

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.6:622.245.54(571.1)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Курбаналиев Артур Темирбекович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г-М.Н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ**21.03.01 Нефтегазовое дело****ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности

ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ А.А. Лукин
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Курбаналиев Артур Темирбекович

Тема работы:

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>08.02.2023, №39-65/с</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	19.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы
---------------------------------	--

<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<p>Технологии освоения скважин. Способы вызова притока жидкости в скважину Перфорация скважины Испытание пласта Анализ применения современных технических устройств при освоении пластов Восточно-Токайского нефтяного месторождения Исследования объектов Насосно-компрессионные трубы Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение Расчет показателей экономической эффективности мероприятия Социальная ответственность Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения Мероприятия по охране водных объектов</p>
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы		
Раздел	Консультант	Должность
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Маланина Вероника Анатольевна	Доцент
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович	Старший преподаватель

Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			10.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Курбаналиев Артур Темирбекович		10.02.2023

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения весенний семестр 2022/2023 учебного года

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Курбаналиев Артур Темирбекович

Тема работы:

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
Срок сдачи обучающимся выполненной работы: 19.06.2023

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
6.03.2023	Технологии освоение скважин	30
1.04.2023	Анализ применения современных технических устройств при освоении пластов Восточно-Токайского нефтяного месторождения	40
10.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	15
1.06.2023	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			10.02.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.Г-м.н		10.02.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Курбаналиев Артур Темирбекович		10.02.2023

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 121 страниц, 40 таблиц, 30 рисунков, 13 формул, 32 источник, 2 приложения

Ключевые слова: перфорация, гидроструйный способ, бездействующие скважины, малодебитный фонд, КВД, КВУ, освоение скважин, свабирование, кислотная обработка

Объектом исследования является разведочные скважины для определения продуктивного пласта.

Для дальнейшего наращивания добычи нефти на низкодебитных скважинах проводят воздействия на призабойную зону пласта с целью вызова притока нефти. Одним из эффективных методов является локальное действие депрессии на пласт.

Цель работы: анализ применения современных технических устройств для освоения нефтяных скважин.

В выпускной квалификационной были рассмотрены способы вызова притока жидкости, изучены технологии и технические средства для освоения скважин и проведен анализ применения современных технических устройств на Восточно-Токайском месторождении.

Область применения: освоение скважин при разработке месторождений Западной Сибири.

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	11
1 ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	14
1.1 Способы вызова притока жидкости в скважину	15
1.2. Исследование и разработка технических средств освоения скважин способом свабирования с информационным геофизическим сопровождением дистанционными и автономными аппаратными комплексами.....	19
1.2.1 История развития и состояние способа освоения скважин свабированием в нефтяной промышленности за период с 1908- 1994 годы.	19
1.2.2 Исследование и проведение опытно-экспериментальных работ при разработке технических средств свабирования скважин с геофизическим информационным сопровождением.....	22
1.2.3 Экспериментальные работы при исследовании, разработке и испытании макетных образцов манжет	33
1.2.4 Исследование, разработка и испытание макетных образцов подземного оборудования (оснастки) для вызова притока жидкости из пласта.....	39
1.2.5 Разработка, испытание устьевого оборудования	43
1.2.6 Исследование, разработка технологии и технического обеспечения информационного сопровождения процесса притока жидкости из пласта автономной геофизической аппаратурой.....	45
1.2.7 Технология информационного сопровождения процесса свабирования скважин автономной геофизической аппаратурой	48
1.2.8 Исследование, разработка технологии и технического обеспечения информационного сопровождения процесса свабирования скважин с применением дистанционных геофизических аппаратных комплексов.....	50
1.3 Перфорация скважин	53

1.4 Испытание пластов	55
1.5 Принцип работы струйного насоса УЭОС -5 №0115.....	59
2 АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ ПРИ ОСВОЕНИИ ПЛАСТОВ ВОСТОЧНО-ТОКАЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	63
2.1 Подготовительные работы при освоении 1 объекта	63
2.2 Насосно –компрессорные трубы НКБ-1	64
2.3 Результаты испытание объекта 1.....	66
2.4 Исследования второго объекта.....	76
3 ФИНАНСОВЫЙ. МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	82
3.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения РИР с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения SWOT-анализ	83
3.2 Бюджет научно-технического исследования (НТИ).....	85
3.3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	88
3.4 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия	89
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	96
4.1 Социальная ответственность.....	96
4.2. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	96
4.3. Производственная безопасность.....	98
4.4. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)	98
4.4.1. Производственные факторы, связанные с аномальными микrokлиматическими параметрами воздушной среды.....	98

4.4.2. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека.....	100
4.4.3. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.....	100
4.4.4. Повышенная загазованность рабочей зоны.....	101
4.4.5. Производственные факторы, связанные с электрическим током.....	101
4.4.6. Эксплуатация оборудования, работающих под давлением.....	103
4.4.7. Пожаробезопасность и взрывобезопасность.....	103
4.5 Экологическая безопасность.....	105
4.5.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха.....	105
4.5.2. Мероприятия по охране водных объектов.....	106
4.5.3. Мероприятия по охране литосферы.....	106
4.6. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	107
4.7. Выводы по разделу социальная ответственность.....	108
Заключение.....	109
Приложение1.....	110
Приложение2.....	112
Список литературы.....	119

ВВЕДЕНИЕ

Геолого-технологические условия разработки многих месторождений нефти и газа РФ в настоящее время характеризуются увеличением доли трудно извлекаемых запасов, что обусловлено геологическими причинами, быстрым обводнением скважин, потерями гидродинамической связи по участкам разрабатываемых месторождений в условиях деформации коллекторов, ростом фонда бездействующих скважин, повышением требований к охране недр, окружающей среде и безопасности работ на нефтегазовых месторождениях и т.д.

Освоение коллекторов трещинного типа, содержащих нефть и газ, в разработку нефтяных и газовых месторождений начал вовлекаться сравнительно недавно. Тем не менее, рост запасов нефти и газа промышленных категорий, приуроченных к этому типу коллектора, вызывает особый интерес. Увеличение добычи пластового флюида из них возможно только при использовании на месторождениях новых высокоэффективных технических средств и технологий освоения скважин, интенсификации притока нефти при дальнейшей их эксплуатации.

Среди многообразия способов освоения наиболее перспективным является комплексный метод, который позволит максимально решать проблемы по освоению скважин и без глушения переводить их в эксплуатацию. Выбор технических средств позволит выполнять многообразие воздействий на пласт, как при освоении, так и при интенсификации притока пластового флюида. [10]

Цель работы — провести анализ применения современных технических устройств для освоения нефтяных скважин.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

- провести обзор существующих способов вызова притока жидкости;
- изучить технологии освоения скважин и технические средства для освоения;

– проанализировать эффективность применения современных технических устройств при освоении скважин на Восточно-Токайском месторождении.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

СКО – соляно-кислотная обработка

ГКО – глино-кислотная обработка

ПВР - прострелочные взрывные работы

ОПЗ – обработка призабойной зоны

Сгдт – селективный гамма-дефектометр-толщимер

ГДИ – гидродинамическое исследования (исследования скважин)

Гк – гамма-каротаж

Млм – магнитный локальный муфт

ПАВ – поверхностно активные вещества

Кип – контрольная измерительная точка

ФЕС – фильтрационно-ёмкостные свойствами

КГ – колонная головка

РИР – ремонтно-изоляционные работы

ОТИЗ – отдел труда и заработной платы

ОЗРиУ – отдел закупок работ и услуг

ПЗП – призабойная зона пласта

РИР – ремонтно-изоляционные работы

ВДП – верхник дыры перфорации

1 ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

Под освоением скважин понимают комплекс работ по физико-химическому воздействию на пласт с целью получения из него устойчивого промышленного притока нефти и газа.

При освоении скважины в эксплуатационную колонну спускают насосно-компрессионные трубы нижний конец которых располагают несколько выше интервала перфорации. Устье скважины оборудуют фонтанная арматура, на боковых отводах которой размещают штуцерные камеры, а в конце выкидных линии устанавливают трапную установку и ёмкость для замера объемов поступающей смеси. Затем понижают давление на забое скважины и создают депрессию на пласт, при которой пластовая жидкость начинает поступать в скважину и по колонне насосно-компрессионные трубы на поверхность.

Если пластовая давление выше гидростатического давления столба воды, приведенного к глубине залегания пласта, то запуск скважины в работу осуществляют простой заменой тяжёлого бурового раствора в скважине на воду, а затем если скважина не проявляет себя, - на нефть. В тех случаях, когда пластовое давления оказывается ниже гидростатического давления столба воды или нефти, а пласт все же обладает коллекторскими свойствами и не загрязнён, то для дальнейшего снижения давления в скважине осуществляют закачку воздушных пачек с помощью компрессорных установок, аэрирование жидкости в скважине, а также понижение уровня жидкости в скважине – свабирование.

Если же пласт обладает коллекторскими свойствами, но сильно загрязнён, то осуществляют интенсифицирующие воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) с целью очистки ее от загрязнения, и устранения сопротивления фильтрации нефти и газа, активизация притока. При этом используют методы химического, гидромеханического и комбинированного воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП). Когда в результате применения различных способов воздействия все же не удается

вызвать приток жидкости из пласта, то анализируются результаты освоения скважины в комплексе со всеми имеющимися геофизическими материалами и данными о строительстве скважины и делается заключение о целесообразности проведения дальнейших интенсифицирующих работ на данном объекте. Если объект оказался непродуктивным, принимается решение о переходе к испытанию следующего объекта, либо о консервации или ликвидации скважины. [13]

1.1 Способы вызова притока жидкости в скважину

Целью освоения скважины является:

- восстановление естественной проницаемости пород призабойной зоны;
- достижение притока, соответствующего добычным возможностям скважины или нормальной приемистости нагнетательных скважин.

Сущность освоения скважины заключается в создании депрессии, т.е. перепада между пластовым и забойным давлениями, с превышением пластового давления над забойным.

Достигается это двумя путями:

- либо уменьшением плотности жидкости в скважине;
- либо снижением уровня (столба) жидкости в скважине.

В первом случае буровой раствор последовательно заменяют водой, затем - нефтью.

Во втором случае уровень в скважине снижают одним из следующих способов:

- отгартыванием желонкой на тартальном канале или поршневанием;
- продавкой сжатым газом или воздухом (компрессорным способом);
- аэрацией (прокачкой газожидкостной смеси);

- откачкой жидкости штанговыми скважинными насосами или погружными центробежными электронасосами.

Таким образом, можно выделить следующие 6 основных способов вызова притока:

- замена скважинной жидкости на более легкую;
- компрессионный метод;
- аэрация (прокачкой газожидкостной смеси);
- откачка глубинными насосами;
- тартание;
- поршневание.

Перед освоением на устье скважины устанавливают арматуру в соответствии с применяемым методом и способом эксплуатации скважины. В любом случае на фланце обсадной колонны устанавливают задвижку высокого давления на случай необходимости перекрытия ствола. Замену скважинной жидкости производят следующим образом. После перфорации эксплуатационной колонны в скважину до фильтра опускают насосно-компрессорные трубы. Затем в кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и спущенными трубами нагнетают воду. Буровой раствор, находящийся в скважине, вытесняется из нее по трубам. Если после замены бурового раствора водой возбудить скважину (т.е. вызвать приток) не удастся, то переходят на промывку скважины нефтью. После промывки скважины (прямой или обратной) водой или дегазированной нефтью можно достигнуть уменьшения забойного давления.

Продавка с помощью сжатого газа или воздуха (газлифтный способ освоения). Сущность метода заключается в нагнетании сжатого газа или воздуха в кольцевое пространство между подъемными трубами и обсадной колонной. Сжатый газ (воздух) вытесняет жидкость, заполняющую скважину, через спущенные в нее насосно-компрессорные трубы на дневную поверхность. Аэрация - процесс смешения жидкости с пузырьками сжатого

газа (воздуха). При аэрации за счет постепенного смешения сжатого газа (воздуха) и жидкости, заполняющей скважину (бурового раствора, воды, нефти), уменьшается плотность жидкости и тем самым плавно снижается давление на забой.

Для аэрации к скважине кроме водяной (нефтяной) линии от насоса подводят также газовую (воздушную) линию от компрессора.

Жидкость и газ (воздух) смешиваются в специальном смесителе (эжекторе) или газопроводящей линии скважины, и аэрированная жидкость (газожидкостная смесь) нагнетается в ее за трубное пространство.

При замене жидкости, находящейся в скважине, этой смесью давление на забой снижается, и, когда оно становится меньше пластового, нефть начинает поступать из пласта в скважину.

Освоение с помощью скважинных насосов применяют в скважинах, которые предполагается эксплуатировать глубинно-насосным способом.

В некоторых случаях перед спуском насосных труб забой очищают с помощью желонки. Если ствол и забой чисты, то в скважину спускают насосно-компрессорные трубы, штанговый насос, устанавливают станок-качалку, и пускают скважину в эксплуатацию.

Точно так же осваивают скважины, которые будут эксплуатироваться погружными электронасосами.

Освоение нагнетательных скважин не отличается от освоения добывающих.

В них, как и в добывающих, после получения притока из пласта следует вести длительное дренирование (т. е. отбор жидкости) для очистки призабойной зоны и пор пласта от проникших в пласт при бурении глинистого раствора, взвешенных частиц (гематита, барита), продуктов коррозии и т. д.

Отличие заключается в том, что, если добывающие скважины рекомендуется осваивать методом плавного запуска, т. е. постепенным увеличением отборов, то в нагнетательных в процессе освоения следует

стремиться к отборам большого количества жидкостей и механических примесей (песка, ржавчины и др.).

Это способствует открытию дренажных каналов и обеспечивает большую приемистость (поглотительную способность) скважин.

Дренируют пласт теми же способами, что и при вызове притока в нефтяных скважинах: поршневанием, применением сжатого воздуха, откачкой жидкости центробежными глубинными электронасосами, т. е. методами, допускающими откачку больших объемов жидкости. Тартание - извлечение из скважины жидкости желонкой, спускаемой на тонком (16 мм) стальном канате с помощью лебедки. Желонку изготовляют из трубы длиной 8 м и диаметром не более 0,7 диаметра обсадной колонны. В нижней части желонка имеет клапан со штоком, открывающимся при упоре, в верхней части - скобу для прикрепления каната. За один рейс (спуск-подъем) выносится не более 0,06 м³ жидкости.

Тартание - малопроизводительный, трудоемкий способ снижения уровня жидкости в скважине с очень ограниченными возможностями применения (в скважинах, где не ожидается никаких фонтанных проявлений), т.к. устьевая задвижка при этом не может быть закрыта до извлечения из скважины желонки и каната. К недостаткам способа тартания относится загрязнение окружающей среды.

Однако этот метод дает возможность извлечения осадка и глинистого раствора с забоя и контроля за положением уровня жидкости в скважине.

Поршневание (свабирование) заключается в постепенном снижении уровня жидкости в скважине при помощи поршня (сваба).

Поршень представляет собой трубу диаметром 25-37,5 мм с клапаном в нижней части, открывающимся вверх. На наружной поверхности поршня укреплены эластичные резиновые манжеты, армированные проволочной сеткой.

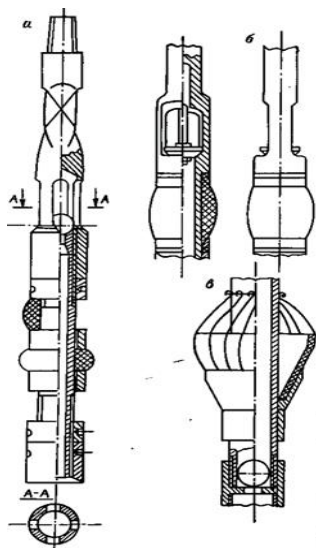
Для возбуждения скважины поршневанием в нее до фильтра спускают насосно-компрессорные трубы. Каждую трубу проверяют шаблоном. При спуске поршня под уровень (обычно на глубину 75-150 м) жидкость перетекает через клапан в пространство над поршнем.

При подъеме его клапан закрывается, а манжеты, распираемые под действием давления столба жидкости, прижимаются к стенке труб и уплотняются. За один подъем выносятся столб жидкости, находящейся над поршнем на глубине погружения под уровень жидкости. Поршневание в 10-15 раз производительнее тартания. При непрерывном поршневании уровень жидкости в скважине понижается и соответственно снижается давление на забое скважины, что вызывает приток в нее жидкости из пласта. [13]

1.2. Исследование и разработка технических средств освоения скважин способом свабиrowания с информационным геофизическим сопровождением дистанционными и автономными аппаратными комплексами

1.2.1 История развития и состояние способа освоения скважин свабиrowанием в нефтяной промышленности за период с 1908- 1994 годы

История развития способов освоения скважин, технологий, оборудования в основных нефтедобывающих странах (Россия, Румыния и др.) начинается в 80-х годах девятнадцатого столетия. В то время основным способом освоения скважин и добычи нефти был примитивный и непроизводительный способ тартания – подъем нефти из скважин спомощью трубы (желонки), с шаровым клапаном на конце. Тартальная установка (рисунок1).



а- русский поршень; в- американский поршень; б- поршень со штангой.

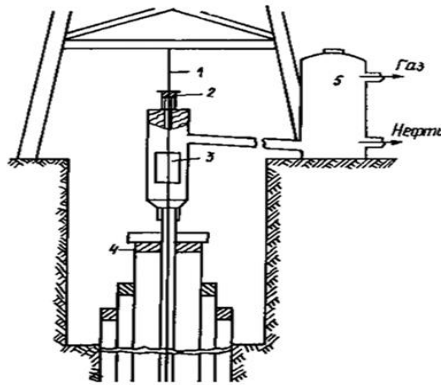
Рисунок 1 - Схемы поршней 20-х годов, применяемых на Грозненских нефтяных промыслах. [3]

Представляла собой барабан обычно диаметром 1,2-1,5 м, шкив, стальной канат диаметром порядка 18-20 мм и реверсивную паровую машину. Было замечено, что если диаметр желонки приближался к диаметру обсадной колонны, то такая желонка была гораздо производительней и даже могла вызвать фонтанирование скважины. Некоторые промышленники, желая вызвать фонтан, для усиления всасывающего действия желонки при ее подъеме из скважины, стали укреплять над ней кусок рогожи или войлока, и если скважина выделяла достаточное количество газа, то такой способ откачивания жидкости вызывал более или менее продолжительное фонтанирование. Этот способ постепенно получил название «поршневое тартание» [3]. Первое промышленное поршневое тартание в России было применено на Грозненских промыслах в 1908-1909 годах и сразу дало положительные результаты (таблица 1). [3]

Таблица 1 – Результаты промышленного поршневого тартания на Грозненских промыслах [2]

№ скв.	Участок	Акционер. Общест.	Глуб. скв. м	Диам. скв., мм	Уровень, М		Сут. дебит при тартан.		Диам. шомп. труб мм	Глуб. погруж. поршня в жидк. м	Длина шомп. труб М
					нефти	воды	Жел	порш.			
3	Баскаково	«Шпис»	586,1	203,2	243,8	-	130,4	171,2	152,4	61,6	503,0
4	-//-	-//-	469,4	-	42,7	-	13,0	40,8	101,6	9-15,2	466,0
5	-//-	-//-	1226,2	203,2	274,3	-	31,0	114,1	127,0	30,5	510,0
7	-//-	-//-	566,3	254,0	213,4	мало	81,5	114,1	127,0	45,7	522,7
1	40	Казбекский Синдикат	590,1	152,4	0-290	мало	73,4	163,0	101,6	-	539,5
47		«И.А. Ахвердов и Ко»	-	-	-	мало	32,6	163,0	127,0	-	-
3	36	«Русский Грозненский Стандарт»	-	-	-	мало	73,4	154,9	127,0	-	-

Из таблицы видно, что по некоторым скважинам при переходе на «поршневое тартание» суточные дебиты увеличились от 2-х до 5-и раз. (Например, скв. № 4- при тартании желонкой суточный дебит оставлял 13,0 м³/сут, при поршневом тартании – 40,8 м³/сут; скв № 5 при тартании желонкой – 31,0 м³/сут, при поршневом тартании – 114,1 м³/сут; скв № 1 – при тартании желонкой – 73,4 м³/сут; при поршневом тартании – 163,0 м³/сут и т. д.) Постепенно совершенствовалось оборудование, поршни (свабы). Поршни служили несколько месяцев и менялись только манжеты. По конструкции различали поршни с тарельчатым металлическим клапаном или шаровым, с двумя или тремя бочкообразными манжетами, сжимаемыми резьбовыми нажимными кольцами или пружинами (рисунок 2).



1-канат; 2, 4-сальник; 3-люк для ремонта и осмотра поршня

Рисунок 2 – Оборудование устья скважины при поршневом тартании.

Лишь американский поршень фирмы «Гайберсон-Моверс» [2], который постепенно вытеснил все другие конструкции, имел три эластичных армированных, изготовленных из резины, чашеобразных манжеты, окруженных корзинкой из гибких проволок (рисунок 1).

История разработки этих манжет начинается в США в 1917 году [7], когда некий изобретатель господин Осмин Моверс обратил внимание на водяную скважину, воду из которой качал оригинальный насос. Насос представлял собой древко, (штанга) к которому была прикреплена кожаная манжета. Дело в том, что одной из основных проблем того времени, которая была присуща как водяным, так и нефтяным скважинам было то, что в них быстро происходил вынос песка, что заставляло очень часто поднимать насосы на поверхность для очистки от песка. Осмин Моверс, используя ряд конических манжет, расположенных на штанге через определенные промежутки, с находящимся в каждой манжете шаровым клапаном, разработал насос, который избегал осаждения песка.

Первые успешные испытания манжеты (сваба), изготовленной из коровьих шкур, были проведены в нефтяной скважине в 1917 году на нефтяном месторождении Саратова.

Кожаным манжетам не доставало прочности и устойчивости при подъеме больших столбов жидкости в процессе освоения глубоких скважин. В конце 1921 года господин Моверс и Гайберсоны изобрели армированную манжету, изготовленную из резины (рис 1В). С тех пор армированные поршни-свабы, изготовленные из резины, выпускаемые компанией «Гайберсон» и заводами других компаний, начали свой путь к огромной популярности в нефтяной промышленности Запада при освоении скважин.

С 1921 по 1985 годы компанией «Гайберсон» и другими фирмами было разработано и запущено в производство более десятка различных модификаций армированных манжет, которые применяются при освоении скважин практически всеми зарубежными нефтяными компаниями. В России в начале развития нефтяной промышленности наибольшее распространение получили поршни с тарельчатыми клапанами (рис.1А), а в 20-е годы – поршни (свабы) компании «Гайберсон». (рис.1В)

В Западной Сибири способ освоения скважин поршнями (свабами) применялся до середины 70-х годов прошлого столетия в разведочных экспедициях Среднего Приобья [5], и число скважин, освоенных свабированием, доходило до 25% от всего объема работ, а производительное время при освоении скважин в некоторых экспедициях возросло до 75% против 30%, когда при освоении применялись другие способы [5]. В силу различных причин в нефтяной промышленности Советского Союза способ освоения скважин с применением поршней (свабов), был вытеснен другим, как тогда считалось более прогрессивным по тем временам – буферным способом снижения уровня жидкости в скважине (компрессированием).

В массовом порядке этот способ освоения скважин применялся практически на всех нефтяных промыслах России, в том числе и на промыслах Западной Сибири, до середины 90-х годов. К этому времени способ освоения скважин путем снижения уровня жидкости закачкой газа (воздуха)

компрессором в затрубное пространство изжил себя морально и физически по нескольким причинам:

1. Физический износ парка компрессорных установок и, в силу создавшихся экономических причин, невозможность его обновить.

2. Официальный запрет «Гостехнадзором» этого способа освоения скважин, как потенциально опасного для жизни и здоровья людей.

3. Резкое возрастание требований государственных органов по охране окружающей среды при добыче нефти и газа.

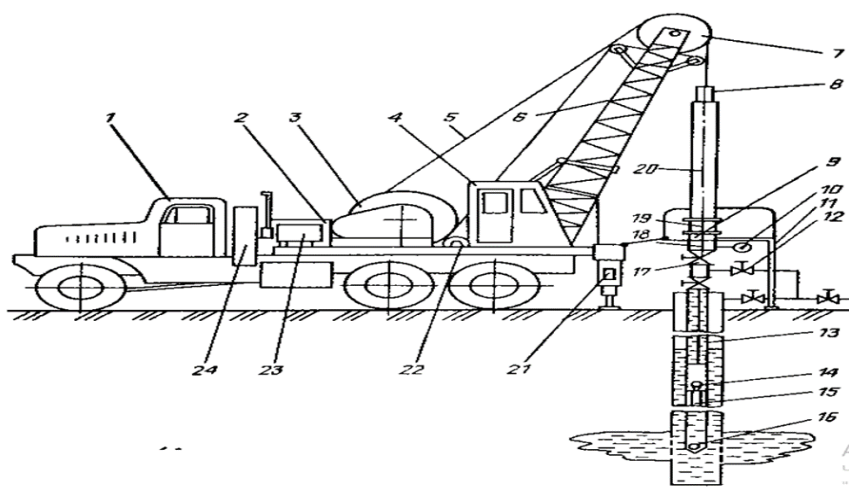
4. Понимание технической общественностью того, что данный способ освоения скважин является самым неэкономичным и экологически вредным.

Последнее определяется тем, что вытеснение жидкости глушения, с целью понижения ее уровня в скважине для создания на забое скважины давления ниже пластового, и за счет этого получения притока флюида из пласта, происходит за счет создания компрессором на устье скважины высокого давления и последовательного прохождения жидкостью глушения по каналу, образованному обсадной колонной и насосно- компрессорными трубами (НКТ), т. е. путь увеличивается вдвое, а в движение вовлекаются значительные массы жидкости, на что требуется много времени и энергии. Например, для понижения уровня в скважине с 146-ти мм обсадной колонной на глубину 1000 м. необходимо вытеснить воздухом около 11-12 м³ жидкости глушения, создать давление на устье скважины 10 МПа и затратить на это 8-12 часов. Кроме того, в период вытеснения жидкости глушения создается значительная репрессия и часть жидкости поглощается пластом, что отрицательно сказывается на его фильтрационных характеристиках, а при получении притока часть жидкости глушения смешивается с поступающим пластовым флюидом (нефть, газ, пластовая вода), в результате чего жидкость глушения загрязняется и требует регенерации или полной ее замены.

Применение в последние годы в качестве рабочего агента инертных газов (азот и др.) вместо воздуха могут только улучшить состояние

безопасности ведения работ, но не исключают вышеперечисленные недостатки и, кроме того, понижают экономическую эффективность за счет привлечения дорогостоящего дополнительного оборудования и персонала

На основании вышесказанного стало ясно, что к середине 90-х годов (1993-1996 гг.) у нефтяной промышленности России не было альтернативного способа освоения скважин, и российские нефтяные компании стали спешно закупать свабиловочное оборудование в США. Примерно в это же время в России некоторые институты, организации, нефтяные компании, частные лица стали разрабатывать оборудование, поршни (свабы) для освоения скважин способом свабилования. В 1990 году московским институтом ВНИИ был разработан комплекс оборудования для освоения скважин способом свабилования КСС-1 (рисунок 3.). [3]



Комплекс оборудования (КСС-1)[3] – авт. КРАЗ; 2- гидробак ; 3-основная лебедка с бобиной; 4-кабина оператора; 5- тяговый орган(стальная лента); 6- складная мачта; 7- направляющий ролик для ленты; 8-сальник; 9-превентор универсальный; 10-манометр; 11-рабочая площадка; 12-запорный орган с дистанционным управлением; 13-колонна НКТ; 14-сваб; 15-грузы; 16-ограничительная муфта или клапан; 17- устьевая арматура; 18-превентор плащечный; 19- спайдер; 20-лубликатор; 21- выносные опоры; 22-лебедка вспомогательная; 23-электродвигатель; 24- теплообменник для обогрева кабины оператора

Рисунок 3 – Схема комплекса оборудования для свабилования скважин

Комплекс включал: передвижной агрегат, с основной и вспомогательной лебедками, складной мачтой и кабиной управления, смонтированной на шасси автомобиля высокой проходимости - КрАЗ, устьевое

оборудование, состоящее из узла герметизации, тягового органа, лубрикатора, универсального и плашечного превенторов. Скважинное оборудование, в том числе свабы, грузы, шаблоны, складную площадку для работы на устье скважины. Все оборудование в транспортном положении размещается на передвижном агрегате. Он включает установленную на раме основную лебедку с кабиной 3, на которую намотана стальная лента 5, служащая тяговым органом сваба. Между основной лебедкой и кабиной водителя смонтированы электродвигатель 23, гидробак 2 и теплообменник 24 для обогрева кабины оператора 4 и устья скважины за счет тепла, отбираемого от выхлопных газов двигателя автомобиля, или ТЭНов при питании от электросети. Рядом с кабиной оператора, на раме, установлена складная мачта 6 с направляющим роликом для ленты 7. Мачта приводится в рабочее положение гидроцилиндром. Между основанием мачты и основной лебедкой установлена вспомогательная лебедка 22, позволяющая выполнять монтаж и демонтаж рабочей площадки, устьевого оборудования, сборку и разборку грузов сваба и т.п. Для обеспечения устойчивости агрегата и снятия нагрузки с шасси автомобиля в рабочем положении предусмотрены выносные опоры 21. В задней части рамы агрегата помещён бак для сбора утечек. Над баком в транспортном положении крепятся элементы устьевого оборудования, а к его каркасу шарнирно прикреплена складная рабочая площадка 11. Технические характеристики свабировочного комплекса приведены в таблица–2 [3].

Таблица 2–Технические характеристики свабировочного комплекса КСС-1 [3]

Наименование	Характеристики	Примечание
Тяговое усилие основной лебедки (при минимальном диаметре навивки), кН	30	
Скорость подъем (спуска) сваба, м/с	От 0,1 до 3	

Продолжение таблицы 2

Скорость подъема (спуска) крюка вспомогательной лебедки, м/с	До 0,2	
Тяговый орган сваба сечение в мм	50x (0,8+1,2)	Стальная лента
Вместимость бобины основной лебедки (при толщине ленты 0,8 мм), м	2000	
Привод комплекса		От двигателя автомобиля или электродвигателя при подключении трехфазной сети
Максимальная мощность, потребляемая от двигателя автомобиля, кВт	80	
Грузоподъемность вспомогательной лебедки, т	0,4	
Высота мачты комплекса, мм	8500 –11000	Для увеличения высоты мачты применяется специальная вставка
Рабочее давление устьевого оборудования, Мпа	14	
Диаметр проходного канала устьевого оборудования, мм	76	
Осевое усилие, удерживаемое спайдером, кН	30	Приспособление для удерживания грузов на устье скважины
Свабы		С уплотнениями разрезными металлическими плашками под трубы внутренним диаметром 59-62 мм
Масса комплекта грузов, кг	200	
Размер пола складной площадки, мм	1500x 1600	
Высота установки площадки, мм	1300x1800	
Габариты комплекса в транспортном положении, м	10	Длина
	2,75	Ширина
	3,8	Высота
Масса комплекса, кг	18200	

При освоении скважина должна быть оборудована устьевой арматурой 17, обвязанной системой сбора или емкостью. Если возможно проявление скважины в процессе освоения, то на выкидной линии устанавливается запорная задвижка с дистанционным управлением 12. До освоения в скважину

спускают колонну НКТ 13 с ограничительной муфтой или клапаном 16 на нижнем конце. Агрегат 1 устанавливают относительно мачты так, чтобы при поднятой мачте ось тягового органа совпадала с осью скважины. Затем с помощью вспомогательной лебедки устанавливают рабочую площадку 11, на устьевой арматуре монтируют плащечный 18 и универсальный 9 превенторы и спайдер 19. Используя вспомогательную лебедку, в скважину поочередно спускают грузы 15, удерживая их при соединении спайдером. Затем к грузам присоединяют предварительно введенный в лубрикатор 20 сваб 14, соединенный с тяговым органом стальной лентой, пропущенной через установленный на лубрикатор сальник 8. Вовремя присоединения сваба к грузам лубрикатор поддерживают в приподнятом состоянии вспомогательной лебедкой. Затем лубрикатор устанавливают на спайдер, герметизируют соединения, подключают сальники превенторы к гидросистеме агрегата, а линии утечек сальника, излива из устьевого оборудования - к емкости сбора.

Приток из пласта вызывают снижением уровня жидкости глушения в скважине путем циклического подъема ее свабом. При этом периодически эхолотом или волномером контролируют уровень в скважине и отбирают пробы поднимаемой жидкости из выкидной линии. Процесс ведут до достижения стабильного притока жидкости из пласта, о чем судят по анализу состава отбираемых проб и поведению уровня в скважине при заданном режиме откачки. При необходимости выполняют пробные откачки на различных режимах. В случае проявления скважины, на что указывает ослабление натяжения тягового органа и возрастание давления в скважине, контролируемого по манометру 10, перекрывают запорную задвижку с дистанционным управлением 12 на выкидной линии. При этом скважина фонтанирует в выкидную линию по затрубному пространству. Затем сваб поднимают, приоткрывая при необходимости (в случае чрезмерного усилия на тяговом органе из-за большого сопротивления движению сваба) запорную задвижку на выкидной линии. По окончании процесса освоения сваб и грузы

поочередно извлекают из скважины через лубрикатор с использованием универсального превентора и спайдера без разгерметизации скважины. Плашечный превентор 18 при необходимости используют, для герметизации скважины при спущенном в нее на ленте свабе, например, при устранении возникших неожиданно нарушений уплотнений в соединениях или других неисправностей в устьевом оборудовании. При освоении скважины с низким пластовым давлением возможна упрощенная компоновка устьевого оборудования, состоящая из спайдера и сальника.

Освоение скважин с помощью свабировочного комплекса КСС-1 имеет следующие преимущества:

1. безопасность для обслуживающего персонала;
2. исключение загрязнения окружающей среды;
3. возможность в широком диапазоне и плавно менять депрессию на пласт,

4. возможность освоения скважин с высоковязкими и серосодержащими нефтями;

1. меньшие энергозатраты (по сравнению с компрессорным способом);
2. меньшие трудоемкость, материалоемкость, число единиц привлекаемой техники табл. 13, по сравнению со способами снижения плотности жидкости глушения, например, пеной или способом снижения уровня азотными установками;

3. возможность освоения скважин, продуктивные пласты которых сложены слабосцементированными песчаниками, что характерно для большинства продуктивных пластов Западной Сибири;

Опытный образец комплекса был испытан на скважине ПО «ТАТНЕФТЬ», ОЭНГДУ «Татнефтебитум» [3] и принят межведомственной комиссией. С его применением осваивали скважины в «Главтюменьнефтегазе», в частности использовали при осуществлении гидр разрывов пластов совместно с фирмой «Канадиан Фракмастер».

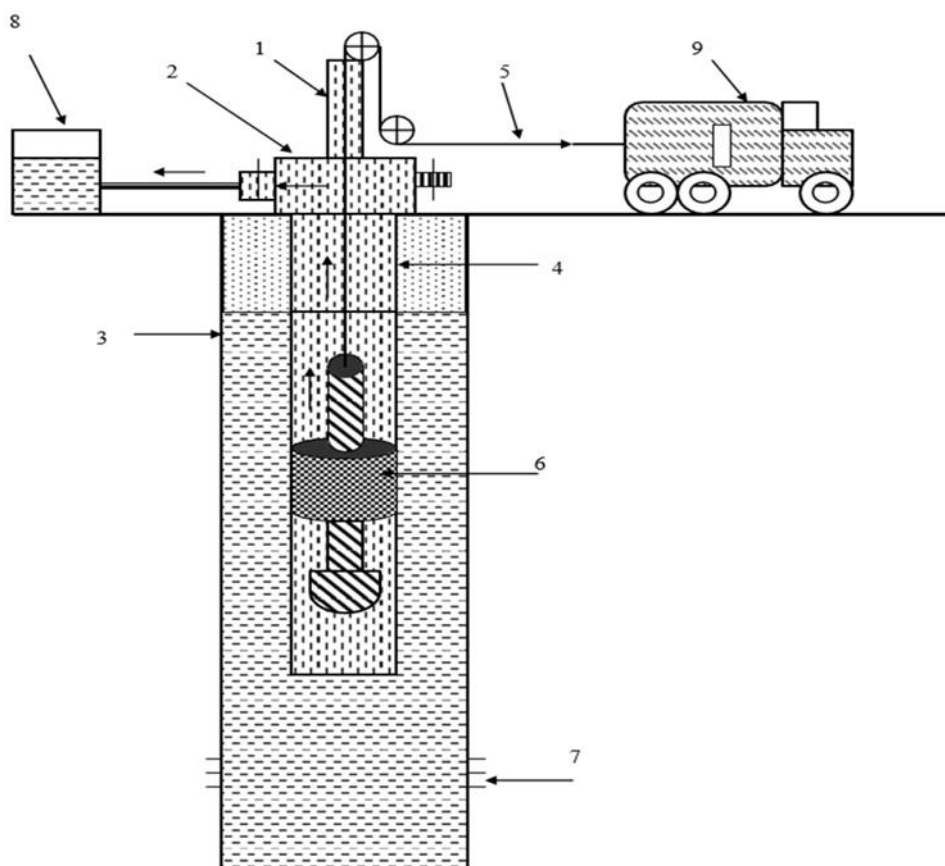
Таким образом, видно, что созданный в те годы отечественный сваби́ровочный комплекс обладал многими преимуществами перед другими способами освоения скважин. К недостаткам комплекса надо отнести отсутствие контрольно-измерительной аппаратуры, отсутствие линии связи с подземным оборудованием (свабом), отсутствие скважинных датчиков, контролирующих поступления притока жидкости из пласта, что не позволяло выдавать нефтяникам оперативно количественные гидродинамические и геофизические параметры продуктивных пластов.

В 1993 году в ОАО «Пурнефтегаз» для поиска и внедрения новых передовых технологий добычи нефти, методов интенсификации притока и освоения скважин, ремонтно-изоляционных работ было создано ОАО «Нефтеимпульс». В 1995 году специалистами этого общества была разработана и испытана тросовая установка [4] ЛСГМ-40/35 для освоения скважин методом поршневания (свабирования). В качестве поршней использовались отечественные свабы различных конструкций (с резиновым уплотняющим элементом, цельнометаллические). Работы на тросовой установке при освоении скважин показали ее большую эффективность, однако из-за конструктивных недостатков ее внедрение было прекращено. Из сказанного видно, что разработанной в 1995 году установке ЛСГМ-40/35 по освоению скважин способом свабирования присущи те же недостатки, что и комплексу КСС-1, разработанному в 1990 году.

В 1995-1996 гг. в ПО «Удмуртгеология» была разработана и освоена производством в г. Ижевске отечественная конструкция плашечного сваба, который применялся совместно с каротажным подъемником.

На рисунке 4 [6] показаны основные технические узлы и оборудование, обеспечивающие технологию свабирования. Сюда входят: каротажный подъемник ПКС-5 и устьевое оборудование, включающее в себя лубрикатор 1, фонтанную арматуру 2, посаженную на эксплуатационную колонну 3, насосно-компрессорные трубы 4, каротажный кабель 5, сваб 6, груз 7.

Эксплуатационная колонна 3 в интервале продуктивного пласта 9 имеет перфорационные отверстия 8. Спуск и подъем сваба производится с помощью каротажного подъемника на геофизическом кабеле. Глубина погружения сваба под уровень жидкости, из соображения допустимого усилия нагрузки в узле заделки кабеля, достигающего 3 т, не превышает 500 – 550 м. Как видно в предложенной технологии освоения скважин свабированием на первом этапе каротажный кабель использовался в качестве троса.



1-лубрикатор; 2-фонтанная арматура; 3-обсадная колонна; 4-НКТ; 5-трос - (каротажный кабель); 6-сваб; 7- интервал перфорации, 8- емкость для слива скважинной жидкости, 9- каротажный подъемник.

Рисунок 4 – Схема технологии свабирования с применением каротажного подъемника [6]

В 1994-1995 годах в ОАО «Нижневартовскнефтегаз», ОАО «Варьеганнефтегаз» для освоения скважин применялись свабировочные агрегаты западных компаний. Свабировочные агрегаты западных компаний

представляли собой самоходное шасси, на котором смонтирована лебедка с механическим приводом и подъемной мачтой. В комплект входит устьевое и подземное оборудование. Тяговым органом служил канат диаметром 12-14 мм. На агрегате отсутствовали какие-либо приборы, контролирующие процесс свабирования (кроме датчика натяжения троса), и поэтому контроль производился визуально операторами (2чел.). Например, после опускания сваба с грузами в скважину оператор по провисанию троса определяет уровень жидкости и делает запись в журнале. После этого оператор опускает сваб на глубину, которая рассчитана с учетом подъема флюида, равного по объему 1 куб. метру (по таблице), останавливается, делает запись в журнале и плавно начинает подъем, а второй оператор у приемного резервуара наблюдает вытекание скважинного флюида. Затем замеряется уровень в резервуаре, записывается в журнал, и процесс повторяется.

1.2.2 Исследование и проведение опытно-экспериментальных работ при разработке технических средств свабирования скважин с геофизическим информационным сопровождением

Опытно - экспериментальные работы:

1. Исследование и разработка основного рабочего элемента «сваба» - манжеты.
2. Исследование и разработка подземного свабировочного оборудования (оснастки) для вызова (понижения уровня в скважине) притока жидкости из пласта.
3. Разработка устьевого оборудования для свабирования скважин.
4. Исследование и разработка технического обеспечения и технологии геофизического информационного сопровождения свабирования скважин автономными аппаратными комплексами.
5. Исследование и разработка технического обеспечения и технологии геофизического информационного сопровождения свабирования

1.2.3 Экспериментальные работы при исследовании, разработке и испытании макетных образцов манжет

Так как одним из главных элементов оборудования для вызова притока жидкости из пласта является поршень (манжета) и на момент проведения исследований практически не существовало серийного производства отечественных манжет (и не существует до настоящего времени), то основной упор в экспериментах был сделан на изучение образцов западных фирм («Гайберсон» и др.).

Были изучены [7], [8] и изготовлены образцы (копии) 3-х видов манжет: «ТА», «HRR», «UF» (см. табл. 11). На основании изучения образцов различных манжет были разработаны основные требования к рабочему элементу сваба – манжете:

1. Манжета должна выдерживать при подъеме жидкости из скважины на устье не менее 1 тн;
2. Манжета должна свободно проходить в НКТ при изменении ее диаметра на 1-2 мм и смещении относительно центра фонтанной арматуры – на 1-2 мм;
3. Манжета должна быть изготовлена из нефтестойкого материала;
4. Манжета должна сохранять прочностные характеристики в интервале температур от –40 до + 100 градусов
5. Смена манжет должна производиться за 1-2 мин
6. Манжета должна сохранять достаточный коэффициент свабирования не менее чем в 100 спусках под уровень жидкости на глубину не менее 300 м

Манжеты «ТА», «HRR» были изготовлены из следующих материалов - резины, фторопласта, капролона со стальным цилиндром внутри. Манжета типа «UF» была изготовлена из резины и армирована стальными прутьями.

Все манжеты были испытаны на скважинах и получены следующие результаты:

- Изготовленные из резины манжеты типа «ТА», «HRR» после 2-х спусков под уровень жидкости (плотность жидкости = $1,01 \text{ г/см}^3$) на глубину 300м - разрушились (деформировались).
- Изготовленные из фторопласта и капрлона манжеты «ТА» «HRR» не разрушались и после многократных спуско - подъемов на глубину 300 м, но вынос жидкости составлял всего 300 литров, при теоретическом 900.
- Манжета типа «UF», изготовленная из армированной резины, при испытании показала хорошие результаты: при глубине спуска под уровень жидкости 300 м вынос жидкости составил после первого спуска- подъема 800 литров, при теоретическом 1000. Однако в дальнейшем наладить массовое производство этой манжеты с хорошим качеством на российских предприятиях не удалось, кроме того, себестоимость изготовления была достаточно высокой.

В 1996 году по ТЗ, составленным под руководством соискателя, в ОАО НПФ «Геофизика» был разработан и изготовлен металлический сваб С-58 (рисунок 5).

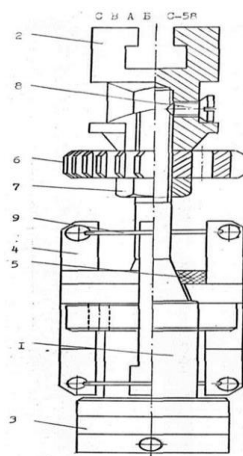


Рисунок 5 – Российский металлический сваб С-58

Основное его отличие от западных образцов состояло в металлическом узле перекрытия сечения НКТ. Узел металлического перекрытия состоял из 4-

х плашек (4), две из которых нижние и две верхние. Плашки в собранном виде сопрягаются между собой по скошенным, под углом 45° , плоскостям. У нижних плашек две плоскости обращены вверх, у верхних - вниз. Сверху и снизу плашки имеют хвостовики с отверстиями, через которые пропускают стяжные пружинные кольца (9).

При движении сваба вниз плашки узла металлического перекрытия перемещаются относительно друг друга по скошенным плоскостям в вертикальном направлении и одновременно в радиальном до диаметра равного 58 мм. Этим самым создается радиальный зазор между свабом и внутренней стенкой НКТ, диаметр которой 62 мм. При движении сваба вверх за счет давления столба жидкости плашки совмещаются в одну плоскость и выдвигаются до диаметра 61,5 мм, практически полностью перекрывая проходное сечение НКТ. Любые неровности или выступы не приведут к заклиниванию сваба, т. к. плашки имеют возможность смещаться к центру.

Для полной герметизации сваб имеет резиновую уплотнительную манжету (5) с наружным диаметром 62 мм и с внутренней конусной поверхностью, которая в рабочем положении прижимается к сопрягаемой конусной поверхности на корпусе. Для возвращения плашек в транспортное положение служат стяжные пружинные кольца (9), свиваемые из стальной проволоки.

Сваб данной конструкции прошел испытание на нескольких скважинах и наряду с положительными качествами – прочностью, возможность погружать под уровень жидкости на большую глубину (до 500 м и о более), показал низкую производительность при подъеме жидкости на устье скважины. При погружении сваба под уровень на глубину 300 метров- вынос жидкости на поверхность был в два раза ниже, чем при использовании манжет западных фирм, кроме того, при испытаниях были случаи не прохождения сваба в устьевой арматуре НКТ.

В таблице 3 представлены результаты испытаний манжет различных конструкций российских, западных фирм и изготовленных из различных материалов соискателем. Из таблицы 3 видно, что наилучшие результаты показали металлический сваб (г. Ижевск) и манжета западной фирмы «Гайберсон».

Таблица–3 Результаты испытания манжет, различных конструкций

Глубина спуска сваба, м	Глубина положения сваба при подъеме на момент излива жидкости на устье скважины, м	Объем извлекаемой жидкости, л		Коэффициент свабирования
		Теоретический	фактический	
Сваб Guiberson типа UF – 27/8"				
900	400	1200	1000	0,83
1000	490	1470	1100	0,75
11000	450	1350	1100	0,76
1200	460	1380	1000	0,72
1300	450	1350	1000	0,74
1400	400	1200	800	0,67
1500	350	1050	700	0,67
1600	200	600	300	0,5
1700	-	-	-	Износ
Металлический сваб диаметром –56 мм (г. Ижевск)				
250	200	600	480	0,8
550	475	1425	1100	0,77
850	670	2010	1500	0,75
960	480	1440	1100	0,76
1200	560	1680	1200	0,71
1400	460	1380	1000	0,73
1500	450	1350	1000	0,74
Металлический сваб диаметром –58 мм (разработка НПФ «Геофизика» (г. Уфа)				
1000	300	900	450	0,5
Резиновые свабы типа «ТА», «HRR» (разработка соискателя, г Нижневартовск)				
500	300	900	-	Разрушение
Свабы типа «ТА» «HRR», изготовленные из фторопласта, капролона (разработка соискателя г. Нижневартовск.)				
500	300	900	450	0,5
Сваб типа «UF», изготовленный из армированной резины (раз-ка соискателя)				
1000	300	900	800	0,8

Примерно в эти годы стали появляться патенты российских изобретателей (таблица4.) на различные конструкции поршней (свабов), но в массовое производство ни одна конструкция не была освоена российскими предприятиями, поэтому из практических соображений было принято решение – исследования по разработке отечественных манжет прекратить, а

на производстве использовать манжеты западных образцов. С этой целью были изучены манжеты [7] [8] нескольких западных фирм- «Гайберсон», «Петро Раббер Продактс, Инк» и др.

Таблица–4 Патенты российских изобретателей

Наименование	Год публикации	Номер патента	Авторы
Устройство для свабирования скважин	15. 08.1989 г.	RU 2121564	Шакирв Р. А. Кашик А. С. Леонов В.А.
Способ освоения скважин	10. 09. 1999 г бюл. №25	2136847	Басос Г. О. Абдуллин Х Г.
Устройство для освоения скважин.	09. 10. 1999 г.	E21B43/25	Шагаев Г. Х. Павленко Г. А. Молчанов Е.П. Коряков А. С. Галай М. И.

Из всей выпускаемой номенклатуры манжет были отобраны наиболее подходящие под условия разработки месторождений в Нижневартовском нефтяном регионе: (с учетом глубины скважин, применяемых НКТ, состава жидкости глушения, температуры поступающего из пласта флюида, температуры на устье скважин в зимний период, наклона ствола скважины и т.д.) Для подбора в практике различных типов выпускаемых манжет, с учетом скважинных условий, используются три таблицы (таблицы 5,6,7). [7],[8]

Таблица–5 Типы манжет

Тип манжеты	Манжеты целиком из резины				Армированная манжета **			
	V	MV	HPR	TA	TUF	GW	J	UF
Высота столба (нагрузка):								
Легкая: 0-76м	X	X						
Средняя: 61-305 м	X	X	X	X	X		X	X
Тяжелая: 244-610 м			X		X			X
Условия в скважине:								
Вынос песка	X	X						
Наслоения на стенке НКТ	X	X			X			
НКТ с пластиковыми покрытиями внутри	X	X	X	X				
Манжеты меньшего размера ***	X	X	X	X	X		X	X

Таблица 5 позволяет правильно выбрать манжету в зависимости от нагрузки и скважинных условий, в таблице 5 дается описание и назначение основных типов манжет. В настоящее время на производстве используются в основном манжеты типа «UF», «TUF», «J» и редко типа «MV».

Таблица–6 Назначение основных типов манжет, рекомендации

Тип манжет	Назначение	Рекомендации
Манжета «HRR»	Так называемая «эффективная» манжета для работы при средней и высокой флюидной нагрузке	Рекомендуется для работ в НКТ 2 ^{7/8} " и 2 ^{3/8} "
Манжета-«J»	Так называемая «устойчивая» к истиранию. Эта манжета способная противостоять задиру, истиранию из-за плохого качества стенок НКТ	Рекомендуется для работы в НКТ 3 ^{1/8} ", 2 ^{7/8} " 2 ^{3/8} "
Манжета-«UF»	Это также основная манжета для работы при средней и высокой флюидной нагрузке. Для подъема значительных объемов жидкости. Также может работать при небольших нагрузках за счет очень гибкой резины.	Рекомендуется для работы в НКТ 3 ^{1/2} "
Манжета «TUF»	Это так называемая «прочная» манжета за счет наличия армирования стальной подпружиненной проволокой. Для работы при средней и высокой флюидной нагрузке. Для подъема значительных объемов жидкости	Рекомендуется для работы в НКТ 2 ^{7/8} ", 2 ^{3/8} "
Манжета «MV»	Так называемая манжета для «песка и отложений»	Рекомендуется для работы при наличии выноса песка или отложений (парафина, солей и т. д.)
Манжета «ГА»	Так называемая «тщательная манжета»	Рекомендуется для доводки, т. е. для полного удаления всей жидкости из скважины, так как она создает более хорошее уплотнение со стенками скважины даже при средних и легких флюидных нагрузках.
Манжета «GW»	Так называемая манжета «до последней капли»	Рекомендуется для доводки, т. е. для полного удаления всей жидкости из скважины.

Таблица–7 Маркировка одностипных манжет западных компании

Тип манжет/компания	«ПетроРаббер Продактс Инк»	«Гайберсон (Халибуртон)»	«Белл/Регал»	«ОйлСтейт»
Манжета армированная проволочным каркасом, универсальная для любой нагрузки и любой скорости подъема	<i>PW</i>	<i>TUF, UF</i>	<i>Royal Series</i>	<i>HL, SW</i>
Манжета для большой нагрузки, целиком из резины со стальным стаканом (или алюминиевым)	<i>PH</i>	<i>HPR</i>	<i>Load King Series</i>	М и тип R
Манжета для средней нагрузки, целиком из резины со стальным стаканом (или алюминиевым)	<i>PM</i>	<i>TA</i>	<i>BX Series</i>	<i>RTL</i>
«Песчаная» манжета для легкой нагрузки, целиком из резины со стальным стаканом (или алюминиевым)	<i>PS</i>	<i>MV</i>	<i>BV, SK, SC, SC-N</i>	<i>Sand Devil</i>
Манжета для легкой нагрузки, целиком из резины со стальным стаканом (или алюминиевым)	<i>PL</i>	<i>MV, V</i>	<i>BM</i>	<i>Vari Lif</i>

1.2.4 Исследование, разработка и испытание макетных образцов подземного оборудования (оснастки) для вызова притока жидкости из пласта

При разработке конструкции подземного свабировочного оборудования для снижения уровня жидкости в скважине исходили из следующих требований:

1. конструкция должна быть достаточно простой и изготавливаться из деталей и материалов, традиционно применяемых в геофизическом приборостроении;

2. конструкция должна быть достаточно прочной, что бы выдерживать значительные нагрузки и вибрации при подъеме жидкости с забоя скважины на устье в течение достаточного большого отрезка времени;

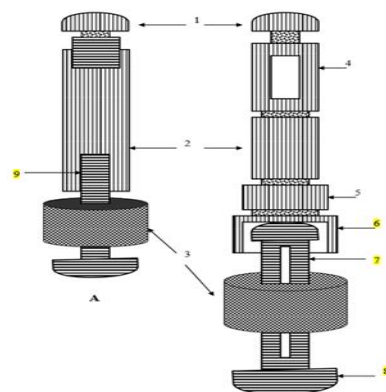
3. конструкция при движении по НКТ наклонно-направленных скважин должна автоматически адаптироваться к изменяемому профилю НКТ;

4. конструкция должна быть достаточно тяжелой, чтобы развивать значительные скорости при спуске и в то же время вес должен быть таким, что бы имела возможность позволять загружать устройство в лубрикатор вручную;

5. конструкция должна быть оптимальной длины, чтобы помещаться в стандартный лубрикатор, применяемый на нефтяных промыслах;

6. конструкция должна иметь наружный диаметр, позволяющий проводить спуска подъемные операции в НКТ диаметром 2¹/₂"

Под руководством соискателя с учетом существующих патентов и выработанных требований были разработаны и изготовлены два макетных образца свабов различной конструкции и проведены скважинные испытания. Первый макетный образец подземного оборудования для вызова жидкости из пласта состоял из следующих элементов (рисунок 6 А):



Рисунок–6 Подземное свабиловочное оборудование (сваб):

А - Элементы конструкции жестко закреплены между собой :1- головка, 2-груз, 3- манжета, 9- крепление манжеты.

Б - Элементы конструкции могут вращаться вокруг своей оси и адаптироваться к профилю НКТ:1- головка, 2- груз, 3- манжета, 4- переводник, 5-вертлюг, 6- замок. 7- шток с проточками, 8- упор штока.

1- головка, 2-груз, 3-шток с упором. На штоке крепилась манжета. Все элементы устройства соединялись между собой жестко, посредством резьбовых соединений. Для смены манжеты шток отсоединялся от груза путем отворота. Конструкция была простой в изготовлении, но при скважинных испытаниях были выявлено множество недостатков.

Второй макетный образец (рисунок 6Б) представлял собой сложную конструкцию (элементы конструкции могли свободно вращаться вокруг своей оси и адаптироваться к профилю НКТ) в изготовлении, но при проведении скважинных испытаний по всем предъявляемым параметрам оказался более эффективным и надежным в работе.

При испытании выявлялись достоинства и недостатки каждой из конструкций, оптимальные скорости спуска и подъема оборудования, затраченное время на смену манжет, затяжки, обрывы и т.д. Результаты скважинных испытаний представлены в (таблице 8)

Таблица–8 Результаты испытания свабов

Наименование	Количество освоенных скважин, шт.	Количество израсходованных манжет на 1 скв., шт.	Глубина ухода под уровень жидкости м	Время на смену манжет, мин.	Прихваты, обрывы манжет, к-во
Конструкция оборудования с жестко закрепленными элементами	9	3-5	300	4-6	3
Конструкция оборудования с свободно вращающимися элементами	10	1-2	300	1-2	0

Из таблицы видно, что образец №2 более эффективен при вызове жидкости из пласта.

Этот образец (рисунок 6 Б) и был принят за основу. На основе этого образца в 1994 году были изготовлены первые 4 комплекта подземного

свабировочного оборудования. Комплект подземного свабировочного оборудования (сваба) состоит из следующих элементов:

Головка сваба предназначена для крепления сваба к тяговому органу – геофизическому кабелю и выполняется в виде стандартной приборной геофизической головки.

Вертлюг предназначен для придания вращения основной конструкции сваба вокруг своей оси, что с одной стороны гасит реактивную составляющую кабеля, улучшает прохождения сваба при спуске, а с другой стороны снижает износ манжеты при подъеме.

Груз предназначен для придания достаточного веса всей конструкции с целью улучшения прохождения сваба при спуске.

Замок сваба предназначен: для крепления штока к основной конструкции, для быстрого отсоединения штока и смены изношенной манжеты на новую манжету, для адаптирования манжеты и штока к профилю НКТ.

Шток предназначен для крепления манжеты к замку сваба.

Переходник выполнен в виде стандартного геофизического фонаря и предназначен для крепления головки.

Шток и манжета являются основными, главными рабочими элементами конструкции сваба и позволяют поднимать на поверхность до 1 м³ жидкости из скважины за один спуско–подъем. Принцип работы сваба состоит в следующем: при спуске манжета под действием гидравлического сопротивления уходит вверх по штоку, а в штоке открываются окна (проточки) и жидкость свободно проходит между манжетой и штоком, при подъеме манжета под действием гидравлического сопротивления уходит вниз по штоку и плотно прижимается к упору штока, тем самым закрывая свободный проход жидкости через манжету. Производительность сваба зависит от коэффициента пакеровки манжеты, который является функцией скорости подъема свабировочного оборудования. Для определения

оптимальной скорости подъема столба жидкости с минимальными потерями утечки жидкости в манжете, были проведены скважинные испытания подъема сваба на различных скоростях.

В таблице 9 приведены результаты экспериментов, из которых видно, что оптимальная скорость подъема лежит в областях от 4000 до 6000 метров в час.

Определение оптимальной скорости подъема свабирочного оборудования в насосно-компрессионные трубы (НКТ)

Таблица–9 испытания подъема сваба на различных скоростях

Глубина спуска сваба под уровень жидкости, м	300	300	300	300	300	300
Скорость подъема сваба, м/час	1000	2000	3000	4000	5000	6000
Извлеченный флюид, м	240	255	265	280	280	275
Процент потерь %	25,00	17,65	13,21	7,14	7,14	9,09

1.2.5 Разработка, испытание устьевого оборудования

При разработке устьевого оборудования для свабирования был учтен опыт, накопленный при изготовлении устьевого оборудования для каротажа действующих скважин, с учетом некоторых отличий при свабировании скважин, таких как:

а) значительные скорости при подъеме подземного свабирочного оборудования (до 6000 м/ч),

б) большие нагрузки (до 2-х тонн) на кабель (трос) и соответственно на устьевое оборудование.

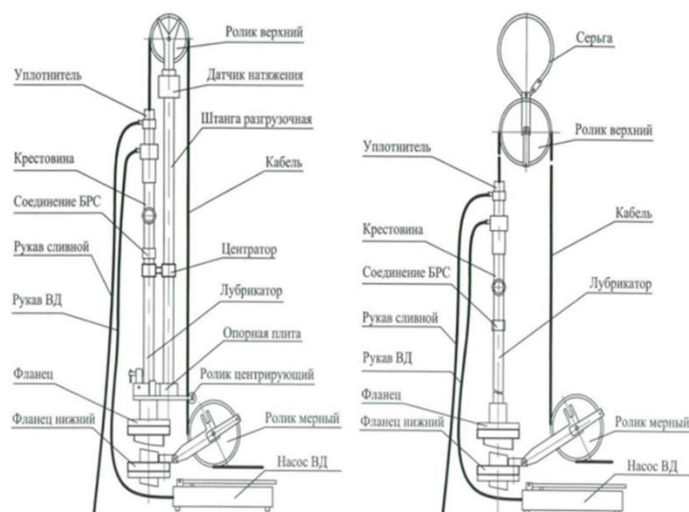
При изготовлении были внесены изменения в конструкцию вилки, штанги, верхнего ролика с целью их усиления. Были разработаны и изготавливались две модификации устьевого оборудования для свабирования скважин: 1- оборудование для свабирования без применения подъемного оборудования Заказчика (рисунок 7А); 2 - оборудование для свабирования с применением оборудования Заказчика (рисунок 7Б).

Устьевое оборудование для свабирования скважин без применения вышки (А-50 и др) состоит из следующих элементов:

1. ролик нижний мерный – предназначен для спуска свабировочного оборудования в скважину и измерения глубины спускаемого оборудования;
2. плита опорная предназначена для установки разгрузочной штанги;
3. штанга разгрузочная предназначена для несения основной нагрузки при спуско-подъемных операциях;
4. «центратор» – предназначен для удержания штанги и регулирования положения штанги относительно продольной оси лубрикатора;
5. ролик центрирующий - предназначен для центрирования кабеля относительно оси штанги;
6. крестовина с игольчатым клапаном – предназначена для стравливания давления из лубрикатора;
7. ролик верхний - предназначен для спуска и подъема на кабеле свабировочного оборудования;
8. уплотнитель (сальник) с гидравлическим поджимом – предназначен для герметизации кабеля (троса);
9. насос - предназначен для управления сальником; 9. рукав напорный - предназначен для подачи жидкости под давлением в гидравлический цилиндр сальника;
10. рукав дренажный – предназначен для слива утечек жидкости из сальника.

Устьевое оборудование с РШЛ

Устьевое оборудование с подвесным роликом



А – оборудование для свабивания скважин с разгрузочной штангой (безприменения подъемных механизмов);

Б – оборудование для свабивания скважин с подвесного ролика (с применением подъемных механизмов).

Рисунок 7 – Устьевое оборудование для свабивания скважин:

1.2.6 Исследование, разработка технологии и технического обеспечения информационного сопровождения процесса притока жидкости из пласта автономной геофизической аппаратурой

При разработке технологии контроля процесса свабивания автономной аппаратурой исходили из следующего:

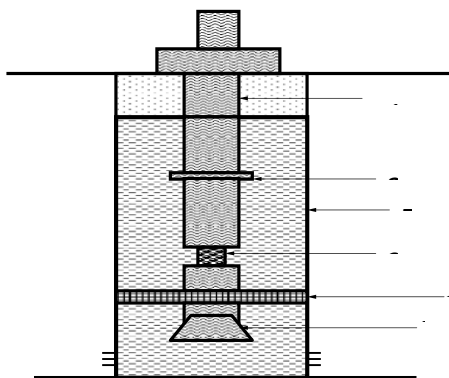
- для регистрации должна быть использована автономная геофизическая аппаратура с обязательным присутствием датчика манометра;
- перед свабиванием аппаратура должна быть доставлена в скважину на определенную глубину и находится там на весь период освоения скважины;
- после окончания свабивания аппаратура должна быть оперативно поднята на устье скважины для обработки полученной информации;

- все операции по спуску и подъему автономной аппаратуры должны происходить без спуска и подъема НКТ.

На основании составленных требований, конструкции скважин и поставленных задач разработано 2 варианта технологий и технического обеспечения.

Вариант 1 Техническое обеспечение представляет собой следующие элементы:

а) «стоп–кольцо» (рисунок 8),



1-НКТ, 2-муфта, 3-«стоп-кольцо», 4- воронка, 5-обсадная колонна, 6-пакер, б) ловильный инструмент, в) «центратор» для автономного манометра-термометра

Рисунок 8 – Подземное оборудование со «стоп-кольцом»

«Стоп-кольцо» (рисунок 8) – предназначено для удержания прибора в НКТ на определенной глубине. Представляет собой отрезок 2-х дюймовой трубы с резьбовыми муфтами на обоих концах, в которой на кромках сделаны фаски под определенным углом. Этот отрезок трубы бригадой КРС монтируется перед «воронкой» и опускается в скважину вместе с НКТ.

Ловильный инструмент – предназначен для установки и подъема автономных приборов из НКТ. Изготавливается в трех вариантах:

1. электромеханический «отцеп –ловитель» (рисунок 9);
2. механический «отцеп – ловитель» (рисунок 10);
3. механический «ловитель» (рисунок 11).

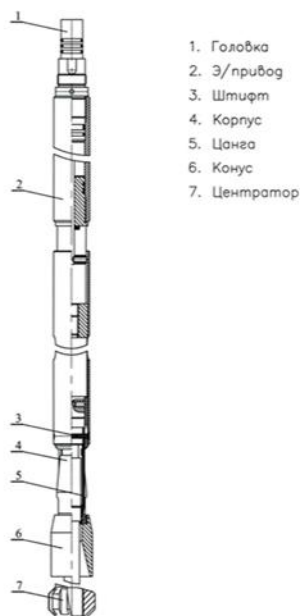
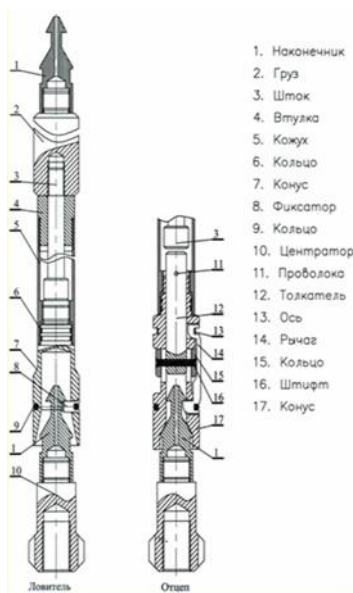
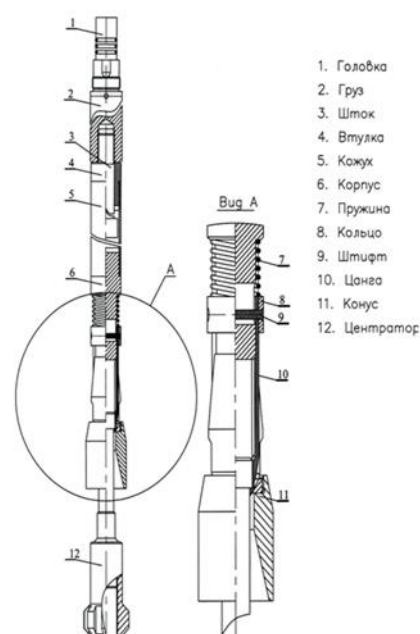


Рисунок –9
Электромеханически
й «отцеп-ловитель



Рисунок–10.
Механический
«отцеп-ловитель»



Рисунок–11. Механический
«ЛОВИТЕЛЬ».

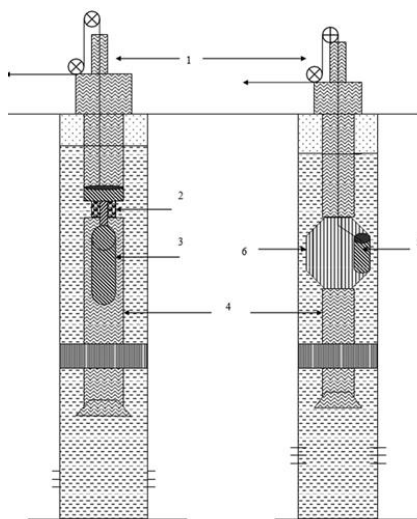
Представляют собой устройства (дистанционные и механические) с управляемыми цангами, посредством которых удерживаются или отсоединяются приборы в насосо-компрессионных трубах.

«Центратор» - предназначен для удержания автономного прибора в захватном устройстве ловильного инструмента и центрировании при спуске и подъеме в насоса компрессионных труб. Представляет собой цилиндр со специальными проточками, для уменьшения гидравлического сопротивления при спуске прибора в скважину и, «грибка», которым удерживается в захватном устройстве (цанге) ловильного инструмента. Перед спуском «центратор» наворачивается на автономный прибор, грибком стыкуется с цангой ловильного инструмента и после окончания спуска в насосо-компрессионных трубах, центратор плотно садится в «стоп-кольцо» вместе с манометром.

1.2.7 Технология информационного сопровождения процесса свабирования скважин автономной геофизической аппаратурой

Технология состоит из следующих этапов (рисунок 11):

1. Монтаж устьевого оборудования (лубризатора, роликов и т. д.);
2. стыковка на устье автономного прибора с «отцеп-ловителем»;
3. спуск на каротажном кабеле в НКТ до «стоп-кольца» сцепки «отцеп-ловитель» – автономный прибор; установка прибора в «стоп-кольцо»; отсоединение «отцеп-ловителя» от прибора;
4. подъем на устье «отцеп-ловителя»;
5. свабирование скважины до установившегося притока жидкости из пласта; регистрация процесса вызова притока жидкости из пласта установленной в НКТ автономной аппаратурой;
6. спуск на каротажном кабеле в НКТ до «стоп кольца» «отцеп – ловителя», захват автономного прибора;
7. подъем прибора на устье скважины; считывание из памяти прибора зарегистрированной информации в ПК, обработка зарегистрированной информации, выдача «Заказчику».



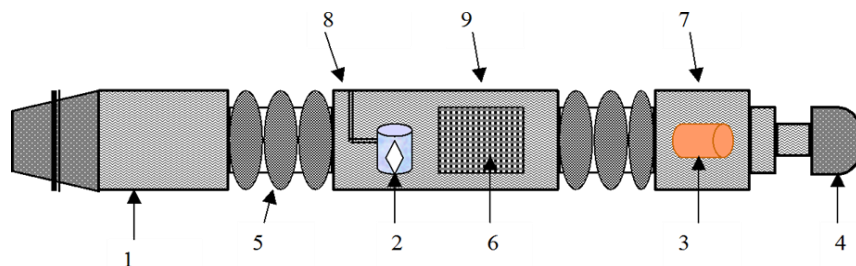
А – 1- устье скважины, 2- «стоп-кольцо», 3 – автономный прибор, 4- НКТ;
Б – 1- устье скважины, 4-НКТ, 5- автономный прибор, 6- скважинная камера.
Рисунок 11 – Технологические схемы установки автономной аппаратуры в

НКТ

Вариант2. Разработанная автором специальная автономная аппаратура (патент Р Ф № 2003127646 устанавливается в серийную скважинную камеру, при этом проходное сечение НКТ остается свободным (рисунок 11Б).

Техническое обеспечение данной технологии состоит из следующих элементов:

- Разработанный соискателем специальный автономный манометр-термометр (рисунок 12)



якорь; 2- датчик манометра, термометра; 3- батарея; 4- головка прибора; 5- уплотнительные манжеты; 6- электронная плата; 7- батарейный отсек; 8- гидравлический канал датчика манометра; 9- контейнер для датчиков и электронной плат

Рисунок–12 Автономный манометр- термометр для гидродинамических исследований механизированных скважин:

- Серийно выпускаемый инструмент для установки и подъема газлифтных клапанов
- Специальная скважинная (серийная) камера, которая перед свабированием устанавливается на нужную глубину

Технология в данном варианте состоит из следующего:

- Перед свабированием на проволоке специальным инструментом спускают и устанавливают в скважинную камеру автономную аппаратуру
- При производстве свабирования автономная аппаратура регистрирует давление температура и другие параметры продуктивного пласта.
- После окончания освоения скважины специальным инструментом аппаратура извлекается из камеры и доставляется на устье для обработки

полученной информации о пласте.

1.2.8 Исследование, разработка технологии и технического обеспечения информационного сопровождения процесса свабирования скважин с применением дистанционных геофизических аппаратных комплексов

В 1997 г. соискателем была разработана технология и техническое обеспечение для получения оперативной информации о притоке жидкости из пласта, состояния призабойной зоны пласта, технологии процесса свабирования с использованием тягового органа (каротажного кабеля) в качестве линии связи, дистанционного манометра и других вспомогательных датчиков, вмонтированных в свабировочное оборудование, - в качестве приемников для регистрации возникающих при свабировании в стволе скважины и пласте гидродинамических волновых процессов (движение флюида из пласта в ствол скважины, изменение состава и температуры поступающего флюида и др.).

Технические требования и обоснование геофизических методов, расположения и количества датчиков, встроенных в подземное свабировочное оборудование (аппарат) для вызова притока жидкости из пласта и контроля процесса свабирования.

При обосновании геофизических методов, количества и расположения дистанционных датчиков, встроенных в свабировочное оборудование, исходили из следующего:

- состав датчиков должен быть из традиционно применяемых в геофизическом приборостроении;
- один из датчиков должен быть измерителем и регистрировать, и определять максимальное количество параметров;
- количество датчиков должно быть оптимальным и по возможности регистрировать максимальное количество возникающих физических полей (гидродинамических, тепловых, волновых, акустических и

др.) в стволе скважины и пласте при подъеме жидкости на устье и при получении притока флюида из пласта;

- датчики должны быть расположены выше манжеты и находится в столбе жидкости, поднимаемой на устье скважины;
- один из датчиков по возможности должен контролировать не санкционированные остановки свабиловочного оборудования при движении в НКТ.
- конструктивное исполнение датчиков, должно быть работоспособно при больших скоростях спуска (до 3000 м/час) и подъема (до 6000 м/ час) оборудования в насоса компрессионных труб;
- применяемые геофизические методы должны регистрировать и определять профиль притока из перфорированного интервала продуктивного пласта
- подземное оборудование (аппарат), датчики должны выдерживать давление до 400 атм. и температуру до 1000 С.

В результате сформулированных требований и проведении опытно экспериментальных работ был выбраны следующие геофизические методы, количество и расположение дистанционных датчиков, встроенных в подземное свабиловочное оборудование (аппарат):

Основным геофизическим методом был принят датчик – манометра, регистрирующий возникающие при свабиловании гидродинамические процессы в стволе скважины и призабойной зоне пласта. На датчик возложены следующие функции: а) контролировать и измерять давление столба жидкости на манжету свабиловочного оборудования при подъеме его на устье, б) контролировать и измерять количество поднятой на устье жидкости, в) регистрировать кривые КВУ, КВД для последующего расчета гидродинамических параметров призабойной зоны пласта.

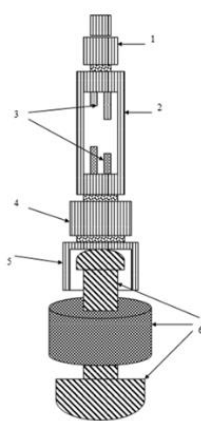
Вспомогательными были выбраны следующие датчики: а) датчик влагометрии - для контроля газожидкостного раздела (ГЖР), водонефтяного

раздела (ВНР) при движении сваби́ровочного оборудования от устья к забою; при поступлении жидкости из пласта и снятии кривых КВД, КВУ – для контроля состава поступающего флюида; б) датчик резистивиметрии – для контроля минерализации поступающей из пласта пластовой воды; в) датчик термометрии – для контроля температуры поступающей из пласта газожидкостной смеси и определения отдающих интервалов при регистрации профиля отдачи.

Технологический датчик – акселерометр для контроля движения и не санкционированных остановок подземного сваби́ровочного оборудования в НКТ.

Для контроля давления столба жидкости на рабочий орган – «манжету», состава и температуры поступающего флюида из пласта при снятии кривых КВУ, КВД, количества поднятой на поверхность жидкости, все датчики в конструкции подземного сваби́ровочного оборудования расположены над рабочим элементом конструкции – «манжетой»

На рисунке 13 представлен макет подземного сваби́ровочного оборудования с дистанционными датчиками (манометром, термометром, влагомером, резистивиметром) разработанным и изготовленным под руководством соискателя.



1- головка аппарата, 2- контейнер с телеметрией, 3- дистанционные датчики (манометр, термометр, влагомер, резистивиметр), 4- вертлюг, 5- замок, 6 – плунжер
Рисунок–13 Подземное сваби́ровочное оборудование (аппарат) оснащенное

дистанционными датчиками

1.3 Перфорация скважин

Перфорация скважин – это пробивание отверстий в стенках буровой скважины против заданного участка продуктивного пласта с целью получения или усиления притока воды, нефти, газа в добычную скважину или пласт. Способы перфорации представлены на рисунке 14.



Рисунок 14 – Способы перфорации скважин

Корпусная кумулятивные перфораторы состоят из толстостенного цилиндрического корпуса, в котором установлены кумулятивные заряды, головка, содержащая электроввод и наконечник, в котором помещён взрывной патрон. Кумулятивные заряды располагаются перпендикулярно к оси прибора. Против кумулятивной выемки каждого заряда в корпусе перфоратора имеет сквозное отверстие, герметизируемые с помощью резиновых колец. Заряды смещены один относительно другого на 90°, это сделано с целью равномерного отстрела пласта. Заряды в корпус перфоратора вставляют со стороны его торцов; отверстия закрывают металлическими дисками, а затем резиновыми прокладками.

В настоящее время промышленностью выпускаются следующие типы корпусных кумулятивных перфораторов: ПК-105ДУ; ПК-85ДУ и ПК-65ДУ. (таблица 10)

Перфораторы ПК-105ДУ используется в скважинах диаметром 5”÷8”; ПК-85ДУ для 4”÷5”и ПК-65ДУ для 3”÷4” колонн. [1]

Таблица 10 – Типы корпусных кумулятивных перфораторов

размеры пробитого отверстия							
Марка перфоратора	длина L/мм			Диаметр d_k		предельные параметры применения	
	$B_{сж} = 450$	$B_{сж} = 250$	в трубе	в породе			
				$B_{сж} = 450$	$B_{сж} = 250$	t^0 С	P кг/см ²
ПК-105ДУ	145	145	8,8	8,5	10	180	1000
ПК-85ДУ	95	130	5	7	8,5	180	1000
ПК-65ДУ	55	75	4	4,5	5,5	150	800

Техническая характеристика перфораторов представлена в таблице 11.

Таблица 11– Техническая характеристика перфораторов

ПОКАЗАТЕЛИ	ПЕРФОРАТОРЫ			
	ПКО-89	ПКОТ-89	ПКО-73	ПКОТ-73
Наружный диаметр перфоратора, мм	89	89	73	73
Количество кумулятивных зарядов в одной секции перфоратора	15	15	20	20
Полная длина перфоратора с одной секцией (без кабельной головки), мм	2690	2690	2535	2535
Вес ВВ кумулятивного заряда, г	50	50	28	28
Расстояние между осями смежных зарядом, мм	150	150	100	100
Сдвиг между осями соседних зарядов, град.	90	90	90	90
Плотность перфорации за один спуск перфоратора в скважину, отв/м	6+7	6+7	10	10
Наибольшее количество одновременно спускаемых в скважину зарядов	45	45	60	60
Пробивная способность перфоратора, мм: - суммарная длина канала в стандартной мишени (10 мм стальная пластина, 25 мм слой цемента, горная порода средней прочности $B_{сж} = 450$ кг/см ²) - входной диаметр пробитого отверстие в стальной пластине	220	220	170	170
	12+15	12+15	10+12	10+12
минимальный внутренний диаметр обсадной колонны, через которую может быть спущен перфоратор, мм	117	117	96	96

Максимально допустимое гидростатическое давление в скважине, кг/см ²	850	1200	550	1200
Минимальное допустимое гидростатическое давление в скважине, кг/см ²	150	500	100	500
Максимально допустимая температура в скважине, °С	180	180	180	180

1.4 Испытание пластов

Под испытанием пластов понимается комплекс работ, обеспечивающий вызов притока, отбор проб пластовой жидкости и газа, выявление газонефтегазосодержания пласта, определение основных гидродинамических параметров пласта (пластовое давление, гидропроводность, коэффициент продуктивности и дебит скважин). Испытание пластов проводится как в процессе бурения скважин, так и после окончания бурения и спуска эксплуатационной колонны. Испытание скважин проводится с целью установления промышленной нефтегазосодержимости пластов, оценки их продуктивной характеристики и получения необходимых данных для подсчета запаса нефти и газа в составлении проектов разработки месторождений. После проведения первичного вскрытия перспективных пластов (после бурения скважин), проводят ГМИС, опробуют продуктивные пласты трубным пластоиспытателем в не обсаженной скважине, спускают и цементируют эксплуатационную колонну, проверяют качество цементации, испытывают обсадные колонны на герметичность, и только после этого проводят испытание продуктивных пластов. При испытании сначала производится перфорация (вторичное вскрытие продуктивных пластов), а затем - вызов притока и обработка призабойной зоны пласта. Чтобы получить приток пластового флюида, нужно провести освоение, для которого иногда требуется обработка призабойной зоны пласта (в случае если нет притока или получены низкие дебиты). Испытание производится в обсаженных скважинах снизу вверх с установкой цементных мостов после каждого интервала испытания, давшего приток. Запроектировала интервалы испытания

перспективных на нефть пластов после спуска и цементирования эксплуатационной колонны.

Ниже описан порядок работы испытания каждого объекта в следующей последовательности:

1. Интервал и стратиграфическая принадлежность объекта испытаний:
2. Способ перфорации, плотность дыр перфорации.

Чтобы восстановить сообщаемость между скважиной и перспективным пластом после цементирования обсадной колонны, необходимо прострелить отверстия. Этот процесс называется перфорацией. Он проводится с помощью перфоратора, который спускают в скважину на каротажном кабеле. Существует четыре способа перфорации: пулевая, торпедная, кумулятивная, гидropескоструйная.

В процессе испытания продуктивных пластов выбрала кумулятивную перфорацию, т.к. она наиболее эффективна по сравнению с пулевой и торпедной - обладает большей длиной канала прострела. При простреливании отверстий в колонне, на устье необходимо установить специальную задвижку, позволяющую закрыть скважину при проявлении из пласта после прострела. В процессе перфорации скважина должна быть заполнена соевым раствором с удельным весом 1.12 г/см^3 для создания противодействия на пласт; также до перфорации скважина должна быть опрессована на давление, превышающее максимально ожидаемое пластовое давление на 20 %, плотность дыр перфорации до 20 отверстий на 1 м интервала перфорации.

3. Способ вызова притока.

При испытании продуктивных пластов как способ вызова притока предлагаю использовать сваби́рование.

При сваби́ровании на трубах насосно-компрессионных трубах, спущенных до фильтра, присоединен сваб или поршень с клапаном, который открывается вверх. При спуске поршень свободно погружается в жидкость, при подъеме его клапан закрывается и весь столб жидкости, находящийся под

поршнем, выносится на поверхность. При непрерывном свабировании уровень жидкости в скважине постепенно снижается, давление в скважине уменьшается. В конце концов, пластовое давление превысит давление столба жидкости в скважине, и пласт начнет работать.

4. Метод воздействия на призабойная зона пласта (ПЗП) с целью интенсификации притока.

В низко-проницаемых пластах или проницаемых пластах при сильно загрязненной призабойная зона пласта (ПЗП) с целью активизации и очистки загрязнения необходимо провести интенсификацию притока или воздействие на пласты.

5. Интервал установки цементных мостов.

Испытание очередного вышележащего объекта осуществляется после проведения работ по изоляции предыдущего. Испытание пластов в разведочных скважинах производится последовательно снизу вверх с установкой цементных мостов после каждого интервала испытания, давшего приток жидкости. Цементный мост рекомендую поставить на всю толщину пласта плюс 25 м выше кровли и ниже подошвы пласта.

На Восточно-Токайском нефтяном месторождении проводились испытания объектов в тюменской, васюганской и баженовской свитах.

Данные по испытанию объектов в обсаженной скважине и перфорации представлены в таблице 12 «Мегион Геология». [5]

- Конструкция скважины (по вертикали):
- Направление d 324 мм – 30 м., Нц – до устья.
- Кондуктор d 245 мм – согласно проекту, Нц – до устья.
- Эксплуатационная колонна d 146 мм – 3130 м, Нц – согласно проектным данным

Таблица 12 – Интервалы испытания и виды перфоратора

Номер объекта	Стратиграфия	Вид перфорации кумулятивный	Интервал испытания	Интервал установки цементного моста	Тип оборудования	Способ вызова притока	Плотность дыр перфорации
1	Тюменская	ПКТ-105Н с зарядами ЗПКТ 89	3108,0-3118,0	3088-3138	Цемент, колонна	Сваби-рование	20
2	Васюганская	ЗПК-102 с зарядами ЗПКТ 102 Н-ТВ-СП1	3035-3041	3012-3087	Цемент, колонна	Сваби-рование	20
3	Баженовская	ЗПКТ 102 Н-ТВ-СП1	2936-2939; 2943-2947	2885-2967	Цемент, колонна	Сваби-рование	20

В таблице 13 представлены нефтеперспективные интервалы пластов васюганской и тюменской свит и ожидаемые дебиты.

Таблица 13 Нефтеперспективные интервалы пластов

Свита	Пласт	Глубина залегания (по вертикали), м	Тип коллектора	Потенциальный дебит, м ³ /сут
Васюганская	ЮС ₁	2960 – 2980	Поровый	до 30
Тюменская	ЮС ₂	3020 – 3050	Поровый	до 20
Тюменская	ЮС ₃	3050 – 3070	Поровый	до 10

Термодинамические параметры представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Термодинамические параметры по разрезу

Пласт	Ожидаемое Р пластовое, кгс/см ²	Температурный градиент, град на 100 м.
ЮС ₁	308	3 ⁰
ЮС ₂	327	3 ⁰
ЮС ₃	329	3 ⁰

1.5 Принцип работы струйного насоса УЭОС -5 №0115

Устройство представляет собой многофункциональный струйный насос вставного типа, конструкция которого и технология применения обеспечивают выполнение следующих операций:

1. Снижение забойного давления только в подпакерном пространстве скважины и вызов притока из пласта. При этом исключается возможность выбросов нефти и смятия обсадной колонны.

2. Глубокое дренирование и очистка пласта путём воздействия на него циклическими знакопеременными нагрузками в режиме депрессия-репрессия.

3. Закачка кислоты или других химических реагентов под давлением в пласт и отбор продуктов реакции кислоты из пласта в требуемое по технологии время.

4. Гидродинамические исследования скважин с целью оценки первоначального и заключительного состояния призабойной зоны пласта путём записи и расшифровки кривой восстановления давления КВД. Запись и сравнение гидродинамических параметров может проводиться при различных депрессиях на пласт.

5. Добыча нефти из скважины.

Работа устройства основана на свойствах струйного насоса.

При выполнении технологических операций по п. п. 1 - 4 рабочая жидкость подаётся к соплу эжекторного насоса по трубам НКТ, а при добыче нефти (п. 5) – по затрубному пространству. В последнем случае откачиваемая из продуктивного пласта нефть движется на поверхность по насосно-компрессорным трубам.

Выполнение работ по п. п. 1 - 5 происходит следующим образом.

В скважину на расчётную глубину на НКТ спускается корпус устройства УЭОС-5 с механическим пакером, установленным ниже корпуса. Для опрессовки НКТ и пакера в корпус устройства УЭОС-5 устанавливается специальная опрессовочная вставка. НКТ опрессовывают путём создания

требуемого давления во внутренней полости труб, а пакер – путём создания давления в затрубном пространстве.

После проведения работ по опрессовке труб и пакера опрессовочная вставка извлекается на поверхность с помощью канатной техники.

Далее в НКТ в зависимости от поставленной задачи спускается вставной эжекторный насос для освоения скважин или вставной эжекторный насос для добычи нефти.

Под действием собственного веса вставной насос движется по заполненным жидкостью трубам к корпусу УЭОС-5 и окончательно фиксируется в нём при создании в НКТ давления 10—15 атм.

Вставной эжекторный насос может быть извлечён из скважины без подъёма НКТ в любое время при изменении очередности проведения технологических работ или необходимости ремонта насоса.

При освоении скважины и добыче нефти в качестве рабочего агента используют техническую воду, нефть или газовый конденсат.

Для добычи нефти можно использовать в качестве рабочего агента и природный газ. В этом случае в эжекторном насосе устанавливаются специальные сверхзвуковые сопла.

После прекращения подачи рабочей жидкости гидростатическое давление на пласт восстанавливается.

В комплект устройства УЭОС-5 входят:

- корпус;
- вставной эжекторный насос для освоения скважин;
- вставной эжекторный насос для добычи нефти;
- уравнильный клапан;
- опрессовочная вставка;
- блокирующая вставка (для закачки кислоты);
- ловитель цанговый;
- ясс механический;

- утяжелитель;
- шаблон;
- фильтр;
- соединители с геофизической головкой и проволокой подъёмника;
- запчасти (манжеты фторопластовые, кольца резиновые, сопла твёрдосплавные, смесители).

Устройство используется в скважинах, обсаженных колоннами 140 – 168 мм. Устройства устанавливаются в скважинах на глубине до 4000 м при температуре окружающей среды до 120° С.

Устройство в двух вариантах применения изображено на рисунках 15 и 16. [31]

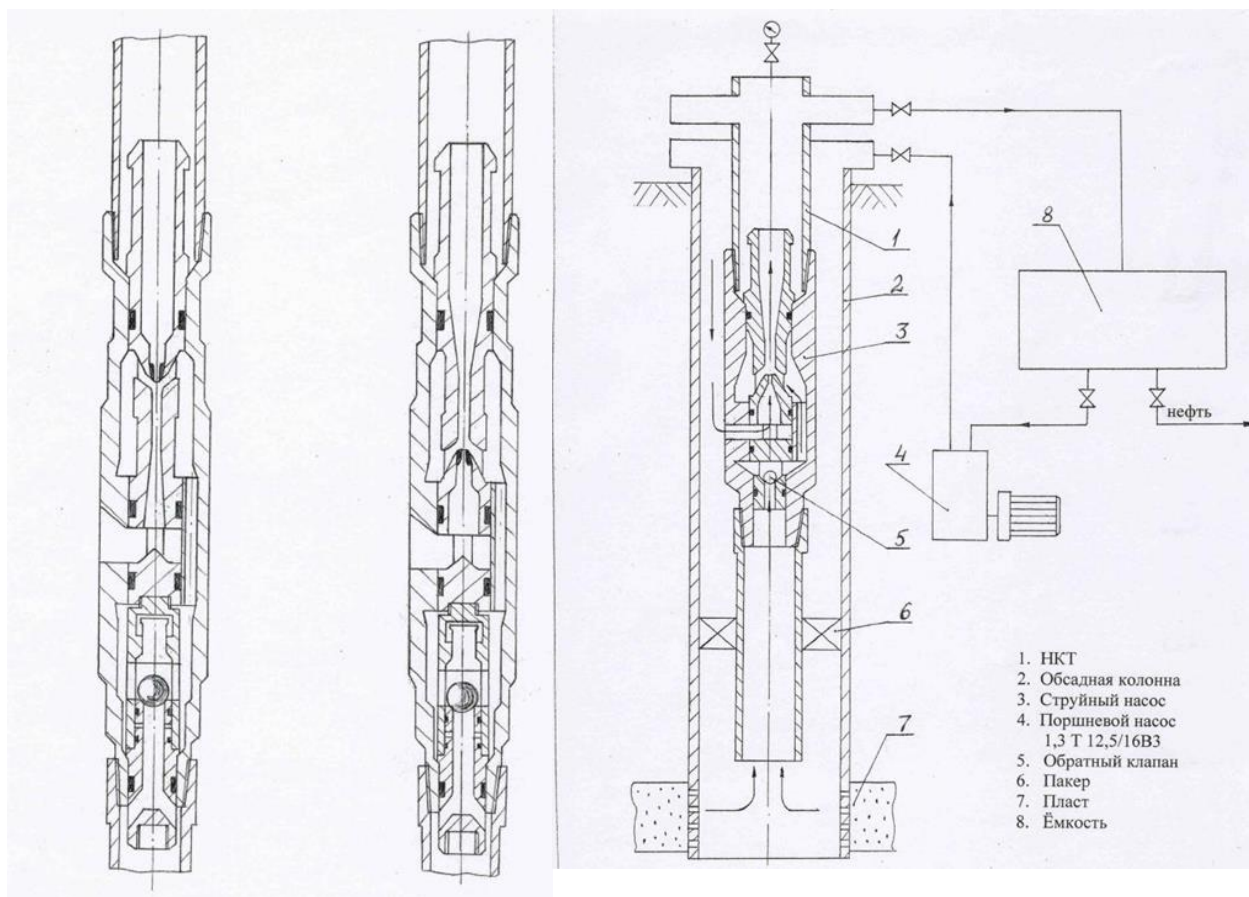


Рисунок 15 – Схема устройства освоения и исследования скважин

Рисунок 16 – Схема оборудования скважины при эксплуатации струйными насосами

Экономическая эффективность при применении устройств для освоения скважин обеспечивается за счёт уменьшения сроков освоения и исследования, повышения дебитов добывающих и приёмистости нагнетательных скважин, а для добычи нефти – за счёт уменьшения капитальных затрат, связанных с отсутствием необходимости в монтаже станков-качалок, использовании скважинных поршневых или центробежных насосов [14].

2 АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ ПРИ ОСВОЕНИИ ПЛАСТОВ ВОСТОЧНО-ТОКАЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

При освоения разведочной скважине №21 Восточно-Токайского месторождения было запланировано исследования двух объектов: 1 объект – тюменская свита, 2 объект - васюганская свиты.

2.1 Подготовительные работы при освоении 1 объекта

Полевые работы проводились по освоению скважин, интенсификации притока и гидродинамического исследования пласта, согласно плана проведённых работ по освоению ОПЗ и исследованию пласта ЮС₂ в интервале 3108-3118 метра.

Скважина наклонного направления, максимальный угол $-17,36^\circ$ на глубине 1150 метров. Проводилась перфорация в интервале 3108-3118 м., тип перфоратора кумулятивный ЗПК-89, заряды ЗПКТ 105 Н – ТВ - СП1, с плотностью прострела 20 отверстий на 1 п.м всего 200 отверстий. Перфорация проводилась на каротажном кабеле. Устье скважины оборудовано колонной головкой и фонтанной арматурой.

В таблице 15 приведена компоновка испытательного инструмента (снизу-вверх) при освоении перфорированного пласта в интервале 3108-3118 метра.

Таблица–15 Компоновка испытательного инструмента

Наименование узлов и деталей	Длина, м
Воронка Ø89мм.	0,15
НКТ Ø73мм. 2шт.	16,48
Контейнер с автономными манометрами АМТ-10 (2шт.)	2,11
НКТ Ø73мм.	8,03
Пакер 2ПОМ 122-700 №3261	1,41
НКТ Ø73мм.	7,87
Струйный насос УЭОС -5 №0115	0,58
НКТ 73 мм	До устья

Соединения насосно-компрессорных труб по гост 633-63. Трубы по ГОСТ 633-63 изготавливаются двух типов; с гладкими концами и с высаженными наружу концами. Высадка концов обеспечивает равнопрочность соединения и тела трубы в гладкой части, однако габаритные размеры соединения в этом случае несколько больше, чем для труб гладкими. В соединении применяется резьба конусностью 1:16 и углом профиля 60°. Для труб с гладкими концами диаметром до 89мм и для труб с высаженными наружу концами диаметром до 48 мм резьба выполняется с шагом 2,54, а для остальных размеров с шагом 3,175 мм, как и для обсадных труб по ГОСТ 632-64 профиль резьбы стандартных НКТ с шагом 2,54 мм (10 нитей на 25,4). [2]

Номинальный диаметральный натяг в свинченном соединении составляет 0,31 мм для резьбы с шагом 2,54 и 0,41мм для резьбы с шагом 3,175 мм.

2.2 Насосно –компрессорные трубы НКБ-1

Труба НКБ-1 обеспечивают надёжную герметичность и предназначены для эксплуатации в скважинах с давлением газа до 500кгс/см². Соединения труб НКБ-1 равнопрочные с телом гладкой трубы и рассчитываются на растяжение, исходя из площади поперечного сечения тела гладкой трубы. Наружный диаметр соединений НКБ-1 на 3-5 мм меньше наружного диаметра муфты стандартных труб с гладкими концами.

С целью предотвращения завихрения газа при эксплуатации скважин и уменьшения разъедания стыка соединения от эрозии и коррозии предусмотрен контакт по внутренним упорным торцам, обеспечивающий без зазорную поверхность внутреннего проходного канала. В соединении труб НКБ-1 применена резьба упорного профиля с углами наклона 3°-30°. Для трубы диаметром 27-52 мм использована резьба с шагом 3,175 мм конусность 1:16, рабочей высотой профиля 1,0 мм, а для трубы диаметром 60-114 мм – с шагом 4,233 мм конусность 1:12 и рабочей высотой профиля 1,2 мм (рисунок 17).

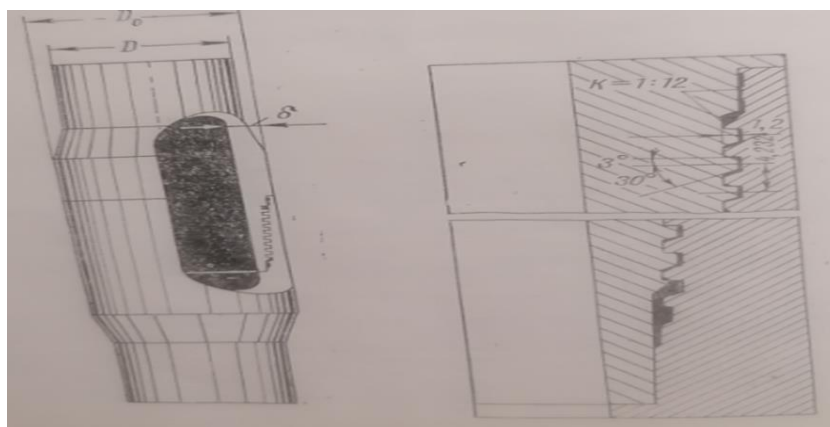


Рисунок 17 – Насосно –компрессорные трубы НКБ-1

Герметичность обеспечивается коническими уплотнительными поверхностями, расположенными за резьбой со стороны меньших диаметров. При свинчивании обеспечивается посадка по уплотнительным поверхностям и по внутреннему диаметру резьбы с натягом приблизительно 0,2 мм.

При достижении заданного натяга по уплотнительным поверхностям и по резьбе происходит контакт по внутренним упорным торцам, при этом по наружным торцам может наблюдаться зазор величиной не более 0,4 мм, который будет уменьшаться при докреплении соединения за счёт деформации внутренних торцов.

Для полного свинчивания соединения НКБ-1 требуется около 7 оборотов, то есть в 2,5 раза меньше, чем для соединения по ГОСТ633-63.

Размер и вес труб НКБ-1 приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Размер и вес труб НКБ-1

Условный диаметр, мм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Вес 1 пог. гладкой трубы кгс	Увеличение веса одной трубы вследствие	Диаметр высаженной части, мм	Длина высадки, мм	Наибольший внутренний диаметр в
27	26,7	3	20,7	2,23	0,3	33	60	22
33	33,4	3,5	26,4	2,58	0,5	41	70	28
42	42,2	3,5	35,2	3,34	0,6	50	70	37

48	48,3	4	40,3	4,39	0,7	56	80	42
52	52,4	4	44,4	4,76	0,9	61	80	46
60	60,3	5	50,3	6,84	1,8	71	120	53,5
		5,5	62	9,16	2,2	84		65,5
73	73	7	59	11,39	2,6	86	125	63
		6,5	76	13,22	3,2	102		79,5
89	88,9	8	73	15,98	3,7	104	125	77
102	101,6	6,5	88,6	15,22	4	116	125	92
114	114,3	7	100,3	18,47	4,8	130	125	104

2.3 Результаты испытание объекта 1

После осмотра перфоратора на наличие срабатывания всех снарядов, производится контроль перфорации по ГК, МЛМ. Перед спуском компоновки проверяется работоспособность струйного насоса на поверхности. После того как произвели монтажа компоновки струйного насоса с пакером и контейнером для глубинных манометров, спустили на НКТ-73мм до глубины 3078,1 м. После окончания спуска компоновки и установки план шайбы, устанавливаем пакер с транспортировочного в рабочее положение на глубине 3046,9-3051,3 при разгрузки НКТ-8т.

Опрессовка пакера и обратного клапана струйного насоса совместно с фонтанная арматура (ФА) произвели при давлении 80 кгс/см² (герметично). После опрессовки скважину переводим на техническую воду прямой промывкой в объёме 37 м³, после опрессовки ФА совместно с лубрикаторм при давлении 130 кгс/см². После того, когда пакер стал в рабочее положение и опрессован, оставляем скважину на технический отстой. Следом, когда скважина стоит на техническом отстое, производится сбор и опрессовка нагнетательной линии для работы струйного насоса при давлении 240 кгс/см².

Опрессовку нагнетательной линии от устья до НЦ-320 проводим трехплунжерным насосом (рисунок 18) для работы струйного насоса. При

переводе скважины на техническую воду или солевой раствор, используем насос высокого давления 9Т (НЦ320) (рисунок 19).



Рисунок 18 – Трехплунжерный насос



Рисунок 19 – Насос 9Т

Интенсификация притока проводили методом импульсного дренажа в количестве 32 циклов с кратковременным воздействием на пласт, депрессиями проводилось при давлениях 60-140-60-80 кгс/см² (таблица 18) с шагом 20 кгс/см² с периодами нагнетания -15 мин и остановками 15 мин. За время отработки скважины на режимах дренирования приток жидкости составил 1,0 м³. При работе на таких давлениях на выходе получили техническую + пластовую воду.

Таблица 18 – Результаты испытания при различных депрессиях

№ п/п	Рраб кгс/см ²	Общее время отработки, час	Длительность отработки и на каждого	Шаг Рраб кгс/см ²	Объем рабочего агента на	Объем жидкости в емкости после	Прирост жидкости в емкости после	Состав жидкости на выходе из скважины
	60							тех. вода
	140							пластовая
1	60	16	15	15	1	2	1	Вода
	140							
	80							

Затем проводим работу по освоению и первичной оценке фильтрационных характеристик пласта, при рабочем давлении $P_{\text{раб.}} = 80; 100; 120; 140; \text{ кгс/см}^2$ с продолжительностью 4 часа с промежуточными стоянками по 60 мин. Результаты приведены в таблице 19. [9]

После отработки всех режимов проводится подъем депрессионной вставки струйного насоса с автономным манометром на каротажном кабеле.

Таблица 19 – Результаты освоения и первичной оценки фильтрационных характеристик пластов

№ п/п	Длительность отработки, час	Р _{раб} , кгс/см ²	Р _{заб} , кгс/см ²	ΔР, кгс/см ²	Объём рабочего агента на ёмкости V1, м ³	Объём жидкости в ёмкости после отработки V2, м ³	Прирост жидкости в ёмкости после отработки, ΔV = (V2-V1), м ³	Объём пластовой воды в ёмкости после отработки, V3	Объём нефти в ёмкости после отработки, V4	Дебит пластовой воды, м ³ /сут.	Дебит нефти, м ³ /сут.	Дебит жидкости, м ³ /сут.	Состав жидкости на выходе из скважины
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	4	80	180,53	132,22	1,00	1,20	0,20	0,20	0,00	1,20	0,00	1,20	Рабочий агент + пластовая вода.
Технологическая стоянка – 1 час													
2	4	100	148,52	164,23	1,00	1,30	0,30	0,26	0,04	1,56	0,24	1,80	Рабочий агент + пластовая вода + нефть.
Технологическая стоянка – 1 час													
3	4	120	120,68	197,07	1,00	1,30	0,30	0,15	0,15	0,90	0,90	1,80	Рабочий агент + пластовая вода + нефть.
Технологическая стоянка – 1 час													
4	4	140	94,64	218,11	1,00	1,40	0,40	0,16	0,24	0,96	1,44	2,40	Рабочий агент + пластовая вода + нефть.

При записи КВД (рисунок 20) зарегистрировано максимальное забойное давления 298,06кгс/см². Величина депрессии на пласт ΔP , кгс/см² приведена как разность $P_{пл}$ (значение по обработке по Хорнеру) и фактического $P_{заб}$.(Приложение 1) [9]

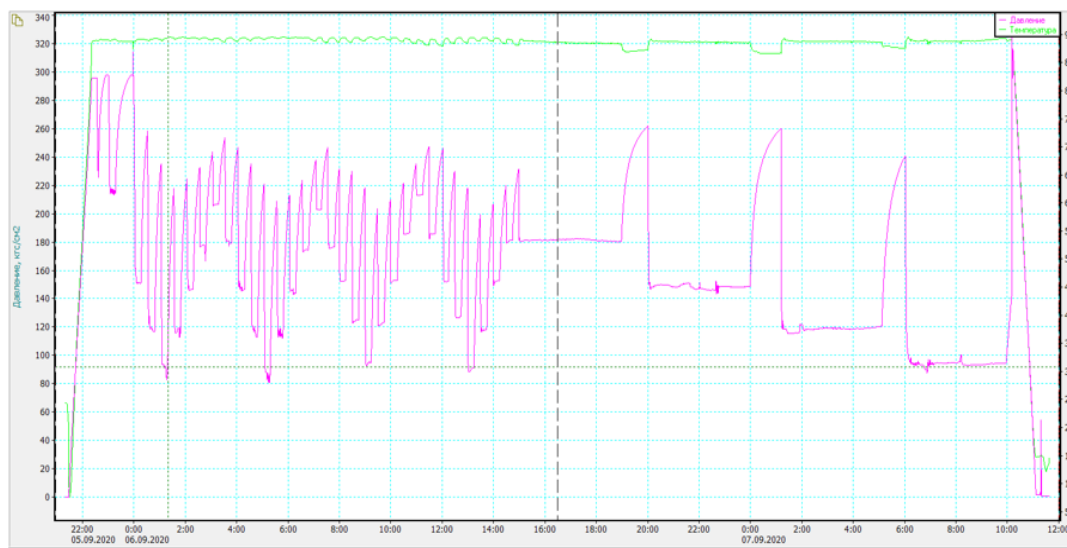


Рисунок 20 – Запись КВД

После подъёма депрессионной вставки струйного насоса с автономным манометром на каротажном кабеле, работает ГИС производит запись профиль-притока при работе струйного насоса при рабочем давлениях $P_{раб} = 60; 80; 100$; кгс/см² (рисунок 21). [9]

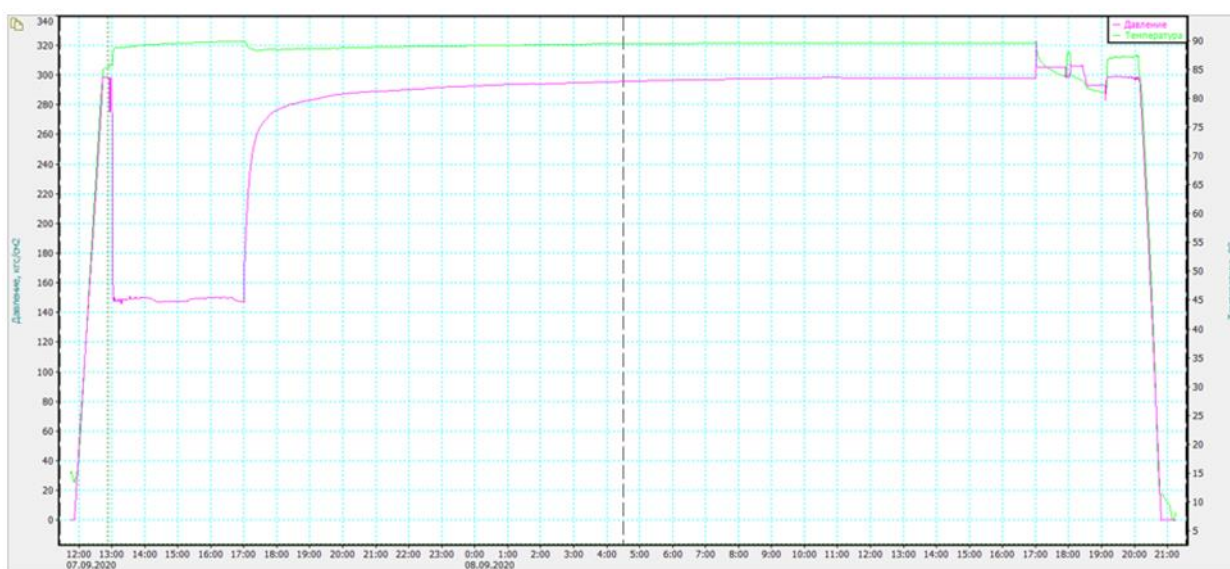


Рисунок 21 – Запись профиль притока при рабочем струйного насоса

Снижения уровня производится методом свабирования. Свабирование это способ освоения скважин методом снижения уровня жидкости. При свабировании уровень жидкости в скважине понижается с помощью поршня (сваба) с одной или несколькими манжетами, работающими по принципу обратного клапана. Комплект для свабирования (рисунок 22). Сваб спускают на канате в колонну трубы НКТ с помощью геофизического подъёмника типа подъёмник каротажный самоходный ПСК-5 (рисунок 23) Уплотнения сваба достигается за счёт резиновых манжет, укрепленных на металлическом стержне НКТ.



Рисунок 22 – Комплект для свабирования



Рисунок 23 – подъёмник каротажный самоходный

1) Первое снижения уровня и запись КВД (Приложение 1)

Снижение уровня методом свабирования. Сделано 27 рейсов, Нкон. – 1000 м, отобрано 12,24 м³ жидкости. На выходе тех. вода в объём-12,06 м³ (плотность-1,002 г/см³. хлор-2,13 г/л.) + нефть в объём -0,18 м³ (плотность-0,890 г/см³). Спуск спарки глубинных манометров с проточной желонкой до глубины 3000 м. Запись КВУ №1 в течение 12 часов. Подъем глубинных манометров с желонкой с поинтервальным замером давления и температуры с глубины 3000 м. Проба в желонке – тех. вода (плотность-1,002 г/см³ хлор-3,55г/л) с плёнкой нефти.

$R_{нач} - 193,3 \text{ кгс/см}^2$; $R_{кон} - 197,3 \text{ кгс/см}^2$; $H_{нач} - 991 \text{ м}$; $H_{кон} - 950 \text{ м}$;
объём притока – $0,49 \text{ м}^3$. [9] $Q_{ср} - 0,97 \text{ м}^3/\text{сут.}$ при $H_{сду} - 971 \text{ м}$. (Приложение 1)

2) Второе снижения уровня и запись КВД (Приложение 1)

Снижение уровня методом свабирования. Сделано 21 рейс, $H_{кон.} - 1500 \text{ м}$, отобрано $6,81 \text{ м}^3$ жидкости. На выходе тех. вода в объём- $6,56 \text{ м}^3$ (плотность- $1,002 \text{ г/см}^3$. хлор- $2,84 \text{ г/л.}$) + нефть в объём- $0,25 \text{ м}^3$ (плотность- $0,890 \text{ г/см}^3$). Спуск спарки глубинных манометров с проточной желонкой до глубины 3000 м. Запись КВУ №2 в течение 12 часов. Подъем глубинных манометров с желонкой с поинтервальным замером давления и температуры с глубины 3000 м. Проба в желонке – тех. вода (плотность- $1,002 \text{ г/см}^3$ хлор- $4,26 \text{ г/л}$) с плёнкой нефти.

$R_{нач} - 145,9 \text{ кгс/см}^2$; $R_{кон} - 150,7 \text{ кгс/см}^2$; $H_{нач} - 1494 \text{ м}$; $H_{кон} - 1445 \text{ м}$;
объём притока – $0,59 \text{ м}^3$. [9]

$Q_{ср} - 1,18 \text{ м}^3/\text{сут.}$ при $H_{сду} - 1469 \text{ м}$.

3) Третье снижения уровня и записи КВД (Приложение 1)

Снижение уровня методом свабирования. Сделано 10 рейсов, $H_{кон.} - 1700 \text{ м}$, отобрано $3,48 \text{ м}^3$ жидкости. На выходе тех. вода в объём- $2,71 \text{ м}^3$ (плотность- $1,002 \text{ г/см}^3$. хлор- $2,84 \text{ г/л.}$) + нефть в объём- $0,77 \text{ м}^3$ (плотность- $0,890 \text{ г/см}^3$). Спуск спарки глубинных манометров с проточной желонкой до глубины 3000 м. Запись КВУ №3 в течение 12 часов. Подъем глубинных манометров с желонкой с поинтервальным замером давления и температуры с глубины 3000 м. Проба в желонке – тех. вода (плотность- $1,004 \text{ г/см}^3$ хлор- $5,68 \text{ г/л}$) с плёнкой нефти.

$R_{нач} - 128 \text{ кгс/см}^2$; $R_{кон} - 132,9 \text{ кгс/см}^2$; $H_{нач} - 1695 \text{ м}$; $H_{кон} - 1643 \text{ м}$;
объём притока – $0,62 \text{ м}^3$. [9] $Q_{ср} - 1,23 \text{ м}^3/\text{сут.}$ при $H_{сду} - 1669 \text{ м}$.

4) Четвёртое снижения и запись КВД (Приложение 1)

Снижение уровня методом свабирования. Сделано 12 рейсов, $H_{кон.} - 1900 \text{ м}$, отобрано $3,75 \text{ м}^3$ жидкости. На выходе тех. вода с признаками

пластовой воды в объём-2,82 м³ (плотность-1,002-1,006 г/см³. хлор-2,84-6,03 г/л.) + нефть в объём 0,93 м³ (плотность-0,890 г/см³). Спуск спарки глубинных манометров с проточной желонкой до глубины 3000 м. Запись КВУ №4 в течение 12 часов. Подъем глубинных манометров с желонкой с поинтервальным замером давления и температуры с глубины 3000 м. Проба в желонке – тех. вода (плотность-1,006 г/см³ хлор- 6,03 г/л) с плёнкой нефти.

$R_{нач}$ –109,4 кгс/см².; $R_{кон}$ –114,7 кгс/см².; $H_{нач}$ –1896 м.; $H_{кон}$ –1841 м.; объём притока–0,65 м³. [9] $Q_{ср}$ – 1,31 м³/сут. при $H_{сду}$ – 1869 м.

В результате проведённых работ по освоению пласта ЮС₂ при помощи струйного насоса получен приток нефти с пластовой водой $Q = 2,88$ м³/сут. при забойном давлении 59,54 кгс/см². Максимально созданная депрессия на пласт 247,23 кгс/см². Температура на глубине 3047 м. составляет + 89,60 °С.

Проведены исследования объекта в скважине методом прослеживания уровня. Всего выполнено пять понижений уровня свабированием до глубин 1000, 1500, 1700, 1900 м и 2000 м для записи комплекса «приток-состав». На каждом режиме исследования фиксировались дебиты пластового флюида на СДУ, минерализацию по хлору и удельный вес. Дебит пластового флюида при СДУ=1869 м составил 1,31 м³/сут, минерализация пластовой воды по CL^- - 2,84-6,035 г/л, плотность=1,002-1,006 г/см³, нефть плотность - 0,890 г/см³ при t температуре 20°С. [9]

За время исследований из пласта отобрано 13,6 м³ жидкости из них нефти 9,55 м³, пластовой воды 4,05 м³. По результатам проведённых исследований струйным насосом.

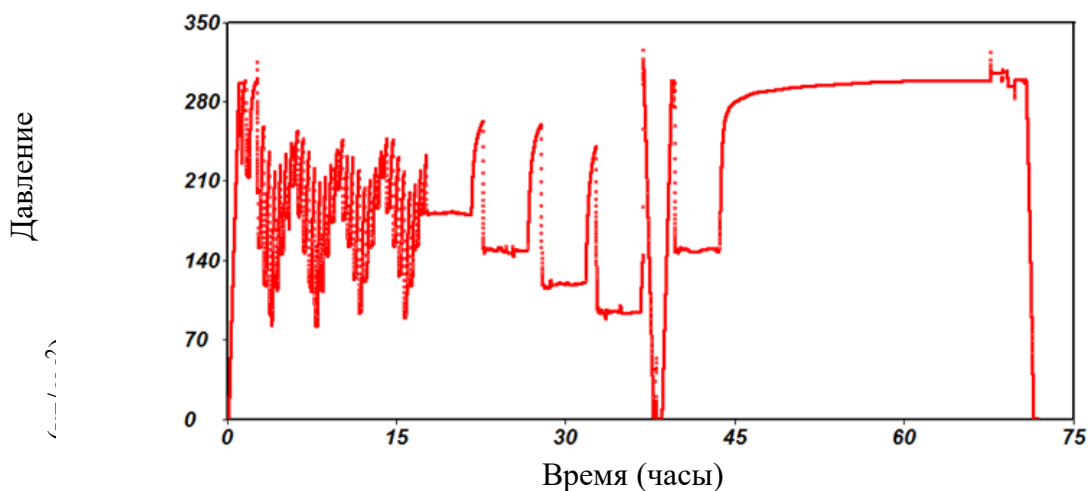
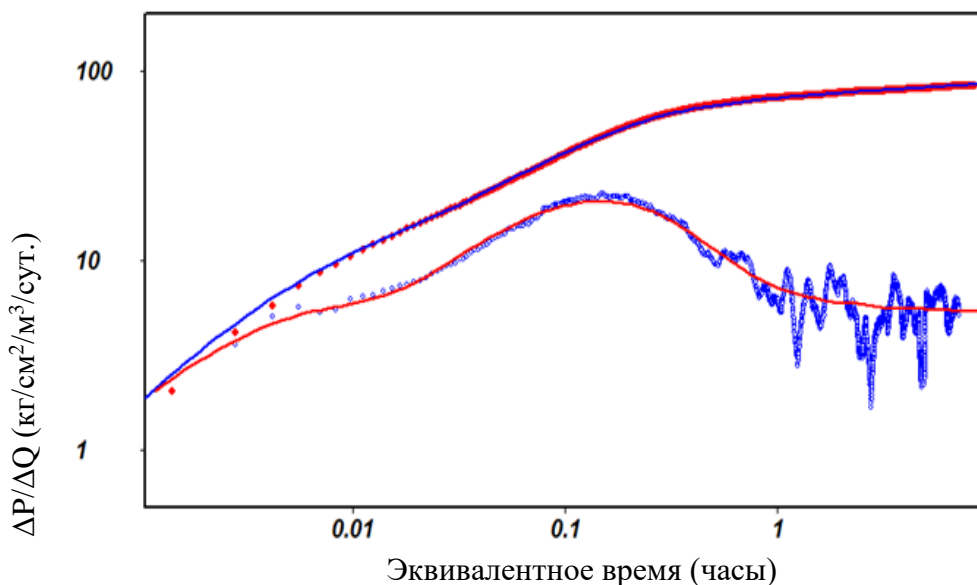


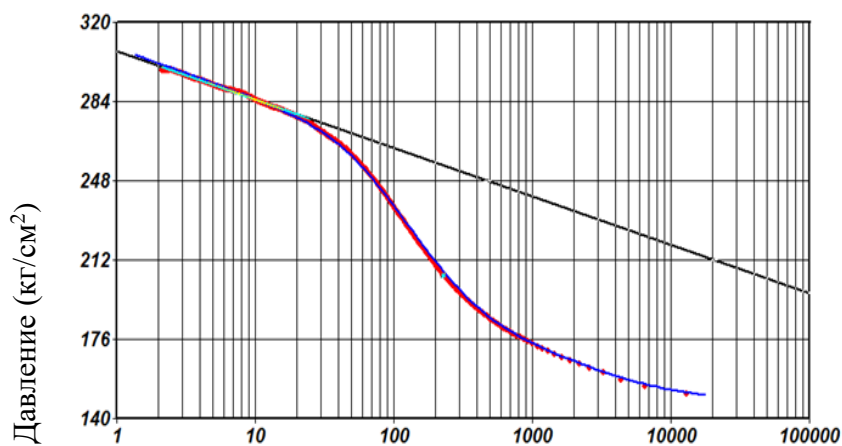
Рисунок 24 – Обзорный график исследования

При анализе билогарифмического графика график 25 можно отметить, что участок радиального режима течения диагностируется достаточно отчётливо. Пласт характеризуется низкой проницаемостью. [9] На рисунке 25 и 26 представлены графики КВД в полулогарифмических и билогарифмических координатах, с решением. (Приложение 1)



- ♦♦♦ давление в log-log координатах (факт)
- давление в log-log координатах (модель)
- ♦♦♦ производная давления в log-log координатах (факт)
- производная давления в log-log координатах (модель)

Рисунок 26 – Билогарифмический график КВД



Функция суперпозиции времени (часы)

- ♦♦♦ давление (факт)
- давление (модель)

Рисунок 27 – График Хорнера с решением.

Исходные данные для проведения интерпретации

Таблица 21 – Индикаторная диаграмма

Параметр	Значение	Единицы измерения
Вязкость жидкости в пл. усл.	0,76	сПз
Сжимаемость системы	$4.35 \cdot 10^{-4}$	МПа ⁻¹
Объёмный коэф.	1,006	
Мощность пласта (по интервалу перфорации)	10	М
Пористость	0,18	Доли

Таблица 22 – Результаты интерпретации

Параметр	Значение	Единицы измерения	Метод получения
Проницаемость	0,014	Мд	log-log
Скин-фактор	1,42	-	log-log
Гидропроводность	0,018	Д*см/сПз	По проницаемости
Продуктивность	0,010	м ³ /сут*(кг/см ²)	ИД
Пластовое давление на глубине спуска прибора	306,77	кг/см ²	Хорнер
Пластовое давление на ВДП	312,75	кг/см ²	Хорнер, пересчёт при плотности 1,00 г/см ³
Пластовая температура	89,60	°С	Замер

2.4 Исследования второго объекта

При испытаниях второго объекта произвели спуск воронки на насосно-компрессорных трубах (НКТ)-73мм. до глубины 3041 м, после спуска НКТ-73 переводим скважину на техническую воду в объеме 36 м³.

Перед тем как приготовить кислотный состав проверяем приемистость пласта при давлении 120 кгс/см². Приемистость определяли путем закачки технической воды в пласт под давлением. Стравливаем давление и замеряем объем выхода воды. Приемистость составила 0,02 м³/час - 0,48 м³/сут, следовательно, проницаемость пласта низкая.

Для соляно-кислотной обработки готовим 1 м³ 12% раствора соляной кислоты (HCl)-0,5 м³, техническая вода, 0,5 м³ соляной кислоты (24%). Была проведена закачка в интервал 2960-3041 м, приготовленный раствор соляной кислоты (HCl) с продавкой в объеме 8,94 м³. После подъем воронки на НКТ-73мм до гл. 2950 м. Проводим гидроимпульсивное воздействие на пласт ЦН-320 плунжерным насосом при давлении 80, 100, 120 - 100, 80 - 100, 120 кгс/см². При каждом давлении ЦН-320 работал 20 мин. между каждым циклом 10 мин. технический отстой. После завершением всех циклов закрываем скважину под давлением 120 кгс/см². на один час для прохождения реакции. Когда истек один час стравливаем давление. Дальнейшие наши действия заключаются в том, чтобы допустить воронку до глубины 3087 м., и проводим обратную промывку скважины технической водой с целью вымыва продуктов реакции с последующим утилизацией.

Для проведения ГКО сначала производим подъем воронки до глубины 3041 м.

Подготовка ГКО: приготовление 1 м³ ГКО: технической воды, 0,48 м³, 0,49 м³ соляная кислота (24%), HF (втористый водород) (40%). После приготовления раствора производим закачку в интервал 2960-3041 м приготовленный раствор соляной кислоты с продавкой в объеме 8,94 м³. Далее производим подъем воронки на НКТ-73мм до гл. 2950 м. и начинаем

гидроимпульсивное воздействие на пласт ЦН-320 при давлениях 80, 100, 120 - 100, 80 - 100, 120 кгс/см². в режиме давление нагнетания на пласт по 20 мин. и между каждым режимом производим технический отстой по 10 мин. Когда отработали на всех режимах необходимо закрыть скважину под давлением 120 кгс/см². на один час для прохождения реакции. После того как истекло время необходимо стравливать давление и допустить воронку до гл. 3087 м., и производим обратную промывку скважину технической водой в объёме 30 м³ с вымывом продуктов реакции, которое в дальнейшем утилизируется. Затем определяем приемистость пласта при давлении 120 кгс/см². Приемистость составила 0,02 м³/час - 0,48 м³/сут. После определения необходимо поднять воронку до глубины 3000 м., и произвести демонтаж противовыбросного оборудования (ПВО), после того как произвели демонтаж ПВО необходимо произвести монтаж фонтанной арматуры с последующей опрессовки ФА совместно с лубрикатом ГИС при давлении 130 кгс/см² (результат герметично).

После того как произвели опрессовку производим подготовительные работы для снижения уровня методом свабирования. Всего сделано 68 рейсов, Нкон. – 2032 м, в результате отобрано 24,18 м³ жидкости. На выходе техническая вода с содержанием плотность-1,001 г/см³, хлор⁻-1,775 г/л. После того как спустили спарку глубинных манометров с проточной желонкой на операторской лебёдки до глубины 2900 м. проводилась запись КВУ №3 в течение 12 часов. При истечении 12 часов проводим подъем глубинных манометров с желонкой с поинтервальным замером давления и температуры с глубины 2900 м. В пробе в желонке – техническая вода с содержанием (плотность-1,001 г/см³ хлор⁻ - 1,775 г/л³). Рнач – 86,8 кгс/см².; Ркон – 88,1 кгс/см².; Ннач – 2032 м.; Нкон – 2018 м.; объем притока – 0,17 м³. Qср – 0,33 м³/сут. при Нсду – 2025 м. (Приложение 2)

Работа ГИС производится после того, как подняли спарку глубинных манометров: по методике "профиль-притока". После окончания работы ГИС

отбираем пробу желонкой с глубины. 3041 м. (в пробе представлена пластовой водой плотности=1,014 г/см³, хлор=11,42 г/л.). после окончание отборы проб доливаем скважину в объёме 24 м³, и начинаем промывку скважины технической водой на глубине 3004,88 м. При промывке вымыта техническая вода в объёме 11,7 м³ с плотность=1,001 г/см³, хлор=1,775 г/л. Далее производится глушение скважины солевым раствором плотность=1,10 г/см³ в объёме 36 м³. После промывки технический отстой, если скважина не идёт на перелив значит скважина заглушена, после того можно проводить демонтаж фонтанной арматуры и монтаж ПВО для допуска воронки на НКТ-73мм до глубины 3041 м. чтобы произвести обратную промывку солевым раствором плотность=1,10 г/см³ в объёме 20 м³.

В результате промывки вымыта забойная пачка в объёме 0,2 м³ пластовой воды с плотность=1,014 г/см³, хлор=11,42 г/л. Данные по результату второго объекта изложено в приложении 2 по результатам проведённых исследований струйным насосом.

Анализ и интерпретация ГДИ по скважине 21 от 01.10.2020 г. были проведены в программном продукте PanSystem. На рисунке 28 представлен обзорный график исследования.

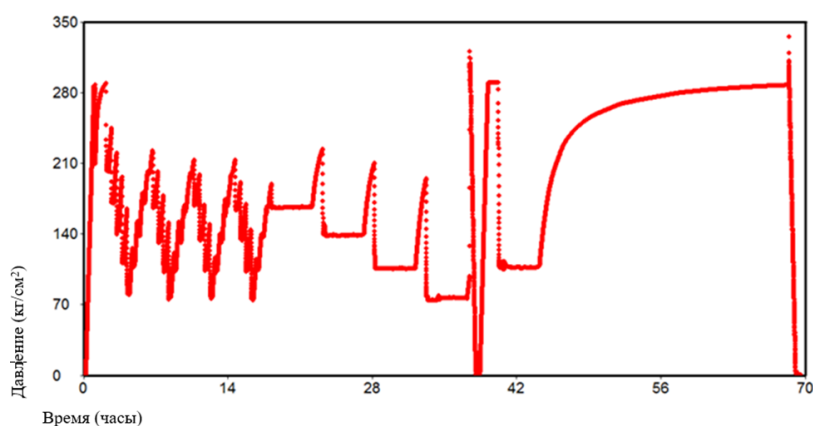
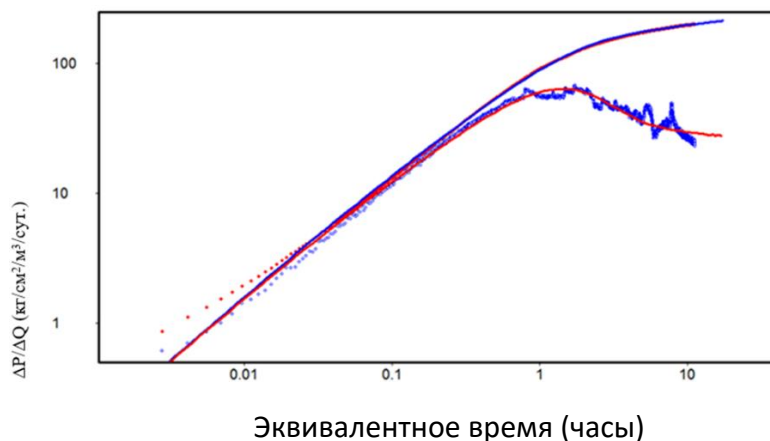


Рисунок 28 – Обзорный график исследования

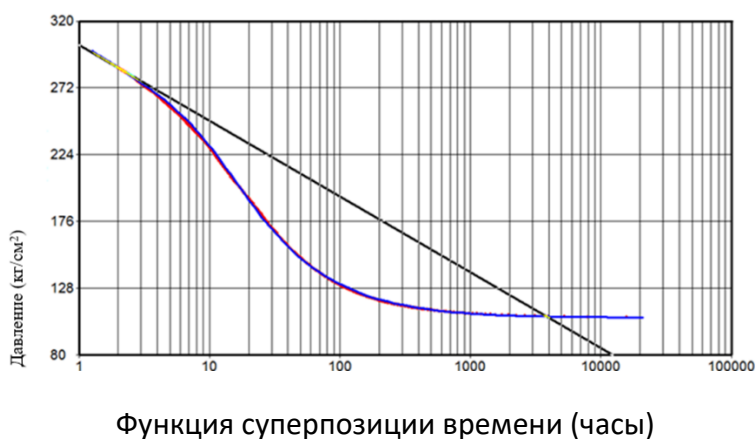
При анализе билогарифмического графика рисунок 29 можно отметить, что участок радиального режима течения диагностируется достаточно отчётливо. Пласт характеризуется низкой проницаемостью. [9] На график 28 и 29

представлены графики КВД в полулогарифмических и билогарифмических координатах, с решением.



- ♦♦♦ давление в log-log координатах (факт)
- давление в log-log координатах (модель)
- ♦♦♦ производная давления в log-log координатах (факт)
- производная давления в log-log координатах (модель)

Рисунок –29. Билогарифмический график КВД.



- ♦♦♦ давление (факт)
- давление(модель)

Рисунок –30. График Хорнера с решением.

Исходные данные для проведения интерпретации

Таблица 23– Индикаторная диаграмма

Параметр	Значение	Единицы измерения
Вязкость воды в пл.усл.	0,4	сПз
Сжимаемость системы	$4.35 \cdot 10^{-4}$	МПа ⁻¹
Объёмный коэф.	1,01	
Мощность пласта (по интервалу перфорации)	6	М
Пористость	0,18	Доли

Таблица 24– Результаты интерпретации

Параметр	Значение	Единицы измерения	Метод получения
Проницаемость	0,02	мД	log-log
Скин-фактор	-0,43	-	log-log
Гидропроводность	0,03	Д*см/сПз	По проницаемости
Продуктивность	0,004	м ³ /сут*(кг/см ²)	ИД
Пластовое давление на глубине спуска прибора	302,85	кг/см ²	Хорнер
Пластовое давление на ВДП	309,92	кг/см ²	Хорнер, пересчёт при плотности 1,001 г/см ³
Пластовая температура	86,50	°С	Замер

В результате проведённых работ по освоению и исследованию пласта ЮС₁² при помощи струйного насоса получен приток пластовой воды. Максимально созданная депрессия на пласт 232,50 кгс/см². При записи КВД, зарегистрировано максимальное забойное давление 287,24 кгс/см². Пластовая температура на глубине 2963 м. составляет +86,50 °С. Методом обработки КВД по Хорнеру определено пластовое давление на верхних дырах перфорации (ВДП) 309,92 кгс/см².

Всего выполнено четыре понижения уровня свабированием до глубин 1533, 2011, 2000 для ПГИ по методике «приток-состав», 2032 м с последующим ПГИ по методике «профиль притока». Результаты исследования представлены в приложениях. 2

За время исследований из пласта отобрано 1,0 м³ пластовой

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б8Г1		Курбаналиев Артур Темирбекович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов выполняемых работ и оборудования ов,
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20%; Налог надобавленную стоимость 18%; Страховые взносы 30%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения РИР с помощью SWOT-анализа
2. Планирование и Формирование бюджета научных исследований	Расчет материальных затрат, оплаты труда персонала, амортизационных и страховых Отчислений
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения технологии

Перечень графического материала

1. Матрица SWOT	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОСНГ ШБИП Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Курбаналиев Артур Темирбекович		

Ресурсоэффективности и ресурсосбережения [15], а также определение экономической эффективности мероприятия [16].

3.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения РИР с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – это комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Для начала описываются сильные и слабые стороны проекта, определяются его возможности и угрозы, составляется матрица SWOT (таблица 26).

Таблица 26 – Матрица SWOT

	Сильные стороны мероприятий: С1. Увеличение нефтеотдачи С2. Снижение обводненности С3. Уменьшение затрат на добычу С4. Данные мероприятия подходят для разработки месторождений Западной Сибири	Слабые стороны мероприятий: Сл1. Дорогостоящие мероприятия Сл2. Необходимость правильного выбора скважины-кандидата Сл3. Необходимость подбора соответствующей технологии РИР Сл4. Вероятность непродолжительного эффекта Сл5. Невысокая вероятность успешного результата
Возможности: В1. Совершенствование изоляционных составов В2. Снижение стоимости расходных материалов В3. Совершенствование методики закачки состава	В связи с 85 % обводненностью продукции месторождений РФ, половина фонда добывающих скважин требует проведения РИР. Совершенствование технологий и изоляционных свойств используемых	Все слабые стороны технологии не могут быть ликвидированы. Однако Сл4 может быть устранена посредством доработок изоляционных составов и технологий.
В4. Совершенствование снижения проницаемости обводненных пропластков	реагентов приведет к продолжительному результату от мероприятия	

Продолжение таблицы 26.

<p>Угрозы: У1. Использование других методов снижения обводненности У2. Переход на альтернативные источники энергии У3. Появление другого метода снижения обводненности</p>	<p>РИР не только сокращает добычу попутно-добываемой воды, но и увеличивает дебит нефти.</p>	<p>Дороговизна мероприятий невысокая вероятность успешного результата могут стать поводом для пересмотра и смены метода воздействия, возможно и включения скважин в бездействующий фонд.</p>
--	--	--

Далее составляются интерактивные матрицы (таблица 27,28,29,30), смысл которых заключается в выявлении соответствия сильных и слабых сторон проекта внешним условиям окружающей среды.

Таблица 27 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	+	+	+
	B2	0	0	0	+
	B3	+	+	+	+
	B4	+	+	+	+

Примечание. «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, «-» означает слабое соответствие; «0» – при сомнениях между «+» и «-».

Таблица 28 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	B1	0	+	+	+	+
	B2	0	0	0	0	0
	B3	0	+	+	+	+
	B4	0	+	+	+	+

Таблица 29 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	+	+	+	-
	У2	+	+	0	+
	У3	+	+	+	+

Таблица 30 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта						
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	У1	+	+	+	+	+
	У2	+	+	0	+	+
	У3	+	0	–	0	+

Вывод: была проведена оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения РИР с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения с помощью SWOT-анализа. Были определены сильные и слабые стороны технологии. В результате анализа установлено, что посредством доработок изоляционных составов и технологий, слабые стороны мероприятий можно минимизировать. Благодаря своим сильным сторонам РИР остаются актуальными на сегодняшний день.

3.2 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

В данной части раздела будет проведён расчёт затрат на проведение одной скважино-операции. В расчете учитываются затраты на расходные материалы и оплату труда, страховые и амортизационные отчисления, а также накладные расходы. Выполнен расчет сметной стоимости работ.

Проведение РИР считается дорогостоящим процессом. Известно, что не всегда удастся выполнить этот тип работ удачно с первого раза, поэтому приходится дополнительно тратить время и ресурсы на достижение необходимого результата. Тем не менее, последующая выгода покрывает все расходы, и компания-недропользователь получает прибыль. Рассмотрим это на примере скважины X.

Для осуществления ремонта скважины необходимо учесть множество затрат. В первую очередь, понадобятся новые материалы таблица 31.

Таблица 31 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Материал	Единица измерения	Расход	Стоимость единицы материала, руб	Сумма, руб
АКОР Б – 100	Тонн	1	44 500,87	44 500,87
Соляной раствор	м ³	12	464,00	5 568,00
Обтиратор	Шту к	1	747,28	747,28
Плашки	Шту к	6	803,46	4 820,76
Дверца на спайдер	Шту к	1	2 757,72	2 757,72
ИТОГО				58 394,63

Изоляцию проводят с помощью кремнийорганических тампонажных материалов на основе алкоксиорганического реагента (АКОР), так как данный материал является наиболее оптимальным по соотношению цена-качество.

Заработная плата является простой повременной, то есть оплачивается количество отработанных часов, а также начисляются доплаты: районный коэффициент за работу в условиях Крайнего Севера (примем +50% от начальной ставки), надбавка за вредность и опасность (в среднем +7% от начальной ставки). Помимо этого, необходимо учесть страховые взносы в государственные внебюджетные фонды. Расчет представлен в таблице 32.

Согласно данными ОТИЗА органдзацтт Х. [19]

Таблица 32 – Расчет заработной платы

Должность	Кол-во	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Мастер ЦпоО(И)С	1	–	773	168	129 864
Бурильщик	1	7	583	168	97 944
Помощник бурильщика	1	5(1)	476	168	79 968
Помощник бурильщика	1	5(2)	416	168	69 888
Надбавки	–	–	57%	–	215 268
ИТОГО	–	–	–	–	592 932
Страховые взносы	–	–	30%	–	177 879

Поскольку используемая в процессе ремонта скважины техника подвержена как физическому, так и моральному износу, необходимо учитывать амортизационные отчисления и закладывать их в конечную стоимость операции. Годовую норму примем равную 10%. Стоит иметь в виду, что техника в зависимости от вида и назначения используется не постоянно, поэтому смены будут отличаться по времени. Расчет амортизационных отчислений приведен в таблице 33. Согласно данными ОЗРиУ экономической раздел организации Х. [19]

Таблица 33– Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Время работы ч	Балансовая стоимость, руб.	Сумма амортизации, руб./год	Сумма амортизации, руб./смену
Цементировочный агрегат	129	4 300 000	430 000	18 996,57
Автоцистерна	119	2 000 000	200 000	8 150,68
Передвижная парообразующая установка	31	4 500 000	450 000	4 777,39
Компрессорная станция	75	1 200 000	120 000	3 082,19
Трубовоз	9	4 400 000	440 000	1 356,16
Автокран	7	1 000 000	100 000	239,72
Водовоз	12	800 000	80 000	328,76
Вахтовка «Урал»	100	3 800 000	380 000	13 013,69
ИТОГО				49 945,20

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определим общую сумму затрат на проведение организационно-технического мероприятия. Результаты отражены в таблице 34. Согласно данными ОТИЗ организации Х. [19]

Таблица 34 – Основные затраты

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	58 394,63
2. Затраты на оплату труда	592 932,00
3. Страховые взносы 30%	177 879,00
4. Амортизационные отчисления	49 945,20
Итого основные расходы	879 150,83

В стоимость ремонтно-изоляционных работ также необходимо включать затраты на геофизические исследования, так как данный этап

является необходимым при выделении интервалов обводнения и их протяженности. Стоимость рассчитана в таблице 35. Данные геологический отдел организации X [5]

Таблица 35– Стоимость подрядных работ

Наименование работ	Сумма, руб.
Исследование технического состояния колонны, поиск источников притока воды	37 152
Перфорация ЗПК-89	23 845
Определение профиля притока	120 947
ИТОГО	181 944

При составлении сметы необходимо учитывать накладные расходы и плановые накопления, так как бригада ЦпоО(И)С может относиться к строительной организации. Примем средние значения для этих величин. Смета представлена втаблице 36. Согласно данными ОТИЗ организации X [19]

Таблица 36 – Расчет сметной стоимости работ

	Наименование работ и затрат	Объем	Стоимость, руб.
1	Основные расходы (ОР)		879 150,83
2	Накладные расходы (НР)	19% от ОР	167 038,66
	Итого ОР+НР		1 046 189,49
3	Плановые накопления	7% от (ОР+НР)	73 233,26
4	Подрядные работы		181 944,00
	Итого		1 301 366,75
5	НДС	20%	260 273,35
	Итого с учетом НДС		1 561 640,10

Таким образом, на испытания скважены X, в которой резко повысилась обводненность продукции в связи с нарушением герметичности на участке эксплуатационной колонны, необходимо затратить почти 1 560 тысяч рублей. Это подтверждает тот факт, что ремонтно-изоляционные работы являются дорогостоящими, по сравнению с другими видами.

3.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

На дату расчета (20.03.2022) стоимость нефти марки Brent составила 68,67 долл./барр., курс доллара был равен 74,5 руб., 1 баррель нефти составляет 0,1364 т. Таким образом, цена нефти: [17]

$$C_{\text{н}}=68,67\text{долл/барр}=(68,67*74,5\text{руб})/0,1364=37506,7\text{руб/т,}$$

Исходные данные представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Исходные данные для расчета экономической эффективности мероприятия

Показатели	Единицы измерения	Значения
Продолжительность технологического эффекта	лет	3
Стоимость проведения мероприятия	тыс. руб.	900
Среднесуточный прирост дебита одной скважины в начале эксплуатации	т/сут	3,5
Кол-во скважин, на которых проводятся мероприятия	Ед	105
Среднегодовой коэффициент падения добычи	Ед	0,7
Средний коэффициент эксплуатации скважин	Ед	0,95
Доля условно-переменных затрат в себестоимости нефти	%	58,5
Ставка дисконта	%	10
Цена одной тонны нефти	Руб	37506,7

3.4 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия

Проведение инновационного мероприятия приведет к увеличению добычи нефти, которое можно определить по формуле: [18]

$$\Delta Q(q) = \Delta q * T * K_{\text{Э}} * N \quad (1)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сутки.;

T – время работы скважины в течение года, сутки. Принимаем равным 365 дням;

N – количество скважин, на которых проводятся мероприятия, ед.; $K_{\text{Э}}$ – коэффициент эксплуатации скважин, ед.

$\Delta Q(q) = 3,5 * 365 * 0,95 * 105 = 127430,625 \text{ т} = 127,4 \text{ тыс./т}$ поскольку прирост добычи нефти в следующие после проведения инновационного мероприятия годы падает, то дополнительная добыча нефти составит:

$$\Delta Q(q) = \Delta q * T * K_{\text{Э}} * N \quad (2)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сутки.

Расчет прироста среднесуточного дебита во второй и третий год осуществляется с учетом среднегодового коэффициента падения добычи нефти.

$$\Delta q_2 = \Delta q_1 - (\Delta q_1 * K_{\text{п}}) = 3,5 - (3,5 * 0,7) = 1,05 \text{ т/сутки.}$$

$$\Delta q_3 = \Delta q_2 - (\Delta q_2 * K_{\text{п}}) = 1,05 - (1,05 * 0,07) = 0,315 \text{ т/сутки.}$$

Дополнительная добыча нефти за 2-й год:

$$\Delta Q_2 = 1,05 * 365 * 0,95 * 105 = 38229,2 \text{ т}$$

Дополнительная добыча нефти за 3-й год:

$$\Delta Q_3 = 0,315 * 365 * 0,95 * 105 = 11468,8 \text{ т}$$

Прирост выручки от реализации за t-й год определяется по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t * C_{\text{н}} \quad (3)$$

где ΔQ – объем дополнительно добычи нефти в t-м году, тонн; $C_{\text{н}}$ – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_1 = 127430,625 \text{ т} * 37506,7 \text{ руб/т} = 4779503,269 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta B_2 = 38229,2 \text{ т} * 37506,7 \text{ руб/т} = 1433850,981 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta B_3 = 11468,8 \text{ т} * 37506,7 \text{ руб/т} = 430155,294 \text{ тыс. руб.}$$

Текущие затраты (на дополнительную добычу за t-й год) определяются как сумма затрат на мероприятие и условно-переменных затрат по формуле: Согласно данными экономического отдела организации X[19]

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{допт}} + Z_{\text{мер}} \quad (4)$$

где $\Delta Z_{\text{доп}}$ – условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в t-м году, руб.;

$Z_{\text{мер}}$ – затраты на проведение мероприятия, руб.

$$\Delta Z_{\text{допт}} = \Delta Q * C * (D_{\text{у/пер}}) / 100 \quad (5)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{\text{у/пер}}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %

$$\Delta Z_{\text{доп1}} = 127,4 \text{ тыс. т} * 1800 \text{ руб/т} * (58,5 / 100) = 134184,4 \text{ тыс. руб}$$

$$\Delta Z_{\text{доп2}} = 38,2 * 1800 \text{ руб/т} * (58,5 / 100) = 40255,3 \text{ тыс. руб}$$

$$\Delta Z_{\text{доп3}} = 11,5 \text{ тыс. т} * 1800 \text{ руб/т} * (58,5 / 100) = 12076,6 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле:

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{мер}} * N_{\text{н.скв}} \quad (6)$$

где $C_{\text{мер}}$ – стоимость проведения мероприятия за год разработки, руб.;

$N_{\text{н.скв}}$ – количество скважин, на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

$$Z_{\text{мер}}=900\text{тыс. руб.}\cdot 105=94500\text{ тыс. руб.}$$

Тогда общие затраты, связанные с дополнительной добычей нефти за t -й год составят:

$$\Delta Z_1=\Delta Z_{\text{доп1}}+Z_{\text{мер}}=134184,45\text{тыс.руб}+94500\text{тыс.руб}=228684,45\text{тыс.руб.}$$

$$\Delta Z_2=\Delta Z_{\text{доп2}}=40255,33\text{тыс. руб.}=40255,33\text{тыс. руб.}$$

$$\Delta Z_3=\Delta Z_{\text{доп3}}=12076,6\text{тыс. руб.}=12076,6\text{тыс. руб.}$$

Для расчета налога на прибыль рассчитаем налогооблагаемую прибыль за t -й год по формуле:

$$\Delta\Pi_{\text{н/облт}}=\Delta B_t-\Delta Z_t \quad (7)$$

где ΔB_t – прирост выручки от реализации в t -м году, руб.; ΔZ_t – текущие затраты в t -м году, руб.

$$\Delta\Pi_{\text{н/облт1}}=4779503,269\text{тыс. руб.}-228684,45\text{тыс. руб.}=4550818,8\text{тыс.руб.}$$

$$\Delta\Pi_{\text{н/облт2}}=1433850,981\text{тыс. руб.}-40255,33\text{тыс. руб.}=1393595,6\text{тыс. руб.}$$

$$\Delta\Pi_{\text{н/облт3}}=430155,294\text{тыс. руб.}-12076,6\text{тыс. руб.}=418078,7\text{тыс. руб.}$$

Определим величину налога на прибыль за t -й год по формуле:

$$\Delta H_{\text{прт}}=(\Delta\Pi_{\text{н/облт}}\cdot N_{\text{пр}})/100 \quad (8)$$

Где $N_{\text{пр}}$ – ставка налога на прибыль, %

$$\Delta H_{\text{пр1}}=4550818,8\text{тыс.руб}\cdot 0,2=910163,8\text{тыс. руб.}$$

$$\Delta H_{\text{пр2}}=1393595,6\text{тыс.руб}\cdot 0,2=278719,1\text{тыс. руб.}$$

$$\Delta H_{\text{пр3}}=418078,7\text{тыс.руб}\cdot 0,2=83615,7\text{тыс. руб.}$$

Прирост годовых денежных потоков рассчитывается по формуле:

$$\Delta Д\Pi_t=\Delta B_t-\Delta Z_t-H_t=\Delta\Pi_{\text{н/облт}}-H_t \quad (9)$$

$$\Delta Д\Pi_1=4550818,8\text{тыс.руб.}-910163,8\text{тыс.руб.}=3640655\text{тыс. руб.}$$

$$\Delta Д\Pi_2=1393595,6\text{тыс. руб.}-278719,1\text{тыс. руб.}=1114876,5\text{тыс.руб.}$$

$$\Delta Д\Pi_3=418078,7\text{тыс.руб.}-83615,7\text{тыс. руб.}=334463\text{тыс.руб.}$$

Поток денежной наличности определяется как разница между приростом годовых денежных потоков и капитальными вложениями

$$\text{ПДН}_t = \Delta\text{ДП}_t - \text{KB}_t \quad (10)$$

$$\text{ПДН}_1 = \Delta\text{ДП}_1 = 3640655 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ПДН}_2 = \Delta\text{ДП}_2 = 1114876,5 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ПДН}_3 = \Delta\text{ДП}_3 = 334463 \text{ тыс. руб.}$$

Накопленный поток денежной наличности определим по формуле:

$$\text{НПДН}_t = \sum \text{ПДН}_t \quad (11)$$

$$\text{НПДН}_1 = \Delta\text{ДП}_1 = 3640655 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{НПДН}_2 = \Delta\text{ДП}_1 + \Delta\text{ДП}_2 = (3640655 + 1114876,5) \text{ тыс. руб.} = 4755531,6 \text{ тыс. руб.}$$

$$\begin{aligned} \text{НПДН}_3 &= \Delta\text{ДП}_1 + \Delta\text{ДП}_2 + \Delta\text{ДП}_3 = (3640655 + 1114876,5 + 334463) \text{ тыс. руб.} \\ &= 5089994,5 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Дисконтированный поток денежной наличности определяется по формуле:

$$\text{ДПДН}_t = (\Delta\text{ДП}_t / 1 + i^t) \quad (12)$$

где i – ставка дисконта, доли единицы.

$$\text{ДПДН}_1 = 3640655 \text{ тыс. руб.} / (1 + 0,1) = 3309686,4 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ДПДН}_2 = 1114876,5 \text{ тыс. руб.} / (1 + 0,1)^2 = 921385,6 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ДПДН}_3 = 334463 \text{ тыс. руб.} / (1 + 0,1)^3$$

Чистый дисконтированный доход от проведения мероприятия определяется по формуле:

$$\text{ЧДД}_t = \sum \text{ДПДН}_t \quad (13)$$

$$\text{ЧДД}_1 = \text{ДПДН}_1 = 3309686,4 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ЧДД} = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 = (3309686,4 + 921385,6) \text{ тыс. руб.} = 4231072 \text{ тыс. руб.}$$

$$\begin{aligned} \text{ЧДД}_3 &= \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 + \text{ДПДН}_3 = (3309686,4 + 921385,6 + 251287) \text{ тыс. руб.} \\ &= 4482358,9 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Результаты расчетов показателей экономической эффективности проведения мероприятий представлены в виде таблицы 38. Данные экономического отдела организации Х. [19]

Таблица 38 – Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	–	–	–
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	127,4	38,2	11,5
Прирост выручки от реализации, тыс. руб.	4779503,3	1433851	430155,3
Текущие затраты, тыс. руб.	228684,4	40255,3	12076,6
Прирост прибыли, тыс. руб.	4550818,8	1393595,6	418078,7
Прирост суммы налоговых выплат, тыс. руб.	910163,8	278719,1	83615,7
Накопленный поток денежной наличности, тыс. руб.	3640655	4755531,6	5089994,5
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	3309686,4	921385,5	251259,9
Накопленный дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	3309686,4	4231072	4482358,9

Вывод: была рассчитана экономическая эффективность проведения РИР на 105 скважинах за 3 года. В результате выяснили, что проведенное мероприятие оказывает положительный экономический эффект и отражается в увеличении чистой прибыли предприятия. В реальной ситуации затраты оправдывают себя спустя несколько недель. Это объясняется сложностью и необходимостью неоднократного повторения операций

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б8Г1		Курбаналиев Артур Темирбекович	
Школа	ИШПР	Отделение (ОНД)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Совершенствование технологий освоения нефтяных скважин в процессе разработки месторождений Западной Сибири	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p><i>Объект исследования нефтяная скважина. Путем очистки призабойную зону пласта с целью освоения скважины</i> <i>Область применения добыча нефти</i> <i>Рабочая зона:</i> нефтяная скважина <i>Размеры помещения:</i> полевые условия <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> фонтанная арматура; нефтяные скважины; <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне</i>обслуживание нефтяных скважин путем вызывания притока путем струйного насоса, и кислотой</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации	<p>Специальные правовые нормы трудового законодательства, на основе документов по охранетруда и технике безопасности. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания).</p>
2. Производственная безопасность при разработке проектного решения	<p>Анализ потенциальных вредных и опасных факторовпри проведении полевых работ на участках фонда скважин и промысла нефтегазоконденсатных месторождений. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека; Производственные факторы, связанные саномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды; Повышенная загазованность рабочей зоны; Отсутствие или недостаток необходимогоискусственного освещения. Опасные факторы: Эксплуатация оборудования, работающихпод давлением; Пожары и взрывы легковоспламеняющегося</p>

	<p>природного газа;</p> <p>Производственные факторы, связанные с электростатическим полем.</p> <p>Мероприятия по борьбе с вредными производственными факторами в полевых, в производственных помещениях.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения</p>	<p>Анализ воздействия на селитебную зону (выбросы паров газа при аварии и выбросах вредных веществ); Анализ воздействия на литосферу (твёрдые бытовые и строительные отходы, разлитие растворов и химических агентов);</p> <p>Анализ воздействия на гидросферу (промышленные стоки и прорывы амбаров в сточные воды);</p> <p>Анализ воздействия на атмосферу (выбросы паров газа).</p> <p>Решение по обеспечению экологической безопасности.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения</p>	<p>Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации оборудования кустовой площадки; Выбор наиболее типичной ЧС;</p> <p>Геологические воздействия (землетрясение, цунами, ураган и т.д.);</p> <p>Техногенные аварии (выброс газа в атмосферу, отказ систем безопасности, нарушение контроля и управления оборудования, работающих под высоким давлением, пожары);</p> <p>Пожарная и взрывная опасность.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, Звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Курбаналиев Артур Темирбекович		

4.1 Социальная ответственность

Все производственные объекты сопровождаются воздействием опасных и вредных факторов на сотрудника предприятия. Поэтому важно соблюдать безопасные условия труда. Социальная ответственность – ответственность организации за воздействие её решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этическое поведение. Соблюдая правила безопасности, можно избежать наступления чрезвычайной ситуации.

Доставка химических реагентов в зону перфорации, при освоении скважин с помощью химических реагентов один из способов вызова притока из пласта, которая осуществляется с помощью струйного насоса. Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление работ по установке арматуры в соответствии с применяемым методом и способом эксплуатации скважины; ввод в скважину через лубрикатор и колонну НКТ, которые облегчают жидкость глушения и ее поднимают на устьескважины. Ожидание вызова притока из продуктивного пласта в скважину.

Работы по освоению скважины производят на кустовых площадках, на открытых площадках.

4.2. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Так как освоение скважины осуществляется непосредственно на месторождении, то для работников преобладает вахтовый метод работы. Это объясняется тем, что месторождения значительно удалены от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя. Особенности работы вахтовым методом прописаны в статьях 297-302 Трудового кодекса Российской Федерации, глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом». Учитываются так же и районы работы и нормы, установленные главой 50 Трудового кодекса

«Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравняемых к ним местностям», статьи с 313 по 327. [20]

К работам, выполняемым вахтовым методом, не допускаются беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет; работники в возрасте до восемнадцати лет. Также не допускаются лица, имеющие противопоказания по медицинским заключениям. Согласно статье, номер 299 ТК РФ продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В редких случаях продолжительность может быть увеличена до трех месяцев в порядке, установленном статье 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов. Период вахты включает в себя время выполнения работ и время междусменного отдыха. Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируется графиком работы на вахте, который утверждается работодателем. Северные районы Западной Сибири в большинстве приурочены к районам Крайнего Севера. Согласно статьям 129, 219, 164 ТК РФ в условиях наличия вредного производственного фактора, работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом на местности, приравненные к районам Крайнего Севера: [20]

Выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера. Процентные надбавки в 78 Западной Сибири: по истечении первого года работы – 10%, за каждый последующий год работы – увеличение на 10% по достижении 50% заработка;

Предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно

работающих: в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

4.3. Производственная безопасность

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные и опасные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данных видов работ, представленных в таблице 39

Таблица 39 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
1. Подача газогенерирующих стержней в скважину 2. Работа с машинами механизмами; 3. Установка и снятие заглушек.	1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды	ССБТ ГОСТ 12.1.005-88.
	2. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека	ГОСТ 12.1.007-76.
	3. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016;
	4. Повышенная загазованность рабочей зоны;	ОСТ 51.140-86; ИБТВ 1-087-81
	5. Производственные факторы связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.009-2017
	6. Эксплуатация оборудования, работающих под давлением	ПБ 03-576-03
	7. Пожаровзрывоопасность	ГОСТ Р 12.3.047-2012 ФЗ от 22.07.2008 N 123

4.4. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)

4.4.1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды

Работы по освоению скважины производятся на открытом воздухе. Неблагоприятные метеорологические условия (температура, скорость ветра, влажность воздуха) могут негативно сказаться на производственном

процессе и привести к несчастному случаю. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 40).

Таблица 40 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с Температура воздуха, °С	Скорость ветра, м/с Температура воздуха, °С
Безветренная погода	-4
Менее 5,0	-35
5,1 – 10,0	-25
10,1 – 15,0	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

При высокой температуре снижается концентрация внимания, появляются неосмотрительность и торопливость, при низкой – вследствие интенсивной теплоотдачи организма. Если влажность больше 35-70% воздух считается влажным, если меньше данного диапазона – сухой. Сухой воздух влечет за собой повышенное испарение, которое приводит к ощущению сухости слизистых оболочек и кожи. В свою очередь, влажный воздух осложняет испарение.

При отклонении показателей климата предусмотрены средства индивидуальной защиты (СИЗ). СИЗ должны предотвращать или уменьшать риск действия производственных факторов. Они выбираются согласно ГОСТ 12.4.011-89 [21]. Для защиты головы от теплового облучения алюминиевые, фибровые каски. Также каска поможет избежать травм головы. Для исключения попадания песка в глаза или в носовую полость необходимо применять очки и респираторы. Работы необходимо производить в перчатках или рукавицах, которые также в холодный период года помогут избежать обморожения рук. Защитой от пониженной температуры служит теплая спецодежда, а при осадках – плащи. Также сооружают помещения для обогрева сотрудников в холодное время года.

4.4.2. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека

Все работы с применением твердых ПАВ и водорастворимых таблеток должны производиться исключительно в средствах индивидуальной защиты. Дотрагиваться до таблеток только в перчатка, так как с соприкосновением с теплой кожей может произойти химическая реакция и есть вероятность получения химического ожога.

Также производственным вредным фактором при освоении скважин газогенерирующими таблетками является токсичные соединения (газы) выделяемые в результате реакции с жидкостью глушения, а также токсичные соединения и газы сопровождаемые на всем пути добычи нефти и газа аккумулируются в источниках питьевой воды, в почве, растениях и животных, при низкой скорости ветра возможно формирование высоких концентраций в воздухе. Через пищевые цепочки токсические вещества накапливаются в организме человека и вызывают поражение жизненно важных органов, наиболее опасной является смесь ароматических углеводородов и сероводорода.

Для защиты от данного опасного фактора проводится ряд следующих мероприятий: осуществление контроля за состоянием воздушной среды, использование СИЗ, рациональное устройство рабочих мест с выполнением требований и норм по расстановке оборудования, обеспечение здоровых и безопасных условий труда.

4.4.3. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Недостаточное освещение влияет на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность, на психику человека, его эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов.

При работе на скважинах часто приходится работать в темное время суток и необходимо обеспечить достаточную освещенность зоны работ. Норма освещенности должна быть не ниже 10 люксов согласно СП 52.13330.2016. Если норма освещенности соответствует нужному диапазону, то мероприятия по улучшению освещенности не требуется.

4.4.4. Повышенная загазованность рабочей зоны

При проведении работ у нефтяных и газовых скважин должны быть предприняты меры по контролю за загазованностью воздушной среды. Для контроля за воздушной средой необходимо вести замеры поверенными газоанализаторами.

При концентрации паров углеводородов свыше 300 мг/м³ работы должны быть приостановлены, люди выведены из опасной зоны.

Для защиты от воздействия природного газа, действующего удушающе в больших концентрациях, используют следующие индивидуальные средства защиты: фильтрующий противогаз с коробкой марки АХ или В, изолирующие противогазы марки РКК-1 и КИП-7.

4.4.5. Производственные факторы, связанные с электрическим током.

Все производственные помещения должны соответствовать требованиям электробезопасности при работе с электроустановками по ГОСТ 12.1.009-2017[23].

Для того чтобы исключить возможность поражения электрическим током, на кусте применяются различные технические способы и средства защиты: защитное заземление, защитное зануление, изоляцию проводников, токоведущие сети располагают на высоте или применяют ограждения, блокировки, сигнализацию, голые электропровода, шинопроводы, щиты управления помещают в специальные ящики, шкафы или закрывают сплошными, или сетчатыми ограждениями.

Для защиты от статического электричества технологическое оборудование и трубопроводы заземлены. Максимальное сопротивление контура заземления от статического электричества не превышает 100 Ом. От прямых ударов молний все устьевое оборудование и сооружения куста защищены специально установленными молниеотводами.

Для уменьшения опасности поражения электрическим током при использовании ручного электроинструмента, переносных светильников и ламп применяется пониженное напряжение - 12 или 42 В. Источниками малого напряжения служат аккумуляторы или понижающие трансформаторы.

Причинами электрических травм являются:

- контакт человека с токоведущими частями электрооборудования
- вследствие пробоя или неисправности;
- контакт с поверхностями электроприборов, голым проводам,
- контактам электрических устройств (автоматических выключателей, патронов
- ламп, предохранителей) под напряжением;
- одновременное прикосновение к двум фазам под напряжением;
- нарушение правил безопасности персонала при выполнении строительных монтажных работ;
- прикосновение к влажным металлоконструкциям или стенам,
- соединенным с источником электротока.

Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя. [22]:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ;
- обеспечение недоступности к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств, защитного заземления и зануления буровой установки;

- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок; допуск к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV группы.

4.4.6. Эксплуатация оборудования, работающих под давлением

Аппараты, работающие под давлением – оборудование, в котором жидкость или газ находятся под давлением, превышающем атмосферное. В процессе проведения освоения скважины, в кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и спущенными трубами нагнетают воду, которая вытесняет буровой раствор по трубам, а оттуда в пласт. Чтобы не допустить чрезвычайных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору приказ от 15 декабря 2020 года N 536 [24].

Нарушение герметичности оборудования может произойти при взрыве сосуда, работающего под избыточным давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близкорасположенного оборудования, а также нанесение травм работнику, в том числе не совместимых с жизнью. Так же нарушение герметичности может быть вызвано дефектами (трещины, вмятины ит.д.), полученные при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для обнаружения дефектов необходим ежедневный внешний осмотр оборудования, применение средств измерений КИП, а также испытания сосудов и материалов, из которых они изготовлены.

4.4.7. Пожаробезопасность и взрывобезопасность

На всех объектах нефтегазодобывающей отрасли должны быть предприняты меры по предотвращению пожара и взрыва. Все мероприятия должны проводиться согласно ГОСТ Р 12.3.047-2012 [25].

Для взрывоопасных и пожароопасных цехов, участков, объектов; исходя из их специфики, в качестве мер пожарной безопасности принят порядок содержания территории, зданий и помещений, в т. ч. эвакуационных путей и выходов, осуществляется мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при проведении технологических процессов, эксплуатации оборудования, производстве пожароопасных работ. Для курения, применения открытого огня и проведения огневых работ предусмотрены специально оборудованные площадки.

На видных местах необходимо размещать схемы эвакуации людей в случае пожара, инструкции, определяющие действия персонала по обеспечению безопасной и быстрой эвакуации, устройства систем оповещения о пожаре, таблички с указанием телефона пожарной части 01 или 112.

Проведение пожароопасных работ (электро- и газосварка, бензорезка, паяльные работы, работа с электроинструментом и др.) на газовых объектах осуществляется только после оформления наряда-допуска на выполнение работ повышенной опасности.

Основными причинами возникновения пожара и взрыва является утечка природного газа на кусте скважин. Основным назначением системы обнаружения утечек горючих газов и паров является непрерывный автоматический контроль за уровнем взрывоопасности воздушной среды в производственных помещениях и на наружных установках с целью оповещения персонала объекта обустройства нефтяных и газовых месторождений о возникновении пожароопасных аварийных ситуаций и обеспечения включения устройств, применяемых для их локализации и ликвидации.

Для территории устьев скважин необходимо предусмотреть мероприятия, предотвращающие возможное растекание нефти от группы скважин к соседним группам, а также к другим сооружениям производственной и вспомогательной зон при аварийной разгерметизации

оборудования скважины (ограждение группы скважин бортиками, организация необходимого уклона площадки).

Для устранения возникшего пожара используется противопожарное водоснабжение, в качестве источников противопожарного водоснабжения могут использоваться естественные и искусственные водоемы, а также внутренний и наружный водопровод (в том числе питьевой, хозяйственно-питьевой, хозяйственный, производственный, противопожарный и объединенный). Сеть объединенного водопровода должна обеспечивать расчетный расход воды с учетом хозяйственно-питьевых нужд и целей пожаротушения.

4.5 Экологическая безопасность

Процесс ввода химических реагентов в скважину сопровождается техногенным воздействием на окружающую среду. Поэтому для минимизации вредного воздействия необходимо применять комплекс мероприятий по охране окружающей среды.

4.5.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Атмосферный воздух может загрязняться вследствие выброса газа и сопутствующих вредных веществ на кустовой площадке. Мероприятиями по охране атмосферы являются поддержание герметичности системы вывода скважины на режим и контроль за воздушной средой на КНС для определения опасной концентрации газа. Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения:

- Проверка оборудования на герметичность;
- Контроль выхлопных газов автотранспорта, находящегося на кустовой площадке, на содержание окиси углерода CO₂;
- Контроль источников выброса на содержание окиси углерода CO₂, окислов азота для подбора оптимального режима сжигания газа и уменьшения концентрации вредных веществ.

4.5.2. Мероприятия по охране водных объектов

Вторичное вскрытие пласта скважин при определённых условиях сопровождается:

- Загрязнением подземных вод химическим реагентами или нефтью при разливе;
- Бытовыми или твердыми отходами;
- Перетоками флюида в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны.

Мероприятия по охране подземных вод от загрязнения должны соответствовать требованиям санитарных правил «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения СП 2.1.5.1059-01», утверждённым Главным государственным санитарным врачом РФ 16 июля 2001 г., введённым в действие с 1 октября 2001 г. [26].

Мероприятия по защите гидросферы заключаются в том, что при эксплуатации скважин продукты освоения (нефть, отработанная вода) необходимо собирать в передвижные металлические емкости по 25 м³ с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор. После закачки химических реагентов через нагнетательную скважину ее необходимо промыть достаточным объемом инертной жидкости. Сброс жидкости производится в сборную емкость. Остатки реагентов собираются и доставляются в места утилизации или уничтожения.

4.5.3. Мероприятия по охране литосферы

В процессе ввода газогенерирующих составов в скважину для освоения скважин происходит внедрение полимерного раствора в пласт и цементирование каналов, по которым он подавался в пласт. В результате происходит снижение проницаемости высокопроницаемых участков пласта. Поэтому следует выбирать полимер, который после выполнения своей функции разрушится, а не загрязнит почву.

Также при повреждении или корродировании подземного оборудования скважины возможна утечка нефти, которая приведет к загрязнению почвы. Мероприятия по защите литосферы:

- Рекультивация земель: при разливе нефти необходимо ее собрать, внести удобрения и высадить растения;
- Подбор оптимального типа полимера;
- Контроль за герметичностью оборудования.

4.6. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (ЧС), которые могут возникнуть на кустовой:

- Разрушение элементов, содержащие жидкости и газы, находящиеся под высоким давлением;
- Разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину;

Нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии. Наибольшую опасность для работников представляют собой процессы, идущие под высоким давлением. При этом существует вероятность нарушения герметичности оборудования, т.е. может произойти взрыв. В результате работник может получить травмы, в том числе не совместимые с жизнью. В случае возникновения ЧС необходимо оградить опасную зону, сообщить о ситуации руководству и начать мероприятия по спасению людей, 86 если есть пострадавшие. Действия при ЧС регламентированы инструкцией, с которой должен быть ознакомлен каждый сотрудник.

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя: осмотр и испытание установок, оборудования, механизмов; применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих; автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно.

4.7. Выводы по разделу социальная ответственность

При производственных работах в нефтегазовой отрасли необходимо руководствоваться законодательными и нормативными актами Российской Федерации, субъектов Российской Федерации, строительными нормами и правилами, государственными стандартами Российской Федерации, сводами правил, а также иными федеральными нормативными документами, регулирующими деятельность в области производства инженерных изысканий.

Соблюдение техники безопасности труда при производстве в нефтегазовой отрасли, является неотъемлемой частью всего комплекса работ.

Следует отметить, что не соблюдение правил безопасности ведения работвлечет за собой негативные последствия для жизни и здоровья человека.

Каждая организация уделяет особое внимание на соблюдение этих норм и правил, а также социальную поддержку работников компании.

Заключение

В данной работе проанализированы инновационные технологии вторичного вскрытия и освоения скважин, позволяющие обеспечить: качественное вскрытие продуктивных отложений с сохранением герметичности заколонного пространства; сокращение времени на спускоподъемные операции и увеличение нефтеотдачи продуктивной зоны нефтегазонасного пласта, что способствует значительному увеличению площади фильтрации, улучшению гидравлического совершенства связи пласта со скважиной и повышению ее эксплуатационного ресурса. Рассмотрены направления дальнейшего усовершенствования указанных технологий. Представленные технологии имеют положительный опыт применения в скважинах Восточно-Токайского месторождения.

На Восточно-Токайском месторождении применялась технология использованием струйного насоса, и использование СКО, ГКО. В результате испытания пласта ЮС2 получили запланированный приток нефти с пластовой водой. Расчётная обводнённость продукции составляет 29,8%.

В результате испытания пласта ЮС₁² при освоении скважины свабированием получен незначительный приток пластовой воды. Пласт характеризуется низкими коллекторскими свойствами.

Результаты записи и обработки КВУ-1

Связка:	P-21	Дата:	03.10.2020.
Месторождение:	Восточно-Токайское	Манометр:	САМТ 02-00 №1960 + желонка
Объем, №	2	Глубина замера, м:	2900
Иноск. плата:	ЮС1*	Т-ра на глубине замера, °С:	84,4
Интервал перфорации, м:	3035-3041	Плотн. флюида, г/см ³ :	0,982
Снижение уровня, №	1	Объем п.м., л:	11,92

Снижение уровня газобиранием. Сделано 48 рейсов, Нисн - 1533м., отобрано 17,7м³ жидкости. На выходе - тех. вода (γ - 1,001г/см³ СГ - 1,48 г/см³).

На начало регистрации КВУ-1 - 18:00. 02.10.20г.; конец регистрации - 06:00. 03.10.20г.

В желонке вода γ - 1,001г/см³ СГ - 1,776 г/см³.

Результаты записи КВУ №1 от 03.10.2020.								
Время, ч:мин	время, ч	Рзаб, кг/см ²	ДР, кг/см ²	Н, м	ΔТ, час	Q, м ³ /сут	ΔРор, кг/см ²	
18:00	0	136,73	153,27	1533				
18:00	1	136,77	153,23	1532	1,0	0,12		153,25
20:00	2	136,87	153,13	1531	1,0	0,29		153,18
21:00	3	136,87	153,03	1530	1,0	0,29		153,08
22:00	4	137,07	152,93	1529	1,0	0,29		152,98
23:00	5	137,17	152,83	1528	1,0	0,29		152,88
0:00	6	137,28	152,72	1527	1,0	0,32		152,78
1:00	7	137,38	152,62	1526	1,0	0,29		152,67
2:00	8	137,48	152,52	1525	1,0	0,29		152,57
3:00	9	137,68	152,42	1524	1,0	0,29		152,47
4:00	10	137,88	152,32	1523	1,0	0,29		152,37
5:00	11	137,78	152,21	1522	1,0	0,32		152,27
6:00	12	137,88	152,11	1521	1,0	0,29		152,16
		среднее		1527	12,0	0,28		152,72

Рзаб = 136,7 атм; Рисн = 137,9 атм;

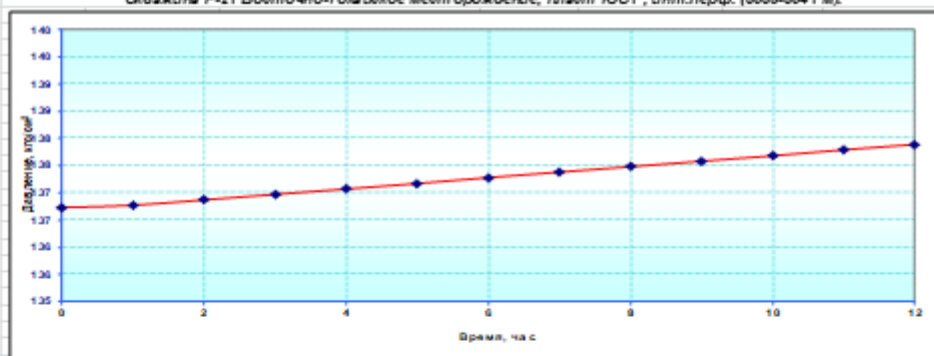
Нисн = 1533 м; Нисн = 1521 м; Упит = 0,14 м³

Qор = 0,28 м³/сут при Нисн = 1527 м.

Кпр = 0,002 м³/сут/атм

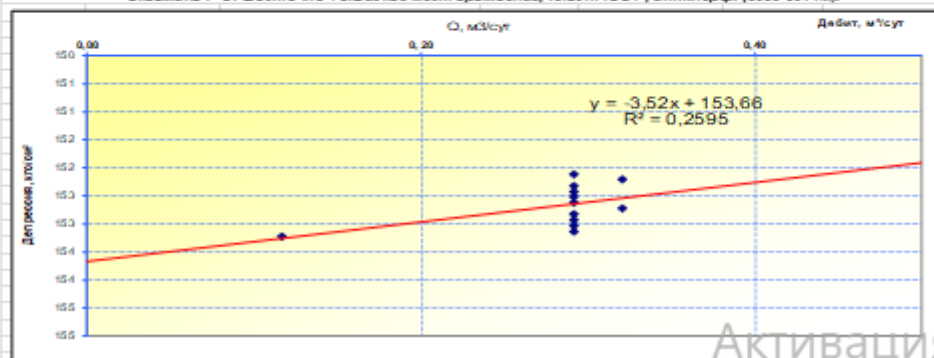
Кривая воод аноления оазелния при записи КВУ №1 от 03.10.2020.

Связка P-21 Восточно-Токайское месторождение, плата ЮС1*, инт.перф. (3035-3041 м).



Инокаг орная оазрамма. КВУ №1 от 03.10.2020.

Связка P-21 Восточно-Токайское месторождение, плата ЮС1*, инт.перф. (3035-3041 м).

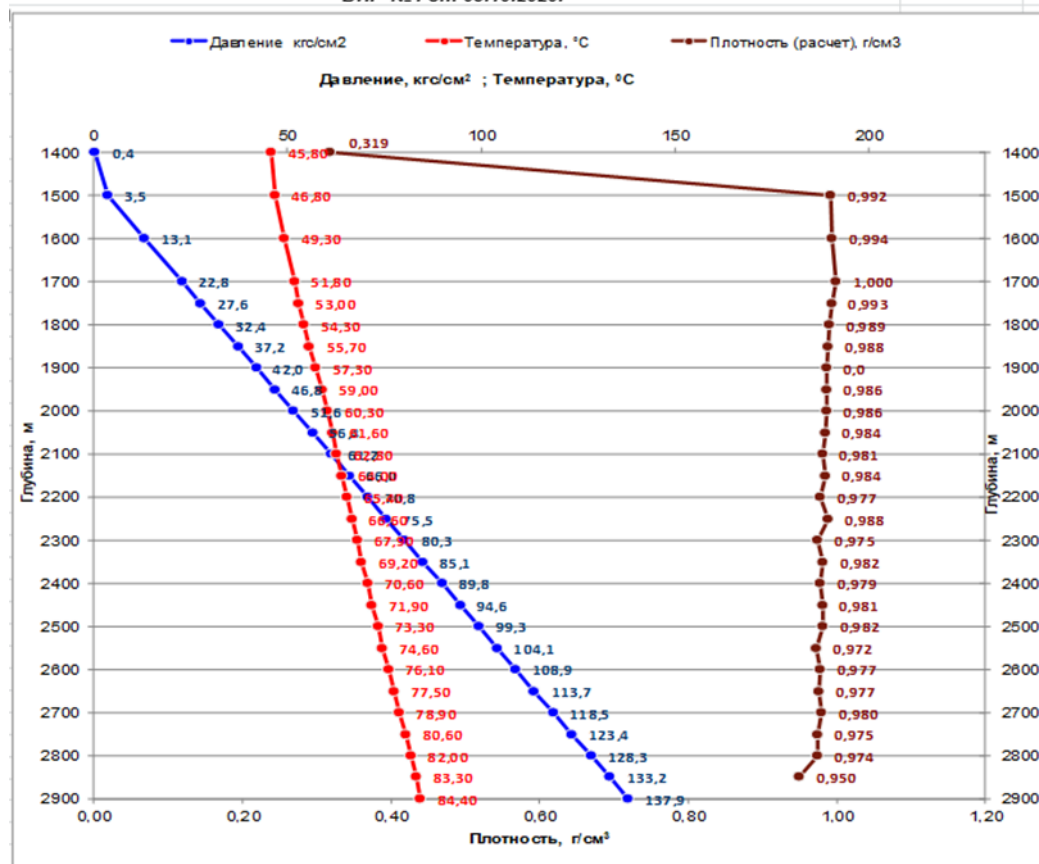


Активация

Скважина Р-21 Восточно-Токайское месторождение, пласт ЮС1², инт.перф. (3035-3041м).
Данные поинтервальных замеров давления и температуры
ВНР-№1 от 03.10.2020.

Глубина спуска прибора, м	Глубина спуска по вертикали м	Давление кгс/см ²	Температура, °С	Плотность (расчет), г/см ³	удлинение
2900	2840,94	137,910	84,40		59,07
2850	2790,94	133,180	83,30	0,950	59,06
2800	2740,96	128,290	82,00	0,974	59,06
2750	2690,99	123,420	80,60	0,975	59,04
2700	2641,11	118,530	78,90	0,980	59,01
2650	2591,45	113,680	77,50	0,977	58,89
2600	2542,13	108,860	76,10	0,977	58,55
2550	2493,25	104,110	74,60	0,972	57,87
2500	2444,55	99,330	73,30	0,982	56,75
2450	2395,91	94,560	71,90	0,981	55,45
2400	2347,47	89,820	70,60	0,979	54,09
2350	2299,10	85,070	69,20	0,982	52,53
2300	2250,59	80,340	67,90	0,975	50,90
2250	2202,02	75,540	66,60	0,988	49,40
2200	2153,32	70,780	65,40	0,977	47,98
2150	2104,65	65,990	64,00	0,984	46,68
2100	2056,02	61,220	62,80	0,981	45,35
2050	2007,35	56,430	61,60	0,984	43,98
2000	1958,67	51,630	60,30	0,986	42,65
1950	1910,08	46,840	59,00	0,986	41,33
1900	1861,29	42,030	57,30	0,986	39,92
1850	1812,61	37,220	55,70	0,988	38,71
1800	1764,10	32,420	54,30	0,989	37,39
1750	1715,67	27,610	53,00	0,993	35,90
1700	1667,25	22,770	51,80	1,000	34,33
1600	1570,34	13,140	49,30	0,994	32,75
1500	1473,37	3,520	46,80	0,992	29,66
1400	1376,36	0,430	45,80	0,319	26,63
средняя плотность				0,982	

Скважина Р-21 Восточно-Токайское месторождение, пласт ЮС1², инт.перф. (3035-3041м).
ВНР-№1 от 03.10.2020.



Результаты записи и обработки КВУ-1¶

Скважина:	P-21	Дата:	03.10.2020.
Месторождение:	Восточно-Токайское	Манометр:	CAMT 02-60 №1956 + желонка
Объект, №	2	Глубина замера, м:	2900
Индекс пласта:	ЮС1²	Т-ра на глубине замера, °С:	84,4
Интервал перфорации, м:	3035-3041	Плотн. флюида, г/см³:	0,982
Снижение уровня, №	1	Объем 1 п.м., л:	11,92

Снижение уровня свабированием. Сделано 46 рейсов, Нкон - 1533м., отобрано 17,7м³ жидкости. На выходе - тех. вода (γ - 1,001г/см³ СГ - 1,46 г/дм³).

Начало регистрации КВУ-1 - 18:00. 02.10.20г.; конец регистрации - 06:00. 03.10.20г.

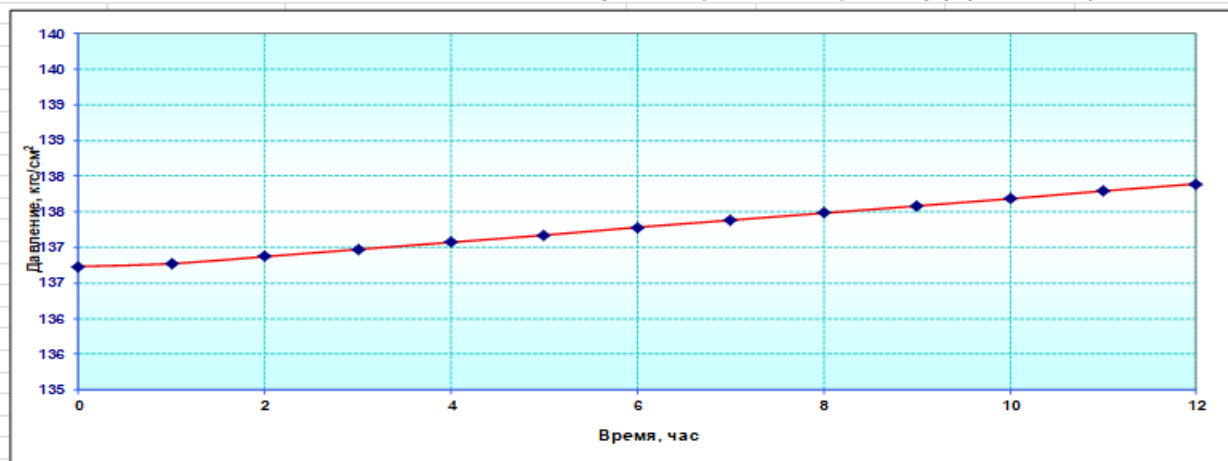
В желонке вода γ - 1,001г/см³ СГ - 1,775 г/дм³.

Результаты записи КВУ №1 от 03.10.2020.								
Время, ч:мин	время, ч	Рзаб, кгс/см²	ΔР, кгс/см²	Н, м	ΔТ, час	Q, м³/сут	ΔРср, кгс/см²	
18:00	0	136,73	153,27	1533				
19:00	1	136,77	153,23	1532	1,0	0,12	153,25	
20:00	2	136,87	153,13	1531	1,0	0,29	153,18	
21:00	3	136,97	153,03	1530	1,0	0,29	153,08	
22:00	4	137,07	152,93	1529	1,0	0,29	152,98	
23:00	5	137,17	152,83	1528	1,0	0,29	152,88	
0:00	6	137,28	152,72	1527	1,0	0,32	152,78	
1:00	7	137,38	152,62	1526	1,0	0,29	152,67	
2:00	8	137,48	152,52	1525	1,0	0,29	152,57	
3:00	9	137,58	152,42	1524	1,0	0,29	152,47	
4:00	10	137,68	152,32	1523	1,0	0,29	152,37	
5:00	11	137,79	152,21	1522	1,0	0,32	152,27	
6:00	12	137,89	152,11	1521	1,0	0,29	152,16	
				среднее	1527	12,0	0,28	152,72

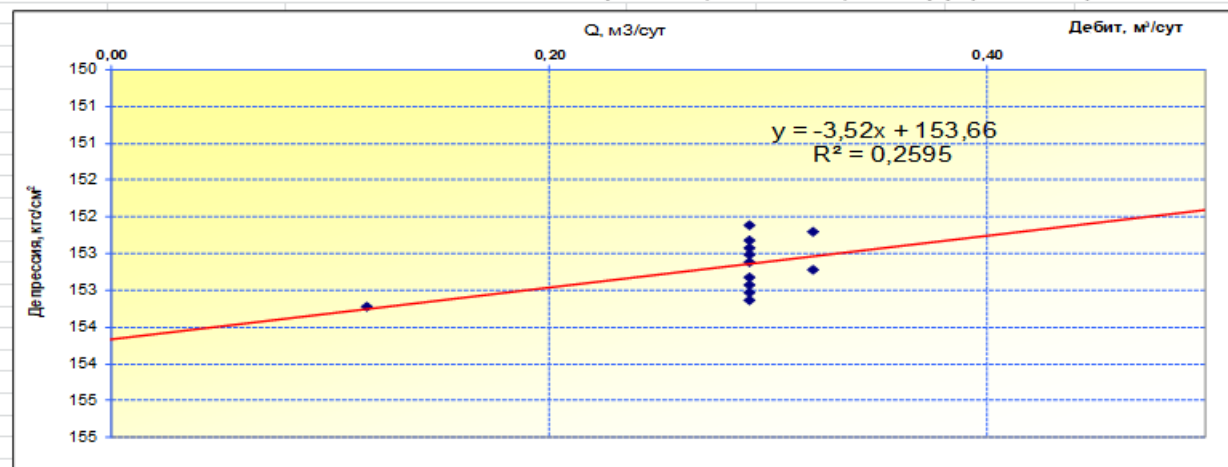
Рнач = 136,7 атм; Ркон = 137,9 атм;
Qср = 0,28 м³/сут при Нсду = 1527 м.

Ннач = 1533 м; Нкон = 1521 м; Vприг = 0,14 м³
Кпр = 0,002 м³/сут/атм

Кривая восстановления давления при записи КВУ №1 от 03.10.2020.
Скважина P-21 Восточно-Токайское месторождение, пласт ЮС1², инт.перф. (3035-3041 м).

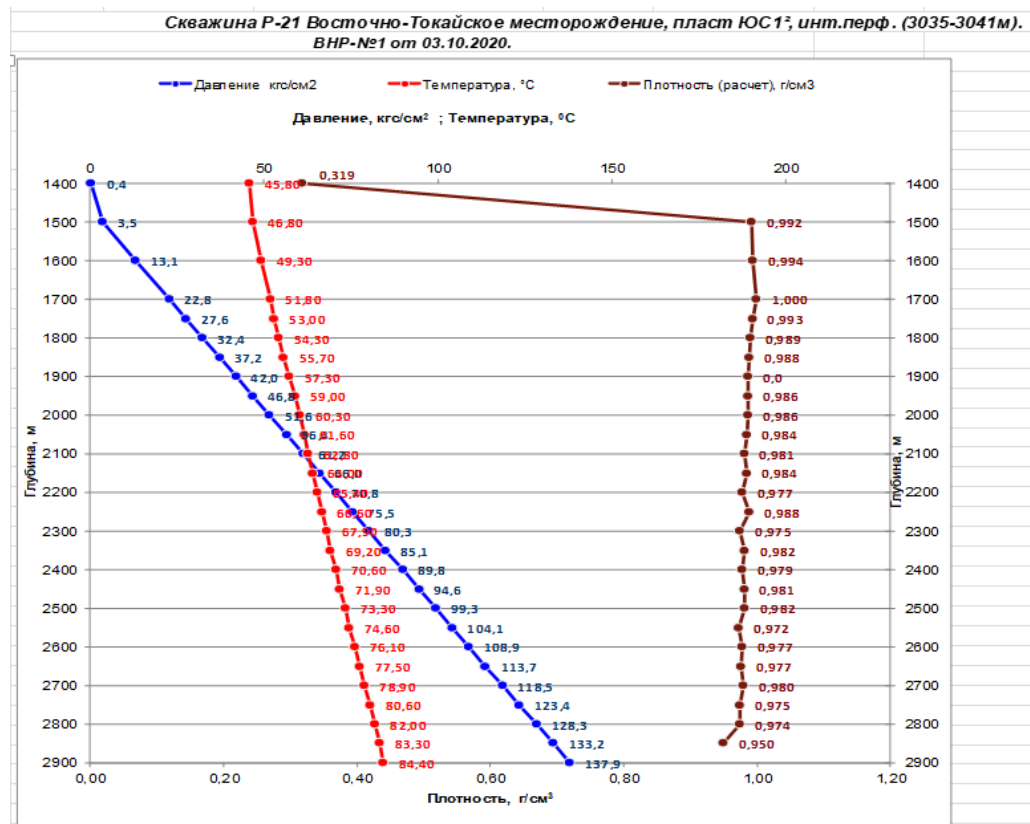


Индикаторная диаграмма. КВУ №1 от 03.10.2020.
Скважина P-21 Восточно-Токайское месторождение, пласт ЮС1², инт.перф. (3035-3041 м).



Скважина Р-21 Восточно-Токайское месторождение, пласт ЮС1², инт.перф. (3035-3041м).
Данные поинтервальных замеров давления и температуры
ВНР-№1 от 03.10.2020.

Глубина спуска прибора, м	Глубина спуска по вертикали м	Давление кгс/см ²	Температура, °С	Плотность (расчет), г/см ³	удлинение
2900	2840,94	137,910	84,40		59,07
2850	2790,94	133,160	83,30	0,950	59,06
2800	2740,96	128,290	82,00	0,974	59,06
2750	2690,99	123,420	80,60	0,975	59,04
2700	2641,11	118,530	78,90	0,980	59,01
2650	2591,45	113,680	77,50	0,977	58,89
2600	2542,13	108,860	76,10	0,977	58,55
2550	2493,25	104,110	74,60	0,972	57,87
2500	2444,55	99,330	73,30	0,982	56,75
2450	2395,91	94,560	71,90	0,981	55,45
2400	2347,47	89,820	70,60	0,979	54,09
2350	2299,10	85,070	69,20	0,982	52,53
2300	2250,59	80,340	67,90	0,975	50,90
2250	2202,02	75,540	66,60	0,988	49,40
2200	2153,32	70,780	65,40	0,977	47,98
2150	2104,65	65,990	64,00	0,984	46,68
2100	2056,02	61,220	62,80	0,981	45,35
2050	2007,35	56,430	61,60	0,984	43,98
2000	1958,67	51,630	60,30	0,986	42,65
1950	1910,08	46,840	59,00	0,986	41,33
1900	1861,29	42,030	57,30	0,986	39,92
1850	1812,61	37,220	55,70	0,988	38,71
1800	1764,10	32,420	54,30	0,989	37,39
1750	1715,67	27,610	53,00	0,993	35,90
1700	1667,25	22,770	51,80	1,000	34,33
1600	1570,34	13,140	49,30	0,994	32,75
1500	1473,37	3,520	46,80	0,992	29,66
1400	1376,36	0,430	45,80	0,319	26,63
средняя плотность				0,982	



Приложение 2

Результаты записи и обработки КВУ-2

Скважина:	Р-21	Дата:	04.10.2020.
Месторождение:	Восточно-Токайское	Манометр:	САМТ 02-60 №1956 + желонка
Объект, №	2	Глубина замера, м:	2900
Индекс пласта:	ЮС 1 ²	Т-ра на глубине замера, °С:	84,5
Интервал перфорации, м:	3035-3041	Плотн. флюида, г/см³:	0,975
Снижение уровня, №	2	Объем 1 п.м., л:	11,92

Снижение уровня сеабированием. Сделано 18 рейсов, Нкон - 2011м., отобрано 6,27м³ жидкости. На выходе - тех. вода (γ - 1,001г/см³ СГ - 1,42 г/дм³).

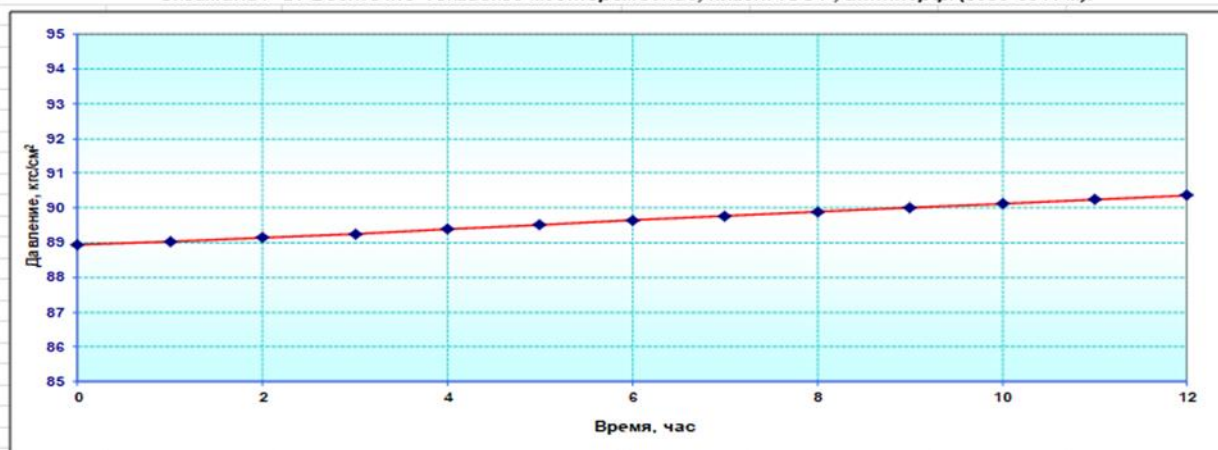
Начало регистрации КВУ-2 - 02:00. 04.10.20а.; конец регистрации - 14:00. 04.10.20а.
В желонке вода γ - 1,001г/см³ СГ - 2,485г/дм³.

Результаты записи КВУ №2 от 04.10.2020.

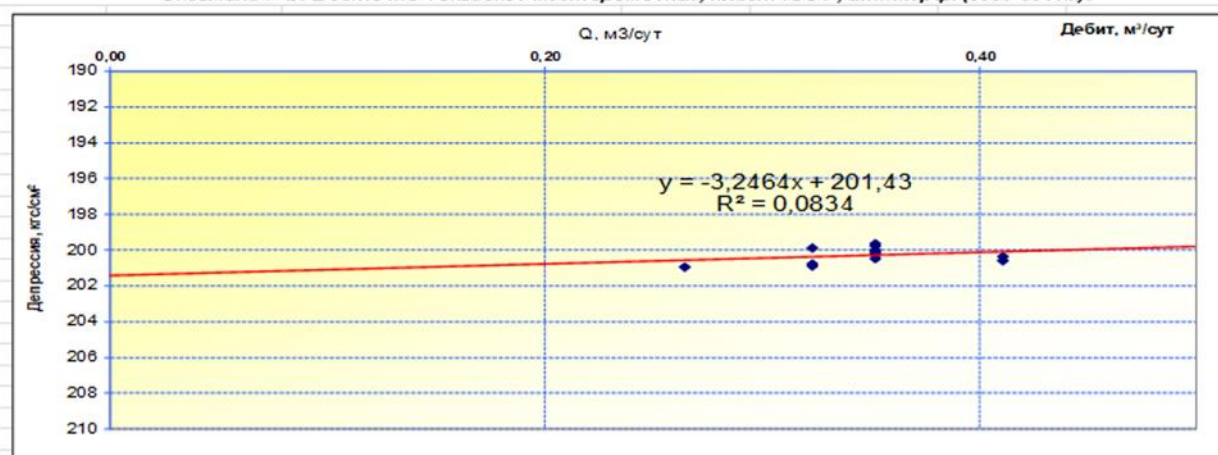
Время, ч:мин	время, ч	Рзб, кгс/см ²	ΔР, кгс/см ²	Н, м	ΔТ, час	Q, м ³ /сут	ΔРср, кгс/см ²	
2:00	0	88,94	201,06	2011				
3:00	1	89,03	200,97	2010	1,0	0,26	201,02	
4:00	2	89,14	200,86	2009	1,0	0,32	200,92	
5:00	3	89,25	200,75	2007	1,0	0,32	200,81	
6:00	4	89,39	200,61	2006	1,0	0,41	200,68	
7:00	5	89,51	200,49	2005	1,0	0,35	200,55	
8:00	6	89,65	200,35	2003	1,0	0,41	200,42	
9:00	7	89,77	200,23	2002	1,0	0,35	200,29	
10:00	8	89,89	200,11	2001	1,0	0,35	200,17	
11:00	9	90,01	199,99	2000	1,0	0,35	200,05	
12:00	10	90,12	199,88	1998	1,0	0,32	199,94	
13:00	11	90,24	199,76	1997	1,0	0,35	199,82	
14:00	12	90,36	199,64	1996	1,0	0,35	199,70	
				среднее	2003	12,0	0,35	200,36

Рнач = 88,9 атм; Ркон = 90,4 атм;	Ннач = 2011 м; Нкон = 1996 м;	Уприт = 0,17 м3
Оср = 0,35 м3/сут при Нср = 2003 м.	Кпр = 0,002	м3/сут/атм

Кривая восстановления давления при записи КВУ №2 от 04.10.2020.
Скважина Р-21 Восточно-Токайское месторождение, пласт ЮС 1², инт.перф. (3035-3041 м).



Индикаторная диаграмма. КВУ №2 от 04.10.2020.
Скважина Р-21 Восточно-Токайское месторождение, пласт ЮС 1², инт.перф. (3035-3041 м).



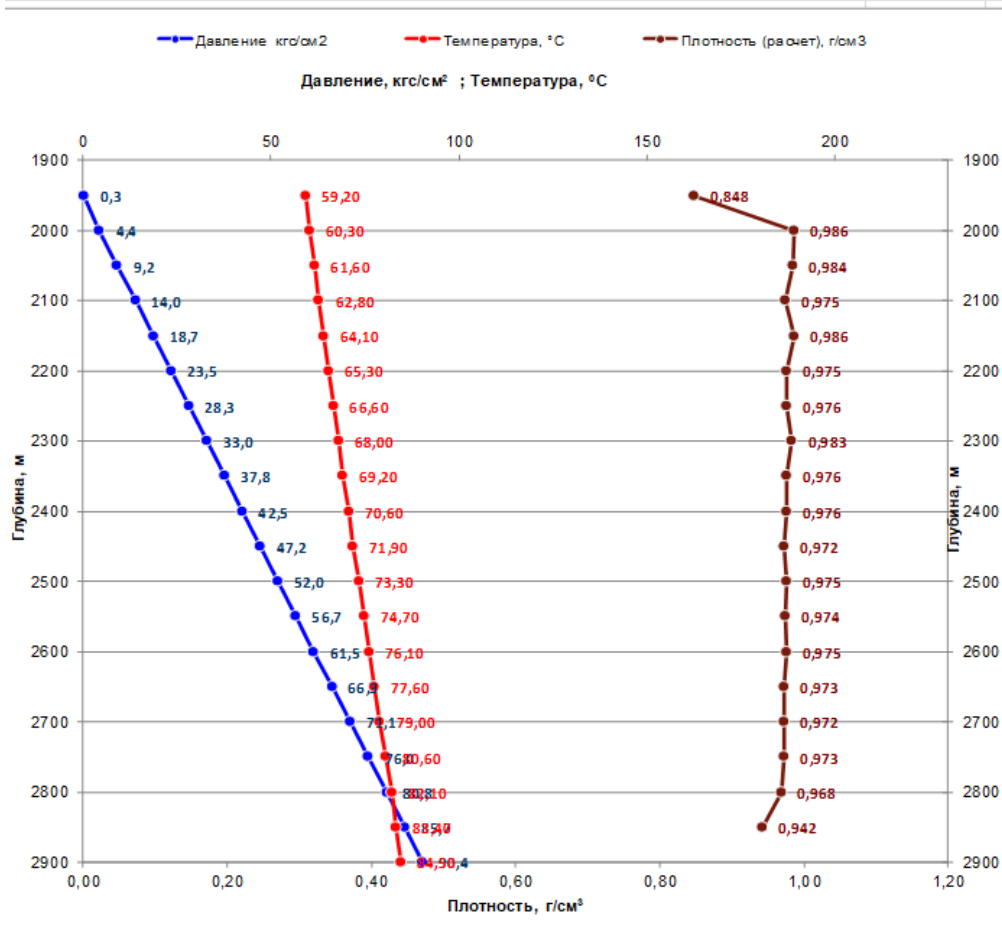
Скважина Р-21 Восточно-Токайское месторождение, пласт ЮС1², инт.перф. (3035-3041м).

Данные поинтервальных замеров давления и температуры

ВНР-№2 от 04.10.2020.

Глубина спуска прибора, м	Глубина спуска по вертикали м	Давление кгс/см ²	Температура, °С	Плотность (расчет), г/см ³	удлинение
2900	2840,94	90,370	84,50		59,07
2850	2790,94	85,660	83,40	0,942	59,06
2800	2740,96	80,820	82,10	0,968	59,06
2750	2690,99	75,960	80,60	0,973	59,04
2700	2641,11	71,110	79,00	0,972	59,01
2650	2591,45	66,280	77,60	0,973	58,89
2600	2542,13	61,470	76,10	0,975	58,55
2550	2493,25	56,710	74,70	0,974	57,87
2500	2444,55	51,960	73,30	0,975	56,75
2450	2395,91	47,230	71,90	0,972	55,45
2400	2347,47	42,500	70,60	0,976	54,09
2350	2299,10	37,780	69,20	0,976	52,53
2300	2250,59	33,010	68,00	0,983	50,90
2250	2202,02	28,270	66,60	0,976	49,40
2200	2153,32	23,520	65,30	0,975	47,98
2150	2104,65	18,720	64,10	0,986	46,68
2100	2056,02	13,980	62,80	0,975	45,35
2050	2007,35	9,190	61,60	0,984	43,98
2000	1958,67	4,390	60,30	0,986	42,65
1950	1910,08	0,270	59,20	0,848	41,33
СРЕДНЯЯ ПЛОТНОСТЬ				0,975	

Скважина Р-21 Восточно-Токайское месторождение, пласт ЮС1², инт.перф. (3035-3041м).
ВНР-№2 от 04.10.2020.



М

Результаты записи и обработки КВУ-3

Скважина:	P-21	Дата:	10.10.2020.
Месторождение:	Восточно-Токайское	Манометр:	САМТ 02-60 №1709 + желонка
Объект, №	2	Глубина замера, м:	2900
Индекс пласта:	ЮС1 ²	Т-ра на глубине замера, °С:	84,8
Интервал перфорации, м:	3035-3041	Плотн. флюида, г/см ³ :	0,976
Снижение уровня, №	3	Объем 1 п.м., л:	11,92

Снижение уровня свабированием. Сделано 68 рейсов, Нкон - 2032м., отобрано 24,18м³ жидкости. На выходе - тех. вода (γ - 1,001г/см³ СГ - 1,775 а/дм³).

Начало регистрации КВУ-3 - 03:00. 10.10.20г.; конец регистрации - 15:00. 10.10.20г.
В желонке вода γ - 1,001г/см³ СГ - 1,775а/дм³.

Результаты записи КВУ №3 от 10.10.2020.									
Время, ч:мин	время, ч	Рзаб, кгс/см ²	ΔР, кгс/см ²	Н, м	ΔТ, час	Q, м ³ /сут	ΔРср, кгс/см ²		
3:00	0	86,76	203,24	2032					
4:00	1	86,87	203,13	2031	1,0	0,32	203,19		
5:00	2	87,01	202,99	2030	1,0	0,41	203,06		
6:00	3	87,13	202,87	2029	1,0	0,35	202,93		
7:00	4	87,24	202,76	2027	1,0	0,32	202,82		
8:00	5	87,36	202,64	2026	1,0	0,35	202,70		
9:00	6	87,48	202,52	2025	1,0	0,35	202,58		
10:00	7	87,58	202,42	2024	1,0	0,29	202,47		
11:00	8	87,69	202,31	2023	1,0	0,32	202,37		
12:00	9	87,8	202,20	2022	1,0	0,32	202,26		
13:00	10	87,92	202,08	2021	1,0	0,35	202,14		
14:00	11	88,03	201,97	2019	1,0	0,32	202,03		
15:00	12	88,13	201,87	2018	1,0	0,29	201,92		
				среднее	2025	12,0	0,33	202,54	

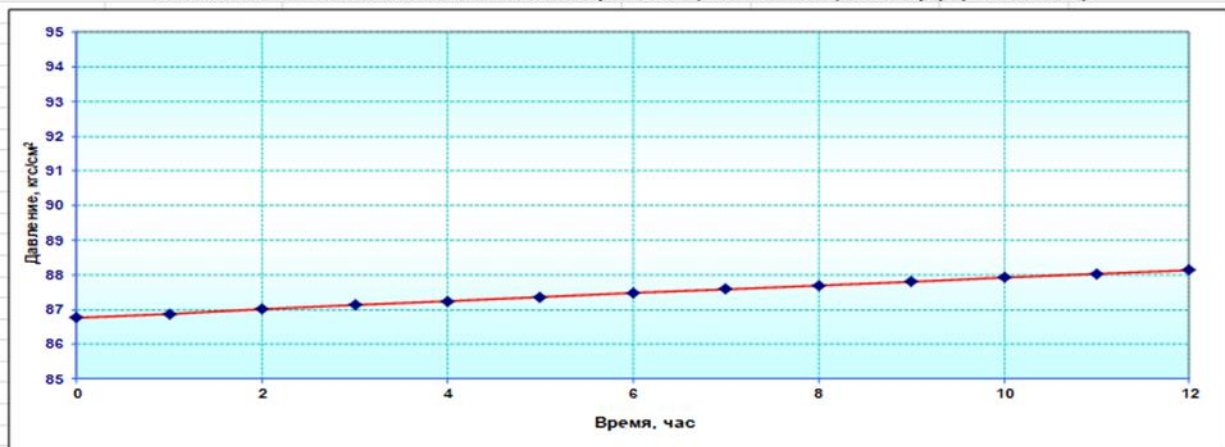
Рнач = 86,8 атм; Ркон = 88,1 атм;
Qср = 0,33 м³/сут при Нсду = 2025 м.

Ннач = 2032 м; Нкон = 2018 м;
Кпр = 0,002

Уприт = 0,17 м³/сут/атм

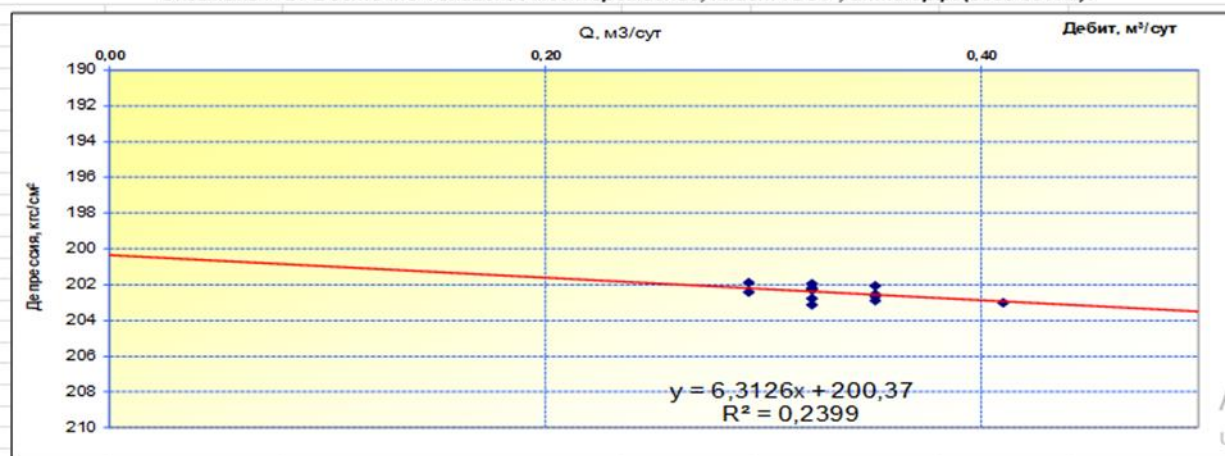
Кривая восстановления давления при записи КВУ №3 от 10.10.2020.

Скважина P-21 Восточно-Токайское месторождение, пласт ЮС1², инт.перф. (3035-3041 м).



Индикаторная диаграмма. КВУ №3 от 10.10.2020.

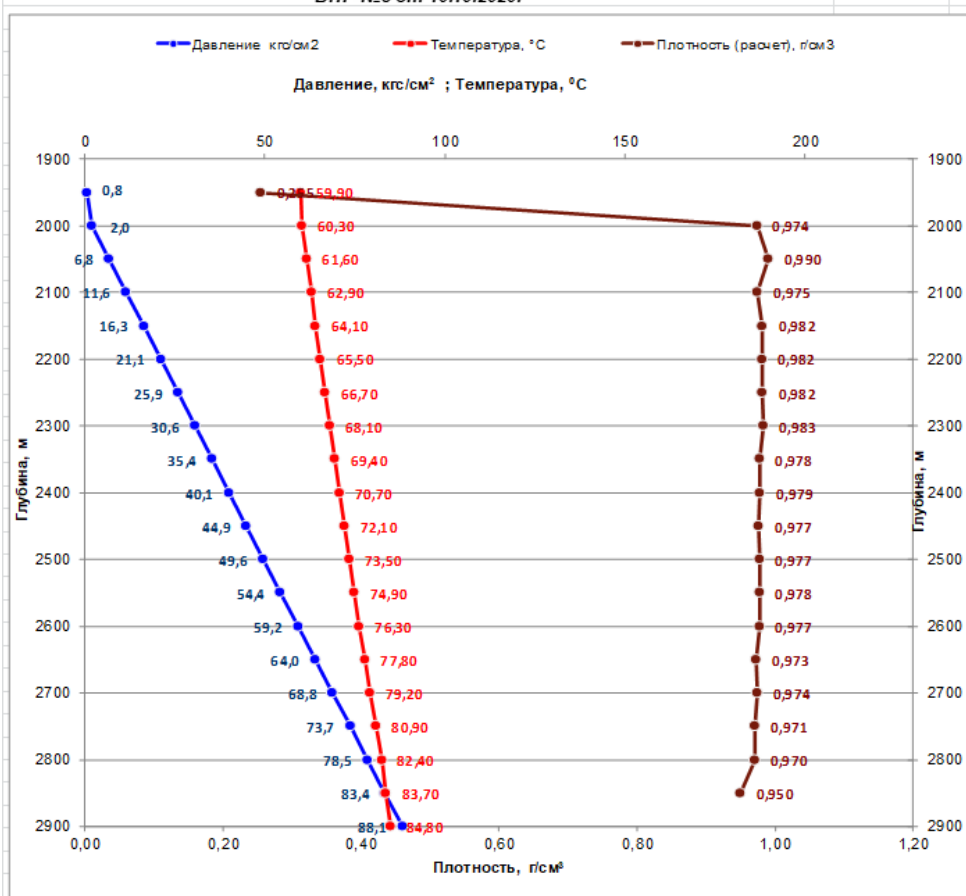
Скважина P-21 Восточно-Токайское месторождение, пласт ЮС1², инт.перф. (3035-3041 м).



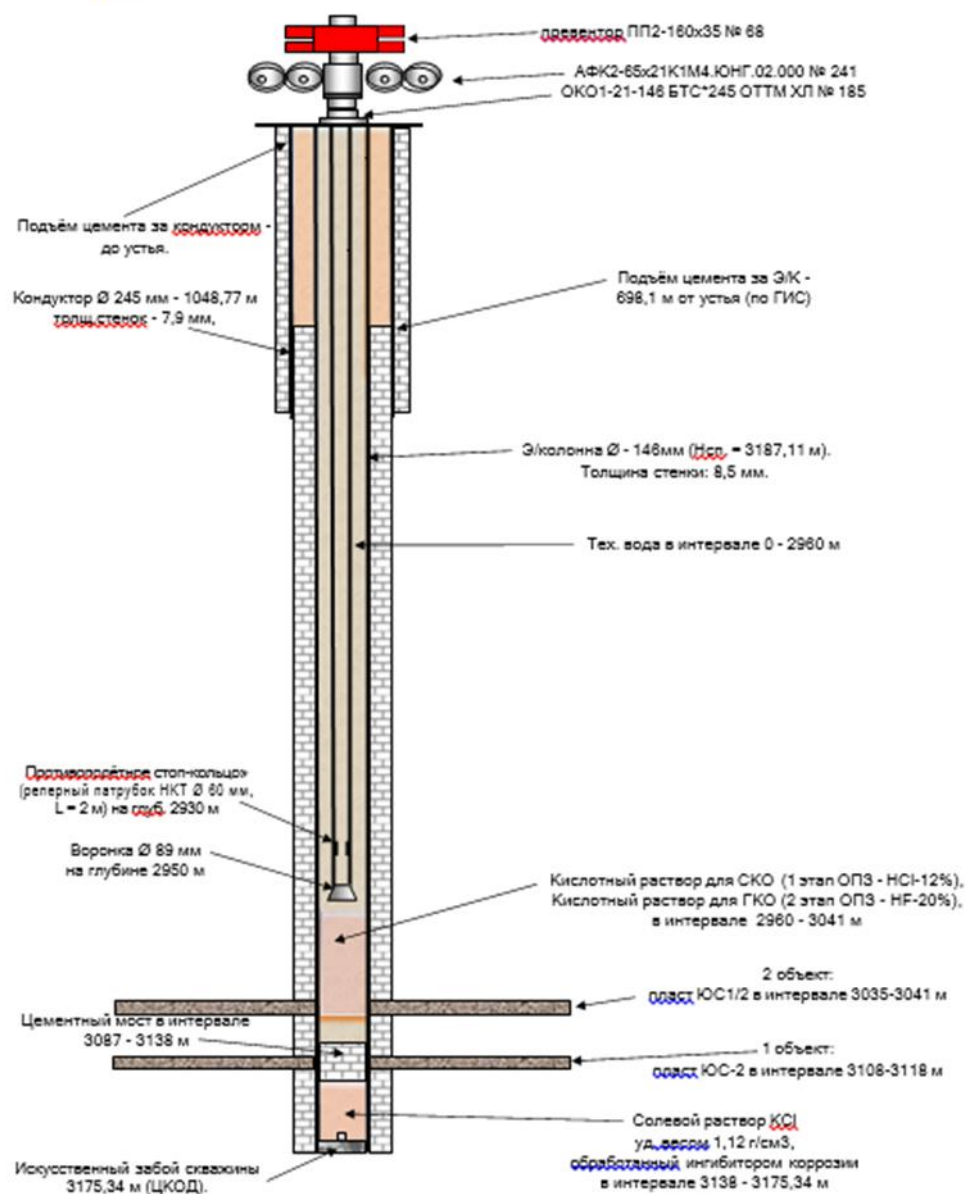
Скважина Р-21 Восточно-Токайское месторождение, пласт ЮС1², инт.перф. (3035-3041м).
Данные поинтервальных замеров давления и температуры
ВНР-№3 от 10.10.2020.

Глубина спуска прибора, м	Глубина спуска по вертикали м	Давление кгс/см ²	Температура, °С	Плотность (расчет), г/см ³	удлинение
2900	2840,94	88,130	84,80		59,07
2850	2790,94	83,380	83,70	0,950	59,06
2800	2740,96	78,530	82,40	0,970	59,06
2750	2690,99	73,680	80,90	0,971	59,04
2700	2641,11	68,820	79,20	0,974	59,01
2650	2591,45	63,990	77,80	0,973	58,89
2600	2542,13	59,170	76,30	0,977	58,55
2550	2493,25	54,390	74,90	0,978	57,87
2500	2444,55	49,630	73,50	0,977	56,75
2450	2395,91	44,880	72,10	0,977	55,45
2400	2347,47	40,140	70,70	0,979	54,09
2350	2299,10	35,410	69,40	0,978	52,53
2300	2250,59	30,640	68,10	0,983	50,90
2250	2202,02	25,870	66,70	0,982	49,40
2200	2153,32	21,090	65,50	0,982	47,98
2150	2104,65	16,310	64,10	0,982	46,68
2100	2056,02	11,570	62,90	0,975	45,35
2050	2007,35	6,750	61,60	0,990	43,98
2000	1958,67	2,010	60,30	0,974	42,65
1950	1910,08	0,770	59,90	0,255	41,33
средняя плотность				0,976	

Скважина Р-21 Восточно-Токайское месторождение, пласт ЮС1², инт.перф. (3035-3041м).
ВНР-№3 от 10.10.2020.



Эскиз разведочной скв. № 21р Восточно-Токайского месторождения
 для обработки призабойной зоны пласта методами СКО, ГКО
 при испытании 2-го объекта, пласт ЮС1/2 в интервале: 3035 - 3041 м



Примечание: скважина наклонно-направленная. Глубины указаны по столу.

Список литературы

1. Методическая разработка. По изучению прострелочно-взрывных работы геофизических исследований в скважинах в геологоразведочном производстве (для рабочих каратажников-перфораторщиков) Москва 1975 стр. 24-28
2. Резьбовые соединения труб нефтяного сортаментами и забойных двигателей. Н.Д. Щербюк, Н.В Якубовский стр. 112-115, стр. 126-128.
3. К. И. Джафаров. Поршневое тартание//Н.Х.№5,6,1998, стр. 91-93.
4. Р А. Максutow, В. М. Валовский, В. В. Ануфриев. Новый комплекс оборудования для освоения скважин. 1990./ /Н.Х. №7, 1990 стр.10-13.
5. В. Н. Глова А. А. Чудновский. Роль производственной структуры ОАО «Пурнефтегаз» в решении проблем добычи нефти// Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. №5, 1996. стр. 56-57.
6. Е. П. Солдатов. И. И. Клещенко. В В. Дудкин. Свабирование – ресурсосберегающая технология. //Закачивание скважин. № 4,1998.стр. 27-29.
7. И. В. Шершуков. Перевод с английского из каталога фирмы «Гайберсон», апрель 2001 г.
8. И. В. Шершуков. Перевод с английского из каталога компании «Петрораббер Продакст ИНК». 2001 г.
9. ООО «Мегион Геология» // Геологические отчеты.
10. Лягов А.В., Маликов Е.Л., Кузнецова Н.Ю., Шамов Н.А, Лягова М.А. Совершенствование технологии вторичного вскрытия и освоения скважин.// Нефтегазовое дело. №6, 2011
11. Лягов А.В., Маликов Е.Л., Кузнецова Н.Ю., Шамов Н.А, Лягова М.А.совершенствование технологии вторичного вскрытие и освоения скважин// Нефтегазовое дело. №6, 2011(dissercat.com)
http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Lyagov/Lyagov_3.pdf
12. Сайт «Neftegaz.RU» <https://neftegaz.ru/tech-library/burovye-ustanovki-i-ikh-uzly/141568-osvoenie-skvazhin/?ysclid=lixsdtot32543530491->

13. Сайт Научно-производственного объединения ГИДРОСИСТЕМЫ <https://npogs.ru/ustroystvo-ueos-5?ysclid=lixs8wkabd895121237>)
14. Справочник геологии GEOLIB.NET <https://www.geolib.net/tkrs/osvoenie-skvazhin.html?ysclid=lixsujjtaa432063050>
15. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективности ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова и др. – Томск: изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.
16. Методические указания к выполнению зач. раб. по дисциплине. «Учебно-исследовательская работа студентов» для студента очного обучения. Четвертого курса, бакалавриата и очно-заочного обучения.: учебно-методическое пособие / Е.М. Вершкова. – Томск: изд-во Томского политехнического университета, 2020. – 56 с.
17. <https://neftvnb.ru/text/calculation/rasch2.pdf>
18. .Официальное опубликование правовых актов <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201812180031?index=2&rangeSize=1>
19. Данные организации X
20. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.03.2022).
21. ГОСТ 12.4.011-89. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация;
22. ГОСТ 12.1.009-2017 Система стандартов безопасности труда «Электробезопасность». Термины и определения;
23. ПБ 03-536-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением;
24. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»;
25. ГОСТ Р 12.3.047-2012 Пожарная безопасность технологических

процессов.

26. СП 2.1.5.1059-01 Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения

27. StudFiles <https://studfile.net/preview/6467587/page:6/>

28. ПОЛИЭКС химические реагенты нефтяной и газовой промышленности
https://polyex.ru/upload/iblock/d14/d147d6cee18c4a8e47c5270dbb4b26_c3.pdf -
35стр

29. Маликова.О.И реферат по дисциплине: переработка газа и нефти История открытия нефти в Западной Сибири StudFiles <https://studfile.net/preview/6467587/page:6/>

30. Сайт Studwood
https://studwood.net/1213068/geografiya/osvoenie_skvazhin?ysclid=lixrxncf6d997033613

31. Сайт научно-производственного объединения ГИДРОСИСТЕМЫ <https://npogs.ru/ustroystvo-ueos-5>