, соответствующие рекомендациям справочника НДТ.

Some issues of development of handbooks of the best available technologies (BAT) are considered. The stages of reforming the IEP, the introduction of BAT, and the accompanying tax reform are described. The structure of the technical reference book is given. The process of developing a BAT reference book and working bodies for the formation and development of a technical reference book, as well as the process of conducting a comprehensive technological audit are described. The work plan of the Bureau for the development of BAT reference books for 2020-2024 is presented. The BAT recommended by the European reference books for the purification of air emissions and technologies on the Russian market, which correspond to the recommendations of the BAT reference book, are considered.

Этапы реформирования КЭР, внедрения НДТ, сопутствующего налогового реформирования

Экологическое законодательство: требование по внедрению НДТ для крупных компаний (оценочные затраты – 400 млрд тенге ежегодно, 4 трлн тенге за один цикл).

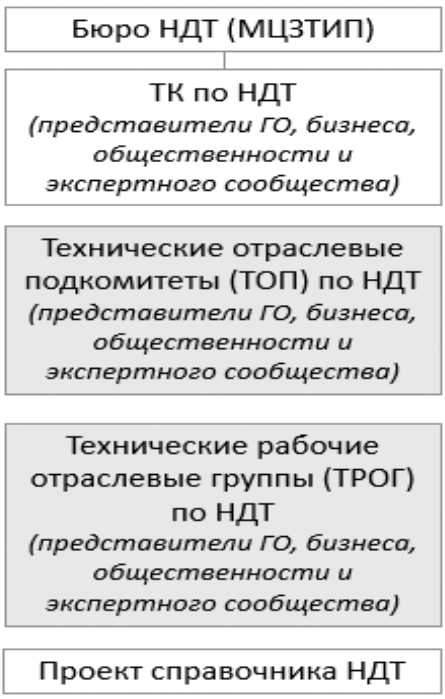
Структура технического справочника



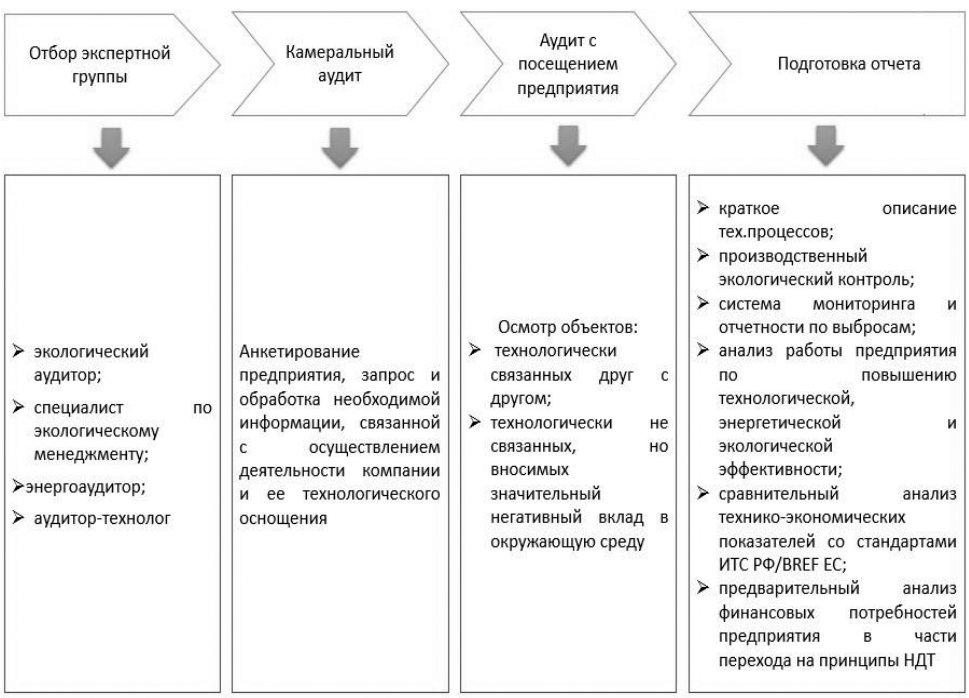
Справочно: до разработки технического справочника проводится технологический аудит. Технический справочник актуализируется каждые 5 лет. ОКЭД – общий классификатор видов экономической деятельности. МВ – маркерные вещества. ТП – технологические показатели.

Процесс разработки справочника НДТ

Справочник НДТ
Рабочие органы по формированию и разработке технического справочника



Процесс проведения комплексного технологического аудита



План работы бюро (МЦЗТ) по разработке справочников НДТ

2020

- формирование пула независимых экспертов из числа казахстанских и международных специалистов, имеющих опыт, знания, квалификацию в соответствующих отраслях (видах) деятельности;
- обучение независимых экспертов в рамках технической помощи (эксперты участвуют в определении технологии в качестве НДТ, в проведении комплексного технологического аудита, в ТРГ по разработке справоиков по НДТ;

- проведение комплексного технологического аудита 125 крупных предприятий, оценка их текущего состояния.

2020 – 2023

разработка Справочников/заключений по НДТ (отраслевые), определение технологий для последующего включения в ТС по НДТ.

2023 (август – декабрь)

Согласование справочников/заключений по НДТ в установленном порядке, утверждение в уполномоченных органах.

2024

Оказание услуг по формированию заявок на получение КЭР.

Рекомендуемые европейскими справочниками НДТ для очистки выбросов в атмосферу

Технологии на российском рынке, соответствующие рекомендациям справочника НДТ

Наименование системы	Тип фильтра	Эффектив-ность очистки	Очищаемые вещества	Соответ-ствие НДТ
Газоконвертор «Ятаган Х,Х/ФЛ5/1000»	Электростати-ческий фильтр	60–99%	Газы органической природы, аммиак, пыль	+
Биофильтр	Биофильтра-ция	70–85%	Органические соединения	+
Вихревой гидрофильтр «Вортэкс»	Влажный газо-очиститель	до 99%	SOx, CO, NOx, пыль	+
Фильтр механической очистки газов (ФСГ)	Фильтр из сетчатого материала	до 99%	Твердые частицы, NOx	+
Модульные установки по улавливанию и рекуперации паров углеводородов	Абсорбация	до 98%	Углеводороды	+

Установка НДТ на примере «Газпром Нефть – Московский НПЗ»

Снижение содержания серы в воздухе Москвы на 32%

Наименование мероприятия	Установка гидроочистки дизельного топлива	Установка гидроочистки бензина	Установка изомеризации
Цель	Снижение содержания серы в товарном дизельном топливе до требований ЕВРО-5 (10 ppm)	Снижение содержания серы в компоненте автомобильного бензина до требований ЕВРО-5 (10 ppm)	Содержание общей серы в изомеризате – менее 0,1 ppm
Инвестиции	6,9 млрд. рублей (40,8 млрд тенге)	4,9 млрд. рублей (29 млрд тенге)	11,3 млрд. рублей (66,9 млрд тенге)

Установка НДТ на примере «Газпромнефть – Московский НПЗ»

Строительство закрытых механических очистных сооружений

Экологический эффект:

- ✓ Минимизация выбросов вредных веществ на 97%;
- ✓ Снижение содержания нефтепродуктов в сточных водах в 6 раз;
- ✓ Глубокая очистка сточных вод на 98–99%;
- ✓ Повторное использование воды – до 75%;
- ✓ Снижение объемов потребления речной воды в 3 раза;
- ✓ Снижение сбросов на городские очистные сооружения до 75%.

Объем инвестиций – 4 млрд руб. (23,7 млрд тенге)

Всего в рамках программы реконструкции и модернизации АО «Газпромнефть — МНПЗ» со сроками реализации 2010–2020 гг. было инвестировано 35,5 млрд рублей (210,2 млрд тенге).

14. НЕФТЕОТДАЧА (КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ) ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

14.1 Центр компетенции по проблемам коррозии

Д. С. Макеев начальник управления технического развития АО НК «КазМунайГаз»
М. Ж. Журинов ген. директор АО «Институт топлива, катализа и электрохимии им. Д. В. Сокольского
7 727 2915808; e-mail: ifce@ifce.kz

Приведена информация о деятельности Центра компетенции по проблемам коррозии, созданная для минимизации экономических потерь из-за коррозионных процессов, путем создания системы управления коррозионными процессами, внедрения систем контроля и решения проблем понижения интенсивности развития коррозии технологического оборудования. Рассмотрены задачи и структура Центра. Описано программное обеспечение Meridium, ориентированное на надежность (Reliability-Based Asset Management — RBAM). Дана информация о реализованных и действующих проектах. Предложены меры по борьбе с коррозией, предпринимаемые на НПЗ после обмена опытом с Rompetrol. Описана методология проведения коррозионного анализа. Даны рекомендации по мониторингу скорости коррозии и по мониторингу и снижению коррозионного воздействия.

Information on the activities of the Competence Center for Corrosion Problems created to minimize economic losses due to corrosion processes, by creating a system for managing corrosion processes, introducing control systems and solving problems of reducing the intensity of corrosion of technological equipment, is provided. The tasks and structure of the Center are considered. Reliability-Based Asset Management (RBAM) software Meridium is described. Provided information on implemented and ongoing projects. The proposed measures to combat corrosion, taken at the refinery after the exchange of experience with Rompetrol. The methodology for conducting corrosion analysis is described. Recommendations are given for monitoring the corrosion rate and for monitoring and reducing corrosion impact.

Об институте топлива, катализа и электрохимии им. Д. В. Сокольского

АО «Институт топлива, катализа и электрохимии им. Д. В. Сокольского» был основан 1 декабря 1969 г. академиком АН КазССР Д. В. Сокольским (Постановление Совета Министров Казахской ССР № 543 от 25 августа 1969 г.).

Штат: 112 научных сотрудников: 3 академика НАН РК, 14 д. н. и 42 к. н.

Структура: 9 лабораторий, 5 секторов, 1 научный центр компетенции, цех по производству катализаторов, механическая мастерская, стеклодувная мастерская

***Оснащение*:** ИК-, УФ-спектроскопия, Мессбауэровская спектроскопия, Рентгеновская дифрактометрия (РФА), рентгенофлуоресцентная энергодисперсионная спектроскопия, электронная микроскопия (просвечивающая и растровая), Электронный парамагнитный резонанс (ЭПР), квантово-химические расчеты, адсорбционно-десорбционные методы исследования, в том числе метод БЭТ (по низкотемпературной адсорбции азота), парк установок и реакторов лабораторного и пилотного типов.

Видение системы управления коррозией:

Центр компетенции по проблемам коррозии

Целью создания центра является минимизация экономических потерь из-за коррозионных процессов, путем создания системы управления коррозионными процессами, внедрения систем контроля и решения проблем понижения интенсивности развития коррозии технологического оборудования.

Задачи:

- повышение уровня прогнозируемости текущего состояния технологического оборудования;
- повышение уровня безопасной эксплуатации технических устройств;
- снижение уровня преждевременного коррозионного износа узлов технологического оборудования;
- увеличение межремонтного пробега технологического оборудования;
- снижение затрат на проведение периодических обследований и ремонт оборудования.

Структура центра

Отдел по управлению коррозией

- Проведение технического коррозионного аудита.
- Разработка руководящих документов, документов по контролю коррозии, выдача рекомендаций и мероприятий по снижению коррозии.
- Исследование причин аварий по коррозионному направлению.
- Коррозионный мониторинг, оценка эффективности.

Исследовательская лаборатория

- Проведение исследований, анализов, стендовых испытаний и тестирования образцов.
- Выдача отчетов и экспертных заключений.

Отдел моделирования

- Проведение моделирования и расчетов;
- Ведение банка данных:
  - классификация данных;
  - анализ данных;
  - хранение информации, предоставление доступа.

Сертификационный отдел

- Оформление и выдача рабочей документации, издание бюллетеня;
- Организация и сопровождение обучения.

Портфель решений

Проведение коррозионного аудита, исследование причин аварий по коррозионному направлению.

Разработка документов по управлению коррозией для установок предприятий, оценка рисков, выдача рекомендаций по уменьшению скорости коррозии.

Мониторинг и сопровождение, создание банка данных.

Моделирование и исследование причин коррозии на отдельных установках, блоках и аппаратах технологических процессов.

Разработка нормативов и методик контроля и управления коррозией.

Обучение сотрудников предприятий.

Возможность отражения результатов коррозионного аудита и данных паспортов по контролю коррозии в программное обеспечение по управлению надежностью.

Управление надежностью (ПО Meridium)

Программное обеспечение Meridium, ориентированное на надежность (Reliability-Based Asset Management — RBAM), помогает предприятиям фондоемких отраслей промышленности к которым относятся НПЗ выполнять сложные задачи в области RCM и ответить на следующие вопросы, важные для успешного производства:

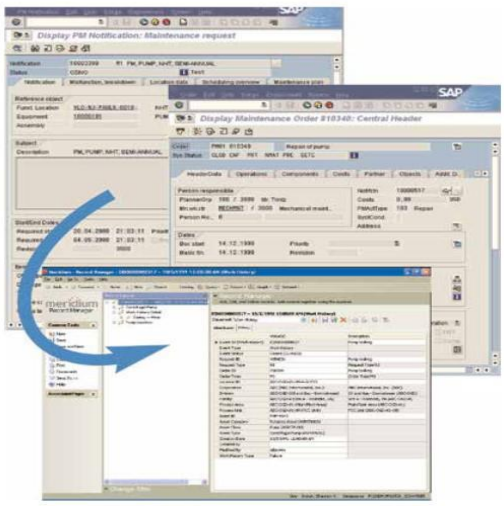
✓ На какое критическое оборудование необходимо обратить внимание?

✓ Как гарантировать разработку оптимальной стратегии для этих критических активов?

✓ Как проанализировать стратегию технического обслуживания и обеспечить ее актуализацию по мере старения активов и появления новых требований?

✓ Как обеспечить единообразие стратегии активов для всех производственных процессов?

Meridium предоставляет решение для управления надежностью – GE Meridium APM, позволяющее Заказчикам перейти от традиционных моделей ТОиР к реализации стратегии управления надежностью RCM.



Преимущества решения по управлению коррозией

- высококвалифицированные специалисты с многолетним опытом работы;
- современная материально-техническая база;
- наличие зарубежных партнеров и работа по международным стандартам;
- экспертиза по технологии и механизмам коррозии, опыт эксплуатации, инспекций и техобслуживания;
- независимость от поставщиков датчиков систем управления коррозии;
- обучение персонала в ходе выполнения работ.

Реализованные проекты

1. Договор с ТОО «ПНХЗ» на оказание услуг по снижению коррозионного износа оборудования.

- проведен технический аудит коррозии, выполнены испытания образцов;
- разработаны паспорта по контролю коррозии установок: ЭЛОУ- АТ (С-100) и гидроочистка дизельного топлива (С300/1);
- проведено обучение специалистов по механизмам деградации на установках ППТН;
- разработаны рекомендации по снижению коррозионного износа оборудования.

2. Договор с ТОО «АНПЗ» на оказание услуг по снижению коррозионного износа оборудования

- проведен технический аудит коррозии, выполнены испытания образцов;
- участие специалистов ИТКЭ в остановочном ремонте;
- разработаны паспорта коррозии установок ЭЛОУ-АТ-2 и ЭЛОУ-АВТ-3 ППНГО;
- разработаны рекомендации по снижению коррозионного износа оборудования;
- проводится обучение специалистов ТОО "АНПЗ" по основам коррозии в процессах переработки нефти и операционному окну целостности (IOW) (сентябрь 2020 г.).

Действующие проекты

1. Договор с ТОО «ПНХЗ» на оказание услуг по снижению коррозионного износа оборудования:

- проводится технический аудит коррозии установок: гидроочистка нафты (С-200/1), каталитический риформинг (С-200/2), установки замедленного коксования и производства пара (УЗК и ПП);
- проводится исследование и испытания образцов;
- принято участие специалистов ИТКЭ в остановочном ремонте;
- разрабатываются паспорта по контролю коррозии установок С-200/1, С-200/2, УЗК и ПП;
- проведено обучение специалистов ТОО «ПНХЗ» по механизмам коррозии и ее контролю на технологических установках.

2. Договор с ТОО «АНПЗ» на оказание услуг по снижению коррозионного износа оборудования *(в процессе заключения):* проводится технический аудит коррозии установок: каталитический риформинг (CCR), каталитический крекинг.

3. Договор с ТОО «ПКОП» на оказание услуг по снижению коррозионного износа оборудования *(в процессе заключения):* проводится исследование влияния хлорорганических соединений в нефти на коррозию технологического оборудования цеха №1 ЛК-6У.

Меры по борьбе с коррозией, предпринимаемые на НПЗ после обмена опытом с Rompetrol

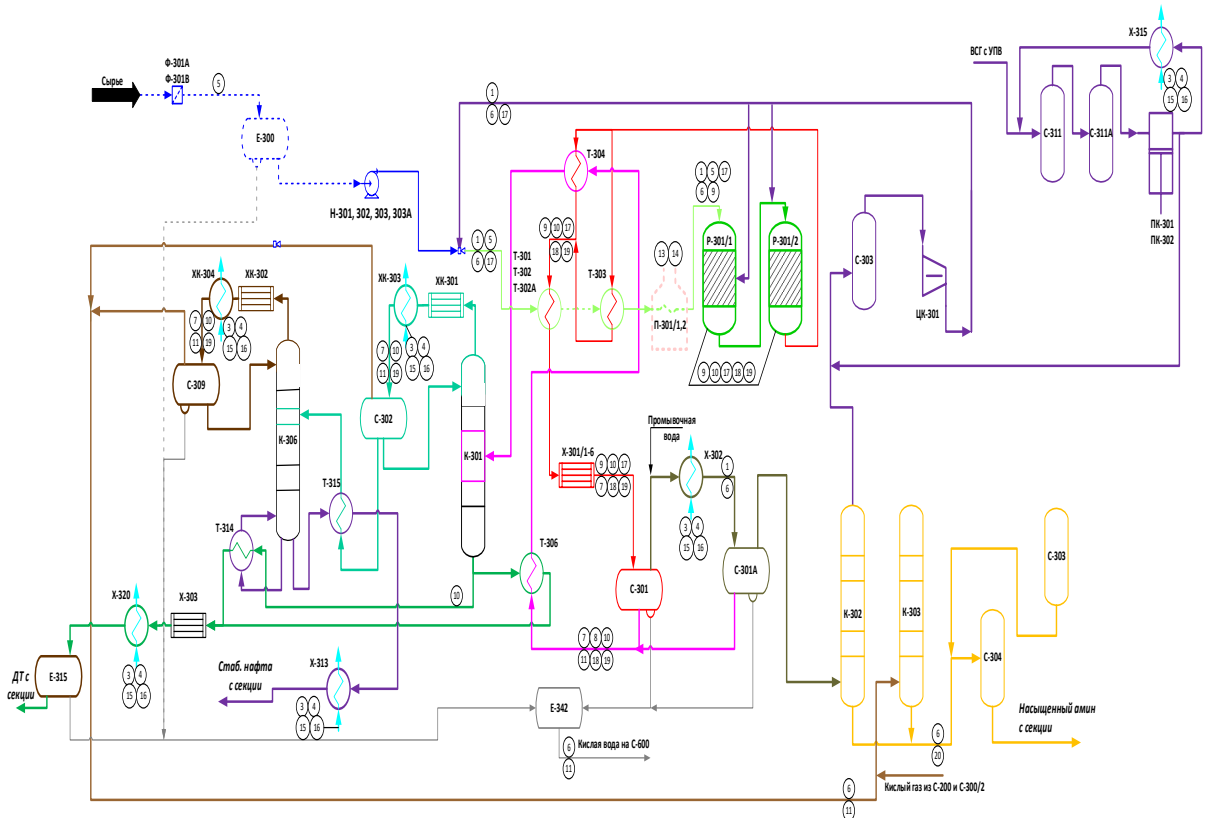
Внедряемая практика Rompetrol по управлению коррозией:

- Разработаны графики аналитического контроля показателей, влияющих на коррозию:
  - технологических сред;
  - водооборотных систем (в т. ч. износа купонов);
  - котлоагрегатов;
  - блока очистки дымовых газов.
- Ведется постоянный мониторинг показателей, влияющих на коррозию;
- Ведется работа по установке информационных дашбордов с выводом в них показателей лабораторного контроля, влияющих на коррозию;
- Ведется работа по восстановлению системы онлайн мониторинга (датчики коррозии);
- Приобретаются международные стандарты NACE и API.

Методология проведения коррозионного анализа:

- разработка программы выполнения работ по аудиту коррозии и разработке паспортов коррозии;
- сбор исходных данных и проведение интервью с техническими специалистами по коррозии, по техническому обслуживанию, ремонту и диагностике, с начальниками технологических объектов;
- анализ изменений качества перерабатываемого сырья и оборотной воды и оценка их влияний на коррозионный износ оборудования;
- анализ существующих эксплуатационных проблем, связанных с коррозионным износом с анализом факторов, определяющих текущие скорости коррозии;
- анализ технологических режимов работы данных объектов и условий возникновения коррозии;
- определение контуров коррозии для каждого механизма коррозионного износа оборудования;
- проверка правильности используемого материального исполнения оборудования;
- анализ результатов проведения инспекций и экспертизы промышленной безопасности оборудования, изучение вопросов, связанных с обеспечением механической целостности оборудования;
- аудит программ реагентной обработки, применяемых на предприятии в системе оборотного водоснабжения;
- разработка мероприятий, направленных на снижение коррозионного износа оборудования.

Общая схема установки С-300/1 ППП



Контуры коррозии установки С-300/1 ППП

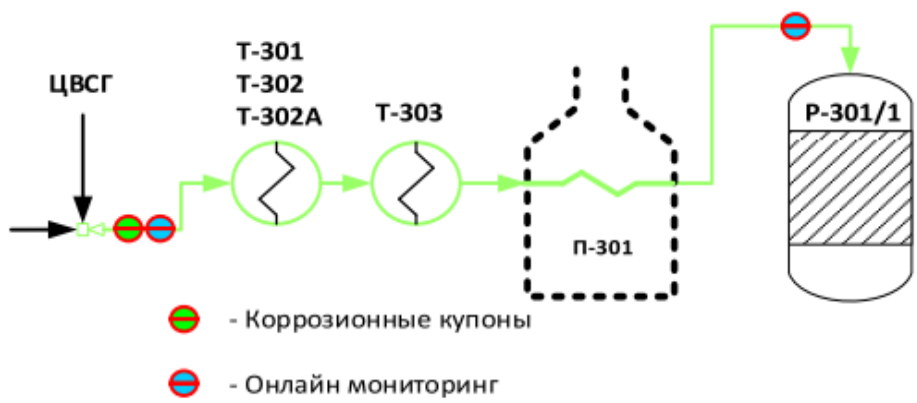


Схема контура 2 ««Подача сырья после тройника смешения»

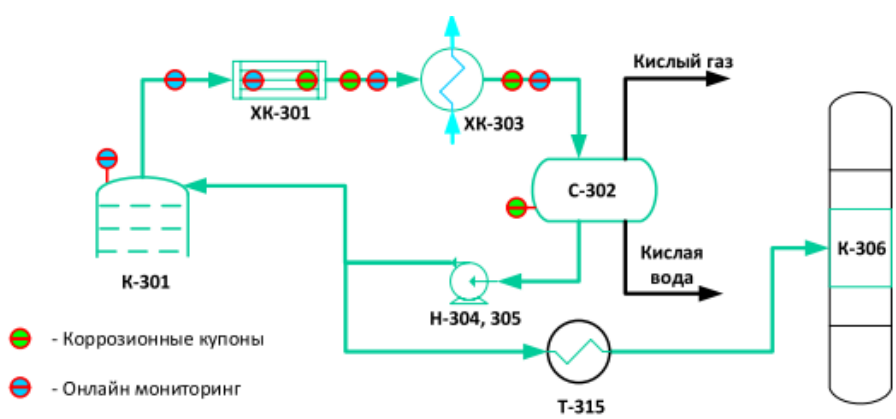


Схема контура 13 «Шлемовая линия колонны К-301»

Контур 1	Подача сырья до тройника смешения
Контур 2	Подача сырья после тройника смешения
Контур 3	Реакторы Р-301/1, Р-301/2
Контур 4	Линия газопродуктовой смеси
Контур 5	Линия нестабильного гидрогенизата
Контур 6	Линия неочищенного ВСГ
Контур 7	Линия оборотной воды
Контур 8	Линия кислой воды
Контур 9	Линия кислого газа
Контур 10	Линия насыщенного амина
Контур 11	Линия циркулирующего ВСГ
Контур 12	Печь П-301/1,2 со стороны дымовых газов
Контур 13	Шлемовая линия колонны К-301
Контур 14	Шлемовая линия колонны К-306

Распределение механизмов деградации по контурам коррозии установки С-300/1 ПППН

№	Механизмы деградации	Контуры коррозии
1	Коррозия под действием HCl	2, 4, 6, 11.
2	Коррозия под отложениями	7, 4.
3	Коррозия под действием органических кислот	1, 2.
4	Коррозия под действием H2S	2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 11, 13, 14.
5	Коррозия под отложениями хлорида и сульфида аммония	4, 5, 13, 14.
6	Высокотемпературное охрупчивание	3, 4.
7	Сульфидная коррозия	3, 5.
8	Хлоридное растрескивание	5, 8, 9.
9	Компонентно-избирательная коррозия	7.
10	Гальваническая коррозия	7.
11	Водородное охрупчивание	2, 3, 4, 11, 14.
12	Коррозия под воздействием политионовых кислот	3, 4, 5.
13	Коррозия под напряжением и присутствия хлоридов	3, 4, 5.
14	Коррозия под действием продуктов распада аминов	10.

Рекомендации по контуру 13 установки С-300 ПППН

Рекомендация по мониторингу скорости коррозии:

✓ Использование ультразвукового оборудования для мониторинга коррозионных повреждений (Shear wave ultrasonic testing).

Рекомендации по мониторингу и снижению коррозионного воздействия:

✓ Периодическая или непрерывная промывка водой всех секций АВО.

✓ Использование в шлемовых линиях хромникельмолибденовых или хромникельтитановых марок сталей.

✓ Поддерживать концентрацию NH_4HS менее 2% масс., скорость потока менее 6,8 м/с. (Углеродистые стали могут использоваться при этих предельных условиях.)

✓ Рекомендуемая периодичность проведения толщинометрии составляет 1 раз в 4 года (из практики эксплуатации зарубежных НПЗ). Контроль каждые 3–4 м длины и включать обязательные измерения толщины стенки во всех местах изменения направления движения потока или застойные зоны. Для аппаратов необходим внутренний осмотр в период остановок установки на ремонт.

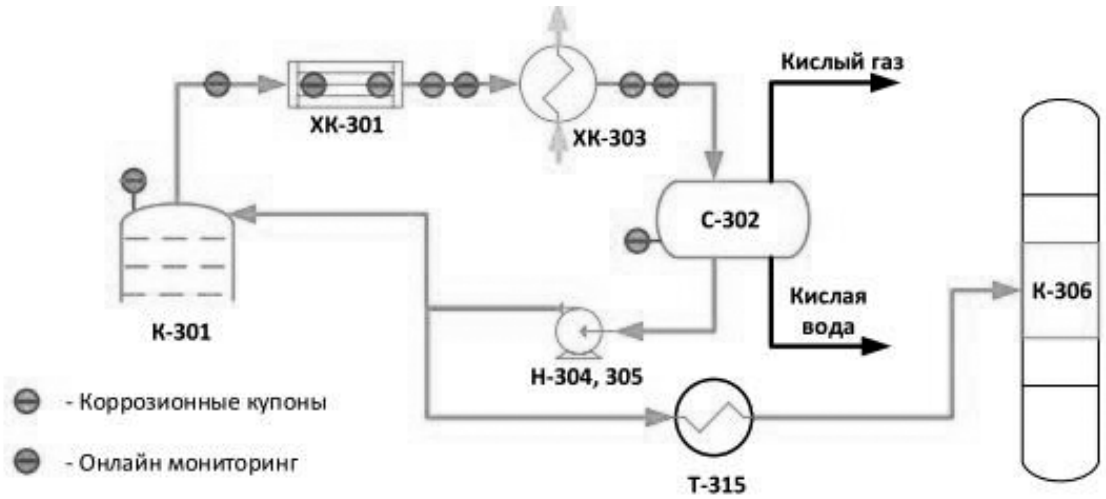


Схема контура 13 «Шлемовая линия колонны К-301»

НПО-
НефтеСинтез

14.2 Опыт применения технологии выравнивания профиля закачки и увеличения приемистости TerraFlow SFW в Республике Казахстан

Кирилл Фурман
Бахытжан Оразалиев

генеральный директор ООО Terratec,
директор McNorton Oiltech
info@terratecglobal, +7(499)7059500;
b.orazaliyev@mcnortonoiltech, +77012248740

Описан опыт применения технологии выравнивания профиля закачки и увеличения приемистости TerraFlow SFW в Республике Казахстан. Сравнены стандартное решение для выравнивания профиля закачки и предлагаемое решения TERRATEC для выравнивания профиля закачки, рассмотрены преимущества предлагаемого решения. Приведены результаты обработки нагнетательных скважин №XXX5, №XXX6 и графики Холла, №XXX5, №XXX6. Представлены результаты расчета дополнительной добычи по проекту. Приведены результаты нагнетательной скважины № XXX2 (пример работы с профилем закачки).

The experience of using the technology of leveling the injection profile and increasing the injectivity of TerraFlow SFW in the Republic of Kazakhstan is described. The standard solution for leveling the injection profile and the proposed TERRATEC solution for leveling the injection profile are compared, the advantages of the proposed solution are considered. The results of treatment of injection wells No.XXX5, No.XXX6 and Hall graphs, No.XXX5, No.XXX6 are presented. The results of calculating additional production for the project are presented. The results of injection well # XXX2 are given (an example of working with an injection profile).

Стандартные решения

Стандартное решение для выравнивания профиля закачки

Закачка геля

Блокирование высокопроницаемых интервалов для дренирования низкопроницаемых интервалов.

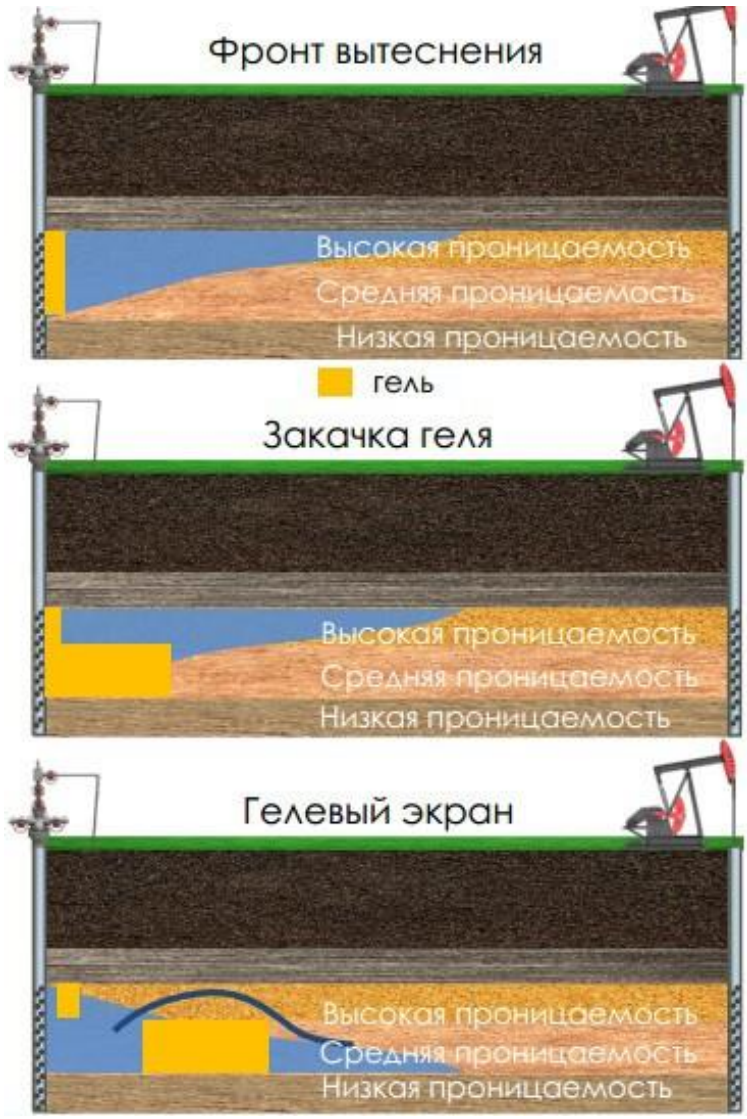
Основные проблемы:

Снижение коэффициента приемистости, что негативно сказывается на восстановлении пластового давления.

Ограниченная возможность для перераспределения вытесняемого агента по прослоям.

Невозможность вовлечь в процесс нефтеизвлечения большей части низкопроницаемых пластов.

Работает только в прискважинной зоне пласта.



Предлагаемое решение

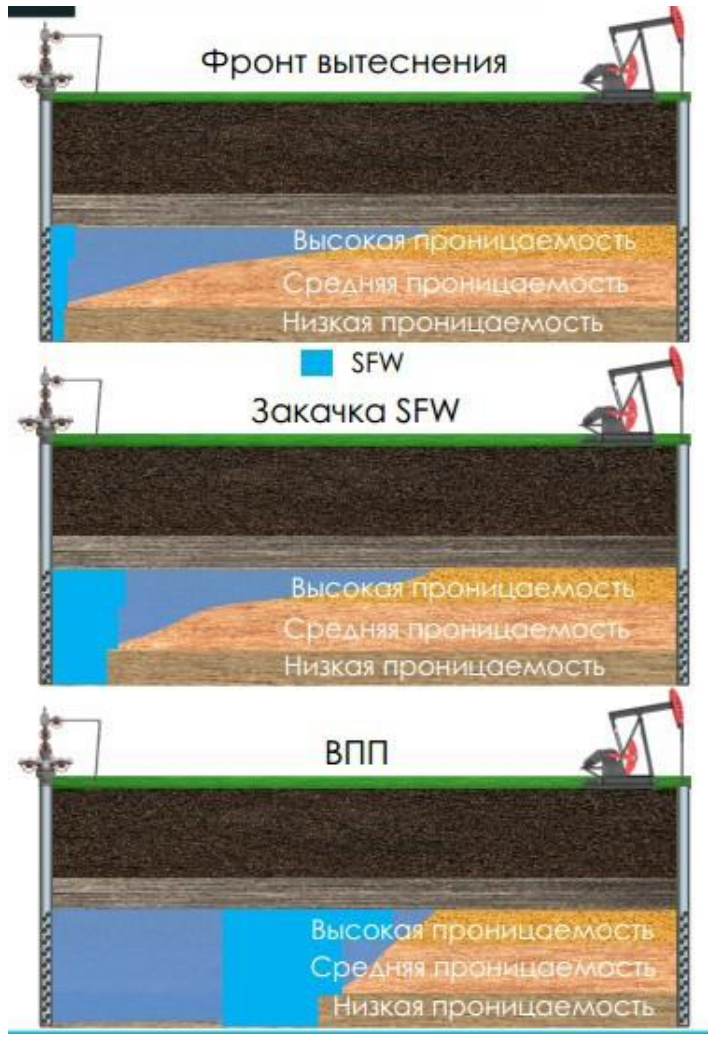
Решения TERRATEC для выравнивания профиля закачки

TerraFlow Super Fluid Water (SFW)

Повышение проницаемости по воде в низкопроницаемых пропластках при практически неизменной проницаемости высокопроницаемых интервалов.

Основные преимущества:

Вовлечение низкопроницаемых пропластков ранее не участвовавших в разработке.
Ранее дренированные высокопроницаемые пропластки продолжают участвовать в разработке.
Проникновение агента глубоко в пласт.



Результаты обработки нагнетательных скважин: №XXX5

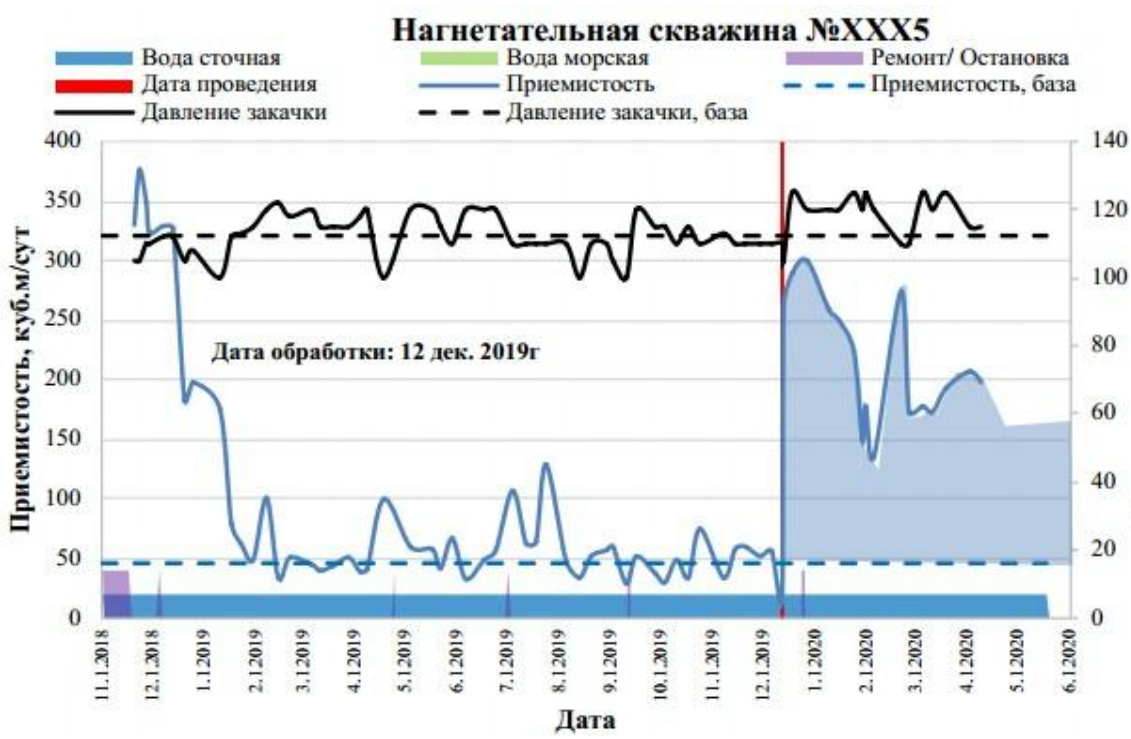
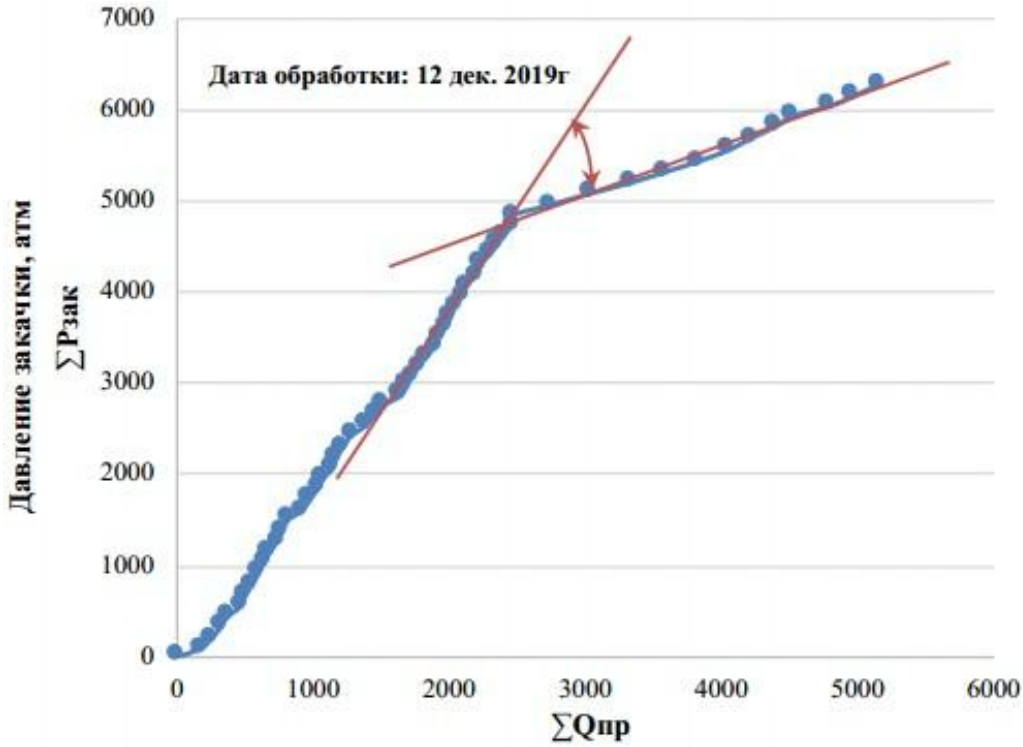


График Холла, №XXX5

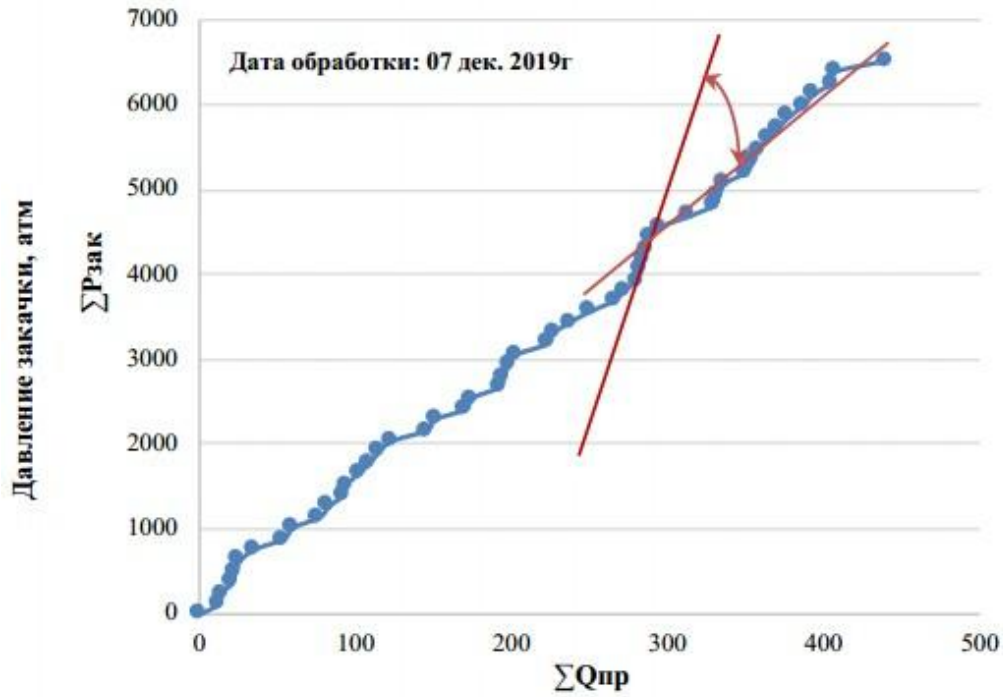


Рост замерной приемистости практически в 5 раз до 225 м^3/сут, при базовом значении 46,17 м^3/сут.

Увеличение давления закачки до 120 атм., при базовом значении 112,33 атм.

Результаты обработки нагнетательных скважин: №XXX6

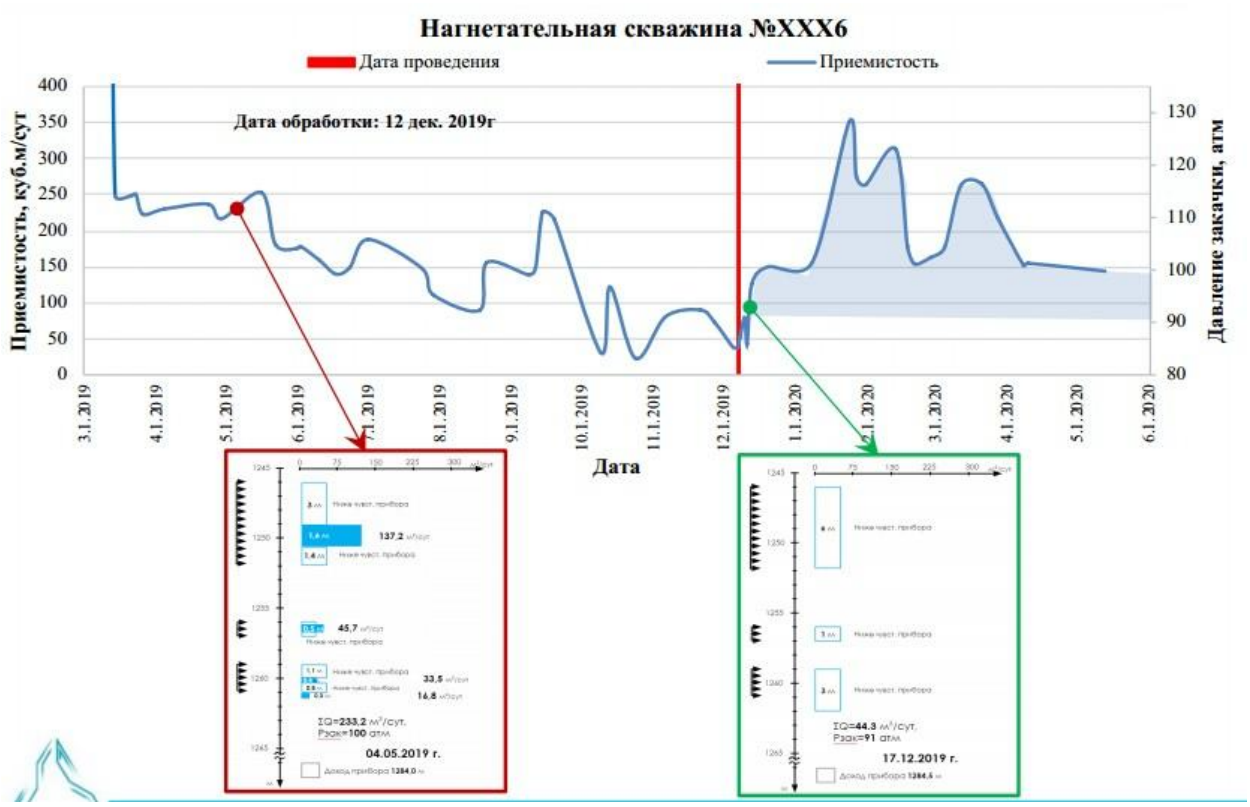
График Холла, №XXX6



Рост замерной приемистости практически в 5 раз до 194 м^3/сут, при базовом значении 56 м^3/сут.

Увеличение давления закачки до 130 атм, при базовом значении 123,7 атм.

Результаты обработки нагнетательных скважин: №XXX6



В период исследования проведенного до обработки в мае 2019 года замерная приемистость скважины составляла около 250 м^3/сут. при давлении закачки 130 атм, а замерная приемистость скважины перед обработкой составляла 38 м^3/сут. при давлении закачки 120 атм.

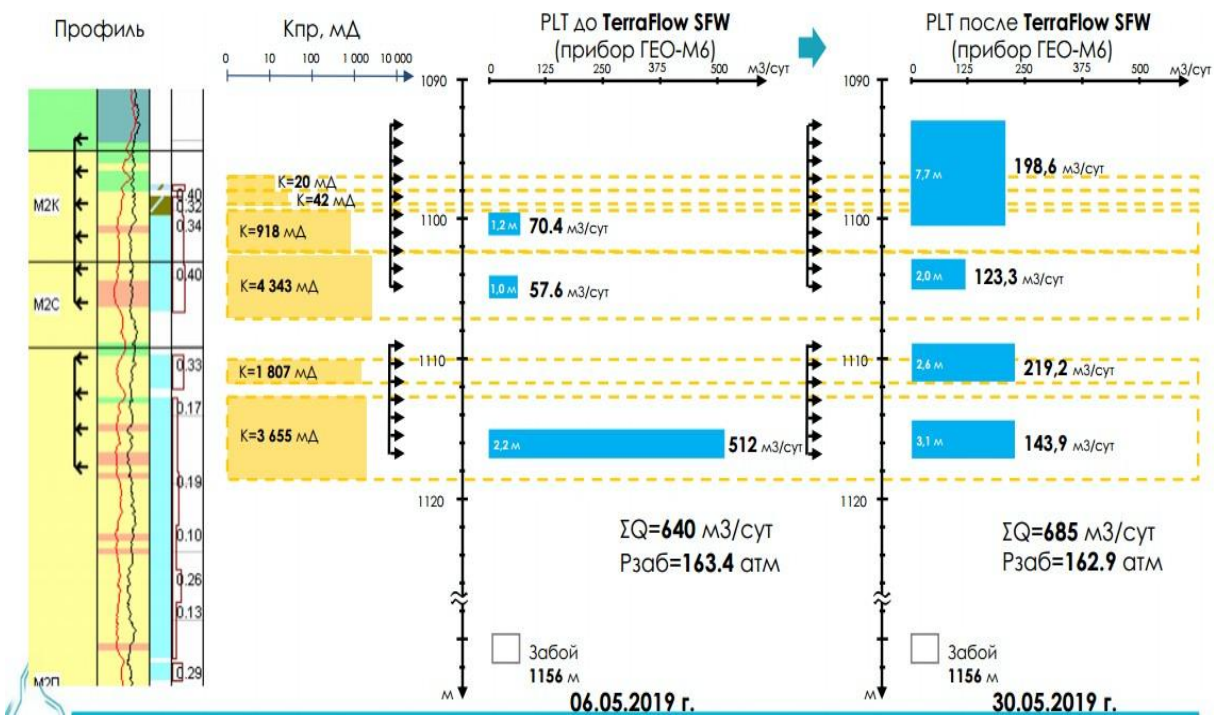
Расчет дополнительной добычи по проекту

Среднесуточная добыча по ячейке скважины №XXX4

Среднесуточная добыча по ячейке скважины №XXX6

Среднесуточная добыча по ячейке скважины №XXX5

Нагнетательная скважина № xxx2 (пример работы с профилем закачки)



14.3 Применение многофункциональных хелатных соединений на HP-HT скважинах CARBOFLO™

Дмитрий Солнышкин директор Interprojects LLC
Станислав Заграничный директор ТОО Temir Energy Central Asia
+7 701 9336617, e-mail: szagranichny@temir-energy.kz

Исследованы вопросы применения многофункциональных хелатных соединений на HP-HT скважинах CARBOFLO™. Рассмотрены сложности при обработке кислотами высокотемпературных пластов. Определено, что оптимальный режим интенсификации зависит от температуры, скорости закачки и типа реагента. Приведены результаты интенсификации высокотемпературных коллекторов. Описана система CARBOFLO™ для стимуляции HP- HT коллекторов. Проведено сравнение эффективности обработки при кислотном ГРП (130ºС). Рассмотрены особенности и опыт применения системы CARBOFLO™.

The issues of application of multifunctional chelating compounds in HP-NT wells CARBOFLO ™ have been investigated. Difficulties in acid treatment of high-temperature formations are considered. It has been determined that the optimal stimulation mode depends on temperature, injection rate and reagent type. The results of intensification of high-temperature collectors are presented. Described the CARBOFLO ™ system for stimulating HP-HT reservoirs. Comparison of the treatment efficiency with acid fracturing (130ºC) is carried out. The features and experience of using the CARBOFLO ™ system are considered.

Сложности при обработке кислотами высокотемпературных пластов

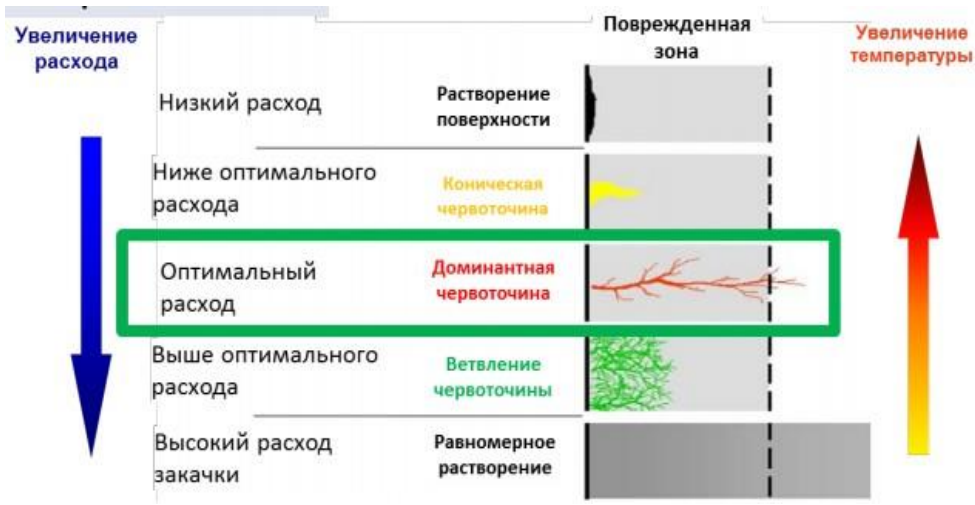
Скорость реакции:
- малая глубина проникновения;
- низкая эффективность;
- каверны;
- вывалы породы;
- увеличение объемов;
- эмульсии, органические кислоты.

Коррозия:
- повреждение подземного оборудования;
- обрывы нкт;
- ингибиторы не эффективны;
- органические кислоты.

Утилизация продуктов реакции: токсичные добавки.

Совместимость добавок:
- выпадение асфальтенов;
- выпадение сладжей;
- проблемы с эмульсиями.

HSE: опасность для персонала.



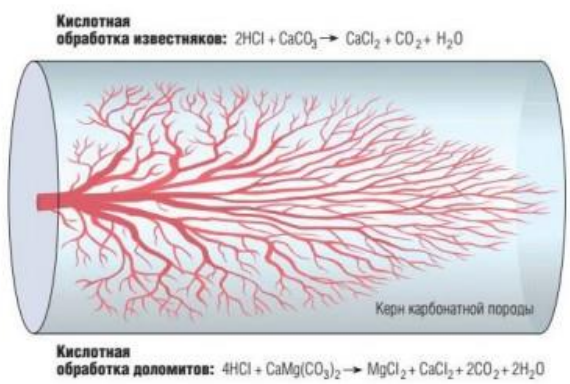
Оптимальный режим интенсификации – функция: температуры, скорости закачки и типа реагента.

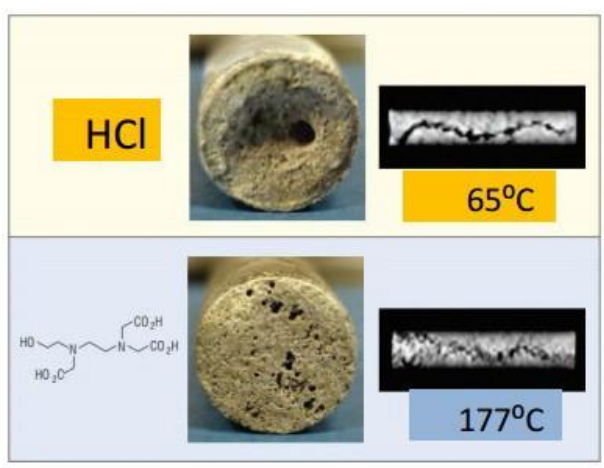
Интенсификация высокотемпературных коллекторов

- При температуре пласта выше 40º 60º С для создания червоточин требуется:
  - Замедление реакции
  - Применение органических кислот
  - Применение эмульсий

Увеличение объемов кислот

- Требуется большое количество ингибиторов коррозии;
- Дополнительные реагенты;
  - Стабилизаторы железа/глин.





Система CARBOFLO™ для стимуляции HP-HT коллекторов:

• при высоких температурах применение технологии CARBOFLO™ на основе хелатных соединений оптимально;
• другой принцип растворения карбонатов (сульфатов);
• глубокое проникновение в пласт за счет меньшей скорости взаимодействия.

Применяется:

- матричная обработка;
- кислотный грп;
- применима вплоть до 300ºС.

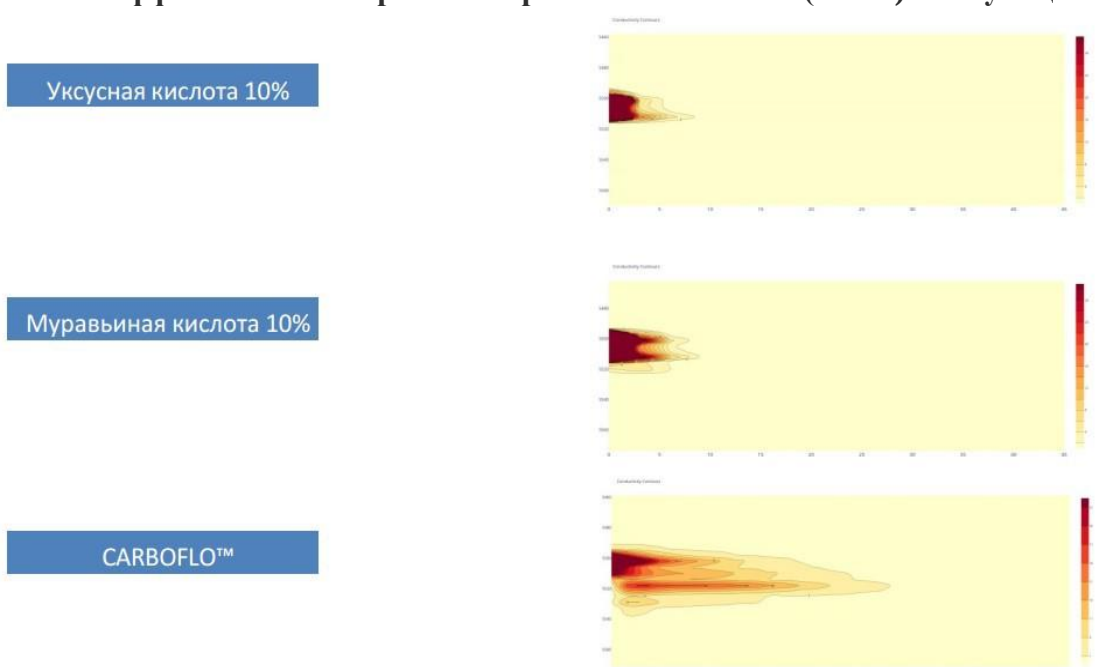
Типы систем CARBOFLO™

• Хелат GLDA (pH 3.8):
o $CaCO_3$ (известняки/доломиты);
o Железосодержащие накипи.
• Хелат GLDA hpH (pH 11.5):
o CaSO4 (гипс).
• Хелат DTPA (pH 14):
o $BaSO_4$ (загрязнения баритовыми буровыми растворами);
o SrSO4.
• Хелат K4EDTA (pH 14) универсальный:
o $BaSO_4$ (загрязнения баритовыми буровыми растворами);
o $CaCO_3$ (известняки/доломиты).

Ион	мг/г Хелат K4EDTA
Ba	90
Ca	90
Fe	40
Mg	15

Коррозия при высоких температурах

Сравнение эффективности обработки при кислотном ГРП (130ºC). Симуляция



Особенности

• Эффективны в карбонатных и песчаных коллекторах;
• Применимы до 300 ºC;
• Минимальная коррозия;
• Минимальное количество добавок в жидкости;
• Не вызывает повреждение пласта:
o Отсутствие осадкообразования;
o Предотвращает выпадение железистых осадков;
o Отсутствие образование эмульсий и сладжей;
o Совместимы с глинами;
• Биоразлагаемы;
• Безопасны и легки в обращении.

Опыт применения CARBOFLO™

- 2019–2020 гг.;
- 5 скважины 8м^3, 2 м^3, 37м^3, 20м^3 и 20м^3;
- Прирост 120%, 10%, 56%, еще 2 скв в отработке;
- Температуры 120–140 ºС.

ZAKHIDNADRA SERVIS

Lviv, 12 Sichovykh Striltsiv, of.9
Tel.: +38 032 261-05-37
Fax: +38 032 261-06-50

ВИХ: 18 06/20 від 18.05.2020р.

РЕФЕРЕНС ЛИСТ

Даним листом ТОВ «Західналрасервіс» підтверджує, що має позитивний досвід у використанні хелатного реагенту на основі **CARBOFLO™**. Постачальником даного реагенту та послуг з інженерного супроводу в 2019 -2020 рр. були: Фізична особа підприємець Кравчук Олег Федорович (2019р.) та Товариство з обмеженою відповідальністю «Нафтолхім» (2020р.). Технологія обробки з використанням реагенту **CARBOFLO™** використовувалася на двох свердловинах на території України.

Свердловина №1. Газоконденсатна з карбонатним колектором. Використали 8 м^3 розчину **CARBOFLO™**, що призвело до зростання дебіту на 120%.

Свердловина №2 Нафтова з баритовою пробкою на вибої. 2 м^3 розчину **CARBOFLO™** - приріст дебіту 10% та відновлення прохідності в НКТ.

Директор **Кошицький С.З.**

14.4 Биологическая очистка нефтезагрязненных почв Мангистауской области с применением препарата Lactobacillus spp. UMBK-1T

Н. Н. Изтелеу к. ф.-м. н., декан факультета «Инжиниринг» Yessenov University
7 747 715 4331, e-mail: info@yu.edu.kz

Исследованы вопросы биологической очистки нефтезагрязненных почв Мангистауской области с применением препарата Lactobacillus spp. UMBK-1T. Дана информация о Каспийском университете технологий и инжиниринга им. Ш.Есенова и об основных направлениях научной деятельности университета. Исследованы методы ремедиации нефтезагрязненных территории, показаны преимущества биологических методов. Приведены результаты исследования эффективности очистки почв, загрязненных парафинистой нефтью с применением микробиологического препарата «Lactobacillus spp. UMBK-1T. Оценены степени очистки загрязненной нефтью почвы биопрепаратом Lactobacillusspp. UMBK-1T. Приведены результаты вторичного использования маточного раствора «SHER».

The issues of biological treatment of oil-contaminated soils of the Mangistau region using the drug Lactobacillus spp. UMBK-1T. Information about the Caspian University of Technology and Engineering named after Sh.Esenov and about the main directions of scientific activities of the university. Methods of remediation of oil-contaminated territories are investigated, the advantages of biological methods are shown. The results of a study of the effectiveness of cleaning soils contaminated with paraffinic oil using the microbiological preparation “Lactobacillus spp. UMBK-1T. The degree of purification of the oil-contaminated soil with the biological product Lactobacillusspp was estimated. UMBK-1T. The results of secondary use of the SHER mother liquor are presented.

Каспийский Университет Технологий и Инжиниринга им. Ш.Есенова

Каспийский Университет Технологий и Инжиниринга им. Ш.Есенова — это целостная научно-учебная инфраструктура с хорошо оснащенной материально-технической базой, которая позволяет более 7000 студентам и магистрантам всесторонне реализовать свой интеллектуальный и творческий потенциал и осуществляет подготовку кадров для всех традиционных и инновационных кластеров региона как нефтехимический, логистический, туристический, энергетический, морской и др.

Основными направлениями научной деятельности Yessenov University являются:

- исследование влияния нефтегазового комплекса на природную среду региона;
- исследование и выработка рекомендации, по улучшению экологической обстановки в Мангистауской области, в связи с переработкой и хранением радиоактивных отходов;
- разработки по опреснению морской воды и очистке сточных вод, с целью их дальнейшего использования для полива зеленых насаждении;
- исследования по программе «Рухани жаңғыру».

Освоение Мангистауского региона изначально было ориентировано на добычу урана. Интенсивное освоение природных ресурсов Прикаспия, разведка и добыча углеводородного сырья в прибрежных районах Каспийского моря привело к загрязнению прибрежной акватории и суши, ухудшению и без того напряженной экологической ситуации в регионе.

Быстрое промышленное развитие, без научно обоснованной экологической политики, ведет к деградации окружающей среды, что в свою очередь сказывается на ухудшении условий жизни людей и способствует росту социальной напряженности.

Методы ремедиации нефтезагрязненных территории

***Недостатки традиционных методов*:**

- не устраняют экологических проблем;
- приводят к трансформации одних форм загрязнений в другие формы.

Преимущества биологических методов:

- экологическая безопасность — деструкция нефти и нефтепродуктов до безвредных соединений;
- экономическая эффективность – высокая степень очистки.

Актуальность и цель исследования

Актуальность заключается в возможности стимулировании почвенных микроорганизмов (МО), которые способны расти и проявлять биохимическую деятельность в нефтезагрязненной среде и способных к быстрой по времени биодеструкции этих веществ.

Цель и задачи исследований

Целью работы является исследование и сравнение действия консорциума микроорганизмов «Универсальная микробиологическая культура» Lactobacillus spp.* UMBK-1T разной концентрации, на процессы деструкции нефтяных загрязнений в почвах.

В соответствии с поставленной целью были определены основные задачи:

- исследование физико-химических свойств нефти и почв месторождения Узень;
- исследование действия препарата Lactobacillus spp. UMBK-1T, иммобилизованного носителем из известняка-ракушечника на процессы деструкции в загрязненных нефтью почвах в условиях месторождения Узень;
- определение оптимальных концентраций иммобилизованного известняковым носителем препарата UMBK-1T, при которых наиболее эффективно проходит процесс очистки почв, загрязненных высокопарафинистой нефтью;
- расчет и обоснование технико-экономической эффективности биоремедиации почв.

* spp. – род бактерий

Результаты исследования в лабораторных условиях

Исследования эффективности очистки почв, загрязненных парафинистой нефтью с применением микробиологического препарата Lactobacillus spp. UMBK-1T разработанного ТОО Scientific Industrial Enterprise «Altai Agro Farm Ltd» проводились в лабораторных условиях кафедры «Экология и химический инжиниринг» Каспийского университета технологий и инжиниринга им. Ш. Есенова.

Пробы нефтезагрязненной почвы (НЗП) были отобраны с бортов амбара-накопителя на месторождении нефтедобычи Узень.

В таблице приведены некоторые свойства исследуемой нефти с высоким содержания парафина.

Физико-химические и химические (основные составляющие) свойства нефти с высокой температурой застывания	Единица измерения	Величина
Плотность	API кг/м^3	31,4 – 35,7 856,7 – 874,1
Реакция среды	ед. pH	7,3±0,5
Температура застывания	°C	+ 30 - + 36°C
Влажность	%	13,7±2,6
Почвенный воздух	мг CO_2/(дм·ч)	0,317
Азот по Кьедалю	% веса	0,138-0,975
Парафины	% веса	13,6-21,8
Асфальтены	% веса	0,7-2,7
Смолы силикагелевые	% веса	16,1-23,8

Процесс исследования в лабораторных условиях

Результаты процесса расслоения после применения биопрепарата Lactobacillusspp. UMBK-1T с иммобилизацией бактерий, на известняковом носителе.

Степень очистки загрязненной нефтью почвы биопрепаратом Lactobacillusspp. UMBK-1T

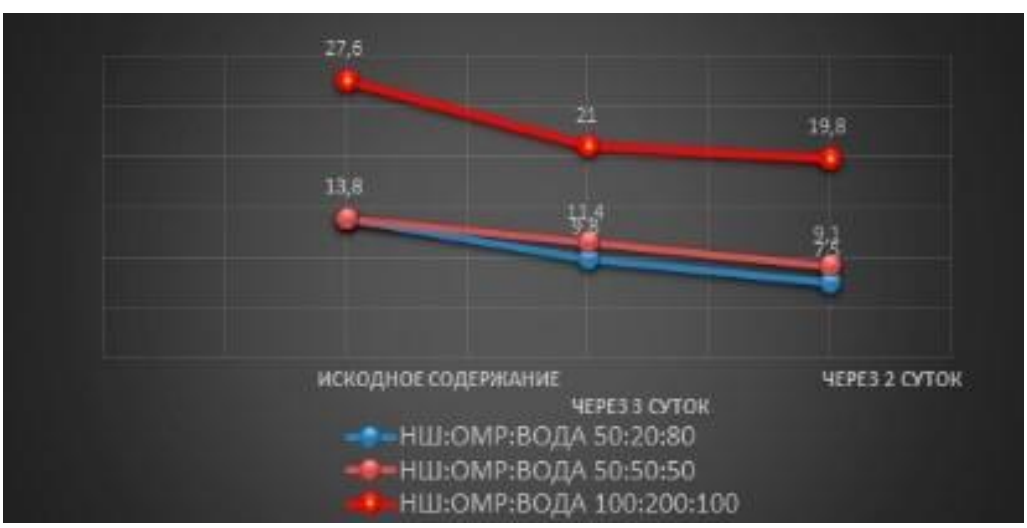
Показатель	Варианты (№) экспериментальных исследований по очистке НЗП		
	№ 1	№ 2	№ 3
Рецептура	НЗП: Отсев:БП	НЗП: Отсев:БП	НЗП: Отсев:БП
Массовые соотношения	0,4 кг:0,6 кг:1,0 л	0,5 кг:0,5 кг:1,2 л	0,6 кг:0,4 кг:1,2 л
Исходное содержание нефти в НЗП, г/кг	111,7±3,7	140,3±5,14	167,7±4,9
Остаточное содержание нефти в НЗП через 2 суток	73,6±4,1	106,9±3,8	125,1±2,9
Эффективность очистки,%	34,11	23,8	25,4
Остаточное содержание нефти в НЗП через 3 суток	12,7±2,9	47,2±4,7	68,4±4,7
Эффективность очистки,%	88,63	66,35	59,21

Степень очистки загрязненной нефтью почвы биопрепаратом Lactobacillusspp. UMBK-1T

Результаты вторичного использования маточного раствора «SHER»

Показатель	Варианты (№) экспериментальных исследований по очистке НЗП		
	№ 1	№ 2	№ 3
Рецептура	НШ:Отсев:ОМР:H_2O	НШ:Отсев:ОМР:H_2O	НШ:Отсев:ОМР:H_2O
Массовые соотношения	50 г:70 г:20 мл:80мл	50 г:60 г:50 мл:50мл	100 г:135 г:200 мл:20мл
Исходное содержание нефти в НШ, г/кг	13,8±3,7	13,8±5,14	27,6±4,9
Остаточное содержание нефти в НЗП через 2 суток	9,8±4,1	11,4±3,8	21,0±2,9
Эффективность очистки,%	28,9	17,4	23,9
Остаточное содержание нефти в НЗП через 3 суток	7,5±2,9	9,1±4,7	19,8±4,7
Эффективность очистки,%	45,7	34,1	28,3

Степень очистки НШ от нефти с использованием остаточного маточного раствора (ОМР) биопрепарата Lactobacillusspp. UMBK-1T



Выводы

1. Создан биопрепарат-нефтедеструктор на основе углеводородоокисляющих бактерий;
2. В результате экспериментов установлено, что парафиновые углеводороды нефти наиболее легче разлагаются молочнокислыми бактериями вида Lactobacillus при иммобилизации на носителе из местного материала, в виде известняка-ракушечника;
3. Результаты исследования позволяют рекомендовать данную методику для очистки почв загрязненных трудноразрушаемой парафинистой нефтью.

Дополнительные исследования проводились в ТОО «Институт химии угля и технологии»

Директор д. х. н, академик Б. Т. Ермагамбет.

Цель работы — разработка технологии биологической очистки рекультивации нефтезагрязненных почв, обеспечивающей ликвидацию последствий аварийных ситуаций на объектах нефтехимической промышленности.

Практическая значимость работы:

- как долго сохраняется нефть и нефтепродукты в почве, и какие изменения во времени происходят в количественном и качественном составе углеводородных соединений;
- каков механизм взаимодействия сорбентов ГК (гумата калия) с нефтями и нефтепродуктами какие продукты образуются;
- каково влияние продуктов разложения на обитателей почв, т. е. на живой организм;
- какие экологические последствия возможны после ликвидации разлива нефти в почвах.

Учитывая возможные факторы влияния, были смоделированы процессы загрязнения почв и проведены лабораторные испытания.

Замазученный грунт угольного разреза «Богатырь», обработанный в соотношении 1:1 и 1:0,5:

Объект исследования:

№ 1 – Контроль
№ 2 – 100% УМБК pH=2
№ 3 – 100% УМБК+отсев=водный фильтрат pH=5
№ 4 – 1% УМБК+1% гумат pH=6
№ 5 – 1% УМБК+1% гумат+10% отсев pH=6

Определение массовой доли нефтепродуктов гравиметрическим методом

Отбор, хранение и подготовка проб почвы к анализу

10.1 Отбор проб почвы проводят по ГОСТ 17.4.3.01.

10.2 Пробы доводят до воздушно-сухого состояния.

10.3 Пробы хранят только в воздушно-сухом состоянии в упаковке из фольги, крафт-бумаги, кальки или в герметически закрывающейся стеклянной таре при нормальных условиях от 4–6 месяцев.

10.4 Подготовку проб к анализу проводят следующим образом:

- из воздушно-сухой пробы, подготовленной по 10.2 отбирают методом квартирования образец для анализа массой от 200 до 400 грамм, тщательно удаляют корни и другие инородные частицы;
- затем почву растирают в ступке и просеивают через сито с диаметром 1мм;
- из образца для анализа отбирают навеску, масса которой указана в таблице 2;
- помещают навеску в коническую колбу вместимостью 250 см^3 для экстракции;
- отбор навески проводят в 2-кратной повторности, каждую из которых анализируют отдельно в соответствии с 10.5-12.
-добавляют в колбу с навеской почвы от 0,5 до 15 см^3 хлороформа до ее полного увлажнения;
- отбирают 10 см^3 хлороформа и вносят в колбу;
- смесь в колбе закрывают пробкой и встряхивают на аппарате для встряхивания в течение 15 мин с частотой от 120 до 150 колебаний в 1 мин;

- после встряхивания и отстаивания экстракт осторожно сливают в круглодонную колбу вместимостью 250 см^3, избегая попадания в слив частиц почвы;
- экстракцию повторяют от 2 до 10 раз до получения в последней порции бесцветного экстракта;
- круглодонную колбу с экстрактом соединяют с холодильником ХПТ и ставят на водяную баню для упаривания;
- отгонку растворителя прекращают, когда в колбе остается от 20 до 25 см^3 жидкости;
- содержимое колбы сливают в стакан, маркированный № 1 вместимостью 50 см^3;
- колбу дважды ополаскивают порциями хлороформа по 10 см^3, сливая их в первый стакан;
- первый стакан помещают в вытяжной шкаф для испарения растворителя.

Примечание: допускается замена процедуры отгонки растворителя отдувкой его в токе воздуха. Для этого экстракт собирают не в колбы, а в фарфо ровые чашки емкостью 100 см^3 для увеличения площади испарения.

Таблица 1. Содержание и степень очистки нефтепродуктов в почвах при обработке с Гуматом и совместно УМБК на 3-й день

	Название проб	**Повторность**	**Навеска (г)**	**Массовая доля НП в пробе почвы мг/кг**	**Степень очистки на 3 день**
	Соотношение 1:1				
	№ 1 – Контроль	3	4	75000	
	№ 2 – 100% УМБК pH=2	3	4	22500	70%
	№ 3 – 100% УМБК+отсев=водный фильтрат pH=5	3	4	20000	73,3%
	№ 4 – 1% УМБК+1% гумат pH=6	3	4	18000	**76 %**
	№ 5 – 1% УМБК+1% гумат+10% отсев pH=6	3	4	10000	**86,6%**
	Соотношение 1:0.5				
	№ 1 – Контроль	3	4	75000	
	№ 2 – 100% УМБК pH=2	3	4	20000	73,3%
	№ 3 – 100% УМБК+отсев=водный фильтрат pH=5	3	4	17500	73,3%
	№ 4 – 1% УМБК+1% гумат pH=6	3	4	15000	**80%**
	№ 5 – 1% УМБК+1% гумат+10% отсев pH=6	3	4	7500	**90%**

Таблица 2. Содержание и степень очистки нефтепродуктов в почвах при обработке с Гуматом и совместно УМБК на 10-й день

	Название проб	Повторность	Навеска (г)	Массовая доля НП в пробе почвы мг/кг	Степень очистки на 10 день
	Соотношение 1:1				
	№ 1 – Контроль	3	4	75000	
	№ 2 – 100% УМБК pH=2	3	4	20000	73,3
	№ 3 – 100% УМБК+отсев=водный фильтрат pH=5	3	4	18500	76,5
	№ 4 – 1% УМБК+1% гумат pH=6	3	4	18000	76
	№ 5 – 1% УМБК+1% гумат+10% отсев pH=6	3	4	9000	**88**
	Соотношение 1:0.5				
	№ 1 – Контроль	3	4	75000	
	№ 2 – 100% УМБК pH=2	3	4	18000	76
	№ 3 – 100% УМБК+отсев=водный фильтрат pH=5	3	4	15000	80
	№ 4 – 1% УМБК+1% гумат pH=6	3	4	15000	80
	№ 5 – 1% УМБК+1% гумат+10% отсев pH=6	3	4	7500	**90**

Таким образом, полученные результаты показывают, что внесение ГК может способствовать более эффективной биодеградации нефтяного загрязнения почв, особенно в отношении тяжелых фракций. При этом с целью направленного повышения эффективности применения ГК более перспективным оказывается использование не самих высокощелочных угольных ГК, а выделенных из них фракций гиматомелановых и гуминовых кислот.

Заключение

1. Из результатов испытаний следует, что гумат калия совместно с УМБК ускоряет скорость естественного нефтепродуктов почвах.
2. Из результатов исследования мы наглядно видим, что по истечении времени, а именно 3–10 дней содержание НП в почвах значительно уменьшается, об этом свидетельствуют данные таблицы 1 и 2 и диаграмм рисунков.
3. Также из результатов исследования мы видим, что ГК взаимодействует сильнее с УМБК, на более низких концентрациях при обработке почв. Это связано с химическим составом применяемых препаратов.

Основа биопрепарата Lactobacillus spp. UMBK-1T

В настоящее время исследователями для разработки новых пробиотиков широко используются штаммы бактерий рода Lactobacillus [1].

Биопрепарат Lactobacillus spp. UMBK-1T — молочнокислые бактерии (МКБ) Lactobacillus и Pediococcus, которые формируют ядро этой группы бактерий, а также грамотрицательные споронеобразующие бактерии (Citrobacter frendii), хорошо развивающиеся в загрязненных почвах.

Результатами NGS-секвенирования консорциума микроорганизмов в составе пробиотического биопрепарата SHER, установлен микробиом следующего типа: Firmicutes (96,42%), Proteobacteria (1,78%), неклассифицировано 1,4%, другие филы 0,4%. Доминирующими

видами в сообществе являются бактерии Lactobacillus camelliae (15,24%). На уровне класса 96,15% всех представителей консорциума были идентифицированы как Bacilli, из них 95,69% бактерий на уровне порядка определены как Lactobacillales. Классификация на уровне семейства определила таксономическую единицу бактерий Lactobacillaceae в 95,28%.

Физико-химический состав отсева

В наших экспериментах в качестве носителя для иммобилизации бактерий в составе биопрепарата Lactobacillus spp. UMBK-1T использован отсев отходов известняка-ракушечника с Узеньского карьера.

Физико-химический состав отсева следующий

Карбонатных пород кальцита $CaCO_3$ с небольшим количеством $Mg(CO_3)$ магнезита и $CaMg(CO_3)$ доломита. Содержание CaO – 53,59%, CO_2 – 43,71%. Чистого кальцита – 56% и CO_2 – 44%.

Иммобилизация УОМ биопрепарата Lactobacillus spp. UMBK-1T на известняковом носителе, с перемешиванием раствора в течение 3–5 часов способствовала стабильной деградации углеводородов, только на вторые сутки эксперимента.

Химико-минералогический состав отсева отходов известняка-ракушечника

Исследование химико-минералогического состава пробы известняка-ракушечника выполнено в испытательной лаборатории ТОО «ЦеЛСИМ» в г. Алматы. Рентгенофазовый анализ (РФА) проводился на модернизированном дифрактометре ДРОН-3М на CuK_α-излучении с программным обеспечением. Рентгенограммы получены в интервале углов 10…70 градусов.

Пробоподготовка проходила по следующей схеме. Вначале исследуемое вещество растиралось в агатовой ступке до состояния пудры, затем порошок насыпали в плексигласовую кювету, предварительно смазанную вазелином и чуть подпрессовали. Далее для устранения текстуры излишки порошка срезали лезвием.

Дериватографический анализ (ДТА) проводился на модернизированной установке DerivatographQ-1500D фирмы MOM. Для проведения анализа пробоподготовка проходила в следующем порядке. Исследуемое вещество растиралось в агатовой ступке до состояния пудры. Затем навеску исследуемого вещества засыпали в тигель. Съемку термограмм проводили до $1000^{O}C$ со скоростью нагрева $10^{O}C$ в минуту. В качестве эталона в термопаре использовали порошок Al_2O_3. Съемку термограмм проводили до $1000^{O}C$ со скоростью нагрева $10^{O}C$ в минуту.

14.5 Переработка абсорбентов и растворов — триэтиленгликоля, диэтиленгликоля и этиленгликоля, применяемых в нефтегазовой отрасли с восстановлением потребительских свойств

Е. Суанбаев директор ТОО «Алем Тынысы»
С. Н. Анфиногенов +7 747 745 55 57, e-mail: erke-s@mail.ru

Исследованы проблемы переработки абсорбентов и растворов — триэтиленгликоля, диэтиленгликоля и этиленгликоля, применяемых в нефтегазовой отрасли с восстановлением потребительских свойств. Рассмотрена деятельность завода «Алем Тынысы», перерабатывающего абсорбентов и растворов — триэтиленгликоля, диэтиленгликоля, моноэтиленгликоля применяемых в нефтегазовой отрасли с полным восстановлением потребительских свойств. Описана технология переработки отработанных растворов триэтиленгликоля, разработанная специалистами компании ТОО «Алем Тынысы». Суть разработанной технологии заключается в следующем. Триэтиленгликоль обладает температурой кипения 285°С при нормальном атмосферном давлении, и в связи с разной природой загрязнения применяется подготовка сырья до поступления в ректификационный узел. Для решения данной технологической задачи узел подготовки сырья и узел ректификации разделены.

The issues of processing absorbents and solutions — triethylene glycol, diethylene glycol and ethylene glycol, used in the oil and gas industry with the restoration of consumer properties are investigated. The activity of the Alem Tynysy plant, which processes absorbents and solutions — triethylene glycol, diethylene glycol, monoethylene glycol, used in the oil and gas industry with a complete restoration of consumer properties, is considered. The technology of processing waste solutions of Triethylene glycol, developed by specialists of the company LLP "Alem Tynysy", is described. The essence of the developed technology is as follows, since Triethylene glycol has a boiling point of 285 ° C at normal atmospheric pressure and due to the different nature of pollution, the preparation of raw materials is used to admission to the rectification unit. To solve this technological problem, the raw material preparation unit and the rectification unit are separated.

Завод «Алем Тынысы»

Завод «ТОО Алем Тынысы» — завод по переработке абсорбентов и растворов — триэтиленгликоля, диэтиленгликоля, моноэтиленгликоля применяемых в нефтегазовой отрасли с полным восстановлением потребительских свойств.

Нефтяные и природные газы, добываемые из недр, насыщены водяными парами, содержание которых определяется давлением, температурой и химическим составом газа. Содержание в нефтяных и природных газах водяных паров регламентируется, т. к. они могут конденсироваться в технологических системах, в результате чего будут создаваться условия для образования гидратов (твердых кристаллических веществ), которые закупоривают рабочие пространства трубопроводов и аппаратов и нарушают нормальные условия эксплуатации объектов добычи, транспортировки и переработки газа.

Для предупреждения гидратообразования широко применяются ингибирование – подача в газовый поток различных веществ (ингибиторов), понижающих температуру гидратообразования (этиленгликоли) и осушка (дегидратация) газа, основанная на извлечении паров воды из газа жидкими или твердыми поглатителями.

➢ Гликоли (диэтиленгликоль и триэтиленгликоль) широко используются на предприятиях газовой и нефтяной промышленности в качестве ингибитора идратообразования. Это объясняется

низким давлением насыщенных паров гликолей и возможностью полной регенерации их путем удаления воды с помощью простого физического процесса – выпарки ее из водных растворов гликолей.

➢ В качестве абсорбентов-осушителей используют концентрированные водные растворы моно-, ди- и триэтиленгликолей. Характеристики гликолевых осушителей различны. Среди достоинств можно отметить высокую гигроскопичность, хорошую стабильность в присутствии сернистых соединений, кислорода и CO_2 при обычных температурах, отсутствие затвердевания концентрированных растворов.

➢ Но в процессе эксплуатации гликоли загрязняются растворенными углеводородами, смолами, солями и сероводородом, а также подвержены деструкции и окислению. Хотя гликоли на предприятиях проходят стадии регенерации, но загрязнения, описанные выше как, правило при существующих технологиях регенерации не устраняются.

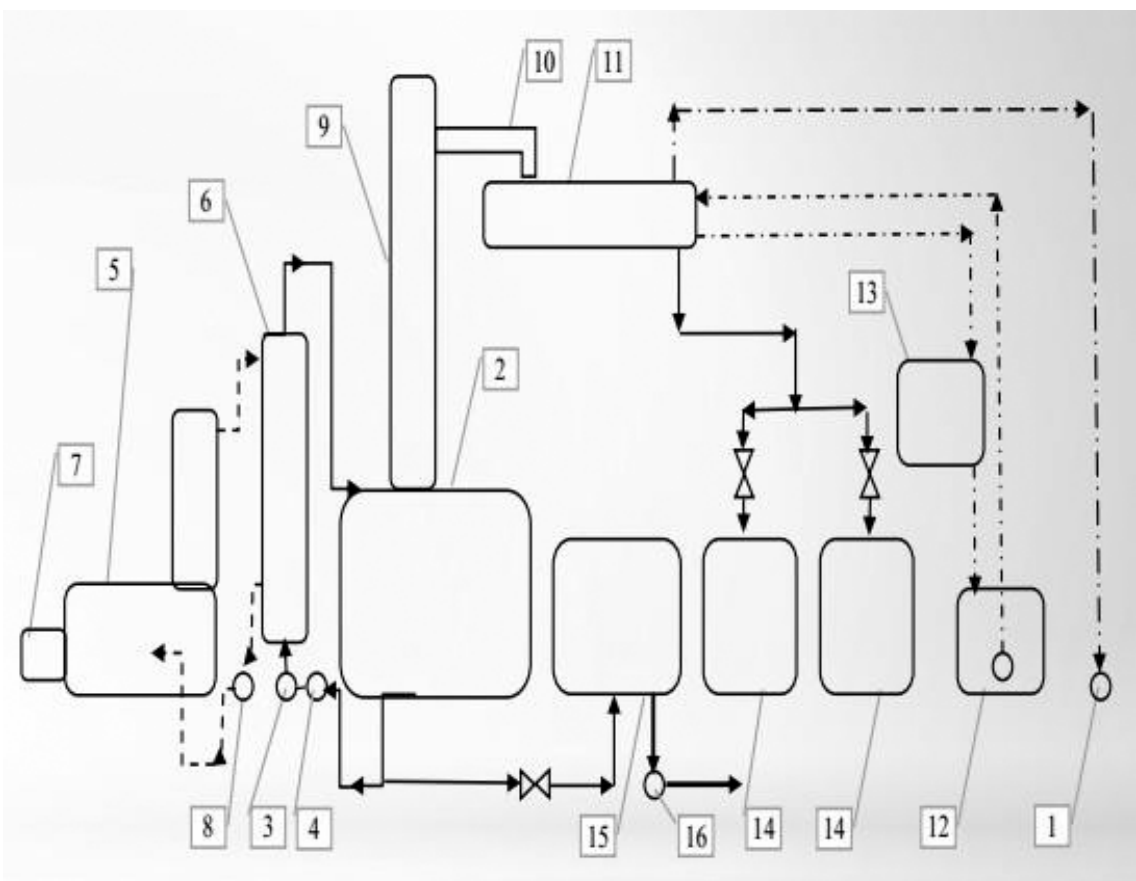
➢ Производственная компания ТОО «Алем Тынысы» разработала уникальную технологию по переработке абсорбентов и растворов — триэтиленгликоля, диэтиленгликоля, моноэтиленгликоля применяемых в нефтегазовой отрасли с полным восстановлением потребительских свойств. В данной технологии задействован технический комплекс по ректификации полиолов созданный инженерами компании. Мощность переработки данного комплекса составляет до 3000 тонн отходов в год, при переработке абсорбентов восстанавливается до 85% триэтиленгликоля. Экономический эффект от внедрения технологий учитывая мощность оборудования более миллиарда тенге в год. На данный момент емкостной парк хранения сырья (РГС-50, РГС-25) составляет 200 тонн, складские площади 1000 м кв. В планах модернизации производства компании на 2020–2022 год стоит увеличение мощности установки, парка хранения сырья и готовой продукции, строительство новой производственной площадки площадью 14400 м кв. на территории особой экономической зоны в г. Алматы, выделенной акиматом города.

Технология переработки отработанных растворов триэтиленгликоля, разработанная специалистами компании ТОО «Алем Тынысы», заключается в следующем. Триэтиленгликоль обладает температурой кипения 285ºС при нормальном атмосферном давлении. В связи с разной природой загрязнения применяется подготовка сырья до поступления в ректификационный узел. Для решения данной технологической задачи узел подготовки сырья и узел ректификации разделены. Для триэтиленгликоля требуется разделение углеводородной составляющей и гликолей в гравитационном разделителе, с последующим отделением соленых фракций и золы на рамном пресс-фильтре. После предварительной подготовки, исходное сырье (подготовленный триэтиленгликоль) поступает в узел дегидратации, где путем нагрева под пониженным давлением происходит отделение водной фазы и метанольной фазы и подщелачивание для исключения появления эфирной составляющей. После этого полупродукт под действием разности давлений поступает в узел ректификации, где происходит его нагрев в выносном теплообменном аппарате с постоянной циркуляцией, предотвращающей локальный перегрев продукта. Далее пары триэтиленгликоля поднимаются вверх по ректификационной колонне миную каплеотбойник препятствующий каплеуносу и проходя через регулярную насадку контактируют со стекающей по насадке флегме. Далее пары поступают по шлемовой трубе в холодильник-конденсатор и далее через рефлюксную емкость в сборник готового продукта, откуда центробежным насосом дистиллят поступает в дезодоратор. В дезодораторе через дистиллят проходит поток перегретого пара выходящего из парораспределителя. После нахождения в дезодораторе и приобретения дистиллятом требуемых органолептических показателей, продукт поступает на осветление в осветлительную колонну, заполненную активированным углем. По окончании процесса осветления готовый продукт с требуемыми качественными показателями пройдя через фильтр-пресс поступает в парк хранения и отгрузки готовой продукции. В результате полученный триэтиленгликоль соответствует высшим параметрам качества, предъявляемым к новым гликолевым абсорбентам.

В комплект технологического оборудования входят следующие узлы и детали:
- топливная горелка,
- система подогрева высокотемпературного теплоносителя,

- котел предварительного нагрева,
- теплообменник для подогрева сырья,
- вакуум выпарной аппарат,
- система циркуляции сырья,
- кубовая емкость,
- колонна,
- регулярная насадка,
- холодильник-дефлегматор,
- приемная емкость дистиллята,
- приемная емкость кубового остатка,
- вакуумные насосы,
- фильтр-прессы,
- узел дезодорации,
- система подачи, циркуляции и охлаждения оборотной воды,
- парогенератор,
- осветлительная колонна,
- емкость готового продукта.

Материал исполнения основных узлов и агрегатов — нержавеющая сталь 12*18н10 т.



14.6 Использование СПГ на грузовых тепловозах в Казахстане

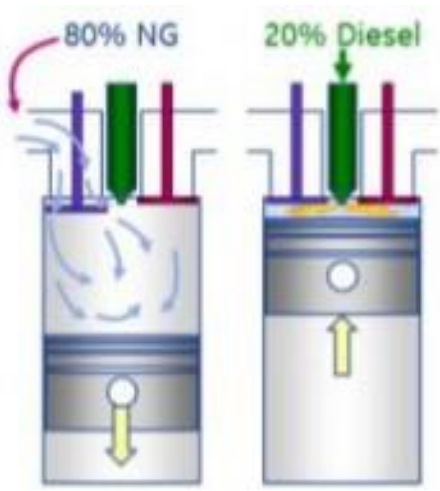
Гайни Дуйсенова директор сервиса и директор компании Wabtec
+7 747 745 55 57, e-mail: erke-s@mail.ru

Исследованы вопросы использования сжиженного природного газа (СПГ) на грузовых тепловозах в Казахстане. Описана технология использование двойного топлива, работа газодизельного двигателя. Рассмотрены преимущества технологии GE по использованию СПГ. Приведена схема тепловоза ТЭ33А на газомоторном топливе с тендером СПГ – тепловоз ТЭ33ГМ. Рассмотрены технико-технологические особенности газотепловоза и особенности эксплуатации газотепловоза. Проведена сравнительная оценка дальности пробега тепловозов серии ТЭ33А и ТЭ33ГМ без заправки. Приведены результаты прогнозирования потребных объемов ДТ и СПГ для эксплуатации тепловозовТЭ33А и ТЭ33ГМ на сети.

The questions of the use of liquefied natural gas (LNG) on freight diesel locomotives in Kazakhstan have been investigated. The technology of using dual fuel, the operation of a gas-diesel engine is described. The advantages of GE technology for the use of LNG are considered. The diagram of a diesel locomotive TE33A running on gas engine fuel with an LNG tender — diesel locomotive TE33GM is presented. Considered technical and technological features gas locomotive and features of operation of the gas locomotive. A comparative assessment of the range of diesel locomotives of the TE33A and TE33GM series without refueling has been carried out. The results of forecasting the required volumes of diesel fuel and LNG for the operation of diesel locomotives TE33A and TE33GM on the network are presented.

Технология

Двойное топливо. Газодизельный двигатель

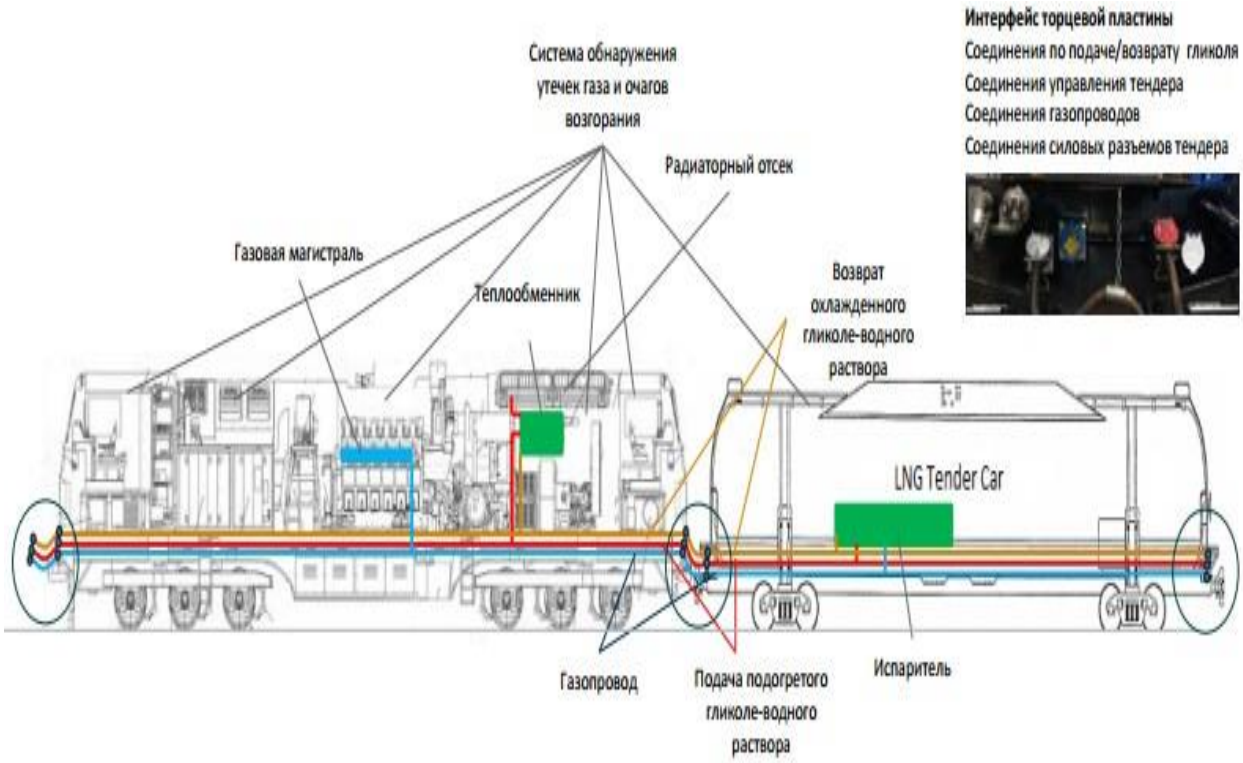


Газосмещение	60–80% газа
Возможность работы на дизтоплива.	100% может работать только на диз топливе, при этом характеристики локомотива и период ТО не изменяются.
Степень развития и реализации технологии.	В коммерческой эксплуатации 24 локомотива на СПГ с общим пробегом более 3,2 млн км.
Хранение газа.	Отдельный вагон тендер для СПГ (вместимость до 114 000 литров).

Преимущества технологии GE по использованию СПГ

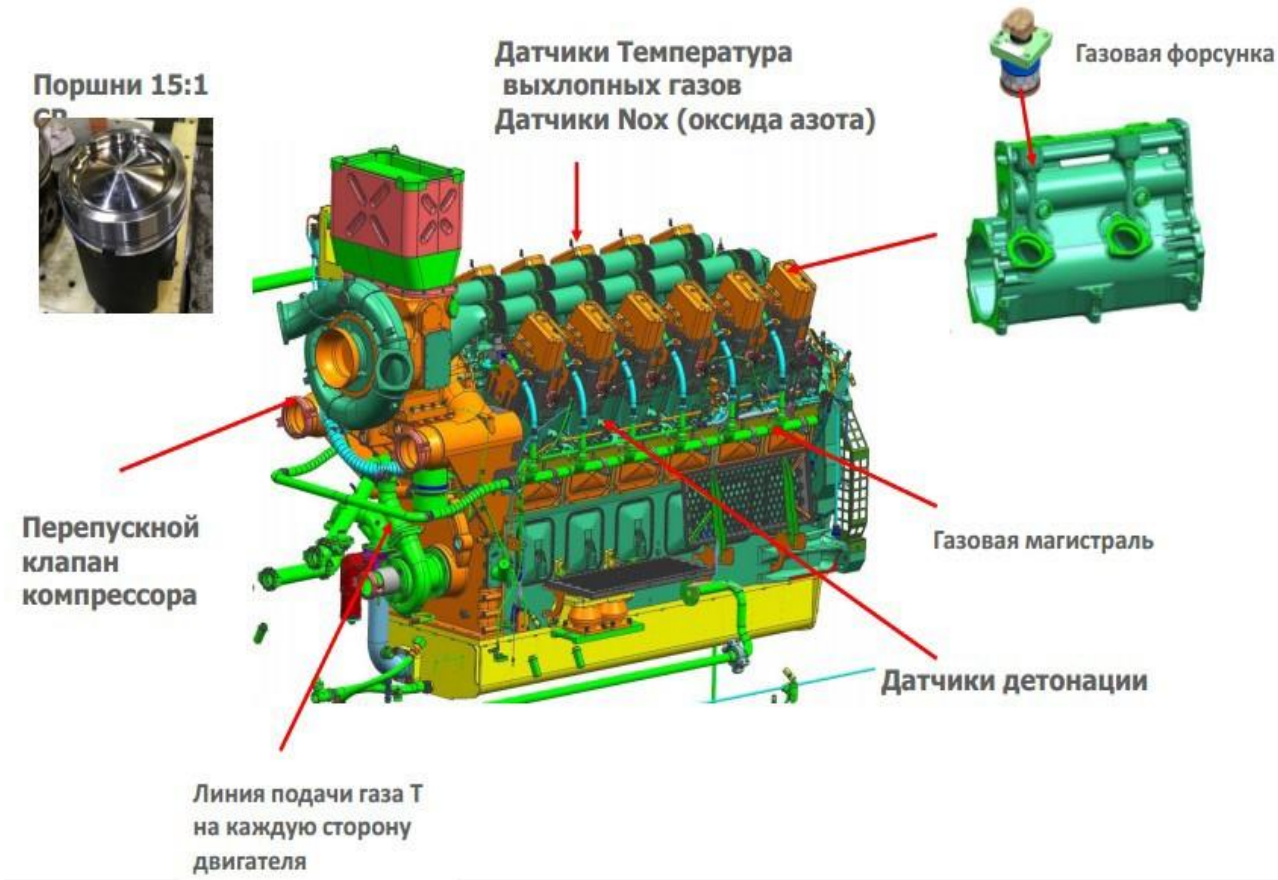
- сокращение выброса вредных выбросов в атмосферу;
- снижение затрат на топливо до 50%;
- 100% гибкость в использовании только дизельного топлива при временном отсутствии газа;
- степень замещения дизтоплива газом до 80%;
- технология впрыска топлива через впускные каналы;
- возможность модернизации двигателей EVO под данную технологию;
- снижение эксплуатационных издержек за счет перехода на низкостоимостное топливо;
- снижения затрат, связанных с хищением дизтоплива.

Тепловоз ТЭ33А на газомоторном топливе с тендером СПГ – тепловоз ТЭ33ГМ

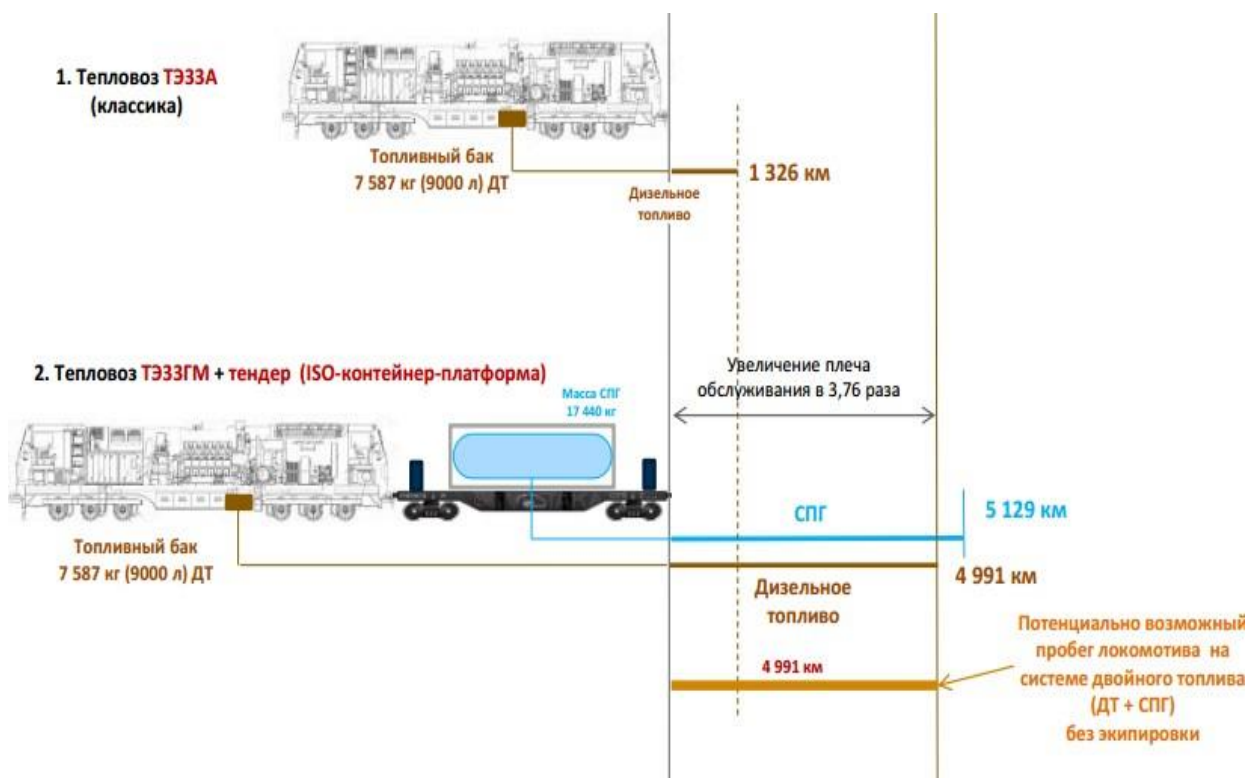


Технико-технологические особенности газотепловоза	Особенности эксплуатации газотепловоза
Тепловоз с возможностью прицепки к составу с 2-х сторон.	• Нет необходимости в дополнительном маневрировании.
Тендер с возможность подключения с 2-х сторон.	• Ориентировочное время сцепки и подключения технологических. линий – 15 минут.
СПГ (сжиженный природный газ) – находится в тендере в сжатом охлажденном состоянии (охлаждение до 160°С, сжатие в объеме в 600 раз).	• Экономия в расходах на топливо в сравнении с ДТ. • Экологичность (стандарт «Евро 5»). • Температура замерзания: –183°С. • Работа на «полезных» позициях контролера магистрального тепловоза (с 3 по 8). • Переход в газообразное состояние после нагрева испарителя от работы двигателя.

Двигатель



Сравнительная оценка дальности пробега тепловозов серии ТЭ33А и ТЭ33ГМ без заправки



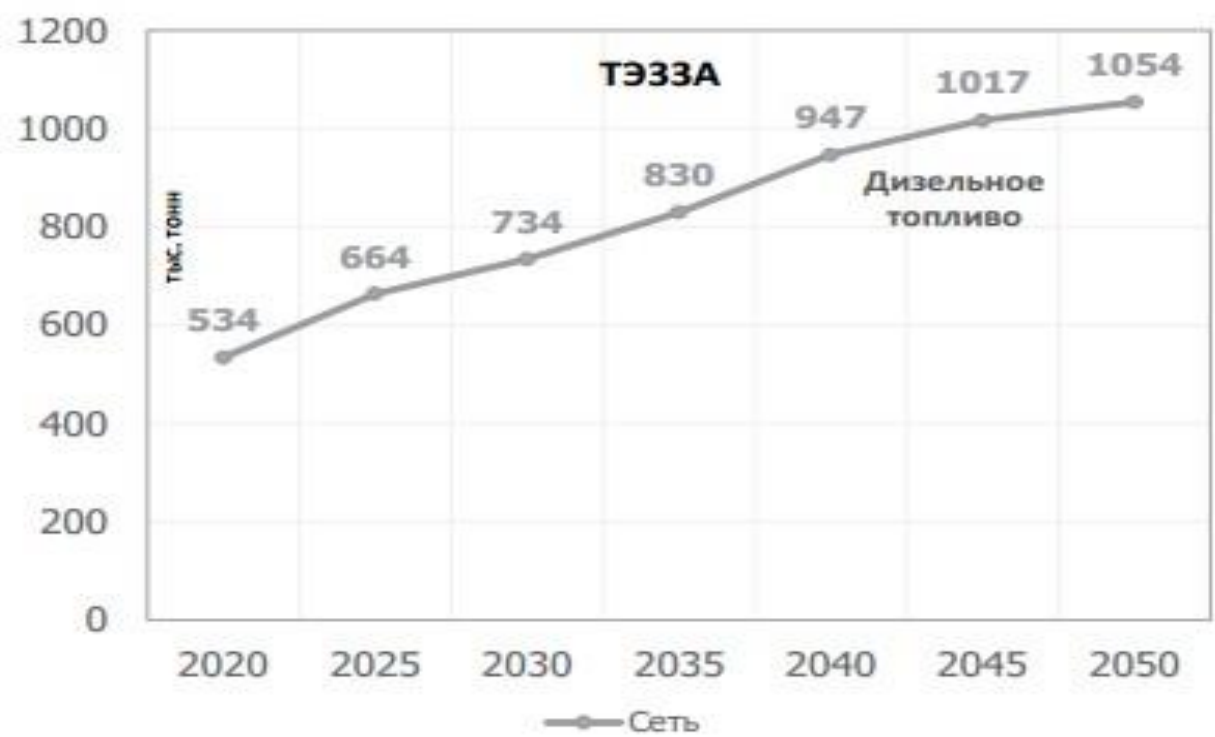
Расположение КСПГ и ЗКСПГ на сети тепловозной тяги железных дорог РК

Вариант 1:
КСПГ-1 – на станции Кандагач;
КСПГ-2 – на станции Капчагай;
ЗКСПГ – на станциях Саксаульская и Актогай.

Вариант 2:
КСПГ-1 – на станции Саксаульская;
КСПГ-2 – на станции Капчагай;
ЗКСПГ – на станциях Кандагач и Актогай.

Результаты прогнозирования потребных объемов ДТ и СПГ для эксплуатации тепловозовТЭ33А и ТЭ33ГМ на сети

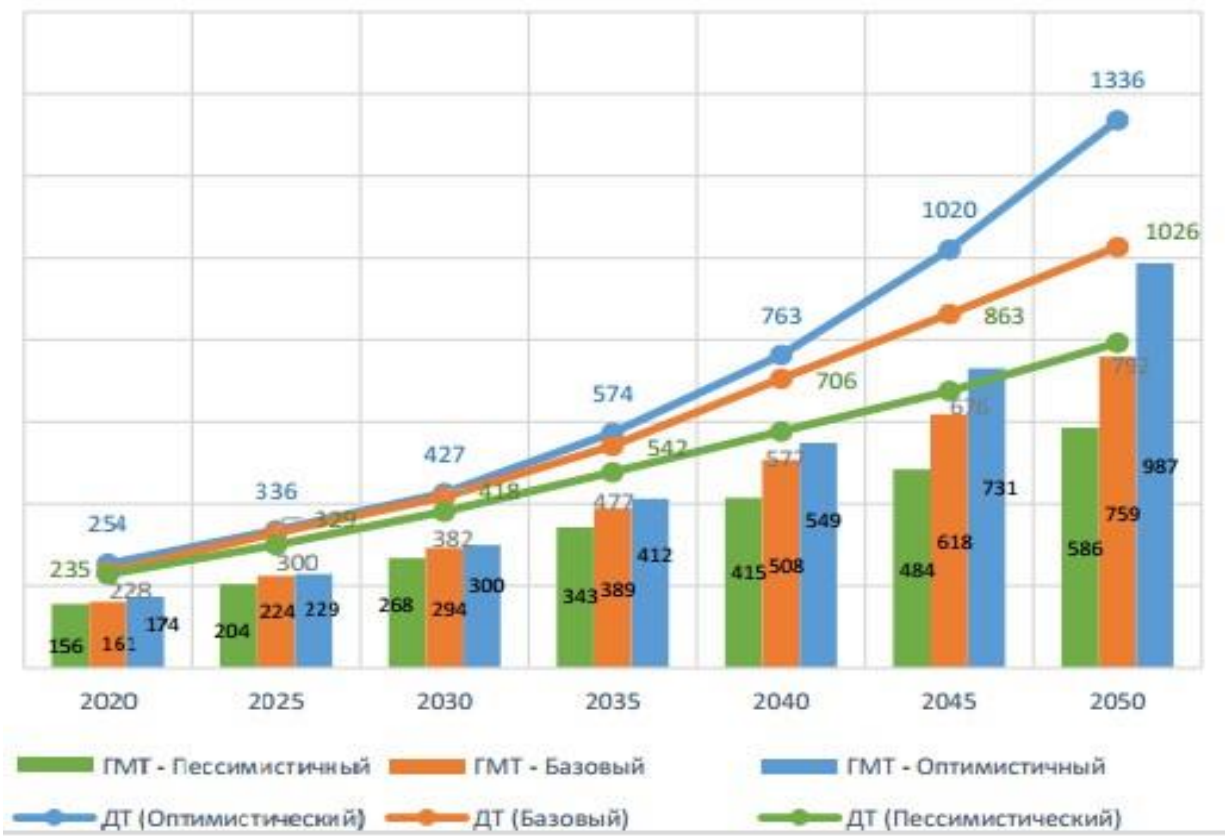
Объем потребления ДТ ТЭ33А по базовому прогнозу



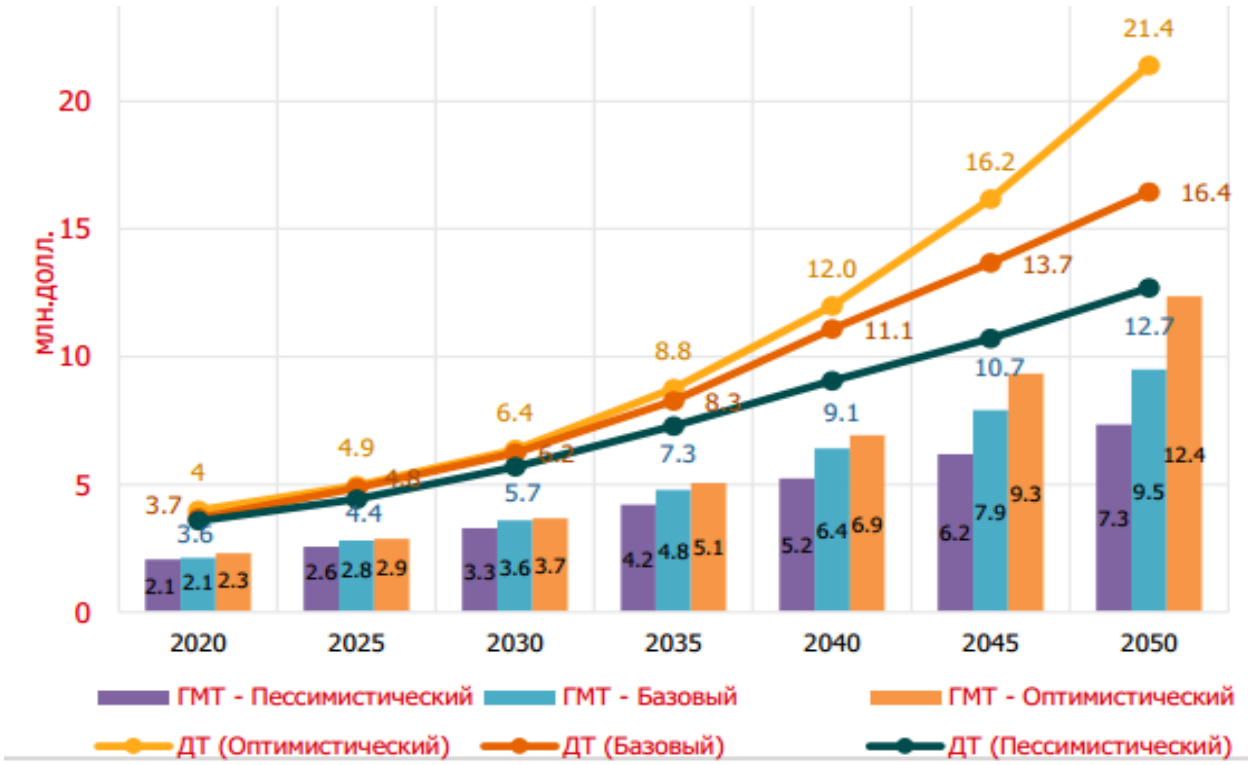
Объем потребления ДТ и СПГ ТЭ33ГМ по базовому прогнозу

Объемы дополнительной экономии при эксплуатации тепловозов серии ТЭ33ГМ на сети тепловозной тяги АО «НК «КТЖ» (период 2020–2050 гг.)

Прогнозное сравнение ТЭ33А и ТЭ33ГМ по стоимости потребляемого топлива (на сети)



Прогнозное сравнение ТЭ33А и ТЭ33ГМ по выплатам эмиссий (на сети)



Экономия для АО «НК «КТЖ» по затратам на потребляемое топливо к 2050 году составит от 206 млн до 349 млн долл. США (в зависимости от количества переведенных на ГМТ локомотивов).

Экономия для АО «НК «КТЖ» по налоговым выплатам на эмиссии в окружающую среду к 2050 году составит от 5,4 млн до 9 млн долл. США (в зависимости от количества переведенных на ГМТ локомотивов).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном сборнике докладов Научно-технического совета (НТС) Казахстанской ассоциации организаций нефтегазового и энергетического комплекса "KAZENERGY" представлены основные систематизированные материалы, доклады, рассмотренные и обсужденные на заседаниях НТС за 2018–2020 годы.

В сборник включены результаты научно-исследовательских, инженерных и аналитических работ руководителей, специалистов нефтегазовых и энергетических компаний, которые систематизированы и представлены в следующих разделах:

1. Дорожная карта научно-технологического развития добывающего сектора нефтегазовой отрасли Казахстана. Исполнение и новые подходы;
2. Цифровые решения для нефтегазовой и энергетической отраслей;
3. Нефтеперерабатывающие заводы РК. Модернизация НПЗ, развитие нефтехимии;
4. Вопросы и проблемы глубокого и сверхглубокого бурения;
5. Технологии переработки природного и попутного газов. антикоррозионная защита объектов НГК и энергетики;
6. Развитие добычи природного газа (в т. ч. из газовых шапок) в целях выполнение пятой инициативы главы государства по социальной модернизации «Газификация страны»;
7. Перспективы и потенциал развития геотермальной энергетики в Республике Казахстан;
8. Технологии топочных устройств котельных агрегатов, мериолизис и высокоэффективное энергосберегающее оборудование, добыча угольного метана и вихревая ветроустановка;
9. Технологии заканчивания скважин для проведения многостадийной интенсификации в нефтегазовых скважинах;
10. Переработка нефти и газа;
11. Строительство и эксплуатация энергетических объектов на нефтяных и газовых промыслах;
12. Термоэлектрическая установка, зеленая технология, присадки и нефтесорбент;
13. Производство синтетического каучука, применение БПЛА и система мониторинга в нефтегазовой отрасли;
14. Нефтеотдача (коэффициент извлечения нефти) вопросы экологии.

д. т. н., проф., академик НИА РК У. С. Карабалин,
д. т. н., проф., академик НИА РК Б. Б. Оразбаев, С. Б. Исмаилова
Под общей ред. д. т. н., проф. У. С. Карабалина

СБОРНИК ДОКЛАДОВ НТС "KAZENERGY"

(Научно-инженерное издание)

Рекомендован к изданию решением НТС "KAZENERGY"

Подписано в печать 27.05.2021 г.
Формат 70х100 1/10. Офсетная бумага.
Тираж 500 экз. Объем 80,37 п. л.
Заказ № 155.

Издательство ТОО «Типография «Форма плюс»»
г. Караганды, ул. Молокова, 106/2