

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Инженерная школа	Природных ресурсов
Отделение	Нефтегазового дела
Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело
Профиль	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

АНАЛИЗ И ОБОСНОВАНИЕ СПОСОБОВ И РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА X НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.276.4(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б3Г	Назаренко Юрий Алексеевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

Инженерная школа Природных ресурсов
Отделение Нефтегазовое дело
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Профиль Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
32БЗГ	Назаренко Юрий Алексеевич

Тема работы:

Анализ и обоснование способов и режимов эксплуатации скважин на X нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)

Утверждена приказом директора (дата, номер) 1218/с от 22.02.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы: 10.06.2018

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Технологическая схема разработки X месторождения, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Эффективная разработка месторождения, геолого-физические параметры залежи нефти, определяющие эффективное применение технологии эксплуатаций скважин; определение наиболее благоприятных геолого-физических условий для применения технологии режима скважины; особенности процесса проведения работ, подсчет запасов, текущее состояние разработки X месторождения.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Ассистент. Макашева Юлия Сергеевна
«Социальная ответственность»	Ассистент Абраменко Никита Сергеевич

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

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18.02.2018
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Макимова Юлия Анатольевна			18.02.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б3Г	Назаренко Юрий Алексеевич		18.02.2018

Обозначения, определения и сокращения

ВНК – водо-нефтяной контакт;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ВПП – выравнивание профиля приёмистости;

ППД – поддержание пластового давления;

ГНК – газо-нефтяной контакт;

ГВК – газо – водяной контакт;

ГИС – геофизическое исследование скважины;

ГВНЗ – газо-водо-нефтяная зона;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

ГДИС – гидродинамическое исследование скважин;

ПГИ – промысловое геофизическое исследование;

ВПП – выравнивание профиля приёмистости ;

ГРП – гидроразрыв пласта;

НК – нейтронный каротаж;

ГК – гамма каротаж интегральный;

ПС – метод потенциалов самопроизвольной поляризации;

УВ - углеводород;

ГС - газосепаратор;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

а.о. – абсолютные отметки;

ННС – наклонно направленная скважина;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса ;

РЕФЕРАТ

Данная выпускная работа состоит из 99 страниц, 17 таблиц и 15 рисунков. Список литературы включает 7 источников.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, скважины, УЭЦН, фонтан, нагнетательная скважина, обводнённость, дебит, добыча.

Объектом исследования является X нефтегазоконденсатное месторождение.

Целью работы является анализ и обоснование способов и режимов эксплуатации скважин на X нефтегазоконденсатном месторождении.

В работе приведены сведения о экономико-географической, геолого-физической и геолого-промысловой характеристике месторождения, дан анализ разработки месторождения, представлены показатели текущего состояния разработки. Проведен анализ структуры фонда добывающих скважин, оборудованных УЭЦН. Дано описание техники и технологии добычи с применением УЭЦН. Уточнены площади нефтеносности, газоносности залежей, положения ВНК, ГНК; уточнены дебиты нефти, газа, конденсата, воды, значения пластового давления, давления насыщения, коэффициентов продуктивности скважин; изучены фильтрационно-емкостные характеристики пластов, их распространение по площади; изучены состав и физико-химические свойства пластовых флюидов и их изменение по площади. Для изучения физико-литологических характеристик продуктивных пластов использовался фактический материал, полученный в процессе поисково-разведочных работ и эксплуатационного разбуривания залежи.

.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	8
1. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ X НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	9
1.1. Общие сведения об X нефтегазоконденсатном месторождении.....	9
1.2. Геолого-физическая характеристика месторождения	13
1.2.1. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов	13
1.2.2. Характеристика коллекторов по результатам ГИС	19
1.2.3. Характеристика залежи	24
1.3. Физико-химические свойства пластовых флюидов X нефтегазоконденсатного месторождения	31
1.3.1. Свойства и состав пластовых флюидов	31
1.3.2. Свойства и состав нефти и растворенного газа.....	32
2. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ X НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	40
2.1. Анализ структуры фонда скважин	40
2.2. Анализ текущего состояния разработки месторождения	40
2.3. Анализ фактических режимов эксплуатации добывающих скважин	43
2.4. Обоснование выбора рационального способа подъема жидкости в скважинах, устьевого и внутрискважинного оборудования	43
2.4.1. Перспективы фонтанной эксплуатации скважин	43
2.4.2. Перспективы эксплуатации скважин с применением УЭЦН	46
2.5. Определение парка нефтепромыслового оборудования.....	51
2.6. Рекомендации по повышению надежности работы насосного оборудования	52
2.7. Анализ эффективности применяемой технологии и техники добычи газа и конденсата.....	53
3. ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОМЕНДУЕМОГО ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ И ДОСТИГАЕМЫЕ В РЕЗУЛЬТАТЕ ЕГО ВНЕДРЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОБЪЕКТАМ	60
3.1. Опытно-промышленные работы:	62
3.2. Оценка общих перспектив месторождения	64
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	66
4.1. Общие положения.....	66
4.2. Экономические показатели эффективности	67
4.3. Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат	69
4.4. Характеристика налоговой системы	72
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	85
5.1. Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнения	85
5.2. Мероприятия по охране поверхностных вод	88

5.3. Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова и животного мира	90
5.4. Мероприятия по предотвращению аварийных выбросов, локализации и ликвидации аварийных разливов	91
5.5. Общие требования охраны труда	95
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	97
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ:	98

ВВЕДЕНИЕ

В 1999 году X месторождение было введено в промышленную разработку.

На сегодняшний день любая нефтяная компания ставит перед собой задачи правильного подбора глубинно-насосного оборудования для нефтедобывающих скважин и расчета оптимальных условий его эксплуатации, продлевающих межремонтные периоды работы установок. Особенно большое внимание надо уделять установкам электроцентробежных насосов, на которые приходится основная доля добываемой продукции.

В целом по России из общего фонда скважин, на которых добыча нефти ведется механизированным способом, 55% приходится на станки-качалки и 45% - на другие технологии. При этом около 75 % от общего объема добываемой нефти добывается с помощью УЭЦН и только 25 % - с помощью всех остальных технологий. Помимо непосредственной добычи нефти, электроцентробежные насосы применяются также на нагнетательных скважинах и в системах поддержания пластового давления (ППД).

В данной дипломной работе была поставлена задача на примере X месторождения провести анализ результатов эффективности работы фонда скважин фонтанов и оборудованных УЭЦН

1. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ X НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1. Общие сведения об X нефтегазоконденсатном месторождении

X месторождение в административном отношении находится на территории Парабельского района Томской области (рисунок 1).

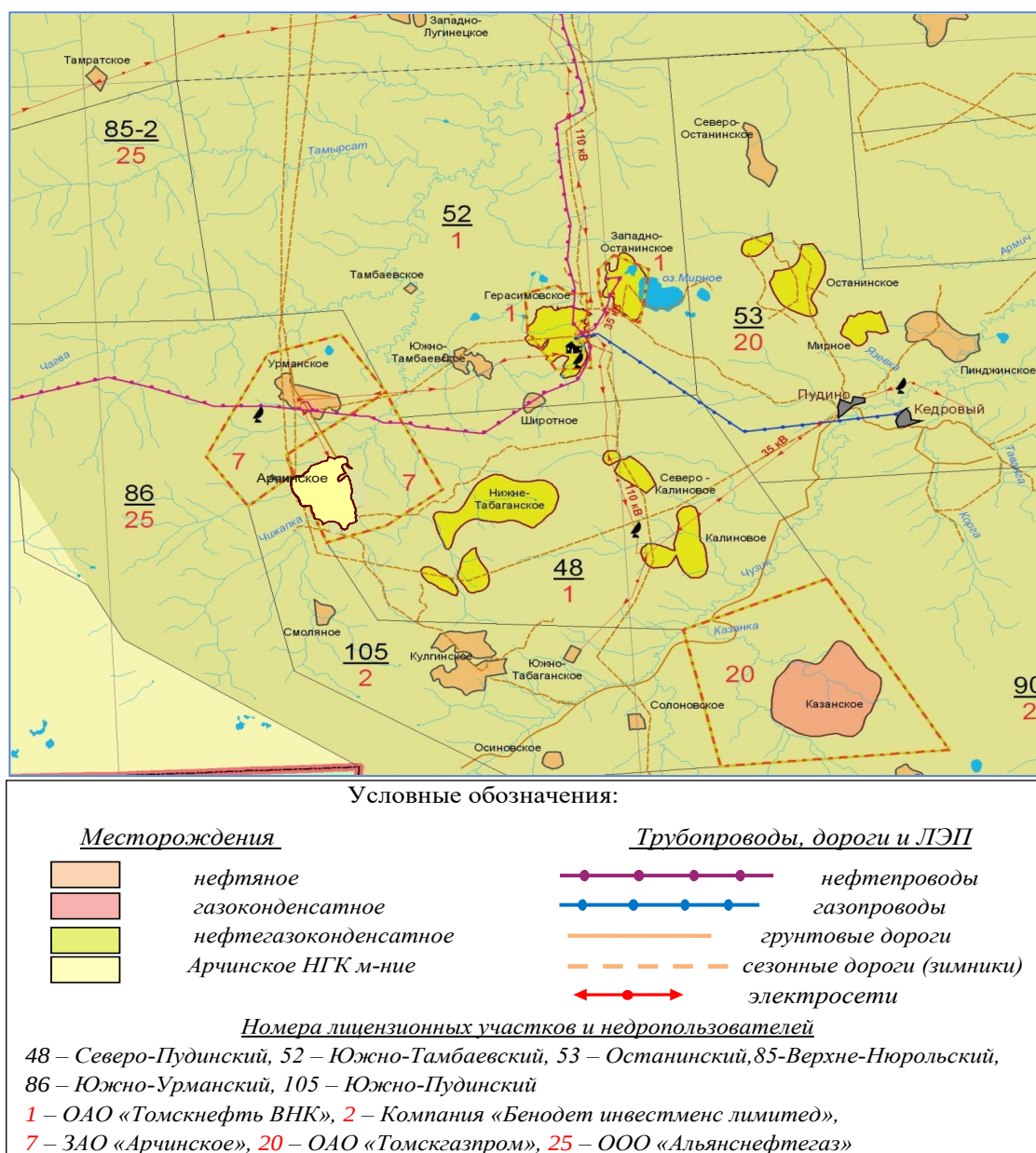


Рисунок 1 - Обзорная схема района работ

Ближайшими населенными пунктами являются с. Пудино и г. Кедровый, расположенные соответственно в 72 км и в 80 км к северо-востоку от месторождения.

Из-за отсутствия постоянных путей сообщения завоз нефтепромыслового оборудования, грузов возможен только по зимникам, действующим с декабря по март. Срочные грузы и вахты завозятся вертолетами.

Речной транспорт традиционен для рассматриваемого района. Поэтому материально-техническое снабжение осуществляется из Томска водным транспортом по рекам Томь, Обь, Васюган, Чузик, Парабель в летний период – с начала мая по конец октября.

В непосредственной близости от месторождения открыты и введены в разработку Х, Герасимовское, Западно-Останинское, Калиновое месторождения (рисунок 1).

В 30 км к северо-востоку от Х месторождения расположен нефтепровод Игольское-Лугинецкое-Парабель, который связан с основной транспортной нефтяной магистралью Александровское – Томск – Анжеро-Судженск.

Электроснабжение района осуществляется Сургутской ГРЭС.

Климат территории, где расположено Х нефтегазоконденсатное месторождение, континентальный, с суровой продолжительной зимой и коротким жарким летом. Средняя минимальная температура наиболее холодного месяца составляет $-25,7^{\circ}\text{C}$, а средняя максимальная температура наиболее жаркого месяца $+23,9^{\circ}\text{C}$. Среднегодовая температура воздуха составляет $-1,2^{\circ}\text{C}$, абсолютный минимум температуры -53°C , абсолютный максимум $+36^{\circ}\text{C}$.

Особенностью климатических условий является большая изменчивость междусуточной температуры воздуха, составляющая в среднем за год $3,1 - 3,2^{\circ}\text{C}$. Этому способствует равнинный характер территории, который не мешает быстрой смене циклонов и антициклонов.

Средняя годовая температура воздуха на поверхности почвы составляет 0°C , максимальная $+25^{\circ}\text{C}$, минимальная -58°C .

По количеству осадков данный район относится к зоне достаточного увлажнения. Наибольшее количество осадков приходится на летнее время.

Зимой увеличивается число дней с осадками, но уменьшается их суточное количество.

Всего за лето выпадает до 50 % годового количества осадков, а за весь теплый период до 70 % от годовой суммы. Наибольшее годовое количество осадков 553 мм, среднее 492 мм, наименьшее 422 мм.

Суммарное испарение с поверхности суши составляет в среднем 300 мм. Преимущество осадков над испарением обуславливает заболачивание местности и питание рек и грунтовых вод.

Снежный покров появляется в октябре и сохраняется до начала мая. В некоторые годы происходит особенно раннее выпадение снега. Средняя высота снежного покрова составляет в октябре и апреле 3см, с ноября по январь – от 17см до 37см, а в феврале – марте – 43см. На защищенном месте за зиму средний снежный покров составляет 47см, максимальный – 82см, а минимальный – 21см. Устойчивый снеговой покров образуется 31 октября, разрушение начинается с 18 апреля и полностью снежный покров сходит 26 апреля (средние даты). Среднее число дней со снежным покровом – 176 дней.

Ледостав на реках устанавливается в конце октября - начале ноября, а вскрытие рек - в начале мая. Амплитуда колебаний уровня р. Чижапка достигает 6,9 м.

Господствующее направление ветра юго-западное и юго-восточное в зимний период, северо-западное и северное в летний период. Средняя годовая скорость ветра на высоте 16 м над поверхностью составляет 3.8 м/сек. Наибольшая среднемесячная скорость ветра наблюдается в мае-июне и составляет 4.2-4.4 м/сек. Наибольшее значение скорости ветра – 30м/сек.

Согласно природному районированию Западной Сибири территория Х месторождения находится в подзоне южной тайги Васюганской природной провинции, в Чижапско-Нюрольском природном районе. Основные морфологические единицы территории представляют собой плато, склоны водораздельной равнины и долины рек, чаще всего малых. Главной особенностью территории является довольно слабая расчленённость поверхности, обуславливающая низкую степень дренированности и высокую

заболоченность. Сюда заходит отрогами крупнейшее в мире Большое Васюганское болото. Междуречья сплошь заняты олиготрофными торфяниками. Южно-таежный характер растительности наиболее выражен в речных долинах (поймах и низких террасах). Наибольшим пространственным распространением пользуются различные типы еловых лесов. Сосновые леса представлены, в основном, мохово-кустарничковыми ассоциациями. В современный период леса находятся в стадии восстановления после пожаров, особенно частых в начале 20 века. На месте коренной темнохвойной тайги возникают производные леса из березы и осины.

Пересекает участок река Чижапка с многочисленными притоками, берущими начало из водораздельных болот. Склоны междуречий имеют абсолютные отметки высот от 101,5 до 120,9 м. Река Чижапка является правобережным притоком р. Васюган. Крутизна склонов менее 2.5 градусов. Русло извилистое. Ширина русла – 15.65 м. Русло и берега реки сложены рыхлыми аллювиальными отложениями (пески, супеси). Реки Пасмондар, Коленка и Арча являются левобережными притоками р. Чижапки.

На месторождении выделяется водоохранная зона (ВОЗ) реки Чижапка и ее притоков Коленка, Арча, Тунжик, Нижняя Табога, которая занимает незначительную часть площади поля нефтегазоносности. По комплексу гидрохимических показателей по данным Гидрометслужбы в последние годы вода рек бассейна Средней Оби относится к 4 классу и оценивается как «грязная».

Кроме речных вод на рассматриваемой территории распространены воды верховых, переходных и низинных болот. Верховые болота распространены на водораздельных пространствах, низинные – в пределах речных долин. Заболоченность рассматриваемой территории составляет более 30 %, глубины болотных торфяных залежей – до 1.8 м и более.

Для питьевого водоснабжения на промыслах обычно используются воды атлымской свиты. Водовмещающими породами являются средне- и мелкозернистые кварцевые пески. Толщина горизонта 15,6-35 м, глубина до

кровли горизонта от 75 до 125 м. Статический уровень устанавливается на глубине от 30 м на водоразделах, до 45 м в долинах рек. Воды по своему составу отвечают требованиям ГОСТа 2874-82 «Вода питьевая», кроме содержания железа, марганца, фтора, фенолов

Несмотря на обилие поверхностных вод, для водоснабжения, как питьевой, так и технической водой, бурятся водозаборные скважины глубиной до 170 метров.

Из местных строительных материалов для строительства используется только лес. Поэтому одним из направлений экономики продолжает оставаться лесное направление. Сегодня лесную отрасль представляют МУП Талиновский лесозавод и ОАО "Нарымский ЛПК" - одно из крупнейших в области.

Осуществляет свою деятельность цех по производству строительных блоков из полистирол-бетона. Производством кирпича занимается индивидуальное предприятие, ежегодный объем производства до 3 млн. кирпичей.

Традиционные направления в хозяйстве района сохраняются и сегодня. Парабельский рыбозавод добывает и перерабатывает речную рыбу. Заготовкой пушнины ценного зверя занимаются охотники, профессионалы и любители, работающие в филиале общества ООО "Парабельский заготпромхоз".

1.2. Геолого-физическая характеристика месторождения

1.2.1. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Продуктивные пласты на X месторождении приурочены к отложениям герасимовской-лугинецкой свит средне-верхнедевонских отложений (пласт M_1), салатской свиты тоарского яруса (пласт $Ю_{15}$), тюменской свиты ааленского яруса (пласт $Ю_{14}$) и васюганской свиты оксфордского яруса ($Ю_1^1$). Всего на месторождении выявлено 8 залежей: две нефтегазоконденсатные и одна газовая в пласте M_1 , одна нефтяная в пласте $Ю_{15}$ и по две нефтяных в пластах $Ю_{14}$ и $Ю_1^1$. Нефтегазоносные отложения на месторождении залегают на глубинах -

2525 м – 2980 м а.о. Залежи пласта M_1 массивные, тектонически экранированные, залежь пласта $Ю_{15}$ – тектонически экранированная, по пласту $Ю_{14}$ одна залежь литологически экранированная, другая – тектонически экранированная. Размеры залежей изменяются от $1,0 \times 0,85$ км при высоте 14,0 м (пласт $Ю_1^1$ р-н скв. 50) до $11,0 \times 7,4$ км при высоте 129 м (пласт M_1 основная залежь). Уровни ВНК установлены на глубинах а.о. от -2519 м до -3049,5 м, ГНК – на а.о. от -2942,0 м до -3013,5 м, ГВК – а.о. -2983,0 м.

Общие толщины пластов изменяются от 16,7 м (пласт $Ю_1^1$) до вскрытой толщины 137,1 м (пласт M_1). Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежам изменяются от 1,9 м до 14,0 м, газонасыщенные – от 3,1 м до 13,0 м, коэффициент песчанистости – от 0,1 до 0,7, коэффициент расчлененности – от 1 до 14.

Коллекторами пласта M_1 служат, в основном, известняки органогенные амфипоровые, массивные, частично трещиноватые, кавернозные, но встречается тип коллектора терригенно-карбонатный (р-н скважины 51), представленный известковистыми песчаниками и битуминозно-глинистыми известняками. Коллекторы пластов $Ю_1^1$, $Ю_{14}$ и $Ю_{15}$ – песчаники и алевролиты. Диапазон изменения коэффициентов открытой пористости, определенной по керну на дату создания настоящего документа, составляет от 0,1% до 29,0 %, проницаемости – от 0,01 мД до 75,7 мД, остаточной водонасыщенности – от 23,4 % до 97,1 %. Данная характеристика больше относится к непроницаемой части продуктивных пластов, так как освещенность керном проницаемых прослоев низкая.

По результатам интерпретации ГИС средние значения фильтрационно-емкостных свойств пластов $Ю_1^1$, $Ю_{14}$ и $Ю_{15}$ следующие: пористость от 12 % до 17 %, проницаемость от 6,4 мД до 16,5 мД, начальная нефтенасыщенность от 48 % до 57 %. Для пласта M_1 для карбонатного коллектора средняя пористость составляет 7 %, проницаемость 2,8 мД, для карбонатно-терригенного коллектора пористость – 14 %, проницаемость – 2,6 мД.

По данным гидродинамических исследований проницаемость для юрских пластов составляет 0,6 мД, для пласта M_1 – 1,9 мД.

Коэффициент вытеснения для пласта M_1 ввиду отсутствия исследований остаточной нефтенасыщенности на образцах керна X месторождения принят по аналогии с соседним Герасимовским месторождением и равен 0,500.

По пластам $Ю_1^1$, $Ю_{14}$ и $Ю_{15}$ коэффициент вытеснения принят с учетом результатов определения остаточной нефтенасыщенности на кернах из скважины 48 X и начальной нефтенасыщенности, определенной по ГИС для каждого пласта. Диапазон изменения коэффициента вытеснения по данным пластам составляет 0,404-0,482.

По своим физико-химическим свойствам нефти месторождения относятся к малосернистым – содержание серы не превышает 0,4% мол, по плотности сепарированной нефти при $t=20^0C$ от особо легких - $0,811 \text{ г/см}^3$ до средних - $0,862 \text{ г/см}^3$. Динамическая вязкость в пластовых условиях составляет 0,6-0,45 мПас, в поверхностных условиях определена равной в среднем 17,9-5,95 мПа/с при $t=20^0C$ и 5,72-2,62 мПа/с при $t=50^0C$. Нефти являются парафиновыми – 6,48-4,98%, малосмолистыми – 3,6-4,93%, с невысоким содержанием – 56 % и 45 % - фракций, выкипающих до 300^0C .

Газовый фактор, определенный при дифференциальном разгазировании нефти составляет $156 \text{ м}^3/\text{т}$ и $124,3 \text{ м}^3/\text{т}$, объемный коэффициент 1,250 – 1,433. Свободный газ метанового состава – содержание CH_4 составляет 84,69 % мол. Содержание головных компонентов составляет: этана – 4,71 % мол., пропана – 2,65 % мол., бутанов – 1,24 % мол., высших – 3,91 % мол. Содержание CO_2 – 2,26 % мол., N – 0,53 % мол. Плотность газа в пластовых условиях равна $0,243 \text{ г/см}^3$, вязкость – 0,029 мПас, давление максимальной конденсации – 10,1 МПа. Стабильный конденсат имеет плотность $0,753 \text{ г/см}^3$, вязкость – 0,93 мПас, молекулярную массу – 128, является малопарафинистым (содержание твердых парафинов менее 1 % масс.), потенциальное его содержание в сухом газе определено равным 190 г/см^3 . По результатам дифференциальной конденсации

пластового газа коэффициент извлечения конденсата при давлении 0,1 МПа равен 0,757.

Пластовые воды доюрского комплекса имеют плотность 1,019-1,041 г/см³, динамическую вязкость 0,28 мПа с, минерализацию от 24,5 до 57,6 г/л, относятся, в основном, к хлоридно-кальциевому типу, в пределах X месторождения – к хлоридно-натриевому.

Пластовые воды юрского комплекса характеризуются плотностью от 1,005 до 1,038 г/см³, несколько меньшей минерализацией – 13,2-50,4 г/л, относятся к хлоридно-натриевому типу.

Сводная геолого-физическая характеристика месторождения представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов X месторождения

Параметры	Пласт, залежь			
	Ю ₁ ¹		Ю ₁₄	
	р-н скв. 50Р	р-н скв. 40Р	Основ-ная	р-н скв. 41Р
Типы залежи	нефтяная, пластовая сводовая	нефтяная, пластовая, сводовая, тект. и лит. экранированная	нефтяная, пластовая тектон. экранир.	нефтяная, пластовая литол. экранир.
Тип коллектора	терригенный, поровый			
Средняя глубина залегания кровли (абс.отм.), м	-2525	-2490	-2870	-2830
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	614	8355	20222	2865
Средняя общая толщина, м	22.2	13.8	23.2	35.2
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	-	-	-	-
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5	9.3	6.5	3.3
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	-	-	-	-
Абсолютная отметка по залежам ГНК, м	-	-	-	-
Абсолютная отметка по залежам ВНК, м	2539	2519	2897	2845
Абсолютная отметка по залежам ГВК, м	-	-	-	-
Коэффициент пористости	0.15	0.17	0.13	0.12
Коэффициент нефтенасыщенности	0.51	0.48	0.52	0.57
Коэффициент газонасыщенности	-	-	-	-
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	2.0	2.0	0.6	0.6
Коэффициент песчанистости.	0.7	0.7	0.4	0.1
Расчлененность	9	3	2	1
Начальная пластовая температура, °С	84	84	100	100
Начальное пластовое давление, МПа	27.35	27.33	31.35	31.32
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	0.64*	0.64 *	0.6	0.6
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	н.д.	н.д.	0.683	0.683
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0.860*	0.860*	0.811	0.811
Объемный коэффициент нефти.	1.25	1.25	1.433	1.433
Давление насыщения нефти газом, МПа	н.д.	н.д.	13.3	13.3
Газосодержание, м ³ /т	116.3*	116.3*	156	156
Содержание стабильного конденсата, г/м ³	-	-	-	-
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0.42	0.42	0.42	0.42
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1.012	1.012	1.012	1.012
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1.022	1.022	1.022	1.022
Сжимаемость, 1/МПа*10 ⁻⁴ :				
нефти	н.д.	н.д.	24.7	24.7
воды	4.47	4.47	4.47	4.47
породы	0.33	0.33	0.33	0.33
Коэффициент вытеснения	0.439	0.404	0.433	0.482

Продолжение таблицы 1

Параметры	Пласт, залежь			
	Ю ₁₅	М ₁		
	Основная	основная	р-н скв. 50Р	р-н скв. 51Р
Типы залежи	нефтяная, пластовая тект. и лит. экран.	нефтегазоконденсатная массивная, тект. экран.	нефтегазоконденсатная, массивная, тектон. экранир.	газоконденсатная, массивная, с элементами тектон. экранир.
Тип коллектора	терриген. поровый	карбонатный, порово-трещинно-кавернозный		карбонатно-терригенный
Средняя глубина залегания кровли (абс.отм.), м	-2900	-2900	-2980	-2940
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	16908	57210	2034	4317
Средняя общая толщина, м	40.7	100(вскр.)	104.7 (вскр.)	137.1 (вскр.)
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	-	13	3.1	12.5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	9	14	1.9	-
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	10.9	18.6	2.5	6.6
Абсолютная отметка по залежам ГНК, м	-	2942	3013.5	-
Абсолютная отметка по залежам ВНК, м	2925	3004.5	3049.5	-
Абсолютная отметка по залежам ГВК, м	-	-	-	2983
Коэффициент пористости	0.14	0.07	0.07	0.14
Коэффициент нефтенасыщенности	0.53	0.73	0.73	-
Коэффициент газонасыщенности	-	0.79	0.79	0.70
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	0.6	1.9	1.3	4
Коэффициент песчаности	0.4	0.3	0.1	0.2
Расчлененность	6	14	11	10
Начальная пластовая температура, °С	100	104	104	104
Начальное пластовое давление, МПа	31.37	32.9	33.4	27.4
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	0.6	0.45	0.45	-
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0.683	0.688	0.688	-
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0.811	0.862	0.862	-
Объемный коэффициент нефти.	1.433	1.282	1.282	-
Давление насыщения нефти газом, МПа	13.3	32.7	32.7	-
Газосодержание, м ³ /т	156	121.4	121.4	-
Содержание стабильного конденсата, г/м ³	-	190	190	190
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0.42	0.28		
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1.012	1.017		
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1.022	1.027		
Сжимаемость, 1/МПа*10 ⁻⁴ :				
нефти	24.7	9.9	9.9	-
воды	4.47	4.48		
породы	0.33	0.28		
Коэффициент вытеснения	0.443	0.500**	0.500**	-

1.2.2. Характеристика коллекторов по результатам ГИС

Во всех пробуренных скважинах месторождения выполнялся основной комплекс геофизических исследований скважин (ГИС).

Выделение пород-коллекторов в разрезе продуктивных пластов, определение эффективных нефте-газонасыщенных толщин проводилось по комплексу качественных признаков и количественных критериев, определенных с учетом результатов лабораторного исследования керна.

В целом из юрских продуктивных пластов вынесено и исследовано большое количество керна, но из низко проницаемой части разреза, не входящей в эффективные толщины. По пласту Ю₁¹ всего три проницаемых интервала в одной разведочной скважине 40 охарактеризованы керном. Аналогичная ситуация с освещенностью керновыми данными отмечается и по пластам Ю₁₄ и Ю₁₅ (даже при объединении керновой выборки). Только два проницаемых интервала в разведочных скважинах 45 и 51 охарактеризованы керном с необходимой достоверностью.

Из-за дефицита керновой информации по юрским пластам для петрофизического обеспечения интерпретации ГИС использовались керновые данные по скважине 109 соседнего X месторождения, по которой достигнут практически 100% вынос керна из интервалов продуктивных пластов Ю₁₄ и Ю₁₅.

В юрских отложениях для выделения коллекторов приняты граничные значения $K_{пр\ гр} = 0,5$ мД, $\alpha_{пс} = 0,39$, $K_{пг\ гр} = 10,5\%$. Оценка коэффициента открытой пористости выполнялась по стандартным методикам с использованием НК, ГК и ПС. При оценке достоверности определения коэффициента пористости в пластах Ю₁¹, Ю₁₄ и Ю₁₅ проводилось сопоставление всех имеющихся керновых определений пористости в проницаемых интервалах данных пластов (таблица 2.). Приведенное на рисунке 2. интервальное сопоставление демонстрирует расхождение пористости по керну и ГИС в пределах 1% при отсутствии систематики.

Для пласта M_1 в связи с отсутствием определений остаточной водонасыщенности на образцах керна, а также прямых качественных признаков проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, в качестве количественного критерия использована величина прогнозной проницаемости 0,06 мД. Определение пористости в пласте M_1 выполнено по данным НК и ГК, при этом в определении данного параметра существует некоторая условность, так как отсутствие керна по продуктивной толще не позволяет провести сопоставление полученных результатов.

Характер насыщенности коллекторов определялся по величине критической водонасыщенности K_v кр, рассчитанной по данным исследования керна скважин 109 и 124 X месторождения с учетом результатов опробования скважин и положения межфлюидальных контактов.

Таблица 2 - Данные для сопоставления пористости по керну и ГИС по проницаемым интервалам продуктивных терригенных пластов

№ скв.	Пласт	Проницаемый интервал		Число образцов	Кп,кern	Кп,гис
40R	$Ю_1^1$	2615.1	2616.2	4	16.9	17.0
40R	$Ю_1^1$	2616.2	2618.9	5	15.8	17.0
40R	$Ю_1^1$	2619.9	2624.3	3	14.6	15.4
50R	$Ю_1^1$	нет керна из проницаемой части пласта...				
51R	$Ю_1^1$	нет количественной интерпретации				
54R	$Ю_1^1$	нет каротажа				
43R	$Ю_{14-15}$	нет керна из проницаемой части пласта...				
45R	$Ю_{14-15}$	3041.5	3042.7	9	14.9	13.6
46R	$Ю_{14-15}$	нет керна из проницаемой части пласта...				
50R	$Ю_{14-15}$	нет керна из проницаемой части пласта...				
51R	$Ю_{14-15}$	3035.4	3038.0	4	11.1	11
54R	$Ю_{14-15}$	нет каротажа				

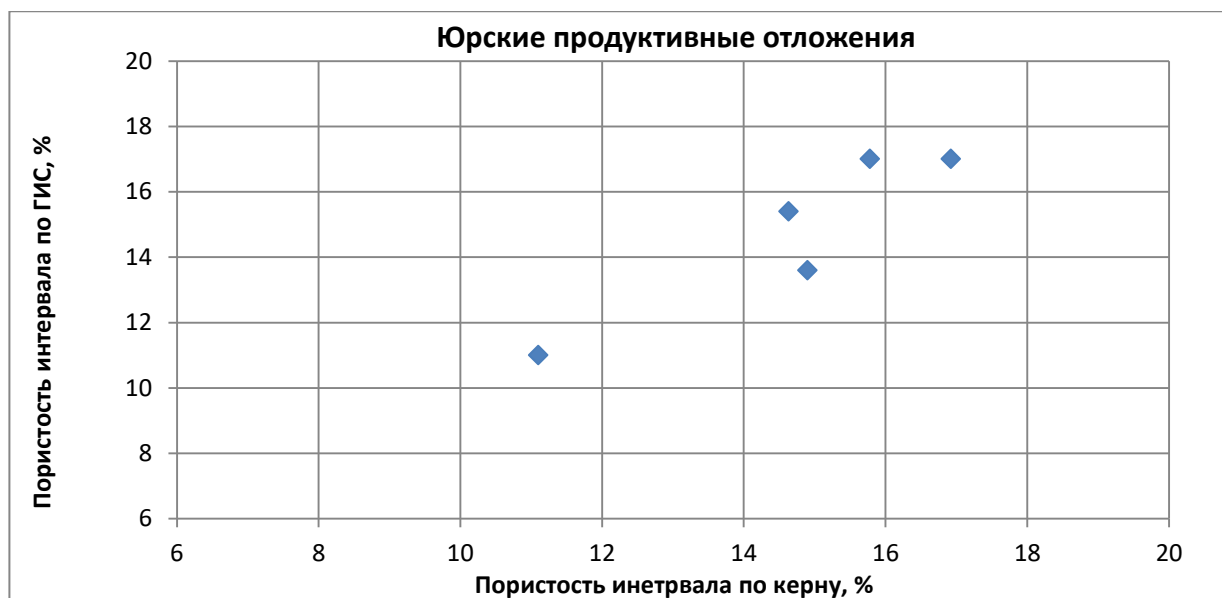


Рисунок 2 - Сопоставление пористости по керну и ГИС для проницаемых интервалов терригенных продуктивных пластов X месторождения

Таблица 3 - Характеристика продуктивных пластов по результату интерпретации ГИС

Параметр	Ю ₁ ¹		Ю ₁₄	
	р-н скв. 40	р-н скв. 50	основная	р-н скв. 41
1. Общая толщина, м				
1.1 Количество скважин	4	1	4	1
1.2 Минимальное значение	11,1	22,2	18,2	35,2
1.3 Максимальное значение	19,6	22,2	29,4	35,2
1.4 Среднее значение	15,2	22,2	23,2	35,2
2. Эффективная толщина, м				
2.1 Количество скважин	4	1	4	1
2.2 Минимальное значение	1,0	16,3	6,4	3,1
2.3 Максимальное значение	13,0	16,3	10,2	3,1
2.4 Среднее значение	7,75	16,3	9,0	3,1
3. Эффективная нефтенасыщенная толщина, м				
3.1 Количество скважин	2	1	4	1
3.2 Минимальное значение	7,4	11,8	6,4	3,1
3.3 Максимальное значение	13,0	11,8	10,2	3,1
3.4 Среднее значение	10,2	11,8	8,4	3,1
4. Эффективная газонасыщенная толщина, м				
4.1 Количество скважин	-	-	-	-
4.2 Минимальное значение	-	-	-	-
4.3 Максимальное значение	-	-	-	-
4.4 Среднее значение	-	-	-	-
5. Коэффициент песчанистости				
5.1 Количество скважин	4	1	4	1
5.2 Минимальное значение	0,07	0,72	0,32	0,09
5.3 Максимальное значение	0,79	0,72	0,51	0,09
5.4 Среднее значение	0,40	0,72	0,39	0,09
6. Коэффициент расчленености				
6.1 Количество скважин	4	1	4	1
6.2 Минимальное значение	1,0	5,0	1,0	1,0
6.3 Максимальное значение	3,0	5,0	4,0	1,0
6.4 Среднее значение	1,8	5,0	2,0	1,0
7. Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²				
7.1 Количество скважин	4	1	4	1
7.2 Минимальное значение	0,49	3,81	8,68	13,52
7.3 Максимальное значение	6,35	3,81	13,45	13,52
7.4 Среднее значение	3,56	3,81	10,43	13,52
8. Коэффициент пористости				
8.1 Количество скважин	4	1	4	1
8.2 Минимальное значение	0,11	0,14	12,00	0,123
8.3 Максимальное значение	0,18	0,14	13,35	0,123
8.4 Среднее значение	0,15	0,14	12,50	0,123
9. Коэффициент начальной нефтенасыщенности				
9.1 Количество скважин	2	1	4	1
9.2 Минимальное значение	0,444	0,467	0,420	0,568
9.3 Максимальное значение	0,535	0,467	0,561	0,568
9.4 Среднее значение	0,490	0,467	0,497	0,568
10. Коэффициент начальной газонасыщенности				
10.1 Количество скважин	-	-	-	-
10.2 Минимальное значение	-	-	-	-
10.3 Максимальное значение	-	-	-	-
10.4 Среднее значение	-	-	-	-

Продолжение таблицы 3

Параметр	Ю ₁₅	М ₁		
	основная	основная	р-н скв. 50	р-н скв. 51
1. Общая толщина, м				
1.1 Количество скважин	5	11	1	1
1.2 Минимальное значение	33,1	26,5	104,7	141,5
1.3 Максимальное значение	50,3	218,3	104,7	141,5
1.4 Среднее значение	40,7	109,1	104,7	141,5
2. Эффективная толщина, м				
2.1 Количество скважин	5	11	1	1
2.2 Минимальное значение	3,7	6,2	10,5	27,9
2.3 Максимальное значение	36,1	103,4	10,5	27,9
2.4 Среднее значение	17,1	31,1	10,5	27,9
3. Эффективная нефтенасыщенная толщина, м				
3.1 Количество скважин	5	11	1	-
3.2 Минимальное значение	1,4	2,2	2,4	-
3.3 Максимальное значение	15,7	26,7	2,4	-
3.4 Среднее значение	9,2	10,5	2,4	-
4. Эффективная газонасыщенная толщина, м				
4.1 Количество скважин	-	5	1	1
4.2 Минимальное значение	-	12,3	5,6	21,3
4.3 Максимальное значение	-	25,3	5,6	21,3
4.4 Среднее значение	-	17,0	5,6	21,3
5. Коэффициент песчанистости				
5.1 Количество скважин	5	11	1	1
5.2 Минимальное значение	0,11	0,15	0,10	0,20
5.3 Максимальное значение	0,72	0,47	0,10	0,20
5.4 Среднее значение	0,41	0,27	0,10	0,20
6. Коэффициент расчленености				
6.1 Количество скважин	5	11	1	1
6.2 Минимальное значение	1,0	2,0	12,0	10,0
6.3 Максимальное значение	8,0	40,0	12,0	10,0
6.4 Среднее значение	5,4	15,0	12,0	10,0
7. Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²				
7.1 Количество скважин	5	11	1	1
7.2 Минимальное значение	8,87	0,13	0,22	2,20
7.3 Максимальное значение	19,89	44,21	0,22	2,20
7.4 Среднее значение	14,92	6,34	0,22	2,20
8. Коэффициент пористости				
8.1 Количество скважин	5	11	1	1
8.2 Минимальное значение	0,110	0,040	0,070	0,127
8.3 Максимальное значение	0,153	0,147	0,070	0,127
8.4 Среднее значение	0,137	0,081	0,070	0,127
9. Коэффициент начальной нефтенасыщенности				
9.1 Количество скважин	5	11	1	-
9.2 Минимальное значение	0,373	0,569	0,795	-
9.3 Максимальное значение	0,560	0,856	0,795	-
9.4 Среднее значение	0,461	0,692	0,795	-
10. Коэффициент начальной газонасыщенности				
10.1 Количество скважин	-	5	1	1
10.2 Минимальное значение	-	0,722	0,794	0,531
10.3 Максимальное значение	-	0,836	0,794	0,531

10.4 Среднее значение	-	0,798	0,794	0,531
-----------------------	---	-------	-------	-------

1.2.3. Характеристика залежи

Пласт M_1 содержит три залежи, различных как по насыщающему их флюиду, так и по размерам. Залежь в районе скв.51П является газоконденсатной. Основная залежь и залежь в районе скв.50П – нефтегазоконденсатные. Залежи, выявленные в фундаменте, характеризуются сложным строением, подошва пласта M_1 , а также его общая толщина не определены и зависят от глубины бурения той или иной скважины. Специфика коллекторов и ловушек обуславливает развитие в доюрских отложениях преимущественно залежей массивного, тектонически экранированного типа, тяготеющих к зонам повышенной трещиноватости.

Основная залежь приурочена к выступу карбонатного фундамента девонского возраста и с трех сторон контролируется тектоническими нарушениями, лишь в западной части – линией ВНК. Тип коллектора – карбонатный.

Залежь вскрыта восемью поисково-разведочными скважинами на глубинах 3013-3151 м. Сква.40, 41, 42, 43, 49 вскрыли как газовую шапку, так и нефтяную подгазовую часть залежи. Газовые толщины в залежи изменяются от 12,3 м (скв.49) до 25,3 м (скв.40) с тенденцией увеличения в юго-восточном направлении, нефтенасыщенные толщины варьируют от 2,2 м (скв.46) до 26,7 м (скв.41), уменьшаясь к юго-востоку.

Газовая шапка залежи вскрыта пятью скважинами. Она обширна по площади и занимает всю центральную часть залежи. Площадь ее составляет 25311 тыс.м² или 44 % от площади всей залежи. Продуктивность газовой шапки характеризуют результаты опробования скв.40, 41, 42, 43, в каждой из которых получены промышленные притоки газа с конденсатом. Наибольшие притоки УВ отмечены в скв.41 (503тыс. м³/сут) и скв.43 (газа 96,4тыс. м³/сут, конденсата 27,1 м³/сут). Обе скважины находятся в центральной части залежи с большим количеством «проводящих» разломов. ГНК принят по результатам испытания. В скважине 43 нижние дыры интервала, в процессе опробования которого на

штуцере 9,2 мм получен приток газа дебитом 96,4 тыс.м³/сут с небольшим количеством конденсата, расположены на абсолютной отметке -2940,5 м, верхняя граница нефтенасыщенных коллекторов в скв.40 и скв.42, в интервалах, где при испытании получена преимущественно нефть, отмечается на абсолютной отметке -2942,6 м и на -2941,7 м соответственно. Таким образом, ГНК принят на абсолютной отметке -2942 м.

ВНК принят по результатам испытания 7 поисково-разведочных скважин - 40, 41, 42, 43, 44, 45, 49. Самая низкая отметка безводной нефти при опробовании выявлена в скв.44 и равна абсолютной отметке -3004,8м. Самая высокая отметка, с которой при испытании получены следы воды без признаков нефти, зафиксирована в скв.43 и составляет -3004,5м. В скв.45 приток нефти (17,6м³/сут) с водой (3,4м³/сут) получен из интервала абсолютных отметок - 3006,8-3020,8м. Таким образом, ВНК залежи принят на абсолютной отметке - 3004,5 м.

Размеры основной залежи равны 11,0 х 7,4 км, общая высота ее 129 м, высота газовой части составляет 67 м, нефтяной – 62 м. Средневзвешенная по площади эффективная газонасыщенная толщина составляет 13,0 м, эффективная нефтенасыщенная толщина – 14,0 м. По типу залежь массивная с тектоническим экранированием, по всей площади осложненная дизъюнктивными нарушениями.

Залежь в районе скв.50 приурочена к горсту на Восточно-Х площади и вскрыта одной скважиной на глубинах 3083-3188 м. Тип коллектора – карбонатный. С востока и запада залежь контролируется тектоническими нарушениями, с севера и юга – ВНК. Амплитуда ограничивающих залежь разломов значительна и составляет от 40м (восточное крыло структуры) до 120 м (западное крыло структуры). Вскрытая эффективная толщина в скв.50 составила 10,5 м, из которой 5,6 м относятся к газонасыщенным толщинам, 2,4 м – к нефтенасыщенным.

Газовая часть залежи выявлена в процессе поинтервального опробования скв.50. Самая низкая отметка присутствия в притоке газоконденсатной смеси, выявленная при испытании, составляет 3008,9 м. При опробовании интервала глубин 3116,0 - 3132,0 м (а.о. -3012,9-3028,9 м) получен непромышленный приток нефти без присутствия газоконденсатной составляющей. ГНК по залежи принят по кровле входящего в этот интервал опробования нефтяного коллектора на абсолютной отметке -3013,5м. Площадь газовой шапки - зона ГВНЗ – составляет 514 тыс.м² или 25% от площади залежи.

Нефтяная оторочка залежи опробовалась поинтервально четырьмя этапами. Из всех интервалов получены непромышленные притоки нефти, максимальный из которых составил 0,6м³/сут. Нижняя отметка, с которой получен непромышленный приток нефти, равна 3067,9м. ВНК залежи принят по кровле водоносного по ГИС коллектора на абсолютной отметке.- 3079,1м. Размеры залежи составляют 2,0 х 1,0км, высота - 99м. По типу залежь массивная тектонически экранированная.

Залежь в районе скв.51 расположена на X участке и вскрыта одной скважиной на глубинах 3058,0-3105,0 м. Залежь приурочена к терригенно-карбонатным отложениям палеозоя, по описанию керна идентифицированным как кремнистая порода – скорее всего это карбонатные песчаники и битуминозно-глинистые известняки, обладающие максимальной пористостью в разрезе палеозойских отложений месторождения от 9,5% до 29,9%. Восточная часть залежи осложнена двумя тектоническими нарушениями. По типу насыщающего флюида залежь относится к газовым. Толщина газонасыщенных пород в скв.51 составляет 21,3 м.

Промышленная продуктивность залежи поинтервальным опробованием доказана до абсолютной отметки -2978,8м. Максимальный из притоков выявлен при испытании кровельной части пласта и равен 267,7 тыс. м³/сут. Приток воды в скв.51 получен при опробовании интервала 3125,0 - 3148,0 м (а.о. -3007,8 -3030,8 м).

При подсчете запасов ГВК залежи был принят на абсолютной отметке – 2988 м по кровле водонасыщенных по ГИС коллекторов.

Простирается залежи с северо-востока на юго-запад, ее длина около 5 км, ширина от 4,8 км в северо-восточной части до 0,9 км в юго-западной. Высота залежи составляет 63 м. По типу залежь массивная с элементами тектонического экранирования в восточной части.

Пласт Ю₁₅ содержит одну нефтяную залежь, для которой характерна преимущественная изученность периферийной восточной части и отсутствие бурения в наиболее благоприятных структурных условиях. Залежь вскрыта одной разведочной – 45Р, и четырьмя эксплуатационными скважинами: 1179, 1191, 1193, 1199, сосредоточенными на востоке, вскрывающими нефтенасыщенный коллектор на а.о. -2895,5 –2918,9 м.

Залежь приурочена к северо-западной погруженной зоне площади, с севера залежь контролируется дизъюнктивным нарушением, с юга - линией глинизации коллекторов. Как показывают результаты бурения скв.40, 41, 42, 43, 49 в сводовой части X структуры коллектора пласта Ю₁₅ отсутствуют. Коллектора классического гранулярного состава – тип коллекторов терригенно-поровый.

Нефтенасыщенные толщины в пределах залежи изменяются от 1,4 м в скв.45 до 15,7 м в скв.1199. В скв.1191 толщина коллекторов не определена из-за неполного комплекса ГИС. Песчанистость по пласту составляет 0,4, расчлененность – 5,6.

Нефтенасыщенность коллекторов была выявлена в процессе испытания скв.45, в которой получен незначительный приток нефти дебитом 0,3м³/сут на СДУ 1088 м.

Промышленная продуктивность залежи выявлена в процессе опробования транзитной эксплуатационной скв.1199 в интервале 3520,0-3538,0м (а.о. - 2905,4-2920,4м). В результате проведенного гидроразрыва пласта и последующей очистки ствола койлтюбингом, а затем освоением азотом,

скважина вышла в режим фонтанирования с дебитом по нефти 32 м³/сут, по воде 69 м³/сут на штуцере диаметром 12 мм. Результаты опробования скважины 1199 для обоснования ВНК не использовались из-за высокой кривизны скважины. При подсчете запасов ВНК был принят на абсолютной отметке – 2925.0 м, что соответствует кровле водоносных по ГИС коллекторов в скв.1193. Залежь субширотного простирания, размеры ее составляют 5,1х3,5 км, высота – 30 м. Залежь тектонически экранированная с литологическим ограничением - южная литологическая граница местами совпадает с тектоническими нарушениями, а с севера залежь контролируется дизъюнктивом.

Пласт Ю₁₄. Между продуктивными пластами Ю₁₄ и Ю₁₅ в пределах основной залежи имеет место непроницаемая перемычка, представленная аргиллитами радомской пачки, толщина которых изменяется от 10 м до 25 м. Местами эта пачка носит условный характер (скв. 1179) из-за незначительной толщины и линзовидности угольных прослоев, что создает вероятность гидродинамической связности пластов Ю₁₄ и Ю₁₅.

В пласте Ю₁₄ в результате проведения геологоразведочных работ выявлено две нефтяные залежи.

Основная залежь расположена на северном окончании X структуры и вскрыта четырьмя эксплуатационными скважинами на абсолютных отметках - 2864,0 -2897,0 м. Все скважины сосредоточены в периферийной восточной зоне. С юга и востока залежь оконтурена литологическим экраном, область глинизации коллекторов пласта выявлены в результате бурения скв. 45, 42, 43. 49. С севера и северо-запада поле нефтеносности ограничено тектоническим нарушением.

Залежь открыта в результате опробования транзитной скв.1191. При испытании интервала 3006,0-3016,0м (абсолютная отметка - 2864,2 - 2874,2 м) после проведенного ГРП получен смешанный приток нефти с водой дебитом 24т/сут, на долю нефти приходится 3,0 т/сут. Коллектора классического гранулярного состава – тип коллекторов терригенно-поровый. Нефтенасыщенные толщины в пределах залежи изменяются от 6,4м (скв.1199) до 10,2м (скв.1191) с

тенденцией увеличения в южном направлении. Песчанистость по пласту в пределах залежи изменяется от 0,3 до 0,5, составляя в среднем 0,39, расчлененность в среднем по пласту составляет 2,3, изменяясь от 1 до 5.

Скв.1191 и скв.1193 имеют удлинения менее 50 м - 37,7 м и 45,2 м соответственно, что позволило привлечь данные по этим скважинам для обоснования ВНК, который принят по подошве продуктивных по ГИС коллекторов на абсолютной отметке -2897 м.

В пределах контура залежь имеет размеры 7,9 х 4,0 км, высоту 42 м. По типу относится к тектонически экранированным.

Залежь в районе скважины 41 определена на основании результатов интерпретации материалов ГИС в скважине 41, в разрезе которой выделен один пропласток песчаника толщиной 3,1 м. В пределах контура залежь имеет размеры 3,0 х 1,4 км, высоту 30 м. По типу залежь литологически экранированная.

Пласт Ю₁¹ содержит две нефтяные залежи, одна из которых (район скв.50) приурочена к Восточно-Х структуре, другая (район скв.40) – к сводовой части Х поднятия. Обе залежи осложнены тектоническими нарушениями.

Залежь в районе скв.50 вскрыта одной скважиной на глубинах 2628-2648 м (а.о. -2524,6-2525,8 м), нефтенасыщенная толщина в скв.50 составляет 11,8 м. ВНК определен по данным ГИС на абсолютной отметке -2539,1 м, что подтверждено данными испытания. Продуктивность залежи доказана поинтервальным опробованием до абсолютных отметок -2538,9 м. Максимальный приток нефти равен 9,75 м³/сут через штуцер 2 мм. С абсолютной отметки -2543,9 м при испытании получен приток воды с пленкой нефти.

Размеры залежи составляют 1х0,85 км, высота 14 м. По типу залежь пластовая сводовая водоплавающая.

Залежь в районе скв.40 с трех сторон экранирована разломами, с юга – зоной отсутствия коллектора, выявленной в результате бурения в 2010 году скважины 48Р, которая в интервале пласта вскрыла непроницаемые породы,

представленные переслаиванием аргиллитов с алевролитами. И только с юго-запада залежь контролируется водонефтяным контактом. С запада с экранирующим разломом совпадает граница зоны отсутствия коллектора, выявленная в процессе бурения скважин 44Р и 49Р.

Нефтенасыщенные коллектора вскрыты двумя поисково-разведочными скважинами 40П и 42Р на глубинах 2615-2640 м (а.о. -2496,0-2521,0 м). Скважины расположены в периферийной восточной зоне. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 7,4м до 13,0м, составляя в среднем по залежи 8.1 м. Коэффициент песчанистости для продуктивного пласта Ю₁¹ равен 0,7, изменяясь от 0,6 до 0,8, расчлененность составляет 2,5 изменяясь от 2 до 3. Опробованием продуктивность залежи не подтверждена, ВНК принят по подошве продуктивного по ГИС пропластка в скв.42 на абсолютной отметке - 2518,8м. Этому не противоречат данные по скв.41, в которой водоносные по ГИС породы залегают с кровли, на абсолютной отметке -2520 м.

Залежь имеет размеры 3,0 х3,5 км, высоту – 14 м. По типу относится к пластовой сводовой, литологически ограниченной, осложненной тектоническими нарушениями.

Таким образом, X месторождение представлено четырьмя подсчетными объектами, содержащими восемь залежей, три из которых приурочены к фундаменту, три - к породам нижней-средней юры, 2 - к верхнеюрским отложениям (пласту Ю₁¹).

Характеристика залежей X месторождения приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Характеристика продуктивных залежей X месторождения

Пласт	Залежь	Тип залежи	Размеры залежи км х км	Площадь залежи, 10 ³ м ²	Абсолютная отметка кровли (интервал изменения), м	Абсолютная отметка ВНК (интервал изменения), м	Высота / вскрытая высота залежи, м
М ₁	Основная	Нефтегазоконденсатная, массивная, тектонически экранированная	11,0 х 7,4	57210	2880,0	ГНК-2942,0 ВНК-3004,5	67/48 газ 62 нефть
	р-н скв. 50R	Нефтегазоконденсатная, массивная, тектонически экранированная	1,5 х 1,0	3914	2980,0	ГНК-3013,5 ВНК-3049,5	69,5/69,5
	р-н скв. 51R	Газоконденсатная, массивная	3,0 х 1,7	4317	2940,0	ГВК-2983,0	43/41
Ю ₁₅	Основная	Нефтяная, гласовая, тектонически и литологически экранированная	5,1 х 3,5	16908	2900,0	2925,0	30/26
Ю ₁₄	Основная	Нефтяная, гласовая, тектонически и литологически экранированная	7,9 х 4,0	132343	2870,0	2897,0	42/33
	р-н скв. 41R	Нефтяная, гласовая, литологически экранированная	3,0 х 1,4	9340	2830,0	2845,0	30/3
Ю ₁ ¹	р-н скв. 50R	Нефтяная, гласовая, сводовая	1,0 х 0,85	614	2525,0	2539,0	14/14
	р-н скв. 40R	Нефтяная, гласовая, тектонически и литологически экранированная	3,8 х 3,0	9573	2490,0	2519,0	34/23

1.3. Физико-химические свойства пластовых флюидов X нефтегазоконденсатного месторождения

1.3.1 Свойства и состав пластовых флюидов

Физико-химические свойства нефти и растворенного газа X месторождения изучались по данным исследований глубинных и поверхностных проб. Исследования выполнены в ЗСАЦ «Геоэкология».

Работы выполнены с учётом требований отраслевого стандарта ОСТ 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и

сепарированных нефтей» и ОСТ 38.01.197-80, в соответствии с которым определяются свойства поверхностных нефтей.

Исследования пластовых флюидов пластов Ю₁¹, Ю₁₄ и Ю₁₅ на X месторождении не проводились, поэтому их характеристика дается по аналогии с соседними месторождениями.

Свойства пластовых УВ смесей пласта М₁ приводятся по результатам исследования глубинных и поверхностных проб из скважин 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 49 X месторождения.

1.3.2. Свойства и состав нефти и растворенного газа

Пласт Ю₁¹. Ввиду отсутствия глубинных проб из интервалов пласта Ю₁¹ X месторождения в качестве аналога взяты данные, характеризующие пластовую нефть соседнего Западно-Останинского месторождения. (Протокол №1 заседания ЦКЗ МПР РФ от 22.01.1998 г). Плотность нефти в стандартных условиях принята равной 0,860 г/см³, пересчетный коэффициент – 0,8, газосодержание - 116,3 м³/т. Другие данные о физико-химических свойствах нефти пласта Ю₁¹ отсутствуют.

Пласты Ю₁₄ и Ю₁₅. Ввиду отсутствия глубинных проб из интервалов пластов Ю₁₄ и Ю₁₅ X месторождения свойства нефти приняты по аналогии с X месторождением.

Физико-химические свойства пластовой нефти пластов Ю₁₄ и Ю₁₅ X месторождения изучены по данным однократного (стандартная сепарация) и ступенчатого (дифференциального) разгазирования.

Исследования ступенчатой сепарации выполнены МНП «Геодата». Данные получены для глубинной пробы из скважины 109 X. Ступенчатая сепарация проведена при термобарических условиях сепарации, соответствующих фактическим промысловым условиям. Значения давления и температуры на ступенях сепарации следующие:

- 1 ступень: давление 0,433 МПа, температура 50°C;
- 2 ступень: давление 0,108 МПа, температура 38°C.

Пластовая нефть характеризуется следующими свойствами: плотность сепарированной нефти 811 кг/м^3 , объемный коэффициент пластовой нефти при начальных пластовых условиях равен 1,433, газосодержание – $156 \text{ м}^3/\text{т}$. (таблица 5).

Нефть малосернистая (содержание общей серы – 0.388% масс.), особо легкая (плотность при 20°C равна 814.3 кг/м^3), парафинистая – (содержание твердых парафинов 4.98% масс.), малосмолистая (содержание смол силикагелевых 3.60% масс.). Содержание асфальтенов равно 0.32% масс. Температура начала кипения 42°C , выход легких фракций до 300°C 56.2% об, фракции до 350°C 68.2 % об. Значение молекулярной массы нефти равно 178 г/моль . Кинематическая вязкость нефти при 20°C и 50°C равна соответственно $5.95 \text{ мм}^2/\text{с}$ и $2.62 \text{ мм}^2/\text{с}$. Соответствующие значения динамической вязкости равны 4.844 мПа с и 2.07 мПа с . (таблица 6).

Классификация нефти по ГОСТ Р 51858-2002 - «Нефть 1.0.1.1 ГОСТ Р 51858-2002». Технологическая индексация нефти по ОСТ 38.01197-80 - 1.1.2.4.4.

По данным ступенчатой сепарации растворённый газ содержит 53,2 % мол. метана, 9,4 % мол. этана, 14,7 % мол. пропана, 13,3 % мол. бутанов, 5,2 % мол. пентанов, 0,66 % мол. гексанов, 0,18 % мол. группы C_{7+} . Мольная доля диоксида углерода составляет 3,14 %, азота – 0,25 %. Сероводород не обнаружен, инертные газы не определялись. По товарным качествам растворенный в пластовой нефти газ является жирным (таблица 7).

Таблица 5 - Свойства пластовой нефти продуктивных пластов X месторождения

Наименование параметра	Пласты Ю ₁₄ и Ю ₁₅		Пласт М ₁	
	Диапазон изменения	Принятые значения	Диапазон изменения	Принятые значения
Пластовое давление, МПа	29,6	29,6	31,7-32,7	32,7
Пластовая температура, °С	100	100	90-106	104
Давление насыщения газом при пластовой температуре, МПа	13,2-13,4	13,3	9,6-30,5	32,7
Газосодержание при однократном разгазировании, м ³ /т	162-167	164	142-183	145
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т P ₁ = 0,433 МПа t ₁ = 50°С P ₂ = 0,108 МПа t ₂ = 38 °С P ₂ = t ₂ = P ₂ = t ₂ =	155-159	156	64-180	121,4
Плотность нефти при пластовых условиях, кг/м ³	682-684	683	619-777	688
Динамическая вязкость нефти при пластовых условиях, мПа*с	0,58-0,64	0,60	0,50-2,73	0,45
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа*10 ⁻⁴	24,5-25,1	24,7	9,9-33,0	9,9
Плотность нефтяного газа, кг/м ³ , при 20 °С: - при однократном (стандартном) разгазировании - при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	1,350-1,365 1,305-1,322	1,356 1,312	0,768-1,053 0,796-1,053	0,898* 0,885*
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³ , при 20 °С - при однократном (стандартном) разгазировании - при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	815 811	815 811	774-875 766-880	868* 862*

Таблица 6 - Физико-химическая характеристика дегазированной нефти продуктивных пластов X месторождения

		Пласты Ю ₁₄ и Ю ₁₅				Пласт М ₁			
		количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
		скважин	проб			скважин	проб		
Плотность при 20 °С, кг/м ³		1	1	814,3	814,3	3	4	839-866	855
Вязкость, мПа/с									
при 20 °С		1	1	5,95	5,95	3	4	7,82-28,99	17,9
при 50 °С		1	1	2,62	2,62	3	4	3,36-7,37	5,72
Молярная масса, г/моль		1	1	178	178	3	4	225-235	230
Температура застывания нефти, °С				7	7				
Массовое содержание, %	Серы	1	1	0.388	0.388	3	4	0,25-0,43	0,36
	Смол силикагелевых	1	1	3.6	3.6	3	4	4,34-6,23	4,93
	Асфальтенов	1	1	0.32	0.32	3	4	1,08-2,41	1,64
	Парафинов	1	1	4.98	4.98	3	4	5,32-7,51	6,48
	Воды	1	1	<0.03	<0.03				
	Мех. Примесей	1	1	0.03	0.03				
Солей, мг/л		1	1	52.34	52.34				
Содержание микрокомп-ов, г/т	Ванадий								
	никель								
Температура плавления парафина, °С		1	1	56	56	3	4	50-54	52,67
Температура начала кипения, °С		1	1	42	42	3	4	70-89	77,83
Объёмный выход фракций, %	до 100 °С	1	1	12	12				
	до 150 °С	1	1	27	27	3	4	6-16	9,67
	до 200 °С	1	1	38	38	3	4	14-30	20,0
	до 250 °С	1	1	47	47	3	4	24-42	30,50
	до 300 °С	1	1	56	56	3	4	35-52	41,50
	остаток	1	1	44	44				
Шифр технологической классификации		ГОСТ Р 51858-2002 - 1.0.1.1				ГОСТ Р 51858-2002 - 1.2.1.1			

Таблица 7 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти X месторождения

Наименование параметра	Пласты Ю ₁₄ и Ю ₁₅					Пласт М ₁				
	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пласто- вая нефть	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пласто- вая нефть
	Выделив- шийся газ	Нефть	Выделив- шийся газ	Нефть		Выделив- шийся газ	Нефть	Выделив- шийся газ	Нефть	
Молярная концентрация компонентов, %:										
сероводород										
Двуокись углерода	3.02	0.00	3.14	0.00	1.56	2.10	0.03	2.12	0.03	1.42
Азот+редкие	0.24	0.00	0.25	0.00	0.13	0.64	0.00	0.64	0.00	0.43
в т.ч. гелий	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн	н/обн
Метан	51.22	0.23	53.19	0.07	26.58	79.68	0.35	80.40	0.10	53.28
Этан	9.03	0.28	9.36	0.25	4.80	7.14	0.23	7.15	0.30	4.84
Пропан	14.76	1.75	14.69	2.27	8.48	5.78	0.69	5.59	1.14	4.09
Изобутан	6.30	1.83	5.84	2.45	4.14	1.21	0.41	1.10	0.63	0.95
н. бутан	8.37	3.70	7.48	4.76	6.11	2.12	1.05	1.88	1.54	1.77
Изопентан	3.15	3.62	2.62	4.13	3.37	0.53	0.68	0.44	0.85	0.58
н. пентан	3.10	4.88	2.57	5.34	3.96	0.47	0.82	0.39	0.97	0.59
Гексаны	0.68	10.62	0.66	10.29	5.48	0.33	1.64	0.28	1.72	0.77
гептаны + высшие	0	73.08	0.18	70.45	35.38	0.00	94.10	0.0	92.71	31.32
Молекулярная масса, г/моль	32.6	157	31.5	153	93	21.5	229	21.2	226	90
Плотность газа, кг/м ³	1.356		1.312			0.898		0.885		
Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед.	1.125		1.089			0.745		0.734		
Плотность нефти, кг/м ³		815		811	683		868*		862*	688

Пласт М₁. Физико-химические свойства пластовых УВ смесей пласта М₁ Х месторождения изучались по результатам исследования 16 глубинных проб нефти из скважин 40, 41, 42, 44, 45 Х.

Физико-химические свойства дегазированной нефти изучались по результатам исследования 16 поверхностных проб нефти, отобранных из 6 скважин: 40, 42, 44, 45, 46, 49 Х.

Необходимо отметить, что, несмотря на большое количество отобранных проб, качество их вызывает сомнение. Непредставительность проб объясняется следующими причинами: двухфазное состояние пластовой смеси в интервале отбора, давление в месте отбора пробы ниже определенного в лаборатории давления насыщения, технические причины (негерметичность пробоотборника на этапе исследования). В результате были признаны непредставительными глубинные пробы нефти из скважин 42, 44, 41, 45.

В скважине 42 отбор нефти произведен как из газоносной, так и из нефтеносной части пласта.

В скважине 44 на глубине отбора пробы УВ система находилась в гетерогенном состоянии, что противоречит требованиям инструкции по отбору представительных проб пластовой нефти. Кроме того, согласно промысловым замерам, газовый фактор на скв. 44 в 2 раза выше, чем значение газосодержания, полученное по результатам лабораторных исследований. Следует также отметить, что отдельные значения физико-химических свойств различных проб дегазированной нефти из скв.44 различаются очень существенно. Так, различие между максимальными и минимальными значениями температуры начала кипения составляет от 64 до 113 °С, а кинематическая вязкость при 20°С – от 69 до 156 мкм²/с.

В скважине 41 имеется всего лишь по одной пробе пластовой нефти на каждую дату отбора, и результаты исследования этих проб противоречат друг другу: величины газосодержания и объемного коэффициента находятся в противоречии - при газосодержании 130 м³/т объемный коэффициент равен 1.375, а при 116 м³/т – 1.382. Кроме того, по плотности сепарированная нефть,

отобранная в ноябре 1987 г. и марте 1988 г., относится к разным типам (средняя и легкая соответственно).

В скважине 45 глубинные пробы отобраны на глубине 2100 м, т.е. на 1000м выше интервала перфорации. Было отобрано 2 пробы, одна из которых была отбракована из-за негерметичности пробоотборника еще на этапе исследования. Наличие лишь одной пробы противоречит требованиям, предъявляемым к отбору представительных проб пластовой нефти. Газовый фактор по промысловым замерам равен $240 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а по результатам однократной сепарации, газосодержание – $115 \text{ м}^3/\text{м}^3$. В силу этих причин пробы из скв. 45 отбракованы.

Физико-химические свойства дегазированной нефти X месторождения по результатам четырех представительных проб из скважин 40, 46 и 49 следующие: по плотности - средняя ($855 \text{ кг}/\text{м}^3$ при 20°C), малосернистая (содержание общей серы – 0.36 % масс.), высокопарафинистая – (содержание твердых парафинов 6.48 % масс.), малосмолистая (содержание смол силикагелевых 4.93 % масс.). Содержание асфальтенов равно 1.64 % масс. Температура начала кипения 78°C , выход легких фракций до 300°C 42 % об. Значение молярной массы нефти равно $230 \text{ г}/\text{моль}$. Кинематическая вязкость нефти при 20°C и 50°C равна соответственно $18 \text{ мм}^2/\text{с}$ и $6 \text{ мм}^2/\text{с}$. Классификация нефти по ГОСТ Р 51858-2002 - 1.2.1.1 (таблица 7).

Физические свойства пластовых нефтей изучались в лаборатории по данным однократного (стандартная сепарация) и ступенчатого (дифференциального) разгазирования.

Ввиду отсутствия представительных глубинных проб пластовой нефти пласта M_1 X месторождения использовались в качестве аналога данные, характеризующие пластовую нефть близлежащего X месторождения (таблица 7). Однако, по решению экспертной комиссии ГКЗ такие параметры, как плотность пластовой нефти, газовый фактор и объемный коэффициент были приняты в соответствии с числящимися на балансе величинами, полученными в

результате дифференциального разгазирования проб нефти из скважины 44 месторождения.

Осредненный компонентный состав пластовой нефти пласта М+М₁ X месторождения следующий: 53.28 % мол. метана, 4.84 % мол. этана, 4.09 % мол. пропана, 2.71 % мол. бутанов, 1.17 % мол. пентанов, 0.77 % мол. гексанов, 31.32 % мол. группы C₇₊. Диоксида углерода 1.42 % мол., азота 0.43 % мол.

Динамическая вязкость пластовой нефти при пластовых термобарических условиях (32.7 МПа, 104°C) равна 0.45 МПа*с. (таблица 7).

Ступенчатая сепарация проведена при фактических термобарических условиях на ДНС (0.433 МПа и 50°C; 0.108 МПа и 38°C) и с учетом требований ГОСТ Р 51858-2002 по упругости паров товарной нефти (не более 0.0667 МПа при температуре 37.8°C).

Свойства нефти пласта М+М₁ X месторождения характеризуются следующими значениями: плотность сепарированной нефти 862 кг/м³, объемный коэффициент пластовой нефти при начальных пластовых условиях равен 1.282, газосодержание – 121,4 м³/т (104,6 м³/м³). По данным ступенчатой сепарации растворенный газ содержит 80.4 % мол. метана, 7.2 % мол. этана, 5.6 % мол. пропана, 3.0 % мол. бутанов, 0.83 % мол. пентанов, 0.28 % мол. гексанов. Мольная доля диоксида углерода составляет 2.12 %, азота – 0.64 %. (таблица 7).

По товарным качествам растворенный в пластовой нефти газ является полужирным.

2. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ Х НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Анализ структуры фонда скважин

На 01.01.2018 г. в действующем фонде Х месторождения находится 32 добывающих скважины. В бездействии находятся две скважины. В консервации находятся четыре скважины, в освоении одна скважины. На 01.01.2018 г находятся в консервации 4 скважины, ликвидировано 11 скважин. Характеристика фонда представлена в таблице 8.

Таблица 8 - Характеристика фонда скважин по состоянию на 1.01.2018 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Объект		Итог по месторождению
		Х залежь (Ю ₁₄₋₁₅)	Х залежь (М ₁)	
Фонд нефтяных скважин	На балансе (проект)	2	48	50
	Эксплуатац. фонд	0	36	36
	Действующий фонд ФОН/ЭЦН	0/0	18/14	32
	Дающий фонд	0	32	32
	Бездействующий фонд ФОН/ЭЦН	0/0	1/1	2
	В освоении	0	1	1
	Ликвидированные	1	10	11
	В консервации	3	1	4
Фонд нагнетательных скважин	На балансе (проект)	1	2	3
	Эксплуатац. фонд	0	0	0
	Действующий фонд	0	0	0
	Бездействующий фонд	0	0	0
	В освоении	0	0	0
	В консервации	0	0	0

2.2 Анализ текущего состояния разработки месторождения

Разработка Х месторождения ведется с 1999 года. Действующим проектным документом является «Дополнение к технологической схеме

разработки X месторождения» (протокол ЗС ТО ЦКР Роснедра № 86-11 от 28.12.2011 г.).

На 01.01.2018 г. в эксплуатации на X месторождении находится один объект разработки – пласт M_1 X залежи. Объект Ю₁₄₋₁₅ X залежи эксплуатировался в 2008 г. двумя скважинами, в настоящее время объект не разрабатывается. Остальные объекты в разработку не вводились. Закачка на месторождении не осуществляется.

С начала разработки добыча нефти на месторождении составила - 1284,6 тыс.т. Добыча жидкости в поверхностных условиях – 2242,1 тыс.т., в пластовых условиях – 2591,3 тыс.т. , воды – 770,5 тыс.т. Добыча попутного газа составляет – 216820,3 тыс.м³, из под газовой зоны - 295401,1 тыс.м³, газоконденсата – 55469,1 т.

Таблица 9 – Показатели добычи 2017г.

Добыча	Нефть	Газ	Вода
Январь	33,1	4009	17,3
Февраль	31,1	3775	17,9
Март	34,1	4145	20,9
Апрель	32,3	3926	21,4
Май	34,4	4174	19,2
Июнь	34,5	4186	18,7
Июль	34,7	4209	20,4
Август	33,1	4017	22,1
Сентябрь	32,3	3915	23,1
Октябрь	34,6	4197	27,2
Ноябрь	31,4	3815	26,2
Декабрь	30,7	3727	28,6

Характеристики добычи за 2017г. Представлены в рисунках 3,4,5,6



Рисунок 3 – Добыча нефти за 2017г.



Рисунок 4 – Добыча попутного газа за 2017г.



Рисунок 5 – Добыча воды за 2017г.

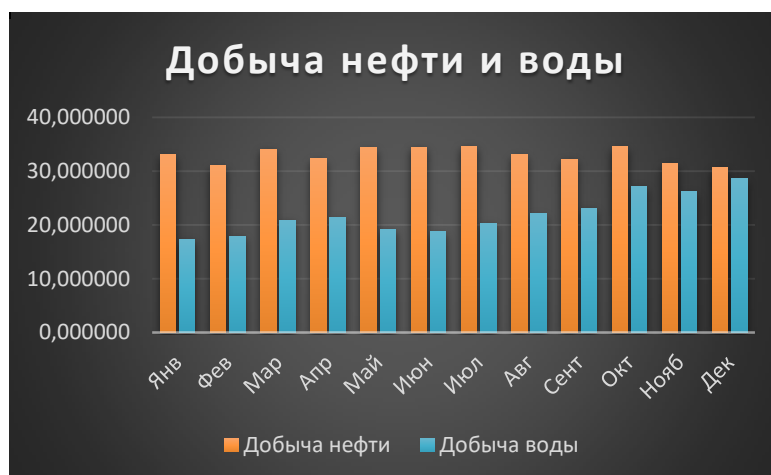


Рисунок 6 – Добыча нефти и воды за 2017г.

2.3. Анализ фактических режимов эксплуатации добывающих скважин

По состоянию на 1.01.2018 года на месторождении фонд пробуренных скважин составляет 50 единицы.

Эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 36 ед., в т.ч. 32- действующих, 2 -скважины находятся в бездействии. Четыре скважины находятся в консервации, 11-ликвидированы.

Фонд действующих скважин составляет 32 ед., из них 18 скважин работают фонтаном, 14 с помощью УЭЦН

Удалены таблицы 10 и 11, так как относятся к конфиденциальной информации о месторождении.

2.4. Обоснование выбора рационального способа подъема жидкости в скважинах, устьевого и внутрискважинного оборудования

2.4.1. Перспективы фонтанной эксплуатации скважин

На месторождении средняя глубина залегания кровли продуктивных пластов составляет 2525-2940 м (а.о.), давление насыщения нефти газом – 13,3-32,7 МПа. Плотность сепарированной нефти составляет 0,811-0,862 г/см³,

вязкость нефти в пластовых условиях 0,45-0,6 МПа*с, пластовая температура – 100-104 °С, начальное пластовое давление – 27,33-33,4 МПа.

В качестве возможных способов добычи нефти в описанных горно-геологических условиях могут быть рассмотрены фонтанная и механизированная эксплуатация.

Минимальные расчетные значения забойного давления фонтанных скважин для разных дебитов жидкости и обводненности продукции приведены в таблице 12.

Расчеты минимального забойного давления фонтанирования скважин выполнены для значений обводненности продукции от 0 до 90% с шагом по обводненности 10%. Расчеты проводились для лифтовых колонн, составленных из насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм с внутренним диаметром 62 мм. Устьевые давления добывающих скважин при проведении расчетов приняты 15 атм.

Фонтанирование безводных скважин обеспечивается при забойных давлениях 110,1-235,5 атм. Расчеты показали, что часть скважин будет фонтанировать и при обводненности более 50% при прорывном газе. Также следует отметить, что работа фонтанных скважин с дебитами менее 10 м³/сут. будет крайне неустойчивой, наиболее вероятно только периодическое фонтанирование.

Таблица 12- Минимальные забойные давления фонтанных скважин (атм)

Обводненность, %	Дебит жидкости, м³/сут.									
	10	17	23,8	30,8	37,7	44,6	51,5	65,4	72,3	100
	пл.Ю ₁ ¹ (р.скв.50р)									
0	130	129,9	129,6	129,2	128,8	128,4	128	127,3	126,9	125,3
10	142,9	142,8	142,6	142,2	141,9	141,5	141,2	140,8	140,4	138,6
20	156,4	156,3	156,1	155,8	155,4	155,1	154,8	154,4	154,1	152,4
30	170,4	170,3	170,1	169,8	169,5	169,2	168,9	168,6	168,3	166,8
40	184,9	184,8	184,6	184,3	184,1	183,8	183,6	183,3	183	181,7
	пл.Ю ₁ ¹ (р.скв.40р)									
0	127,8	127,7	127,4	127	126,6	126,2	125,8	125,1	124,7	123,1
10	140,7	140,6	140,4	140	139,7	139,3	139	138,6	138,2	136,4
20	154,2	154,1	153,9	153,6	153,2	152,9	152,6	152,2	151,9	150,2
30	168,2	168,1	167,9	167,6	167,3	167	166,7	166,4	166,1	164,6
40	182,7	182,6	182,4	182,1	181,9	181,6	181,4	181,1	180,8	179,5
50	197,8	197,7	197,5	197,3	197,1	196,8	196,6	196,4	196,1	195
	пл.Ю ₁₄ (осн.)									
0	112,1	112	111,7	111,2	110,8	110,3	109,8	109,3	108,9	106,6
10	127,3	127,2	126,9	126,5	126	125,6	125,2	124,7	124,3	122
20	143,4	143,3	143,1	142,7	142,3	141,8	141,4	141	140,6	138,5
30	160,6	160,5	160,2	159,8	159,5	159,1	158,7	158,3	158	156,1
40	178,8	178,7	178,5	178,1	177,8	177,4	177,1	176,8	176,4	174,8
	пл.Ю ₁₄ (р.скв.41р)									
0	110,1	110	109,7	109,2	108,8	108,3	107,8	107,3	106,9	104,6
10	125,3	125,2	124,9	124,5	124	123,6	123,2	122,7	122,3	120
20	141,4	141,3	141,1	140,7	140,3	139,8	139,4	139	138,6	136,5
30	158,6	158,5	158,2	157,8	157,5	157,1	156,7	156,3	156	154,1
40	176,8	176,7	176,5	176,1	175,8	175,4	175,1	174,8	174,4	172,8
	пл.Ю ₁₅ (осн.)									
0	116,1	116	115,7	115,2	114,8	114,3	113,8	113,3	112,9	110,6
10	131,3	131,2	130,9	130,5	130	129,6	129,2	128,7	128,3	126
20	147,4	147,3	147,1	146,7	146,3	145,8	145,4	145	144,6	142,5
30	164,6	164,5	164,2	163,8	163,5	163,1	162,7	162,3	162	160,1
40	182,8	182,7	182,5	182,1	181,8	181,4	181,1	180,8	180,4	178,8
	пл.М ₁ (осн.)									
0	222,6	207,1	196,6	189	183,3	178,8	175,3	172,4	170	162,6
10	230,7	216,2	206,3	198	193,5	189,3	185,8	183	180,7	173,3
20	239	225,6	216,4	209,6	204,4	200,3	197	194,3	192,1	185
30	247,6	235,5	227	220,7	215,9	212	209	206,4	204,3	197,6
	пл.М ₁ (р.скв.50р)									
0	231,5	216	205,5	197,9	192,2	187,7	184,2	181,3	178,9	171,5
10	239,6	225,1	215,2	206,9	202,4	198,2	194,7	191,9	189,6	182,2
20	247,9	234,5	225,3	218,5	213,3	209,2	205,9	203,2	201	193,9
30	256,5	244,4	235,9	229,6	224,8	220,9	217,9	215,3	213,2	206,5

Средние дебиты вводимых новых скважин по жидкости по рекомендуемому варианту разработки составляют по объектам 7,4-65,6 т/сут. Средняя обводненность вводимых из бурения скважин в эксплуатацию составляет 1,4-84,3%. Низкодебитные и с относительно высокой обводненностью скважины необходимо переводить на мехдобычу, часть скважин будет эксплуатироваться в фонтанном режиме.

Расчеты показали, что для обеспечения запроектированных дебитов, скважины необходимо переводить на механизированную добычу при обводненности добываемой продукции более 30-40%. Скважины с «прорывным газом» будут фонтанировать и при более высокой обводненности.

Осложняющим фактором механизированной эксплуатации скважин является высокое давление насыщения нефти газом пласта M_1 , большая глубина залегания продуктивных пластов и повышенное газосодержание нефти.

Так как дебиты скважин по жидкости относительно невысокие, после перевода скважины на механизированную эксплуатацию потребуется низко- и среднепроизводительное добывное оборудование.

2.4.2. Перспективы эксплуатации скважин с применением УЭЦН

С разработкой электроцентробежных насосов низкой производительности 10, 18, 20, 30 м³/сут., УЭЦН могут быть спущены в скважины с дебитами менее 20 м³/сут. Максимальный развиваемый напор насосов ЭЦНА5-18, ЭЦНА(К)5-18 до 2600 м, ЭЦНА5-30 до 2500м. Насосы малой производительности конструктивно не отличаются от других ЭЦН, но эксплуатационная надежность ниже.

На проектируемых к вводу скважинах месторождения запроектированные объемы добычи нефти будут обеспечены ЭЦН производительностью 10-125 м³/сут.

Механизированные скважины, эксплуатирующиеся в осложненных условиях (высокое значение газового фактора, наличие прорывного газа), необходимо оборудовать газосепараторами типа МН-ГСЛ5, разработанных к погружным насосам группы 5 (производитель-АО «Лебедянский машиностроительный завод»). В них предусмотрена защита внутренней поверхности корпуса от абразивного износа. Он гарантирует устойчивую работу ЭЦН при содержании свободного газа в газожидкостной смеси у приемной сетки до 60-80% в зависимости от подачи и типоразмера насоса.

Газосепараторы, выпускаемые другими российскими производителями, ОАО «Борец» и ОАО «Алнас», выполнены модульного типа и встроенные в нижнюю секцию насоса.

Газосепараторы типа 1МНГБ5 и 1МНГБ52 упрощенной конструкции, модель 1МНГБ52 имеет сдвоенную конструкцию, и позволяет уменьшить общую длину. Наиболее высокие технико-технологические показатели у газосепараторов типа МН-ГСЛ5.

Для подъема жидкости рекомендуется применять современное оборудование производства ОАО «Алнас», ЗАО «Новомет», ООО «Борец». Для увеличения эксплуатационной надежности УЭЦН необходимо применять термостойкий кабель, например, кабели ОАО «Камкабель» могут эксплуатироваться при температуре до +120 °С.

В таблице 13 приведены минимальные значения расчетной величины давления на приеме электроцентробежных насосов.

Таблица 13 - Минимальные значения давления на приеме насоса (атм.)

Способ эксплуатации	Газосодержание на приеме насоса, д.ед.	Обводненность добываемой продукции, %						
		30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%
		пл.Ю ₁ ¹						
ЭЦН	Г=0,25	86,1	81,3	75,5	68,1	58,6	45,8	27,6
	Г=0,5	50,5	45,8	40,5	34,5	27,6	19,8	—
ЭЦН	Г=0,25	пл.Ю ₁₄ , Ю ₁₅						
		94,6	90,3	84,8	77,8	68,3	55	34,6
ЭЦН	Г=0,5	60	54,9	49,2	42,5	34,6	25,3	—
ЭЦН	Г=0,25	пл. М ₁						
		—	—	117	100,8	81,9	59,6	32,8
ЭЦН	Г=0,5	67,5	59,6	51,2	42,3	32,8	22,6	—

Графически минимальные значения расчетной величины давления на приеме электроцентробежных насосов приведены на рисунках 7-8.

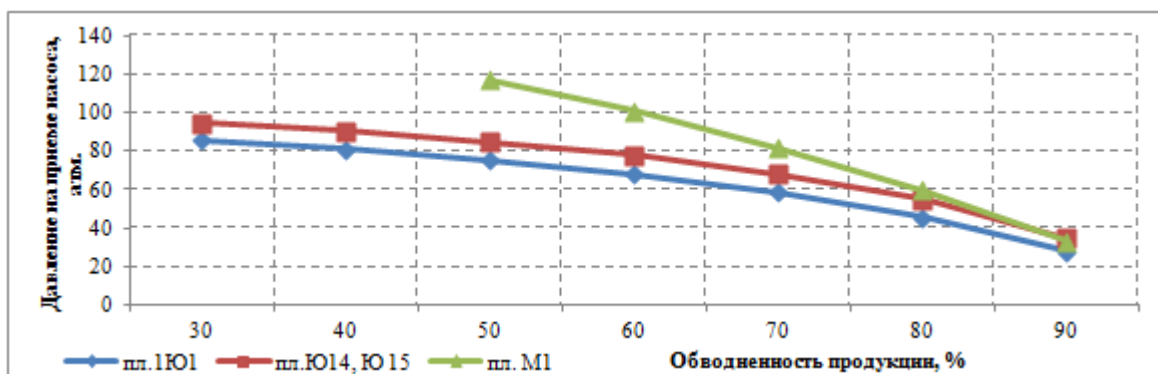


Рисунок 7 - Минимальные значения расчетной величины давления на приеме ЭЦН. Г-0,25.

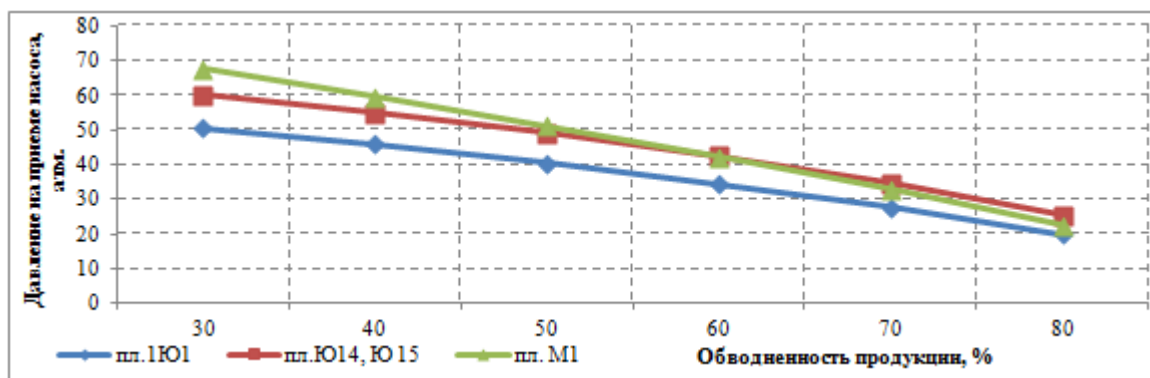


Рисунок 8 - Минимальные значения расчетной величины давления на приеме ЭЦН. Г-0,5.

Расчетные величины минимальных забойных давлений для скважин, оборудованных УЭЦН, приведены на рисунках 9 - 14.

Минимальное забойное давление насосных скважин рассчитывается исходя из следующего ограничения:

- содержание свободного газа на приеме насоса без газосепаратора не должно превышать допустимых значений завода-изготовителя (25% для УЭЦН).

В расчетах принимается, что свободный газ в приемную часть насоса поступает в объеме, соответствующем максимальному значению, предусмотренных техническими условиями. При данном ограничении

выбирается насосное оборудование, и рассчитываются параметры его работы. Это позволяет обеспечить проектные отборы жидкости при условии обеспечения наибольшей наработки насосного оборудования на отказ.

Расчеты минимального забойного давления проведены для условий эксплуатации скважин с обычными ЭЦН и с применением модульных насосных установок. При эксплуатации скважин с обычными ЭЦН, предельное газосодержание на приеме насоса принято равным 0,25, с модуль-газосепараторами, предельное газосодержание на приеме электроцентробежного насоса принято равным 0,5. Области, отсеченные на графике линией ограничения забойного давления ($P_{з.огр.}$), являются нерабочими.

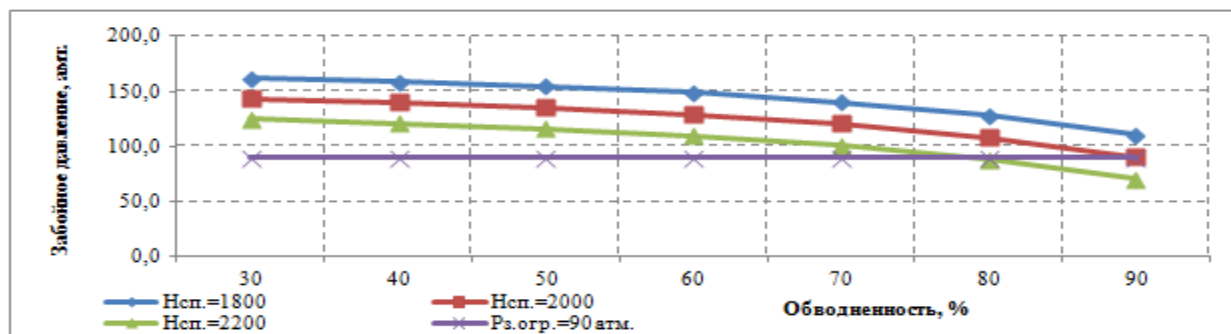


Рисунок 9 - Минимальные забойные давления скважин, оборудованных УЭЦН.

Пласт Ю₁¹ (р.скв.50р) ($\Gamma=0,25$)

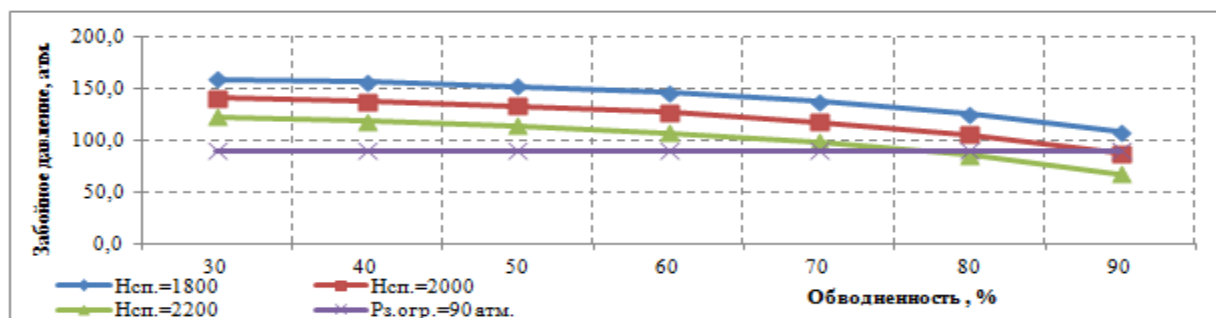


Рисунок 10 - Минимальные забойные давления скважин, оборудованных УЭЦН. Пласт Ю₁¹ (р.скв.50р) ($\Gamma=0,25$)

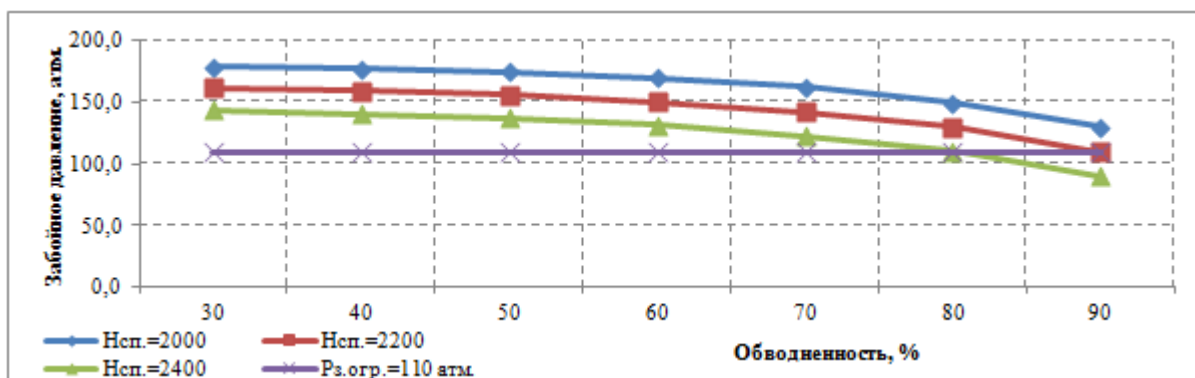


Рисунок 11 - Минимальные забойные давления скважин, оборудованных УЭЦН. Пласт Ю₁₄ ($\Gamma=0,25$)

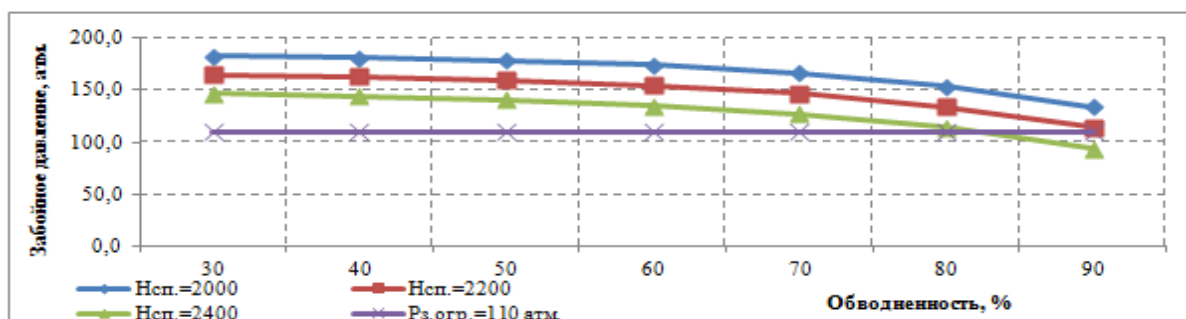


Рисунок 12 - Минимальные забойные давления скважин, оборудованных УЭЦН. Пласт Ю₁₅ ($\Gamma=0,25$)

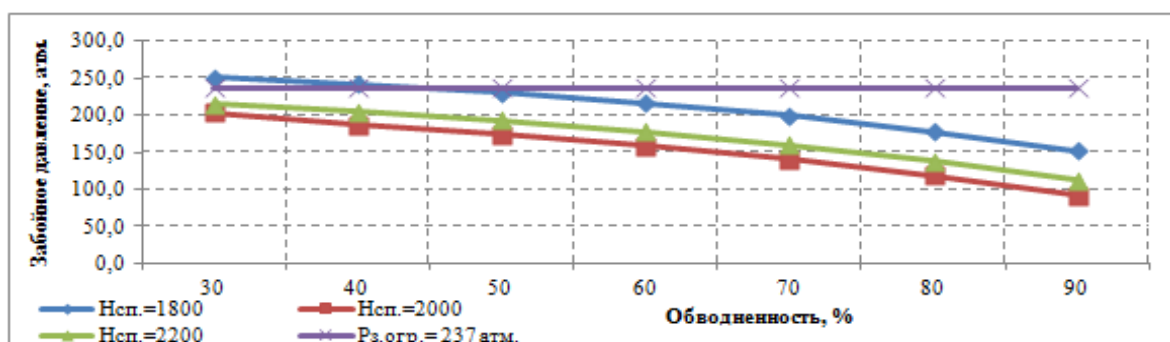


Рисунок 13 - Минимальные забойные давления скважин, оборудованных УЭЦН. Пласт М₁ (осн.). ($\Gamma=0,25$)

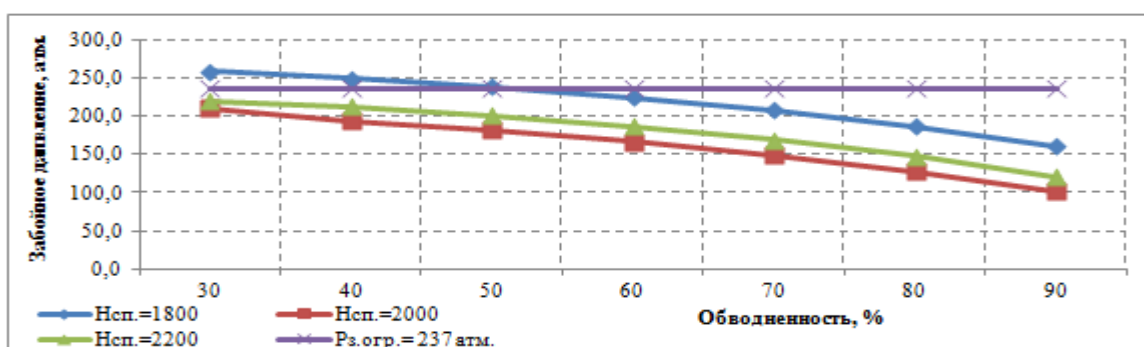


Рисунок 14 - Минимальные забойные давления скважин, оборудованных УЭЦН. Пласт M_1 (р.скв.50р). ($\Gamma=0,25$)

По построенным графикам (рисунки 9 - 14), в зависимости от заданного забойного давления и обводненности продукции, определяется глубина спуска насоса в скважину.

Для обеспечения проектных отборов жидкости, глубина спуска ЭЦН (в зависимости от обводненности добываемой продукции) должна составлять 1800-2400 м.

Из-за повышенного газосодержания добываемой продукции, в начальный период эксплуатации является обязательным компоновка их газозащитными устройствами. При достижении обводненности добываемой продукции более 60-70%, насосная эксплуатация возможна без применения газосепараторов (ГС).

2.5.Определение парка нефтепромыслового оборудования

Для реализации проектных решений в области техники и технологии потребуется следующее оборудование:

для фонтанных скважин:

- устьевая арматура АФКЗ-65*210, ГОСТ 13846-84);
- насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм (ГОСТ 633-80).
- Для скважин, оборудованных электроцентробежными насосами:

- устьевая арматура АФК1Э-65*140, ОАО ФНПЦ «СТАНКОМАШ», г. Челябинск (ТУ26-02-1145-93);
- насосно-компрессорные трубы диаметром 60 мм (ГОСТ 633-80);
- электроцентробежные насосные установки серии УЭЦНМ в модульном исполнении ОАО «АЛНАС» (ТУ 3631-025-21945400-97) производительностью 10-125 м³/сут.; центробежно-вихревые насосные установки вышеуказанной производительности;
- газосепараторы типа МН-ГСЛ5, МН-ДГ5.

2.6. Рекомендации по повышению надежности работы насосного оборудования

В скважинах, при наблюдении осложнений отложением солей, выносом мехпримесей, коррозией оборудования необходимо производить спуск УЭЦН износо- и коррозионностойкого исполнения предприятий-изготовителей ОАО «АЛНАС», ООО «БОРЕЦ», АО «Новомет».

Не допускается работа ЭЦН без газосепаратора с низкими динамическими уровнями, с газосодержанием на приеме насоса более 25%, для исключения интенсивной вибрации насоса.

Для обеспечения устойчивой работы УЭЦН при повышенном газосодержании установку необходимо комплектовать:

- при содержании газа на входе в насос до 55% по объему газосепаратором или диспергатором;
- при содержании газа на входе в насос до 70% по объему тандемом газосепаратор-диспергатор.

Наиболее высокие технико-технологические показатели у газосепараторов типа МН-ГСЛ5, рекомендуются к применению.

Запуск скважин, оборудованных УЭЦН, рекомендуется с применением частотного преобразователя. В данном случае, частота тока плавно повышается

от 30-35 Гц до номинальной, с постепенным наращиванием оборотов погружного электродвигателя.

Применяемые в составе УЭЦН термоманометрические системы позволяют непосредственно замерить давление на приеме насоса.

При применении погружных двигателей с блоком системы телеметрии можно измерять параметры:

- давление в скважине на уровне глубины спуска насоса;
- степень вибрации насосной установки;
- температуру перекачиваемой среды;
- давление масла и температуру в полости электродвигателя.

Для исключения аварий по расчленению УЭЦН необходимо применять устройства, снижающие вибрацию установки, расчленение их модулей и агрегатов: диспергаторы, центраторы вала насоса, амортизаторы, страховочные муфты.

2.7 Анализ эффективности применяемой технологии и техники добычи газа и конденсата

По состоянию на 1.01.2018г. газоконденсатных скважин, находящихся в эксплуатации на месторождении нет. В пределах X структуры были пробурены скважины №№41, 42, 43, 44, а в сводовой части X локального поднятия пробурена скважина №51, в которой был получен промышленный фонтан газоконденсата

Для эксплуатации газоконденсатных скважин к применению рекомендуется пакерная схема эксплуатации.

Пакерная схема обеспечивает защиту внутренних поверхностей эксплуатационной колонны от абразивного и коррозионного воздействия добываемого пластового флюида и технологических растворов, применяемых при ремонте и техническом обслуживании скважин, обеспечивает пассивную защиту многолетнемерзлых пород от растепления.

Однако наличие пакера осложняет проведение исследовательских работ. Применение беспакерных схем эксплуатации газовых, газоконденсатных месторождений сопряжено с обязательным составлением технологического плана работ, согласованного с органами Госгортехнадзора и противофонтанной службой.

По мере падения пластового давления и снижения объемов добычи, наблюдается тенденция к извлечению из скважин сначала забойных клапанов-отсекателей, а затем и пакеров. Это позволяет снизить потери давления по стволу, стабилизировать объемы добычи газоконденсатной смеси.

При применении рекомендуемой пакерной схемы, предлагается следующая компоновка лифтовой колонны:

- - от устья до глубины на 50 м выше кровли продуктивного горизонта – колонна высокогерметичных насосно-компрессорных труб типа НКМ диаметром 73 мм; ниже, над кровлей продуктивного горизонта, - комплекс подземного скважинного оборудования типоразмера, 73/168-35 зарубежного и отечественного производства;
- - ниже комплекса, до нижних перфорационных отверстий эксплуатационной колонны, подпакерный хвостовик из насосно-компрессорных труб типа НКМ диаметром 73 мм с установленным на конце хвостовика срезным клапаном.
- Комплекс должен состоять из: циркуляционного клапана, одной насосно-компрессорной трубы, пакера, посадочного ниппеля, с устанавливаемым в нем забойным клапаном-отсекателем, срезного клапана. Срезной клапан необходимо устанавливать на башмаке подпакерного хвостовика. При необходимости, в составе комплекса, выше циркуляционного клапана, может монтироваться телескопическое соединение.
- Срезной клапан предназначен для запакеровки пакера и с целью уменьшения гидроудара при запакеровке, должен устанавливаться на конце подпакерного хвостовика.

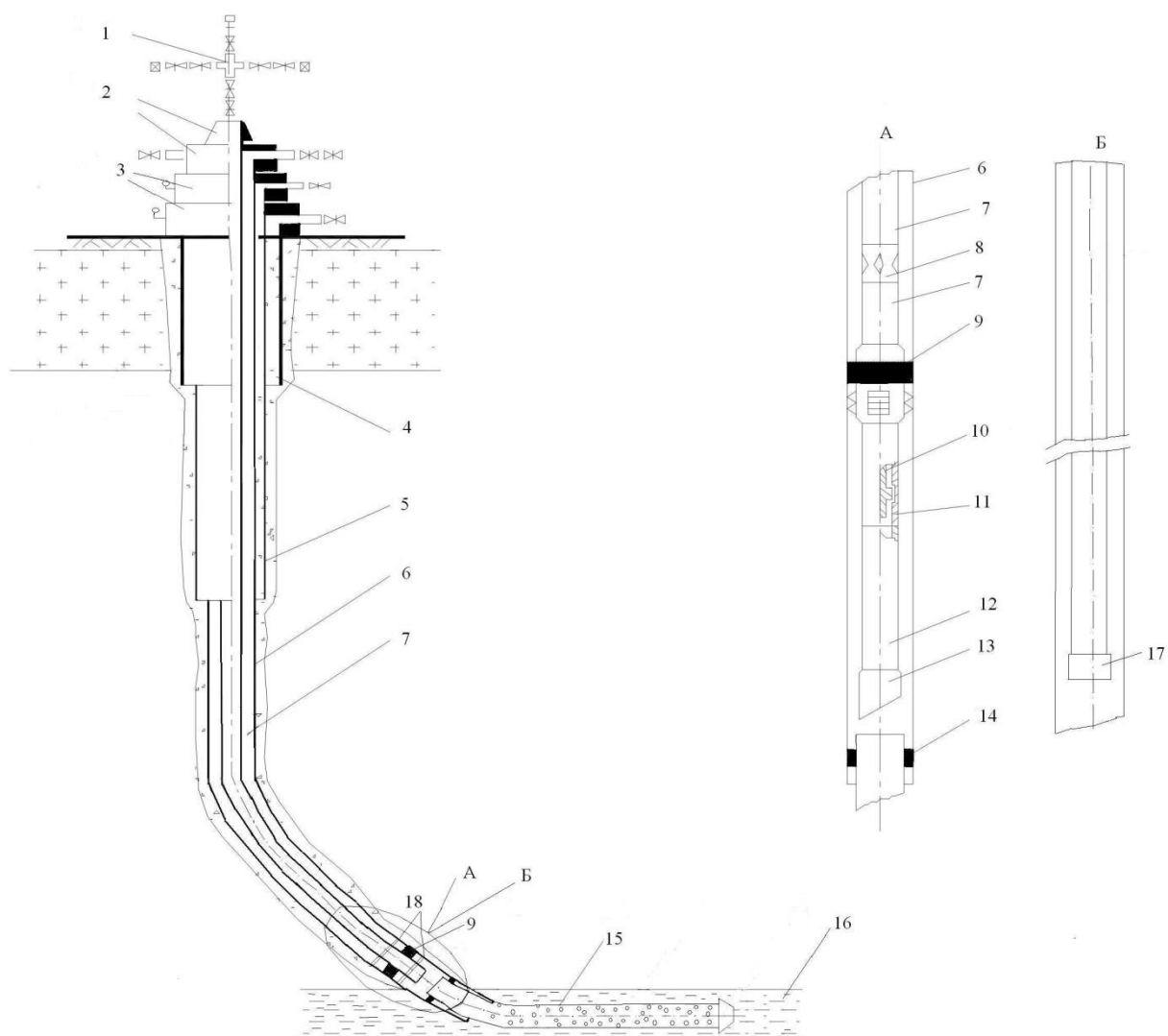
- Подпакерный хвостовик предназначен для регулирования местоположения башмака лифтовой колонны относительно интервала вскрытия пласта и для транспортировки добываемого флюида из пласта в интервале «срезной клапан-пакер».
- Пакер предназначен для герметизации затрубного пространства между эксплуатационной и лифтовой колоннами. Пакер необходимо устанавливать выше кровли продуктивного пласта на 50-100м. Исполнение пакера-станционарно-съёмное, гидравлического действия.
- Посадочный ниппель предназначен для установки в нем в процессе эксплуатации забойного клапана-отсекателя или глухой пробки при ремонте с целью обеспечения противofонтанной безопасности.
- Забойный клапан-отсекатель предназначен для перекрытия лифтовой колонны в аварийных ситуациях. Исполнение – съёмное, автономного действия.
- Циркуляционный клапан предназначен для сообщения затрубного пространства между эксплуатационной и лифтовой колоннами с трубным пространством скважины.
- Телескопическое соединение предназначено для компенсации температурных изменений длины лифтовой колонны.
- Лифтовая колонна предназначена для транспортировки добываемого флюида на дневную поверхность в интервале выше пакера.

Глубина спуска лифтовой колонны до верхних перфорационных отверстий эксплуатационной колонны.

Лифтовая колонна подвешивается в фонтанной арматуре, устанавливаемой на колонной головке. Колонная головка предназначена для обвязки устья и подвески обсадных колонн. Тип колонных головок выбирается исходя из количества обсадных колонн в конструкции скважины.

Принципиальная схема компоновки подземного и наземного оборудования наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием ствола приведена на рисунке 15.

Для газоконденсатных скважин могут быть рекомендованы комплексы «Барьер-6М» (ОАО «Саратовгазприборавтоматика», Россия), КОС 73/168-35 (ВНПО «Союзтурбогаз», Украина), SABL (фирма «BakerOilTool, Inc», США) и др.



1-елка фонтанной арматуры; 2-трубная головка фонтанной арматуры; 3-колонная головка; 4-кондуктор; 5-промежуточная колонна; 6-эксплуатационная колонна; 7-лифтовая колонна; 8-циркуляционный клапан; 9-эксплуатационный пакер; 10-забойный клапан-отсекатель; 11-посадочный ниппель; 12-подпакерный хвостовик; 13-срезной клапан; 14-подвесное устройство ПХН хвостовика-фильтра; 15-хвостовик-фильтр; 16 - продуктивный пласт ; 17-воронка; 18-центратор.

Рисунок 15 - Принципиальная схема компоновки подземного и наземного оборудования наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием ствола

Для эксплуатационных газоконденсатных скважин рекомендуются колонные головки и фонтанная арматура Воронежского механического завода,

ОАО «Корвет», предприятия «Нефтепромаш» (г. Тюмень). Техническая характеристика рекомендуемого подземного и наземного оборудования приведена в таблицах 13 и 14.

Таблица 13 - Техническая характеристика комплексов подземного оборудования

Наименование показателей	Барьер-6М	КОС 73/168-35	SABL «Baker Oil Tool, Inc», США
Рабочее давление, МПа	35	35	45
Температура скважинной среды, °С	80	100	100
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	168	168	168;140
Диаметр лифтовой колонны, мм	73-114	73-114	73-114
Угол наклона, град.	0 - 45	0-45	0 – 45
Минимальный диаметр проходного сечения пакера, мм	67	74	68;48
Минимальный диаметр проходного сечения циркуляционного клапана, мм	70	74	68;48
Максимальный диаметр проходного сечения забойного клапана, мм	28	40	38;28
Диапазон настройки рабочих дебитов забойного клапана, млн.м ³ /сут.	до 0.75	1-3	1 – 3;0.5-1
Масса, кг		154	

Фонтанная арматура предназначена для обвязки устья и подвески лифтовой колонны. К применению рекомендуется фонтанные арматуры типа АФК3а-65/65*35 К1 ХЛ, АФ6-80/65*35 К1 ХЛ (ГОСТ 13846-89).

Физико-химическая характеристика газа и конденсата, технологические показатели эксплуатации газоконденсатных скважин приведены в предыдущих главах проектного документа.

Таблица 14 - Техническая характеристика комплексов наземного оборудования газоконденсатных скважин

Наименование параметров	Колонная головка ОКК2-350-168(140)x245x324К1 ХЛ	Фонтанная арматура АФ6-80/65x35К1 ХЛ	Фонтанная арматура АФК3а-65/65x35К1 ХЛ
Рабочее давление, МПа	35	35	35
Температура окружающей среды, 0С	100	100	100
Условный диаметр обвязываемых труб, мм	168(140); 245; 324	—	—

Продолжение таблицы 14

Условный проход ствола и рабочих струн, мм	-	80;65	65
Габаритные размеры, мм			
длина	1365	3560	1500
ширина	675	1320	790
высота	1320	2710	3150
Масса, кг	1885	4010	1914

В качестве возможных способов добычи газа и конденсата в условиях эксплуатации месторождения может быть рассмотрена фонтанная эксплуатация. Фонтанная эксплуатация скважин будет производиться по 73мм лифтовым колоннам насосно-компрессорных труб.

3. ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОМЕНДУЕМОГО ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ И ДОСТИГАЕМЫЕ В РЕЗУЛЬТАТЕ ЕГО ВНЕДРЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОБЪЕКТАМ

К реализации рекомендуется второй вариант разработки со следующими основными положениями и показателями:

Таблица 15 – Основное положение

Показатели/годы	2013	2014	2015	2016	2017
Добыча нефти всего, тыс.т/год	40,1	148,5	230,8	288,3	301,6
Ввод новых скважин	6	7	6	7	8
Зарезка БГС	0	0	0	2	0
Действ. фонд доб. скв. на конец года	9	15	20	28	34
Действ. фонд нагнет. скв. на конец года	0	1	2	4	6
Среднегодовая обводненность, %	39,0	56,0	60,0	57,0	56,0
Добыча жидкости всего, тыс. т/год	66	338	577	671	686
Закачка воды, тыс.т/год	0	179	346	519	649
Добыча газа всего (РГ, ГШ, СГ), млн. м ³ /год	4,9	50,8	132,7	278,6	489,6
Использование газа, %	1	1	2	2	95
Добыча конденсата, тыс.т/год	0,0	4,9	14,8	31,0	54,9
Закачка газа, млн. м ³ /год	0,0	0,0	0,0	0,0	475,0

Максимальные уровни:

- добычи нефти – 326,3 тыс. т. (2020 г.);
- добычи жидкости – 875,0 тыс. т. (2022 г.);
- добычи свободного газа и газа газовых шапок – 493,0 млн. м³ (2031 г.);
- конденсата – 54,9 тыс. т (2017 г.);
- использование растворенного газа в объеме 95% с 2017 г.
- Накопленная добыча:
- нефти – 9786,0 тыс. т;
- жидкости – 733602,6 тыс. т;
- свободного газа и газа газовой шапки – 7892,0 млн. м³;
- конденсата – 1182,0 тыс. т.

Фонд скважин – 136:

в т. ч. добывающих – 80 (27 с ГС),
нагнетательных – 44 (8 газовых).
Фонд скважин для бурения – 118:
в т. ч. добывающих – 74 (23 ГС),
нагнетательных – 42 (8 газовых).
водозаборных – 2.
Бурение БГС – 4.

Выделение семи эксплуатационных объектов:

- - газоконденсатнефтяный объект M_1 (X залежь), система разработки с расположением горизонтальных и наклонно-направленных скважин в рядах с расстоянием между рядами 1000 м, формирование приконтурного заводнения, закачка газа в газовую шапку;
- - газоконденсатнефтяный объект M_1 (Восточно-X залежь), вывод скважины из консервации;
- - газоконденсатный объект M_1 (X залежь), бурение газовой скважины;
- - нефтяной объект $Ю_1^1$ (X залежь), пятиточечная система с расстоянием между скважинами 600 м;
- - нефтяной объект $Ю_1^1$ (Восточно-X залежь), бурение добывающей скважины;
- - нефтяной объект $Ю_{14-15}$ (X залежь), обращенная семиточечная система разработки с расстоянием между скважинами 650 м;
- - нефтяной объект $Ю_{14}$ (р-н скв. 41), разработка возвратным фондом с двумя зарезками горизонтальных стволов и одной нагнетательной скважины.

Таблица 16 - Достижение КИН (по категории С₁) – 0,372, в т. ч. по объектам

Объект	Вариант разработки	Квыт.	Кохв.	КИН	Утв. КИН
М ₁ (Х залежь)	1	0,500	0,426	0,213	0,213
	2		0,426	0,213	
М ₁ (Восточно-Х залежь)	1	0,500	0,402	0,200	0,200
Ю ₁₄₋₁₅ (Х залежь)	1	0,433-0,443	0,529	0,229	0,229
Ю14 (скв.41)	1	0,482	0,415	0,200	0,200
Ю11 (Х залежь)	1	0,404	0,640	0,260	0,260
Ю11 (Восточно-Х залежь)	1	0,439	0,569	0,250	0,250
В целом по месторождению	1			0,222	0,222
	2			0,222	

3.1. Опытные промышленные работы:

2013 г.:

- Бурение 6 эксплуатационных скважин (5 добывающих ННС, 1 нагнетательная ННС), вывод из неработающей категории одной добывающей скважины;

2014 г.:

- Бурение 7 эксплуатационных скважин (4 добывающие ННС, 2 добывающие горизонтальные с пилотными стволами, 1 нагнетательная ННС);
- Отбор ориентированного керна в одном пилотном стволе;
- Поинтервальные испытания в открытом стволе во всех скважинах, замеры поинтервальной проницаемости;
- Отбор глубинных проб флюидов в двух скважинах;
- Проведение стандартных и специальных (литоплотностной каротаж, гамма-спектрометрия, FMI) ГИС во всех скважинах;
- Эксплуатация всех скважин на различных режимах, проведение ГДИС для трещиноватых коллекторов, ПГИ в ННС;
- Соляно-кислотные обработки;

- Лабораторные исследования керна (ФЕС, Квыт, кривые ОФП, упруго-деформационных свойств, физико-химических свойств, в т.ч. смачиваемость; подбор оптимальных кислотных композиций и рецептур, комплексных ПАВ, их концентраций; влияние полимерных композиций (ВПП) на фильтрацию);
- Эксплуатация скважин на различных режимах, проведение ГДИС, ПГИ в ННС добывающих скважинах, ПГИ в нагнетательной скважине;
- Гидропрослушивание, трассерные исследования;

2015 г.:

- Бурение 6 эксплуатационных скважин (5 добывающих, из которых 4 горизонтальных; 1 нагнетательная ННС);
- Соляно-кислотные обработки;
- Эксплуатация скважин на различных режимах, проведение ГДИС, ПГИ в ННС добывающих скважинах, ПГИ в нагнетательной скважине;
- Гидропрослушивание, трассерные исследования;

2016 г.:

- Бурение 7 эксплуатационных скважин (5 добывающих горизонтальных; 2 нагнетательных ННС);
- Зарезка 2 боковых горизонтальных стволов в переводимых скважинах объекта Ю₁₄₋₁₅ (Х залежь);
- Соляно-кислотные обработки;
- Эксплуатация скважин на различных режимах, проведение ГДИС, ПГИ в ННС добывающих скважинах, ПГИ в нагнетательной скважине;

2017 г.:

- бурение 16 эксплуатационных скважин (6 добывающих горизонтальных; 2 нагнетательных ННС, 8 нагнетательных газовых ННС);
- Соляно-кислотные обработки;
- Эксплуатация скважин на различных режимах, проведение ГДИС, ПГИ в ННС добывающих скважинах, ПГИ в нагнетательной скважине;

- Закачка газа в газовую «шапку» объекта с целью поддержания пластового давления.

2018-2019 гг.:

- бурение 7 эксплуатационных скважин (5 добывающих горизонтальных; 2 нагнетательных ННС);
- Соляно-кислотные обработки;
- Закачка газа в газовую «шапку» объекта с целью поддержания пластового давления.

3.2. Оценка общих перспектив месторождения

В работе по результатам анализа текущего состояния разработки X месторождения, состояния фонда скважин рассмотрено два варианта разработки. На гидродинамических моделях выполнена оценка перспектив по добыче углеводородного сырья, проведена технико-экономическая оценка и выбран оптимальный вариант для внедрения. Предложена программа проведения опытно-промышленной разработки на объекте М₁ X залежь. Обоснован выбор рационального способа эксплуатации скважин, проведен анализ технического состояния фонда скважин

Выполнение предложенных мероприятий и рекомендаций, рассмотренных в рамках данной работы, позволит апробировать и отработать новые для данного месторождения технологий вскрытия иметодов воздействия на пласты, убедиться в правильном выборе системы разработки объекта М₁ X залежь, а также обеспечить недропользователю ведение прибыльной добычи углеводородного сырья с минимальным ущербом для окружающей среды и достигнуть за прогнозный период утвержденного КИН.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3Г	Назаренко Юрию Алексеевичу

Институт	ИПР	Кафедра	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Технические данные по расходу на продукцию;
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Условия реализации продукции
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Амортизация, энергоресурсы, заработная плата.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведены расчеты материальных затрат, численности персонала и ФОТ, амортизации основных средств.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Отчисления бюджета проводятся на научные исследования.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Выявлено, что применения новых, снижающих затраты методов подготовки продукции и борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин оправдано.

Перечень графического материала:

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3Г	Назаренко Юрий Алексеевич		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1. Общие положения

При экономической оценке эффективности разработки X месторождения использовались "Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов" (вторая редакция, 2000 г.), "Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений" (РД 153-39-007-96), "Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений" (Приложение к приказу МПР от 21 марта 2007 г. № 61) и "Методические рекомендации по составу и правилам оформления, представленных на государственную экспертизу материалов по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти" (Рекомендованы к использованию протоколом МПР России от 03.04.2007 №11-17/0044-пр.).

В таблице 17 приведены цены на реализуемую продукцию, нормативы капитальных и эксплуатационных затрат, а также ставки налогов и платежей, используемые при расчете показателей эффективности инвестиций.

Условия реализации продукции

Предусматривается продажа 70 % нефти и конденсата на внутреннем и 30 % на внешнем рынках. Уровень цены нефти и конденсата на внутреннем рынке с НДС принят в размере 12 000 руб./т, цена нефти и конденсата на внешнем рынке - 100 долл./бэрр. Затраты на транспорт нефти и конденсата на внешний рынок составляют 69.8 долл./т. Цена на растворенный газ с НДС составляет 490.20 руб./тыс. м³. Цена на природный газ с НДС составляет 3 476.00 руб./тыс. м³.

Источники финансирования и финансовые условия

Финансирование проекта предполагается осуществлять за счет собственных средств предприятия.

4.2 Экономические показатели эффективности

Для оценки эффективности разработки месторождения использовались следующие показатели эффективности инвестиционного проекта:

- - чистый доход (ЧД);
- - чистый дисконтированный доход (ЧДД);
- - внутренняя норма доходности (ВНД);
- - срок окупаемости инвестиций (без дисконтирования денежного потока и с дисконтированием);
- - индексы доходности.

Определялась коммерческая эффективность проекта, при оценке которой учитываются финансовые последствия осуществления проекта для непосредственных его участников.

Расчеты коммерческой эффективности вариантов разработки производились в постоянных ценах.

Расчетный период разбивался на шаги - отрезки времени, в пределах которых производится агрегирование данных, используемых для оценки финансово-экономических показателей. Продолжительность шага равна 1 году. Основой для определения всех показателей эффективности являлся прогнозируемый денежный поток, непосредственно связанный с реализацией проекта разработки.

Денежный поток представляет изменение денежных средств за единицу времени. Другими словами денежный поток - это зависимость от времени денежных поступлений и затрат. Он представляет собой последовательность годовых значений разности между притоками и оттоками денежных средств за расчетный период.

В денежный поток включались притоки и оттоки денежных средств, связанные с инвестиционной и операционной деятельностью.

Показатели эффективности проекта разработки (с учетом дисконтирования) рассчитывались на основании дисконтированного денежного потока.

Дисконтирование осуществлялось путем умножения каждого значения денежного потока, соответствующего году t , на коэффициент дисконтирования $a(t)=1/(1+E_n)^t$.

Основным экономическим нормативом, использовавшимся при оценке эффективности, являлась норма дисконта (E_n). При оценке коммерческой эффективности она отражает альтернативную, не связанную с данным проектом эффективность использования капитала (т.е. минимально приемлемую для инвестора).

Основные экономические показатели рассчитывались с нормой дисконта, равной 0.1.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД, Net Present Value - NPV) определялся как сумма дисконтированных значений денежного потока проекта. ЧДД характеризует превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами для данного проекта с учетом их неравноценности из-за разновременности. Для признания проекта эффективным с точки зрения инвестора необходимо, чтобы ЧДД был положительным.

Внутренней нормой доходности (ВНД, Внутренняя норма рентабельности, Internal Rate of Return - IRR) называется такое значение нормы дисконта E_v , отвечающее следующим условиям: при норме дисконта E_v чистый дисконтированный доход проекта обращается в 0, это число единственное. Разность между ВНД и нормой дисконта характеризует степень устойчивости проекта.

В наиболее распространенном случае инвестиционные проекты имеют одну переменную знака денежного потока. Проект начинается с инвестиционных затрат, которые приводят к отрицательным денежным потокам, а затем

получаются доходы - здесь денежный поток положительный. В этом случае значение ВНД можно сопоставлять с нормой дисконта E_n . Инвестиционные проекты, у которых $ВНД > E_n$, имеют положительный ЧДД и поэтому эффективны. Проекты, у которых $ВНД < E_n$, имеют отрицательный ЧДД и поэтому неэффективны.

Срок окупаемости, рассчитанный без дисконтирования (с дисконтированием) денежного потока, соответствует периоду, по истечении которого накопленный чистый доход (чистый дисконтированный доход) становится неотрицательным. Срок окупаемости характеризует риск, связанный с длительностью возврата вложенного капитала.

Индексы доходности характеризуют размер дохода (в долях единицы), приходящегося на единицу денежных затрат за срок реализации проекта:

- - индекс доходности затрат (иногда называемый Р-фактором) определяется отношением суммы денежных притоков (накопленные поступления) к сумме денежных оттоков (накопленным затратам);
- - индекс доходности инвестиций определяется отношением чистого дохода к капитальным вложениям. В ряде случаев индекс доходности оценивается не по общему объему инвестиций, а только по объему начальных инвестиций (сумма отрицательных значений годовых денежных потоков, т.е. капитал риска).

Индексы доходности дисконтированных затрат и инвестиций превышают единицу, если ЧДД положителен.

4.3 Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат

Оценка капитальных вложений проведена на основе технологических показателей освоения запасов и ресурсов нефти, газа и конденсата, а также исходя из предполагаемых объемов строительства по следующим направлениям:

- бурение эксплуатационных скважин;
- оборудование, не входящее в сметы строок для промысла;

- промысловое обустройство скважин;
- природоохранные мероприятия.

Затраты на бурение наклонно-направленных скважин (добывающих и нагнетательных) оценивалась на уровне 19 671 руб./метр проходки. Затраты на бурение горизонтальных скважин оценивалась на уровне 30 920 руб./метр проходки.

Базовой информацией, для расчета капитальных вложений в строительство объектов промыслового обустройства и внешних коммуникаций, служат основные технологические показатели разработки и удельные показатели капитальных вложений.

Удельные показатели капитальных вложений в строительство объектов промыслового обустройства определены на основе анализа проектных и фактических капитальных затрат по объектам-аналогам.

Затраты на природоохранные мероприятия составляют 10.0 % от осуществленных капитальных вложений.

При выборе нормативов капитальных и эксплуатационных затрат использовались данные, предоставленные ООО «Х» за 2012 г.

Эксплуатационные затраты осуществляются по следующим направлениям: обслуживание добывающих скважин, обслуживание нагнетательных скважин, технологическая подготовка нефти, сбор и транспорт нефти, электроэнергия на добычу нефти, перевод скважин, капитальный ремонт скважин, закачка холодной воды, прочие эксплуатационные расходы.

Затраты на ликвидацию скважин определены по мере выбытия скважин из расчета 2 062 тыс. руб./скважино-операцию. Затраты на ликвидацию технологических объектов и рекультивацию земель рассчитаны по завершении эксплуатации месторождения в размере 10 % от промыслового обустройства в последний год проектного периода.

Результаты расчета капитальных вложений, эксплуатационных затрат и налогов по вариантам проекта приведены в табл. 17

Таблица 17 - Исходные данные для расчета экономических показателей

Показатель	Единица измерения	Значение
1	2	3
1. ЦЕНЫ РЕАЛИЗАЦИИ:		
нефть и конденсат (внутренний рынок) с НДС	руб./т	12 000
нефть и конденсат (внешний рынок)	\$/bbl	100
растворенный газ с НДС	руб./тыс. м3	490,20
природный газ с НДС	руб./тыс. м3	3 476,00
2. ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ - ВНЕШНИЙ РЫНОК	долл./т	69,80
3. НАЛОГИ И ПЛАТЕЖИ:		
НДС	%	18
вывозная таможенная пошлина на нефть сырую 2013 г	руб./т	11 446,40
вывозная таможенная пошлина на нефть сырую 2014 г	руб./т	11 271,20
вывозная таможенная пошлина на нефть сырую 2015 г	руб./т	10 920,80
вывозная таможенная пошлина на нефть сырую с 2016 г	руб./т	10 570,40
налог на добычу полезных ископаемых 2013 г (нефть)	руб./т	4 898,11
налог на добычу полезных ископаемых 2014 г (нефть)	руб./т	5 137,80
налог на добычу полезных ископаемых 2015 г (нефть)	руб./т	5 523,40
налог на добычу полезных ископаемых с 2016 г (нефть)	руб./т	5 825,62
НДПИ газ природный	руб./тыс. м³	552
отчисления от ФОТ с 2013 - 2015 гг	%	30
отчисления от ФОТ с 2016 г	%	34
страховой взнос на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний	%	0,50
плата за землю	т.руб./скв.	9,9
налог на имущество организаций	%	2,20
налог на прибыль организаций	%	20
4. КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ:		
Бурение скважин:		
добывающие наклонно-направленные	руб./м	19671
добывающие горизонтальные	руб./м	30920
нагнетательные скважины	руб./м	19671
Промысловое обустройство:		
оборудование для нефтедобычи	тыс. руб./скв.	3 594
оборудование для прочих организаций	%	10,00
сбор и транспорт продукции	тыс. руб./скв.	5 144
комплексная автоматизация	тыс. руб./скв.	964
электроснабжение и связь	тыс. руб./скв.	1 184
базы производственного обслуживания	тыс. руб./скв.	1 439
автодорожное строительство	тыс. руб./скв.	2 069
заводнение нефтяных пластов	тыс. руб./скв.	4 878
прочие капитальные вложения в обустройство месторождения	%	10,00
природоохранные мероприятия	%	10,00
5. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ:		
обслуживание добывающих скважин	руб./скв.	3 171 000
обслуживание нагнетательных скважин	руб./скв.	516 800

технологическая подготовка нефти	руб./т	33,40
сбор и транспорт нефти	руб./т	32,70
сбор и транспорт газа	руб./тыс. м ³	69,43
электроэнергия	руб./т	61,69
заработная плата на 1 работника	руб./чел*мес	61969
капитальный ремонт доб. скважин	руб./скв.	1 351 400
капитальный ремонт нагн. скважин	руб./скв.	1 351 400
закачка воды	руб./м ³	40,15
прочие эксплуатационные расходы	%	5
ГТМ		
Бурение БГС	руб./скв.	32 451 000
бурение БС	руб./скв.	24 962 308
ГРП	руб./скв.	6 105 000
КРС-ОПЗ	руб./скв.	732 240
ВПП	руб./скв.	1 168 000
РИР	руб./скв.	3 462 000
перевод скв. под нагнетание	руб./скв.	1 432 080
перевод с других объектов	руб./скв.	3 198 960
ввод скв. из бездействия	руб./скв.	3 982 000
ввод скв. из консервации (расконсервация)	руб./скв.	4 872 000
ГКО	руб./скв.	496 800
затраты на ликвидацию	руб./скв.	2 062 260
6. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ДАННЫЕ:		
норма дисконта	%	10
курс доллара	руб./долл.	32,00
доля экспорта нефти	%	30

4.4 Характеристика налоговой системы

Ставки платежей и налогов соответствуют действующей в настоящее время системе налогообложения предприятий нефтяной промышленности.

Экономическая оценка эффективности технологических вариантов разработки месторождения проведена с учётом действующего "Налогового кодекса Российской Федерации" (часть первая от 31 июля 1998 г. № 146-ФЗ и часть вторая от 5 августа 2000 г. № 117-ФЗ (с изменениями)).

При оценке эффективности вариантов разработки месторождения учтена выплата установленных в законодательном порядке следующих налогов, платежей и обязательных отчислений: НДС, вывозная таможенная пошлина на нефть сырую, налог на добычу полезных ископаемых (нефть), страховые взносы в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного

медицинского страхования и территориальные фонды обязательного медицинского страхования, страховой взнос на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, плата за землю, налог на имущество организаций, налог на прибыль организаций.

Налог на добавленную стоимость (Налоговый кодекс Российской Федерации часть вторая Глава 21).

Объект налогообложения – реализация товаров (работ, услуг) на территории Российской Федерации

Налоговая база определяется как стоимость этих товаров (работ, услуг), исчисленная исходя из цен с учетом акцизов (для подакцизных товаров) и без включения в них налога.

В данном проекте объектом налогообложения являются продажи нефти и попутного газа на внутреннем рынке.

Налогообложение производится по налоговой ставке 18 процентов.

Вывозная таможенная пошлина на нефть сырую (Закон РФ от 21 мая 1993 г. № 5003-І "О таможенном тарифе" (с изменениями)).

Вывозная таможенная пошлина на нефть сырую взимается на основании специальной шкалы, увязывающей ставки пошлин со средним уровнем цены на нефть на внешнем рынке:

- при сложившейся за период мониторинга средней цене нефти сырой марки "Юралс" на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) до 109.5 доллара США за 1 тонну (включительно) – в размере 0 процентов;
- при превышении сложившейся за период мониторинга средней цены нефти сырой марки "Юралс" на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) уровня 109.5 доллара США за 1 тонну, но не более 146 долларов США за 1 тонну (включительно) – в размере, не превышающем 35 процентов от разницы между сложившейся за период мониторинга средней ценой данной нефти в долларах США за 1 тонну и 109.5 доллара США;

- при превышении сложившейся за период мониторинга средней цены нефти сырой марки "Юралс" на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) уровня 146 долларов США за 1 тонну, но не более 182.5 доллара США за 1 тонну (включительно) – в размере, не превышающем суммы 12.78 доллара за 1 тонну и 45 процентов от разницы между сложившейся за период мониторинга средней ценой данной нефти в долларах США за 1 тонну и 146 долларами США;
- при превышении сложившейся за период мониторинга средней цены нефти сырой марки "Юралс" на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) уровня 182.5 доллара США за 1 тонну – в размере, не превышающем суммы 29.2 доллара США и 65 процентов от разницы между сложившейся за период мониторинга средней ценой данной нефти в долларах США за 1 тонну и 182.5 доллара США. В расчетах за 2013 год ставка таможенной пошлины рассчитывается по системе налогообложения нефтяной отрасли по формуле «60-66» (учитывается не 65 % от разницы между ценой мониторинга и ценой нефти в 182.5 доллара за тонну, а 60 %). В соответствии N 263-ФЗ от 30 сентября 2013 г. "О внесении изменений в главу 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации и статью 3¹ Закона Российской Федерации "О таможенном тарифе", ставка таможенной пошлины рассчитывается исходя из 59% в 2014 г, 57% в 2015 г, 55% от разницы между ценой мониторинга и ценой нефти в 182.5 доллара за тонну.

Налог на имущество организаций (Налоговый кодекс Российской Федерации часть вторая Глава 30).

Объект налогообложения – движимое и недвижимое имущество, учитываемое на балансе организации в качестве объектов основных средств.

Налоговая база – среднегодовая стоимость имущества, признаваемого объектом налогообложения. При определении налоговой базы имущество, признаваемое объектом налогообложения, учитывается по его остаточной стоимости.

Налоговая ставка – устанавливаются законами субъектов Российской Федерации и не могут превышать 2.2 процента. Допускается установление дифференцированных налоговых ставок в зависимости от категорий налогоплательщиков и (или) имущества, признаваемого объектом налогообложения.

Налог на имущество организаций учитывается в расчетах в размере 2.2 % от среднегодовой стоимости основных фондов.

Налог на прибыль организаций (Налоговый кодекс Российской Федерации часть вторая Глава 25).

Объектом налогообложения по налогу на прибыль организаций признается прибыль, полученная налогоплательщиком – полученные доходы, уменьшенные на величину произведенных расходов.

Налоговой базой признается денежное выражение прибыли.

Налоговая ставка устанавливается в размере 20 процентов. При этом:

- сумма налога, исчисленная по налоговой ставке в размере 2 процента, зачисляется в федеральный бюджет;
- сумма налога, исчисленная по налоговой ставке в размере 18 процента, зачисляется в бюджеты субъектов Российской Федерации.
- Налоговая ставка налога, подлежащего зачислению в бюджеты субъектов Российской Федерации, законами субъектов Российской Федерации может быть понижена для отдельных категорий налогоплательщиков. При этом указанная налоговая ставка не может быть ниже 13.5 процента.
- Налог на прибыль организаций учитывается в расчетах в размере 20 % от налогооблагаемой прибыли.

Налог на добычу полезных ископаемых (Налоговый кодекс Российской Федерации часть вторая Глава 26).

Объект налогообложения – полезные ископаемые, добытые из недр на территории Российской Федерации на участке недр, предоставленном налогоплательщику в пользование в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Налогообложению подлежит добыча углеводородного сырья следующих видов:

- - нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная;
- - газовый конденсат из всех видов месторождений углеводородного сырья, прошедший технологию промысловой подготовки в соответствии с техническим проектом разработки месторождения до направления его на переработку;
- - газ горючий природный (растворенный газ или смесь растворенного газа и газа из газовой шапки) из всех видов месторождений углеводородного сырья, добываемый через нефтяные скважины (попутный газ);
- - газ горючий природный из всех видов месторождений углеводородного сырья, за исключением попутного газа.

Налоговая база при добыче нефти определяется как количество добытых полезных ископаемых в натуральном выражении.

Налогообложение производится по налоговой ставке 0 процентов (0 рублей в случае, если в отношении добытого полезного ископаемого налоговая база определяется как количество добытых полезных ископаемых в натуральном выражении) при добыче:

- 1) полезных ископаемых в части нормативных потерь;
- 2) попутного газа.

Налогообложение производится по налоговой ставке:

- 1) 470 рублей (начиная с 1 января 2013 года), 493 рубля (на период с 1 января по 31 декабря 2014 года включительно), 530 рублей (на период с 1 января по 31 декабря 2015 года включительно), 559 рублей (на период с 1 января 2016 года) за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и

стабилизированной. При этом указанная налоговая ставка умножается на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть (Кц), на коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретного участка недр (Кв), и на коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр (Кз): $470 \times Кц \times Кв \times Кз \times Кд \times Кдв$;

- 2) 590 рублей (на период с 1 января и по 31 декабря 2013 года включительно), 647 рублей (на период с 1 января по 31 декабря 2014 года включительно), 679 рублей (начиная с 1 января 2015 года) за 1 тонну добытого газового конденсата из всех видов месторождений углеводородного сырья;
- 3) 582 рубля (на период с 1 января по 30 июня 2013 года включительно), 622 рубля (на период с 1 июля по 31 декабря 2013 года включительно), 700 рублей (на период с 1 января 2014 года по 31 декабря 2014 года включительно), 788 рублей (начиная с 1 января 2015 года) за 1 000 кубических метров газа при добыче газа горючего природного из всех видов месторождений углеводородного сырья. При этом налогообложение производится по ставке, установленной настоящим подпунктом, умноженной на коэффициент 0.455 (на период с 1 января по 30 июня 2013 года включительно), 0.646 (на период с 1 июля по 31 декабря 2013 года включительно), 0.673 (на период с 1 января по 31 декабря 2014 года включительно), 0.701 (начиная с 1 января 2015 года), при добыче газа горючего природного из всех видов месторождений углеводородного сырья следующими категориями налогоплательщиков:
 - - налогоплательщиками, не являющимися в течение всего налогового периода собственниками объектов Единой системы газоснабжения;
 - - налогоплательщиками, не являющимися в течение всего налогового периода организациями, в которых непосредственно и (или) косвенно участвуют собственники объектов Единой системы газоснабжения и суммарная доля такого участия составляет более 50 процентов.

Коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть (Кц), ежемесячно определяется налогоплательщиком самостоятельно путем

умножения среднего за налоговый период уровня цен нефти сорта «Юралс», выраженного в долларах США, за баррель (Ц), уменьшенного на 15, на среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным банком Российской Федерации (Р), и деления на 261:

$$Кц = (Ц - 15) \times Р / 261.$$

Средний за истекший налоговый период уровень цен нефти сорта «Юралс» определяется как сумма средних арифметических цен покупки и продажи на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) за все дни торгов, деленная на количество дней торгов в соответствующем налоговом периоде.

Средние за истекший месяц уровни цен нефти сорта «Юралс» на средиземноморском и роттердамском рынках нефтяного сырья ежемесячно в срок не позднее 15-го числа следующего месяца доводятся через официальные источники информации в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

При отсутствии указанной информации в официальных источниках средний за истекший налоговый период уровень цен нефти сорта «Юралс» на средиземноморском и роттердамском рынках нефтяного сырья определяется налогоплательщиком самостоятельно.

Среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным банком Российской Федерации, определяется налогоплательщиком самостоятельно как среднеарифметическое значение курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным банком Российской Федерации, за все дни в соответствующем налоговом периоде.

Рассчитанный коэффициент Кц округляется до 4-го знака в соответствии с действующим порядком округления.

Коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов конкретного участка недр (K_v), определяется следующим образом.

В случае, если степень выработанности запасов конкретного участка недр, определяемая с использованием прямого метода учета количества добытой нефти на конкретном участке недр, больше или равна 0.8 и меньше или равна 1, коэффициент K_v рассчитывается по формуле:

$$K_v = 3.8 - 3.5 \times N/V,$$

где N – сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (включая потери при добыче) по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых утвержденного в году, предшествующем году налогового периода;

V – начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти (за исключением списания запасов добытой нефти и потерь при добыче) и определяемые как сумма запасов категорий А, В, C_1 и C_2 по конкретному участку недр в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых на 1 января 2010 года.

В случае, если степень выработанности запасов конкретного участка недр, определяемая с использованием прямого метода учета количества добытой нефти на конкретном участке недр, превышает 1, коэффициент K_v принимается равным 0.3.

В иных случаях коэффициент K_v принимается равным 1. Рассчитанный коэффициент K_v округляется до 4-го знака в соответствии с действующим порядком округления.

Коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр (K_z), определяется в следующем порядке:

В случае, если величина начальных извлекаемых запасов нефти (V_z) по конкретному участку недр меньше 5 млн. тонн и степень выработанности

запасов (Свз) конкретного участка недр, определяемая в порядке, установленном настоящим пунктом, меньше или равна 0.05, коэффициент Кз рассчитывается по формуле:

$$K_z = 0.125 \times V_z + 0.375,$$

где V_z - начальные извлекаемые запасы нефти в млн. тонн с точностью до 3-го знака после запятой, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти (за исключением списания запасов добытой нефти и потерь при добыче) и определяемые как сумма запасов категорий А, В, C_1 и C_2 по конкретному участку недр по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода.

Степень выработанности запасов конкретного участка недр (Свз), лицензия на право пользования которым предоставлена до 1 января 2012 года, определяется по состоянию на 1 января 2012 года на основании данных государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в 2011 году, как частное от деления суммы накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (N) на начальные извлекаемые запасы нефти (V_z) конкретного участка недр.

Степень выработанности запасов конкретного участка недр (Свз), лицензия на право пользования которым предоставлена начиная с 1 января 2012 года, определяется по состоянию на 1 января года, в котором предоставлена лицензия на право пользования недрами, на основании данных государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году получения лицензии на право пользования недрами, как частное от деления суммы накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (N) на начальные извлекаемые запасы нефти (V_z) конкретного участка недр.

Коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти (Кд), принимается:

- 1) равным 0 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к баженовским, абалакским, хадумским и доманиковым продуктивным отложениям в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых;
- 2) равным 0,2 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{-3}$ мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи не более 10 метров;
- 3) равным 0,4 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{-3}$ мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи более 10 метров;
- 4) равным 0,8 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к продуктивным отложениям тюменской свиты в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых;
- 5) равным 1 - при добыче нефти из прочих залежей углеводородного сырья, характеристики которых не соответствуют характеристикам, указанным. Коэффициент Кд применяется с налогового периода, следующего за налоговым периодом, в котором запасы нефти по конкретной залежи углеводородного сырья поставлены на государственный баланс запасов полезных ископаемых.

Коэффициент Кд в размере, установленном подпунктами 1 и 4 пункта 1 статьи 342.2, применяется до истечения 180 налоговых периодов, начинающихся с 1 января года, в котором степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья впервые превысила 1 процент. По истечении указанного срока значение коэффициента Кд принимается равным 1.

Коэффициент K_d в размере, установленном подпунктами 2 и 3 пункта 1 статьи 342.2, применяется до истечения 120 налоговых периодов, начинающихся с 1 января года, в котором степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья впервые превысила 1 процент. По истечении указанного срока значение коэффициента K_d принимается равным 1.

В рамках данной работы при расчетах экономических показателей учтена льгота при расчете НДПИ по объектам M_1 , M_1 (В-Арч), $Ю_{14-15}$, $Ю_1$, $Ю_1$ (В-арч). Ставка НДПИ в течении 10 лет, начиная с года, в котором степень выработанности запасов по каждой из этих залежей впервые превысила 1 процент, для данных объектов учтена с коэффициентом 0,2 (подпункт 2 пункта 1 статьи 342.2), M_1 (осн) с коэффициентом 0,4 (подпункт 2 пункта 1 статьи 342.2).

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗГ	Назаренко Юрию Алексеевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования X нефтегазоконденсатное месторождение (Томская область).
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: • Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; • Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; • Превышение уровней шума; • Электрический ток; • Пожаро и взрывоопасность
2. Экологическая безопасность	Мероприятия по предотвращению аварийных выбросов, локализации и ликвидации аварийных разливов
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Оценка возможных чрезвычайных ситуаций. Вероятные причины аварий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Порядок организации работы по обеспечению безопасных условий труда.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	30.03.2018
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			30.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
--------	-----	---------	------

З-2БЗГ	Назаренко Юрий Алексеевич		30.032018
--------	---------------------------	--	-----------

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1. Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнения

С целью максимального сокращения объема выбросов вредных веществ в атмосферу от вновь проектируемых объектов X месторождения необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

- использование современного бурового и энергетического оборудования с минимальными выбросами в атмосферу, оборудования с электроприводом;
 - применение строительных материалов, не требующих при использовании разогрева;
 - сокращается до минимума время освоения скважин;
 - в двигателях внутреннего сгорания применять топливо, регламентированное правилами эксплуатации;
 - доведение до минимума выбросов ВВ при бурении новых скважин:
- 1) посредством оптимальной регулировки всех двигателей внутреннего сгорания;
 - 2) посредством установления оптимального отношения воздуха к горючему для печей подогрева;
- хранение ГСМ для работы двигателей внутреннего сгорания в герметичных емкостях;
 - оснащение буровых противовыбросовым оборудованием и комплектами противofонтанной защиты;
 - регулирование выбросов ВВ в зависимости от метеорологических условий;
 - оснащение двигателей внутреннего сгорания автомобилей нейтрализаторами для обезвреживания отработавших газов, внедрение присадок к топливам, снижающих токсичность и дымность этих газов;

- регулярный контроль за работой топливной арматуры на двигателях внутреннего сгорания;
- внедрение автоматизированной системы контроля за загрязнением атмосферного воздуха, оснащение ДНС приборами контроля;
- закрытая система сбора и сепарации нефти и газа;
- при бурении скважин применять технические средства и технологические процессы, предотвращающие возникновение нефтепроявлений и открытых фонтанов.
- полная утилизация попутного газа, для чего необходимо построить ещё один газопровод;
- оборудование аппаратов, работающих под давлением, предохранительными клапанами, связанными с факельной системой;
- применение на всех резервуарах, специальных устройств для предотвращения утечки летучих углеводородов и газов в атмосферу;
- утилизация ПНГ. Доведение утилизации до 95 %.

Мероприятия по регулированию выбросов в период неблагоприятных метеоусловий (НМУ)

При неблагоприятных метеорологических условиях в кратковременный период загрязнения атмосферы, опасного для здоровья населения, необходимо обеспечить снижение выбросов вредных веществ вплоть до частичной или полной остановки оборудования. Неблагоприятные метеоусловия определяются органами Госкомгидромета и доводятся до сведения предприятия.

Перепады местности в районе проектируемого объекта незначительные, нет глубоких долин, выступов и гряд. Для исследуемой местности туманы и ветровые штили не являются характерным явлением, однако могут иметь место в 15 % случаев в году. Ветровой штиль наблюдается либо поздним вечером, либо глубокой ночью. Оперативное прогнозирование момента наступления, продолжительности и интенсивности загрязнения (штормо предупреждения)

или оповещения о наблюдающихся высоких концентрациях примесей осуществляют подразделения гидрометеорологической службы.

Неблагоприятными метеоусловиями в исследуемом регионе являются ветровой штиль, туман, высокие скорости ветра, превышающие в 2-3 раза скорости выхода газовой смеси из источников выброса. Штиль в регионе маловероятен, т. к. зимой, летом и в переходные периоды всегда хорошая продуваемость территории, среднегодовая скорость ветра – 3,7 м/с. В зимнее время скорость колеблется в пределах 3,2–3,4 м/с, т.е. ниже скорости выхода дымовых газов.

При первом режиме работы предприятия мероприятия носят, в основном, организационно-технический характер. При этом необходимо:

- приостановить продувки и чистки оборудования, емкостей, а также ремонтные работы, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- усилить контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- прекратить испытание оборудования, связанное с изменением технологического режима и приводящее к увеличению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Вышеперечисленные мероприятия не требуют существенных затрат и не приводят к снижению производительности работ, при этом обеспечивают сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целом по объекту на 15 - 20%.

Полный перечень мероприятий по охране атмосферного воздуха будет представлен в разделах «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в проектной документации на разработку месторождений.

5.2. Мероприятия по охране поверхностных вод

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения предусмотрены следующие мероприятия:

- применение водосберегающих технологий, включая тонкую очистку бурового раствора с повторным его использованием;
- установка приборов учета воды;
- организация технологии строительства промышленных объектов с соблюдением водоохраных зон около рек, ручьев, озёр;
- создание защитных сооружений на участках повышенного риска в ВОЗ рек и озёр;
- оперативный сбор разлитой нефти с поверхности воды и почвы на берегах рек и озёр; рекультивация замазученных участков в ВОЗ рек и озёр;
- рекультивация шламовых амбаров кустовых площадок и разведочных скважин, в первую очередь, расположенных в ВОЗ рек и озёр;
- контроль за техническим состоянием трубопроводов;
- профилактика водоводов, оборудования, приборов, средств учета воды (планово-предупредительные ремонты);
- установка узлов контроля скорости коррозии;
- снижение скорости коррозии путем ввода ингибитора;
- строительство переходов трубопроводов через водные преграды выполняется под водой с заглублением в дно водотока на 1 м и более от верха труб, в случае наземной постройки – применение технологий повышенной надёжности (например, «труба в трубе»);
- устройство защитной гидроизоляции подземных и наземных емкостных сооружений;
- тщательное выполнение работ по строительству водонесущих инженерных сетей;

- минимальная высота отсыпки кустовых площадок и дорог - не менее, чем на 1.0 м над максимально возможным уровнем затопления паводковыми водами;
- перед валом, со стороны буровой установки выполняется дренажный канал глубиной 0.5 м с переходными дренажными трубами в местах заезда техники к буровой установке;
- внедрение системы очистки бытовых сточных вод, повторное использование дренажных вод, утилизация сточных вод для системы ППД;
- использование технологий организации теплоснабжения с использованием гликолевых растворов в качестве теплоносителя;
- использование малоопасных химических реагентов (класс токсичности не выше IV) для обработки бурового раствора;
- перевозка материалов и химреагентов специальным автотранспортом и в специальной таре, исключающей их попадание в окружающую среду;
- ликвидация свалок и накопителей отходов;
- проведение в случае необходимости берегоукрепительных работ (каменная наброска, посадка деревьев, кустарников и др.);
- сокращение до минимума нарушений естественных стоков на осваиваемых территориях;
- контроль за состоянием вод и донных отложений;
- сооружение одно- или трёхпролётных мостов через все водотоки, запрет на пересечение транспортом водотоков вброд.

Полный перечень мероприятий по охране поверхностных вод будет разработан при составлении раздела «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» на стадии проектирования обустройства месторождения.

5.3. Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова и животного мира

С целью снижения воздействия на животный и растительный мир, необходимо предусмотреть проведение следующих мероприятий:

- проведение с исполнителями технической учебы по охране окружающей среды;
- запрет ввоза на территорию района работ всех орудий промысла животных (с назначением ответственного за соблюдением данного мероприятия);
- хранение и применение химических реагентов, горюче-смазочных и других опасных для объектов животного мира и среды их обитания материалов, сырья и отходов производства будут осуществляться с соблюдением мер, гарантирующих предотвращение заболеваний и гибели объектов животного мира, ухудшения среды их обитания;
- ограничение доступа животных на технологические площадки путем установки ограждений и простейших отпугивающих устройств;
- запрещение сброса загрязняющих веществ в водоемы, соблюдение сроков нереста наиболее ценных видов рыб;
- соблюдение санитарных норм и правил, предписывающих утилизацию бытового мусора и пищевых отходов;
- размещение химреагентов и сыпучих материалов в закрытой таре;
- подземная прокладка трубопроводов, исключая гибель от бескормицы, болезней, беспокойств и прочих нарушений условий жизни диких животных и птиц;
- указание в календарном плане строительства сроков ведения строительных работ на водоемах в прибрежных полосах в период отсутствия нереста ценных и соровых рыб;
- непревышение при строительстве установленных Росрыбводом и природоохранным законодательством норм взвешенных веществ по сравнению

с природным их количеством в прилегающих водоёмах с учётом всех изменений и дополнений;

— контроль со стороны администрации предприятия за осуществлением охоты работниками предприятия;

— исключение уничтожения древесно-кустарниковой растительности химическими способами в местах массового обитания животных;

— в зонах сезонных перелетов птиц не допускается постройка буровой вышки и сооружений;

— рекультивация нарушенных территорий.

Предприятие, осуществляющее реализацию данного проекта, несет ответственность за сохранение и воспроизводство объектов животного мира, занесенных в Красные Книги в соответствии с законодательством РФ и законодательством субъектов РФ (ст. 24 Закона РФ «О животном мире»).

Полный перечень мероприятий по охране почвенно-растительного покрова и животного мира будет разработан при составлении раздела «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» на стадии проектирования обустройства месторождения.

5.4. Мероприятия по предотвращению аварийных выбросов, локализации и ликвидации аварийных разливов

Предотвращение и ликвидация последствий аварий возложена на ООО «Х».

Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды от вновь проектируемых объектов рекомендуются следующие мероприятия:

— создание по периметру кустовой площадки устройство обвалования;

— создание под всей площадью кустового основания противофильтрационного экрана из пленки и дорнита;

— укрепление откосов геотекстилем;

- создание трубчатого дренажа из асбестоцементных труб с фильтром из стеклоткани и песчано-гравийной смеси;
- сооружение защитных дамб на участках трубопроводов с линиями стекания, направленных вдоль оси трасс;
- прокладка трубопроводов с верховой стороны автодороги;
- строительство шламовых амбаров с гидроизоляционным слоем;
- закрытая система сбора и транспорта нефти и конденсата;
- автоматическое отключение насосов, перекачивающих газонефтяную жидкость, при падении давления в трубопроводе и установка запорной арматуры для отключения участка трубопровода в случае его порыва;
- в случае аварийной ситуации локализация разливов осуществляется путем оконтуривания участка плугами; при средних аварийных разливах - путем установления барьеров из земли с устройством защитных экранов, предотвращающих интенсивную пропитку барьера нефтью; локализация больших объемов разлитой нефти производится с помощью отрывных траншей;
- площадки размещения технологического оборудования выполнены из сборных бетонных плит и ограждены бордюрным камнем;
- все технологические площадки обордюрены и имеют дождеприемные колодцы, через которые загрязненные дождевые стоки и разлившаяся при аварии жидкость стекает в закрытую сеть производственно-дождевой канализации в очистные сооружения с последующей утилизацией;
- по периметру площадки куста предусмотрено обвалование, устройство приустьевых площадок для сбора возможных утечек с сальников фонтанной арматуры и загрязненного поверхностного стока, со сбросом в дренажно-канализационную емкость, с дальнейшей закачкой в систему сбора;
- прокладка трубопроводов запроектирована с верхней стороны от дороги относительно сетки линий стекания поверхностных вод (использование полотна дороги в качестве защитной дамбы);

– установка с механическим приводом заглушек на водопропускных трубах, для локализации нефтяного разлива и предотвращения попадания загрязнения в водотоки.

Для разделения и переключения потоков рабочей жидкости, для производства обслуживания и ремонта, а также уменьшения отрицательного воздействия на окружающую среду в случае аварии, предусмотрена установка запорной арматуры. При переходе через водные преграды с обеих сторон на нефтепроводах устанавливается отключающая запорная арматура с контролем рабочего давления в сети. В местах установки запорной арматуры предусмотрены площадки для ее обслуживания. Узлы приняты в надземном исполнении, предусматривается заземление и ограждение.

Полный перечень мероприятий по предотвращению аварийных выбросов, локализации и ликвидации аварийных разливов с уточнением применяемой технологии и техники ведения работ будет разработан на дальнейших стадиях проектирования.

В ООО «Х» разработан «План по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти (ППЛАРН) на объектах ООО «Х» для месторождений углеводородов. Промысловые трубопроводы и площадочные объекты Х месторождения». Данный регламентирующий документ разработан в соответствии с требованиями законодательных и нормативно-правовых актов Российской Федерации и Томской области с целью организации и обеспечения осуществления мероприятий по предупреждению и ликвидации последствий возможных аварийных разливов нефти, защиты населения и снижению вредного воздействия на окружающую среду.

Для максимально возможного уменьшения риска возникновения чрезвычайных ситуаций заблаговременно проводится комплекс мероприятий, который включает:

Организационные мероприятия – создание и обеспечение функционирования координационных органов и органов управления ООО «Х»

в рамках единой системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций, а также соответствующих природоохранных структур и подразделений, обеспечивающих соблюдение требований промышленной безопасности и техники безопасности при эксплуатации опасных производственных объектов.

Организационно-технические мероприятия - предусматривают создание системы непрерывного мониторинга состояния опасных производственных объектов и окружающей среды, выявления возможных источников чрезвычайных ситуаций, а также выполнения мероприятий, которые направлены на предупреждение возникновения аварий на этих объектах.

Разработаны Декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов, которые прошли государственную экспертизу, и утверждены в установленном порядке.

Все технические устройства и оборудование, установленные на объектах ООО «Х», сертифицированы в соответствии с требованиями промышленной безопасности.

Согласно санитарным нормам проектирования промышленных предприятий, площадки и трубопроводы расположены вдали от населённых пунктов на землях, непригодных для использования в сельском хозяйстве, поэтому выполнение специальных мероприятий по созданию санитарно-защитных зон не требуется. Радиус нормативной санитарно-защитной зоны площадочных объектов составляет не менее 1000 м (СанПиН 2.2.1/2.1.1.1031-01).

Одной из важнейших мер является обеспечение коррозионной стойкости металла применяемых труб и контроль их качества. Должен быть организован входной контроль качества труб аккредитованной лабораторией, в том числе методами разрушающего контроля.

Использование труб повышенной стойкости к локальной коррозии совместно с ингибиторной защитой снижает риск аварий и инцидентов на промысловых трубопроводах в разы.

Для предотвращения и ликвидации аварий по линии ЛАРН, ГО и ЧС ООО «Х» имеет необходимое оборудование, перечень которого приведён в плане ЛАРН.

5.5. Общие требования охраны труда

К самостоятельной работе по обслуживанию скважин всех назначений могут быть допущены лица не моложе 18 лет, не имеющие медицинских противопоказаний, обученные в установленном порядке и прошедшие проверку знаний, в том числе и по охране труда, инструктажа на рабочем месте, владеющие приемами оказания первой медицинской помощи пострадавшим при несчастном случае.

Оператор должен иметь полагающиеся по нормам спецодежду, спецобувь, рукавицы и другие средства индивидуальной защиты, обеспечивающие безопасность, при работе обязан пользоваться ими.

Работа на неисправном оборудовании и механизмах, а так же пользования неисправными и непригодными средствами защиты запрещается.

На рабочих местах, а так же в пределах опасного производственного объекта, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть предупредительные знаки и надписи.

При производстве работ по обслуживанию скважин, эксплуатации и ремонту оборудования, а также выполнение всех работ, непосредственно связанных с добычей нефти и газа, оператор ДНГ обязан руководствоваться инструкциями по видам работ и выполнения их требования.

Работник, допущенный к самостоятельной работе после обучения и проверки знаний, несет ответственность за нарушение требований настоящей инструкции в порядке установленном в ООО «Х»

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На X месторождение действующий фонд скважин по способам эксплуатации делится на эксплуатацию установками электроцентробежными насосами (УЭЦН)- 48 % и фонтаном 52%. Фонтанный способ применяется при высоком пластовом давлении в этом случае нефть фонтанирует, поднимаясь на поверхность по насосно-компрессорным трубам (НКТ), за счет пластовой энергии. Условием фонтанирования является превышение пластового давления над гидростатическим давлением столба жидкости заполняющим скважины. А добыча нефти с помощью УЭЦН требует особого внимания и контроля. Факторами, влияющими на работу УЭЦН в скважинах, являются: газ, вода, отложение солей и парафина, наличие механических примесей в добываемой из пласта жидкости. Их можно объединить в группу геологических причин поскольку своим происхождением они обязаны условиям формирования нефтяной залежи.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ:

1. «Подсчет запасов нефти и газа X месторождения» Включая ТЭО КИН по итогам ГРП 2004-2005 гг., том 1. Красноярск 2006 г.,
2. Дополнение к отчету «Подсчет запасов нефти и газа X месторождения» включая ТЭО КИН по итогам ГРП 2004-2005 гг., Красноярск 2006 г.
3. Программа «Геологического изучения недр на лицензионном участке №23 (X) на период 2003-2010 гг.», лицензия Том 00639 НЭ, г. Томск, 2003 г.
4. Ревизия, обработка и исследование керна скважины № 763 К1 X месторождения ОАО «Сибнефть-Ноябрьск-нефтегаз». Отчет по договору ЛИ 3034, Томск-2005 г.
5. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений (РД 153-39.0-047-00).
6. Методические рекомендации по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений (Часть 1. Геологические модели). – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2003. – 164 с.
7. Проектный документ «Технологическая схема опытно-промышленной разработки X нефтяного месторождения». – М.: НП «ИСИПН» – 2003.