

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего профессионального образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов

Отделение «Нефтегазовое дело»

Направление подготовки – Нефтегазовое дело

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы

Особенности разработки Х... нефтяного месторождения (Томская область)

УДК 622.276(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3Г	Быстров Александр Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гладких М.А.			

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:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Ю.А.			

Томск - 2018

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление «Нефтегазовое дело»
Отделение школы (ОНД) Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
З-2БЗГ	Быстрову Александру Владимировичу

Тема работы:

Особенности разработки Х... нефтяного месторождения (Томской области)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Научные статьи, публикации на основе которых проводился анализ состояния разработки Х... нефтяного месторождения
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Введение 2. Общие сведения о месторождении и участке недр 3. Основные этапы проектирования разработки Х... месторождения 4. Техника и технология добычи нефти и газа 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения 6. Социальная ответственность
Перечень графического материала	1. Обзорная карта района Х... месторождения 2. Фрагмент схемы нефтегазогеологического районирования Западно- Сибирской нефтегазоносной провинции

	2. Зависимость Рп от Кпо для пласта Ю ₁ ³⁻⁴ 3. Зависимость Рн от Кв для пласта Ю ₁ ³⁻⁴ 4. Зависимость Рп от Кпо для пласта Ю ₁₄₋₁₆ 5. Зависимость Рн от Кв для пласта Ю ₁₄₋₁₆ 6. Динамика добычи, закачки, обводненности, отборов от НИЗ. Х... месторождение 7. Динамика действующего фонда, дебитов нефти и жидкости. Х... месторождение 8. Распределение добывающего и нагнетательного фонда скважин по категориям 9. Показатели рентабельности оптимизаций за 2016 год 10. Эффективность по добыче от оптимизаций за 2016 год 11. Графическое отображение добычи нефти до и после оптимизации скважин
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Макашева Ю.С.
Социальная ответственность	Абраменко Н.С.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	14.03.2018
---	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гладких М.А			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3Г	Быстров Александр Владимирович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗГ	Быстрову Александру Владимировичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Закачка ПОТ реагента в пласт -3373452 р./год;
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Расход (дебит) нефти до ПОТ обработки - 3.3т./год; Расход (дебит) нефти после ПОТ обработки– 6,1т./год
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налог на прибыль – 20%; Ежегодные амортизационные отчисления– 12%.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет прироста добычи нефти
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет расходов реагента (ПОТ)
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет рентабельности ПОТ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	14.03.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗГ	Быстров Александр Владимирович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗГ	Быстров Александр Владимирович

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования – описание особенностей разработки Х... месторождения, в частности добыча нефти с помощью УЭЦН
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.	Рассмотрение источников опасных и вредных факторов: • обследование элементов конструкций на целостность и отсутствие видимых повреждений; • монтаж, демонтаж оборудования; • обеспечение герметичности устьего оборудования; • работа оборудованием, работающим под высоким давлением; • работа в темное время суток. Выяснение мер по обеспечению безопасности работы персонала.
2. Экологическая безопасность	Оценка и анализ воздействия работ по гидродинамическому разрыву пласта на окружающую среду. Комплекс мер по охране окружающей среды.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Оценка возможных чрезвычайных ситуаций. Описание наиболее вероятной ЧС – взрыва, его источников, комплекса мер по обеспечению безопасности.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	14.03.2018
--	------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗГ	Быстров Александр Владимирович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 97 страниц, 12 рисунков, 23 таблиц, 11 источников.

Ключевые слова: геологические запасы нефти, коэффициент нефтеизвлечения, коллектор, пористость, проницаемость, водонасыщенность, скважина, разработка залежи, добыча нефти, методы увеличения нефтеотдачи, заводнение, характеристика фонда скважин.

Объектом исследования являются продуктивные пласты Ю₁³⁻⁴ и Ю₁₄₋₁₆ Х... нефтяного месторождения.

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ особенностей разработки Х... нефтяного месторождения, а именно, основные этапы и текущее состояние разработки месторождения, обоснование способов и режимов эксплуатации скважин и применяемого внутрискважинного оборудования, выбор рационального способа подъема жидкости.

На основании полученных результатов был проведен анализ новой геолого-геофизической информации, который позволил детализировать особенности строения и нефтеносности залежей пластов Ю₁₄₋₁₅ и Ю₁³⁻⁴, а также уточнить положение, морфологию и глубины водонефтяных контактов. Основной способ эксплуатации – электроцентробежные насосы с производительностью 120 м³/сут, что обеспечивает оптимальные технико-экономические показатели разработки месторождения.

Выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office 2016, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в Microsoft Excel. Презентация создана в Microsoft Power Point.

Обозначения и сокращения

ПЗП – призабойная зона пласта

СКВ. – скважина

НГМ – нефтегазовое месторождение

РФ – Российская Федерация

РИР – ремонтно-изоляционные работы

СУ – станция управления

КРС– капитальный ремонт скважин

ЭЦН– электроцентробежный насос

ВНФ – водонефтяной фактор

НИЗ – начальные извлекаемые запасы

ТИЗ – трудноизвлекаемые запасы

КИН – коэффициент извлечения нефти

ЛНФ – легкая нефтяная фракция

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ГОСТ – государственный стандарт

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1. Общие сведения о месторождении.....	13
2. Геологическая характеристика месторождения.....	16
2.1. Геолого - геофизическая изученность.....	16
2.2. Поисково - разведочное бурение и эксплуатационное бурение.....	19
2.3. Нефтегазоносность.....	21
2.4. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов.....	26
2.5. Промыслово-геофизические исследования эксплуатационных скв.....	28
2.5.1. Определение нефтенасыщенности.....	30
2.5.2. Свойства и состав пластовых флюидов.....	32
2.5.3. Гидродинамические исследования скважин.....	43
2.5.4. Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов.....	47
3. Особенности разработки Х... нефтяного месторождения.....	48
3.1. Основные этапы проектирования разработки Х... месторождения.....	48
3.2. Характеристика текущего состояния разработки месторождения.....	50
4. Особенности эксплуатации УЭЦН на Х... месторождении	57
4.1. Выбор способа подъема жидкости.....	57
4.2. Подбор глубиннонасосного оборудования нефтедобывающих скважин Х... месторождения.....	57
4.3. Пример расчета по подбору оборудования установки электроцентробежного насоса на Х... месторождении.....	59
4.4. Анализ причин отказов работ оборудования на Х... месторождении.....	66
4.5. Мероприятия по увеличению МРП УЭЦН, проводимые на Х... месторождении.....	67
4.6. Анализ эффективности оптимизации работы механизированного фонда скважин	68
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения.....	74

5.1 Расчет экономической эффективности потокоотклоняющих технологий на примере Х... месторождения.....	74
5.2. Расчет экономической эффективности применения потокоотклоняющих технологий на примере Х... месторождения.....	78
6. Социальная ответственность.....	83
6.1 Производственная безопасность на Х... месторождении.....	83
6.1.1 Анализ опасных производственных факторов.....	83
6.1.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.....	85
6.1.3 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследования.....	85
6.1.4 Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов.....	89
6.2. Экологическая безопасность.....	90
6.2.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду.....	90
6.2.2. Анализ влияния процесса эксплуатации объекта на окружающую среду..	91
6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	92
6.3.1. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований.....	92
6.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	93
Заключение.....	95
Список использованной литературы.....	96

ВВЕДЕНИЕ

Х... нефтяное месторождение входит в Васюганскую нефтегазоносную область, лицензионный блок №70 – 3. Недропользователем является ООО “Х...”, лицензия ТОМ №Х... НЭ от 28.02.2007г., на право пользования недрами для геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья лицензионного участка Южно-Фестивального 3, в пределах которого расположено Х... месторождение.

Лицензия выдана Министерством природных ресурсов РФ. Срок окончания действия лицензии – 01 марта 2027 г.

Нефтяная компания, ведущая разработку месторождения, прежде всего должна ставить перед собой задачи верного подбора оборудования для нефтедобывающих скважин и определения оптимальных режимов его эксплуатации, продлевающих МРП установок. Основное внимание надо уделять УЭЦН, как основному способу добычи.

В любой нефтяной компании основные задачи это - количество добытой нефти с минимальными затратами, следовательно, выходит на первый план длительность МРП и стоимость ремонта нефтепромыслового оборудования. Одним из самых эффективных методов снижения себестоимости добываемой нефти является снижение потерь добычи от простоя скважин и затрат на текущий ремонт, за счет повышения наработки на отказ глубинного оборудования. Для этого, при эксплуатации скважин с помощью УЭЦН, следует выполнить анализ неисправностей, выявить их причины, и на основании этого принять решение по их устранению и увеличению МРП.

Из существующих методик подбора оборудования, не все могут использоваться на промыслах, где подбор оборудования производится по нескольким расчетным формулам, что не дает требуемой точности. Наиболее распространенная причина остановки оборудования – это ошибки при подборе оборудования.

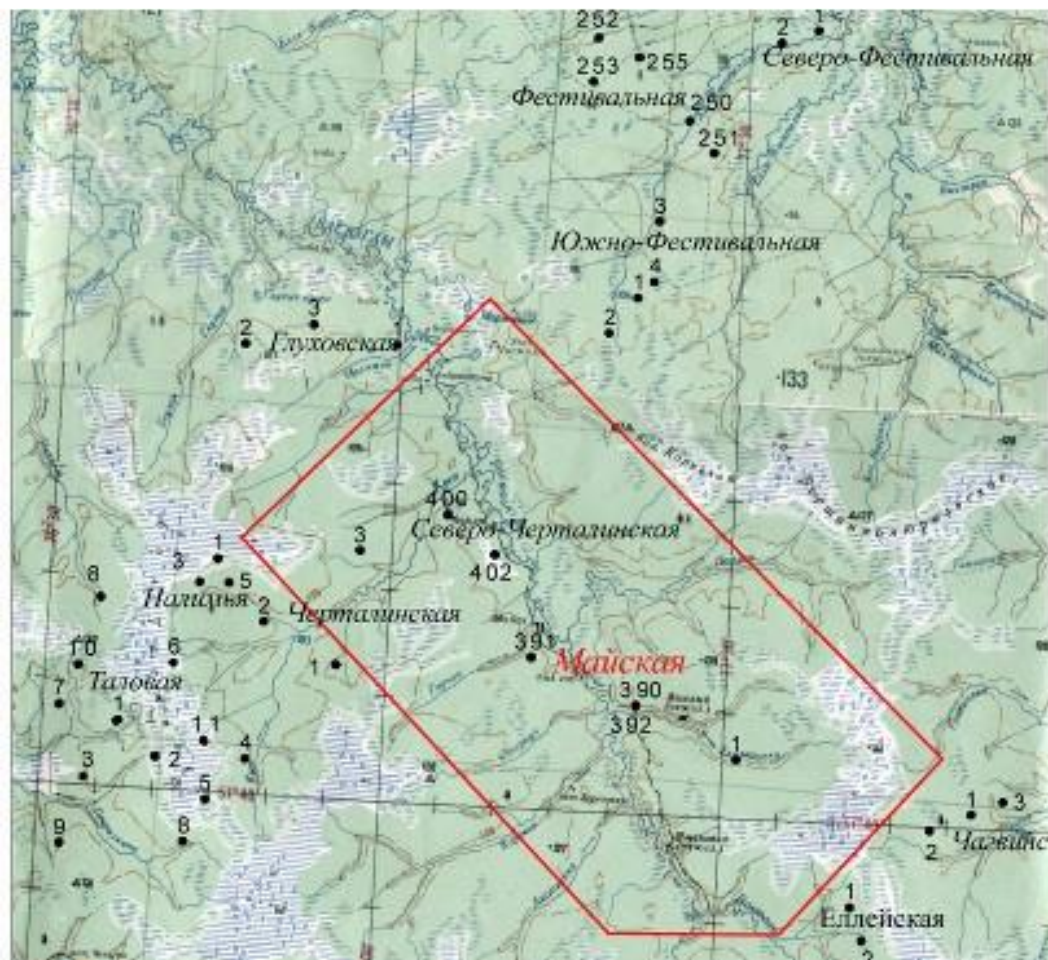
Цель работы – описание особенностей разработки фонда скважин X... нефтяного месторождения.

1. Общие сведения о месторождении

Х... 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 долинами рек и широкими заболоченными водоразделами. Абсолютные отметки рельефа варьируются 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 заселенных - 0,3 - 0,4 м, промерзаемость болот не превышает 0,4 м. Многолетнемерзлых пород, по данным бурения, не выявлено. Среднегодовая норма осадков составляет 400 – 500 мм, максимум приходится на июль - август в летние месяцы и декабрь – январь, в зимние. Снежный покров устанавливается в первой половине ноября и сохраняется до конца апреля. Его высота составляет от 0,4 – 0,5 м на открытых участках и до 2 м в лесной зоне. Реки вскрываются преимущественно в начале мая, ледостав начинается в ноябре, болота промерзают к началу января.

В административном отношении Х... нефтяное месторождение находится на юге Кургаского района Томской области, в пределах лицензионного участка 70. Расстояния до ближайших городов области следующие: до Х..., где находится ближайший аэропорт областного значения – 125 км, до Томска – 470 км (ближайшая железнодорожная станция и речной порт). Ближайший населенный пункт – п. Х..., который расположен в 25 км по зимней дороге [11]



Условные обозначения

1
●
Августин

Скользящие глубоководные бурения,
их номер и имя структуры



Граничные условия

Рисунок 1 - Обзорная карта района Х... месторождения

Для питьевого водоснабжения пригодны воды новомихайловской свиты верхнепалеогенового возраста, для технических нужд и эксплуатационного

бурения можно использовать подземные воды чеганской свиты нижнего олигоцена.

Х... месторождение в промышленно-экономическом отношении находится в Средневасюганском нефтегазоносном районе, который находится в Васюганской нефтегазоносной области. Ближайшие разрабатываемые нефтяные месторождения: Х..., Х..., Х..., Х... и др. В 12 км к югу от месторождения проходит нефтепровод «Х... – Х... – с. Х...» (рисунок 1).

2. Геологическая характеристика месторождения

2.1 Геолого-геофизическая изученность

Х... локальное поднятие расположено в Пудинском нефтегазоносном районе Васюганской нефтегазоносной области. В тектоническом плане оно приурочено к северной периклинали Лавровского наклонного вала [11]

История геологоразведочных работ, исключая предшествующие исследования рекогносцировочно-региональной стадии, на рассматриваемой площади насчитывает около 37 лет. 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 Х... площади были начаты в 1971 г. бурением скважины 390Р расположенной на южном крыле Х... локального поднятия, по результатам испытания скважины была открыта залежь нефти непрямоугольного значения в горизонте Ю₁ (келловей-оксфорд).

В 1976 – 77 гг. в районе Х... 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 Х... поднятия, выполнены новые структурные построения по отражающим горизонтам Па (подошва баженовской свиты) и Ф₂ (кровля доюрских образований). По новому структурному плану Х... площадь включает в себя три локальных поднятия: Х..., Х... и Х...

В пределах Х... 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. 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 Х... площади. В 2005 г. на Х... 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) [2]

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

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) Х... 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 [1]

В пределах Х... группы месторождений за период времени с 2006 по 2010 гг. были отработаны два сейсмических куба МОГТ-3D общей площадью 308 км².

Первый куб площадью 206 км² был отработан в 2006-2008 гг. (с/п 4/2006-2008 гг. ОАО «Самаранефтегеофизика») и в 2009-2010 гг. ОАО

«Хантымансийскнефтегеозика» (с/п 90/2009-2010). Результатом выполненных исследований стало уточнение морфологии и размеров залежей нефти в пределах Х..., Х... и Х... площадей. Кроме того, были построены карты изохрон и структурные карты по основным отражающим горизонтам в масштабе 1:50000.

Второй сейсмический куб МОГТ-3D площадью 102 км² был отработан в 2010-2011 гг. на территории Западно-Х... структуры. Результатом выполненных исследований стало уточнение морфологии и размеров Западно-Х... локального поднятия. Были построены карты изохрон и структурные карты по основным отражающим горизонтам в масштабе 1:50000.

Таким образом, в пределах изучаемой территории объем сейсмических исследований МОГТ-2D в пределах лицензионного участка 70-3 (Южно-Х... 3) отработано 706 пог. км сейсмических профилей МОГТ-2D (плотность профилей 0,754 пог. км/км²).

2.2 Поисково-разведочное бурение и эксплуатационное бурение

Поисковые работы в пределах Х... площади были начаты в 1971 году бурением поисковой скважины 390, в результате испытания которой получен непромысловый приток нефти ($Q_n=1,4 \text{ м}^3/\text{сут}$) с водой ($Q_v=10,8 \text{ м}^3/\text{сут}$) из отложений пласта Ю₁³⁻⁴ васюганской свиты [3]

В 2005 году (в районе скв. 390) была пробурена поисковая скважина 392. В результате ее испытаний были выявлены нефтяные залежи в отложениях пласта Ю₁₄₋₁₅ (тюменская и салатская свиты) и Ю₁³⁻⁴ (васюганская свита). При испытании отложений пласта Ю₁₄₋₁₅ был получен совместный приток нефти ($Q_n=23,3 \text{ м}^3/\text{сут}$) с водой ($Q_v=8,5 \text{ м}^3/\text{сут}$). В процессе испытаний отложений пласта Ю₁³⁻⁴ был получен приток нефти дебитом $3,2 \text{ м}^3/\text{сут}$.

В 2006 году было пробурено две поисковых скважины (393 и 394(с боковым стволом)). Скважина 393 дала приток нефти ($Q_n=124 \text{ м}^3/\text{сут}$) с технической водой ($Q_v=22 \text{ м}^3/\text{сут}$) из отложений пласта Ю₁₄₋₁₅. В скважине 394, при испытании отложений пласта Ю₁³⁻⁴, был получен приток нефти ($Q_n=99,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 12 мм штуцере) с водой ($Q_v=47 \text{ м}^3/\text{сут}$). Результаты бурения данных скважин доказали существенное расширение контуров ранее выявленной залежи.

В 2007 году на месторождении были пробурены три поисково-оценочные (скв. 395, 396 и 397 все с боковыми стволами) и шесть эксплуатационных (скв. 101, 102, 103, 202, 204 и 539) скважин. При испытании пласта Ю₁₃₋₄ в скважине 396 получен приток нефти ($Q_n=233 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 18 мм штуцере) с водой ($Q_v=7,2 \text{ м}^3/\text{сут}$).

В период времени с 2008 по 2012 гг. в пределах Х... месторождения было пробурено 61 скважина, из которых 5 с боковыми стволами.

Таким образом, по состоянию на 01.01.2017 г. в пределах Х... месторождения пробурено 77 скважин (10 боковых стволов), из них: 5 – поисковые, 4 - поисково-оценочные, 2 – разведочные, 1 – параметрическая, 2 – водозаборные и 63 – эксплуатационные (таблица 1) Достигнутая плотность

бурения - 3,2 кв./км². Изученность бурением вскрытой части разреза - 10,6 м/км².

Бурение скважин осуществлялось буровыми установками БУ-3000ЭУ, способ бурения турбинно-роторный. Роторное бурение осуществлялось в интервалах разреза, в пределах которых осуществлялся отбор керна. Бурение скважин осуществлялось на глинистом, глинисто-полимерном и полимерном буровых растворах со следующими параметрами: удельный вес, г/см³: 1,10-1,18; вязкость, с: 40-100, водоотдача, см³/30 мин: 6-15.

Таблица 1- Сведения о пробуренных скважинах по Х... месторождению

№ П/п	Площадь	Скважина	Глубина, м	Альтитуда, м	Дата окончания бурения	Назначение	Примечание
1	М	1	3957	130.2	01.09.80	параметрическая	
2	М	1В3			01.03.08	водозаборная	
3	М	2В3			23.04.09	водозаборная	
4	М	101	3429,12	133.3	17.10.07	эксплуатационная	
5	М	102	3420	133.3	25.06.07	эксплуатационная	2 ствола
6	М	103	3246	133.3	03.08.07	эксплуатационная	
7	М	104	3149	133.3	04.08.08	эксплуатационная	
8	М	105	3448	129.0	04.10.08	эксплуатационная	
9	М	106	3362	129.0	08.03.09	эксплуатационная	
10	М	108	3654	137.0	12.06.09	эксплуатационная	3 ствола
11	М	109	3398	129.0	05.11.08	эксплуатационная	
12	М	110	3620	129.0	02.02.09	эксплуатационная	
13	М	111	3880	137.0	12.07.09	эксплуатационная	
14	М	112	3830	137.0	14.11.09	эксплуатационная	
15	М	113	4017,8	137.0	15.12.09	эксплуатационная	
16	М	114		137.0	08.02.10	эксплуатационная	
17	М	115	3900	130.8	26.10.09	эксплуатационная	
18	М	116		130.8	11.06.10	эксплуатационная	
19	М	119	3860	130.6	21.09.09	эксплуатационная	
20	М	120		130.8	11.03.10	эксплуатационная	2 ствола
21	М	121	3587,5	130.8	02.08.09	эксплуатационная	
22	М	122	3821	130.8	23.12.09	эксплуатационная	
23	М	123		137.0	15.03.10	эксплуатационная	
24	М	201	2900,9	129.0	26.12.08	эксплуатационная	
25	М	202	3194	133.3	10.11.07	эксплуатационная	
26	М	204	2920	133.3	08.09.07	эксплуатационная	
27	М	205	3145	133.3	20.02.08	эксплуатационная	
28	М	206	2873,7	133.3	27.06.08	эксплуатационная	
29	М	207	2852	137.0	09.10.09	эксплуатационная	
30	М	208	3024	129.0	19.08.08	эксплуатационная	
31	М	209	3209,2	129.0	07.09.08	эксплуатационная	
32	М	210	2993,4	129.0	15.07.08	эксплуатационная	
33	М	211	2930	129.0	02.08.08	эксплуатационная	
34	М	213		130.8	02.05.10	эксплуатационная	
35	М	215	2905	130.6	08.07.09	эксплуатационная	
36	М	217		137.0	11.08.09	эксплуатационная	
37	М	218	3963,8	137.0	27.09.09	эксплуатационная	2 ствола
38	М	219		130.8	15.05.10	эксплуатационная	

№ П/п	Площадь	Скважина	Глубина, м	Альтитуда, м	Дата окончания бурения	Назначение	Примечание
39	М	220		130.8	05.04.10	эксплуатационная	
40	М	223		137.0	03.01.10	эксплуатационная	
41	М	224	2935,6	130.6	16.08.09	эксплуатационная	
42	М	226		130.8	15.01.10	эксплуатационная	
43	М	228	3718,3	130.8	26.11.09	эксплуатационная	2 ствола
44	М	390	3093	127.7	01.03.72	поисковая	
45	М	391	2860	103.6	19.07.72	поисковая	
46	М	392	3138	128.5	14.05.05	поисковая	
47	М	393	3070	127.9	04.05.06	поисковая	
48	М	394	3108	127.9	04.07.06	поисковая	2 ствола
49	М	395	3142	128.7	28.03.07	поисково-оценочная	
50	М	396	3350	128.7	04.06.07	поисково-оценочная	2 ствола
51	М	397	3220	128.7	14.08.07	поисково-оценочная	2 ствола
52	М	510	3125,8	129.0	24.04.08	эксплуатационная	
53	М	511	3110,7	129.0	23.06.08	эксплуатационная	
54	М	524	3510	130.8	05.11.10	эксплуатационная	
55	М	527	3196	133.3	27.06.08	эксплуатационная	
56	М	529	3301	133.3	08.05.08	эксплуатационная	
57	М	530	3226	133.3	26.03.08	эксплуатационная	
58	М	538	3376	133.3	22.04.08	эксплуатационная	
59	М	539	3270	133.3	27.12.07	эксплуатационная	
60	М	542	3428	133.3	24.01.08	эксплуатационная	
61	М	568	3160	130.6	21.06.09	поисково-оценочная	
62	М	570	3720	130.8	20.07.10	разведочная	
63	М	574	4110	137.0	24.09.10	эксплуатационная	
64	М	590	3756	126.3	23.09.11	эксплуатационная	
65	М	591	3977	137.0	26.06.10	эксплуатационная	
66	М	611	3059	129.0	02.06.08	эксплуатационная	
67	М	616	3134	129.0	17.05.08	эксплуатационная	
68	М	632	3270	133.3	16.05.08	эксплуатационная	
69	М	633	3096	130.8	25.11.10	разведочная	
70	М	634	3177	130.8	24.09.10	эксплуатационная	
71	М	667	3949	126.3	17.10.11	эксплуатационная	2 ствола
72	М	682	4063	137.0	10.11.10	эксплуатационная	
73	М	683	3447	137.0	22.08.10	эксплуатационная	
74	М	687	3350	137.0	27.11.10	эксплуатационная	
75	М	697	3877	126.3	22.07.11	эксплуатационная	2 ствола
76	М	698	3413	137.0	21.05.10	эксплуатационная	
77	М	699	3830	137.0	28.07.10	эксплуатационная	

2.3 Нефтегазоносность

Промышленная нефтеносность Х... месторождения связана с песчаными отложениями пласта Ю₁₄₋₁₆ (аален) тюменской свиты и Ю₁³⁻⁴ (келловей-оксфорд) васюганской свиты (рисунок 2) [1]

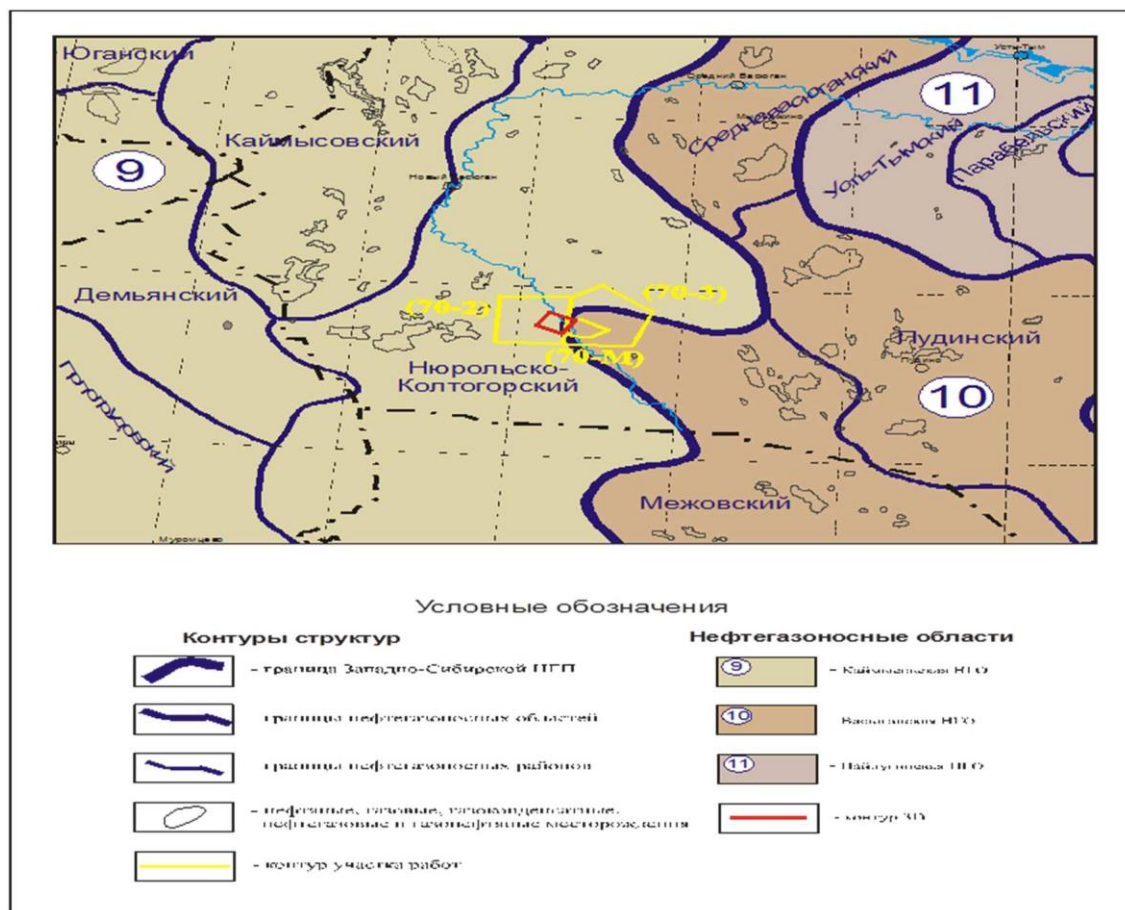


Рисунок 2 - Фрагмент схемы нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

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. Текстурные и структурные характеристики песчаников указывают на их аллювиальный генезис.

В скважине 390Р 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 392Р 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 свабирования 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 393Р 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 свабирования 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 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 Х... 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 косой 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.

Положение ВНК принято в соответствии с утвержденным в подсчете запасов условным уровнем на отметке -2552,0 м по дополнительной изогипсе 2552 м на структурной карте, построенной по первому проницаемому пропластку пласта Ю₁³⁻⁴.

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

Определение коэффициента пористости

В 2014 г. в рамках выполнения отчета «Подсчет геологических запасов УВ и ТЭО КИН продуктивных пластов Х... месторождения» (ЗАО «Пангея») проводилась интерпретация материалов ГИС [1]

В зависимости от полноты выполненного комплекса ГИС оценка пористости коллекторов пластов васюганской и тюменской свит по скважинам Х... группы месторождений проводилась по данным метода самопроизвольной поляризации, нейтронного, гамма-гамма плотностного и акустического каротажей.

Оценка коэффициента пористости по акустическому каротажу проводилась по взаимосвязям типа «кern-ГИС», полученным для коллекторов по данным керн скважин Майской группы месторождений:

- $K_p AK = 0.2 * DT - 33.6$ для пластов Ю1М, Ю13-4;
- $K_p AK = 0.2 * DT - 25.1$ для пластов Ю11-15.

Оценка коэффициента пористости по данным гамма-гамма плотностного каротажа (ГГК) проводилась по формуле:

$$K_p ГГК = (\delta_{ск} - \delta_{пл}) / (\delta_{ск} - \delta_{ж}),$$

где: $\delta_{ск}$ - плотность скелета (принята равной 2.67 г/см³);

$\delta_{ж}$ - плотность жидкости (принята равной 1).

Оценка пористости по данным нейтронного каротажа (НК) проводилась по известной методике двух опорных пластов:

$$\omega \Sigma = 10^{**} (\lg \omega_{п} + (\lg (\omega_{гл} / \omega_{п})) * (NK_{п} - NK_{i}) / (NK_{п} - NK_{гл})),$$

где:

$\omega_{п}$; $NK_{п}$ - водородосодержание опорного пласта с максимальным значением НК и максимальное значение НК соответственно;

$\omega_{\text{гл}}$; $\text{НК}_{\text{гл}}$ - водородосодержание опорного пласта с минимальным значением НК и минимальное значение НК соответственно;

НК_i - текущее значение НК.

Коэффициент открытой пористости по нейтронному каротажу находился по зависимости:

$$K_{\text{по}} = \omega \Sigma - \omega_{\text{св}} * K_{\text{гл}},$$

где:

$\omega \Sigma$ - суммарное водородосодержание;

$\omega_{\text{св}}$ - водородосодержание связанной воды, принято равным $\omega_{\text{св}} = 0.34$;

$K_{\text{гл}}$ - коэффициент объемной глинистости находился по указанной выше зависимости Ларионова.

Оценка коэффициента пористости коллекторов по относительной амплитуде СП проводилась по обобщенной зависимости для юрских отложений Томской области:

$$K_{\text{п СП}} = 0,11 * \alpha_{\text{СП}} + 0,069$$

где: $\alpha_{\text{СП}}$ - относительный параметр СП.

Определение коэффициента нефтенасыщенности коллекторов проводилось по стандартной методике с использованием зависимостей параметра пористости от коэффициента пористости и параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности, полученных по результатам исследования керна.

Аналитически полученные взаимосвязи выглядят следующим образом:

$$P_{\text{п}} = 1.07 K_{\text{п}} - 1.67; P_{\text{н}} = 0.92 K_{\text{в}} - 1.86 \text{ - для пластов Ю1М, Ю13-4;}$$

$$P_{\text{п}} = 1.08 K_{\text{п}} - 1.69; P_{\text{н}} = 1.05 K_{\text{в}} - 1.83 \text{ - для пластов Ю11-15.}$$

Где:

$P_{\text{п}}$, $P_{\text{н}}$ – параметры пористости и насыщения,

$K_{\text{п}}$, $K_{\text{в}}$ – коэффициенты пористости и водонасыщенности соответственно.

Определение коэффициента проницаемости

Коэффициент проницаемости не является подсчетным параметром, однако, знание фильтрационных характеристик объекта дает возможность оптимально спроектировать схему разработки месторождения, тем самым обеспечив максимально возможное извлечение запасов и минимизировать производственные затраты.

Определение коэффициента проницаемости коллекторов продуктивных отложений верхней и нижней юры по скважинам Х... месторождения проводилось с использованием взаимосвязей типа керн – керн, полученных для изучаемых отложений на основе результатов керновых исследований:

- $K_{пр} = 0.0003 * e^{0.6477 K_{п}}$ – для отложений верхней юры,
- $K_{пр} = 0.0011 * e^{0.5353 K_{п}}$ – для отложений нижней юры,

где $K_{п}$, $K_{пр}$ – коэффициенты открытой пористости и абсолютной проницаемости соответственно [1]

2.5 Промыслово-геофизические исследования эксплуатационных скважин

В процессе разработки Х... месторождения проводился следующий комплекс промыслово-геофизических исследований скважин:

- замеры пластовых, забойных давлений и температур;
- замеры параметров работы скважин;
- исследования профилей притока и приемистости;
- определение технического состояния колонны.

Объем исследований скважин Х... месторождения, с момента ввода их в эксплуатацию, представлен в (таблице 2)

Оценивая объем исследований по определению профиля приемистости с начала разработки, следует отметить, что охват исследованиями эксплуатационного фонда составляет 24,4%. Целенаправленных исследований для выявления характера профиля притока не проводилось [2]

По определению технического состояния колонны проводились единичные исследования. Как правило, исследование проводится при сдаче скважины в эксплуатацию, и при отсутствии признаков изменения первоначального состояния не повторяется.

Таблица **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует.** -

Объем исследовательских работ по скважинам X... месторождения

№ скв.	Определение тех. состояния колонны	Отбивк а забоя	Определение уровня жидкости	Исследовани я профиля притока	Исследования профиля приемистости	Термометрия	Барометрия
102						1	1
119	1						
201					5		
202		1			6		
204					7		
205					7		
206					3		
208					4		
209					3		
210					4		
211					8		
224	1				2		
392					1		
393				1			
394			1			1	1
396			1			1	1
397		4			7		
510				2			
539		4					
632					1		
2P					1		
218				1			
568				1			
228				1			
616				1			
633				1			
698				3	1		
207					1		
213					2		
215					8		
217					2		
218					1		
219					2		
220					1		
223					2		

№ скв.	Определение тех. состояния колонны	Отбивка забоя	Определение уровня жидкости	Исследования профиля притока	Исследования профиля приемистости	Термометрия	Барометрия
226					3		
228					3		
569				1			
611				1			

2.5.1 Определение нефтенасыщенности

Определение нефтенасыщенности коллекторов Х... месторождения проводилось по формуле Арчи-Дахнова [2]:

$$K_H = 1 - \sqrt[n]{\frac{a * b * \rho_{\text{в}}}{K_{\text{но}}^m * \rho_n}} \quad (1)$$

где

$\rho_{\text{в}}$ – сопротивление пластовой воды

$K_{\text{по}}$ – коэффициент открытой пористости

ρ_n - сопротивление пласта

a, m, b, n – параметры Арчи

Принятые параметры для расчета нефтенасыщенности представлены в таблице 3

Таблица 3 - Параметры для расчета нефтенасыщенности

Параметр	Ю ₁ ³⁻⁴	Ю ₁₄₋₁₆
$\rho_{\text{в}}$, 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 (P_n) и параметра насыщенности (R_n), рисунки 3, 4, 5, 6

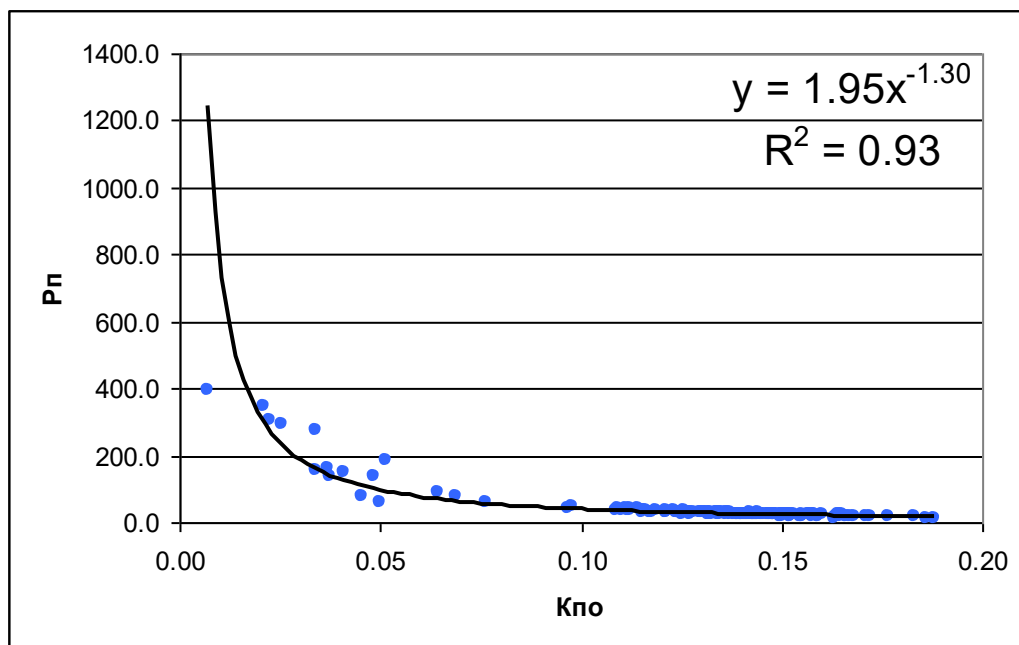


Рисунок 3 - Зависимость R_p от $K_{по}$ для пласта Ю_1^{3-4}

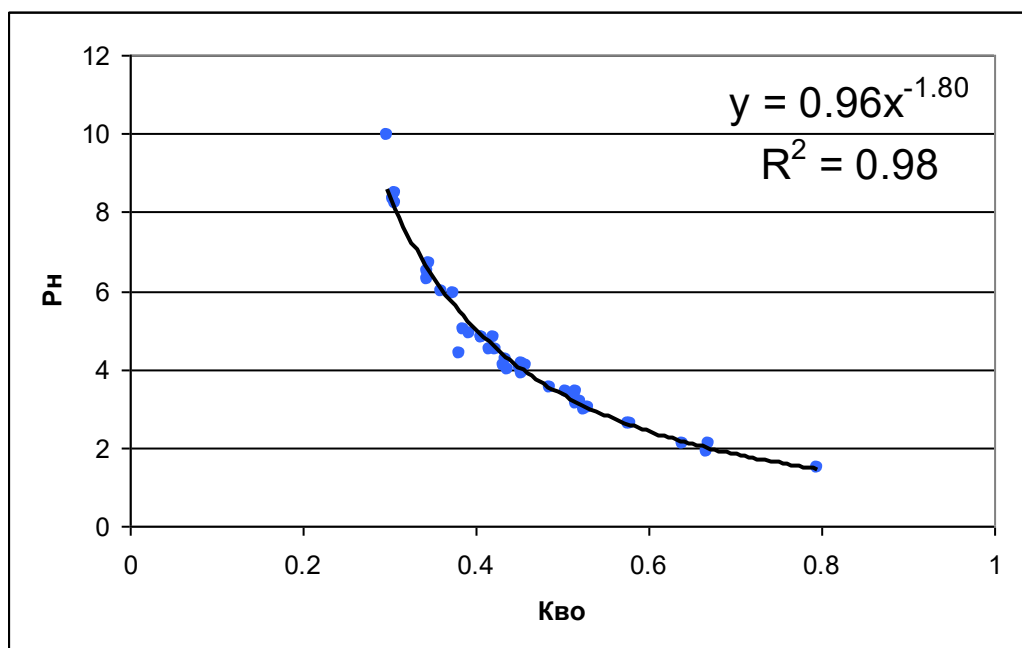


Рисунок 4 - Зависимость R_h от K_v для пласта Ю_1^{3-4}

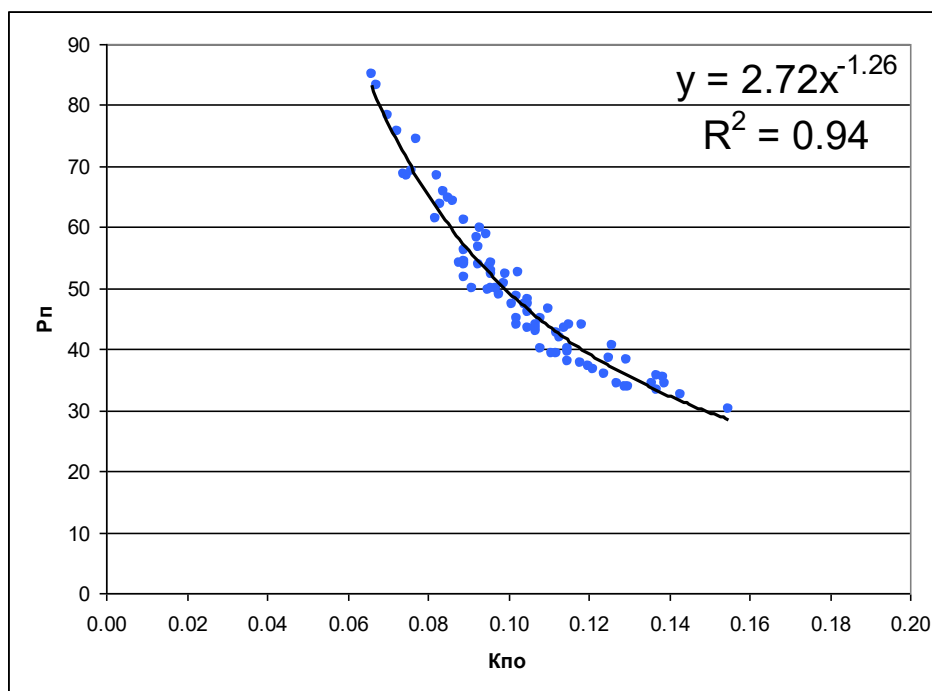


Рисунок 5 - Зависимость P_n от $K_{по}$ для пласта Ю_{14-16}

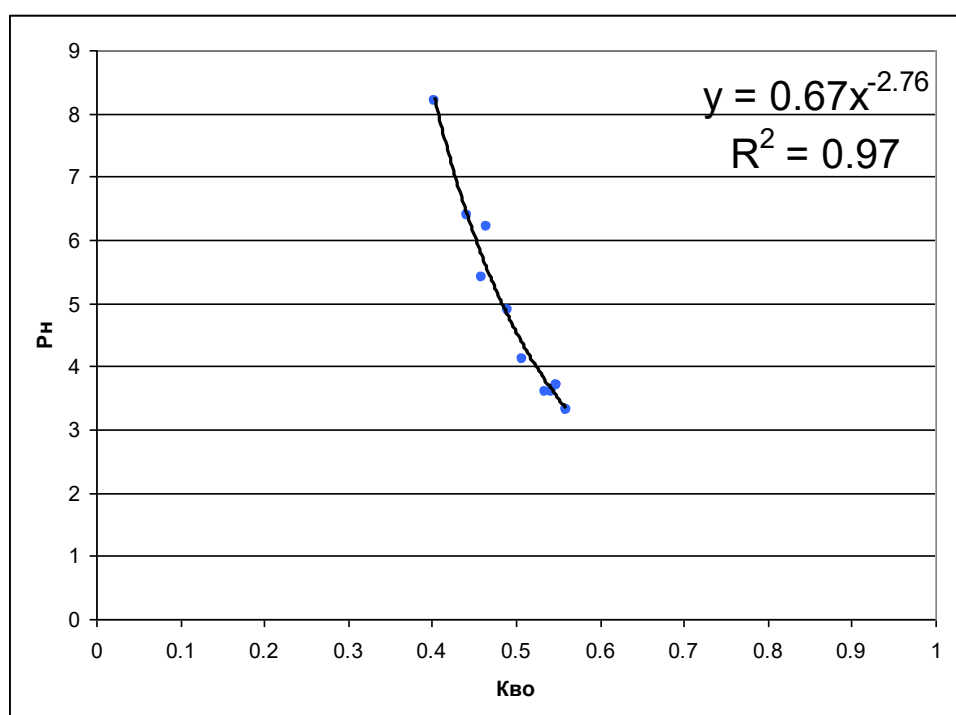


Рисунок 6 - Зависимость P_n от K_v для пласта Ю_{14-16}

2.5.2 Свойства и состав пластовых флюидов

Анализ физико-химических и товарно-эксплуатационных характеристик продукции скважин Х... месторождения проводился на

глубинных пробах, отобранных в ходе испытания пластов Ю14-15 и Ю13-4, в скважинах №№ 102, 205, 224, 510, 527, 568 [3]

Пласт Ю₁₄₋₁₅. Физико-химические свойства нефти пласта Ю₁₄₋₁₅ Х... месторождения определены по данным трех глубинных проб скв. №№568, 527 (таблица 4)

В таблице приведены усредненные значения физико-химических свойств дегазированной нефти пластов Ю₁₄₋₁₅, (таблица 5)

При Подсчете запасов в 2016 г приняты следующие параметры нефти пласта Ю₁₄₋₁₅ Х... месторождения:

- плотность нефти в поверхностных условиях – 0,789 г/см³;
- объемный коэффициент – 1,298;
- пересчетный коэффициент – 0,770;
- газовый фактор – 104,8 м³/т.

Пласты Ю13, Ю12 , Ю11 Нефть пластов Ю13 , Ю12 , Ю11 на территории Х... месторождения глубинными пробами не охарактеризована, поэтому подсчетные параметры нефти и растворенного газа приняты по аналогии с пластом Ю14-15 (таблица 6, 7)

Таблица 4 - Физико-химические свойства нефти пласта Ю14-15 Х...
месторождения

Наименование параметра	Численные значения	
	Диапазон значений	Принятые значения
Плотность в условиях пласта, кг/м ³	681,5-682,1	681,8
Вязкость в условиях пласта, МПа·с	0,55-0,57	0,56
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа·10 ⁻⁴	17,3-17,8	17,6
Объемный коэффициент пластовой нефти		
при однократном (стандартном) разгазировании	1,365-1,382	1,37
при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	1,285-1,312	1,298
Плотность нефтяного газа, кг/м ³ , при 20оС:		
при однократном (стандартном) разгазировании	1,308-1,353	1,331
при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	1,114-1,206	1,16
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³ , при 20оС:		
при однократном (стандартном) разгазировании	797,8-800,1	799
при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	786,4-791,8	789,1

Таблица 5 - Физико-химическая характеристика дегазированной нефти пластов Ю14-15 Х... месторождения

Наименование параметра	Количество исследованных		Диапазон значений	Среднее значение
	скважин	проб		
Плотность при 20оС, кг/м ³	2	3	797,8-800,1	798,1
Вязкость, мм ² /с	2	3		
при 20оС	2	3	застывает	
при 50оС	2	3	2,00-2,60	2,3
Молярная масса, г/моль	2	3	177,8-184,5	181,2
Температура застывания, оС	2	3	22-23	22,5
Массовое содержание, %				
серы	2	3	0,055-0,02	0,038
смола силикагелевых	2	3	1,29-2,16	1,73
асфальтенов	2	3	0,09-0,14	0,12
парафинов	2	3	18,0-19,4	18,7
Температура плавления парафина, оС	2	3	39-42	41,5
Температура начала кипения, оС	2	3	39-51	45
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %				
до 100оС	2	3	6-8,5	7,3
до 150оС	2	3	16,5-19,5	18
до 200оС	2	3	27,0-28,5	27,8
до 250оС	2	3	36,0-37,5	35,8
до 300оС	2	3	48,0-48,0	48
Шифр технологической классификации	По ГОСТ Р 51858-2002 нефть относится к 1 классу и 0 типу			

Таблица 6 - Компонентный состав растворенного газа пласта Ю14-15 Х...
месторождения

Наименование компонентов, параметров	527	568	среднее
He	0,001	0,01	0,006
H ₂	0,069	0,221	0,145
CO ₂	3,058	2,892	2,975
N ₂	1,201	1,581	1,391
CH ₄	57,756	62,846	60,301
C ₂ H ₆	7,369	5,78	6,575
C ₃ H ₈	13,328	10,788	12,058
i-C ₄ H ₁₀	8,601	7,791	8,196
n-C ₄ H ₁₀	4,556	3,867	4,212
i-C ₅ H ₁₂	2,227	2,072	2,15
n-C ₅ H ₁₂	0,948	1,02	0,984
C ₆ H ₁₄	0,598	0,73	0,664
C ₇ H ₁₆	0,229	0,34	0,285
C ₈ H ₁₈	0,049	0,062	0,056
C ₉ H ₂₀ +высшие	0,01	0,0001	0,005
Молярная масса, г/моль	26,79	28,35	27,57
Плотность в станд. условиях, кг/м ³	1,114	1,206	1,16

Таблица 7 - Промысловые и подсчетные параметры нефти пласта Ю14-15, принятые при подсчете запасов

Месторождение	Скв	Пласт	Интервал перфорации , м	Дата отбора пробы	$P_{\text{нас}}$, МПа	β_n 1/МПа·л 0 ⁻⁴	$\rho_n^{\text{пл}}$, кг/м ³	$\nu_n^{\text{пл}}$ мПа·с	$\rho_{\text{г}}^{\text{ст}}$, кг/м ³	ГФ, м ³ /т	ОК	$\rho_n^{\text{ст}}$	Θ
Х...	527	Ю ₁₄₋₁₅	3157-3160 3164-3177	05.11.2008	11,6	17,8	681,5	0,57	1,114	100,4	1,282	0,786	0,780
	568		3068-3076 3084-3090	17.08.2009	12,1	17,3	682,1	0,54	1,206	109,2	1,314	0,792	0,761
	Принятые значения:				11.9	17,6	681,8	0,56	1,160	104,8	1,298	0,789	0,770

Пласт Ю₁³⁻⁴

Физико-химические свойства нефти пласта Ю13-4 Х... месторождения, полученные при изучении 11 глубинных проб отобранных из скважин №№ 102, 205, 224, 510, 527 и 568, (таблица 8)

Сведения о компонентном составе дегазированной нефти (таблица 9)

Сведения о компонентном составе нефтяного газа приведены в таблице 10

При Подсчете запасов 2014 г. (ЗАО «Пангея») для пласта Ю13-4 Х... месторождения приняты следующие подсчетные параметры, таблица 11:

- плотность нефти в поверхностных условиях – 0,825 г/см³;
- объемный коэффициент – 1,201;
- пересчетный коэффициент – 0,833;
- газовый фактор – 71,3 м³/т.

Пласт Ю1М По пласту Ю1М отбор глубинных и поверхностных проб не проводился. В связи с этим, подсчетные параметры пласта Ю1М приняты по аналогии с пластом Ю13-4 Х... месторождения [1]

Таблица 8 - Физико-химические свойства нефти пласта Ю13-4 Х...
месторождения

Наименование параметра	Численные значения	
	Диапазон значений	Принятые значения
Пластовое давление, МПа	27-27	27
Пластовая температура, оС	85-88	85,6
Давление насыщения, МПа	7,8-12	9,5
Газосодержание, м3/т	57,2-97,6	71,3
Плотность в условиях пласта, кг/м3	705,3-758,4	740,8
Вязкость в условиях пласта, МПа·с	0,64-1,11	0,96
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10-4	12,8-16,1	14,1
Объемный коэффициент пластовой нефти		
при однократном (стандартном) разгазировании	1,194-1,296	1,231
при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	1,162-1,261	1,201
Плотность нефтяного газа, кг/м3, при 20оС:		
при однократном (стандартном) p	1,189-1,266	1,235
при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	1,062-1,194	1,135
Плотность дегазированной нефти, кг/м3, при 20оС:		
при однократном (стандартном) разгазировании	808,8-837,1	831
при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	802,7-832,4	825,2

Таблица 9 - Физико-химическая характеристика дегазированной нефти
пласта Ю13-4 Х... месторождения

Наименование параметра	Количество		Диапазон значений	Среднее значение
	скважин	проб		
Плотность при 20оС, кг/м3	5	11	808,8-837,1	831
Вязкость, мм2/с				
при 20оС	5	11	6,29-6,58	6,4
при 50оС	5	11	2,8-3,14	3
Молярная масса, г/моль	5	11	183,9-199,3	190
Температура застывания, оС	5	11	-20	7,6
Массовое содержание, %				
серы	5	11	0,15-0,42	0,4
смола силикагелевых	5	11	3,12-6,83	5,4
асфальтенов	5	11	<0,1-1,24	0,7
парафинов	5	11	4,41-19,77	9,9
Температура плавления парафина, оС	5	11	27-46	34,4
Температура начала кипения, оС	5	11	43-51	47,6
Фракционный состав (объемное содержание)				
до 100оС	5	11	05.авг	6,1
до 150оС	5	11	15,5-19	16,8
до 200оС	5	11	26-29,5	27,1
до 250оС	5	11	35-38	36,5
до 300оС	5	11	46,5-50	48,1
Шифр технологической классификации	По ГОСТ Р 51858-2002 нефть относится к 1 классу и 1 типу			

Таблица 10 - Компонентный состав растворенного газа пласта Ю13-4 Х...
месторождения

Наименование компонентов, параметров	102	224	205	510	568	среднее
He	0,002	0,006	0,01	0,006	0,003	0,005
H ₂	0,009	0,005	0,059	0,278	0,007	0,072
CO ₂	1,31	1,468	1,317	0,267	1,566	1,186
N ₂	1,72	1,591	1,692	1,663	1,651	1,664
CH ₄	68,342	65,312	69,287	63,107	63,627	65,935
C ₂ H ₆	6,105	6,098	6,101	6,431	6,302	6,207
C ₃ H ₈	10,36	10,768	10,463	11,745	11,873	11,042
i-C ₄ H ₁₀	4,365	5,331	4,062	7,9	5,558	5,443
n-C ₄ H ₁₀	4,305	4,976	3,995	4,056	5,042	4,475
i-C ₅ H ₁₂	1,43	1,873	1,181	2,275	1,867	1,725
n-C ₅ H ₁₂	0,99	1,249	0,828	1,058	1,209	1,067
C ₆ H ₁₄	0,7	0,872	0,546	0,817	0,842	0,755
C ₇ H ₁₆	0,295	0,385	0,218	0,332	0,381	0,322
C ₈ H ₁₈	0,065	0,066	0,053	0,065	0,072	0,064
C ₉ H ₂₀ +высшие	0,002	0,0001	0,014	0,000	0,0001	0,003
Молярная масса, г/моль	25,54	27,61	25,6	28,29	28,07	27,02
Плотность в станд. условиях, кг/м ³	1,062	1,175	1,064	1,18	1,194	1,135

Таблица 11 - Промысловые и подсчетные параметры нефти пласта Ю₁³⁻⁴, принятые при Подсчете запасов

Месторож- дение	Скв	Пласт	Интервал перфорации, м	Дата отбора пробы	P _{нас} , МПа	β _н 1/МПа·10 ⁻⁴	ρ _н ^{пл} , кг/м ³	ν _н ^{пл} мПа·с	ρ _г ^{ст} , кг/м ³	ГФ, м ³ /т	ОК	ρ _н ^{ст}	Θ
М	102	Ю ₁ ³⁻⁴	2901-3420	04.02.2008	9,5	14,5	738,4	0,96	1,062	75,2	1,2	0,83	0,833
	205		2705-2720	22.07.2008	7,8	13,5	758,4	1,03	1,064	57,2	1,16	0,83	0,862
	224		2859-2862	21.10.2009	9	12,8	752,1	1,11	1,175	62,1	1,186	0,832	0,843
	510		2710-2712	02.12.2009	12	16,1	705,3	0,64	1,18	97,6	1,267	0,803	0,789
			2716-2721										
	568		2754-2759	12.09.2009	9,2	13,4	749,7	1,07	1,194	64,4	1,193	0,832	0,838
	Принятые значения					9,5	14,1	740,8	0,96	1,135	71,3	1,201	0,825

2.5.3 Гидродинамические исследования скважин

Поисковое бурение на территории Х... месторождения начались в 1971 г. бурением скважины 390. На перечисленных месторождениях результатами гидродинамических и промыслово-геофизических исследований доказана нефтеносность отложений салатской (пласт Ю15), тюменской (пласты Ю14, Ю13, Ю12 и Ю11), васюганской (пласты Ю₁₃₋₄ и Ю1М) свит. Результаты испытаний продуктивных пластов приведены (таблица 12 [3])

На Х... месторождении в эксплуатационной колонне испытано 13 объектов в 17 скважинах. Объектами гидродинамических исследований являлись отложения пластов Ю1М и Ю13-4 васюганской свиты, пластов Ю14-15 тюменской и салатской свит, а также породы верхней части доюрского комплекса.

Вскрытие пластов в колонне производилось перфораторами ПК-80, ПКС-80, ПКС-105, ПКТ-114, ПР-43, КПр-65, Predator 3 3/8, ЗПКО-102DN-01, ЗПКО-89АТ-10 (01), ЗПКО-73ПП-19, ЗПКС-80, МЕГА-П89БП (БО), 4505 UltraJet, 4505 Power Jet. Завершения горизонтальных стволов скважин оборудовались фильтрами ФСЭЛ, через которые осуществлялись испытания (без перфорации).

Вызов притока осуществлялся путем смены бурового раствора на техническую воду (в отдельных случаях на нефть), либо сваби́рованием или с помощью погружного центробежного насоса (ЭЦН). При необходимости, если притока не было получено или его интенсивность была низкой, применялись методы интенсификации. К их числу относится глино-кислотная обработка (скв. 215). Воздействие на пласт осуществлялось как методом продавки, так и методом кислотной ванны.

Таблица 12 - Результаты испытания продуктивных пластов Х... месторождения в эксплуатационной колонне

№ скв.	Дата испытания	Пласт	Интервал испытания, м		Тип перфоратора	D _{шт} , мм	□Р, МПа	Дебит			ГФ, м³/м³	Р _{пл.} , МПа Глуб. зам.	Т _{пл.} , °С Глуб. зам.	Кпр, мД	К _{прод.} , м³/сут·атм	Примечание
			от	до				нефть м³/сут	газ тыс. м³/сут	вода м³/сут						
205	17.03.08 09.07.08	PZ	3105	3109	ЗПКО-89DN-00, <u>ЗПКО-102DN-01</u> 35	3				5.3						Фонтанирование
215	26.08.09 03.09.09	Ю ₁ ³⁻⁴ + Ю ₁ ^М	2837	2860	<u>ЗПКТ-89АТ-М-03</u> 19	18		38.9								ГКО, ЭЦН. СДУ=1609 м.
228	27.02.10 17.03.10	Ю ₁₄₋₁₅	3685 3708.3	3703.5 3714	<u>ЗПКО-89АТ-М-03</u> 19			пленка		2.4					0.0203	ГНКТ (азотная обработка пласта). СДУ=1900 м.
390	14.09.72 07.10.72	Ю ₁ ³⁻⁴	2675	2693	<u>ПК-80</u> 16.5			1.4		10.8		27.7	85			СДУ=727 м.
392	29.08.05 18.09.05	Ю ₁ ³⁻⁴ + Ю ₁ ^М	2665.5 2667.9 2671.3	2666.1 2670.3 2673.1	<u>Predator 4 1/2"</u> 16.6		15.6	3.2				26.7			0.02	
392	23.05.05 29.08.05	Ю ₁₄₋₁₅	2980	2995	<u>ЗПК-89АТ-03 и-09</u> 20+20		14.4	23.3		8.5		29.4	98.7	3.7	0.221	После ГРП СДУ=510 м.
393	11.01.07 01.02.07	Ю ₁₄₋₁₅	2983.0 2989.0 2993.0 2996.5 2998.5	2987.0 2990.5 2995.5 2997.5 3000.0	<u>ЗПК-89АТ-03 и-09</u> 20+20			1.8				<u>101</u> 2982				СДУ=1605 м.
393	02.02.07 04.04.07	Ю ₁₄₋₁₅	2956.0 2993.0 2996.5 2998.5	2990.5 2995.5 2997.5 3000.0	<u>ЗПКО-89АТ-10,01</u> 20+20	18		124.0		22 тех.вода	206.8	30		9.1	0.8	Дострел Ю14-15. ГРП, ЭЦН. СДУ=760 м.
393	29.04.11 17.06.2011	Ю ₁₁	2911.0	2922.0	<u>Мера-П89БП, БО</u> 40	18		12.8		21.6						ГРП. ЭЦН. СДУ=2290 м.
394	04.07.06 22.07.06	Ю ₁ ³⁻⁴	2794.0	3099.0	фильтр-ФС-114	8		77.6	3		39					Горизонтальная скв., фонтанирование
396	01.09.07 11.09.07	Ю ₁ ³⁻⁴	2852.0	3350.0	фильтр-ФС-114	18		232.8		7.2						Горизонтальная скв., ЭЦН.

№ скв.	Дата испытания	Пласт	Интервал испытания, м		Тип перфоратора	D _{шт} , мм	□Р, МПа	Дебит			ГФ, м³/м³	Р _{пл} , МПа Глуб. зам.	Т _{пл} , °C Глуб. зам.	Кпр, мД	К _{прод} , м³/сут·атм	Примечание
			от	до				нефть м³/сут	газ тыс. м³/сут	вода м³/сут						
524	13.11.10 19.11.10	Ю ₁₄₋₁₅	3406.0	3414.0	<u>4505 Power Jet</u> 15			1.9		0.1						СДУ=1780 м.
527	07.10.08 05.11.08	Ю ₁₄₋₁₅	3157.0 3164.0	3160.0 3177.0	<u>ЗПКТ89-АТ-01</u> 19			0.7		0.1	102.1	<u>30.1</u> 3150			0.07	СДУ=990 м.
529	02.02.09 05.09.09	Ю _{13, 14-15}	3223.5 3250.0	3240.5 3256.0	<u>ЗПКО-89-АТ-10</u> 38	18		5.8		5.8						ГРП, ЭЦН, СДУ=2332 м
568	23.06.09 12.07.09	Ю ₁₄₋₁₅	3084.0	3090.0	<u>ЗПК 89 АТ-М-03</u> 17			0.28		0.1					0.0203	СДУ=2270 м.
568	26.07.09 28.08.09	Ю ₁₄₋₁₅	3068.0 3084.0	3076.0 3090.0	<u>ЗПК 102 АТ-М-03</u> 17			1.0		0.1						СДУ=1735 м.
568	29.08.09 04.09.09	Ю ₁ ³⁻⁴	2754.0	2759.0	<u>ЗПК 89 АТ-М-03</u> 23	4		19.2								
570	19.08.10 03.09.10	Ю ₁ ^М	3269.5	3282.0	<u>4505 Power Jet</u> 15					5.7						СДУ=1400 м.
570	19.08.10 03.09.10	Ю ₁ ^М	3269.5 3284.5	3282.0 3291.0	<u>4505 Power Jet</u> 15					8.5						Дострел. СДУ=830 м.
570	27.10.10 28.11.10	Ю ₁₂	3586.0	3592.5	<u>4505 Power Jet</u> <u>Omega</u> 15					0.7						СДУ=1880 м.
570	28.07.10 09.08.10	Ю ₁₄₋₁₅	3640.0	3658.0	<u>4505 Power Jet</u> 17			пленка		2.6					0.01	СДУ=2000 м.
570	23.09.10 18.10.10	Ю ₁₄₋₁₅	3612.0	3624.5	<u>4505 Power Jet</u> 15			0.1		0.3						СДУ=2120 м.
611	13.05.11 06.07.11	Ю _{12, 13, 14-15}	2936.0 2955.0 2964.0	2952.0 2960.5 2981.5	<u>МЕГА-П89-БО</u> <u>20</u>			21.1		21.4						
611	13.05.11 06.07.11	Ю _{13, 14-15}	2964.0 2855.0	2981.5 2960.5	<u>МЕГА-П89-БО</u> <u>20</u>	18		3.6		3.5						СДУ=2595 м
634	08.10.10 26.10.10	Ю ₁₄₋₁₅	3128.5	3138.0	<u>4505 Ultra Jet</u> 15			0.04		0.4						СДУ=2020 м.
634	21.11.10 03.12.10	Ю ₁₄₋₁₅	3099.5	3105.5	<u>4505 Power Jet</u> 15			0.4		0.1						СДУ=2340 м.

№ скв.	Дата испытания	Пласт	Интервал испытания, м		Тип перфоратора	D _{шт} , мм	□P, МПа	Дебит			ГФ, м³/м³	Р _{пл.} МПа Глуб. зам.	Т _{пл.} , °C Глуб. зам.	Кпр, мД	К _{прод.} м³/сут·атм	Примечание
			от	до				нефть м³/сут	газ тыс. м³/сут	вода м³/сут						
683	18.10.10 10.11.10	Ю11	3281.0	3287.5	<u>4505 Power Jet 16</u>			0.1		0.09						перестрел. СДУ=2230 м.
683	27.09.10 03.10.10	Ю14-15	3323.5	3333.5	<u>4505 Power Jet 15</u>			0.3		0.2						СДУ=2085 м.
683	05.09.10 21.09.10	Ю14-15	3352.0	3368.0	<u>4505 Power Jet 15</u>			0.1		0.1						СДУ=2450 м.
698	27.03.11 04.06.11	Ю11	3265.0	3277.0	<u>Мера П89БО,БП 40</u>	10		75.96		9.9		30.3		1.09	1.04	После ГРП.
698	27.03.11 04.06.11	Ю14-15	3314.0	3324.0	<u>Мера П89БО 20</u>	6		11.4		5.9						

2.5.4 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 13)

Таблица 13 - Геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

Параметры	Объекты	
	Ю13-4	Ю14-16
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 песчанистости, 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	0,83	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

3. Особенности разработки Х... нефтяного месторождения

3.1 Основные этапы проектирования разработки Х... месторождения

Х... нефтяное месторождение открыто в 1971 году скважиной №390, расположенной на южном крыле Х... локального поднятия. По результатам испытаний скважины открыта залежь нефти непрямоугольного значения [2].

В 2005 г. в этом же районе была пробурена оценочная скважина №392. В результате испытания были установлены нефтяные залежи в пласте Ю14-16 (тюменская свита) и пласте Ю13+4 (васюганская свита). На основе проведенных геологоразведочных работ и опробований скважин получено свидетельство об установлении факта открытия месторождения.

Основные положения и технологические показатели:

Максимальные уровни:

- добычи нефти, тыс.т - 556,3 (2011 г.);
- добычи жидкости, тыс.т - 1790,5 (2026 г.);
- закачки воды, тыс.м³ - 2210,5 (2026 г.);
- добычи растворенного газа, млн.м³ - 45,3 (2011 г.);
- использование растворенного газа, % - 95.

Основные положения:

- выделение двух объектов разработки: пласты Ю₁³⁻⁴ и Ю₁₄₋₁₆;
- системы размещения скважин: объект Ю₁³⁻⁴ – площадная пятиточечная с комбинированной системой заводнения, с расстоянием между скважинами 566 м, объект Ю₁₄₋₁₆ - площадная пятиточечная с расстоянием между скважинами 400 м;
- обеспечить выполнение программы ГТМ и исследовательских работ (в т.ч. доразведки) месторождения в полном объеме и в установленные сроки, в том числе:

- в процессе бурения скважин произвести отбор керна в продуктивных интервалах и выполнить его лабораторное исследование по определению пористости, проницаемости, нефтенасыщенности, остаточной водонасыщенности, коэффициента вытеснения нефти, ОФП;

- произвести отбор глубинных и поверхностных проб нефти и выполнить их лабораторные исследования с целью уточнения физико-химических свойств пластовых флюидов;

- выполнить научное сопровождение разработки месторождения [4]

За период с 2009-2016 гг. на территории Х... месторождения было пробурено 35 эксплуатационных скважин, введенных в промышленную разработку. Для всех ранее пробуренных скважин была выполнена переинтерпретация данных ГИС, на основании чего был выделен ряд перспективно нефтеносных объектов в отложениях тюменской и васюганской свит. На основе выполненных сейсмических работ, поисково-разведочного и эксплуатационного бурения, а также гидродинамических исследований скважин в 2014 году выполнен «Подсчет запасов и ТЭО КИН...» по группе Х... месторождений (протокол ГКЗ № 18/12-пр от 20.01.2006 г.). В пределах Х... месторождения доказана нефтеносность терригенных отложений тюменской (пласты Ю14-16, Ю13, Ю12 и Ю11) и васюганской (пласты Ю13-4 и Ю1М) свит.

Выводы:

На разработку Х... месторождения было составлено три проектных документа.

По существу, разработка месторождения ведется по принципиальным решениям «Технологической схемы разработки...» 2009 года. В действующем проектном документе «Дополнение к технологической схеме» 2010 года технологические показатели были уточнены и скорректированы согласно новой геолого-промысловой информации.

Необходимость составления настоящей работы обусловлена следующими факторами:

Изменение геологической основы, подтверждение промышленной нефтеносности продуктивных пластов Ю13, Ю12, Ю11, Ю1М и, как следствие, пересчет запасов и ТЭО КИН 2014 года по результатам бурения 35 новых эксплуатационных скважин.

Недостаточная эффективность реализуемой системы разработки объекта Ю14-15, опережающее обводнение скважин, и, как следствие, отставание от проектируемых уровней добычи более чем в 4 раза.

3.2. Характеристика текущего состояния разработки месторождения

Х... нефтяное месторождение введено в промышленную разработку в 2007 году запуском в работу поисковой скважины №394. Эксплуатационное бурение на месторождении производилось до 2011 г. В настоящее время все объекты почти полностью разбурены основным фондом скважин в соответствии с проектным документом. На 01.01.2016 г. в разработке находится два объекта Ю₁³⁻⁴ и Ю₁₄₋₁₅. Согласно подсчету запасов 2014 года выделено четыре продуктивных пласта: Ю11, Ю12, Ю13 тюменской и Ю1М васюганской свит. Далее в работе рассмотрена возможность объединения указанных пластов в эксплуатационные объекты.

С начала разработки по месторождению отобрано 2139,9 тыс.т нефти и 5840,6 тыс.т жидкости, текущий КИН – 0,079 (с учетом неразрабатываемых объектов), при утвержденном – 0,339. Отбор от НИЗ – 24,08 % при обводненности 91,7 %, накопленный водонефтяной фактор - 1,7. Основным разрабатываемым объектом является пласт Ю13-4 (92% накопленной добычи месторождения), он и показывает динамику основных показателей месторождения [2]

За 2016 год по месторождению добыто 59,1 тыс. т нефти и 712,3 тыс. т жидкости при среднегодовой обводненности 91,7 %. Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, числящихся на государственном балансе на 01.01.2017 г., составил 0,88 %. Дебит жидкости добывающих скважин составил, в среднем- 60,0 т/сут, нефти - 5 т/сут.

Заводнение на месторождении осуществляется с 2008 г. В 2016 году в общей сложности закачано 854 тыс.м³ воды при средней приемистости нагнетательных скважин 104,3 м³/сут, текущая компенсация – 110,5 %. Накопленный объем закачки воды на 01.01.2017 г. составил 7168,7 тыс.м³, накопленная компенсация отборов жидкости закачкой – 108,2 %.

Динамика основных технологических показателей разработки в целом по месторождению за весь период эксплуатации приведена в таблице 14 и на рисунках 7, 8

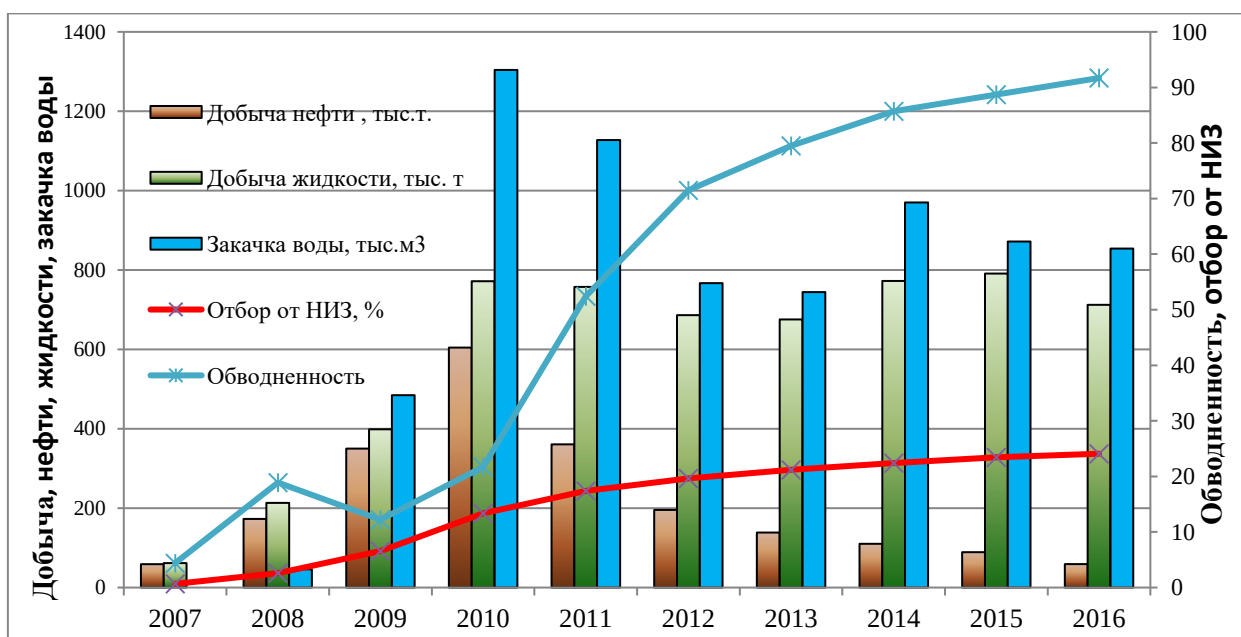


Рисунок 7 - Динамика добычи, закачки, обводненности, отборов от НИЗ. Х... месторождение

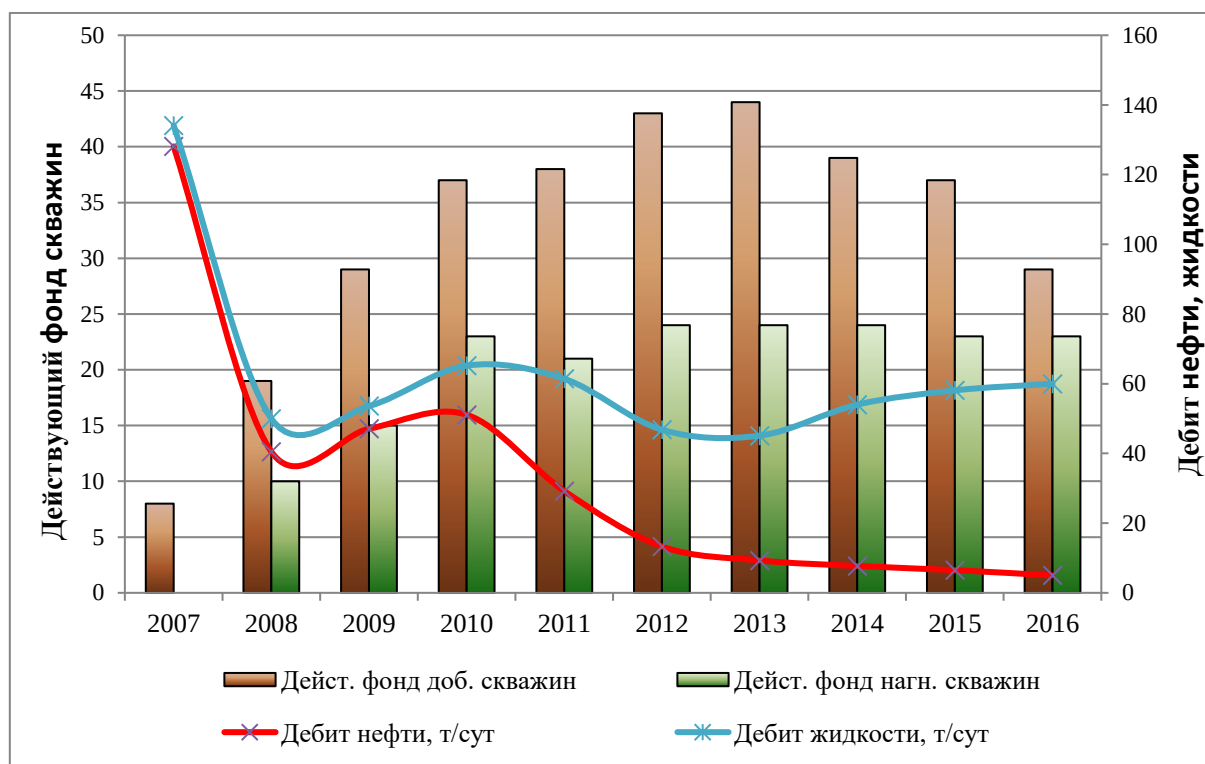


Рисунок 8 - Динамика действующего фонда, дебитов нефти и жидкости. Х... месторождение

Таблица 14 - Динамика основных показателей разработки Х... месторождения

Годы	Добыча, тыс.т.						Весовая обводн енность , %	КИН, д.ед	Закачка воды, тыс.м3		Фонд скважин на конец			Дебит т/сут.		Приемис- тость м3/сут	Отбор от НИЗ, %	Темп отбора от НИЗ, %	Темп отбора от ТИЗ, %	ВНФтек.	ВНФнак.
	нефти		воды		жидкости				текущая	накопл- енная	всего	добываю- щих	нагнета- тельны х	нефти	жидко- сти						
	текущая	накоплен- ная	текущая	накопл- енная	текущая	накопл- енная															
2007	58,9	58,9	2,7	2,7	61,6	61,6	4,4	0,002	0,0	0,0	8	8	0	128,1	134,1	0	0,66	0,66	0,67	0,0	0,0
2008	172,9	231,8	40,4	43,1	213,3	274,9	18,9	0,009	46,2	46,2	29	19	10	40,5	50	131,4	2,61	1,95	2	0,2	0,2
2009	350,1	581,9	48,6	91,7	398,7	673,6	12,2	0,021	484,5	530,7	44	29	15	47,1	53,6	117	6,55	3,94	4,22	0,1	0,2
2010	604,6	1186,5	167,1	258,8	771,8	1445,4	21,7	0,044	1304,0	1834,7	60 (2)	37 (1)	23 (1)	51,1	65,2	180,8	13,35	6,8	7,85	0,3	0,2
2011	360,8	1547,3	396,8	655,6	757,5	2202,9	52,4	0,057	1127,4	2962,1	59 (3)	38 (2)	21 (1)	29,2	61,4	141	17,41	4,06	4,92	1,1	0,4
2012	195,6	1742,9	490,7	1146,3	686,3	2889,2	71,5	0,064	767,1	3729,2	67 (6)	43 (5)	24 (1)	13,3	46,8	101,1	19,62	2,2	2,74	2,5	0,7
2013	138,6	1881,5	536,9	1683,2	675,5	3564,7	79,5	0,069	744,3	4473,5	68 (6)	44 (5)	24 (1)	9,3	45,1	96,2	21,17	1,56	1,98	3,9	0,9
2014	110,2	1991,7	662,3	2345,5	772,5	4337,2	85,7	0,074	969,8	5443,3	63 (4)	39 (3)	24 (1)	7,7	54	113,2	22,42	1,24	1,6	6	1,2
2015	89,1	2080,8	702,1	3047,6	791,1	5128,3	88,7	0,077	871,4	6314,7	60 (4)	37 (3)	23 (1)	6,5	58,1	105,7	23,42	1	1,31	7,9	1,5
2016	59,1	2139,9	653,1	3700,7	712,3	5840,6	91,7	0,079	854	7168,7	52 (2)	29 (1)	23 (1)	5	60	104,3	24,08	0,67	0,88	11,1	1,7

Этап растущей добычи на Х... месторождении наблюдался в период с 2007 по 2010 гг. с активным вводом новых скважин из бурения. Периода стабильных уровней не наблюдалось. На третьей стадии разработки, было зафиксировано снижение темпов добычи нефти и резкий рост обводненности, началась в 2011 г. и продолжается на сегодняшний день: годовая добыча нефти упала с 604,6 тыс. т в 2010 г. до 59,1 тыс. т в 2016 г., дебиты жидкости установились на уровне 55-60 т/сут, увеличение доли воды составило в среднем 3-6 % в год.

Согласно промысловой отчетности, по состоянию на 01.01.2017 года на месторождении пробурено 77 скважин, из них 53 добывающие, 22 нагнетательные, 1 водозаборная и 1 поглощающая.

Эксплуатационный фонд составляет 70 скважин – 51 добывающих и 24 нагнетательных. Из них, переведено в контрольно-пьезометрический фонд - 1 скважина, ликвидировано - 5 скважин, переведены под закачку из добывающего фонда - 2 скважины (рисунок 9)

Коэффициент использования добывающего и нагнетательного фонда скважин за 2016 год - 0,64 и 0,96, соответственно. Коэффициент эксплуатации - 0,57 по добывающему фонду и 0,98 по нагнетательному фонду. На 01.01.2017 г. в периодической эксплуатации находится 4 скважины (низкий коэффициент продуктивности). В общей сложности, за период разработки, в добыче находилось 54 скважины и под закачкой - 25 скважин.

По состоянию на 01.01.2017 г. три добывающих (№№ 539, 542, 667бис) и одна нагнетательная (№ 392) скважины совместно эксплуатируют объекты васюганской и тюменской свит. Характеристика фонда скважин, числящихся на балансе предприятия на 01.01.2017 г. в таблице 15

Таблица 15 - Характеристика фонда скважин Х... месторождения на 01.01.2017 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин		Итого
		Ю13-4	Ю14-15	
Фонд добывающих скважин	Пробурено	27	26	53
	Возвращено с других горизонтов	-	-	-
	Приобщение пластов	4	2	-
	Всего	30 (6)	27 (6)	51 (6)
	В том числе:			
	Действующие	19 (1)	11 (1)	29 (1)
	из них фонтанные			
	ЭЦН	19 (1)	11 (1)	29 (1)
	ШГН			
	бескомпрессорный газлифт			
	внутрискважинный газлифт			
	Бездействующие	10 (4)	10 (4)	16 (4)
	В освоении			
	В консервации			
	Переведены под закачку	1	1	2
	Переведены на другие горизонты			
	Пьезометрические	1 (1)	1 (1)	1 (1)
	Ликвидированные		5	5
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	20	2	22
	Возвращено с других горизонтов			
	Приобщение пластов			
	Переведены из добывающих	2 (1)	1 (1)	2 (1)
	Всего	22 (1)	3 (1)	24 (1)
	В том числе:			
	Под закачкой	21 (1)	3 (1)	23 (1)
	Бездействующие	1		1
	В освоении			
	В консервации			
	В отработке на нефть			
	Переведены на другие горизонты			
	Ликвидированные			
Фонд специальных скважин	Водозаборные			1
	Поглощающие			1

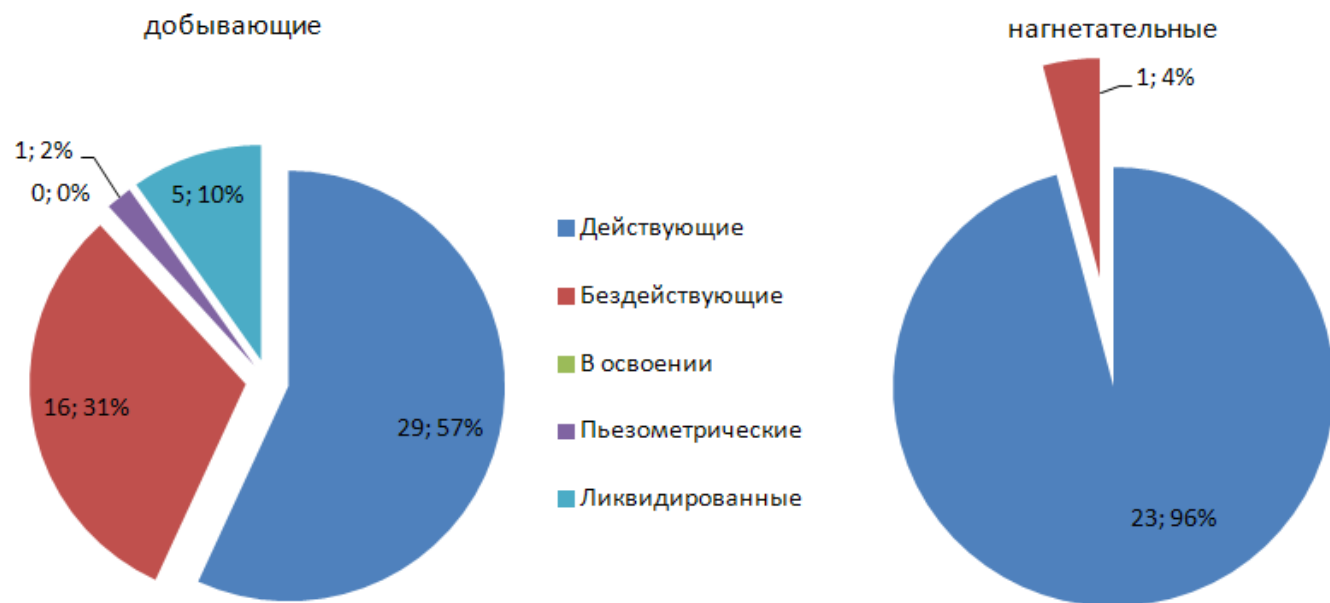


Рисунок 9 - Распределение добывающего и нагнетательного фонда скважин по категориям

4. Особенности эксплуатации УЭЦН на Х... нефтяном месторождении

4.1 Выбор способа подъема жидкости

На месторождениях с такой глубиной скважин, как на Х... месторождении (в среднем 3100 м), газовым фактором 71-105 м³/т, проектными дебитами по жидкости 10 – 200 т/сут, температурой пласта – 85-100⁰С, в качестве основного способа эксплуатации скважин рекомендуется механизированный способ добычи с помощью УЭЦН. Данные установки имеют относительно высокие показатели эксплуатационной надежности и достаточно эффективны в широком рабочем диапазоне.

Согласно расчетам УЭЦН, как способ эксплуатации скважин, соответствуют условиям разработки Х... месторождения и рекомендуется как основной способ эксплуатации [4]

4.2 Подбор глубиннонасосного оборудования нефтедобывающих скважин Х... месторождения

Расчет необходимых характеристик УЭЦН к скважине при ее вводе в эксплуатацию после бурения, переводе скважины на механизированную добычу и оптимизации режима добычи, осуществляется по принятой в ООО «Х...» методике [7]

Расчеты подбора основываются на имеющейся в НГДУ:

- информации о фактическом коэффициенте продуктивности данной скважины (по результатам ГДИС с помощью компрессора либо с помощью иных применяемых в ООО «Х...» способам);
- инклинограммы обсаженного ствола скважины;
- информации о газовом факторе;

- данных о давлениях (насыщения, пластовом и давлении в системе нефтесбора).

Ответственность за достоверность этой информации лежит на ведущем геологе цеха добычи нефти Х... месторождения.

В процессе подбора оборудования необходимо помнить, что глубина спуска УЭЦН, в большинстве случаев, на 300-400 м должна превышать напор, развиваемый установкой (кроме скважин обводненных более чем на 90%), давление на приеме насосов в скважинах с газовым фактором более чем 50м³ не должно быть ниже чем 0,7-0,8 давления насыщения, УЭЦН производительностью меньше 50м³ /сут (особенно по тяжело выходящему на режим фонду скважин и с расчетным притоком меньше 60% от номинальной производительности насоса) необходимо спускать как можно ближе к интервалу перфорации. Если по скважине предполагается большой вынос механических примесей или отложение солей в насосе, допускается спускать УЭЦН без обратного клапана – для осуществления последующей промывки, обработки насоса, НКТ, при этом обязательно должна быть предварительно проверена исправность обратного клапана АГЗУ.

Все результаты подбора (расчетный суточный дебит, напор насоса, минимальный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, глубина спуска оборудования, расчетный динамический уровень, максимальный темп набора кривизны в зоне спуска и на участке подвески УЭЦН, а также особые условия эксплуатации: высокая температура жидкости в зоне подвески, расчетное процентное содержание свободного газа на приеме насоса, количество механических примесей и солей, наличие углекислого газа и сероводорода), а также сведения о лице, несущего персональную ответственность за правильность подбора согласуются с руководителями технологической и геологической служб НГДУ. После этого один документированный экземпляр со всей необходимой информацией передается в ООО «Х...», а второй в цех добычи нефти Х... месторождения.

После получения результатов подбора УЭЦН к скважине, ООО «Х...» принимает заявку на монтаж данной УЭЦН и определяет типы двигателя, гидрозащиты, кабеля, газосепаратора и наземного оборудования, необходимых для комплектации в соответствии с действующими ТУ и руководством по эксплуатации УЭЦН [10] В случае если при этом выясняется невозможность по каким-либо причинам эксплуатации УЭЦН в данной скважине, окончательное решение о необходимости спуска в нее насоса может дать в письменном виде под личную ответственность главный инженер НГДУ.

4.3 Пример расчета по подбору оборудования установки электроцентробежного насоса на Х... месторождении

Произведем расчет и подбор оборудования УЭЦН для скважины [7] Дебит скважины составлял 7,2 т/сут при 53% обводненности. После планируется увеличить дебит скважины до 12,5 т/сут. при сохранении обводненности. В дальнейшем для примера будем использовать некоторые необходимые для расчета параметры скважины №574 Х... месторождения (таблица 16).

Таблица 16 - Исходные параметры скважины 574 Х... месторождения

Наименование параметра	Значение
Наружный диаметр эксплуатационной колонны D , мм.	168
Глубина скважины H , м.	3170
Дебит жидкости Q_1 , т/сут.	6,6
Статический уровень $h_{ст}$, м.	2450
Коэффициент продуктивности скважины K , $m^3/(сут.*Мпа)$	2,3
Кинематическая вязкость жидкости V , m^2/c .	$1,8*10^{-6}$
Газовый фактор G , m^3/m^3	72
Расстояние от устья скважины до сепаратора l , м.	3150
Превышение уровня жидкости в сепараторе над устьем скважины h_r , м.	2

Избыточное давление в сепараторе P_c , Мпа	0,6
Плотность добываемой нефти ρ_n , кг/м ³	800
Плотность попутной воды ρ_v , кг/м ³	1020
Обводненность продукции p_v , доли	0,53

Расчетная часть:

1. Определяем плотность добываемой жидкости

$$\rho_{см} = \rho_v * p_v + \rho_n * p_n \quad (2)$$

где p_n – доля нефти в продукции.

$$p_n = 1 - p_v \quad (3)$$

$$p_n = 1 - 0,53 = 0,47$$

$$\rho_{см} = 1020 * 0,53 + 800 * 0,47 = 917 \text{ кг/м}^3$$

2. Переводим дебит из т/сут в м³/сут

$$Q = Q_1 / (p * 10^{-3}) \quad (4)$$

$$Q = 6,6 / (917 * 10^{-3}) = 7,2 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

3. Производим выбор диаметра НКТ

Диаметр насосных труб определяется их пропускной способностью и возможностью размещения труб в скважине (с учетом соединительных муфт) вместе с кабелем и агрегатом. Для наших условий рекомендуются трубы с наружным диаметром 60мм. и внутренним 50,3 мм.

4. Определяем необходимый напор ЭЦН

Необходимый напор определяется из уравнения условной характеристики скважины:

$$H_c = h_{ст} + \Delta h + h_{тр} + h_r + h_c \quad (5)$$

где $h_{ст}$ – статический уровень, $h_{ст} = 2450$ м., Δh – депрессия при показателе степени уравнения притока равном единице, $h_{тр}$ – потери напора за счет трения

и местных сопротивлений при движении жидкости в трубах от насоса до сепаратора;

$$\Delta h = Q/K \quad (6)$$

$$\Delta h = 7,2/2,3 = 3,1 \text{ МПа или } 310 \text{ м,}$$

h_r – разность геодезических отметок устья скважины и сепаратора,

$$h_r = 2 \text{ м,}$$

h_c – избыточный напор в сепараторе, $h_c = 0,6 \text{ МПа или } 60 \text{ м.}$

$$h_{тр} = 1,08 \cdot 10^{-11} \cdot \lambda \cdot (L+l) \cdot Q^2/d^2, \quad (7)$$

где L – глубина спуска насоса, м.

$$L = h_d + h, \quad (8)$$

где h_d – расстояние от устья до динамического уровня,

$$h_d = h_{ст} + \Delta h \quad (9)$$

$$h_d = 2450 + 350 = 2800 \text{ м.}$$

h – глубина погружения насоса под динамический уровень, которая зависит от количества свободного газа на этой глубине и определяется приближенно расчетными способами различного рода.

Следовательно:

$$L = 2800 + 370 = 3170 \text{ м}$$

Коэффициент гидравлического сопротивления A при движении в трубах жидкости определяется в зависимости от числа Рейнольдса Re :

$$Re = 14,7 \cdot 10^{-6} \cdot Q/d \cdot v \quad (10)$$

$$Re = 14,7 \cdot 40/0,0503 \cdot 1,8 \cdot 10^{-6} = 6500$$

Так как режим движения получился турбулентный, то коэффициент гидравлического сопротивления определяем по формуле:

$$\lambda = 0,3164/Re^{0.25} \quad (11)$$

$$\lambda = 0,3164/6500^{0.25} = 0,035$$

5. Определяем потери на трение и местные сопротивления

$$h_{тр} = 1,08 \cdot 10^{-11} \cdot 0,035 \cdot (3170+800) \cdot 40^2/0,0503^5 = 7,5 \text{ м.} \quad (12)$$

Необходимый напор насоса в заданных условиях будет равен:

$$H_c = 2450 + 310 + 7,5 + 2 + 32,5 = 2800 \text{ м.}$$

6. Подбор насоса

Производится в соответствии с характеристикой скважины, ее необходимым напором, дебитом, и диаметром эксплуатационной колонны на основании характеристики ЭЦН [5] Для получения дебита $Q = 12,5 \text{ м}^3/\text{сут.}$ и напора 2800 м целесообразно выбрать насос ВНН5-15- 2800. В соответствии с кривыми рабочей характеристики этот насос при $\eta_n = 0,38$ и в пределах устойчивой зоны его работы может развивать подачу $Q = 10\text{-}30 \text{ м}^3/\text{сут.}$ и напор соответственно $H_n = 2700\text{-}3150 \text{ м.}$ При получении заданного дебита $Q = 15 \text{ м}^3/\text{сут.}$ насос будет создавать напор $H_n = 3150 \text{ м.}$

Характеристику насоса можно приблизить к условной характеристике скважины уменьшив подачу насоса при помощи задвижки или штуцера, смонтированных на выкидной линии, и за счет уменьшения числа ступеней насоса. При первом способе напор и дебит изменяются по кривой рабочей характеристики насоса, при этом уменьшается h_n . Поэтому выгоднее применять второй способ, при котором h_n практически не изменяется.

7. Выбор кабеля

Выбираем трехжильный круглый кабель КПБК 3 x16 с диаметром 32 мм и площадью сечения 16 мм^2 . На длине протектора и насоса (около 10м.) выбираем плоский трехжильный кабель КРБП 3 x10 с толщиной 13,6 мм и площадью сечения 10 мм^2 . От длины и сечения кабеля зависят потеря электроэнергии в нем и КПД установки. Потери электроэнергии в кабеле КПБК 3 x16 длиной 100м находятся по формуле:

$$\Delta P_k = 3 \cdot 10^{-3} \cdot I^2 \cdot R, \quad (13)$$

Где: I – сила тока в статоре электродвигателя ПЭД-20-103, $I = 29 \text{ А,}$

R – сопротивление в кабеле, Ом.

Сопротивление в кабеле длиной 100 м можно найти по формуле:

$$R = 100 \cdot r_t / q \quad (14)$$

где r_t – удельное сопротивление кабеля при температуре T_k , $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м.},$
 q – площадь сечения жилы кабеля, $q = 16 \text{ мм}^2$.

Удельное сопротивление кабеля (при температуре $T_k = 315\text{K}$):

$$P_t = \rho * [1 + \alpha(T_k - T_{293})] \quad (15)$$

где $\rho = 0,0175 \text{ Ом*мм}^2/\text{м}$. – удельное сопротивление меди при $T = 293 \text{ K}$,

$\alpha = 0,004$ – температурный коэффициент для меди.

Отсюда:

$$P_t = 0,0175 * [1 + 0,004 * (315 - 293)] = 0,02 \text{ Ом*мм}^2/\text{м}.$$

Следовательно, сопротивление R по формуле (13):

$$R = 100 * 0,02 / 16 = 0,125 \text{ Ом}.$$

Потери электроэнергии в кабеле составляют:

$$\Delta P_k = 3 * 29^2 * 0,125 * 10^{-3} = 0,315 \text{ кВт}.$$

Суммарная длина кабеля равна сумме глубины спуска насоса $L = 3160\text{м}$. и расстояния от скважины до СУ. Примем с запасом на увеличение погружения насоса длину кабеля 3250м . При заданных условиях потери мощности составят:

$$N_k = 0,315 * 3250 / 100 = 10,2 \text{ кВт}.$$

Плоский кабель длиной 8 м для уменьшения основного диаметра агрегата берем на один типоразмер меньше круглого, т.е. с площадью сечения 10мм^2 .

8. Выбор двигателя

Мощность ПЭДа, необходимую для работы насоса, определим по формуле:

$$N_p = Q * \rho_{\text{ж}} * H_n, \quad (16)$$

где η_n – к.п.д. насоса по его рабочей характеристике, $\eta_n = 0,38$.

$$N_p = 15 * 917 * 3150 / 86400 * 102 * 0,38 = 12,9 \text{ кВт}.$$

Потребная мощность двигателя составит:

$$N_{\Pi} = N_p + N_k \quad (17)$$

$$N_{\Pi} = 12,9 + 10,2 = 23,1 \text{ кВт}.$$

В соответствии с рассчитанными параметрами выбираем электродвигатель ПЭД 32-103 мощностью 32 кВт и диаметром 103 мм .

9. Определение основного диаметра агрегата

Наружный диаметр ПЭДа, насоса и подъемных труб выбирают исходя из размещения их вместе с кабелем в эксплуатационной колонне данного диаметра [5]. Учитывая что установка и ближайшие к установке трубы составляют жесткую систему и положение их в скважине необходимо рассматривать совместно. Зная глубину спуска, искривленность скважины и состояние эксплуатационной колонны, выбирают допустимый зазор между агрегатом и колонной. От зазора зависят основные размеры насоса и двигателя, связанные с мощностью погружного агрегата. Для обеспечения сохранности кабеля и избежания прихвата установки в эксплуатационной колонне диаметральный зазор для скважин, с диаметром колонн до 219 мм, принимают равным 5-10 мм. Максимальный диаметр погружного агрегата равен разности между допустимым зазором и внутренним диаметром эксплуатационной колонны.

Основной диаметр агрегата с учетом плоского кабеля:

$$D_{\max} = D_{\text{эд}}/2 + D_{\text{н}}/2 + h_{\text{к}} + S, \quad (18)$$

где $D_{\text{эд}}$ – наружный диаметр электродвигателя, $D_{\text{н}}$ – наружный диаметр насоса, $h_{\text{к}}$ – толщина плоского кабеля, S – толщина металлического пояса, крепящего кабель к агрегату. В нашем случае $D_{\text{эд}} = 103 \text{ мм.}$, $h_{\text{к}} = 13,6 \text{ мм.}$, $S = 1,0 \text{ мм.}$ Отсюда:

$$D_{\max} = 103/2 + 88/2 + 13,6 + 1,0 = 110,1 \text{ мм.}$$

Основной размер агрегата с учетом насосных труб и круглого кабеля:

$$A_{\max} = D_{\text{эд}}/2 + d_{\text{м}}/2 + d_{\text{к}}, \quad (19)$$

где $d_{\text{м}}$ – диаметр муфты, равный 73 мм., $d_{\text{к}}$ – диаметр круглого кабеля КПБК 3х16, $d_{\text{к}} = 32 \text{ мм.}$

С учетом этих величин имеем:

$$A_{\max} = 103/2 + 73/2 + 32 = 120 \text{ мм.}$$

Так как получилось, что $A_{\max} > D_{\max}$, это имеет место при большом диаметре насосных труб, то выше агрегата следует установить 100-150м насосных труб меньшего диаметра (в данном случае 48 мм), при котором $A_{\max}$ меньше $D_{\max}$.

10. Выбор трансформатора

Автотрансформатор служит для повышения напряжения и компенсации падения напряжения в кабеле от СУ до ПЭДа. Для выбора автотрансформатора и определения величины напряжения во вторичной его обмотке необходимо найти падение напряжения ΔU в кабеле:

$$\Delta U = 0,3 * (r_o * \cos \varphi + x_o * \sin \varphi) * I_c * L, \quad (20)$$

где r_o – активное удельное сопротивление кабеля, Ом/км, x_o – индуктивное удельное сопротивление кабеля, Ом/км. (для кабеля КПБК3х16 приближенно $x_o = 0,15$ Ом/км), $\cos \varphi$ – коэффициент мощности установки, $\sin \varphi$ – коэффициент реактивной мощности, $I_c = 27$ А – рабочий ток статора, $L = 3250$ м. или 3,25 км. – длина кабеля.

Активное удельное сопротивление кабеля определяется по формуле:

$$r_o = 10^3 * p_t / q \quad (21)$$

$$r_o = 10^3 * 0,02 / 16 = 1,25 \text{ Ом.}$$

Величина $\cos \varphi$ для электродвигателя ПЭД 32-103 равна 0,8, а $\sin \varphi = 0,6$.

Находим потери напряжения в кабеле по формуле:

$$\Delta U = 0,3 * (1,25 * 0,8 + 0,15 * 0,6) * 29 * 1,3 = 12,3 \text{ В.} \quad (22)$$

Напряжение на вторичной обмотке трансформатора равно сумме напряжения электродвигателя 700В и потерь напряжения в кабеле. По напряжению на вторичной обмотке выбираем автотрансформатор и определяем положение клемм (перемычек) с учетом напряжения в сети, подводимого к первичной обмотке.

4.4 Анализ причин отказов работ оборудования на Х... месторождении

Основной причиной преждевременных выходов из строя подземного оборудования УЭЦН на Х... месторождении за 12 месяцев 2016 года остается причина механическое повреждение кабеля (51,7 % от общего числа на 2016 год). При детальном рассмотрении документации можно отметить, что чаще всего повреждения случаются при спуско-подъемных операциях путем трения кабеля об обсадную колонну [4]

Далее в межремонтном периоде работы скважин Х... месторождения с менее значимым показателем играют роль следующие причины:

- агрессивная среда откачиваемой жидкости (коррозия подземного оборудования);
- некачественный монтаж УЭЦН на устье;
- повышенная кривизна скважин (ослабление соединений узлов ЭЦН и резьбы НКТ);
- нарушение технологии эксплуатации установок ЭЦН.

Полный перечень всех преждевременных отказов работ УЭЦН по Х... месторождению приведен в таблице 17.

Таблица 17 - Анализ причин преждевременных отказов работ УЭЦН по Х... месторождению на 2016 год

Причина отказа работы	Количество отказов, шт.	Составляемый %
МПК (механическое повреждение кабеля)	16	51,7
засорение ЭЦН мех. примесями	1	3,2
негерметичность НКТ	4	12,9
отложение парафина, кальцита	1	3,2
некачественный монтаж	4	12,9
заклинивание УЭЦН (большой ток)	1	3,2
неисправность наземного оборудования	1	3,2
скрытый заводской брак кабеля	3	9,7
всего	31	100

В последнее время в задачах увеличения периода эксплуатации оборудования без произведения над ним ремонтных работ рассматриваются также вопросы о нехватке эффективного оборудования по очистке наружной поверхности и внутренней полости НКТ, а также химических реагентов для борьбы против солепарафиновых отложений.

4.5 Мероприятия по увеличению МРП УЭЦН, проводимые на Х... месторождении

В силу того, что на подземное оборудование отрицательно действует ряд факторов, предприятием был поставлен вопрос об уменьшении их негативного воздействия. Проведя обширный анализ по преждевременному выходу из строя УЭЦН и с целью увеличения межремонтного периода скважин, в 2014 году руководством управления были установлены следующие задачи [8]:

1. Повышать требования к качеству ремонтов УЭЦН:
 - исключать применение соединительных болтов и шпилек, не 51 прошедших дефектоскопию;
 - производить проверку ЭЦН, ПЭД и гидрозащиты на биение валов;
 - компоновать установки узлами с одинаковой наработкой;
 - исключать использование кабелей с тремя и более срезками;
 - организовывать качественную транспортировку установок на скважины.
2. Установить контроль над подготовками скважин к ремонту и технологической грамотностью его проведения:
 - производить глушение скважин;
 - производить скрепирование эксплуатационной колонны;
 - соблюдать контроль скорости при СПО;
 - производить контроль над правильностью крепления кабеля к НКТ.
3. Установить контроль правильности подбора установок:

- продолжать эффективное внедрение высокоэффективных газосепарирующих устройств;
 - продолжать оснащение приемов УЭЦН фильтрами;
4. Производить контроль над выводом скважин на режим и их эксплуатацией:
- производить правильную установку регулируемых штуцеров;
 - проводить ежемесячные ревизии наземного оборудования;
 - внедрять широкое применение высокоэффективных ингибиторов солепарафиновых отложений;
 - внедрить систему телеметрии и контроля за работой фонда скважин с использованием новейших разработок в сфере вычислительной техники.
5. Повышать технологическую дисциплину в бригадах подземного и капитального ремонта скважин.
6. Продолжать внедрение станций управления нового поколения: «Электон».
7. Продолжать внедрение новейших разработок узлов погружного оборудования УЭЦН производства ООО «Х...».

4.6 Анализ эффективности оптимизации работы механизированного фонда скважин

В 2016 году была выполнена оптимизация на 21 скважины.

Из 21 выполненной оптимизаций, 10 являются рентабельными - 47,6% (рисунок 10)

Основные причины не достижения запланированных приростов дебита нефти от общего количества оптимизированных скважин такие же, как и в 2015 году (в основном это рост обводнения, снижения притока из пласта).

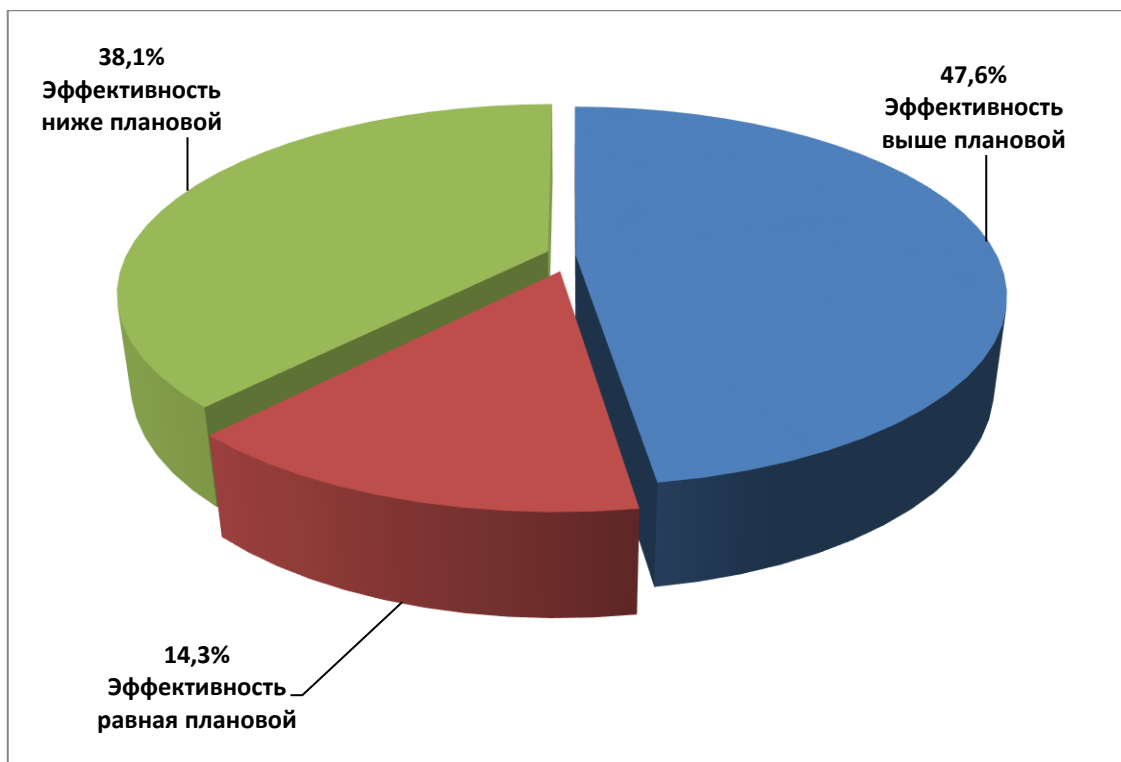


Рисунок 10 - Показатели рентабельности оптимизаций за 2016 год.

Добыча в 2016 году нефти после проведения оптимизации режимов работы составила – 59,1 т.т. Плановая добыча нефти – 59,0 т.т. Дополнительно добыто 110 тн. - 0,2% (рисунок 11, 12)



Рисунок 11 - Эффективность по добыче от оптимизаций за 2016 год.

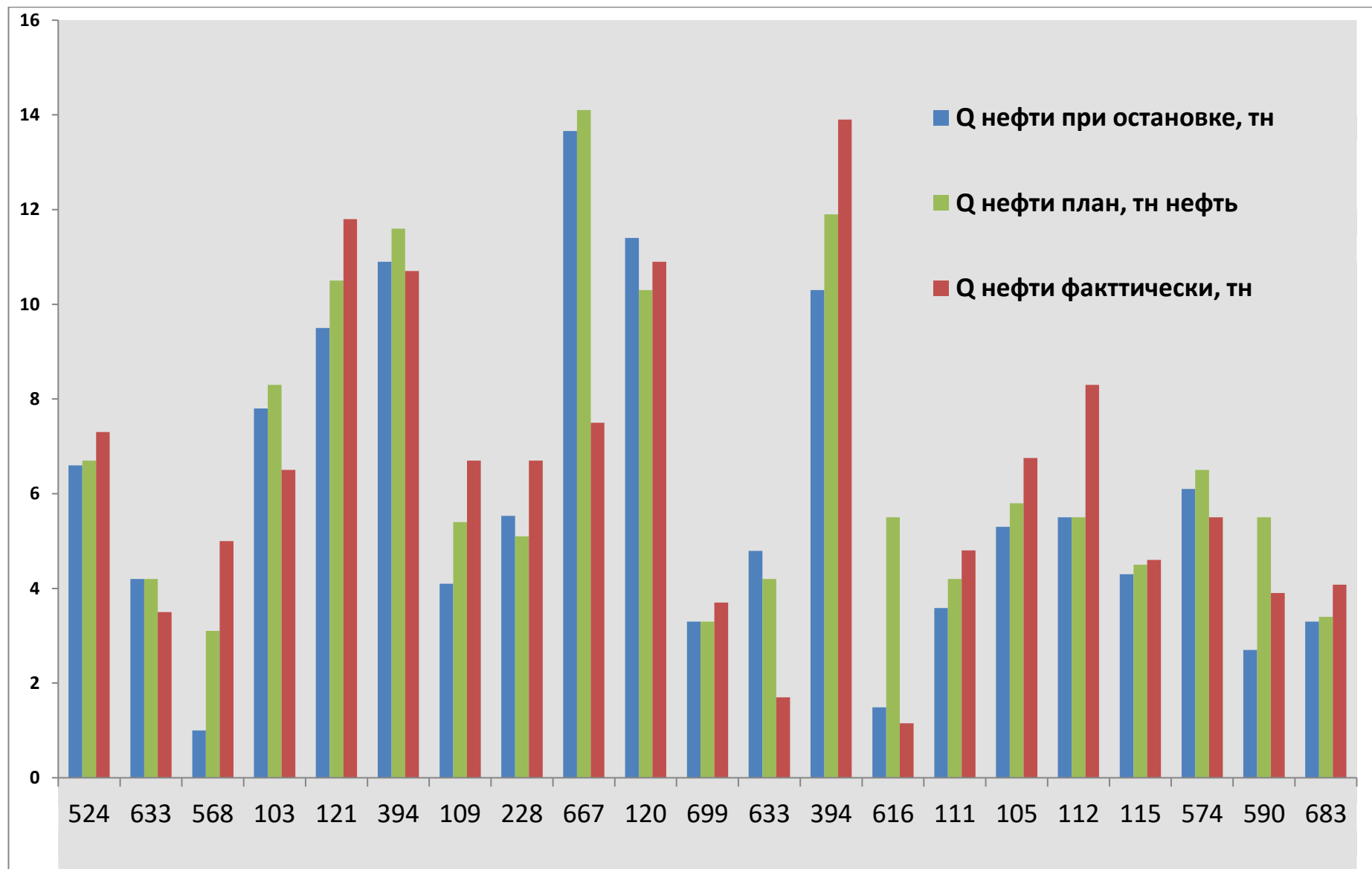


Рисунок 12 - Графическое отображение добычи нефти до и после оптимизации скважин

Таблица 18 - Результаты сравнения оптимизации скважин к запланированным и фактическим.

скв №	Q остановки			Причина остановки	Тип оборудования, напор	Q факт		% воды	+/- запуск к режиму		Q план		% воды	+/- запуск к режиму	
	нефть	жидк.	% воды			нефть	жидк.		нефть	жидк.	нефть	жидк.		нефть	жидк.
524	6,6	30,1	72,5	негерметично НКТ	ВНН5-30-2700	7,3	34,8	73,8	0,7	4,7	6,7	30,7	72,5	0,6	4,1
633	4,2	64,2	91,7	R=0	ВНН5-59-2800	3,5	65,2	93,4	-0,7	1,0	4,2	64,2	91,7	-0,7	1,0
568	1,0	33,0	96,2	смена ЭЦН	ВНН5А-100/2500	5,0	115,3	94,8	4,0	82,3	3,1	99,4	96,2	1,9	15,9
103	7,8	65,1	85,5	R=0	ВНН5-59/2800	6,5	68,6	88,6	-1,3	3,5	8,3	68,6	85,5	-1,8	0,0
121	9,5	117,7	90,3	R=0	УВНН5-125/2600	11,8	159,5	91,1	2,3	41,8	10,5	131,9	90,4	1,3	27,6
394	10,9	42,7	69,2	смена ЭЦН	ВНН5-44/2400	10,7	42,0	69,4	-0,2	-0,7	11,6	45,3	69,2	-0,9	-3,3
109	4,1	97,1	94,9	R=0	ВНН5-100/2550	6,7	135,9	94,1	2,6	38,8	5,4	99,0	93,4	1,3	36,9
228	5,5	64,7	89,7	R=0	ВНН5-59/2550	6,7	71,8	88,7	1,2	7,1	5,1	62,5	90,1	1,6	9,3
667	13,7	93,4	81,7	негерметично НКТ	ВНН5А-100/2500	7,5	107,2	91,2	-6,2	13,8	14,1	94,4	82,0	-6,6	12,8

120	11,4	140,0	90,2	R=0	ВНН5А-159/2900	10,9	189,9	93,1	-0,5	49,9	10,3	140,5	91,2	0,6	49,4
699	3,3	13,7	69,9	R=0	ВНН5-25/2800	3,7	16,5	72,2	0,4	2,8	3,3	13,7	69,9	0,4	2,8
633	4,8	56,7	89,4	R=0	ВНН5-59-2850	1,7	67,8	96,9	-3,1	11,1	4,2	55,3	90,5	-2,5	12,5
394	10,3	52,6	76,4	нет подачи	УВНН5-59-2850	13,9	71,9	76,7	3,6	19,3	11,9	60,8	76,5	2,0	11,1
616	1,5	2,1	11,2	R=0	УВНН-30-2700	1,1	2,0	27,9	-0,3	-0,1	5,5	7,8	11,2	-4,4	-5,8
111	3,6	67,5	93,6	нет подачи	ВНН5-79-2800	4,8	86,8	93,2	1,2	19,3	4,2	68,6	92,6	0,6	18,2
105	5,3	53,2	88,0	R=0	ВНН5-59/2400	6,8	62,6	87,0	1,5	9,4	5,8	53,6	87,0	1,0	9,0
112	5,5	20,0	66,8	заклинил ЭЦН	ВНН5-25-2750	8,3	30,1	66,9	2,8	10,1	5,5	21,2	69,0	2,8	8,9
115	4,3	18,1	71,6	смена ЭЦН	ВНН5-25/2800	4,6	20,6	72,9	0,3	2,5	4,5	19,1	71,7	0,1	1,5
574	6,1	14,0	45,5	R=0	УВНН5-15/2750	5,5	14,4	51,6	-0,6	0,4	6,5	14,0	45,5	-1,0	0,4
590	2,7	10,9	69,0	R=0	ВНН5-25/2500	3,9	24,3	79,9	1,2	13,4	5,5	21,5	69,0	-1,6	2,8
683	3,3	7,4	43,3	R=0	УВНН5-30/2850	4,1	8,7	41,2	0,8	1,3	3,4	7,5	43,3	0,7	1,2
						Итого			9,6	331,7	Итого			-4,6	216,3

Рассмотрим результаты оптимизации скважин, оборудованных УЭЦН (таблица 18). Всего за 12 месяцев 2016 года по ЦДНГ Х... месторождения было оптимизировано 21 скважина с суточным приростом нефти 9,6 т /сут, или 0,46 т/сут на одну скважину. Суточный прирост добычи жидкости по ним составил 331,7 м³/сут или 15,8 м³/сут на одну скважину.

Изменение обводненности в среднем на одну оптимизированную скважину остается практически неизменным в течение года.

Максимальный эффект от проведенной оптимизации был получен в марте, апреле, августе, ноябре и декабре, наименьший эффект получили в мае, июле и сентябре.

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения

5.1 Расчет экономической эффективности потокоотклоняющих технологий на примере Х... месторождения

В последние годы в связи с вступлением основных нефтяных месторождений республики в позднюю стадию разработки, необходимостью вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов и в связи с техническим прогрессом разработаны и применяются большое число новых методов воздействия как на призабойную зону пласта, так и на пласт в целом. При этом одни методы направлены на интенсификацию работы скважин (увеличение дебита добывающих и приемистости нагнетательных скважин), другие – только на увеличение нефтеотдачи, третьи – как на интенсификацию работы скважин, так и на увеличение нефтеотдачи пластов.

Экономический эффект от использования мероприятий научно- технического прогресса при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений образуется за счёт получения дополнительной добычи нефти и газа в результате оптимизации режима разработки объектов и работы скважин, использование новых методов повышения нефтеизвлечения и повышения их эффективности, использование методов воздействия на призабойную зону скважин.

В результате анализа геологических особенностей пластов Х... месторождения и текущего состояния разработки были выделены очаги нагнетательных скважин, характеризующихся опережающей обводненностью продукции скважин и соответствующих критериям применимости потокоотклоняющих составов.

При выборе скважин для воздействия учитывались следующие критерии оптимального применения потокоотклоняющих составов:

- опережение обводненности продукции скважин по сравнению с темпом

отбора извлекаемых запасов;

- обводнение продукции скважин только нагнетаемой водой;
- участки с повышенной послойной проницаемостной неоднородностью и расчлененностью, что показывает вероятность преждевременного прорыва нагнетаемой воды (не менее 3);
- наличие невыработанных запасов нефти, определяющих потенциал технологий ПНП;
- прогнозный коэффициент охвата не более 0,6;
- в основном фонде скважин отсутствие ЗКЦ и герметичность колонн;
- достаточно высокая приемистость нагнетательных скважин (не менее 200 м³/сут);
- достаточно высокое соотношение действующего реагирующего добывающего фонда к нагнетательному.

Расчет дополнительной добычи нефти проведен с использованием математической модели, основанной на трубах тока в программном комплексе Line_m (свидетельство об официальной регистрации в Российской Федерации №2007613274). Оценка прогнозных технологических и экономических показателей проводилась с вариацией различных объемов закачки с последующей оценкой интервала оптимальных объемов по технологическим и экономическим показателям.

Технологическая эффективность применения потокоотклоняющих технологий (ПОТ) пластов и стимуляции работы скважин оценивается по дополнительной добыче нефти. Для оценки же экономической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи можно использовать остающуюся в распоряжении предприятия прибыль от реализации дополнительно добытой нефти за счет проведенных мероприятий по ПОТ.

Экономический эффект рассчитывается по следующей формуле:

$$\text{Эт} = \text{Рт} - \text{Зт} - \text{Нпр} , (23)$$

где Эт - экономический эффект от внедрения мероприятия, тыс.руб.

Рт - оценка результатов осуществления мероприятия, тыс.руб.

Зт - оценка затрат на осуществление мероприятия, тыс.руб.

Нпр - налог на прибыль.

Оценка результатов осуществления мероприятия, т.е. выручка от реализации дополнительно добытой нефти рассчитывается по формуле:

$$\text{Рт} = \text{Ц} \cdot \Delta Q_{\text{н}} , (24)$$

где Ц - цена реализации за 1 тонну нефти, руб.

$\Delta Q_{\text{н}}$ - дополнительная добыча нефти за счет МУН, тыс.тонн.

Оценка затрат на осуществление мероприятия рассчитывается по формуле:

$$\text{Зт} = \Delta Q_{\text{н}} \cdot \text{Зу.пер.} + \text{Змун} , (25)$$

где Зу.пер. - условно-переменные затраты на добычу 1 тонны нефти, руб.

Змун - затраты на осуществление мероприятий по МУН, тыс.руб.

Для оценки деятельности предприятия рассчитывается показатель рентабельности, величина которого показывает соотношение эффекта с использованными ресурсами. В отношении применения методов увеличения нефтеотдачи целесообразно рассчитать рентабельность продаж и рентабельность продукции.

Рентабельность продукции рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{прод}} = \frac{\Pi}{З_t} \cdot 100\% , \quad (26)$$

Сравнение технологий по экономической эффективности можно также осуществлять по удельной прибыли на 1 тонну дополнительно добытой нефти, которая рассчитывается по формуле:

$$\Pi_{\text{уд}} = \frac{\Pi}{\Delta Q_{\text{н}}} , \quad (27)$$

Затраты на обработку одной скважины можно рассчитать по формуле:

$$З_{\text{скв}} = \frac{З_{\text{мун}}}{n} , \quad (28)$$

где n - количество скважино-обработок.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) – это стоимость, полученная путем дисконтирования отдельно на каждый момент, временной период разности всех оттоков и притоков, доходов и расходов, накапливающихся за весь период функционирования объекта инвестирования при фиксированной, заранее определенной процентной ставке.

ЧДД за расчетный год рассчитывается по следующей формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{(P_t - З_t)}{(1+r)^t} , \quad (29)$$

где P_t - стоимостная оценка результатов в t -м году (поток выгод);

Z_t - затраты (отток затрат – капитальные вложения, эксплуатационные затраты и налоги), осуществляемые на шаге t расчета;

r – ставка (норма) дисконта;

T – период (срок жизни проекта);

t – номер шага расчета.

если $ЧДД > 0$, то проект является прибыльным; если $ЧДД < 0$, то проект является убыточным; если $ЧДД=0$, то проект является ни прибыльным, ни убыточным.

Таким образом, оценка экономической эффективности по методам потокоотклоняющих технологий позволяет выявлять неэффективные участки или участки, на которых эффективность очень низка. Определение таких участков дает возможность проведения более детального анализа, который отобразит влияние на экономическую эффективность нарушений договорной, технологической и финансовой дисциплины, проблем технико-экономического и геолого-технического характера, оказавших наибольшее влияние на получение незначительного результата от проведения мероприятия.

5.2. Расчет экономической эффективности применения потокоотклоняющих технологий на примере Х... месторождения

Х... месторождение, пласт Ю³⁻⁴. Участок №1. Для воздействия рекомендуются скважины 202, 204, 205, 206, 392.

Геологические запасы, оцененные объемным методом составляют 3,4 млн.т, начальные извлекаемые запасы в пределах контура участка составляют 1,5 млн.т. На 01.11.12 г. накопленная добыча нефти составляет 549,6 тыс. т, отбор извлекаемых запасов 36,4 %. Интенсивное обводнение началось с 2010 г. Средняя обводненность продукции составляет 73,8 %. Прогнозный Коэф. по участку 0,408,

прогнозный отбор НИЗ 50,0 %, т.е., при текущей системе разработки существует риск недостижения проектных показателей. Средняя проницаемость по участку составляет 0,011 мкм². Средняя нефтенасыщенная толщина составляет 5,3 м. Отметим, что в разрезе скважин присутствует подошвенная вода. В целом, участок соответствует критериям применимости потокоотклоняющих технологий как с геологической, так и с технологической точки зрения.

Среднесуточный прирост добычи нефти составил 2,64 тонн/сут, для семи добывающих скважин, учитывая, что они работали за год в среднем 335 суток. Прирост добычи нефти составил 6200 тонн/год.

Исходные данные для расчета экономической эффективности применения технологии САИ представлены (таблица 19)

Таблица 19 - Исходные данные для расчета экономической эффективности применения потокоотклоняющих технологий на Х... месторождении

Исходные данные для расчета	Ед.изм.	Значение
Количество скважин	штук	5
Дополнительная добыча	тыс. тонн	2,3
Затраты на проведение мероприятия	тыс.руб.	5742,754
Затраты на МУН на 1 скважину	тыс.руб.	1148,55
Среднесуточный дебит	тонн./сут	3,45
Цена реализации 1 тн. нефти без НДС	руб.	12500
Ставка НДС	руб./тонн.	919
Налог на прибыль	%	20

Стоимостная оценка результатов осуществления мероприятия рассчитывается по формуле:

$$P_t = 12500 \cdot 2,3 = 28750 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимостная оценка затрат на осуществление мероприятия рассчитывается по формуле:

$$З_t = 2,3 \cdot 919 + 5742,754 = 7856,454 \text{ тыс.руб.}$$

Экономический эффект от применения данного мероприятия рассчитывается по формуле:

$$Э_t = 28750 - 7856,454 - 4178,7 = 16714,846 \text{ тыс.руб.}$$

Рентабельность определяется по формуле:

$$R_{\text{пр}} = \frac{16714,846}{28750} \cdot 100\% = 58,14\%$$

Рентабельность продукции определяется по формуле:

$$R_{\text{прод}} = \frac{16714,846}{7856,454} \cdot 100\% = 212,75\%$$

Затраты на одну скважино-операцию рассчитывается по формуле:

$$З_{скв} = \frac{5742,754}{5} = 1148,55 \text{ тыс.руб.}$$

Расчет экономической эффективности по проведенным мероприятиям производили по формуле:

$$ЧДД = \frac{28750 - 7856,454}{1+1,75} = 7597,65$$

Рассчитанные показатели сведены (таблица 20)

Таблица 20 - Расчет экономического эффекта

Показатели	Ед.изм.	Сумма
Выручка от реализации без НДС	тыс.руб.	30430,92
Затраты на проведение мероприятия	тыс.руб.	5742,754
Налог на добычу полезных ископаемых	тыс.руб.	16475,26
Итого производственных затрат	тыс.руб.	7856,454
Налог на прибыль, тыс.руб.	тыс.руб.	4178,7
Прибыль после налогообложения, тыс.руб.	тыс.руб.	16714,846
Рентабельность продаж	%	58,14
Рентабельность продукции	%	212,75
Затраты на одну скв.-операцию	тыс.руб.	1148,55

Расчет показал, что все планируемые показатели фактически дали положительный результат.

По приведенным расчетам видно, что ЧДД >0 и составляет 7597,65 тыс. руб. Из этого можно сделать вывод, что использование микробиологического метода улучшения нефтеотдачи на основе технологии сухого активного ила экономически эффективен. Чистая прибыль от внедрения данного метода составила 16714,846 тыс.руб. Основным фактором увеличения чистой прибыли стал рост добычи нефти на 3,9 тыс. тонн.

6. Социальная ответственность

Целью данной выпускной квалификационной работы является описание особенностей разработки Х... нефтяного месторождения, его геологическая характеристика, гидродинамические исследования продуктивных пластов, геофизические исследования скважин, текущие показатели разработки, а также обоснование способов и режимов эксплуатации скважин и применяемого внутрискважинного оборудования, выбор рационального способа подъема жидкости.

В разделе приведена оценка вредных и опасных факторов, их источников и влияние на работников предприятия, принимающих непосредственное участие в производственных процессах (слесари КиП, электрики, операторы ДНГ, операторы ПРС, мастера добычи, геологи, геофизики), воздействия на компоненты природной среды рекомендуемого варианта разработки Майского месторождения. Предусмотрены мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану окружающей среды и недр от возможных негативных воздействий, связанных с рекомендуемым вариантом разработки Майского месторождения.

6.1 Производственная безопасность на Х... месторождении

6.1.1 Анализ опасных производственных факторов

Любая производственная деятельность сопряжена с воздействием на работающих вредных и опасных производственных факторов. Отсюда обеспечение безопасных условий труда – одна из основополагающих целей, к которой должно стремиться руководство предприятия.

Опасные и вредные факторы при выполнении работ с электроцентробежными насосами (таблица 21)

Таблица 21 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование работ/участники процесса	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74-ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
Разработка Х... нефтяного месторождения/работники промысла	Вредные	Опасные	ГОСТ 12.0.003-74 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.003-83 ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 12.1.019-79 СанПиН 2.2.4.548-96 СНиП 23-05-95 СанПиН 2.2.2.542-96 СНиП П-12-77 РД 08-200-98
	1. Превышение уровней шума 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны 3. Отклонение показателей климата 4. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны 5. Отклонение показателей микроклимата в помещении	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования 2. Давление (разрушение систем, работающих под давлением 3. Опасность поражения электрическим током 4. Несоответствие оборудования необходимым требованиям (неисправность оборудования)	

6.1.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.

Процесс разработки и эксплуатации месторождения включает в себя работы в условиях, которые могут привести к ухудшению самочувствия и снижению работоспособности, а также работы с оборудованием и механизмами, которые могут привести, при нарушении условий эксплуатации, к причинению вреда здоровью человека, потере им трудоспособности, либо смерти.

В связи с этим, на каждый технологический процесс проектной организацией должен составляться, а нефтегазодобывающим предприятием утверждаться технологический регламент, который уточняется после пусконаладочных работ. Отказы, неполадки оборудования и систем, нарушения технологического регламента, другие инциденты регистрируются предприятием в соответствии с требованиями федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

6.1.3 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследования.

- Повышенный шум

Повышенный шум - источниками шума являются звуки, вызванные в результате производственной деятельности машин и установок.

Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха.

Длительное действие шума > 85 дБ в соответствии с нормативными документами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 и ГОСТ 12.1.003-83, приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления.

Основные методы борьбы с шумом:

а) Использование средств, снижающих шум. К акустическим средствам защиты относятся звукоизоляция, звукопоглощение, виброизоляция, вибродемпфирование.

б) Применяются звукоизолирующие экраны, кожухи, кабины,

облицовки, прокладки, опоры, конструктивные разрывы, демпферы, а также глушители шума - реактивные, абсорбционные, комбинированные.

в) Для защиты от непосредственного, прямого воздействия шума используют звукоизолирующие экраны и перегородки;

г) Средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;

д) Соблюдение режима труда и отдыха

- Опасность поражения электрическим током

Поражение электрическим током - один из основных травмирующих факторов. При работах в особо неблагоприятных условиях (в барабанах котлов, металлических резервуарах и т. п.) переносные электрические светильники должны иметь напряжение не выше 12В. Электрические удары наиболее опасны, так как электроток поражает нервную, сердечную и мышечную системы и органы дыхания, вызывающие ожоги, разрыв тканей и свертывание крови. Степень воздействия токов на человека (таблица 22)

Таблица 22 – Воздействие тока на человека

Сила тока проходящая через , мА	Воздействие на человека	
	переменный ток 50-60 Гц	постоянный ток
0,5-1,5	начало ощущения, лёгкое дрожание пальцев рук	не ощущается
2,0-3,0	сильное дрожание пальцев рук	не ощущается
5,0-7,0	судороги в руках	зуд, ощущение нагрева
20,0-25,0	паралич рук, оторвать их от электрода невозможно, очень сильные боли, дыхание затруднено	ещё большее усиление нагрева
50,0-80,0	остановка дыхания, начало фибрилляции сердца	сильное ощущение нагрева, сокращение мышц рук, судороги, затруднение дыхания
90,-100,0	остановка дыхания, при длительном воздействии - 3 сек. и более следует остановка сердца	остановка дыхания

Согласно ГОСТ 61140-2012 для максимальной защиты персонала необходимо предпринимать следующие меры:

- а) Изолировать токоведущие части оборудования;
- б) Заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной

точки;

- в) Применять СИЗ, не проводящие токи;

г) Устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности.

- Отклонение параметров климата

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления. Максимальная температура для Томской области составляет +37 °С, минимальная -55 °С.

- Недостаточная освещенность рабочей зоны

Согласно ГОСТ 12.0.003-86 недостаточная освещенность рабочей зоны является вредным производственным фактором, который может вызвать ослепленность или привести к быстрому утомлению и снижению работоспособности.

На данном производстве комбинированное освещение может составлять 750 лк для работ высокой точности в том числе общее 200 лк, а коэффициент пульсации не более 15%. Минимальное нормированное значение коэффициента естественного освещения для данного случая составляет 2,4%. Недостаточная освещенность рабочей зоны ухудшает зрение и понижает качество работы. Необходимо рассчитать количество ламп и определить их тип

- Опасность механических повреждений.

Все открытые движущиеся составные части механизмов, могущие

служить причиной травмирования обслуживающего персонала, должны иметь ограждения. Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности.

Для выполнения работ на высоте необходимо предусмотреть наличие исправных оградительных средств по ГОСТ 12.4.059 и защитных приспособлений по ГОСТ 26887, ГОСТ 27321, ГОСТ 27372.

- Отклонение параметров микроклимата в помещении

Состояние микроклимата производственного помещения характеризуется следующими показателями: температурой, относительной влажностью, скоростью движения воздуха, интенсивностью теплового излучения от нагретой поверхности.

В помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться определенные параметры микроклимата [73] (таблица 23)

Таблица 23 - Параметры микроклимата для помещений, где установлены компьютеры (ГОСТ 12.1.005-88)

Период года	Параметр микроклимата	Величина
Холодный переходный	Температура воздуха в помещении	22-24°C
	Относительная влажность воздуха	40-60%
	Скорость движения воздуха	до 0,1м/с
Теплый	Температура воздуха в помещении	23-25°C
	Относительная влажность воздуха	40-60%
	Скорость движения воздуха	0,1-0,2м/с

- Запыленность и загазованность рабочей зоны

Действие этого фактора оказывает вредное влияние на дыхательные пути, кожный покров, органы зрения, на пищеварительный тракт. Поражение пылью верхних дыхательных путей в начальной стадии сопровождается раздражением, а при длительном воздействии появляется кашель, отхаркивание грязной мокроты. При работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, работники обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД)

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе

рабочей зоны установлены, согласно ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ "Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны". ПДК предельных алифатических УВ - 300 мг/м³. ПДК сероводорода в смеси с УВ - 3 мг/м³.

- Давление в системах работающих механизмов

При работах с сосудами и системами, работающими под высоким давлением, при неправильной их эксплуатации и нарушении ТБ, есть опасность их разгерметизации и разрушения, что может повлечь за собой травмы, либо смерть работника. В соответствии с этим персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, так же со схемами включения сосудов с указанием источника давления, параметров, рабочей среды арматуры, контрольно - измерительных приборов, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств.

6.1.4 Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов.

Одной из основных целей мероприятий по защите от вредных и опасных факторов является защита персонала предприятия, так как несоблюдение правил безопасности при участии в технологическом процессе может повлечь как травматизм разной степени тяжести, так и гибель сотрудника.

Организационные и технические меры по обеспечению безопасности, осуществляемые при проведении работ, применяемые средства коллективной и индивидуальной защиты, режим проведения работ, а также по оборудованию мест отдыха, приема пищи и санитарно-гигиенических норм до начала работ:

- а) Оформить наряд-допуск на проведение работ повышенной опасности;
- б) Провести внеплановый инструктаж всем членам бригады по выполнению работ повышенной опасности, а также по правилам поведения во взрыво и пожароопасной обстановке и других опасных условиях и

обстоятельствах с росписью в журнале инструктажей на рабочем месте и наряд–допуске;

в) Ознакомить всех руководителей, специалистов, механизаторов и бригадиров с данным планом производства работ, выборочно опросить персонал по усвоению требований безопасности отраженных в разделе.

г) Установить наличие и обозначить знаками расположение всех коммуникаций в радиусе проведения работ;

д) Проверить исправность используемого оборудования.

6.2. Экологическая безопасность.

Немаловажным является соблюдение норм и правил, направленных на экологическую безопасность.

Типы влияний на природные ресурсы:

- загрязнение окружающей среды выбросами нефти вследствие аварийных разливов;
- загрязнение атмосферы веществами выбрасываемыми при сгорании газа как в факелах, так и при аварийных ситуациях;
- загрязнение промышленными и бытовыми отходами;
- отрицательное влияние при строительстве и эксплуатации объектов;

В соответствии с действующими законами, постановлениями и положениями Правительства РФ во всех проектных документах по разработке Х... месторождения должны быть предусмотрены и реализованы на практике экологические исследования района работ и основные мероприятия, обеспечивающие безопасность.

6.2.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду.

Охрана недр и окружающей среды и их рациональное использование при разработке нефтяных месторождений предусматривает комплекс мероприятий, направленных на максимальное извлечение из недр и предотвращения безвозвратных потерь нефти в проницаемые породы разреза

через скважины. Для достижения этой цели эксплуатация нефтяного месторождения должна проводиться в строгом соответствии с технологической схемой или проектом разработки, все содержание которого направлено на получение максимальной нефтеотдачи при наименьших затратах, через герметичные скважины с высоким качеством цементирования заколонного пространства, обеспечивающего надежную изоляцию всех проницаемых горизонтов разреза.

6.2.2. Анализ влияния процесса эксплуатации объекта на окружающую среду.

При строительстве, обустройстве, эксплуатации и обслуживании объектов месторождения, воздействию подвергаются все компоненты окружающей среды. В первую очередь почвенного, растительного покрова, поверхностных вод и атмосферы.

Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды рекомендуются следующие мероприятия:

- закрытая система сбора и транспорта нефти. Автоматизированное отключение насосов, при падении давления, и установка запорной арматуры, которая способна частично отключить определенный участок трубопровода в случае порыва;
- в случае аварийной ситуации локализация разливов осуществляется следующим образом; при средних аварийных разливах - путем установления барьеров; локализация больших объемов разлитой нефти производится с помощью отрывных траншей;
- площадки размещения технологического оборудования должны быть выполнены из сборных бетонных плит и ограждены бордюрным камнем и имеют дождеприемные колодцы, выводящие дождевые стоки и разлившуюся при аварии жидкость в специализированные очистные сооружения при УПСВ с последующей утилизацией в систему ППД;

При возникновении аварийных ситуаций необходимо:

- провести оценку объема разлива;

- провести локализацию разлива и предотвратить его дальнейшее распространение;
- также необходимо собранную с почвы, болотной и водной поверхности нефть на комплексный пункт сбора продукции скважин или ближайший пункт утилизации.

Аварийные разливы на объекте должны локализоваться в пределах обвалованных площадок. После сбора задержанной нефти следует проводить обработку биологическими препаратами типа “Путидойл”, периодическое рыхление поверхности и залужение семенами злаков. Могут быть использованы специализированные сорбенты различных типов, способствующих более полному сбору нефти.

6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, широко распространённую инфекционную болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а также применение современных средств поражения, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация (ГОСТ Р 22.0.02 - 94).

6.3.1. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований.

В случае нарушения технологического процесса добычи нефти и газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из

технологических систем и, как следствие, появляется реальная угроза возникновения чрезвычайной ситуации на объекте. Наиболее опасным источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины.

Основными источниками ЧС на территории Х... нефтяного месторождения являются:

- аварии в результате выхода из строя запорно-регулирующей и предохранительной арматуры;
- аварии в результате разгерметизации РВС для нефти на территории ДНС;
- аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) нефтесборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального нефтепровода.

При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно составленным графикам.

6.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие.

В данном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включаются.

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в

районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах крайнего Севера – 24 календарных дня;

- в местностях, приравненных к районам крайнего Севера - 16 календарных дней.

Заключение

Таким образом, исходя из текущего состояния разработки Х... месторождения, можно сделать следующий вывод.

Уровни добычи нефти и жидкости в 2014 году ниже запланированных на 77,2% и 29,4% соответственно, что обусловлено меньшим действующим фондом и дебитами скважин. Текущая закачка воды отстает от проектной на 14%, что также связано с несоответствием по фонду нагнетательных скважин (более чем в 2 раза). Отклонения уровней добычи превышают допустимые значения в связи с более интенсивными темпами падения дебитов нефти и роста обводненности скважин (объект Ю₁³⁻⁴), а также по причине приостановки разбуривания объекта Ю₁₄₋₁₅ из-за низкой и экономически нерентабельной удельной продуктивности скважин.

По результатам испытания скважин была произведена настройка гидродинамической модели, как по характеру насыщения пластов, так и по коллекторским свойствам. Внедрение различных технологий на нескольких опытных участках работ позволили оценить эффективность разных методов для разных геологических условий, что позволит в дальнейшем выбрать наилучший метод. Проведенные опытнопромышленные работы и опробованные технологии по интенсификации и строительству скважин показали возможность рентабельной разработки пластов, попадающих в категорию «трудноизвлекаемых» запасов.

Список использованной литературы

1. Подсчёт запасов нефти категории C_2 пласта $Ю_{14-15}$ $Ю_1^{3-4}$ Х... нефтяного месторождения. Томск, 2011 г.
2. Технологическая схема разработки Х... нефтяного месторождения, Томск 2017 г.
3. Проект пробной эксплуатации Х... нефтяного месторождения», Отв. исполнитель Молодых П.В., Томск, 2010 г.
4. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. – М.: “Недра”, 1993, 440с.
5. Бухаленко Е.И., Ибрагимов Э.С. и др. Справочник по нефтепромысловому оборудованию. – М.: “Недра”, 1983, 125с.
6. Крец В.Г., Кольцов В.А., Лукьянов В.Г. Нефтегазопромысловое оборудование: комплект каталогов, Томский политехнический университет – Томск: 1997 г.
7. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти. – М.: “Недра”, 1989, 147с.
8. Бабаев С.Г. Надежность нефтепромыслового оборудования. – М.: “Недра”, 1987, 209с.
9. Глобальная сеть Интернет. Продукция компании «Х...» <http://www.x....ru>
10. Глобальная сеть Интернет «Х...» <http://www.X....com>
11. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда : учебное пособие для вузов / П. П. Кукин [и др.]. — 5-е изд., стер. — Москва: Высшая школа, 2009. — 335 с.: ил. — Для высших учебных заведений. —Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с. 333.