

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

Школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение школы (НОЦ) Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА МАЙСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.276.53.621.671.(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Волошин Илья Геннадьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Крамшонков Е.Н.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Ю.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Ответственный за реализацию ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Ю.А.	Инженер		

Томск – 2018 г.

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

Школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение школы (НОЦ) Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
Ответственный за реализацию ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б43Т	Волошину Илье Геннадьевичу

Тема работы:

АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА МАЙСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	10.04.2018г. 2473/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2018г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><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 особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Анализ особенностей эксплуатации и эффективности применения горизонтальных скважин на Майском нефтяном месторождении, фондовая и периодическая литература, учебники, монографии.</p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>-Общие сведения о Майском месторождении, история развития месторождения</p> <p>-Геологическое строение месторождения и залежей Майского нефтяного месторождения</p> <p>-Особенности эксплуатации и эффективности применения горизонтальных скважин</p> <p>-Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p> <p>-Социальная ответственность</p> <p>-Заключение</p>
--	---

<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
--	--

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
---	--

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Макашева Юлия Сергеевна
Социальная ответственность	Абраменко Никита Сергеевич

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-Б43Т	Волошин Илья Геннадьевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б43Т	Волошину Илье Геннадьевичу

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Рабочая документация, данные по капитальным вложениям, данные по эксплуатационным затратам, основные показатели экономических параметров
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Принять нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Согласно действующему законодательству РФ
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	- Оценка экономической эффективности разработки месторождения; - Оценка капитальных вложений эксплуатационных затрат;
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	В основе расчета заложена отпускная цена нефтедобывающего предприятия, установленная согласно прейскуранту.

3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	-выручка от реализации добывающей нефти -капитальные вложения; -цена реализации на внутреннем и внешнем рынке; -затраты на транспорт нефти и экспорт;
--	--

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. *Оценка конкурентоспособности технических решений*
2. *Матрица SWOT*
3. *Альтернативы проведения НИ*
4. *График проведения и бюджет НИ*
5. *Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ*

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Волошин Илья Геннадьевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа 3-2Б43Т	ФИО Волошину Илье Геннадьевичу
--------------------------	--

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования являются горизонтальные скважины Майского нефтяного месторождения
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов на Майском месторождении</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов на Майском месторождении</p>	<p>Вредные факторы на Майском месторождении:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенный уровень шума на рабочем месте. 2. Повышенная загазованность и запылённость воздуха рабочей зоны. 3. Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе. <p>Опасные факторы на Майском месторождении</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Электробезопасность 2. Опасность механических повреждений.
<p>2. Экологическая безопасность Майского месторождения</p>	<p>- анализ воздействия объекта на атмосферу: Выбросы в атмосферу от автотранспорта, спецтехники и сварочных работ.</p> <p>- анализ воздействия объекта на гидросферу: Угрозой загрязнения могут являться стоки с поверхности промышленной зоны. Возможны и фильтрационные утечки сточных вод из накопителей и технологических продуктов из</p>

	емкостей. - анализ воздействия объекта на литосферу: Разлив нефтепродукции, механическое нарушение растительного покрова, изменение гидрологического режима.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	В процессе нефтедобычи может возникнуть ряд чрезвычайных ситуаций, опасных с точки зрения загрязнения окружающей природной среды. Открытое фонтанирование нефти из скважин, порывы нефтесборной сети и сети ППД. Типичной ЧС является разлив нефти, для предотвращения необходимо провести ряд технологических мероприятий. Ликвидация последствий аварийного разлива нефти возлагается на имеющуюся аварийно-восстановительную службу.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества»; 2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»; 3. СНиП 2.09.04.87 4. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Волошин Илья Геннадьевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 112 страниц, 26 таблицы, 28 рисунков, 17 СЛАЙДОВ.

МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ДОБЫЧА, СКВАЖИНА, ВЕРТИКАЛЬНАЯ СКВАЖИНА, ГОРИЗОНТАЛЬНАЯ СКВАЖИНА, ГОРИЗОНТАЛЬНЫЙ СТВОЛ, ТЕХНОЛОГИЯ, РАБОЧИЕ ПАРАМЕТРЫ, МОДЕРНИЗАЦИЯ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ОПТИМИЗАЦИЯ.

Объектом исследования являются горизонтальные скважины Майского нефтяного месторождения Томской области.

Цель работы - анализ особенностей эксплуатации и эффективности применения горизонтальных скважин на Майском нефтяном месторождении.

В выпускной квалификационной работе приведены сведения о Майском месторождении, нормы технологического режима. Представлены подробные гидродинамические расчеты по действующим горизонтальным скважинам. Проведены расчеты горизонтального участка скважины, тем самым выявлены особенности работы пласта в определенном интервале. Проанализирован процесс работы горизонтального участка в определенных интервалах различными гидродинамическими приборами. Проведен анализ применимости различных методов для расчета работающей длины горизонтального участка скважины. Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, с Microsoft Excel.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	11
2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ЗАЛЕЖЕЙ	14
2.1 Геолого-геофизическая изученность	14
2.2 Поисково-разведочное и эксплуатационное бурение	18
2.3 Нефтегазоносность	19
2.4 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов	22
2.4.1 Определение коэффициента пористости	22
2.4.2 Определение нефтенасыщенности	24
2.4.3 Определение характера насыщения	28
2.4.4 Свойства и состав пластовых флюидов	30
2.4.5 Гидродинамические исследования скважин	36
2.4.6 Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов	43
2.5 Запасы углеводородов	44
2.6 Анализ текущего состояния разработки продуктивных горизонтов	46
2.7 Мероприятия по повышению коэффициента нефтеизвлечения объектов Ю ₁₄₋₁₅ и Ю ₁ ³⁻⁴	50
3. ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН	53
3.1 Обзор источников, посвященных определению производительности горизонтальных скважин	53
3.2 Основные задачи гидродинамических исследований	58
3.3 Сравнительная оценка моделей определения дебита горизонтальных скважин	59
3.4 Определение "работающей" длины горизонтальной скважины по результатам наземных исследований на Майском месторождении	64
3.5 Исследования горизонтальных скважин Майского месторождения на установившихся и неустановившихся режимах фильтрации	69
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	77
4.1 Экономические показатели	77
4.2 Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат	81
4.3 Налоговая система	83
4.4 Техничко-экономический показатель разработки	88
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	93
5.1 Производственная безопасность	94
5.1.1 Вредные производственные факторы	94
5.1.2 Опасные производственные факторы	96
5.2 Экологическая безопасность	98
5.2.1 Атмосферный воздух	98
5.2.2 Водные объекты и гидробионты	100
5.2.3 Почвенный и растительный покров	101
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	102
5.3.1 Мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций	102
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	107
ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ	108
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	110

ВВЕДЕНИЕ

Опыт внедрения горизонтального бурения показывает, что разработка месторождений с помощью горизонтальных скважин (ГС) позволяет решить целый комплекс задач, которые были не под силу разработчикам при эксплуатации месторождений вертикальными скважинами (ВС).

Возможные направления применения ГС, связанные с достоинствами горизонтального бурения, освещены во многих публикациях отечественных и зарубежных специалистов. Однако, среди них, в основном, решаются задачи, связанные с изменением дренажной системы коллекторов, повышением качества вскрытия продуктивной толщи, увеличением поверхности контакта скважины с породой, с вопросами расстановки фильтров. Главному же вопросу исследования влияния геометрических параметров ствола на продуктивность ГС в зависимости от геолого-физических характеристик пластов уделяется значительно меньше внимания. Существующие теоретические основы проектирования длины горизонтальной скважины во многом расходятся с реальными данными.

На сегодняшний день исследования в области гидродинамики горизонтальных скважин остаются актуальными, поскольку известные методики расчёта непригодны для определения параметров горизонтальных скважин в неоднородных многослойных пластах, либо требуют значительного математического аппарата. При проектировании длины горизонтального участка в большинстве случаев опираются на гидродинамические исследования (ГДИ) уже пробуренных скважин на подобных месторождениях.

Анализ накопленного материала по гидродинамике ГС как теоретического, так и опытно-промышленного показал, что для выявления особенностей работы горизонтальных скважин и разработки нового способа механизированной эксплуатации ГС необходимо выполнить значительный объем теоретических работ, а также стендовых экспериментов.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Майское нефтяное месторождение географически расположено в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности, в Обь-Иртышском междуречье, в бассейне реки Васюган – левого притока Оби. Территория района месторождения представляет собой слаборасчленённую равнину с широкими заболоченными водоразделами и долинами рек. Абсолютные отметки рельефа колеблются в пределах от +120 м до + 135 м. Заболоченность местности составляет 50 – 60% территории. Основной водной артерией в районе проектируемых работ является р. Васюган, протекающая в непосредственной близости от площади работ в 2 – 3 км. Климат района континентальный. Среднегодовая температура составляет +3° С.

Промерзаемость грунта на открытых участках составляет 1 – 1,5 м, на заселённых – 0,3 – 0,4 м, промерзаемость болот не превышает 0,4 м. Многолетнемёрзлых пород по данным бурения не установлено. Среднегодовое количество осадков составляет 400 – 500 мм, максимум отмечается в июле-августе и декабре-январе. Снежный покров устанавливается во второй половине октября и сохраняется до начала мая. Его высота составляет от 0,4 – 0,5 м на открытых участках до 2 м на залесенных. Реки вскрываются преимущественно в начале мая, ледостав начинается в ноябре, болота обычно промерзают к началу января.

В административном отношении Майское нефтяное месторождение находится в южной части Каргасокского района Томской области, в пределах лицензионного блока 70 – 3. Расстояния до ближайших городов области следующие: до Кедрового, где находится ближайший аэропорт областного значения, – 125 км, до Томска – 470 км (ближайшая железнодорожная станция и речной порт). Ближайший населённый пункт – п. Майск, который расположен в 25 км по зимней дороге[1].

Магистральных путей сообщения вблизи района проектируемых работ нет. Доставка бурового оборудования и материалов осуществляется по “зимнику”. Вахты на буровую доставляются из г. Кедрового на вертолётах.

Для питьевого водоснабжения пригодны воды новомихайловской свиты верхнепалеогенового возраста, для технических нужд и эксплуатационного бурения можно использовать подземные воды чеганской свиты нижнего олигоцена.

Майское месторождение в промышленно-экономическом отношении находится в Средневасюганском нефтегазоносном районе, который находится в Васюганской нефтегазоносной области. Ближайшие разрабатываемые нефтяные месторождения: Нижнее-Табаганское, Калиновое, Урманское, Северо-Останинское и др. В 12 км к югу от месторождения проходит нефтепровод “Игольское – Герасимовское – Лугинецкое – с. Парабель” (рисунок 1.1.).

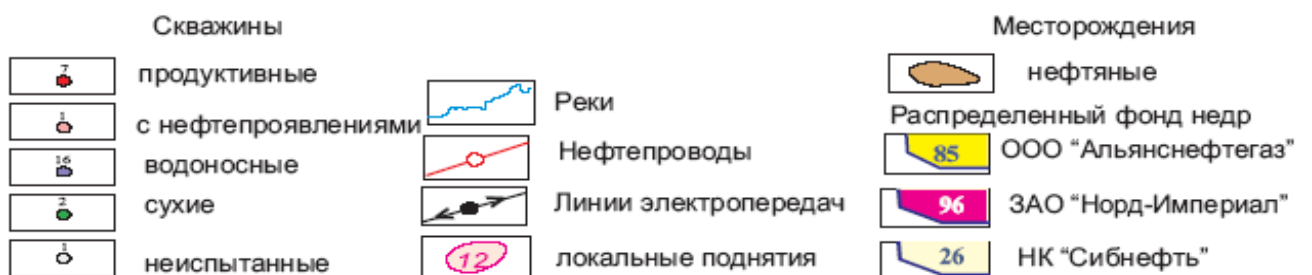
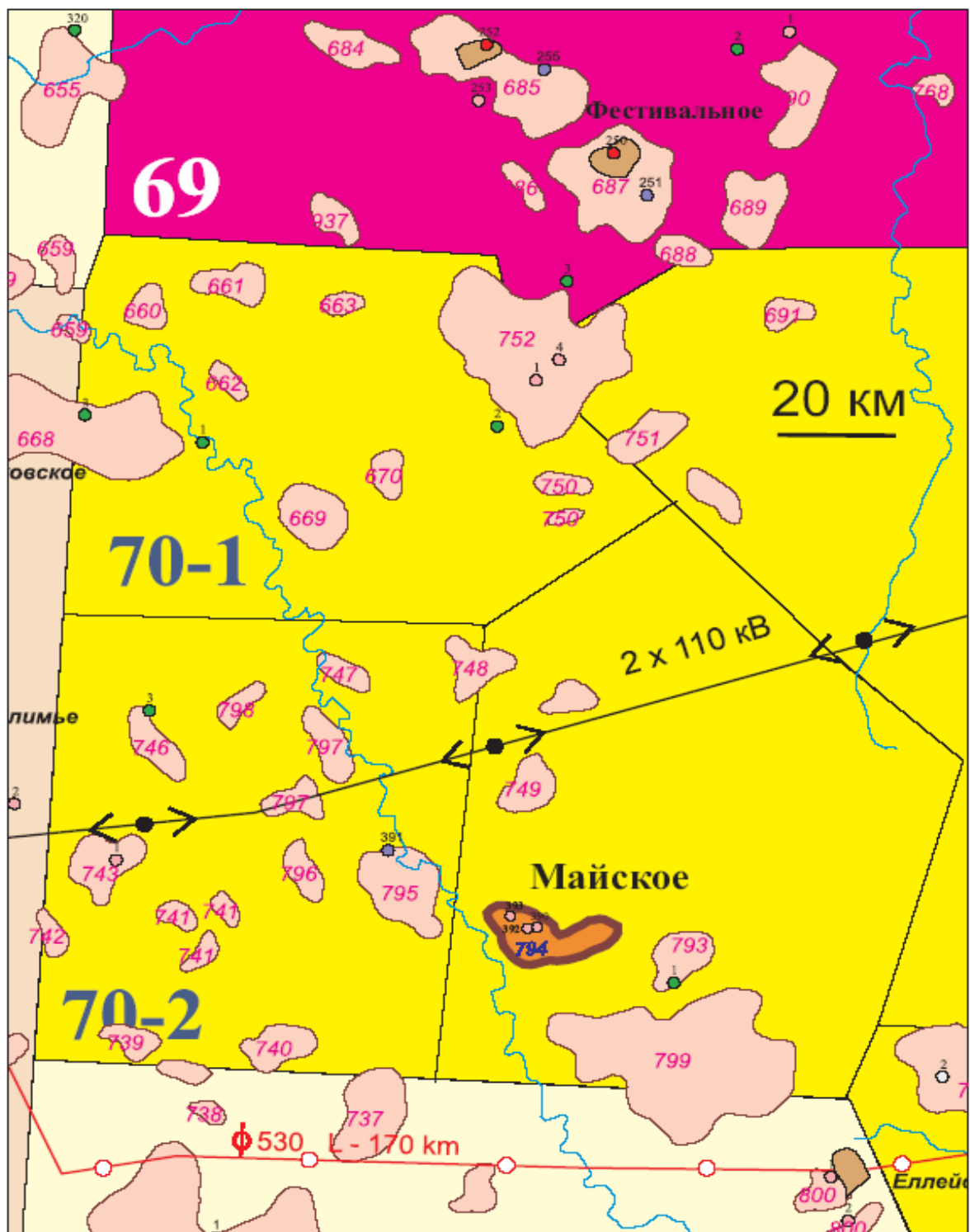


Рисунок 1.1. Обзорная карта района Майского месторождения

2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ЗАЛЕЖЕЙ

2.1 Геолого-геофизическая изученность

Майское локальное поднятие расположено в Пудинском нефтегазоносном районе Васюганской нефтегазоносной области. В тектоническом плане оно приурочено к северной периклинали Лавровского наклонного вала.

История геолого-разведочных работ, исключая предшествующие исследования рекогносцировочно-региональной стадии, на рассматриваемой площади насчитывает около 37 лет (таблица 2.1.). Локальное поднятие было выявлено и подготовлено к глубокому бурению в 1970 г. сейсморазведочными работами МОВ масштаба 1 : 100000 (с/п 24/69-70, Дугова А.Ф., СОКГЭ).

Поисковые работы в пределах Майской площади были начаты в 1971 г. бурением скважины 390Р расположенной на южном крыле Майского локального поднятия, по результатам испытания скважины была открыта залежь нефти непромышленного значения в горизонте Ю₁ (келловой-оксфорд).

В 1976 – 77 гг. в районе Майского поднятия были проведены сейсмические исследования МОГТ, КМПВ (с/п 7,4/76-77, Карапузов Н.И., ТГТ) масштаба 1 : 100000 в результате которых были более детально изучены нижние комплексы платформенного чехла и отложений второго структурного яруса.

В 1978 – 79 гг. после проведения дополнительных работ МОГТ масштаба 1 : 100000 (с/п 4,5,7/78-79, Берлин Г.И., ТГТ) было уточнено глубинное геологическое строение Майского поднятия, выполнены новые структурные построения по отражающим горизонтам Па (подошва баженовской свиты) и Ф₂ (кровля доюрских образований). По новому структурному плану Майская площадь включает в себя три локальных поднятия: Северо-Майское, Майское и Южно-Майское.

В пределах Южно-Майского локального поднятия в период 1979 – 80 гг. в 10 км на юго-восток от скважины 390Р была пробурена параметрическая

скважина 1. Вскрытый комплекс палеозойских, юрских и меловых отложений в нефтегазоносном отношении интереса не представляют.

В 2004 – 05 гг. по заказу недропользователя ООО “Альянснефтегаз” были проведены площадные сейсморазведочные работы МОГТ 2D масштаба 1 : 50000 на лицензионных участках № 70, 86 (с/п 6/04-05, Забуга Т.В., ЗАО “ТГТ”) позволившие уточнить строение Майской площади. В 2005 г. на Майском локальном поднятии было возобновлено глубокое бурение. В районе ранее пробуренной поисковой скважины 390Р была пробурена оценочная скважина 392Р. По результатам испытания были установлены нефтяные залежи в пласте Ю₁₄₋₁₅ (тюменская свита) и пласте Ю₁³⁻⁴ (васюганская свита).

На основе структурных построений, выполненных по результатам проведенных работ, в 2005 г., был впервые выполнен подсчет запасов Майского месторождения [1].

В 2005 – 2006 гг. на месторождении были проведены дополнительные сейсморазведочные работы МОГТ 2D масштаба 1 : 50000 (с/п 6/05-06, Харитоненко В.П., ЗАО “ТГТ”), а также пробурены разведочные скважины 393Р и 394Р в куполе (северо-западная часть) Майского локального поднятия. Работы, выполненные в период 2005 – 2006 гг., позволили уточнить структурные планы продуктивных пластов месторождения, а также, за счет дополнительных данных, полученных в результате исследования керна и геофизических исследований вновь пробуренных скважин, провести переинтерпретацию ГИС по скважине 392Р и в целом повысить достоверность определения петрофизических параметров коллекторов месторождения. Кроме того, полученные данные позволили пересчитать запасы нефти по категории С₂ пласта Ю₁₄₋₁₅.

Выполненные по результатам интерпретации сейсморазведочных работ и данных глубокого бурения 2004 – 2006 г.г. структурные построения легли в основу предварительных геологических моделей пластов Ю₁³⁻⁴ и Ю₁₄₋₁₅ Майского месторождения.

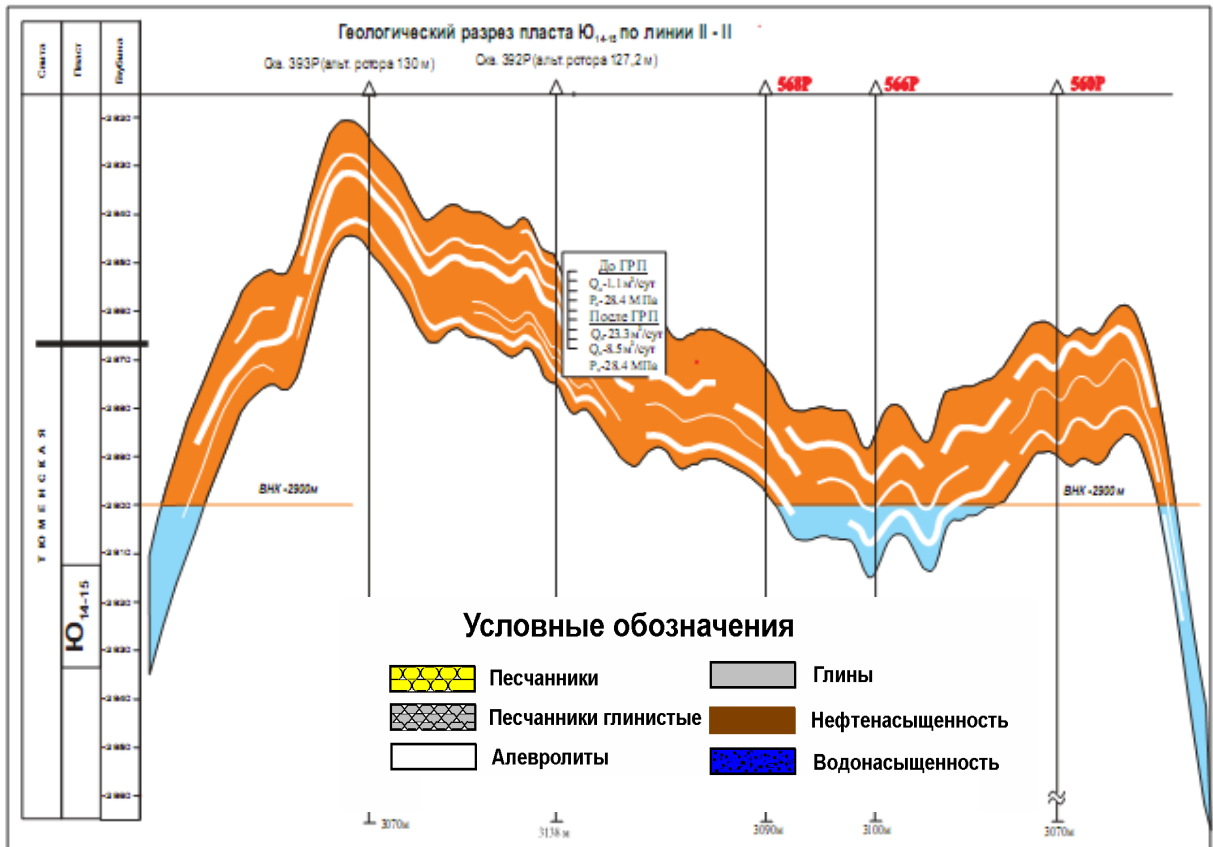


Рис. 2.1 - Геологический профиль (продольный) продуктивного пласта Ю₁₄₋₁₅

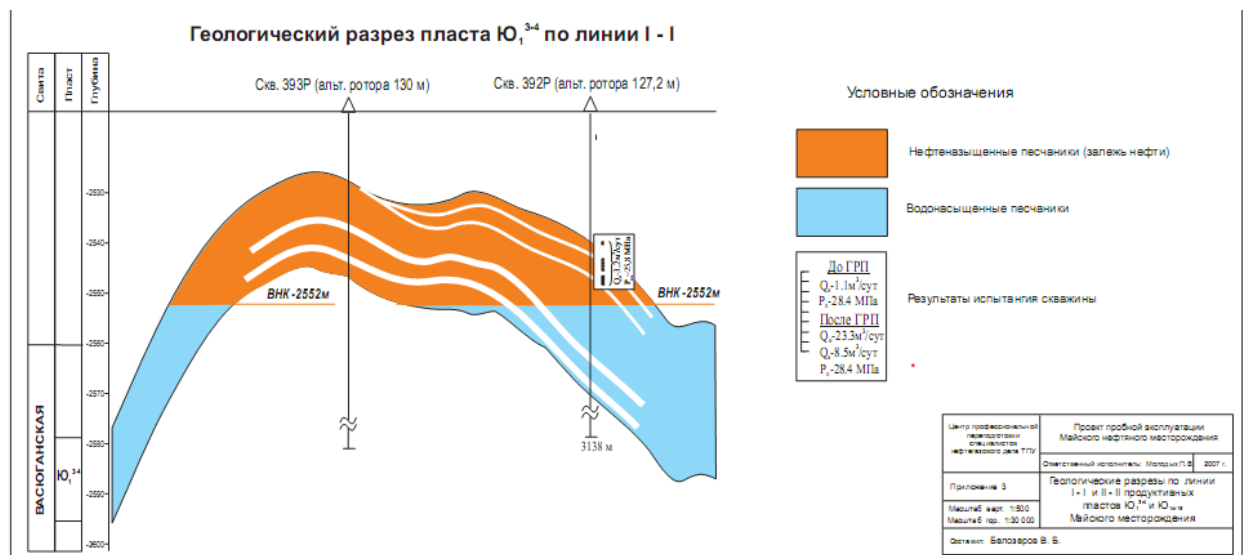


Рис. 2.2 - Геологический профиль (продольный) продуктивного пласта Ю₁₃₋₄

Таблица 2.1 - Геолого-геофизическая изученность района работ

Виды работ, масштаб	Организация, проводившая работы	Основные результаты работ
1	2	3
1. Исследования рекогносцировочно-региональной стадии	Разные, 50е – 70е гг.	Определена общая морфология Лавровского наклонного вала и прилегающих районов Нюрольской впадины.
2. Поисковые работы МОВ, 1 : 100000	с/п 24/69-70, Дугова А.Ф., СОКГЭ, 1970 г.	На северной периклинали Лавровского вала выявлено и подготовлено к глубокому бурению Майское локальное поднятие.
3. Бурение поисковой скважины 390Р	Томское территориальное геологическое управление, Западная НГРЭ, 1971 г.	Установлена нефтеносность Майской площади. Нефтенасыщен горизонт Ю ₁ . Ввиду получения непромышленного притока нефти скважина ликвидирована.
4. Площадные работы МОГТ, КМПВ 1 : 100000	с/п 4, 7/76-77, Карапузов Н.И., ТГТ, 1976 – 77 гг.	В районе Майского поднятия детально изучены нижние комплексы платформенного чехла и отложений второго структурного яруса.
4. Площадные работы МОГТ, 1 : 100000	с/п 4,5,7/78-79, Берлин Г.И., ТГТ, 1978 – 79 гг.	Уточнено строение Майского поднятия, проведены новые структурные построения по основным отражающим горизонтам Па (подошва баженовской свиты) и Ф ₂ (кровля доюрских образований).
5. Бурение параметрической скважины 1.	Томское территориальное геологическое управление, Западная НГРЭ, 1979 – 1980 гг.	Признаков нефтегазоносности в отложениях всего вскрытого комплекса пород Южно-Майского локального поднятия не выявлено. Скважина ликвидирована.

6.Площадные работы МОГТ, 1 : 50000	с/п 6/04-05, Забуга Т.В., с/п 6/05-06, Харитоненко В.П., ЗАО «ТГТ», 2004 – 2006 г.г.	Уточнено строение Майского локального поднятия. Построены структурные карты по основным отражающим горизонтам.
7.Бурение поисковых разведочных скважин 392Р, 393Р, 394Р	ЗАО “Нефтепромбурсевис”, 2004 – 2006 гг.	Изучен геологический разрез осадочного чехла. Установлена нефтенасыщенность пластов Ю ₁ ³⁻⁴ и Ю ₁₄₋₁₅ .

2.2 Поисково-разведочное бурение и эксплуатационное бурение

Майская площадь была введена в поисковое бурение в 1971 г. заложением первой скважины 390Р. Забой скважины находится на глубине 3093 м. (-2965.3 а.о.). Во вскрытом разрезе по геолого-геофизическим данным нефтеносной характеристикой обладает пласт Ю₁³⁻⁴ горизонта Ю₁ Васюганской свиты. При его испытании в колонне получен приток воды с нефтью. При испытании в открытом стволе Тюменской свиты совместно с палеозоем был получен приток пластовой воды [1].

В 1972 г. закончена строительством скважина 391Р (забой на глубине 2860 м., -2756.4 а.о.). Скважина вскрыла пласт Ю₁³⁻⁴, однако в ходе испытаний пласта, как в открытом, так и в закрытом стволе был получен приток воды без признаков нефти [1].

С 2004 г. начинается новый этап в изучении Майского месторождения. В период с 2004 по 2007 гг. были пробурены скважины 392Р, 393Р, 394Р, 397Р.

С 2007г. начинается эксплуатационное бурение на Майском месторождении. В 2007 – 2008 гг. пробурены скважины: на пласт Ю₁³⁻⁴ 101, 102, 103, 202, 204, 205. На пласт Ю₁₄₋₁₆ 539 и 542. Также были пробурены оценочные скважины 395, 396 на пласт Ю₁³⁻⁴.

Сведения об объемах буровых работ приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Сведения об объемах буровых работ

Назначение скважин	Количество пробуренных скважин			Количество Ошибка! скважин	Причина ликвидации скважин
	всего	в том числе до пласта	в том числе до пласта		
		Ю ₁ ³⁻⁴	Ю ₁₄₋₁₆		
Поисковые (390Р, 391Р)	2	2	1	2	390Р – выполнившая геологическое назначение 391Р – выполнившая геологическое назначение
Разведочные (392Р, 397Р)	2	2	2	0	
Оценочные (393Р, 395, 396, 394Р)	4	4	1	0	
Эксплуатационные (101, 102, 103, 202, 204, 205, 539, 542)	8	8	4	0	
Всего	16	16	8	2	

2.3 Нефтегазоносность

Промышленная нефтеносность Майского месторождения связана с песчаными отложениями пласта Ю₁₄₋₁₆ (аален) Тюменской свиты и Ю₁³⁻⁴ (келловей-оксфорд) Васюганской свиты.

Пласт Ю₁₄₋₁₆

Нефтяная залежь пласта Ю₁₄₋₁₆ приурочена к толще песчано-глинистых отложений залегающих на размытой поверхности палеозоя. Пласт вскрыт скважинами 390Р, 392Р, 393Р, 397, 539 и 542 на абсолютных отметках 2825,4 – 2852,7 м. Толщина пласта составляет в среднем 57 м, при эффективных значениях от 25 до 47 м. По материалам ГИС количество песчаных пропластков доходит до 18 и их эффективная толщина изменяется от 0,6 до 13,7 м. Керном пласт охарактеризован в разрезе скважин 392Р, 393Р и 397Р. По керну разрез представлен песчаниками, зернистость которых меняется от мелкозернистых до

грубо-крупнозернистых с прослоями галечника. Слоистость песчаников меняется от субгоризонтальной до ритмичной косой, обусловленной крупным углистым растительным детритом или глинистым материалом. Тектурные и структурные характеристики песчаников указывают на их аллювиальный генезис.

В скважине 390P по материалам промыслово-геофизических исследований нефтенасыщенной является верхняя часть пласта в интервале 2980,4 – 3027,8 м (а.о. - 2852,7 – 2900,1 м). Опробование пласта Ю₁₄₋₁₆ проводилось в открытом стволе в интервале 2900 – 3097 м совместно со всеми пластами Тюменской свиты начиная от Ю₆ и ниже до забоя в отложениях Палеозоя. На среднем динамическом уровне 320 м был получен приток пластовой воды с дебитом 15,3 м³/сут.

В скважине 392P по материалам промыслово-геофизических исследований, нефтенасыщенной является верхняя часть пласта в интервале 2977,8 – 3028,2 м (а.о. -2849,0 – 2899,5 м). Опробование пласта проводилось в интервале 2980,0 – 2995,0 м (а.о. -2851,3 - 2866,3 м). Средний дебит притока нефти с фильтратом бурового раствора (до 40%) составил 1,8 м³/сут. на среднединамическом уровне 1552 м соответственно, дебит нефти равен 1,1 м³/сут, фильтрата бурового раствора 0,7 м³/сут. После проведенного гидроразрыва пласта и освоения его с помощью свабиrowания и ЭЦН дебит нефти и минерализованной воды (минерализация 20,7 г/л) при работе ЭЦН составил 23,3 м³/сут. и 8,5 м³/сут. соответственно.

Нефть особо легкая (плотность 794,4 кг/м³), высокопарафинистая (содержание парафинов 17,78%), не сернистая (S – 0%).

Анализ отобранной пробы минерализованной воды показывает, что содержание в ней компонентов, характерных для вод Нижнеюрских отложений, очень низкое. Учитывая, что скважина бурилась на солевом растворе хлористого калия, полученную воду, нет основания, считать пластовой.

В скважине 393P пласт был испытан в открытом стволе в интервале 2953,0 – 3004,0 м (а.о. -2822,4 — -2873,4 м).

Получен приток нефти с глинистым раствором дебитом 32,6 м³/сут. Испытание пласта в колонне проводилось в интервалах перфорации 2956 – 2990,5 м; 2967 – 2989 м; 2983 – 2987 м; 2989 – 2990,5 м; 2993 – 2995,5 м; 2996,5–2997,5 м; 2998,5 – 3000 м (а.о. от -2825,4 до -2869,4 м). Дебит нефти составил 2,1 м³/сут. После проведенного гидроразрыва пласта и освоения его с помощью свабиrowания и ЭЦН дебит нефти и минерализованной воды при работе ЭЦН составил 124 м³/сут и 22 м³/сут соответственно.

Положение ВНК принято в соответствии с утвержденным в подсчете запасов [2] условным уровнем на отметке -2900,0 м по оконтуривающей структуру изолинии.

Открытая промышленная залежь нефти по типу ловушки является пластово-сводовой. Размеры залежи – 13,2 × 5 км, амплитуда – 80 м.

Пласт Ю₁³⁻⁴

Пласты нефтяной залежи формировались в период келловей-оксфордской регрессии морского бассейна Западной Сибири. Большой объём поступавшего терригенного материала и малые углы наклона морского дна способствовали формированию значительной по ширине полосы прибрежно-морских песчаников. В пределах месторождения пласт представлен толщиной песчаников с прослоями глинистых разностей пород толщиной 1 – 2 м. Последовательное развитие регрессии в позднем келловее и раннем оксфорде отразилось в совместном присутствии пластов Ю₁³ и Ю₁⁴ в разрезах подугольной толщи Майской площади.

Пласт вскрыт всеми скважинами на абсолютных отметках -2527,6 – 2543,3 м. Толщина пласта составляет в среднем 24 м, при эффективных значениях от 14,6 до 22 м. По керну он характеризуется мелкозернистыми песчаниками средне- и крепко сцементированными, участками сильно известковистыми, с горизонтальной и кривой слоистостью и с намывами углисто-слюдистого материала.

Испытание пласта проводились в скважинах 390Р, 392Р и 394Р. В скважине 390Р пласт испытан в интервале 2675 – 2693 м (абс. отм. -2547,3 – -2565,3 м).

Перфорацией вскрыта нефтенасыщенная и водонасыщенная части пласта. В результате испытания дебит нефти составил 1,4 м³/сут., а дебит пластовой воды 10,8 м³/сут. на среднем динамическом уровне 727 м.

В скважине 392Р испытана только верхняя часть пласта Ю₁³⁻⁴. Из интервалов перфорации 2665,5 – 2666,1 м, 2667,9 – 2670,3 м, 2671,3 – 2673,1 м (абсолютная отметка нижнего отверстия перфорации – -2544,5 м) получен приток нефти дебитом 3,2 м³/сут. при депрессии 156,8 атм.

Нефть легкая (плотность 829,6 кг/м³), парафинистая (содержание парафинов 4,4%), малосернистая (S – 0,4%).

В скважине 393Р испытание проводилось только в открытом стволе в интервале 2655,7 – 2665 м (абс. отм. 2525,3 - -2534,6 м). Получен приток разгазированной нефти дебитом 72 м³/сут.

Скважина 394Р вскрыла пласт Ю₁³⁻⁴ и при ее освоении получен устойчивый приток безводной нефти. Максимальный дебит жидкости (буровой раствор, пластовая нефть и газ) в период отчистки скважины (работа на амбар) составил 440 м³/сут. При работе на штуцере 12 мм был получен дебит нефти 28,5 м³/сут, на штуцере 8 мм – 77,6 м³/сут, на штуцере 12 мм – 99,48 м³/сут.

Открытая промышленная залежь нефти по типу ловушки является пластово-сводовой. Размеры залежи – 6,3 × 3,01 км, амплитуда – 25,8 м.

2.4. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

2.4.1. Определение коэффициента пористости

Оценка коэффициента пористости проводилась:

- по акустическому каротажу
- по НГК и НКТ.

Определение коэффициента пористости по акустическому каротажу проводилось по зависимости В.И. Добрынина (2.1):

$$K_n = \frac{DT - DT_{ск}}{DT_{жс} - DT_{ск}} * C_p,$$

(2.1)

где

$DT_{ск}$ – время распространения волны в скелете матрицы, мкс/м

$DT_{жс}$ – время распространения волны в жидкости, мкс/м

DT – показание в пласте, мкс/м.

C_p – корректирующий коэффициент

Пористость коллекторов по НГК определялась по методике, разработанной во ВНИИГеофизике. Методика заключается в нормировании диаграмм НГК в единицах водородосодержания по логарифмической шкале. Модуль логарифмирования определялся по двум опорным пластам, в качестве одного опорного пласта использовался плотный пласт карбонатизированного песчаника, залегающего в подошве Баженовской свиты. Пласт имеет значительное распространение на многих месторождениях, пористость которого по керновым данным колеблется от 5% до 8%. При расчете принята пористость равная 5%. В качестве пластов с высоким водородосодержанием использовались минимальные значения глинистых пластов. Их пористость принята равной 35%.

Для реализации алгоритма в автоматическом режиме разработана математическая модель, реализованная в виде функции(2.2):

$$\omega_{\Sigma} = \omega_n + \frac{НГК_n - НГК}{НГК_n - НГК_{гл}} \cdot (\omega_{гл} - \omega_n), \quad (2.2)$$

где

ω_n – водородосодержание в опорном плотном пласте, д.ед.

$НГК_n$ – значение НГК опорного плотного пласта, у.ед.

$\omega_{гл}$ – водородосодержание в опорном глинистом пласте, у.ед.

$НГК_{гл}$ – значение НГК опорного глинистого пласта, д.ед.

$НГК$ – показание в пласте.

Коэффициент пористости рассчитывался на основе следующего уравнения(2.3):

$$K_n = \omega_{\Sigma} - \omega_{св} \cdot K_{гг} \quad (2.3)$$

где

$\omega_{св}$ – водородосодержание связанной воды ($\omega_{св} = 0,35$),

$K_{гг}$ – объемная глинистость, д.ед.

Для низкопроницаемых коллекторов, как правило, представленных песчаниками карбонатно-глинистыми, песчано-глинистыми и глинисто-карбонатными, определение пористости корректнее проводить несколькими методами. Для построения геологической модели необходима поточечная интерпретация пористости. Для ее расчета рекомендована зависимость пористости по НГК, которая согласуется с керновыми данными по всем продуктивным прослоям.

Определение глинистости для всех пластов проведено по формуле Стайбера(2.4):

$$K_{гг} = \frac{0,5 \cdot (1 - I_{ГК})}{1,5 - (1 - I_{ГК})} \quad (2.4)$$

$$\text{где } I_{ГК} = \frac{(ГК_{max} - ГК)}{(ГК_{max} - ГК_{min})}$$

$ГК_{max}$ – максимальное значение показаний ГК опорного глинистого пласта;

$ГК_{min}$ – минимальное значение показаний ГК опорного песчаного пласта;

$ГК$ – показания ГК в пласте

2.4.2. Определение нефтенасыщенности

Определение нефтенасыщенности коллекторов Майского месторождения проводилось по формуле Арчи-Дахнова(2.5):

$$K_n = 1 - n \sqrt{\frac{a * b * \rho_v}{K_{no}^m * \rho_n}} \quad (2.5)$$

где

ρ_v – сопротивление пластовой воды

K_{no} – коэффициент открытой пористости

ρ_n - сопротивление пласта

a, m, b, n – параметры Арчи

Принятые параметры для расчета нефтенасыщенности представлены в таблице 2.3

Таблица 2.3 - Параметры для расчета нефтенасыщенности

Параметр	Ю ₁ ³⁻⁴	Ю ₁₄₋₁₆
ρ_v , Омм	0,065	0,05
a	1,95	2,72
b	0,96	0,67
m	1,3	1,26
n	1,8	2,76

Сопротивление пластовой воды принято по данным лабораторных исследований.

Определение параметров Арчи проводилось по данным лабораторных исследований параметра пористости (Рп) и параметра насыщенности (Рн). Графики с данными, по которым определялись параметры Арчи, приведены на рисунках 2.2 - 2.5

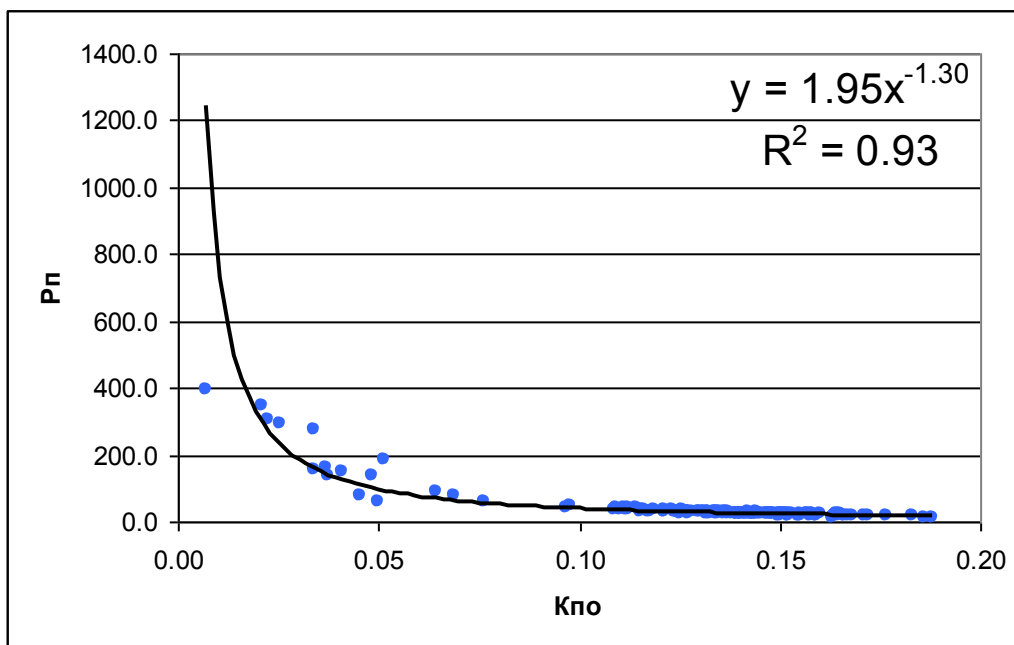


Рисунок 2.2 Зависимость R_p от K_{po} для пласта Ю_1^{3-4}

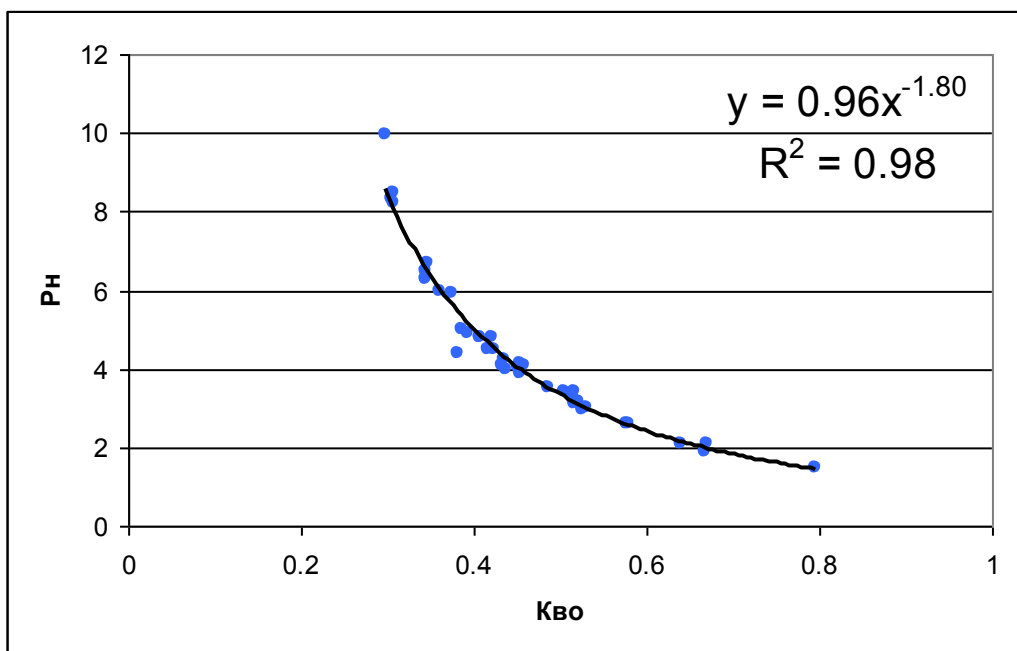


Рисунок 2.3 Зависимость R_n от K_v для пласта Ю_1^{3-4}

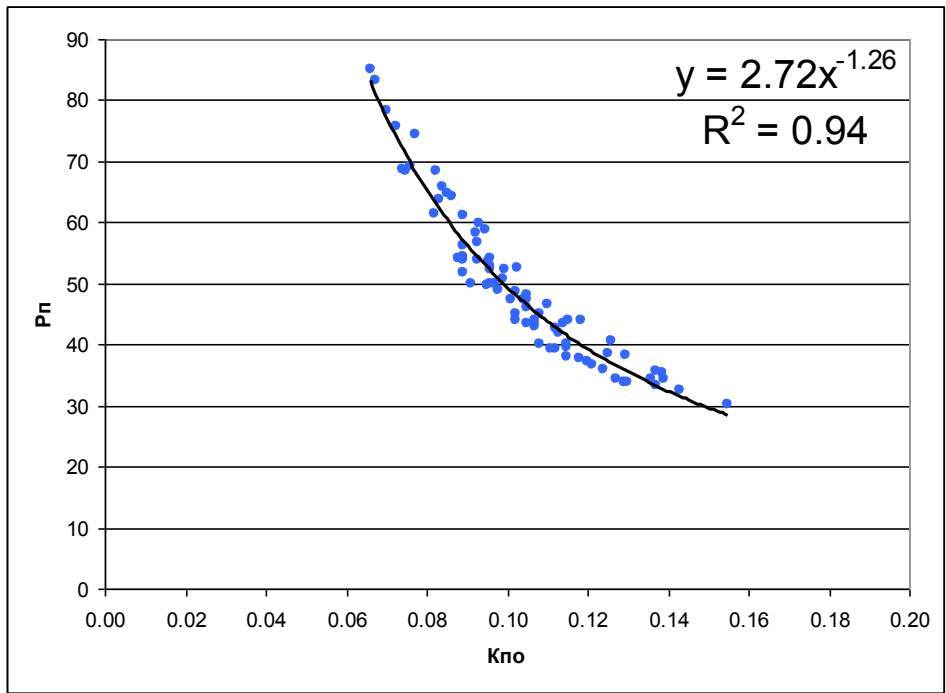


Рисунок 2.4 Зависимость R_p от $K_{по}$ для пласта Ю₁₄₋₁₆

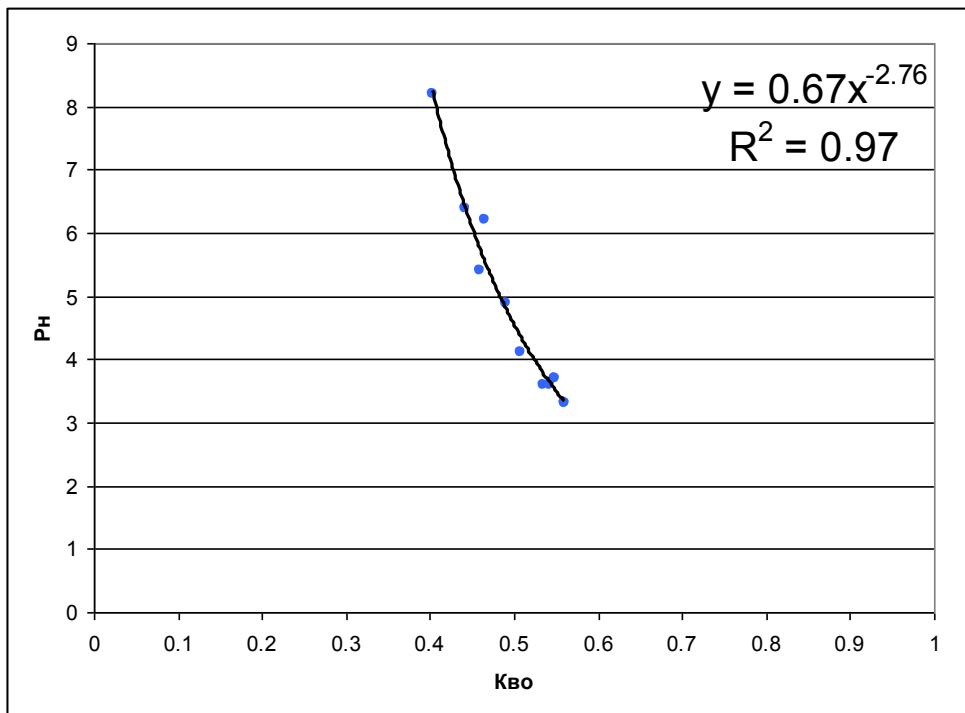


Рисунок 2.5 Зависимость R_n от $K_{во}$ для пласта Ю₁₄₋₁₆

2.4.3. Определение характера насыщения

Определение характера насыщения коллекторов проводилось с использованием кривых фазовых проницаемостей по продуктивным пластам Майского месторождения. Кроме этого, определение характера насыщения коллекторов проводилось по методике, основанной на сопоставлении фактических значений K_v , определенных по интерпретации геофизических исследований, с критическими значениями K_v^{cb} , K_v^b , K_v^{h+b} . Критические значения были установлены по кривым фазовых проницаемостей, полученных путем пересчета данных по фазовым проницаемостям по формуле Кори по данным Майского месторождения. Полученные критические значения водонасыщенности представлены в таблице 2.4 и на рисунке 2.6

Таблица 2.4 - Результаты осреднения относительных фазовых проницаемостей по формуле Кори

Водонасыщенность нормированная, д.ед.	Относительная фазовая проницаемость по нефти, д.ед.	Относительная фазовая проницаемость по воде, д.ед.
0,398	0,000	1,000
0,416	0,000	0,880
0,434	0,001	0,768
0,451	0,002	0,666
0,469	0,004	0,572
0,487	0,006	0,487
0,504	0,008	0,410
0,522	0,011	0,341
0,540	0,014	0,279
0,557	0,017	0,224
0,575	0,021	0,177
0,593	0,025	0,136
0,610	0,030	0,101
0,628	0,035	0,072
0,646	0,040	0,049
0,663	0,046	0,031
0,681	0,052	0,018
0,699	0,058	0,009
0,716	0,064	0,003
0,734	0,071	0,001
0,752	0,079	0,000
1	1,000	0,000

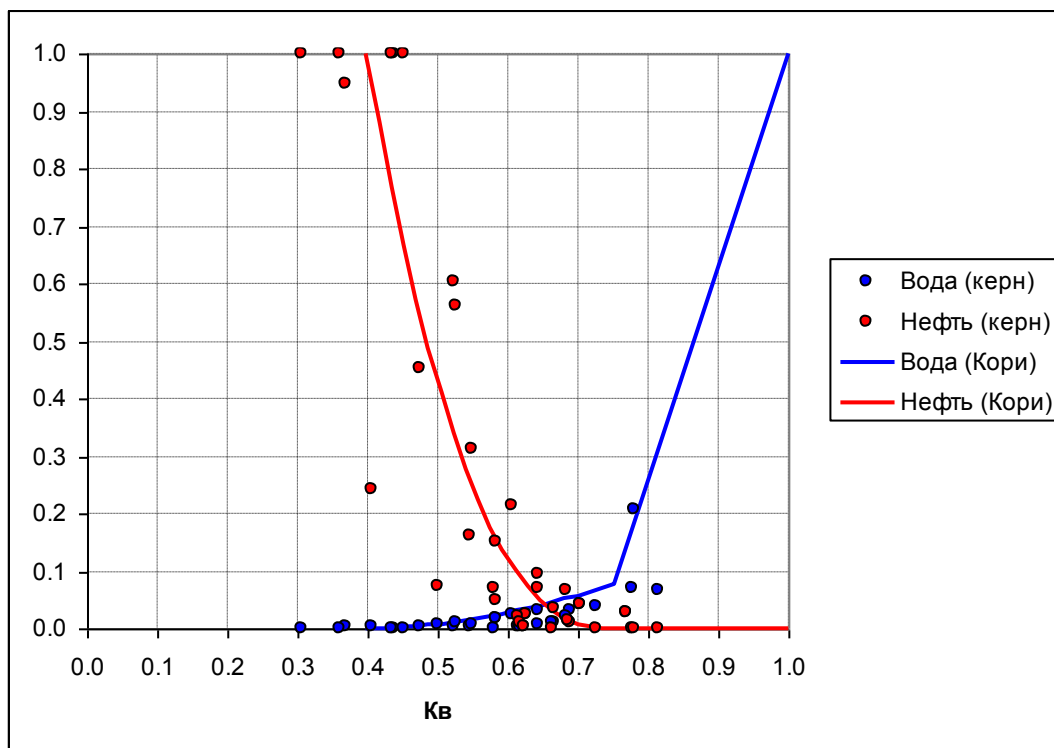


Рисунок 2.6 Относительные фазовые проницаемости, пересчитанные по формуле Кори

Полученные результаты представлены в таблице 2.5

Таблица 2.5 - Критические значения водонасыщенности для пласта Ю₁³⁻⁴

$K_{в}^0$	$K_{в}^{BH+B}$	$K_{в}^B$
0,398	0,658	0,752

По пласту Ю₁₄₋₁₅ имеется только одно исследование керна на предмет определения фазовых проницаемостей, таким образом, критические значения водонасыщенности определены на данных одного исследования и представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Критические значения водонасыщенности для пласта Ю₁₄₋₁₅

$K_{в}^0$	$K_{в}^{BH+B}$	$K_{в}^B$
0,343	0,603	0,726

Полученные результаты интерпретации сопоставлены с данными опробования скважин.

2.4.4. Свойства и состав пластовых флюидов

Пласт Ю₁³⁻⁴

Исследование и анализ физико-химических свойств углеводородов пласта Ю₁³⁻⁴ Майского месторождения проводились на устьевой пробе в скважине 392Р и пластовой пробе из скважины 102, отобранной 2.02.2011 г. [1]. Свойства были приняты по данным исследования глубинной пробы из скважины 102.

По результатам анализа, нефть можно классифицировать как:

- легкую (плотность нефти в поверхностных условиях составляет 829,6 кг/м³)
- малосернистую (содержание серы – 0,4%)
- смолистую (содержание смолисто-асфальтеновых веществ – 6,8%)
- парафинистую (содержание парафинов – 4,4%)
- с высоким содержанием светлых фракций (объемное содержание выкипающих фракций до 300°С составляет 46,5%).

Нефть относится к 1 классу и 0 типу по ГОСТ Р 51858-2002.

Данные по компонентному составу и свойствам пластовой нефти пласта Ю₁³⁻⁴ Майского месторождения получены по исследованию пробы со скважины 102. Компонентный состав и физические свойства приведены в таблицах 2.7. – 2.9.

Таблица 2.7. - Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Наименование		Пласт Ю ₁ ³⁻⁴		Среднее значение
		Количество исследованных скважин	проб	
1		2	3	4
Вязкость, мПа·с				
при 20° С		1	2	5,51
50° С		-	-	-
Температура застывания, °С		-	2	-
Температура насыщения парафином, °С		-	-	-
Массовое содержание, %	Серы	1	2	0,40
	Смол силикагеновых	1	2	6,83
	Асфальтенов	1	2	1,24
	Парафинов	1	2	4,41
	Солей	-	-	-
	Воды	-	-	-
	Мехпримесей	-	-	-
Температура плавления парафина, °С		-	-	-
Объемный выход фракций, %	н.к. - 100° С	1	2	5
	до 150° С	1	2	15,5
	до 200° С	1	2	26
	до 250° С	1	2	35
	до 300° С	1	2	46,5

Таблица 2.8 - Свойства нефти и воды

Наименование		пласт Ю ₁ ³⁻⁴
		Значение
1		2
а)	Нефть	
	Давление насыщения газом, МПа	9,6
	Газосодержание, м ³ /т	76,1
	Объемный коэффициент, доли ед.	1,2
	Плотность, кг/м ³	829,6
	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	0,97
	Температура застывания, °С	-
б)	Пластовая вода	
	Объемный коэффициент, доли ед.	1,019
	Общая минерализация, г/л	35,5
	Плотность, кг/м ³	1024,3

Таблица 2.9 - Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти

Наименование компонентов, параметров	Молярная концентрация, %				
	Газ на ступенях разгазирования		Газ в сумме	Нефть после сепарации	Нефть пластовая
	1 ступень	2 ступень			
He	0,002	0,000	0,002	0,000	0,001
H ₂	0,009	0,000	0,009	0,000	0,005
CO ₂	1,310	1,470	1,310	0,040	0,513
N ₂	1,740	0,640	1,720	0,000	0,643
CH ₄	68,607	48,296	68,342	0,505	25,729
C ₂ H ₆	6,085	7,805	6,105	0,365	2,501
C ₃ H ₈	10,270	16,915	10,360	2,460	5,396
i-C ₄ H ₁₀	4,315	8,135	4,365	2,700	3,321
n-C ₄ H ₁₀	4,255	8,420	4,305	3,780	3,977
i-C ₅ H ₁₂	1,405	3,110	1,430	3,190	2,534
n-C ₅ H ₁₂	0,980	2,270	0,990	2,975	2,240
C ₆ H ₁₄	0,685	1,840	0,700	6,845	4,558
C ₇ H ₁₆	0,280	0,870	0,295	8,775	5,620
C ₈ H ₁₈	0,055	0,225	0,065	6,010	3,798
C ₉ H ₂₀ +высшие	0,002	0,004	0,002	62,355	39,164
Давление, МПа	0,3	0,28			
Температура, °С	30	55			
Молярная масса, г/моль	25,500	33,210	25,540	181,3	124,5
Плотность в станд. условиях, кг/м ³	1,060	1,381	1,062	829,6	
Плотность в пласт. условиях, кг/м ³					739,3
Газовый фактор, м ³ /т	75,3	0,8	76,1		
Объемный коэффициент					1,213

Зависимости свойств нефти от давления также были получены по данным исследования пластовой пробы скважины 102 и представлены на рисунках 2.8 – 2.10.

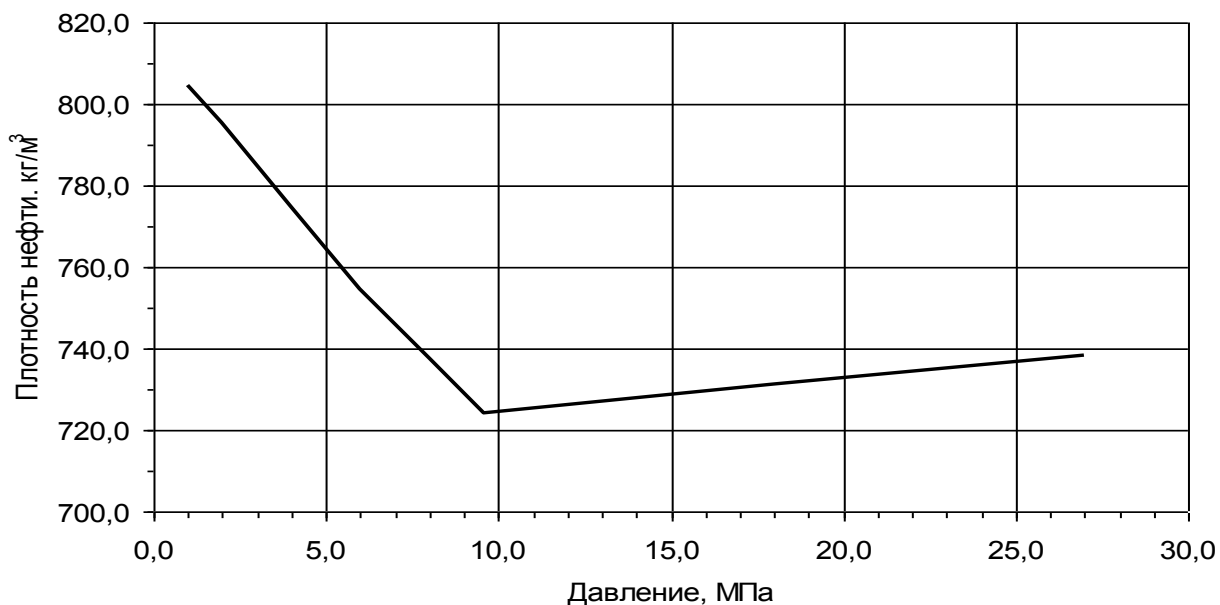


Рисунок 2.8 Зависимость плотности пластовой нефти от давления

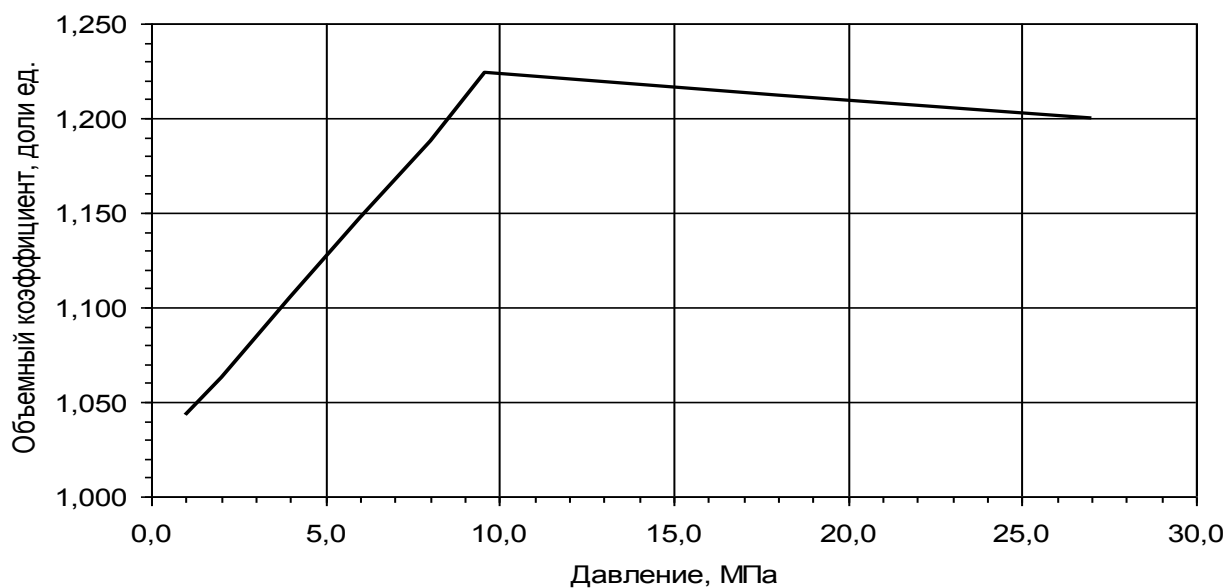


Рисунок 2.9 Зависимость объемного коэффициента от давления

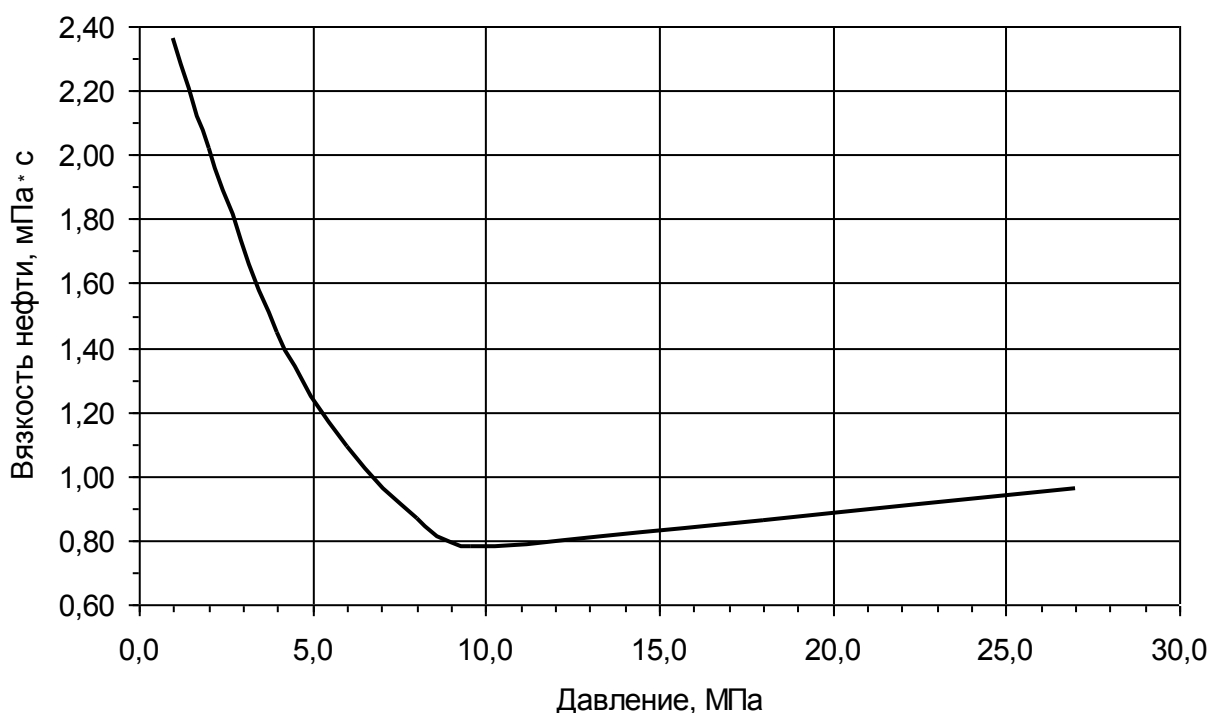


Рисунок 2.10 Зависимость вязкости пластовой нефти от давления

Пласт Ю₁₄₋₁₆

Исследование и анализ физико-химических свойств и состава углеводородов пласта Ю₁₄₋₁₆ Майского месторождения проводились на глубинной пробе скв. 527Р.

По результатам анализа, нефть можно классифицировать как:

- особо легкую (плотность нефти в поверхностных условиях составляет 797,4 кг/м³)
- не сернистую (отсутствует)
- малосмолистую (содержание смолисто-асфальтеновых веществ – 3,3%)
- высокопарафинистую (содержание парафинов – 17,78%)
- с высоким содержанием светлых фракций (объемное содержание выкипающих фракций до 350°С составляет 57%).

Нефть относится к 1 классу и 0 типу по ГОСТ Р 51858-2002.

Часть физико-химических свойств нефти были взяты равными средним значениям по месторождению аналогу – Фестивальному.

Свойства пластовой нефти данного месторождения приведены в таблицах 2.10. и 2.11.

Для получения зависимостей свойств нефти от давления были использованы эмпирические корреляции Шилова для объемного коэффициента и Васкеза-Бегза для вязкости. Исследование химического состава и физических свойств пластовой воды также не проводились. В подсчете запасов минерализация принята равной 47 г/л как максимум по горизонту Ю₁₄₋₁₆.

Для гидродинамического моделирования физико-химические свойства нефти и воды в зависимости от давления были рассчитаны по корреляциям МакКейна и Михана (таблица 2.11.). Таким образом, в ходе пробной эксплуатации залежи необходимо отобрать пробы пластовых флюидов и провести исследования, которые позволят определить физико-химические свойства нефти, газа и воды.

Таблица 2.10 - Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Наименование		Пласт Ю ₁₄₋₁₆		
		Количество исследованных		Среднее значение
		скважин	проб	
1	2	3	4	
Вязкость, мПа·с				
при 20° С		1	1	35,3
50° С		1	1	3,9
Температура застывания, °С		1	1	+16,9
Температура насыщения парафином, °С		-	-	-
Массовое содержание, %	Серы	1	1	отс.
	Смол силикагеновых	1	1	1,72
	Асфальтенов	1	1	1,58
	Парафинов	1	1	17,78
	Солей	-	-	-
	Воды	-	-	-
	Мехпримесей	1	1	1,20
Температура плавления парафина, °С		-	-	-
Объемный выход фракций, %	н.к. - 100° С	1	1	6
	до 150° С	1	1	18
	до 200° С	1	1	28
	до 300° С	1	1	50,3
	до 350° С	1	1	57

Таблица 2.11 - Свойства нефти и воды

Наименование		пласт Ю ₁₄₋₁₆
		Рекомендуемое значение
1		2
а)	Нефть	
	Давление насыщения газом, МПа	11,6
	Газосодержание, м ³ /т	102,1
	Объемный коэффициент, доли ед.	1,25
	Плотность, кг/м ³	797,4
	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	0,91
	Температура застывания, °С	+16,9
б)	Пластовая вода	
	Объемный коэффициент, доли ед.	1,026
	Общая минерализация, г/л	47
	Плотность, кг/м ³	1024,7

2.4.5. Гидродинамические исследования скважин

Для определения фильтрационных характеристик пластов Ю_{1³⁻⁴} и Ю₁₄₋₁₆ были проведены гидродинамические исследования скважин № 390, 392, 393, 394, 396, 102.

После завершения бурения поисковой скважины №390 Майской площади было проведено испытание четырех объектов в интервалах: интервал 2900 – 3093 м (нижняя часть Тюменской свиты + кровля фундамента), интервал 2726 – 2773 м (верхняя часть Тюменской свиты, пласт Ю₂), интервал 2675 – 2693 м (нижняя часть горизонта Ю₁), интервал 2655 – 2665 м (верхняя часть горизонта Ю₁).

Пластовая вода с небольшим количеством нефти была получена из интервалов пласта Ю_{1³⁻⁴} на глубине 2675 – 2693 м [1]. По результатам исследования были сделаны следующие выводы: интервал 2675-2693 м является нефтеводоносным, причем нефтяные пропластки в верхней части, так как основное количество нефти скапливалось в затрубном пространстве, дебит пластовой минерализованной воды 10,8 м³/сут., нефти 1,4 м³/сут.

В процессе испытания интервала пласта Ю₁₄₋₁₆ на глубине 2900-3093 м получен приток пластовой воды, дебит при средне приведенном динамическом уровне 320 м составил 15,3 м³/сут., при переливе – 2 м³/сут. (при забойном давлении порядка 31,26 МПа). Отсутствие следов нефти объясняется тем, что опробование пласта Ю₁₄₋₁₆ проводилось в открытом стволе в интервале 2900 – 3093 м совместно со всеми пластами тюменской свиты начиная от Ю₆ и ниже. Следовательно, можно предположить, что основной приток жидкости происходил из нижележащих водонасыщенных пластов, чем и объясняется отсутствие признаков нефти по результатам испытаний скважины 390 в этом интервале.

По остальным интервалам скважины 390 получен приток пластовой воды без признаков нефти и газа.

На основании результатов испытаний скважины 390 было принято решение об освоении двух объектов: в интервалах пластов Ю₁³⁻⁴ и Ю₁₄₋₁₆.

В районе ранее пробуренной поисковой скважины 390 в 2005 г. была пробурена оценочная скважина 392. В скважине 392 опробование пласта Ю₁₄₋₁₆ проводилось в интервале 2980,0 – 2995,2 м. Вызов притока из пласта осуществлялся снижением уровня солевого раствора по трубной системе методом свабиrowания до глубины 1905 м [1]. Средний дебит притока нефти с фильтратом бурового раствора (до 40%) составил 1,8 м³/сут. Соответственно дебит нефти равен 1,1 м³/сут., фильтрата бурового раствора 0,7 м³/сут.

После проведения ГРП и выполнения очистки скважину вывели на стабильный режим при проведении свабиrowания, когда величина притока пластового флюида компенсирует объем извлекаемой свабом жидкости и уровень в скважине остается постоянным. Далее в течение 118 часов была записана кривая восстановления давления (КВД) и затем в течение 32 часов был записан полный комплекс профиля притока с периодическим определением уровней и записью забойных давлений.

По материалам регистрации профиля притока на скважине 392 установлено, что подошва работающей мощности пласта отмечается на глубине

2995 м; основной приток пластового флюида выявлен в интервале 2982,0 – 2990,4 м; источником обводнения скважинной продукции является перфорированная часть пласта в интервале 2980,3 – 2994,4 м.

После проведенного на скважине 392 гидроразрыва пласта и освоения его с помощью свабирования и ЭЦН дебит нефти при работе ЭЦН составил 23,3 м³/сут. и минерализованной воды 8,5 м³/сут. (депрессия 14,61 МПа).

Пласт Ю₁³⁻⁴ в скважине 392 был вскрыт перфорацией в интервалах 2665,5 – 2666,1 м; 2667,9 – 2670,3 м; 2671,3 – 2673,1 м. Вызов притока осуществлялся снижением уровня свабированием до глубин 1950, 1840, 1820 м с извлечением из скважины 49,7 м³ жидкости (тех.вода, солевой раствор, нефть – 8,9 м³). В результате объект испытания (пласт Ю₁³⁻⁴) можно охарактеризовать как непереливающий, нефтенасыщенный, с низкими коллекторскими свойствами. При исследовании на депрессии 15,89 МПа был получен дебит практически безводной нефти равный 3,2 м³/сут.

В скважине 393 (расположенной в центральной части месторождения), в интервале 2953 – 3004 м было проведено исследование пласта Ю₁₄₋₁₆ пластоиспытателем КИИ-146 на неустановившихся режимах фильтрации методом КВД. При первом цикле испытания был получен приток нефти и глинистого раствора со средним дебитом 32,6 м³/сут. Контроль состава проводился по влагометрии и резистивиметрии.

Исследование пласта Ю₁³⁻⁴ в интервале 2655,7 – 2665 м было проведено в скважине 393 с помощью пластоиспытателя КИИ-146 на неустановившихся режимах фильтрации методом КВД [5]. При испытании был получен приток разгазированной нефти со средним дебитом 71,2 м³/сут.

С целью определения фильтрационных характеристик в интервале пласта Ю₁₄₋₁₆ и состояния призабойной зоны пласта после проведения ГРП на скважине 393 провели исследование (30.03.2007 г. - 4.04.2007 г.) методом восстановления давления по данным прослеживания динамического уровня в насосных скважинах (КВУ). Перед проведением исследования скважина работала с дебитом жидкости 146 м³/сут. при обводненности 15%.

Время проведения исследования на скважине составило примерно 116 часов, за которое скважина не восстановилась, отсутствуют диагностические течения (линейное, псевдорadiaльное). Оценка пластового давления, по результатам интерпретации, оказалась выше первоначального пластового (38,91 МПа), что говорит о некорректной интерпретации. Таким образом, в процессе проверки выявлено, что результаты интерпретации носят недостоверный характер. Причиной получения некорректных результатов интерпретации является нарушение технологии проведения исследования.

В 2006 г. в центральной части месторождения севернее скважины 393 была пробурена горизонтальная скважина 394. Скважина 394 вскрыла пласт Ю₁³⁻⁴ и при ее освоении был получен устойчивый приток безводной нефти. Максимальный дебит жидкости (буровой раствор, пластовая нефть и газ) в период очистки скважины (работа на амбар) составил 440 м³/сут. При работе на штуцере 12 мм был получен дебит нефти 28,5 м³/сут, на штуцере 8 мм – 77,6 м³/сут, на штуцере 12 мм – 99,48 м³/сут [5].

На скважине 394 в период с 27.03.2007 г. по 19.04.2007 г. было проведено исследование методом восстановления давления по данным прослеживания динамического уровня в насосных скважинах (КВУ). Пред проведением исследования скважина работала с дебитом жидкости порядка 64,7 м³/сут. при обводненности 0,72%. Время проведения исследования на скважине составило примерно 580 часов.

28.01.2008 г. на скважине 394, работающей с дебитом жидкости 86 м³/сут. и обводненностью 0,4%, была проведена запись термометрии и барометрии, регистрация давления и температуры на глубине 2200 м и определение уровня жидкости и плотности в затрубном пространстве. На глубине 2200 м давление составило 19,22 МПа.

Горизонтальная эксплуатационная скважина 396, пробуренная в 2007 г., вскрыла пласт Ю₁³⁻⁴, а при ее освоении был получен устойчивый приток безводной нефти. 30.01.2008 г. на скважине 396, работающей с дебитом 180 м³/сут и обводненностью 0,6%, была проведена запись термометрии и

барометрии, регистрация давления и температуры на глубине 2063 м и определение уровня жидкости и плотности в затрубном пространстве. На глубине 2063 м давление составило 15,86 МПа.

Горизонтальная эксплуатационная скважина 102, пробуренная в 2007 г., вскрыла пласт Ю₁³⁻⁴. С целью определения фильтрационных характеристик пласта и состояния призабойной зоны пласта на скважине 102 провели исследование методом восстановления давления по данным прослеживания динамического уровня в насосных скважинах (КВУ) [5]. Пред проведением исследования скважина работала с дебитом 65 м³/сут. при обводненности в 13,15 %. Время проведения исследования на скважине составило примерно 172 часа. Оценка пластового давления, по результатам интерпретации, составила 27,33 МПа.

Состояние изученности Майского месторождения методами ГДИ представлено в таблице 2.12., 2.13. и 2.14

Таблица 2.12 - Состояние изученности месторождения методами ГДИ

Пласт	Количество исследований			Количество кондиционных исследований			Итого кондиционных исследований	
	КВД	КВУ	ИД	КВД	КВУ	ИД	Количество	%
Ю ₁₄₋₁₆	3	2	-	3	1	-	4	80
Ю ₁ ³⁻⁴	4	1	-	4	1	-	7	100
Всего	7	3	-	7	2	-	9	90

Таблица 2.13.

Результаты гидродинамических исследований скважин

Номер скважины	Дата исследования	Интервал перфорации, м	Ошибка пласта, м	Дебит нефти, м ³ /сут	Обводненность, %	P _{пл} /P _{заб} , МПа	Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут*МПа)	Удельный коэффициент продуктивности, м ³ /(сут*МПа*м)	Гидропроводность, *10 ⁻² мкм ² *м / МПа*с	Проницаемость, *10 ⁻³ мкм ²	Вид исследования
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Пласт Ю ₁₄₋₁₆											
390	16.03.1972	2900 – 3093	193,0	0,00	100,00	31,61 / 31,26	2,37	0,0123	-	-	ИП
392	29.08.2005	2980 – 2995,2	15,2	1,10	38,89	29,42 / 14,55	0,12	0,0078	-	-	ИП
392	29.08.2005	2980 – 2995,2	15,2	23,30	26,73	29,42 / 14,81	2,18	0,1435	1,14	3,70	КВД (после ГРП)
393	26.04.2006	2953 – 3004	51	32,60	0,00	32,30 / 0,95	0,99	0,0194	0,09	0,80	КВД
393	04.04.2007	2967 – 2989	22	124,10	15,00	38,91 / 14,83	6,06	0,2757	-	0,91	КВУ
Среднее значение				36,22	36,12	32,34 / 15,28	2,34	0,0921	0,62	1,80	
Пласт Ю ₁ ³⁻⁴											
390	07.10.1972	2675 – 2693	18,0	1,40	88,52	27,69 / -	-	-	-	-	ИП
392	18.09.2005	2665.5 – 2666.1 2667.9 – 2670.3 2671.3 – 2673.1	4,8	3,20	0,00	26,71 / 10,82	0,20	0,0420	-	-	ИП
393	11.04.2006	2655.7 – 2665	9,3	71,20	0,00	26,58 / 12,16	4,94	0,5310	11,14	20,30	ИП-КВД
394	19.04.2007	2793 – 3108	315,0	64,23	0,72	26,56 / -	-	-	-	16,80	КВУ
394	28.01.2008	2793 – 3108	315,0	85,66	0,40	- / 19,22	11,72	0,0372	-	-	Регистрация Р и Т
396	30.01.2008	2836 – 3343	507,0	178,92	0,60	- / 15,86	16,20	0,0319	-	-	Регистрация Р и Т
102	04.02.2008	2866 – 3416	550,0	56,45	13,15	27,33 / -	4,93	0,0090	-	3,84	КВУ
Среднее значение				66,00	14,77	26,97 / 14,52	7,60	0,1306	11,14	13,65	

Таблица 2.14.

Средние значения гидродинамических параметров

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение по пласту	Примечание
	скважин	изменений			
1	2	3	4	5	6
Ю ₁₄₋₁₆					
Начальное пластовое давление, МПа	3	5	29,42 – 38,91	32,33	
Пластовая температура, °С	1	1	98,70	98,70	
Геотермический градиент, °С/м	-	-	-	-	
Удельная продуктивность, м ³ / (м.сут. · МПа · м)	3	5	0,0123 – 0,2757	0,1142	
Гидропроводность, м ³ · 10 ⁻¹² / (Па · с)	1	1	0,09 – 1,14	0,62	
Пьезопроводность, 10 ⁴ м ² / с	-	-	-	-	
Проницаемость, мкм ²	2	3	0,80 – 3,70	1,80	
Скин-фактор	2	3	(-6,10) – 5,35	-0,76	
Приведенный радиус скважины, м	2	3	0,001 – 45,804	15,441	
Ю ₁ ³⁻⁴					
Начальное пластовое давление, МПа	5	5	26,56 – 27,69	26,97	
Пластовая температура, °С	4	4	85,00 – 108,09	94,36	
Геотермический градиент, °С/м	-	-	-	-	
Удельная продуктивность, м ³ / (м.сут. · МПа · м)	5	5	0,0090 – 0,5310	0,1302	
Гидропроводность, м ³ · 10 ⁻¹² / (Па · с)	1	1	11,14	11,14	
Пьезопроводность, 10 ⁴ м ² / с	-	-	-	-	
Проницаемость, мкм ²	3	3	0,80 – 20,30	7,92	
Скин-фактор	3	3	-1,35 – 2,40	0,06	
Приведенный радиус скважины, м	3	3	0,010 – 0,420	0,228	

2.4.6. Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

По результатам исследований керна, интерпретации данных ГИС и ГДИС получена геолого-физическая характеристика продуктивных пластов. Следует обратить особое внимание на низкую проницаемость и расчленённость объекта Ю₁₄₋₁₆, что следует учесть при обосновании выбора расчётных вариантов разработки объекта (таблица 2.15.).

Таблица 2.15 - Геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов		
Параметры	Объекты	
	Ю ₁ ³⁻⁴	Ю ₁₄₋₁₆
Средняя глубина залегания, м	2538	2875
Тип залежи	пластово-сводовая	пластово-сводовая
Тип коллектора	поровый	поровый
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	12667	35600
Средняя общая толщина, м	22,4	56,7
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	10,9	31,1
Пористость, %	0,16	0,11
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли. ед.	0,58	0,53
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	0,53	0,52
Средняя нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0,53	0,53
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	14,4	1,2
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,49	0,55
Начальная пластовая температура, °С	85	98,7
Начальное пластовое давление, МПа	27	31,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,97	0,91
Вязкость нефти в поверхностных условиях, мПа·с	5,51	2,51
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,739	0,682
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,830	0,797
Абсолютная отметка ВНК, м	- 2552	- 2900
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,2	1,25
Содержание серы в нефти, %	0,3	-
Содержание парафина в нефти, %	4,41	10,2
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,6	11,6
Газосодержание нефти, м ³ /т	76,1	102,1
Содержание сероводорода, %	-	-
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа×с	0,38	0,34
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,024	1,024
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,024	1,025
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,555	0,5
Средний коэффициент продуктивности, м ³ /(сут*Мпа)	4,1	1,5

2.5. Запасы углеводородов

Майское месторождение открыто в 2005 г. бурением скважины 392Р ЗАО «Нефтепромбурсервис» по заказу недропользователя ОАО «Альянснефтегаз». Продуктивность на месторождении приурочена к пластам Ю₁³⁻⁴ (Васюганская свита) и Ю₁₄₋₁₆ (Тюменская свита). При испытании пласта Ю₁³⁻⁴ получен приток нефти дебитом 3,2 м³/сут при депрессии 15,7 МПа.

При испытании пласта Ю₁₄₋₁₆ был получен приток нефти дебитом 1,1 м³/сут с фильтратом бурового раствора дебитом 0,7 м³/сут. После проведенного гидроразрыва пласта и освоения его с помощью свабирования и ЭЦН дебит нефти и минерализованной воды составил 23,3 м³/сут. и 8,5 м³/сут., соответственно.

Площадь нефтеносности пласта Ю₁³⁻⁴ принята по изогипсе -2552,0 м (условное положение ВНК принятое по подошве нефтенасыщенной части пласта в скважине 390Р) и составляет 12 667 тыс.м². Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 9,9 м в пределах категории запасов С₁ и 3,75 м в пределах категории запасов С₂. Коэффициент открытой пористости – 0,15. Коэффициент нефтенасыщенности был принят равным 0,50. Пересчетный коэффициент и плотность нефти составили, соответственно, 0,840 и 0,843 г/см³. Коэффициент извлечения нефти принят равным 0,4 д.е.

Подсчетные параметры и балансовые запасы, числящиеся на Госбалансе, приведены в таблицах 2.16 и 2.17.

Таблица 2.16 - Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа

Пласт	Зона	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициент открытой пористости, доли ед.	Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	Пересчетный коэффициент, доли ед.	Плотность нефти, г/см ³	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т	Газовый фактор, м ³ /т	Начальные геологические запасы растворенного газа, млн.м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ю ₁ ³⁻⁴		C ₁	10000	9,9	99000	0,15	0,5	0,84	0,843	5258	44,52	234,1
		C ₂	2667	3,75	10001	0,15	0,5	0,84	0,843	531	44,52	23,6
Ю ₁₄₋₁₆		C ₁	13900	27,9	399000	0,13	0,6	0,8	0,797	19287	236	4552,7
		C ₂	21700	13,2	288000	0,13	0,57	0,8	0,797	13533	236	3193,8

Таблица 2.17 - Состояние запасов нефти

Подсчетный объект	ГКЗ Роснедра, 2012г.									Государственный баланс на 01.01.2012г.											
	Начальные геологические запасы, тыс.т.			Начальные извлекаемые запасы, тыс.т.			КИН, доли ед.			Начальные геологические запасы, тыс.т.			Начальные извлекаемые запасы, тыс.т.			КИН, доли ед.			Текущие извлекаемые запасы, тыс. т.		
	C ₁	C ₂	C ₁ C ₂	C ₁	C ₂	C ₁ C ₂	C ₁	C ₂	C ₁ C ₂	C ₁	C ₂	C ₁ C ₂	C ₁	C ₂	C ₁ C ₂	C ₁	C ₂	C ₁ C ₂	C ₁	C ₂	C ₁ C ₂
Ю ₁ ³⁻⁴	5258	531	5789	2103,2	212,4	2315,6	0,4	0,4	0,4	5258	531	5789	2103,2	212,4	2315,6	0,4	0,4	0,4	2087,2	212,4	2299,6
Ю ₁₄₋₁₆	19287	13533	32280	5786,1	4059,9	9846,0	0,3	0,3	0,3	19287	13533	32280	5786,1	4059,9	9846,0	0,3	0,3	0,3	5786,1	4059,9	9846,0

2.6 Анализ текущего состояния разработки продуктивных горизонтов

По состоянию на 01.01.2007 г., учтённые Госбалансом РФ запасы нефти по месторождению в целом характеризуются следующим образом:

– по пласту Ю₁³⁻⁴ категории С₁ – 2149 / 645 тыс. т (балансовые / извлекаемые), категории С₂ – 3031 / 909 тыс. т.;

– по пласту Ю₁₄₋₁₅ категории С₁ – 2050 / 410 тыс. т (балансовые / извлекаемые), категории С₂ – 30166 / 6033 тыс. т.

Подсчет запасов нефти по пласту Ю₁³⁻⁴ проводился в 2005 г. объемным методом. Площадь нефтеносности принята по изогипсе – 2552,0 м (условное положение ВНК принятое по подошве нефтенасыщенной части пласта в скважине 390Р) и составляет 8878 тыс.м². Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 10,3 м. Коэффициент открытой пористости – 0,16. Коэффициент нефтенасыщенности был принят равным 0,50. Пересчетный коэффициент и плотность нефти составили, соответственно, 0,840 и 0,843 г/см³. Коэффициент извлечения нефти принят равным 0,3 д.е.

Первый подсчет запасов нефти по пласту Ю₁₄₋₁₅ проводился в 2005 г. объемным методом. В 2006 г., после проведения на месторождении дополнительных работ (сейсморазведка, бурение скважины 393Р) в зимний сезон 2005 – 2006 гг, был выполнен пересчет запасов категории С₂. Площадь нефтеносности в пределах категории запасов С₁ ограничивается радиусом влияния продуктивной скважины (в пределах площади находятся скважины 390Р и 392Р), равным двум шагам эксплуатационной сетки (1000 м) и составляет 4038 тыс.м². Положение ВНК принято условно по подошве нефтенасыщенной части пласта в скважине 390Р на а.о. -2870,0 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 12,5 м. Коэффициент открытой пористости – 0,13. Коэффициент нефтенасыщенности был принят

равным 0,49. Пересчетный коэффициент и плотность нефти составили, соответственно, 0,8 и 0,797 г/см³.

Площадь нефтеносности запасов категории С₂ в пределах условно принятого контура -2900,0 м (условное положение ВНК принятое по подошве нефтенасыщенной части пласта после интерпретации ГИС скважины 393Р и переинтерпретации ГИС скважины 392Р и границы запасов С₁ составляет 31 592 тыс.м². Эффективная нефтенасыщенная толщина принята равной 19,2 м. Коэффициент открытой пористости – 0,13. Коэффициент нефтенасыщенности был принят 0,60. Пересчетный коэффициент и плотность нефти составили, соответственно, 0,8 и 0,797 г/см³. Коэффициент извлечения нефти по обем категориям запасов принят равны м 0,2 д.е.

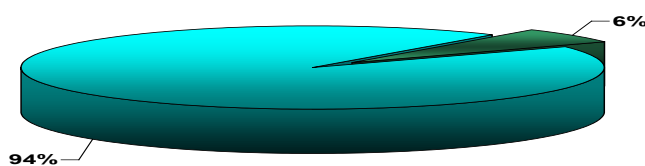


Рис. 2.11 - Остаточные и накопленные запасы по объекту Ю13-4 Майского месторождения на 09.11.2009 г.

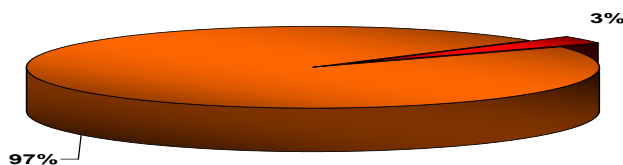


Рис. 2.12 - Остаточные и накопленные запасы по объекту Ю₁₄₋₁₅ Майского месторождения на 09.11.2009 г.

Майское месторождение находится на 1 стадии разработки и соответственно характеризуется интенсивным ростом добычи нефти, увеличением действующего фонда, резким снижением пластового давления. Рисунок 2.13 характеризует динамику основных показателей разработки Майского месторождения.

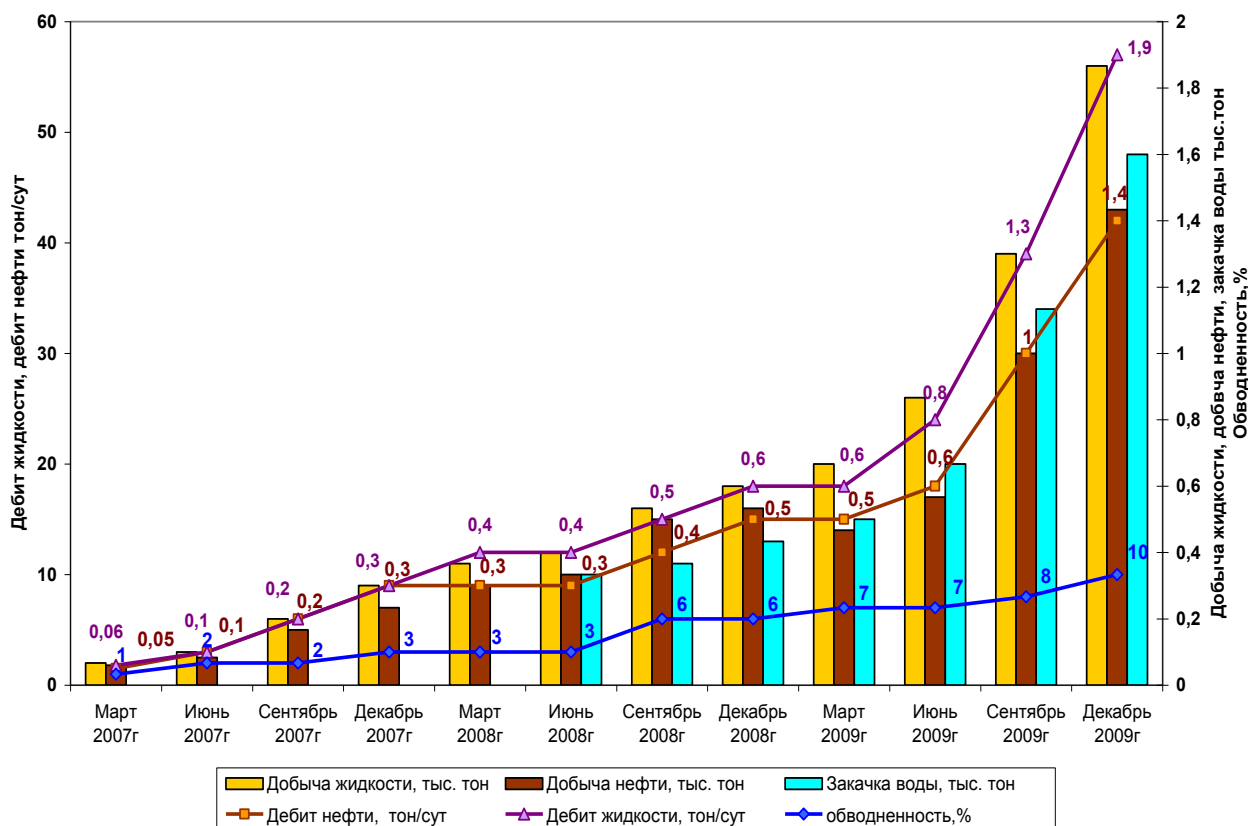


Рис. 2.13 Динамика основных показателей разработки Майского месторождения.

Далее приведены показатели разработки майского месторождения за 2009 год.

За 2009 год добыча нефти составила 282,5 тыс. т, накопленная с начала разработки 450,85 тыс. т.. Годовая закачка составила 380 тыс. м³, а накопленная закачка с начала разработки – 410 тыс. м³, что обеспечило накопленную компенсацию отборов закачкой – 60,3%. Текущая компенсация составила – 69,7%. Это говорит о том, что система ППД находится в стадии формирования.

Таблица 2.18

Показатели разработки Майского месторождения

Показатели разработки	2009г.
Среднесуточная добыча нефти, т/сут	1455
Добыча нефти с начала разработки тыс.т	450,85
Эксплуатационный фонд скважин	32
в том числе бездействующие	0
Добывающие по способам эксплуатации	
ЭЦН	30
ФОН	2
Среднесуточная добыча жидкости в поверхностных условиях (объемная) м ³ /сут	1925
Обводненность (объемная) продукции с начала разработки %	10
Среднесуточная добыча жидкости т/сут.	1734
Отобрано от утвержденных извлекаемых запасов нефти %	
по объекту Ю ₁₄₋₁₅	3
по объекту Ю ₁ ³⁻⁴	6
Закачка воды годовая тыс. м ³	380
Накопленная закачка воды тыс. м ³	410

2.7 Мероприятия по повышению коэффициента нефтеизвлечения объектов

Ю₁₄₋₁₅ и Ю₁³⁻⁴

По геолого-физическим характеристикам Майское месторождение относится к небольшим низкопроницаемым юрским залежам нефти, расположенным в юго-западной части Томской области. Выделяется два продуктивных горизонта. Пласт Ю₁³⁻⁴ характеризуется вертикальной неоднородностью, нижняя часть объекта отличается более низкой проницаемостью по сравнению с верхней частью. Песчаная толща пласта Ю₁₄₋₁₅ имеет градационное строение, по разрезу отмечаются косая, линзовидная слоистость, характеризуется площадной выдержанностью.

Пласты Ю₁³⁻⁴ и Ю₁₄₋₁₅ насыщены лёгкой, маловязкой, малосмолистой, высокопарафинистой, малосернистой нефтью, состав которой не меняется в пределах залежей. По своим физико-химическим параметрам нефти пластов не являются аналогичными. Исходная геолого-физическая информация является основой для выбора и обоснования требуемых технологий и реагентов для повышения эффективности выработки запасов Майского нефтяного месторождения, а также улучшения условий притока флюидов к скважине (уменьшению скин-фактора), увеличения приемистости нагнетательных скважин, ограничения притока подошвенных и закачиваемых вод в добывающие скважины.

Ниже будут рассмотрены различные методы интенсификации притока и возможность их применения при разработке рассматриваемого объекта.

В качестве основной технологии воздействия на пласт в период эксплуатации Майского месторождения планируется внедрение системы заводнения. Основным рабочим агентом будет подтоварная и сеноманская вода. Данная технология широко используется на месторождениях Западной Сибири. Во-первых, закачка воды в пласт обеспечит достаточно высокий коэффициент вытеснения нефти, во-вторых, это позволит компенсировать отбор пластового флюида и стабилизировать падение среднепластового давления.

Бурение боковых горизонтальных стволов является дополнительной мерой по увеличению нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки.

Данный способ является эффективной мерой по выводу аварийных скважин из бездействия, а также для вовлечения в разработку недренлируемых запасов.

Одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин, вскрывающих пласты с низкими коллекторскими свойствами, и увеличения темпов отбора нефти из них, является гидравлический разрыв пласта (ГРП), характеризуемый как механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается вдоль плоскости, расположенной перпендикулярно направлению минимальных напряжений, благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида. Флюиды, посредством которых с поверхности на забой скважины передается энергия, необходимая для разрыва, называются жидкостями разрыва. После разрыва под воздействием давления жидкости трещина увеличивается, возникает ее связь с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной, и с зонами повышенной проницаемости. Это приводит к расширению области пласта, дренируемой скважиной. В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал (проппант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления.

Проведение ГРП преследует две главные цели:

- повышение продуктивности пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины
- создание высокопроницаемого канала притока в поврежденной призабойной зоне.

В итоге, кратно повышается дебит добывающих и увеличивается конечная нефтеотдача за счет выработки слабо дренируемых зон и пропластков.

Так же для увеличения нефтеотдачи, применяется кислотная обработка призабойной зоны. Обработка производится растворами, получаемыми при смешивании соляной и плавиковой кислот, и других реагентов. Соляная кислота и глинокислота по-разному реагируют с породой коллектора и загрязнениями ПЗП. Соляная кислота повышает продуктивность, создавая обходные каналы вокруг загрязненного участка, но, не прочищая каналы. Целью обработки глинокислотой

является разблокировка существующих каналов путем растворения загрязнения ПЗП и минералов, заполняющих промежуточное поровое пространство.

3. ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

3.1 Обзор источников, посвященных определению производительности горизонтальных скважин

Опыт внедрения горизонтального бурения показывает, что разработка месторождений с помощью горизонтальных скважин (ГС) позволяет решить целый комплекс задач, которые были не под силу разработчикам при эксплуатации месторождений вертикальными скважинами (ВС).

Возможные направления применения ГС, связанные с достоинствами горизонтального бурения, освещены во многих публикациях отечественных и зарубежных специалистов. Однако, среди них, в основном, решаются задачи, связанные с изменением дренажной системы коллекторов, повышением качества вскрытия продуктивной толщи, увеличением поверхности контакта скважины с породой, с вопросами расстановки фильтров. Главному же вопросу исследования влияния геометрических параметров ствола на продуктивность ГС в зависимости от геолого-физических характеристик пластов уделяется значительно меньше внимания. Существующие теоретические основы проектирования длины горизонтальной скважины во многом расходятся с реальными данными.

На сегодняшний день исследования в области гидродинамики горизонтальных скважин остаются актуальными, поскольку известные методики расчёта непригодны для определения параметров горизонтальных скважин в неоднородных многослойных пластах, либо требуют значительного математического аппарата. При проектировании длины горизонтального участка в большинстве случаев опираются на гидродинамические исследования (ГДИ) уже пробуренных скважин на подобных месторождениях. Наряду с исследованиями гидродинамики ГС существует необходимость создания новой технологии механизированной эксплуатации ГС, учитывающей существующие осложнения и позволяющей увеличить МРП.

Анализ накопленного материала по гидродинамике ГС как теоретического, так и опытно-промышленного показал, что для выявления особенностей работы горизонтальных скважин и разработки нового способа механизированной эксплуатации ГС необходимо выполнить значительный объем теоретических работ, а также стендовых экспериментов.

Целью работы является выявление особенностей работы горизонтальных скважин, и создание технологии, исключающей существующие осложнения и позволяющей рационально использовать горизонтальный ствол скважины.

Интенсификация разработки нефтяных месторождений может вестись по двум основным направлениям:

- повышение градиента давления в пласте при помощи наиболее интенсивных методов поддержания пластового давления, повышения давления нагнетания и снижения забойных давлений;
- снижения фильтрационных сопротивлений в призабойных зонах эксплуатационных и нагнетательных скважин.

Наряду с такими способами, как гидравлический разрыв пласта и различные физико-химические методы обработки призабойных зон, метод снижения фильтрационных сопротивлений в призабойных зонах скважин путём бурения с повышенной поверхностью вскрытия продуктивного пласта имеет большие возможности. К таким скважинам могут быть отнесены горизонтальные, наклонные и многозабойные. Благодаря увеличению поверхности фильтрации забоев в горизонтальных многозабойных скважинах, для получения с того или иного месторождения заданного уровня добычи при прочих равных условиях таких скважин потребуется меньше, чем обычных вертикальных. При условии развития техники бурения наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин до уровня, обеспечивающего сравнительно небольшое повышение их стоимости по сравнению с вертикальными, применение наклонного и горизонтального бурения для разработки нефтяных месторождений может дать большой экономический эффект.

Применение горизонтальных скважин (ГС) позволяет снизить плотность сетки скважин, вскрывать отдельные изолированные пропластки, а на этапе доработки месторождения проводить скважины между рядами нагнетательных и эксплуатационных скважин, использовать ГС в качестве нагнетательных для регулирования профиля нагнетания. Новые возможности появляются и при вторичных методах добычи, включая современные методы обработки призабойной зоны, тепловые методы на пласт, восстановление бездействующего фонда скважин бурением дополнительных горизонтальных стволов.

Все указанные возможные направления применения ГС, связанные с достоинствами горизонтального бурения, освещены во многих публикациях отечественных и зарубежных специалистов. Однако, среди них, в основном, решаются задачи, связанные с изменением дренажной системы коллекторов, повышением качества вскрытия продуктивной толщи, увеличением поверхности контакта скважины с породой, с вопросами расстановки фильтров. Главному же вопросу исследования влияния геометрических параметров ствола на продуктивность ГС в зависимости от геолого-физических характеристик пластов уделяется значительно меньше внимания. Существующие теоретические основы проектирования длины горизонтальной скважины во многом расходятся с реальными данными.

Между этапами развития теоретических основ фильтрации жидкости к вертикальным и горизонтальным скважинам имеет место стадия изучения притока жидкости к наклонным скважинам.

Установлено соотношение дебитов вертикальной и наклонной скважин в виде:

$$\frac{Q_{\text{верт}}}{Q_{\text{накл}}} = \frac{\ln \frac{R_k}{R_c}}{\ln \frac{2R_k \cos \alpha}{R_c (1 - \cos \alpha)}} \quad (3.1)$$

где α - угол наклона ствола к вертикали;

R_c, R_k - радиусы скважины и контура питания соответственно.

Установлено следующее:

1. Повышение дебита наклонной скважины при увеличении угла наклона до 45-50° незначительно.

2. Для больших R_k дебит наклонной скважины не отличается от дебита вертикальной.

3. В однородном пласте бурение наклонной скважины не приводит к многократному увеличению дебита.

4. По сравнению с вертикальной скважиной толщина пластанезначительно влияет на увеличение дебита наклонной скважины, особенно при малых углах наклона.

Исследования фильтрации жидкости к батарее горизонтальных скважин, расположенных параллельно или перпендикулярно к контуру питания в круговом пласте.

Эти исследования представляют значительный интерес с точки зрения разработки нефтяных месторождений системой горизонтальных скважин, расположенных в виде круговой или линейной батареи, увеличения дебита скважин и коэффициента нефтеотдачи пласта. Приведена формула для фильтрации жидкости к батарее горизонтальных скважин, вскрывших полосообразную залежь. На рис. 3.11 показано расположение наклонных скважин параллельно к контуру питания полосообразной залежи. При таком расположении дебит горизонтальной скважины определяется по формуле (3.2):

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu\left(\pi \frac{L_1}{\sigma} + \ln \frac{\sigma}{\pi R_0}\right)} \quad (3.2)$$

где σ - половина расстояния между скважинами,

L_1 - расстояние ряда горизонтальных скважин от контура питания.

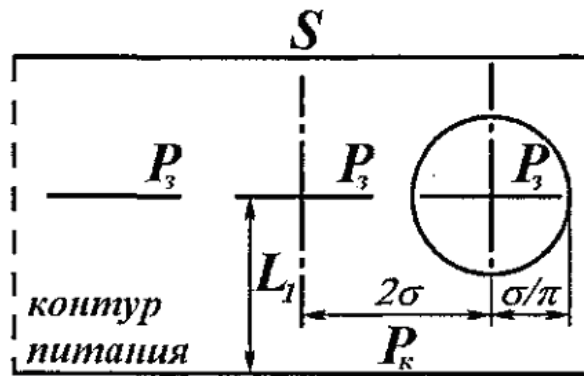


Рисунок 3.1 Схема прямолинейной батареи наклонных скважин, ориентированных параллельно контуру питания

Если горизонтальные скважины расположены под углом β к контуру питания, то дебит каждой скважины определяется формулой (3.3):

$$Q = \frac{2\pi kh\sigma\Delta P}{\mu\rho \sin \beta} \ln\left(1 - \frac{\rho \sin \beta}{L_1 + \frac{\pi}{\sigma} \ln \frac{\sigma}{\pi R_0}}\right) \quad (3.3)$$

где L_1 - расстояние от контура питания до батареи горизонтальных скважин по кровле или подошве полообразного пласта.

Во всех перечисленных выше формулах исследовано плоское течение, хотя приток к горизонтальным скважинам в большинстве случаев происходит с участием вертикальной составляющей потока. Однако получение простых расчетных формул при учете вертикальной составляющей потока сопряжено с определенными математическими трудностями.

Приведем простейший случай притока жидкости к горизонтальной скважине, середина которой находится в центре кругового изотропного пласта, принята следующая схема притока - фильтрационное сопротивление состоит из суммы внешнего сопротивления от контура питания до прямолинейной вертикальной галереи и внутреннего, обусловленного тем, что вместо галереи имеет место скважина. Эти сопротивления равны (3.4):

$$a_{\text{вн}} = \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{4R_k}{L}$$

$$b_{\text{ái óò ð}} = \frac{\mu}{2\pi kL} \ln \frac{h}{2\pi R_C}$$

(3.4),

а дебит горизонтальной скважины равен (3.5):

$$Q_{\bar{A}} = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \left(\ln \frac{4R_K}{L} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi R_C} \right)} \quad (3.5)$$

где L - длина горизонтального ствола.

3.2 Основные задачи гидродинамических исследований

Применение ГС на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами в настоящее время становится приоритетным. Как показал анализ литературных источников, отсутствие методики расчёта изменения профиля притока (приёмистости) и распределения давления по длине горизонтальной скважины, а также эффективного механизированного способа, способного успешно адаптироваться к скважинным условиям в широком диапазоне изменения режимных параметров, в том числе при больших углах наклона, серьезно затрудняет эксплуатацию ГС. В связи с этим, для достижения цели работы — анализ особенностей эксплуатации и эффективности применения горизонтальных скважин на Майском нефтяном месторождении, и создание технологии исключающей осложнения и позволяющей рационально использовать горизонтальный ствол скважины, должны быть теоретически и экспериментально решены следующие задачи исследований:

1. Разработка методики расчёта профиля притока (приёмистости) и распределения давления по длине наклонно-горизонтального участка скважины.
2. Разработка технологии, учитывающей особенности эксплуатации горизонтальных скважин с расчётом оптимальной конструкции и размещения насосного оборудования.

3.3. Сравнительная оценка моделей определения дебита горизонтальных скважин

В работе дается вывод формулы притока для горизонтальной скважины (на основе теории Ньютонова потенциала и асимптотических разложений) в зависимости от геометрических параметров системы «скважина + пласт» (зона, дренируемая горизонтальной скважиной представляет собой слой усечённого параллельными плоскостями шара, показанная на рис. 1.12г):

$$Q_H = \frac{k_H}{\mu} \frac{2\pi L \Delta P}{\ln \frac{L}{R_C} + 0.1 \frac{R_K - h}{h} \ln \frac{R_K}{h}} \quad (3.6)$$

где

k_H - проницаемость в плоскости напластования;

h - мощность пласта;

ΔP - перепад давления;

μ - вязкость нефти;

L - длина горизонтального участка;

R_C - радиус скважины;

R_K - радиус контура питания.

Указанная формула (3.6) сравнена с формулами притока, полученными другими авторами: 1. В.П. Меркулова

$$Q_M = \frac{k}{\mu} \frac{2hL\Delta P}{R_K + \frac{h}{\pi} \ln \frac{h}{2\pi R_C} - \frac{h}{\pi} \left(\ln \frac{\sqrt{R_K^2 + \left(\frac{L}{2}\right)^2} + \frac{L}{2}}{L} - \lambda \right)} \quad (3.7)$$

где

$$\lambda = 0.426a + 4.45$$

$$a = \frac{L}{2h}$$

L - длина горизонтального участка.

2 Ю.П. Борисова

$$Q_{\dot{A}} = \frac{k}{\mu} \frac{2\pi h \Delta P}{\ln \frac{4R_K}{L} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi R_C}} \quad (3.8)$$

3. S.D. Joshi

$$Q_{\dot{A}} = \frac{k}{\mu} \frac{2\pi h \Delta P}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - (\frac{L}{2})^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi R_C}} \quad (3.9)$$

где

$$a = \frac{L}{2} \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2R_K}{L} \right)^4} \right]^{0.5}$$

k_n - проницаемость в плоскости напластования;

h - мощность пласта;

ΔP - перепад давления;

μ - вязкость нефти;

L - длина горизонтального участка;

R_c - радиус скважины;

R_k - радиус контура питания.

4. G.I. Renard

$$Q_P = \frac{2\pi h k}{\mu} \frac{\Delta P}{\frac{1}{\cosh(x)} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi R_C}} \quad (3.10)$$

где

$$x = \frac{2a}{L}$$

$$a = \frac{L}{2} \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2R_K}{L} \right)^4} \right]^{0.5}$$

5. В.Г. Григулецкого

$$Q_{\bar{A}} = \frac{2\pi\sqrt{k_H k_V} \beta h \Delta P}{\mu B_0} \frac{1}{\ln \frac{4R_K}{L} + \frac{\beta h}{L} \ln \frac{\beta h}{2\pi R_C}} \quad (3.11)$$

где

k_H - горизонтальная проницаемость;

k_V - вертикальная проницаемость;

$\beta = \sqrt{k_H k_V}$ - коэффициент;

B_0 - объемный пластовый фактор нефти.

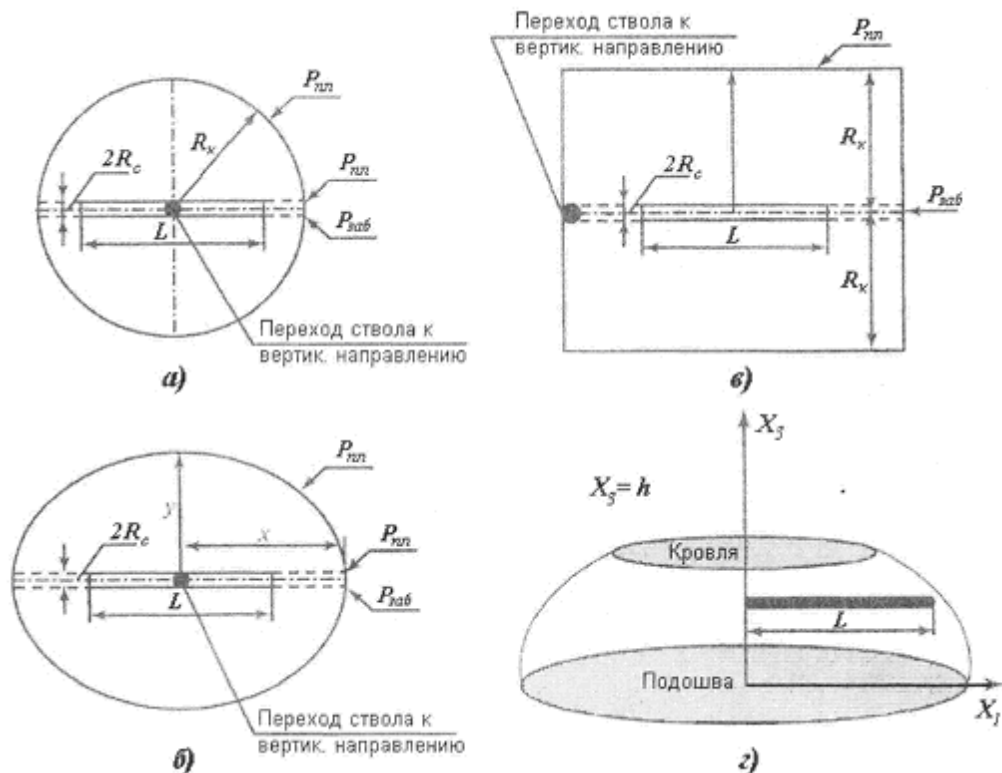


Рисунок 3.2 Схемы зоны влияния работы горизонтальной скважины, принятые при решении задач фильтрации флюида к горизонтальному стволу: а – круга; б – эллипса; в – прямоугольника; г – усеченного шара.

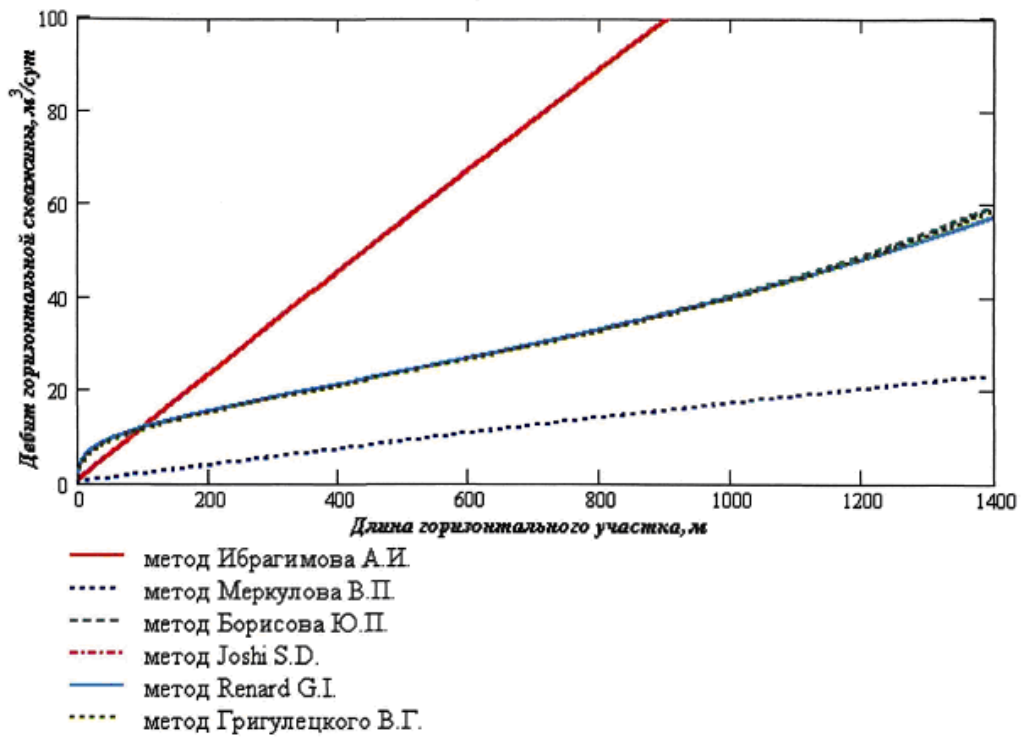


Рисунок 3.3 Зависимость дебита от длины скважины

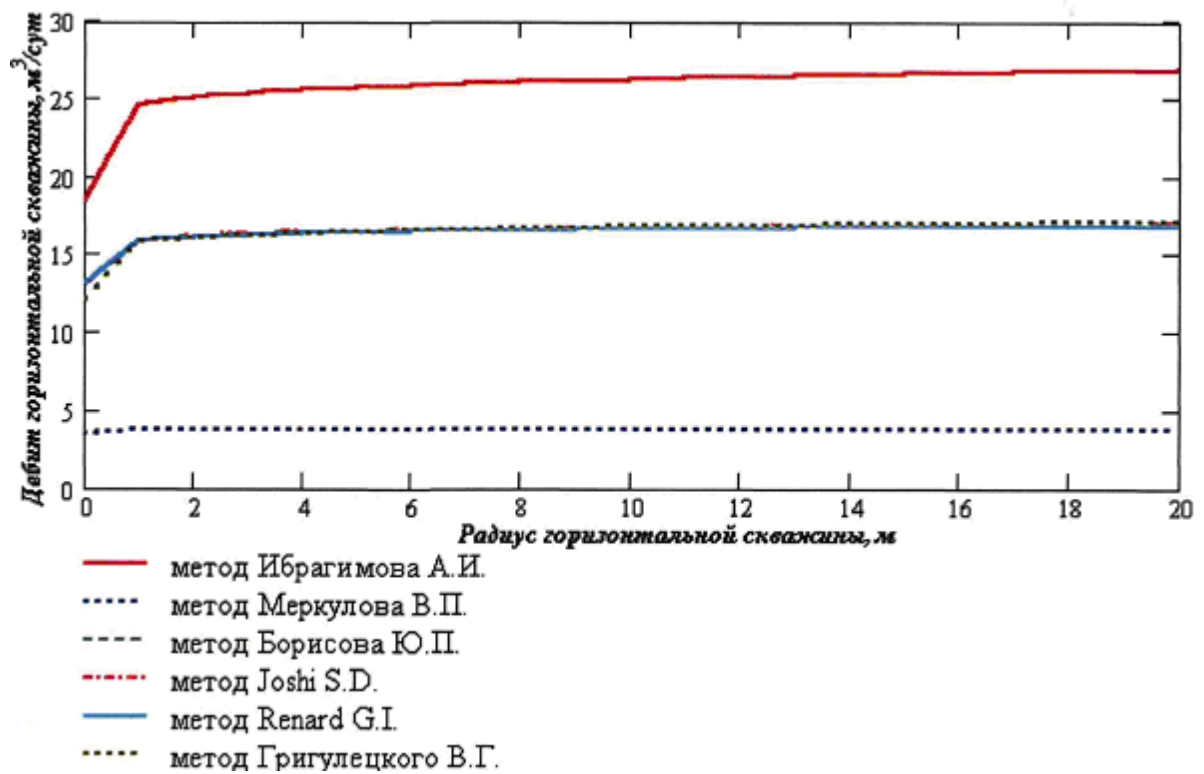


Рисунок 3.4 Зависимость дебита от радиуса скважины

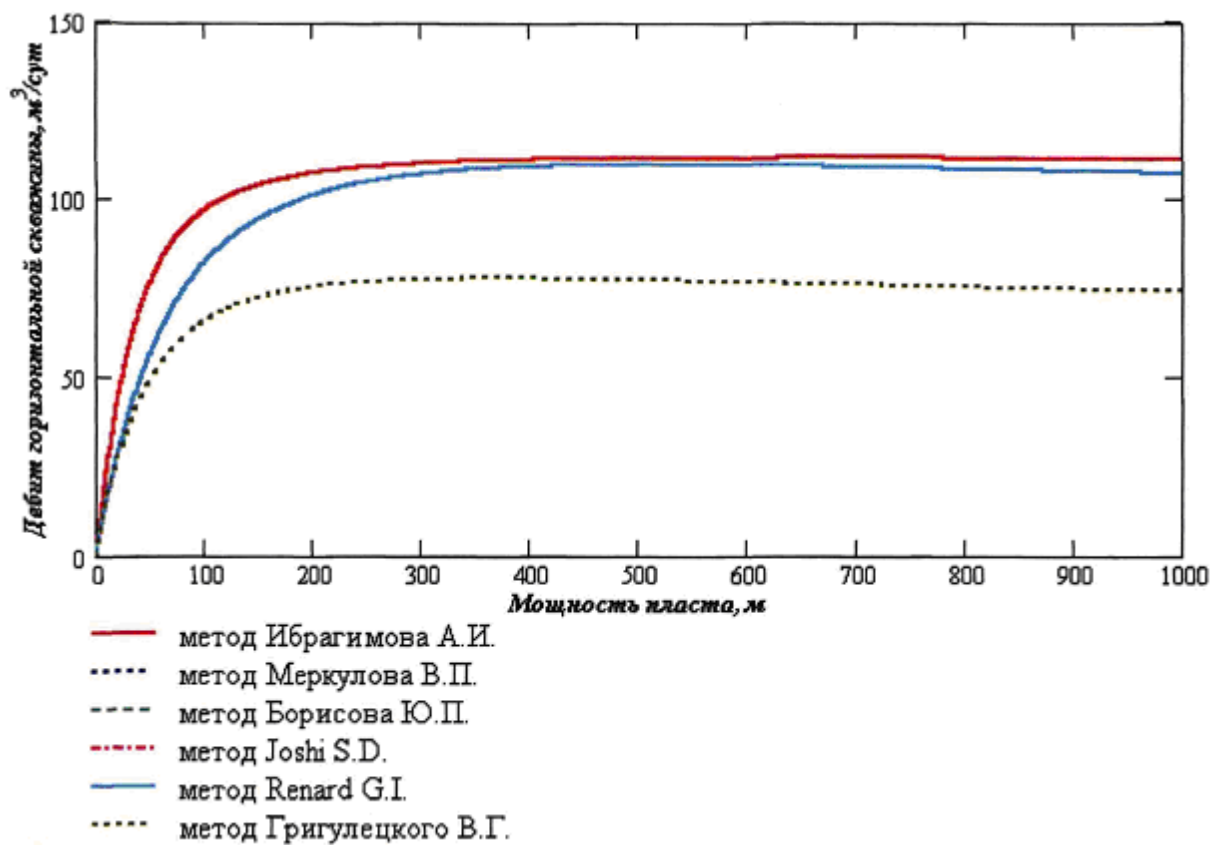


Рисунок 3.5 Зависимость дебита от мощности пласта

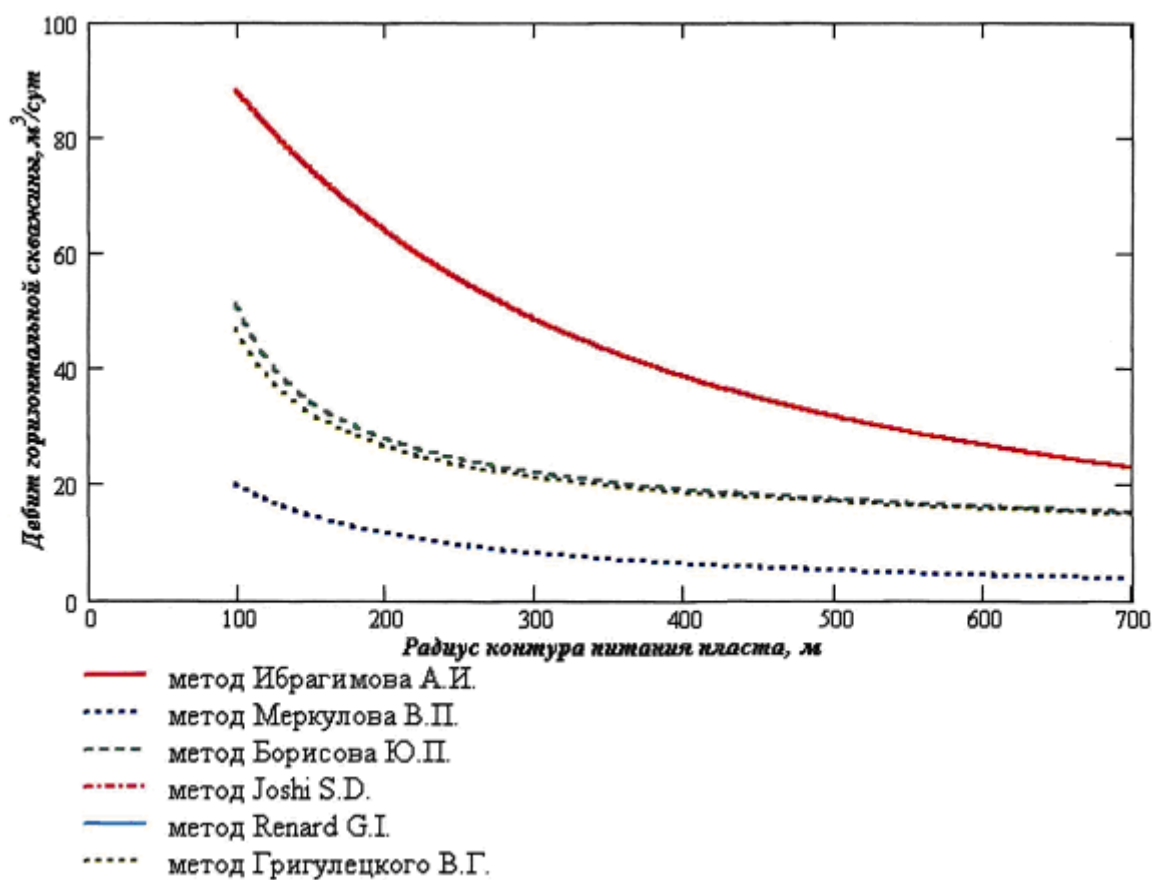


Рисунок 3.6 Зависимость дебита от радиуса контура

Как видно из рисунков, модели Ю.П. Борисова, S.D. Joshi, G.I. Renard и В.Г. Григулецкого при одинаковых условиях совпадают по всем графикам. В то же время, из рис. 3.3 видно, что модель притока (3.6) дает существенную линейную зависимость дебита скважины от её длины, а остальные модели - логарифмические (выполжаивающиеся) зависимости.

Приведенные выше формулы (3.7) – (3.11) несомненно, представляют большой интерес и могут быть использованы при исследовании горизонтальных скважин. Однако приведенные выражения имеют существенный недостаток - они не учитывают изменение давления по длине горизонтальной скважины.

3.4. Определение «работающей» длины горизонтальных скважин по результатам наземных исследований на Майском месторождении

В 2006г компанией ЗАО «Нефтепромбурсервис», для заказчика ООО «Альянснефтегаз» была пробурена первая скважина с горизонтальным окончанием ствола.

Местоположение скважины было определено в центральной части Майского нефтяного месторождения таким образом, чтобы горизонтальный участок ствола скважины в проектом азимуте вскрыл присводовую часть структуры. Мощность продуктивной части отложений колеблется от 20 до 29м. Литологически-продуктивный горизонт представлен песчаником и алевролитом, переслаивающимися с аргиллитами и редкими пластами угля.

В настоящее время фонтанирующих скважин на месторождении нет.

При бурении скважины 394 Майского месторождения, для того чтобы выяснить зависимость дебита скважины, от длины горизонтального участка в продуктивном пласте, предполагалось провести испытания скважины в три этапа, открытым стволом – по достижении длины ствола в пласте равной 250 м, 300 м, 350 м. При первом испытании, т.е. после достижения длины ствола 250 м по пласту при забое 3042 м. по удлинению, был получен хороший приток нефти. Скважину отработали на различных гидродинамических режимах с максимальной депрессией на пласт 6,4 МПа. Результаты испытания приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

№, пп	Диаметр штуцера, мм	Дебит скв., м ³ /сут	Среднее давление на буфере, МПа	Примечание
1	6	28,5	6,4	Содержание нефти в продукции – 99,3%, воды – 0,7%
2	8	77,6	4,6	
3	12	99,48	3,7	

После испытания первого участка ствола - скважина была переведена на раствор и продолжена бурением до глубины 3070 м. Необходимо отметить, что устойчивость стенок скважины после испытания не была нарушена, т.е. коллектор очень устойчив. На глубине 3070 м, при работе в продуктивном мелкозернистом песчанике, плотность раствора за счёт самоутяжеления (отсутствие центрифуги в системе очистки), достигла значения - 1200-1210 кг/м³ и при нарушении периодичности отрывов от забоя (1,5 часа без отрыва) - произошёл дифференциальный прихват бурильной колонны.

Прихват был ликвидирован с помощью установки нефтяной ванны (12 м³ нефти) при снижении репрессии на пласт до 0,6 МПа. Время, затраченное на ликвидацию прихвата, составило 47 часов.

После этого было принято решение прекратить дальнейшее углубление скважины и произвести повторное испытание продуктивного горизонта. В процессе испытания было выяснено, что при увеличении длины ствола на 57% дебит скважины возрос на 10%.

В интервал 2793 - 3070 м был спущен хвостовик диаметром 114 мм.

Скважина сдана в разработку и устойчиво работает нефтью через 12 мм штуцер с дебитом около 110 м³/сут, при 3,8 МПа избыточного давления.

Рассмотрим ГДИ горизонтальной скв. 101 Майского месторождения и проанализируем расчёт производительности ГС вскрывшей несколько пропластков с высоковязкой нефтью.

Основным продуктивным пластом этого нефтяного месторождения является пласт Ю₁³⁻⁴. Пробуренными скважинами пласт вскрыт на глубинах 2444,0-2530,4 м.

Общая его толщина составляет 7,2 - 24,8 м, эффективная - 4,2-17,6 м, нефтенасыщенная - 1,0-12,6 м. Пласт Ю₁³⁻⁴ сложен песчаниками и крупнозернистыми алевролитами с небольшими по толщине прослоями аргиллита. По площади прослеживается повсеместно. Пластовое давление равно 24,7-25,3 МПа, пластовая температура - 84-87°С.

Согласно гидродинамическим исследованиям горизонтальная проницаемость k_2 составляет 0,01-0,04 мкм. Пористость изученных пород изменяется от 0,014 до 0,249, проницаемость параллельно напластованию равна 0,019-0,841 мкм², перпендикулярно напластованию значительно ниже.

Профиль горизонтального ствола запроектирован нисходящим протяженностью 200 м. Фактический профиль горизонтального ствола, вскрывшего пласт Ю₁³⁻⁴ представлен на рис. 3.8.

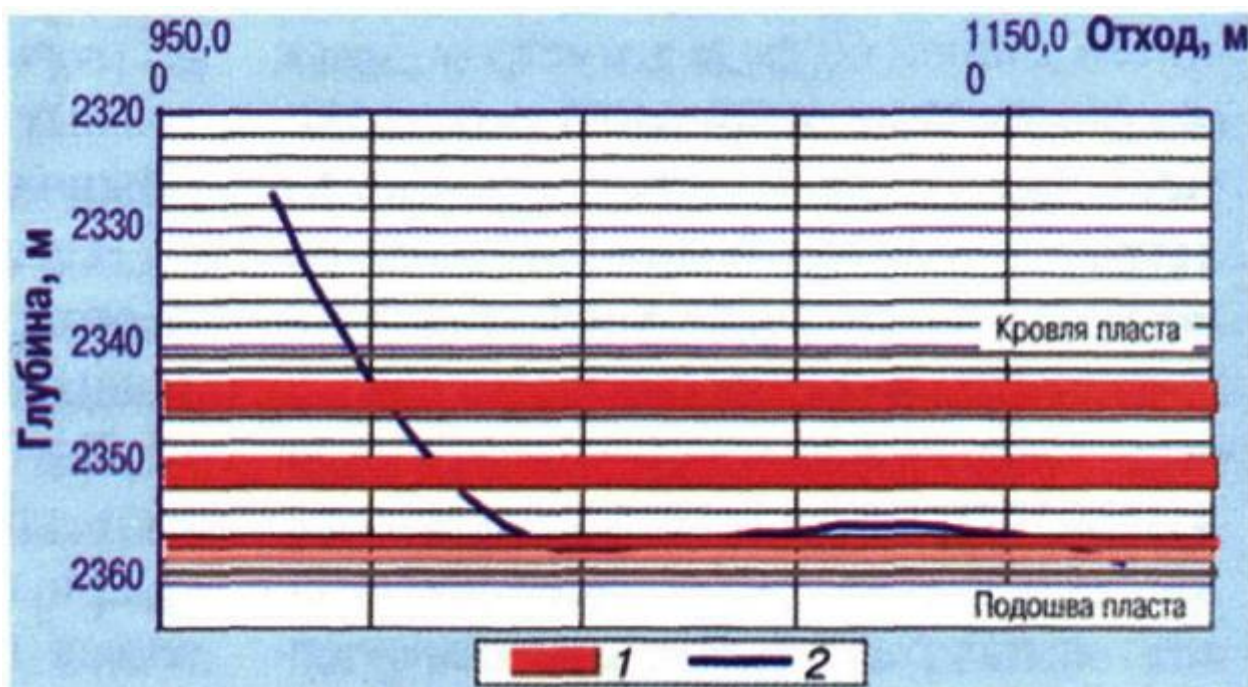


Рисунок 3.8 - Профиль горизонтального ствола скв. 101

В табл. 3.2 приведены характеристики вертикальной скв. 202 и горизонтальной скв. 101. Дебит скв. 101 ожидался в 1,5-2 раза выше вертикальных. Такая зависимость нашла отражение и в проектных документах: в технологической схеме разработки месторождения. Нехарактерное соотношение дебитов горизонтальной и вертикальной скважин первоначально позволило сделать вывод о

низком качестве вскрытия пласта либо недоосвоении скважины. Однако впоследствии на протяжении нескольких месяцев эксплуатационные характеристики горизонтальной скважины не улучшились. Высокие коэффициент анизотропии и расчлененность пласта (см. рис. 3.19) являются основными причинами низкой эффективности эксплуатации скв. 101.

Как отмечается, горизонтальная скважина должна иметь очень большую протяженность для обеспечения достаточного повышения дебита в условиях низкой вертикальной проницаемости и наличия непроницаемых прослоев.

Для расчёта дебита горизонтальной СКВ 101 при коэффициенте анизотропии, определенном при исследовании керна скв 202, равном 14,8, и параметрах, приведенных в табл. 3.2 использовалось модифицированное уравнение Ренарда, определяющее, что дебит горизонтальной скважины равен сумме дебитов отдельных участков горизонтального ствола, вскрывших работающие прослои.

Таблица 3.2

Номер скважин	Диаметр штуцера, мм	Депрессия, МПа	Дебит, м ³ /сут	Горизонтальная проницаемость, $\cdot 10^3$ мкм ²	Продуктивность, м ³ /(сут·МПа)
202	8	5,1	82,6	25	17,46
101	9	4,7	161,2	27	20,42

Исходные данные: нефтенасыщенная толщина $H_n = 18,87$ м, работающая толщина $H_{раб} = 7,1$ м, толщина первого прослоя $h_1 = 1,9$ м, второго $h_2 = 2,5$ м, третьего $h_3 = 2,7$ м, вязкость составляет 0,46 мПа·с.

Сравнение фактического дебита скв 101 (95 м³/сут) с рассчитанным и тестом влияния анизотропии, и влияния непроницаемых прослоев (95,6 м³/сут) показало, что они практически совпали. Относительная погрешность составила 0,6%, дебит нефти скв. 101, рассчитанный без учета анизотропии составил 161,2 м³/сут, с учетом анизотропии - 90,8 м³/сут. Рассчитанный дебит вертикальной скважины, гипотетически дренирующей пласт Ю₁³⁻⁴ вместо скв. 101, в подобных условиях составил 82,6 м³/сут. Соотношение дебитов горизонтальной и вертикальной скважин, рассчитанное без учета и с учетом анизотропии, равнялось 1,95, с учетом

анизотропии и влияния непроницаемых прослоев - 1,16. Фактическое соотношение составило 1,15.

Из приведенных данных видна необходимость учета вертикальной анизотропии и влияния непроницаемых прослоев пласта при проектировании горизонтальных скважин. Не учет их при обосновании протяженности горизонтального ствола, соответственно и дебита горизонтальной скважины, не позволяет заметно увеличить дебит горизонтальной скважины по сравнению с вертикальной. Низкий дебит горизонтальной скв. 101 хорошо «вписывается» в теорию фильтрации однофазной жидкости в неограниченном анизотропном расчлененном пласте к горизонтальной скважине, описанной модифицированной формулой Ренарда.

Полученные результаты по скв. 101 и другим, на подобных объектах свидетельствует о наличии оптимальной длины таких скважин, составляющей 350-400 м в условиях Майского нефтяного месторождения.

В этих двух примерах производительность ГС зависит прямо пропорционально от длины её горизонтального участка, что соответствует существующим методикам расчёта.

3.5. Исследования горизонтальных скважин Майского месторождения на установившихся и неуставившихся режимах фильтрации

Проведение гидродинамических исследований горизонтальных скважин возможно на специальном геофизическом кабеле или гибкой насосно-компрессорной трубе (ГНКТ). Однако данное оборудование не позволяет в полном объеме выполнять исследования на установившихся и неуставившихся режимах фильтрации.

В БашНИПИнефти для проведения ГДИ разработана технология доставки автономных глубинных приборов к исследуемому участку ГС. Ниже насоса спускается хвостовик необходимой длины из НКТ. Конец хвостовика заглушён. Элементами хвостовика являются специально разработанные фильтры - контейнеры того же диаметра, что и хвостовик. Внутри фильтра-контейнера, изготовленного под размер спускаемых глубинных приборов, расположены две крестовины. Нижняя крестовина (втулка) имеет отверстие под конус и служит опорой для глубинного прибора, на верхней крестовине имеется прижимной болт для фиксации, прибора в крестовинах. Крестовины закрепляются внутри контейнера с помощью винтов. Для обеспечения притока жидкости на различных участках по окружности и длине контейнера выполнено 6-8 щелевых отверстий шириной 5-6 мм и длиной 40-50 мм.

Для проведения ГДИ горизонтальных скважин был специально разработан глубинный манотермограф МТГ-20ММ. Согласно программе ГДИ на установившихся и неуставившихся режимах фильтрации проведены исследования в горизонтальной скв. 102 Майского нефтяного месторождения. Как отмечалось ранее, глубинные приборы в горизонтальной части размещены равномерно. В первом контейнере (от забоя) находится прибор МТГ-20. Результаты ГДИ, проведенных при трех режимах работы скважинного насоса, представлены на рис. 3.8.

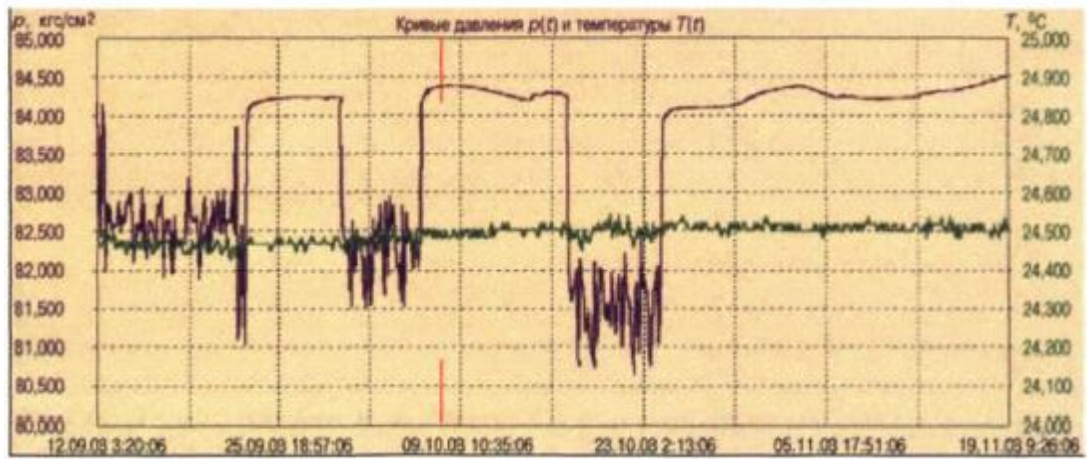
Оценка работающей части горизонтального ствола скважины проводилась по изменению температуры (методом термометрии) во времени по замерам каждого прибора порежимно. На рис. 3.8 показано изменение температуры, измеренной

глубинным прибором 111. Судя по профилю изменения и значениям температуры на трех режимах (первый режим 24,45 °С, второй режим 24,46 °С, третий режим 24,46 °С) увеличения температуры в процессе отбора не наблюдается, следовательно, в этом интервале приток жидкости из пласта отсутствует, в районе нахождения второго глубинного прибора (см. рис. 3.8б) также не наблюдается роста температуры: первый режим 24,40°С, второй режим 24,41 °С, третий режим 24,42 °С. Таким образом, и в этом интервале нет притока. Из рис. 3.8в графически и численно (первый режим 24,53°С, второй режим 24,57°С, третий режим 24,59°С) наблюдается рост температуры, следовательно, в данном интервале имеется приток жидкости. В районе четвертого глубинного прибора (см. рис. 3.8г), исходя из результатов термометрии, имеется незначительный приток жидкости.

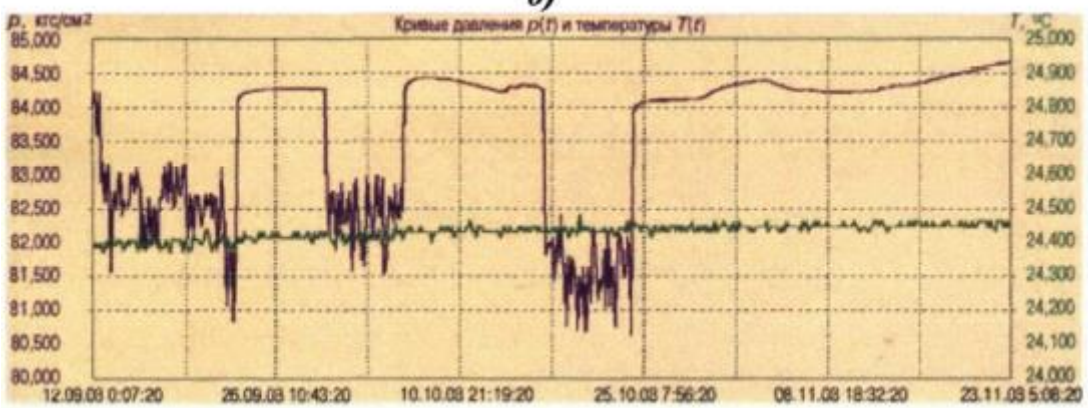
Для получения более точной информации (по большему числу точек) предлагается несколько раз передвинуть приборы вместе с трубами. Схема компоновки и доставки в горизонтальную часть скважины аналогична ранее описанной. По программе проведения ГДИ в скв. 102 предусматривалось перемещение глубинных манометров МТГ-20ММ для более полного охвата всего горизонтального участка скважины. После передвижения приборов глубина их расположения изменилась на 20 м.

Интересно рассмотреть результаты изменения давления и температуры во времени после перемещения приборов. После проведения подъемных операций скв. 102 введена в эксплуатацию.

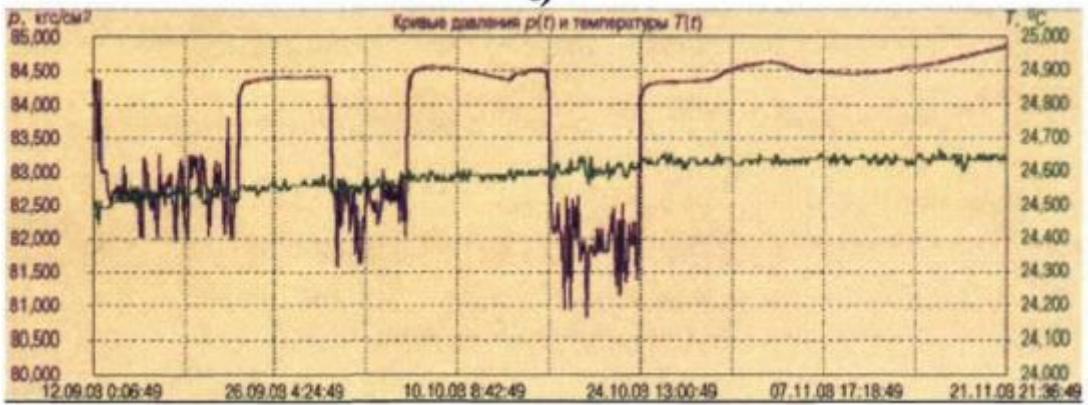
a)



б)



в)



г)

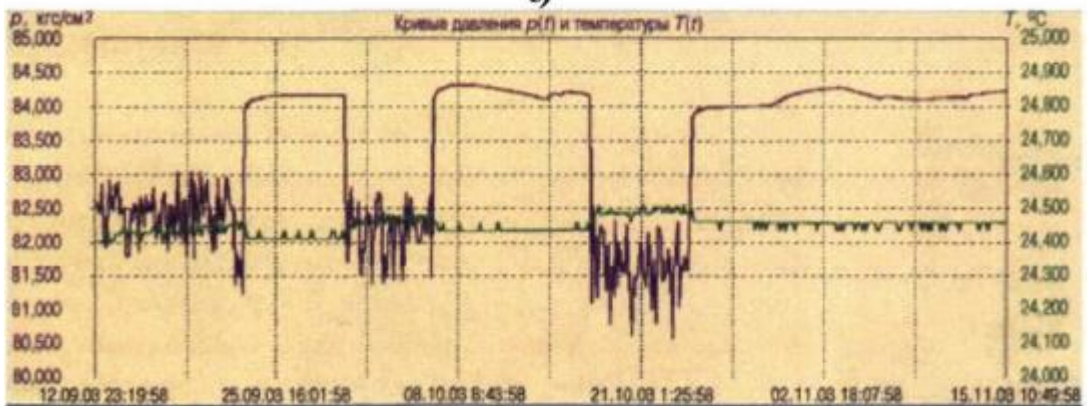


Рисунок 3.8 Кривые изменения давления и температуры при трех режимах работы скважинного насоса, которые сняты в районе расположения первого (а), второго (б), третьего (в) и четвертого (г) приборов.

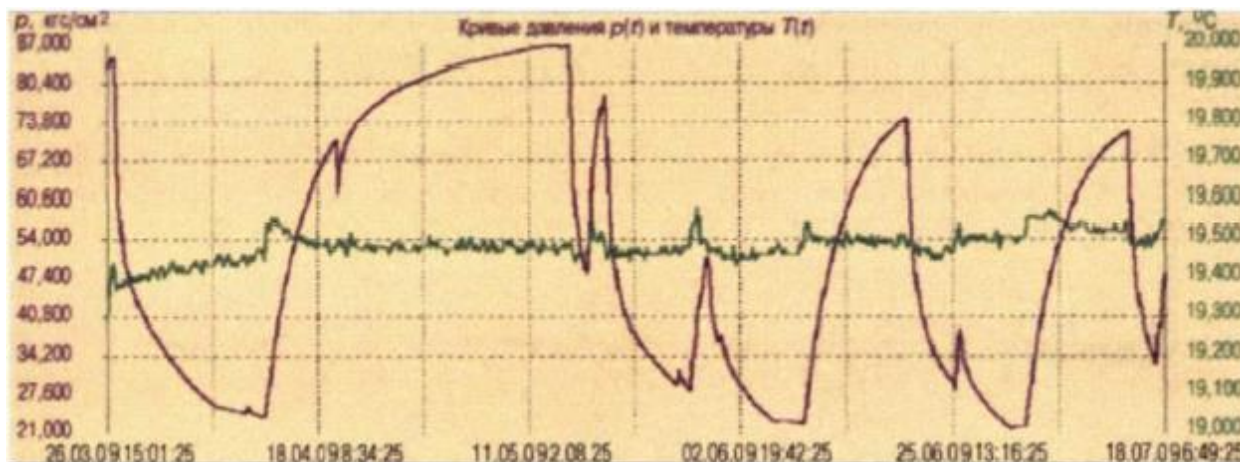


Рис. 3.9 Кривые давления и температуры в скв.102 после передвижения приборов на 20 м (по сравнению с первоначальным положением) от забоя скважины

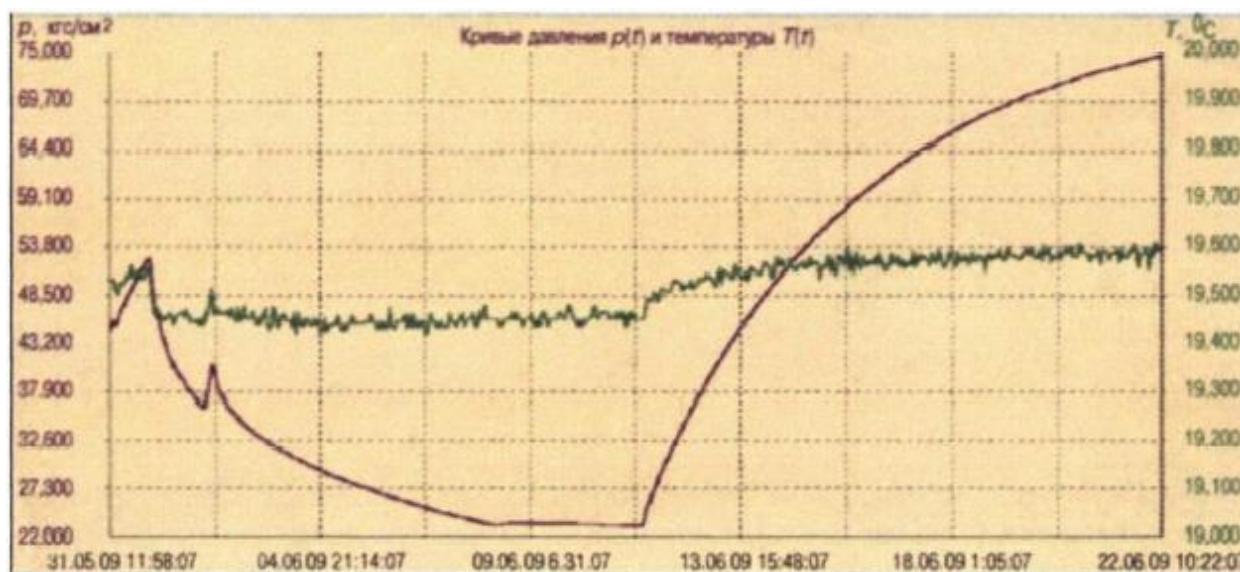


Рис. 3.10 Кривые давления и температуры в районе расположения четвертого прибора.

Результаты, полученные нижним четвертым прибором 110, расположенным на расстоянии 69,25 м от забоя и 3353,5 м от устья скважины, подтверждают наличие притока из пласта. Отмечаются снижение температуры при вводе скважины в эксплуатацию и повышение ее при остановке для снятия КВД (рис. 3.9). На участке расположения второго прибора 111 изменение температуры не наблюдается. Манометр находится на расстоянии 130,15 м от забоя и 3285,85 м от устья скважины. Пласт в этом интервале не работает - приток жидкости из пласта отсутствует.

Третий от забоя прибор 115, расположенный на расстоянии 192,3 м от забоя и 3223,7 м от устья, также не зарегистрировал изменение температуры, что свидетельствует об отсутствии притока в этом интервале.

На рис. 3.10 приведены данные четвертого прибора, находящегося на расстоянии 253,55 м и 3162,45 м от устья скважины. Перепад температуры составляет $0,1^{\circ}\text{C}$ (максимальная температура равна $19,534^{\circ}\text{C}$, минимальная - $19,435^{\circ}\text{C}$), что характеризует наличие притока жидкости в районе расположения четвертого прибора.

Таким образом, применение метода термометрии позволило установить работающий участок горизонтального ствола скважины в исследованных интервалах. Если считать от забоя скважины, то на участке 110 м - приток имеется; 110-212 м - приток отсутствует; 212-273 м - приток имеется.

В промысловом эксперименте использованы высокочувствительные комплексные автономные приборы для одновременной регистрации температуры и давления АМТ-07 с продолжительностью работы до 47 сут при временной дискретности замеров 180 с.

Скважина была исследована на трех неустановившихся и трех установившихся режимах фильтрации. На всех установившихся режимах скважина продуцировала пластовой водой с пленкой нефти. Последовательность смены режимов: вывод скважины после спуска хвостовика с приборами и насоса на установившийся режим с дебитом $65 \text{ м}^3/\text{сут}$; остановка скважины для снятия КВД на 72 ч с одновременной регистрацией КВУ; вывод скважины на установившийся

режим с дебитом 62 м³/сут; остановка скважины для снятия КВД с одновременной регистрацией КВУ; вывод скважины на установившийся режим с дебитом 57 м³/сут; остановка скважины для снятия КВД с одновременной регистрацией КВУ. После окончания всех циклов проведен подъем компоновки[14].

При считывании данных с приборов выяснилось, что приборы, размещенные на отметках 2866 и 3162 м профиля (см. рис. 3.11) отказали из-за физических разрушений элементов питания



Рисунок 3.11 Профиль горизонтального участка скв. 102 Майского месторождения.

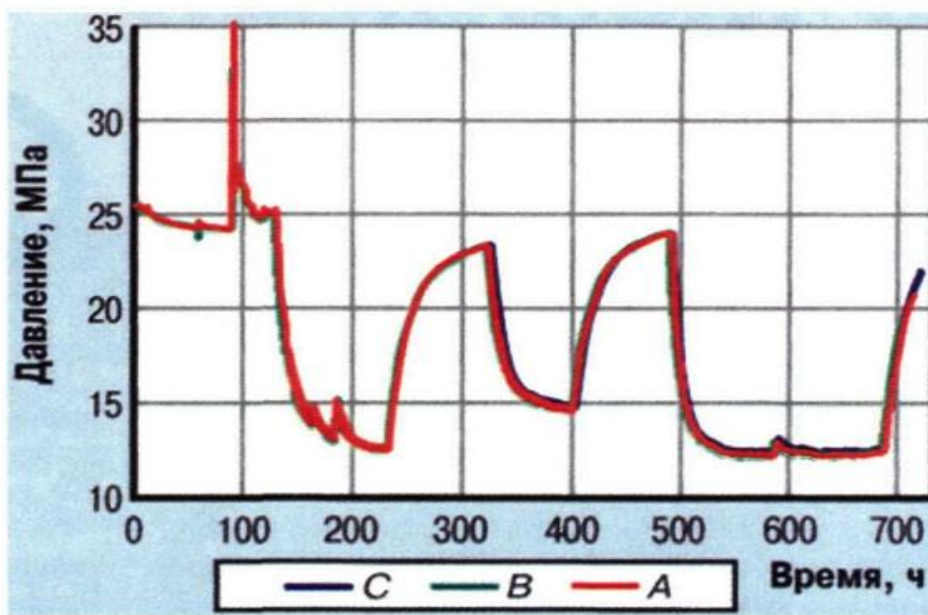


Рисунок 3.12 Совмещенный график барометрических исследований по ГС скв. 102 тремя приборами, расположенными в точках А, В, С на рис. 3.21

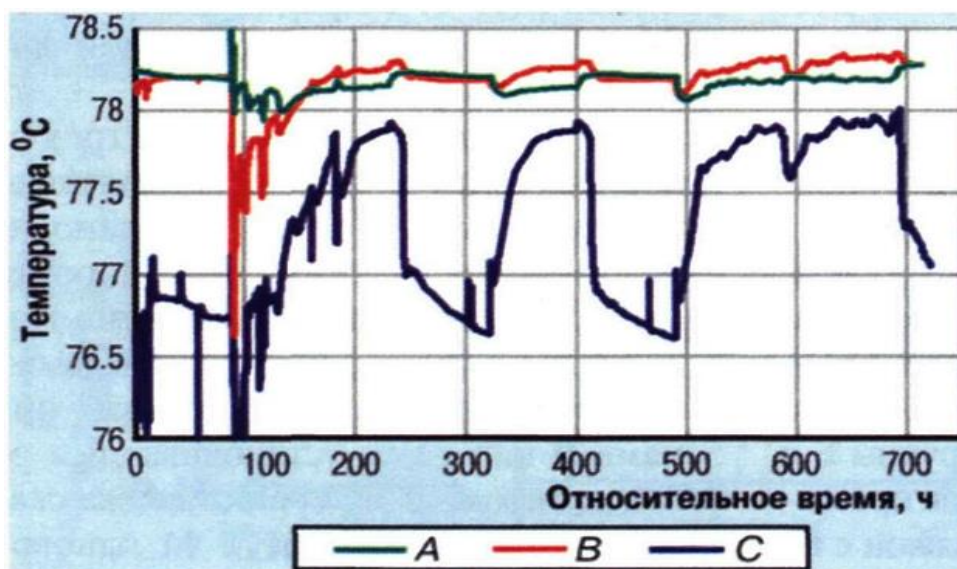


Рисунок 3.13 Измерение температуры по горизонтальному стволу скв. 102, замеренное тремя приборами в точках А, В, С на рис. 1.21

(использовались элементы DURACELL ULTRA с допустимой температурой до 80°C), и информация в них не сохранилась. Остальные приборы были оснащены элементами питания SonnenShain SL-560 с допустимой температурой до 125°C. Таким образом, информация получена в трех точках профиля ГС, отмеченных на рис. 3.21 точками А, В и С.

Совмещенные кривые для трех режимов работы скважины по каналу давления и каналу температуры приведены соответственно на рис. 3.12, 3.13. Кривая давления (см. рис. 3.2) демонстрирует условия для фильтрации на всех участках ГС. Однако этого не происходит, т.е. нефтенасыщенная часть ГС не продуцирует, и тот факт, что продукцией скважины является пластовая вода, говорит о том, что реально работают первые фильтры (от кровли до точки С профиля на рис. 3.13).

Работающая длина горизонтального участка ствола скв. 102 Майского месторождения составляет менее 40% фактической, и на всем протяжении работающего участка наблюдается приток пластовой воды.

При малых скоростях движения жидкости низкой вязкости (малые дебиты) в стволе скважины потери давления по стволу скважины незначительны.

Работающая длина горизонтального участка скважины диагностируется изменением температуры по стволу.

Для ГДИ горизонтальных скважин наиболее информативной трудоемкой и затратной является технология размещения приборов в ГС с заданным интервалом и отсечением ГС от наклонной части пакерованием.

По гидродинамическим исследованиям можно сделать следующие выводы об особенностях эксплуатации горизонтальных скважин:

- На стадии проектирования системы разработки необходимо проводить расчет оптимальной длины горизонтального участка с учетом геологических особенностей эксплуатационного объекта, используя средние фильтрационные параметры для участка проводки скважины, определенные по вертикальным или наклонно направленным скважинам, на основе термогидродинамических моделей фильтрации многофазной жидкости в условиях неоднородного пласта.

- Существует предел длины горизонтального участка, до которого выполняются методики расчёта, принимающие постоянным давление по её длине.

- ГДИ показали наличие предельной работающей длины горизонтальной скважины, превышение которой не только не увеличивает общую производительность скважины, но так же не увеличивает площадь фильтрации. Интервал горизонтального участка после этого значения просто не работает.

- При увеличении объёма закачки (отбора) жидкости (газа) в скважину увеличивается и работающий интервал горизонтального участка.

- На данное время отсутствует точная методика расчёта работающего интервала горизонтального участка и, при проектировании его длины опираются на ГДИ уже пробуренных скважин на подобных месторождениях.

Итак, опыт ГДИ горизонтальных скважин показал, что большинство из них продуцируют только на половине горизонтального участка. Поэтому необходимо определить основные причины данного явления и разработать методику расчёта, позволяющую проектировать горизонтальные скважины, работающие на всем вскрываемом интервале.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Экономические показатели

В настоящем разделе выполнен расчет экономических показателей для проектных технологических решений в соответствии с «Методическими рекомендациями по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» (утв. Приказом МПР РФ №61 от 21.03.2007г.); «Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов», из-во «Экономика», Москва, 2000г.

Оценка разработки Майского месторождения проводилась при условии финансирования за счет собственных источников (прибыль предприятия, реинвестированная в производство и амортизационные отчисления). Принятый в проекте расчетный период по рекомендуемому варианту составляет 160 лет. Норма дисконта в расчетах эффективности принята 10%. Оценка экономической эффективности в проекте выполнена в налоговых условиях на 01.05.2018.

Детальная информация об исходных данных, используемых в расчетах объемов эксплуатационных затрат и оценке ожидаемой эффективности проекта, приведена в (табл. 4.1).

Показатели эффективности разработки определены при условии реализации добываемой нефти как на внутреннем, так и на внешнем рынках. Цена реализации нефти на внутреннем рынке – 13345 руб./т. (без НДС), на внешнем рынке – 23900 руб./т., по данным ООО «Альянснефтегаз». Доля реализации нефти на внутреннем рынке – 55%, на внешнем рынке – 45%.

Для экономической оценки проекта использовались следующие критерии эффективности:

- капитальные вложения в обустройство месторождения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти;
- чистый дисконтированный доход (ЧДД)
- индекс доходности инвестиций;
- внутренняя норма доходности (ВНД)

- период окупаемости дисконтированных инвестиций;
- доход государства;

Исходные данные для расчета экономических показателей данного проекта приведены в (табл. 4.1) и (табл.4.2).

Таблица 4.1

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Значение показателя
1	ЦЕНА Реализации (на внутреннем рынке)		
	нефть (без НДС) внутр. рынок	руб./т	13 345,00
	нефть (без НДС) внеш. рынок	руб./т	23 900,00
2	ПЛАТЕЖИ И НАЛОГИ		
	НДС	%	18,00
	на имущество	%	2,20
	на прибыль	%	20,00
	налог на добычу нефти Ю1 (НДПИ нефть)	руб./т	3 758 - 9143
	налог на добычу нефти Ю11-13 (НДПИ нефть)	руб./т	8 334 – 10 367
	налог на добычу нефти Ю14-15 (НДПИ нефть)	руб./т	5 404 – 6 695
	налог на добычу попутного нефтяного газа (НДПИ газ)	руб./тыс.м ³	Не облагается
	экспортная пошлина	руб./т	5422-6972
	страховые взносы	%	30% от 711 руб./т + 10% от суммы более 711 руб./т
	страхование от несчастного случая	% от ФОТ	0,50
	Плата за землю	руб./га	50,00
	плата за выбросы-сжигание ПНГ (в пределах разрешенного лимита 5%)	руб./т сжигаемого метана	50,00
	плата за выбросы-сжигание ПНГ (сверх разрешенного лимита 5%)	руб./т сжигаемого метана	250,00
	прочие налоги, включаемые в себестоимость продукции (водный, транспортный, земельный, экологические, пр.	руб./т	96,50
3	КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ (с НДС)		
	<i>Бурение</i>		
	бурение первых горизонтальных скважин	руб./м проходки	37 432,37
	бурение горизонтальных скважин	руб./м проходки	34 029,43

	ЗБГС	руб./м проходки	34 029,43
	ЗБС	руб./м проходки	29 590,81
	<i>Промысловое обустройство</i>		
	обустройство скважин	руб./скв.	57 560 233,99
	обустройство кустов скважин	руб./куст	142 905 924,59
	оборудование ОРЭ	руб./скв.	1 634 980,00
	АГЗУ	руб./шт	5 000 000,00
	монтаж ВРП	руб./операцию	600 000,00
	выкидные линии D=89х6	руб./км	3 234 000,00
	нефтеесборные коллекторы	руб./км	9 051 499, 66
	водоотводы D=89*6	руб./км	2 931 723,74
	водоотводы D=146*8	руб./км	4 690 757,98
	подъездная автодорога к кусту	руб./км	39 176,00
	линии электропередач (ВЛ-6 кВ)	руб./км	1 750 439,01
	<i>Прочие КВ</i>	% от обустройства (без природоохранных мероприятий)	10,00
	<i>Природоохранные мероприятия</i>	% от обустройства (без прочих КВ, с учетом буровых работ)	5,00

Таблица 4.2

№ п/п	Показатели	Ед.изм.	Значение показателя
4	ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ (без НДС)		
	расходы на энергию и топливо по извлечению нефти	руб./т	186,21
	расходы на материалы по извлечению нефти	руб./т	557,06
	расходы по искусственному воздействию на пласт	руб./1000м ³ закач. воды	3 030,00
	<i>Расходы на оплату труда</i>		
	численность (в добыче нефти, добыче попутного газа, подготовке и перекачки нефти)	чел./скв	1,20
	среднемесячная заработная плата	руб./мес./чел	49 396,67
	расходы по транспортировке нефти на внешний рынок	руб./т	2 237,00
	расходы по сбору и транспортировке нефти	руб./т	155,50
	расходы по технологической подготовке нефти	руб./т	22,89
	<i>Расходы на ремонт</i>		
	расходы на текущий ремонт скважин	руб./скв. в ремонте	1 017 161,99
	расходы на ремонт ОФ	%	0,50

	ЗБГС	руб./скв. операцию	54 145 500,44
	ЗБС	руб./скв. операцию	46 023 675,38
	ГРП	руб./скв. операцию	3 600 000,00
	МГРП	руб./скв. операцию	3 960 000,00
	дострел	руб./скв. операцию	4 231 769,06
	ОПЗ	руб./скв. операцию	238 878,20
	потокотклоняющие технологии	руб./скв. операцию	429 980,75
	РИР	руб./скв. операцию	5 289 711,33
	приобщение пласта	руб./скв. операцию	6 347 653,60
	вывод из бездействия скважины	руб./скв. консерв	702 856,00
	перевод скважин под закачку	руб./скв. перевода	2 830 377,77
	перевод скважины на другие горизонты	руб./скв. операцию	4 210 333,26
	прочие затраты	руб./т	482,24
	общехозяйственные расходы	руб./т	27,12
	общепроизводственные расходы	руб./т	80,78
	<i>Внерезализационные расходы</i>		
	ликвидация скважин	руб./скв. ликвидац	5 390 592,90
	затраты на рекультивацию земли	руб./га	350 000,00
	площадь рекультивации земли	га	5% от общей площади

В результате проведения расчетов определены: выручка от реализации товарной продукции, инвестиционные затраты, расходы на добычу газа, налоги и платежи, показатели экономической эффективности полных инвестиционных затрат проекта.

Капитальные вложения рассчитаны по основным направлениям затрат: эксплуатационное бурение, промысловое обустройство.

Эксплуатационные затраты предприятия на добычу продукции представляют собой расходы, связанные с технологическими процессами добычи, подготовки, реализации продукции и рассчитываются по элементам сметы затрат или по статьям калькуляции.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) представляет собой сумму прибыли от реализации и амортизационных отчислений, уменьшенную на величину инвестиций, направляемых на освоение месторождения, т.е сумму текущих годовых потоков, с учетом коэффициента дисконтирования.

Индекс доходности инвестиций характеризует отдачу вложенных средств и представляет собой отношение дисконтированной суммы денежных поступлений к суммарному дисконтированному объему капитальных вложений.

Внутренняя норма доходности (ВНД) представляет собой значение нормы дисконта, при котором сумма чистого дохода от инвестиций равна сумме инвестиций, т.е капиталовложения окупаются.

Период окупаемости дисконтированных инвестиций – это период, в течение которого достигается положительное значение дисконтированного потока денежных средств, т.е в течение которого вложенные средства компенсируются полностью. Доход государства формируется из налогов и отчислений в фонды различных уровней: налог на добычу полезных ископаемых, отчисления на социальное страхование, налог на прибыль, налог на имущество и др.

4.2 Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат

Капитальные вложения в бурение новых скважин определены, исходя из стоимости одного метра строительства скважин по данным ООО «Альянснефтегаз» в расчетах она принята на уровне 37 432 руб. – для бурения первой горизонтальной скважины в кусте, 34 029,43 руб. – для горизонтального бурения скважин.

Капитальные вложения в обустройство Майского месторождения приняты по следующим статьям инвестирования: обустройство скважин и кустов скважин, оборудование, нефтесборные коллекторы, водоводы, линии электропередач, автодороги, прочие капитальные вложения и природоохранные мероприятия.

Стоимость обустройства скважины в кусте, обустройство куста скважин, стоимость АГЗУ, монтаж ВРП, нефтесборных коллекторов, водоводов, а также другое оборудование определены по данным заказчика. Прочие капитальные вложения приняты 10% от стоимости обустройства месторождения без учета

природоохранных мероприятий. В расчетах также учтены природоохранные мероприятия (5% от обустройства без учета прочих капитальных вложений, но с учетом буровых работ).

Расходы на добычу нефти, возникающие при разработке Майского месторождения, представлены в соответствии с главой 25 части второй Налогового кодекса РФ. К расходам на разработку данного месторождения, связанным с производством и реализацией добываемой нефти, отнесены основные производственные затраты, прочие расходы, общепроизводственные расходы, общехозяйственные расходы, налоговые выплаты, включаемые в себестоимость продукции, в соответствии с Налоговым кодексом РФ, а также затраты на подготовку и перекачку нефти.

Основные производственные расходы включают материальные затраты, расходы на оплату труда, амортизацию, расходы на покупку электроэнергии, капитальный ремонт скважин, основных фондов и мероприятия для достижения проектного КИН.

Материальные затраты требуются для покупки материалов, используемых в процессе добычи нефти. Расходы на закачку воды в пласт необходимы для системы ППД. Данные затраты рассчитаны на основании удельных показателей, принятых по отчетным данным ООО «Альнснефтегаз». Фонд оплаты труда определяется исходя из среднемесячной заработной платы 49 396,67 руб. на одного работника (по отчетным данным ООО «Альнснефтегаз») и удельного норматива численности на одну скважину (1,2 чел./скв.), определенного экспертно.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из балансовой стоимости основных фондов и срока полезного использования основных фондов. В соответствии со статьей 258 части второй Налогового кодекса РФ, амортизируемое имущество распределяется по амортизационным группам в соответствии со сроками его полезного использования.

Расходы на капитальный ремонт скважин определены в соответствии со средней стоимостью капитального ремонта одной скважины и количеством скважин, находящихся в капитальном ремонте. Количество ремонтов скважин

составляет десять процентов от действующего фонда скважин. Стоимость капитального ремонта одной скважины принята в соответствии с информацией, представленной ООО «Альнснефтегаз», и составляет 1 017 161,99 руб. Стоимость мероприятий (ЗГБС, ЗБС, РИР, ОПЗ, ГРП, МГРП, дострел, ОРЭ, вывод скважины на другой горизонт), необходимых для выработки остаточных извлекаемых запасов, определены по данным ООО «Альнснефтегаз».

Прочие расходы включают расходы на технологические потери при добыче, промысловогеофизические исследования, хранения керна и другое. Общепроизводственные расходы состоят из материально-технического обеспечения, услуг охраны и связи, водоснабжения и водоотведения, содержание вахтовых поселков, противопожарные услуги и т.д.

Затраты на подготовку и перекачку нефти включают в себя все статьи затрат по участку по подготовке и перекачки нефти представленные ООО «Альнснефтегаз». Стоимость транспортировки 1т. нефти на внешний рынок по всей длине маршрута составляет 2237 руб./т., согласно данных ООО «Альнснефтегаз».

4.3 Налоговая система

Таблица 4.3 – Налоги и платежи

Вид налога/взноса/платежа	Объект налогообложения	Ставка налога/взноса/платежа	Распределение по бюджетам, %	Обоснование
Налог на добавленную стоимость (НДС)	Выручка от реализации товаров	18%	ФБ – 100,0	Налоговый Кодекс РФ (часть вторая) от 05.08.2000 №117-ФЗ. Глава 21
Плата за землю	Площадь земельных участков	50 руб./га	МБ – 100,0	
Налог на добычу полезных ископаемых:	Добытые полезные ископаемые(тонна)		ФБ – 100,0	Налоговый Кодекс РФ (часть вторая) от 05.08.2000 №117-ФЗ. Глава 26
Налог на добычу нефти Ю1		3 758 - 9143 руб./т		
Налог на добычу		8 334 – 10 367 руб./т		

нефти Ю11-13				
Налог на добычу нефти Ю14-15		5 404 – 6 695 руб./т		
Транспортный налог	Мощность двигателя	Ставка устанавливается субъектом РФ	БС РФ – 100,0	Налоговый Кодекс РФ, глава №28
Страховые взносы в:	Фонд оплаты труда	30% при среднегодовом ФОТ 1 работника до 711 тыс. руб.		Федеральный закон от 24.07.2009 №212-ФЗ (ред. От 03.12.2011) «О страховых взносах в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования РФ, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования».
- пенсионный фонд РФ			22% - ПФ	
- фонд социального страхования			2,9% - ФСС	
- фонд обязательного медицинского страхования			5,1 - ФМС	
		10% при среднегодовом ФОТ 1 работника, превышающей 711 тыс. руб.	10% - ПФ	
Налог на имущество предприятий	Среднегодовая стоимость имущества	2,20%	БСРФ – 100	Налоговый Кодекс РФ (часть вторая) от 05.08.2000 №117-ФЗ. Глава 30
Налог на прибыль	Налогооблагаемая прибыль	20%	ФБ – 3%	Налоговый Кодекс РФ (часть вторая) от 05.08.2000 №117-ФЗ. Глава 25
			БСРФ – 17%	
Экспортная пошлина	Нефть сырая	5 592 – 7 125 руб./т	ФБ – 100,0	Федеральный закон от 24.11.2014 №366-ФЗ

Налог на добавленную стоимость введён главой 21 части второй Налогового кодекса РФ. Ставка указанного налога – 18%.

К налогам и выплатам, включаемым в себестоимость продукции, относятся:

- налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ);
- страховые взносы;
- страхование от несчастных случаев;
- платежи за землю;

- прочие налоги;

Налог на добычу полезных ископаемых введен главой 26 части второй Налогового кодекса РФ. В соответствии с Налоговым кодексом РФ, попутный нефтяной газ НДС не облагается.

Налог на добычу нефти определяется в соответствии с формулой (4.1)

$$\text{НДС} = K_{\text{ндс}} \times K_{\text{ц}} - D_{\text{м}} \quad (4.1)$$

где $K_{\text{ндс}}$ – размер налоговой ставки, соответствующий периоду ее применения, руб./т;

$K_{\text{ц}}$ – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть;

$D_{\text{м}}$ – показатель, характеризующий особенности добычи нефти.

Показатель, характеризующий особенности добычи нефти ($D_{\text{м}}$), рассчитывается по следующей формуле (4.2):

$$D_{\text{м}} = K_{\text{ндс}} \times K_{\text{ц}} \times (1 - K_{\text{в}} \times K_{\text{з}} \times K_{\text{д}} \times K_{\text{дв}} \times K_{\text{кан}}), \quad (4.2)$$

$K_{\text{в}}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов конкретного участка недр в соответствии с данными баланса РФ;

$K_{\text{з}}$ – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр в соответствии с данными баланса РФ;

$K_{\text{д}}$ – коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти;

$K_{\text{дв}}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья;

$K_{\text{кан}}$ – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти.

Значение коэффициента выработанности запасов ($K_{\text{в}}$) определяется в зависимости от степени выработанности ($C_{\text{в}}$) запасов конкретного участка недр.

Степень выработанности запасов конкретного участка недр (C_B) рассчитывается на основании данных утвержденного государственного баланса запасов полезных ископаемых по следующей формуле (4.3):

$$C_B = N/V, \quad (4.3)$$

где N – накопленная добыча нефти на конкретном участке недр (включая потери при добыче) по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых, млн.т.;

V – начальные извлекаемые запасы нефти в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых на 1 января 2006 года, млн.т.

Если степень выработанности запасов (C_B) меньше порогового значения 0,8, то коэффициент выработанности (K_B) принимается равным 1. Если степень выработанности запасов (C_B) больше 1, то коэффициент выработанности (K_B) принимается равным 0,3.

Значение другого коэффициента выработанности запасов - K_3 определяется в зависимости от степени выработанности запасов конкретного участка недр (C_{B3}).

$$C_{B3} = N/V_3 \quad (4.4)$$

где V_3 – начальные извлекаемые запасы нефти в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, млн.т.

Если величина начальных извлекаемых запасов нефти (V_3) по конкретному участку недр меньше 5 млн.т. и степень выработанности запасов (C_{B3}) конкретного участка недр, определяемая по формуле (4.5):

$$K_3 = 0,125 \times V_3 + 0,375 \quad (4.5)$$

При условии, если величина начальных извлекаемых запасов (V_3) конкретного участка недр превышает или равна 5 млн.т и (или) степень

выработанности запасов ($C_{вз}$) конкретного участка недр превышает 0,05, то коэффициент (K_3) принимается равным 1.

Т.к. величина начальных извлекаемых запасов (V_3) = 8,889 млн.т. (>5млн.т.), а степень выработанности запасов ($C_{вз}$) с первого года разработки = 0,236 (>0,05), $K_3=1$.

Коэффициенты K_d и $K_{дв}$ рассчитываются согласно статье 342.2 Налогового Кодекса (статья введена Федеральным законом от 23.07.2013 №213-ФЗ), коэффициент проницаемости по объекту Ю₁₁₋₁₅ меньше $2 \times 0,001$ мкм², а следовательно, коэффициент K_d равен 0,2-0,4, в зависимости от нефтенасыщенной толщины. K_d применяется до 1 января 2029г., т.е. до истечения 15 лет начиная с 1 января 2014г., т.к. степень выработанности запасов на 1 января 2012 г. составляет менее 3% (абз. 4 п. 2 ст. 342.2 НК РФ).

Страховка страховых взносов определена в соответствии с Федеральным Законом №212-ФЗ от 03.12.2011. В 2018 для всех плательщиков страховых взносов применяются следующие тарифы страховых взносов:

- пенсионный фонд Российской Федерации – 22,0%;
- фонд социального страхования Российской Федерации – 2,9%;
- федеральный фонд обязательного медицинского страхования 5,1%;

Плата за землю рассчитана в соответствии с площадью землеотвода, необходимой для разработки всего лицензионного участка, равной 4 086,5 га, и годовой ставкой, принятой по отчетным данным ООО «Альянснефтегаз». Ставка налога га имущество составляет, в соответствии с главой 30 части второй Налогового кодекса РФ, 2,2% от среднегодовой остаточной стоимости основных фондов.

Ставка налога на прибыль составляет 20% от налогооблагаемой прибыли предприятия. Указанная ставка налога введена главой 25 части второй Налогового кодекса РФ.

Прочие налоги, включаемые в себестоимость продукции (водный, транспортный, экологические платежи и прочие), рассчитаны по удельным показателям ООО «Альянснефтегаз». В соответствии с вышепредставленным

налоговым окружением проекта, рассчитаны налоги и платежи, относимые на себестоимость продукции, при разработке Майского месторождения.

4.4 Технико-экономический анализ разработки

Проведена технико-экономическая оценка проекта разработки Майского месторождения.

Наибольшие денежные средства потребуются в разработку залежи с наибольшим строительством скважин. Инвестиции в бурение скважин составляют 11039 млн.р. Такая существенная величина капитальных вложений по данной залежи объясняется тем, что потребуется пробурить 426800м проходки. Что касается инвестиций в обустройство промысла, то здесь также капитальные вложения самые высокие, поскольку планируется обустройство четырех кустов.

Как показали расчеты, наиболее высокие затраты на добычу нефти сложились по залежам с наибольшими амортизационными отчислениями. Затраты на НДС по всем залежам составляют более половины от общих затрат. Самая низкая себестоимость добычи нефти по двум залежам составляет – 12 607,34 руб./т. Сводные технико-экономические показатели по проектируемым объектам Майского месторождения приведены в (табл. 4.4)

Таблица 4.4 - Сводные технико-экономические показатели разработки Майского месторождения

№ п/п	Наименование		Вариант 1			Вариант 2			Вариант 3		
			Ю ₁ ^{3-4+М}	Ю ₁₁₋₁₅	Итого	Ю ₁ ^{3-4+М}	Ю ₁₁₋₁₅	Итого	Ю ₁ ^{3-4+М}	Ю ₁₁₋₁₅	Итого
1	Добыча нефти	тыс. т.	1251, 75	3683, 63	4935, 38	1432, 33	5461, 05	6893, 38	1432, 28	5461, 14	6893, 42
2	Добыча попутного нефтяного газа	Млн. м ³	102, 16	572, 08	674, 24	102, 13	567, 73	669, 86	102, 12	572, 33	674, 45
3	Товарная добыча нефти	тыс. т.	1251, 75	3683, 63	4935, 38	1432, 33	5461, 05	6893, 38	1432, 28	5461, 14	6893, 42
4	Товарная добыча попутного нефтяного газа	Млн. м ³	102, 16	572, 08	674, 24	102, 13	567, 73	669, 86	102, 12	572, 33	674, 45
5	Выручка от реализации	Млн. руб.	2265 0,15	6665 4,32	8930 4,46	2591 7,93	9881 6,26	1247 33,99	2591 6,77	9881 7,97	1247 34,74
6	Выручка от реализации на внутреннем рынке	Млн. руб	9187, 55	2703 6,90	3622 4,45	1051 2,97	4008 2,71	5059 5,69	1051 2,59	4008 3,40	5059 5,99
7	Выручка от реализации на внешнем рынке	Млн. руб	1346 2,60	3961 7,41	5308 0,01	1540 4,75	5873 3,55	7413 8,30	1540 4,18	5873 4,56	7413 8,75
8	Расходы на добычу нефти	Млн. руб	1988 9,56	6428 0,25	8416 9,81	2256 4,46	8893 5,81	1115 00,26	2077 1,55	6748 6,60	8825 8,15
9	в т.ч.: амортизационные отчисления	Млн. руб	3399, 71	1199 6,30	1539 6,01	3209, 33	1658 1,12	1979 0,45	1881, 89	4861, 08	6742, 97
10	Экспортная пошлина	Млн. руб	3142, 00	9007,72	1214 9,73	3581,76	1334 3,08	1692 4,84	3593,46	1335 2,28	1694 5,74
11	Налог на имущество	Млн. руб	371,79	1113,10	1484,89	356,26	1467,94	1824,20	254,77	564,51	819,27
12	Плата за ПНГ	Млн.	0,21	1,19	1,40	0,21	1,18	1,39	0,21	1,19	1,40
13	Прибыль от реализации	Млн. руб	753, 42	7747, 95	8501, 37	584, 96	4931, 74	5516, 71	1296,78	17413,39	18710,18
14	Налог на прибыль	Млн. руб	158, 77	402,91	469,29	206, 00	1159, 18	1218, 70	364, 94	3548, 54	3809, 96
15	Чистая прибыль	Млн. руб	912, 18	8150, 86	8970, 66	790, 96	6090, 93	6735, 40	931, 84	13864,85	14900,21
16	Капитальные вложения	Млн. руб	3114,73	12561,09	15675,81	2890,07	17971,18	20861,25	1323,69	4141, 53	5465, 22

17	НДС	Млн. руб	475, 13	1916, 10	2391, 23	440, 86	2741, 37	3282, 22	201, 92	631,76	833,68
18	Сумма НДС, подлежащая возврату из бюджета	Млн. руб	475, 13	1916, 10	2391, 23	440, 86	2741, 37	3182, 22	201, 92	631,76	833,68
19	Капитальные вложения прошлых лет	Млн. руб	760, 11	1351, 31	2111, 42	760, 11	1351, 31	2111, 42	760, 11	1351, 31	2111, 42
20	Поток реальных денег	Млн. руб	912, 18	8150, 86	8970, 66	790, 96	6090, 93	6735, 40	931, 84	13864, 85	14900, 21
21	Чистый недисконтированный доход	Млн. руб	912, 18	8150, 86	8970, 66	790, 96	6090, 93	6735, 40	931, 84	13864, 85	14900, 21
22	Чистый дисконтированный доход	Млн. руб	1266, 22	5504, 44	6749, 24	935, 67	6477, 87	7389, 26	294, 25	1688, 30	1984, 84
23	ВНД	%	0,00	0,00	0,00	0,00	3,13	0,00	16,95	21,97	20,62
24	Индекс дисконтированных инвестиций	Ед.	0,48	0,19	0,27	0,55	0,28	0,33	1,29	1,74	1,60
25	Доход государства	Млн. руб	1415 8,50	4000 6,74	54072,86	16275,43	5411 6,55	7024 5,50	1626 2,56	5208 2,61	6824 1,66

В целях оценки экономической устойчивости проекта следует произвести сравнение базовых и предельных значений экономических параметров (табл. 4.5)

Запас устойчивости определяется:

$$Z_y = 1 - ИУ, \quad (4.5)$$

где Z_y – запас устойчивости;

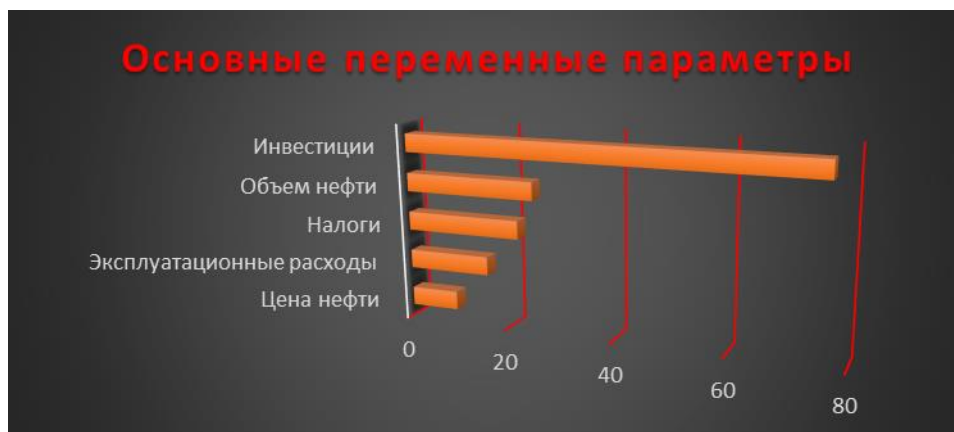
$ИУ$ – интегральный уровень;

Таблица 4.5 – сравнение базовых и предельных значений экономических параметров проекта

Показатели	Инвестиции	Налоги	Цена нефти		Объем нефти	Себестоимость
Базовое значение параметра	5465,22	68241,66	13345	23900	6893,42	88258,15
Предельное значение параметра	9642,05	83114,29	12135,13	21733,20	5185,95	101988,74
$ИУ$, дол.ед.	1,76	1,22	0,91	0,91	0,75	1,16
Z_y , %	76,43	21,79	9,07	9,07	24,77	15,56

Как показали расчеты, самый большой запас устойчивости проект имеет по инвестициям 76,43%, на втором месте – эксплуатационные расходы 15,56%, на третьем – объем добычи нефти 24,77%, и на четвертом – налоги – 21,79%. В целом устойчивость проекта к изменению основных переменных параметров низкая. Запас устойчивости проекта к изменению цены на нефть составляет 9%. (рис. 4.1)

Рисунок 4.1 – Запас устойчивости проекта



Если из-за непредвиденных обстоятельств цена на добываемую нефть снизится на 9%, то доход по проекту за весь период разработки при принятых технологических и экономических условиях будет равен нулю. При снижении цены на нефть более 9% то величина будет отрицательная. То же самое касается и налогов, увеличение объема более чем на 22% по сравнению с базовым – заложенным в проекте, приведет к убыточности проекта.

В целом логично сделать вывод, что проект разработки Майского месторождения характеризуется высокой устойчивостью и надежностью при принятых технологических и экономических параметрах проекта и может быть рекомендован к реализации.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.

Введение

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Цель выпускной квалификационной работы - анализ особенностей эксплуатации и эффективности применения горизонтальных скважин на Майском нефтяном месторождении.

В работе приведены сведения о Майском месторождении, нормы технологического режима. Представлены подробные гидродинамические расчеты по действующим горизонтальным скважинам. Проведены расчеты горизонтального участка скважины, тем самым выявлены особенности работы пласта в определенном интервале. Проанализирован процесс работы горизонтального участка в определенных интервалах различными гидродинамическими приборами. Проведен анализ применимости различных методов для расчета работающей длины горизонтального участка скважины.

Настоящий раздел разработан в соответствии с требованиями действующих нормативных документов и законодательством.

В данном разделе ВКР рассмотрены и проанализированы возможные опасные и вредные факторы, которые могут возникнуть при разработке и эксплуатации фонда скважин, приняты проектные решения, исключая несчастные случаи и обеспечивающие снижение вредных воздействий на окружающую среду. Приведена характеристика основных источников воздействия на недра рекомендуемого технологической схемой варианта разработки Майского месторождения.

5.1. Производственная безопасность.

В данном разделе анализируются и описываются вредные и опасные производственные факторы, возникающие при выполнении работ по эксплуатации горизонтальных скважин. Перечень вредных и опасных производственных факторов приведён в таблице 4.1.

Таблица 5.1 Опасные и вредные производственные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Осуществление работ	1. Повышенный уровень шума на рабочем месте. 2. Повышенная загазованность и запылённость воздуха рабочей зоны. 3. Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе.	1. Опасность поражения электрическим током. 2. Опасность механических повреждений. 3. Давление в системах работающих механизмов.	1. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ [2] 2. СанПиН 2.2.4.548–96. [1] 3. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. [8] 4. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. [9] 5. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. [2]

5.1.1. Вредные производственные факторы.

К вредным производственным факторам относятся те факторы, которые при воздействии на работника, снижают его работоспособность или приводят к возникновению различного рода заболеваний.

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Под шумом понимается совокупность различных звуков с разной частотой и интенсивностью, которые воспринимаются органами слуха.

Шум затрудняет приём, восприятие и передачу информации, а так же ухудшает точность выполнения рабочих операций.

Источником шума является применяемое нефтепромысловое оборудование, техника, задействованная в производственном процессе, а так же различные аварийные ситуации. Довольно высокий уровень шума при выполнении спускоподъёмных операций (СПО) подъёмными агрегатами А60-80, при работе

передвижной паровой установки (ППУ) и агрегата ЦА-320. При нахождении в водораспределительном блоке (ВРБ) и рядом с буровым станком уровень шума может колебаться от 30 до 96 дБ. Большую интенсивность уровень шума достигает при авариях на промысловых трубопроводах или непосредственно на скважине. Шум отрицательно сказывается на состоянии и здоровье человека, ухудшается слух, появляется головная боль. Уровень шума на рабочем месте не должен превышать 80 дБ и должен соответствовать требованиям СанПиН 2.2.2.3359-16.

Основными методами борьбы с шумом согласно с ГОСТ 12.1.029-80 «Общая классификация средств и методов защиты от шума» являются:

1. Использование специализированных средств понижающих уровень шума. К акустическим средствам защиты относятся, звукопоглощение, звукоизоляция, виброизоляция, вибродемпфирование;
2. Применение звукоизолирующих экранов, кожухов, кабин, облицовок, прокладок, опор, конструктивных разрывов, демпфер, а так же глушителей шума;
3. Для защиты от прямого воздействия шума используются звукоизолирующие экраны и перегородки;
4. Использование средств индивидуальной защиты (СИЗ) – наушники;
5. Соблюдение режима труда и охраны труда.

Повышенная загазованность и запылённость воздуха рабочей зоны.

Для работы в местах, с большой вероятностью образования концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе превышающих допустимые санитарные нормы, работники должны обеспечиваться соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД).

Работник при перемещении по производственному объекту обязан носить с собой СИЗОД. В закрытых и плохопроветриваемых помещениях, где существует вероятность выделения в воздух паров газов и пыли, а так же в случаях изменений технологических процессов необходимо осуществлять постоянный контроль и замер показаний воздушной среды. СИЗОД подбираются индивидуально и хранятся на рабочих местах, в специализированных шкафах, каждая в своей ячейке. На каждой ячейке и сумке противогаза, указывается фамилия владельца,

марка и размер маски. Проверка и замена СИЗОД производится в сроки указанные в технических паспортах и заводских инструкциях по эксплуатации.

В местах с повышенной газоопасностью должны быть вывешены предупредительные знаки: «Газоопасно», «Проезд запрещён» и т.п. Работники допускаются к газоопасным работам только после проведения инструктажа. Работы проводятся только при наличии наряда – допуска, а также утвержденного плана ведения газоопасных работ. При газоопасных работах используются газозащитные средства, такие как изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы.

Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе.

Метеорологические условия на производстве или микроклимат производства, характеризуется такими параметрами как: температура воздуха ($^{\circ}\text{C}$); относительная влажность воздуха (%); скорость ветра (м/с); тепловое излучение ($\text{Вт}/\text{м}^2$); атмосферное давление (мм рт. ст.). Эти параметры в сумме и отдельно, влияют на организм человека и его самочувствие.

В зимнее время в отличие от летнего производится временное нормирование рабочего времени на открытом воздухе. Так же производятся определённые мероприятия по уменьшению неблагоприятного воздействия трицательных температур на организм рабочего. Работающие в зимний период обеспечиваются спецодеждой с термозащитными свойствами. При температуре воздуха -40°C и ниже применяется защита органов дыхания и лица. В летний период работающие должны обеспечиваться головными уборами для защиты от солнечных лучей.

5.1.2. Опасные производственные факторы.

Факторы результатом длительного или кратковременного воздействия на человека, которых является ухудшение состояния его здоровья или травма.

Электробезопасность

Электробезопасность современного производства характеризуется электрической опасностью, источником которой являются электрические сети, электрифицированное оборудование и инструмент, работающие на электричестве.

При протекании через тело человека ток, производит термическое, биологическое, электрическое, механическое и световое воздействие.

Различают два вида поражения организма электрическим током:

- Электрические травмы
- Электрические удары.

Электрические травмы - это местные поражения тканей и органов человека. К ним относятся электрические ожоги, электрические знаки и электрометаллизация кожи, механические повреждения в результате непроизвольных судорожных сокращений мышц во время протекания тока, а также электроофтальмия – воспаление глаз в результате воздействия ультрафиолетовых лучей электрической дуги.

Электрический удар – это возбуждение живых тканей организма протекающим через него электрическим током, сопровождается непроизвольным сокращением мышц. Выделяют четыре степени электрических ударов:

I- судорожное сокращение мышц без потери сознания;

II- судорожное сокращение мышц с потерей сознания, но с сохранением дыхания и работы сердца;

III- потеря сознания и нарушение дыхания или деятельности работы сердца;

IV- клиническая смерть.

Поражение человека электрическим током может возникнуть в результате прикосновения: к токоведущим частям, находящимся под напряжением; токоведущим частям которые отключены от источника питания, но на которых остался заряд или появилось напряжение в результате случайного включения; к металлическим нетоковедущим частям после перехода на них напряжения с токоведущих частей. Так же, возможно электропоражение напряжением шага при нахождении человека в зоне растекания тока на землю, электрической дугой в установках с напряжением более 1000 В; при приближении к частям, находящимся под напряжением, на недопустимо малое расстояние, в зависимости от значения высокого напряжения.

Для максимальной защиты персонала предпринимаются следующие меры:

1. Изоляция токоведущих частей оборудования;
2. Заземление точки источника питания или искусственной нейтральной точки;
3. Применение СИЗ, не проводящих токи;
4. Установка знаков предупреждения в местах повышенной опасности.

Опасность механических повреждений.

Основной опасностью получения механических повреждений являются движущиеся машины и механизмы. Для предотвращения получения травм, необходимо соблюдать правила техники безопасности при выполнении различного рода работ.

Необходимо проводить следующие мероприятия по предотвращению механических травм:

- проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- плановая и внеплановая проверка исправности пусковых и тормозных устройств;
- проверка исправности оборудования и своевременное устранение выявленных дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов необходимо использовать коллективные средства защиты – это устройства преграждающие путь человека в опасную зону: сетки, решётки, экраны и кожухи. Так же применяются индивидуальные средства защиты в виде касок, защитных очков и обуви с жёстким носком.

5.2. Экологическая безопасность

5.2.1. Атмосферный воздух

Мониторинг атмосферного создается на Майском нефтяном месторождении согласно Закону РФ «Об охране атмосферного воздуха», Постановлением Правительства от 02.03.2000 № 183, от 21.04.2000 г. № 373, от 15.01.2001 г. № 31 и иным нормативным правовым актам.

Состав контролируемых параметров, регламент контроля, схема размещения измерительных звеньев и пунктов контроля подсистемы мониторинга атмосферного воздуха должны разрабатываться на основании исходных данных и материалов для проектирования и согласовываться со специально уполномоченными территориальными органами исполнительной власти в области охраны атмосферного воздуха, а по мониторингу физических факторов (шума, электромагнитных воздействий и др.), воздуха в рабочей зоне и селебитной территории в зоне влияния выбросов – с учреждениями государственной санитарно-эпидемиологической службы РФ.

При строительстве объектов на месторождении неизбежно будет происходить загрязнение атмосферы за счет выбросов от автотранспорта, спецтехники и от сварочных работ по монтажу оборудования.

Контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу осуществляет специализированная группа контроля загрязнений природной среды согласно плану-графику контроля. При определении количества выбросов рекомендуется использовать прямые методы измерения концентраций загрязняющих веществ в местах непосредственного выделения их в атмосферу и сопоставление их с предельно-допустимым выбросом (ПДВ).

Годовой выброс вещества не должен превышать установленного для данного источника годового значения ПДВ. Максимальный темп выброса ингредиентов не должен превышать установленного для данного источника значения ПДВ.

При осуществлении контроля за соблюдением установленных нормативов выбросов основным должен быть инструментальный метод – прямые замеры технологических параметров источников выбросов, видов и количества выбрасываемых вредных веществ. В случае невозможности проведения прямых измерений допускается использование расчетных балансовых методов путем оценки количественных показателей выбросов по существующим методическим указаниям.

С учетом розы ветров должны быть созданы пункты фоновых наблюдений с относительно чистым атмосферным воздухом.

Расположение пунктов мониторинга атмосферного воздуха и частота определений должны обеспечивать получение данных, необходимых для характеристики состояния воздушной среды на территории и трансграничного переноса загрязняющих веществ. Минимальная периодичность отбора проб – один раз в месяц. В перечень обязательных для фоновых исследований показателей загрязнения атмосферного воздуха входят следующие вещества: азота диоксид, углерода оксид, ангидрид сернистый, углеводороды суммарные, сажа, пыль.

5.2.2 Водные объекты и гидробионты

Мониторинг сточных и поверхностных вод создается на предприятии согласно ст. 92 Водного кодекса РФ и иным нормативным правовым актам.

Основную угрозу загрязнения могут создать стоки с поверхности промышленной зоны. Вполне возможны и фильтрационные утечки сточных вод из накопителей и технологических продуктов из емкостей.

Программа наблюдений поверхностных водоемов территории включает отбор проб воды в намеченных пунктах экомониторинга, что позволит осуществлять оперативное слежение за качеством вод – отделять внешние (трансграничное загрязнение) и обнаруживать внутренние факторы воздействия. Перечень пунктов и створов наблюдения на водотоках и водоемах территории участка пробной эксплуатации будет определен в проекте обустройства с корректировкой в процессе мониторинга по результатам наблюдений первых лет.

Рекомендуемая схема выполнения гидрохиманализов включает следующие объемы работ: ежемесячно определяется содержания в воде нефтепродуктов, хлоридов и кислорода; ежеквартально определяются концентрации взвешенных веществ, азота аммония, азота нитратов, азота нитритов, фосфатов, хлоридов, сульфатов, нефтепродуктов, железа, СПАВ, меди, фенолов, а также показатели рН, сухой остаток O_2 , общая жесткость, органолептические показатели, биологическое и химическое потребление кислорода. Отбор проб из поверхностных водоемов производится в соответствии ГОСТ 17.1.5.05-80.

Исследования грунтовых вод проводить ежеквартально на содержание фосфатов, хлоридов, сульфатов, нефтепродуктов, СПАВ, меди, фенолов, а также рН, общая жесткость.

В донных отложениях обязательному определению (2 раза в год) подлежат нефтепродукты, Fe, Pb, Cu, Mn, Hg, As, Zn, Cr, Ni, 2,4- бенз(а)пирен. Отбор донных отложений производится согласно ГОСТ 17.1.5.01-80.

Согласно гигиеническим требования к составу и свойствам воды водных объектов увеличение содержания взвешенных веществ не должно увеличиваться по сравнению с естественными условиями более чем на 0,25 мг/дм³ для водотоков высшей и первой рыбохозяйственной категории и 0,75 мг/дм³ – для водотоков остальных категорий.

5.2.3 Почвенный и растительный покров

Основные направления почвенно-растительного мониторинга на стадии строительства скважин сводятся к следующему:

- контроль структуры земель. На территории отвода, на границах отвода проводятся контрольные оценки структуры растительного покрова, соотношения земель разного типа, выявления критических участков и зон. Съёмка проводится в ходе строительства и на момент его окончания;

- контроль влияния атмосферных загрязнений. На территории отвода, на границах отвода, проводится оценка влияния атмосферного загрязнения на состояние растительности, оценка угрозы деградации и трансформации растительности как следствие атмосферных эмиссий;

- контроль накопления поллютантов в кормовых и пищевых растениях производится на участках, подвергшихся атмосферному загрязнению. После окончания строительства отбираются пробы растений на химический анализ;

- контроль влияния поверхностных загрязнений. В местах разлива нефтепродуктов, технологических и бытовых стоков проводится контроль процессов деградации и восстановления растительности, оценка степени

загрязненности почв и растений. Отбирают пробы почв и растений на химический анализ;

- контроль механических нарушений почвенно-растительного покрова.

В местах нарушений сообществ, прежде всего там, где механические нарушения растительного покрова могут привести к активизации эрозионных процессов, проводятся наблюдения за процессом деградации и трансформации растительности, оценка возможности и сроков её самовосстановления.

- контроль изменения гидрологического режима. В понижениях рельефа, оказавшихся подпруженными или дренированными, в местах сооружения водопропускных устройств проводятся наблюдения за процессами деградации или трансформации растительности.

При организации контроля за влиянием атмосферных загрязнений на растения и накопления поллютантов в кормовых и пищевых растениях необходимо учитывать, что ПДК для растительности по оксидам азота, и особенно по оксиду серы, ниже санитарно-гигиенических нормативов для воздуха населенных мест. Поэтому при проведении исследований необходимо использовать высокоточные автоматические газоанализаторы с нижним пределом измерения для окислов азота $0,01 \text{ мг/м}^3$, для двуокиси серы – $0,02 \text{ мг/м}^3$.

На момент завершения строительства необходимо провести комплексную оценку последствий техногенного воздействия. Проводится оценка масштабов и направленности трансформации растительности и почв, контроль естественного восстановления растительного покрова на участках, где она была уничтожена в результате механических воздействий и нарушения гидрологического режима, контроль восстановления растительности на рекультивированных территориях.

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

5.3.1. Мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций

Несмотря на то, что возможное вредное воздействие на окружающую среду при эксплуатации месторождения сведено к минимуму, однако практика

показывает, что избежать аварийных ситуаций полностью не удастся. В процессе нефтедобычи может возникнуть ряд чрезвычайных ситуаций, опасных с точки зрения загрязнения окружающей природной среды.

Необходимые мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций на Майском месторождении включают в себя следующее:

- мероприятия по исключению разгерметизации оборудования;
- мероприятия по предупреждению развития аварий и локализации аварийных выбросов;
- обеспечение систем автоматического управления, блокировок, сигнализаций;
- обеспечение взрывопожаробезопасности;
- мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций на объектах газлифтной эксплуатации;
- обеспечение надежности электроснабжения;
- мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций на линейных сооружениях;
- система оповещения администрации и рабочего персонала о возникновении чрезвычайных ситуаций.

Предотвращение разгерметизации системы сбора, транспорта и подготовки нефти обеспечивается использованием материалов, имеющих значительный запас прочности против их физико-механического разрушения, а также системой предохранительных устройств (дыхательные и предохранительные клапана, манометры, задвижки и т.д.).

Для предупреждения развития аварий необходимо предусмотреть систему сигнализации и блокировок, обеспечивающих отключение отдельных видов оборудования по основным параметрам, влияющим на безопасное ведение технологического процесса: давление, температура, уровень раздела фаз в аппаратах. Важную роль в период эксплуатации играет своевременное проведение периодических осмотров оборудования, периодического переиспытания

предохранителей и регулирующей арматуры (предусматривается возможность их снятия без остановки технологического процесса).

Для обеспечения локализации аварийных выбросов важно предусмотреть следующие мероприятия:

- основные потоки снабдить электроприводными задвижками, обеспечивающими отключение аварийного участка в кратчайший срок;

- для предупреждения разливов жидкости по территории (при повреждении емкостного оборудования) площадки, где оно установлено, забетонировать и предусмотреть бордюр по периметру, канализацию;

- все аппараты, протяженные участки трубопроводной обвязки должны иметь дренажные линии для быстрого опорожнения их в дренажно-канализационные емкости;

- резервуары необходимо разместить в каре с обвалованием и с системой канализации;

- обвязкой необходимо предусмотреть возможности перекачки жидкости из одного резервуара в другой в случае повреждения;

- пандусы в насосных блоках должны обеспечивать ликвидацию проливов в помещении.

Оснащение отдельных установок, аппаратов и агрегатов объектов обустройства датчиками, преобразователями, исполнительными механизмами и системой программно-технических средств автоматизации и диспетчерского управления предусмотреть в объеме, позволяющем осуществить следующие основные функции АСУ ТП:

- автоматическое регулирование технологических параметров (давления и уровня рабочих сред);

- автоматическое управление технологическим оборудованием;

- дистанционное управление насосными агрегатами некондиционной нефти (включить-отключить) и переключением всего газа на факел (открыть-закрыть);

Местное управление всеми электроприводами и другими исполнительными механизмами;

- дистанционный контроль температуры и давления во всех сепараторах;
- аварийную и исполнительную сигнализации.

Кроме перечисленных выше функций, обеспечивающих решение оперативных задач по контролю и управлению, АСУ ТП реализует функции, способствующие выполнению инженерно-технических мероприятий по предупреждению и уменьшению загрязнения почвы, водных объектов и атмосферного воздуха промышленными аварийными выбросами, по обеспечению безопасности и противоаварийной устойчивости, по защите населения и территории от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

На всех проектируемых взрыво-пожарных объектах необходимо применять взрывозащищающее электрооборудование, помещения и наружные установки оснастить автоматическими газоанализаторами.

Причинами возникновения пожара могут быть:

- Неисправности электропроводки, розеток и выключателей которые могут привести к короткому замыканию или пробое изоляции;
- Использование поврежденных (неисправных) электроприборов;
- Использование в помещении электронагревательных приборов с открытыми нагревательными элементами
- Возникновение пожара вследствие попадания молнии;
- Неаккуратное обращение с огнем и несоблюдение мер пожарной безопасности;

Профилактические мероприятия

Пожарная профилактика представляет собой комплекс организационных и технических мероприятий, направленных на обеспечение безопасности людей, на предотвращение пожара, ограничение его распространения, а также создания условий для успешного тушения пожара. Одно из условий обеспечения пожаробезопасности – ликвидация возможных источников воспламенения.

Источниками воспламенения могут быть:

- неисправное электрооборудовании, неисправности в электропроводке, электрических розетках и выключателях. Для исключения возникновения пожара

по этим причинам необходимо вовремя выявлять и устранять неисправности, проводить плановый осмотр и своевременно устранять все неисправности;

- неисправные электроприборы. Необходимые меры для исключения пожара включают в себя своевременный ремонт электроприборов, качественное исправление поломок, не использование неисправных электроприборов;

- площадки оборудовать противопожарными средствами. На объектах обустройства разместить необходимые первичные средства пожаротушения.

Предотвращение аварийного разлива нефти обеспечивается следующими мероприятиями:

- использование труб из материалов соответствующих климатическим условиям строительства;

- применение гибких полимернометаллических труб, стеклопластиковых и труб с повышенной коррозионной стойкостью и заводским двусторонним антикоррозийным покрытием;

- секционирование трубопроводов и выделение ремонтно-эксплуатационных участков установкой арматуры;

- послемонтажное испытание трубопровода на прочность и герметичность.

Ликвидация последствий аварийного разлива нефти возлагается на имеющуюся аварийно-восстановительную службу.

Ликвидация разливов нефти – это комплекс организационных, технологических и технических мероприятий, направленных на быструю очистку водных и грунтовых поверхностей от нефтезагрязнений, уменьшения ущерба от загрязнения окружающей среды.

В зависимости от характера аварии и величины разливов нефти к работе по ликвидации аварийных последствий привлекаются соответствующая техника и людские ресурсы.

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Перечень нормативно правовых актов, используемых для гарантийного обеспечения социальной защиты работников и нормативные акты гигиенических требования к работе скважин:

- Мр 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях»
- Мр 2.2.8.0017-10 «Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года» сп52.13330.201
- Госты № 12.1.008-76 о биологической безопасности, включающий общее требования и № 12.1.019-2009 об электробезопасности, с требованиями и номенклатурой видов защиты.
- Постановления Правительства РФ от 21 августа 2000 г. № 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов».
- Федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 № 7.
- Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 № 123-ФЗ (с изменениями).
- Федеральный закон "О лицензировании отдельных видов деятельности" от 04.05.2011 № 99-ФЗ.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

Основные выводы работы сводятся к следующему:

1. В ходе экспериментально-теоретических исследований выявлены основные особенности работы горизонтальных скважин:

- существует *три режима* работы горизонтальной скважины при изменении её длины и постоянстве начальной депрессии (репрессии):

1а. прямо пропорциональная зависимость (режим «насыщения») дебита скважины от длины;

1б. переходный режим, когда при увеличении длины ГС дебит скважины практически не увеличивается;

1в. нелинейно убывающая зависимость распределения элементарного расхода и давления по длине горизонтального участка, с максимально возможной длиной работающего участка при данной депрессии (репрессии).

2. ГДИ показали наличие предельной работающей длины горизонтальной скважины, превышение которой не увеличивает общую производительность скважины.

3. Интервал горизонтального участка после этого значения просто не работает, при увеличении объема закачки (отбора) жидкости (газа) в скважину увеличивается и работающий интервал горизонтального участка.

4. Проведен анализ применимости различных методов для расчета работающей длины горизонтального участка скважины.

Проанализировав работу горизонтальных скважин Майского месторождения, можно прийти к выводу, что разработка объектов Ю₁³⁻⁴ и Ю₁₄₋₁₆ целесообразна горизонтальными скважинами.

Приведены данные определения «работающей» длины горизонтальных скважин по результатам наземных исследований. Приведены фактические данные исследований длины горизонтального участка при бурении, а так же сравнение горизонтальной скважины с вертикальной.

При исследовании горизонтальных скважин Майского нефтяного месторождения на установившихся и неуставившихся режимах фильтрации получены результаты по скв. 101 и другим на подобных объектах свидетельствует о наличии оптимальной длины таких скважин, составляющей 350-400 м в условиях Майского нефтяного месторождения.

В этих двух примерах производительность ГС зависит прямо пропорционально от длины её горизонтального участка, что соответствует существующим методикам расчёта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Технологическая схема разработки Майского нефтяного месторождения: Отчет по договору ПР784, Томск 2010.
2. Подсчёт запасов нефти категории С₂ пласта Ю₁₄₋₁₅ Ю₁³⁻⁴ Майского нефтяного месторождения”. Томск,2012г.
3. Проект пробной эксплуатации Майского нефтяного месторождения», Отв. исполнитель Молодых П.В., Томск, 2010г.
4. Дела скважин №390Р, 391Р, 101ГС,102ГС, 103ГС, 394ГС, 395ГС, 396ГС.
5. Отчет по договору №СИ/Д/161 от 11.12.10 г. “Планирование комплекса ГДИС на Майском месторождении ООО «Альянснефтегаз»”.
6. Алиев З.С., Шеремет В.В. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты. Текст лекций. Изд. «Нефть и газ», Москва 1994 г.-204 с.
7. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. - М.: «Недра», 1954. — 248с.
8. Ибрагимов А.И., Некрасов А.А. «Математическое моделирование разработки газовых месторождений горизонтальными скважинами в трехмерной постановке»// Газовая промышленность, 1997, №6, -с.89-91.
9. Меркулов В.П. «Экспериментальное исследование фильтрации к горизонтальной скважине конечной длины в пласте конечной мощности»// Изв. вузов: Нефть и газ, 1958, №3, - с.24 — 29.
10. Economides M.J., McLennan J.D., Brown E. «Perfomance and accumulation of horisontal wells»// World Oil, 1989. v208, №6, - pp. 41 -45.
11. Joshi S. Horizontal well technology. - Oklahoma.: 1991. — 312с.
- 12.Никитин Б.А., Григулецкий В.Г. «Стационарный приток нефти к одиночной горизонтальной скважине в анизотропном пласте»// Нефтяное хозяйство, 1992, №8, - с. 10-12.

13. Лозин Е.В., Шушарин В.П., Баширов И.Р. и др. Гидродинамические и термометрические исследования в горизонтальных скважинах//Нефтепромысловое дело. - 2005. - №2.-С. 86-88.
14. Мешков В.М, Федоров В.Н., Шешуков А.И. Гидродинамические исследования горизонтальных скважинУ/Нефтепромысловое дело. -2002. - №8.-С. 92-94.
15. Монахов В.В. Приближённое решение задачи распределения расхода жидкости по длине трубы с проницаемыми стенками. Тезисы докладов Научной конференции аспирантов, молодых преподавателей и сотрудников ВУЗов и научных организаций «Молодежная наука – нефтегазовому комплексу», Москва, 2004г. – С.16-17.
- 16.Монахов В.В., Дроздов А.Н. Определение оптимальной длины горизонтальной скважины. Тезисы докладов. VI международный семинар «Горизонтальные скважины», Москва, 2004 г. - С. 85-86.