

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  
\_\_\_\_\_ Н.Г. Квеско  
подпись

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.


### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

23.04.03 Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

23.04.03.05 Управление разработкой нефтяных месторождений

Кислотное туннелирование как способ интенсификации добычи нефти на  
карбонатных коллекторах

Руководитель \_\_\_\_\_ доцент, к.т.н. Морозова Е.Л.  
подпись, дата

Выпускник  30.06.2021 Трусов Д.И.  
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  
\_\_\_\_\_ Н.Г. Квеско  
подпись

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ  
в форме магистерской диссертации**

Студенту Трусову Денису Игоревичу

Группа НМ19-05М направление 23.04.03 Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов, программа подготовки 23.04.03.05 Управление разработкой нефтяных месторождений

Тема выпускной квалификационной работы: «Кислотное туннелирование как способ интенсификации добычи нефти на карбонатных коллекторах».

Утверждена приказом по университету

Руководитель ВКР Морозова Е.Л., доц., кафедра РЭНГМ ИНиГ СФУ

Исходные данные для ВКР Текстовые и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература

Перечень разделов ВКР Введение, 1. Механизм процесса вытеснения нефти, 2. Свойства соляной кислоты и её смесей, 3. Фазовое поведение кислот при взаимодействии с пластом, 4. Технология и системы разработки, 5. Моделирование применения кислотного туннелирования, 6. Оценка нефтеотдачи в условиях промысла, 7. Технологическая и экономическая эффективность, 8. Недостатки метода, ограничения, проблемы, 9. Будущее метода, , Заключение.

Перечень графического материала Схематическое изображение процесса вытеснения нефти, динамика фазового состояния нефти в зависимости от давления и температуры, зависимость вязкости нефти от температуры при разных давлениях,

Руководитель ВКР

\_\_\_\_\_

подпись

Морозова Е.Л.

Задание принял к исполнению

  
\_\_\_\_\_

подпись

Трусов Д.И.

« 30 » 06 2021 г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Исследование методов увеличения нефтеотдачи закачкой двуокиси углерода в пласт» содержит 41 страницу, 17 рисунков, 8 таблиц, 31 источник литературы.

МЕСТОРОЖДЕНИЕ, КИСЛОТНОЕ ТУННЕЛИРОВАНИЕ, ДОБЫЧА НЕФТИ, ДЕБИТ НЕФТИ, РАЗРАБОТКА, ОБВОДНЕННОСТЬ, МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ.

Цель работы – провести исследование эффективности повышения нефтеотдачи применением технологии кислотного туннелирования.

В работе приведены влияние объемных эффектов и фазового поведения двуокиси углерода на вытеснение нефти, рассмотрены технология и системы разработки, оценка нефтеотдачи в условиях промысла, гидродинамическое моделирование процесса кислотного туннелирования, технологическая и экономическая эффективность, недостатки метода, ограничения, проблемы, применение кислотного туннелирования для повышения нефтеотдачи пласта с учетом мирового опыта. Особое внимание уделяется анализу эффективности технологии и системы кислотного туннелирования.

На основании проведенных исследований установлено, что применение кислотного туннелирования уже в ближайшее время может обеспечить существенный прирост извлекаемых запасов и текущей добычи нефти как на разрабатываемых, так и на вновь вводимых нефтяных месторождениях.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, среды моделирования Schlumberger Eclipse 100/300, в качестве визуализатора моделей применялся Schlumberger Petrel, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel, рисунки – в графической программе Corel Draw 10. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	5
1 Геолого-физическая характеристика месторождения .....	6
1.1 Общие сведения о Юрубчено-Тохомском месторождении .....	6
1.2 Геологическое строение месторождения .....	8
1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	10
1.4 Физико-гидродинамические характеристики продуктивных пластов .....	14
1.5 Физико-химические свойства флюидов .....	15
1.6 Запасы нефти и газа.....	20
2 Описание технологического процесса кислотного туннелирования.....	22
3 Техническое обоснование применения технологии на месторождениях ПАО «НК «Роснефть».....	25
4 Экономические расчеты и ожидаемый экономический эффект от внедрения проекта.....	33
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	38
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	39

## ВВЕДЕНИЕ

Коэффициент извлечения нефти (КИН) является одним из важнейших показателей разработки нефтяного месторождения. В мировой нефтедобыче КИН обычно принимают значения 9–75 %; в среднем по России – 34 %, по месторождениям Северо-Западного федерального округа – 35 %. Обоснование КИН влияет на выбор, экономическую эффективность объектов разработки, а также на инвестиционную привлекательность разработки. Максимальную привлекательность проектам разработки придает увеличение КИН при возможной минимизации затрат.

Увеличение КИН можно достичь за счет различных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пласта. В настоящее время известно большое количество МУН, однако, большинство из них требует значительных капиталовложений, поэтому в текущей обстановке экономически или технологически малоэффективны. Таким образом, нефтяная промышленность нуждается в относительно дешевом и эффективном методе увеличения нефтеотдачи.

Эксплуатация добывающих и нагнетательных скважин сопровождается процессом снижения проницаемости их призабойной зоны. Это вызвано частичным или полным закупориванием пор (кольматацией) призабойной зоны пласта частицами породы, различными механическими примесями, асфальто-смолянистыми отложениями, парафинами, солями и т.д. Следствием кольматации является снижение дебита добывающих скважин и приёмистости нагнетательных.

Из-за проблем кольматации призабойной зоны более 10% скважин находятся в простое и свыше 16% имеют дебит существенно ниже рабочего потенциала, а это миллионы тонн не добытых углеводородов и десятки миллиардов рублей недополученных прибылей.

Поэтому данная работа несет собой цель предложить экономически и технически эффективный способ интенсификации добычи нефти на различных месторождениях ПАО «НК «Роснефть».

# 1 Геолого-физическая характеристика 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.



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 однопутная 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. Местность залесенная, пересеченная узкими долинами рек и ручьев, труднодоступная для всех видов механического транспорта. Рельеф низкогорный, склоны крутизной до 10-15°.

Основной транспорта 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° С, 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°C , ночью - +12°C, максимальная достигает +38°C.

Ближайшим месторождением, запасы которого утверждены в ГКЗ, является Куюмбинское 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 [9]. Имеются прослой, 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 мелкозернистых, сильно трещиноватых и в кремнистых. 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.

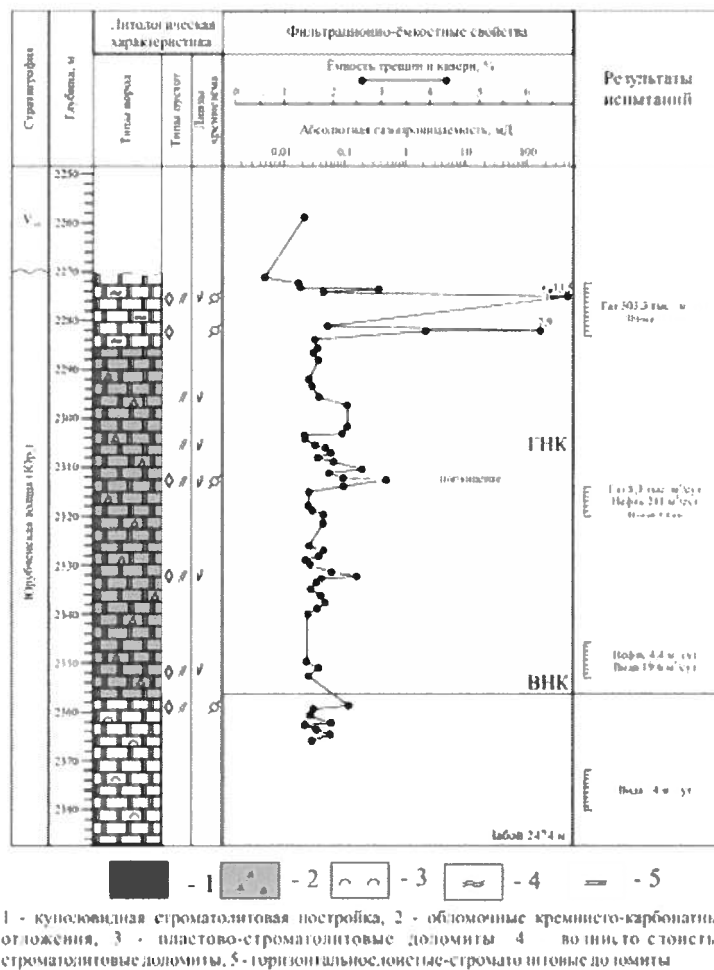


Рисунок 2 - Литолого-физическая характеристика продуктивных отложений рифея с результатами исследований по скважине 25

Главная часть породы микро-тонкозернистая (до 0,06 мм), присутствуют зерна размером менее 0,1 мм, редко попадаются средне и крупнозернистые кристаллы (до 0,6 мм). По разрезу скважины номер №25 можно сказать, что отложения Рифея сильнотрещиноваты. 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-VIII1-1971 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 км<sup>2</sup>, 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 Юрубчено-Тохомского месторождения. Площадь залежи 1721,36 км<sup>2</sup>, 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.

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. 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 антиклинально- стратиграфическая под несогласием, дизъюнктивно экранированная, пластовая. Площадь залежи составляет 1138,84 км<sup>2</sup>, 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.

Таблица 1 – Статистические показатели характеристик неоднородности залежей по скважинам рифея

Пласт	Количество скважин	Коэффициент песчанистости, доли ед.		Расчлененность, ед.		Коэфф. макронеоднородности	Другие коэффициенты
		Среднее значение	Интервал изменения	Среднее значение	Интервал изменения		
Б-VIII	50	0,754	0,156-1	2,5	1-10	1	-
Б-IX	37	0,605	0,047-1	3,2	1-10	1	-
В-I	8	0,557	0,138-1	3	1-6	1	-
Юрубченская	53	0,985	0,921-1	4,1	1-19	0	-

## 1.4 Физико-гидродинамические характеристики продуктивных пластов

В 1992 году проводилось моделирование вытеснения нефти водой на модели из искусственных металлических секций.[10] По результатам моделирования коэффициент вытеснения нефти равен 0,62 д.ед

В таблице 2 представлены характеристики основных параметров горизонта Р1-2Д.

Таблица 2 – Характеристика основных параметров горизонта Р1-2Д

Параметры	Единицы измерения	Пустотность	Горизонт Р1-2Д	
			Среднее значение	Интервал изменения
Площадь нефтегазоносности	км2		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	0,51	0,527-0,502
Коэффициент газонасыщенности	д.ед.	межблоковая	0,89	-
		блоковая	0,5	0,444-0,508

В таблице 3 представлены характеристики коллекторских свойств Р1-2Д.

Таблица 3 – основные характеристики коллекторских свойств P1-2Д

Вид исследования	Наименование	Коэффициент открытой пористости	Проницаемость, %	Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.
Лабораторный (кern)	Блоковая пустотность по пласту P1-2Д Количество скважин/определений, шт Среднее значение Интервал измерения	53/3677 0,97 0,35-3,5	41/1724 1,5 0,01-62,2	2/9 0,7 0,49-0,85
Геофизический	Общая пустотность по пласту P1-2Д Количество скважин/определений, шт Среднее значение Интервал измерения	44/158 2,2 0,9-5,4	-	-
Геофизический	Количество скважин/определений, шт Среднее значение	-	39/87 309,6 0,19-3653,4	-

### 1.5 Физико-химические свойства флюидов

Плотность нефти в пластовых условиях варьируется между 648,6 – 745,4 кг/м<sup>3</sup>; в среднем, согласно опыту по дифференциальному разгазированию - 699 кг/м<sup>3</sup>, вязкость нефти в пластовых условиях составила 0,48-2,56 мПа\*с (в среднем 1,67 мПа\*с согласно дифференциальному разгазированию), газосодержание варьируется между значениями 80,3-232,8 м<sup>3</sup>/т (согласно опыту по дифференциальному разгазированию пробы пластовой нефти в среднем – 167,84 м<sup>3</sup>/т (при принятом по результатам моделирования – 194 м<sup>3</sup>/т)), объемный коэффициент составил 1,141-1,5073, согласно опыту по дифференциальному разгазированию в среднем – 1,36 (при принятом по



результатам моделирования – 1,38).

По своим свойствам товарная нефть относится к типу особо легких (плотность нефти в стандартных условиях после дифференциального разгазирования глубинных пробы составила 821 кг/м<sup>3</sup>), по содержанию серы нефть относится к классу малосернистых (в среднем 0,22%), по содержанию парафинов – к парафинистым (в среднем 1,95%), по значению вязкости - маловязким (в среднем 8,36 мПа\*с). По суммарному содержанию асфальто-смолистых веществ – к малосмолистым (в среднем 4,84%: асфальтенов – 0,18%, силикагелевых смол – 4,66%). Шифр согласно классификации товарной нефти – 1.0.1.1 ГОСТ Р 51858-2002.

Таблица 4 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти

Наименование параметра	Пласт P1-2				
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Молярная концентрация компонентов, %					
- сероводород	-	-	-	-	-
- двуокись углерода	0,26	-	0,286	-	0,07
- азот+редкие	3,07	-	4,75	-	2,14
в т.ч. гелий	0,05	-	0,086	-	0,04
- метан	65,42	0,33	80,46	0,059	44,57
- этан	15,18	0,57	9,45	0,79	10,42
- пропан	8,15	1,1	3,25	3,03	5,84

Окончание таблицы 4

Наименование параметра	Пласт P1-2				
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
- изобутан	1,49	0,63	0,34	1,79	1,18
- норм, бутан	3,46	2,54	0,88	4,08	1,65
- изопентан	0,92	1,75	0,15	2,75	1,17
- норм. пентан	1,07	2,89	0,18	3,53	1,65
- гексаны	1,42	90,19	0,08	83,98	29,78
- гептаны					
- октаны					
- остаток C9+					
Плотность					
- газа, кг/м <sup>3</sup>	1,048	824,1	0,819	825	694,46
- газа относительная (по воздуху), доли ед.	0,869		0,680		
- нефти, кг/м <sup>3</sup>					

Газ газовой шапки по своему составу относится к жирным (содержание C<sub>2</sub>+ в среднем равно 16,02 %) с содержанием метана в среднем – 74,63%. Плотность свободного газа в среднем равна 0,886 кг/м<sup>3</sup> (относительная плотность – 0,736) Коэффициент сухости газа в среднем составил 0,57.

Таблица 5 - Свойства газа и конденсата Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения

Наименование параметра	Численные значения (средние)
Газ газовой шапки	
Давление пластовое, МПа	20,97
Температура пластовая, °К	300,4
Давление начала конденсации, МПа	20,0-21,0
Давление максимальной конденсации, МПа	3,1
Давление псевдокритическое, МПа	4,50
Давление приведенное	4,65
Температура псевдокритическая, °К	205,80
Температура приведенная	1,46
Коэффициент сверхсжимаемости (z)	0,79
Объемный коэффициент	0,047
Плотность в условиях пласта, кг/м <sup>3</sup>	0,886
Вязкость в условиях пласта, мПа.с	0,024
Теплоемкость, Дж/ОС	
Коэффициент Джоуля-Томсона, °С/атм	
Содержание конденсата, г/м <sup>3</sup>	
сырого (нестабильного), КГФ	133,93
стабильного (дебутанизованного)	58,9
2. Стабильный (дебутанизованный) конденсат	
Плотность (станд. условия), кг/м <sup>3</sup>	0,721
Вязкость (станд. условия), мПа.с	1,34
Молекулярная масса, г/моль	
Температура выкипания 90% объемного конденсата, °С	

Плотность конденсата в стандартных условиях по поверхностным пробам в среднем по Юрубченской залежи составила 0,734 г/см<sup>3</sup>. Вязкость в среднем составила 1,34мПа\*с. Содержание серы в среднем составило 0,09%, содержание парафина – 0,85%, содержание силикагелевых смол – 1,81%, асфальтенов – 0,08%.

Конденсатно-газовый фактор (КГФ) в скважине Юр-25 составил 457,76 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> по сырому и 251,17 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> по стабильному конденсату. Давление начала конденсации составляет 20,0-21,0 МПа, давление максимальной конденсации 3,1 МПа. Потенциальное содержание конденсата 133,93 г/м<sup>3</sup>, коэффициент извлечения 0,58, плотность конденсата в стандартных условиях 0,721 г/см<sup>3</sup>.

Свойства пластовой воды охарактеризованы 79 поверхностными и 3 глубинами пробами, согласно которым по степени минерализации она относится к крепким рассолам (минерализация в среднем 238 г/дм<sup>3</sup>). Плотность пластовой воды в поверхностных условиях в среднем составила 1139 кг/м<sup>3</sup> (в пластовых – 1171 кг/м<sup>3</sup>). Генетическая классификация пластовых вод по В.А.Сулину позволяет отнести их к водам хлоридно-кальциевого типа. Газосодержание составило в среднем 0,22 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Таблица 6 – Состав и свойства пластовых вод

Наименование параметра	Пласт (горизонт).....	
	Диапазон изменения	Средние значения
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	0,22	0,22
Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>		
- в стандартных условиях	1,076-1,169	1,139
- в условиях пласта	1,162-1,189	1,171
Вязкость в условиях пласта, мПа.с	1,36-1,92	1,733
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа × 10 <sup>-4</sup>	4,26-4,6	4,37
Объемный коэффициент, доли ед.	0,99-1,0	0,994
Химический состав вод, (мг/л)/мг-экв/л)		
Na+ + K+	3850-67000/167,4-2913	42369,4/1842
J -	0-839,7/0-6,72	47/0
Ca+2	481-29600/24-1480	19567/976
HCO <sub>3</sub> -	0-1074/0-17,6	104/2

## Окончание таблицы 6

Наименование параметра	Пласт (горизонт).....	
	Диапазон изменения	Средние значения
CO3-2	0-384/0-12,8	4/0
SO4-2	0-5503,4/0-	1229/26
NH4 +	0-750/0-41,7	249/14
B +3	0-400/	74/7
Li +	11-258	104
Sr +2	6,5-649	431,9
Rb +	0,5-29	6,48
Cs +	0,064-0,02	0,042
Общая минерализация, г/л	116511,2- 257598,6	237693,5
Водородный показатель, рН	1,0-8,30	5,69
Жесткость общая, (мг-экв/л)	490-2684	1424,86
Химический тип воды, преимущественный (по В.А.Сулину)	Хлориднокальциевый	
Количество исследованных проб (скважин)	21	80

### 1.6 Запасы нефти и газа

Нефтегазоносность связана с карбонатными и терригенными отложениями вендского и рифейского возрастов.

Подсчёт запасов растворенного газа и нефти, производился по месторождению три раза:

- 2008 г. – Оперативный подсчет запасов углеводородов по Усть-Чавичинской и Юрубченской залежам пласта Р1-2д (ФГУ ГКЗ №18/264-пр от 16.04.2008г., ЭЗ№1253-07оп от 20.12.2007г.)
- 2010г – Оперативный подсчет запасов нефти, газа и конденсата в рифейских отложениях в пределах Юрубченского и Терско-Камовского(южного) ЛУ. (ФГУ ГКЗ №18/57-пр от 04.02.2011г., ЭЗ №442-10 оп

от 21.12.2010г.)

- 2011г – Оперативный подсчет запасов нефти, газа и конденсата в рифейских отложениях в пределах Юрубченского и Терско-Камовского(южного) ЛУ. (ФГУ ГКЗ №18/985-пр от 29.12.2011г.)

Сведения о состоянии ресурсной базы на 01.01.2012 по данным государственного баланса отображены в таблице 7.

Таблица 7 – Запасы нефти, газа и конденсата

Лицензионный участок	нефть, млн.т.				конденсат, млн.т.				газ,	
	С1		С2		С1		С2		С1	С2
	геол	извл	геол	извл	геол	извл	геол	извл	извл	извл
Юрубченский	294	115	568	170	18	10	21	12	152	185
В т.ч.Юрубченская залежь	262	105	175	66	14	8	9	5	120	75

В результате комплекса геологоразведочных работ получен прирост запасов нефти по Юрубчено-Тохомском месторождению по категории С1 в объеме 6,6 млн.т (утверждено протоколом №18/985-прот 29.12.2011г. «Федеральное Агенство по недропользованию»).

## 2 Описание технологического процесса кислотного туннелирования

В 2012 г. Мисселбруком и др. был предложен метод кислотного туннелирования, также называемый химически усиленным бурением. Принципиальная схема метода представлена на рисунке 3. Согласно схеме забойная компоновка (рисунок 4) оборудована одним или двумя шарнирными соединениями, угол отклонения которых регулируется давлением в гибкой трубе. Также в нее могут включаться устройства геонавигации и каротажа для определения и контроля траектории и направления туннеля. За счет, по сути, добавления новых стволов площадь контакта с породой значительно увеличивается, также растут проницаемость и пористость в ПЗС (вследствие кислотного растворения породы). После образования туннели остаются необсаженными, что обеспечивает улучшение гидродинамической связи «пласт-скважина».

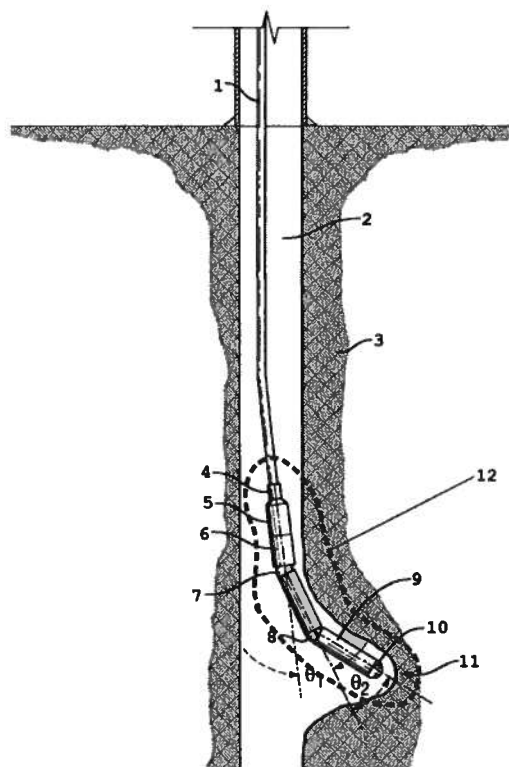


Рисунок 3 - Принципиальная схема проведения кислотного туннелирования: 1 – ГНКТ; 2 – ствол скважины; 3 – горная порода; 4 – коннектор, присоединяющий забойную компоновку к ГНКТ; 5 – обратный

клапан; 6 – гидравлический отсекающий; 7 – верхнее и 8 – нижнее шарнирные соединения; 9 – жесткий переходник; 10 – сопло; 11 – инициируемый кислотный туннель в горной породе; 12 – забойная компоновка.

Операция образования туннеля в породе происходит следующим образом. На поверхности забойную компоновку 12 присоединяют к гибким насосно-компрессорным трубам ГНКТ 1 и спускают в скважину. После достижения соплом 10 желаемой глубины происходит его позиционирование относительно стенки скважины 2, путем регулировки шарниров 7 и 8. Посредством открытия отсекающего 6 начинается закачка кислоты по ГНКТ при высоком давлении. Кислота выходит из сопла и растворяет часть пласта, прилегающую к соплу, образуя туннель 11. Обратный клапан 5 обеспечивает движение жидкости во внутренней полости только в одном направлении (в сторону растворяемой породы 3).



Рисунок 4 - Забойная компоновка, осуществляющая операцию  
Длина туннеля практически полностью зависит от минералогического



состава породы (весовое содержание известняка  $\text{CaCO}_3$ ), составляя 4–10 м, достигая иногда 30 м. Для получения туннеля используется кислотный раствор 15–30%-ной концентрации, для вызова притока используется более слабый раствор (7–15 %). Средний расход кислоты для создания 1 м туннеля – 0,1 м<sup>3</sup>. Темп проникновения составляет 0,1–1 м/мин. Возможно применение как на карбонатных коллекторах, так и на терригенных, при правильном подборе кислоты.

Технология нашла применение по всему миру для интенсификации работы скважин. Начальные промысловые испытания технологии проходили на большом месторождении Мара вблизи озера Маракайбо, Венесуэла. На этом месторождении проницаемость варьируется от 1 до 5 мДа. В первых пяти скважинах при обработке были созданы 38 туннелей общей длиной более 350 м. Затраты на проведение работ составили половину стоимости обычных кислотных воздействий при двоекратном увеличении продуктивности в сравнении с ними.

В связи с этой, а также со многими другими успешными операциями по кислотному туннелированию в Венесуэле, Индонезии, Кувейте, Румынии, США и Ливии была поставлена цель рассмотреть потенциал применения кислотного туннелирования как способа увеличения КИН и интенсификации добычи на месторождениях ПАО «НК «Роснефть».

### 3 Техническое обоснование применения технологии на месторождениях ПАО «НК «Роснефть»

На момент 1 января 2020г. на Юрубчено-Тохомском месторождении реализуются ГТМ с целью интенсификации добычи. В рамках достижения плановых показателей добычи углеводородов начата программа проведения ЗБС на действующем фонде скважин. В целом, ЗБС показал себя как эффективный способ увеличить добычу, однако не редки случаи, когда расчетные показатели добычи после производства ЗБС не достигаются.

В связи с этим, было принято решение произвести гидродинамическое моделирование работы скважины, на которой было выполнено ЗБС, однако, дополнить его кислотным туннелированием. В качестве наблюдаемой была выбрана скважина № 580. Выделенный для наблюдения сектор изображен на рис. 5.

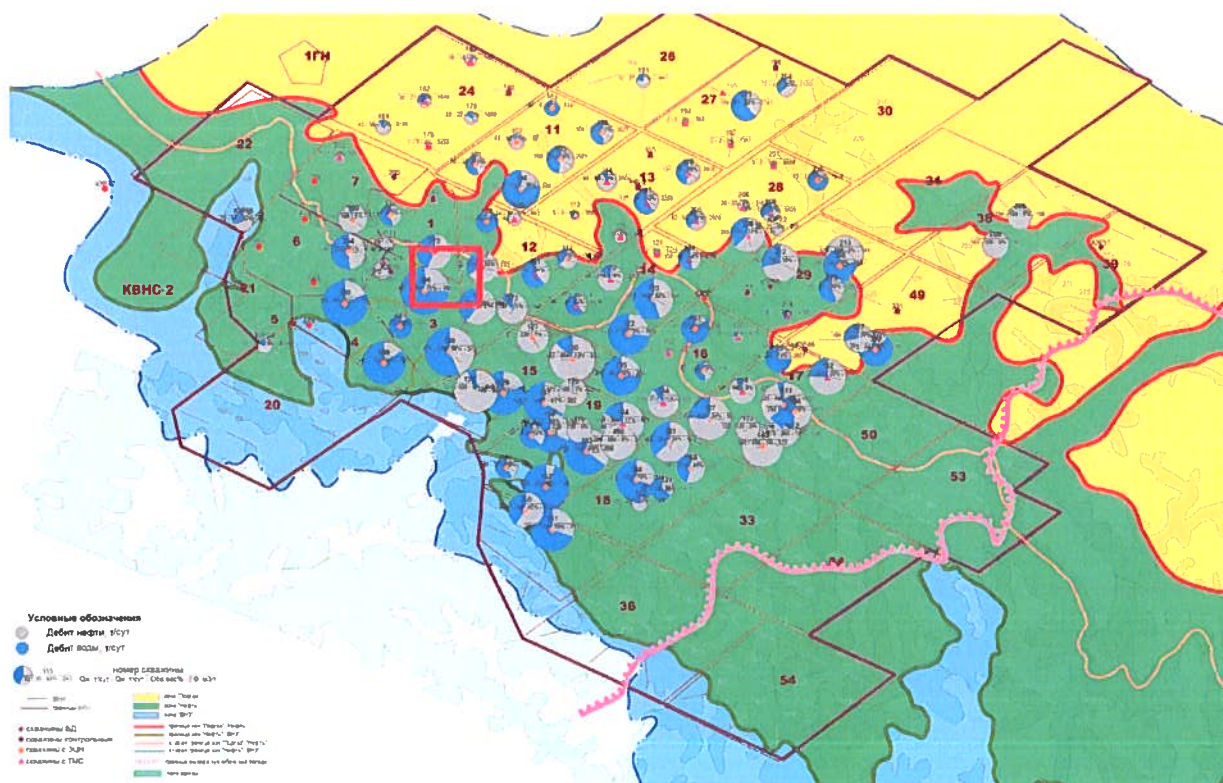


Рисунок 5 - Исходные пространственные данные для построения модели.

По текущим данным были скоррелированы фильтранционно-емкостные свойства и карта насыщенностей на рассматриваемом участке. Модель адаптирована под историю скважин на участке. Для расчетов использовано ПО Schlumberger Eclipse, для визуализации Schlumberger Petrel. На горизонтальном участке было размещено 6 боковых каналов (Рис. 6).

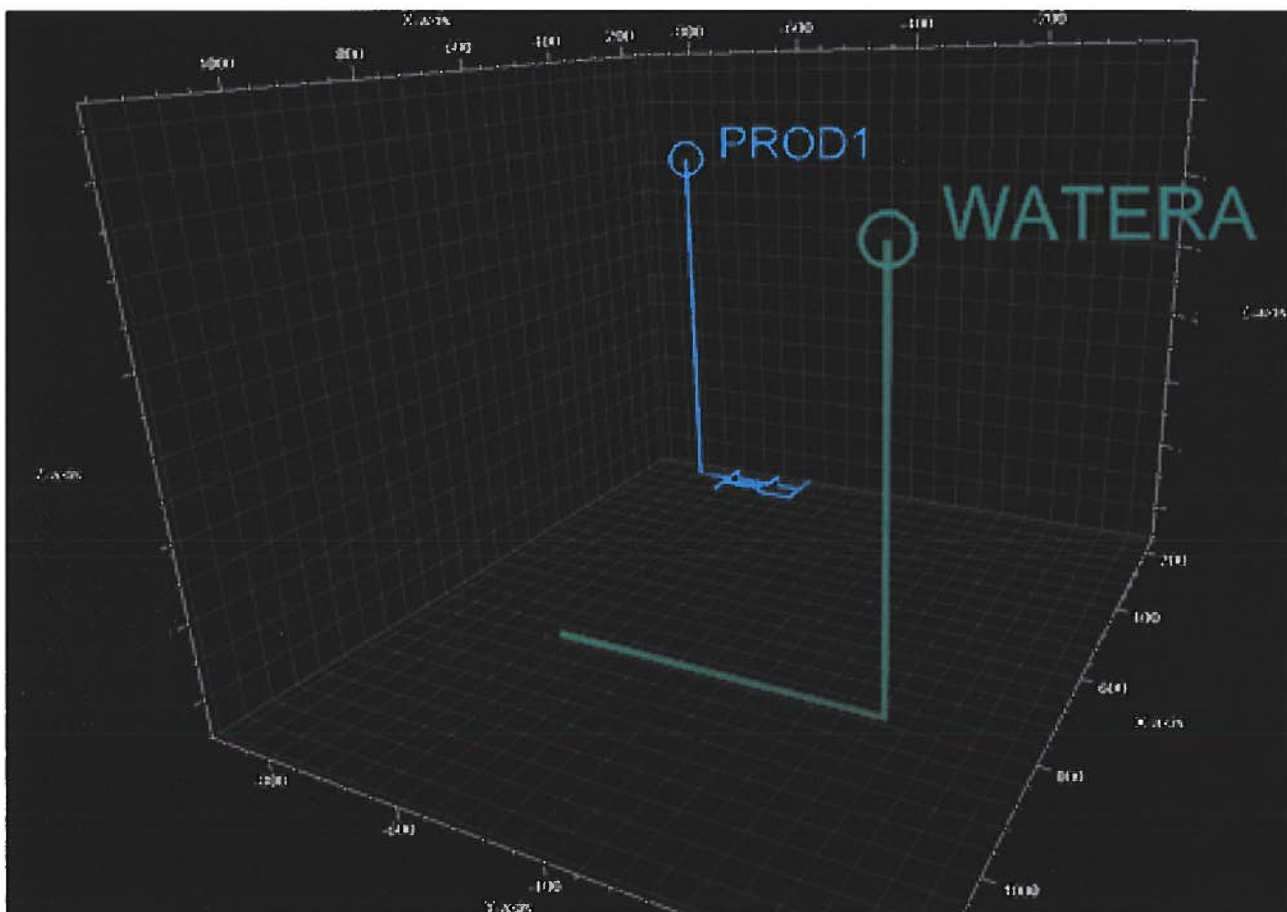


Рисунок 6 - Стрoение скважин в исходной реализации модели участка Юрубчено-Тохомского месторождения.

Следующим шагом после отладки модели стало создание различных реализаций с целью выявления оптимистичных и пессимистичных возможных вариантов. В итоге было создано более 180 реализаций, в которых менялись такие параметры, как длина боковых стволов, расстояние между боковыми стволами, угол наклона боковых стволов, их взаимное пространственное расположение.

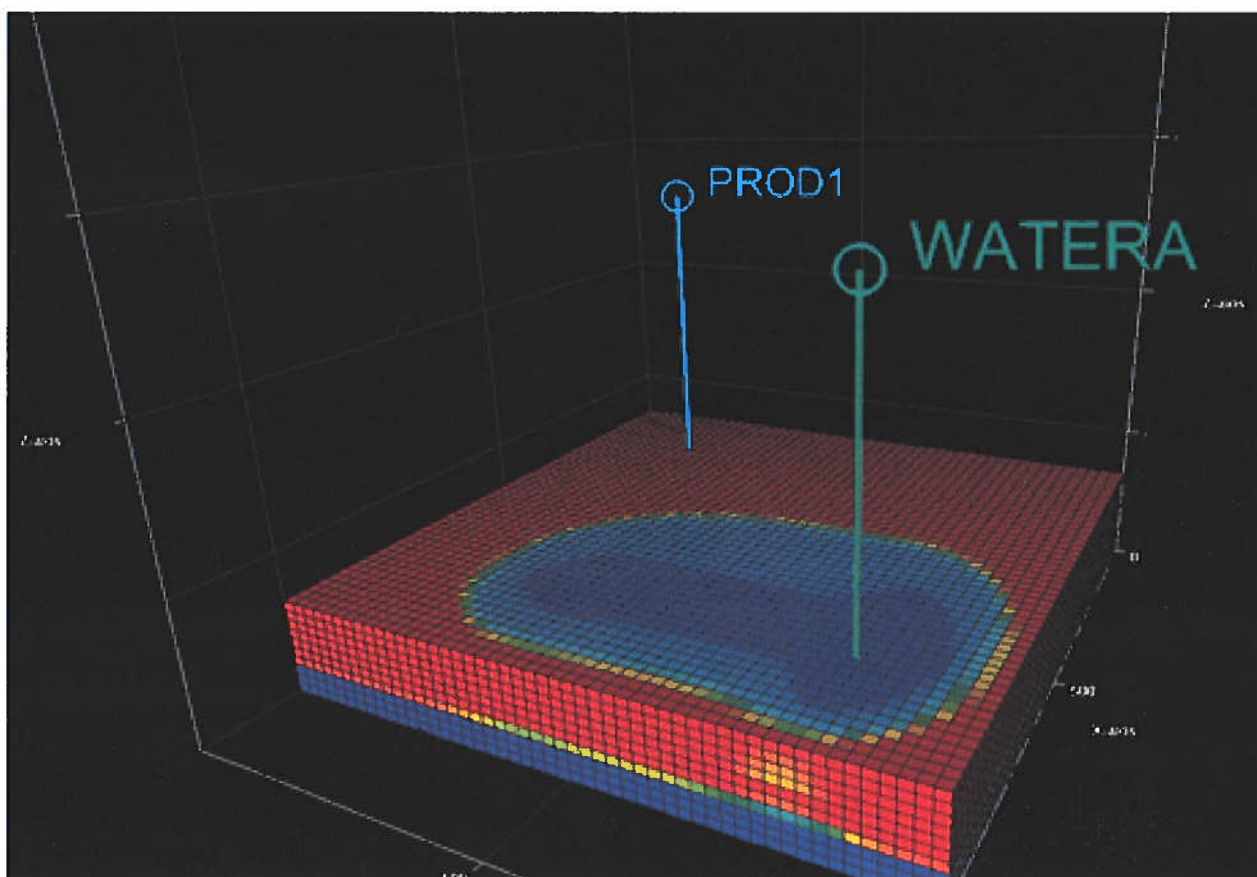


Рисунок 7 - Карта насыщенностей реализации №127 участка Юрубчено-Тохомского месторождения.

На основании результатов проведенного моделирования по Юрубчено-Тохомскому месторождению можно сделать следующие выводы:

1. Средний дебит по нефти скв. №580 за 2020г. при проведении кислотного туннелирования при самом оптимистичном варианте на 67% больше, чем текущий средний дебит после проведения ЗБС; при самом пессимистичном варианте на 21% больше; в среднем больше на 42%;
2. За счет изменения наклона боковых каналов, созданных кислотным туннелированием, в ощутимых интервалах варьируются газо- и водонефтяной факторы;
3. В случае анизотропии пласта для увеличения дебита и выравнивания профиля притока по скважине рекомендуется увеличить количество боковых каналов на участках с пониженной проницаемостью.

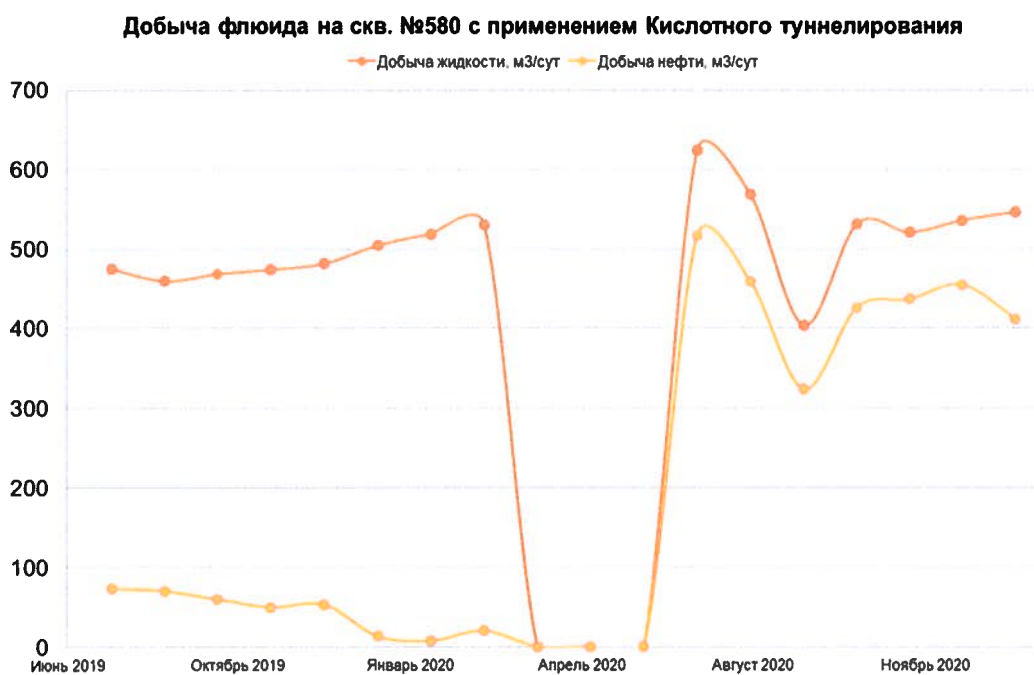


Рисунок 8 - Динамика добычи скв. №580 до и после проведения ЗБС, дополненного кислотным туннелированием.

Таблица 8 – Запасы нефти, газа и конденсата

Площадь	455932 тыс. М <sup>2</sup>				
Порода-коллектор	известняки, доломиты, переслаивающиеся с глинистыми карбонатами, гипсами и аргиллитами				
Сорт нефти	Urals				
Строение порового пространства	Смешанное				
Пласт	Ос	Пр	Вч1	Вч2	Вч1+2
Средняя глубина залегания, м	959	1212	1226	1244.8	1247,3
Площадь нефтегазоносности, тыс. м <sup>2</sup>	455932	-	121502	303117	463637
Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности пласта, д.ед.	0.88	0.88	0.8	0.8	0.8
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	14.9	1.6	235.4	231.4	590.3
Средняя общая толщина, м	42.2	20.5	7.8	14.5	9.8
Средняя величина эффективной нефтенасыщенной толщины, м	11.6	12.4	6.6	7.3	8.0

Рассматриваемая технология универсальна по многим факторам, однако максимальные результаты она показала на карбонатных коллекторах. Поэтому для расширения области исследований было принято решение дополнительно провести гидродинамическое моделирование одного из месторождений ПАО «НК «Роснефть», характеризующегося карбонатным строением коллектора. Было выбрано Верхнечонское месторождение.

Верхнечонское месторождение характеризуется сложным геологическим строением, высокой анизотропией пласта, относительно небольшими нефтенасыщенными толщами.

Аналогично предыдущему случаю, была выбрана средняя по дебиту скважина, с целью создания её гидродинамической модели. На Рис. 10 показано изменение её эксплуатационных характеристик за 2016-2017 гг.

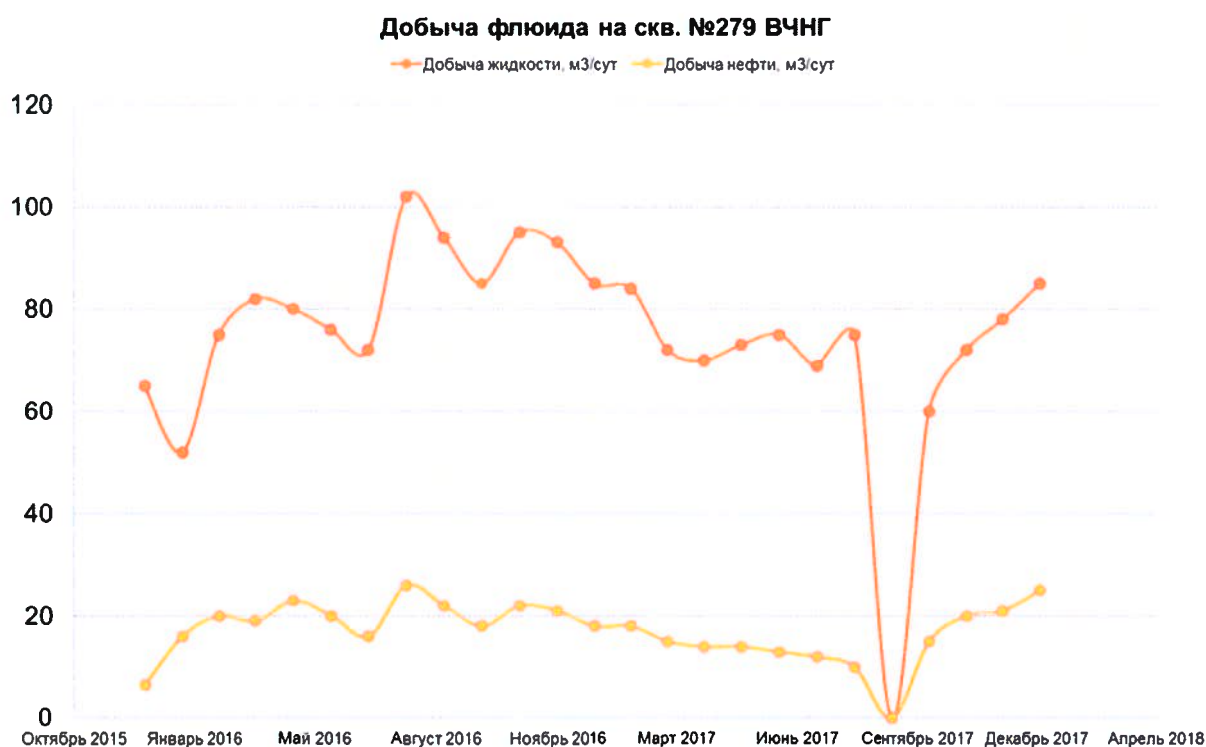


Рисунок 9 - Динамика добычи скв. №279 Верхнечонское месторождение.

На Верхнечонском месторождении в основном представлены вертикальные и наклонно направленные скважины. Как следствие из этого,

боковые каналы следует располагать в горизонтальной плоскости. В исходную модель было добавлено 4 канала, как показано на Рис. 11

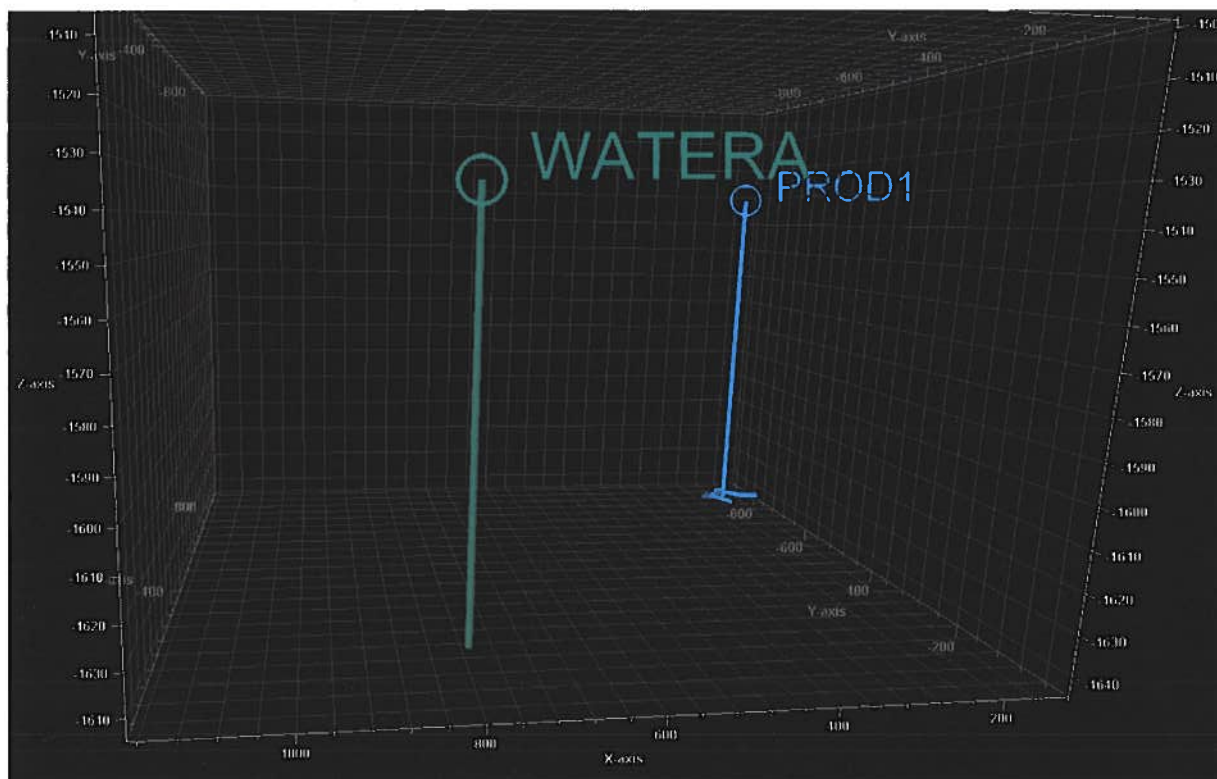


Рисунок 10 - Строение скважин в исходной реализации модели участка Верхнечонского месторождения.

Как и в случае создание модели участка Ванкорского месторождения, следующим шагом после отладки модели стало создание различных реализаций с целью выявления оптимистичных и пессимистичных возможных вариантов. В итоге количество реализаций составило 105

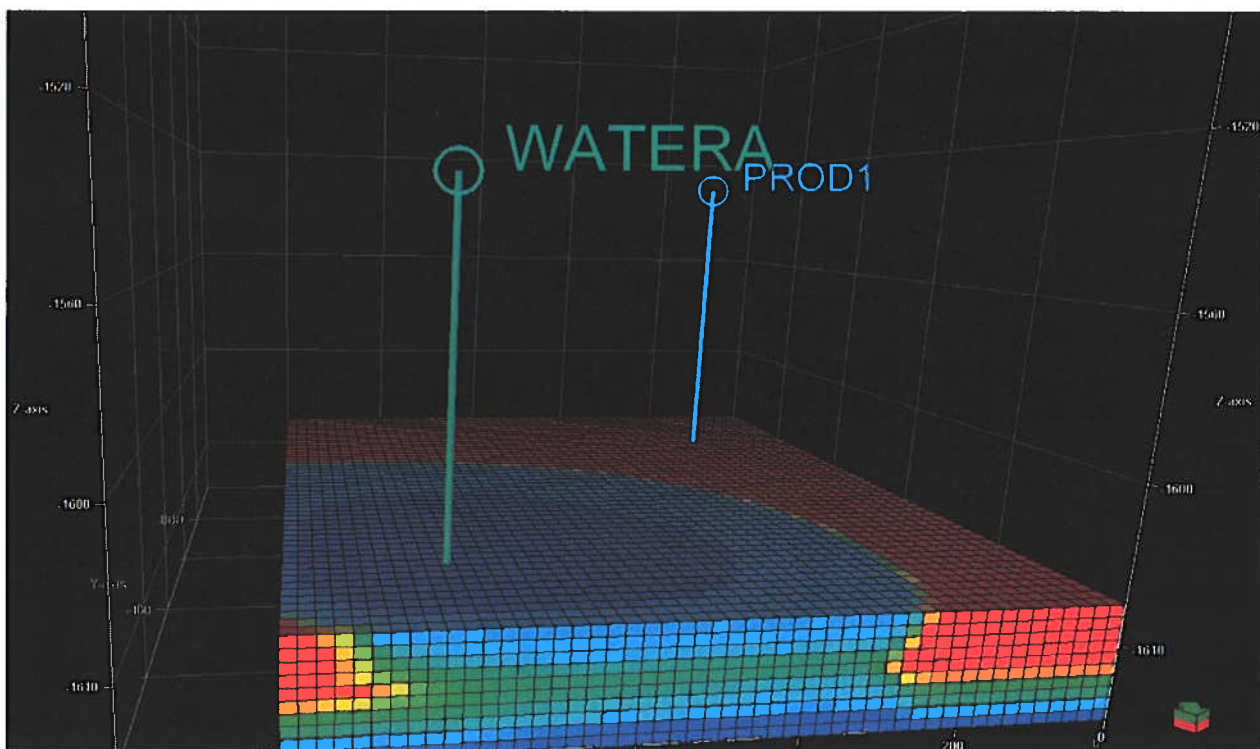


Рисунок 11 - Карта насыщенностей реализации №23 участка Верхнечонского месторождения.

В результате моделирования, как и предполагалось, выяснилось, что кислотное туннелирование на карбонатном коллекторе дает больше процентное увеличение добычи нежели чем на терригенном. Также это можно связывать со сравнительно большим увеличением площади контакта «скважина-пласт».



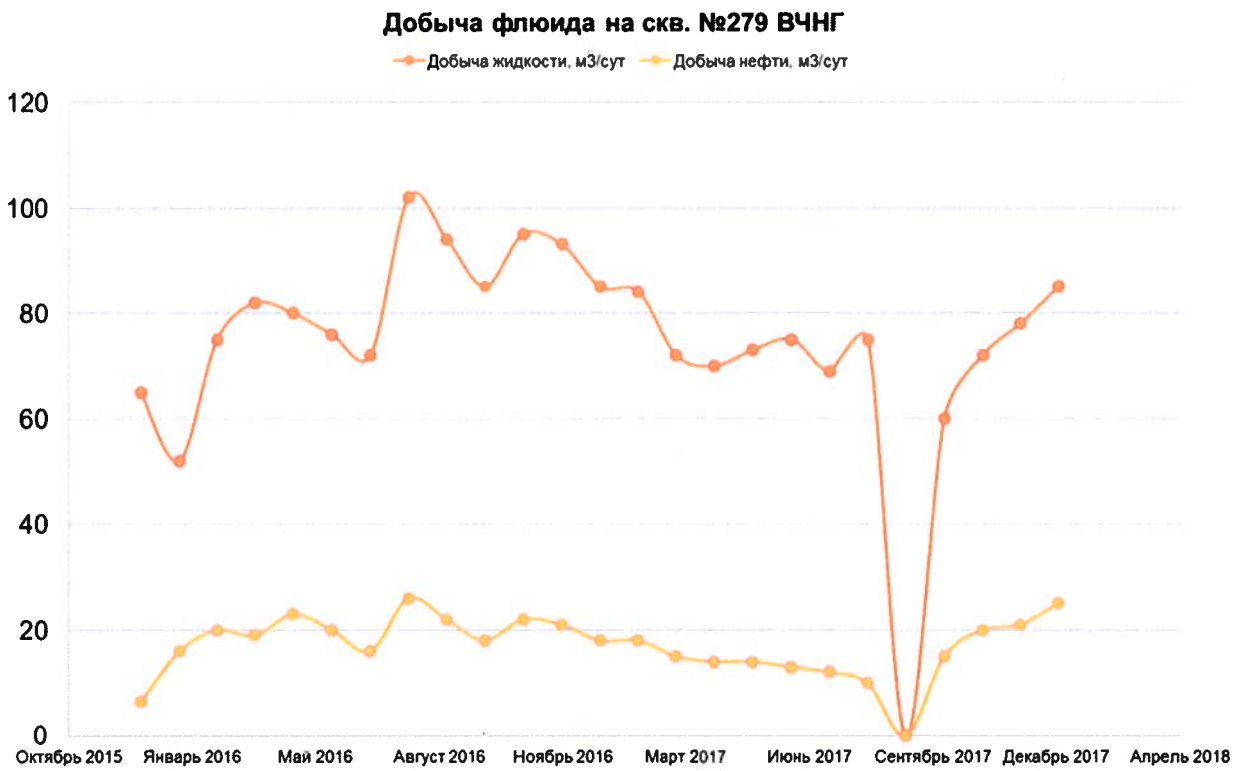


Рисунок 12 - Динамика добычи скв. №279 до и после проведения кислотного туннелирования.

#### **4 Экономические расчеты и ожидаемый экономический эффект от внедрения проекта**

Плавно переходя к экономическим расчетам, необходимо сконцентрировать внимание на основные источники от проведения кислотного туннелирования. В первую очередь, к ним следует отнести объем дополнительно добытой нефти. Значение данного показателя является основным для определения рентабельности проведения данного геолого-технического мероприятия.

Целью данного раздела будет визуализация проведенным расчетов.

Консолидируя входные данные, во внимание были приняты следующие параметры: изначальная стоимость проведения работ, время простоя, последующая амортизация, траты на создание проекта, заработная плата обслуживающему персоналу и все сопутствующие ей отчисления, а также множество других факторов.

Следует отметить, что представленный экономический расчет выполнен для реализации ГТМ на Юрубчено-Тохомском месторождении для одной конкретной скважины, а следовательно, в разных случаях, экономический эффект может варьироваться в широких пределах.

Для начала анализа следует привести полученные диаграммы эффективности участия предприятия в случаях, когда был проведен только ЗБС и ЗБС совместно с кислотным туннелированием (Рис. 14 и Рис. 15).

Эффективность участия предприятия в проекте без применения КТ

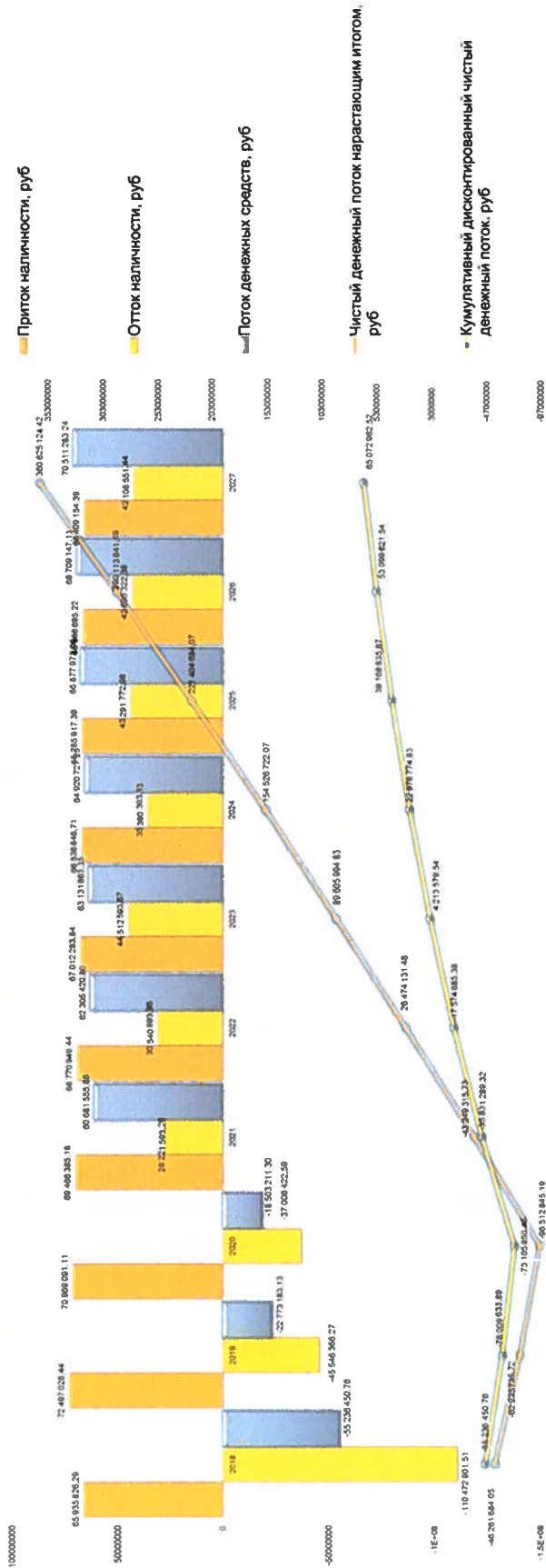


Рисунок 13 - Эффективность участия предприятия в проекте без применения кислотного туннелирования

Эффективность участия предприятия в проекте с применением КТ

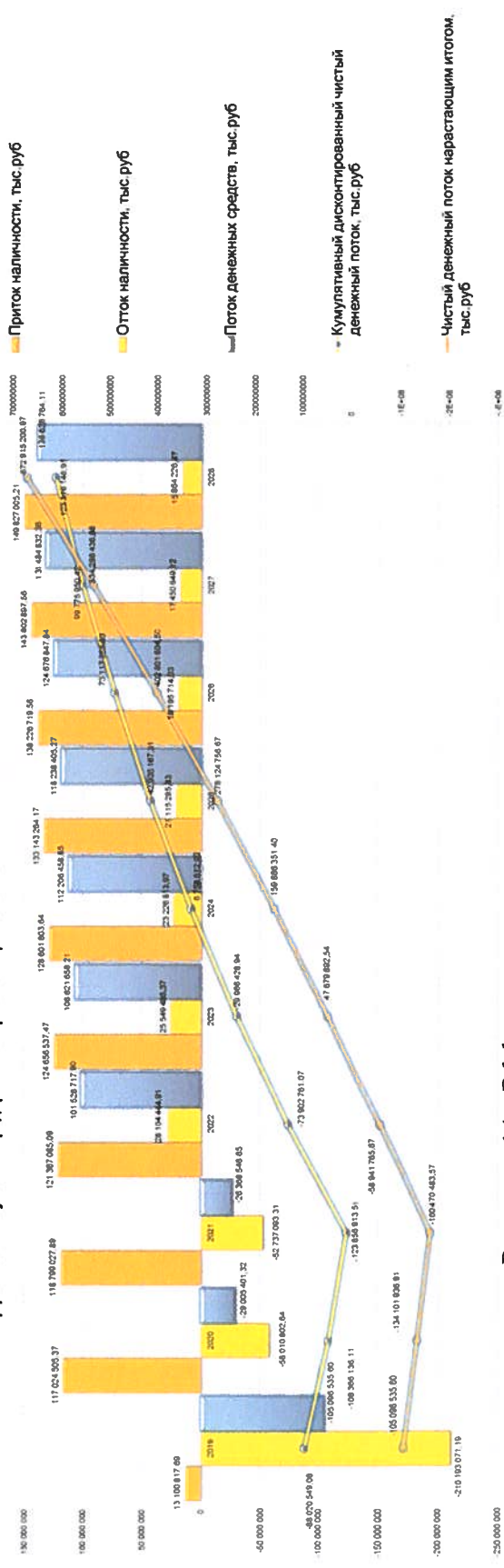


Рисунок 14 - Эффективность участия предприятия в проекте с применением кислотного туннелирования

Как можно ясно видеть из диаграмм, начальные капиталовложения отличаются на 87%, вследствие увеличения стоимости за счет дополнительного проведения кислотного туннелирования. Основную часть затрат, соответственно, берет на себя проведение ЗБС.

За счет дополнительной добычи нефти растет и приток наличности. В первые три года, он в среднем больше на 32,7% в случае применения проекта. Также за счет этого период окупаемости ГТМ примерно одинаков.

Однако основные экономические показатели для двух проектов совершенно разные, что следует из сравнительной диаграммы (Рис. 16).

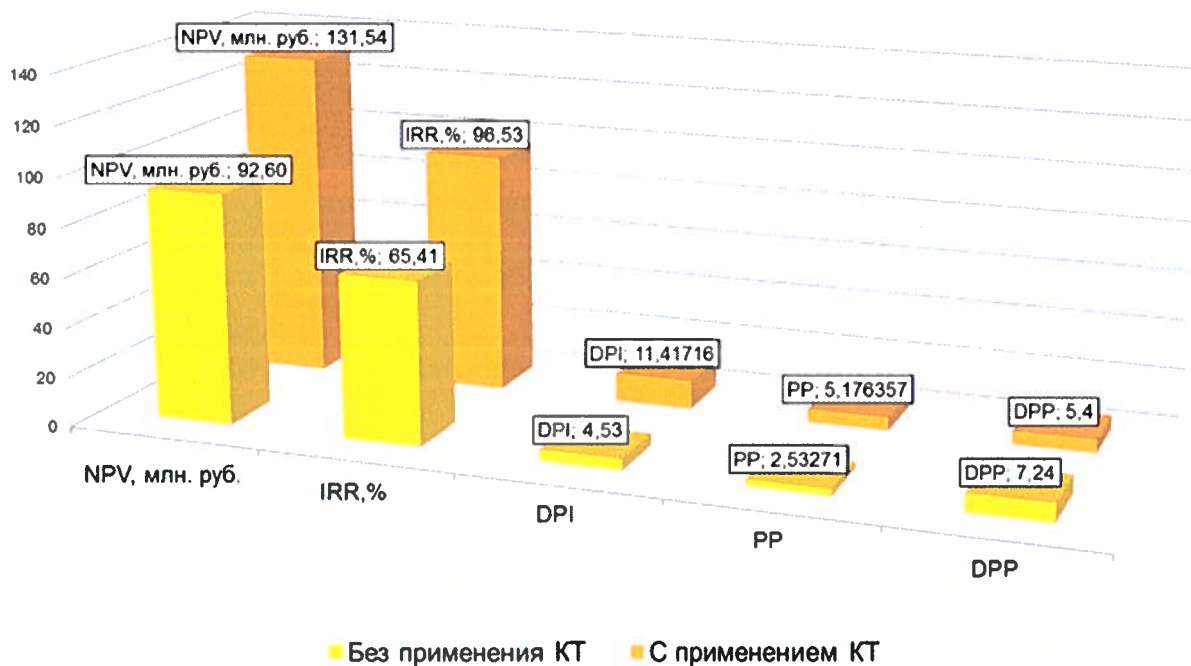


Рисунок 15 - Сравнительная диаграмма основных экономических показателей.

Также с учетом нестабильности в мировой экономике, экономический расчет не может считаться завершенным без представления чувствительности основных критериев (Рис. 17, Рис. 18)

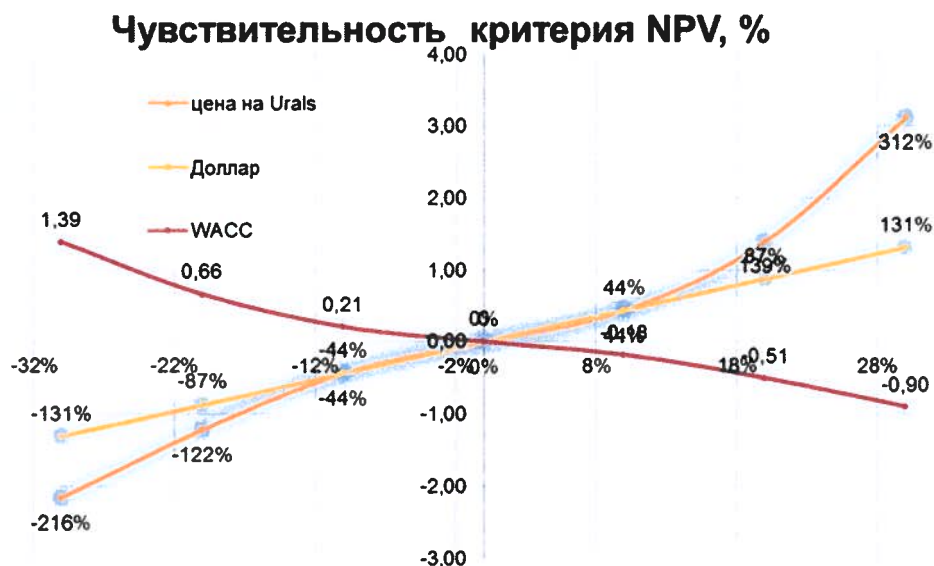


Рисунок 16 - График чувствительности критерия NPV.



Рисунок 17 - График чувствительности критерия IRR.

Подводя итог данного раздела, из экономических показателей следует, что применение кислотного туннелирования в данном случае рентабелен и экономически обоснован.

Экономические расчеты внедрения данного проекта на Верхнечонском месторождении дали еще более положительные результаты, однако из-за неполноты данных о АО«ВЧНГ», не удалось довести их до логического конца.

Поэтому экономический эффект от внедрения данного проекта не представлен в этой работе.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В ходе выполнения данного проекта поставленные цели были достигнуты. Представлено техническое и экономическое обоснование рентабельности внедрения проекта. По завершению работы следует, что внедрение данного проекта на месторождениях ПАО «НК «Роснефть» будет нести положительный эффект.

Однако, следует отметить, что данная работа рассматривает лишь часть возможных применений технологии кислотного туннелирования. Она также может быть применена для увеличения приемистости нагнетательных скважин, выравнивания профиля притока/нагнетания по скважине за счет создания боковых каналов на низкопроницаемых интервалах. Поэтому все еще остается пространство для дальнейших исследований.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Алварado В., Манрик Э. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения. – М.: ООО «Премиум-инжиниринг», 2011. – 244 с.
2. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. Н. Наука, 1995г.
3. Арустамов Э.А. Безопасность жизнедеятельности 10-е изд., перераб. и доп. — М.: Изд-во «Дашков и К°», 2006. — 476 с.
4. Бабалян Г.А. Применение карбонизированной воды для увеличения нефтеотдачи – М.: Недра, 1976 – 144 с.
5. Байков Н.М. Опыт повышения нефтеотдачи на месторождениях США путем закачки CO<sub>2</sub>, Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 141–143.
6. Балинт В., Бан А., Долешан Ш. Применение углекислого газа в добыче нефти – М.: Недра, 1977 – 240 с.
7. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. М., Недра, 1990 г.
8. Гиматудинов Ш.К. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. М. Недра, 1988г.
9. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. М., Недра, 1982г. –250 с.
10. Глазова В.М., Рыжик В.М. Применение двуокиси углерода для повышения нефтеотдачи пластов за рубежом. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1986 – 45 с.
11. Жданов С.А. Эффективность применения двуокиси углерода на различных стадиях разработки пласта / С.А. Жданов, Е.А. Зискин, Г.Ю. Михайлова, Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 12. – С. 34–38.
12. Забродин П.И., Халимов Г.Э. Влияние технологии закачки на механизм вытеснения двуокисью углерода. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1985 – 48 с.
13. Зимина С.В., Пулькина Н.Э. Геологические основы разработки нефтяных



и газовых месторождений: Учебное пособие – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 176 с.

14. Ибрагимов Г.З. Фазлутдинов К.С., Хисамутдинов Н.И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти: справочник – М.: Недра, 1991 – 384 с.

15. Иванов В.И., Калинин В.В., Старов В.М. Фильтрационное движение капли в капилляре, Коллоид. Журн. – 1991. – Т.53, №1. – С. 32 – 38.

16. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов западной Сибири: Учебное пособие. – Томск: Издательство ТПУ, 2006.–166 с.

17. Методическое руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр. М., 1986г.-250 с.

18. Применение углекислого газа в добыче нефти/В. Балиит, А. Бан, Ш. Долешал и др. Москва, Недра, 1977.

19. Сургучев М.Г. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М., Недра, 1985г. – 308 с.

20. Хисамутдинов Н.И., Ибрагимов Г.З., Телин А.Г. Опыт повышения нефтеотдачи пластов чередующейся закачкой двуокиси углерода и воды. м Вып. 6. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986 – 64 с.

21. Черемисин Н.А. Физические основы повышения эффективности разработки гранулярных коллекторов, Нефтяное хозяйство, 2002, № 8, с.38-42.

22. Basin Oriented Strategies for CO<sub>2</sub> Enhanced Oil Recovery: Permian Basin, U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy – Office of Oil and Natural Gas, February 2006.

23. Campbell J.A. Carbon dioxide resources of Utah: Utah Geological and Mineral Survey Report of Investigation. – 1978. – 36 p.


24. De Bruin R.H. Wyoming's carbon dioxide resources. Open File Report 91-6, Geological Survey of Wyoming. – 1991. – 20 p.

25. Improving Domestic Energy Security and Lowering CO<sub>2</sub> Emissions with “Next Generation” CO<sub>2</sub> – Enhanced Oil Recovery. National Energy Technology

Laboratory, June 20, 2011.

26. Kane A.V. Performance Review of a CO<sub>2</sub> – WAG Enhanced Recovery Project, SACROC unit – Kelly Snyder Field. JPT, February, 1979, 217–231.
27. Koottungal L. Survey: miscible CO<sub>2</sub> continues to eclipse steam in US EOR production. , Oil & Gas Journal. – 2014. – Vol. 112. Issue 4. – C. 78–91.
28. Kuuskraa V., Wallace M. CO<sub>2</sub>-EOR set for growth as new CO<sub>2</sub> supplies emerge. , Oil & Gas Journal. – 2014. – Vol. 112. Issue 4. – C. 66–77.
29. Natural CO<sub>2</sub> Reservoirs on the Colorado Plateau and Southern Rocky Mountains: Candidates for CO<sub>2</sub> Sequestration/ R. Allis, T. Chidsey, W. Gwynn, C. Morgan//Proceeding of the First National Conference on Carbon Sequestration, 14-17 May 2001, DOE NETL, Washington, DC.
30. Stalkup F.Y. Carbon Dioxide Miscible Flooding Past, Present and Outlook for the Future. JPT, Vol. 3, VIII, August, 1978, 1101–1112.
31. Van Nieuwkoop J., Snoei G. Phase behaviour and structure of a pure – component microemulsion system. 2-nd European Symposium EOR. Paris 8–10, November, 1982.

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  
 Н.Г. Квеско  
подпись


«30» 06 2021 г.


### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

23.04.03 Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

23.04.03.05 Управление разработкой нефтяных месторождений

Кислотное туннелирование как способ интенсификации добычи нефти на  
карбонатных коллекторах

Руководитель  доцент, к.т.н. Морозова Е.Л.  
подпись, дата

Выпускник  30.06.2021 Трусов Д.И.  
подпись, дата

Красноярск 2021