

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой РЭНГМ

_____ Н.Г. Квеско

« ____ » _____ 20 __ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Улучшение показателей разработки Юрубчено-Тохомского месторождения
при резке вторых стволов

Руководитель _____ профессор, канд. техн. наук М.Т. Нухаев
подпись, дата

Выпускник _____ А.С.Безъязыкова
подпись, дата

Консультант:
Безопасность и экологичность _____ Е.В. Мусияченко
подпись, дата

Нормоконтролер _____ С. В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2021

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой РЭНГМ

_____ Н.Г. Квеско

« ____ » _____ 20 ____ г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Безъязыковой Александре Сергеевне
Группа ГБ17-03Б

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Улучшение показателей разработки Юрубчено-Тохомского месторождения при зарезке вторых стволов

Утверждена приказом по университету №6346/С от 17.05.2021г.

Руководитель ВКР М.Т. Нухаев, профессор, доцент, ИНиГ СФУ, кафедра РЭНГМ

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, технологической и нормативной информации по Юрубчено-Тохомскому нефтегазоконденсатному месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, отчеты о научно-исследовательской работе.

Перечень разделов ВКР: геология месторождения, технологическая часть, специальная часть, безопасность и экологичность.

Перечень графического материала

Руководитель

подпись

М.Т.Нухаев

Задание принял к исполнению

подпись

А.С.Безъязыкова

« 23 » декабря 2020 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Улучшение показателей разработки Юрубчено-Тохомского месторождения при зарезке вторых стволов» содержит 79 страниц текста, в том числе 14 рисунков, 21 таблица, 12 формул. Список использованных источников включает 25 пунктов.

Основные термины и ключевые слова: ЗАЛЕЖЬ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ОБЪЕКТ, СКВАЖИНА, БОКОВОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫЙ СТВОЛ (БГС), ЗАПАСЫ НЕФТИ, ДЕБИТ, НЕФТЕОТДАЧА ПЛАСТОВ, ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ, КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ.

В проекте приведены общие сведения о месторождении, его геологофизическая характеристика, выполнены: анализ текущего состояния разработки, анализ эффективности бурения БГС, дан сравнительный анализ проектного варианта разработки и базового варианта по их технологическим показателям, полученным в результате расчетов, обоснован рекомендуемый вариант. Оценена эффективность бурения БГС для улучшения технологических показателей разработки.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1 Геология месторождения	7
1.1 Общие сведения о Юрубчено-Тохомском месторождении	7
1.2 Геологическое строение месторождения	9
1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	11
1.4 Нефтегазоносность	15
1.5 Коллекторские свойства пластов.....	18
1.6 Физико-гидродинамические характеристики продуктивных пластов	20
1.7 Физико-химические свойства нефти и газа	22
2 Технологическая часть.....	27
2.1 Анализ основных показателей разработки	27
2.2 Характеристика фонда скважин	31
2.3 Анализ проектных и фактических показателей по месторождению	32
3 Специальная часть.....	37
3.1 Выбор и обоснование проектируемого технического решения для улучшения показателей разработки	37
3.2 Проектирование зарезки БГС	39
3.2.1 Критерии подбора объектов для зарезки БГС	39
3.2.2 Технологические аспекты бурения боковых стволов.....	41
3.2.3 Подбор скважин кандидатов.....	42
3.3 Определение технологической эффективности зарезки БГС	49
3.3.1 Выбор метода определения технологической эффективности бурения БГС	49
3.3.2 Расчет технологической эффективности реализации БГС	55
4 Безопасность и экологичность.....	63
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	63
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	65

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования	66
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	68
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	70
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	72
4.7 Экологичность проекта	73
Заключение	75
Список сокращений	76
Список использованных источников	77

ВВЕДЕНИЕ

На всех разрабатываемых месторождениях имеются бездействующие и малодебитные скважины. Очевидно, что сокращение числа бездействующих и малодебитных скважин является важным резервом увеличения добычи нефти, газа и газового конденсата и позволит получить дополнительную отдачу от ранее сделанных капитальных вложений на бурение этих скважин.

Одним из эффективных методов восстановления бездействующих или увеличение дебита работающих скважин является бурение бокового наклонного или горизонтального ствола из вырезанного участка обсадной эксплуатационной колонны.

Бурение боковых стволов дает возможность увеличить дебит старой скважины за счет вскрытия пластов ранее считавшихся нерентабельными или пропущенных, более продуктивных зон пласта, а также позволяет обойти зоны загрязнения и обводнения.

Нефтегазоконденсатное Юрубчено-Тохомское месторождение является одним из крупнейших месторождений Восточной Сибири и его освоение - одна из приоритетных задач ОАО «НК «Роснефть». Месторождение характеризуется сложным геологическим строением, низкой плотностью запасов, а также высокой неоднородностью по площади: более 60 % разведочных скважин непродуктивны, 20 % - низкопродуктивны. В неоднородных коллекторах существует немало невыработанных пропластков, целиков и других зон, заблокированных по разным причинам. Применение ГС и БГС позволяет существенно улучшить технологические и экономические показатели разработки и обеспечить более высокие темпы нефтедобычи

Основной задачей является оценка эффективности применения боковых горизонтальных стволов и сравнение показателей разработки для пласта Р1-2Д нефтегазоконденсатного Юрубчено-Тохомского месторождения. Для решения поставленной задачи необходимо:

- дать общую характеристику месторождения, включающую стратиграфию и литологический разрез залежи;
- проанализировать текущее состояние разработки и выявить положительный эффект от внедрения БГС;
- на основании оценки эффективности применения боковых горизонтальных стволов сделать выводы и дать рекомендации.

1 Геология месторождения

1.1 Общие сведения о Юрубчено-Тохомском месторождении

Юрубчено-Тохомское месторождение в административном отношении расположено в пределах Эвенкийского муниципального района Красноярского края (рисунок 1) в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски и входит в Лено-Тунгусскую нефтегазоносную провинцию. Оно состоит из трех лицензионных участков: Юрубченского, Куюмбинского, Терско-Камовского и является частью Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (ЮТЗ),

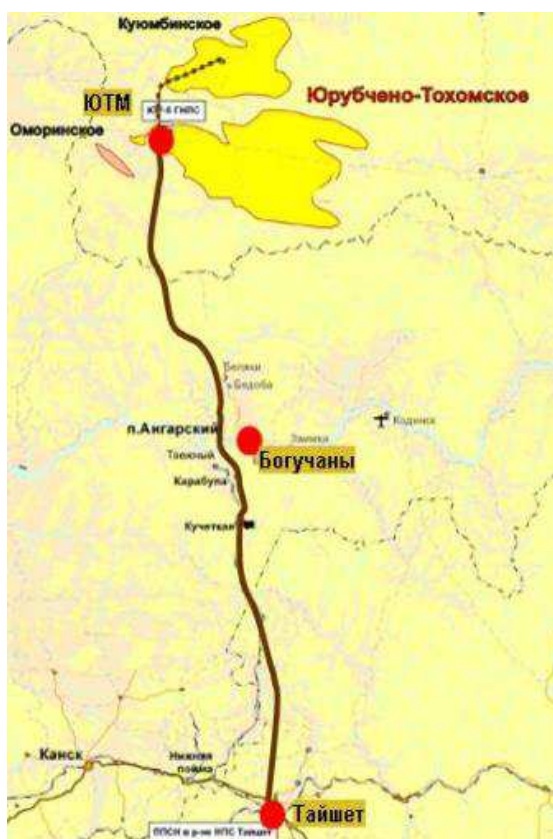


Рисунок 1– Обзорная карта района

Населённые пункты непосредственно на территории участка отсутствуют. Ближайшие - поселки Ошарово и Куюмба с населением около 250 человек. В районном центре пос. Байкит имеется аэропорт с бетонной взлётно-

посадочной полосой, способный принимать самолеты класса Як-40, Ан-24, Ан-32, вертолеты Ми-8, Ми-26.

С географической точки зрения Юрубчено-Тохомское месторождение находится в пределах Заангаро-Тунгусского плато Среднесибирского плоскогорья. Ближайшая железнодорожная станция Карабула находится на левобережье р. Ангары в 350 км к югу от месторождения. Крупный речной порт находится на расстоянии около 400 км в г. Лесосибирск, на левом берегу р. Енисей. Речные пристани имеются в поселках Богучаны, Мотыгино, в г. Енисейске. От магистральных путей сообщения подъездной дорогой к участку является одноколейная зимняя дорога шириной 6 метров, действующая с декабря по апрель. Расстояние по зимнику от площади работ (район скважины Юр-5) до пос. Куюмба 100 км, до пос. Байкит – 240 км, до пос. Богучаны - 381 км. Рельеф низкогорный, склоны крутизной до 10-15°. Основным транспортом является р. Подкаменная Тунгуска, навигация на которой возможна с конца мая до середины июня для малотоннажных судов с осадкой до 1,5 метра. Река Подкаменная Тунгуска имеет ширину 187-300 метров, глубину до 2,8 метра, скорость течения 0,5-0,8 м/сек. Грунт дна твердый, русло извилистое, берега пологие (около поселка Куюмба - скалистые). Река Юрубчен шириной 15-40 метров, глубиной до 0,9 метра. Заболоченность небольшая - 2,5-3% от всей территории участка, в основном наблюдается по руслам рек. Расстояние водным путем от Красноярска до поселка Байкит составляет 1423 км, до поселка Куюмба - 1551 км.

Климат района резко континентальный. Зима продолжительная и холодная. Преобладающая температура воздуха в декабре, январе около -30°C , самая низкая достигает -60°C . Продолжительность темного времени суток в декабре составляет 16 часов. Лето (июнь - август) умеренно теплое. Преобладающая температура воздуха в июле днем $+20^{\circ}\text{C}$, ночью $+12^{\circ}\text{C}$, максимальная достигает $+38^{\circ}\text{C}$. Ближайшим месторождением, запасы которого утверждены в ГКЗ, является Куюбинское нефтегазоконденсатное, расположенное к северу от Юрубченского лицензионного участка. Расстояние

от месторождения до магистрального Транссибирского нефтепровода составляет 650 км. Источниками теплоснабжения являются котельные, работающие на сырой нефти и на попутном (не подготовленном) нефтяном газе. Также в качестве топлива используется древесина. Энергетические потребности обеспечиваются местными дизельными электростанциями. Расстояние до ближайшей ЛЭП составляет 200 км.

Месторождение было открыто в 1982 году. Введено в пробную эксплуатацию в 1987 г, а освоение началось с 2009 года. Лицензией на право пользования недрами владеет АО «Востсибнефтегаз», дочернее предприятие НК «Роснефть». В 2011 году было пробурено 3 горизонтальные скважины с горизонтальной секцией более 1000м

1.2 Геологическое строение месторождения

Геологическое строение Юрубчено-Тохомского месторождения исследовано достаточно хорошо. Гетерогенный фундамент протерозойского возраста перекрывается осадочным чехлом, состоящий из пород рифея, венда и кембрия. Наибольшее любопытство возникает при изучении состава и строения рифейских отложений, так как в них содержатся главные скопления нефти и газа. Продуктивные отложения рифея Юрубченского месторождения в стратиграфическом отношении представлена несколькими толщами, сходными по литологическому составу, в основном Юрубченской, Долгоктинской и Куюмбинской.

Кровля рифейских отложений представляет размытую поверхность, которую несогласно покрывают молодые наслоения. Перспективными месторождениями являются участки, которые выходят на эрозионную поверхность пород Юрубченской толщи.

Юрубченская толща рифея вскрыта немалым количеством скважин. Верхняя часть толщи состоит из микрозернистых доломитов с прослоями доломита слоистого слабо - кремнистого. В породе присутствует кремнезем,

которой располагается в виде линз. Имеются прослои, состоящие из тонкомелкозернистых доломитов, они образовались в результате заполнения начальных пустот вторичным доломитом. В породе хорошо развиты микротрещины, часть из них занята мелко-зернистым доломитом. Нижняя часть Юрубченской толщи довольно однородная и состоит из темно-серых доломитов микро-, тонко- и меолкозернистых, сильно трещиноватых и в кремнистых, что мы видим на рисунке 2.

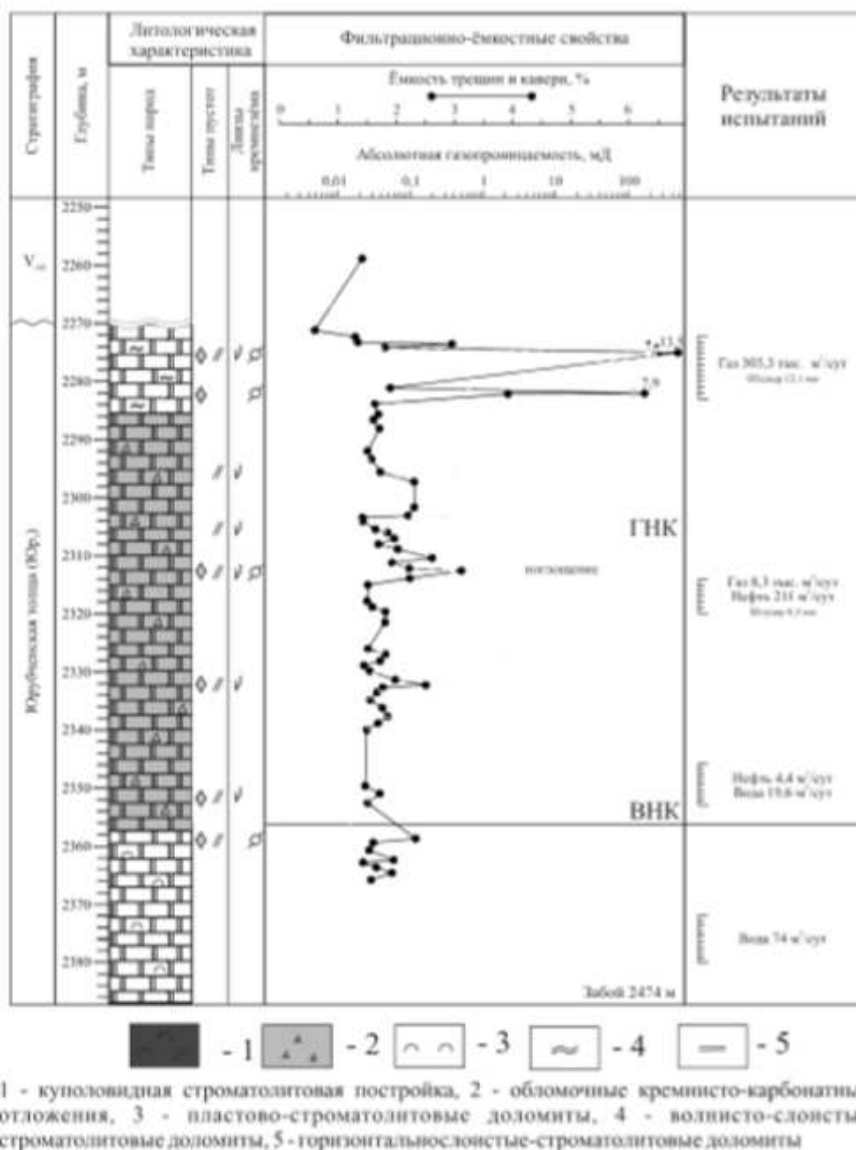


Рисунок 2 – Литолого-физическая характеристика продуктивных отложений рифея с результатами исследований по скважине 25

Присутствие доломита в породах от 45-50 до 90-95%, все они, как правило, имеют примесь кремнистого материала в виде формированного кварца, почти не содержит глинистого материала. Микростяжения пирита в породе содержатся повсеместно [15]. Верхушка толщи состоит из водорослевых и сгустково-водорослевых доломитов. Доломиты чистые, средняя карбонатность 80-100%, крайне редко понижается до 57%. Главная часть породы (около 67%) сложена округлоромбоэдрическими кристаллами доломита микро-тонко-зернистой размерности (0,01-0,03 мм), которые слагают перекристаллизованные остатки водорослей. В разрезе скважины № 25 рисунок 2 прослоями встречаются доломиты алевролитовые, они содержат зерна кварца алевролитовой размерности с малым количеством зерен песчаной величины.

Главная часть породы микро-тонкозернистая (до 0,06 мм), присутствуют зерна размером менее 0,1 мм, редко попадаются средние и крупнозернистые кристаллы (до 0,6 мм). По разрезу скважины номер №25 можно сказать, что отложения Рифея сильно трещиноваты. В породах, где хорошо развита система трещин представляют собой трещинный тип коллектора.

1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении Юрубчено-Тохомского месторождения принимают участие метаморфические образования архейско-протерозойского возраста, осадочные образования протерозойского, палеозойского и кайнозойского возрастов. Скважинами Юрубчено-Тохомского месторождения вскрыты отложения рифея, венда, кембрия, ордовика и четвертичные отложения.

Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в пределах Вельминско-Деланинского мегасвода – положительной структуры первого порядка в составе Байкитской антеклизы. Мегасвод имеет неправильную форму. По подошве камовской серии он оконтуривается изогипсой –3600м. На западе мегасвод ограничен выходами архейско-протерозойских образований

Енисейского кряжа, а на юго-востоке - серией дизъюнктивных нарушений. Его северное замыкание предполагается за пределами рассматриваемой территории.

Юрубчено-Тохомское месторождение приурочено к юго-восточному склону Юрубчено-Куюмбинского свода, который осложняет мегасвод в ранге структурного элемента второго порядка. По подошве камовской серии свод ограничен изогипсой –2450 м и тремя дизъюнктивными нарушениями:

- 1) Нарушение северо-западного направления на юго-востоке свода, амплитуда которого изменяется от 1250 м (в районе скважины Юр-66) до постепенного затухания в северо-западном и юго-восточном направлении;
- 2) Субмеридиональное нарушение на западе свода амплитудой до 150 м;
- 3) Нарушение на севере свода, имеющее северо-восточное направление и амплитуду до 400 м.

Размеры свода 105x85км, но форма далека от изометричной. Свод несколько вытянут в субмеридиональном направлении и имеет амплитуду более 650м. В центральной части свода отложения камовской серии размыты и на предвендскую эрозионную поверхность выходят образования фундамента (граниты и гранито-гнейсы).

Средняя абсолютная глубина залегания кровли коллекторов по скважинам залежи пласта Б-VIII-1971 м, залежи пласта Б-IX-1990 м., залежи пласта В-I-2024 м. По мере сокращения мощности свиты, происходит выклинивание и одновременная глинизация пласта вплоть до полного замещения песчаников глинистыми породами. Площадь залежи 2609,8 км², ее длина составляет 110км, ширина 20 км, высота залежи – 106 м. Средняя газонасыщенная толщина в скважинах изменяется от 0,4 м до 6,4 м и в среднем по залежи составляет 2 м. Нефтенасыщенная толщина залежи в скважинах изменяется от 0,7 м до 6 м и в среднем составляет 2,5 м. Залежь пластовая, литологически экранированная, нефтегазоконденсатная. Положения ВНК принято на отметке -2036 м, ГНК -2013 м, соответственно. Коллектор порового, возможно трещинно-порового типа.

Залежь пласта Б-IX распространена в юго-западной части ЮрубченоТохомского месторождения. Площадь залежи 1721,36 км², ее длина составляет 72 км, ширина 25 км, высота залежи – 133 м. Средняя газонасыщенная толщина в скважинах изменяется от 0,4 м до 7,7 м и в среднем по залежи составляет 2,2 м. Нефтенасыщенная толщина залежи в скважинах изменяется от 2,3 м до 8,3 м и в среднем составляет 5,4 м. Залежь пластовая, литологически экранированная, нефтегазоконденсатная. ВНК принят на абсолютной отметке – 2072 м, ГНК – 2023 м. Коллектор порово-трещинно-кавернового типа (рисунок 3).

Согласно новым представлениям о геологическом строении Юрубчено-Тохомского месторождения в пределах Юрубченского и Терско-Камовского (южного) ЛУ в разрезе рифейских отложений выделяются 2 продуктивных горизонта Р1 и Р2, которые отделяются друг от друга копчерской, преимущественно, глинистой толщей. В том случае, если копчерская толща не является покрывкой, горизонты Р1 и Р2 образуют гидродинамически единый горизонт Р1-2.

В рифейских отложениях в пределах Юрубченского и Терско-Камовского (южного) ЛУ выделено 8 залежей:

- горизонт Р1 залежь (Южно-Терская 3);
- горизонт Р2 залежи (Нижнетохомская, Южно-Терская 1);
- горизонт Р 1-2 - 5 залежей (Юрубченская, Усть-Чавичинская, Намакарская, Терской группы залежей, блок 2 и блок 6).

Коллекторы всех залежей рифейских отложений представлены различными, преимущественно карбонатными разностями пород, с каверново-трещинным, очень редко каверново-порово-трещинным типом.

На рисунке 4 изображена принципиальная модель строения ЮТМ.

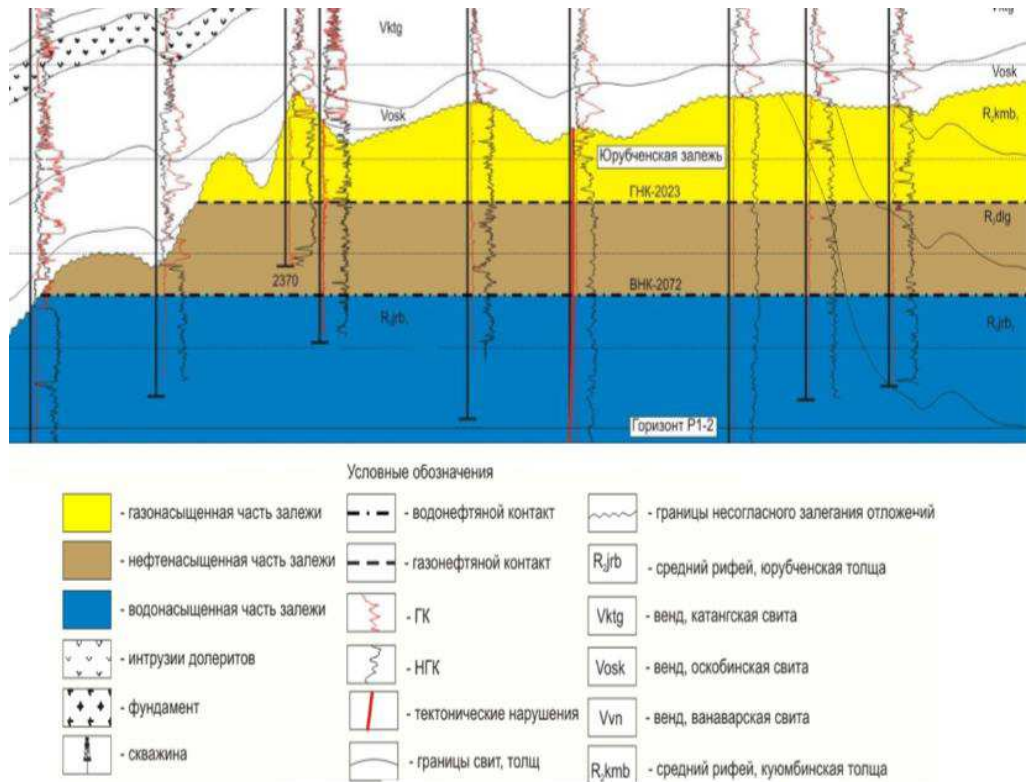


Рисунок 3 – Пласт P1-2

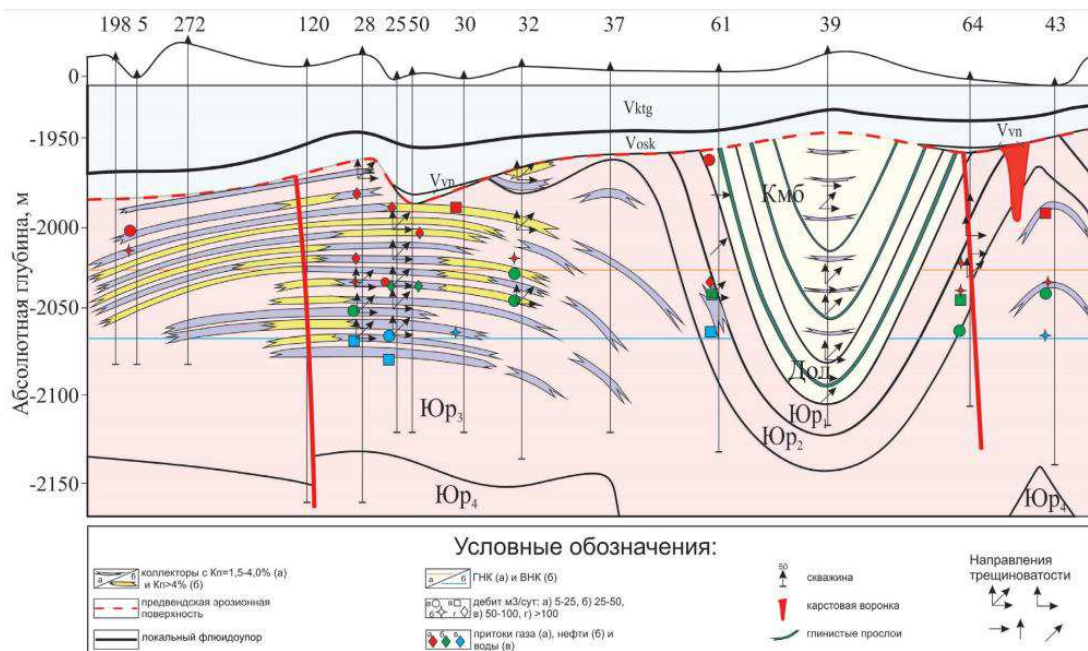


Рисунок 4 - Принципиальная модель строения Юрубчено-Тохомского месторождения

Средняя абсолютная глубина залегания кровли коллектора по скважинам Юрубченской залежи-1982 м., Нижнетохомской залежи – 1968м. Юрубченская

нефтегазоконденсатная залежь расположена в пределах Юрубченского участка, ограничена с севера и востока разломами. Залежь антиклинальностратиграфическая под несогласием, дизъюнктивно экранированная, пластовая. Площадь залежи составляет 1138,84 км², ее длина составляет 51 км, ширина 23 км, высота 130 м. Газонасыщенная толщина в скважинах изменяется от 7,3 м до 81,7 м и в среднем по залежи составляет 48,8 м. Нефтенасыщенная толщина залежи в скважинах изменяется от 11,2 м до 49 м и в среднем составляет 43,4 м. Положения ВНК и ГНК приняты на абсолютных отметках –2072 и –2023 м соответственно.

Более подробные характеристики неоднородности залежей представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Статистические показатели характеристик неоднородности залежей по скважинам рифея

Пласт	Коэффициент песчаности, доли ед.		Расчленённость, ед		Коэфф. макронеоднородности	Другие коэффициенты
	Среднее значение	Интервал изменения	Среднее значение	Интервал изменения		
Б-VIII1	0,754	0,156-1	2,5	1-10	1,243	-
Б-IX	0,605	0,047-1	3,2	1-10	1,282	-
В-I	0,557	0,138-1	3	1-6	1,713	-
Юрубченская залежь	0,985	0,921-1	4,1	1-19	0,05	-

1.4 Нефтегазоносность

К настоящему времени для Юрубченского участка выделены четыре гидродинамически самостоятельных горизонта: Б-VIII1, В-I, Б-IX и P1-2д.

Пласт Б-VIII приурочен к средней части оскобинской свиты и распространен в юго-западной части Юрубченского участка. В северо-восточном направлении он выклинивается и замещается глинистыми породами. Максимальная эффективная мощность равна 4,0 м. Средняя пористость равна 0,16 д.ед., газонасыщенность – 0,675 д.ед., нефтенасыщенность – 0,00727 д.ед. Притоки газа из этого пласта получены в семи скважинах: Юр-6, Юр-18, Юр-29, Юр-30, Юр-35, Юр-37, Юр-54. Максимальный дебит газа в скважине Юр-18 – 251,5 тыс.м³/сут. Приток нефти получен только в одной скважине Юр-72 – 142 м³/сут. Притоков пластовой воды не получено. Уровни ВНК и газонефтяного контакта (ГНК), из-за незначительной мощности пласта, скважинами не вскрыты и их обоснование по материалам геофизических исследований скважин (ГИС) невозможно. Условно они приняты как для пласта Р1-2д: на абсолютных отметках –2072 м и –2023м, соответственно. Залежь пластовая, литологически экранированная, газоконденсатнонефтяная. Коллектор порово-трещинно-кавернового типа.

Пласт Б-IX распространен в юго-восточной части Юрубченского участка. Притоки нефти получены в скважинах Юр-18 (3,2 м³/сут) и Юр-72 (39,3 м³/сут и 78 м³/сут на 6 и 10 мм диаметра штуцера). Положение ВНК и ГНК приняты на абсолютных отметках –2023м и –2072 м. Залежь пластовая, литологически экранированная, газоконденсатнонефтяная. Максимальная эффективная толщина пласта равна 6 м. Коллектор порово-трещинно-кавернового типа.

Пласт В-I приурочен к отложениям ванаварской свиты, распространен в южной и юго-восточной частях Юрубченского участка, выклинивается в северном направлении. Приток газа получен пока по единственной скважине – Вдр-6 (118 тыс.м³/сут). Газонефтяной контакт условно принят на абсолютной отметке –2022 м, ВНК – на абсолютной отметке –2072 м. Эффективные мощности пласта достигают 16,7 м. Залежь газоконденсатнонефтяная, пластовая, литологически экранированная. Коллектор порового, возможно трещинно-порового типов.

Горизонт P1-2д рассматривается наиболее подробно, так как с входящей в него Юрубченской толщей связана наибольшая нефтегазоносность района. Границы горизонта отделяются от вышележащих пластов преимущественно глинистыми толщами рифея – копчерской и токурской.

Пласт P1-2д имеет наибольшую площадь распространения: площадь газовой шапки составляет 528,1 км² (69% от общей), водонефтяная зона равна 228,3 км² (29,8% от общей), водонефтегазовая зона – 465,4 км² (60,8 %), нефтяная зона – 8,5 км² (1,1%), нефтегазовая зона – 23,5 км² (3,1%).

Залежь приурочена к доломитам Юрубченской толщи, тип залежи – массивный, тип коллектора – каверново-трещинный.

Максимально высокие (более 100 м³/сут) дебиты нефти из пласта P1-2д получены в скважинах Юр-5, 5б, 5вг, 8, 14, 22, 24, 25, 50, 57, 71, 1046, 1061, Вдр-4. Максимально высокие (более 100 тыс.м³/сут) дебиты газа из пласта P1-2д получены в скважинах Юр-4, 12, 16, 25, 28, 33, 48, 49, 50, 51, Вдр-4.

По результатам испытания и данным ГИС уровень ГНК принят на абсолютной отметке –2023 м, ВНК –2072 м.

В таблице 2 представлена краткая характеристика продуктивного горизонта P1-2Д.

Таблица 2 – Краткая характеристика продуктивного горизонта P1-2Д

Наименование	Характеристики
Тип залежи	Массивный
Породы коллекторов	Доломиты юрубченской свиты
Тип коллектора	Каверново-трещинный
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	725 680
Кровля	Глинистый пласт в подошве долгоктинской толщи, в зоне размыва последнего – базальные уровни венда
Средняя глубина залегания, м	2047
Подошва	Глинисто-карбонатные породы верхней части мадринской толщи
Абсолютная отметка ГНК, м	2023
Абсолютная отметка ВНК, м	2072

В таблице 3 отражены характеристики толщин продуктивного горизонта Р1-2Д.

Таблица 3 – Характеристики толщин продуктивного горизонта Р1-2Д

Толщина	Наименование	Единица измерения	Значения
Эффективная	Среднее значение	м	119,9
	Интервал изменения		4,6-347,2
Нефтенасыщенная	Среднее значение		41,9
	Интервал изменения		12,4-49,6
Газонасыщенная	Среднее значение		43,3
	Интервал изменения		0,6-78
Водонасыщенная (вскрытая)	Среднее значение		61,4
	Интервал изменения		5,4-250,0

С юга залежь ограничена пересечением ВНК с эрозионной поверхностью рифея, являющейся кровлей для толщи коллекторов. Северо-западная граница связана с выходами на эрозионную поверхность древних глинистых отложений рифея, в центральной части северная граница залежи связана с тектоническим нарушением, по которому в северном (поднятом) блоке на эрозионную поверхность также выходят древние глинистые отложения рифея и фундамент.

На востоке граница проходит по линии выхода на эрозионную поверхность отложений глинистой пачки в долгоктинской толще.

1.5 Коллекторские свойства пластов

Коллекторские свойства пластов определялись лабораторными исследованиями керна, промыслово-геофизическими и гидродинамическими исследованиями. В результате лабораторных исследований керна материала были определены проницаемость и блоковая пористость

(пустотность). Межблоковая пустотность рассчитывалась, как разница общей и блоковой пустотности.

По результатам гидродинамических исследований скважин определена проницаемость. В 39 скважинах произведено 87 определений.

Коллекторы представлены различными, преимущественно карбонатными разностями пород. Трещины открытые и залеченные вторичным доломитом, метаморфизованным битумом, органическим веществом. Каверны полностью или частично выполнены крупно- и среднезернистым вторичным доломитом, часто с примесью лимонита и гематита в количестве 1-5%. Среди доломитов встречаются прослой алевролитов и песчаников. Породы коллектора представлены широким спектром доломитов с различными текстурными и структурными свойствами: имеют многокомпонентный литологический состав и сложную трехкомпонентную структуру пустотного пространства. Матрица пород плотная, практически непористая и непроницаемая. Следовательно, эффективный объем нефти и газа обеспечивается вторичной пустотностью: крупными трещинами, полостями выщелачивания по трещинам и собственно кавернам.

Продуктивные отложения Юрубченского блока характеризуются интенсивно развитой трещиноватостью. В единую гидродинамическую систему эти полости и каверны увязаны развитой системой микротрещин. Большую роль играет развитие кавернозности, за счет которой существенно повышается эффективная емкость доломитов. Особенностью развития трещиноватости доломитов рифея является редкое расположение трещин (большой «шаг» трещин). Наиболее часто горизонтальные трещины располагаются в 1 – 2 см и более, вертикальные – в 3 – 5 см.

Установлено, что общая пористость ($K_{поб}$), определенная с учетом каверн и трещин, существенно превышает блоковую ($K_{пбл}$).

При определении проницаемости по результатам гидродинамических испытаний скважин использовались данные, полученные методом установившихся отборов (МУО) и методом прослеживания уровня. Среднее

значение проницаемости равно 309,6 мД при интервале изменения от 0,19 до 3653,4 мД.

В целом коэффициент газонасыщенности равен 0,682 д.ед; нефтенасыщенности – 0,7 д.ед.

Породы рифейского возраста нарушены трещинами различного происхождения. Тектонические трещины различной генерации составляют от 60% до 90% общей трещиноватости. Формированию протяженных тектонических трещин способствовала слабая глинистость доломитов, неравномерное окремнение, их высокая плотность и преобразованность.

Трещины открытые, по стенкам отмечаются мелкие кристаллы пирита, кварца, примазки битума, глинистого материала. Максимальная ширина щелевидных каверн выщелачивания в керне составляет 1-1,5 см. Доля выявленных в керне субвертикальных, наклонных и субгоризонтальных макротрещин составляет, соответственно, 81%, 2%, 7%. Раскрытость трещин по данным исследований кубиков размерами 5х5 см изменяется от 5 до 70 мкм, составляя в среднем 10 мкм.

Характеристика флюидоупоров:

– региональным флюидоупором для вендского и рифейского нефтегазоносных комплексов являются соли усольской свиты.

– глинисто-карбонатные отложения катангской свиты являются зональным флюидоупором.

1.6 Физико-гидродинамические характеристики продуктивных пластов

В 1992 году проводилось моделирование вытеснения нефти водой на модели из искусственных металлических секций. По результатам моделирования коэффициент вытеснения нефти равен 0,62 д.ед.

В таблице 4 представлены характеристики основных параметров горизонта P1-2Д.

Таблица 4 – Характеристика основных параметров горизонта P1-2Д

Параметры	Единица измерения	Пустотность	Горизонт P1-2Д	
			Среднее значение	Интервал изменения
Площадь нефтегазоносности	км ²		726	
Эффективная нефтенасыщенная толщина	м		41,9	14,5-49,0
Коэффициент пустотности	д.ед.	межблоковая	0,011	0,004-0,018
		блоковая	0,013	0,006-0,017
Коэффициент проницаемости	мД		309,6	1,4-3653
Коэффициент нефтенасыщенности	д.ед.	межблоковая	0,89	–
		блоковая	0,510	0,527-0,502
Коэффициент газонасыщенности	д.ед.	межблоковая	0,89	–
		блоковая	0,50	0,444-0,508

В таблице 5 представлены характеристики коллекторских свойств P1-2Д.

Таблица 5 – Характеристика основных коллекторских свойств P1-2Д

Вид исследования	Наименование	Коэффициент открытой пористости, %	Проницаемость, %	Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.
Лабораторный (керна)	Блоковая пустотность по пласту P1-2Д	53/3677	41/1724	2/9
	Среднее значение	0,97	1,5	0,7
	Интервал изменения	0,35-3,5	0,01-62,2	0,49-0,85

Окончание таблицы 5

Вид исследования	Наименование	Коэффициент открытой пористости,	Проницаемость, %	Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.
Количество скважин/определений, шт Геофизический	Общая пустотность по пласту P1-2Д			
	Количество скважин/определений, шт	44/158		
	Среднее значение	2,2	-	-
	Интервал изменения	0,9-5,4		
Геофизический	Количество скважин/определений, шт		39/87	
	Среднее значение	-	309,6	-
	Интервал изменения		0,19-3653,4	

1.7 Физико-химические свойства нефти и газа

Для расчета средних значений физико-химических характеристик по Юрубченской залежи учитывались данные второй зоны, в которую попадает 87% от всех исследованных проб нефтей залежи пласта P1-2Д.

Усредненные значения по свойствам разгазированных нефтей Юрубченской залежи без учета отбракованных данных представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти Юрубченской залежи пласта P1-2Д

Параметры	Единица измерения	Количество исследований		Диапазон изменения	Среднее значение
		скважин	проб		
Плотность	кг/м ³	25	59	810,4 – 835,0	823,0
Вязкость, – при t=20°C – при t=50°C	мм ² /с	25	59	6,08 – 13,80	9,47
		24	58	3,13 – 5,85	4,59
Температура застывания	°C	21	44	(-58,0) – (-17,0)	-38,5

Окончание таблицы 6

Параметры	Единица измерения	Количество исследований		Диапазон изменения	Среднее значение
		скважин	проб		
Массовое содержание:					
– серы	%	25	56	0,09 – 0,38	0,22
– смол сил.		23	54	2,43 – 8,36	4,51
– асфальт.		25	55	0,04 – 1,32	0,17
– парафин		23	50	0,11 – 3,92	2,03
Объемный выход фракций:					
Начало конденсации (НК)	%	25	59	44,0 – 93,0	65,0
до 100 °С		4	8	2,0 – 6,0	4,0
до 150 °С		25	56	6,0 – 21,0	14,0
до 200 °С		25	59	16,5 – 32,5	25,0
до 250 °С		25	53	31,0 – 42,5	35,5
до 300 °С		25	58	43,5 – 58,0	48,0

Разгазированная нефть Юрубченской залежи имеет следующие характеристики – плотность 810,0-835,0 кг/м³, в среднем 823,0 кг/м³, динамическая вязкость – 6,08-13,80 Мпа·с, в среднем 9,47 мПа·с. Нефть малосернистая (0,09-0,38%, в среднем 0,22%), малосмолистая и смолистая (2,43-8,36%, в среднем 4,51%), малопарафиновая и парафиновая (0,11-3,92%) в среднем 2,03%. Содержание фракций, выкипающих до 200°С составляет от 16,5 до 32,5%, в среднем 25,0%; до 300°С – от 43,5 до 58%, в среднем 48%. Температура застывания нефти составляет в среднем (-38,5)°С, температура начала кипения – 65°С.

Усредненные значения газового фактора и физико-химических свойств пластовых флюидов, по результатам исследования глубинных проб, представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Свойства пластовой нефти Юрубченской залежи (пласта Р1-2Д)

Наименование	Единица измерения	Количество исследованных		Диапазон изменения		Среднее значение
		скважин	проб	min	max	
Давление насыщения	МПа	7	20	11,3	22,0	20,0
Газовый фактор при однократном разгазировании	м ³ /т	7	20	117,2	232,8	196,6
Газовый фактор при ступенчатом разгазировании	м ³ /т	7	20	105,5	217,0	178,9
Плотность нефти в пластовых условиях	кг/м ³	7	20	647,0	730,0	697,5
Плотность нефти после однократной сепарации	кг/м ³	7	20	814,0	832,0	824,1
Плотность нефти после ступенчатой сепарации	кг/м ³	3	11	813,3	820,1	816,1
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа · с	7	18	0,89	2,56	1,42
Объёмный коэффициент при однократном разгазировании	д. ед.	7	20	1,270	1,490	1,414
Объёмный коэффициент при ступенчатом разгазировании	д. ед.	7	20	1,237	1,441	1,367
Плотность газа при однократном разгазировании,	кг/м ³	5	14	0,921	1,070	1,005
Плотность газа при ступенчатом разгазировании	кг/м ³	3	10	0,918	0,970	0,945
Пластовое давление	МПа	7	21	20,8	21,9	21,4
Пластовая температура	°С	7	21	26,0	29,0	26,8

Из таблицы видно, что пластовая нефть Юрубченской залежи имеет следующие характеристики: газовый фактор при однократной сепарации составляет 196,6 м³/т, при ступенчатой он несколько меньше и равен 178,9 м³/т.

Давление насыщения близко к пластовому и составляет 20,0 МПа. Вязкость нефти в пластовых условиях – 1,42 МПа·с, плотность – 697,5 кг/м³.

Газовая часть Юрубченской залежи охарактеризована газоконденсатными исследованиями.

В таблице 8 приведены свойства пластовой газоконденсатной смеси. Потенциальное содержание стабильного конденсата Юрубченской залежи на начало разработки составило 133,0 г/м³. Давление начала конденсации составляет 20,5 МПа

Конденсат характеризуется низкой плотностью (0,721 г/см³), малым содержанием серы (массовое содержание до 0,10%), смолистых веществ (0,14%) и асфальтенов (0,005%) и очень низкой температурой застывания (ниже -50°С).

Физические свойства пластовой газоконденсатной смеси (газовой шапки) отображены в таблице 8.

Таблица 8 – Физические свойства пластовой газоконденсатной смеси (газа, газовой шапки)

Параметры	Единица измерения	Значение
Пластовое давление	МПа	21,14
Пластовая температура	°С	26
Давление точки росы при пластовой температуре	МПа	20,50
Давление максимальной конденсации	МПа	3,1
Потенциальное содержание конденсата	г/м ³	133,0
Объемный коэффициент		0,359 10 ⁻²
Коэффициент сжимаемости		0,735
Плотность в пластовых условиях, г/куб.см	г/м ³	0,2502
Вязкость в пластовых условиях, мПа	мПа · с	0,028

Компонентный состав и свойства пластовой смеси на начало разработки, приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Компонентный состав и свойства пластовой смеси (газа, газовой шапки), рифейская карбонатная толща (% мольн.)

Наименование	Значение
Сероводород	Отсутствует
Углекислый газ	0,05
Азот + редкие	6,38
в т.ч. гелий	0,15
Метан	79,84
Этан	7,20
Пропан	2,32
Изобутан	0,44
Норм. бутан	0,81
Изопентан	0,29
Норм. пентан	0,30
Гексаны	0,97
Гептаны	0,37
Октаны	0,32
Остаток (C9+)	0,71
Молекулярная масса	21,64
Молекулярная масса остатка	148
Плотность остатка, г/см ³	0,7700
Температура кипения остатка, °К	437,3

Физико-химические свойства и состав пластовых вод рифейской карбонатной толщи Юрубченского блока охарактеризованы по данным исследования поверхностных и глубинных проб. Газонасыщенность воды, по результатам исследования проб составляет 0,3 м³/м³. Плотность воды в пластовых условиях – 1,160г/см³. Вязкость вод при пластовой температуре в зависимости от плотности изменяется от 1,86 до 1,92 Мпа·с, объемный коэффициент составляет 0,995.

2 Технологическая часть

2.1 Анализ основных показателей разработки

Нефтегазоконденсатное Юрубчено-тохомское месторождение - одно из крупнейших в Восточной Сибири.

Площадь лицензионного участка около 5 569 км². Извлекаемые запасы категорий В1+В2: нефть – 174 млн тонн; газ – 196 млрд м³; Накопленная добыча с начала промышленной (2009 г.) эксплуатации месторождения: 1 177 тыс. тонн нефти.

Месторождение Юрубчено-тохомское было открыто в 1982 г. Официальным стартом промышленной разработки месторождения можно считать начало 2009 г., когда началось активное разбуривание основного объекта разработки (Р1-2) с ежегодным вводом добывающих скважин (до 5-6 ед. в год) и началом формирования системы ППД.

Для разработки месторождения с целью вскрытия наибольшего количества трещин выбрана прямоугольная (рядная) система разбуривания горизонтальными скважинами 1600x1400 м с проектной длиной горизонтального ствола (ГС) 1000 м, режим расширения газовой шапки и фонтанный способ эксплуатации, далее после ввода системы ППД так же имеет место упруговодонапорный режим. Направление ГС ориентировано в крест простирания основной розы трещиноватости. При формировании призабойной зоны горизонтальных скважин характерной особенностью является влияние ограниченной толщины пласта и проявление гравитационных эффектов. Отличительной особенностью ПЗП горизонтальных скважин являются малые градиенты давления, и значительную роль приобретают процессы, связанные с проникновением фильтрата промывочной жидкости в пласт в результате их длительного контакта.

Гравитационные силы оказывают влияние на скорость движения фильтрата промывочной жидкости в вертикальном направлении. Под

действием гравитации усиливаются дополнительные поступления фильтрата к подошве пласта, увеличивая водонасыщения вблизи нее. Это приводит к вертикальной неравномерности зоны проникновения и появлению характерных языков обводнения. Сложный неравномерный характер распределения фильтрата в околоскважинной зоне вызывает соответствующие изменения абсолютных и фазовых проницаемостей и отражается на продуктивности горизонтальных скважин.

Месторождение Юрубчено-тохомское находит на 1 стадии разработки и характеризуется стабильно высокими дебитами по нефти, небольшой обводненность и нарастающими годовыми отборами флюидов. Значение среднего дебита скважин равен 68 т/сут по нефти, по жидкости – 76 т/сут, обводненность 15%.

За 2016 г. было добыто 545 тыс. т. нефти, 638 тыс. т жидкости и около 1 млрд. м³ газа. Всего в период с 2009 г. по 2018 г. было добыто 1722 тыс. т. нефти, 1948 тыс. т. жидкости, а также 5,8 млрд. м³ газа [1]

Динамика годовых отборов с 2009 по 2017г. приведена на рисунке 5.

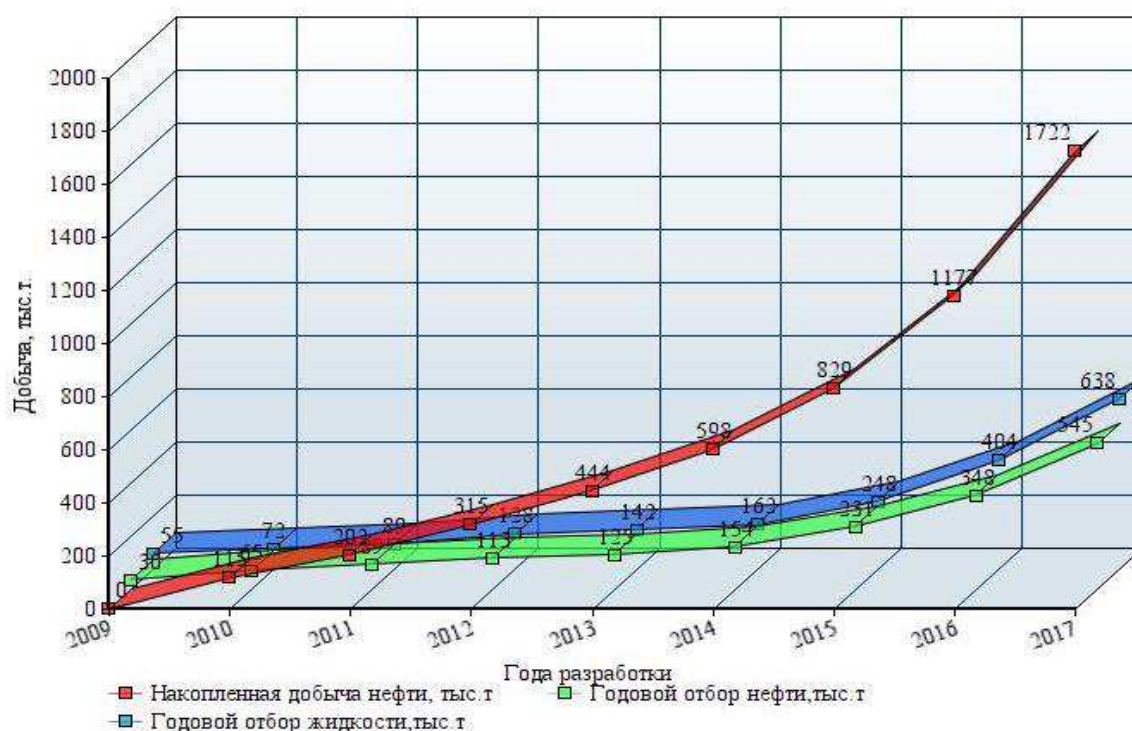


Рисунок 5 – Характеристика отборов нефти и жидкости по месторождению в период 2009-2017г

На рисунке 6 приведены данные по средним дебитам по нефти и обводненности добывающий скважин

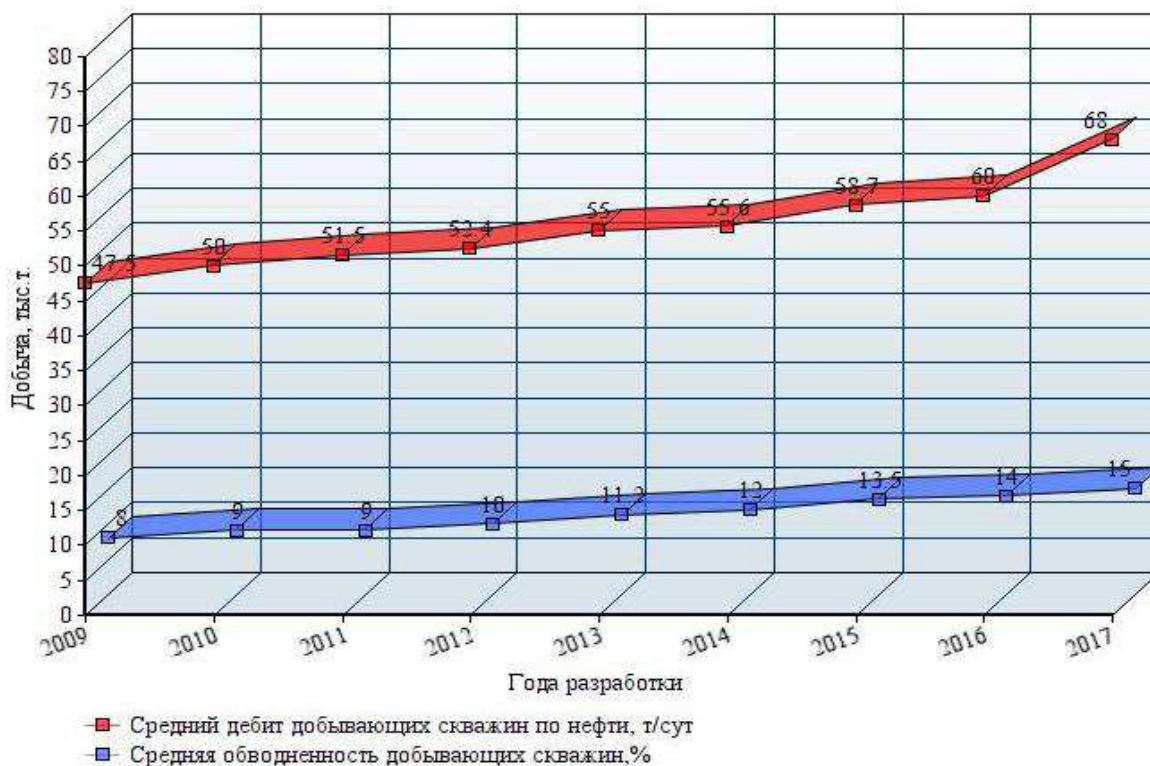


Рисунок 6 – Динамика дебита и обводненности добывающих скважин на месторождении в период 2009-2017г.

На рисунке 7 приведена динамика коэффициента эксплуатации

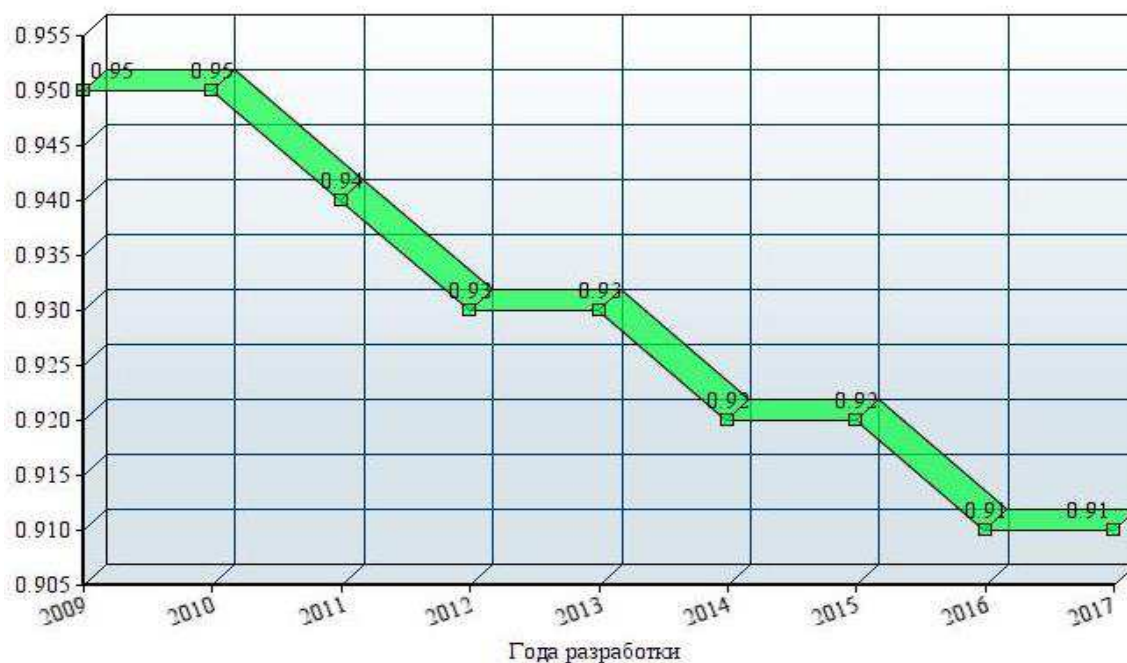


Рисунок 7– Динамика коэффициента эксплуатации на месторождении в период 2009-2017г.

Учитывая, что большинство добывающих скважин работают в фонтанном режиме и являются горизонтальными, среднесуточный дебит таких скважин относительно невелик. Такая тенденция характеризуется не достаточностью применения различных методов увеличения нефтеотдачи, к примеру применение многостадийного гидравлического разрыва пласта при вводе в эксплуатацию горизонтальной скважины, а также не всегда верным подбором оборудования скважин и режимов его эксплуатации. В связи с этим средний коэффициент эксплуатации добывающей скважины составляет 0,91(вместо проектных 0,95), а также межремонтный период работы добывающего оборудования в среднем составляет 270 суток (вместо проектных 320 суток).

Однако данный аспект не является критическим, так как в первую очередь на период до 2021 г. включительно на месторождении необходимо ввести в эксплуатацию 46 горизонтальных добывающих скважин, обустроить системы поддержания пластового давления и систему водозаборных скважин и только после начать применение различных МУН для увеличения конечной нефтеотдачи.

Текущий КИН на месторождении составляет 0,01, итоговый проектный КИН на период до 2062 г включительно составляет 0,364. Текущее пластовое давление 20,1 МПа, начальное – 21,4 МПа.

Общий фонд скважин - 521, добывающих скважин 444, в т. ч. горизонтальных 432.

С точки зрения различных геолого-технических мероприятий или применения различных МУН, то в период 2009-2016 гг. они почти не проводились. В 2015 г. и в 2016 г. были успешно проведены МГРП в двух добывающих скважинах (№ 45, № 23), прирост среднесуточного дебита по нефти составил 17 и 22 т/сут соответственно, ожидаемый срок эффекта от МГРП 18 месяцев. Так же в одной скважине (№ 59) проводился кислотный гидравлический разрыв пласта, эффект от мероприятия составил (14 т/сут). В

дополнении к этому некоторые добывающие скважины переводятся под механизированную добычу (на 2-х скважинах используются УЭЦН).

2.2 Характеристика фонда скважин

По состоянию на 01.01.2018 г. В пределах Юрубченского лицензионного участка пробурено 125 скважины (поисковые, разведочные, эксплуатационные), из них: 26-ликвидированы, 27-в консервации, 68-в действующем фонде, 2-пьезометрические. Характеристика фонда скважин приводится в таблице 10.

Постепенный ввод нагнетательный скважин, как система ППД, обусловлен постепенным снижением эффективности добычи за счет “газовой шапки” в нефтегазоконденсатных месторождениях.

Все скважины эксплуатируются на единственном объекте разработке Р1-2, средняя глубина вертикальной части ствола скважин составляет 1900 м, средняя длина горизонтального участка добывающих скважин составляет в среднем 1000 - 500 м. Средний дебит новых добывающих (4 скважины введенные в 2016 г и 7 скважин в 2017 г) скважин составляет 102 т/сут, что выше чем средний дебит других добывающих скважин на 27 т/сут, обуславливается это тем, что бурение новых скважин проводится с большей точностью вскрытия эффективных толщ пластов.

Текущий план разработки месторождения подразумевает активный ввод и освоение новых добывающих скважин, всего 46 единиц, при этом в большинстве будет проводиться многостадийный гидравлический разрыв пласта для увеличения конечной нефтеотдачи. К началу 2022 г. фонд скважин должен составлять: 46 ед. добывающих, из них 44 горизонтальные скважины и 2 вертикальные; 12 водозаборных; а также 5 нагнетательных.

В ликвидации находятся 26 скважин, из них 35% (16 скважин) ликвидированы по различным технологическим и техническим причинам.

Основная причина ликвидации – это несоответствие конструкции скважин условиям эксплуатации.

Таблица 10 - Характеристика фонда скважин месторождения

Наименование	Характеристика фонда скважин	Юрубченская залежь
Фонд добывающих скважин	Пробурено	125
	В том числе разведочные	59
	Всего	125
	В том числе:	
	Действующие	68
	Из них фонтанные	66
	ЭЦН	2
	Бездействующие	2
	В консервации	27
	Пьезометрические	2
	Ликвидированные	26
Фонд водонагнетательных скважин	Пробурено	6
	Всего	6
	В том числе:	
	Действующие	3
	Бездействующие	3

2.3 Анализ проектных и фактических показателей по месторождению

На начальном этапе разработки месторождений редко получается так, что проектные и фактически показатели по добычи значительно разнятся. Не исключением является и месторождение Юрубчено-тохомском.

Само месторождение находится на начальном периоде своей разработки, всего согласно принятому проекту разработки на расчетный период от 2009-2062 г. Проект разработки месторождений будет разрабатываться в несколько этапов[1].

І этап (2009-2021г.).

Основные проектные решения на данном этапе:

- Формирование системы сбора и подготовки скважинной продукции;
- Начало формирования системы поддержания пластового давления;
- Ввод в эксплуатацию 73 ед. скважин;

– Достижение максимальные среднесуточных отборов нефти на 1 среднестатистическую добывающую скважину (102 т/сут по нефти) за весь период разработки месторождения;

– Активное применение МГРП при вводе горизонтальных скважин, как первичных МУН, а также избирательное применение КГРП и ПБСКО в призабойных зонах пласта для увеличения конечной нефтеотдачи по месторождению;

– Разбуривание и освоение ведущего ЭО Р1-2 на 60%;

– Плановая накопленная добыча за этот период в 12 млн. т. по нефти, а также 15,5 млн. т по жидкости, добыча газа в 24,4 млрд. м³.

II этап (2022-2031г.).

Основные проектные достижения на этом этапе:

– Полное освоение основного объекта разработки месторождения Р1-2.

– Окончание формирования системы ППД;

– Ввод в эксплуатацию двух дополнительных отдельных объектов разработки:

а) Р1 (Южно-Терская залежь);

б) Р2 (Нижнетохомская).

Выделение объектов разработки кроме единой залежи Р1-2 (Юрубченской залежь Рифесейских отложений) происходит за счет того, что Р1 и Р2, в некоторых местах отделяются друг от друга глинистой толщей примерно в 15% от общей площади. В связи с этим принято решение в частичном выделении двух дополнительных объектов разработки после освоения объекта Р1-2;

– Проектный фонд скважин 245 единиц;

– Достижение максимальных годовых отборов по нефти по всему месторождению, до 6,5 млн. т. нефти в год;

– Начало плавного перехода добывающего фонда скважин на механизированную добычу.

III этап (2032-2043 гг.).

Основные проектные решения на данном этапе:

- Переход месторождения на позднюю стадию разработки (объект Р1-2 на 2-3 стадии, объекты Р1 и Р2 на 2 стадии);
- Постепенное снижение пластового давления в дренируемой зоне, до 12-14 МПа. Истощение режима разработки газовой шапки;
- стабильное увеличение обводненности продукции и снижение годовой продукции по нефти (до 7 млн. т. жидкости в год, до 4 млн. т. нефти в год);
- Переход на полностью механизированную добычу (УЭЦН, ШГН и т.д.);
- Прогнозный КИН на данный период разработки – 0,301;
- Фонд скважин 430 единиц.

IV этап (2043-2065 гг.) Завершающий этап разработки месторождения.

Основные плановые достижения на этапе:

- Разработка остаточных трудно извлекаемых запасов нефти в не разбуренных пропластках (около 15% от всех извлекаемых запасов);
- Стабильное снижение дебитов добываемой продукции (до 40-45 т/сут по жидкости);
- Стабильный рост обводненности фонда добывающих скважин (до 80% в среднем по месторождению);
- Общий фонд пробуренных скважин по месторождению 654, фонд действующих 521;
- Активно применение третичных МУН на месторождении (химические, тепловые, комбинированные и т.д.);
- Активно проведение мероприятия по оптимизации работы режимов добывающего механизированного фонда скважин (замена и модернизация устаревшего оборудования и оптимизация его работы).

В целом на месторождении не наблюдается существенных расхождений по проектным и фактическим показателям, месторождении разрабатывается равномерно, согласно утвержденному плану центральной комиссии.

Основные факторы, обуславливающие соответствие проектных и фактических показателей:

- Начальный этап разработки месторождения;
- Современный подход компании недропользователя к разработке месторождения (техника, технология, высококвалифицированный инженерный состав);
- Крупный бюджет по освоению и разработки месторождения (на первый период разработки (2009-2023 гг.) около 300 млрд. руб.).

Сравнение проектных и фактическим показателей разработки на период 2009-2016 гг. по основным показателям приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Проектные и фактические показатели разработки месторождения

Показатель	Ед.изм	Год разработки					
		2015		2016		2017	
		Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект
Действ. Фонд доб. скважин	Ед.	11	13	15	17	22	24
Ввод новых скважин	Ед.	2	4	4	4	5	7
Средний дебит доб. скв. по жидкости	т/сут	62,6	89,6	68,8	69,8	75,4	76
Средний дебит доб. скв. по нефти	т/сут	55,1	58,7	59,2	60	71,8	68
Обводненность доб. фонда скв.	%	13,1	13,5	14	14	14,5	15
Добыча жидкости за год	Тыс.т	223	248	335	404	602	638
Добыча нефти за год	Тыс.т	196	231	288	348	515	545
Накопленная добыча жидкости	Тыс.т	988	895	1323	1300	1875	1948
Накопленная добыча нефти	Тыс.т	884	829	1172	1177	1686	1722
Добыча газа	Млрд.м ³	0,7	0,8	1,1	1,2	1,1	1
Накопленная добыча газа	Млрд.м ³		3,6		4,8		5,8
Коэффициент извлечения нефти	Ед.	0,007	0,006	0,008	0,008	0,009	0,01

3 Специальная часть

3.1 Выбор и обоснование проектируемого технического решения для улучшения показателей разработки

Серьезной проблемой для нефтегазовой отрасли является низкий объём капитальных вложений в строительство новых скважин. В процессе эксплуатации нефтяных месторождений дебит скважин со временем уменьшается, что связано с ухудшением коллекторских свойств пласта и повышенного обводнения скважин. В настоящее время в России простаивает свыше 40 тысяч скважин, количество которых с каждым годом увеличивается. В связи с этой проблемой актуальным становится вопрос применения на нефтегазодобывающих предприятиях ремонта старых скважин. Эффективным методом восстановления бездействующих и повышения производительности малодебитных скважин становится бурение бокового ствола из вырезанного участка обсадной колонны [1].

Зарезка боковых стволов – это одна из наиболее эффективных технологий, которая позволяет увеличить добычу, коэффициент извлечения нефти, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могут быть возвращены в действующий фонд другими методами.

Применяя зарезку боковых стволов, мы вовлекаем в разработку ранее не дренируемые участки пласта, а так же трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной.

Использование технологии бурения БГС позволяет увеличить нефтеотдачу и может заменить уплотнение скважин. Данная технология помогает сохранить скважину и сэкономить затраты на ее освоение.

Основными представителями, которые проводили различные исследования и рассматривали проблемы по строительству и зарезки боковых стволов были: З.С. Алиев, К.С. Басниев, С.Н. Бузинов, А.И. Гриценко, А.И. Ермолаев, С.Н. Закиров, Г.А.Зотов, Ю.П. Коротаев, Г.Б. Кричлоу, Б.Б. Лапук,

И.В. Серебренников, В.В. Скворцов, В.Р.Хачатуров, А.Х. Шахвердиев. Большое количество работ посвящено изучению зарезки боковых стволов, применению различных технологий и техники для совершенствования внедрения БС на различных месторождениях РФ.

Благодаря бурению боковых горизонтальных стволов мы можем продлить или дать новую жизнь скважинам, которые были оставлены по техническим и экономическим причинам. На начальных этапах разработки, когда характеристики пласта изучены не полностью, на этапе бурения скважины, возможно, что ее ствол не пройдет через все продуктивные зоны. При переинтерпретации данных скважин могут обнаружить новые, ранее не выявленные, продуктивные участки пласта, которые имеют значительные запасы нефти и газа. Изначально добывающие скважины могут быть выведены из производства по разным причинам: отказ эксплуатационной колонны, аварии, какой либо разлом подземного оборудования, утопление или даже невозможность очистки интервала перфорации от механических примесей. Так же боковой ствол могут бурить из существующей скважины, что бы добиться большего охвата пласта и воздействия на залежь. Увеличивая площадь охвата залежи, отбор углеводородов увеличивается. Все вышперечисленные случаи позволяют добывать значительно больше углеводородов при эксплуатации скважин с боковыми горизонтальными стволами.

Технология бокового ствола через «окно» обсадной колонны позволяет восстанавливать продуктивность даже тех скважин, которые невозможно эксплуатировать другими способами или их эксплуатация экономически невыгодна.

В научной литературе выделяются следующие цели проведения ЗБС для добывающих компаний:

1. Восстановление бездействующих скважин.
2. Вовлечение в разработку ранее не дренируемых участков (краевые зоны месторождений)

3. Интенсификация добычи из малопроницаемых коллекторов. Бурение горизонтальных боковых стволов из старых наклонно-направленных скважин или скважин с низкой продуктивностью, эффективно при высокой неоднородности пластов.

4. Уход от фронта обводнения (нагнетания). При разработке пластов с использованием жёстких систем ППД при прорыве фронта воды добывающие скважины быстро обводняются. Обычно не удаётся надёжно изолировать обводнённые интервалы пласта, поэтому бурение бокового горизонтального ствола с уходом от фронта нагнетания в данном случае является самым эффективным методом.

5. Снижение обводнённости продукции. В пластах с высокой обводненностью остаются участки с высокой нефтеносностью. Если бурение бокового ствола будет в подкровельную часть пластов, удастся существенно повысить коэффициент извлечения нефти. Эта операция может заменить уплотняющее бурение, и в свою очередь значительно уменьшить затраты.

6. Переход на другой (нижележащий) пласт, доразведка.

Задачи, выполняемые компаниями для реализации поставленных целей:

- а) учет критериев при выборе скважин-кандидатов для проведения ЗБС в зависимости от поставленной цели;
- б) анализ технологических особенностей проведения ЗБС;
- в) выявление проблематики при реализации ЗБС;
- г) оценка эффективности и востребованности метода ЗБС.

3.2 Проектирование зарезки БГС

3.2.1 Критерии подбора объектов для зарезки БГС

Для выбора участка залежи, планируемого при зарезке боковых горизонтальных стволов, важно учитывать следующие критерии.

Геологические:

– эффективная толщина продуктивного пласта должна быть не менее 3-5 метров;

– наличие непроницаемого экрана между нефтенасыщенными и водонасыщенными или газонасыщенными коллекторами;

– возможность формирования горизонтального ствола в верхней части нефтенасыщенного пласта на максимальном удалении от ВНК, особенно при наличии развитой трещиноватости пород;

– проводка горизонтального ствола по горизонтальной либо по нисходящей линии и недопущение седловидных перегибов его в вертикальной плоскости;

– длина бокового горизонтального ствола составляет 80-200 метров , в зависимости от реализованной сетки скважин.

Технологические критерии определяются многими факторами:

– наличие невыработанных и слабо дренируемых зон пласта по площади и разрезу с учетом реализованной системы разработки;

– степенью выработанности запасов;

– плотностью сетки скважин;

– забойными давлениями и текущими пластовыми ;

– обводненностью продукции;

– состоянием разработки объекта в целом в настоящий момент времени;

– дебитами по скважинам на перспективных участках залежи.

Исходя из информации выше, определяется место и направление бурения планируемых горизонтальных боковых стволов.

Технические критерии включают:

– целостность эксплуатационной колонны;

– присутствие зон осложнений в интервале зарезки и бурения БГС.

– целостность цементного камня за колонной;

Главными **экономическими** критериями являются:

– рентабельность бурения БГС

– окупаемость вложенных средств

– минимизация затрат на зарезку бокового ствола

3.2.2 Технологические аспекты бурения боковых стволов

Технология зарезки и бурения БС состоит из следующих последовательных этапов:

1. Первый этап.

Геологической службой компании и научно-исследовательским институтом проводится анализ геологического строения пласта, фонда скважин, данных по эксплуатации скважин, выделяются благоприятные зоны с наибольшими остаточными запасами. На основе этого подбирается скважина-кандидатка для зарезки бокового ствола и указывается его расположение в пространстве. Геологической службой управления буровых работ или управления капитального ремонта скважин составляется проект на бурение БС и рассчитываются экономические показатели и технологические параметры бурения.

2. Второй этап: подготовка скважины к бурению БГС.

На данном этапе проводятся проверки технического состояния эксплуатационной колонны, состояние цементного камня, наличие заколонных перетоков, для обследования используют геофизическое исследование скважины. Если в верхней части эксплуатационной колонны нету цементного камня, производят вырезание и подъем, либо цементирование. Затем ствол шаблонируется, проводятся изоляционно-ликвидационные работы в нижней части ствола скважины.

3. Третий этап: бурение бокового ствола.

Для бурения БС используют мобильные буровые установки АРБ-100, А-60/80 и облегченную БУ-75. Дальнейшее бурение БС ведется винтовыми забойными двигателями диаметром 127 - 85 мм, отклонителями с регулируемым углом перекоса, долотами 155,6 - 76 мм [3]. При

ориентированном бурении используются телесистемы с кабельными (СТТ-108, ОРБИ-36) и электромагнитным (АТ-3, ЗТС-54) каналами связи.

Особое внимание нужно уделить первичному вскрытию пласта, так как от этого зависит дебит скважины или БС. Загрязнение пласта при бурении очень трудно исправить в процессе эксплуатации разными методами увеличения нефтеотдачи пласта. Поэтому нужно использовать буровой раствор грамотно. Выбор зависит от литологии вскрываемых пород: при вскрытии карбонатного коллектора глинистый раствор полностью заменяется на пластовую или пресную воду с добавлением ПВА, либо на аэрированный раствор; терригенные отложения вскрываются на полигликолевом ингибированном буровом растворе. При проходке ведется инклинометрический контроль. После окончания бурения проводится ГИС открытого бокового ствола.

4. Четвертый этап: крепление БС эксплуатационной колонной - хвостовиком.

Фактический профиль БС перед спуском хвостовика тщательно прорабатывают с промывкой, чтобы избежать синусоидальных и спиралевидных изгибов. Диаметр хвостовика подбирается в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны основного ствола. Для создания монолитного цементного кольца используются: пластифицированные тампонажные растворы с пониженной водоотдачей, эффективные буферные жидкости на основе недефицитных реагентов

5. Пятый этап: освоение БС.

При освоении с помощью компрессирования или свабирования вызывают приток из БС, определяют дебит полученной жидкости и вводят в эксплуатацию с использованием электроцентробежных (ЭЦН) или штанговых глубинных (ШГН) насосов

3.2.3 Подбор скважин кандидатов

Для проведения эффективной зарезки боковых стволов нужно сделать правильный выбор скважины, для этого необходимо учесть следующие моменты:

1. Прогнозируемый дебит скважины должен обеспечить нужный отбор нефти на определенный период времени.
2. Данные о продуктивности планируемого бокового отверстия должна совпадать с информацией промышленных запасов нефти.
3. Выбор скважины определяется существующим вскрытием более одного продуктивного пласта или планируемым вскрытием нескольких продуктивных пластов в дальнейшем для обеспечения длительной эксплуатации скважины.[8]

Обычно для выбора участка зоны залежи, подходящей для зарезки второго ствола используют действующую геолого-технологическую модели разрабатываемой залежи. Однако мы будем проводить выбор зон обычным аналитическим способом с использованием всего геологического материала и результатов разработки залежей и исследований скважин по следующей схеме:

1. Анализ фонда скважин и выявление аварийных, низкопродуктивных, высокообводненных и низкодебитных скважин, восстановление которых возможна бурением бокового ствола;
2. Оценка характера выработки запасов на участках, рядом с скважинами-кандидатками;
3. Оценка влияния ввода бокового горизонтального ствола на показатели эксплуатации участка
4. Технико экономическая оценка бурения и эксплуатации бокового ствола.

Для дальнейшей зарезки боковых стволов необходимо выявить зоны с высокой текущей нефтенасыщенностью запасов, и после этого выбрать скважины подходящие нам для бурения боковых горизонтальных стволов

Юрубченская залежь характеризуется неравномерным распространением трещин по площади и толщине это является следствием значительного

изменения продуктивности. На рисунке 8 приведена карта распределения зон проницаемости. В таблице 12 представлены технологические параметры для разных зон

Дискретирование проницаемости было проведено, для упрощения расчетов. Большие диапазоны изменения проницаемости вынуждают дифференцировать технологические параметра работы скважин.

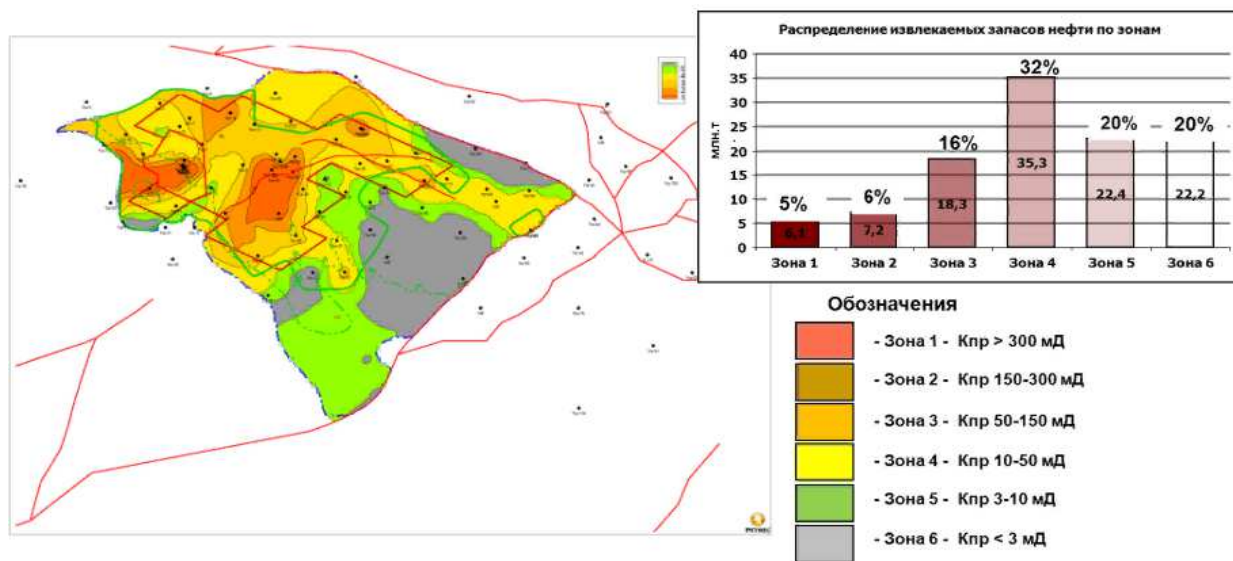


Рисунок 8 - Карта зон с различной проницаемостью

Таблица 12 - Технологические параметры для разных зон

Зона	Накопленная добыча, тыс.т	Средняя добыча на скважину, тыс.т
1	20061	590
2	7731	483
3	22905	432
4	27030	200
5	12990	125
6	5152	48

Из рисунка 8 видно, что в 6 зоне сосредоточено около 20% извлекаемых запасов, однако накопленная добыча составляет в два раза меньше при тех же запасах в 5 зоне. Зона 6 характеризуется низкой проницаемостью, из этого следует что и продуктивность скважин в данной зоне будет низкой (рисунок 9) из этого следует что мы можем рассмотреть скважины в этой зоне для бурения горизонтальных стволов

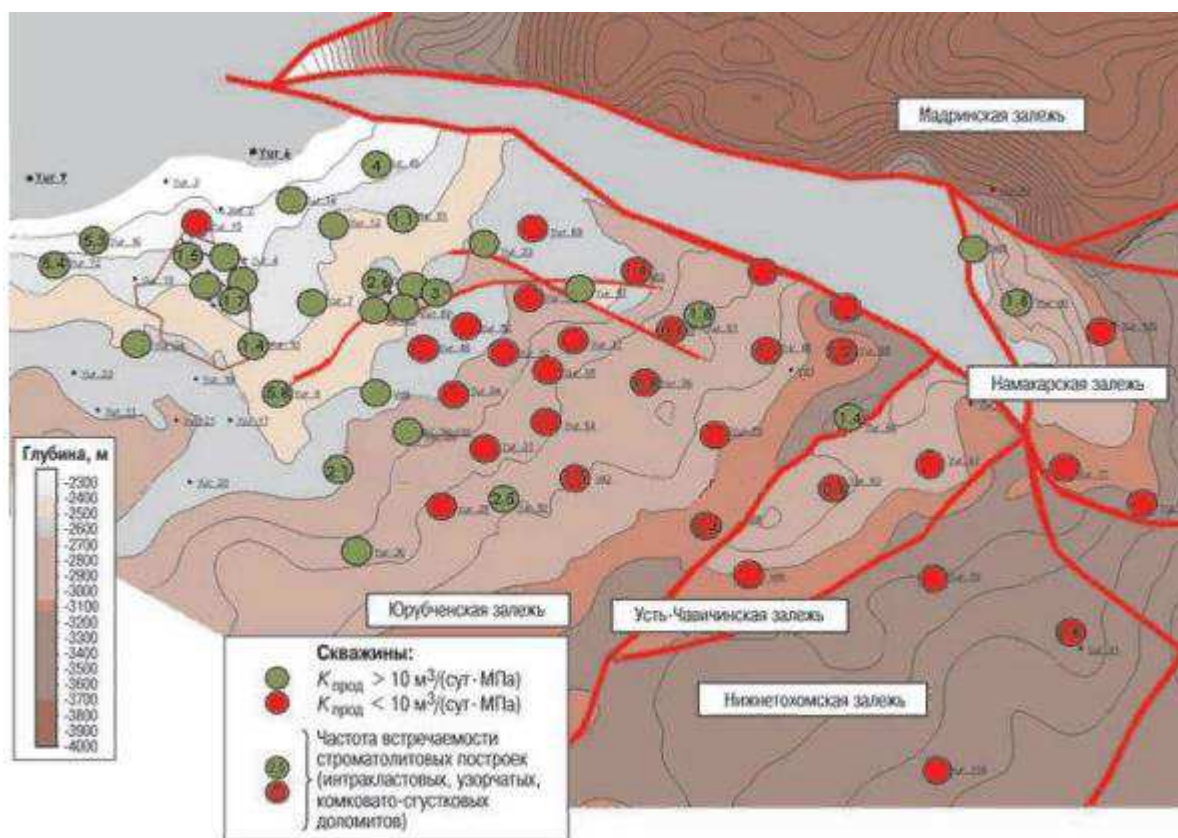


Рисунок 9 – Карта продуктивности по скважинам

Юрубчено тохомское месторождение является относительно новым, оно завершает первый этап разработки, но все же в марте 2018 началось формирование системы поддержания пластового давления, что ведет к обводнению продукции скважин. Обводненность по месторождению относительно небольшая 15-16%, но есть скважины которые успели обводниться в значительной степени (рисунок 10). Скважины в данной зоне так же будем рассматривать как потенциальные для БГС

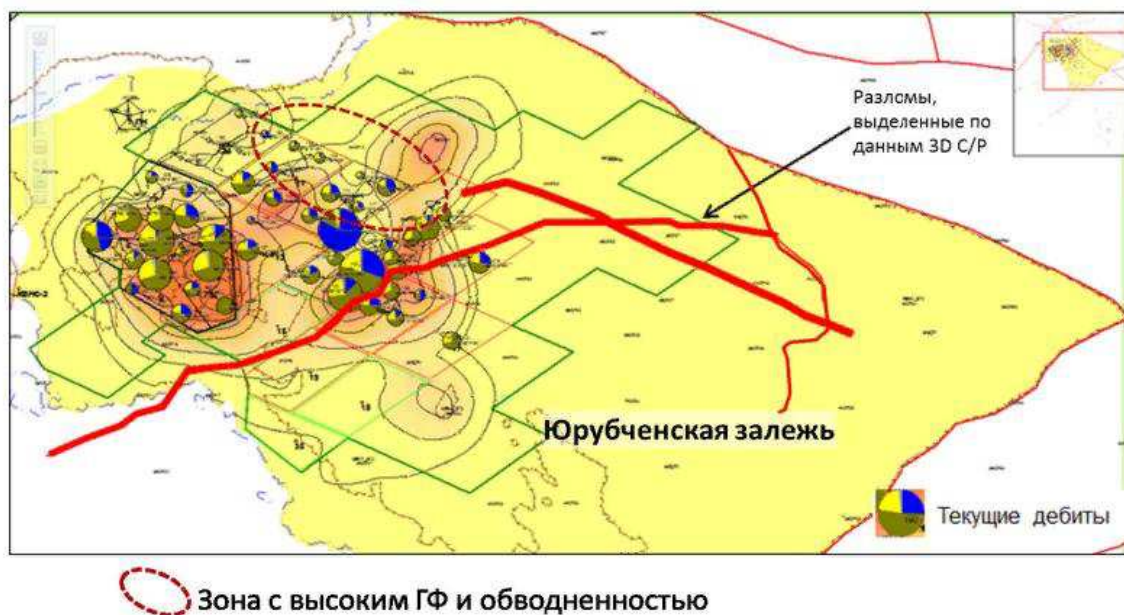


Рисунок 10 - Карта с текущими дебитами воды нефти и газа

Опираясь на геологический материал, результаты разработки залежи и исследований скважин выберем и проанализируем несколько скважин кандидатов на БГС. (Скважины: N1,N2,N3,N4,N5,N6)

Оценим текущую нефтенасыщенность в районе каждой скважины, вычислив разницу между удельными извлекаемыми запасами нефти, приходящимися на эту скважину, и запасами нефти, отобранными ею с начала разработки.

Удельные извлекаемые запасы нефти по скважине:

$$Q_{\text{уд.извл.}} = h \cdot F \cdot m \cdot k_{\text{н/н}} \cdot \text{КИН} \cdot \rho_{\text{н}} , \quad (1)$$

где $Q_{\text{уд.извл.}}$ – удельные извлекаемые запасы по скважине, т. ;

h – нефтенасыщенная толщина пласта, м;

F – площадь нефтеносности, м²;

m – пористость, д.ед.;

$k_{\text{н/н}}$ – коэффициент нефтенасыщенности д.ед.;

КИН – коэффициент извлечения нефти д.ед.;

ρ_n – плотность нефти в пл. условиях, т/м³

Сведем исходные данные в таблицу и произведем расчеты

Таблица 13 – Определение удельных текущих запасов скважин

Скважины	N1	N2	N3	N4	N5	N6
h,м	39	31,4	41,9	13	28,7	16,8
F,м ³	725680000					
m	0, 2					
$k_{н/н}$	0,7					
КИН	0,01					
ρ_n	0,697					
Отбор с начала разработки,т	72548	84563	50124	97458	10460	8784
Удельные извлекаемые запасы	406126,8	326984,1	436326	135375,6	298867,7	174946,9
Тек.запасы,т	333578,8	242421	386202	37917	288407,7	166162,9

Проанализировав расчеты и рисунки можно сделать следующие выводы по каждой скважине.

Скважина N1

Исходя из расчетов, окрестности скважины имеют значительные невыработанные запасы нефти (333578,8 т). Данная скважина находится в зоне высокого обводнения, ее обводненность составляет 87%, из этого следует что имеющийся ствол скважины неэффективен для выработки существующих остаточных запасов нефти.

Для участка, где расположена данная скважина характерны эффективные нефтенасыщенные толщины удовлетворяющие условиям бурения БГС. В

центральной части данной зоны, нефтенасыщенная толщина составляет порядка 39 метров, можно рекомендовать зарезку второго горизонтального ствола.

Скважина N2

Данная скважина так же находится в зоне высокого обводнения, но ее обводненность составляет 11%, что говорит о возможности извлечения данных запасов с помощью имеющегося ствола.

Скважина N3

Так же как и в случае с скважиной N1, данная скважина имеет довольно большой коэффициент обводнения (78%) . Текущие остаточные запасы составляют приблизительно 386202 т, что говорит о наличии вблизи скважины застойных зон скопления нефти, не охваченных дренированием. Нефтенасыщенная толщина пласта в районе скважины равняется 41-42 м.

Скважина N4

У данной скважины довольно высокая обводненность. Тем не менее, согласно расчетам, остаточные запасы нефти в окрестности скважины являются самыми низкими (37917 т). Так же данная скважина находится поблизости других скважин из которых планируется зарезка боковых горизонтальных стволов. Что делает бурение нецелесообразным.

Еще один фактор осложняющий БГС в данной скважине присутствуют заколонные перетоки.

Скважины N5, N6

Данные скважины находятся в зоне с низкой проницаемостью. Они характеризуются низким коэффициентом продуктивности , так как месторождение находится только на начальном этапе разработки, данные скважины по своим остаточным запасам рекомендованы к зарезке но на более поздних стадиях разработки.

Таким образом, на основе анализа возможности каждой скважины претендовать на зарезку из нее БГС, были отобраны две скважины: N1 и N3. Их характеристики наиболее полно отвечают критериям успешного бурения бокового ствола.

3.3 Определение технологической эффективности зарезки БГС

3.3.1 Выбор метода определения технологической эффективности бурения БГС

Одними из основных вопросов, которые требуется решить при проектировании горизонтального бурения, являются оценка и прогноз технологической и экономической эффективности.

Метод расчета заключается в следующем. Используя теоретические формулы производим расчеты дебита скважин, которые впоследствии сравним с фактическими дебитами работающих скважин. Что бы в дальнейших расчетах согласовать расчетные дебиты с фактическими вводим поправочный коэффициент, который комплексно учтет неточности в определении параметров, входящих в теоретические формулы. Формула расчёта данного коэффициента представляется в следующем виде:

$$F = \frac{q_{ж.факт.}}{q_{ж.расчет.}}; \quad (2)$$

где $q_{ж.факт.}$ – фактический дебит горизонтальной скважины по жидкости, м³/сут;

$q_{ж.расчет.}$ – расчетный дебит горизонтальной скважины по жидкости, м³/сут.

Далее используем рассчитанный поправочный коэффициент в теоретических формулах оценки дебитов горизонтальных скважин.

Это значительно уточняет прогнозирование дебитов горизонтальных скважин и оценку ожидаемого технологического эффекта.

При оценке начального ожидаемого эффекта дебит БГС является расчетной величиной, а дебит изначальной скважины – фактической.

Что бы определить технологическую эффективность нужно найти разность между прогнозируемым дебитом и фактическим дебитом изначальной скважины до бурения БГС .

Формула Джоши для оценки дебита горизонтальных скважин:

$$q_{\text{ж.расчет}} = 2\pi K h \cdot \left(\frac{f_{\text{в}}(s)}{\mu_{\text{в}}} + \frac{f_{\text{н}}(s)}{\mu_{\text{н}}} \right) \cdot \frac{(p_{\text{к}} - p_{\text{с}}) \cdot 86,4}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2\pi r_{\text{с}}}} \quad (3)$$

где h – толщина пласта, м;

$f_{\text{в}}(s), f_{\text{н}}(s)$ – относительные фазовые проницаемости для воды и нефти, д.ед.;

$\mu_{\text{в}}, \mu_{\text{н}}$ – вязкость воды и нефти в условиях пласта, мПа·с;

$p_{\text{к}}$ – давление на контуре питания, МПа;

$p_{\text{с}}$ – давление на забое скважины, МПа;

$r_{\text{с}}$ – радиус скважины, м;

L – проектная длина горизонтального ствола, м;

$q_{\text{ж.расчет}}$ – дебит по жидкости скважины с БГС, м³ /сут;

K – проницаемость пласта, мкм² .

$a = \frac{L}{2} \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_{\text{к}}}{L}\right)^4} \right]^{\frac{1}{2}}$ – большая полуось эллипса (контура питания)

Для определения относительных фазовых проницаемостей по воде и нефти используем зависимости вида:

$$f_B(s) = \left(\frac{s-s_{CB}}{1-s_{CB}} \right)^a \text{ для } s_{CB} \leq s \leq 1, \quad (4)$$

$$f_H(s) = \left(\frac{1-s_{H.0}-s}{1-s_{H.0}} \right)^b \cdot (1 + c \cdot s) \text{ для } 0 \leq s \leq 1 - s_{H.0}$$

где: s_{CB} – насыщенность пористой среды связанной водой д.ед.;

$s_{H.0}$ – остаточная нефтенасыщенность, д.ед.:

s – текущее значение водонасыщенности, д.ед.

В формулах (4) Чарным И.А. по результатам анализа многих лабораторных экспериментов приняты значения:

$$a=3.5; b=2.8; c=2.4.$$

Рассчитав дебиты по жидкости скважин, где планируется зарезка БГС, по формуле (3), произведем оценку их проектных дебитов с учетом найденных по формуле (2) коэффициентов пропорциональности:

$$q_{ж.проект} = q_{ж.расчет} \cdot F \quad (5)$$

Дебит скважины с БГС по нефти [м³ /сут] с учетом коэффициента пропорциональности:

$$q_{ж.расчет} = 2\pi K h \cdot \left(\frac{f_H(s)}{\mu_H} \right) \cdot \frac{(p_K - p_C) \cdot 86,4}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2\pi r_c}} \cdot F \quad (6)$$

Для того чтобы найти дебит БГС по нефти в т/сут, нужно полученный по формуле (6) дебит жидкости умножить на плотность нефти в пластовых условиях.

Дебит БГС по воде определим как разницу дебитов жидкости и нефти.

Для расчетов динамики дебита БГС рассматривается нестационарный режим фильтрации, учитывающий изменение пластового давления и насыщенныхностей.

Применяем метод последовательной смены стационарных состояний.

Вводится достаточно малый шаг по времени Δt , в течение которого давление и водонасыщенность в пласте предполагаются постоянными. Дебит скважины по жидкости на отрезке времени Δt определяется по формуле (3). Для очередного отрезка времени, с учетом упругих свойств пласта, из балансовых уравнений определяются новые значения пластового давления и водонасыщенности, которые предполагаются постоянными на очередном отрезке времени. Измененный дебит скважины определяется по формуле (3) с новыми значениями p и s . И так от шага к шагу.

При расчете выделяется некоторая область с площадью S , включающая намечаемый БГС (площадь дренирования проектируемого бокового ствола скважины).

При отсутствии в области S других вертикальных скважин изменение давления за период времени Δt определяется для условий упруговодонапорного режима разработки по формуле:

$$p(t + \Delta t) = p(t) - \frac{q(t) - q_k(t)}{V_s \cdot \beta^*} \cdot \Delta t \cdot K_{\text{экспл}} ; \quad (7)$$

где $p(t)$ – среднее пластовое давление на отрезке времени Δt , МПа;

$q_k(t) = \alpha \cdot q(t)$; α – коэффициент отбора закачкой;

$q(t)$ – дебит скважины по жидкости на отрезке времени Δt , м³/сут;

$V_s = \pi R_k^2 \cdot h$ – объем залежи в пределах S , м³;

β^* – коэффициент упругоёмкости пласта, МПа⁻¹

$K_{\text{экспл}}$ – коэффициент эксплуатации фонда скважин.

Затем определяется коэффициент $K_{\text{комп}}^{\text{тек}}$ для всей залежи, который характеризует темп падения давления при разработке:

$$K_{\text{КОМП}}^{\text{тек}} = 1 - \frac{\Delta p}{q(t)} V_S \cdot \beta^* ; \quad (8)$$

где Δp – уменьшение среднего пластового давления за период, МПа;

V_S – объем залежи в пределах S , м³ ;

$q(t)$ – дебит скважины по жидкости на отрезке времени Δt , м³/сут;

β^* – коэффициент упругоэластичности пласта, МПа⁻¹.

Определенный таким образом $K_{\text{КОМП}}^{\text{тек}}$ будем использовать в расчетах изменения водонасыщенности для области S . Полагаем, что в этой области имеет место тот же $K_{\text{КОМП}}^{\text{тек}}$, что и для всей залежи. Предположим также, что разработка площади S будет вестись с соблюдением условия $K_{\text{КОМП}}^{\text{тек}} = \text{const}$.

Изменение средней водонасыщенности учитывается формулой:

$$s(t + \Delta t) = s(t) + \frac{K_{\text{КОМП}}^{\text{тек}} \cdot q(t) - q_{\text{в}}(t)}{V_{\text{пор}}} \cdot \Delta t \cdot K_{\text{ЭКСПЛ}} ; \quad (9)$$

где $s(t)$ – водонасыщенность пласта на отрезке времени Δt ;

$q_{\text{в}}(t)$ – дебит скважины по воде на отрезке времени Δt , м³/сут;

$V_{\text{пор}} = V_S \cdot m$ – поровый объем залежи в пределах S , м³ (m – пористость)

Используя $p(t + \Delta t)$ и $s(t + \Delta t)$ в качестве новых исходных данных, переходим к расчетам на очередном отрезке времени, повторяя все пункты алгоритма.

Приведенный выше способ расчета дебитов скважин с БГС широко применяется на этапе проектирования и дает представление об эффективности использования данного метода увеличения нефтеотдачи. Расчет дает оценку технологических показателей лишь в первом приближении, для более точных оценок необходим учет нестационарности и неизотермичности фильтрации, а также анизотропии пласта [16], что требует более сложных инженерных расчетов. В данной работе ограничимся оценочными расчетами дебитов жидкости и нефти с помощью формул выше.

КИН по расчетным вариантам оценивается как произведение двух коэффициентов:

$$\text{КИН} = K_{\text{охв}} \cdot K_{\text{выт}} ; \quad (10)$$

где $K_{\text{охв}}$ – коэффициент, учитывающий влияние сетки скважин на охват процессом вытеснения

$K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения;

Коэффициент охвата определяется по формуле:

$$K_{\text{охв}} = e^{-\alpha S} ; \quad (11)$$

где S – плотность сетки скважин, км² /скв;

$\alpha = 0,388$ – коэффициент снижения охвата дренированием с увеличением удельной площади на скважину

Q – начальные геологические запасы, тыс.т;

q_0 – среднегодовой начальный дебит нефти одной скважины, тыс.т.

В случае, когда объект разрабатывается только вертикальными скважинами, S определяется как отношение площади нефтеносности к числу добывающих скважин. В случае наличия скважин с БГС, формула плотности сетки скважин:

$$S = \frac{F}{n_1 + 2n_2} ; \quad (12)$$

где F – площадь нефтеносности объекта, км² ;

n_1 – количество вертикальных скважин, шт.;

n_2 – количество скважин с БГС, шт.

Данная методика предложена ОАО «ТатНИПИнефть» (А.И. Бакиров, И.М. Бакиров) [18], избрана для подсчёта коэффициента охвата как наиболее

полно учитывающая особенности разработки и геологического строения месторождения.

Коэффициент вытеснения нефти $K_{\text{выт}}$ – отношение объема нефти $V_{\text{нв}}$, вытесненной каким-либо агентом из образца породы или модели пласта после многократной его промывки (до полного насыщения этим агентом получаемой продукции) к начальному объему нефти $V_{\text{нн}}$, содержащейся в образце породы или модели пласта.

3.3.2 Расчет технологической эффективности реализации БГС

Проведем расчёт технологической эффективности, используя формулы из раздела выше. Исходные данные представлены в таблице 12.

Таблица 12 - Исходные данные для расчета дебитов скважин

Параметр	Скважины	
	N1	N3
K - абсолютная проницаемость, мкм ²	0,213	0,309
h - толщ пласта, м	39	41
$S_{\text{св}}$ - насыщенность пористой среды связанной водой, д.ед	0,35	0,35
$S_{\text{но}}$ - остаточная нефтенасыщенность, д.ед	0,59	0,59
$\mu_{\text{в}}$ - вязкость воды в пластовых условиях, мПа с	1,36	1,36
$\mu_{\text{н}}$ - вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с	1,67	1,67
$P_{\text{к}}$ - давление на контуре питания, Мпа	20,1	20,1
$\rho_{\text{н}}$ - плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,699	0,699
$P_{\text{з}}$ – давление на забое, Мпа	5,04	6
$R_{\text{к}}$ - радиус контура питания, м	200	200
$r_{\text{с}}$ - радиус скважины	0,146	0,146
L - проектная длина горизонтального ствола, м	100	100
β - упругость пласта	0,1	0,1
$K_{\text{эспл}}$ - коэффициент эксплуатации	0,91	0,91

Расчет будем производить на примере скважины N1, параметры скважины N3 будут рассчитываться аналогично. Результаты вычислений для скважин занесем в таблицы.

1. Рассчитаем относительные фазовые проницаемости нефти и воды для каждого БГС используя формулы (4). Однако нужно обратить внимание, что зарезка вторых стволов планируется в зонах, где есть невыработанные запасы безводной нефти. Поэтому примем начальную обводненность равной нулю и текущую водонасыщенность равной связанной водонасыщенности.

$$f_B(s) = \left(\frac{0.35-0.35}{1-0.35} \right)^{3.5} = 0$$

$$f_H(s) = \left(\frac{1-0.59-0.35}{1-0.59} \right)^b \cdot (1 + 2.4 \cdot 0.35) = 0.008469$$

2. Определим дебиты по жидкости скважин с БГС по формуле (3). Для того чтобы найти проектные дебиты нужно учесть коэффициент пропорциональности:

$$q_{ж.расчет} = 2 \cdot 3.14 \cdot 0.213 \cdot 39 \cdot \left(\frac{0}{1.36} + \frac{0.0085}{1.67} \right) \cdot \frac{(20.1-5.04) \cdot 86.4}{\ln \frac{203.14 + \sqrt{203.14^2 - \left(\frac{100}{2}\right)^2}}{\frac{100}{2}} + \frac{39}{100} \cdot \ln \frac{39}{2 \cdot 3.14 \cdot 0.146}} =$$

$$99.3 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$\text{где } a = \frac{100}{2} \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2 \cdot 200}{100} \right)^4} \right]^{\frac{1}{2}} = 203.14$$

$$q_{ж.проект} = q_{ж.расчет} \cdot F = 99.3 \cdot 0.979 = 97.18 \text{ м}^3/\text{сут}$$

3. Определим проектные дебиты по нефти по формуле (6):

$$q_{н.расчет} = 2 \cdot 3.14 \cdot 0.213 \cdot 39 \cdot \left(\frac{0.0085}{1.67} \right) \cdot \frac{(20.1-5.04) \cdot 86,4}{\ln \frac{203.14 + \sqrt{203.14^2 - \left(\frac{100}{2}\right)^2}}{\frac{100}{2}} + \frac{39}{100} \cdot \ln \frac{39}{2 \cdot 3.14 \cdot 0.146}} \cdot 0,979 = 97.18 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Используя формулы (7) – (9) определим динамику изменения пластового давления и текущей водонасыщенности пласта по мере отбора жидкости. За Δt примем срок равный одному году и проведем расчет динамики всех показателей для периода в 20 лет.

Результаты представим в таблицах 14 – 15, графики обводненности и динамики добычи по жидкости и нефти – на рисунках 11 – 14.

Далее определим КИН.

Коэффициент охвата рассчитаем по формулам (11) и (12). Вычисления произведем для изначального варианта разработки и проектируемого с БГС и все данные сведем в таблицу 13.

Таблица 13 – Сравнительная характеристика вариантов разработки

До зарезки бокового ствола	С БГС
$K_{\text{ВЫТ}} = 0,62$	$K_{\text{ВЫТ}} = 0,62$
$S = \frac{725.68}{68} = 10.6 \text{ км}^2/\text{СКВ}$	$S = \frac{725.68}{66+4} = 10.3 \text{ км}^2/\text{СКВ}$
$\alpha = 0.388$	$\alpha = 0.388$
$K_{\text{ОХВ}} = e^{-\alpha S} = e^{-0.388 \cdot 10.6} = 0.016$	$K_{\text{ОХВ}} = e^{-\alpha S} = e^{-0.388 \cdot 10.3} = 0.02$
$\text{КИН} = K_{\text{ВЫТ}} \cdot K_{\text{ОХВ}} = 0.01$	$\text{КИН} = K_{\text{ВЫТ}} \cdot K_{\text{ОХВ}} = 0.012$

Расчет показывает, что бурение двух боковых стволов ведет к увеличению коэффициента охвата объекта дренированием (с 0,016 д.ед. до 0,02 д.ед.), что в свою очередь, влечет за собой рост КИН с 0,01 д.ед. до 0,012 д.ед. Таким образом, пробуравив 2 БГС, мы добьемся увеличения КИН на 24%.

Таблица 14 – Динамика работы скважины N1

год	Водонас. S	ΔP	q ж	q н	q в	f(s)в	f(s)н	Обводненность, %	Qж за пер. м ³	Qн за пер. м ³
1	0,35	20,1	97,18517	97,18517	0	0	0,008469	0	30418,95819	30418,95819
2	0,3564295	20,08305	71,27134	71,26999	0,001355	0,000000096	0,006218	0,00190084	22307,93038	22307,50635
3	0,3611445	20,07061	55,364	55,35472	0,009281	0,000000660	0,004833	0,016763489	17328,93186	17326,02693
4	0,3648063	20,06096	44,71132	44,68625	0,025071	0,000001784	0,003904	0,056073148	13994,64369	13986,79646
5	0,367762	20,05316	37,14444	37,09706	0,047381	0,000003373	0,003243	0,127558682	11626,20931	11611,37907
6	0,3702151	20,04668	31,53394	31,45945	0,074483	0,000005305	0,002751	0,236199286	9870,12256	9846,809401
7	0,3722945	20,04118	27,23551	27,13062	0,104888	0,000007473	0,002374	0,385114255	8524,715222	8491,885328
8	0,3740868	20,03643	23,85592	23,71848	0,137442	0,000009796	0,002076	0,576135526	7466,904239	7423,884751
9	0,3756525	20,03226	21,1423	20,97101	0,171289	0,000012211	0,001836	0,810171819	6617,539557	6563,926116
10	0,3770356	20,02858	18,92508	18,71928	0,2058	0,000014675	0,001639	1,087447156	5923,551473	5859,135981
11	0,3782689	20,02527	17,08664	16,84612	0,240522	0,000017155	0,001475	1,407663273	5348,117694	5272,834206
12	0,3793774	20,02229	15,54296	15,26784	0,275128	0,000019627	0,001337	1,77011475	4864,947545	4778,832391
13	0,3803807	20,01958	14,23261	13,92323	0,309385	0,000022075	0,00122	2,173773923	4454,808113	4357,970656
14	0,3812941	20,0171	13,10969	12,76656	0,343127	0,000024486	0,001119	2,617355886	4103,332332	3995,933521
15	0,3821302	20,01481	12,13927	11,76303	0,376241	0,000026853	0,001031	3,099369967	3799,590914	3681,827534
16	0,382899	20,01269	11,29436	10,88572	0,408648	0,000029170	0,000954	3,618161723	3535,135823	3407,228892
17	0,383609	20,01072	10,55381	10,11351	0,4403	0,000031434	0,000887	4,171948047	3303,343868	3165,530078
18	0,3842672	20,00888	9,90082	9,429655	0,471165	0,000033642	0,000827	4,758847113	3098,956524	2951,481921
19	0,3848793	20,00716	9,321889	8,82066	0,501229	0,000035792	0,000773	5,376904286	2917,751133	2760,866447
20	0,3854504	20,00553	8,806076	8,275588	0,530488	0,000037886	0,000726	6,024114778	2756,301941	2590,259149
ИТОГО									172261,7924	170799,0734

Таблица 15 – Динамика работы скважины N3

год	Водонас. S	ΔP	q ж	q н	q в	f(s)в	f(s)н	Обводненность,%	Qж за пер. м3	Qн за пер. м3
1	0,35	20,1	135,125	135,1254	0	0	0,008469	0	42294,26348	42294,26348
2	0,3589395	20,07758	86,8810	86,87513	0,005967	0,000000305	0,005454	0,006868315	27193,78264	27191,91488
3	0,3646867	20,06316	62,6158	62,58196	0,033882	0,000001734	0,003933	0,054111591	19598,75986	19588,15466
4	0,3688261	20,05277	48,1572	48,07648	0,080738	0,000004135	0,003023	0,167655239	15073,20938	15047,93836
5	0,3720047	20,04478	38,6642	38,52492	0,139307	0,000007139	0,002424	0,360299626	12101,90441	12058,30129
6	0,37455	20,03837	32,0188	31,81462	0,204243	0,000010471	0,002003	0,637882445	10021,90404	9957,976071
7	0,3766496	20,03305	27,1482	26,87619	0,272097	0,000013955	0,001693	1,002263614	8497,414795	8412,248298
8	0,3784209	20,02855	23,4525	23,11179	0,340721	0,000017480	0,001456	1,452813312	7340,636588	7233,990842
9	0,3799415	20,02466	20,5708	20,16203	0,40879	0,000020978	0,00127	1,987234237	6438,667615	6310,716208
10	0,3812652	20,02124	18,2740	17,79852	0,475502	0,000024407	0,001122	2,602063199	5719,769936	5570,93790
11	0,3824309	20,01821	16,4099	15,86957	0,540381	0,000027743	0,001	3,29300541	5136,314135	4967,17503
12	0,3834673	20,01549	14,8738	14,27072	0,603162	0,000030973	0,0009	4,05517466	4655,524952	4466,73528
13	0,3843964	20,01302	13,5915	12,92787	0,663715	0,000034088	0,000815	4,883276429	4254,16712	4046,42438
14	0,3852352	20,01076	12,5091	11,78711	0,72199	0,00003708	0,000743	5,771753596	3915,34841	3689,36414
15	0,3859971	20,00869	11,5863	10,8083	0,77801	0,00003997	0,000682	6,714905622	3626,51987	3383,00248
16	0,3866928	20,00677	10,7929	9,96110	0,83180	0,00004274	0,00062	7,706987455	3378,18273	3117,82661
17	0,3873311	20,00497	10,1055	9,22206	0,88345	0,00004540	0,00058	8,742291958	3163,02796	2886,50682
18	0,3879193	20,0033	9,50590	8,57288	0,93302	0,00004795	0,00054	9,815218315	2975,34919	2683,31217
19	0,3884633	20,00172	8,97965	7,99905	0,98060	0,00005040	0,00050	10,92032813	2810,63336	2503,70298
20	0,3889681	20,00023	8,51523	7,48894	1,02629	0,00005275	0,00047	12,05239058	2665,26957	2344,04087
ИТОГО									190860,650	187754,532

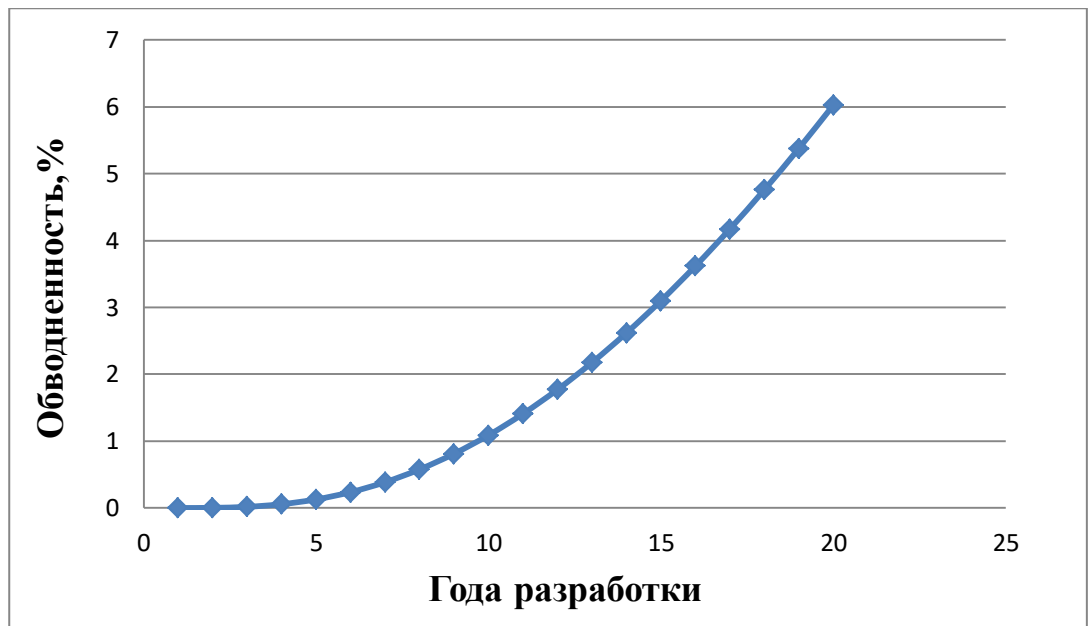


Рисунок 11 – Динамика обводненности скважины N1

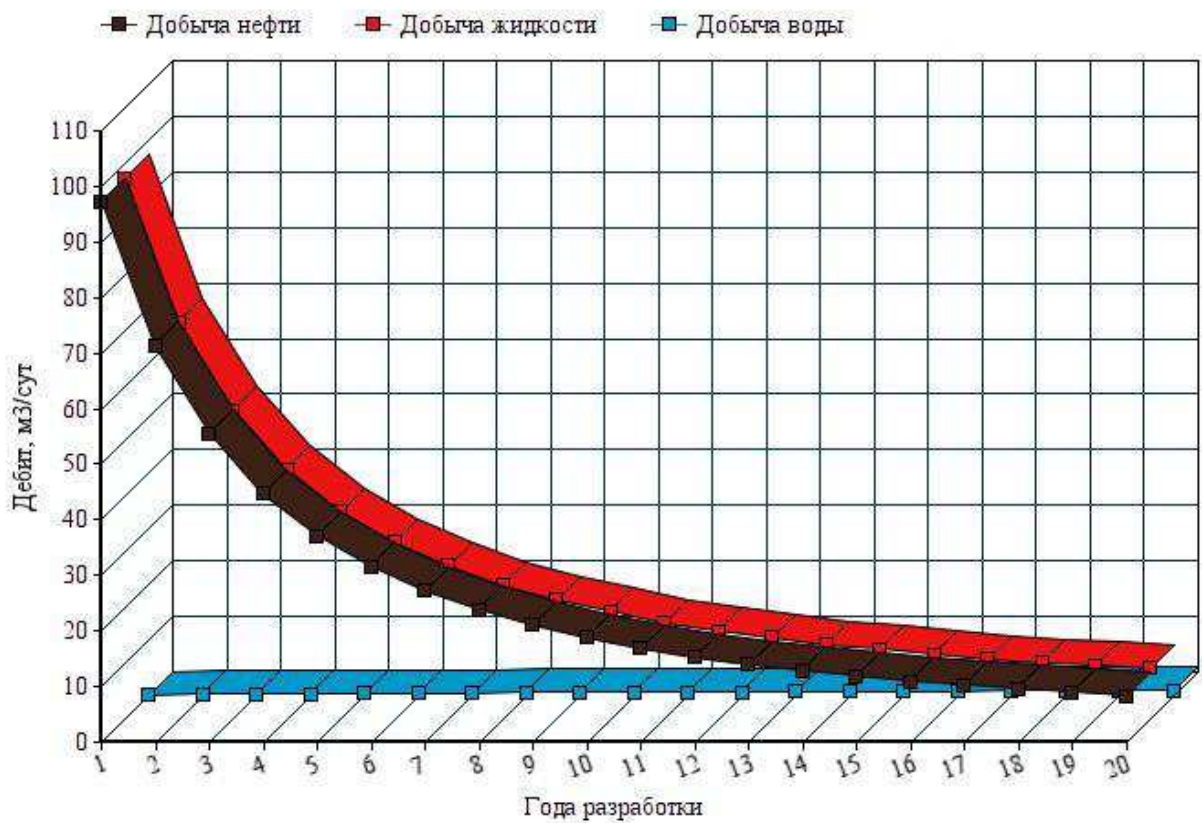


Рисунок 12 – Динамика работы скважины N1

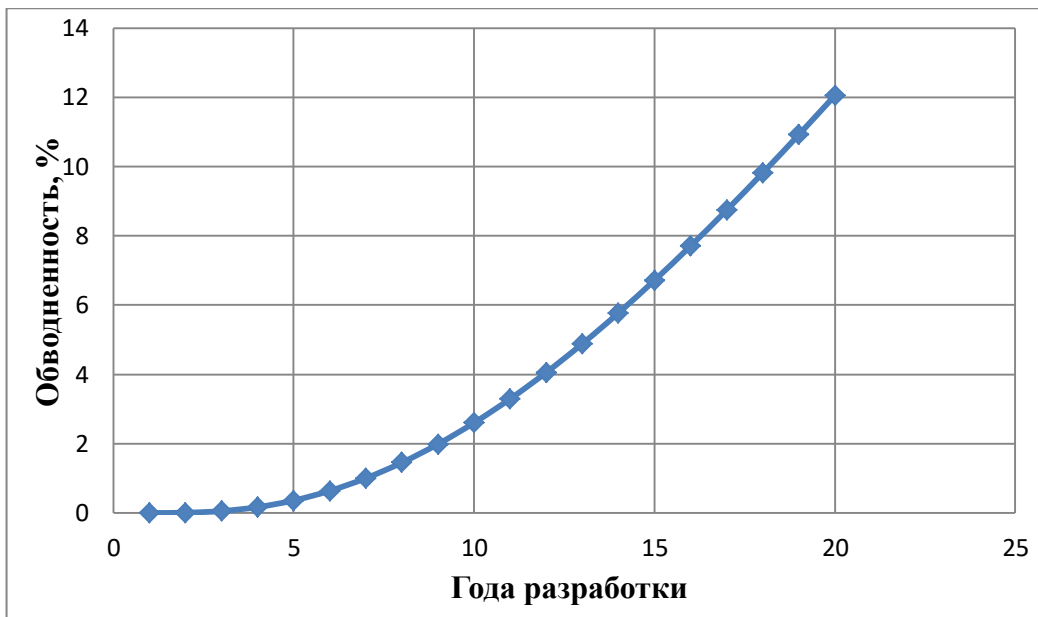


Рисунок 13 – Динамика обводненности скважины N3

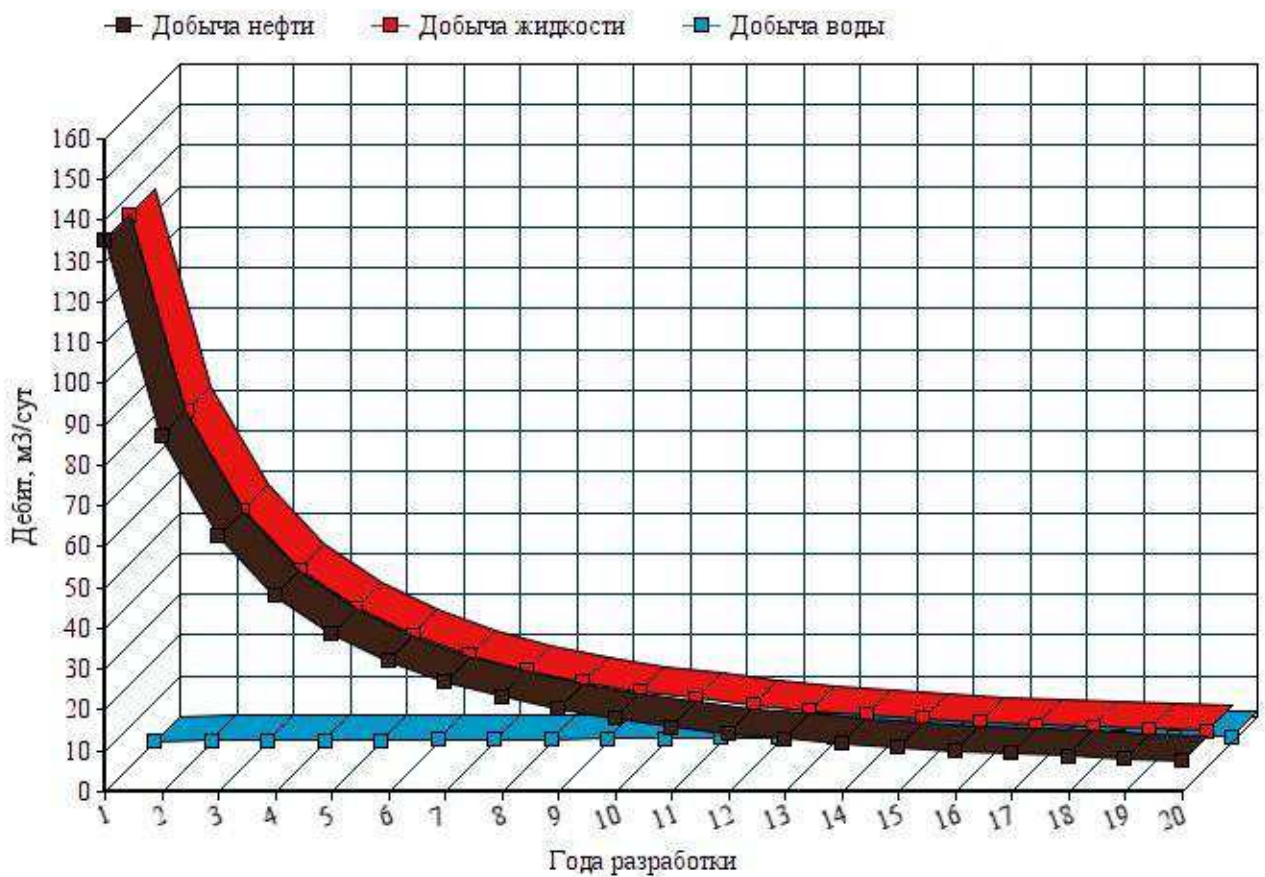


Рисунок 14 – Динамика работы скважины N3

Как видим, в начале с помощью БГС планируется добывать безводную нефть.

Изначальное обводнение скважин N1 и N3 было 87% и 78% соответственно, после зарезки бокового горизонтального ствола в перспективе на 20 лет обводненность повысилась незначительно на 6% и 12%, из чего можно сделать вывод что накопленная добыча по этим двум скважинам значительно увеличилась по сравнению с первоначальным вариантом без БГС. По скважине N1 за 20 лет по расчетам было добыто 172261 м³ жидкости из нее 170799 м³ нефти. По скважине N3 – 190860 м³ жидкости из нее 187754 м³ нефти.

Бурение БГС дает нам возросший КИН и дополнительную накопленную добычу нефти при неизменном фонде скважин за счет повышения охвата пласта сеткой скважин и решает проблему обводнения отдельных скважин из за прорывов воды.

4 Безопасность и экологичность

Целью данного раздела является систематизация информации, необходимой для полноценного проектирования природоохранных мероприятий, а также для оптимизации трудового процесса при строительстве скважин и зарезке боковых стволов.

При проведении работ на объекте необходим постоянный контроль за обеспечением безопасности работ, организацией охраны труда и окружающей среды.

Анализ технологического риска и разработка мер по предотвращению технологических аварий напрямую связаны с вопросами охраны недр, эти вопросы пересекаются с охраной поверхностных и подземных вод, атмосферного воздуха, почвенного покрова и биологических ресурсов

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Целью сооружения нефтяных и газовых скважин является достижение залежей углеводородов в земных недрах и получение промышленного притока. Все работы на завершающем этапе объединяют единым термином «заканчивание скважин», основным технологическим процессом которого является бурение ствола скважины.

Деятельность оператора буровой установки связана с техническим обслуживанием установки, контролем за процессом бурения, планированием и расчетом траектории бурения. Все процессы проводятся непосредственно на буровой.

Общая оценка условий труда устанавливается по наиболее высокому 65 классу и степени вредности отдельных факторов, общая оценка условий труда для оператора буровой установки соответствует 3 классу вредности 2 степени.

[12]

Анализ опасных и вредных производственных факторов представлен в таблице 16. [11]

Таблица 16 – Анализ опасных и вредных производственных факторов при бурении скважин

Вид опасного и вредного фактора	Последствия (влияние на человека)	Способы защиты и рекомендации
Вибрация	Вибрационная болезнь, симптомами которой являются: при локальной вибрации сосудистые расстройства, боли в конечностях, расстройство чувствительности, изменения со стороны костей, и т.д. при общей вибрации вестибулопатия, дисфункции пищеварительного тракта, изменения в позвоночнике.	Гигиеническое нормирование, технические способы ограничения и уменьшения вибрации
Вращающиеся части машин	Травма, летальный исход	Организационные мероприятия (инструктажи, предупредительные плакаты и т.д.). Сигнальные устройства, сигнальные цвета.
Механическое воздействие оборудования.	Травмирование человека, летальный исход при попадании в опасную зону, аварии и инциденты.	Ограничение доступа человека в опасную зону, автоматизация и дистанционное управление. Использование ограничительных и предохранительных устройств, аварийное отключение, роботизация сложных технических процессов, установка предупредительных барьеров, экранов, держателей, прихватов и др. Экспертиза оборудования.
Шум	Заболевания слухового аппарата (тугоухость), разрыв барабанной перепонки, изменения в органе зрения человека (снижается устойчивость ясного видения и острота зрения, изменяется чувствительность к различным цветам)	Применение защитных приспособлений (звукоизоляция, звукопоглощение, экранирование). Использование специализированных СИЗ. Применение организационных мероприятий.
Электричество	Травмы, ожоги, летальный исход вследствие удара электрического тока	Электротехнические меры защиты. Регламентирование режимов труда и отдыха. Использование СИЗ. Применение организационных мероприятий. Защита расстоянием, контроль электропотребления и др.

По основному виду экономической деятельности установлен III класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4% к начисленной оплате труда. [12]

Наиболее опасной аварийной ситуацией является взрыв газозооной смеси, к которому может привести нарушение технологического процесса или изношенность оборудования.

Аварии, связанные с разливом нефти, увеличивают содержание вредных компонентов в атмосфере из-за выбросов нефти и повышения содержания диоксида углерода при горении нефти

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на юге Эвенкийского муниципального района (Восточная Сибирь), в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски и входит в ЛеноТунгусскую нефтегазоносную провинцию. Климат района резко континентальный. Зима продолжительная и холодная.

Преобладающая температура воздуха в декабре, январе -28°C до -35°C , самая низкая температура достигает -60°C . Высота снежного покрова достигает 0,40-0,90 м. Лето умеренно теплое. Преобладающая температура воздуха в июле $+19^{\circ}\text{C}$. Реки Подкаменная Тунгуска, Тохомо, Камо, Юрубчен (глубиной 0,7-2,8 м) замерзают в конце октября. Толщина льда к концу зимы достигает 0,6-1,5 м. Вскрываются реки в мае, в период интенсивного таяния снега. Зима начинается в середине октября установлением снежного покрова и характеризуется господством Сибирского антициклона с преобладанием ясной безветренной

сухой погоды. Это приводит к сильному радиационному выхолаживанию приземного слоя.

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке Юрубчено-Тохомского месторождения, которое расположено в климатическом регионе Іб [14].

Одна из главных особенностей условий труда персонала – это работа, в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин), а также работа, связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами (кустами), частыми подъемами на специальные площадки, находящиеся на высоте.

Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков.

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции. Отопительные приборы систем отопления следует предусматривать с гладкой поверхностью, допускающей легкую очистку. Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20 °С [15].

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м². Некоторые работы проводятся на фонтанной арматуре, на высоте 3 м и на эксплуатационных эстакадах высотой 5-6 м. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме.

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда [16].

Порядок передвижения всех видов транспорта утверждается начальником цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), предусмотрены пути эвакуации транспортных средств при аварийных ситуациях.

Помещение для отдыха в рабочее время имеет площадь из расчета 0,2 м на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м.

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м² на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м [17].

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначены для хранения уличной домашней и специальной одежды.

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ.

Санитарно-гигиенические условия труда представлены в таблице 17 [18].

Таблица 17 – Санитарно-гигиенические условия труда

Характеристики	Требования
Виды рабочего искусственного освещения: источники света	лампа накаливания
Освещенность, лк, норма/факт	20/20
Аварийная освещенность: на рабочих местах, лк на путях эвакуации, лк	20 20
Источники питания аварийного освещения	аккумуляторная батарея
Исполнение светильников	газо-защищенное и взрывогазозащитное
Мощность светильников, Вт	200, 250, 400
Количество светильников	3
Источники шума	газопровод, ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/ факт	80/76
Источники вибрации	ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	81/80

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении [19].

Каждый оператор ДНГ и ППД имеет средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д.). При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие обеспечиваются противогазами [20].

Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие пользуются защитными очками.

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.

Перечень и ПДК вредных веществ представлены в таблице 18 [21].

Таблица 18 – ПДК вредных веществ

Вещество	Объем, мг/м ³
Аммиак	20
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин (в пересчете на С)	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной O ₂	4
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ —C ₅	3
Спирт метиловый (метанол)	5
Спирт этиловый	1000
Углеводороды C ₁ —C ₁₀	300
Хлор	0,1

Почти все вещества, вредные для организма применяются в современной технологии добычи нефти и газа. При этом они оказывают обще токсическое, раздражающее, канцерогенное и мутагенное действие на человека, представляя по этой причине опасность для его здоровья и жизни.

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны применяют соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

В таблице 19 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ.

Таблица 19 – Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	нефть
Плотность по воздуху	0,5543	3,5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м ³ в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1,26-6,5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ [22].

Грузоподъемность подъемного агрегата, вышки, мачты, допустимая ветровая нагрузка соответствуют максимальным нагрузкам, ожидаемым в процессе ремонта.

Каждая буровая установка, взрывопожароопасные объекты по добыче, сбору и подготовке нефти, газа и газового конденсата, ремонту скважин на нефть и газ обеспечены переносным светильником, напряжением не более 12 В во

взрывозащищенном исполнении и оборудованным защитной сеткой от механических повреждений [23].

Одиночно установленное оборудование имеет самостоятельные заземлители или присоединяться к общей заземляющей магистрали установки при помощи отдельного заземляющего провода. Запрещается последовательное включение в заземляющую шину нескольких заземляемых объектов.

Молниезащита и защита от статического электричества нефтепромысловых объектов осуществляется в соответствии с требованиями нормативных технических документов [24].

Перед началом работ по текущему и капитальному ремонту скважин бригада ознакомлена с возможными осложнениями и авариями в процессе работ, планом локализации и ликвидации аварий (ПЛА) и планом работ. С работниками проводят инструктаж по выполнению работ, связанных с применением новых технических устройств и технологий с соответствующим оформлением в журнале инструктажей.

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

На проектируемом объекте основными взрыво- и пожароопасными устройствами, используемыми в технологическом процессе, являются дренажные емкости и трубопроводы.

Электрооборудование кустовой площадки, контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, сигнальные устройства и телефонные аппараты, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов В–I, В–Iа, В–Iг, используются во взрывозащищенном исполнении и

имеют уровень взрывозащиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны и категории взрывоопасной смеси.

Эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем управления не допускается.

Автоматические групповые замерные установки (АГЗУ) оборудуются вентиляционными системами. Запрещается использование открытого огня во всех взрывоопасных зонах. Отогрев оборудования в зимнее время проводят при 60 помощи пара. Ремонтные и аварийные работы во взрывоопасных зонах проводятся с использованием омедненного инструмента.

Классификация сооружений и установок по взрыво- и пожароопасности приведена в таблице 20 [16].

Таблица 20 – Классификация сооружений и установок по взрыво- и пожароопасности

Наименование сооружений и установок	Класс взрыво- и пожароопасности по ПУЭ-85	Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 12.1.011-78	Категория молниезащиты по РД 08- 200-98
Устье скважины	В-Іг	ІА-ТЗ	2
Емкости для нефти	В-Іг	ІА-ТЗ	2
Горизонтальная факельная установка (ГФУ)	В-Іг	ІА-ТЗ	2
В-Іг – наружные установки, в которых находятся взрывоопасные газы, пары и ЛВЖ; ІІ-ІІІ – наружные установки, в которых содержатся ГЖ (с температурой вспышки выше 45 °С) или твердые горючие вещества. ІА-ТЗ – промышленные газы и пара с температурой самовоспламенения 200 – 300 °С.			

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии имеются первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8 шт.;

- ящик с песком, $V = 0,5 \text{ м}^3$ – 4 шт.;
- ящик с песком, $V = 1 \text{ м}^3$ – 2 шт.;
- лопаты – 5 шт.;
- ломы – 2 шт.;
- топоры – 2 шт.;
- багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт.

Противопожарный инструмент находится на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению [25].

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Кустовая площадка предназначена для добычи углеводородного сырья, замера дебитов скважин, а также направления на транспортировку флюида в трубопровод.

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 21.

Таблица 21 – Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	- разлив химреагента в помещении УДХ - загазованность помещения - отравление парами химреагента, облив химреагентом
Пожар в производственном помещении	- выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения - разлив химреагента
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	- выброс газа и разлив нефти в окружающую среду - загазованность территории - отравление газом, облив нефтью

Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Так же в наличии внешние и внутренние источники для образования вторичных факторов поражения (наличие складов горючесмазочных легковоспламеняющихся, взрывоопасных материалов, сильнодействующих ядовитых веществ и т.п.);

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Безопасность в аварийных и чрезвычайных ситуациях обеспечивается Планом ликвидации аварий, утвержденным в компании ПАО «Востсибнефтегаз». Для максимально возможного уменьшения риска возникновения чрезвычайных ситуаций разрабатывается комплекс мероприятий, проводимых заблаговременно.

4.7 Экологичность проекта

Обустройство месторождения связано со строительством промышленных и транспортных сооружений, строительством дорог, ЛЭП, поселков, что влечет за собой в целом площадной характер нарушения растительного и почвенного покрова, срезки микрорельефа, нарушения поверхностного стока.

Главным мероприятием, позволяющим значительно сократить отводы земель под бурение и обустройство скважин и обеспечить снижение затрат,

связанных с отводом земель, является применение кустовых методов строительства скважин и горизонтального бурения. Кроме экономии плодородных земель, сокращается протяженность коммуникаций и дорог, подводимых к скважинам, и повышается эффективность их обслуживания.

При проектировании и строительстве предусмотрены мероприятия, обеспечивающие снижение воздействия на животный мир: минимальное отчуждение земель для сохранения условий обитания животных и птиц; проведение строительных работ в зимний период, что значительно снижает воздействие на орнитофауну в целом; комплексная автоматизация объектов добычи, сбора, транспорта углеводородов, создание на базе АСУ ТП малолюдной и безлюдной технологий; оборудование водозаборных устройств рыбозащитными сетками; уборка остатков материалов, конструкций и строительного мусора по завершении строительства; хранение нефтепродуктов в герметичных емкостях.

К основным мерам охраны окружающей среды от воздействия отходов производства и потребления относятся: применение малоотходной технологии бурения скважин, обезвреживание и экологически безопасное захоронение отходов; строительство дренажных емкостей для сбора отходов; сбор и утилизация промышленных отходов.

Складирование отходов строительства и обустройства скважины следует осуществлять на площадках и в накопителях, исключающих загрязнение окружающей среды

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

С учетом накопленного опыта разработки Юрубчено Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения и его геологических особенностей, в данной работе мы рассмотрели возможность эффективного применения бурения БГС с целью улучшения показателей разработки.

Был проведен анализ фонда скважин и выявлены те, в которых рекомендовалось зарезка боковых стволов. Так же провели расчет показателей разработки после бурения БГС.

Данная технология показала свою эффективность. Произошло увеличения КИН на 24% и накопленной добычи по скважинам в которых проводилась зарезка боковых стволов

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВНК – водонефтяной контакт

ГИС – геофизическое исследование скважин

ГС – горизонтальная скважина

КИН- коэффициент извлечения нефти

МЗС – многозабойная скважина

НГО- нефтегазоносная область

ПЗП - призабойная зона пласта

УЭЦН - установка электроцентробежного насоса

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

БС – боковой ствол

ЗБС – зарезка бокового ствола

БГС – боковой горизонтальный ствол

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Антонова, Е.Н. Бурение боковых стволов на примере Уренгойского газоконденсатного месторождения / Е.Н.Антонова // Технические науки: традиции и инновации: материалы II междунар.науч.конф. – Челябинск: Два комсомольца, -2013. –С.79-82.
2. Самигуллин В.Х., Гилязов Р.М., Т.Н. Валуйскова Т.Н., Бикмухаметова Г.И., Юмашев Р.Х. Результаты эксплуатации комплекса инструмента «КГБ» для забуривания боковых стволов за один рейс // Нефтяное хозяйство. 2007. № 4. С. 25-27
3. Бурение боковых стволов как метод повышения нефтеотдачи пласта в нефтяных скважинах/ Павельева О.Н., Басов А.О., Павельева Ю.Н. Издание в 5 т./ под общ. Ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок – Краснодар: Издательский
4. И.И. Клещенко, В.М. Шенбергер, Г.А. Шлеин, А.К. Ягафаров, Д.С. Леонтьев, Ж.С. Попова. Теория и практика строительства боковых стволов в нефтяных скважинах: освоение и исследование струйными аппаратами – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015 – 352 с.
5. Исхаков, Р.Р. Методика проектирования боковых стволов скважин на месторождениях Западной Сибири с учетом поздней стадии разработки / Р.Р.Исхаков, С.А.Воронов // Нефтяное хозяйство.-2012.- №1.-С.38-41.
6. Конторович, А.А. Подсчет запасов нефти, газа и конденсата ЮрубченоТохомского месторождения (в пределах Юрубченского лицензионного участка) / А.А.Конторович. – Красноярск : ОАО «Востсибнефтегаз» ЗАО «Красноярскгеофизика», 2003. – 35 с. 2.
7. Уточненный проект пробной эксплуатации опытного участка Юрубченского месторождения : отчет. – Самара, 1995. – 48 с.
8. Салихов М.М., Рафиков Р.Б., Газизов И.Г. Выбор добывающих скважин для резки боковых горизонтальных стволов // Нефтепромысловое дело. – 2003. – № 12. – С.73-77.

- 9 . Строительство и эксплуатация горизонтальных и многозабойных скважин в Татарстане // Нефтяное хозяйство. /Фаткуллин Р.Х., Юсупов И.Г., Загидуллин Р.Г., Миронова Л.М., Никонов В.А./ – 2006. - №3.
10. Кисловец Р. М., Митрофанов В. П., Тереньтьев В.В. и др. Изучение рифейских отложений Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения / Пермь: ПермНИПИнефть – 1996 г
11. ГОСТ 12.0.03-74 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. – Введ. 01.01.1976. – Москва: Госкомитет стандартов Совета Министров СССР, 1976. – 12 с.
12. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусяченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016
13. СНиП 41 -01 -2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование. – Взамен СНиП 2.04.05.91. – Введ. 01.01.2014. – Москва : ФГУП ЦПП, 2004г. – 60с.
14. СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности».– Введ. 01.07.2015. – Москва :Стандартинформ, 2015. – 33 с.
15. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания. – Взамен СНиП П-92-76. – Введ. 01.01.20151989г. – Москва : ФГУП ЦПП, 2007г. – 16с.
16. Р 2.2.2006-05 Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. Взамен Р 2.2.755-99. – Введ. 01.11.2005. – Москва, 2005. – 123с.
17. СП 12.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты. – Введ. 25.03.2009. – Москва,2009г. – 18с.
18. ГОСТ 12.4.011-87. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. Взамен ГОСТ 12.4.011-75. – Введ 01.07.1988г. – Москва : Стандартинформ, 1988г. – 10с.

19. ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны». – Введ. 30.04.1982. – Москва : Стандартиформ, 2001. – 12с.
20. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Выпуск 4. – 3-е изд., испр. – М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем безопасности», 2013г. – 310с.
21. ГОСТ ИЕС 60079-2-2013 Взрывоопасные среды. – Введ. 01.07.2015г. – Москва : Стандартиформ, 2015г. – 51с.
22. СО 153.34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. – Введ. 30.06.2003. – Москва : Стандартиформ, 2015г. – 51с.
23. СП 4.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям. – Введ. 01.05.2009. – Москва : ФГУП ЦПП, 2020г. – 13с.
24. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности. – Введен 28.11.1985. – Москва : Министерство нефтяной промышленности СССР, 1985. – 153 с.
25. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – Введ. 01.07.77г. – Москва : Стандартиформ, 2007г. – 7с.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой РЭНГМ

Н.Г. Квеско Н.Г. Квеско
«23» 06 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Улучшение показателей разработки Юрубчено-Тохомского месторождения
при зарезке вторых стволов

Руководитель Нухаев профессор, канд.техн.наук М.Т. Нухаев
подпись, дата

Выпускник Безьязикова А.С.Безьязикова
подпись, дата

Консультант:
Безопасность и экологичность Мусияченко Е.В. Мусияченко
подпись, дата

Нормоконтролер Коржова С. В. Коржова
подпись, дата