

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

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

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ К ФОРМИРОВАНИЮ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

УДК 622.243.24

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Полковникова Ирина Андреевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

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

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

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

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

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

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

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б95	Полковникова Ирина Андреевна

Тема работы:

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ К ФОРМИРОВАНИЮ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	39–67/с от 08.02.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	16.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i>	Фондовая и научная литература, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i>	Анализ основных геологических и технологических характеристик при эксплуатации горизонтальных скважин; Влияние ориентации и протяженности горизонтального участка скважины на производительность; Оценка условий формирования профиля притока горизонтального участка скважины; Обоснование конструкции горизонтального окончания скважины; Многостадийный гидравлический разрыв пласта; Обзор дополнительных приспособлений, влияющих на повышение производительности;

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

	Моделирование эксплуатации горизонтального участка скважины.
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Криницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	09.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Полковникова Ирина Андреевна		09.02.2023

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

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

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

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б95	Полковникова Ирина Андреевна

Тема работы:

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ К ФОРМИРОВАНИЮ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	16.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
13.03.2023	Оценка факторов, влияющих на формирование производительности горизонтальных скважин	30
03.04.2023	Современные технологии повышения производительности горизонтальных скважин в процессе их эксплуатации	30
24.04.2023	Комплексный подход к оценке производительности горизонтальных скважин на нефтяных месторождениях	20
15.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
05.06.2023	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.02.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н		09.02.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Полковникова Ирина Андреевна		09.02.2023

РЕФЕРАТ

В данной выпускной квалификационной работе 92 страницы, в том числе 26 рисунков, 8 таблиц. Список использованных источников содержит 55 источников. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: производительность скважины, горизонтальная скважина, геологические условия, горизонтальный участок скважины, профиль притока, многостадийный гидравлический разрыв пласта, нефть, газ.

Объектом исследования являются горизонтальные скважины.

Цель исследования – повышение эффективности эксплуатации горизонтальных скважин в различных геологических условиях.

В данной работе анализируется влияние различных факторов на формирование производительности горизонтальных скважин: геологические условия, технологические характеристики, технические факторы, ориентация и протяженность горизонтального участка ствола скважины, профиль притока горизонтального участка скважины. Оценены условия формирования профиля притока горизонтального участка скважины: снижение давления по стволу скважины, геологическое строение пласта, воздействие нагнетательных скважин системы ППД, состояние околоскважинной зоны. Представлен обзор современных методов повышения производительности горизонтальных скважин: технологии проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта и выравнивания профиля притока. Также представлены методы математического и программного моделирования эксплуатации горизонтального участка скважины.

В результате работы были выделены оптимальные конструктивные особенности скважины, расположение в пласте ее горизонтального окончания, а также наиболее эффективные технологии повышения производительности.

Область применения: горизонтальные добывающие скважины.

Потенциальная экономическая эффективность выражается в получении дополнительной прибыли за счет роста производительности

скважины в результате подбора оптимальной конструкции и применении технологий повышения производительности.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ.....	14
1 ОЦЕНКА ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ФОРМИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН.....	16
1.1 Анализ основных геологических и технологических характеристик при эксплуатации горизонтальных скважин.....	18
1.2 Влияние ориентации и протяженности горизонтального участка скважины на производительность.....	24
1.3 Оценка условий формирования профиля притока горизонтального участка скважины.....	27
2 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ.....	34
2.1 Обоснование конструкции горизонтального окончания скважины.....	35
2.2 Многостадийный гидравлический разрыв пласта.....	39
2.3 Обзор дополнительных приспособлений, влияющих на повышение производительности.....	46
2.4 Моделирование эксплуатации горизонтального участка скважины.....	49
3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	55
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	60
4.1 Расчет времени на проведение мероприятий по ГРП.....	60
4.2 Расчет общего числа единиц техники и оборудования.....	61
4.3 Затраты на амортизационные отчисления.....	61
4.4 Затраты на материалы.....	62
4.5 Расчет заработной платы бригады.....	63
4.6 Затраты на страховые взносы.....	64

4.7 Затраты на проведение мероприятия	64
4.8 Вывод по главе	65
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	69
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	69
5.2 Производственная безопасность	71
5.2.1 Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов.....	72
5.3 Экологическая безопасность.....	79
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	81
5.5 Вывод по главе	82
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	83
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	85
ПРИЛОЖЕНИЕ А	92

ВВЕДЕНИЕ

Со второй половины прошлого века наблюдается устойчивая тенденция к увеличению доли трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) за счет постепенной выработки традиционных месторождений. По оценкам Министерства природных ресурсов запасы нефти категории ABC_1 на две трети состоят из трудноизвлекаемых. В случае не вовлечения в разработку ТРИЗ данная тенденция будет сохраняться. Также с каждым годом все сложнее будет поддерживать необходимый уровень добычи. На данный момент нефть является недостаточно обеспеченным по запасам полезным ископаемым, так как обеспеченность добычи разведанными запасами разрабатываемых месторождений на 2016 год оценивалась в 35-36 лет, а без учета ТРИЗ – не более 20 лет [1].

Согласно приказа Министерства природных ресурсов от 13 февраля 1998 года № 41 к ТРИЗ относят: запасы всех типов залежей и месторождений, извлекаемые с применением термических методов или закачки реагентов, обеспечивающих смешивающееся вытеснение нефти; запасы подгазовых частей тонких (менее 3 метров) нефтяных оторочек; запасы периферийных частей залежей, имеющих нефтенасыщенные толщины, менее предельных для экономически рентабельного разбуривания сетью эксплуатационных скважин [2].

За счет постепенного истощения традиционных запасов на современном этапе развития нефтегазовой отрасли существует необходимость все более активного ввода в разработку новых месторождений и залежей, ранее считавшихся экономически нецелесообразными. Разработка ТРИЗ малоэффективна традиционными способами, в связи с этим применяются более сложные технологии, в том числе различные методы заканчивания скважин, имеющих большую эффективность чем вертикальные скважины. В настоящее время активно применяют горизонтальные окончания.

Эксплуатация горизонтальных скважин дает хороший экономический эффект за счет увеличения объема вырабатываемых запасов, увеличения

КИНа. Также их применение уменьшает количество вертикальных скважин, затраты на инфраструктуру, снижает сроки окупаемости, что компенсирует большие капитальные вложения на их строительство.

Производительность ГС зависит от ряда факторов, которые можно разделить на геологические, технические и технологические. Геологические факторы связаны с свойствами флюида и условиями его залегания, например, гидродинамическая связь между пропластками, вязкость флюида, проницаемость, анизотропия, неоднородность пласта. Под технологическими факторами понимают допустимые величины забойного и устьевого давления, размер и форма зоны дренирования, радиус кривизны ствола, длина ее горизонтального участка, степень вскрытия пласта, размещение сетки скважин, расстояние между ГС. Под техническими – длины и диаметры обсадных и фонтанных труб, качество используемой арматуры, труб, скважинного оборудования, продолжительность работы скважины после пуска [3].

Соответственно, для выбора определенного технологического подхода требуется применение различных методов оценки производительности горизонтальных скважин.

В связи с большим разнообразием геологических условий залегания углеводородов для наиболее эффективной эксплуатации существует необходимость в подборе различных технологий заканчивания скважин и методов повышения нефтеотдачи для каждого конкретного объекта в отдельности. Таким образом, с учетом существующих методов разработки месторождений горизонтальными скважинами рассмотренные в работе вопросы являются актуальными для повышения производительности ГС.

Цель работы:

Повышение эффективности эксплуатации горизонтальных скважин в различных геологических условиях.

Задачи, поставленные к выполнению:

1. Оценить факторы, влияющие на формирование производительности горизонтальных скважин;
2. Проанализировать эффективность применения технологий повышения производительности горизонтальных скважин в процессе их эксплуатации;
3. Сформировать комплексный подход к оценке производительности горизонтальных скважин на нефтяных месторождениях.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ТРИЗ – Трудноизвлекаемые запасы;

КИН – Коэффициент извлечения нефти;

ГС – Горизонтальная скважина;

ООО – Общество с ограниченной ответственностью,

ТатНИПИнефть – Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти;

ПАО – Публичное акционерное общество;

АНК – Акционерная нефтяная компания;

ПО – Производственное объединение;

ОАО – Открытое акционерное общество;

РН – Роснефть;

НК – Нефтяная компания;

МГРП – Многостадийный гидравлический разрыв пласта;

ГПРКФ – Глубокопроникающие радиальные каналы фильтрации;

ППД – Поддержание пластового давления;

ПП – Профиль притока;

АСПО – Асфальтосмолопарафиновые отложения;

ОЗ – Околоскважинная зона;

ГРП – Гидравлический разрыв пласта;

ГПП – Гидропескоструйная перфорация;

НКТ – Насосно-компрессорная труба;

ПЗП – Призабойная зона пласта;

ГНКТ – Гибкая насосно-компрессорная труба;

ICD – Inflow control device;

ICV – Interval control valve;

SSC – Smart stinger completion.

Производительность скважины – это один из важных показателей добычи, характеризующий эффективность работы скважины и

представляющий собой объем флюида, который возможно добыть в процессе разработки за определенный интервал времени.

1 ОЦЕНКА ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ФОРМИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Первые ГС были пробурены в СССР нефтегазодобывающим управлением «Ишимбайнефть» ООО «Башнефть-Добыча» в 1947 г. на Ишимбайском месторождении в Башкирии [4]. А уже с конца 70-х годов данная технология начала интенсивное развитие как в Советском Союзе, так и за рубежом, а к 1991-1992 гг. в России насчитывалось 48 ГС. В Татарстане первые горизонтальные скважины были пробурены 1967 г., а в период с 1991 г. по 1995 г. отраслевым институтом ТатНИПИнефть было составлено 20 проектных документов, согласно которым необходимо было пробурить 1200 ГС, что составляло 40 % от общего числа скважин. Новым этапом развития горизонтального бурения в Башкортостане стала разработка более чем 50 скважинами Михайловского, Тытышлинского, Лемезинского и Старцеского месторождений, а также опытных участков Арланского месторождения ПАО АНК «Башнефть». Первая ГС в ПАО «Удмуртнефть» была пробурена в 1992 г. на Мишкинском месторождении, в настоящее время их насчитывается 47 [5].

19 сентября 1989 г. комиссией Президиума Совета Министров СССР по новой технике была одобрена программа «Создание принципиально новых систем разработки месторождений нефти с помощью горизонтальных и многозабойных скважин и их широкомасштабное внедрение». Согласно программы в период с 1990 г. по 1995 г. предусматривалось строительство 3000 ГС на 11 опытных участках ПАО АНК «Башнефть», ПО «Азнефть», ПАО «Коминнефть», ОАО «Нижневартовскнефтегаз», ООО «РН-Юганскнефтегаз», ООО «НК Краснотуркменскнефтегаз». Но в связи с социально-политической обстановкой в стране данный план не был выполнен в полном объеме [6].

Первая ГС в США была пробурена в 40-х годах, а начиная с 1979 г. начинается активное их строительство. В 1990 г. в штатах Техас, Северная Дакота и Юта было пробурено 850 ГС. За период 1979-1983 гг. на Европейских месторождениях Лак (юго-запад Франции), Кастера Лау (юго-запад Франции)

и Распаро Маре (Италия) было пробурено 90, 110 и 6 скважин соответственно. Первая в мире система нефтедобычи с помощью ГС была создана и реализована на месторождении Распаро Маре. В Германии применение ГС началось в 1980-х годах, а в 1994 г. была создана Ассоциация горизонтального бурения, которая была нацелена на координацию исследований по проблемам горизонтального бурения. Работа данной ассоциации по итогу привела к снижению стоимости бурения ГС [5]. Необходимость бурения ГС вызывала создание новой техники, а также развитие технологий. Освоение этих технологий многими за рубежом фирмами, такими как французская Эльф Акитен, Преуссаг в Германии, британская Бритиш Петролеум и Трэнд Уэлл в США, позволило снизить стоимость строительства ГС практически до стоимости строительства вертикальных с идентичными параметрами [6].

По результатам анализа эксплуатации на опытном участке Самотлорского месторождения было выяснено, что дебиты ГС превышают дебиты вертикальных и наклонно-направленных в 3-11 раз при значительно меньшей обводненности продукции. На Восточно-Таркосалинском нефтегазоконденсатном месторождении введенные пять ГС оказались производительнее вертикальных в 5 раз. Также эффективность ГС была доказана на уникальных месторождениях Ближневосточного региона. ГС пробуренные на территории Саудовской Аравии, Омана и Египта дают дебит больший дебита вертикальных в 2-10 раз [5].

На начальных этапах эксплуатации месторождений горизонтальными скважинами зачастую фактические дебиты были меньше ожидаемых, так как из-за несовершенства технологий бурения при строительстве возникали проблемы такие как: кольматация призабойной зоны, неточность попадания стволов в продуктивные пласты, низкий межремонтный период глубинно-насосных установок, неправильный угол искривления ствола скважины, недостаточная длина горизонтального участка [6]. В настоящий момент данные проблемы возможно минимизировать либо даже исключить полностью, но также существуют проблемы, которые невозможно решить.

Основная причина снижения продуктивности ГС – техногенные изменения природного состояния пласта в околоскважинной зоне. Помимо этого, вдоль ствола ГС формируется неравномерный профиль притока, характеризующийся чередованием зон высокой и низкой приточности. При разработке залежей с водонефтяными и газонефтяными зонами это приводит к прорыву нецелевого флюида в высокопродуктивные интервалы скважины, следовательно, к неполной выработке запасов. Также в области забоя и устья формируются аномальные концевые эффекты по удельному притоку [5].

1.1 Анализ основных геологических и технологических характеристик при эксплуатации горизонтальных скважин

Производительность горизонтальной скважины складывается из ряда факторов таких как: проницаемость пласта, анизотропия, устьевое давление, мощность пласта, ориентация трещин, тип породы, слагающей пласт, вязкость флюида, длина горизонтального участка ствола скважины, диаметр колонн обсадных и фонтанных труб, расположение ствола относительно кровли и подошвы, потери давления по длине горизонтального участка ствола, полнота и характер вскрытия пласта, кольматация призабойной зоны пласта буровым раствором.

В настоящий момент существует более 80 расчетных методов для оценки производительности горизонтальной скважины, основными из них считаются: метод Ю.П. Борисова, по которому принимается, что зона дренирования имеет форму круга, методы S.D. Joshi, F.M. Giger и G.I. Renard – J.M. Dupuy, где зона дренирования эллипсоидной формы, метод З.С. Алиева – В.В. Шеремета, в котором допускается, что зона дренирования имеет форму полосообразного пласта, полностью вскрытого горизонтальным стволом. Чаще всего для определения производительности ГС применяются следующие формулы 1-5:

Метод Ю.П. Борисова:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu_n \left(\ln \frac{4R_K}{L} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2R_C} \right)}. \quad (1)$$

Метод S.D. Joshi:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu_n B_H \left(\ln \left(A + \sqrt{\frac{A^2 - (L/2)^2}{L/2}} \right) + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2R_C} \right)}; \quad (2)$$

$$A = \frac{L}{2} \cdot \left(\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_K}{L} \right)^4} \right)^{0,5}. \quad (3)$$

Метод F.M. Giger:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu_n B_H} \frac{1}{\left(\frac{L}{h} \ln \frac{1 + \sqrt{1 - (L/2R_K)^2}}{L/2R_K} + \ln \frac{h}{2R_C} \right)}. \quad (4)$$

Метод З.С. Алиева – В.В. Шеремета:

$$Q = \frac{2kL\Delta P}{\mu_n B_H} \frac{1}{\left[1 + \frac{2R_C}{h-2R_C} \ln \frac{2R_C}{h} \right] + \frac{R_K - (h-2R_C)}{2h}} \quad (5)$$

где k – абсолютная проницаемость, м²; h – толщина пласта, м; ΔP – депрессия на пласт, Па; μ_n – вязкость нефти в пластовых условиях, Па·с; R_K – радиус контура питания, м; R_C – радиус скважины, м; L – длина горизонтального участка ствола скважины, м; B_H – объемный коэффициент нефти, д.е.; A – главная полуось эллипса дренирования в горизонтальной плоскости, м [7].

Проанализировав представленные выше формулы можно сделать вывод о влиянии каждого из параметров на производительность скважины. Увеличение мощности пласта, а также увеличение длины горизонтального участка значительно влияют на рост производительности. Причем прирост производительности при увеличении длины скважины в пластах большей толщины гораздо значительнее. Производительность прямо пропорционально зависит от проницаемости, депрессии на пласт и радиуса скважины и обратно пропорциональна радиусу контура питания, вязкости и объемному коэффициенту нефти.

Применение скважин с горизонтальным окончанием в различных геологических условиях дает разный эффект. В некоторых случаях повышение производительности скважины незначительное, по сравнению с вертикальными, а в других производительность возрастает в разы. На основании ряда теоретических и практических исследований выделяют основные объекты со сложным геологическим строением, разработка которых горизонтальными скважинами наиболее целесообразна. К таким объектам относятся: пласты с низкой эффективной толщиной (менее 3 м); нефтенасыщенные пласты с подошвенной водой и верхним газом с целью ограничения прорыва конусов воды и газа и увеличения коэффициента извлечения; трещиновато-пористые пласты с развитой вертикальной трещиноватостью; залежи высоковязких нефтей и битумов, шельфовые и труднодоступные продуктивные зоны [8].

Высокая эффективность применения ГС достигается при разработке нефтяных залежей, сложенных карбонатными породами с неравномерной нефтенасыщенностью и проницаемостью. А также на месторождениях с высокой геологической неоднородностью, разрозненностью, наличием многочисленных зон замещения продуктивных пластов и зон выклинивания. Продуктивность в горизонтальных скважинах при таких условиях повышается по сравнению с вертикальными за счет увеличения области воздействия рабочим агентом на пласт. Также горизонтальный ствол в неоднородном пласте способен открыть участки трещиноватых зон с повышенной проницаемостью, что позволяет получить в разы больший дебит. При разработке низкопроницаемых коллекторов системой ГС повышаются темпы отбора нефти в 3-5 раз, увеличиваются дебиты, а также сокращаются сроки разработки [9]. Помимо этого, при разработке в трудноизвлекаемых, значительно неоднородных, сильно расчлененных низкопроницаемых пластах эффективно заканчивание горизонтальных скважин многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП), а также выполнение гидроразрыва в каждом из пропластков, то есть создание сети глубоко проникающих радиальных

каналов фильтрации (ГПРКФ). Таким образом создается система сбора флюида через образовавшиеся каналы (трещины) и повышается проницаемость пласта [10].

При разработке трещиноватых коллекторов горизонтальными скважинами огромное влияние оказывает ориентация ствола скважины относительно трещин. Если система тектонических трещин ориентирована поперек простирания пласта, то дебиты возрастают в десятки раз. Это происходит за счет увеличения зоны дренирования. Если же трещины ориентированы согласно с направлением ствола скважины, то результаты по приросту дебита совершенно незначительные [11].

Влияние толщины пласта на производительность горизонтальной скважины значительно, при остальных равных условиях в пласте с большей толщиной скважина будет давать дебит гораздо выше. Эффективная толщина пласта влияет на производительность горизонтальной скважины в меньшей степени чем вертикальной. На это указывают формулы притока нефти к вертикальной и горизонтальной скважине (6) и (5):

$$Q_B = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu_n \ln \frac{R_K}{R_C}} \quad (6)$$

Горизонтальные скважины имеют высокую производительность по сравнению с вертикальными даже в пластах с небольшой толщиной (менее 3 м). Различие в производительности горизонтальной и вертикальной скважины происходит за счет отличных форм области дренирования. Область дренирования вертикальных скважин имеет форму кругового цилиндра, а область дренирования горизонтальных скважин можно представить, как эллипсоид, достаточно сильно вытянутый вдоль напластовывания [12]. Схема дренажных областей вертикальной и горизонтальной скважины представлена ниже на рисунке 1.

На Южно-Киенгопском месторождении Верецкий горизонт, сложенный чередованием терригенных и карбонатных коллекторов с эффективной толщиной 2-5 м, (в среднем 2,9 м) был разбурен ГС, их

начальный дебит составил 15 т/сут, что превысило дебит вертикальных на 10-15 т/сут. В условиях этого месторождения была доказана возможность достижения достаточно высоких технико-экономических показателей бурения ГС на продуктивные пласты малой толщины (2-3 м) [5].

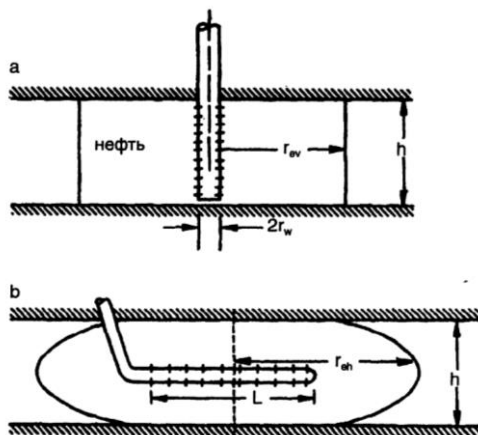


Рисунок 1 – Схема дренажных областей вертикальной (а) и горизонтальной (б) скважины [13]

На производительность горизонтальных скважин параметр анизотропии влияет сильнее, чем на дебит вертикальных скважин. Уменьшение параметра анизотропии в три раза снижает дебит нефти практически в три раза из-за низкой проницаемости пласта в вертикальном направлении. Соответственно, в пластах с низкой вертикальной проницаемостью производительность ГС будет значительно меньше. А в случае, если длина горизонтального участка небольшая, то вертикальная скважина в данных условиях может давать даже большие значения производительности. Для анизотропного пласта, с учетом параметра анизотропии, формула притока нефти имеет вид (7):

$$Q_H = \frac{2kL\Delta P}{\mu_n B_n} \frac{1}{\left[\frac{1}{\nu h_i} \left(\nu h_i + R_c \ln \frac{R_c}{R_c + \nu h_i} \right) \right] + \frac{R_c - \nu h_i}{(R_c + \nu h_i)}}, \quad (7)$$

где $h_i = (h - h_2) - R_c$ – толщина пласта i -й зоны за вычетом радиуса скважины, м; $\nu = \sqrt{\frac{k_{\text{вер}}}{k_{\text{гор}}}}$ – параметр анизотропии; $k_{\text{вер}}$, $k_{\text{гор}}$ – коэффициенты проницаемости в вертикальном и горизонтальном направлениях, м² [7].

Большое влияние на производительность горизонтальной скважины в анизотропном пласте оказывает ориентация ее горизонтального участка.

Оптимальное направление ствола ГС – в направлении наименьшей проницаемости. При высокой латеральной анизотропии (соотношение проницаемостей 10-100) отклонение угла направления от оптимального даже на 15° снижает дебит в 3-25 раз по сравнению с максимально возможным. При низкой латеральной анизотропии (соотношение проницаемостей 2-5) отклонение угла направления от оптимального на 15° снижает дебит примерно в полтора раза [14].

Также большое влияние на производительность скважины оказывают физико-химические свойства флюида. С ростом вязкости и плотности нефти уменьшается производительность скважин, следовательно, разработка высоковязких и битуминозных нефтей вертикальными скважинами практически невозможна. Наиболее эффективной технологией разработки месторождений высоковязкой (битумной) нефти является применение тепловых методов, в особенности с применением горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин. Применение ГС для разработки месторождений высоковязких и битуминозных нефтей эффективно по следующим причинам: значительное повышение дебита скважин, уменьшение обводненности пласта, снижение вязкости нефти, повышение приемистости нагнетательной скважины и увеличение притока в добывающих скважинах. Достигается данный эффект за счет увеличения площади соприкосновения пласта со стволом скважины, тем самым увеличивается эффективность активного воздействия на пласт [10].

Соответственно, основными факторами, влияющими на производительность ГС являются трещиноватость и ориентация трещин пород, слагающих продуктивный пласт, проницаемость, вертикальная и латеральная анизотропия, мощность пласта, вязкость флюида, значение депрессии на пласт, длина и ориентация горизонтального участка ствола скважины.

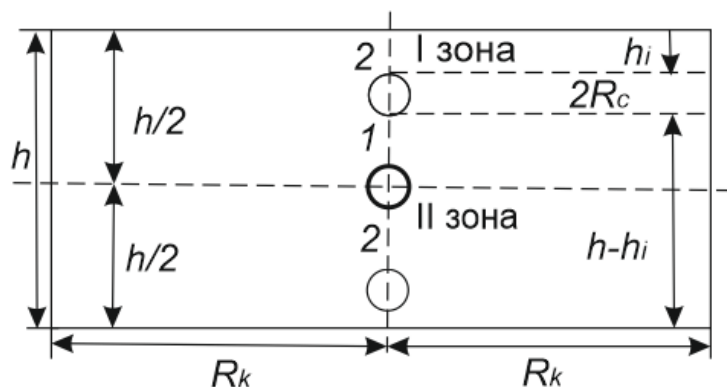
1.2 Влияние ориентации и протяженности горизонтального участка скважины на производительность

Как было сказано в работе ранее, одним из важнейших факторов, влияющих на производительность горизонтальной скважины, является ориентация ее горизонтального участка. Для получения наибольшей ожидаемой производительности ГС при проектировании необходимо учитывать ориентацию горизонтального участка относительно кровли и подошвы продуктивного пласта, а также относительно направления его максимальной проницаемости.

Наиболее выгодное расположение оси горизонтального участка скважины для получения наибольшей производительности – посередине между кровлей и подошвой продуктивного пласта. Схема расположения ствола горизонтальной скважины по толщине пласта представлена ниже на рисунке 2. При небольшом отклонении ее положения на расстояние, составляющее не более чем 20 % от мощности пласта, значение производительности незначительно снижается менее чем на 5 %. При большем отклонении производительность может значительно уменьшаться. Но при этом существует ряд факторов, влияющих на степень снижения производительности скважины при ее отклонении от середины. Одним из таких факторов является показатель вертикальной анизотропии. При ее низком и среднем значении (χ менее пяти) смещение оси ствола относительно центра снижает производительность не более чем на 10 %. С увеличением анизотропии производительность может снижаться на 20-30 %, так в сильно анизотропных пластах (показатель вертикальной анизотропии составляет десять и более) потеря по производительности может составлять 35 % [15].

Степень снижения производительности ГС также зависит от длины ее горизонтального участка. С увеличением длины ствола скважины снижается влияние отклонения его положения от середины на производительность. Следовательно, в анизотропных пластах с подошвенной водой или газовой шапкой, где необходимо смещать ось ствола скважины в прикровленную или

приподошвенную часть, за счет увеличения длины горизонтального участка возможно снизить потери по производительности и при этом увеличить срок до прорыва воды и/или газа в скважину [16].



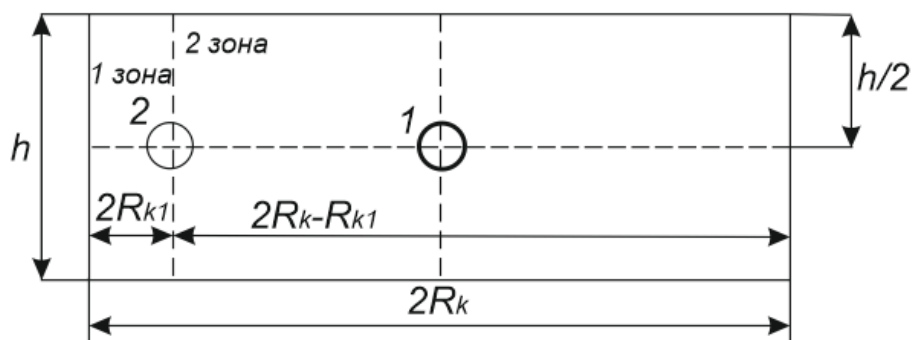
1 – симметричное; 2 – асимметричное

Рисунок 2 – Схема расположения ствола горизонтальной скважины по толщине пласта

В случае с газовыми горизонтальными скважинами ориентация ствола в пласте также влияет на производительность. С отклонением положения скважины от центра пласта снижается ее производительность. В сильно анизотропных пластах, где вертикальная анизотропия ν составляет 0,1 при смещении оси горизонтального участка скважины к кровле или подошве продуктивного пласта производительность снижается на 25 %. В пластах с значением анизотропии менее 0,01 влияние положения ствола скважины незначительно, и при максимальном отклонении от середины пласта производительность снижается лишь на 4,1 % [17].

Также при проектировании конструкции скважины необходимо учитывать ориентацию горизонтального участка относительно направления максимальной проницаемости пласта. Для получения максимальной ожидаемой производительности необходимо выбирать направление ствола скважины, соответствующее направлению минимальной проницаемости. Причем с ростом как вертикальной, так и латеральной анизотропии отклонение от оптимального направления в большей степени снижает производительность ГС [14].

Еще одним фактором, который необходимо учитывать при выборе ориентации горизонтального участка ствола скважины, является расположение относительно контуров питания. Схема расположения ствола горизонтальной скважины относительно контуров питания представлена на рисунке 3. Ассиметричное положение ГС по отношению к контурам питания также существенно снижает производительность. Смещение горизонтального участка к одному из контуров питания может привести к снижению производительности на 20-35 % [18].



1 – симметричное; 2 – асимметричное

Рисунок 3 – Схема расположения ствола горизонтальной скважины относительно контура питания

Увеличение протяженности горизонтального участка скважины приводит к росту ее производительности за счет увеличения площади дренирования продуктивного пласта. Но при достижении определенной длины экономический эффект от прироста производительности незначителен в сравнении с затратами на строительство скважины. Соответственно, за оптимальную длину принимают ее максимальное значение, где увеличение производительности на удельный метр начинает уменьшаться [17].

Также при определении оптимальной длины горизонтальной скважины необходимо учитывать ряд геологических условий. Для продуктивных пластов, сложенных карбонатными породами, рационально бурение ГС длиной до 250 м, так как с увеличением длины до данного значения наблюдается рост производительности. При проницаемости пласта менее $0,05 \text{ мкм}^2$ при увеличении длины до значения, превышающего 300 м, наряду с

ростом производительности скважины также наблюдается значительный рост обводненности. Для пластов с гидропроводностью до $2 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м} / \text{мПа} \cdot \text{с}$ при длине горизонтального участка менее 250 м наблюдается существенное уменьшение производительности. При гидропроводности от 2 до $10 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м} / \text{мПа} \cdot \text{с}$ увеличение длины свыше 300 м может привести к росту обводненности. Также необходимо учитывать пьезопроводность пласта, при значении коэффициента от 250 до $1000 \text{ м}^2 / \text{с}$ увеличение длины скважины до 300 м ведет к росту производительности, дальнейшее же увеличение длины нерационально, так как вызовет резкий рост обводненности. При вязкости нефти от 5 до $25 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ оптимальна длина 250 м, дальнейшее увеличение длины приводит к снижению производительности скважины [19].

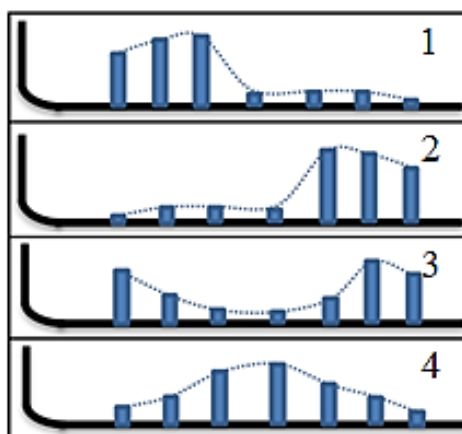
1.3 Оценка условий формирования профиля притока горизонтального участка скважины

Одной из основных проблем эксплуатации горизонтальных скважин и причиной меньшей их продуктивности является формирование неравномерного профиля притока вдоль горизонтального участка. Неравномерный профиль притока снижает текущий и накопленный дебит ГС, выработку запасов, следовательно, и КИН (КИГ), приводит к преждевременным прорывам воды и газа [20].

В зависимости от зоны, в которой приток доминирует, выделяют несколько типов профиля притока. В случае, если доминирующий приток находится в носочной зоне ствола горизонтальной скважины, то такой тип притока называют J-образным, если в пяточной зоне – L-образный. При интенсивном притоке в обеих этих зонах – U-образный, в обратном случае – A-образный. Схемы профилей притока к горизонтальному участку ГС представлен ниже на рисунке 4.

Профиль притока горизонтальной скважины зависит от ряда факторов, основные из них можно поделить на две группы: геологические и технологические. К геологическим факторам, влияющим на приток к

скважине, относится неоднородность пласта (зональная и послойная) и его расчлененность, вязкость и плотность добываемого флюида, наличие пластов-покрышек, проницаемость коллектора. Наиболее значимые технологические факторы – система разработки месторождения, наличие системы ППД, тип рабочего агента и равномерность воздействия нагнетательных скважин, режим работы залежи, конструкция скважин и их технологический режим работы. Также дополнительно можно выделить механическое засорение ствола скважины и призабойной зоны пласта [21].



1 – L-образный; 2 – J-образный; 3 – U-образный; 4 – A-образный
 Рисунок 4 – Схемы профилей притока к горизонтальному участку скважины [21]

Основная причина неравномерного профиля притока – изменение депрессии по длине ствола скважины, в особенности у высокодебитных скважин с многофазным потоком и большими потерями на трение [20]. В результате эффекта снижения депрессии по стволу скважины за счет потерь на трение со временем во всех горизонтальных скважинах формируется L-образный профиль притока. Снижение давления по стволу скважины оказывает большое влияние на профиль притока, если имеет тот же порядок, что и депрессия в пяточной зоне ГС. Изменение депрессии по стволу горизонтальной скважины представлены на рисунке 5. При уменьшении диаметра скважины и увеличении длины ее горизонтального участка увеличивается неравномерность профиля притока за счет увеличения потерь

давления. Большое влияние эффекта «пятка-носок» также характерно для высокодебитных скважин [22].

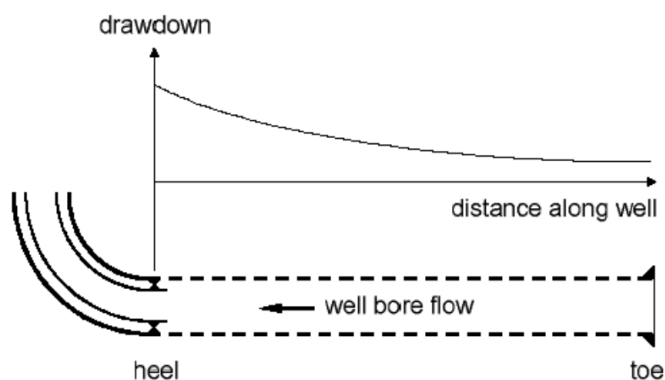


Рисунок 5 – Профиль депрессии горизонтальной скважины [22]

Значительное влияние на профиль притока оказывает геологическое строение эксплуатируемого пласта-коллектора. Так с ростом однородности пласта растет однородность ПП. Если же пласт неоднороден по проницаемости, то формируется неравномерный ПП, так как наибольший приток приходится на наиболее проницаемую зону. Для высокопроницаемых пластов также характерно формирование неравномерного профиля притока за счет яркого проявления эффекта «пятка-носок». Для низкопроницаемых коллекторов снижение проницаемости качественно не влияет на профиль притока [21-22].

Для высоковязких нефтей характерно снижение эффекта падения депрессии по длине ствола скважины, соответственно, более равномерный профиль притока. Это связано с линейной зависимостью между вязкостью и депрессией по закону Дарси (8):

$$\vec{u} = -\frac{k}{\mu} \text{grad}p^*, \quad (8)$$

где \vec{u} – вектор скорости течения флюида; k – коэффициент проницаемости пласта; μ – динамическая вязкость; $\text{grad}p^*$ – градиент приведенного давления.

А в случае с турбулентным режимом течения потери на трение практически не зависят от вязкости, на что указывает диаграмма Мууди (рисунок 6) [23].

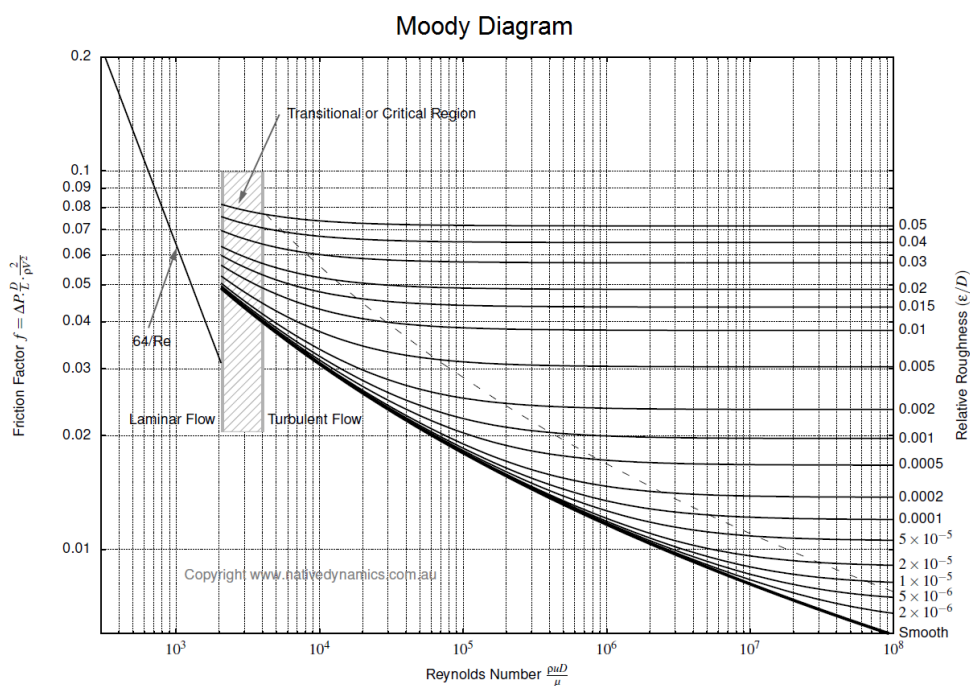


Рисунок 6 – Диаграмма Мууди

На формирование ПП негативное влияние оказывает наличие непроницаемых пластов и их расположение. При росте обводненности в прилегающих к неколлектору зонах пласта формируются области сосредоточения остаточных запасов нефти, из которых преимущественно и происходит их приток в скважину. Следовательно, формируется неравномерный профиль притока. Сам по себе рост обводненности тоже приводит к неравномерному ПП, так как возникает многофазная фильтрация. Многофазная смесь вокруг горизонтальной скважины характеризуется сложным строением с газожидкостными пробками, нестабильностью во времени, а также различными скоростями фаз. В следствии чего возникает прорыв фаз с большей скоростью течения, и формируется неравномерный профиль притока. В присутствии системы ППД геологическое строение также оказывает влияние на формирование профиля притока. Если носочная часть горизонтальной скважины находится в районе участка с повышенной

проницаемостью и нагнетательными скважинами, то можно наблюдать неравномерный ПП с ярко выраженной зоной высокой приточности [21].

Формирование профиля притока в значительной степени зависит от равномерности воздействия нагнетательных скважин системы ППД. При неоднородном воздействии образуют зоны застоя остаточных запасов нефти. Для зонально-неоднородных пластов влияние равномерности воздействия выше. Размещение нагнетательных скважин в зоне повышенной проницаемости увеличивает неравномерность ПП. В случае, если присутствует пласт-неколлектор, разделяющий залежь на части, неправильное воздействие нагнетательных скважин (только на одну изолированную зону), формирует неравномерный ПП. На участках горизонтальной скважины, где воздействие отсутствует, значительно снижается или совершенно отсутствует приток флюида. Если пласт-неколлектор в зоне залежи образует полулинзу, то при неправильном воздействии на изолированные части пласта также формируется неравномерный ПП [21].

На формирование неравномерно профиля притока также влияет кольматация призабойной зоны пласта или ствола скважины. За счет загрязнения участков ствола горизонтальной скважины буровым раствором, механическими примесями и АСПО снижается или полностью прекращается приток к загрязненным участкам ствола, следовательно, формируется неравномерный профиль притока.

Формирование околоскважинной зоны горизонтальной скважины отлично от вертикальной. За счет небольших значений градиента давления и длительного воздействия бурового раствора на продуктивный пласт происходит загрязнение данной зоны, которое приводит к снижению производительности скважины. Также проникновение воды в процессе бурения приводит к снижению фазовой проницаемости нефти в призабойной зоне. Степень и площадь загрязнения ОЗ зависит от различных факторов, таких как: состав, свойства пористой среды и фильтрата, мощность пласта, профиль горизонтального участка и его ориентация по толщине пласта,

глубина вскрытия пропластков. В анизотропных пластах загрязнение в вертикальном и горизонтальном направлении различны [24].

Наибольшее влияние на производительность скважины оказывает околоскважинная зона. За счет воздействия на пласт происходит снижение проницаемости в этой зоне. Ухудшение проницаемости ОЗ характеризуется скин-фактором. Из-за сложной формы области загрязнения ОЗ, а также не радиального притока к скважине нет точного метода для определения данного параметра. Обобщенная формула для определения скин-фактора для круговой околоскважинной зоны представляет собой (8):

$$s = \left(\int_{r_c}^{r_s} \frac{dr}{A(r)r} - \ln\left(\frac{r_s}{r_c}\right) \right) \cdot \chi \cdot R(L, H, r_c, h), \quad (8)$$

где r_s – радиус зоны поражения пласта; r_c – радиус скважины; $A(r)$ – безразмерная функция произвольного распределения проницаемости; χ – аппроксимационный коэффициент ($\chi = 0,08$ для $L/H \gg 1$); $R(L, H, r_c, h)$ – коэффициент, учитывающий геометрию задачи и анизотропию пласта; L – расстояние до контура питания; H – толщина пласта; h – расстояние от скважины до кровли пласта [25].

На рисунке 7 представлена зависимость скин-фактора участка горизонтальной скважины от относительного снижения проницаемости на стенке скважины A_0 и изотропного параметра R_s/R_w (R_s – радиус зоны загрязнения пласта; R_w – радиус скважины).

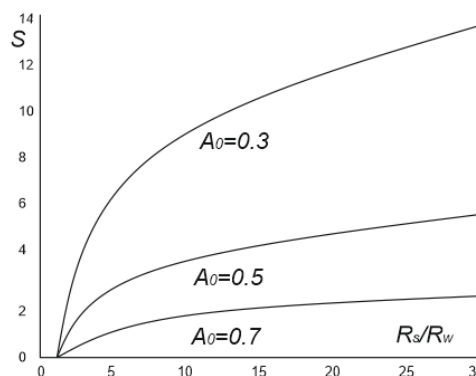
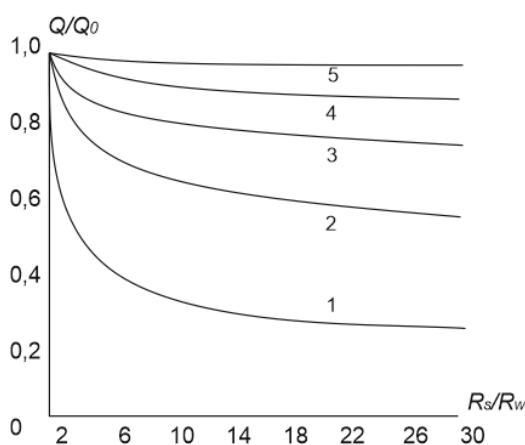


Рисунок 7 – Зависимость скин-фактора от параметров околоскважинной зоны

Производительность ГС зависит от ряда параметров ОЗ, наибольшее влияние из них оказывают размер зоны загрязнения R_s/R_w и степень снижения проницаемости на стенке скважины A_0 . Причем изменение второго параметра оказывает гораздо большее влияние и может снизить производительность горизонтальной скважины почти на 80 %. Зависимость относительной производительности Q/Q_0 (Q, Q_0 – производительность загрязненной и чистой ГС, соответственно) от данных параметров представлена ниже (рисунок 8).

Также некоторое влияние на производительность горизонтальной скважины оказывают несимметричность зоны загрязнения, ее форма. Смещение центра скважины от центра загрязненной зоны может снижать производительность на значение, достигающее 15 %. Форма зоны загрязнения оказывает большее влияние на производительность в случае, если она имеет небольшие размеры [25,26].



1 – $A_0 = 0,1$; 2 – $A_0 = 0,3$; 3 – $A_0 = 0,5$; 4 – $A_0 = 0,7$; 5 – $A_0 = 0,9$

Рисунок 8 – Зависимость относительной производительности скважины от R_s/R_w при различных A_0

2 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Несмотря на большую эффективность горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными, зачастую ожидаемая производительность ГС значительно превышает фактическую. Это может быть связано с быстрым обводнением скважины, сложным геологическим строением пласта, снижением фильтрационных свойств околоскважинной зоны, падением депрессии по длине ствола скважины, и иными факторами.

Как было сказано в работе ранее, для получения большей производительности горизонтальной скважины необходимо учитывать геологические условия и технологические факторы. Первоначально необходимо подобрать оптимальную конструкцию скважины, в особенности ее горизонтального окончания (длину, диаметр обсадных и фонтанных труб, расположение в пласте). Также важно учитывать, что для получения максимальной производительности необходимо применение не одной горизонтальной скважины, а их системы. Наиболее эффективная выработка запасов возможна лишь при грамотном подборе сетки скважин, а также системы поддержания давления (для нефтяных пластов). Помимо этого, существует ряд особенностей эксплуатации ГС, снижающих ее производительность, например, формирование неравномерного профиля притока. Для борьбы с данными особенностями и иными факторами необходимо применение технологий, повышающих производительность горизонтальных скважин.

Основным методом повышения производительности ГС является проведение операции многостадийного гидравлического разрыва пласта. Данная технология начала активно применяться в России с 2011 г., и в период до 2018 г. количество проводимых операций в год возрастало в среднем на 37,5 %. На предприятиях ПАО «Газпром нефть» из общего числа

высокотехнологичных скважин, к которым относятся ГС, ГС с МГРП и многоствольные скважины, доля горизонтальных скважин с МГРП на 2014 г. уже составляла 57 %. Активное применение технологии обусловлено значительным повышением производительности скважины после проведения операции, и в целом она зарекомендовала себя как наиболее эффективный метод повышения нефтеотдачи пластов [27,28].

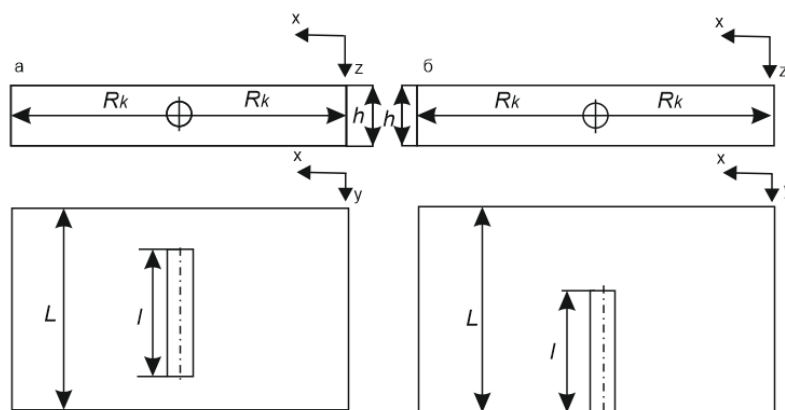
Одной из основных проблем при эксплуатации ГС является формирование неравномерного профиля притока. Данный эффект наблюдается также в скважинах с МГРП. В 55 % горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом уже менее чем через год формируется неравномерный профиль притока, что приводит к значительному снижению эффективности проведенного мероприятия. В связи с этим зачастую применяются технологии для выравнивания профиля притока [20].

2.1 Обоснование конструкции горизонтального окончания скважины

Значительное влияние на производительность горизонтальной скважины оказывает длина и диаметр обсадных и фонтанных труб горизонтального окончания, а также его расположение в пласте. Соответственно, для достижения наибольшей эффективности скважины необходимо производить подбор ее оптимальной конструкции. Но важно учитывать, что даже при выборе оптимальной конструкции ГС со временем появляется необходимость увеличения длины горизонтального участка в связи с постепенным снижением производительности в процессе разработки.

При выборе расположения горизонтального участка ствола скважины в пласте необходимо учитывать ряд факторов, влияющих на производительность. Наиболее выгодное расположение горизонтального окончания с точки зрения производительности – равноудаленно от контуров питания, а также посередине между кровлей и подошвой продуктивного пласта.

Все горизонтальные скважины несовершенны по степени вскрытия, в связи с этим необходимо учитывать схему вскрытия пласта (рисунок 9).



R_k – длина пласта; h – толщина пласта; L – ширина пласта; l – ширина, вскрытая горизонтальной скважиной; x, y, z – координатные оси
Рисунок 9 – Схема вскрытия пласта горизонтальной скважиной

Полнота вскрытия существенно влияет на производительность скважины. В случае, когда горизонтальная часть ствола скважины расположена посередине ширины пласта (рисунок 9, а), производительность выше, чем если начало горизонтального окончания совпадает с границей пласта (рисунок 9, б). Причем чем больше разница между длиной и шириной пласта, тем больше разница между производительностями. Для приведенного в источнике примера производительность горизонтальной скважины, расположенной в соответствии со схемой б составляет 33 % от производительности ГС расположенной по схеме а. Производительность горизонтальной скважины практически линейно зависит от полноты вскрытия. Соответственно, с увеличением полноты вскрытия производительность ГС также будет возрастать (рисунок 10) [6].

С ростом длины пласта увеличивается темп нарастания относительной производительности с увеличением степени вскрытия пласта. Например, в определенных условиях при увеличении длины пласта в 3 раза производительность скважины, вскрывающей пласт по ширине на 50 %, увеличивается с 57 до 80 % относительно совершенной по вскрытию ГС [6].

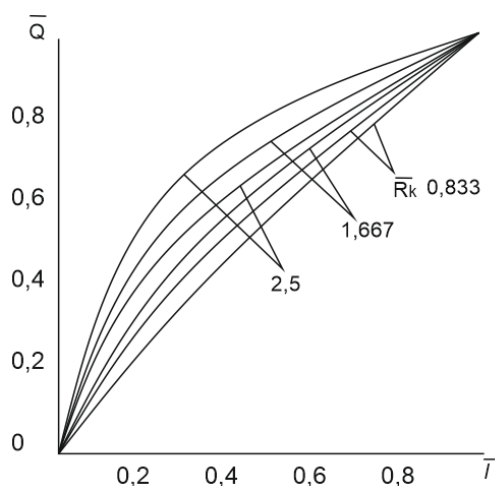


Рисунок 10 – Зависимость относительного дебита от полноты вскрытия пласта

В большой степени производительность горизонтальной скважины зависит от потерь давления в ее горизонтальном участке. Для нефтяных скважин в связи с меньшими скоростями потока влияние менее значительно чем для газовых. Величина потерь зависит от конструкции горизонтального окончания. На данный момент существуют несколько вариантов конструкций газовых скважин: горизонтальный ствол без фонтанных труб, частично и полностью оборудованный фонтанными трубами, с фонтанными трубами постоянного диаметра и с различными длинами ступеней разных диаметров труб. Наиболее эффективным с точки зрения снижения потерь давления является отсутствие фонтанных труб. Производительность ГС с такой конструкцией практически линейно возрастает по длине ствола, что указывает на незначительное влияние потерь давления на нее (рисунок 11). Но в связи с тем, что область перехода ствола из горизонтального положения в вертикальное является опасной для обводнения, для обеспечения устойчивой работы скважины данная конструкция не всегда подходит [3,6].

С увеличением длины горизонтального участка увеличиваются потери давления. С увеличением диаметра фонтанных труб увеличиваются потери в кольцевом пространстве и уменьшаются в трубном. Для каждого значения диаметра обсадных и фонтанных труб существует оптимальная длина фонтанных, дающая максимальную производительность горизонтальной

скважины (рисунок 12). При выборе конструкции горизонтального участка с длиной меньшей оптимальной, производительность ГС будет соответствовать производительности скважины необорудованной фонтанными трубами. А при увеличении длины больше оптимальной суммарный дебит уменьшается [6].

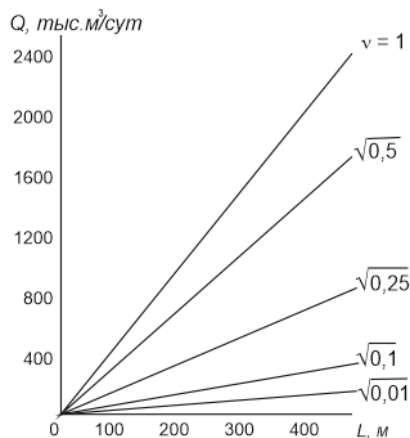
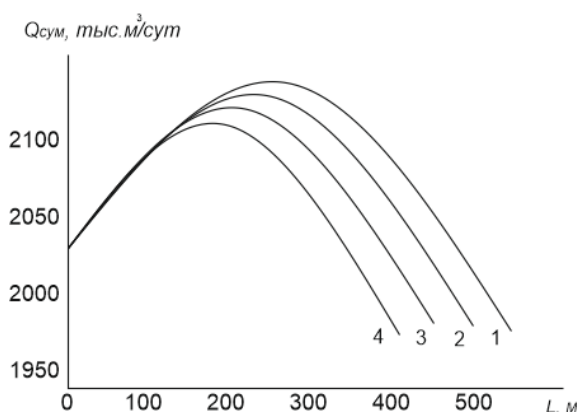


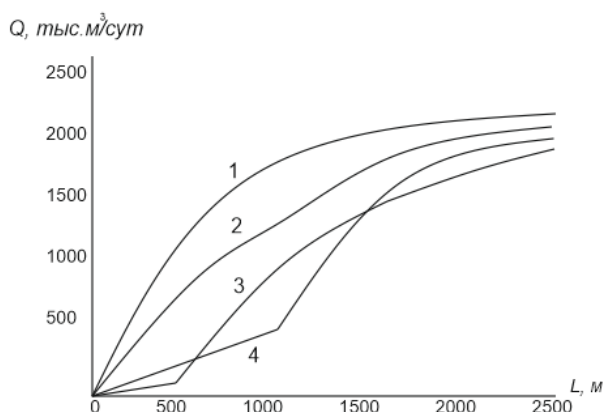
Рисунок 11 – Зависимость производительности ГС необорудованной фонтанными трубами от длины горизонтального участка



1-4 – диаметр фонтанных труб 73, 88,9, 101,6, 114,4 мм, соответственно
Рисунок 12 – Изменение суммарного дебита ГС от длины и диаметра фонтанных труб горизонтального участка

При выборе длины горизонтального окончания скважины также необходимо учитывать последовательность вскрытия пропластков разной проницаемости. Темп роста производительности и гидродинамическая связь между пропластками являются определяющими при выборе длины горизонтального участка ствола скважины. В случае хорошей гидродинамической связи между пропластками возможен вариант вскрытия только высоко- и/или среднепроницаемого пропластка, если рост

производительности от привлечения в разработку низкопроницаемого пропластка не оправдывает затраты на бурение более протяженного участка (рисунок 13) [3].



1 – однородный пласт; 2 – два высокопроницаемых пропластка; 3 – низко-, средне- и высокопроницаемый пропласток; 4 – низко- и высокопроницаемый пропласток

Рисунок 13 – Изменение производительности ГС по длине ствола при вскрытии пропластков разной проницаемости

2.2 Многостадийный гидравлический разрыв пласта

Многостадийный гидравлический разрыв пласта представляет собой поочередное проведение гидравлических разрывов пласта (ГРП) в одной скважине. ГРП – метод интенсификации притока и повышения нефтеотдачи пласта, заключающийся в создании в пласте трещин высокой проводимости путем нагнетания жидкой смеси под высоким давлением и предотвращении их смыкания пропантным агентом [29].

Существуют различные технологии проведения МГРП. Их можно разделить в зависимости от того предусмотрено конструкцией скважины проведение МГРП или нет. На ГС, конструкцией которых не предполагалось проведение гидроразрыва, проводят «слепой» МГРП. Такое название данный метод получил в связи с тем, что нет возможности определения местоположения образования трещины. Для решения данной проблемы МГРП применяется совместно с гидropескоструйной перфорацией. ГПП заключается в создании отверстий в обсадной колонне и образовании каналов

в цементном камне и пласте. Проводится данная операция с помощью гидropескоструйного перфоратора путем абразивного и гидромониторного воздействия песчано-жидкостных струй. После проведения ГРП полученные в результате ГПП каверны формируются в трещины.

Рассмотрим технологии проведения гидроразрыва в горизонтальных скважинах с компоновкой, предназначенной для МГРП. Для начала остановимся на классических технологиях:

1. МГРП с применением мостовых пробок (рисунок 14) заключается в проведении гидроразрыва через щелевой фильтр, а затем дальнейшей изоляции вскрытого интервала скважины мостовой пробкой или проппантом. После проведения необходимого количества операций в зависимости от числа стадий МГРП нормализуют забой и скважину пускают в работу. За счет длительного срока проведения МГРП таким способом и пониженных значений давления происходит загрязнение призабойной зоны пласта промывочной жидкостью, что приводит к снижению производительности скважины. В связи с этим данный метод применяется редко [30].



Рисунок 14 – Схема проведения МГРП с применением мостовых пробок [30]

2. МГРП с использованием разрывных муфт. Конструкция ГС для проведения такой операции включает в себя: фильтровую часть для проведения первого гидроразрыва, муфту с разрывными портами и заколонный пакер, отсекающий муфту от фильтра. Технология заключается в проведении первого гидроразрыва, после которого с целью отсечения интервала закачивается пачка высоконцентрированного проппанта. После

полного распада жидкости разрыва и закрытия трещины проппантный мост опрессовывается. Путем нагнетания давления производится разрыв портов муфты и инициация следующего ГРП. Изоляция интервалов при такой технологии производится при помощи гидравлических заколонных или разбухающих пакеров. Такой способ также снижает проницаемость призабойной зоны, что отрицательно влияет на эффективность операции, поэтому в данный момент компоновка дополнена селективным пакером (рисунок 15). С его помощью изолируется интервал после проведения ГРП, а также возможно проведение обратной промывки с целью удаления остатка проппанта. На данный момент с помощью такой технологии проводят в среднем ГРП в 5-7 стадий за 8-15 сут. По результатам операции достигается 35 % рост производительности скважины [30].

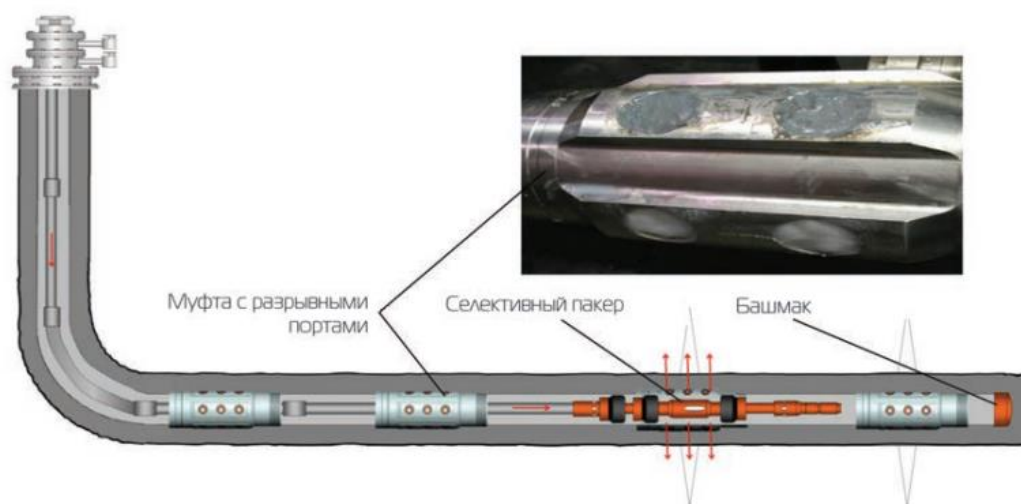


Рисунок 15 – Компоновка ГС для проведения МГРП с разрывными муфтами и селективным пакером [30]

3. МГРП с муфтами ступенчатого гидроразрыва. Компоновка горизонтального окончания должна включать в себя: непосредственно сами муфты и набухающие или гидромеханические пакеры, с помощью которых производится изоляция интервалов в затрубном пространстве после проведения операций (рисунок 16). Технология заключается в том, что после проведения первого гидроразрыва сбрасывается шар наименьшего диаметра в седло-муфту, тем самым происходит герметизация хвостовика и поднятие

давления, которое инициирует срез штифтов и открытие отверстий в муфте для проведения следующего ГРП. Таким образом проводится необходимое число гидроразрывов с пуском муфты с помощью шаров большего диаметра. Таким образом возможно проведения до 7-11 стадий ГРП. Основным минусом данной технологии является необходимость удаления шаров, поэтому в данный момент применяются растворимые шары, которые значительно сокращают время проведения операции. Данная технология широко применяется в Западной Сибири [30, 31].

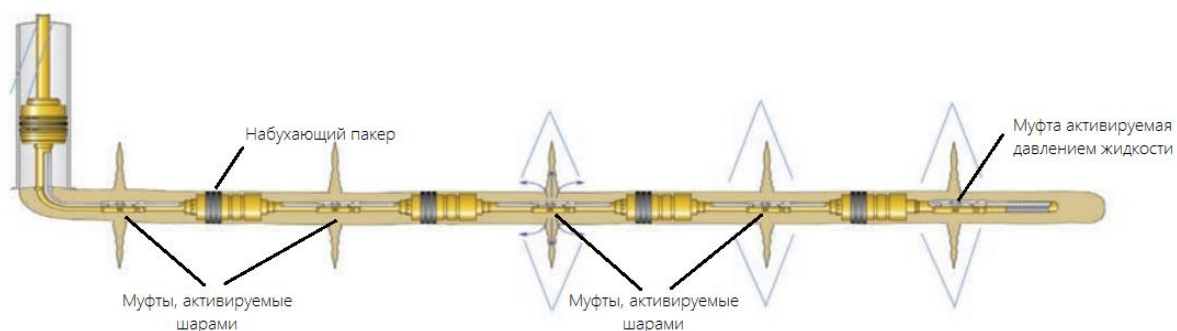


Рисунок 16 – Компоновка ГС для проведения МГРП с муфтами ступенчатого гидроразрыва [30]

К инновационным методам можно отнести следующие технологии:

1. Технология проведения МГРП Coil-Jet заключается в абразивной резке колонны с последующей закачкой жидкости гидроразрыва, изоляция вскрытых интервалов происходит с помощью многоразовой пробки, входящей в состав спускаемого инструмента (рисунок 17). Спуск инструмента осуществляется с помощью гибких НКТ. После проведения ГРП инструмент переставляют на новый интервал по направлению к устью. Проводится операция в цементированном хвостовике. Для ее проведения нет необходимости в специальной компоновке горизонтального окончания и разобщающих пакерах. Данная технология позволяет сократить время освоения скважины, так как пропадает необходимость в нормализации хвостовика после проведения МГРП. Снижается время воздействия промывочной жидкости на пласт, соответственно, в меньшей степени загрязняется ПЗП, что положительно сказывается на производительности ГС.

Кроме того, применение данного инструмента позволяет производить неограниченное число операций гидроразрыва [30].

2. МГРП с применением инструмента SandHawk позволяет производить открытие и закрытие портов повторно. Так как закрытие (открытие) муфт управляется с его помощью, нет необходимости в повторном проведении спуско-подъемных операций с гибкими НКТ. Помимо этого, его можно применять для перекрытия портов при прорыве воды в скважину. Данный инструмент дает возможность проведения МГРП повторно через уже существующую перфорацию. Соответственно, с его помощью можно повышать производительность горизонтальных скважин, со временем снизившуюся после проведения первой операции. Также число стадий ГРП при таком методе практически не ограничено. Схема горизонтального окончания скважины, оборудованной управляемыми муфтами представлена рисунке 18 [31].



а – первая стадия ГРП; б – подъем инструмента на новый интервал с последующим проведением ГРП

Рисунок 17 – Технология МГРП Coil-Jet [30]

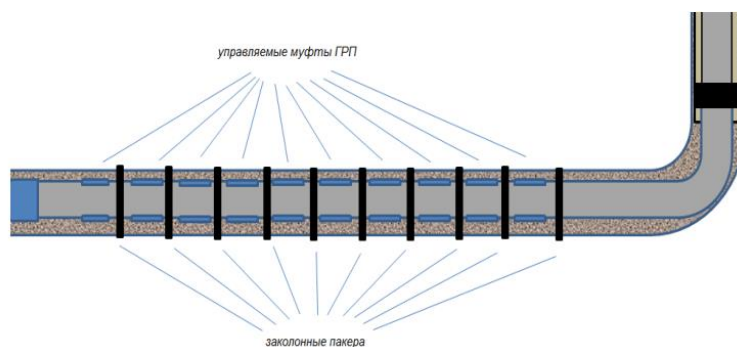


Рисунок 18 – Схема хвостовика ГС с управляемыми муфтами [31]

3. Технология Mongoose Multistage Unlimited (Мангуст) дает возможность проведения в скважине повторного многостадийного гидроразрыва. Операция производится следующим образом: компоновка, предназначенная для разобщения интервалов (рисунок 19) на гибких НКТ спускается ниже сдвижных муфт GripShift (рисунок 20), спущенных при заканчивании ГС и установленных в компоновку хвостовика. При подъеме компоновки на ГНКТ вверх муфта фиксируется в пазу. Под весом ГНКТ устанавливается пакер многократной установки для ГРП, который уплотняется относительно внутреннего цилиндра муфты и изолирует ствол скважины ниже него. За счет поднятия давления пакер сдвигает цилиндр вниз и в муфте открываются отверстия для проведения ГРП. По окончании операции компоновка поднимается выше к следующему интервалу, открывается встроенный выравнивающий клапан и срывается пакер. С помощью данной технологии возможно проведение неограниченного количества гидроразрывов. За счет короткого промежутка времени между операциями ГРП, происходит минимальное воздействие промывочной жидкости на пласт, что положительно сказывается на производительности скважины [32].

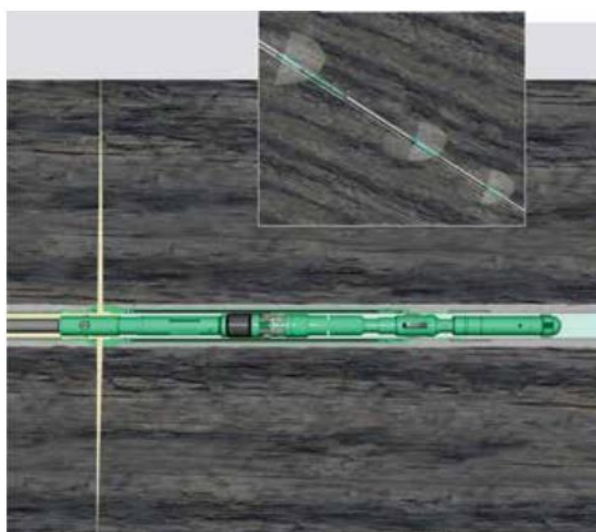


Рисунок 19 – Компоновка для разобщения интервалов [32]



1 – положение закрыто; 2 – положение открыто
Рисунок 20 – Сдвижная муфта GripShift [32]

4. Технология Plug&Perf заключается в проведении гидроразрыва методом перфорации с помощью перфорационной системы и изоляции простимулированного интервала пакер-пробкой. Операция производится без участия гибких НКТ, только с помощью геофизической партии и флота ГРП. Компоновка (рисунок 21) для проведения операции доставляется в горизонтальный участок потоком жидкости. Пакер-пробки возможны в трех вариантах: полностью растворимые, с растворимыми шарами, с большим проходными диаметром. Соответственно, из проведения операции МГРП исключается разбуривание пробок, что снижает затраты и время на проведение мероприятия [33].

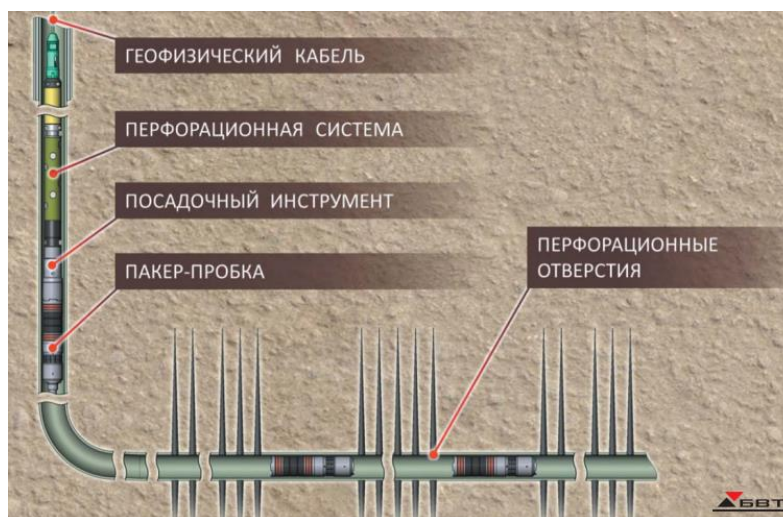


Рисунок 21 – ГС с МГРП по технологии Plug&Perf [33]

На примере ООО «Газпромнефть-Хантос» можно оценить эффект от проведения многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах. На Приобском месторождении в результате проведения МГРП (5-

6 стадий) на 17 ГС со средней длиной горизонтального участка 738 м был получен средний дебит – 78 т/сут. Через 12 месяцев после проведения операции он снижается до 29 т/сут. При проведении ГРП в наклонно-направленных скважинах начальный дебит составляет всего лишь 39 т/сут. Что указывает на большую эффективность ГС+МГРП даже несмотря на столь значительное снижение производительности [28].

2.3 Обзор дополнительных приспособлений, влияющих на повышение производительности

С целью выравнивания профиля притока вокруг горизонтального участка ствола скважины применяются приборы двух видов: пассивные и активные, а также умное заканчивание стингером с переменной точкой притока флюида [22].

Пассивное стрингерное заканчивание ICD (inflow control device – управляющее притоком устройство) заключается в «замене» одной длинной горизонтальной скважины двумя более короткими. Осуществляется это путем использования удлиненного стрингера, который создает дополнительное фильтрационное сопротивление в месте его расположения, тем самым перемещает точку притока к НКТ ближе к середине горизонтального участка ствола скважины. Общая схема пассивного устройства контроля притока представлена на рисунке 22. Устройство за счет его сужающихся частей ограничивает приток флюида к НКТ. Тем самым течение флюида в пласте, подчиняющееся закону Дарси, где взаимосвязь между скоростью и перепадом давления линейная, при прохождении через ICD преобразуется в турбулентное, а зависимость становится квадратичной. Кроме того, с помощью данного устройство возможно ограничить приток газа и воды при их прорыве в скважину. В определенных условиях применение ICD позволило повысить КИН с 28,6 до 30,1 %. Однако существует ряд факторов, снижающих эффективность данного устройства. Основным фактором является изменение профиля притока в процессе эксплуатации ГС [22, 23].

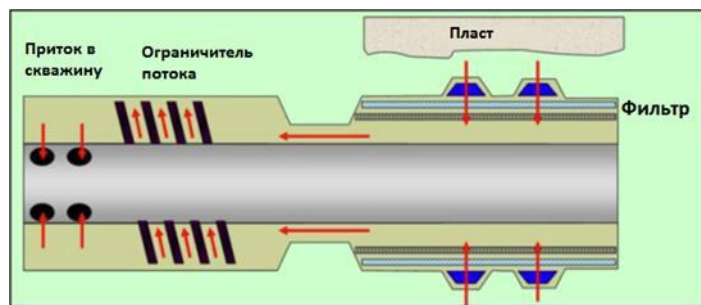


Рисунок 22 – Пассивное устройство контроля притока [34]

На Ванкорском месторождении пассивное заканчивание применяется с целью снижения притока газа для скважин, на которых возможен его прорыв. Применение данного устройства снизило дебит газа на 0,6 млн ст. м³/сут по данным систем на 24 скважинах. С его помощью возможно продление срока до прорыва газа в скважину на один месяц [35].

Активное стрингерное заканчивание ICV (interval control valve – управляющий интервальный клапан) изначально использовались для управления совместной добычей из нескольких пластов. Технология осуществляется за счет клапанов интервального регулирования (рисунок 23), позволяющих управлять притоком флюида. Применение данной технологии в свою очередь позволило при тех же условиях, что и пассивное заканчивание, повысить КИН до 30,6 % [23].



Рисунок 23 – Клапан интервального регулирования [36]

Умное заканчивание стрингером (SSC – smart stinger completion) характеризуется наличием непрерывно управляемым бесступенчатым ICV и представляет собой пассивный удлиненный стрингер со скользящей муфтой, активно управляемой и действующей как клапан интервального регулирования (рисунок 24). Данная технология решает проблему изменения профиля притока скважины в процессе эксплуатации за счет промежуточной точки притока. Промежуточная точка притока оборудуется бесступенчато

регулируемой скользящей муфтой, что дает возможность гибкого управления. Влияние на профиль притока оказывается через конец стрингера и промежуточную точку притока. При заданном диаметре стингера можно варьировать его длину и площадь течения через ICV, влияя на положение максимума и минимума в профиле депрессии. Дополнительно с помощью умного заканчивания возможно предотвращение прорыва или управление конусообразованием. Как только происходит прорыв, ICV переводят в режим поддержания «критического» дебита для того, чтобы конус дальше не расширялся. Для выполнения данной функции необходимо размещение на забое дополнительных средств определения моментов прорыва газа и воды [22].

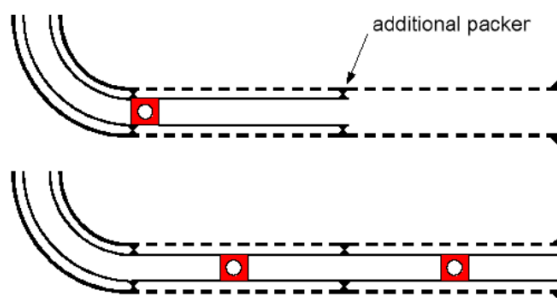
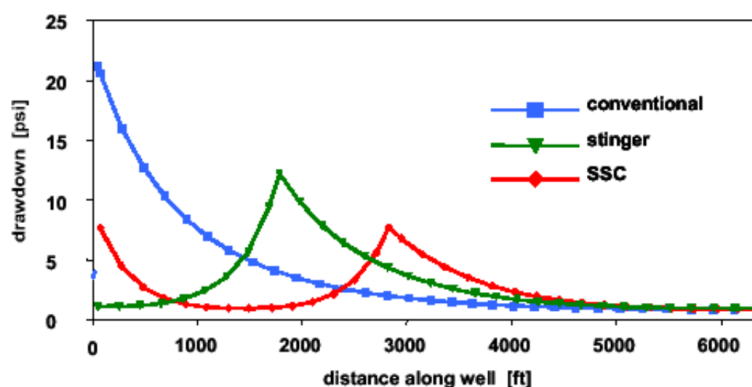


Рисунок 24 – Умное заканчивание стрингером с переключением интервалов отбора [22]

Изменение депрессии по стволу горизонтальной скважины для разных методов заканчивания представлены на рисунке 25 [22].



Conventional – традиционное заканчивание; Stinger – традиционный стрингер; SSC – стрингер с промежуточной точкой притока
Рисунок 25 – Профиль депрессии горизонтальной скважины [22]

2.4 Моделирование эксплуатации горизонтального участка скважины

В связи с особенностями эксплуатации горизонтальных скважин возникает необходимость в моделировании ее работы, а именно описание притока к ее горизонтальному участку. Произведя моделирование профиля притока можно прогнозировать время прорыва газа, а также дальнейшую работу скважины (приток нефти и воды). Кроме этого, возможно определение эффективности работы устройств, выравнивающих профиль притока [35].

Под математической моделью работы скважины подразумевается зависимость суммарного дебита каждого из флюидов многофазного притока $Q = f(a_1 \dots a_n)$. Рассмотрим две математические модели: стационарную и нестационарную. Нестационарной модель считается, если один из параметров a , от которых зависит суммарный дебит – это время.

Важным преимуществом описанной ниже математической модели является учет дополнительного перепада давления на границе фильтр-порода и неоднородностей свойств пласта по длине горизонтального участка ствола скважины.

Стационарная модель горизонтального участка ствола скважины учитывает неоднородности притока. Данной моделью предлагается решение системы уравнений (9) для каждого сегмента горизонтального окончания:

$$\begin{cases} \frac{dq_i(x)}{dx} = pi(x) \cdot (P_{res} - P_{sf}(x)), \\ q(x) = q_o(x) + q_g(x) + q_w(x), \\ P_{sf}(x) - P_{wf}(x) = \alpha(\rho, \mu) \frac{dq(x)}{dx} + \beta(\rho, \mu) \left(\frac{dq(x)}{dx}\right)^2; \end{cases} \quad (9)$$

где координатная ось Ox , направленная вдоль горизонтального окончания; $q(x)$ – дебит, выделенного сегмента; P_{res} – пластовое давление; P_{sf} – давление на границе фильтр-порода; P_{wf} – забойное давление; pi – коэффициент продуктивности на единицу длины; $\alpha(\rho, \mu)$ и $\beta(\rho, \mu)$ – коэффициенты сопротивления ICD потоку; q_o, q_g, q_w – дебиты нефти, газа и воды, соответственно, с выделенного сегмента.

Первое уравнение системы позволяет определить приток каждого из флюидов с сегмента. Второе – суммарный дебит флюида скважины с выделенного сегмента. А третье – дополнительный перепад давления, оказываемый фильтром или выравнивателем притока на границе фильтр-порода.

Система решается итерационным методом начиная с сегмента у носка скважины и заканчивая у пятки. Приток с одного сегмента определяется следующим образом. Прогнозируется приток флюидов исходя из известного распределения коэффициента продуктивности по длине в начальном приближении $P_{sf}(x) = P_{wf}(x)$. После чего определяется общий дебит с сегмента. По значениям дебитов разных фаз определяется значение коэффициентов сопротивления притоку, а затем дополнительный перепад давления.

Также для случаев, когда потери на трения сопоставимы с рабочими депрессиями, необходимо их учитывать для каждого сегмента (10):

$$\frac{dP_{wf}(x)}{dx} = \frac{f_M \rho}{\pi^2 r_s^5} q^2(x), \quad (10)$$

где f_M – коэффициент трения Мууди; ρ – плотность флюида; r_s – внутренний диаметр трубы.

В результате решения данной модели получают функции распределения притока каждого из флюидов по длине горизонтального участка ствола ГС.

По профилю распределения проницаемости и насыщенности определяется распределение давления на границе фильтр-порода и дебита нефти. Исходя из полученных данных возможно оценить распределение притока и общий дебит с использованием выравнивателей притока [35].

Нестационарная многофазная модель позволяет вычислить распределение притока по длине горизонтального окончания для данного пластового давления в предположении установившегося или

псевдоустановившегося притока. Объем дренирования ГС определяется видом функции $pi(x)$.

Движение газонефтяного контакта моделируется с помощью уравнения Дюпюи-Форхгеймера (11) с граничными условиями (12,13):

$$\frac{\partial h}{\partial t} = \alpha \frac{\partial}{\partial y} \left(h \frac{\partial h}{\partial y} \right), \quad (11)$$

$$q_o = 2\alpha\phi h \frac{\partial h(t,0)}{\partial y}, \quad (12)$$

$$\frac{\partial h(t,r_d)}{\partial y} = 0, \quad (13)$$

где h – высота контакта над скважиной; y – координатная ось перпендикулярно скважине; $\alpha = \frac{(\rho_o - \rho_g)k_{og}}{\mu_o\phi}$ – скорость движения газонефтяного контакта; ϕ – пористость; r_d – радиус горизонтального ствола.

Принимая депрессию на пласт переменной величиной по длине горизонтального участка ствола скважины, дебиты нефти и газа на единицу длины (14,15):

$$q_o(x) = pi_o(x) \cdot (1 - \delta(x)^2)\Delta p(x), \quad (14)$$

$$q_g(x) = pi_g(x)\delta(x)^2\Delta p(x), \quad (15)$$

где $\delta(t, x) = \frac{z_w(x) - h(t, x, 0)}{d}$ – безразмерный уровень нефти в горизонтальном стволе; $z_w(x)$ – координата верхней части ствола скважины.

Общий дебит газа с учетом растворенного в нефти (16):

$$Q_g = Q_o \left(\frac{\gamma\psi}{B_g} + \frac{R_s}{B_o} \right), \quad (16)$$

где Q_g, Q_o – суммарные дебиты газа и нефти со всех сегментов скважины; $\gamma\psi = \frac{Q_g}{Q_o}$; R_s – газосодержание при давлении насыщения; B_g, B_o – объемный фактор газа и нефти, соответственно.

Математическая модель построена на основе численного решения представленных выше уравнений. Система решается относительно дебита нефти в стандартных условиях, при условии, что дебит газа известен. Принимается, что свойства пласта вдоль горизонтальной скважины

распределены равномерно. В случае, если свойства неоднородны принимается вместо одной скорости движения контакта ступенчатая функция $\alpha(x)$.

Уравнение (11) представляет собой нелинейное уравнение параболического типа, аналитическое решение которого возможно в силу автомодельности. Зависимость $h_i(t_i, x, y)$ можно задать в виде данной рекуррентной формулы (17). Данная формула является аналитическим решением уравнения (11).

$$h_i(t_i, x, y) = h_{i-1} + C \frac{q_i^2}{\alpha \phi^2 h_{i-1}^2}, \quad (17)$$

где C – постоянная интегрированная [35].

Моделирование работы горизонтальной скважины возможно производить в большом количестве программных комплексах, например, KAPPA Saphir, Pipesim от Schlumberger, tNavigator. Но зачастую моделирование оказывается недостаточно точным за счет того, что не учитывается неравномерность профиля притока горизонтального окончания скважины. С помощью моделирования возможно учитывать данную особенность горизонтальной скважины. Один из возможных вариантов – аналитическое моделирование методом точечных источников. Но при данном методе нет возможности учитывать все геологические особенности строения пласта-коллектора, например, непроницаемые перемычки, неоднородность пласта. Решением проблемы неточности данного рода является трехмерное численное моделирование с помощью симулятора tNavigator.

Моделирование данным методом основано на следующей системе уравнений (18-20):

Уравнение неразрывности:

$$\frac{\partial(\phi\rho)}{\partial t} + \text{div}\rho\vec{v} = 0, \quad (18)$$

где $\rho = \rho(x, y, z, t)$ – плотность флюида; $\vec{v} = \vec{v}(x, y, z, t)$ – вектор скорости жидкости в определенной точке в момент времени t ; ϕ – пористость среды.

Уравнение состояния сплошной среды (пласта и флюидов):

$$P = P(T). \quad (19)$$

Закон движения:

$$\Delta P = -\frac{\mu}{k} \vec{u} + \rho g \nabla z + \nabla P_c, \quad (20)$$

где ΔP – изменение давления в пласте; μ – вязкость флюида; k – тензор абсолютной проницаемости; g – ускорение свободного падения; z – вертикальная координата; P_c – капиллярное давление.

Начальные и граничные условия (для данного примера) (21-23):

$$\Delta p(r, t = 0) = 0, \quad (21)$$

$$\Delta p(r \rightarrow inf, t) = 0, \quad (22)$$

$$\left(r \frac{\partial \Delta p}{\partial r} \right)_{r=r_w} = -\frac{qB\mu}{2\pi kh}. \quad (23)$$

Распределение давления по стволу скважины определяется следующим образом. В закон движения подставляется уравнение неразрывности, тем самым получается дифференциальное уравнение в частных производных, данное уравнение решается численно с помощью симулятора. Уравнение заменяется системой конечно-разностных уравнений для определения приближенных значений искомых функций давления. Данная гидродинамическая модель объединяет аналитическое и численное решение задачи однофазной фильтрации [37, 38].

Для построения модели используется блочно-центрированная сетка (рисунок 26), разбивающая область на сеточные блоки. В центральных блоках помещаются узлы. В области вокруг ствола скважины сетка выбирается более мелкая, так как изменения в давлении большие [38].

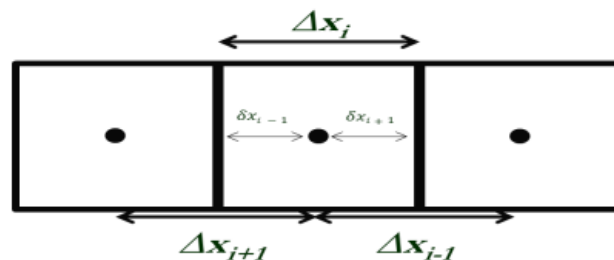


Рисунок 26 – Блочно-центрированная сетка [38]

Полученные в результате моделирования данные интерпретируются в программном комплексе Saphir.

3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

С каждым годом появляется необходимость вовлечения в разработку все большей доли трудноизвлекаемых запасов. Применение горизонтальных скважин является перспективным направлением, так как позволяет разрабатывать месторождения с ТРИЗ. Но зачастую при оценке эффективности данной технологии не учитывается ряд факторов, влияющих на производительность скважины. Соответственно, ожидаемый эффект от применения ГС сильно превышает эффект, получаемый на практике. Следовательно, необходим комплексный подход к оценке производительности горизонтальных скважин, учитывающий достаточное количество факторов и дающий наиболее близкий к реальности результат.

В первую очередь при оценке производительности необходимо учитывать геологические условия, их взаимосвязь с конструкцией скважины, а также ряд других факторов. Основные факторы, влияющие на производительность горизонтальной скважины представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Факторы и их влияние на формирование производительности горизонтальной скважины

Факторы, влияющие на производительность ГС	Влияние фактора на производительность ГС
Увеличение проницаемости пласта	Увеличение
Ориентация горизонтального участка перпендикулярно трещинам пласта	Увеличение
Увеличение мощности пласта	Увеличение
Увеличение вертикальной анизотропии	Уменьшение
Увеличение латеральной анизотропии	Уменьшение
Ориентация горизонтального участка в направлении наименьшей проницаемости	Увеличение
Увеличение вязкости флюида	Уменьшение
Увеличение плотности флюида	Уменьшение
Расположение горизонтального участка посередине между кровлей и подошвой пласта	Увеличение

Увеличение длины горизонтального участка	Увеличение
Симметричное расположение скважины относительно контура питания	Увеличение
Снижение давления по стволу скважины	Уменьшение
Наличие непроницаемых пропластков	Уменьшение
Рост обводненности	Уменьшение
Размещение нагнетательных скважин в зоне повышенной проницаемости пласта	Уменьшение
Кольматация призабойной зоны пласта	Уменьшение
Увеличение полноты вскрытия пласта	Увеличение
Расположение горизонтального участка посередине ширины пласта	Увеличение

Зачастую с целью увеличения производительности горизонтальной скважины в эксплуатацию ее вводят сразу после проведения операции многостадийного гидроразрыва пласта. Соответственно, при оценке производительности также необходимо учитывать эффект от проведения мероприятия.

Рост производительности скважины зависит от количества стадий, а также длины горизонтального участка. В определенных геологических условиях проведение одной стадии ГРП на горизонтальной скважине с длиной окончания 500 м уже дает прирост дебита нефти 22,5 т/сут. А увеличение количества стадий до четырех увеличивает этот прирост еще в среднем на 20 т/сут. Дальнейшее увеличение стадий до двенадцати не дает такого значительного эффекта, производительность скважины увеличивается примерно на 10 т/сут. С увеличением длины горизонтального участка увеличивается прирост дебита с каждой стадией гидроразрыва. Но зачастую экономический эффект от дополнительной добычи не оправдывает затраты на бурение более продолжительного горизонтального участка. Следовательно, при оценке производительности важно учитывать не только количество стадий МГРП, но и длину окончания.

Также при оценке производительности горизонтальной скважины после МГРП необходимо учитывать длительность эффекта от операции. Зачастую уже через год дебит снижается примерно в два раза.

Один из важнейших факторов, влияющий на формирование производительности горизонтальной скважины – профиль притока. Его неравномерность значительно снижает производительность, поэтому все чаще применяются устройства для выравнивания притока к горизонтальному участку. За счет равномерного притока по всему стволу не образуются застойные зоны, соответственно, повышается коэффициент извлечения нефти. Кроме того, снижается приток с высокопроницаемых участков, следовательно, увеличивается срок до прорыва газа или воды в скважину. Также данные устройства способны снизить последствия от уже случившегося прорыва, путем поддержания критического притока к участку. Тем самым, не давая конусу увеличиваться в размерах. Соответственно, при оценке производительности горизонтальной скважины необходимо учитывать ее прирост от применения выравнивателей притока.

Важную роль в оценке производительности горизонтальной скважины оказывает моделирование ее работы. Моделирование позволяет определить распределение давления по стволу скважины, а также распределение притока для каждого из флюидов многофазной системы. С помощью моделирования возможно прогнозировать время прорыва газа и воды в скважину. Тем самым заблаговременно предотвратить данный процесс или снизить его последствия. А также с помощью моделирования возможно оценить дальнейшее изменение производительности скважины после прорыва. Построение модели дает возможность определения производительности ГС в любой момент времени. Но зачастую существующие математические и программные методы моделирования не учитывают всех геологических особенностей, а также ряд других факторов, перечисленных выше. Следовательно, моделирование не всегда дает результаты соответствующие реальным данным.

Таким образом, комплексный подход к оценке производительности горизонтальной скважины, включает в себя:

1. Учет всех основных геологических, технических и технологических факторов, влияющих на ее формирование;
2. Оценку эффективности мероприятий и устройств, повышающих производительность, а также дальнейший эффект от них;
3. Моделирование работы горизонтальной скважины.

Данный метод оценки производительности дает возможность получения наиболее близкого к реальности результата.

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

Студенту:

Группа 2Б95	ФИО Полковникова Ирина Андреевна
-----------------------	--

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость выполняемых работ и необходимых для них материалов в соответствии с рыночными ценами
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации. Отчисления во внебюджетные фонды – 31,2 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Экономическое обоснование применения методов увеличения производительности скважин
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Расчет заработной платы, затрат на материалы, затрат на амортизационные отчисления, затрат на страховые взносы. Составление сметы затрат

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Таблицы:

1. *Время на выполнение мероприятия ГРП*
2. *Расчет амортизационных отчислений при проведении ГРП*
3. *Стоимость материалов для проведения ГРП*
4. *Заработная плата бригады*
5. *Затраты на страховые взносы*
6. *Сводная таблица затрат на проведение ГРП*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	09.02.2023
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н.		09.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Полковникова Ирина Андреевна		09.02.2023

Все методы увеличения производительности скважин направлены на повышение объема добываемых углеводородов. Цель любого предприятия – увеличение прибыли, которая в значительной степени зависит от объема добываемых углеводородов. Для этого применяются различные технологии: методы интенсификации, увеличения нефтеотдачи, ГРП. Каждый из перечисленных методов имеет свои особенности применения и экономически эффективен только для определенных скважин. Правильный выбор определенных методов для каждой скважины позволяет наиболее выгодно использовать каждый метод.

В данной главе рассматривается экономическая сторона проведения ГРП на скважине с УЭЦН, так как данный метод является одним из самых используемых и эффективных. ГРП одновременно относится и к методам увеличения нефтеотдачи, и к методам интенсификации притока, вследствие чего он является самым подходящим методом для рассмотрения с экономической точки зрения.

4.1 Расчет времени на проведение мероприятий про ГРП

Определим количество времени, необходимое для проведения ГРП. Общее время складывается из времени двух этапов проведения мероприятия – первого (подготовительные работы, монтаж оборудования) и второго (сам процесс ГРП).

Общее время на выполнение мероприятия ГРП составляет 84 часа, в соответствии со справочником «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы». Расчет времени представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Время на выполнение мероприятия ГРП

Операция	Общее время, ч
Подготовительные работы (доставка техники и оборудования, спуск НКТ, установка пакеров и т. д.)	70
Расстановка оборудования и техники	4
Монтаж оборудования (обвязка агрегатов и скважины)	10
Итого:	84

4.2 Расчет общего числа единиц техники и оборудования

В процессе выполнения мероприятия потребуется следующая техника: насосные установки высокой производительности, гидратационная установка, блендеры, манифольды низкого давления, манифольды высокого давления, станция контроля, пакеры, колонная головка.

4.3 Затраты на амортизационные отчисления

Затраты определяются в соответствии с балансовой стоимостью основных производственных фондов, нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации. Нормы амортизации для УЭЦН выбираем согласно классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (в редакции постановления правительства РФ от 18.11.2022 п. 640). Расчет амортизационных отчислений при проведении ГРП приводится в таблице 3.

Таблица 3 – Расчет амортизационных отчислений при проведении ГРП

Объект	Стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Норма амортизации в год, руб.	Норма в амортизации в час, руб.	Количество	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Насосные установки высокой производительности	10500000	12,5	1312500	151,9	20	84	255192
Гидратационная установка	98500000	12	1176000	136,1	2	84	22864,8
Установка подачи хим. реагента	12400000	20	2480000	287	1	84	24108

Блендер	9500000	12,5	1187500	137,4	1	84	11541,6
Манифольды низкого давления	5600000	10	560000	64,8	1	84	5443,2
Манифольды высокого давления	5600000	10	560000	64,8	2	84	10886,4
Станция контроля	14300000	15	2145000	248,3	1	84	20857,2
Пакер	210000	20	42000	4,9	1	84	411,6
Колонная головка	700000	20	140000	16,2	1	84	1360,8
Итого:	352665,6 руб.						

Расчеты показывают, что затраты на амортизационные отчисления составляют 352665,6 руб.

4.4 Затраты на материалы

Стоимость материалов для проведения ГРП подрядной организацией X представлена в таблице 4. Используется проппант двух разных марок наиболее стандартного размера 20/40 для уменьшения общей стоимости ГРП.

Выбираем для расчетов жидкость разрыва на нефтяной основе, так как она является более совместимой со всеми типами горных пород, чем жидкости на водной основе.

Таблица 4 – Стоимость материалов для проведения ГРП

Наименование материалов		Компания X		
		Количество, т/м ³	Цена, руб.	Сумма, руб.
1	Жидкость разрыва на нефтяной основе	1000	5500	5500000
2	Проппант ULTRAPROP 20/40	150	54545	8181750
3	Проппант Боровичи 20/40	150	22600	3390000
Итого:		17071750		

Из расчетов следует, что для проведения ГРП с двумя видами пропантани жидкостью разрыва на нефтяной основе затраты на материалы составляют 17071750 руб.

4.5 Расчет заработной платы бригады

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Расчет заработной платы представлен в таблице 5. Северный и районный коэффициенты взяты по территории Красноярского края согласно Постановлению правительства РФ от 17.04.2006 №216, так как он составляет большую часть Западно-Сибирского нефтяного бассейна.

Таблица 5 – Заработная плата бригады

Профессия	Разряд	Кол-во	Тарифная ставка, руб./час, организация X	Время проведения ГРП, ч	Тарифный фонд ЗП, руб.	Северный и районный коэф., 50 % + 60 %	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Технолог	6	1	350	84	29400	32340	61740
Мастер	5	1	300	84	25200	27720	52920
Оператор ГРП	5	1	250	84	2100	23100	44100
Оператор станции контроля	4	1	200	84	16800	18480	35280
Водитель	4	10	180	84	151200	166320	317520
Супервайзер	4	1	400	14	5600	6160	11760
Инженер	5	1	300	14	4200	4620	8820
Итого:		16			253400	278740	532140

По данным таблицы 5 можно сделать вывод, что затраты на оплату труда при проведении ГРП организацией X составляют 532140 руб.

4.6 Затраты на страховые взносы

Затраты на взносы в пенсионный фонд (ПФР), фонд социального страхования (ФСС), фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС), фонд страхования от несчастных случаев на производстве 1,2 % по ОКВЭД 11.20.4 – Предоставление прочих услуг, связанных с добычей нефти и газа, представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Затраты на страховые взносы

Показатель	Технолог	Мастер	Оператор ГРП	Оператор станции контроля	Водитель	Супервайзер	Инженер
Кол-во работников	1	1	1	1	10	1	1
ЗП, руб.	61740	52920	44100	35280	317520	11760	8820
ФСС (2,9%)	1790,5	1534,7	1278,9	1023,1	9208,1	341,0	255,8
ФОМС (5,1%)	3148,7	2698,9	2249,1	1799,3	16193,5	599,8	449,8
ПФР (22%)	13582,8	11642,4	9702,0	7761,6	69854,4	2587,2	1940,4
Фонд страхования от несчастных случаев (1,2%)	740,9	635,0	529,2	423,4	3810,2	141,1	105,8
Всего, руб.	19262,9	16511,0	13759,2	11007,4	99066,2	3669,1	2751,8
Общая сумма	166027,7						

4.7 Затраты на проведение мероприятия

Общая сводка всех затрат на проведение ГРП с учетом накладных расходов представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Сводная таблица затрат на проведение ГРП

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
	Организация X
Амортизационные отчисления	352665,6
Затраты на материалы	17071750
Оплата труда	532140
Страховые взносы	166027,7
Накладные расходы (10 %)	1812258
Итого:	19934841

4.8 Вывод по главе

В данном разделе были рассчитаны затраты, необходимые для проведения мероприятия ГРП, которое является одним из методов увеличения производительности скважин. Итоговая стоимость мероприятия составила 19934841 рублей.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2Б95		ФИО Полковникова Ирина Андреевна	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Анализ технологических подходов к формированию производительности горизонтальных скважин в различных геологических условиях	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> гидравлический разрыв пласта <i>Область применения:</i> фонд добывающих скважин <i>Рабочая зона:</i> полевые условия <i>Климатическая зона:</i> резко континентальный, субарктический климат <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> насосные установки, автоцистерны жидкостей разрыва, пескосмесительные установки, арматура для устья скважины, пакеры, якоря и прочее вспомогательное оборудование <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> контроль за параметрами процесса ГРП, регулирование режима работы добывающих скважин после проведения операции, эксплуатация и ремонт оборудования для проведения операции ГРП</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения и при его эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>«Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 19.12.2022, с изм. от 11.04.2023) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2023). «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 29.12.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 30.03.2023). ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. ГОСТ 12.1.007-76 Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. ГОСТ 12.1.046-2014 Строительство. Нормы освещения строительных площадок. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. ГОСТ Р 58367-2019. Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.</p>

	ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. ТР ТС 032/2013 О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением.
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения и при его эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов – Обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов 	<p>Вредные производственные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Воздействия газовых компонентов и аэрозолей (включая пары), загрязняющих чистый природный воздух примесей; 2) Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; 3) Повышенный уровень вибрации; 4) Отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения. <p>Опасные производственные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 5) Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; 6) Производственные факторы, связанные с электрическим током; 7) Опасность возникновения пожаров, взрывов; 8) Оборудование, ёмкости, работающие под избыточным давлением. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты: Устройства автоматического контроля и сигнализации, источники света, осветительные приборы, теплоизолирующие материалы, устройства дистанционного управления, наличие защитного заземления, знаки безопасности, оградительные устройства, звукоизоляция, звукопоглощающие устройства, электроизолирующие устройства и покрытия, предохранительные устройства, тормозные устройства от воздействия механических факторов, использование страховочных устройств, поясов, тросов, противогазы, респираторы, защитная каска, защитный костюм, защитные перчатки, обувь с защитой области пальцев ног, защитные очки, противошумные наушники и вкладыши.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения и при его эксплуатации</p>	<p>Воздействие на литосферу: загрязнение почвы в результате кольматации каналов, по которым закачивается жидкость разрыва, снижение биопродуктивности системы, нарушение и загрязнение почвенного и растительного покрова при закачке ПАВ</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение пластовых вод нефтью и твердыми отходами при повторной перфорации скважин для возобновления к ним притока</p> <p>Воздействие на атмосферу: выброс и утечка газа, выброс транспортными средствами переработанных отходов топлива</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения и при его эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: Техногенные (нарушение герметичности емкостей, содержащих жидкости или газы, находящиеся под высоким давлением; разгерметизация трубопроводов, подающих реагенты в скважину; нарушение</p>

	электроснабжения; газопроявление; взрывы в результате газопроявления) Природные (лесные пожары; землетрясения; наводнения; метели) Наиболее типичная ЧС: пожар
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	09.02.2023

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			09.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Полковникова Ирина Андреевна		09.02.2023

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

На данный момент наиболее эффективный и популярный метод повышения производительности скважин – гидравлический разрыв пласта. Проведение данной операции является сложным и опасным производственным процессом, требующим соблюдения необходимых инструкций, Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности.

Работы проводятся на открытых кустовых площадках и предусматривают выполнение различных работ на устье операторами ГРП. При несоблюдении техники безопасности, неправильной организации рабочего места возможны следующие опасные ситуации: взрывы, пожары, механические повреждения рабочего, поражение электрическим током.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работы по проведению ГРП производятся работниками вахтовым методом, то есть трудовой процесс работников проходит вне места их постоянного проживания. Основные условия, предъявляемые к работникам вахтовым методом: возраст выше 18 лет, отсутствие беременности у женщин, а также отсутствие у женщин детей/ребенка возрастом до трех лет, отсутствие медицинских противопоказаний в медицинском заключении. По трудовому кодексу РФ срок вахты не должен превышать одного месяца (в исключительных случаях до трех месяцев), период вахты включает в себя как выполнение работ, так и время отдыха между сменами. Работникам предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск. Для лиц, работающих в районах Крайнего Севера – 24 дня, в местах, приравниваемых к районам Крайнего Севера – 16 дней.

Работникам вахтовым методом предусматривается выплата суточных надбавок за вахтовый метод работы, также предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, социальные пакеты – медицинская страховка, санаторное лечение, пенсионный фонд. Промыслы, в частности

объекты по разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа в соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 19.12.2022, с изм. от 11.04.2023) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" относятся к категории опасных производственных объектов. Оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда в соответствии со Статьей 147 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 11.04.2023) устанавливается в повышенном размере. Минимальный размер повышения оплаты труда работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, составляет 4 процента тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда.

Эргономичная обстановка рабочей зоны обеспечивает максимально комфортную рабочую позицию, возможность применения новейших методов труда, досягаемость до всех элементов управления и конструкций. Размещение средств оснащения рабочего и предметов труда должно подчиняться основным требованиям, нарушение которых может привести к непроизводительным затратам рабочего времени, энергии и сил работника, его утомлению и ухудшению его внимательности и скорости реакции.

Все элементы конструкций, взаимодействующих с человеком заземлены, укреплены. В рабочей зоне работники обязаны носить специальную одежду, специальную обувь и другие СИЗ на протяжении всего времени работ по ГРП. СИЗ должны соответствовать требованиям выполняемой работы с используемыми материалами, необходимые средства индивидуальной защиты: защитные очки, каска, диэлектрические перчатки, СИЗ органов слуха. Операторы ГРП, задействованные на работах возле ёмкостей, в зимней период должны быть дополнительно обеспечены противоскользящими насадками на обувь. Работы, связанные с опасностью падения работающего с высоты проводятся с применением предохранительного пояса.

5.2 Производственная безопасность

Вредные факторы, влияющие на жизнь и здоровье работников, представлены ниже в таблице 8.

Таблица 8 – Возможные опасные и вредные производственные факторы при проведении работ ГРП

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Подготовка материалов	Эксплуатация	
Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
Воздействия газовых компонентов и аэрозолей (включая пары), загрязняющих чистый природный воздух примесей	+	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума		+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
Повышенный уровень вибрации		+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.
Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. ГОСТ 12.1.046-2014 Строительство. Нормы освещения строительных площадок.
Производственные факторы, связанные с электрическим током	+	+	+	ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

				ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. ГОСТ Р 58367-2019. Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование.
Опасность возникновения пожаров, взрывов	+	+	+	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
Оборудование, ёмкости, работающие под избыточным давлением	+	+	+	ТР ТС 032/2013 О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением.

5.2.1 Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

Источниками данного фактора являются машины с оборудованием и высоконапорные насосы, которые работают с давлением до 500 атмосфер. Они необходимы, например, при закачке жидкости разрыва при проведении ГРП. Данные насосы имеют подвижные части, которые могут травмировать работника. Вращающиеся части насоса являются особенно опасными, во избежание травм следует использовать ограждения и кожухи, защищающие работника от соприкосновения с опасными частями. Если функциональное назначение движущихся частей, представляющих опасность, не допускает использование ограждений или других средств, исключающих возможность прикасания работающих к движущимся частям, то конструкция производственного оборудования должна предусматривать сигнализацию, предупреждающую о пуске оборудования, а также использование

сигнальных цветов и знаков безопасности.

На организм человека механическое влияние оказывает негативное воздействие, принося вред здоровью, вплоть до наступления смерти.

Средства индивидуальной защиты (СИЗ) предусмотрены для работы со всеми видами установленных на рабочем месте механизмов. Необходимо соблюдать форму одежды при работе с ними.

Для предотвращения производственных травм следует проводить плановые проверки пусковых и тормозных устройств механизмов, проверку состояния оборудования, а также целостность защитных ограждений и кожухов.

Воздействия газовых компонентов и аэрозолей (включая пары), загрязняющих чистый природный воздух примесей

В результате нарушения герметичности трубопроводов, технологического оборудования, утечек и разливов может возникнуть загазованность воздушной среды рабочей зоны природным газом, парами углеводородов. Также источниками повышенной загазованности на рабочем месте являются АГЗУ, рабочие автомобили, эксплуатационные скважины.

Действие вредных газов на организм работника может привести к появлению боли во внутренних органах, к соматическим повреждениям, психическим расстройствам, сложностям в восприятии и мышлении.

ПДК некоторых транспортируемых газов, вредных примесей и применяемых веществ при применении методов увлечения нефтеотдачи с помощью углекислого газа, согласно ГОСТ 12.1.007-76:

- Среднесменная ПДК сырой нефти 10 мг/м³ (3 класс – умеренноопасные вредные вещества);
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);
- Углеводороды C₁-C₁₀ – 300 мг/м³;
- ПДК углекислого газа 9000 мг/м³.

Контроль содержания вредных веществ в воздухе проводится на

наиболее характерных рабочих местах (фланцевые, резьбовые соединения, сальниковые уплотнения). Для контроля загазованности по ПДК и НКПР пламени в производственных помещениях, рабочей зоне открытых наружных установок должны быть предусмотрены средства автоматического непрерывного газового контроля и анализа с сигнализацией, срабатывающей при достижении предельно допустимых величин и с выдачей сигналов в систему противоаварийной защиты.

Средствами индивидуальной защиты являются: респираторы, противогазы, средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД).

Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума

Повышенный уровень шума на рабочем месте может создавать, например, газовый факел или работающий высоконапорный насос. Также вертолеты, на которых доставляют работников вахтовым методом, создают уровень шума до 110 дБ, что даже на открытой местности превышает максимально допустимые значения в 80 дБА по ГОСТ 12.1.003-2014. Акустические условия определяются режимами условиями работы механизмов на рабочем месте. Шум двигателя насоса не превышает 45 дБ на рабочем месте, что является верхней границей шума согласно ГОСТ 12.1.003-2014.

Повышенный шум на рабочем месте оказывает вредное влияние на организм работника в целом, вызывая неблагоприятные изменения в его органах и системах. Длительное воздействие шума способно привести к развитию у работника потери слуха, увеличению риска артериальной гипертензии, болезней сердечно-сосудистой системы.

Средствами защиты от повышенных шумов являются наушники, противошумовые вкладыши, шлемы, каски.

Повышенный уровень вибрации

Источниками вибрации являются компрессоры, двигатели насосов, двигатели внутреннего сгорания, автотранспорт. Уровень вибрации не должен

превышать 92 дБ. Уровень вибрации на рабочем месте может превышать данное значение вследствие нахождения на рабочем месте машин и агрегатов. Для снижения вибрации в источнике ее возникновения необходимо производить выбор технологии и оборудования, исключающих ударные и резкие динамические процессы. Применение виброизоляции – введения упругих связей (виброизоляторов) между машиной и основанием или основанием и рабочей площадкой. А также виброгашения путем установки оборудования на самостоятельные фундаменты, чтобы амплитуда колебаний подошвы фундамента не превышала 0,1-0,2 мм.

Превышение допустимого уровня вибрации у работника может вызвать смещение органов, снижение работоспособности, нарушение функций ЦНС и т. д.

Средствами защиты от неблагоприятных вибраций является ношение работниками специальных перчаток, защитных рукавиц, вкладышей и стелек для обуви.

Отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения

Работы проводятся на открытом пространстве, соответственно, в вечернее и ночное время существует проблема недостаточного естественного освещения. Также при некачественном искусственном освещении возможно негативное влияние на здоровье рабочих. Для работы в темное время суток необходимо обеспечивать рабочее место достаточным освещением, так как его недостаток может привести к получению травм различной тяжести работниками. Освещенность не должна быть ниже значения в 10 люксов.

Недостаточное освещение рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление и способствует развитию близорукости. Слишком низкие уровни освещенности вызывают апатию и сонливость, а в некоторых случаях способствуют развитию чувства тревоги. Длительное пребывание в условиях недостаточного освещения сопровождается снижением интенсивности обмена веществ в организме и

ослаблением его реактивности.

Для снижения уровня воздействия недостаточной освещенности рабочего места необходимо правильно проектировать искусственное освещение согласно требуемым нормам. Рекомендуемыми типами прожекторов согласно нормам освещенности являются – ПЗС-45 с лампами Г220-1000 (макс. сила света 130 ккд) или ДРЛ-700 (30 ккд) и ПЭС-35 с лампами Г220-500 (50 ккд). Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника.

Производственные факторы, связанные с электрическим током

Основными условиями возникновения поражения электрическим током на объектах добычи нефти и газа является прикосновение к металлическим частям электроустановок, находящимся под напряжением (электродвигатели, трансформаторные узлы, щиты распределители, кабели ПЭД). На месторождении для питания оборудования применяется ток с напряжением 1000, 380, 220 В частотой 50 Гц, являющейся наиболее опасным.

Характер воздействия электрического тока на организм человека, в первую очередь, зависит от значения тока и времени его прохождения через тело человека. Последствиями данного воздействия могут быть ожоги, обмороки, судороги, прекращение дыхания и даже смерть.

Для обеспечения защиты от прямого прикосновения, по ГОСТ 12.1.019-2017, необходимо применять следующие технические способы и средства (основная защита): основная изоляция, защитные оболочки, защитные ограждения (временные или стационарные), защитные барьеры, безопасное расположение токоведущих частей, размещение их вне зоны досягаемости частями тела, конечностями, выравнивание потенциалов, защитное отключение, предупредительная световая, звуковая сигнализации, блокировки безопасности, знаки безопасности, электрозащитные средства и другие средства индивидуальной защиты.

На месторождениях по добыче нефти и газа, для каждого оборудования работающего от электрического тока, в соответствии с ГОСТ Р 58367-2019,

предусматривают устройства системы рабочего, защитного заземления, уравнивания потенциалов, мероприятий по защите электрических сетей и электроустановок от атмосферных и коммутационных перенапряжений, обеспечивающих безопасность от поражения электрическим током. Для зданий и сооружений на объектах обустройства нефтяных и газовых месторождений должна быть предусмотрена молниезащита.

Опасность возникновения пожаров, взрывов

Категория производственного объекта и помещений, в которых осуществляются технологические процессы, связанные с выделением горючих газов, легковоспламеняющихся жидкостей с температурой вспышки паров до 28 °С относится к категории Б. Взрывоопасная зона проведения ГРП относится ко 2-му классу – это зоны, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей с воздухом только в результате аварии или повреждения технологического оборудования.

Основными причинами пожаров на производстве являются:

- 1) Неудовлетворительное состояние электротехнических устройств и нарушение правил их монтажа и эксплуатации;
- 2) Нарушение режимов технологических процессов;
- 3) Невыполнение требований нормативных документов по вопросам пожарной безопасности.

На данном производственном объекте используются различные горючие вещества и жидкости: спирты (температура вспышки до 61 °С, 5 мг/м³), бензин (температура вспышки до 61 °С, ПДК 300 мг/м³), масла (температура вспышки > 61 °С, ПДК 5 мг/м³), мазут (нефть) (температура вспышки > 61 °С, ПДК 10 мг/м³), газы (температура вспышки до 61 °С, ПДК 300 мг/м³).

Пожарная безопасность объекта обустройства нефтяных и газовых месторождений должна обеспечиваться системой предотвращения пожара, системой противопожарной защиты, комплексом организационно-

технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

Главная задача при борьбе с пожарами – локализация, которая достигается путем ограничения времени истечения и объема вытекающей горючей жидкости. В качестве первичных средств пожаротушения используются: переносные огнетушители, полотна грубо шерстяные, асбестовые, ящики с порошковыми составами (песок, перлит и т. п.), пожарный инвентарь (лопаты, ведра, багры). При проведении ГРП используют ручные пожарные извещатели, они должны быть расположено в близости от зон наблюдения, и зон возможных пожаров; газовые в непосредственное близости от возможных проявлений газа, и тепловые.

Степень взрывозащиты электрооборудования должно относиться к уровню взрывозащиты 0, то есть взрывозащищенное электрооборудование, в котором по отношению к взрывобезопасному электрооборудованию приняты дополнительные средства взрывозащиты, предусмотренные стандартами на виды взрывозащиты, используют искрогасители, взрывонепроницаемую оболочку дополнительную и т. д.

Оборудование, ёмкости, работающие под избыточным давлением

Производственные объекты, эксплуатирующие сосуды под давлением, относятся к опасным из-за высоких рисков возникновения взрывов и, как следствие, несчастных случаев и производственных травм. Наиболее частые причины аварий и взрывов сосудов связаны с нарушениями их обслуживания – превышением предельно допустимого давления, несоблюдением температурного режима и т. д. Поэтому их эксплуатация должна проходить в строгом соответствии с существующими нормами в области промышленной безопасности.

Элементы оборудования (сборочные единицы) и комплектующие к нему, выдерживающие воздействие давления, показывающие и предохранительные устройства, устройства и приборы безопасности классифицируются по четырем категориям. Минимальным порогом давления называемым избыточным для основной категории сосудов является значение

0,05 МПа. Само оборудование должно оснащаться предохранительными устройствами, приборами для измерения уровня жидкой рабочей среды, приборами для измерения давления, приборами для измерения температуры рабочей среды, запорной и регулирующей арматурой, устройствами питания; приборами контроля тепловых перемещений.

Для безопасной эксплуатации сосудов работающих под избыточным давлением необходимо нужно руководствоваться правилами комплекта технической документации от производителя, которая должна соответствовать техническому регламенту Таможенного союза ТР ТС 032/2013. Другим важным требованием правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, является своевременное проведение технического освидетельствования.

Требования к персоналу, обслуживающему оборудование, вытекают из требований безопасности труда. К работе с таким оборудованием сотрудники могут быть допущены только после прохождения предварительного и периодического медосмотров, вводного и первичного инструктажей, инструктажей по пожарной и электробезопасности, обучения и проверки знаний по охране труда, обучения и проверки знаний по устройству и использованию сосудов под давлением.

5.3 Экологическая безопасность

Операция ГРП оказывает влияние на окружающую среду. Происходит загрязнение атмосферы, гидросферы и литосферы, вследствие чего применяются меры по уменьшению негативного воздействия на окружающую среду.

Защита атмосферы

Основными источниками загрязнения атмосферы являются транспортные средства, кустовые площадки. На кустовых площадках может произойти выброс газа в атмосферу, транспортные средства выбрасывают в атмосферу переработанные отходы топлива. Основные компоненты,

загрязняющие атмосферу: предельные УВ, углекислый газ, сажа, сероводород.

Для уменьшения воздействия транспортных средств на атмосферу рекомендуется применять более экологичные двигатели, рационально использовать время работы заведенного транспортного средства, а также производить проверку состояния двигателей.

Для предотвращения выбросов газа с кустовых площадок необходимо периодически проверять оборудование на герметичность, следить за отсутствием трещин в сварных швах, контролировать выбросы в атмосферу загрязняющих ее веществ.

Защита гидросферы

При повторной перфорации скважин для возобновления к ним притока для увеличения производительности происходит вторичное вскрытие пласта, при котором происходит загрязнение пластовых вод нефтью и твердыми отходами.

При высокой загрязненности подземных вод сильному воздействию подвергается флора и фауна – почва перестает быть плодородной, животные и птицы больше не могут жить на территории.

Для сохранения гидрологического режима подземных вод от загрязнения выполняют откачивание и закачивание более экологичного флюида, очистку ПЗП от вредных веществ.

Защита литосферы

В процессе закачки жидкости разрыва при проведении ГРП происходит кольматация каналов, по которым она подавалась в пласт. Вследствие этого происходит загрязнение почвы – снижение проницаемости пластов. Кроме этого, при закачке ПАВ загрязнение приводит к снижению биопродуктивности системы, нарушению и загрязнению почвенного и растительного покрова.

Для уменьшения влияния вредных факторов на литосферу производят рекультивацию земель – внесение удобрений и посадка растений на загрязненных территориях.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (ЧС), которые могут возникнуть при проведении операции ГРП:

1. Нарушение герметичности емкостей, содержащих жидкости или газы, находящиеся под высоким рабочим давлением;
2. Разгерметизация трубопроводов, подающих реагенты в скважину;
3. Нарушения электроснабжения;
4. Газопроявление при проведении спуско-подъемных операций;
5. Взрыв в результате газопроявления;
6. Пожар.

Также могут возникать ситуации природного характера, не зависящие от человека:

1. Лесные пожары;
2. Землетрясения;
3. Наводнения;
4. Метели и т. д.

При возникновении чрезвычайной ситуации проводятся мероприятия по локализации аварийного процесса и ликвидации последствий. Мероприятия как правило, включают в себя спасательно-неотложные и аварийно-восстановительные работы, оказание экстренной медицинской помощи, мероприятия по восстановлению нормальной жизнедеятельности в зоне поражения, в том числе восстановление систем жизнеобеспечения и охрану общественного порядка, локализацию и ликвидацию экологических последствий.

Наиболее распространенными и опасными аварийными ситуациями являются пожары, связанные с легковоспламеняющимися жидкостями и газами, так как операции по увеличению производительности проводятся непосредственно на кустовых площадках, которые являются пожароопасными объектами. Для борьбы с возникновением пожаров на рабочем месте устанавливаются ящики с песком, щит с лопатами, ломы, ведрами и

огнетушителями. Для контроля за данными средствами назначается ответственное лицо из числа инженерно-технического персонала.

5.5 Вывод по главе

В данной главе рассматриваются вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье работников. Также показано негативное влияние операции ГРП на окружающую среду, меры по ее охране и снижению вредных факторов, воздействующих на атмосферу, гидросферу и литосферу. Выделена наиболее вероятная чрезвычайная ситуация – пожар.

Производственные работы на кустовой площадке могут нанести здоровью работника вред, для предотвращения этого необходимо, чтобы все работники знали и выполняли правила безопасности при проведении работ, а также в случае чрезвычайных ситуаций.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной выпускной квалификационной работы оценены факторы, влияющие на формирование производительности горизонтальной скважины. Взаимосвязи между геологическими особенностями разрабатываемых объектов и производительностью, которые были выделены в работе: в пластах с большей проницаемостью и мощностью производительность выше; неоднородность пласта снижает производительность (вертикальная и латеральная анизотропия, наличие непроницаемых пропластков, зональная и послойная неоднородность, наличие линз и полулинз); высокая вязкость и плотность флюида снижает производительность. Оценено влияние расположения горизонтального участка ствола скважины в пласте. Ориентация окончания перпендикулярно трещинам, в направлении минимальной проницаемости, расположение посередине по толщине и ширине пласта, симметрично относительно контура питания увеличивают производительность горизонтальной скважины. Увеличение длины горизонтального окончания, а также полноты вскрытия пласта также увеличивает производительность. Рост обводненности, кольматация призабойной зоны и расположение нагнетательных скважин в высокопроницаемых участках пласта приводят к снижению производительности. Также основным фактором, снижающим дебит ГС, является формирование неравномерного профиля притока за счет падения депрессии по длине горизонтального окончания.

Проанализированы технологии повышения производительности горизонтальных и их эффективность. Наиболее популярной является операция многостадийного гидравлического разрыва пласта, современные технологии ее проведения: Coil-Jet, с применением инструмента SandHawk, Mongoose Multistage Unlimited (Мангуст), Plug&Perf. МГРП в несколько раз увеличивает дебит горизонтальной скважины, что значительно превышает, дебит вертикальной или наклонно-направленной скважины с ГРП. Также увеличение производительности возможно за счет формирования

равномерного профиля притока с помощью стрингерного заканчивания. Наиболее технологичным и эффективным является умное заканчивание стрингером.

В работе представлены методы математического и программного моделирования работы горизонтальной скважины. В результате моделирования строится функция распределения давления и притока флюида по длине горизонтального окончания. Программное моделирование рассматривается на примере построения в комплексе tNavigator методом трехмерного численного моделирования.

В результате сформирован комплексный подход к оценке производительности горизонтальных скважин, заключающийся в учете основных факторов, влияющих на производительность, эффективности мероприятий по ее повышению, а также моделировании работы скважины. Наглядно данный подход представлен в приложении А.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2030 года (проект, версия 12 сентября 2016 года) <https://www.rosnedra.gov.ru/article/8743.html>.
2. О временных критериях отнесения запасов нефти к категории трудноизвлекаемых. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 13 февраля 1998 года N 41.
3. Алиев, З. С. Обоснование и выбор оптимальной конструкции горизонтальных газовых скважин / З. С. Алиев, Б. Е. Сомов, С. А. Рогачев. – Москва : Техника, 2001. – 95 с. – ISBN 5-93969-007-6.
4. Обоснование длины горизонтальной части ствола на примере ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения / А. Д. Мельников. – Текст : электронный // Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле. – 2019. – №1. – С. 97-114. – URL: <http://id-yug.com/images/id-yug/SET/2019/1/2019-1-97-114.pdf> (дата обращения: 10.02.2023). – Режим доступа: Издательство ООО «Издательский Дом – Юг».
5. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин : учеб. пособие / Г. П. Зозуля, А. В. Кустышев, И. С. Матиешин, [и др.] ; под ред. Г.П.Зозули. – Москва : Издательский центр «Академия», 2009. – 176 с. – ISBN 978-5-7695-6225-9.
6. Алиев, З. С. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты / З. С. Алиев, В. В. Шеремет. – Москва : Недра, 1995. – 131 с. – ISBN 5-247-03534-8.
7. Петрушин, Е. О. Определение влияния геологических и технологических факторов на производительность горизонтальных скважин на примере морского нефтяного месторождения кравцовское Д-6 / Е. О. Петрушин, А. С. Арутюнян // Наука. Техника. Технологии (Политехнический вестник). – 2015. – № 3. – С. 81-99.
8. Каширина, К. О. К обоснованию оптимальной сетки горизонтальных стволов скважин и вертикальных трещин ГРП.

Сравнительная эффективность их работ / К. О. Каширина // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-1. – С. 436.

9. Оразбек, З. И. Применение горизонтальных скважин для повышения эффективности разработки месторождения / З. И. Оразбек, Н. Н. Алдамжаров, А. А. Рахимов // Евразийский союз ученых (ЕСУ). – 2014. – № 7. – С. 125-127.

10. Юрова, М. П. Роль горизонтальных скважин при разработке низкопроницаемых, неоднородных коллекторов / М. П. Юрова // Георесурсы. – 2017. – Т. 19, № 3, Ч. 1. – С. 209-215.

11. Близнюков, В. Ю. Оценка влияния особенностей строения литологических и фильтрационно-емкостных характеристик нефтяных пластов на продуктивность горизонтальных скважин / В. Ю. Близнюков, Р. В. Стельмак // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 5. – С. 11-15.

12. Басниев, К. С. Подземная гидромеханика / К. С. Басниева, И. Н. Кончина, В. М. Максимов. – Москва : Недра, 1993. – 416 с. – ISBN 5-247-02323-4.

13. Джоши, С. Д. Основы технологии горизонтальной скважины / С. Д. Джоши ; пер. с англ. под ред. В. Ф. Будников, Е. Ю. Проселков, Ю. М. Проселков. – Краснодар : «Советская Кубань», 2003. – 155 с.

14. РД 153-39.0-597-08. Методическое руководство по технологии разработки слабовырабатываемых запасов (тупиковые зоны, линзы, водонефтяные зоны, целики в заводненных зонах, микроструктуры в заводненных зонах) с горизонтальными и наклонными скважинами, скважинами с горизонтальными и вертикальными боковыми стволами: дата введения 01.01.2009. – URL: <https://studfile.net/preview/7854207/> (дата обращения 30.03.2023). – Текст : электронный.

15. Мукминов, И. Р. Моделирование разработки нефтегазовых месторождений горизонтальными скважинами : автореф. дис. канд. техн. наук

/ Мукминов Искандер Раисович ; Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа, 2004. – 24 с.

16. Зиятдинов, И. Г. Анализ эффективности эксплуатации горизонтальных скважин в кизеловском горизонте 6 блока Бавлинского нефтяного месторождения / И. Г. Зиятдинов // Труды молодых учёных института «ТатНИПИнефть». – 2015. – 9 с.

17. Ахмедов, М. М. Влияние различных факторов на производительность горизонтальных газовых скважин / М. М. Ахмедов // Universum: Технические науки. – 2019. – № 10(67). – 6 с.

18. Алиев, З. С. Исследование горизонтальных скважин : учеб. пособие / З. С. Алиев, В. В. Бондаренко. – Москва : «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. – 300 с. – ISBN 5-7246-0301-2.

19. Кашапов, Л. Э. Подбор оптимальной длины горизонтальной скважины с помощью статистического моделирования на основе показателей разработки / Л. Э. Кашапов // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2-1. – С. 186-193.

20. Ипатов, А. И. Что происходит с профилями притока горизонтальных скважин после освоения / А. И. Ипатов, Е. А. Малявко // Нефтегазовая вертикаль. – 2022. – № 6. – С. 110-119.

21. Овчинников, К. Н. Технологии динамического мониторинга и регулирования притока при разработке нефтяных месторождений горизонтальными скважинами : дис. канд. техн. наук / Овчинников Кирилл Николаевич ; Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа, 2021. – 149 с.

22. Умное заканчивание стингером и перемещение точки притока флюида как альтернатива пассивных и активных устройств при разработке тонких нефтяных оторочек / Э. С. Закиров, С. Н. Закиров, И. М. Индрупский [и др.]. // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2018. – № 2(21). – С. 1-12.

23. Выбор между пассивными и активными управляющими притоком устройствами при заканчивании интеллектуальной скважины / Э. С. Закиров,

С. Н. Закиров, И. М. Индрупский [и др.]. // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2018. – № 2(21). – С. 1-21.

24. Михайлов, Н. Н. Информационно-технологическая гидродинамика околоскважинных зон / Н. Н. Михайлов. – Москва : Недра, 1996. – 339 с. – ISBN 5-247-03688-3.

25. Гайдуков, Л. А. Научные основы разработки нефтяных пластов с аномальным проявлением техногенеза : дис. док. техн. наук / Гайдуков Леонид Андреевич ; Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина. – Москва, 2021. – 286 с.

26. Воронич, И. В. Фильтрация флюида к горизонтальной скважине при изменении параметров зоны загрязнения / И. В. Воронич, Л. А. Гайдуков, Н. Н. Михайлов // Прикладная механика и техническая физика. – 2011. – Т. 52, № 4. – С. 127-135.

27. Кравец, В. А. RPI: Многостадийный ГРП стал локомотивом для рынка гидроразрыва пласта в целом / В. А. Кравец // ROGTEC, Российские нефтегазовые технологии. – 2019. – № 57. – С. 12-22.

28. Черевко, М. А. Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта / М. А. Черевко, А. Н. Янин, К. Е. Янин. – Тюмень–Курган: Зауралье, 2015. – 268 с. – ISBN 978-5-9905587-1-7.

29. Верховцев, П. Н. Опыт проведения многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах ОАО «РН-Няганьнефтегаз» / П. Н. Верховцев, М. В. Елесин, Р. Ф. Исламгалиев // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – № 2. – С. 19-22.

30. Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта в ОАО «Самотлорнефтегаз» / Р. Р. Гайфуллин, В. В. Горин, А. С. Грищенко [и др.]. // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – № 2. – С. 23-30.

31. Развитие технологий многостадийного гидроразрыва пласта / В. Ф. Нуриахметов, Ф. Н. Янгиров, Д. Ф. Ибрагимов [и др.]. // Проблемы сбора,

подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – № 6(128). – С. 9-19.

32. Инновационный метод заканчивания интеллектуальных скважин с возможностью повторного проведения ГРП (Mongoose Multistage Unlimited) / А. В. Байрамов, Ф. В. Беляев, М. Vos [и др.]. // Время колтюбинга. – 2016. – №1(055). – С. 24-30.

33. Якуба, А. Н. Разработка нового оборудования для технологии Plug&Perf – развитие и технические решения на основании накопленного опыта / А. Н. Якуба // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 3. – С. 78-85.

34. Урванцев, Р. В. Интеллектуальное заканчивание горизонтальных скважин в условиях высокопроницаемых расчленённых коллекторов с маловязкой нефтью / Р. В. Урванцев // Международный студенческий вестник. – 2018. – № 2. – С. 1-9.

35. Семёнов, А. А. Моделирование работы горизонтальных скважин в условиях неоднородности распределения свойств пласта / А. А. Семёнов, В. М. Киселев // Журнал Сибирского федерального университета. Техника и технологии. – 2011. – № 4. – С. 429-437.

36. Шихиев, М. Э. Системы повышения производительности скважин / М. Э. Шихиев // Молодой ученый. – 2021. – № 19(361). – С. 51-55.

37. Бахтий, Н. С. Гидродинамическое моделирование с использованием программного обеспечения «Техсхема»: учеб. пособие / Н. С. Бахтий, М. В. Абдуллина. – Тюмень : Тюменское отделение «Сургут НИПИ нефть», 2016.

38. Куштанова, Г. Г. Математическое моделирование геофизических процессов : учеб. пособие / Г. Г. Куштанова. – Казань, 2015. – 20 с.

39. «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» от 01.01.2002 N 1 (ред. от 01.01.2017) (с изм. и доп., вступ. в силу с 18.11.2022).

40. «О районных коэффициентах, применяемых при установлении страховых пенсий и пенсий по государственному пенсионному обеспечению

лицам, проживающим в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, а также в районах с тяжелыми климатическими условиями» от 17.04.2006 N 216 (ред. от 09.04.2014).

41. «Общероссийский классификатор видов экономической деятельности» от 31.01.2014 N 14-ст (ред. от 11.05.2023) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.06.2023).

42. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 19.12.2022, с изм. от 11.04.2023) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2023).

43. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 29.12.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 30.03.2023).

44. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности: дата введения 1992-01-01.

45. ГОСТ 12.1.007-76. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности: дата введения 1977-01-01.

46. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности: дата введения 2015-11-01.

47. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования: дата введения 2008-07-01.

48. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95: дата введения 2017-05-08.

49. ГОСТ 12.1.046-2014. Строительство. Нормы освещения строительных площадок: дата введения 2015-07-01.

50. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов: дата введения 1983-07-01.

51. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты: дата введения 2019-01-01.

52. ГОСТ Р 58367-2019. Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование: дата введения 2019-04-15.

53. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования: дата введения 1978-01-01.

54. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования: дата введения 1992-07-01.

55. ТР ТС 032/2013. О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением: дата введения 2013-07-02.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Комплексный подход к оценке производительности горизонтальной скважины

