

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276-049.32(571.5)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Шупиков Александр Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькинова Маргарита Радиевна	к.г.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Общие по направлению подготовки (специальности)</i>	
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
<i>Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</i>	
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе

	производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
Р13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ83	Шупикову Александру Александровичу

Тема работы:

Анализ эффективности применяемых геолого-технических мероприятий на месторождениях Восточной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-114/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Оперативный пересчёт запасов углеводородов X нефтегазоконденсатного месторождения Иркутской области, оперативный пересчёт запасов углеводородов Y нефтегазоконденсатного месторождения Иркутской области, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Теоретические подходы к обоснованию применения геолого-технических мероприятий при разработке месторождений: понятие геолого-технического мероприятия; классификация современных геолого-технических мероприятий; достоинства и недостатки применения основных современных геолого-технических мероприятий;

	<p>критерии эффективности применения геолого-технических мероприятий;</p> <p>способы анализа эффективности геолого-технических мероприятий;</p> <p>методика подбора геолого-технических мероприятий с учётом геофизических условий пласта.</p> <p>Особенности технологии анализа эффективности геолого-технических мероприятий на месторождениях Восточной Сибири:</p> <p>анализ геолого-промысловых особенностей месторождений;</p> <p>подбор комплекса геолого-технических мероприятий для группы месторождений со схожими геолого-промысловыми условиями;</p> <p>анализ показателей геолого-технических мероприятий.</p> <p>Эффективность геолого-технических мероприятий при разработке месторождений Восточной Сибири.</p> <p>Экономическая эффективность от проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта.</p> <p>Производственная безопасность при проведении кислотной обработки.</p>
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н., Романюк Вера Борисовна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна
Английская часть	Старший преподаватель, Миронова Вероника Евгеньевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Обобщенное представление о геолого-технических мероприятиях.
Особенности технологии анализа эффективности геолого-технических мероприятий на месторождениях Восточной Сибири.
Влияние геолого-технических мероприятий на показатели разработки нефтяных залежей.
Социальная ответственность: производственная безопасность при выполнении работ на кустовой площадке.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Efficiency analysis of applied well intervention techniques at Eastern Siberia fields

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова Маргарита Радиевна	к.г.н.		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Шупиков Александр Александрович		02.03.2020

Обозначения, определения и сокращения

ГТМ – геолого-техническое мероприятие;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

РИР – ремонтно-изоляционные работы;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

ППР – планово-предупредительный ремонт;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ГДИС (ГДИ) – гидродинамические исследования скважин;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ОРЗ – одновременно-раздельная закачка;

ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПВЛГ – перевод на вышележащий горизонт;

ЗБС – зарезка бокового ствола;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ППД – поддержание пластового давления;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

НИЗ – начальные извлекаемые запасы;

ТИЗ – текущие извлекаемые запасы;

ВНФ – водонефтяной фактор;

АВПД – аномально высокое пластовое давление;

ПГИ – промысловые геофизические исследования;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ВПП – выравнивание профиля приёмистости;

ФНВ – фронт нагнетаемой воды;

ВНС – ввод новых скважин;

ЛА – ликвидация аварий;

ВБД – вывод из бездействия;

ПМД – переход на механизированный способ добычи;

КРС – капитальный ремонт скважин;

КО – кислотная обработка;

СКО – солянокислотная обработка;

ГКО – глинокислотная обработка;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

СИЗ – средства индивидуальной защиты.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 100 страниц, в том числе 25 рисунков, 10 таблиц. Список литературы включает 24 источника информации. Работа содержит 2 приложения.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, пласт, коэффициент извлечения нефти, эффективность, геолого-техническое мероприятие, ГТМ, интенсификация.

Объектом исследования является группа месторождений Восточной Сибири, а предметом – проводимые на них геолого-технические мероприятия.

Цель работы – анализ эффективности различных видов ГТМ по добывающим скважинам для повышения эффективности их регулирующего воздействия и добычи нефти по скважинам и залежи в целом.

В процессе исследования был проведен анализ геологических условий разработки месторождений Восточной Сибири, выбор и обоснование применения ГТМ для группы месторождений Иркутской области, даны рекомендации по увеличению их эффективности.

Область применения: анализ эффективности геолого-технических мероприятий проводится на месторождениях любой стадии эксплуатации.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	12
1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ОБОСНОВАНИЮ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	15
1.1. Понятие геолого-технического мероприятия	15
1.2. Классификация современных геолого-технических мероприятий	16
1.3. Достоинства и недостатки применения основных современных геолого-технических мероприятий	26
1.4. Критерии эффективности применения геолого-технических мероприятий	28
1.5. Способы анализа эффективности геолого-технических мероприятий ...	29
1.6. Методика подбора геолого-технических мероприятий с учётом геофизических условий пласта.	33
2. ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ	36
2.1. Анализ геолого-промысловых особенностей месторождений	36
2.2. Подбор комплекса геолого-технических мероприятий для группы месторождений со схожими геолого-промысловыми условиями.....	44
2.3. Анализ показателей геолого-технических мероприятий	48
3. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ.....	56
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	61
4.1. Экономическая эффективность от проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта	61

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	68
5.1. Введение	68
5.2. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	68
5.3. Производственная безопасность при проведении кислотной обработки	71
5.3.1. Анализ вредных производственных факторов	72
5.3.2. Анализ опасных производственных факторов	74
5.3.3. Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)	76
5.4. Экологическая безопасность	77
5.5. Требования безопасности в чрезвычайных ситуациях	80
5.6. Выводы по разделу	81
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	82
Список публикаций:.....	83
Источники информации:.....	84
Приложение А	87
Приложение Б.....	88

ВВЕДЕНИЕ

Важнейшим фактором стабильного роста российской экономики является освоение месторождений и добыча углеводородного сырья. Несмотря на значительные успехи в этой отрасли, ее поступательное развитие значительная часть проблем остается нерешенной. Это, в первую очередь, касается вопросов обеспеченности и качества минерально-сырьевой базы, использования производственных возможностей, которые существенно отличаются по различным регионам, компаниям и отдельным месторождениям. Наиболее полное использование производственного потенциала отрасли во многом зависит от повышения нефтегазоизвлечения продуктивных пластов, рационализации и оптимального использования фонда скважин, особенно в районах с падающей добычей. В этой связи особую актуальность приобретает оценка эффективности проведения комплекса геолого-технических мероприятий (ГТМ) на скважинах, позволяющих не только обеспечить достижение проектных показателей добычи, но и превысить их.

Широкое применение геолого-технических мероприятий, направленных на увеличение нефтеотдачи пластов и интенсификацию добычи обусловлено, с одной стороны, дефицитом средств для крупных инвестиций с целью поддержания снижающегося уровня добычи, а с другой, их малой капиталоемкостью при быстром достижении технологических результатов. Подобные технологии успешно используются не только на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, доля которых в России растет, но и на новых малодебитных месторождениях [1].

Эффективность разработки нефтяных месторождений во многом определяется качественной и бесперебойной работой добывающих и нагнетательных скважин.

По данным ЦКР Роснедр по УВС (Центральной Комиссии по согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья) всего за счет применения ГТМ, новых методов

повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) и интенсификации добычи нефти на месторождениях крупных нефтяных компаний Российской Федерации за проектный период 2011-2030 гг. будет дополнительно добыто 2,2 млрд тонн нефти, что составит 20 % от суммарных проектных показателей добычи по этим организациям за тот же период (10,9 млрд тонн) [2].

Таким образом, актуальность работы обусловлена необходимостью эффективного управления производственно-ресурсным потенциалом нефтедобывающего предприятия путём планирования и учёта ГТМ, а также прогнозирования их эффекта, что является основным ключевым процессом в деятельности нефтедобывающего предприятия.

Объектом исследования является группа месторождений Восточной Сибири, а предметом – проводимые на них геолого-технические мероприятия.

Задачи:

- анализ геологического строения группы месторождений Восточной Сибири;
- выбор наиболее оптимального комплекса геолого-технических мероприятий;
- анализ геолого-технических мероприятий, проводимых на месторождениях;
- поиск способов увеличения эффективности проведения ГТМ и выявление наиболее эффективных ГТМ для данных геологических условий;
- расчёт экономической эффективности;
- социальная ответственность при проведении ГТМ.

Практическая значимость работы заключается в том, что разработанные рекомендации по планированию и оценке эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти могут быть использованы нефтедобывающими предприятиями при разработке программ ГТМ.

Научная новизна работы заключается в разработке решений по применению геолого-технических мероприятий для геолого-промысловых особенностей месторождений Восточной Сибири.

1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ОБОСНОВАНИЮ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1. Понятие геолого-технического мероприятия

На любом нефтяном месторождении в период эксплуатации проводятся работы на скважинах с целью регулирования его разработки и поддержания целевых уровней добычи нефти. Этот комплекс работ называется геолого-технические мероприятия (далее ГТМ), за счет проведения которых нефтедобывающие компании обеспечивают выполнение проектных показателей разработки месторождений [3].

Геолого-технические мероприятия проводятся на всех этапах разработки месторождений. Но наиболее интенсивно – на поздних стадиях. На зрелых месторождениях с падающей добычей и растущей обводненностью проведение ГТМ особенно актуально.

Подбор эффективных геолого-технических мероприятий на каждом нефтяном месторождении – одна из основных задач геологической службы предприятия. Как правило, мероприятия ГТМ планируются ежегодно при подготовке бизнес-плана нефтедобывающего предприятия. А впоследствии ежемесячно уточняются и корректируются.

Накопленный в мировой и отечественной практике научно-технический потенциал позволяет использовать широкий спектр методов интенсификации добычи нефти, которые отличаются по ресурсоемкости, продолжительности эффекта и другим показателям эффективности, в связи с чем, программы ГТМ требуют вариативного отбора. Для обеспечения прироста объемов добычи нефти программа геолого-технических мероприятий нефтедобывающего предприятия должна иметь приемлемую технологическую и экономическую эффективность и соответствовать стратегическим приоритетам компании.

Все ГТМ, проведенные на месторождении подлежат учету. По каждому ГТМ прослеживается прирост дебита нефти, дополнительная добыча нефти и продолжительность эффекта.

Все геолого-технические мероприятия, проводимые на месторождениях, в зависимости от их целевой направленности можно разделить на две группы:

- мероприятия, направленные на обеспечение безопасной работы оборудования (ревизия подземного оборудования, ликвидация межколонных проявлений, ревизия устья – демонтаж трубных головок для диагностирования, ликвидация обрыва насосно-компрессорных труб и др.);
- мероприятия, направленные на увеличение производительности скважин (ремонтно-изоляционные работы (РИР), пеноэмульсионная кислотная обработка, объемная пенокислотная обработка, циклическая пенокислотная обработка, пеноэмульсионная солянокислотная обработка, обработка призабойной зоны (ОПЗ) пласта бинарной смесью и др.).

Программа ГТМ направлена на решение следующих задач:

1. обеспечение безопасной эксплуатации фонда скважин на месторождениях и подземных хранилищах газа;
2. сокращение бездействующего фонда скважин;
3. выполнение лицензионных обязательств по поддержанию действующего фонда скважин;
4. обеспечение суточной производительности скважин на проектном уровне.

1.2. Классификация современных геолого-технических мероприятий

Классификация ГТМ довольно широка. Выделяют такие мероприятия, как обработка призабойной зоны, приобщение пластов, удаление отложения солей, оптимизация работы скважины, прострел пластов, удаление асфальтосмолопарафиновых отложений, изменение способов эксплуатации,

вывод из бездействия и т.д. При этом способы проведения каждого вида ГТМ также делятся на категории в зависимости от применяемых методов. Таким образом, все существующие геолого-технические мероприятия можно сгруппировать следующим образом (рисунок 1).

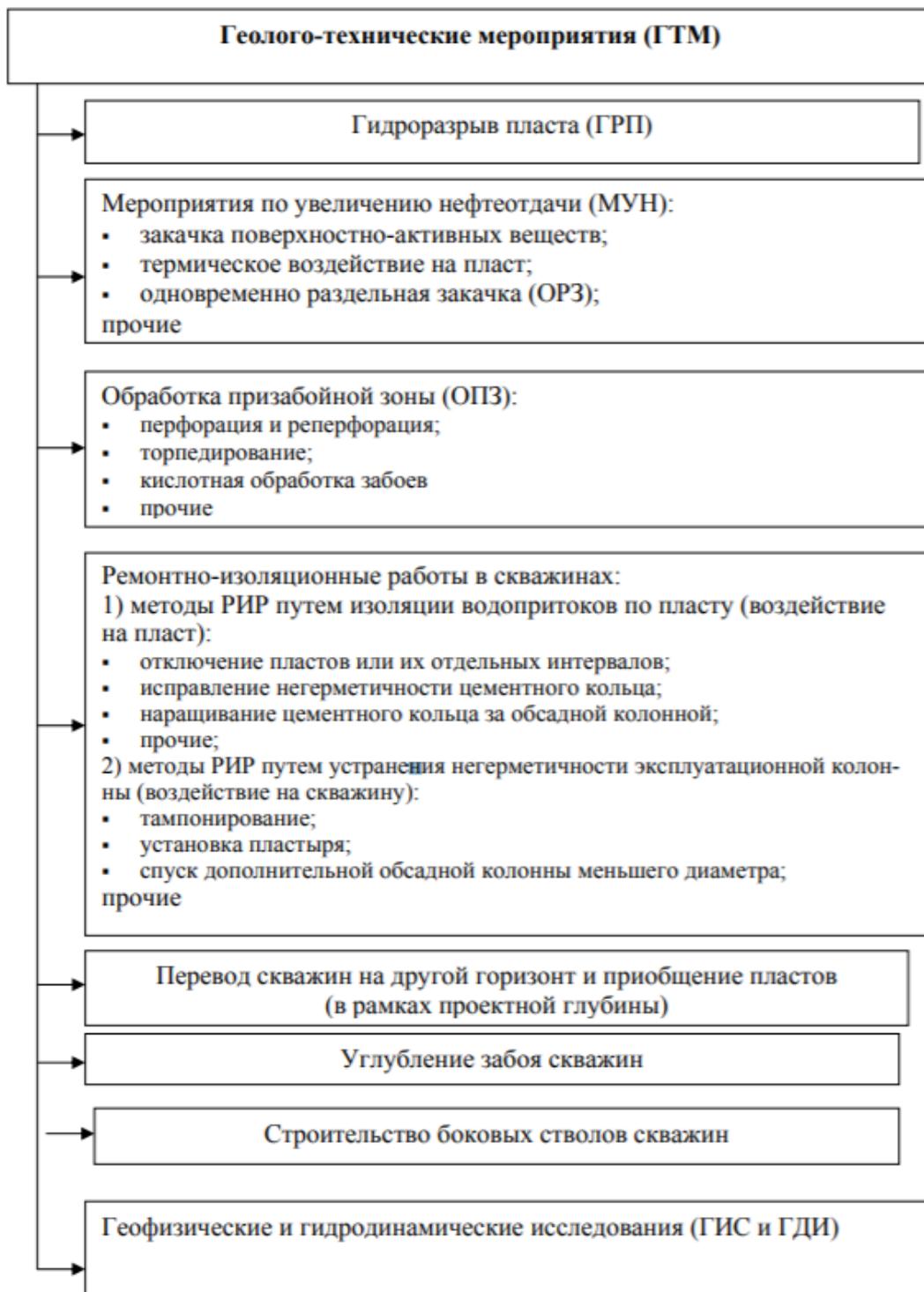


Рисунок 1 – Комплекс геолого-технических мероприятий

Гидравлический разрыв пласта (ГРП)

Цель гидроразрыва пласта – увеличение проницаемости призабойной зоны путем создания искусственных или расширения естественных трещин в породе пласта. Достигают этого путем закачки в пласт вязких жидкостей с большим расходом и под большим давлением (выше давления разрыва пород). В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал (проппант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления (рисунок 2).

После проведения ГРП дебит скважины, как правило, резко возрастает или существенно снижается депрессия.

Технология ГРП позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти или газа традиционными способами уже невозможна или малорентабельна. Технология ГРП может также использоваться для дегазации угольных пластов, подземной газификации, и тд. Кроме того, в настоящее время технология применяется для разработки новых нефтяных пластов, извлечение нефти из которых традиционными способами нерентабельно ввиду низких получаемых дебитов.

В однородных по толщине пластах обычно создается 1 трещина значительной длины. На многопластовых или большой толщины залежах, представленных низкопроницаемыми геологическими формациями, осуществляется, как правило, поинтервальный ГРП.

Если давление разрыва превышает допустимое рабочее давление для эксплуатационной колонны и устьевой запорной арматуры, то технологи рекомендуют вместо запорной арматуры установить специальную головку, а на нижнем конце НКТ установить пакер, выше которого межтрубное пространство заполнить жидкостью с большей плотностью.

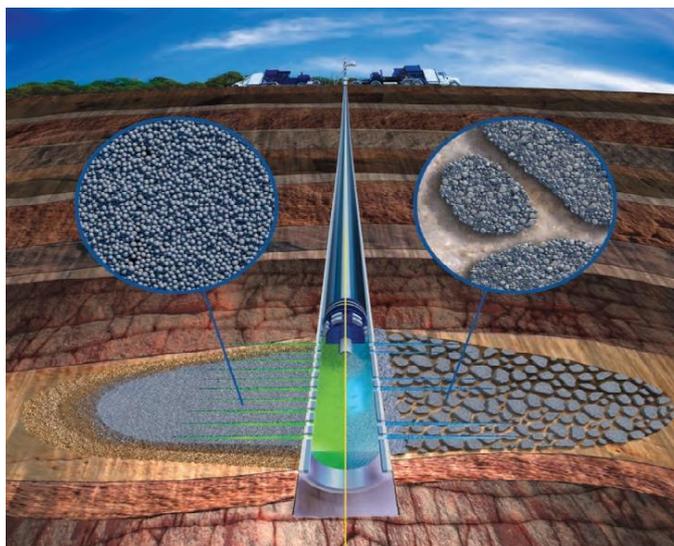


Рисунок 2 – Технология гидроразрыва пласта с созданием высокопроводящей трещины «HiWay»

В качестве рабочей жидкости ГРП обычно применяют растворы с использованием высокомолекулярных полимеров (для снижения потерь давления) на водной основе, в том числе техническую или пластовую воду, реже солянокислотные растворы (для карбонатных пород) или сырую нефть и др.

В качестве расклинивающего материала используются проппанты, кварцевый песок и другие материалы фракции 0,5-1,5 мм.

Эффективность ГРП повышается при одновременной гидropескоструйной или протрелочной перфорации скважины, однако при поинтервальных ГРП при этом необходимо изолировать обработанный участок пласта с помощью пакера и т. д.

Обработки призабойной зоны (ОПЗ)

Это, пожалуй, наиболее широко применяемый вид ГТМ. Технологий воздействия на призабойную зону пласта существует великое множество. Чаще всего проводят ОПЗ различными кислотными составами. Для карбонатных коллекторов и коллекторов с повышенным содержанием карбонатного цемента наиболее часто используют закачку кислотных составов на основе соляной кислоты. Для терригенных коллекторов – закачку кислотных составов на основе плавиковой кислоты.

ОПЗ проводят на всех этапах разработки нефтяного месторождения (залежи) для восстановления и повышения фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта (ПЗП) с целью увеличения производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин.

Выбор способа ОПЗ осуществляют на основе изучения причин низкой продуктивности скважин с учетом физико-химических свойств пород пласта-коллектора и насыщающих их флюидов, а также специальных гидродинамических и геофизических исследований по оценке фильтрационных характеристик ПЗП (рисунок 3).

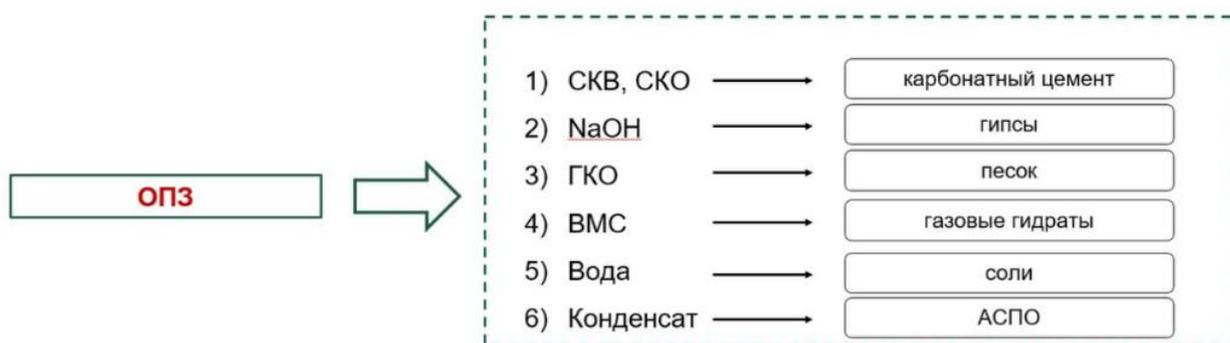


Рисунок 3 – Обобщенный принцип выбора типа обработки призабойной зоны

Технологию и периодичность проведения работ по воздействию на ПЗП обосновывают геологические и технологические службы нефтегазодобывающего предприятия в соответствии с проектом разработки месторождения, действующими инструкциями (РД) по отдельным видам ОПЗП с учетом технико-экономической оценки их эффективности.

Однократное и многократное воздействие на ПЗП производят в следующих случаях:

- в однородных пластах, не разделенных перемычками, толщиной до 10 м; при коэффициенте охвата отбором (нагнетанием) свыше 0,5 производят однократное воздействие;
- в случаях, когда отбором (нагнетанием) охвачены не все пропластки и коэффициент охвата менее 0,5, осуществляют многократное (поинтервальное) воздействие с использованием временно блокирующих (изолирующих) материалов или оборудования.

Перевод на вышележащий горизонт (ПВЛГ)

Как правило, разработку месторождения начинают с нижних продуктивных пластов. По мере их истощения скважины переводят на вышележащие продуктивные пласты, не охваченные разработкой.

Перед переходом на другие горизонты и приобщением пластов проводят геофизические исследования для оценки нефтеводонасыщенности продуктивных горизонтов и оценки состояния цементного кольца между ними и соседними водоносными пластами.

Для отключения нижнего перфорированного горизонта применяют методы тампонирувания под давлением, установки цементного моста, засыпки песком, а также установки разбуриваемых пакеров самостоятельно или в сочетании с цементным мостом.

Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ)

ОРЭ применяется с целью повышения технико-экономической эффективности разработки за счет совмещения эксплуатационных объектов и осуществления посредством специального оборудования контроля и регулирования процесса отбора запасов отдельно по каждому объекту.

ОРЭ осуществляют путем оснащения скважин обычной конструкции оборудованием, разобщающим продуктивные пласты или путем использования для этих целей скважин специальной конструкции (рисунок 4).

Эффективность внедрения данной технологии заключается в:

- сокращении объемов бурения за счет использования ствола одной скважины;
- эксплуатации одновременно объектов с разными коллекторскими характеристиками и свойствами нефтей;
- повышении рентабельности отдельных скважин за счет подключения других объектов разработки или разных по свойствам пластов одного объекта разработки.

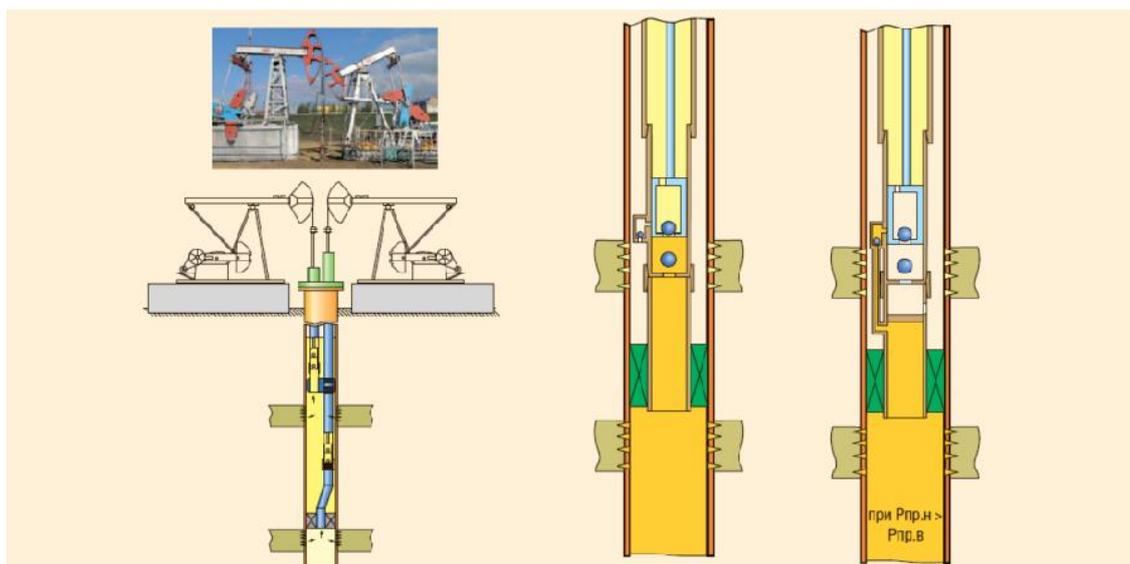


Рисунок 4 – Технология одновременно-раздельной эксплуатации скважин

Их применение повышает рентабельность отдельных скважин за счет подключения к ним других объектов разработки или разных по продуктивности пластов одного объекта разработки. За счет оптимизации работы объектов повышается производительность скважины. Использование ствола одной скважины и организация одновременного (совместного) отбора запасов углеводородов разных объектов разработки одной сеткой скважин сокращает объемы бурения.

Таким образом, технология ОРЭ позволяет значительно оптимизировать затраты на добычу нефти.

Бурение боковых стволов (зарезка боковых стволов)

Бурение боковых стволов из существующих скважин – эффективный способ капитального ремонта и реконструкции скважин. Технология особенно эффективна для месторождений на поздней стадии разработки.

Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти (ТриЗ), добыча которых ранее не представлялась возможной. Применение технологии ЗБС способствует увеличению нефтеотдачи пластов и фактически заменяет уплотнение скважин. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и сэкономить затраты на освоение скважины. Причем эксплуатация боковых стволов эффективна для всех типов залежей.

Ремонтно-изоляционные работы (РИР)

Ремонтно-изоляционные работы осуществляются с целью ликвидации негерметичностей эксплуатационной колонны и ограничения водопритока в скважину. РИР могут осуществляться различными тампонирующими материалами (цементом, жидким стеклом), установкой пластыря или пакерами (двухпакерными компоновками, например). Особенность этого вида ГТМ в том, что эффективность проведенных работ заключается скорее не в получении дополнительной добычи нефти, а в снижении содержания воды в продукции скважины.

РИР скважин проводят в случаях, когда необходимо:

- обеспечить изоляцию продуктивных объектов от вод;
- создать цементный стакан на забое скважины или цементный мост в колонне;
- перекрыть фильтр при переводе скважины на выше- или нижезалегающий горизонт;
- создать цементный пояс в призабойной зоне скважины для надежной изоляции;
- перекрыть дефекты в эксплуатационной колонне;
- изолировать продуктивные горизонты друг от друга в интервале спуска эксплуатационной колонны или хвостовика при зарезке и бурении второго ствола;
- закрепить призабойную зону скважины с целью уменьшения пробкообразования.

Основное требование к технологии - обеспечение закачки рабочих растворов изоляционного агента в скважину и продавливание в изолируемый интервал.

Это достигается за счет исключения из технологии условий и операций, способствующих разбавлению рабочих растворов, а также в результате заполнения скважины однородной по плотности жидкости; применение рабочих

растворов плотностью большей, чем плотность жидкости, заполняющей скважину; использования разбуриваемых пакеров.

ГТМ проводятся также и на нагнетательном фонде скважин. На нагнетательных скважинах проводят работы по очистке забоя скважины, обработке призабойной зоны с целью увеличения приемистости и/или выравнивания профиля приемистости, работы по ликвидации непроизводительной закачки (негерметичности эксплуатационных колонн, заколонных перетоков) и т.п.

В мировой практике существуют и другие классификации геолого-технических мероприятий. В одной из таких классификаций все методы делятся на две большие группы:

1. Методы повышения нефтеотдачи пластов.

- Тепловые методы: паротепловое воздействие на пласт; внутрислоевого горение; вытеснение нефти горячей водой; пароциклические обработки скважин; комбинированное воздействие.
- Газовые методы:
 - воздействие на пласт углеводородным газом;
 - воздействие на пласт диоксидом углерода (смешивающееся/ несмешивающееся вытеснение);
 - воздействие на пласт азотом; воздействие на пласт дымовыми газами;
 - водогазовое воздействие (включая двухфазные пенные системы);
 - комбинированное воздействие.
- Физико-химические методы, основанные на создании внутрислоевых оторочек химических композиций (суммарный объем воздействия более 1 % порового объема участка-элемента):
 - вытеснение нефти растворами ПАВ;
 - вытеснение нефти растворами полимеров и другими загущающими агентами;

- вытеснение растворителями, включая мицеллярные растворы; вытеснение нефти щелочными растворами;
- вытеснение нефти кислотами;
- комбинированное воздействие;
- регулирование внутрипластовых фильтрационных потоков (включая многообъемные осадкогелеобразующие композиции).
- Опытно-экспериментальные методы (включая микробиологическое, волновое, электрическое площадное воздействие на пласт и др).

2. Методы воздействия на пласт и скважинные технологии, обеспечивающие современный мировой уровень коэффициента нефтеизвлечения.

- Методы разработки месторождения, основанные на проектном массовом применении гидроразрыва пластов, горизонтальных и многозабойных скважин.
- Технологии регулирования режимов работы действующей системы разработки месторождений:
 - технологии нестационарного заводнения;
 - гидроразрыв пласта;
 - выравнивание (регулирование) профилей приемистости;
 - обработка призабойной зоны скважин различными методами (сейсмоакустическое, электрическое, кислотное, ПАВ, растворители и др.), включая системное воздействие на пласт.
- Технологии и методы улучшения (трансформирования) действующей системы разработки месторождения:
 - изменение системы заводнения (перенос фронта заводнения, организация очагов, разрезающих рядов, барьерного заводнения и др.);
 - уплотнение сетки скважин и бурение дополнительных скважин, включая вторые стволы и горизонтальные скважины;
 - разукрупнение объектов разработки или их приобщение.

Методы повышения нефтеотдачи (методы первой группы в приведенной классификации) являются комплексом принципиальных технологических решений, направленных на улучшенную выработку запасов нефти по сравнению с традиционным методом заводнения. При этом обеспечивается изменение структуры дренируемого объема пласта (увеличение коэффициента вытеснения нефти, масштабное увеличение охвата пласта воздействием, изменение геофизических характеристик системы коллектор – пластовые флюиды – вытесняющий агент). Отличительной чертой этих методов является необходимость существенных научно-исследовательских проработок в каждом конкретном случае, а также их затратный характер, повышенный технологический и экономический риск.

Методы второй группы, включая гидродинамические методы ПНП, являются в большей мере способами и технологиями, успешно апробированными современной наукой и практикой, использующие типовые задачи и решения на основе разработанных программно-имитационных моделей. Сами эти методы часто представляют собой необходимую часть проектов первой группы методов [4].

1.3. Достоинства и недостатки применения основных современных геолого-технических мероприятий

Для выявления значимости методов увеличения нефтеотдачи пласта необходимо рассмотреть преимущества и недостатки основных современных применяемых ГТМ [5]. В таблице 1 рассмотрены методы, применяемые на различных предприятиях нефтедобывающей отрасли, данные методы и технологии не могут быть названы инновационными, но могут успешно применяться для дополнительной добычи нефти.

Таблица 1 – Преимущества и недостатки основных геолого-технических мероприятий

Метод	Преимущества	Недостатки
Гидроразрыв пласта	1. Уменьшение расходов на подземное оборудование и прилегающие коммуникации; 2. Снижение капиталовложений при увеличении производительности малодебитных скважин.	1. Кратковременный прирост добычи; 2. Высокие затраты; 3. Трудоемкий и продолжительный процесс.
Солянокислотная обработка	1. Технология реализуется на базе отечественного оборудования и химпродуктов; 2. Является недорогостоящим методом.	Низкая длительность эффекта и низкий среднесуточный дебит.
ОПЗ растворителями и ПАВ	Наиболее эффективно применение этой технологии на одном гидродинамически связанном участке нагнетательной и добывающих скважин	Увеличивает загрязнение пласта и снижает технико-экономические показатели
Доперфорация	1. Высокая длительность эффекта; 2. Средний суточный прирост дебита.	Снижает технико-экономические показатели.
Зарезка боковых стволов	1. Приемлем для пласта любой мощности, на любой стадии разработки месторождения; 2. Позволяет вывести скважины из бездействующего фонда; 3. Позволяет увеличить нефтеотдачу на 20-30 %; 4. Ликвидация аварий с обсадными колоннами и внутрискважинным оборудованием; 5. Значительно дешевле бурить боковой ствол вместо полноценной разведочной скважины; 6. Высокий среднесуточный прирост дебита;	1. Требуется больших финансовых вложений (покупка оборудования, обучение персонала); 2. Длительность операции.

Одновременная раздельная эксплуатация скважин	1.Одновременная эксплуатация объектов с разными коллекторскими характеристиками и свойствами нефти; 2.Повышение рентабельности отдельных скважин за счет подключения других объектов разработки или разных по свойствам пластов одного объекта разработки.	1.Увеличение технологических рисков при эксплуатации, ремонте оборудования, проведении ГТМ; 2.Ограничения: диаметр эксплуатационной колонны, глубина скважины.
--	---	---

1.4. Критерии эффективности применения геолого-технических мероприятий

Очевидно, что при подборе вида ГТМ вопрос их эффективности выносится на первый план и является одной из основ целесообразности всего проекта по добыче нефти. С этой целью перечень ГТМ планируется и уточняется при разработке бизнес-планов любого нефтедобывающего предприятия и в процессе их реализации подвергается планомерной коррекции и уточнению по мере поступления актуальной информации по объемам добычи с месторождения.

Логично предположить, что существует производственная необходимость в оценке методов и критериев эффективности ГТМ. Несмотря на публикацию нескольких руководящих документов, регламентирующих подходы к оценке эффективности ГТМ, не существует однозначного мнения о том, какие методы считать эффективными: те, которые имеют положительный общий эффект, или те, которые позволяют достичь эффекта за счет увеличения нефтеотдачи, либо за счет интенсификации добычи нефти [6].

Основным критерием прогнозирования дополнительной добычи нефти и оценки технологической эффективности ГТМ является темп падения дебита, рассчитанный по экспоненциальной зависимости.

$$\alpha = \ln \frac{q_n}{q_k}, \quad (1)$$

где q_n – добыча на начало расчётного периода (месяц 1);

q_k – добыча на конец расчётного периода (месяц 12).

1.5. Способы анализа эффективности геолого-технических мероприятий

Для оценки эффективности проведения ГТМ, принципиально, возможны два подхода.

Первый из них основан на применении математических гидродинамических моделей нефтяного пласта [7]. Такие модели построены на основе дифференциальных уравнений в частных производных, описывающих движение различных фаз вещества, таких как нефть, вода, газ в пласте. Гидродинамические модели хорошо согласуются с пониманием физических явлений, происходящих внутри нефтяного пласта, однако, их применение на практике затруднено, во-первых, из-за трудоёмкости создания и, во-вторых, из-за необходимости периодической и также достаточно трудоёмкой подстройки (актуализации) модели по истории разработки. Кроме того, точность математических моделей не достаточно высока для применения их в оперативном управлении применительно к отдельным скважинам. Поэтому на практике гидродинамические математические модели используются, как правило, для целей проектирования (допроектирования) нефтяных месторождений на долгосрочную (несколько десятков лет) и среднесрочную (обычно, каждые пять лет) перспективу с выдачей обобщенных показателей разработки, таких как объёмы добычи нефти, объёмы закачки воды, густота сетки, интенсивность разбуривания и т.п. Для целей оперативного управления математические гидродинамические модели иногда используются при расчете прогнозных эффектов некоторых видов дорогостоящих ГТМ, например, бурения новых скважин.

На практике же среди всего разнообразия методов оценки технологической эффективности различных ГТМ, а также методов повышения нефтеотдачи пластов, как в России, так и за рубежом выделялись экстраполяционные методы, или методы характеристик вытеснения нефти водой. В основу этих методов заложено построение базового уровня добычи нефти, при условии, если бы ГТМ не проводились, путем экстраполяции предыстории и сравнения этого уровня с фактической добычей нефти при проведении ГТМ.

Если рассматривать практическую деятельность нефтяных компаний по оценке производительности, то можно отметить, что даже применительно к одной скважине в различные периоды времени наиболее точными могут быть различные аппроксимационные зависимости. Необоснованное применение только одной зависимости на месторождениях с различными геолого-физическими свойствами и особенностями разработки связано с определенным риском. Именно поэтому в методиках нефтяных компаний расчет ведется по нескольким аппроксимационным зависимостям и из них, как правило, по величине коэффициента корреляции, выбирается наиболее точная оценка [8,9].

С целью оценки эффективности ГТМ скважины делят по степени реакции на проведенные работы. Отреагировавшей считается скважина, по которой получен положительный эффект или дополнительная добыча нефти, скважина, по которой получен отрицательный эффект, считается не отреагировавшей на ГТМ. На практике используют подход, при котором оценивают только положительно отреагировавшие скважины.

Для оценки эффективности ГТМ используется следующий принцип: если по отдельной добывающей скважине участка воздействия имеет место положительный эффект, то его продолжительность рассчитывается до тех пор, пока фактическая добыча нефти не снизится ниже базового уровня; если по скважине имеет место отрицательный эффект, либо сразу после проведения ГТМ, или после кратковременного положительного эффекта, то расчет эффекта

прекращается, то есть рассчитывается только положительная составляющая эффекта.

С точки зрения оценки окончания эффекта от ГТМ необходимо учесть, что при построении базового уровня добычи нефти по отдельным скважинам предполагается, что если с момента проведения ГТМ до момента проведения расчетов ничего не будет проводиться, то фактическая добыча нефти должна быть равна базовой добыче. Все, что выше базовой добычи нефти – есть дополнительная добыча нефти за счет проведения ГТМ, но также (о чем, как правило, забывается) – все, что ниже базовой добычи – есть потери текущей добычи нефти, также обусловленные проведением ГТМ [8].

Абсолютная дополнительная добыча нефти, полученная после применения ГТМ, оценивается общим эффектом, представляющим сумму эффекта за счет проведения ГТМ и эффекта за счет изменения коэффициента эксплуатации скважин (рисунок 5). Эффект ГТМ есть сумма эффекта за счет снижения обводненности или увеличения нефтеотдачи и эффекта за счет интенсификации добычи жидкости. Эффективными считаются ГТМ, имеющие положительный эффект от их проведения. При этом эффективными могут быть ГТМ, обеспечивающие не только прирост добычи нефти, но и снижение темпа ее падения. Более приоритетными считаются ГТМ, имеющие положительный эффект от их проведения и положительный эффект за счет снижения обводненности продукции. Помимо указанных показателей эффективности рассчитываются объем дополнительно добытой попутной воды, дебиты нефти и жидкости, обводненность продукции, темп снижения дебита нефти до и после проведения ГТМ.



Рисунок 5 – Составляющие эффекта от проведения геолого-технического мероприятия

Такой расчет имеет существенный недостаток, поскольку не учитывает динамики изменения добычи нефти, существующей независимо от проводимого мероприятия. Это может привести как к завышению эффекта, так и к его занижению.

Как решение этой проблемы можно использовать подход, основанный на методике построения базовых кривых, то есть таких кривых, которые отражали бы динамику добычи в предположении отсутствия мероприятия [10]. Базовые кривые строятся при помощи аппроксимации фактических данных эксплуатации скважины по истории разработки. В этом случае эффект от фактически проведенного мероприятия следует рассматривать как разность между кривой фактической добычи и базовой кривой.

Для оценки прогнозного эффекта в таком случае используется усреднение фактических эффектов от данного вида ГТМ по истории разработки. Усреднение проводится по «принципу подобия»: по мероприятиям данного вида, проводившимся на однотипных скважинах, эксплуатировавшихся при близких

условиях разработки. Такой подход позволяет уйти от применения громоздких гидродинамических моделей, прогнозная точность которых по отдельным скважинам не соответствует затратам на их создание и эксплуатацию [12].

1.6. Методика подбора геолого-технических мероприятий с учётом геофизических условий пласта.

Целесообразность и возможность проведения ГТМ зависят от общего состояния скважины, определяемого при помощи гидродинамических исследований (ГДИС). При этом лишь в редких случаях ситуация складывается таким образом, что по результатам исследований скважины для повышения ее производительности может быть применен только один вид ГТМ.

Выбор определенного вида ГТМ для конкретной скважины является нетривиальной задачей не только потому, что существует несколько допустимых вариантов ее решения. Следует учитывать, что любое необоснованное расчетами вмешательство подобного рода в процесс эксплуатации скважины может привести к экономическим потерям, которые исчисляются не только прямыми затратами на проведение мероприятия, но также и недополученной прибылью [1].

Комплексный подход к планированию ГТМ позволяет решать задачи повышения эффективности разработки залежей и месторождения в целом. Актуальность работ, направленных на реализацию комплексного подхода к планированию ГТМ, обусловлена следующими факторами:

- сокращением легкоизвлекаемых запасов и, как следствие, необходимостью вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов с помощью применения различных методов стимуляции отдельных зон пластов;
- снижением «качества» скважин-кандидатов и эффективности повторных ГТМ;
- большим числом скважин, требующих проведения ГТМ.

Очевидно, что точечный (поскважинный) подход к оценке потенциала внедрения отдельных видов ГТМ не обеспечивает оперативного подбора скважин-кандидатов, так как требует высоких трудозатрат специалистов, особенно это касается уникальных и крупных (по запасам) месторождений, где эксплуатационный фонд зачастую составляет тысячи скважин. Для таких месторождений необходим комплексный подход к оценке соответствия скважины всем параметрам для проведения ГТМ, который должен включать:

- интеграцию необходимой геолого-промысловой информации;
- обоснование критериев для выбора скважин-кандидатов под отдельные виды ГТМ;
- оценку рисков проведения мероприятий;
- ранжирование скважин-кандидатов на основе полученных комплексных параметров;
- расчет добычного потенциала скважин и экономическую оценку целесообразности проведения ГТМ.

В настоящее время на средних и мелких (по запасам) месторождениях распространенным подходом к подбору ГТМ является индивидуальное рассмотрение каждой скважины. На большом фонде скважин реализация данного способа занимает очень много времени, поэтому необходимо выполнять сортировку скважин с помощью фильтров по набору критериев. Однако такой подход не всегда успешен, так как скважины оцениваются не комплексно. В связи с этим с целью совершенствования подхода к выбору скважин-кандидатов для отдельных видов ГТМ необходимо решить следующие задачи:

1. Выделение основных факторов (критериев), влияющих на успешность (неуспешность) проведения ГТМ в определенных геолого-промысловых условиях.

2. Расчет потенциала увеличения добычи нефти с использованием фактических данных по эксплуатации скважин и гидродинамических моделей пластов, адекватных по качеству и объему информации.

3. Разработка комплексной программы ГТМ с учетом всех выявленных критериев с помощью математических расчетов (ранжирования по критериям).

Скважины выбираются на основе комплексного (обобщенного) параметра, являющегося функцией нескольких критериев. В качестве такого параметра применяется произведение частных критериев, имеющих определенный вес k , который отражает величину критерия. Вес критериев определяется по результатам анализа ГТМ прошлых лет. Функция задается в виде:

$$K = k_1.k_2.k_3.k_4.k_5...k_n. \quad (2)$$

Вычислив обобщенный параметр для всех скважин, вошедших в расчет, на основе ранжирования полученных результатов можно выделить наиболее перспективные скважины-кандидаты для дальнейшего их включения в график проведения ГТМ.

Выбор скважин-кандидатов на проведение определенного вида ГТМ ведется в соответствии с этапами системного анализа проблемных ситуаций [11]:

1. Анализ ситуации (выявление потребности на проведение ГТМ для конкретной скважины).
2. Установление целей (определение параметров, на изменение значений которых должно быть направлено ГТМ).
3. Выработка решений и анализ альтернатив (формирование перечня возможных видов ГТМ для достижения поставленных целей, оценка их эффективности).
4. Реализация решения (проведение ГТМ).
5. Оценка результатов (мониторинг состояния скважины после проведения ГТМ, анализ результатов).

2. ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

2.1. Анализ геолого-промысловых особенностей месторождений

X нефтегазоконденсатное месторождение.

X нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1969 г. Опытная промышленная разработка месторождения была начата в 1992 г., в промышленной эксплуатации находится с 2003 г. Месторождение находится на первой стадии разработки, разрабатывается на газонапорном и частично водонапорном режиме.

На нефтяной части залежи формируется система ППД путем закачки воды и опытные работы по организации сайклинг-процесса на газовой части залежи.

В процессе разведки и эксплуатационного разбуривания X месторождения длившихся с 1969 г. по настоящее время была установлена промышленная нефтегазоносность «» горизонтов. Основные запасы месторождения сосредоточены в основной нефтегазоконденсатной залежи пласта В10 и нефтяной залежи пласта В3.

В разрезе X горизонта выделено несколько литотипов: брекчии, песчаники разномерные гравелитистые, песчаники крупно-среднезернистые, песчаники мелко-среднезернистые, песчаники мелкозернистые, песчаники мелкозернистые алевритовые. Непродуктивная часть разреза представлена алевритами глинистыми, аргиллитами, смешанными карбонатно-глинистыми породами, доломитами микрокристаллическими алевритистыми.

Особое место в породах X горизонта занимает солевой цемент, представленный кристаллами галита. Породы с пониженным содержанием галита отличаются лучшими коллекторскими свойствами и характеризуются высокими дебитами нефти. С увеличением ФЕС пород наблюдается уменьшение

концентрации галита в породе и при пористости от 12% до 20% максимальная концентрация галита не превышает 5%.

На 01.01.2019 г. на месторождении пробурено 428 наклонно-направленных и 175 горизонтальных эксплуатационных скважин. Достаточно высокая плотность эксплуатационного бурения в сочетании с прогнозом Нэф по данным сейсмики 3D позволили уточнить распределение эффективных толщин продуктивной части разреза и выделить в западной части площади три литологически-экранированные линзы, в пределах которых сформировались обособленные залежи УВ.

По состоянию на 01.01.2019 г. на X объекте числится 493 скважины, из них нефтяных – 277 (в т.ч. действующих - 213, в бездействии – 30, в освоении – 34), газовых – 23 (в т.ч. действующих – пять, в освоении - 18), водонагнетательных – 106 (в т.ч. действующих - 91, в бездействии – 13, в освоении - две), газонагнетательных – 16 (в том числе действующих – 11, в освоении - пять), в консервации – 13, ликвидированных и ожидающих ликвидацию – 16, контрольных – 42.

Графики разработки и показатели эксплуатации месторождения приведены на рисунках 6-10.

На X месторождении в период с 2016-2018 год наблюдается значительное увеличение закачки воды в пласт при незначительном увеличении количества нагнетательных скважин и незначительном росте добычи нефти (рисунок 6). Это говорит об истощении пластовой энергии и вынужденном переводе фонда скважин на механизированный способ добычи с поддержкой пластового давления путём закачки воды в нефтяной пласт.

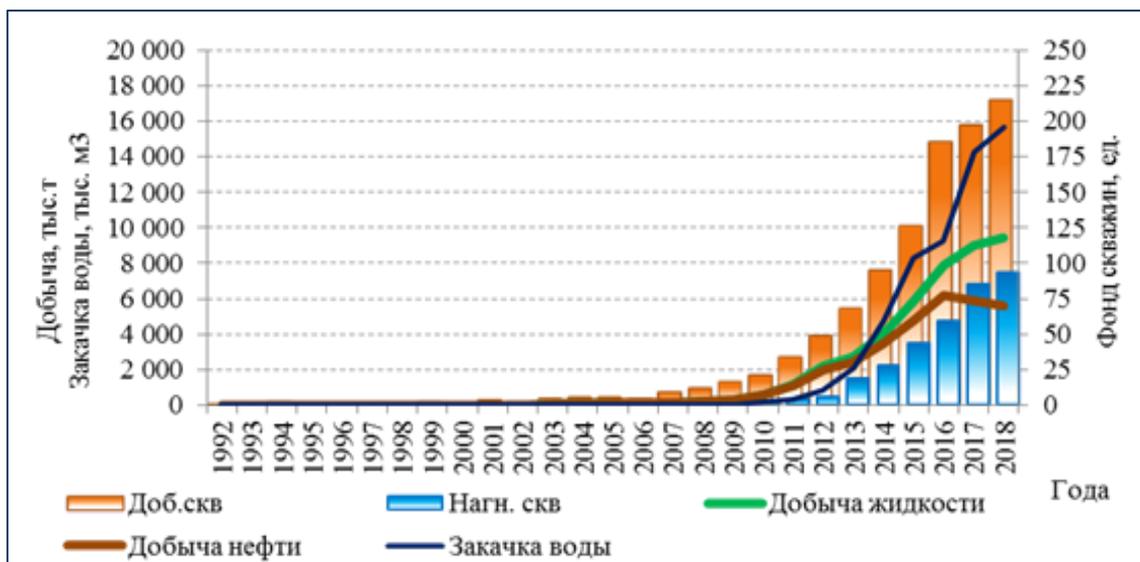


Рисунок 6 – Динамика добычи нефти, жидкости и действующего фонда скважин X месторождения

На рисунке 7 отчетливо видно, что в период с 2015-2018 год значительно увеличивается обводненность продукции, но при этом показатели дебита нефти и дебита жидкости идут на спад.

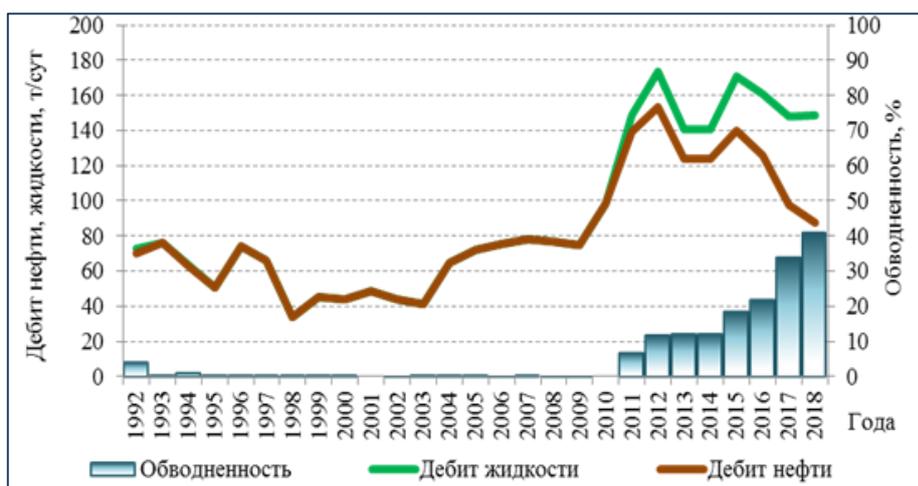


Рисунок 7 – Динамика дебитов нефти, жидкости и обводненности добываемой продукции на X месторождения

На основании данных, представленных на рисунке 8 можно сделать вывод о том, что в период с 2016 по 2017 год при увеличении закачки сухого газа в пласт идет рост добычи газа газовой шапки и конденсата, но в 2018 году происходит спад добычи газа газовой шапки в связи с ее истощением.



Рисунок 8 – Динамика добычи газа газовой шапки, свободного газа, конденсата и закачки сухого газа X месторождения

Действующий фонд газовых скважин X месторождения в период с 2005-2018 год насчитывал от 1 до 5 добывающих скважин. Проанализировав рисунок 9 можно сделать вывод, что наибольший дебит газа и дебит конденсата достигался при 2 действующих скважинах.

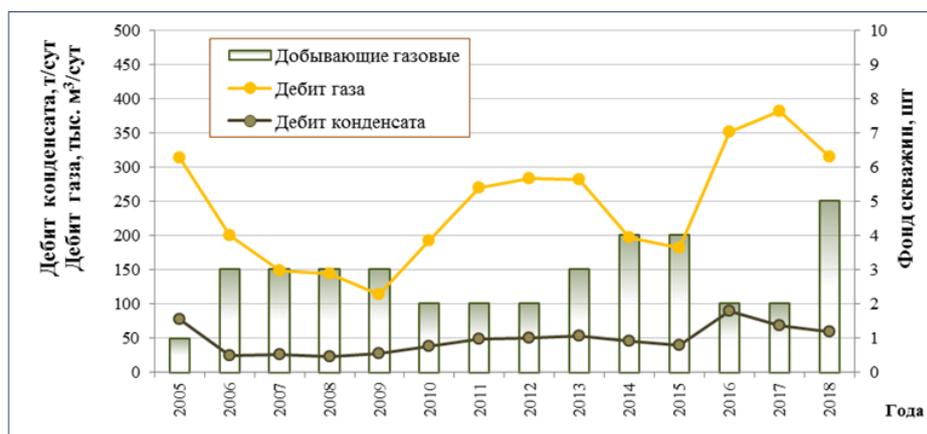


Рисунок 9 – Динамика дебитов газа, конденсата и действующего фонда газовых скважин X месторождения

На X месторождении значения показателя приемистости газа были практически равны в 2013 и 2018 году, но при этом действующий фонд газонагнетательных скважин насчитывал 2 и 11 скважин соответственно (рисунок 10). Это свидетельствует об ухудшении приёмистости призабойной зоны пласта в процессе эксплуатации и необходимости проводить геолого-

технические мероприятия, направленные на очистку ПЗП и уменьшения значения скин-фактора.



Рисунок 10 – Динамика приемистости газа и действующего фонда газонагнетательных скважин X месторождения

Всего за 2018 г. добыча нефти составила 5 573 тыс. т, жидкости 9 431,8 тыс. т, темп отбора от НИЗ – 7,6 %, от ТИЗ – 13,9 %. Текущий ВНФ 0,69 т/т, накопленный 0,33 т/т. Добыча газа газовой шапки в 2018 г. составила 1681,6 млн. м³, добыча конденсата – 342 тыс. т.

По количеству подсчитанных запасов нефти месторождение относится к крупным, по геологическому строению – к сложным [13].

У нефтегазоконденсатное месторождение.

В процессе выполнения поисково-разведочных работ было установлено, что основной объем запасов нефти У месторождения сосредоточен в карбонатных отложениях нижнего пласта устькутского горизонта (Б5), в котором выявлены четыре промышленных залежи нефти. Продуктивный пласт Б5 мощностью от 18 до 26 м сложен доломитами, массивными, пористо-кавернозными. Поры и каверны нередко выполнены солью.

Формирование нижеустькутского горизонта происходило на фоне трансгрессии и сопровождалось относительным опреснением. Увеличение привноса терригенного материала, выразилось в накоплении в основании нижеустькутского горизонта 5-8 м глинистого реперного пласта, представленного микрокристаллическими глинистыми доломитами, на

начальных этапах трансгрессии формировавшимися в условиях крайнего мелководья.

В разрезе горизонта выделено три седиментационных цикла толщиной до 10-15 м, реперные пласты которых достаточно уверенно прослеживаются по площади и представлены плотными сероцветными доломитами.

Верхние надреперные части циклов мощностью от 3 до 15 м сложены комковато-сгустковыми доломитами, формировавшимися в условиях теплого гидродинамически активного мелководного бассейна нормальной солености и обладавшими значительным коллекторским потенциалом.

На завершающей стадии формирования горизонта произошло осолонение бассейна, проявившееся в образовании сульфатизированных доломитов и обширных зон замещения коллекторов.

Если в районе X площади мощность осадочного чехла составляет в среднем 2500 м, то на Y, расположенной в 170 км к северо-востоку, толщина разреза сокращается до 2000 - 1780 м.

В осадочной толще отчетливо выделяется три структурно-тектонических подэтажа: подсолевой, солевой и надсолевой.

На Y площади, интенсивные поглощения бурового раствора зафиксированы при проходке траппов, а также в отложениях бельской и усольской свит, разрез которой содержит пласты солей, склонных к кавернообразованию. Кроме того, в осинском горизонте усольской свиты в зонах с хорошими коллекторскими свойствами отмечается АВПД и интенсивные нефтегазопроявления.

Неблагоприятными условиями при исследовании разреза геофизическими методами и интерпретации данных являются глубокое повышающее проникновение раствора в пласты-коллекторы, засоление, полиминеральный состав пород, сложная структура пустотного пространства и др.

Продуктивными отложениями Y месторождения являются нефтегазоносные карбонатные породы отложения осинского горизонта

усольской свиты нижнего кембрия, устькутского горизонта тэтэрской свиты и преобразенского горизонта катангской свиты верхнего венда.

По состоянию на 01.01.2020 г. на У НГКМ пробурено 105 скважин, из которых в 23 скважинах отобран керн из продуктивной части разреза.

Гидродинамическая система месторождения изучена слабо. Данные о пластовом давлении в законтурных частях залежей отсутствуют. Приемистость поглощающих горизонтов в скважинах не определялась.

Поскольку выявленные на У месторождении залежи нефти имеют тектонические и литологические ограничения, наличие которых предполагает отсутствие связи продуктивной части резервуара с законтурной областью на значительной части залежи, можно предположить, что на первых стадиях разработки приоритет следует отдать упругому режиму.

По мере истощения энергетических ресурсов упругого режима, ведущая роль в дренировании залежей может перейти к водонапорному и упруго - водонапорному режиму дренирования.

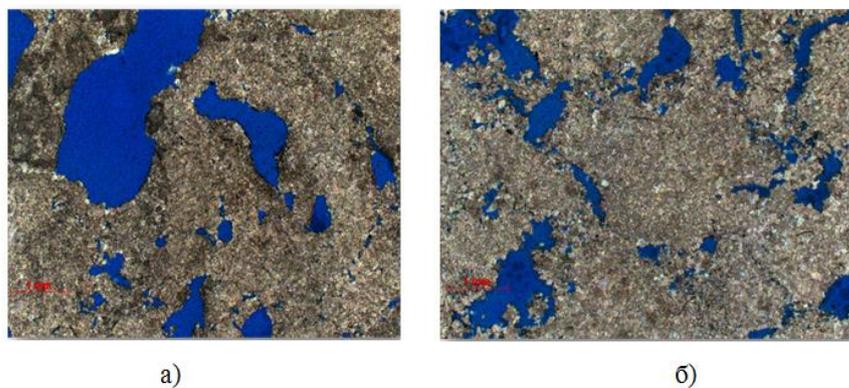


Рисунок 11 – Доломит разнокристаллический с реликтовой органогенно-водородной структурой (скважина 71, глубина отбора а)2411,2 м, б)242,9м).

Породы-коллекторы пласта Б5 представлены доломитами разнокристаллическими и разнокристаллическими с реликтовой органогенно-водородной структурой с поровым, порово-каверновым, редко трещинным типом пустотного пространства (до 25%), обусловленного наличием межкристаллических пустот, сформировавшихся в процессе доломитизации и

выщелачивания. Породы в разной степени кавернозны, засолены и трещиноваты (рисунок 11).

Засолонение доломитов имеет широкое развитие и характеризуется различной интенсивностью. Породы с пониженным содержанием галита отличаются лучшими коллекторскими свойствами и характеризуются высокими дебитами нефти. Породы-коллекторы с высокими значениями общей пористости ($K_p > 9 \%$) и проницаемости ($K_{пр} > 1 \text{ мД}$) отличаются гораздо более низким содержанием солей (менее 5 %), а зачастую их полным отсутствием. Засолонение порового пространства не сказывается существенно на ФЕС при K_p более 9 %

Максимальные уровни добычи нефти и жидкости на месторождении (519,3 тыс. т и 1286,5 тыс. т соответственно) были достигнуты в 2018 г.

Обводненность продукции за 2018 г. составила 59,6 %. Среднегодовой дебит нефти составил 77,8 т/сут, жидкости – 177,2 т/сут. Закачка воды составила 174,6 тыс.м³, что компенсировало отбор жидкости на – 11,3%. Графики разработки и показатели эксплуатации месторождения приведены на рисунках 12 и 13.

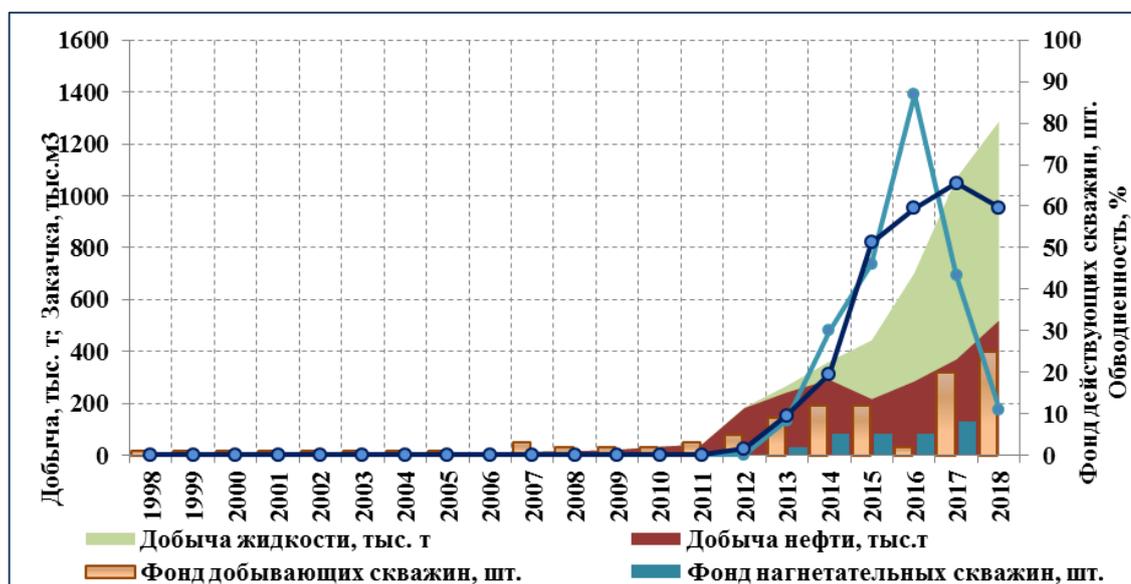


Рисунок 12 – Динамика добычи нефти, жидкости, закачки и обводненности скважин У месторождения

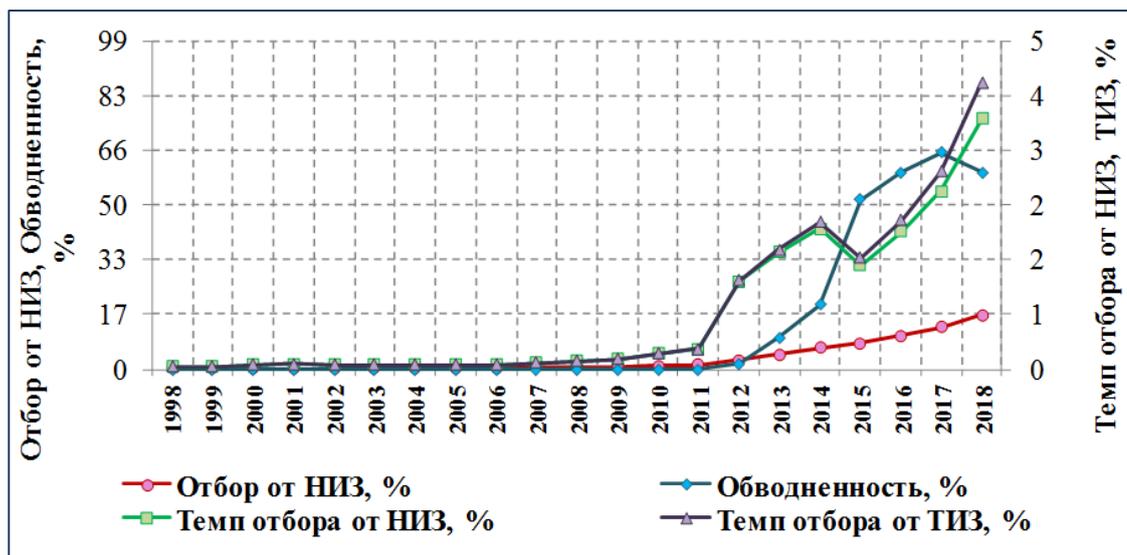


Рисунок 13 – Технологические показатели разработки У месторождения за 2018 год.

По количеству подсчитанных запасов нефти У месторождение относится к средним, по геологическому строению – к сложным [14].

2.2. Подбор комплекса геолого-технических мероприятий для группы месторождений со схожими геолого-промысловыми условиями

Процесс формирования программы ГТМ индивидуален для каждого месторождения. В зависимости от геологических особенностей конкретного месторождения из множества вариантов выбираются те виды мероприятий, по которым прогнозируется максимальный эффект, выражающийся, как правило, в дополнительной добыче нефти.

Для подбора ГТМ необходимо собрать и проанализировать достаточно большое количество исходных данных. Условно их можно разделить на три группы: геологические, технологические и технические.

К геологическим относятся карты:

- начальной нефтенасыщенной толщины
- остаточной нефтенасыщенной толщины (ОННТ);
- проницаемости;
- текущей насыщенности/прогнозной обводненности;

- изобар;
- контуров фильтрации нефти и воды.

Данные по скважинам (технологические) включают в себя:

- результаты интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС);
- траектории скважин;
- базы данных перфораций;
- технологические режимы и месячные эксплуатационные рапорты за всю историю;
- координаты пластопересечений, устьев;
- результаты компенсации отборов закачкой по элементам заводнения;
- РVT-свойства, модифицированные относительные фазовые проницаемости, справочник пластов.

Данные о техническом состоянии скважин:

- информация по промыслово-геофизическим исследованиям (ПГИ) о негерметичности эксплуатационных колонн, заколонной циркуляции, источниках обводнения;
- неработающий/аварийный фонд;
- состояние текущего забоя.

Первым этапом при формировании комплекса ГТМ и подборе скважин-кандидатов для их проведения анализируются параметры работы всех скважин на текущем режиме, из которых выявляются скважины с падением уровня добычи. Далее по факторному анализу определяются значения и причины снижения дебитов нефти:

- за счет пластового давления;
- забойного давления;
- снижения продуктивности;
- изменения обводненности.

Обобщенная схема анализа причин снижения дебита нефти и основные способы интенсификации добычи представлена на рисунке 14.

В добывающих скважинах важно не допускать снижения забойного давления ниже давления насыщения, поскольку тогда в ближайшей прискважинной зоне нефтяных пластов происходит разгазирование нефти и распад однородного флюида на газообразную, жидкую и твердую фазы. В результате происходит интенсификация солеотложения, выпадение АСПО в призабойной зоне, преждевременные отказы насосного оборудования и опережающее обводнение, и как следствие происходит снижение коэффициента продуктивности скважины по нефти.



Рисунок 14 – Факторный анализ причин снижения добычи нефти и основные способы ее интенсификации

Снижение коэффициента продуктивности скважины говорит о затруднённой фильтрации пластового флюида вблизи забоя скважины.

Снижение проницаемости призабойной зоны пласта происходит в результате следующих факторов:

- эксплуатация скважин сопровождается нарушением термобарического равновесия в призабойной зоне (дроссельный эффект), что приводит к выделению из нефти растворенного газа, отложению парафина и асфальтосмолистых веществ, закупоривающих поровое пространство;
- призабойная зона существенно загрязняется при проведении текущего и капитального ремонтов в скважинах в результате проникновения в нее жидкости глушения;
- приток нефти в скважину сопровождается выносом песка из призабойной зоны и образованием песчаных пробок, перекрывающих фильтр скважины;
- также можно выделить биологические факторы, обуславливающие загрязнение призабойной зоны продуктами жизнедеятельности микроорганизмов и бактерий.

Для обобщения всех видов механизмов нарушения коллектора, влияющих на ухудшение проницаемости и пористости околоскважинного пространства продуктивного пласта используется понятие скин-фактора. Мероприятия, снижающие скин-фактор, а, следовательно, увеличивающие проницаемость ПЗП, представлены на рисунке 15.

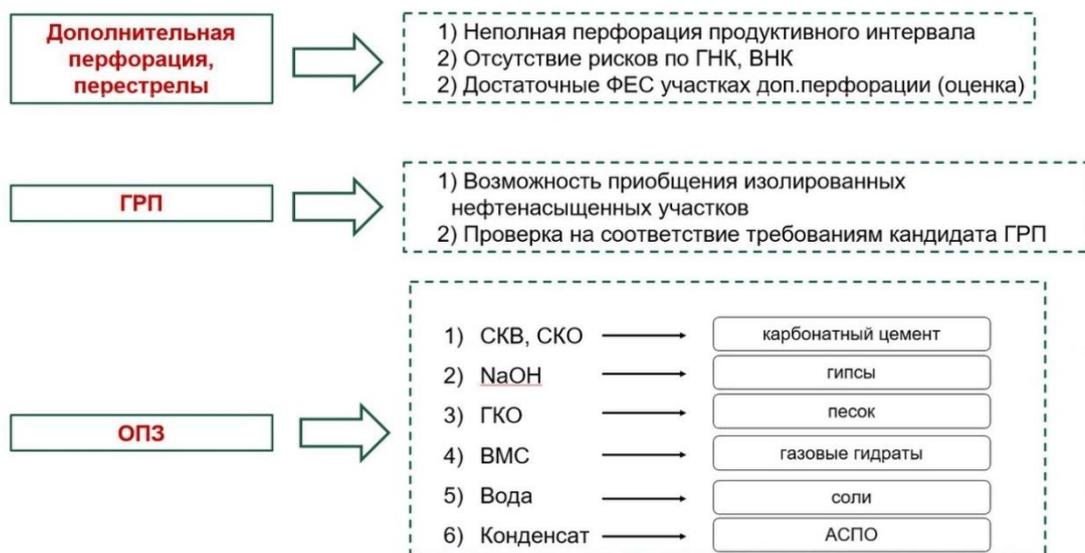


Рисунок 15 – Мероприятия по снижению скин-фактора

В связи с тем, что попутно-добываемая вода на месторождениях Иркутской области относится к рассолам и пересыщена по хлориду натрия, карбонату кальция и сульфату кальция, это обуславливает более интенсивное отложение гипса, галита и кальцита в ПЗП и на ГНО.

Поэтому планирование мероприятий по обработке призабойной зоны пласта должно включать в себя реализацию технологий управления солеотложением.

2.3. Анализ показателей геолого-технических мероприятий

Компанией недропользователем в 2019 году предусматривалось проведение комплекса геолого-технических мероприятий на базовом фонде, таких как:

- гидроразрыв пласта (ГРП) – 27 скважин;
- оптимизация режимов работы добывающих скважин – 24 скважины;
- физико-химические методы на добывающих скважинах (ОПЗ при КРС) – 9 скважин;
- ликвидация аварий (ЛА) – 25 скважин;
- ремонтно-изоляционные работы (РИР) – 8 скважин;

- перфорационные методы (дострелы, перестрелы, переводы с других объектов) – 4 скважины;
- вывод из бездействия (ВБД) – 14 скважин;
- переход на механизированный способ добычи (ПМД) – 16 скважин.

Факт выполнения программы геолого-технических мероприятий за 2019 год для группы месторождений Иркутской области представлены на рисунке 25 (Приложение А).

Основной объем дополнительной добычи (25,1%) планировалось получить за счет перехода на механизированный способ добычи (98,7 тыс.т) и оптимизации режимов работы добывающих скважин (86,3 тыс.т). По другим мероприятиям суммарная дополнительная добыча ожидалась на уровне 208,5 тыс.т. Прогноз дополнительной добычи от ГТМ был выполнен без учета переходящего эффекта от мероприятий. Распределение дополнительной добычи нефти (план) по видам ГТМ представлено на рисунке 16.

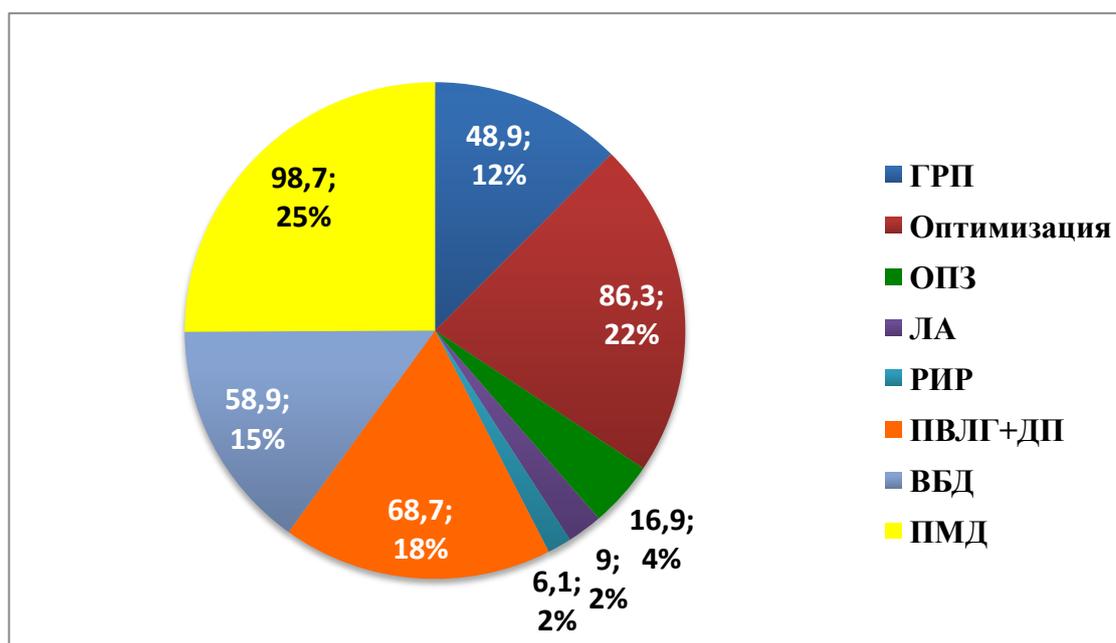


Рисунок 16 – Распределение дополнительной добычи (план) по видам геолого-технических мероприятий

По факту за 2019 год было проведено меньшее количество мероприятий, чем планировалось (план – 127 скважино-операций, факт – 98 скважино-

операций), однако общая и удельная эффективность оказались выше прогнозных значений. Прогнозная общая эффективность составляла 393,5 тыс. тонн, фактическая – 510,5 тыс. тонн. Удельная эффективность прогнозировалась в размере 3,1 тыс. т/скв.-опер., фактическое значение составило 5,2 тыс. т/скв.-опер., что выше на 68%.

За счет проведения ГРП планировалось получить 48,9 тыс.тонн нефти (1,8 тыс.т./скв.-опер.). Фактически от мероприятий, проведенных в 2019 году (без учета переходящего эффекта), получено 90,1 тыс.тонн (4,7 тыс.т/скв.-опер.).

За счет оптимизации режимов работы добывающих скважин планировалось получить 86,3 тыс.тонн нефти (3,6 тыс.т./скв.-опер.). Фактически от мероприятий, проведенных в 2019 году (без учета переходящего эффекта), получено 144,3 тыс.тонн (6,0 тыс.т/скв.-опер.).

За счет проведения ОПЗ планировалось получить 16,9 тыс.тонн нефти (1,9 тыс.т./скв.-опер.). Фактически от мероприятий, проведенных в 2019 году (без учета переходящего эффекта), получено 49,5 тыс.тонн (2,5 тыс.т/скв.-опер.).

За счет ликвидации аварий планировалось получить 9 тыс.тонн нефти (0,4 тыс.т./скв.-опер.). Фактически от мероприятий, проведенных в 2019 году (без учета переходящего эффекта), получено 47,6 тыс.тонн (47,6 тыс.т/скв.-опер.).

За счет проведения РИР планировалось получить 6,1 тыс.тонн нефти (0,8 тыс.т./скв.-опер.). Фактически от мероприятий, проведенных в 2019 году (без учета переходящего эффекта), получено 3,4 тыс.тонн (3,4 тыс.т/скв.-опер.).

За счет проведения перфорационных методов планировалось получить 68,7 тыс.тонн нефти (17,2 тыс.т./скв.-опер.). Фактически от мероприятий, проведенных в 2019 году (без учета переходящего эффекта), получено 35,5 тыс.тонн (3,6 тыс.т/скв.-опер.).

За счет вывода скважин из бездействия планировалось получить 58,9 тыс.тонн нефти (4,2 тыс.т./скв.-опер.). Фактически от мероприятий, проведенных в 2019 году (без учета переходящего эффекта), получено 81,6 тыс.тонн (9,0 тыс.т/скв.-опер.).

За счет перехода на механизированный способ добычи планировалось получить 98,7 тыс.тонн нефти (6,2 тыс.т./скв.-опер.). Фактически от мероприятий, проведенных в 2019 году (без учета переходящего эффекта), получено 58,5 тыс.тонн (9,8 тыс.т/скв.-опер.).

Распределение фактической дополнительной добычи нефти по видам ГТМ представлено на рисунке 17.

В целом, фактическая дополнительная добыча нефти по геолого-техническим мероприятиям за 2019 год выше прогнозной на 117 тыс.тонн, что, в основном, связано с большей удельной эффективностью проведения мероприятий.

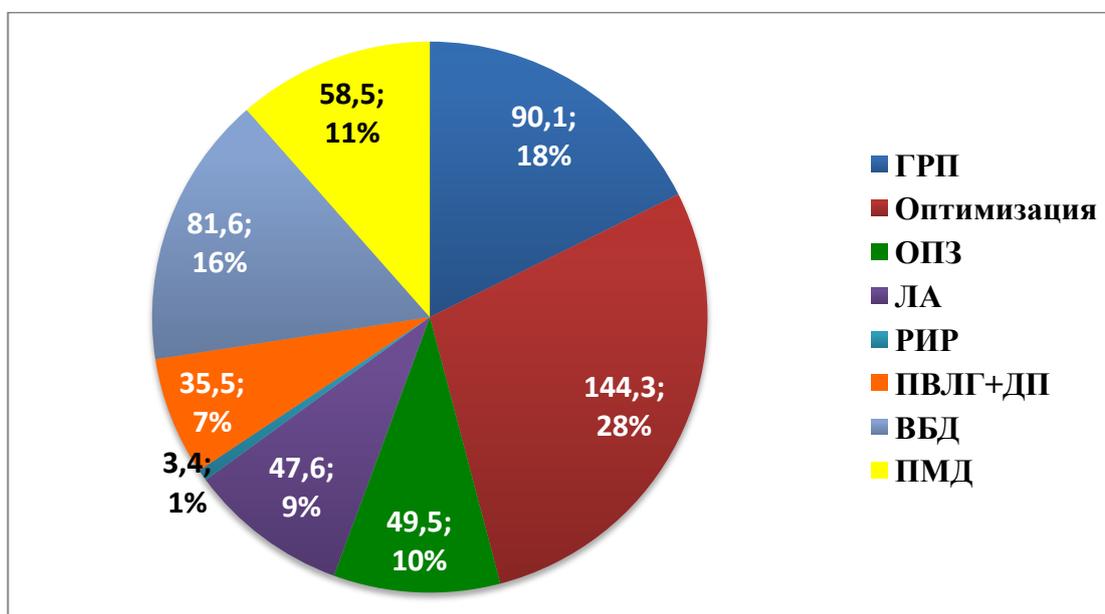


Рисунок 17 – Распределение дополнительной добычи (факт) по видам геолого-технических мероприятий

Максимальный удельный технологический эффект приходится на ликвидацию аварий, вторым по эффективности мероприятием является переход на механизированный способ добычи. Высокой эффективностью характеризуются мероприятия по выводу скважин из бездействия, гидроразрыву пласта и ОПЗ. Наименьший показатель эффективности получен при проведении РИР – 3,4 тыс.т/скв.-опер.

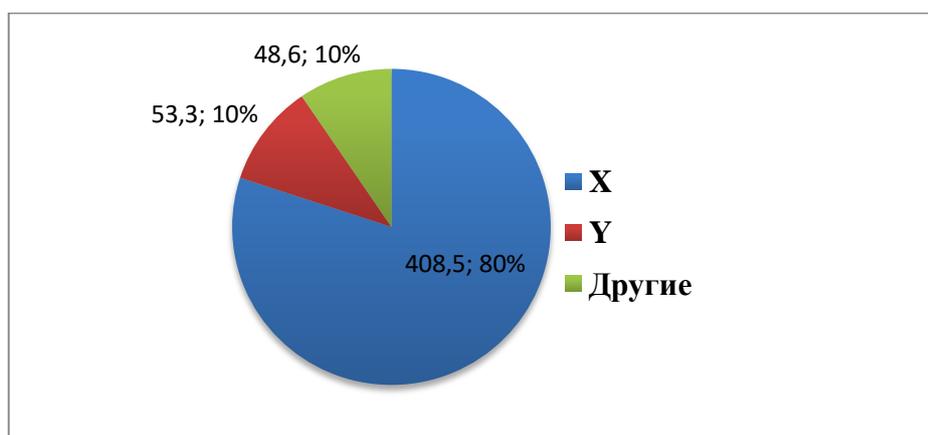


Рисунок 18 – Распределение дополнительной добычи (факт) по месторождениям

Распределение дополнительной добычи нефти по месторождениям представлено на рисунке 18.

За счет проведения гидроразрыва пласта получено 90,1 тыс.тонн, что составляет 17,6% от всей добычи нефти от ГТМ (рисунок 17).

Помимо ГРП на базовом фонде за отчетный период (2019 год) было проведено 160 скв/операций по ГРП на новых скважинах. Статистика по выполненным ГРП представлена в таблице 2 и на рисунках 19-20.

Таблица 2 – Статистика по выполненным операциям гидроразрыва пласта за 2019 год

Месторождение	Кол-во скважин	Кол-во операций	Операций/ скважина	Суммарный тоннаж	Удельный тоннаж
X	41	80	2,0	5730	72
Y	6	17	2,8	1003	59
Другие	39	92	2,4	12319	134

Как видно по рисунку 19, количество проведённых операций по ГРП за 2019 год более чем в 2 раза больше, чем за 2018 год. Особенно сильно увеличилось количество ГРП на вышедших из бурения нефтяных скважинах. Это говорит о том, что ГРП на месторождениях используется не только с целью очистки призабойной зоны пласта от накопившегося в процессе эксплуатации кольматанта, но и с целью увеличить интенсивность нефтеотдачи за счет большего охвата продуктивной зоны.



Рисунок 19 – Количество операций по гидроразрыву пласта по годам

Динамика изменения суммарного и удельного тоннажа гидроразрыва пласта за 2018-2019 гг., представленная на рисунке 20, свидетельствует о создании более протяжных трещин, охватывающих большую часть пласта.

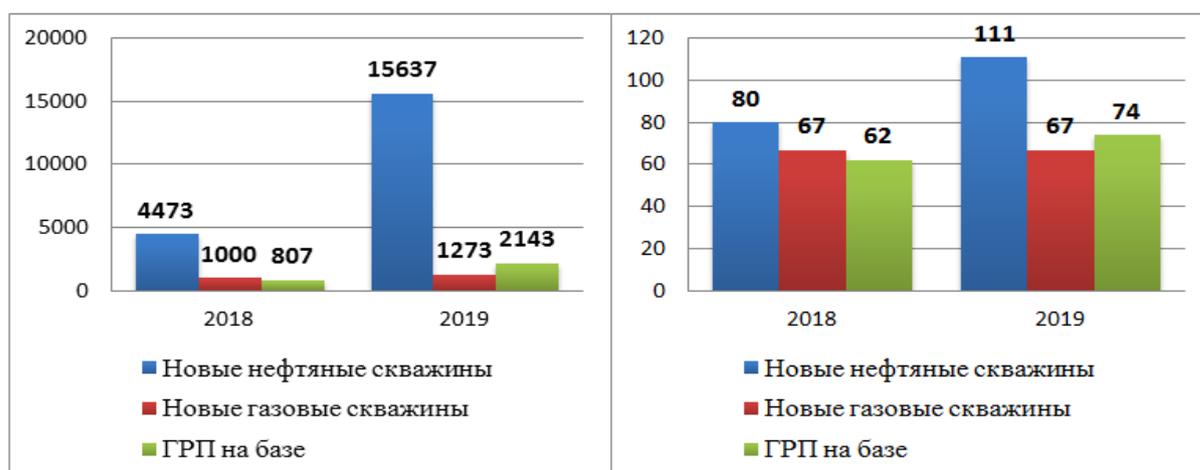


Рисунок 20 – Суммарный (слева) и удельный (справа) тоннаж гидроразрыва пласта по годам

За счет проведения физико-химических мероприятий по обработке призабойной зоны пласта (при КРС) получено 49,5 тыс. тонн, что составляет 9,6% от всей добычи нефти от ГТМ (рисунок 17). Развитие технологии бесподходных ОПЗ на X месторождении по годам можно проследить по рисункам 21-22.

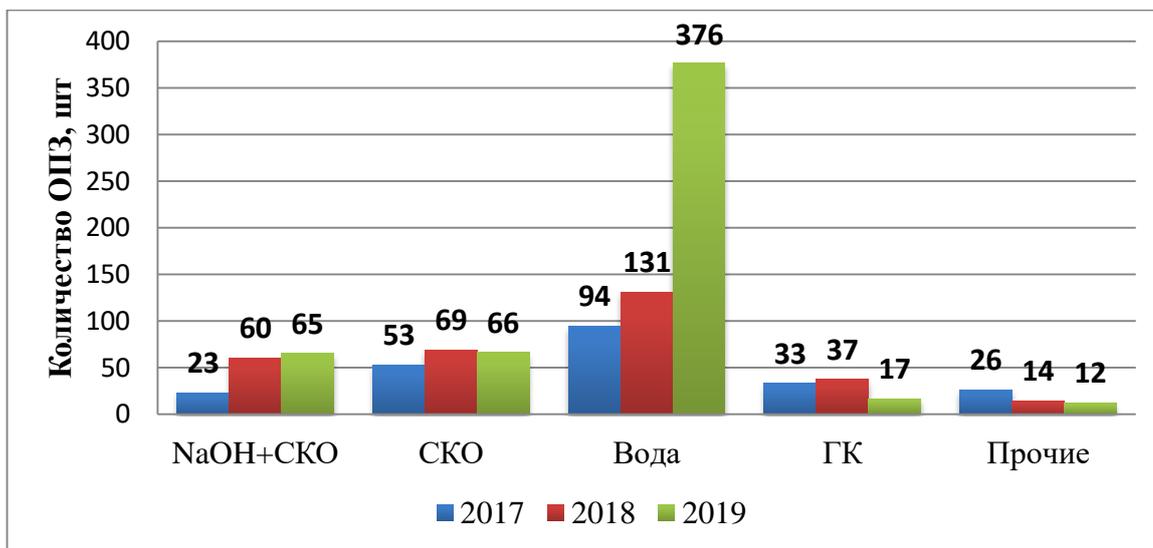


Рисунок 21 – Динамика проведения бесподходных операций по обработке призабойной зоны пласта на X месторождении по годам

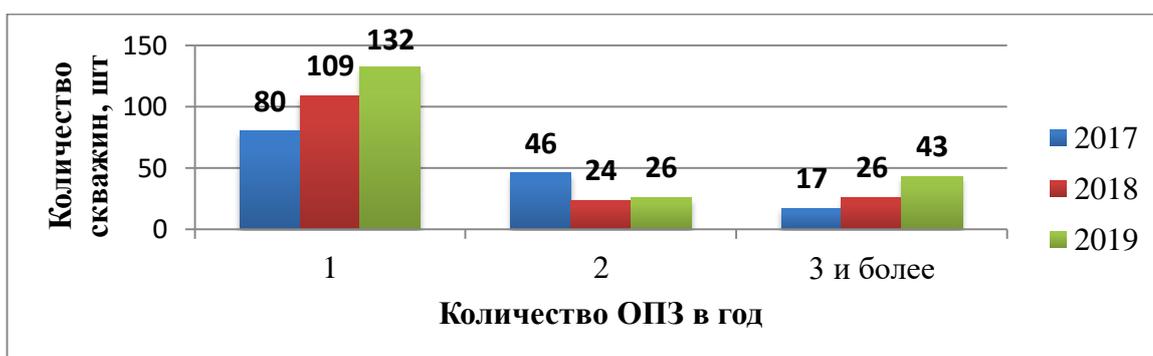


Рисунок 22 – Динамика осложнённого фонда скважин на X месторождении по годам

«Бесподходная» очистка прискважинной зоны пластов – это обработка без проведения спускоподъёмных операций. Технология реализуется за счет стационарной установки в скважине циркуляционного клапана в комплекте с пакером и выполняется в периодическом режиме. Процесс производится сбрасыванием в колонну НКТ вставного струйного насоса и последующей обработкой пласта с откачкой продуктов реакции и загрязнений. Вынос струйного насоса осуществляется обратной циркуляцией через клапан. Все операции выполняются без срыва пакера и подъема компоновки.

Динамика проведения ОПЗ указывает на постоянное увеличение осложненного солями фонда скважин. По данным тестов на растворение солей,

по отдельным скважинам ЯНГКМ отмечается выпадение комплексных солей, что не позволяет осуществлять эффективное их растворение стандартными методами. В 2018-2019 году реализована работа по внедрению и оценке эффективности составов для борьбы с отложениями гипса (NaOH+СКО).

Таким образом, анализ проведённых ГТМ показал:

- фактическая эффективность ГТМ за 2019 год оказалась выше прогнозной;
- дополнительная добыча нефти за 2019 год составила 510,5 тыс. тонн;
- наибольшей эффективностью на базовом фонде скважин характеризуются мероприятия по оптимизации режимов работы добывающих скважин и гидроразрыв пласта;
- наибольшей эффективностью на всём фонде скважин характеризуются мероприятия по гидроразрыву пласта и обработкам призабойной зоны пласта;
- ремонтно-изоляционные работы характеризуются наименьшей технологической эффективностью.

3. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

По большинству видов ГТМ, проведённых за 2019 год, наблюдается превышение фактических значений дополнительной добычи нефти над плановыми показателями, исключение составляют ремонтно-изоляционные работы, перфорационные методы (дострелы, перестрелы, переводы с других объектов) и переход на механизированный способ добычи (рисунок 23).

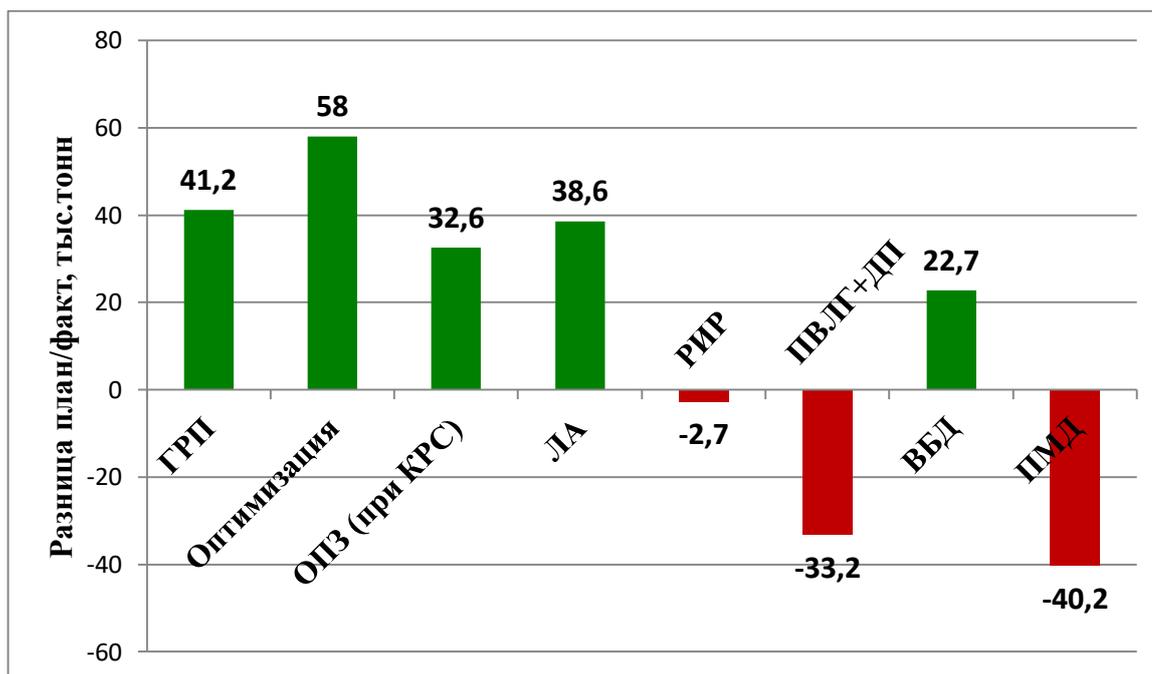


Рисунок 23 – Разница между плановыми и фактическими значениями дополнительной добычи за 2019 год

Анализ возможных причин отклонений фактических показателей дополнительной добычи нефти от плановых показал:

- для операций по гидроразрыву пласта (ГРП) причиной превышения фактических значений дополнительной добычи нефти над плановыми показателями стало увеличение среднего запускного дебита относительно плана;
- для оптимизации режимов работы добывающих скважин – увеличение среднего прироста за счет принятия решения о необходимости

максимального снижения Рзаб (так как месторождения находятся на первой стадии разработки, выбор грамотного режима эксплуатации скважин является эффективным рычагом управления добычей);

- для операций по обработке призабойной зоны пласта (ОПЗ) рост количества осложненного солями фонда скважин привёл к увеличению количества операций по ОПЗ, что в свою очередь позволило получить больший прирост дополнительно добытой нефти по сравнению с плановыми показателями;
- мероприятия по ликвидации аварии на скважине Ya_241 позволили получить значительный прирост нефти за счет запуска данной скважины в эксплуатацию;
- невыполнение программы ремонтно-изоляционных работ (РИР) связано с сокращением количества реализованных операций по сравнению с запланированными, которое обусловлено увеличением продолжительности работ по заключению договора на проведение РИР с подрядной организацией;
- перфорационные методы имели низкую эффективность, так как по большинству проведённых операций наблюдалось быстрое обводнение скважин после ГТМ (связано с отсутствием проведения ГИС по определению типа насыщения коллектора перед ГТМ);
- для мероприятий по выводу скважин из бездействия причиной превышения фактических значений дополнительной добычи нефти над плановыми показателями стало увеличение начального запускового дебита относительно плана;
- мероприятия по переходу на механизированный способ добычи оказались неэффективными, в связи с чем было сокращено количество планируемых операций, так как был выявлен дефицит высокопроизводительных ЭЦН.

Таким образом, по результатам анализа эффективности геолого-технических мероприятий для группы месторождений Восточной Сибири со схожими геолого-промысловыми особенностями выявлено:

1. Основной геологической особенностью, осложняющей разработку месторождений, является повышенное содержание хлорида натрия, карбоната кальция и сульфата кальция в пластовой воде, что обуславливает более интенсивное отложение гипса, галита и кальцита в призабойной зоне пласта и на глубинном насосном оборудовании. Для решения данной проблемы необходимо реализовать комплексный подход:

- при обработке призабойной зоны пласта применять составы комплексного действия, направленные на одновременное удаление и галита, и гипса, и кальцита (Семах и Трилон Б);
- предусмотреть мероприятия по предотвращению образования солевых отложений в ПЗП (подача ингибитора на забой). В качестве ингибитора могут быть использованы фосфоновые кислоты и водорастворимые анионные полимеры сложных эфиров акриловой, метакриловой или цианакриловой кислоты);
- предусмотреть покрытие поверхности НКТ гидрофильным слоем вещества (эпоксидные смолы, стекло, эмали и т.п.), которое обладает низкой степенью сцепляемости с отложениями солей, что в свою очередь позволит потоку жидкости отрывать осевшие на поверхности осадки и выносить их на поверхность.

2. Так как все месторождения находятся на первой стадии разработки, актуальным вопросом является истощение энергии пласта и переход с фонтанного способа эксплуатации скважин на механизированный. К достоинствам механизированных методов относят увеличение выработки пласта, достигающегося снижением критического уровня забойного давления. Для увеличения эффективности мероприятий по ПМД необходимо корректно подбирать тип насоса, глубину спуска, для чего рекомендуется проводить комплекс гидродинамических и промыслово-геофизических исследований

скважин для определения пластового давления, давления насыщения, пластовой температуры, плотности и вязкости флюида, газового фактора, обводнённости продукции пласта и т.д.

3. Запасы части месторождений Иркутской области сосредоточены в карбонатных коллекторах. В отличие от достаточно инертных минералов, из которых состоят терригенные отложения, карбонаты (кальцит, доломит) очень активно вступают в реакции. В результате протекающие в них вторичные процессы (засолонение, перекристаллизация, доломитизация и др.) со временем меняют свойства породы и осложняют добычу нефти. В результате свойства коллектора будут существенно различаться в разных точках, и две скважины, пробуренные в непосредственной близости друг от друга, могут дать совершенно разный дебит. С одной стороны, трещины повышают проницаемость коллектора, что обеспечивает лучшие притоки нефти, с другой – способствуют опережающему обводнению и падению добычи. Для того чтобы избежать осложнения при проведении ГТМ (вскрытие водоносного горизонта трещиной ГРП или при проведении доперфорации) необходимо знать направление и характеристику трещин. Для этого рекомендуется проводить современные геофизические исследования скважин (волновой акустический каротаж, микроэлектрическое сканирование), специализированные исследования керна и гидродинамические исследования скважин.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ83	Шупиков Александр Александрович

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.04.01)

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет годовой экономической эффективности мероприятий по кислотной обработке призабойной зоны пласта.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов на проведение кислотной обработки скважин.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	НДПИ, налог на прибыль.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расчёт затрат на проведение мероприятия	Произведён расчёт затрат на проведение солянокислотных и щелочных обработок скважин.
2. Расчёт годовой экономической эффективности	Расчет годовой экономической эффективности от проведения солянокислотных и щелочных обработок скважин.
3. Расчёт чистой прибыли предприятия от проведения мероприятия	Расчет чистой прибыли предприятия от проведения солянокислотных и щелочных обработок скважин.

Перечень графического материала

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.	02.03.2020	

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Шупиков Александр Александрович	02.03.2020	

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1. Экономическая эффективность от проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта

Страницы 61-65 скрыты, так как содержат конфиденциальные данные.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ83	Шупикову Александру Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.04.01)

Тема ВКР:

<u>Анализ эффективности применяемых геолого-технических мероприятий на месторождениях Восточной Сибири</u>	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования – технологический процесс обработки кислотными композициями скважин группы месторождений Иркутской области. Технология применяется для обработки призабойной зоны пласта на нефтяных месторождениях любой стадии эксплуатации с карбонатными или терригенными коллекторами для увеличения их дебитов.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	<ul style="list-style-type: none"> – ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – ФНиП №116 от 25 марта 2014 года. Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением – ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. – ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<p>Вредные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Превышение уровней шума и вибрации; – Повышенный уровень давления в технологическом оборудовании и трубопроводах.

	<p>Опасные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Наличие токсических веществ в рабочей зоне; – Повышенное значение напряжения в электрической цепи.
3. Экологическая безопасность:	<p>Охрана окружающей среды, в зависимости от направления воздействия загрязняющих веществ (нефтепродуктов, различных химикатов и других):</p> <ul style="list-style-type: none"> – атмосфера (распыление углекислого газа, метана); – гидросфера (утечки нефти, кислот); – литосфера (разлив кислот, щелочей, технических жидкостей и нефтепродуктов).
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – поломка насосного оборудования, нагнетательной линии; – нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением; – пожар. <p>Описание наиболее вероятной ЧС – пожара, его источников, комплекса мер по обеспечению безопасности.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Шупиков Александр Александрович		02.03.2020

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1. Введение

Технологический процесс обработки скважин кислотными композициями осуществляется с использованием агрегатов и оборудования при воздействии высокими давлениями (от 10 до 30 МПа) различными веществами (соляная кислота, плавиковая кислота) и требует строгого соблюдения техники безопасности в соответствии с правилами и нормами КРС и ОПЗ скважин: Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утверждённые приказом от 12.03.2013 №101 Федеральной службы по экологическому, техническому и автономному надзору [21]. При выполнении работ также необходимо руководствоваться: планом работ, технологической картой, технологическим регламентом на проведение КО. В плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ.

Работы проводятся на открытых кустовых площадках месторождений Иркутской области. Работы по ОПЗ кислотами ведутся круглогодично. Климат района: резко континентальный; снежный покров устанавливается во второй половине октября и держится до середины апреля, а в лесных массивах до начала июня.

Все химические реагенты, которые используются при проведении данного вида ГТМ, входят в «Перечень химических продуктов, разрешённых к применению в технологических процессах нефтедобычи».

5.2. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работы по химической обработке скважин проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ [24]. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового

процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

При закачке химических реагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан. Нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление.

На период тепловой и комплексной обработки вокруг скважины и применяемого оборудования должна быть установлена опасная зона радиусом не менее 50 м. При проведении работ по кислотной обработке необходимо строго следовать правилам, инструкциям и схеме расстановки оборудования (рисунок 24).

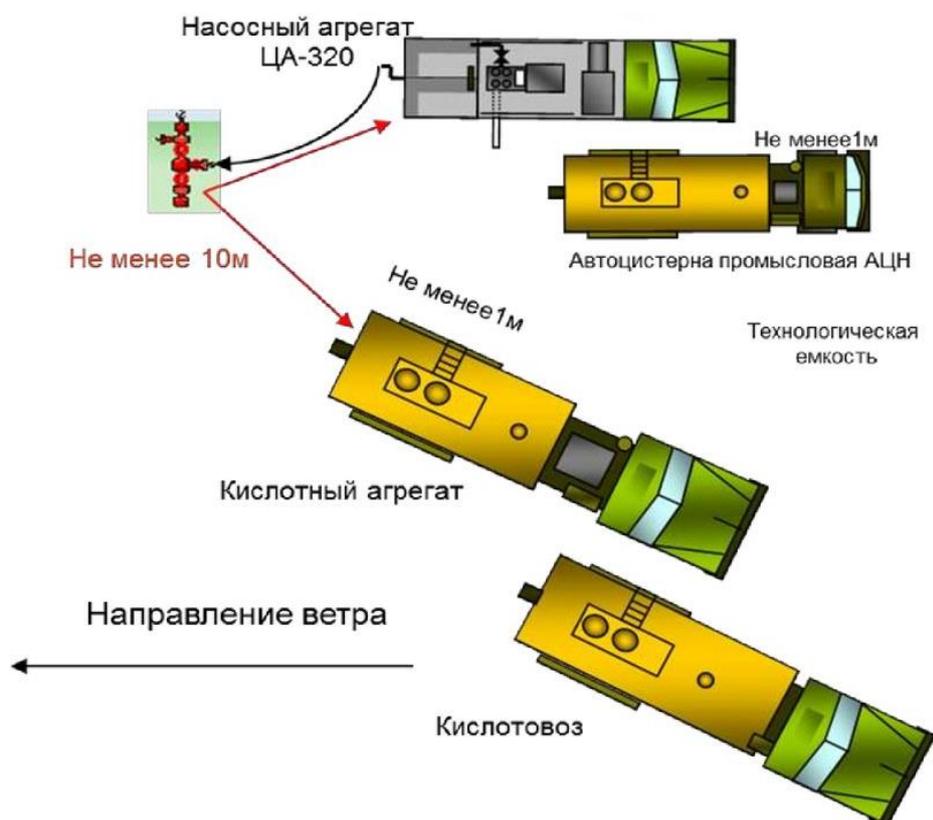


Рисунок 24 – Схема расстановки техники при кислотной обработке скважины

Технологические режимы ведения работ и конструктивное исполнение агрегатов и установок должны исключить возможность образования взрывопожароопасных смесей внутри аппаратов и трубопроводов. На всех объектах (скважинах, трубопроводах, замерных установках) образование взрывоопасных смесей не допускается, в планах проведения работ необходимо предусматривать систематический контроль газовоздушной среды в процессе работы.

Остатки химических реагентов следует доставлять и собирать в специально отведённое место, оборудованное для уничтожения или утилизации. После завершения закачки кислотных растворов все оборудование и трубопроводы необходимо промыть пресной водой. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость.

Рабочие места операторов должны быть снабжены медицинскими аптечками, запасом чистой пресной воды, нейтрализующими компонентами: мелом, известью, хлорамином, 3% раствором соды; средствами пожаротушения (огнетушители, песок, кошма).

Выкидная линия от предохранительного устройства насоса должна быть жестко закреплена и выведена в сбросную емкость для сбора жидкости или на прием насоса. Вибрация и гидравлические удары в нагнетательных коммуникациях не должны превышать установленные нормы. Работы должны выполняться с применением необходимых средств индивидуальной защиты и в соответствии с требованиями инструкции по применению данного реагента.

На месте проведения работ по закачке агрессивных химических реагентов (серной, соляной, плавиковой кислоты и т.д.) должен быть аварийный запас спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты, запас чистой пресной воды и нейтрализующие компоненты для раствора (мел, известь, хлорамин).

При гидравлических испытаниях нагнетательных систем обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны.

5.3. Производственная безопасность при проведении кислотной обработки

В связи с [15] один и тот же по своей природе неблагоприятный производственный фактор при различных характеристиках воздействия может оказаться либо вредным, либо опасным, а потому логическая граница между ними условна. Их классификация при проведении кислотной обработки скважины приведена в таблице 6.

Таблица 3 – Опасные и вредные факторы при кислотной обработке

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разраб отка	Изгото вление	Эксплу атация	
Повышенный уровень шума и вибрации	-	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [16]. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [22].

Повышенный уровень давления в технологическом оборудовании и трубопроводах	-	+	+	ФНиП №116 от 25 марта 2014 года. Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением [23].
Наличие токсических веществ в рабочей зоне	+	+	+	ГН 2.2.5.3532-18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [17].
Повышенное значение напряжения в электрической цепи	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов [18].

5.3.1. Анализ вредных производственных факторов

В соответствии с [15] вредные факторы при проведении кислотных обработок являются физические – повышенный уровень шума на рабочем месте и повышенный уровень давления в технологическом оборудовании и трубопроводах.

1) Повышенный уровень шума и вибрации.

Шум агрегатов (насосных и кислотных) негативно воздействует на органы слуха. Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки). Шум не должен превышать определённых значений напряженности (таблица 7).

Снижение шума в источнике осуществляется за счет улучшения конструкции машины или изменения технологического процесса. Необходимо использовать СИЗ, чтобы обезопасить рабочего от негативного влияния шума. Они включают в себя противозумные вкладыши (беруши), наушники, шлемы и каски, специальные костюмы.

Таблица 4 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА [16]

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [22] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

2) Повышенный уровень давления в технологическом оборудовании и трубопроводах.

Оборудование, в котором давление газа или жидкости превышает атмосферное, принято называть сосудами, работающими под давлением.

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь последствия. Для предупреждения подобных 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 Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г [23].

Причинами разгерметизации могут являться различные дефекты (трещины, вмятины, дефекты сварки и др.), возникшие при изготовлении,

хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для своевременного обнаружения этих дефектов применяют различные методы контроля: внешний осмотр сосудов и аппаратов, работающих под давлением, гидравлические испытания сосудов, механические испытания материалов, из которых изготовлены сосуды, и др.

5.3.2. Анализ опасных производственных факторов

В соответствии с [15], опасным фактором при кислотной обработке являются токсические вещества в рабочей зоне и повышенное значение напряжения.

1) Токсические вещества.

На месте при проведении работ закачивают агрессивные химические реагенты (фтористой, соляной кислоты и т.д.), которые являются источниками и других вредных веществ. Оксид углерода СО (угарный газ) является опасным для воздуха на рабочих местах. Угарный газ СО образуется при неполном сгорании топлива и встречается в попутном газе, основа которого метан, который также токсичен. Плавиковая кислота содержит в себе фтор, который, при концентрации выше ПДК, вызывает отёк лёгких, острые отравления. Чем выше концентрация токсичных веществ в воздухе рабочего помещения, тем сильнее их воздействие на организм человека.

В воздухе рабочей зоны содержание вредных веществ не должно превышать установленных предельно-допустимых концентраций (ПДК) (таблица 8).

Таблица 5 – Допустимые концентрации в воздухе рабочей зоны некоторых веществ [17]

Показатели	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Углеводороды предельные C ₂ -C ₁₀	900	4
Метан	7000	4
Уксусная кислота	5	3
Плавиковая кислота	0,5	2
Соляная кислота	5	2
Оксид углерода	20	4

В соответствии с [17] по степени воздействия на организм человека вещества подразделяются на 4 класса опасности в соответствии с таблицей 9.

Таблица 6 – Классы опасности по степени воздействия на организм человека

Класс опасности	Характер	ПДК, мг/м ³	Пример
1	Чрезвычайно опасные	<0,1	Свинец, ртуть
2	Высоко опасные	0,1-1	Хлор, серная кислота
3	Умерено опасные	1,1-10	Метиловый спирт
4	Малоопасные	>10	Аммиак, ацетон

Персонал, работающий с кислотами, должен быть обеспечен защитными очками, спецодеждой и перчатками из суконной или другой кислотоупорной ткани, резиновыми сапогами и фартуками.

2) Повышенное значение напряжения.

При нахождении на кустовой площадке оператор (рабочий) может быть поражён током, при взаимодействии со станцией управления, кабелем, и другими элементами, проводящими ток.

Таблица 7 – Воздействие различных сил тока на организм человека

Сила тока, мА	Воздействие
20-25	Паралич рук, затруднение дыхания
50-80	Паралич дыхания
90-100	Фибриляция сердца
>300	Паралич сердца

При замыкании электрической цепи через организм человека ток оказывает термическое (ожоги), электролитическое (нарушение химического состава тканей и кожи), биологическое (судорожное сокращение мышц, в том числе сердца) и механическое воздействие (разрыв тканей, вывихи, переломы) [18].

Защитное заземление или зануление должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции [18].

5.3.3. Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)

Безопасность проведения КО зависит, в основном, от соблюдения «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин» [19].

1) Требования безопасности перед проведением работ.

Получив задание, оператор должен:

- проверить исправность насосных агрегатов, запорной арматуры, трубопроводов, КИП и А;
- проверить наличие пожарного инвентаря и его исправность;
- постоянно держать рабочее место устья скважины в чистоте и порядке, не загромождать посторонними предметами;
- установить насосный агрегат от скважины на расстоянии не менее 10 м, кабиной от устья с наветренной стороны;
- проверить на герметичность путем опрессовки на полутора кратное рабочее давление все нагнетательные линии водой, проверить наличие обратного клапана;
- при обнаружении неисправного технологического оборудования сообщить технологу (мастеру) и принять меры для их устранения [19].

2) Требования безопасности во время работы.

При закачке химреагентов в скважину: необходимо обеспечивать правильную технологию, следить за показаниями манометра; разлитый химический реагент своевременно убирать в специально отведенное место; не должно быть утечки химреагентов через соединения оборудования и трубопроводов; не ремонтировать коммуникации, трубопровод [20].

При попадании ингибиторов на незащищенные участки тела: промыть их проточной водой. Во время проведения работы: становиться с наветренной стороны во избежание попадания паров химреагентов при вдыхании. На кустовой площадке применять открытый огонь для отогрева замерзших

трубопроводов и оборудования запрещается. Закачку химреагентов производить при достаточной освещенности (не менее 25 лк) рабочих мест.

3) Требования безопасности по окончании работ.

По окончании работ коммуникации и оборудование промыть водой и промывочную воду закачать в дренажную систему. Освободившуюся тару изпод химреагентов складывать в специально отведенном месте, согласно установленному правилам порядка. Собрать и уложить инструмент.

О выполненной работе доложить непосредственному руководителю работы. Сдать смену сменщику с росписью в вахтовом журнале. Снять СИЗ и уложить их в места хранения. Вымыть руки с мылом или принять душ (не допускается мыть руки жидкостями, предназначенными для выполнения технологических процессов) [19].

5.4. Экологическая безопасность

В ходе проведения ОПЗ кислотами происходит воздействие на атмосферу, гидросферу, литосферу. Все выбрасываемые и сбрасываемые вещества предложены в качестве нормативов предельно-допустимых выбросов (ПДВ) и сбросов (ПДС). По ориентировочным оценкам, большая часть углеводородного загрязнения приходится на атмосферу – 75%, 20% фиксируется в поверхностных и подземных водах и 5% накапливается в почвах.

Недра подлежат обязательной охране от истощения запасов полезных ископаемых и загрязнения. Необходимо также предупреждать вредное воздействие недр на окружающую природную среду при их освоении [20].

Защита атмосферы

Распыление и розлив нефти и нефтепродуктов, а также вторичные реакции и работа двигателей агрегатов сопровождается выделениями углекислого газа и метана в атмосферу. Потери при испарении легких фракций нефти во время хранения в резервуарах и производстве сливных и промывочных операций.

Основными мероприятиями по охране атмосферы являются:

- исключение случаев выбросов газа и разливов нефти путем своевременного осуществления сброса нефти и газа в аварийные емкости;
- оперативный сбор разлитой нефти;
- постоянный строгий контроль за выбросами в атмосферу транспортными средствами;
- постоянное внедрение технологий и оборудования, ведущих к снижению норм ПДВ;
- проведение мероприятий по рекультивации земель в случае их загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами согласно утвержденным методам.

Защита гидросферы

В ходе работ по проведению ОПЗ кислотами могут происходить различные воздействия на гидросферу. Например:

- загрязнение поверхностных и подземных вод промывочной жидкостью, засоление поверхностных водоемов, при самопроизвольной утечке кислот (щелочей) или других веществ (нефтепродуктов);
- утечка нефтепродуктов и химических реагентов из резервуаров и дозирующих установок.

Мероприятия по защите гидросферы:

- герметизация всего оборудования и трубопровода;
- полная утилизация промышленной сточной воды путем ее закачки в продуктивные или поглощающие пласт;
- при необходимости, обработка закачиваемой в продуктивные пласты воды антисептиками, с целью предотвращения ее заражения сульфатвосстанавливающими бактериями, приводящими к образованию сероводорода в нефти и в воде;

- создание сети контрольных пунктов для наблюдения за составами поверхностных и подземных вод.

Защита литосферы

При проведении КО происходят нарушения и загрязнения почвенного и растительного покрова утечками (проливами) кислот, щелочей, технических жидкостей и нефтепродуктов, а также плохое качество промывки скважины после работ по ОПЗ.

Чтобы избежать дополнительное загрязнение ПЗП из-за некачественно проведенных операций, необходимо вести полный контроль за всеми процессами в течении всего времени проведения работ.

Операции по ОПЗ можно производить по замкнутой схеме с использованием герметизирующих сальниковых устройств; земляных амбаров, изолированных полиэтиленовой оболочкой; быстросъемных трубных соединений, которые предотвращают попадание технологических жидкостей; циркуляционных систем и других веществ на почву. В случае её загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами необходимо провести мероприятия по рекультивации земель.

В процессе ОПЗ необходимо использовать пресную и техническую воду в качестве транспортирующей жидкости и жидкости глушения при разбурировании цементных мостов и выполнении работ по интенсификации притока и промывке скважин.

В ходе разработки технологии скважинной утилизации отходов процесса добычи нефти выделен ряд реагентов, отходы которых возможно утилизировать несколькими способами. Следует иметь в виду, что недопустимая совместная утилизация отходов химических реагентов, при смешивании которых образуются осадки, гели, газы. Это может привести к резкому ухудшению состояния почвы.

5.5. Требования безопасности в чрезвычайных ситуациях

При проведении работ по кислотной обработке скважин, в большинстве случаев, возможные возникающие чрезвычайные ситуации техногенного характера. В частности, возможны следующие ситуации: поломка оборудования, негерметичность трубопровода, возникновение пожара.

При поломке оборудования, угрожающей безопасности работников специализированной бригады по химической обработке скважин, немедленно прекратить работу, доложить руководителю работ и действовать согласно полученным указаниям.

При разрывах трубопроводов нагнетания немедленно одеть СИЗ, выключить подачу химических реагентов и принять меры по недопущению разлива на территории ремонтируемой скважины.

В случае возникновения пожара необходимо:

- прекратить все технологические операции; сообщить о пожаре; отключить электроэнергию;
- принять меры к удалению людей из опасной зоны;
- умело и быстро выполнить обязанности, изложенные в плане ликвидации аварий;
- изолировать очаг пожара от окружающего воздуха;
- горящие объемы заполнить негорючими газами или паром;
- принять меры по искусственному снижению температуры горящего вещества.

При ожогах кислотой необходимо оказать первую помощь согласно рецептуре в зависимости от вида химического реагента. В большинстве случаев горение ликвидируется одновременным применением нескольких методов.

При несчастном случае необходимо немедленно освободить пострадавшего от воздействия травмирующего фактора, оказать ему первую доврачебную помощь.

5.6. Выводы по разделу

В данной главе разобраны требования промышленной безопасности при проведении кислотной обработки призабойной зоны пласта, был проведён анализ основных опасных и вредных факторов, основных причин ухудшения экологии при работах в скважине и рассмотрены мероприятия, способствующие снижению влияния ОПЗ на окружающую среду. Приведены меры по ликвидации влияния опасных и вредных факторов и по предотвращению чрезвычайных случаев, а также проанализирована «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин», на основании которой проводятся кислотные обработки скважин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе был проведён анализ эффективности геолого-технических мероприятий для группы месторождений Восточной Сибири.

В ходе анализа было выявлено, что сложившееся состояние фонда скважин анализируемых месторождений, не обеспечивают достижение утвержденных коэффициентов извлечения нефти.

Решение этой задачи при разработке месторождений Восточной Сибири связано как с разработкой новых методов воздействия на пласты, так и с дальнейшим совершенствованием планирования и проведения геолого-технических мероприятий по добывающим скважинам, направленных на регулирование процесса разработки. Составной частью этих процессов является периодическое проведение ГТМ, направленных на изменение режимов работы скважин, снижение фильтрационных сопротивлений призабойных зон, ограничение водопритоков в скважины и т.д.

Целесообразным было бы назначать ГТМ на основе анализа разработки нефтяного месторождения путем периодического сопоставления фактического состояния разработки с расчетным (проектным), исследования меняющихся геолого-промысловых условий, влияющих на процесс разработки, и прогнозирования технико-экономических показателей по нескольким вариантам.

Также была рассчитана экономическая эффективность и чистая прибыль предприятия от проведения солянокислотных и щелочных обработок призабойной зоны пласта.

Рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ по кислотной обработке скважин, и в рамках этого вопроса проанализированы вредные и опасные производственные факторы и рекомендованы мероприятия по их устранению.

Список публикаций:

1. Шупиков А.А., Филиппов К.А. Продление налогового манёвра в нефтегазовой отрасли. В кн.: Сборник XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, Том II. Томск, 2019. С. 687-688.
2. Шупиков А.А., Полякова Н.И. Разработка залежей тяжелых нефтей и битумов скважинами сложной конструкции. В кн.: Сборник XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, Том II. Томск, 2019. С. 215-217.
3. Shupikov A.A., Polyakova N.I., Vershkova E.M. Development of heavy oil and bitumen fields with difficult construction wells. В кн.: Сборник XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, Том II. Томск, 2019. С. 716-718.

Источники информации:

1. Трайзе, В. В. Экономическое обоснование программы геолого-технических мероприятий нефтегазодобывающего предприятия: монография / В. В. Трайзе, А. В. Шалахметова, М. С. Юмсунов; под редакцией В. В. Пленкина. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – 148 с.
2. Шелепов В.В. Новые технологии повышения нефтеотдачи в проектных документах ЦКР Роснедр по УВС // Бурение & Нефть. – 2011. – №11. – с. 6-8.
3. Кифоренко И.К. Толстоногов А.А. Принципы формирования инвестиционных проектов разработки нефтяных месторождений с учетом влияния рисков // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 6 (часть 3). – С. 577–580.
4. Джавадян А. А., Гавура В. Е. Современные методы повышения нефтеотдачи и новой технологии на месторождениях Российской Федерации//Нефтяное хозяйство, 2003. - №10. – с. 21-22.
5. Веселков С.В. Интенсификация добычи нефти: техникоэкономические особенности методов.//Промышленные ведомости. – 2007. – №1. – 23-25.
6. Казаков А.А. Павлов М.В. Федоров П.Н. Родин С.В. Новый аспект классификации методов воздействия на пласт. – М.: Нефтепромысловое дело, 2003. – № 6. – С. 27–31.
7. Ахметзянов А.В., Колтун А.А., Кулибанов В.Н., Флейшман И.В. Проблемы комплексного моделирования гидродинамических процессов при разработке нефтяных месторождений // Труды Института проблем управления РАН – Том XXI, 2003 – стр. 132-144.
8. Казаков А.А. Разработка единых методических подходов оценки эффективности геолого-технических мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти. – М.: Нефтяное хозяйство, 2003. – № 4. – С. 26–29.

9. Энгельс А.А. Поташев К.А. Булыгин Д.В. Планирование геолого-технических мероприятий на основе эмпирических моделей. // Нефть и газ. – 2009. – № 1. – С. 17–27.
10. Колтун А.А., Першин О.Ю., Пономарев А.М. Модели и алгоритмы выбора оптимального множества геолого-технических мероприятий на нефтяных месторождениях // Автоматика и телемеханика, 2005, №8, стр. 36-45.
11. Этапы принятия управленческого решения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.inventech.ru/lib/management/management-0035/>.
12. Колтун А.А. Оценка эффективности и оптимальное планирование геолого-технических мероприятий на нефтяных месторождениях: дис. ... канд. техн. наук: 05.13.01. – Москва, 2005 – 112 с.
13. Оперативный пересчет запасов X месторождения, 2019. – 214 с.
14. Оперативный пересчет запасов Y месторождения, 2019. – 209 с.
15. ГОСТ 12.0.003–2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
16. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
17. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
18. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
19. ИПБОТ 137-2008: «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин».
20. Панин В.Ф., Сечин А.И., Федосова В.Д. Экология для инженера // под ред. проф. В.Ф. Панина. – М.: Изд. Дом «Ноосфера», 2014. – 284 с.
21. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. – М.: Закрытое акционерное общество

- «Научнотехнический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.
22. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартинформ, 1990. – 20 с.
23. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением». — М.: Закрытое акционерное общество «Научнотехнический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2014. – 254 с.
24. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

Приложение А

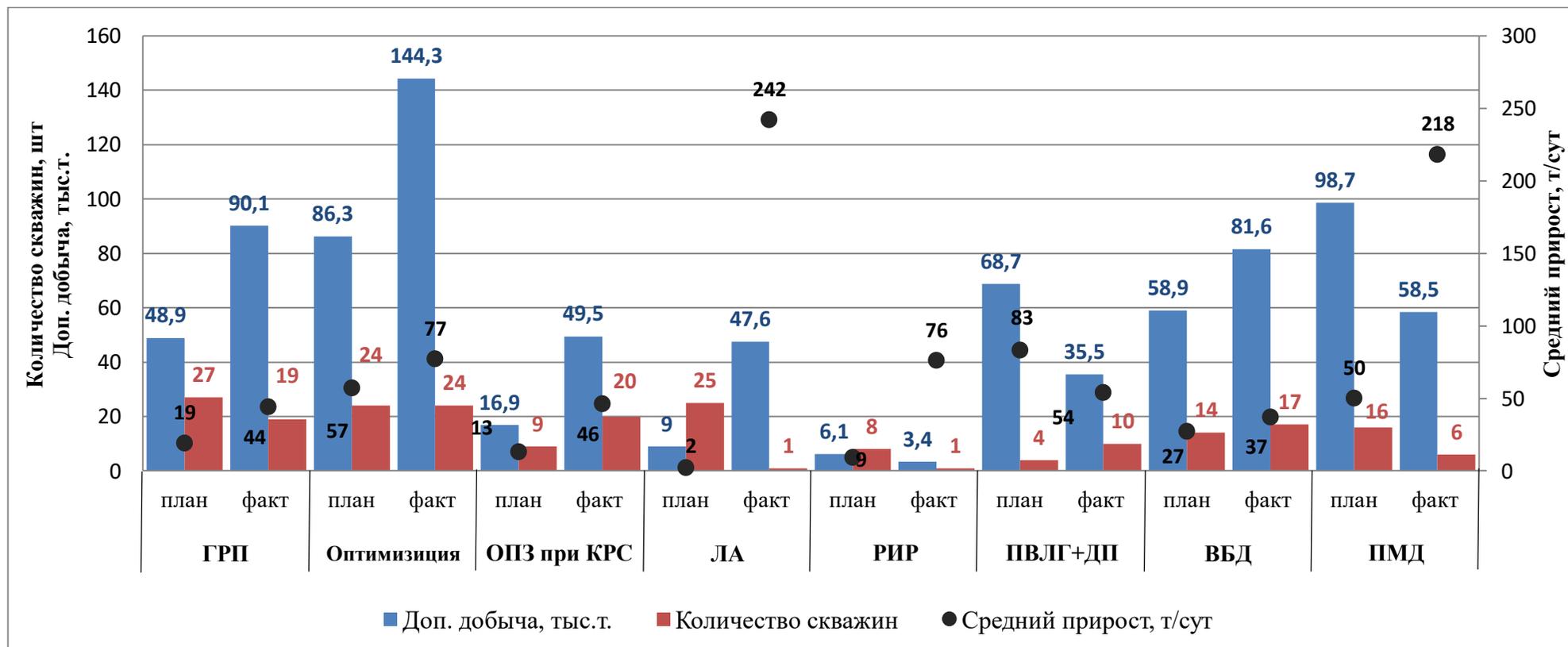


Рисунок 25 – Факт выполнения программы геолого-технических мероприятий за 2019 год на базовом фонде скважин

Приложение Б
(справочное)

EFFICIENCY ANALYSIS OF APPLIED WELL INTERVENTION TECHNIQUES
AT EASTERN SIBERIA FIELDS

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Шупиков Александр Александрович		02.03.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова Маргарита Радиевна	к.г.н.		02.03.2020

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИН:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Миронова Вероника Евгеньевна			02.03.2020

Introduction

A well intervention, or well work, is any operation carried out on an oil or gas well during, or at the end of, its productive life that alters the state of the well or well geometry, provides well diagnostics, or manages the production of the well [1].

Most well interventions are remedial operations performed on producing wells with the intention of restoring or increasing production. A well may require intervention due to flow restrictions, changes in reservoir characteristics, sand production, mechanical failure, or access additional hydrocarbon pay zones. Downhole applications that are performed during well interventions include well surveillance and diagnostics, implementation of reservoir management techniques, completion repair and re-entry drilling to reach new producing intervals.

In well intervention, downhole applications are performed in the wellbore to remedy production problems or otherwise increase production from the well. Most of these applications are typically a less complex version of well construction and completion phase work.

The frequency of well intervention that will be performed during the life of a field is difficult to predict, since the decision to intervene in a well is dependent on numerous variables, including reservoir characteristics, infrastructure and economic considerations [2]. Stimulation and remedial cementing/conformance applications are the most frequent reasons for well intervention. It is interesting to note that well intervention is most often performed to address reservoir specific issues, rather than to repair downhole mechanical equipment and completions.

Well intervention has various advantages including the opportunity to:

- Operate more efficiently.
- Solve more unforeseen problems easily.
- Rejuvenate production.
- Make informed decisions with access to critical data.
- Reduce risk and non-productive time (NPT).
- Boost ROI while reducing cost.

Well intervention is qualitatively different from other measures at oil wells, since as a result of its implementation, there may be an increase in oil production. Oil-producing enterprises ensure the implementation of project indicators of field development using well intervention techniques.

Well interventions are carried out at all stages of field development. But most intensively – in the later stages. In mature fields with declining production and increasing waterlogging, well intervention is particularly important.

Selection of effective well intervention techniques at each oil field is one of the main tasks of the company's geological service. The well intervention events are planned annually when preparing the business plan of the oil-producing enterprise. And then they are updated and adjusted monthly.

The well intervention classification is quite broad. There are such measures as:

- bottom-hole formation zone treatment,
- commingling of the layers,
- removal of salt deposits,
- optimization of the well operation,
- removal of heavy oil deposits,
- changing the methods of operation,
- decommissioning, etc.

At the same time, the methods of conducting each type of well intervention are also divided into categories depending on the methods used.

The most commonly used methods are fracturing, bottom-hole formation zone treatment, repair-insulation works and side-tracking.

Fracturing

Fracturing is used to simplify the extraction of oil and natural gas in porous and permeable rock by stimulating the flow of the fluid.[3] Since unconventional oil and natural gas are often trapped inside porous rocks with low permeability, such as shale, pathways must be manually created for the fluids to flow through the rock and into the well [3]. Before the widespread use of hydraulic fracturing, drilling companies would

drill several wells into the rock to release the oil and gas trapped inside. However, this method is not efficient as the wells are still not able to cover a large volume of the rock. Hydraulic fracturing is a solution to this problem, and is done after the drilling process.

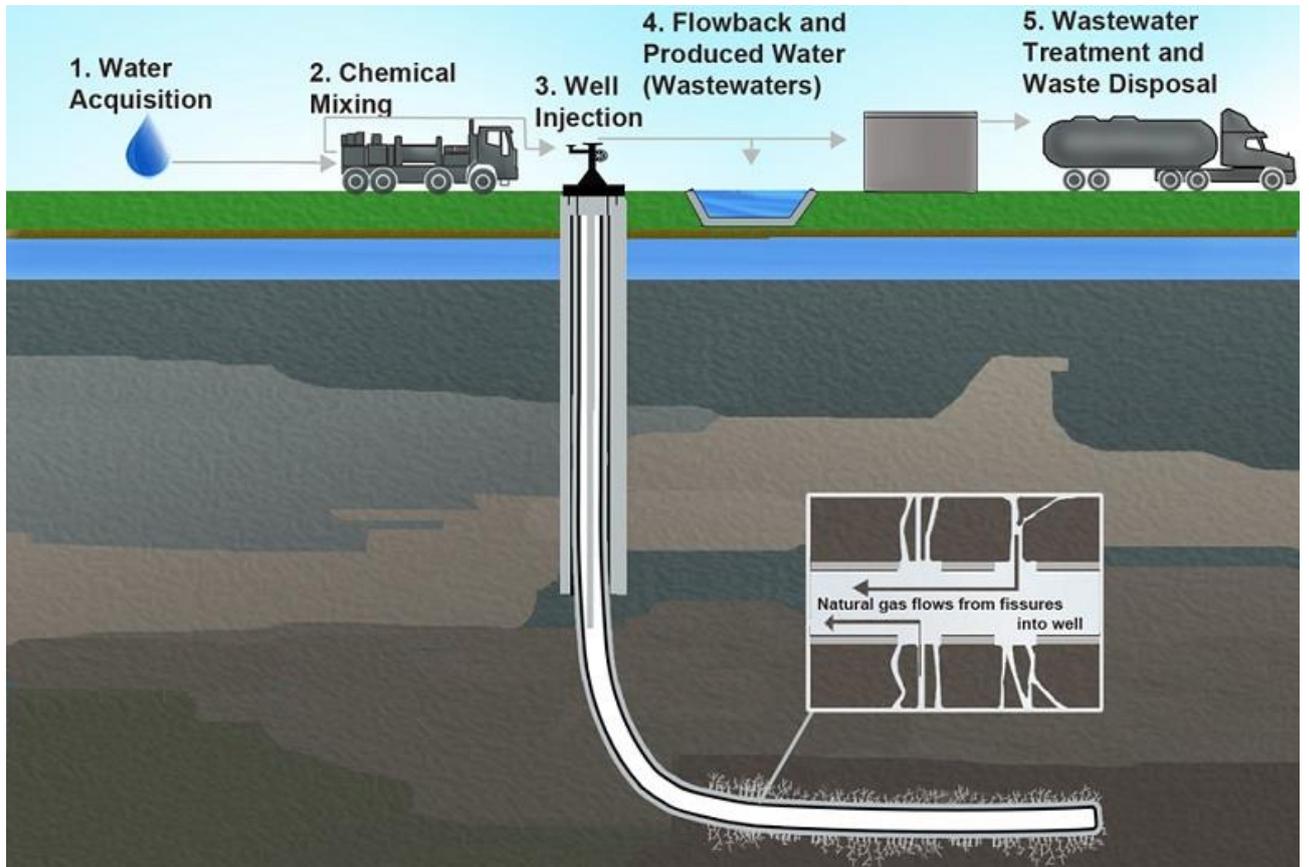


Figure 1 – Diagram of a fractured well.

To fracture the well, a fluid known as fracking fluid is pumped into a wellbore, creating enough pressure to fracture the rock. Because fracking is a process used for wells that have already been drilled, it can be used from right after the well has been drilled, or to revitalize an old well. Generally, these wells are drilled directionally or horizontally to further increase the surface area of the rock containing the oil or gas that the wellbore touches. This fluid consists of mostly water containing chemicals and sand, although the specific type and quantity of these chemicals can vary. The sand in the fluid is known as a "proppant" that holds the cracks formed open for the oil or gas to escape [3].

The injection of this fluid breaks a small amount of the rock that surrounds each well. Then it increases the volume of rock that gas or oil can be extracted from by increasing the number of small fissures in the rock.

Hydraulic fracturing is an extremely efficient process that allows for better extraction of natural gas and oil. The biggest environmental problem is the actual combustion of the natural gas, which leads to increased levels of carbon dioxide in the atmosphere. Hydraulic fracturing is one of the techniques that are allowing humans to extract more carbon from the crust of the planet and change the climate.

In terms of resource extraction, as with any method of material extraction, there are several environmental concerns that are associated with it. Mainly, the concerns involve the amount of water required to fracture a well, along with water contamination from potentially harmful chemicals in the fracturing fluid. Some argue that seismic disruption is a potential but unproven side-effect. In addition to the negative side-effects of fracturing, there are also potential benefits. One benefit is the reduced above ground area needed to extract oil from a rock. Before fracturing began to be used, a large number of surface wells needed to be dug to access oil or gas [4].

The bottom-hole formation zone treatment

The bottom-hole formation zone treatment is the most widely used type of GTM. There are a great many technologies for influencing the bottom-hole formation zone. Most often, treatment is carried out with various acidic compositions. For carbonate reservoirs and reservoirs with a high content of carbonate cement, the most commonly used injection of acid compositions is based on hydrochloric acid. For terrigenous reservoirs – injection of acid compositions based on hydrofluoric acid. Stages of well acid treatment are shown in figure 2.

The bottom-hole formation zone treatment is carried out at all stages of oil field development to restore and improve the filtration characteristics of the bottom-hole zone of the formation in order to increase the productivity of producing and pumping wells.

The choice of the bottom-hole formation zone treatment method is based on the study of the causes of low wells productivity. It is necessary to take into account the

physical and chemical properties of reservoir rocks and the fluids that saturate them, as well as special hydrodynamic and geophysical studies to assess the filtration characteristics of the bottom-hole formation zone.

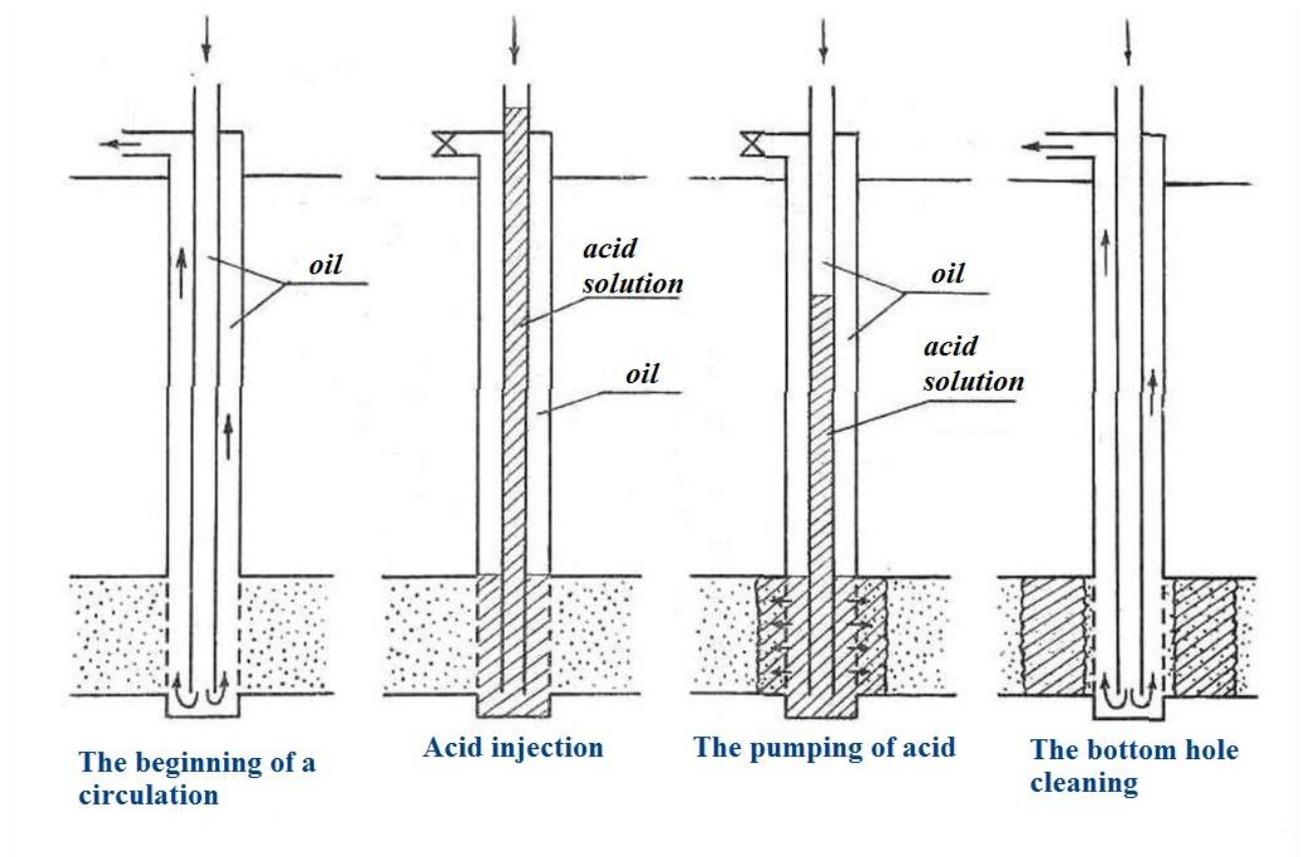


Figure 2 – Stages of well acid treatment

The bottom-hole formation zone treatment results in the following:

- improvement of lithological bottom-hole formation properties as a result of heat treatment and creation of pressure impulse attributing to the removal of asphaltic tar paraffin depositions (ATPD) and fracture formation.
- oil viscosity decrease resulted from heat effect and monofuel thermolysis products;
- lowering of surface tension at the interface of displaced and displacing fluids and improvement of rock surface wettability.
- decomposition of chemical agents under the temperature effect producing gases and other substances which increase displacement efficiency;

- formation of water-, gas-and-oil emulsions and foam systems in highly permeable zones resulting in leveling the displacement front and increasing involvement of heterogenous formations into the oil recovery process [5].

The repair-insulation works

The repair-insulation works are carried out in order to eliminate leaks in the production column and limit water flow to the well. The repair-insulation works can be performed with various materials (cement, liquid glass), patch installation, or packers (for example two-packer arrangements). The peculiarity of this type of well intervention techniques is that the effectiveness of the work carried out is rather not in obtaining additional oil production, but in reducing the water content in the well production.

Technological scheme of carrying out the repair-insulation works is shown in figure 3.

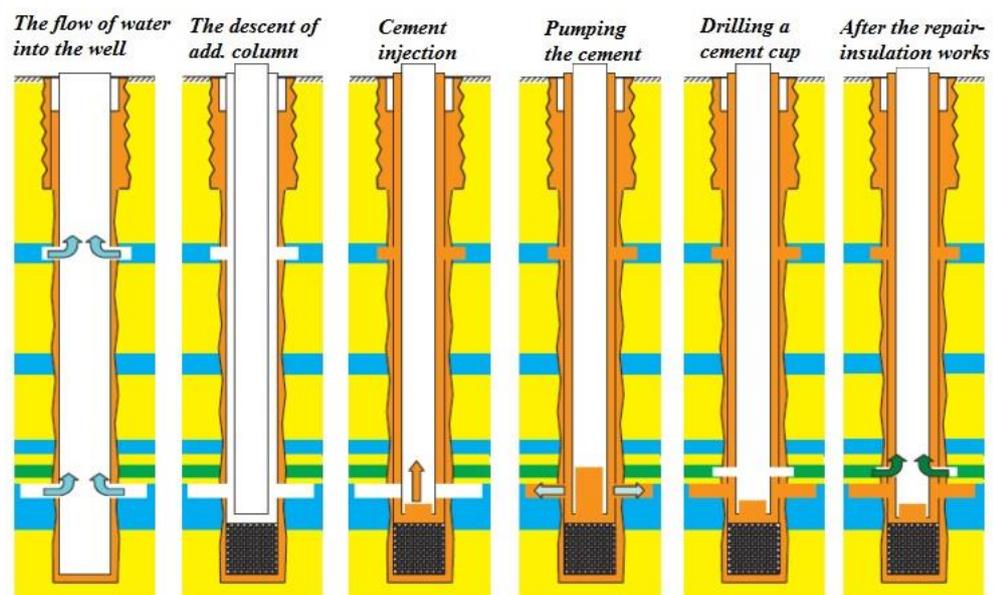


Figure 3 – Technological scheme of carrying out the repair-insulation works

The repair-insulation works wells are carried out in cases where it is necessary to:

- ensure isolation of productive facilities from water;
- create a cement cup at the bottom of a well or a cement bridge in a column;
- lock the filter when transferring the well to a higher or lower horizon;
- create a cement belt in the bottom-hole zone of the well for reliable isolation;

- cover defects in the service column;
- isolate the productive horizons from each other in the interval of descent of the production column or shank when cutting and drilling the second shaft;
- secure the bottom-hole area of the well to reduce corking.

The main requirement for the technology is to ensure that working solutions of the insulating agent are injected into the well and pushed into the insulated interval.

It is achieved by excluding from the technology conditions and operations that contribute to dilution of working solutions, as a result of filling the well with a homogeneous liquid density; the use of working solutions with a density greater than that of the liquid in the well; the use of drilling packers.

The side-tracking

The side-tracking from existing wells is an effective way to overhaul and reconstruct wells. The technology is particularly effective for fields at a late stage of development.

Previously untapped areas of the reservoir and hard-to-recover oil reserves, production of which was not previously possible, are involved in the development by drilling side shafts. The use of the side-tracking technology increases oil recovery and actually replaces well compaction. Appropriate technologies help to preserve the well and save the cost of developing the well. Moreover, the operation of the side-tracking is effective for all types of deposits.

Choosing a specific type of the well interventions for a particular well is a non-trivial task because there are several options for its solution. It should be taken into account that any unjustified interference of this kind in the operation of the well can lead to economic losses, which are calculated by the cost of carrying out the event and the lost profit.

A comprehensive approach to the well interventions planning allows us to solve problems of improving the efficiency of field development.

The selection of candidate wells for a certain type of the well intervention is conducted in accordance with the stages of system analysis of problem situations:

1. Situation analysis (identification of the need to the well interventions for a specific well).
2. Setting goals (defining parameters according to which the well interventions should be directed).
3. Development of solutions and analysis of alternatives (formation of a list of possible types of well interventions to achieve the goals, assessment of their effectiveness).
4. Implementation of the decision (holding the well intervention).
5. Evaluation of results (monitoring wells after the well intervention, analysis of results).

The process of forming the GTM program is individual for each field. Depending on the geological features of the field, certain types of measures are selected according to maximum effect of predicted additional oil production.

It is necessary to collect and analyze a sufficiently large amount of source data for the selection of well intervention. They can be divided into three groups: geological, technological and technical.

Geologic maps include:

- initial oil-saturated thickness
- residual oil-saturated thickness;
- permeabilities;
- current saturation and forecasting the water content;
- oil and water filtration circuits.

Well data (technological) includes:

- interpretation results of geophysical well surveys;
- well trajectories;
- database of perforations;
- technological regimes and monthly operational reports throughout history;
- coordinates of reservoir intersections;
- results of compensation for production by waterflood elements injection;

- PVT-properties, modified relative phase permeabilities, reservoir reference.

Data on the technical condition of the wells:

- information on field geophysical surveys on leakage of production casing, annular circulation, watering sources;
- non-working / emergency fund;
- state of the bottom-hole.

The first step in the formation of the geological and technical measures complex is to analyze the operation parameters of all wells in the current mode, from which wells with a decrease in production level are identified. Further, by factor analysis, the values and causes of the decrease in oil production are determined:

- due to reservoir pressure;
- bottomhole pressure;
- decrease in productivity;
- water cut changes.

In production wells, it is important to prevent the bottomhole pressure from falling below the saturation pressure, since then oil degasses and the homogeneous fluid decomposes into gaseous, liquid and solid phases. Scale intensification, premature failure of pumping equipment and leading watering occur, and as a result, the oil productivity coefficient of the well decreases.

A decrease in the well productivity coefficient indicates a difficult filtration of the formation fluid near the bottom of the well.

The decrease in permeability of the bottom-hole formation zone occurs as a result of the following factors:

- well operation is accompanied by a violation of thermobaric balance in the near-wellbore zone, which leads to the release of dissolved gas from oil, deposition of paraffin, clogging the pore space;
- the bottom-hole zone is substantially contaminated during the overhaul in the wells as a result of the penetration of the kill fluid;

- the influx of oil into the well is accompanied by the removal of sand from the bottomhole zone and the formation of sand plugs overlapping the well filter;
- it is also possible to single out biological factors causing contamination of the bottom-hole zone with the waste products of microorganisms and bacteria.

Due to the fact that the produced water at the deposits is supersaturated with sodium chloride, calcium carbonate and calcium sulfate, it leads to more intensive deposition of gypsum, halite and calcite in the bottomhole formation zone.

Therefore, the planning of measures for processing the bottom-hole zone of the formation should include the implementation of technology for controlling scaling.

It is necessary to determine the amount of additional oil production from the well intervention to assess technological efficiency. There are a number of methods for it, based on a comparison of the base (forecast) and factual oil production from the well at the end of the calculation period. This difference determines the amount of additional oil production.

Basic production is calculated by the displacement characteristics that are most suitable for these conditions of the development of the facility (maximum convergence with the real data of the facility). On the other hand, the assessment of technological efficiency should be related to the forecasting of production for the future period, since the efficiency of the well interventions is planned, as well. Planning for oil production or planning for additional oil production and assessment of the technological efficiency of the geological and technical measures should be carried out by means of the same methods.

Much attention should be paid to the issues of separating the effects associated with conducting well intervention and the effects connected with changes in conditions during normal operation (shutting down or putting in wells, changing the rate of production or injection of liquid, etc.). A correct solution to this problem is possible when combining the integral description of the considered area (based on the displacement characteristics) with the analysis of the impact of the well intervention on the technological parameters of the wells.

The technological efficiency of the well intervention is characterized by several quantitative indicators (criteria):

- additional oil production;
- increase in selection rates;
- reduction in the volume of produced water.

The question of efficiency in selecting the type of the well interventions is one of the foundations of the feasibility of oil production.

Wells are divided by the degree of reaction to the work performed in order to assess the effectiveness of the well interventions. If a positive effect or additional oil production is obtained, the well is considered to have reacted. A well with a negative effect is considered not to have reacted to the impact.

The approach that evaluates only positively reacted wells is used in practice. The following principle is used to evaluate the effectiveness of the well intervention: if a single production well has a positive effect, its duration is calculated until the actual oil production falls below the baseline; if the well has a negative effect immediately after the well intervention, the calculation of the effect is discontinued.

REFERENCES

1. Well intervention [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Well_intervention.
2. Sandeep Khurana, Brad DeWalt, Colin Headworth. Well intervention using rigless techniques // Offshore Technology Conference, 5-8 May, Houston, Texas. – 2003. – P. 13.
3. Alberta Energy Regulator. (July 2, 2015). Hydraulic Fracturing [Online]. Available: <https://www.aer.ca/about-aer/spotlight-on/unconventional-regulatory-framework/what-is-hydraulic-fracturing>.
4. Energy Education. (August 29, 2017). Hydraulic Fracturing [Online]. Available: https://energyeducation.ca/encyclopedia/Hydraulic_fracturing.

5. V. Graifer, V. Kokorev, G. Orlov, K. Bugaev. Bottom-hole formation zone treatment using monofuel thermolysis // SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition. – 2003. – P. 26-28.