

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тюменский индустриальный университет»

На правах рукописи



СОКОЛОВ ИЛЬЯ СЕРГЕЕВИЧ

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ
ПРИМЕНЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ
НИЗКОПРОНИЦАЕМОГО КОЛЛЕКТОРА
ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ЗАЛЕЖЕЙ
С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ

Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Диссертация

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель –
доктор технических наук, профессор
Грачев Сергей Иванович

Тюмень – 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 КРИТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РЕАЛИЗУЕМЫХ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ООО «ЛУКОЙЛ-ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»	12
1.1 Оценка состояния природно-техногенной системы определяющей разработку нефтяной залежи	12
1.2 Состояние и проблемы реализации систем разработки с применением скважин сложного заканчивания	19
1.3 Результаты эксплуатации горизонтальных скважин с многостадийными ГРП	23
1.4 Результаты эксплуатации многозабойных скважин	35
1.5 Обоснование объектов исследования	44
Выводы по разделу 1	48
2 ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНОГЕННОГО ИЗМЕНЕНИЯ МЕЖСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА НИЗКОПРОНИЦАЕМОГО КОЛЛЕКТОРА	50
2.1 Изменение типа коллектора и его фильтрационных параметров в процессе разработки	50
2.1.1 Анализ гидродинамических исследований скважин в процессе разработки низкопроницаемого коллектора	51
2.1.2 Анализ трассерных исследований в условиях организованной системы разработки залежи низкопроницаемого коллектора	57
2.1.3 Геолого-промысловый анализ динамики обводнения и выработки запасов низкопроницаемого объекта ЮВ ₁ Урьевского месторождения	62
2.1.4 Анализ динамического изменения коэффициентов охвата продуктивного пласта (профилей приемистости нагнетательных скважин) при изменении устьевых давлений нагнетания	64
Выводы по разделу 2	77
3 ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ. КРИТЕРИИ ОРГАНИЗАЦИИ ЭФФЕКТИВНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ.....	78
3.1 Гидродинамическое моделирование системы техногенных каналов низкого фильтрационного сопротивления в низкопроницаемом коллекторе	78
3.2 Исследование вариантов разработки пласта АВ ₁ ³ с применением многозабойных и горизонтальных скважин	87
3.3 Разработка критериев организации эффективной системы разработки	91
Выводы по разделу 3	93

4 ПРАКТИЧЕСКАЯ АПРОБАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ КОРРЕКТИРОВКЕ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ	94
4.1 Системы разработки низкопроницаемых коллекторов.....	94
4.2 Системы разработки для коллекторов пониженной проницаемости в условиях совместного залегания с высокопродуктивным водонасыщенным либо заводненным интервалом	102
4.3 Предлагаемые геолого-технические мероприятия на месторождениях аналогах	106
4.4 Интеграция трехмерных гидродинамической и геомеханической моделей	109
Выводы по разделу 4	110
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	112
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	113
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	120
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	121

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

В соответствии с Энергетической стратегией Российской Федерации до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации 9 июня 2020 г. (далее - Стратегия), целью развития энергетики Российской Федерации является, с одной стороны максимальное содействие социально экономическому развитию страны, а с другой стороны, - укрепление и сохранение позиций в мировой энергетике, как минимум, на период до 2035 года.

В качестве проблемы и фактора риска нефтяной отрасли в Стратегии отмечено: увеличение себестоимости добычи вследствие преобладания трудноизвлекаемых запасов в составе запасов, вводимых в разработку, и высокой выработанности «зрелых» месторождений, что усложняет удержание достигнутых уровней добычи нефти и обуславливает необходимость применения дорогостоящих технологий добычи. Одной из поставленных задач является стабилизация объема добычи нефти в Западной Сибири и других традиционных регионах.

Принимая во внимание текущие тенденции нефтедобычи в Западной Сибири, а именно стагнацию добычи нефти и увеличение обводненности по крупным высокопродуктивным месторождениям. Решение задачи о стабилизации добычи нефти, обеспечивается за счет ввода в разработку низкопроницаемых объектов как на обустроенных, так и на новых месторождениях.

Разработка подобных объектов в период активного освоения крупных и уникальных месторождений Западной Сибири была нецелесообразна по причине наличия подготовленных к промышленному освоению активных запасов высокопродуктивных залежей, а также отсутствия соответствующих технических решений и средств и, как следствие, инвестиционной привлекательности.

В настоящее время ввод таких объектов в активную разработку стал возможен благодаря развитию технологий строительства горизонтальных скважин с поинтервальным гидравлическим разрывом пласта (ГС с МГРП) и многозабойных скважин (МЗС), использование которых позволяет увеличить коэффициенты продуктивности

и отбор углеводородов на пробуренную скважину.

На текущий момент на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» введено более 1281 ГС с МГРП и более 583 МЗС. Внедрение технологий начиналось с опытно-промышленных работ (ОПР). По мере отработки технологии и накопления опыта этими скважинами вводились в разработку достаточно крупные залежи и даже отдельные месторождения.

В практике проектирования разработки месторождений в качестве базы для обоснования системы размещения скважин, как правило, применяются типовые решения, изначально обоснованные для наклонно-направленных скважин. Это рядные системы: одно-, трех-, пятирядные и площадные: пяти-, семи-, девятиточечные (прямые и обращенные).

С учетом изученного на гидродинамической модели механизма выработки запасов, обосновываются геометрия размещения, плотность сетки скважин. Обеспечивается равномерность воздействия и возможность управления разработкой за счет трансформации либо усиления систем поддержания пластового давления, путем перехода на блочно-замкнутые, однорядные системы разработки и др.

Известно, что зачастую имеет место использование скважин сложного заканчивания в системах разработки, изначально разработанных для наклонно-направленных скважин. Соответственно, данные решения не всегда оказываются достаточно эффективными для поддержания пластового давления и создания условий для наиболее полного извлечения углеводородов из пласта.

Последующие мероприятия по управлению разработкой в случае с горизонтальными скважинами (ГС) крайне затруднены, а зачастую и невозможны, поскольку не были предусмотрены проектом изначально. В условиях масштабного применения скважин сложного заканчивания для них необходима подготовка специализированных решений по системам разработки.

Согласно действующим регламентирующим документам, выбор системы разработки ведется в проектном документе на разработку месторождения путем вари-

антных расчетов на гидродинамической модели (ГДМ). Обратим внимание, что данная модель является детерминированной и соответствует текущему представлению о начальном состоянии объекта проектирования.

Отметим, что процесс изучения залежи идет непрерывно с момента открытия и до ликвидации последней скважины, а поступающие данные описывают состояние залежи в каждый конкретный момент времени. Использование их для уточнения исходной геологической модели возможно при учете динамических процессов преобразования сложной геолого-промысловой системы.

Таким образом, для корректного обоснования системы разработки на ГДМ, кроме начального состояния, необходимо имитировать техногенные изменения, происходящие в процессе эксплуатации. Множественные ГРП, а также значительные репрессии на пласт при заводнении провоцируют изменение коллектора, в том числе и на значительном удалении по призабойной зоны скважин.

Тип коллектора из преимущественного порового преобразуется в порово-трещинный, а фильтрационные потоки далее определяются сетью техногенных каналов низкого фильтрационного сопротивления (НФС). Очевидно, что упомянутые каналы НФС следует учитывать и, более того, проектировать в качестве элемента системы разработки на этапе обоснования эксплуатационной сетки.

Резюмируя изложенное, можно сделать вывод, что при проектировании системы разработки низкопроницаемого объекта с применением множественных ГРП и Авто-ГРП существующая методика обоснования системы разработки на детерминированной ГДМ, требует корректировки в части учета динамических преобразований коллектора в процессе эксплуатации.

Степень разработанности темы исследования

Вопросу формирования систем разработки с использованием ГС с МГРП и МЗС посвящено множество работ как российских, так и зарубежных исследователей. Большой вклад в данную тематику внесли работы: А. М. Григоряна, В. Д. Лысенко, С. Н. Закирова, И. С. Закирова, А. Н. Янина, С. И. Грачева, М. В. Чертенкова, A. D. Hill, Ding Zhu, M. J. Economides.

Исследования, посвященные естественной и техногенной трещиноватости на терригенных пластах Западной Сибири, изучению условий их образования, учета напряженно-деформационного состояния пласта представлены в работах Р. И. Медведского, А. А. Севостьянова, А. В. Афанасьева, А. С. Трофимова. Стоит отметить, что в большей степени были исследованы коллектора средней и высокой проницаемости.

Данная работа построена на стыке вопросов обоснования систем разработки для ГС с МГРП, МЗС и использования техногенных преобразований коллектора в условиях низкой проницаемости, эффективная разработка которых в настоящее время, в значительной степени, становится возможной за счет комплексирования указанных подходов и технологических решений.

Таким образом, признавая значительный исследовательский вклад названных специалистов в изучение темы, заметим, что практические вопросы обоснования системы разработки с учетом изменения структуры терригенного коллектора в процессе разработки остаются нерешенными и требуют теоретического осмысления и отработки в промысловых условиях. Соответственно, тема диссертации актуальна.

Цель исследования

Повышение нефтеотдачи залежей низкопроницаемых коллекторов путем исследований сформированной системы каналов низкого фильтрационного сопротивления и обоснования их применения в качестве элемента технологии эксплуатации при заводнении.

Основные задачи исследования

1. Выполнить анализ результатов исследований и разработки низкопроницаемых объектов месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».
2. Исследовать процесс техногенного преобразования низкопроницаемого порового коллектора в ходе интенсивной разработки с применением заводнения и множественных ГРП, выявить характерные закономерности.
3. Разработать методический подход к обоснованию системы разработки для низкопроницаемых коллекторов с учетом выявленных закономерностей.

4. Выполнить гидродинамическое моделирование вариантов организации системы разработки с использованием скважин различного заканчивания и целенаправленного преобразования коллектора.

5. Апробировать разработанный методический подход на низкопроницаемых объектах месторождений Западной Сибири.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования являются процессы динамического преобразования сложных геолого-промысловых систем в процессе разработки поровых коллекторов низкопроницаемых объектов месторождений Западной Сибири. Предметом исследования – динамическая система техногенно-сформированных каналов низкого фильтрационного сопротивления (трещин), определяющая преимущественное движение флюидопотоков.

Научная новизна выполненной работы

1. Разработан новый методический подход к обоснованию эффективной системы разработки низкопроницаемого терригенного коллектора с учетом динамической системы техногенно-сформированных каналов низкого фильтрационного сопротивления.

2. При проектировании разработки низкопроницаемого объекта Кочевского месторождения впервые обосновано применение техногенно-сформированных каналов низкого фильтрационного сопротивления в качестве элементов технологии эксплуатации при заводнении.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Результаты исследования используются в качестве инструмента обоснования систем разработки низкопроницаемых объектов на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» при выполнении проектных документов на разработку.

2. Подготовленные методические решения используются для формирования геолого-технических мероприятий по повышению эффективности систем разработки низкопроницаемых залежей на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

3. Научно обоснованные мероприятия по корректировке системы разработки объекта ЮС1 Кочевского месторождения позволят увеличить добычу нефти на 1,53 млн. т, коэффициент извлечения нефти (КИН) – на 0,05 д. ед.

Методология и методы исследования

Методологической основой для проведения исследования послужили труды отечественных и зарубежных авторов в области проектирования систем разработки, применения ГС с МГРП, многозабойных скважин, а также практический опыт разработки залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами и применением горизонтальных и многозабойных скважин.

При проведении исследования и создании методики обоснования систем разработки использовался общенаучный подход и следующие методы научного познания: факторный, корреляционного-регрессионный анализ, анализ промыслово-геофизических и гидродинамических исследований, а также гидродинамическое моделирование залежей нефти с терригенными коллекторами.

Положения, выносимые на защиту

1. Методический подход к обоснованию системы разработки, учитывающий процессы техногенных изменений низкопроницаемого коллектора в процессе его интенсивной эксплуатации с применением заводнения.

2. Методические решения по корректировке известной системы разработки объекта ЮС₁ Кочевского месторождения с учетом динамической системы техногенно-сформированных каналов низкого фильтрационного сопротивления, которые предусматривают:

- увеличение протяженности горизонтальных скважин до 800 метров;
- увеличение количества стадий ГРП до 10;
- организация рядной системы разработки;
- поддержание режима «Авто-ГРП» в нагнетательных скважинах;
- сближение зон закачки и отбора до 400 метров.

Степень достоверности научных положений, выводов и рекомендаций

Достоверность полученных результатов исследований подтверждается согласованностью аналитических выкладок с результатами гидродинамического моделирования и фактически достигнутыми показателями внедрения рекомендаций на эксплуатационных объектах месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», а также публикациями в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования РФ.

Научные положения, представленные в диссертационной работе, прошли апробацию Центральной комиссии по согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья (в т. ч. Западно-Сибирской секции), а также при подготовке и обосновании предложений по эксплуатационному бурению на производственных совещаниях в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Апробация результатов исследования

Основные положения работы, а также ее промежуточные и итоговые результаты докладывались и обсуждались на следующих конференциях:

- Международной научно-практической конференции «Эффективные технологии разработки залежей углеводородов» (Гомель – Речица, республика Беларусь, 2013);
- Научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири» (Ханты-Мансийск, 2015, 2017, 2019, 2022);
- Технической конференции SPE «ГРП в России: опыт и перспективы» (Москва, 2016);
- Международной научно-практической конференции «Интегрированное научное сопровождение нефтегазовых активов: опыт, инновации, перспективы» (Пермь, 2019);
- Международной научно-практической конференции «Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность – 2021» (Москва, 2021);
- Национальной научно-практической конференции с международным участием «Нефть и газ: технологии и инновации» (Тюмень 2021);

- Международной научно-практической конференции «Инновационные решения в геологии и разработке ТРИЗ» (Москва 2021, 2022);

- Научно-практической конференции «Трудноизвлекаемые запасы – настоящее и будущее» им. Н. Н. Лисовского (Москва 2021);

Публикации

Всего по теме опубликовано 14 работ, в т. ч. 5 – в журналах рекомендованных ВАК РФ, 3 – в журналах индексируемых в Scopus. Ряд работ напечатаны в сборниках трудов отраслевых конференций.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Область исследования соответствует паспорту специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, в частности, п. 2: «Геолого-физические, геомеханические, физико-химические, тепломассообменные и биохимические процессы, протекающие в естественных и искусственных пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр и подземном хранении жидких и газообразных углеводородов и водорода известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для развития научных основ создания эффективных систем разработки, обустройства и эксплуатации месторождений и подземных хранилищ жидких и газообразных углеводородов и водорода, захоронения кислых газов, включая диоксид углерода»; п. 3 – «Научные основы технологии воздействия на межскважинное и околоскважинное пространство и управление притоком пластовых флюидов к скважинам различных конструкций с целью повышения степени извлечения из недр и интенсификации добычи жидких и газообразных углеводородов».

Объем и структура работы

Диссертационная работа изложена на 120 страницах машинописного текста, содержит 19 таблиц, 66 рисунков и два приложения. Состоит из введения, четырех разделов, заключения и списка использованных источников, включающего 47 наименований.

1 КРИТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РЕАЛИЗУЕМЫХ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ООО «ЛУКОЙЛ-ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»

1.1 Оценка состояния природно-техногенной системы определяющей разработку нефтяной залежи

По результатам промыслово-геофизических, гидродинамических, литолого-петрографических исследований известно, что преобразование горных пород проходит без существенного изменения первичной структуры порового пространства. Состав пород служит первоначальным фоном, на базе которого идут процессы формирования вторичной емкости коллектора.

Данные процессы дополняют друг друга, изменяя физические свойства пород коллекторов. Соответственно и пористость коллекторов нельзя называть первичной. Первичные поры сохраняются, только в том случае, если между ними отсутствует сообщаемость, то есть они представляют собой редкие изолированные поры, заполненные седиментационными водами. В подавляющем большинстве случаев при формировании вторичной пористости пород участвуют трещины, которые объединяются в системы, составляющие сложные геометрические сетки [1].

В целом способность к трещинообразованию проявляется в породах различного минералогического состава, в зависимости от физико-механических свойств: прочности, пластичности, упругости и условий залегания. А также температуры, давления и имевших место тектонических процессов. Поэтому продуктивные отложения характеризуются неоднородностью коллекторских свойств по площади и по разрезу.

Анализ геолого-промысловых особенностей месторождений позволил И.П. Попову [2] заключить, что в терригенных коллекторах углеводороды содержатся в трещинной и поровой составляющих. Они характеризуются резко выраженной неоднородностью структуры емкостного пространства, состоящей из пор, каверн, трещин и

различного рода полостей выщелачивания пород. А трещиноватость способствует общаемости всех видов эффективной пустотности вследствие чего продуктивные толщи представляют собой единые гидродинамические системы. Именно данным фактором объясняется столь существенное отличие проницаемости, определенной гидродинамическими методами по промысловым данным и замеренной по данным лабораторных исследований керна.

Существенная неоднородность распределения фильтрационно-емкостных свойств как в пределах залежи, так и по разрезу продуктивных отложений, подтверждается широким диапазоном дебитов и накопленных отборов по скважинам, разницей в продуктивности отдельных интервалов пластов, большой скоростью возмущающей волны при гидропрослушивании, а также избирательными поглощениями промывочной жидкости при строительстве скважин и другими факторами.

В частности, породы коллекторы юрских залежей приурочены к глубинным разломам, зонам разуплотнения пород и содержат углеводороды в трещинах и капиллярных каналах, соизмеримых с порами, что предопределяет наличие в продуктивных толщах трещинных, порово-трещинных, трещинно-поровых и поровых коллекторов. Это подтверждают результаты интерпретации индикаторных диаграмм и дифференциация дебитов по скважинам. При незначительной депрессии и к трещинам формируется подток из пор и залежи дренируются по латерали, что способствует рациональной выработке запасов. При этом, в случае ультранизкой проницаемости коллектора, темпы отбора могут быть крайне низкими, что не позволяет обеспечить экономически оправданную разработку залежи без дополнительной интенсификации.

Значительная величина депрессии и/или интенсификация добычи путем заводнения нарушают единство гидродинамической системы и может исключить подпитку трещин УВ из низкопроницаемых пор и привести к неэффективной избирательной выработке запасов: вначале из трещин, а после их обводнения из изолированных участков с поровыми коллекторами. Подобная практика способствует формированию неохваченных фильтрацией «застойных» зон, ведет к существенному снижению ко-

эффицентов охвата (Кохв), и как следствие низким значениям коэффициентов извлечения нефти (КИН), что требует последующего дополнительного бурения уплотняющих скважин, либо боковых стволов.

Таким образом, наличие двух сред фильтрационно-емкостных и гидродинамических характеристик залежей (трещинной и поровой составляющей), требует учета при постановке работ по изучению, обоснованию проектных решений, гидродинамическом моделировании, формировании показателей разработки, а также при последующем мониторинге и управлении разработкой месторождения.

В работе [3] Андреевым В.Е. и специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» изложены результаты комплекса лабораторных, теоретических, гидродинамических и геолого-промысловых исследований по вовлечению в разработку низкопроницаемых коллекторов и повышению степени выработки запасов из неоднородных пластов месторождений Лангепасского региона. Для обоснования применения эффективных технологий и для выведения системы в новое качественное состояние используются индикаторные исследования. Их результаты на опытных участках Урьевского, Локосовского и Покамасовского месторождений, до начала массового применения ГРП, показали, что суммарные объемы каналов низкого фильтрационного сопротивления составляют не более десятков кубических метров. Относительная доля от общего объема порового пространства продуктивного коллектора не более сотых долей процента, но авторами уже в 2001 году сделан вывод, что обширный характер распространения зон высокой проводимости – каналов низкого фильтрационного сопротивления (НФС) требует учета. Детального математического моделирования требует процесс их образования, изменения, увеличения размеров, а также пространственного расположения в продуктивном пласте.

Проведенные Земцовым Ю.В. трассерные исследования Восточно-Придорожного месторождения позволили установить основные направления фильтрационных потоков закачиваемой воды, дать их характеристику, определить степень и характер взаимодействия потоков, и на основании фильтрационных исследований выявить развитие, ориентировку и протяженность высокопроницаемых систем и литологических экранов.

На основании проведенных исследований предложена модель строения высокопроницаемых зон фильтрации. Зоны высокочемких коллекторов, развитые локально в пределах залежи, соединяются между собой системой сообщающихся трещин. В связи с резкими литологическими изменениями замещениям в пределах залежи образуются литологические экраны, препятствующие продвижению фильтрационных потоков. Связующую роль между зонами коллекторов при этом выполняют системы трещин, образующие в барьерах гидродинамические «окна». Система трещин имеет большую протяженность и наибольшую проницаемость по сравнению с сообщающимися порами и поровыми каналами и является связующими каналами для скважин. Высокая производительность обусловлена зонами высокочемких коллекторов, а скорости определяются раскрытостью и собственно проницаемостью трещин.

Таким образом, накопленный опыт разработки и множественные исследования подтверждают факт, наличия зон трещиноватости и очагов повышенной проводимости по большинству месторождений Западной Сибири. Например, интерпретация результатов закачки индикаторов месторождения Шаимского района, указывает на наличие в эксплуатационной объекте сети проводящих трещин. Что является подтверждением гипотезы Р.И. Медведского о формировании в процессе продолжительной эксплуатации «ручейковой» фильтрации, осуществляемой по каналам низкого фильтрационного сопротивления (НФС), и определяющей, в дальнейшем, интенсивность разработки и динамику флюидопотоков.

Ввиду значительной неоднородности пород коллекторов имеет место избирательное продвижение нагнетаемой воды. Уже на этапе поисково-разведочных работ в юрской залежи Южного месторождения (Нижневартовский свод) выявлено, что трещины соединяют нефтенасыщенные участки в единую гидродинамическую систему и при незначительной депрессии дренирование залежи осуществляется в основном по латерали.

Образование каналов НФС в результате длительной разработки участка эксплуатационного объекта можно определить посредством анализа результатов гидроди-

намических исследований и эксплуатации скважин в начальный период работы в сопоставлении с текущим. А существенные расхождения расчетных и фактических дебитов и расходов могут свидетельствовать, как о недостаточной изученности месторождения, так и об отсутствии учета при проектировании процессов преобразования пустотного пространства в процессе разработки.

Таким образом, кроме каналов НФС тектонического происхождения, существовавших до начала разработки месторождения, учета требуют техногенные каналы с высокой гидро- и пьезопроводностью сформировавшиеся в процессе создания множественных депрессий, проведения гидравлических разрывов, а также организации и трансформации системы поддержания пластового давления.

В результате проведения трассерных и гидродинамических исследований С.И. Грачевым и А.С. Трофимовым [4] на многих месторождениях Западной Сибири обнаружены фильтрационные каналы с высокой гидро- и пьезопроводностью в зонах между нагнетательными и добывающими скважинами. Известная и применяемая в тот период методика «СевКавНИПИнефть» [5] не позволила идентифицировать характер гидродинамической связи между скважинами на основе индикаторных исследований, фактической динамики приемистости, дебитов и устьевых давлений.

В работах, посвященных адаптации гидродинамических моделей в условиях техногенного упруговодонапорного режима А.В. Стрекалова [6], особое внимание уделено условиям и механизму формирования каналов НФС. Предложена математическая модель, учитывающая факторы динамического развития трещин. Сделаны допущения, что в зависимости от текущих значений давления на гранях ячейки могут формироваться вертикальные трещины от центра ячейки перпендикулярно ее граням. Поэтому необходимо дальнейшее повышение качества отражения реальных условий разработки и эксплуатации нефтяных месторождений в численных гидродинамических моделях.

Как известно, одной из задач трассерных исследований является определение гидродинамических связей между нагнетательной и добывающими скважинами. В зависимости от особенностей геологического строения продуктивного пласта, каналы

НФС или существуют априори либо образуются в процессе эксплуатации. Наличие каналов НФС свидетельствует о неоднородном по проницаемости сложнопостроенном коллекторе. Причем, может иметь место как зональная неоднородность, так и наличие по разрезу продуктивного пласта различных по проницаемости прослоев. В этом случае каналами НФС являются высокопроницаемые пропластки (прослой) (ВП). Проницаемость ВП или каналов НФС гораздо больше проницаемости низкопроницаемых прослоев (НП) или матрицы, составляющей большую часть продуктивного коллектора.

Объем емкостного пространства, скорости движения, радиусы поровых каналов, проницаемость ВП или каналов НФС определяются по результатам интерпретации индикаторных исследований. Значения концентрации трассера, массы индикатора в пробах жидкости говорит о существовании ВП, указывает на особенности геологического строения пласта, но не влияет на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) ВП. Отношения пиковых значений концентрации, масс трассера свидетельствует о разных значениях параметров ФЕС каналов НФС и позволяют сделать предположение о геометрическом расположении в исследуемом участке коллектора, гидродинамической связи между скважинами, а также при некоторых дополнительных данных рассчитать длину и объем ВП.

В известных работах Грачева С.И. и Трофимова А.С. сделан вывод о том, что флексурно-разрывные зоны юрских залежей, с образованными в них техногенными каналами низкого фильтрационного сопротивления, проходящие через барьеры давления, не имеют или имеют слабую гидродинамическую связь с флексурно-разрывными нарушениями объекта разработки на 40 % и более выше среднего значения по месторождению.

Система естественных и техногенных трещин способствует перераспределению фильтрационных потоков, изменению области дренирования и динамики обводнения добывающих скважин. В этой связи Некрасовым В.И. и др. на основе двумерной модели фильтрации двухфазной жидкости исследовано влияние трещин на характер выработки запасов нефтяной залежи на Лангепасской группе месторождения

Западной Сибири. В работе [7] рассмотрена трехрядная система, в которой первый ряд скважин с трещинами ГРП не эксплуатировался. В результате проведенного исследования установлено перераспределение потоков жидкости в элементе разработки, приводящее к прорыву воды в нефтенасыщенную область пласта и снижению коэффициента нефтеотдачи. С ростом длины трещин объем потерь нефти увеличивается.

Трещины гидравлического разрыва продуктивной зоны низкопроницаемого коллектора создают зону с аномальными фильтрационными свойствами. Пространственно-временные характеристики системы трещин повышают требования к методам проектирования разработки и управления ими на участках реализации многостадийного гидроразрыва пласта. Поэтому, отсутствие учета перечисленных осложняющих факторов, может в значительной степени отрицательно повлиять на эффективность разработки сложнопостроенных объектов.

Задача гидродинамического моделирования вариантов разработки таких коллекторов решается в постановке модели сплошной среды, с различными вариантами использования моделей двойной пористости и двойной проницаемости. Однако, как показывает практика, данные подходы приемлемы для концептуального проектирования или составления долгосрочных прогнозов.

Для решения задачи детального анализа разработки и планирования адресных геолого-технических мероприятий требуется использование более сложных моделей. Это связано с тем, что в трещинных коллекторах значительно увеличивается роль «быстрой» среды, связанной с фациальными суперколлекторами, трещинами и другими каналами НФС, в особенности если они пересечены стволами скважин.

Такие объекты локальны, не определяются за счет стандартного комплекса ГИС, не интерпретируемы или не могут быть однозначно охарактеризованы по керну. При этом их вклад в разработку является весьма ощутимым, особенно в условиях совместной фильтрации нефти и воды, а особенно при фильтрации жидкости и газа. Причем, если на ранних этапах разработки роль локальных объектов не видна за общей картиной однофазной фильтрации, то по мере приближения фронта вытеснения, роль локальных объектов возрастает.

Таким образом, система естественных и техногенных каналов НФС, размером существенно меньше «типовой» ячейки гидродинамической модели, обладает аномальным значением проводимости и вносит существенный вклад в направление и динамику фильтрационных потоков по мере разработки месторождения. И чем ниже проницаемость базовой (поровой) среды, тем более значителен вклад каналов НФС в показатели разработки месторождения.

Соответственно исследования в данном направлении представляют теоретический интерес и имеют практическую значимость.

1.2 Состояние и проблемы реализации систем разработки с применением скважин сложного заканчивания

На сегодняшний день большинство крупных и уникальных месторождений разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» находятся на 3 и 4 стадиях разработки. Наибольшей выработке подвержены высокопродуктивные объекты меловых отложений, разбуренные регулярными сетками наклонно-направленных скважин и обеспечившие, в свое время, максимальные уровни добычи по этим месторождениям.

Поддержание и наращивание добычи, в настоящий период, обеспечивается вводом, в большей степени, низкопроницаемых и ультранизкопроницаемых объектов, характеризующихся сложной структурой запасов. На первый план выходит добыча из объектов Ачимовских и Юрских отложений (Ач, Ю) (рисунок 1), разработка которых ведется с применением массовых гидравлических разрывов пласта (ГРП).

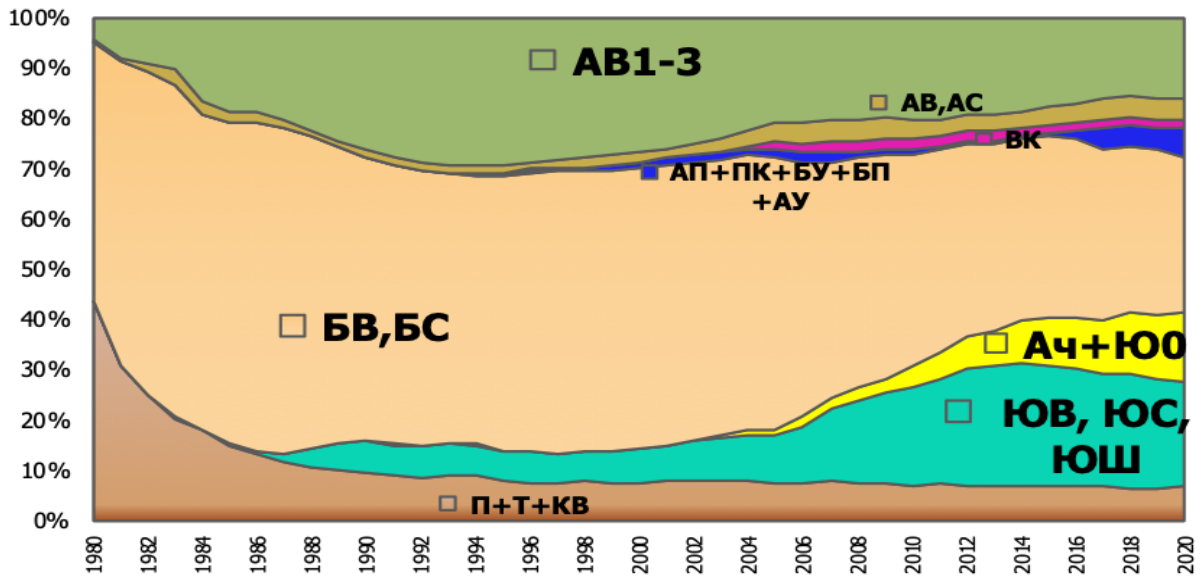


Рисунок 1.1 – динамика добычи нефти по группам пластов нефтяных месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

Данные объекты эксплуатируются с ГРП на всем фонде скважин, а поддержание пластовой энергетики осуществляется при забойных давлениях превышающих предел прочности пород на разрыв, что приводит к созданию и расширению каналов низкого фильтрационного сопротивления НФС и зон трещиноватости. Соответственно, при разработке, под действием указанных техногенных факторов (депрессий, репрессий и множественных операций проппантных ГРП), происходит изменение структуры и типа коллектора. Пласт с преимущественно поровым типом коллектора преобразуется в порово-трещинный с соответствующим изменением механизма движения пластовых флюидов.

Изменение состояния пласта от порового к трещинному типу позволяет увеличить дебиты скважин, что улучшает экономическую привлекательность разработки подобных объектов. При этом, дополнительная к природной, техногенная дифференциация объекта по проницаемости неизбежно провоцирует опережающее продвижение закачиваемой воды по каналам НФС и снижает величины коэффициентов охвата и КИН.

Рассмотрим выборку объектов Ач.т. и Ю₁ разрабатываемых месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (рисунок 1.2, таблица 1.1.). Текущая обводненность продукции существенно опережает выработку запасов, несмотря на достаточно

плотные реализованные проектные сетки скважин, использование современных технологий бурения, заканчивания, интенсификации и повышения нефтеотдачи пластов.

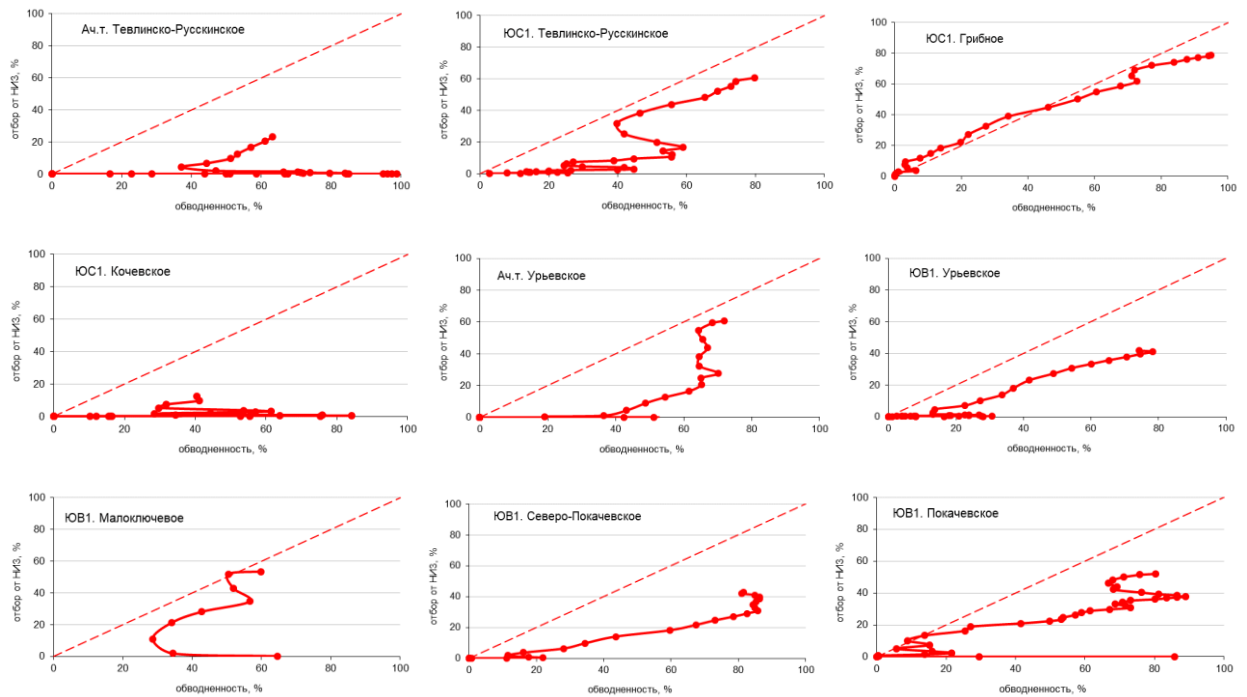


Рисунок 1.2 – Зависимость отбора начальных извлекаемых запасов нефти от обводненности для объектов Ач.т. и ЮВ₁ месторождений Западной Сибири

Таблица 1.1 – Показатели выработки запасов по объектам Ач.т. и Ю₁ месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

Месторождение	Тевлинско-Русскинское		Грибное	Кочевское	Урьевское		Малоключевое	Северо-Покачевское	Покачевское
	ЮС1	Ач.т.	ЮС1	ЮС1	ЮВ1	Ач.т.	ЮВ1	ЮВ1	ЮВ1
Стадия разработки	3	3	4	1	3	4	3	3	3
Геологические запасы	97197	33344	28738	25614	135092	15695	6103	71180	40874
Извлекаемые запасы	27698	9223	12329	8453	45538	2415	1818	25282	14785
Проектный КИН	0,285	0,277	0,429	0,330	0,337	0,154	0,298	0,355	0,362
Годовая добыча нефти	576,1	253,1	86,4	207,4	343,5	34,4	28,9	226,4	88,4
Годовая добыча жидкости	2852,7	687,8	1735,8	352,5	1336,0	122,6	72,1	1192,2	446,9
Закачка воды	3965,5	795,4	1894,2	471,7	2542,8	190,8	138,1	2190,5	878,0
Среднегодовая обводненность	79,8	63,2	95,0	41,2	74,3	71,9	59,9	81,0	80,2
Действующий фонд	480	98	223	136	725	71	64	232	183
добывающий	298	60	118	97	387	49	39	110	108
нагнетательный	182	38	105	39	338	22	25	122	75
соотношение доб/нагн текущее	1,6	1,6	1,1	2,5	1,1	2,2	1,6	0,9	1,4
Темп отбора от НИЗ (АВ1)	2,1	2,7	0,7	2,5	0,8	1,4	1,6	0,9	0,6
Темп отбора от ГИЗ (АВ1)	5,0	3,5	3,2	2,6	1,3	3,5	3,3	1,5	1,2
Накопленная добыча нефти	16756	2148	9735	830	19022	1471	970	10593	7702
Накопленная добыча жидкости	39058	4965	26667	1481	39442	4012	1776	41041	20188
Накопленная закачка воды	53184	5875	32208	2012	72467	5991	3335	51661	41295
Накопленные ВНФ	1,3	1,3	1,7	0,8	1,1	1,7	0,8	2,9	1,6
Текущая компенсация	126	101	107	103	171	139	162	170	184
Накопленная компенсация	111	101	106	105	152	129	151	113	181
Отбор от НИЗ	60,5	23,3	79,0	9,8	41,8	60,9	53,4	41,9	52,1
Текущий КИН	0,172	0,064	0,339	0,032	0,141	0,094	0,159	0,149	0,188

Ключевой причиной такого превышения, по мнению автора, является недостаточный учет при проектировании техногенно-сформированного трещинно-порового типа коллектора, когда преимущественное движение пластовых флюидов осуществляется по трещинам, содержащим незначительную долю подвижных запасов нефти, что приводит к опережающему обводнению продукции добывающих скважин.

Поэтому извлекаемые запасы нефти, корректно обоснованные на детерминированной исходной модели геологического объекта, могут быть отобраны не полностью, с большей долей попутной воды по причине снижения коэффициента охвата залежи при заводнении, в результате техногенных изменений в процессе интенсивной эксплуатации.

Областью применения горизонтальных скважин с МГРП, являются объекты низкой и ультранизкой проницаемости с отсутствием или минимальными рисками приобщения выше – или ниже – расположенных водо(газо)-насыщенных участков пласта повышенной проницаемости. При этом ГС с МГРП расширяют традиционную область применения наклонно-направленных скважин с ГРП за счет возможности их целевой проводки по определенной части разреза, и ограничения длины и высоты трещин. Рентабельный дебит скважин при заданных ограничениях по параметрам трещин обеспечивается за счет увеличения протяженностей ГС и/или количества операций ГРП.

Многозабойные скважины бурятся в условиях, традиционно определенных, для скважин с горизонтальным окончанием без интенсификации методом ГРП – выдержанные по вертикали и простиранию пласты проницаемость которых позволят обеспечивать экономически рентабельные притоки в скважинах без применения дополнительной интенсификации методами ГРП или МГРП. Применение многозабойных скважин на расчлененных и неоднородных объектах, позволяет разместить отдельные стволы в различных пропластках, и за счет увеличения контакта с коллектором, можно обеспечить рентабельный дебит при эксплуатации низкопроницаемого коллектора.

Отдельного внимания заслуживает опыт совмещение в одной скважине технологий МГРП и МЗС. В настоящее время испытано два технологических решения:

1. Часть горизонтального участка скважины представлена хвостовиком для применения технологии многостадийного ГРП, а другая имеет необсаженные «ответвления» и не подвергается ГРП.

2. Хвостовик спускается в основной ствол многозабойной скважины с размещением фрак-портов напротив интервалов необсаженных «ответвлений», с последующим выполнением многостадийного ГРП.

Предлагается следующее применение ГС с МГРП и МЗС в геологических условиях традиционных объектов месторождений Западной Сибири, которое представлено на (рисунке 1.3).

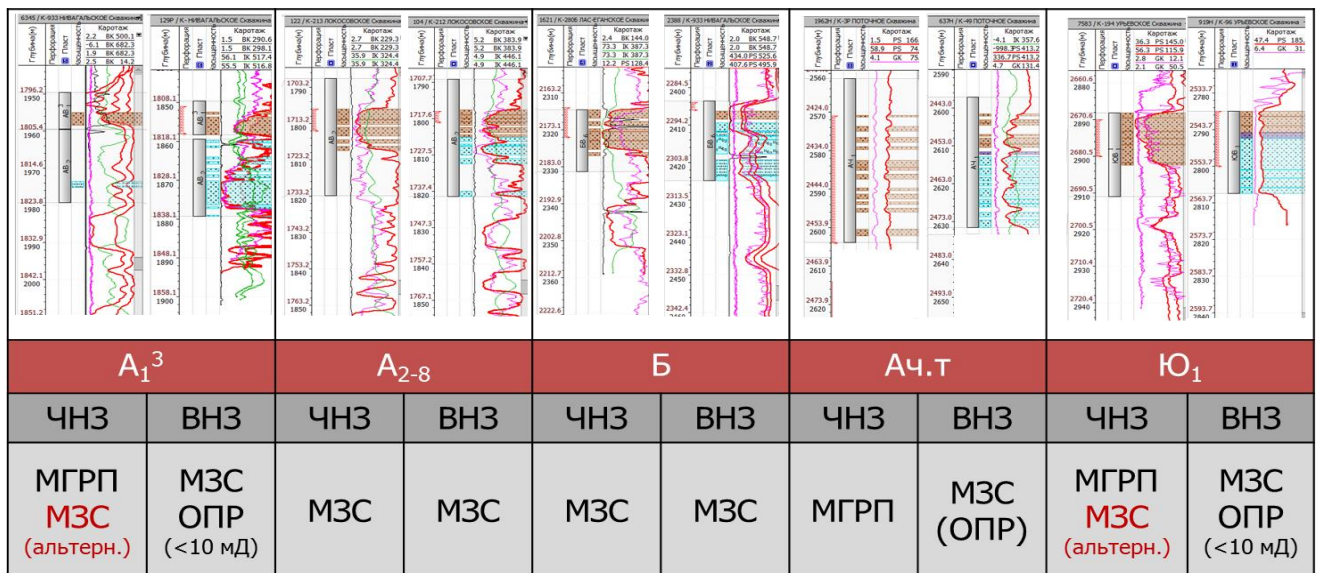


Рисунок 1.3 – Типовые геологические условия применения многозабойных скважин и горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом

1.3 Результаты эксплуатации горизонтальных скважин с многостадийными ГРП

Активное внедрение горизонтальных скважин с МГРП на месторождениях ООО ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь начато в 2010 году, а в 2011 технология уже внедрялась в промышленных масштабах, введено 96 скважин. Основными площадками

масштабной реализации технологии стали Западно-Урьевская залежь, объекта ЮВ₁ Урьевского месторождения и Залежь № 5 объекта ЮС₁ Тевлинско-Русскинского месторождения.

Внедрение технологи строительства ГС с МГРП позволило значительно увеличить запускные дебиты нефти и темпы отбора относительно традиционных наклонно-направленных скважин (рисунок 1.4). На первом этапе, реализации технологии, наиболее актуальными были задачи: определения оптимальной протяженности горизонтальных скважин и обоснования оптимального количества точек инициации (портов) ГРП.

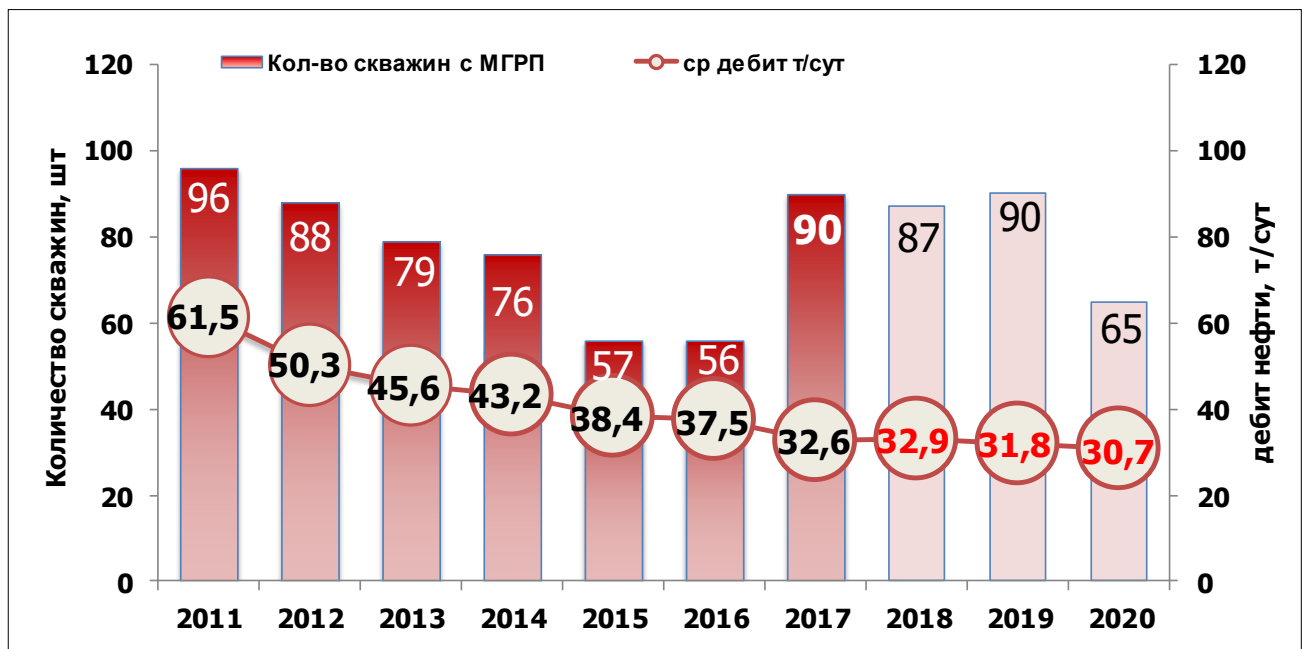


Рисунок 1.4 – Динамика ввода горизонтальных скважин с МГРП и их среднегодовая эффективность по месторождениям ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» на территории ХМАО Югры Тюменской области

На первых пилотных площадках, с использованием инструментов гидродинамического моделирования, было выполнено технико-экономическое обоснование оптимальных длин и количества портов ГРП. В результате расчетов установлена, нелинейная зависимость пусковых дебитов от протяженности ГС и увеличении количества портов ГРП (рисунок 1.5).

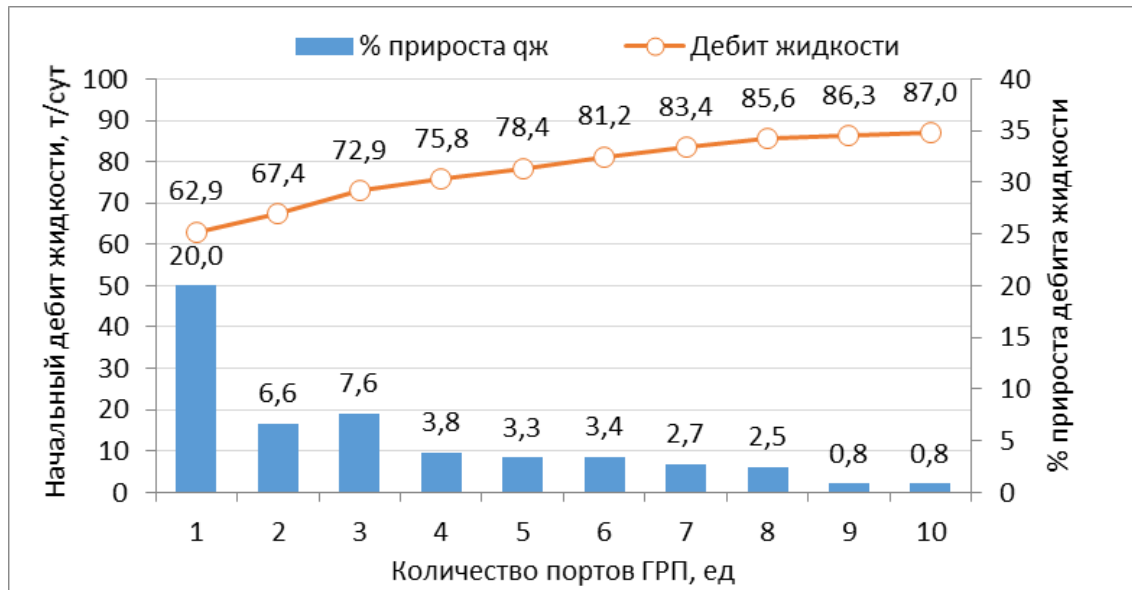


Рисунок 1.5 – Зависимость прироста дебита жидкости от количества стадий ГРП на горизонтальной скважине протяженностью 500 м. На примере объекта ЮВ₁ Урьевского месторождения

Таким образом, для первых пилотных участков Урьевского и Тевлинско-Рускинского была обоснована длина горизонтальных стволов 500–650 метров, расстояние между портами ГРП 100–150 метров и количество стадий ГРП 4–6. Это же решение применялось при проектировании систем разработки аналогичных низкопроницаемых коллекторов.

Такой же подход применялся в (ПАО Роснефть, ПАО Сургутнефтегаз, ПАО Газпромнефть), и независимыми исследователями [8, 9, 10, 11]. Например, в работе Черевко М.А и Янина А.Н. [12], для объекта АС18 Приобского месторождения (ЮЛТ) обоснована протяженность горизонтальных стволов добывающих скважин 650 метров и расстояние между портами МГРП 125 метров.

Таким образом, выявленные тенденции и количественные оценки исследователей позволяют считать, что необходимость обоснования оптимальной длины горизонтального участка скважин и количества портов ГРП, при проектировании разработки нового месторождения, не вызывает сомнений.

Всего к 2022 году на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» введено более 800 ГС с МГРП. Годовая добыча нефти составляет 3.1 млн. т, а накопленная превысила 18.5 млн. т. Масштабность внедрения технологии предопределила

необходимость обоснования и внедрения, адаптированных к условиям фильтрации пластовых флюидов систем разработки и поддержания пластового давления (ППД).

По первым пилотным площадкам применения ГС с МГРП на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» были обоснованы системы разработки, например, на объекте ЮВ₁ Урьевского месторождения это обращенная девятиточечная система разработки с расстоянием между скважинами 425 метров, а по объекту ЮС₁ Тевлинско-Русскинского – обращенная семиточечная система разработки с расстоянием 550 метров (рисунок 1.6).

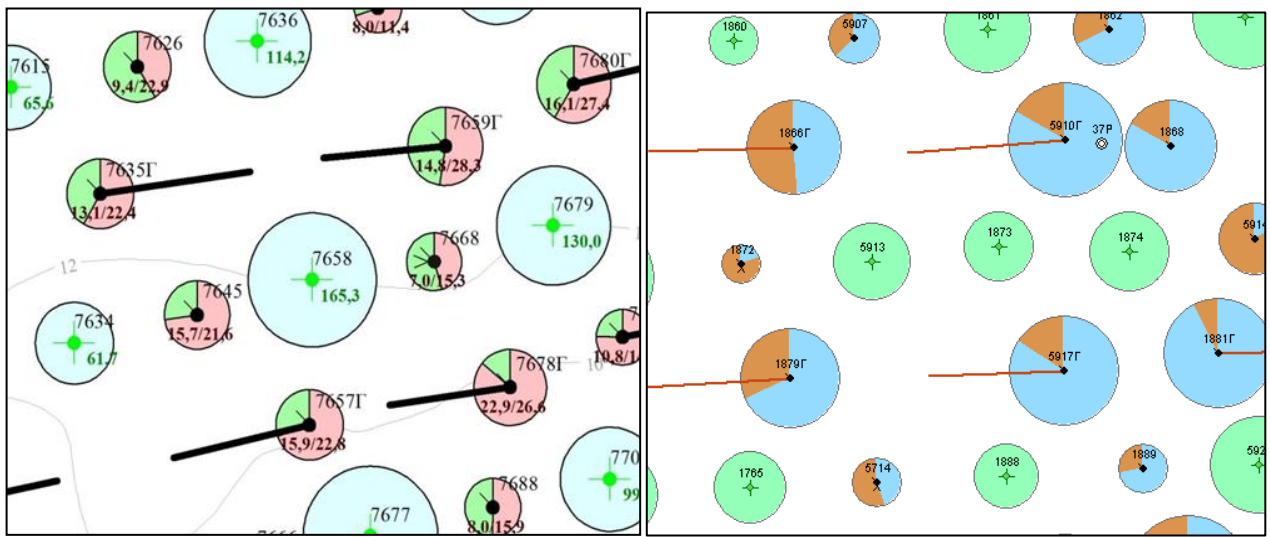


Рисунок 1.6 – Выкопировки из карт текущего состояния разработки. Объект ЮВ₁ Урьевского месторождения (слева). Объект ЮС₁ Тевлинско-Русскинского месторождения (справа)

При этом влияние процесса динамического преобразования структуры порового пространства на эффективность предложенных технологий эксплуатации пласта, в достаточной мере, не учитывалось. Проблеме обоснования системы разработки с применением ГРП, в т.ч. с применением горизонтальных скважин с МГРП посвящено множество работ, например публикации Уфимского ГНГУ, специалистов ООО «ТНЦ» и др. [13, 14, 15, 16, 17].

Но для постановки цели и задач диссертационной работы исследуем результаты фактической реализации систем разработки и применения горизонтальных скважин с МГРП на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», расположенных в ХМАО Югры Тюменской области.

По состоянию на 01.01.2022 регулярные системы разработки ГС с МГРП в наибольшем масштабе реализованы на залежах Тевлинско-Русскинского, Урьевского, Малоключевого, Северо-Покачевского, Кочевского и месторождениях им. В.Н.Виноградова и им. А.Усольцева. На остальных месторождениях имеет место стадия реализации, либо сформированы отдельные ячейки разработки.

При проектировании систем разработки с ГРП и ГС с МГРП, в настоящее время, учитывается пространственная ориентация трещин ГРП и фактор «Регионального стресса», который исследуется при помощи волнового акустического каротажа, методов микросейсмического мониторинга, трассерных исследований, а также геолого-промыслового анализа взаимовлияния скважин.

Описанные методы дают неоднозначные или даже противоречивые результаты. Однако, по результатам накопленной статистики, большинство специалистов и автор в их числе, сходятся во мнении, что на терригенных коллекторах Западной Сибири направление распространения трещин ГРП определяется «Региональным стрессом» который составляет $330\text{--}350^\circ$ (рисунок 1.7) [18, 19, 20, 21, 22].

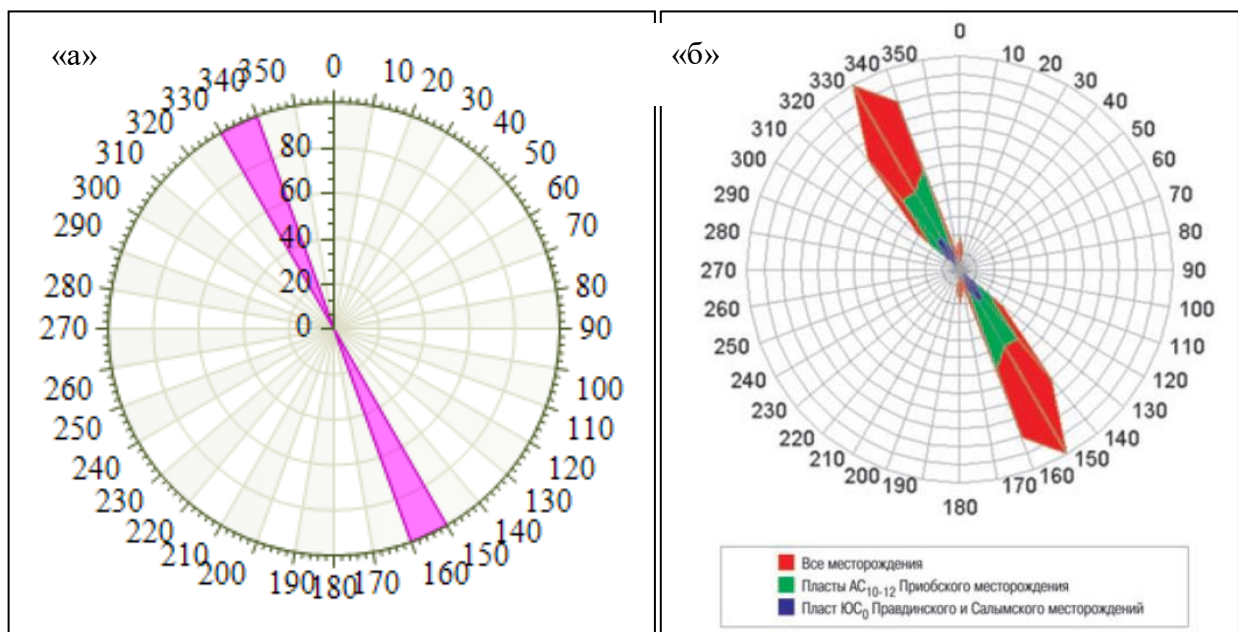


Рисунок 1.7 – Графическое представление результатов исследования по определению азимутов трещин ГРП по данным дипольных зондов. Объект ЮВ₁ Урьевского месторождение (а). Объекты ООО «РН-Юганскнефтегаз» (б)

Реализация горизонтальных нагнетательных скважин с МГРП в настоящее время находится на стадии опытных работ (ОПР). При том, что применение горизонтальных нагнетательных скважин без ГРП ведется в промышленных масштабах, демонстрирует высокую эффективность и не вызывает вопросов с точки зрения применения в определенных геологических условиях. Массовому внедрению нагнетательных ГС с МГРП, по мнению автора, препятствует мнение, что ГС с МГРП ориентированная вдоль направлении регионального стресса, не отличается от ННС с ГРП в режиме «Авто-ГРП», при очевидно большей стоимости ее бурения и эксплуатации.

Таким образом, для обоснования целесообразности применения горизонтальных нагнетательных скважин с МГРП требуется детальное гидродинамическое моделирование процессов динамического преобразования порового пространства и формирования каналов НФС в режиме «Авто-ГРП» для наклонно-направленных и горизонтальных скважин. В этой связи проведено исследование результатов применения регулярных систем разработки с ГС с МГРП Юрских отложений Урьевского, Тевлинско-Русскинского и Северо-Покачевского месторождений за период 2011–2021 гг. (таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Достигнутые технологические показатели разработки по участкам, разбуренным ГС с МГРП по регулярной системе разработки

Месторождение, объект разработки	Проницаемость, мД	Кнн, д. ед.	Входной дебит жидкости, т/сут	Стабильный дебит жидкости, т/сут	Накоп. ВНФ, д. ед.	Обводненность, %	Отбор на ГС, тыс. т.	Проектный КИН, д. ед.	Текущий КИН, д. ед.	Отбор от НИЗ, %	Рпл начальное, МПа	Текущее Рпл на ГС, МПа
Урьевское, ЮВ ₁	7,4	0,576	87,6	35,6	1,4	83,1	41,8	0,282	0,188	66,7	26	16,5
Северо-Покачевское, ЮВ ₁	1,9	0,49	72,3	44,7	0,5	53,3	27,7	0,253	0,076	30,0	28	19,6
Тевлинско-Русскинское, ЮС ₁	11,9	0,58	93,1	78,8	1,3	74,9	77,9	0,342	0,300	87,7	28	21,5

Урьевское месторождение введено в разработку в 1978 году. Объект ЮВ₁ является вторым по запасам на месторождении и имеет длительную историю разработки (с 1981). Активное разбуривание системой наклонно-направленных скважин с ГРП в районе Западно-Урьевского участка начато в 2004 году. Ввод первой ГС с МГРП приходится на 2011 год.

Для объекта было принято решение о реализации однорядной комбинированной системы разработки (в добывающем ряду – ГС с МГРП длиной ствола 500 м, в нагнетательном ряду – чередование наклонно-направленных добывающих и нагнетательных скважин). Напротив горизонтальных стволов размещаются добывающие скважины. Стволы ГС ориентированы поперек «регионального стресса» – азимута трещин ГРП (рисунок 6). Реализованная система разработки обеспечила большие, относительно ННС, темпы отбора. Опережающего обводнения ГС закачиваемой водой отмечено не было, но произошло интенсивное снижение пластового давления в зоне отбора ГС с МГРП и их дебитов. Усиление системы ППД за счет перевода дополнительных ННС, было невозможно ввиду рисков обводнения ГС по линии «регионального стресса».

По участку залежи разбуренному ГС достигнуты следующие технологические показатели: текущий отбор от НИЗ – 66,7 % при обводненности – 83,1 %. Накопленный ВНФ – 1,4, средний отбор на ГС – 41,8 тыс. т/скв. Текущее пластовое давление, замеренное по ГС, составляет 16,5 МПа, при начальном 26 МПа, снижение составило 37 %.

На основании сложившейся динамики разработки объекта и данных гидродинамического моделирования, выполненного в 2020 г. проектного технологического документа, определены значения коэффициента охвата (0,754) и КИН (0,282) по Западно-Урьевской залежи. Динамика выработки запасов приведена на рисунке 1.8.

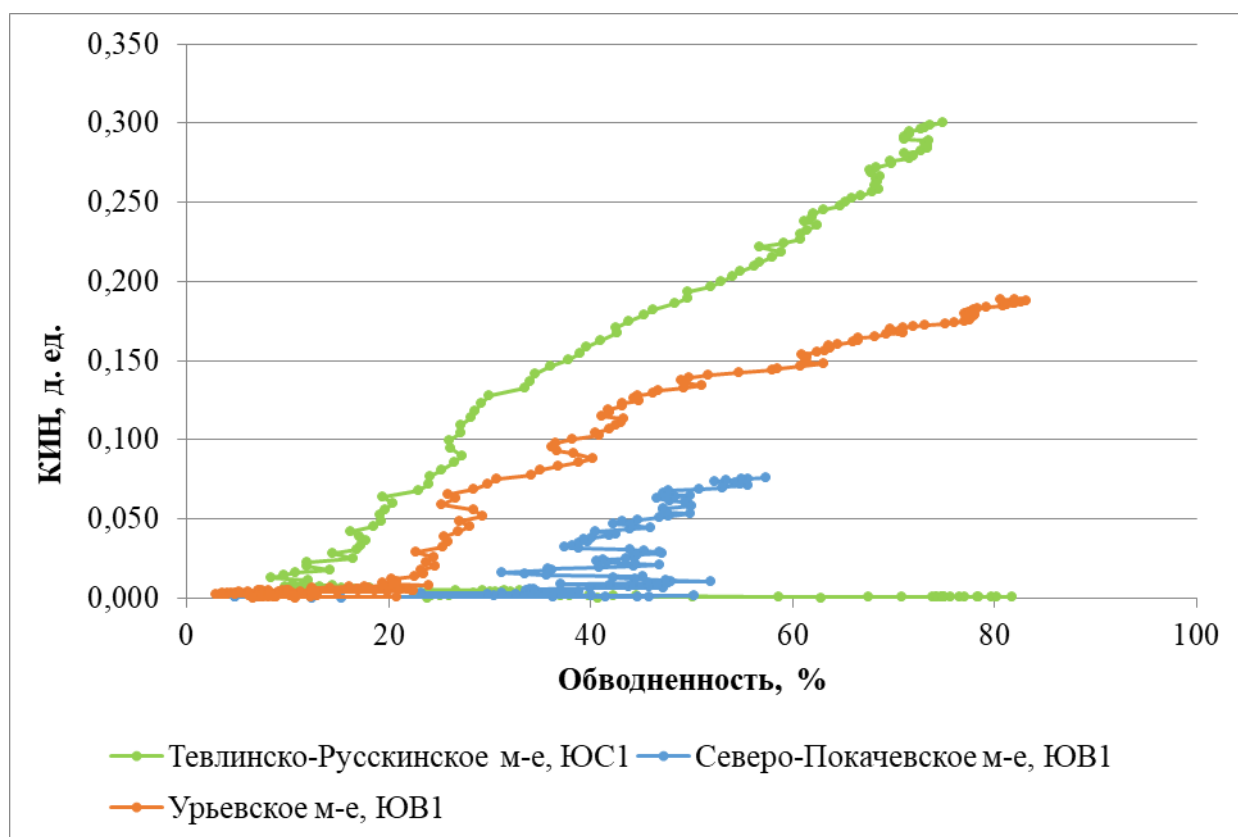


Рисунок 1.8 – Динамика выработки запасов низкопроницаемых коллекторов Юрских отложений месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

Реализованная на Урьевском месторождении система разработки, в дальнейшем, достаточно широко применялась при освоении аналогичных объектов Юрских и Ачимовских отложений месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Однако, имеющееся отставание выработки запасов от обводненности продукции, снижение дебитов скважин и ухудшение энергетического состояния свидетельствует как о более сложной структуре запасов, выявленной при разбуривании, так и о недостаточном учете при проектировании процессов преобразования порового коллектора при активной разработке с ГРП и «Авто-ГРП».

Тевлинско-Русскинское месторождение введено в разработку в 1978 году. За- лежь № 5 объекта ЮС₁ введена в разработку в 2008 году, и практически полностью разбурена ГС с МГРП начиная с 2011 года. Система разработки сформирована на базе обращенной семи-точечной системы с расстоянием между скважинами 550 метров. Протяженность ГС 650 метров, 5 стадий ГРП.

Система разработки, аналогично Урьевскому месторождению, была обоснована на основании гидродинамического моделирования, имеющегося к тому времени, и весьма ограниченного опыта эксплуатации наклонно-направленных скважин. По 5-ой залежи не отмечалось опережающих прорывов воды от нагнетательных скважин в направлении «регионального стресса». Реализованная система разработки схожа, с рассмотренной выше «Урьевской», как по соотношению добывающих\нагнетательных скважин, так и по ориентации горизонтальных скважин относительно «регионального стресса». Значимым отличием системы является размещение нагнетательных скважин непосредственно напротив горизонтальных стволов.

Разработка залежи характеризуется высокими темпами отбора. Относительно результатов эксплуатации скважин Урьевского месторождения дебиты ГС снижались не столь интенсивно. Опережающее обводнение от нагнетательных скважин не привело к каким-либо катастрофическим последствиям для выработки запасов по данной залежи.

По участку залежи разбуренному ГС достигнуты следующие технологические показатели: текущий отбор от НИЗ – 85.7 % при обводненности – 74.9 %. Возможно, требуется корректировка геологических запасов или проектного КИН. Накопленный ВНФ – 1.3, средний отбор на ГС – 77.9 тыс. т/скв. Текущее пластовое давление, замеренное по ГС, составляет 21.5 МПа, при начальном 28 МПа, снижение 23 %.

Система разработки на базе обращенной семи-точечной применялась при освоении залежей Юрских и Ачимовских отложений месторождения им А.Усольцева, однако столь «смелое решение» как перевод под нагнетание скважин, размещенных напротив горизонтальных стволов, был запроектирован на завершающую стадию разработки.

Таким образом, опыт разработки 5-ой залежи объекта ЮС₁ Тевлинско-Русскинского месторождения, свидетельствует о возможности, с учетом геологических условий, размещения нагнетательных скважин напротив горизонтальных по линии «регионального стресса». Данное решение не следует рассматривать как «руководство к

действию», а как входные данные для гидродинамического и геомеханического моделирования.

Северо-Покачевское месторождение введено в разработки в 1995 году. Рассматриваемая в данной работе западная часть объекта ЮВ₁, является наиболее сложной из описанных примеров и относится с ультранизкопроницаемым коллекторам ($K_{пр} < 2$ мД) (УНПК). Первые ГС с МГРП пробурены в 2012 году, а реализация регулирующей системы разработки начата только в 2014.

Сложность геологического объекта и его ультранизкая проницаемость предопределили необходимость проведения опытных работ. На объекте начато бурение протяженных ГС (до 1300 м) с ориентацией горизонтальных стволов вдоль направления «регионального стресса» с реализацией однорядной системы разработки наклонно-направленными нагнетательными скважинами (рисунок 1.9).

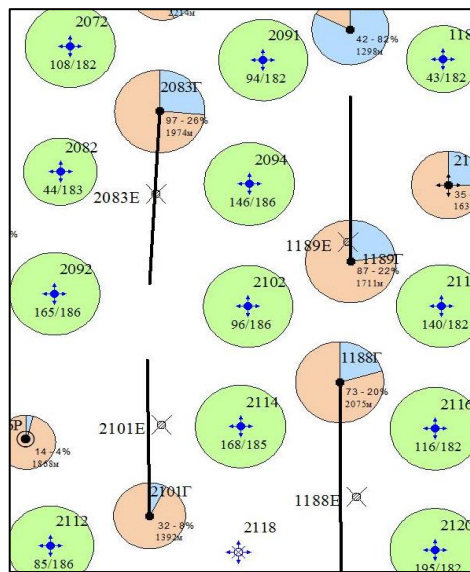


Рисунок 1.9 – Выкопировка из карты текущего состояния разработки. Объект ЮВ₁ Северо-Покачевского месторождения

В результате увеличения протяженности ГС и количества стадий ГРП с 4–5 (Урьевское, Тевлинско-Русскинское) до 8–12, изменения ориентации стволов – вдоль «регионального стресса» при одновременном сближении зон закачки и отбора до 420 м, удалось обеспечить рентабельные значения запускных дебитов и их поддержание, а также предотвратить опережающее обводнение по трещинам ГРП.

По участку залежи разбуренному ГС достигнуты следующие технологические

показатели: текущий отбор от НИЗ – 30 % при обводненности – 53.3 %. Накопленный ВНФ – 0.9, средний отбор на ГС – 27.7 тыс. т/скв. Текущее пластовое давление, замеренное по горизонтальным скважинам с МГРП, составляет 19.6 Мпа, при начальном 28.1 МПа, снижение 30 %.

На основании сложившейся динамики разработки объекта и данных гидродинамического моделирования, выполненного в рамках проектного документа 2020 года, определены расчетные извлекаемые запасы, коэффициент охвата (0,605) и КИН (0.253) по западной залежи объекта ЮВ₁ разбуренной системой ГС с МГРП. Динамика изменения величин Кохв и КИН приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Динамика коэффициентов охвата и КИН для объектов и участков Урьевского месторождения, Тевлинско-Русскинского и Северо-Покачевского месторождений

Месторождение, объект, залежь	Проектный документ							
	Кохв	КИН	Кохв	КИН	Кохв	КИН	Кохв	КИН
	Акт. ПТД - 3		Акт. ПТД - 2		Акт. ПТД - 1		Актуальный ПТД	
Урьевское	2011		2012		2014		2020	
ЮВ1	0,704	0,338	0,702	0,337	0,699	0,335	0,730	0,267
Западно-Урьевская залежь, объект ЮВ1	0,730	0,351	0,730	0,337	0,731	0,351	0,754	0,282
Тевлинско-Русскинское	2009		2014		2017		2021	
ЮС1	0,575	0,285	0,582	0,285	0,572	0,285	0,625	0,310
Залежь №5, объект ЮС1	0,575	0,285	0,582	0,285	0,572	0,285	0,689	0,342
Северо-Покачевское	2009		2012		2014		2020	
ЮВ1	0,674	0,316	0,755	0,345	0,739	0,323	0,659	0,287
Западная залежь, объект ЮВ1	0,646	0,295	0,588	0,276	0,600	0,262	0,605	0,253

Полученные результаты являются основанием для проектирования аналогичных систем разработки в т.ч. для коллекторов ультранизкой проницаемости Кочевского, Северо-Кочевского, Тевлинско-Русскинского, Западно-Чумпасского, месторождения имени А.Усольцева, а также многих других (рисунок 1.10).

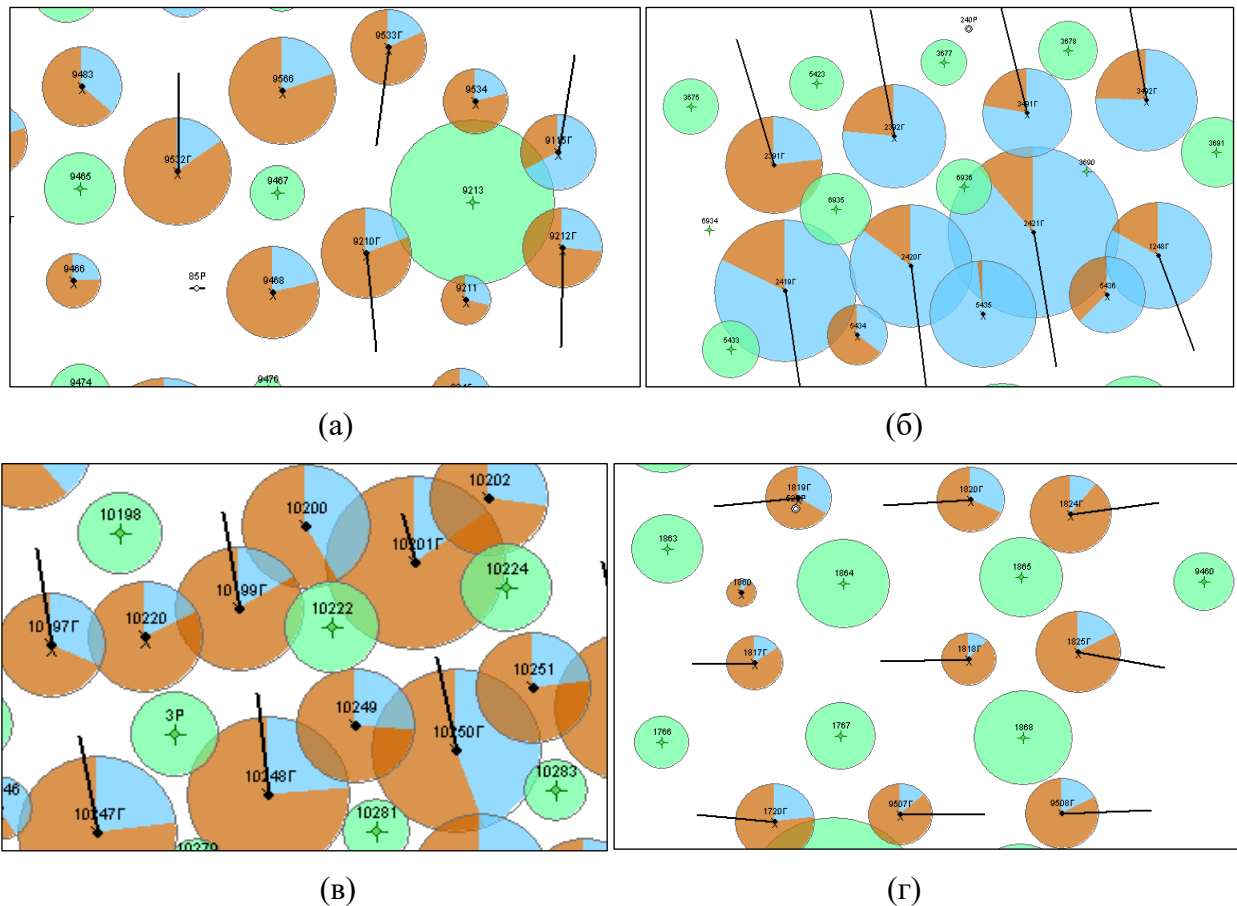


Рисунок 1.10 – Выкопировки из карт текущего состояния разработки объектов ЮВ₁ Кочевского (а), ЮС₂ Тевлинско-Рускинского (б), ЮВ₁ Западно-Чумпасского (в), ЮВ₁ месторождения имени А.Усольцева (г)

Таким образом, на основании анализа текущих результатов длительной эксплуатации залежей Урьевского, Тевлинско-Рускинского и Северо-Покачевского месторождений, разбуренных ГС с МГРП с организацией сравнительно регулярных систем разработки выявлено:

- необходимость учета фактора «регионального стресса» – направления трещин ГРП;
- применимость площадных и однорядных систем разработки;
- однорядная система разработки с размещением стволов ГС вдоль азимута преимущественного развития трещин ГРП позволяет обеспечить эффективную разработку коллекторов ультранизкой проницаемости за счет увеличения длин стволов, количества стадий ГРП и сближения зон отбора и закачки без увеличения рисков прямого обводнения горизонтальных скважин;

- в условиях более благоприятных ФЕС коллекторов, возможна организация площадных систем разработки с размещением стволов ГС поперек направления трещин ГРП. При этом, в случае размещения нагнетательных скважин напротив ГС, имеется риск опережающего прорыва нагнетаемых вод, а при размещении нагнетательных скважин по углам от горизонтальной, возможен недостаток восполнения пластовой энергии в зоне отбора;

- поддержание пластового давления на ультранизкопроницаемых коллекторах ведется с давлениями выше предела прочности пород на разрыв, поддерживается режим «Авто-ГРП»;

- на данных месторождения имеются единичные примеры реализации горизонтальных нагнетательных скважин с МГРП, в промышленных масштабах на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» их применение не отработано;

- для комплексного обоснования системы разработки низкопроницаемого коллектора необходим учет фактора «регионального стресса»;

- необходима разработка методического подхода который будет учитывать (позволит имитировать) динамические процессы техногенного преобразования порового пространства, в процессе интенсивной разработки ультранизкопроницаемых коллекторов с множественными ГРП, а также в режиме «Авто-ГРП».

1.4 Результаты эксплуатации многозабойных скважин

В данной работе под термином «многозабойные скважины» (МЗС) подразумевается конструкция (рисунок 1.11) с одним обсаженным (основным) стволом и необходимым количеством дополнительных стволов (ответвлений). По международной классификации конструкция именуется TAML-2. Доступ в ответвления после окончания строительства скважин невозможен. Интенсификация ГРП или МГРП, в начальный период эксплуатации, не предусматривается.

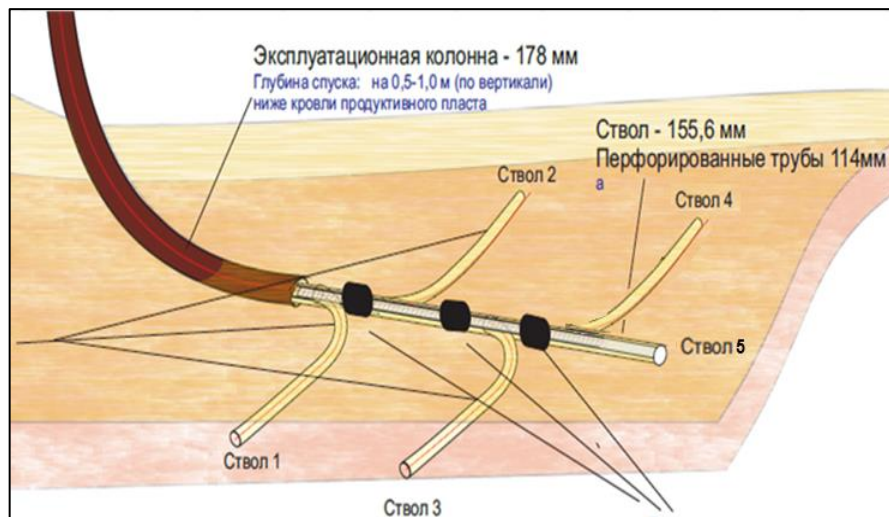


Рисунок 1.11 – Принципиальная схема многозабойной скважины

Технологические аспекты строительства многозабойных скважин подробно описаны в монографии «Многозабойные скважины» (Бакиров Д.Л, Фаттахов М.М, и др) [23]. Строительство подобных скважин не вызывает затруднений и может быть реализовано с применением отечественного оборудования. Затраты на строительство МЗС обычно не превышают затрат аналогичной по протяженности ГС с МГРП.

Многозабойные скважины на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» с 2013 года применялись для высокопроницаемых залежей нефти, подстилаемых активной подошвенной водой (рисунок 1.12). Большой контакт с коллектором позволял обеспечить рентабельные дебиты нефти при меньшей депрессии на пласт, и снижение темпа обводнения скважин.



Рисунок 1.12 – Динамика ввода многозабойных скважин и их среднегодовая эффективность по месторождениям ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» на территории ХМАО Югры Тюменской области

В дальнейшем технология была транслирована на объекты средней и низкой проницаемости, разработка которых была осложнена низкой плотностью запасов нефти, малыми нефтенасыщенными толщинами, пониженной нефтенасыщенностью, а также наличием подошвенной воды. Многозабойные скважины, рассматривались как альтернатива ГС с МГРП в случае технологических ограничений для ГРП.

Основными площадками масштабной реализации технологии стали: пласт АВ₁³ Нивагальского и АС₉ Восточно-Перевального месторождений. Высокая эффективность эксплуатации выявлена при освоении, небольших по размеру, залежей нефти Юрских отложений пластово-сводового и массивного типа (Северо-Покамасовское, Западно-Покамасовское, Восточно-Икилорское).

Установлено, что эффективное применение МЗС требует решения задачи обоснования азимута и оптимальной протяженности основного ствола и отдельных ответвлений. Как известно, вопрос конструкций и заканчивания МЗС исследован достаточно полно [24, 25, 26, 27, 28, 29]. Работ, посвящённых обоснованию систем разработки и поддержания пластового давления адаптированных к применению многозабойных скважин значительно меньше [30, 31, 32].

По состоянию на 01.01.2022 регулярные системы разработки с многозабойными скважинами реализованы на объектах разработки и залежах Восточно-Перевального, Когалымского, Нивагальского и Северо-Покамасовского, Восточно-Икилорского, Западно-Покамасовского, месторождения им. Усольцева и др. По многим месторождениям, имеет место, реализация единичных многозабойных скважин или небольших ячеек разработки.

Проведен анализ результатов эксплуатации продуктивных пластов АВ₁³ Нивагальского, АС₉ Восточно-Перевального месторождений, а также ЮВ₁ Северо-Покамасовского месторождения (рисунок 1.13), технологические показатели разработки по залежам и участкам данных месторождений приведены в таблице 1.4.

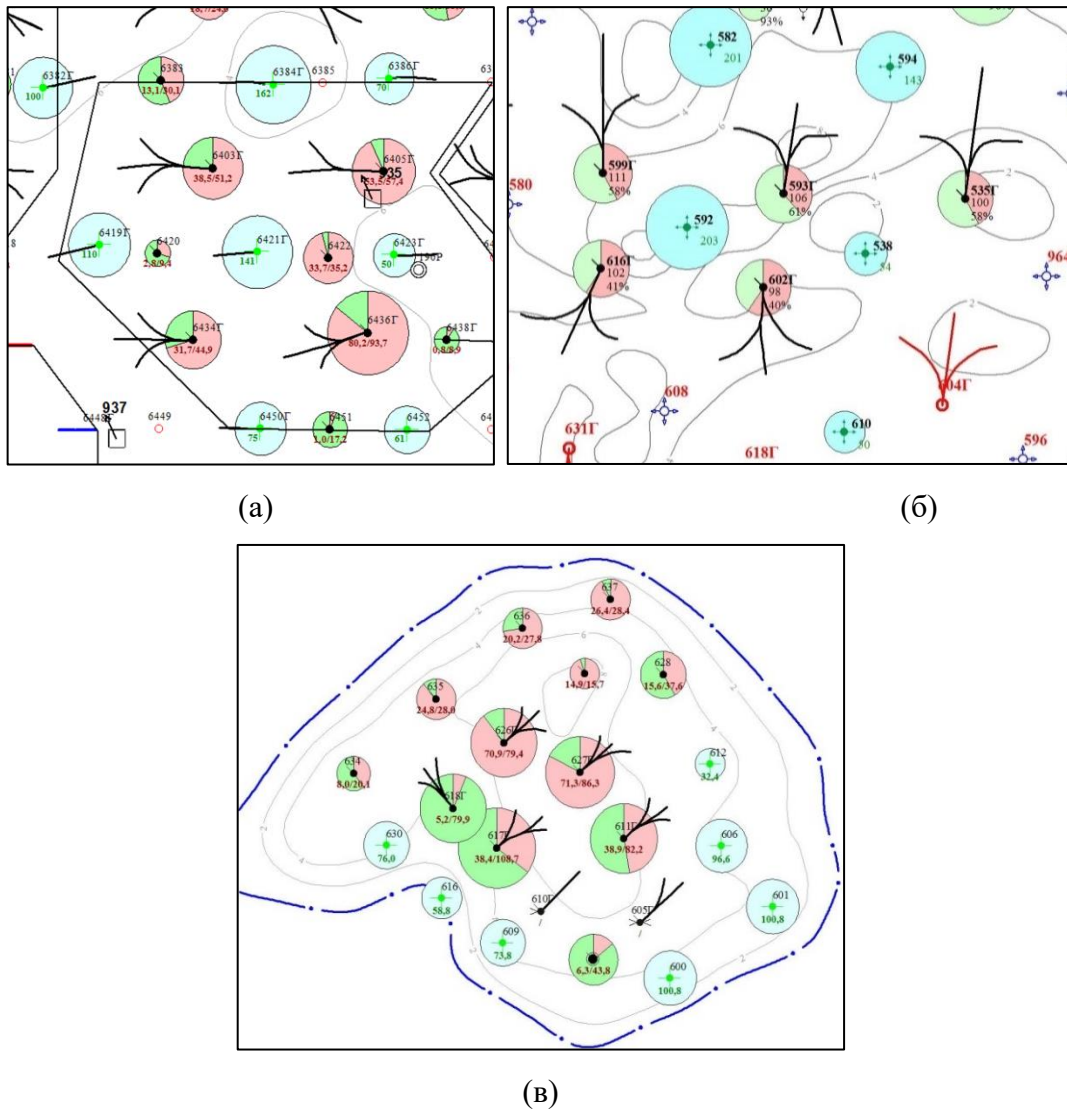


Рисунок 1.13 – Выкопировки из карт текущего состояния разработки объекта АВ₁³ Нивагальского (а), объекта АС₉ Восточно-Перевального (б) и объекта ЮВ₁ Северо-Покамасовского (в) месторождений

Таблица 1.4 – Достигнутые технологические показатели разработки по участкам, разбуренным многозабойными скважинами (без ГРП)

Месторождение, объект разработки	Проницаемость, мД	Кнн, д. ед.	Вход. деб. жидкости, т/сут	Стабильный деб. жидкости, т/сут	Накоп. ВНФ, д. ед.	Обводненность, %	Отбор на МЗС, тыс. т.	Проектный КИН, д. ед.	Текущий КИН, д. ед.	Отбор от НИЗ, %	Рпл начальное, МПа	Текущее Рпл на МЗС, МПа
Северо-Покамасовское объект ЮВ ₁	59,7	0,514	105	70,3	0,9	80,6	61,7	0,382	0,307	80,4	286	172
Восточно-Перевальное, АС ₉	130	0,47	94,9	95	1,0	76,9	21,4	0,329	0,062	27,6	222	172
Нивагальское, АВ ₁₋₂	53	0,425	51,9	48,8	0,3	65,6	22,7	0,319	0,166	28,2	185	159

Северо-Покамасовское месторождение введено в разработку в 2009 году. Разработка залежи 103П (объект ЮВ₁) с применением многозабойных скважин, начата в 2014 году.

Исходя из особенностей геологического строения объекта (небольшая структурная залежь, пониженной проницаемости подстилающаяся подошвенной водой), были определены возможные осложнения при использовании скважин традиционной конструкции:

- низкая продуктивность наклонно-направленных скважин (без ГРП);
- прорыв трещин ГРП в водонасыщенную область пласта;
- опережающее обводнение пластовой и\или закачиваемой водой по трещинам ГРП, снижение Коэф залежи и конечного КИН

Для предотвращения данных проблем была предложена и реализована приконтурная система заводнения с многозабойными скважинами в качестве добывающих и наклонно-направленными с ГРП нагнетательными для обеспечения поддержания пластового давления. Обосновано расстояние между скважинами 500 м, предложено формирование системы ППД начать одновременно с вводом залежи в разработку.

Эксплуатация залежи характеризуется высокими темпами отбора (максимальный темп отбора от НИЗ – 11.9 %), и высокой эффективностью выработки текущий отбор от НИЗ – 80.4 % при обводненности – 80,6 %. По залежи прогнозируется достижение утвержденного КИН (0.382), имеется предпосылки для его увеличения. Динамика выработки запасов представлена на рисунке 1.14.

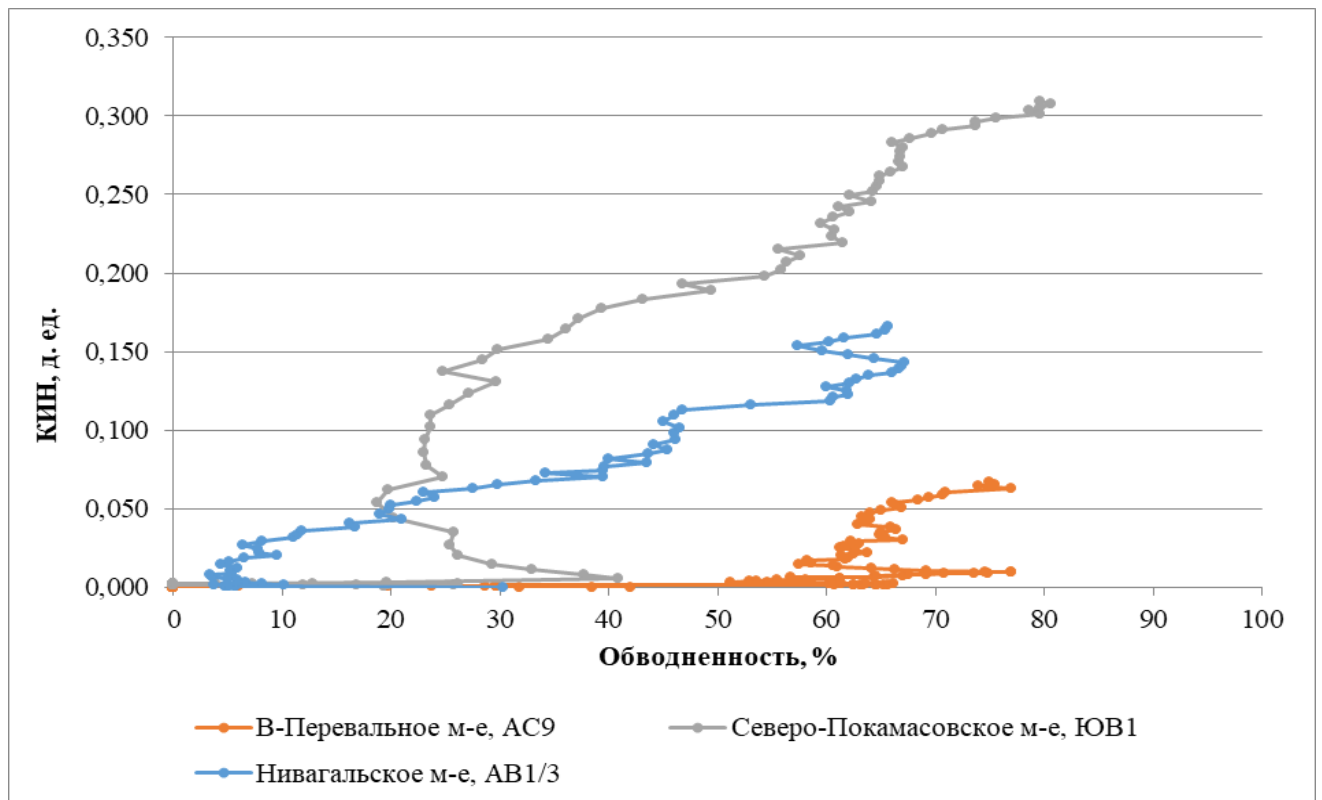


Рисунок 1.14 – Динамика выработки запасов объектов месторождений разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» эксплуатируемых преимущественно многозабойными скважинами

Реализованная система разработки с многозабойными скважинами обеспечивает высокие темпы отбора, и лишена типичных для залежей подобного типа проблем, связанных с опережающим обводнением добывающих скважин пластовой водой. Опережающих прорывов от нагнетательных скважин не отмечается, и разработка идет в режиме поднятия уровня ВНК.

В связи с высокой эффективностью системы разработки залежи 103П Северо-Покамасовского месторождения, опыт ее применения использован при проектировании залежей схожих по геологическому строению, например, объекта ЮС₁ Восточно-Икилорского месторождения (рисунок 1.15).

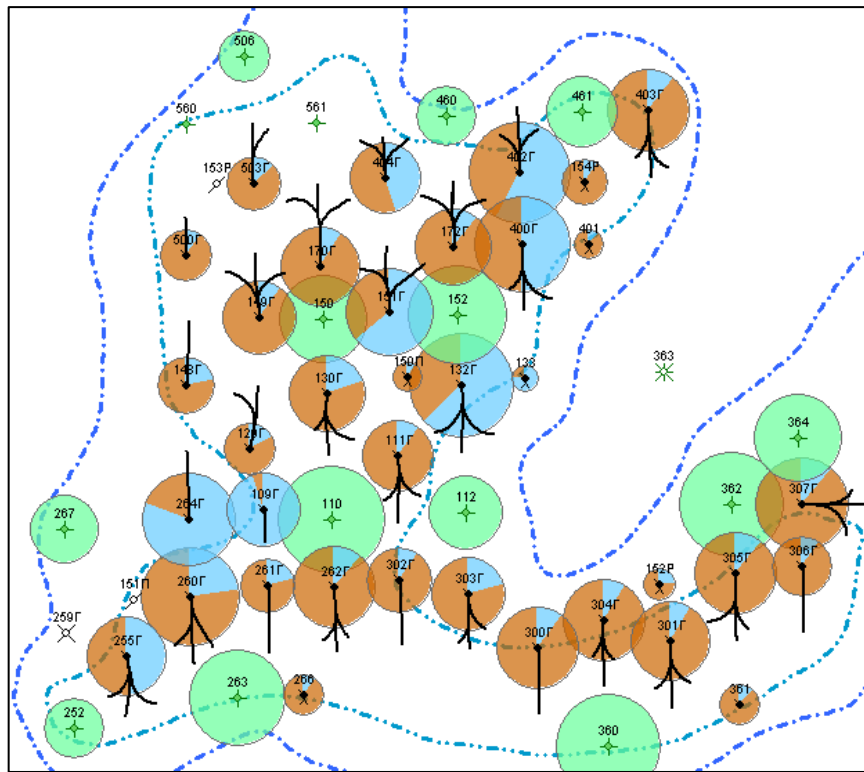


Рисунок 1.15 – Выкопировка из карты текущего состояния разработки объекта ЮВ₁ Восточно-Икилорского месторождения

Нивагальское месторождение открыто в 1982 году, в разработку введено в 1985 году. Интересующий объект разработки АВ₁₋₂ содержит два продуктивных пласта низкопроницаемый АВ₁³ (Кпр – 53 мД) представленный практически по всей площади месторождения и высокопроницаемый АВ₂ (Кпр – 433 мД) имеющий локальной распространение.

До 2014 года объект АВ₁₋₂ был разбурен лишь в границах выявленных контуров пласта АВ₂. Эксплуатация скважин традиционной конструкции на пласт АВ₁³ в т.ч. с ГРП и горизонтальные скважины, успеха не имели.

Выявлены факторы, осложняющие разработку пласта АВ₁³:

- низкая плотность запасов (Ннн – 2–4 м, Кн – 0.4);
- низкая продуктивность наклонно-направленных скважин без ГРП;
- ограничение на проведение ГРП ввиду наличия нижерасположенного высокопроницаемого пласта АВ₂;
- низкая эффективность закачки в наклонно-направленные скважины, ввиду ма-

лых приемистостей либо перетоков рабочего агента в нижележащий, зачастую водонасыщенный, пласт АВ₂ по техногенным трещинам или заколонному пространству.

Ключевыми технологическими решениями для разработки пласта АВ₁³ стало применение добывающих многозабойных скважин, обеспечивающих экономически рентабельные дебиты и горизонтальных нагнетательных скважин, применение которых позволило организовать эффективную систему поддержания пластового давления.

На первом этапе в системе разработки применяли в том числе наклонно-направленные добывающие скважины, но ввиду низкой эффективности с 2017 года от их бурения отказались полностью.

По участку залежи эксплуатируемому МЗС достигнуты следующие технологические показатели: текущий отбор от НИЗ – 52 % при обводненности – 65.6 %. Накопленный ВНФ – 1.1, средний отбор на многозабойную скважину – 22.7 тыс. т/скв. Среднее пластовое давление замеренное на МЗС составило 15.9 МПа, что ниже первоначального на 14 % и говорит об высокой эффективности обеспечения ППД горизонтальными скважинами.

Данное решение (сочетание многозабойных добывающих и горизонтальных нагнетательных скважин) в настоящее время активно тиражируется. Схожие системы разработки запроектированы и реализуются для аналогичных отложений Покачевского, Кечимовского, Урьевского месторождений, а также для пласта ВС₁₀¹ Южно-Ягунского месторождения, имеющего схожую проблематику разработки.

Восточно-Перевальное месторождение введено в эксплуатацию в 1995 году. Анализируемая залежь объекта АС₉ в районе Восточного-Купола введена в эксплуатацию в 2007 г. В 2014 г проведен ОПР по бурению МЗС и с 2016 года начато ее активное разбуривание с одновременным формированием системы ППД. В качестве нагнетательных используются наклонно-направленные скважины.

Исходя из особенностей геологического строения (маломощный выдержанный по площади пласт, средней проницаемости, пониженной нефтенасыщенности с обширной водонефтяной областью) и результатов эксплуатации скважин традиционной

конструкции, были определены следующие факторы, снижающие эффективность разработки:

- невысокие отборы на скважину ввиду низкой плотности запасов;
- низкая продуктивность наклонно-направленных скважин (без ГРП);
- прорыв трещин ГРП в высокопроницаемые водонасыщенные пропластки расположенные выше и ниже целевого интервала;
- опережающее обводнение пластовой и\или закачиваемой водой по трещинам ГРП, снижение Кохв залежи и конечного КИН.

Ввиду низкой эффективности разработки объекта ННС бурение на нем было приостановлено. Экономически эффективную разработку удалось организовать за счет реализации системы разработки с многозабойными добывающими скважинами большой протяженности (проходка по пласту более 1.5 км) и ННС нагнетательными скважинами по разреженной сетке.

Реализуемая система обеспечивает экономическую эффективность бурения. Запускные дебиты нефти МЗС находятся на уровне 40–80 т/сут (успешность 100 %). Система ППД не сдерживает добывные возможности скважин и не провоцирует их опережающие обводнение. На сегодняшний день, восточная часть объекта полностью разбурена реализована регулярная система разработки.

По залежи достигнуты следующие технологические показатели: текущий отбор от НИЗ – 19 % при обводненности – 76,9 %. Накопленный ВНФ – 1.1, средний отбор на многозабойную скважину – 21.4 тыс. т/скв. Данная система разработки подтвердила свою применимость и эффективность и ее можно рекомендовать для объектов с схожими геологическими условиями.

Таким образом, на основании анализа текущих результатов длительной эксплуатации залежей Нивагальского, Восточно-Перевального и Северо-Покамасовского месторождений, разбуренных МЗС с организацией сравнительно регулярных систем разработки выявлено:

- перспективность разработки небольших по размеру массивных залежей или залежей с незначительными ЧНЗ системой добывающих многозабойных скважин с

организацией приконтурной системы заводнения. В зависимости от размеров залежей, проницаемости коллекторов, а также энергетики законтурной области, система заводнения может быть либо усилена очагами, либо разрежена вплоть до полного отказа от нагнетательных скважин;

- высокую эффективность организации закачки в горизонтальные нагнетательные скважины без ГРП при невысокой расчлененности объекта воздействия, пониженной проницаемости и наличия близко расположенных высокопроницаемых водонасыщенных либо заводненных пластов;

- при повышенной проницаемости пласта можно рекомендовать организацию разреженной сетки нагнетательных скважин, при этом коэффициент охвата залежи можно увеличить за счет протяженности или количества стволов многозбойных скважин.

- в процессе разработки без ГРП и вне режима «Авто-ГРП» значимого техногенного преобразования порового пространства не выявлено. На первый план выходит, именно, природная, анизотропия пласта как по вертикали, так и по латерали, что должно быть учтено при разработке методического подхода (алгоритма) обоснования системы разработки.

1.5 Обоснование объектов исследования

В данной главе, на примере месторождений разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», показана текущая проблематика разработки. Принимая во внимание географию и масштаб деятельности Компании в регионе, можно сказать, что они характерны и для Западной Сибири в целом. В качестве наиболее проблемных областей для обоснования эффективных систем разработки определены:

- поровые, низкопроницаемые коллектора (менее 2 мД);
- маломощные (до 4 м) коллектора пониженной проницаемости (до 50 мД) рас-

положенные вблизи высокопроницаемых водонасыщенных либо заводненных интервалов.

Коллектора ультранизкой проницаемости распространены на всей территории деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и по большей части относятся к отложениям Ачимовской толщи и Юрского нефтеносного комплекса. Выявлено, что с учетом объема промысловых данных, и возможности тиражирования результатов на месторождениях аналогов в качестве объекта исследования УНПК следует выбрать объект ЮС₁ Кочевского месторождения.

Кочевское месторождение разрабатывается с 2001 года, нефтеносность месторождения установлена в 15 продуктивных пластах. За 20-летнюю историю разработки месторождения его «высокопродуктивная» часть (группа пластов БС₁₀), выработана более чем на 80 %. Текущие перспективы наращивания добычи связаны с разработкой коллекторов Ачимовской толщи и ЮС₁ с текущей выработкой до 5 %.

Объект ЮС₁ активно разбуривается с 2016 года, средняя проницаемость менее 2 мД. На объекте реализованы различные плотности сеток скважин 16–36 га/скв, пробурены скважины различных конструкций: наклонно-направленные, горизонтальные с многостадийным ГРП с дифференциацией по протяженности (300–800 метров) и количеству стадий (3–8 ГРП на скважине).

Поле нефтеносности объекта ЮС₁ на данной территории, распространяется на смежные лицензионные участки ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» – Тевлинско-Рускинской, Северо-Кочевской, Северо-Конитлорский, Северо-Когалымский и Имилорский. Общий объем текущих извлекаемых запасов нефти, содержащийся в отложениях УНПК пласта ЮС₁ на данной территории, более 100 млн. т.

С точки зрения наличия информации, на Кочевском месторождении, кроме стандартных промысловых данных, имеются данные 3D сейсморазведки, специальных керновых исследований, выполняются системные гидродинамические и геофизические исследования, проведены специальные работы по кросс-дипольному акустическому каротажу.

Таким образом, по совокупности всех факторов, объект ЮС₁ Кочевского месторождения подходит в качестве объекта исследования для обоснования рациональной системы разработки низкопроницаемого коллектора с применением ГС с МГРП, режима «Авто-ГРП» и использования техногенно-сформированных каналов НФС в качестве элемента системы разработки.

Маломощные коллектора пониженной проницаемости широко представлены на территории деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». В качестве наиболее крупного регионального комплекса можно отметить объект нижнюю часть Алымской свиты – пласт АВ₁³. Данный объект распространен на 11 месторождениях: Урьевском, Нивагальском, Лас-Еганском, Покачевском, Ватьеганском и др. Объем текущих извлекаемых запасов пласта АВ₁³ оценивается в объеме более 107 млн. т.

Разработка данного пласта осложнена наличием в продуктивном разрезе соседнего высокопродуктивного пласта АВ₂ водонасыщенного либо заводненного, к настоящему времени, вследствие активной выработки. Отметим, что на большинстве месторождений пласты АВ₁³ и АВ₂ объединены в единый объект разработки АВ₁₋₂, разбурены (в границах распространения АВ₂) одной сеткой скважин и эксплуатируются совместно.

Текущая выработка таких объектов, как правило, характеризуется низкой интенсивностью при практически предельной обводненности продукции, при том, что выработка интервала пласта АВ₁³ не превышает 50 %, а зачастую и находится в состоянии близком к начальному. Объекты полностью разбурены в границах распространения пласта АВ₂, на оставшихся для бурения площадях нефтеносен исключительно пласт АВ₁³.

Проблематика организации эффективной системы разработки на пласт АВ₁³ и результаты реализации системы разработки пласта АВ₁³ на примере Нивагальского месторождения подробно описаны ранее. В качестве объекта дальнейшего исследования предлагается, смежное, Лас-Еганское месторождение, пласт АВ₁³ на котором, характеризуется еще более худшими ФЭС, данные приведены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Геолого-физические характеристики пласта АВ₁³ на месторождения разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в Западной Сибири

Параметры	Покачевское	Южно-Покачевское	Кечимовское	Кечимовское	Нивагальское	Ключевое	Лас-Еганское	Поточное	Урьевское	Ватъеганское
	АВ ₁ ³	АВ ₁ ³	АВ ₁ ^{3а}	АВ ₁ ³	АВ ₁ ³	АВ ₁ ³	АВ ₁ ³	АВ ₁ ³	АВ ₁ ³	АВ ₁ ³
Средняя глубина залегания, м	1771 - 1820	1952	1820	1886	1968	1871	1841	1747	1731	1865
Средняя общая толщина, м	9,5	11,4	7,9	10,5	7,1	7,1	12,4	9,9	8,1	5,2
Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,3	3,2	4,3	4	3,8	3,1	2,6	1,8	2,5	2,8
Пористость, д. ед.	0,2	0,21	0,21	0,22	0,22	0,19	0,22	0,2	0,2	0,22
Средняя начальная насыщенность нефтью, д. ед.	0,45	0,45	0,33	0,49	0,47	0,45	0,37	0,44	0,4	0,57
Проницаемость коллектора по ГИС, *10 ⁻³ мкм ²	21,9	16,3	7,2	46,3	53	12,3	8,7	18	15,7	49,4
Коэффициент песчаности, д. ед.	0,36	0,33	0,63	0,54	0,59	0,4	0,23	0,44	0,32	0,58
Расчлененность, д. ед.	3	2	3,5	3,9	2	2	1,4	5	2	1,3
Начальное пластовое давление, МПа	17,3	18,5	18,6	18,6	18	18	17,2	18	18	19

Лас-Еганское месторождение разрабатывается с 1985 года, нефтеносность установлена в 11 продуктивных пластах от Алымской свиты АВ₁³ до верхней Юры – ЮВ₁. На сегодняшний день выработка запасов высокопродуктивных отложений АВ₂, БВ₆, БВ₈ составляет: 82–96 %, при предельной обводненности 95–98 %, Перспективы нефтедобычи на месторождении связаны с низкопродуктивной частью разреза в т.ч. пластом АВ₁³.

Пласт АВ₁³ на месторождении, изучен достаточно хорошо, имеются специальные керновые исследования, системные ГДИ и ПГИ, в актуальном состоянии поддерживается геолого-гидродинамическая модель. Разбуренность объекта АВ₁₋₂ составляет 65 %, при том, что площади отдельного залегания АВ₁³ практически не разбурены ввиду крайне низкой плотности запасов и ФЕС (Н_{нн} – 2,4 м; К_{пор} – 0,215; К_{нн} – 0,342, К_{пр} – 8 мД).

Таким образом, как с точки зрения наличия исходных данных для исследования, так и исходя из перспектив тиражирования результатов, собственно, на месторождении и на его аналогах в качестве объекта для исследования вопроса обоснования рациональной системы разработки маломощных низкопроницаемых коллекторов без применения ГРП определен объект АВ₁³ Лас-Еганского месторождения.

Выводы по разделу 1

1. В процессе разработки низкопроницаемого порового коллектора, под действием техногенных факторов, происходит изменение структуры порового пространства и типа коллектора. Пласт с преимущественно поровым типом преобразуется в порово-трещинный, с соответствующим изменением его фильтрационных характеристик.

2. По ряду проанализированных объектов имеет место опережающее обводнение, а также снижение проектных величин КИН в актуальных проектных документах относительно первоначально обоснованных, что может быть связано с недостаточным учетом при проектировании эффекта техногенно-формирующейся системы каналов НФС. Которая в дальнейшем определяет преимущественное движение флюидопотоков.

3. Требуется разработка методического подхода обоснования системы разработки для низкопроницаемого коллектора с использованием результатов техногенного преобразования порового пространства – каналов НФС в качестве элементов системы разработки.

4. Промышленная реализация технологии многозабойных добывающих скважин ведется на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» с 2013 года, отработаны системы разработки с многозабойными добывающими, наклонно-направленным и горизонтальными нагнетательными скважинами (без ГРП).

5. Методический подход обоснования рациональной системы разработки должен быть применим и для проектирования разработки залежей многозабойными скважинами без применения ГРП на отдельные интервалы пониженной проницаемости в составе выработанных и/или заводненных крупных объектов, по которым принципиальное значение имеет целевое (адресное) воздействие на отдельные интервалы и природная анизотропия свойств по проницаемости.

6. В качестве объекта исследования, для обоснования рациональной системы разработки низкопроницаемого коллектора обоснован объект ЮС₁ Кочевского месторождения,

7. В качестве дополнительного объекта исследования, для обоснования рациональной системы разработки отдельных интервалов пониженной проницаемости в составе выработанных и/или заводненных крупных объектов разработки обоснован: объект АВ₁³ Лас-Еганского месторождения.

2 ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНОГЕННОГО ИЗМЕНЕНИЯ МЕЖСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА НИЗКОПРОНИЦАЕМОГО КОЛЛЕКТОРА

Для низкопроницаемых и ультранизкопроницаемых терригенных коллекторов Западной Сибири характерен поровый и смешанный типы коллекторов с преобладанием поровой составляющей. Доля трещин в пустотном пространстве, как правило, не превышает долей процента объема пор. Таким образом, основной объем запасов УВ сосредоточен в поровой матрице коллектора, а преимущественное движение пластовых флюидов (в т.ч. дебиты добывающих скважин, приемистости нагнетательных, направление фильтрационных потоков, динамика обводнения и т.д.) определяется трещинной составляющей. Фильтрация в таких коллекторах, зачастую, характеризуется нелинейными эффектами [33, 34].

2.1 Изменение типа коллектора и его фильтрационных параметров в процессе разработки

В качестве доказательной базы наличия техногенных преобразований низкопроницаемого коллектора в процессе разработки были использованы:

1. Анализ результатов системных гидродинамических исследований скважин на добывающих и нагнетательных скважинах ультранизкопроницаемого объекта ЮС₁ Кочевского месторождения, в т.ч. при эксплуатации нагнетательных скважин в режиме «Авто-ГРП».

2. Трассерные исследования, проведенные на низкопроницаемых объектах, месторождений, находящихся в активной разработке (Урьевское ЮВ₁, Северо-Покачевское ЮВ₁).

3. Геолого-промысловый анализ динамики обводнения и выработки запасов

низкопроницаемого объекта ЮВ₁ Урьевского месторождения с учетом установленного на объекте направления «регионального стресса» – преимущественного направления развития трещин ГРП на наклонно-направленных и горизонтальных скважинах, а также техногенных трещин «Авто-ГРП».

2.1.1 Анализ гидродинамических исследований скважин в процессе разработки низкопроницаемого коллектора

Для подтверждения изменения типа коллектора в процессе разработки, определения параметров трещин ГРП и «Авто-ГРП», а также контуров питания скважин с целью дальнейшего использования при гидродинамическом моделировании при обосновании системы разработки проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин объекта ЮС₁ Кочевского месторождения. Объект находится на стадии активного эксплуатационного разбуривания с 2017 года. Бурение ведется как наклонно-направленных скважин и боковых стволов, так и протяженных горизонтальных скважин. Объект равномерно охвачен гидродинамическими исследованиями скважин (рисунок 2.1). Весь фонд стимулирован ГРП и МГРП.

Объект ЮС₁ представлен одним пластом васьюганской свиты ЮС₁¹. Залежь нефти пластового-сводовая, литологически экранированная, размеры – 16,5×12 км, высота – 87,4 м. Характеризуется сложным геологическим строением, высокой неоднородностью коллектора (нефтенасыщенная толщина – 3,4 м, расчлененность – 4 ед) и ультранизкой проницаемостью (по данным ГИС 1,7 мД).

Приведенные факторы отдалают наступление плоскорадиального режима течения к скважине, по которому определяются фильтрационно-емкостные свойства пласта при интерпретации гидродинамических исследований (ГДИ). Оценка радиусов контура питания скважин и ФЕС пласта проводилась в специализированном программном обеспечении для интерпретации ГДИ – Карра «Saphir» и Мониторинг ГДИС [35, 36].

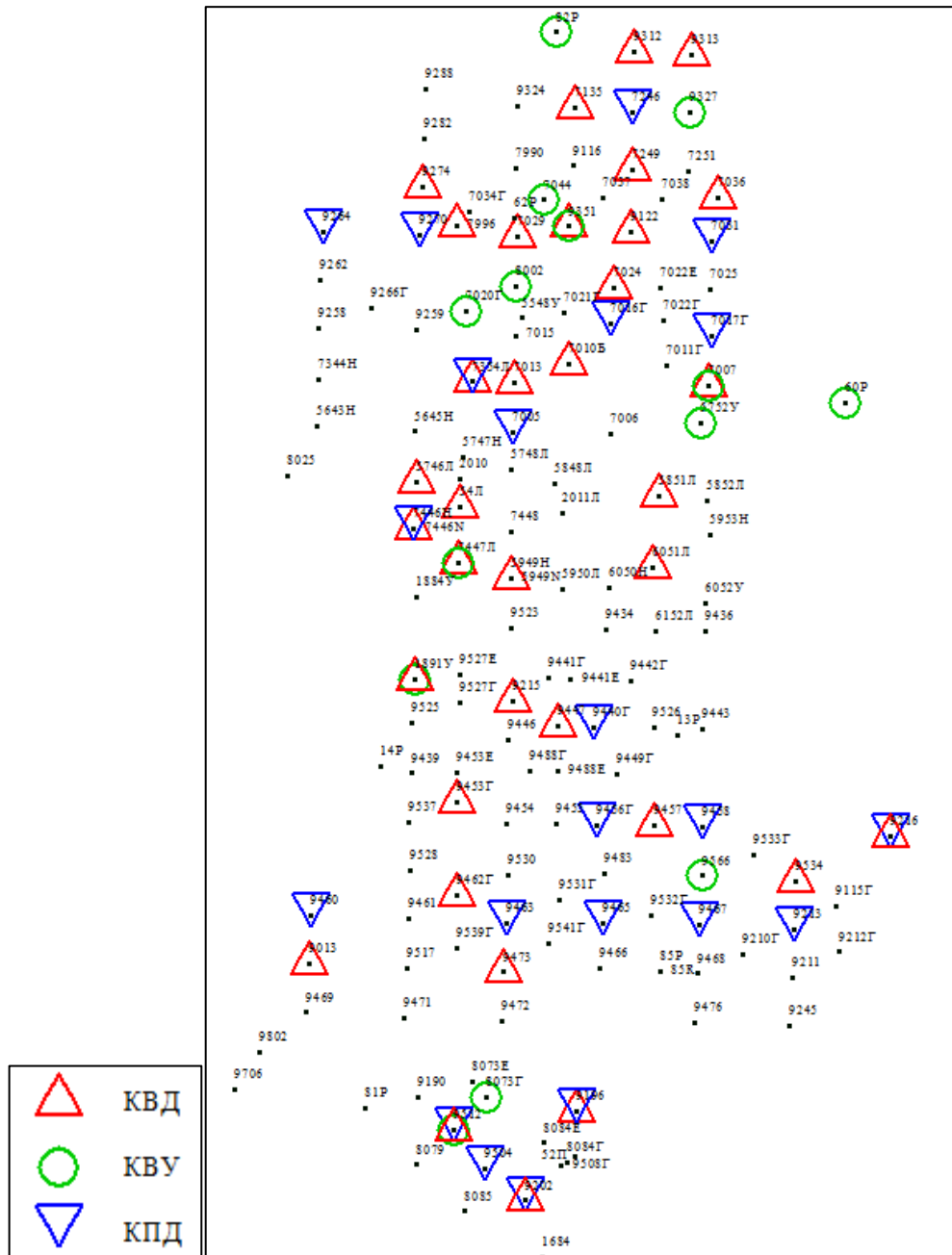


Рисунок 2.1 – Охват фонда скважин объекта ЮС₁ Кочевского месторождения гидродинамическими исследованиями

Это позволило выполнить изучение всей ретроспективной информации об имеющихся гидродинамических исследованиях. В результате анализа диагностических графиков кривых восстановления давления был сделан вывод, что в низкопроницаемых пластах (рисунок 2.2), трещины ГРП имеют протяженность в среднем от 34 до 55 метров.

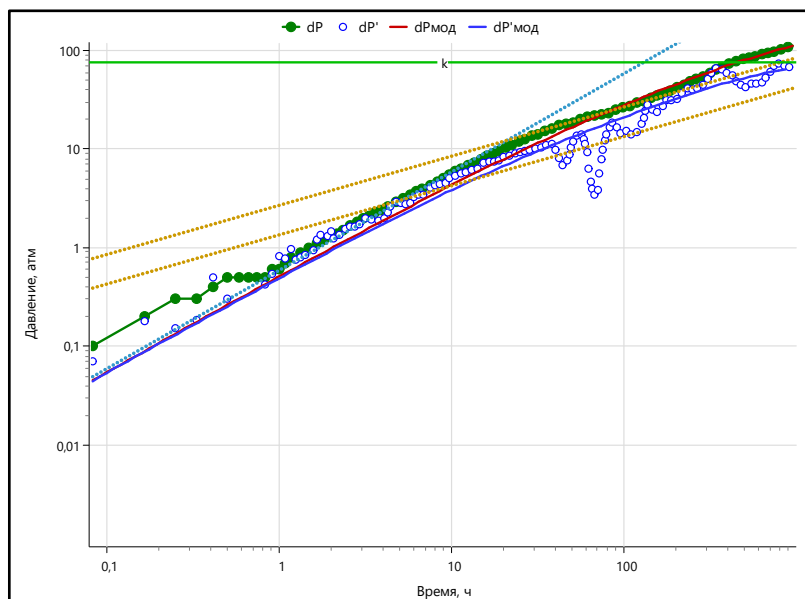


Рисунок 2.2 – Пример характерного диагностического графика КВД.
Скважина № 1687. Объект ЮС₁ Кочевское месторождение

Установлено, что в околоскважинном пространстве нагнетательных скважин имеются трещины «Авто-ГРП». Например, по скважине № 9465, по кривой падения давления (КПД) от 25.05.2020 полудлина трещины по данным ГДИ составляет 85 метров, при повторном исследовании в 2021 году, проведенном после увеличения закачки, протяженность трещины уже порядка 150 метров (рисунки 2.3, 2.4).

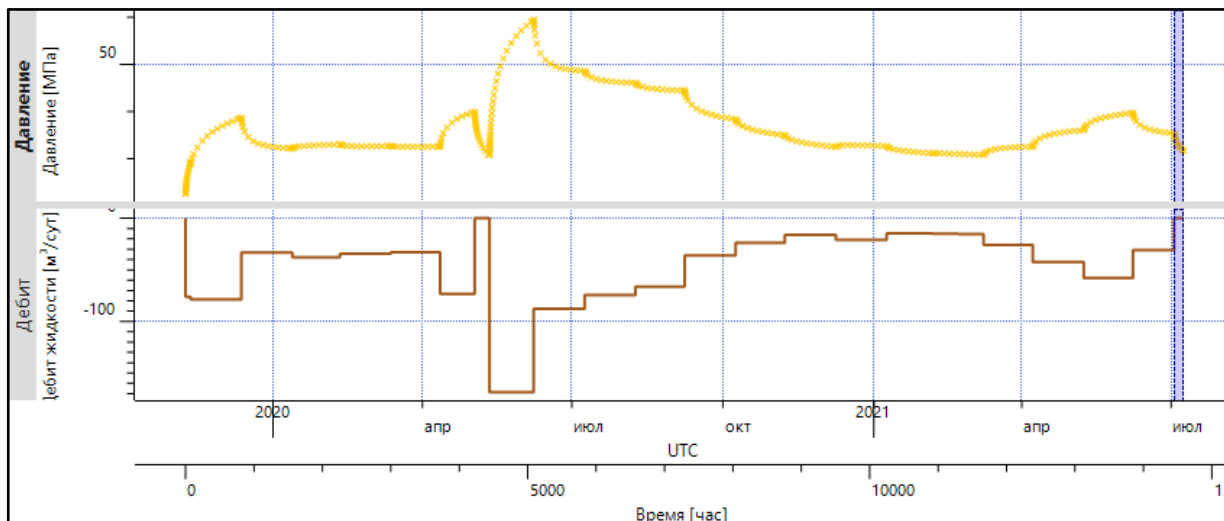


Рисунок 2.3 – Динамика технологических показателей по скважине 9465.
Объект ЮС₁ Кочевское месторождение

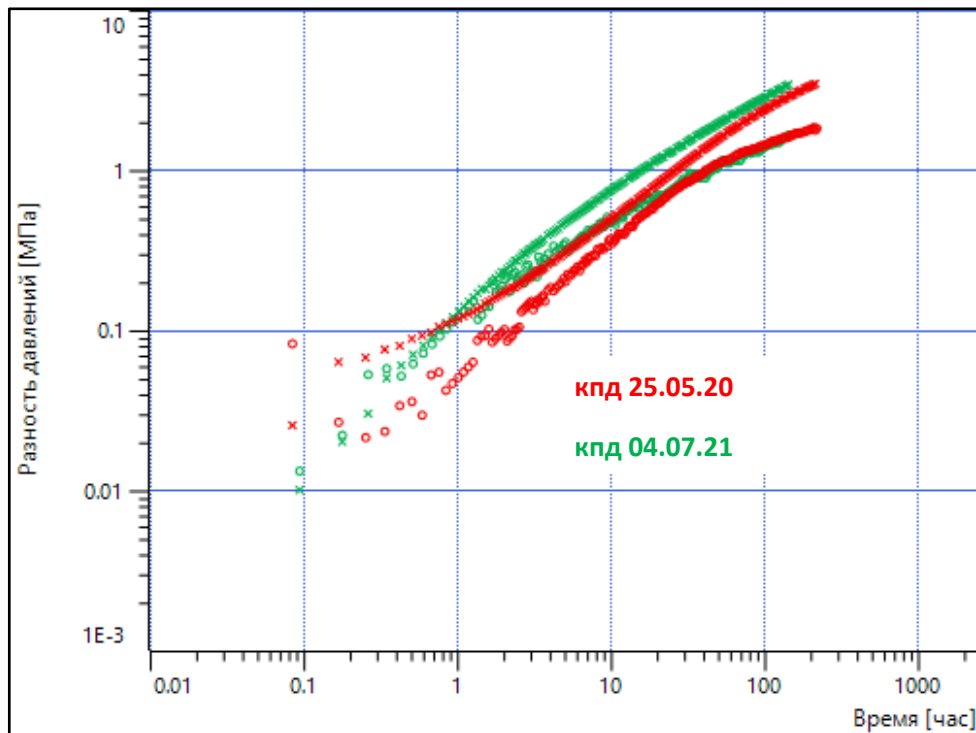


Рисунок 2.4 – Сопоставление данных КПД по скважине 9465.
Объект ЮС₁ Кочевское месторождение

Псевдорadiaльный приток жидкости в скважину не наступает даже при времени исследования 30 суток (при проницаемости менее 1 мД), следовательно, нет возможности достоверно оценить ФЕС пласта и, соответственно, определить радиус контура питания. Расчетное время остановки для оценки радиуса контура питания для некоторых скважин составило от полугода, что нецелесообразно по экономическим соображениям.

Одна из попыток решить подобную задачу приведена в статье [37]. Используя опыт интерпретации [38] на низкопроницаемых объектах Тевлинско-Русскинского месторождения, было принято решение применить аналитическое и численное моделирование для решения данной проблемы. Произведено «искусственное укорачивание» базовой кривой скважины № 2866 (Тевлинско-Русскинского месторождение, объект ЮС₁), по которой ранее были определены фильтрационно-емкостные свойства и радиус контура питания, с целью моделирования условий неопределенности производимых определений (рисунок 2.5).

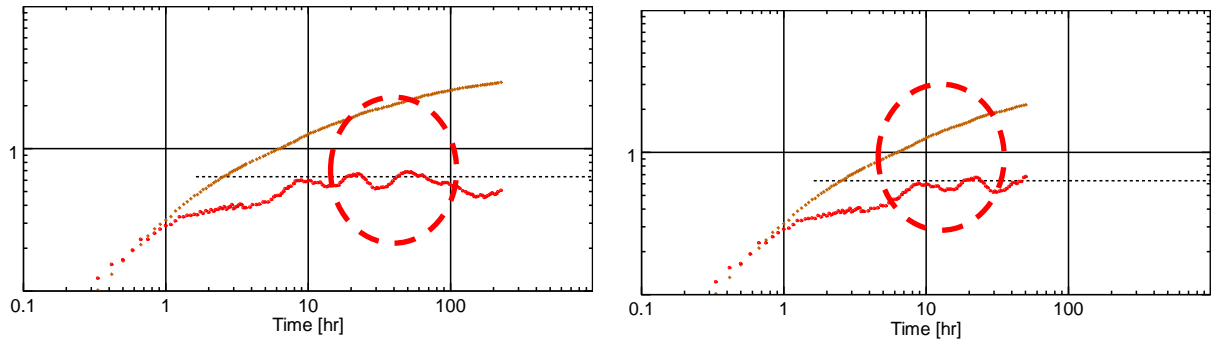


Рисунок 2.5 – Пример использования предлагаемого приема интерпретации КВД
 «а» – базовая кривая; «б» – усеченная базовая кривая

В рамках исследования проведен анализ долговременной работы и остановок исследуемой и соседних скважин, в результате чего, на основе фактических данных долговременной работы скважины и анализа КВД, рассчитано расстояние до контура питания в численной модели ПО «Saphir» (рисунок 2.6).

При настройке в численном модуле использовались следующие данные:

- данные интерпретации аналитическим методом;
- геологическое строение коллектора;
- история работы и остановок соседних скважин;
- параметры трещин ГРП;
- фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) соседних скважин.

При настройке численной модели добыча соседних скважин на момент остановки исследуемой скважины соответствовала промысловым данным. Эффективная нефтенасыщенная толщина и пористость заносилась в модель по данным ГИС, параметры трещин – по проведенным ГДИ, в тех скважинах, где исследования не проводились или определение параметров, было не достоверным, параметры трещин задавались из отчетов ГРП.

Высокая сходимость модели и факта говорит о правильности полученных результатов (таблица 2.1). Как видно, модель и факт отлично коррелируют, то есть усеченная модельная кривая практически идентична факту (рисунок 2.6).

Таблица 2.1 – Параметры, полученные при аналитическом и численном моделировании

Параметр	Скважина № 2866	
	Аналитический метод	Численный метод
к, мД	4,9	4,9
Скин, б/р	-4,72	4,57
Rk, м	170	165
Полудлина трещины, Xf, м	67	53

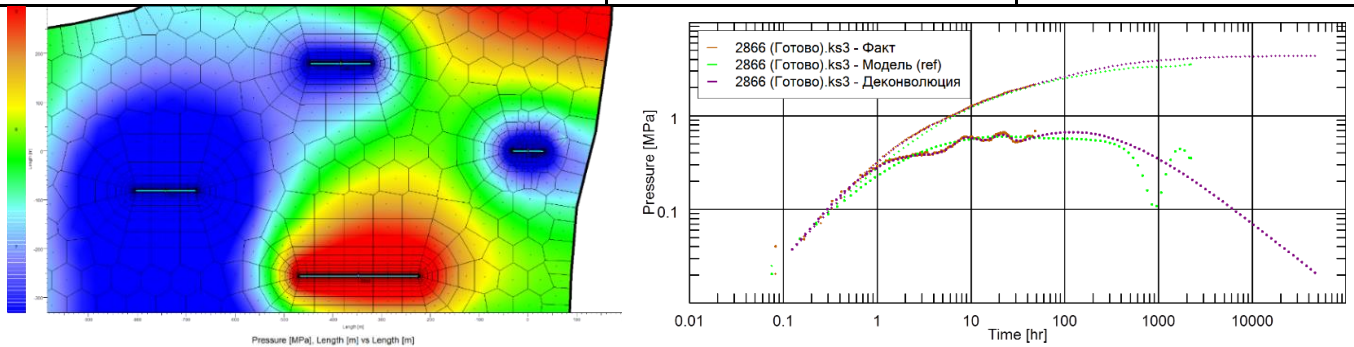


Рисунок 2.6 – Распределение давления в районе скважины № 2866.
Объект ЮС₁ Кочевское месторождение

Аналогичным способом была создана численная модель по скважине № 9351 объекта ЮС₁ Кочевского месторождения с проницаемостью 2 мД. Синтетическая кривая описывает фактическую. Влияние соседних скважин начинается на расстоянии, определенном по фактическим данным, что подтверждает правильность предлагаемого подхода (рисунок 2.7).

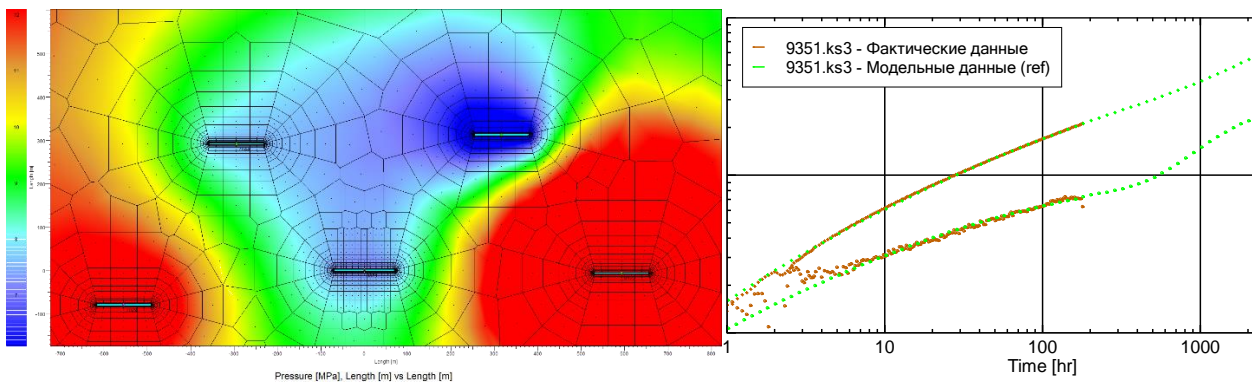


Рисунок 2.7 – Распределение давления в районе скважины № 9351.
Объект ЮС₁ Кочевское месторождение

Таким образом, в результате численного эксперимента получено подтверждение, что метод применим. В симуляторе для интерпретации гидродинамических исследований Каппа «Saphir» для условий низкопроницаемых коллекторов была создана численная модель участка для исследованной скважины № 1568, которая позволила оценить фильтрационно-емкостные свойства пласта.

Таким образом, интерпретацией фактических кривых восстановления давления получены достоверные данные о радиусах контуров питания для исследованных добывающих скважин с ГРП и нагнетательных скважин с «Авто-ГРП» низкопроницаемого коллектора.

Полученные по результатам интерпретации ГДИ сведения о радиусах контуров питания, наряду с другими параметрами, подтверждают наличие преобразования порового пространства и послужили информационной основой для последующего гидродинамического моделирования вариантов организации рациональной системы разработки низкопроницаемого коллектора.

2.1.2 Анализ трассерных исследований в условиях организованной системы разработки залежи низкопроницаемого коллектора

Площадные трассерные исследования низкопроницаемых коллекторов позволяют проследить связи нагнетательных и добывающих скважин, установить наличие каналов низкого фильтрационного сопротивления, определить их емкость и скорость продвижения флюидов. Наибольший опыт исследований по низкопроницаемым коллекторам накоплен по объекту ЮВ₁ Урьевского и Северо-Покачевского месторождений.

По анализируемой Западно-Урьевской залежи объекта ЮВ₁ Урьевского месторождения, трассерные исследования проводились с периода максимальной добычи (при средней обводненности 36,4 %) в 2011 г. и до 2018 года, когда по большинству скважин прошел фронт закачиваемой воды, а средняя обводненность достигла значения 77,6 % (рисунок 2.8).



Рисунок 2.8 – Динамика трассерных исследований Западно-Урьевской залежи объекта ЮВ₁ Урьевского месторождения

Всего за указанный период трассерные исследования проведены на 39 нагнетательных скважинах. Схема охвата залежи линиями тока между нагнетательными и добывающими скважинами представлена на рисунке 2.9.

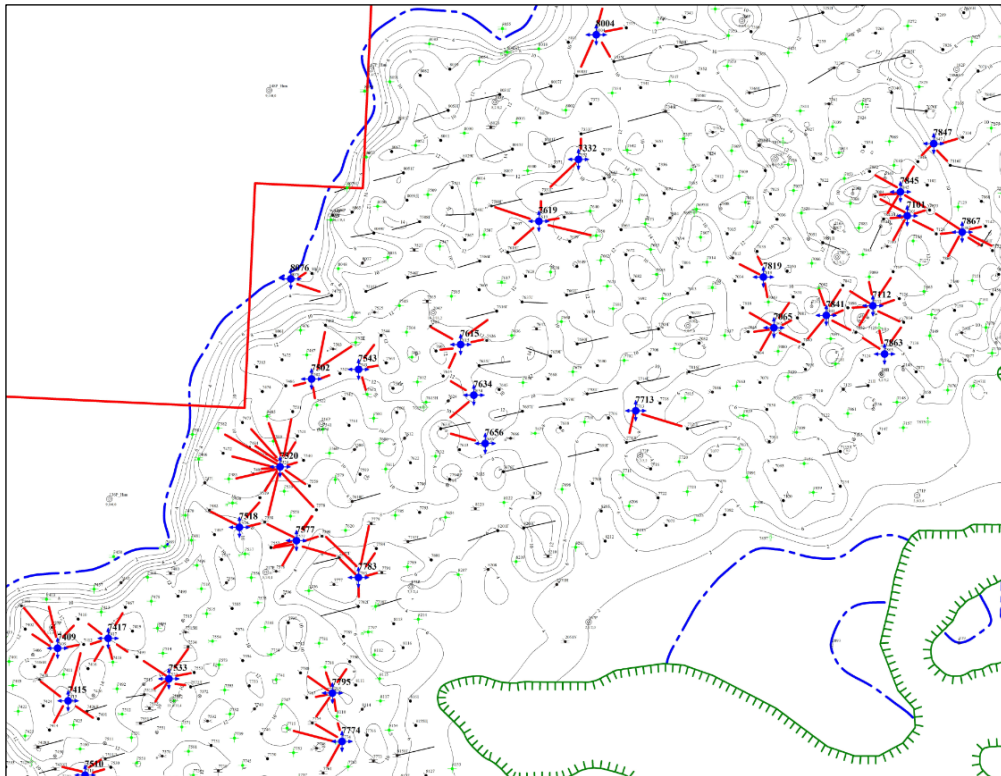


Рисунок 2.9 – Схема охвата Западно-Урьевской залежи объекта ЮВ₁ линиями тока по результатам трассерных исследований в период 2011–2018 гг

Результаты анализа трассерных исследований сведены в таблице 2.2. Вследствие применения методики «СевКавНИПИ» устойчивых зависимостей изменения масс трассера, вышедшего на дневную поверхность, проницаемости проводящих каналов, скоростей фильтрации и др. от года проведения или средней обводненности проследить не удалось. Однако величины скорости фильтрации как по отдельным скважинам, так и средние по всем скважинам, свидетельствуют о наличии на объекте каналов НФС с проницаемостью до 114 мкм² (среднее значение 22 мкм²). Отмечены скорости поступления индикаторов до 418 м/сут, среднее значение скорости по всем исследованиям составило 120.7 м/сут.

Таблица 2.2 – Сводные показатели по трассерным исследованиям 2011–2018 гг. Западно-Урьевская залежь объекта ЮВ₁ Урьевского месторождения

№ п/п	Объект	Год	Нагнетательная скважина	Количество исследуемых скважин	Обнаружение индикатора в скважинах	Обводненность, %	Проницаемость, мкм ²	Скорость, м/сут	Период исследования, сут.	Выход трассера, кг	Производительность каналов НФС, м ³ /сут	Доля закачиваемой воды по каналам НФС, %	Исполнитель работ	
1	ЮВ ₁	2011	7841	8	5	36,5	-	-	-	-	-	0,6	ЗАО НИЦ «ЮГРАНЕФТЕГАЗ»	
2	ЮВ ₁		7819	7	3	50,7	-	-	-	-	-	-	0,9	ЗАО НИЦ «ЮГРАНЕФТЕГАЗ»
3	ЮВ ₁		7863	6	3	26,03	-	-	-	-	-	-	0,8	ЗАО НИЦ «ЮГРАНЕФТЕГАЗ»
4	ЮВ ₁		7615	6	5	13,67	-	-	-	-	-	-	2,4	ЗАО НИЦ «ЮГРАНЕФТЕГАЗ»
5	ЮВ ₁		7795	8	6	12,01	-	-	-	-	-	-	2,2	ЗАО НИЦ «ЮГРАНЕФТЕГАЗ»
6	ЮВ ₁		7634	6	2	16,88	-	-	-	-	-	-	0,4	ЗАО НИЦ «ЮГРАНЕФТЕГАЗ»
7	ЮВ ₁		8076	6	2	42,42	-	-	-	-	-	-	2,3	ЗАО НИЦ «ЮГРАНЕФТЕГАЗ»
8	ЮВ ₁		7543	8	3	12,61	-	-	-	-	-	-	1,3	ЗАО НИЦ «ЮГРАНЕФТЕГАЗ»
9	ЮВ ₁		7577	7	2	11,83	-	-	-	-	-	-	0,3	ЗАО НИЦ «ЮГРАНЕФТЕГАЗ»
10	ЮВ ₁		7417	8	6	88,1	-	-	-	-	-	-	11,7	ЗАО НИЦ «ЮГРАНЕФТЕГАЗ»
11	ЮВ ₁		7774	5	4	27,43	-	-	-	-	-	-	1,3	ЗАО НИЦ «ЮГРАНЕФТЕГАЗ»
12	ЮВ ₁	2013	7502	10	5	88,3	22,3	46	70	10	2,1	1,2	ООО "Новые Технологии - Сервис"	
13	ЮВ ₁		7656	5	1	28,2	14,8	24	70	10	0,7	0,9	ООО "Новые Технологии - Сервис"	
14	ЮВ ₁		7415	6	4	73,8	11,8	22	70	30	3,8	3,2	ООО "Новые Технологии - Сервис"	
15	ЮВ ₁		7409	6	6	86,8	11,0	20	70	120	16,6	11,8	ООО "Новые Технологии - Сервис"	
16	ЮВ ₁		7332	6	2	44,7	34,4	73	70	10	0,4	0,3	ООО "Новые Технологии - Сервис"	
17	ЮВ ₁		7619	7	5	90,7	25,0	38	70	30	2,0	3,3	ООО "Новые Технологии - Сервис"	
18	ЮВ ₁		7713	5	2	26,8	17,5	31	70	240	16,3	21,8	ООО "Новые Технологии - Сервис"	
19	ЮВ ₁	2015	7547	16	16	41	51,1	260,8	90	0,17	0,03	0,0	ООО "ЦНИПР"	
20	ЮВ ₁		7617	24	24	40,7	53,8	306,2	90	28,9	5,3	5,2	ООО "ЦНИПР"	
21	ЮВ ₁		7585	21	21	41,2	53,2	332,4	90	0,02	0,01	0,0	ООО "ЦНИПР"	
22	ЮВ ₁		7636	25	25	31,7	22,5	186	90	16,9	1,1	1,1	ООО "ЦНИПР"	
23	ЮВ ₁		7615	27	27	41,5	71,3	318,6	90	5,2	0,3	0,4	ООО "ЦНИПР"	
24	ЮВ ₁		7634	36	36	38,3	114,3	418,1	90	42,8	4,1	7,8	ООО "ЦНИПР"	
25	ЮВ ₁		7658	23	23	32,9	34,7	211,7	90	32,5	1,4	2,3	ООО "ЦНИПР"	
26	ЮВ ₁		7679	35	10	33,8	30,0	311,6	90	0,02	0,1	0,0	ООО "ЦНИПР"	
27	ЮВ ₁	2016	7518	5	3	67,3	0,7	10,8	90	0,01	0,01	0,01	АО "Башнефтегеофизика"	
28	ЮВ ₁		7510	6	3	91,5	5,1	70,8	90	0,04	0,02	0,05	АО "Башнефтегеофизика"	
29	ЮВ ₁		7112	7	7	44,6	10,2	187	90	0,16	0,1	0,1	АО "Башнефтегеофизика"	
30	ЮВ ₁	2017	7065	6	6	25,9	2,8	53,1	90	0,03	0,0	0,03	АО "Башнефтегеофизика"	
31	ЮВ ₁		8004	4	4	70,6	3,6	18,7	90	0,04	0,2	0,2	АО "Башнефтегеофизика"	
32	ЮВ ₁	2018	7533	6	6	93,1	4,7	66,4	90	2,6	0,6	1,3	АО "Башнефтегеофизика"	
33	ЮВ ₁		7577	6	6	57,1	4,5	77,8	90	0,09	0,1	0,1	АО "Башнефтегеофизика"	
34	ЮВ ₁		7520	14	14	88,6	9,2	99	90	12,2	3,7	3,6	АО "Башнефтегеофизика"	
35	ЮВ ₁		7867	7	6	22,6	1,9	40	90	0,5	0,1	0,1	АО "Башнефтегеофизика"	
36	ЮВ ₁		7101	6	5	40,1	3,0	54	90	2,2	0,4	0,6	АО "Башнефтегеофизика"	
37	ЮВ ₁		7845	6	5	21,7	2,9	52	90	0,02	0,01	0,0	АО "Башнефтегеофизика"	
38	ЮВ ₁		7847	4	3	21,4	1,5	35,2	90	0,0003	0,001	0,00	АО "Башнефтегеофизика"	
39	ЮВ ₁	7783	6	6	86,9	0,7	14	90	80	6,0	9,1	ООО "ОЙЛ СЕРВИС ГАРАНТ"		

На Западной залежи объекта ЮВ₁ Северо-Покачевского месторождения, характеризующейся ультранизкой проницаемостью, трассерные исследования также проводились на регулярной основе, с периода максимальной добычи, при средней обводненности 43,7 % в 2014 году и до 2020 года, когда средняя обводненность достигла значения 65,6 % (рисунок 2.10). Схема охвата залежи линиями тока между нагнетательными и добывающими скважинами представлена на рисунке 2.11.



Рисунок 2.10 – Динамика трассерных исследований Западной залежи объекта ЮВ₁ Северо-Покачевского месторождения

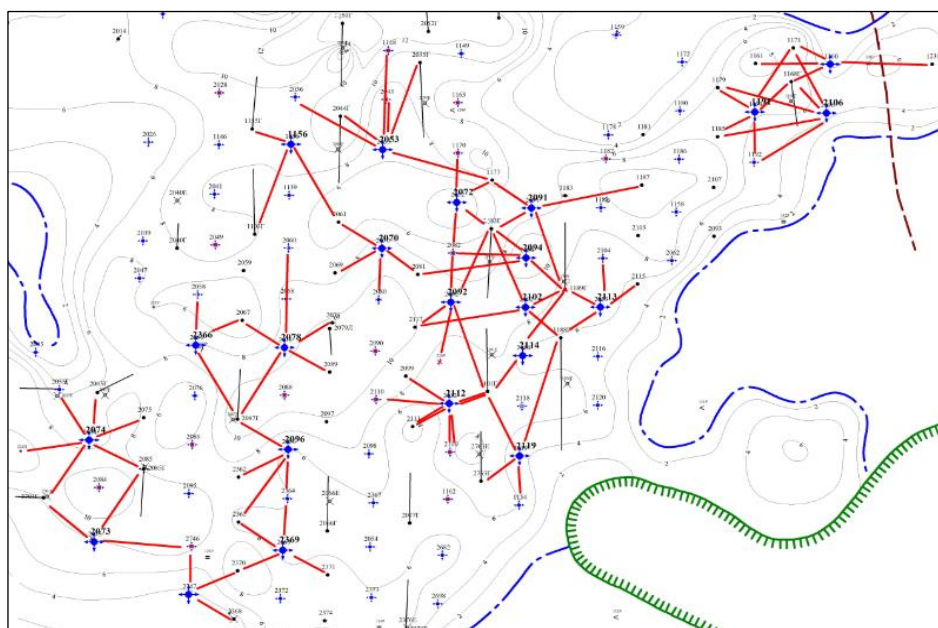


Рисунок 2.11 – Схема охвата объекта ЮВ₁ Северо-Покачевского месторождения линиями тока по результатам трассерных исследований 2011–2018 гг

Проанализированы зависимости изменения скоростей фильтрации, производительности и проницаемости проводящих каналов, от года исследования и от обводненности. Ввиду проведения исследований на стадии активного эксплуатационного бурения и незначительного объема исследований в 2018–2020 гг, устойчивых зависимостей получено не было. Результаты исследований приведены в таблице 2.3.

Однако, величины скорости фильтрации как по отдельным скважинам, так и средние по исследованиям по году, свидетельствуют о наличии на объекте каналов НФС с проницаемостью до 46.5 мкм² (среднее значение 13.3 мкм²). Отмечены скорости поступления индикаторов до 191.9 м/сут, среднее значение скорости по всем исследованиям составило 101 м/сут.

Таблица 2.3 – Сводные показатели по трассерным исследованиям выполненные в период 2014–2020 гг. на Западной залежи объекта ЮВ₁ Северо-Покачевского месторождения

№ п/п	Объект	Год	Нагнетательная скважина	Обводненность, %	Обнаружение индикатора в скважинах	Обводненность, %	Проницаемость, мкм ²	Скорость, м/сут	Период исследования, сут.	Выход трассера, кг	Производительность каналов НФС, м ³ /сут	Доля закачиваемой воды по каналам НФС, %	Исполнитель работ
1	ЮВ ₁	2014	2070	4	4	25,5	9,9	71,6	90	11,9	3,6	2,4	АО "Башнефтегеофизика"
2	ЮВ ₁		2073	3	3	21,3	46,5	191,9	90	8,3	2,9	1,7	АО "Башнефтегеофизика"
3	ЮВ ₁		2074	6	6	28,0	11,6	91,8	90	1,0	0,4	0,2	АО "Башнефтегеофизика"
4	ЮВ ₁		2078	6	5	30,0	12,7	64,3	90	0,3	1,6	1,1	АО "Башнефтегеофизика"
5	ЮВ ₁		2096	5	4	21,0	12,3	98,5	90	7,2	65,6	54,7	АО "Башнефтегеофизика"
6	ЮВ ₁		2112	5	5	48,4	6,3	56,8	90	0,7	3,3	2,6	АО "Башнефтегеофизика"
7	ЮВ ₁		2366	4	3	49,7	14,0	68,9	90	2,6	1,0	0,5	АО "Башнефтегеофизика"
8	ЮВ ₁		2369	4	4	16,3	3,8	48,4	90	0,1	0,4	0,4	АО "Башнефтегеофизика"
9	ЮВ ₁		2747	3	3	23,7	16,9	115,2	90	6,0	0,7	1,2	АО "Башнефтегеофизика"
10	ЮВ ₁	2015	2114	2	2	13,8	22,9	159,1	90	0,4	0,1	0,1	АО "Башнефтегеофизика"
11	ЮВ ₁		2092	6	5	14,0	22,8	149,1	90	0,5	0,3	0,1	АО "Башнефтегеофизика"
12	ЮВ ₁		2072	4	4	41,0	6,3	67,0	90	0,1	0,5	0,4	АО "Башнефтегеофизика"
13	ЮВ ₁		2094	4	4	20,3	31,3	188,7	90	1,0	0,3	0,2	АО "Башнефтегеофизика"
14	ЮВ ₁		2112	5	3	33,9	5,7	66,2	90	0,1	0,3	0,2	АО "Башнефтегеофизика"
15	ЮВ ₁	2016	2106	6	5	30,2	17,3	143,7	90	34,9	7,3	7,0	АО "Башнефтегеофизика"
16	ЮВ ₁		1191	7	5	30,2	6,3	93,0	90	2,2	0,5	0,3	АО "Башнефтегеофизика"
17	ЮВ ₁		2102	5	4	20,8	6,7	66,7	90	33,0	1,7	2,8	АО "Башнефтегеофизика"
18	ЮВ ₁		2091	4	4	26,1	5,8	66,4	90	1,3	0,2	0,1	АО "Башнефтегеофизика"
19	ЮВ ₁		2053	7	6	37,0	15,7	148,5	90	6,5	0,9	0,6	АО "Башнефтегеофизика"
20	ЮВ ₁	2018	2113	4	4	45,9	3,1	55,0	90	4,8	2,4	1,2	АО "Башнефтегеофизика"
21	ЮВ ₁		2119	4	4	30,2	3,3	37,0	90	0,3	0,1	0,1	АО "Башнефтегеофизика"
22	ЮВ ₁		1156	5	3	48,8	11,4	118,7	90	4,1	1,9	1,4	АО "Башнефтегеофизика"
23	ЮВ ₁	2020	1160	4	4	84,2	13,2	156,9	90	2,6	7,9	10,4	АО "Башнефтегеофизика"

На основании приведенных материалов показано, что в процессе разработки низкопроницаемого коллектора, в условиях множественных ГРП и Авто-ГРП происходит преобразование типа коллектора из преимущественно порового в порово-трещинный. По мере увеличения техногенного воздействия на залежь вклад трещинной составляющей в динамику фильтрационных потоков увеличивается.

2.1.3 Геолого-промысловый анализ динамики обводнения и выработки запасов низкопроницаемого объекта ЮВ₁ Урьевского месторождения

На Западной части объекта ЮВ₁ Урьевского месторождения с проницаемостью 2 мД методами широкополосной акустики установлено преимущественное развитие трещин после ГРП (рисунок 2.12 (а)). Залежь разбурена наклонно-направленными скважинами по квадратной обращенной девятиточечной системе разработки с расстоянием между скважинами 425 м. Направление рядов соответствует выявленному направлению «стресса».

Аналогичные результаты исследований по определению азимута трещин ГРП на объектах АС₁₀₋₁₂ Приобского и ЮС₀ Правдинского и Салымского месторождений месторождениях разрабатываемых ООО «РН-Юганскнефтегаз» приведены в статье (Латыпов И.Д, Исламов Р.А, Сулейманов Д.Д. ООО-РН-УфаНИПИнефть) [19]

Для проведения анализа, добывающий наклонно-направленный фонд объекта ЮВ₁ Урьевского месторождения был поделен на две группы скважин (рисунок 2.12):

Группа 1 – вдоль линии «стресса» относительно нагнетательных скважин. Расстояние между забоями скважин 425 м, трещины ГРП в добывающих и нагнетательных скважин направлены «навстречу» друг другу.

Группа 2 – поперек линии «стресса» относительно нагнетательных скважин. Расстояние между забоями скважин 425 м, но трещины ГРП в добывающих и нагнетательных скважин направлены «параллельно» друг другу.

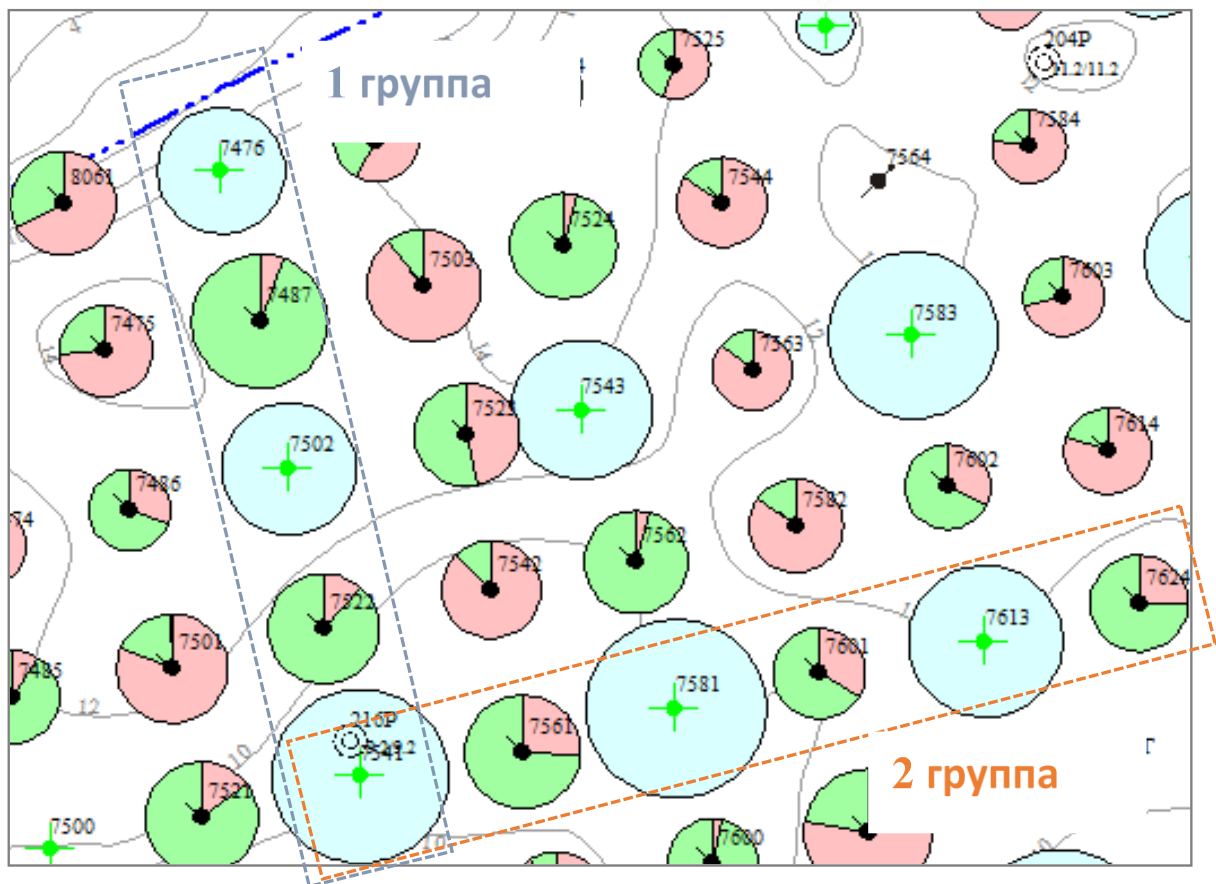


Рисунок 2.12 – Выкопировка из карты текущего состояния разработки объекта ЮВ₁ Урьевского месторождения с выделением групп скважин для анализа

В таблице 2.4 приведено сопоставление показателей выработки запасов по скважинам выделенных групп для всей Западно-Урьевской залежи. Расчеты выполнены на дату окончания эксплуатационного разбуривания объекта и стабилизации уровней добычи. При расчете средних показателей исключены добывающие скважин, обводнившиеся от закачки до 100 % и переведенные под нагнетание.

По результатам сопоставительного анализа данных групп скважин определено значительное опережающее обводнение группы № 1. Так как исследуемые скважины находятся в идентичных геологических условиях, соответственно, столь значимые различия в выработке запасов можно объяснить только их размещением относительно стресса, сближением трещин ГРП добывающих и нагнетательных скважин.

Таблица 2.4 – Сопоставление показателей выработки запасов по скважинам Западно-Уральской залежи объекта ЮВ₁ Урьевского месторождения

Показатели разработки	1 группа	2 группа
Накопленный водонефтяной фактор, д. ед	1,2	0,3
Средняя обводненность, %	80,7	40,2
Дебит нефти, т/сут	6,0	12,6
Дебит жидкости, т/сут	30,9	21,1
Отбор нефти на скважину, тыс. т/скв.	21,5	28,6
Скважины в неработающем фонде	43 (52 %)	18(9 %)

Определенные в результате геолого-промыслового анализа особенности разработки данного объекта, в очередной раз подтверждают справедливость гипотезы Р.И. Медведского о формировании «ручейковой» фильтрации в результате эксплуатации залежей. И предопределили решения по дальнейшей разработке данного объекта – переход на однорядную систему разработки, ориентированную вдоль «регионального стресса».

Таким образом, на примере низкопроницаемых объектов месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» было показано техногенное изменение структуры порового пространства (смещение от порового к трещинному типу коллектора), в окколескважинной зоне добывающих и нагнетательных скважин. В этой связи необходимо оценить влияние данного процесса на технологическую эффективность разработки путем выявления изменения коэффициентов охвата по разрезу продуктивного пласта и контуров питания наклонно-направленных и горизонтальных нагнетательных скважин.

2.1.4 Анализ динамического изменения коэффициентов охвата продуктивного пласта (профилей приемистости нагнетательных скважин) при изменении устьевых давлений нагнетания

При обосновании оптимального давления закачки для геологического объекта разработки используются индикаторные исследования. По характерному перелому

зависимости приемистости скважин от устьевого или забойного давления определяется величина давления раскрытия трещины «Авто-ГРП». Ранее было принято считать, что оптимальное давление закачки не должно превышать эту величину.

Действительно, для большинства объектов средней и высокой проницаемости, это утверждение справедливо. «Авто-ГРП» по таким объектам ведет к увеличению непроизводительной закачки и снижению эффективности вытеснения. В случае же низкопроницаемых коллекторов, обоснованность режимов закачки в т.ч. «Авто-ГРП» требует дополнительно проработки и обоснования.

Для выработки предложений по оптимальному режиму нагнетания в условиях коллекторов низкой проницаемости, проанализированы специальные исследования, выполненные на наклонно-направленных скважинах объекта ЮВ₁ Ватьеганского, ЮШ₂₋₆ Ловинского месторождений, а также на горизонтальных нагнетательных скважинах с МГРП месторождениях им. В.Н. Виноградова и Южно-Вьинтойское.

Специальные гидродинамические исследования с одновременной фиксацией профиля поглощения на нагнетательные скважины низкопроницаемого объекта ЮВ₁ Ватьеганского месторождения выполнены на 11 нагнетательных скважинах. Ввиду сложности и изменчивости геологического строения объекта ЮВ₁ для обеспечения повторяемости результата, подбирались скважины в различных геологических условиях (рисунок 2.13). Всего было выделено 4 типовых геологических разреза.

Результаты исследований приведены на (рисунках 2.14–2.20). Сводная зависимость по всем скважинам приведена на рисунке 2.22.

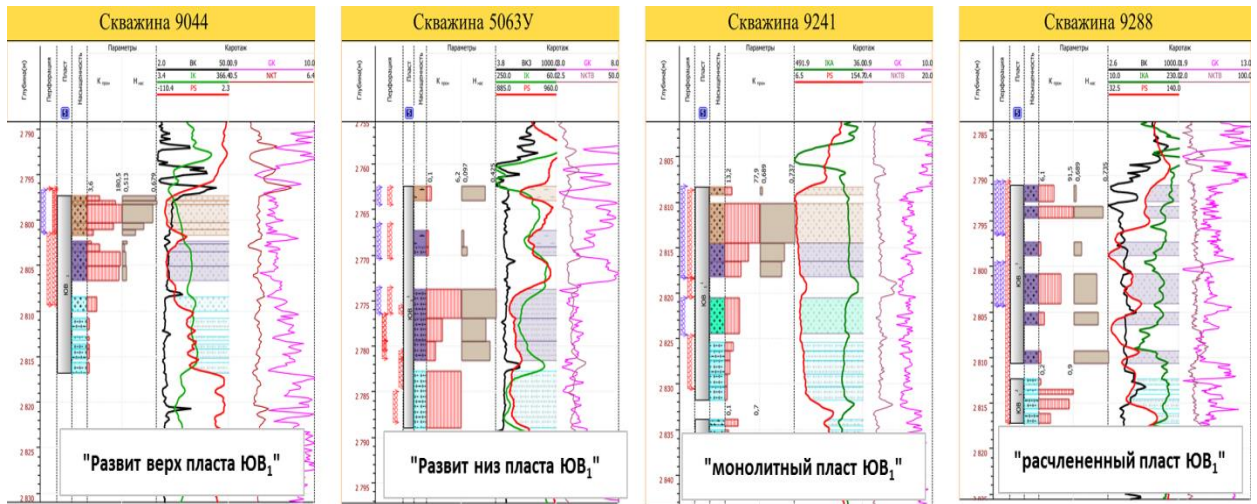


Рисунок 2.13 – Выделенные типовые геологические разрезы объекта ЮВ₁ Ватьеганского месторождения для проведения специальных исследований

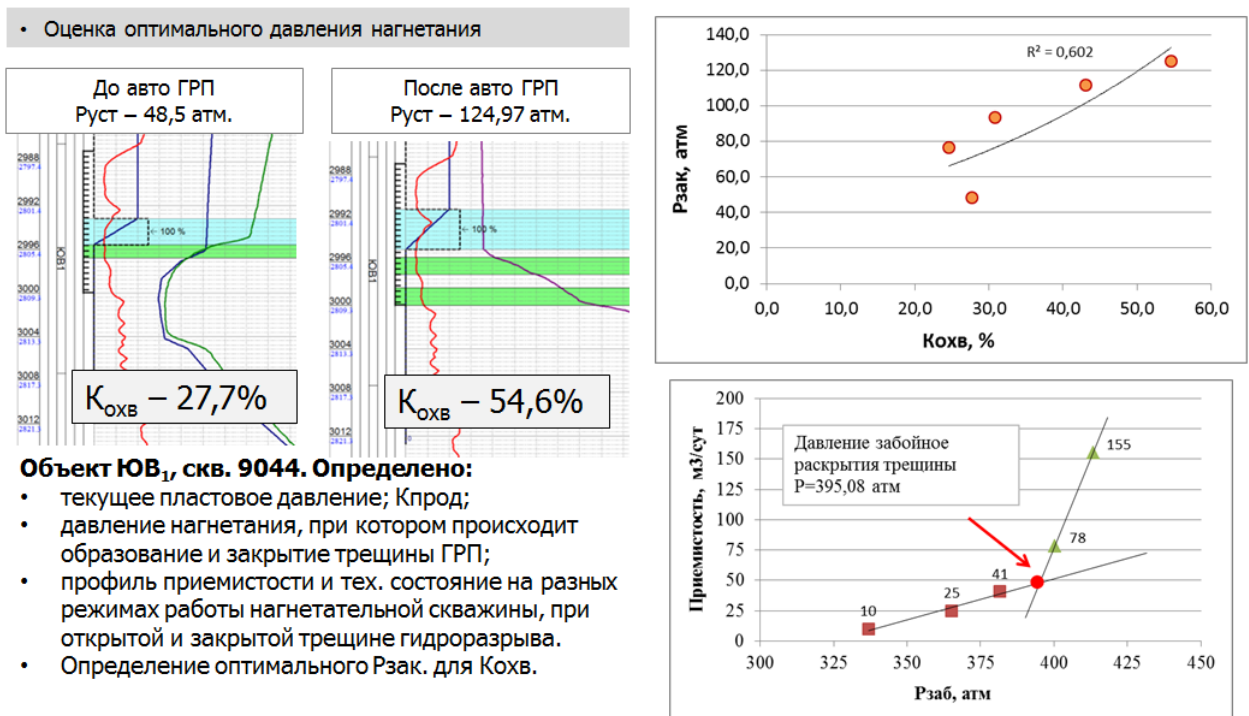
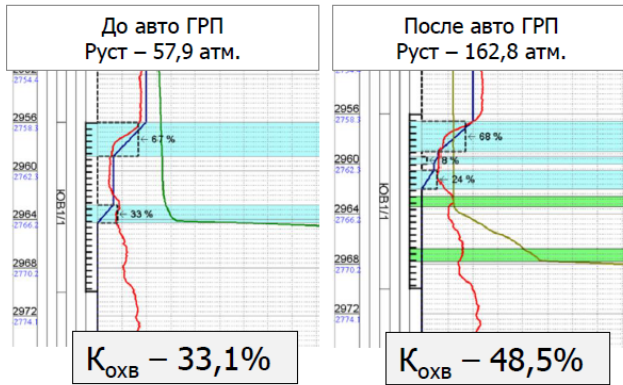


Рисунок 2.14 – Результаты специальных ГДИ скважины 9044 (нагнетательная). Объект ЮВ₁, Ватьеганское месторождение. Типовой разрез «развит верх пласта»

• Оценка оптимального давления нагнетания



Объект ЮВ₁, скв. 9265. Определено:

- текущее пластовое давление; Кпрод;
- давление нагнетания, при котором происходит образование и закрытие трещины ГРП;
- профиль приемистости и тех. состояние на разных режимах работы нагнетательной скважины, при открытой и закрытой трещине гидроразрыва.
- Определение оптимального Рзак. для Коув.

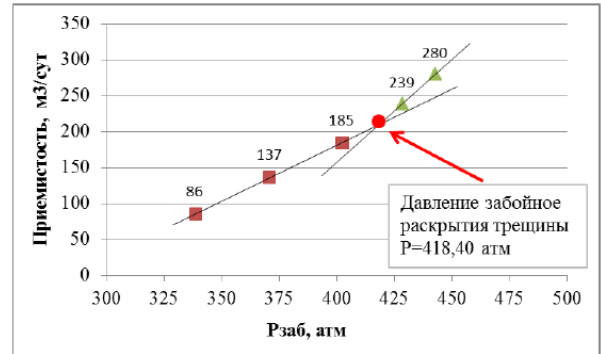
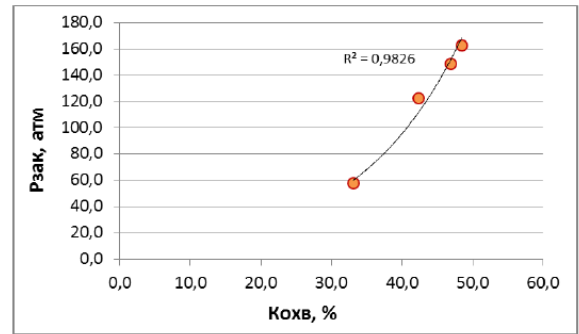
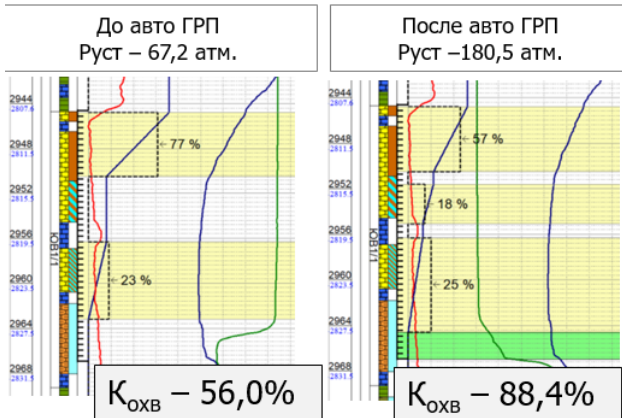


Рисунок 2.15 – Результаты специальных ГДИ скважины 9265 (нагнетательная). Объект ЮВ₁, Ватьеганское месторождение. Типовой разрез «развит верх пласта»

• Оценка оптимального давления нагнетания



Объект ЮВ₁, скв. 9241. Определено:

- текущее пластовое давление; Кпрод;
- давление нагнетания, при котором происходит образование и закрытие трещины ГРП;
- профиль приемистости и тех. состояние на разных режимах работы нагнетательной скважины, при открытой и закрытой трещине гидроразрыва.
- Определение оптимального Рзак. для Коув.

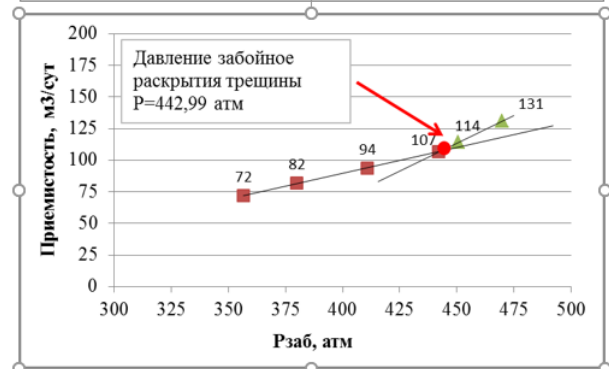
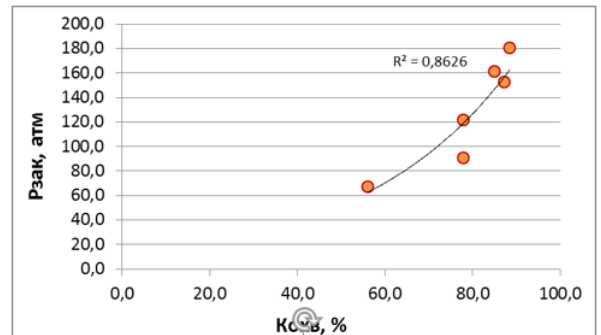


Рисунок 2.16 – Результаты специальных ГДИ скважины 9241 (нагнетательная). Объект ЮВ₁, Ватьеганское месторождение. Типовой разрез «монолитный пласт»

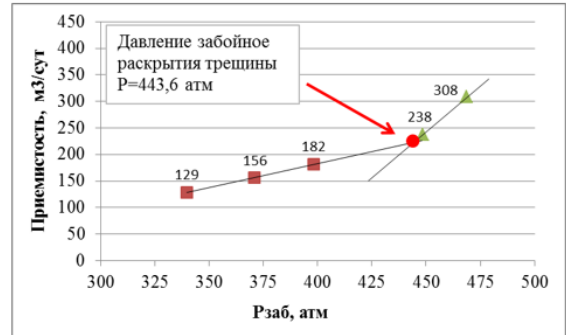
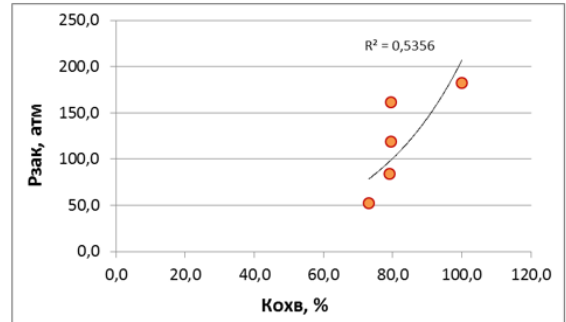
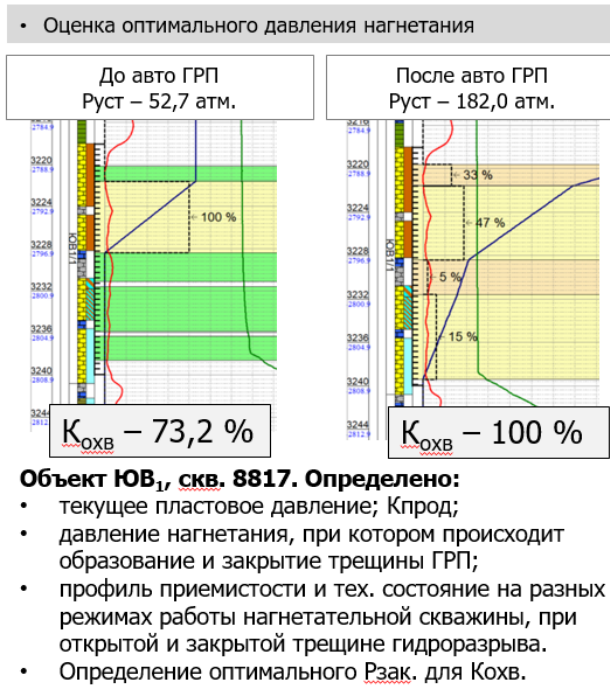


Рисунок 2.17 – Результаты специальных ГДИ скважины 8817 (нагнетательная). Объект ЮВ₁, Ватъеганское месторождение. Типовой разрез «монолитный пласт»

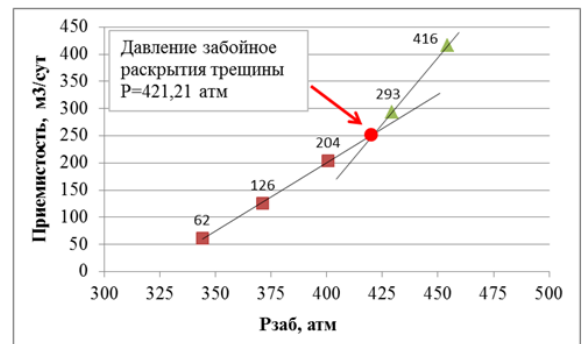
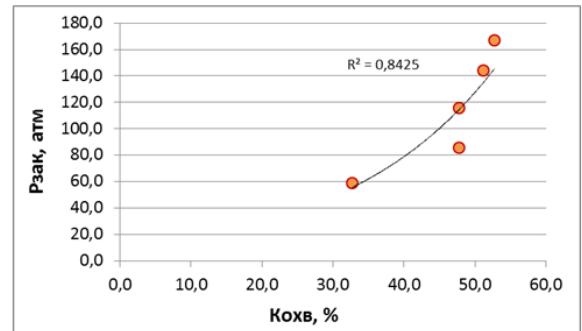
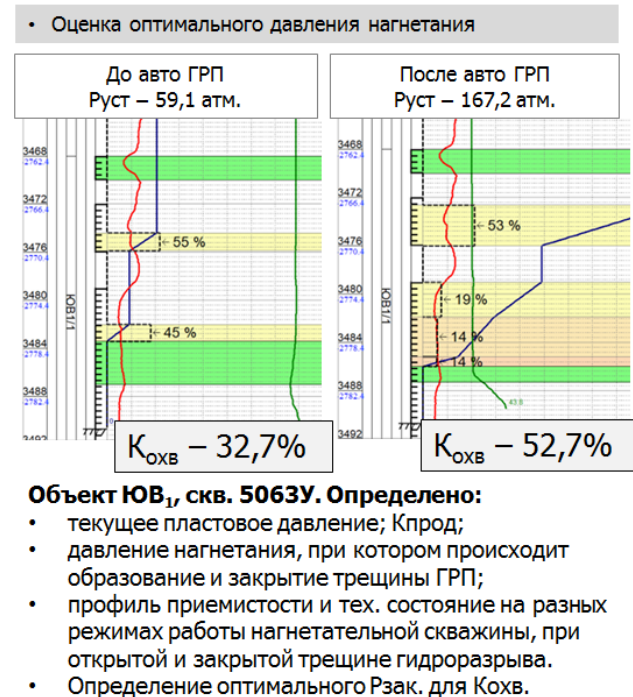
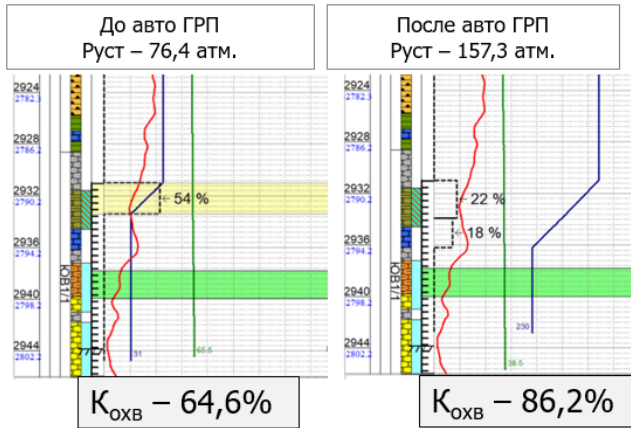


Рисунок 2.18 – Результаты специальных ГДИ скважины 5063У (нагнетательная). Объект ЮВ₁, Ватъеганское месторождение. Типовой разрез «развит низ пласта»

• Оценка оптимального давления нагнетания



Объект ЮВ₁, скв. 9014Б. Определено:

- текущее пластовое давление; $K_{прод}$;
- давление нагнетания, при котором происходит образование и закрытие трещины ГРП;
- профиль приемистости и тех. состояние на разных режимах работы нагнетательной скважины, при открытой и закрытой трещине гидроразрыва.
- Определение оптимального $R_{зак}$ для Кохв.

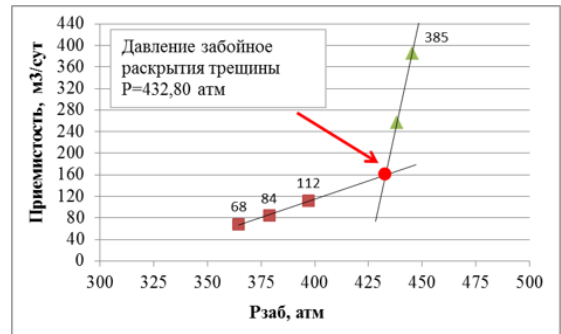
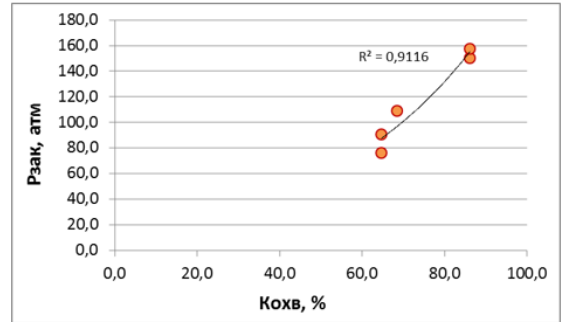
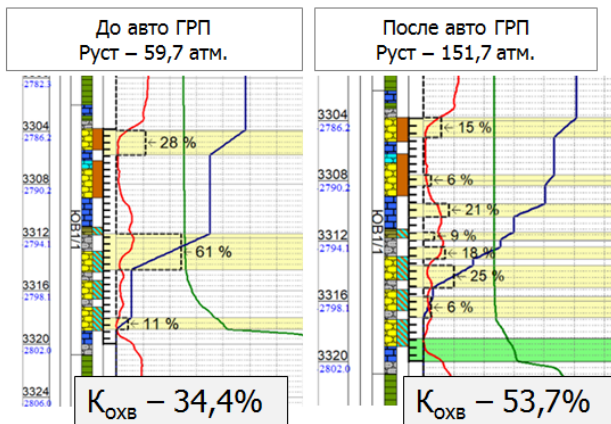


Рисунок 2.19 – Результаты специальных ГДИ скважины 9014Б (нагнетательная). Объект ЮВ₁, Ватъеганское месторождение. Типовой разрез «развит низ пласта»

• Оценка оптимального давления нагнетания



Объект ЮВ₁, скв. 8953. Определено:

- текущее пластовое давление; $K_{прод}$;
- давление нагнетания, при котором происходит образование и закрытие трещины ГРП;
- профиль приемистости и тех. состояние на разных режимах работы нагнетательной скважины, при открытой и закрытой трещине гидроразрыва.
- Определение оптимального $R_{зак}$ для Кохв.

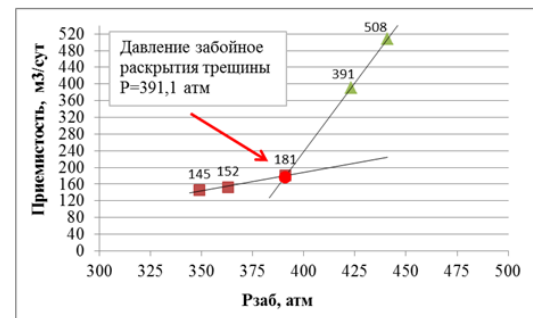
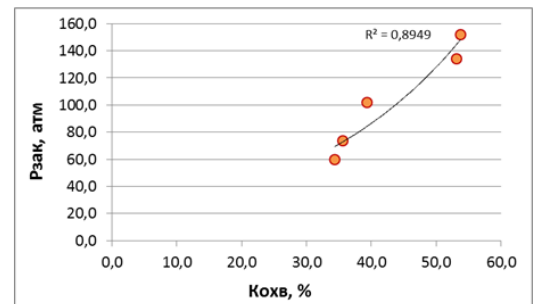


Рисунок 2.20 – Результаты специальных ГДИ скважины 8953 (нагнетательная). Объект ЮВ₁, Ватъеганское месторождение. Типовой разрез «расчленённый пласт»

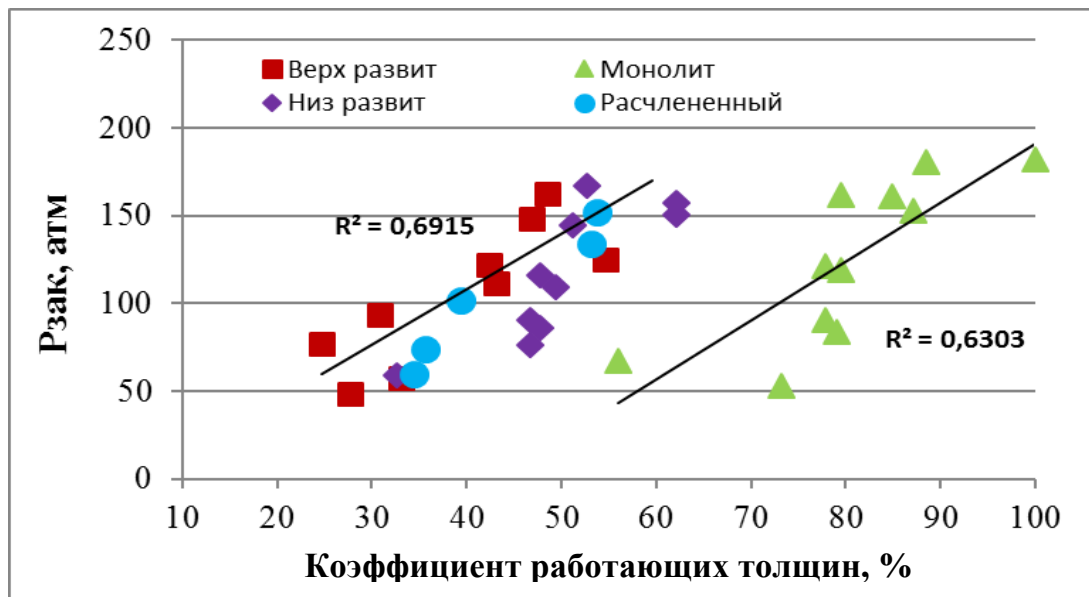


Рисунок 2.21 – Зависимость коэффициентов работающих толщин по данным ПГИ от давления нагнетания для скважин объекта ЮВ₁ Ватьеганского месторождения

По результатам исследований нагнетательных скважин на Ватьеганском месторождении, при увеличении давления нагнетания выше давления раскрытия трещины «Авто-ГРП», получено увеличение коэффициента работающей мощности пласта на 33–97 %, дополнительно были проанализированы аналогичные исследования скважин Шаимского нефтегазодобывающего района. На скважинах объекта ЮШ₂₋₆ Ловинского месторождения, при проведении системных промыслово-геофизических исследований при увеличении давления нагнетания отмечено приобщение ранее не охваченных эффективных мощностей (Рисунки 2.22–2.23).

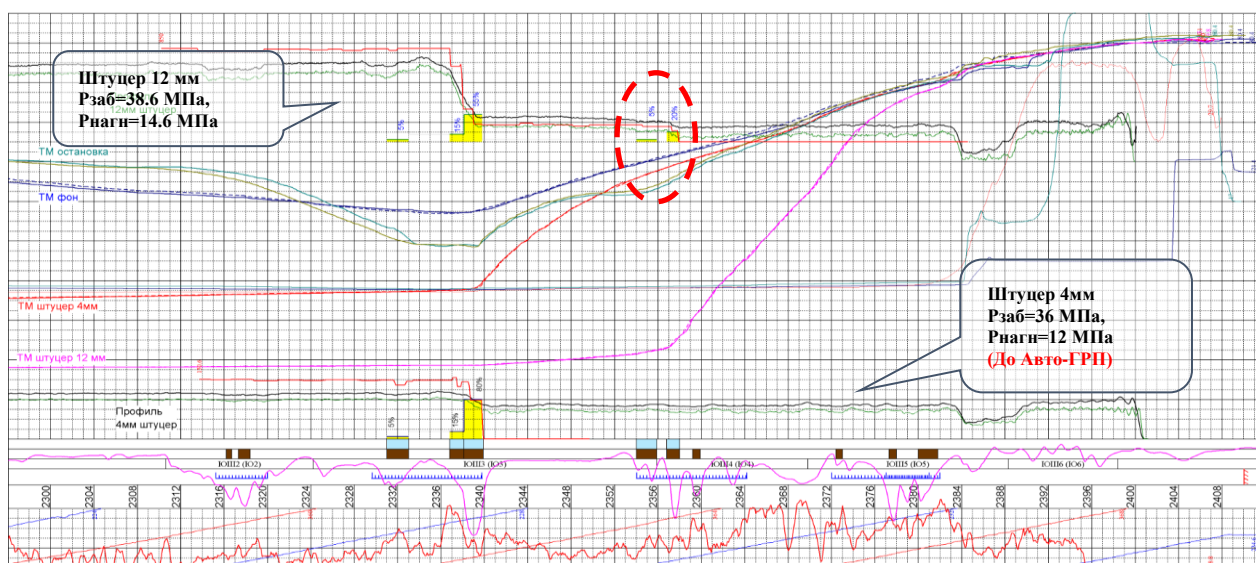


Рисунок 2.22 – Результаты специальных ГДИ скважины 8246 (нагнетательная). Объект ЮШ₂₋₆ Ловинского месторождения

Режим Авто-ГРП на скважине 8246 наступает при забойном давлении свыше 38.3 МПа, что соответствует давлению закачки 14.3 МПа. В режиме Авто-ГРП отмечено дополнительное подключение в работу интервалов 2354.0–2355.9 м и 2356.8–2359.9 м пласта «ЮШ₄» на штуцере 12 мм и увеличение коэффициента работающих толщин с 0 до 0.63. Выравнивание профиля приемистости.

Режим Авто-ГРП на скважине 8351 наступает при забойном давлении свыше 37.4 МПа. В режиме Авто-ГРП отмечено подключение в работу интервалов пласта ЮШ₅: 2268.3–2282.9 м. Дополнительно подключились в работу интервалы коллекторов 2226.0–2227.0 м (пласт «ЮШ₃»), 2263.0–2263.6 м (пласт «ЮШ₄»). Отмечено выравнивание профиля приемистости в целом по скважине.

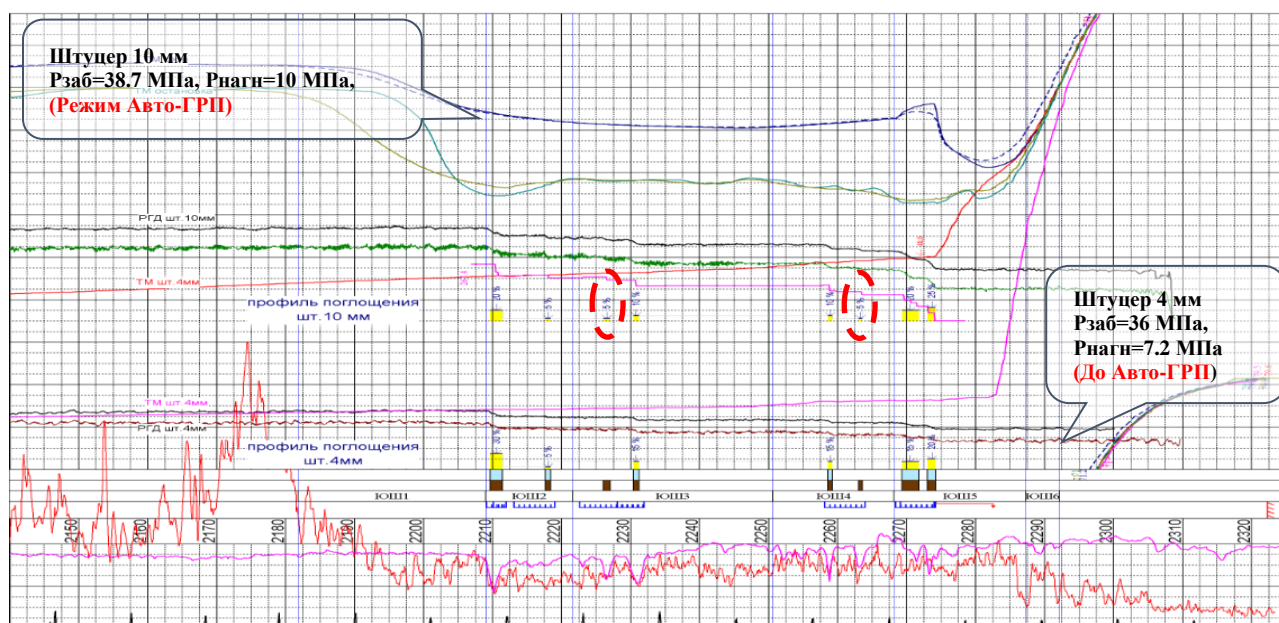


Рисунок 2.23 – Результаты специальных ГДИ скважины 8351 (нагнетательная).
Объект ЮШ₂₋₆ Ловинского месторождения

Проведен анализ промыслово-геофизических исследований двух горизонтальных нагнетательных скважин (с МГРП и без ГРП), пробуренных в направлении соответствующему азимуту выявленного на данных объектах «регионального стресса». Соответственно в направлении развития трещин ГРП и «Авто-ГРП» (рисунок 2.24).

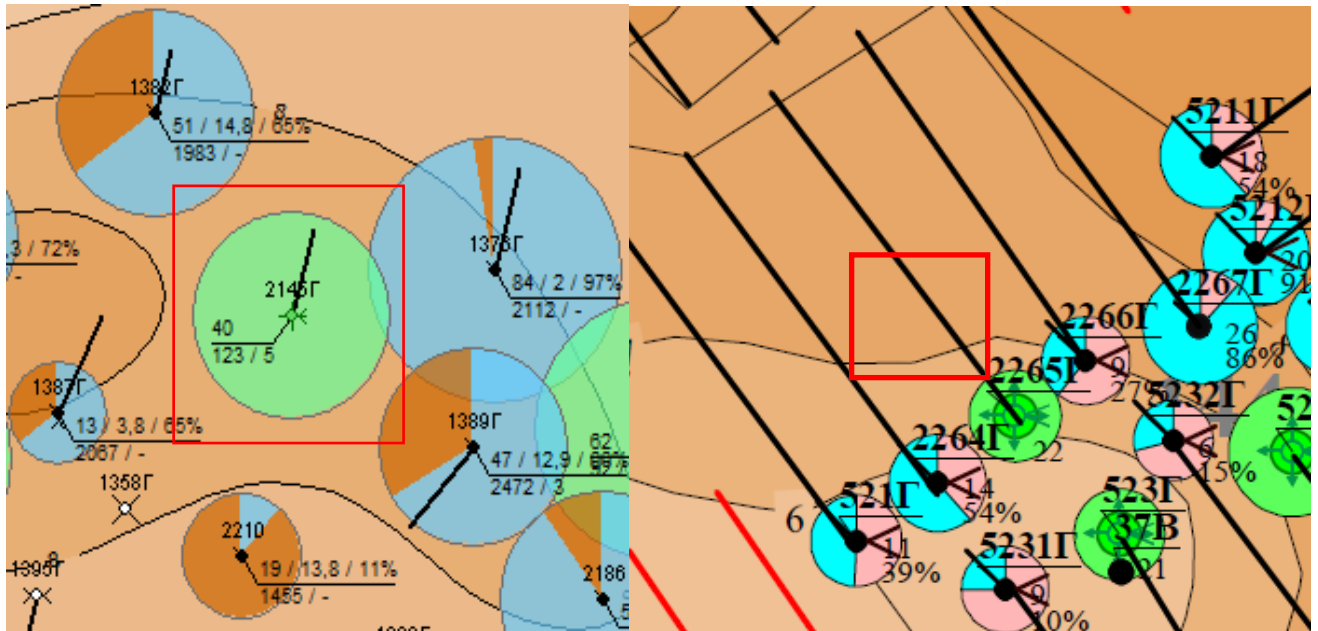


Рисунок 2.24 – Выкопировки из карт текущего состояния разработки объектов БВ₇ Южной Выинтойского (слева) и АС₃ месторождения им В.Н.Виноградова (справа)

Скважина № 2145Г пробурена на объект БВ₇ Южно-Выинтойского месторождения. Горизонтальный участок протяженностью 250 метров обсажен фильтрами в интервалах (3081,4–3121,3; 3154,1–3215,1; 3224,7–3295,8) интервалы фильтров разобщены набухающими пакерами. Значения проницаемости по интервалу проводки составляет 0,4–2 мД. Средняя проницаемость объекта БВ₇ – 3,8 мД.

Скважина введена в эксплуатацию в июле 2019 года без ГРП с режимом Qпр – 30 м³/сут при устьевом давлении (Руст) 11.2 МПа. В период эксплуатации приемистость скважины изменялась от 30 до 90 м³/сут, при устьевых давлениях 10–13 МПа. С целью определения профиля приемистости на различных режимах проведены соответствующие исследования при Руст: 11.5–14.2 МПа, что соответствует Рзаб: 38.4–41.2 МПа. (рисунок 2.25, таблица 2.5).

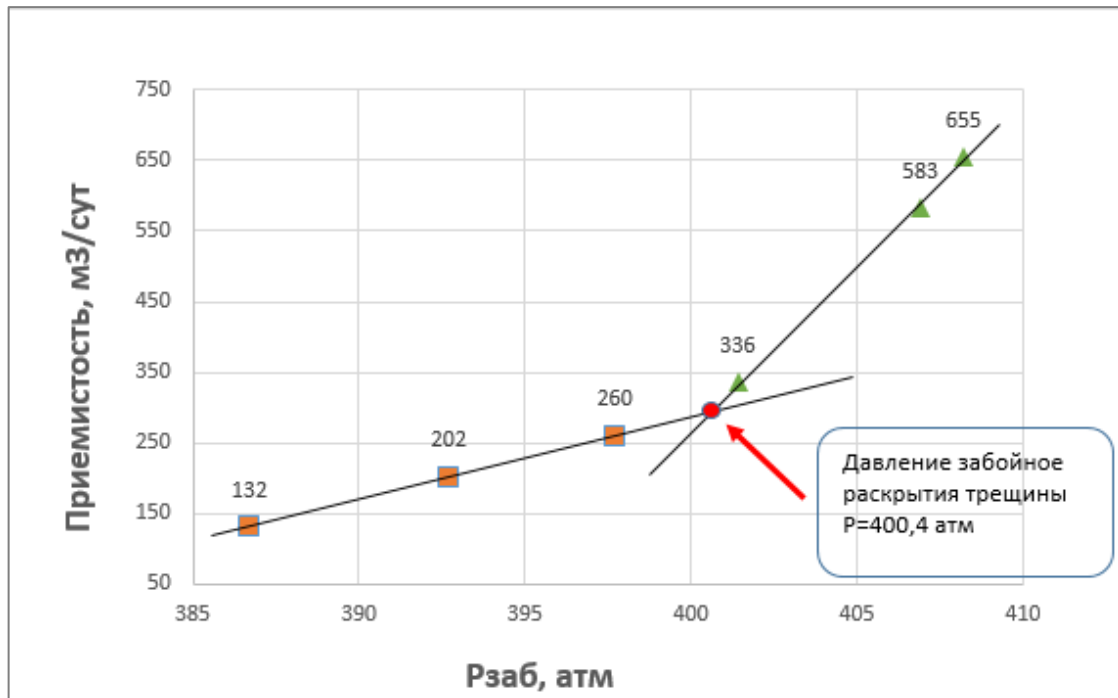


Рисунок 2.25 – Зависимость приемистости горизонтальной нагнетательной скважины (без ГРП) № 2145 объекта БВ₇ Южно-Выинтойского месторождения от забойного давления

Таблица 2.5 – Режимы исследования горизонтальной нагнетательной скважины № 2145Г объекта БВ₇, Южно-Выинтойского месторождения

Показатели	до "Авто-ГРП"				режим "Авто-ГРП"			
	1 ре- жим	2 ре- жим	3 ре- жим	7 ре- жим	4 ре- жим	5 ре- жим	6 ре- жим	8 ре- жим
Приемистость, м³/сут	132	202	260	238	336	655	583	630
Давление закачки на устье (рассчи- танное), МПа	11.7	12.3	12.8	11.4	13.1	13.8	13.7	14.2
Давление забой- ное на кровлю перфорации, МПа	38.7	39.3	39.8	38.4	40.1	40.8	40.7	41.2

По результатам записанных на трех режимах закачки профилей приемистости отмечается увеличение коэффициента охвата (Кохв) при увеличении устьевого давления в т.ч. существенное увеличение Кохв при обеспечении режима «Авто-ГРП» (рисунок 2.26). Кроме того, отмечено увеличение равномерности закачки и вовлечения участков с худшими фильтрационно-емкостными свойствами.

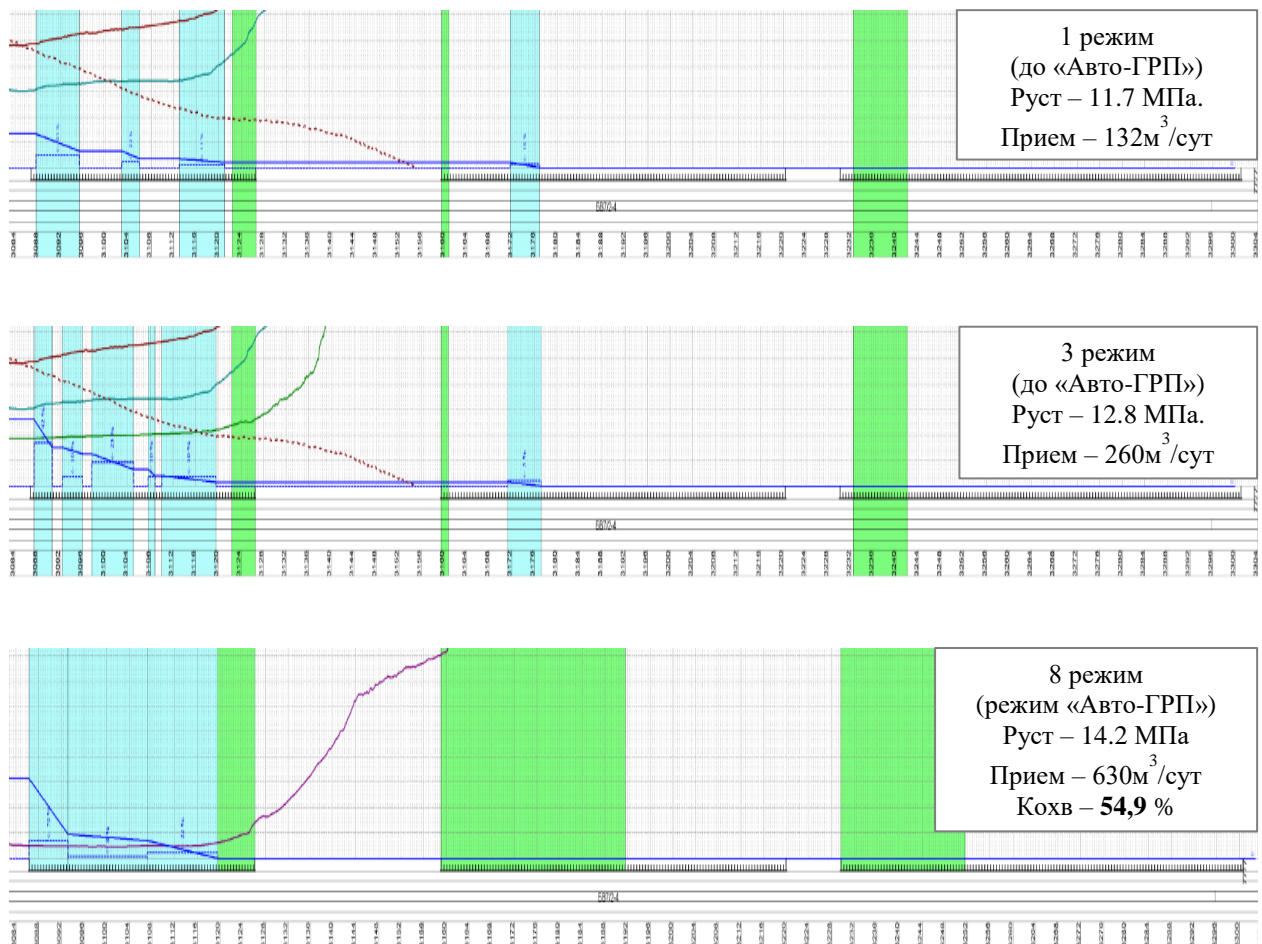


Рисунок 2.26 – Профили поглощения горизонтальной нагнетательной скважины (без ГРП) № 2145Г объекта БВ₇, Южно-Выинтойского месторождения

Скважина № 2265Г пробурена на объект АС₃ месторождения им. В.Н. Виноградова. Высокотехнологичная горизонтальная нагнетательная скважина имеет протяженность 1600 метров, 16 стадий ГРП. Проницаемость интервала проводки составила 3,4 мД. Целью исследования было определить профиль приемистости скважины при различных давлениях закачки, в.т.ч. выше давления «Авто-ГРП» (рисунок 2.27).

Для проведения исследования привлечен флот гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ). Планировалась запись профиля поглощения по всей протяженности ГС, но в связи с техническими сложностями удалось записать только 600 метров горизонтально ствола, при устьевых давлениях (9, 10, 11, 12 МПа). Результаты исследований приведены на рисунках 2.28–2.29.

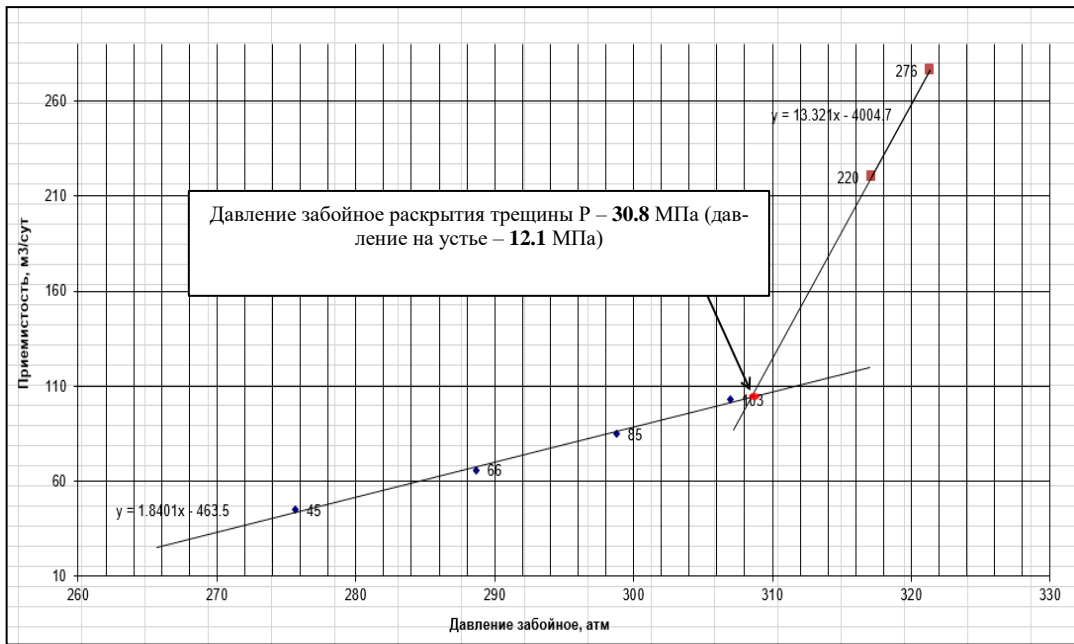


Рисунок 2.27 – Зависимость приемистости горизонтальной нагнетательной скважины с МГРП № 2265Г объекта АС₃ месторождения им В. Н. Виноградова от забойного давления

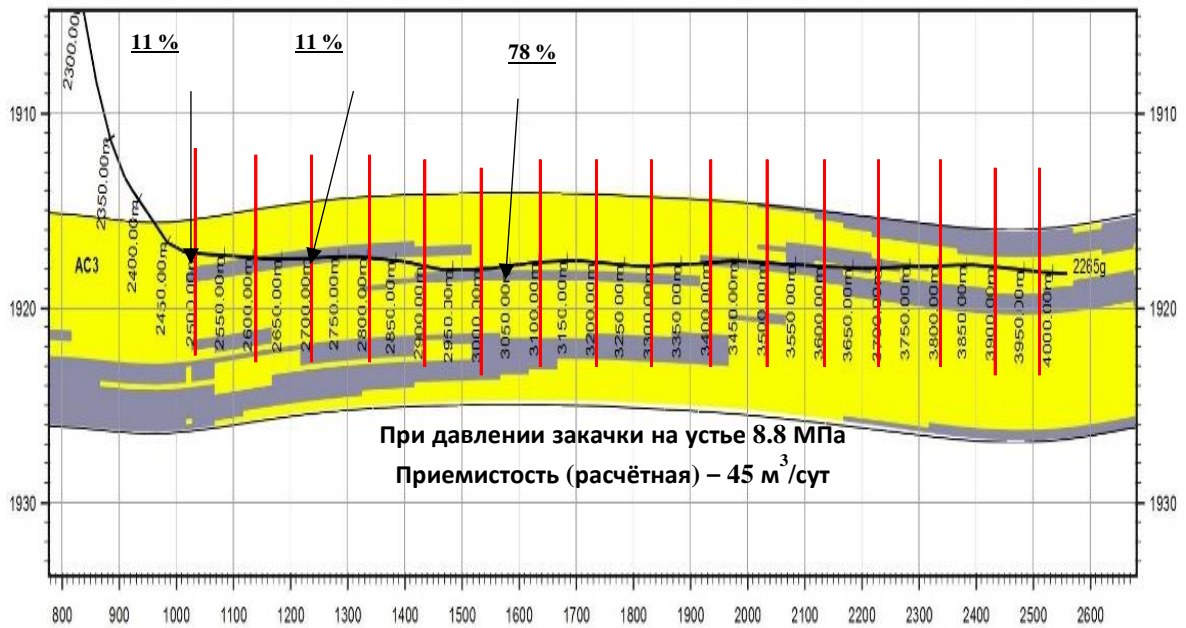


Рисунок 2.28 – Профиль поглощения горизонтальной нагнетательной скважины с МГРП № 2265Г объекта АС₃ месторождения им В. Н. Виноградова (до «Авто-ГРП»)

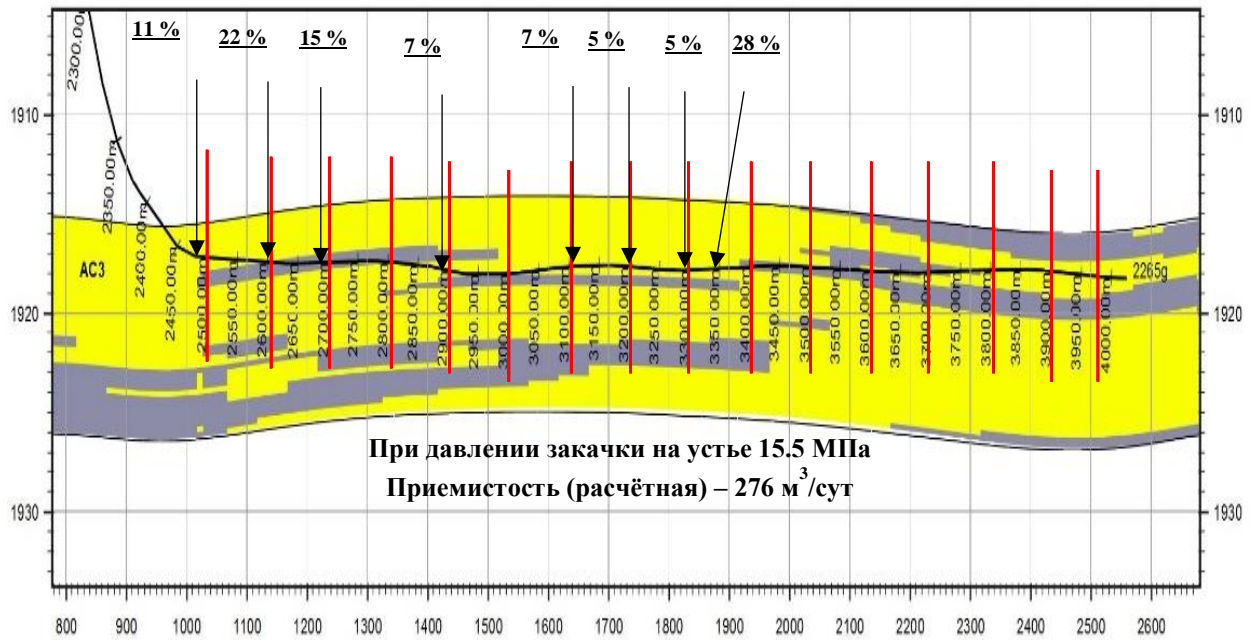


Рисунок 2.29 – Профиль поглощения горизонтальной нагнетательной скважины с МГРП № 2265Г объекта АС₃ месторождения им В. Н. Виноградова («Авто-ГРП»)

Наличие циркуляционных отверстий (фрак-портов) не позволяет достоверно оценить отношение работающей мощности пласта к эффективной. Косвенным подтверждением улучшения «коэффициента охвата» в условиях горизонтальной нагнетательной скважины с МГРП является «выравнивание профиля приемистости при обеспечении режима «Авто-ГРП».

Таким образом, все приведенные примеры дают основание делать вывод об увеличении коэффициента охвата, а соответственно и эффективности системы разработки низкопроницаемого коллектора при организации давления закачки выше давления раскрытия трещин – другими словами обеспечения и поддержания на объекте режима «Авто-ГРП».

Стоит отметить, что вывод об эффективности режима «Авто-ГРП» в условиях низкопроницаемых коллекторов не является чем-то принципиально новым. Аналогичные рекомендации, даются Яниным А.Н. в статье «Принципы разработки ультра-низкопроницаемых коллекторов» [39] и другими авторами [40].

Выводы по разделу 2

1. В процессе активной разработки низкопроницаемых терригенных коллекторов порового типа происходит их преобразование в порово-трещинные. Это требует проведения исследования и разработки технологий эффективной эксплуатации.

2. Техногенно сформированная система каналов низкого фильтрационного сопротивления определяет направления и скорости фильтрационных потоков при заводнении. Поэтому ее необходимо учитывать, как элемент системы разработки.

3. Поддержание давления «Авто-ГРП» на нагнетательных скважинах, в определенных геологических условиях, позволяет увеличить коэффициент работающей мощности продуктивного пласта, и как следствие коэффициент охвата по площади и разрезу продуктивного пласта.

4. Применение технологий увеличения производительности трещин ГРП (ТТС, двухстадийные ГРП и др.) позволяет увеличить производительность системы каналов НФС и как следствие эффективность разработки объекта.

3 ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ. КРИТЕРИИ ОРГАНИЗАЦИИ ЭФФЕКТИВНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ

3.1 Гидродинамическое моделирование системы техногенных каналов низкого фильтрационного сопротивления в низкопроницаемом коллекторе

Для проведения имитационного моделирования использована 3D гидродинамическая модель (ГДМ) объекта ЮС₁ Кочевского месторождения (рисунок 3.1) построенная в программного комплексе Tempest More. В основе гидродинамической модели, 3D геологическая, выполненная в рамках оперативного подсчета запасов в 2018 году. По мере эксплуатационного бурения модель актуализируется.

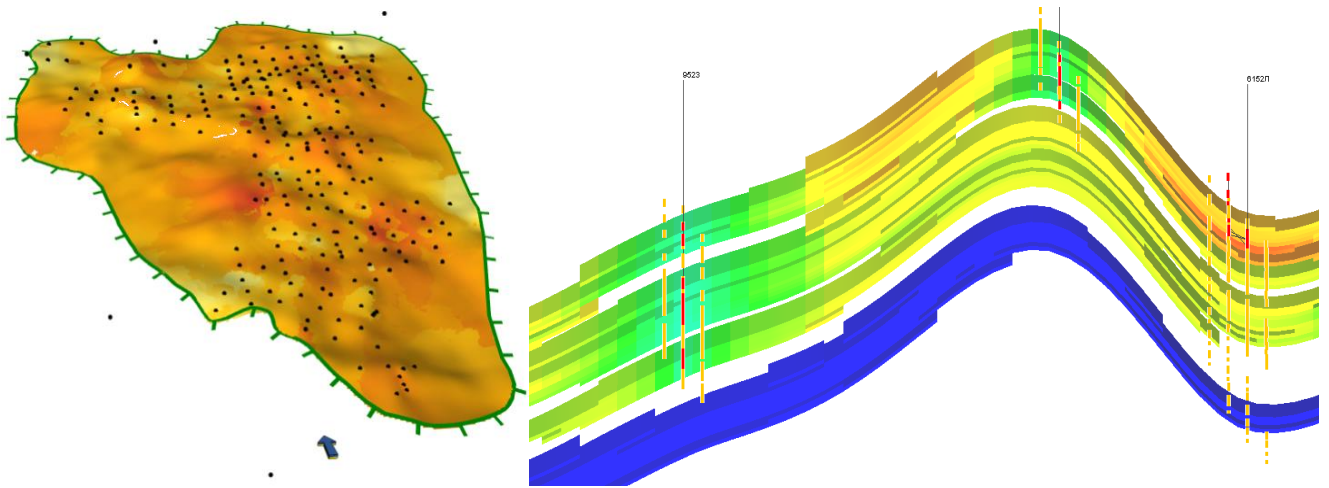


Рисунок 3.1 – Графическое представление гидродинамической модели пласта ЮС₁¹ Кочевского месторождения

Объект ЮС₁ состоит из двух пластов: нефтесодержащего ЮС₁¹ характеризующегося невысокими нефтенасыщенными толщами с пониженными ФЕС и водонасыщенного пласта ЮС₁² малой емкости и с низкими ФЕС, отделенного от ЮС₁¹ маломощной глинистой перемычкой. Геолого-физическая характеристика пласта ЮС₁¹ предоставлена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Геолого-физическая характеристика пласта ЮС₁¹ Кочевского месторождения

№№ п/п	Параметры	Размер- ность	Продуктивные пласты
			ЮС ₁ ¹
1	Средняя глубина залегания кровли (а.о.)	м	-2789
2	Тип залежи	Пластово-сводовый	
3	Тип коллектора	Терригенный, поровый	
4	Площадь нефтеносности	тыс. м ²	124022
5	Средняя общая толщина	м	16,4
6	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	4,1
7	Коэффициент пористости	д. ед.	0,150
8	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	д. ед.	0,570
9	Проницаемость	мкм ²	0,0008
10	Коэффициент песчаности	д. ед.	0,300
11	Расчлененность	ед.	4,9
12	Начальная пластовая температура	°С	99
13	Начальное пластовое давление	МПа	28
14	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	0,85
15	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	0,781
16	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	0,863
17	Объемный коэффициент нефти	д. ед.	1,212
18	Содержание серы в нефти	%	0,67
19	Содержание парафина в нефти	%	2,3
20	Давление насыщения нефти газом	МПа	10
21	Газосодержание	м ³ /т	89
22	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	0,4
23	Плотность воды в поверхностных условиях	г/см ³	1,01
24	Сжимаемость		
25	нефти	1/МПа×10 ⁻⁴	13,2
26	воды	1/МПа×10 ⁻⁴	4,3
27	породы	1/МПа×10 ⁻⁴	26
28	Коэффициент вытеснения (водой)	д. ед.	0,499
29	Удельный коэффициент продуктивности по нефти	м ³ /(сут * МПа*м)	0,6

Геологические запасы промышленных категорий, оцененные объемным методом, по формуле (3.1), составляют более 37 млн. т, извлекаемые более 12 млн. т. В действующем фонде объекта числится 173 скважины, в т.ч. 118 добывающих, 55 нагнетательных. Пробурено 54 горизонтальные скважины с МГРП, в т.ч. 4 нагнета-

тельные. Годовая добыча составляет более 207 тыс. т. и в последние годы имеет растущую динамику. Эксплуатационное бурение на объекте продолжается.

$$Q_n = S \cdot h \cdot K_n \cdot K_p \cdot \theta \cdot \rho \quad (3.1)$$

Где: Q_n – геологические запасы нефти (т); S – площадь залежи (m^2); h – нефтенасыщенная толщина (м); K_p – коэффициент открытой пористости; K_n – коэффициент нефтенасыщенности; θ – объемный коэффициент; ρ – плотность нефти в поверхностных условиях (t/m^3).

Поскольку объект моделирования относится к ультранизкопроницаемым коллекторам ($K_{пр} < 2$ мД), одной из ключевых задач является корректное задание в ГДМ параметров трещин выполненных и проектируемых ГРП, а также имитация режима «Авто-ГРП» на нагнетательных скважинах, при котором проявляются описанные выше эффекты динамического преобразования коллектора.

Для гидродинамического моделирования трещин ГРП в современных гидродинамических симуляторах (Tempest, Eclipse, T-Navigator и др.) используются соответствующие «ключевые слова». В качестве входных данных для ГДМ, как правило, используются выходные данные из симуляторов ГРП (FracPro, PH-ГРИД и др.) на которых просчитываются дизайны и Re-дизайны ГРП.

Современные подходы к моделированию ГРП включают одномерные, двумерные, псевдотрехмерные и «полностью» трехмерные модели. Одномерные модели [41, 42, 43] наиболее просты и удобны в использовании, «полностью» трехмерные, напротив, не получили широкомасштабного распространения ввиду высокой вычислительной трудоемкости.

Для решения поставленных задач достаточно одномерного представления трещин. За основу принята модель «Перкинса-Керна-Нордгрена» (РКН) [44]. Предполагается, что трещина ГРП имеет постоянную высоту H , которая существенно меньше общей длины $2L$. Что соответствует представлению о трещинах на объекте исследования ограниченному по кровле и подошве глинистыми экранами. Схематично трещина ГРП в принятой модели представлена на рисунке (3.2).

Геометрия трещины ГРП, при отсутствии утечек или маленьких временах развития описывается в работе [45] следующими зависимостями (3.2-3.5):

$$L(t) = 0.68 \left[\frac{4E'Q_{in}^3}{\mu H^4} \right]^{1/5} \cdot t^{4/5} \quad (3.2)$$

$$W_{max}(0, t) = 2.5 \left[\frac{8\mu Q_{in}^2}{E'H} \right]^{1/5} \cdot t^{1/5} \quad (3.3)$$

$$P_{net}(0, t) = 2.5 \left[\frac{(E')^4 Q_{in}^2}{4H^6} \right]^{1/5} \cdot t^{1/5} \quad (3.4)$$

Где: W_{max} – раскрытость трещины (м); p_{net} – избыточное давление (Па); Q_{in} – объемный расход; E' — плоский модуль напряжений, связанный с модулем Юнга E и коэффициентом Пуассона ν , характеризующими упругие свойства породы, следующей формулой:

$$E' = \frac{E}{1-\nu^2} \quad (3.5)$$

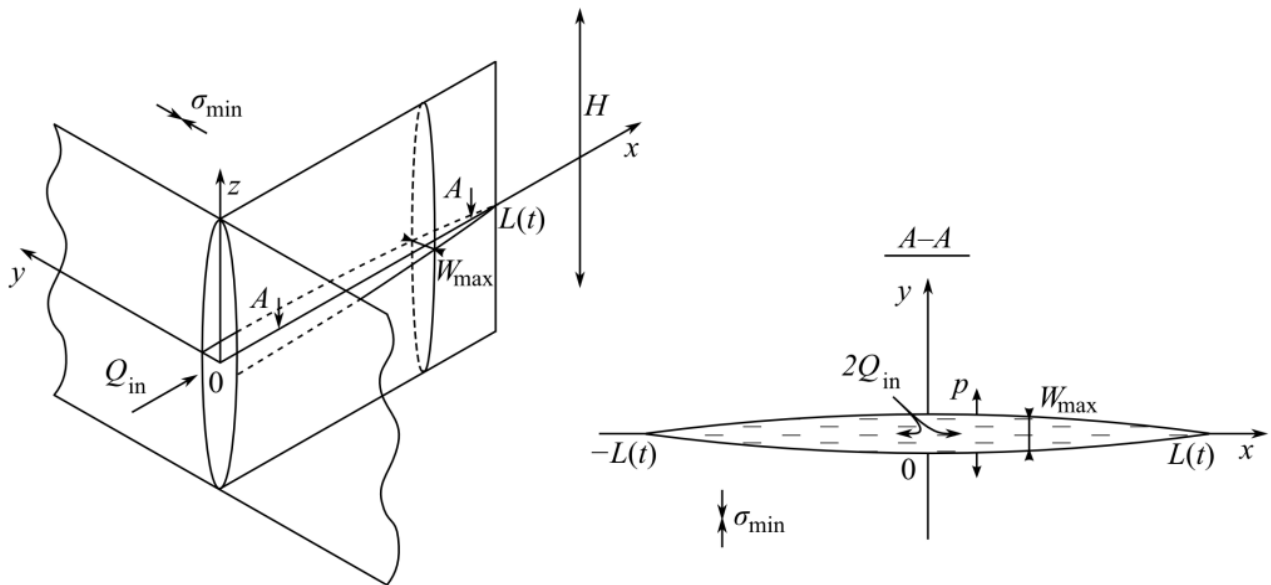


Рисунок 3.2 – Схематичное представление геометрии трещины в модели (РКН)

Далее идет адаптация ГДМ на фактические технологические показатели по скважинам, в результате, заданные параметры трещин ГРП (полудлина, проницаемость, проводимость и др.) могут быть уточнены. При имитации эффекта ГРП на добывающем фонде скважин, также используется, так называемая, «Временная константа» - период затухания эффекта от ГРП, который обосновывается по опыту разработки объекта моделирования либо его аналогов.

При моделировании нагнетательного фонда скважин в условиях низкопроницаемого коллектора и интенсивной закачки, необходимо имитировать обратную ситуацию, когда по мере закачки и увеличения давления в районе скважины происходит техногенное преобразование коллектора с формированием каналов НФС, соответственно проницаемость околоскважинной зоны нагнетательной скважины увеличивается

В рамках данной работы, предложен методический подход, который предусматривает использование опыта адаптации ГДМ по фактическим добывающим и нагнетательным скважинам при задании параметров ГРП на фонде, планируемом к бурению, а также имитацию эффекта «Авто-ГРП» в объеме коллектора путем применения зависимости множителя проницаемости от давления в ячейке ГДМ, установленной для объекта исследования (рисунок 3.3).

Поскольку, гидродинамическое моделирование было выполнено в программном комплексе Temprest, моделирование трещин ГРП проведено с применением «ключевого слова» – WFRA, а режим «Авто-ГРП» в околоскважинном пространстве нагнетательных скважин воспроизведен с применением «ключевого слова» – KVSP. Схожий инструментарий имеется и в других гидродинамических симуляторах.

В качестве исходных данных для WFRA были использованы данные, полученные по результатам Re-дизайнов выполненных ГРП, интерпретации ГДИ, а также результаты геолого-промыслового анализа эксплуатации скважин данного объекта (таблице 3.2). При проведении адаптации модели, параметры, имеющие неопределенность были дополнительно уточнены и далее использовались при задании параметров ГРП и «Авто-ГРП» на проектных скважинах.

Таблица 3.2 – Исходные данные для моделирования ГПП с использованием ключевого слова WFRA (Tempest MORE).

№№ п/п	Параметры	Значение
1	Первый слой, содержащий трещину (в глобальной сетке): k1	1
2	Последний слой, содержащий трещину (in global grid): ku	55
3	Полудлина трещины, metres (Metric)	100
4	Проницаемость трещины, mDarcy	200000
5	Ширина трещины, metres (Metric)	0.003
6	Проводимость трещины, mDarcy.feet	–
7	Временная константа, days	1* (Без затухания)
8	Тип трещины, V – вертикальный тип трещины, H – горизонтальный тип трещины	V, H

Динамическое расширения и затухание трещин на нагнетательных скважинах в режиме «Авто-ГПП» моделировалось с применением ключевого слова «KVSP», в котором задана зависимость множителя проницаемости от порового давления (рисунок 3.3), определенная аналитическим путем, по результатам вариантных расчетов при адаптации ГДМ на фактические технологические показатели разработки.

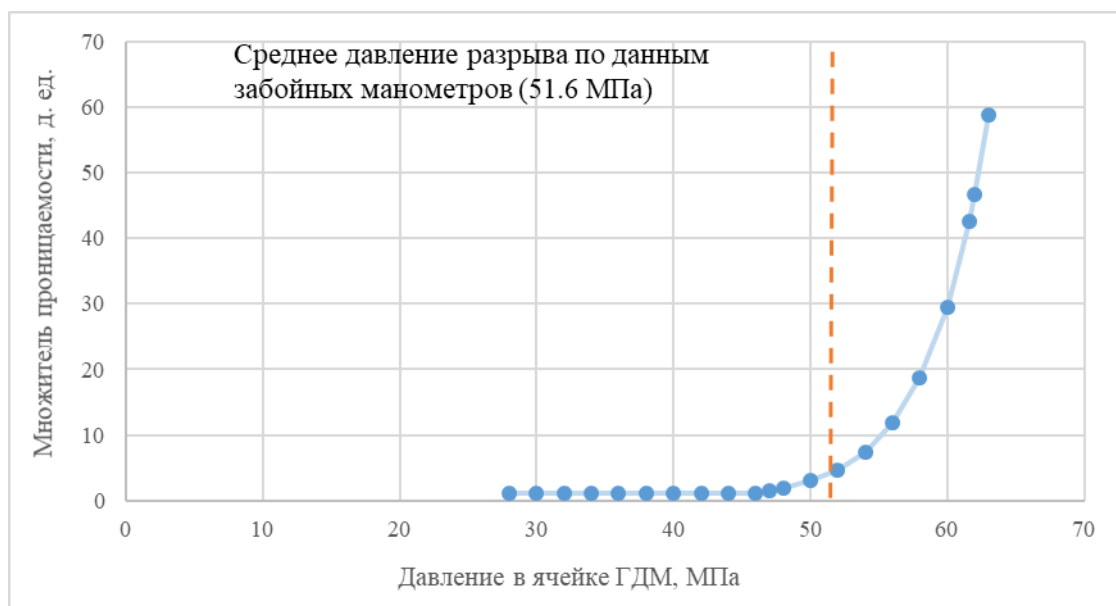


Рисунок 3.3 – Зависимость $dK_{пр}=f(P_{пл})$ используемая для моделирования «Авто-ГПП» с применением функции KVSP

Гидравлических разрыв пласта ЮС₁ выполнен во всех скважинах. Отмечаются тенденции увеличения масс пропанта при повторных операциях ГРП и при много-стадийных ГРП на горизонтальных скважинах (рисунок 3.4). Среднее давление разрыва по данным забойных манометров составило 51.6 МПа.



Рисунок 3.4 – Средняя масса пропанта в зависимости от типа операции ГРП на объекте ЮС₁ Кочевского месторождения

В упрощенном виде процесс подготовки трехмерной гидродинамической модели (ГДМ) представлен в виде блок-схемы (рисунок 3.5). Отличие от стандартного подхода состоит в комплексировании методов получения исходных данных (специальная интерпретация ГДИ, трассерные исследования и т.д.), а также задание динамического изменения проницаемости в отдельных ячейках (нагнетательные скважины – Авто-ГРП).

Построенная с применение данного методического подхода трехмерная ГДМ, содержит каналы НФС в «явном виде». Их вклад в динамику фильтрационных потоков на объекте, определяется интенсивностью закачки в каждую нагнетательную скважину, за счет имитации поддержания эффекта «Авто-ГРП».



Рисунок 3.5 – Принципиальная блок-схема создания гидродинамической модели с учетом динамического преобразования структуры порового пространства

Важно отметить, что для корректного воспроизведения каналов НФС в 3D ГДМ, необходимо использовать локальное измельчение сетки в районах потенциального «Авто-ГРП». Параметры измельчения сетки подбираются в зависимости от геологического строения объекта, размеров 3D модели, времени расчетов и т.д. Для исследуемого объекта, в районах инициации Авто-ГРП, принято измельчение в 10 раз.

При наличии для исследуемого объекта 3D/4D геомеханической модели (ГМХМ) полезно провести сравнение результатов геомеханического и гидродинамического моделирования в части анализа изменений полей напряжений в объеме коллектора. Верификация полученных данных производится путем постановки специ-

альных гидродинамических исследований, позволяющих определить параметры трещин «Авто-ГРП» на нагнетательных скважинах.

По завершению процедур верификации 3D ГДМ формируются расчетные варианты разработки. Важным отличием от «традиционной» схемы проектирования, является то, что помимо стандартных геологических параметров (гипсометрические отметки, зоны насыщения, улучшенные либо ухудшенные ФЕС коллектора, и.т.д.) при размещении скважин учитываются имеющиеся и прогнозируемые каналы НФС.

С учетом количества вариантов и времени счета, целесообразно на первом этапе вести расчеты на «секторной» модели с последующим расчетом окончательных вариантов на полноразмерной модели. В виде блок-схемы описанный методический подход представлен на рисунке 3.6.

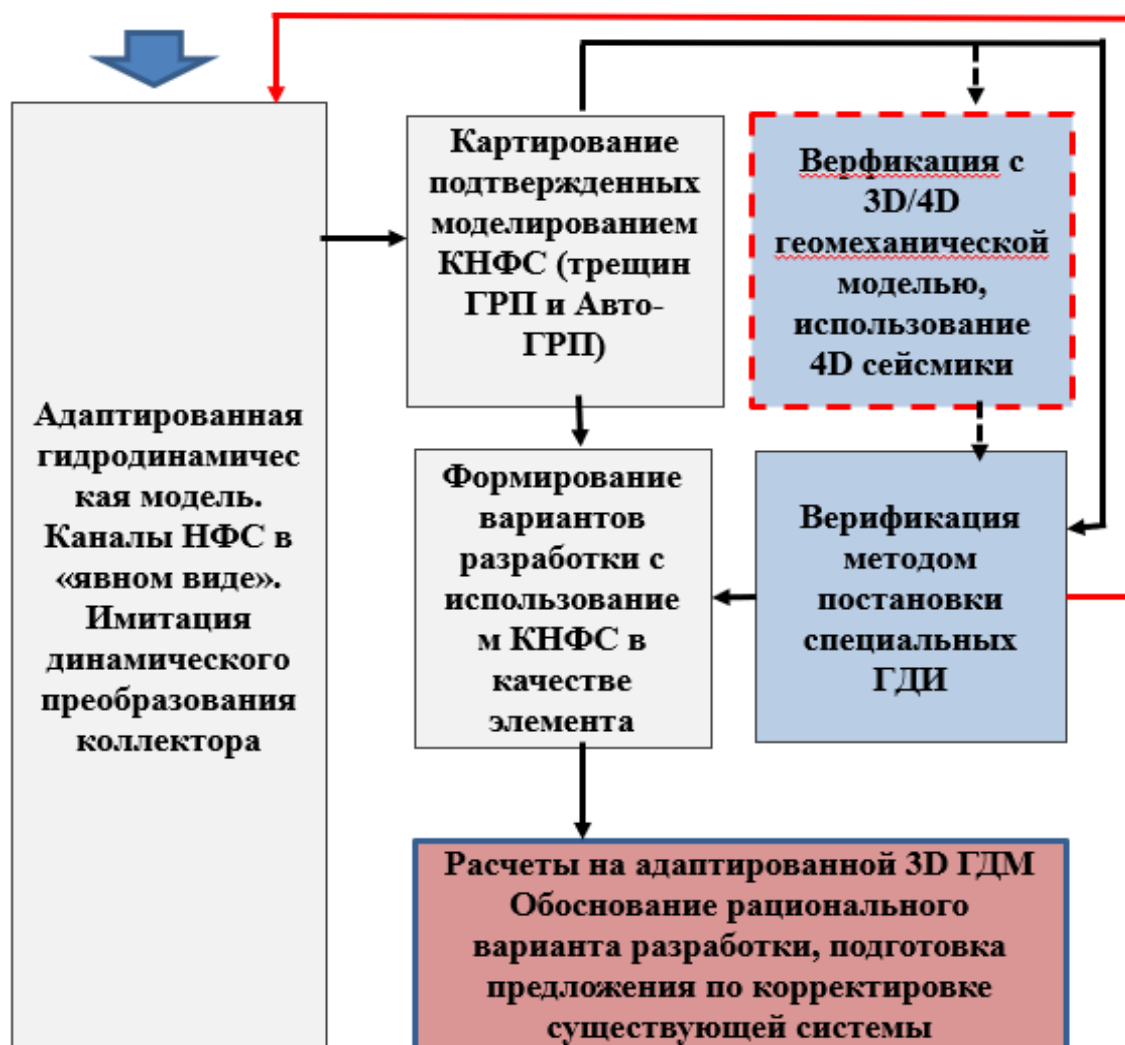


Рисунок 3.6 – Принципиальная блок-схема верификации адаптированного ГДМ и формирования расчетных вариантов разработки

3.2 Исследование вариантов разработки пласта АВ₁³ с применением многозабойных и горизонтальных скважин

В главе 1 подробно изложена проблематика разработки низкопроницаемых интервалов, разрабатываемых совместным фондом скважин в составе единого объекта разработки. А также приведен позитивный опыт формирования самостоятельной системы разработки пласта АВ₁³ в составе объекта разработки АВ₁₋₂ с применением многозабойных добывающих и горизонтальных нагнетательных скважин.

Ключевой целью определяющей эффективность системы разработки – целевая закачка в интервал пониженной проницаемости и исключение приобщения высокопродуктивного интервала. Для чего могут быть использованы инструменты 1D геомеханического моделирования. Имеющего широкое распространение для целей безаварийного строительства скважин.

Далее планируется оценить эффективность организации закачки рабочего агента в горизонтальную нагнетательную скважину относительно наклонно-направленной. Критерием эффективности определено значение коэффициента охвата, которое планируется оценить с помощью вариантных расчетов на 3D гидродинамической модели объекта АВ₁₋₂ Лас-Еганского месторождения.

Для проведения имитационного моделирования использована 3D гидродинамическая модель объекта АВ₁₋₂ Лас-Еганского месторождения построенная в программного комплексе Tempest More. Геологическая модель объекта АВ₁₋₂ Лас-Еганского месторождения содержит пласты АВ₁³, АВ₂¹, АВ₂² и АВ₂³, характеризующиеся различными ФЕС (рисунки 3.7–3.8, таблица 3.3).

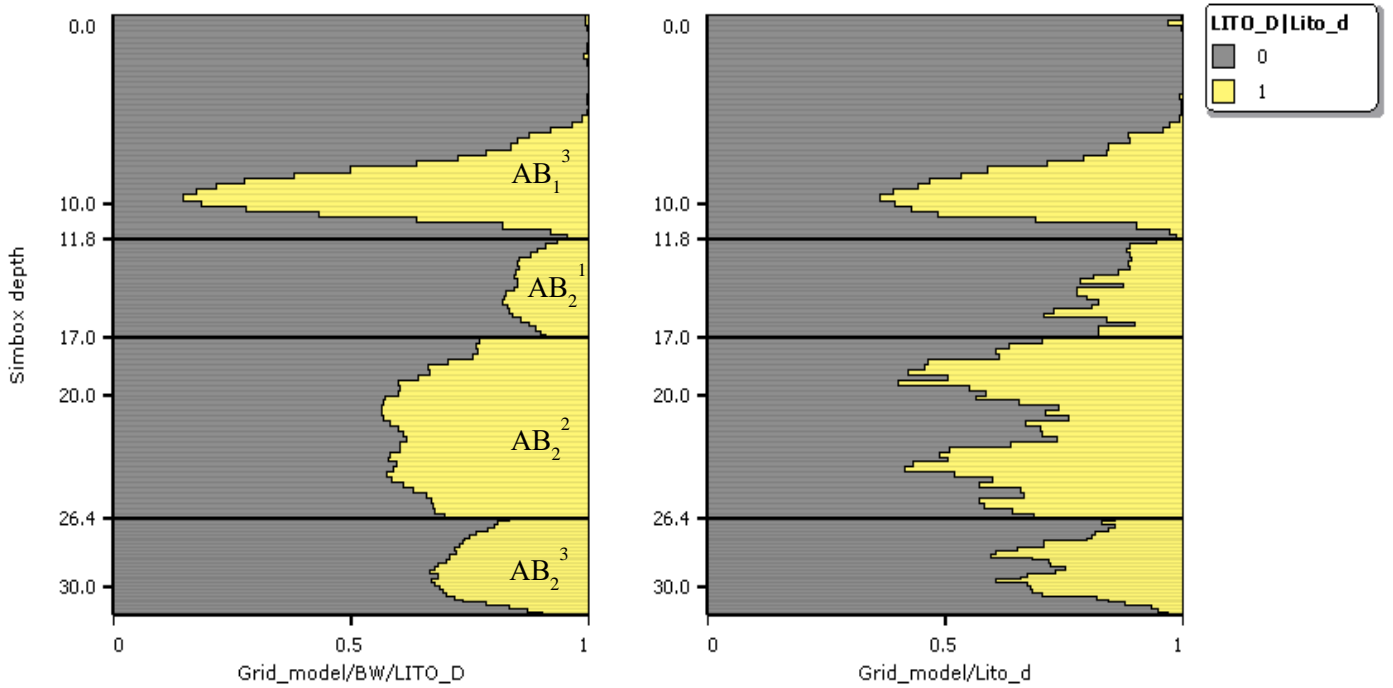


Рисунок 3.7 – Геолого-статистический разрез объекта АВ₁₋₂ Лас-Еганского месторождения

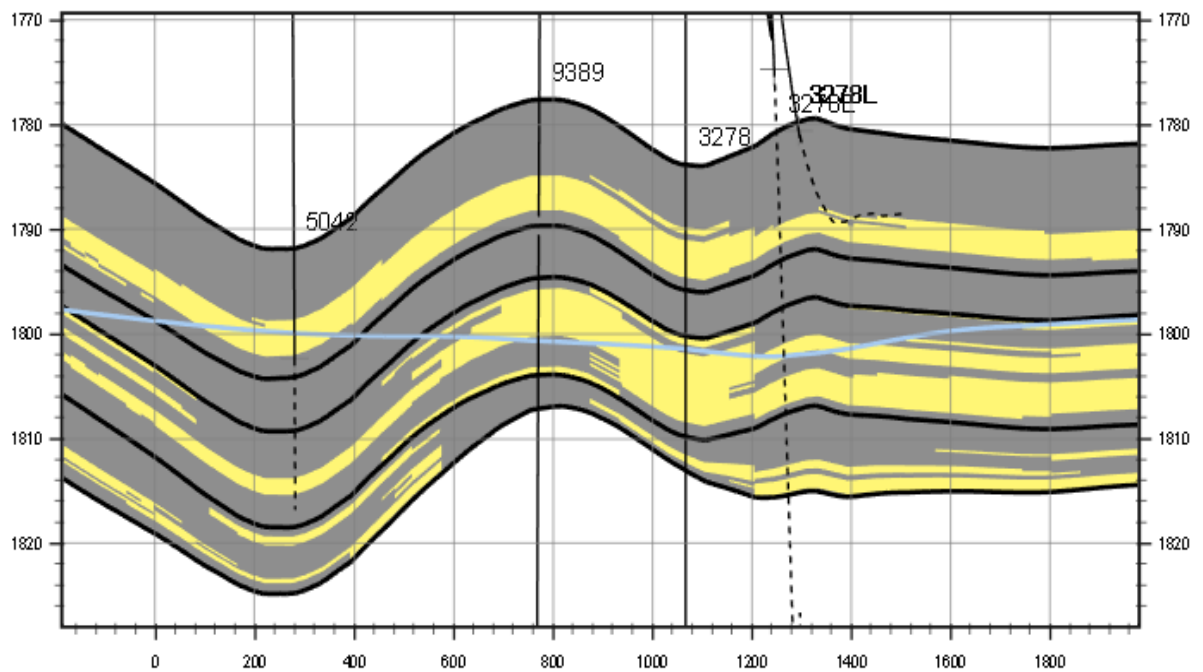


Рисунок 3.8 – Типовой геологический разрез объекта АВ₁₋₂ Лас-Еганского месторождения

Таблица 3.3 – Геолого-физическая характеристика пластов АВ₁³, АВ₂¹, АВ₂² и АВ₂³

№№ п/п	Параметры	Размер- ность	Продуктивный пласт			
			АВ ₁ ³	АВ ₂ ¹	АВ ₂ ²	АВ ₂ ³
1	2	3	4	5	6	7
1	Средняя глубина залегания кровли (а.о.)	м	-1769	-1777	-1786	-1797
2	Тип залежи	Пластово-сводовая, литологически экранированная				
3	Тип коллектора	Терригенный, поровый				
4	Площадь нефтеносности	тыс. м ²	182122	41436	74615	4811
5	Средняя общая толщина	м	12,4	5,7	9,6	6,0
6	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	2,6	2,4	2,7	1,4
7	Коэффициент пористости	д. ед.	0,218	0,222	0,221	0,219
8	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	д. ед.	0,365	0,517	0,507	0,475
9	Проницаемость	мкм ²	0,009	0,130	0,191	0,166
10	Коэффициент песчанистости	д. ед.	0,23	0,45	0,42	0,42
11	Расчлененность	ед.	1	2	2	1
12	Начальная пластовая температура	°С	71	72	72	72
13	Начальное пластовое давление	МПа	17,2	18,5	18,5	18,5
14	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	1,54	2,57	2,57	2,57
15	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	0,813	0,822	0,822	0,822
16	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	0,855	0,868	0,868	0,868
17	Объемный коэффициент нефти	д. ед.	1,086	1,085	1,085	1,085
18	Содержание серы в нефти	%	0,78	0,96	0,96	0,96
19	Содержание парафина в нефти	%	2,45	2,25	2,25	2,25
20	Давление насыщения нефти газом	МПа	8,3	7,5	7,5	7,5
21	Газосодержание	м ³ /т	43,8	35	35	35
22	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	0,435	0,425	0,425	0,425
23	Плотность воды в поверхностных условиях	г/см ³	1,014	1,014	1,014	1,014
24	Сжимаемость					
25	нефти	1/МПа×10 ⁻⁴	12	12	12	12
26	воды	1/МПа×10 ⁻⁴	4,86	4,86	4,86	4,86
27	породы	1/МПа×10 ⁻⁴	5,0	5,0	5,0	5,0
28	Коэффициент вытеснения (водой)	д. ед.	0,318	0,487	0,477	0,442
29	Удельный коэффициент продуктивности по нефти	м ³ /(сут * МПа*м)	0,71	-	2,41	-

Геологические запасы объекта АВ₁₋₂ промышленных категорий составляют более 56 млн. т, извлекаемые более 18 млн. т. В действующем фонде объекта числится 169 скважины, в т.ч. 106 добывающих, 63 нагнетательных. Годовая добыча 109 тыс. т. От начальных извлекаемых запасов отобрано 62 % при обводненности продукции 95 %. Наибольший объем текущих запасов содержится в пласте АВ₁³ (рисунок 3.9).

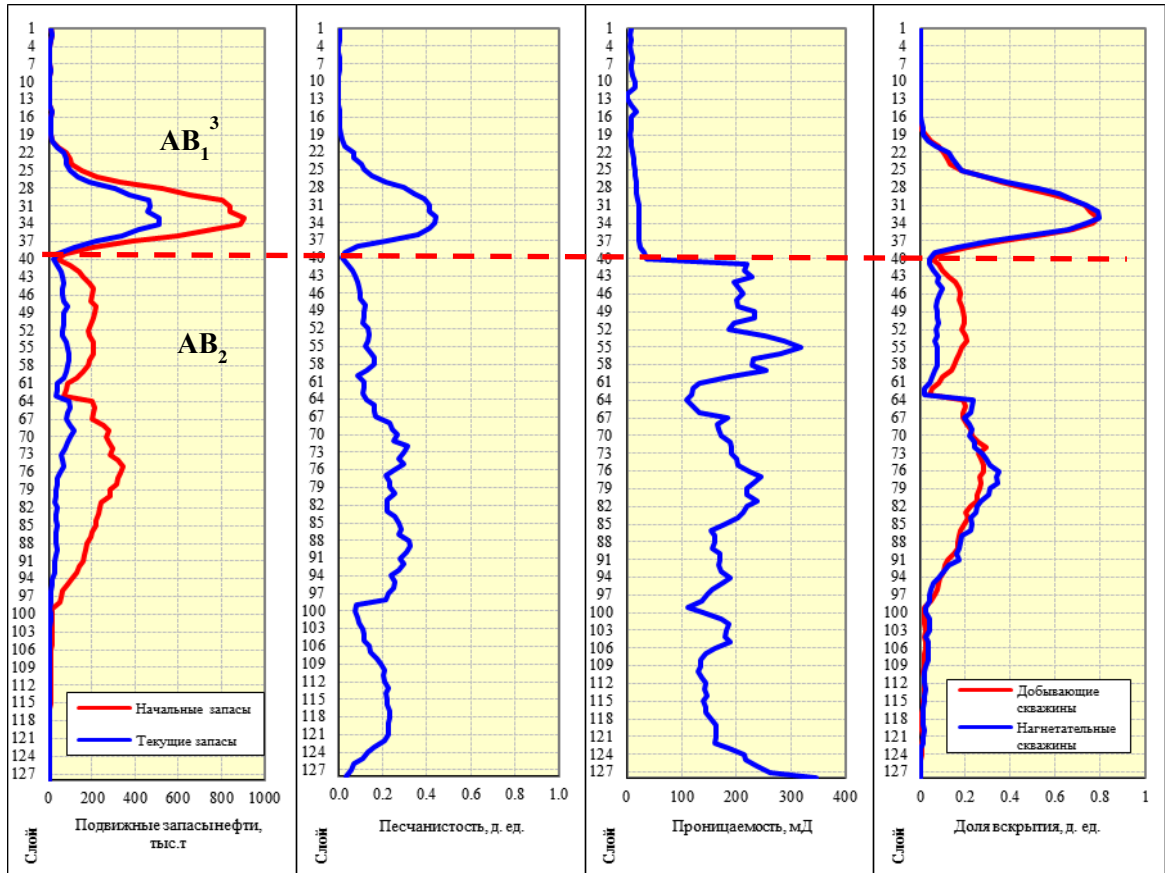


Рисунок 3.9 – Геолого-статистические разрезы. Лас-Еганское месторождение.
Объект АВ₁₋₂

Проблематика разработки подобных объектов, связана с опережающей выработкой запасов высокопродуктивной части (пластов АВ₂¹⁻³) и отсутствием влияния нагнетания, а соответственно и вытеснения нефти из низкопроницаемой части (пласт АВ₁³). Повысить эффективность разработки можно за счет изменения механизма выработки запасов, а именно целевой закачкой и отборами по низкопроницаемому интервалу (пласт АВ₁³).

Для подтверждения изменения механизма выработки запасов и оценки потенциальных коэффициентов охвата (Кохв) при применении горизонтальных и многозабойных скважин. Произведены вариантыные расчеты на адаптированной ГДМ объекта АВ¹⁻², блок-схема вариантов приведена на рисунке 3.10. Изменение Кохв. сопоставлялось с базовым вариантом разработки наклонно-направленными скважинами.

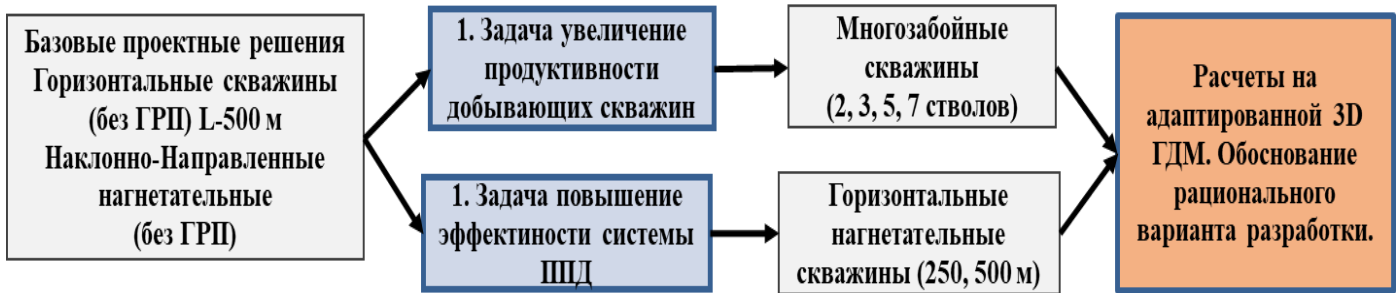


Рисунок 3.10 – Блок-схема вариантов расчетов обоснования системы разработки с целевой закачкой и отборами по низкопроницаемому интервалу

3.3 Разработка критериев организации эффективной системы разработки

Результаты исследования на базе гидродинамического моделирования позволяют сформулировать критерии организации технологически эффективной и рациональной системы разработки для выделенных типов коллекторов – низкопроницаемые с измененной структурой коллектора и маломощные низкопроницаемые коллектора, осложненные близким расположением с водонасыщенными пластами.

Критерии организации эффективной системы разработки низкопроницаемых коллекторов:

1. Достаточное информационное обеспечение данными о геомеханических параметрах проектируемого объекта.
2. Система каналов низкого фильтрационного сопротивления целенаправленно проектируется до ввода объекта в разработку.
3. Все параметры системы разработки (количество эксплуатационных скважин, расстояние между ними, плотность сетки и т.д.) определяется с учетом целенаправленного формирования системы каналов НФС.
4. Обеспечение максимальной производительности добывающих скважин. Применение горизонтальных и многозабойных скважин с многостадийными ГРП, TTS, двухстадийными ГРП и т.д. Применение повторных ГРП в т.ч. на горизонтальных скважинах.

5. Обеспечение режима «Авто-ГРП» на нагнетательных скважинах в рамках параметров запроектированной системы каналов НФС.

6. Поддержание проектного уровня компенсации за счет своевременной организации системы ППД, обеспечения целевых забойных давлений на нагнетательных скважинах и качества подготовки закачиваемого агента.

Критерии организации эффективной системы разработки отдельных интервалов коллекторов малой мощности и пониженной проницаемости в составе крупных объектов разработки:

1. Достаточное информационное обеспечение данными геомеханических параметрах объекта и глинистых перемычек до ближайших водонасыщенных интервалах.

2. Создание собственной сбалансированной системы разработки с обеспечением целевого воздействия на выбранный интервал и предотвращения перетоков пластовых флюидов.

3. Ограниченное применение метода ГРП, контроль развития трещин исключительно в целевом интервале пласта. При наличии возможности, от ГРП следует отказаться вовсе.

4. Использование в качестве добывающих – многозабойных скважин с проводкой в рамках целевого интервала, рабочие депрессии не должны провоцировать внутрипластовые перетоки или создания в призабойной зоне техногенной трещиноватости.

5. В качестве нагнетательных использование горизонтальных и/или многозабойных скважин позволяющих обеспечить целевую доставку рабочего агента в необходимый интервал в объемах достаточных для полноценной компенсации отборов при забойных давлениях, не провоцирующих режим «Авто-ГРП».

Разработанный методический подход к обоснованию системы разработки и критерии эффективности используются при формировании проектных решений в рамках выполнения проектно-технологических документов по месторождениям ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (приложение А).

Выводы по разделу 3

1. Целенаправленное формирование и рациональное управление системой каналов НФС позволит обеспечить больший коэффициент охвата при идентичном и даже меньшем количестве скважин.

2. Отсутствие учета динамической системы каналов НФС, при проектировании системы разработки, может привести к катастрофическому снижению коэффициента охвата, при оптимальном количестве добывающих и нагнетательных скважин.

3. В условиях маломощного пласта пониженной проницаемости расположенного вблизи высокопродуктивных водонасыщенных интервалов применение наклонно-направленных скважин нецелесообразно.

4. Строительство и эксплуатация горизонтальных нагнетательных и многозабойных добывающих скважин меняет механизм выработки запасов, что позволяет обеспечить рациональную разработку данной категории запасов.

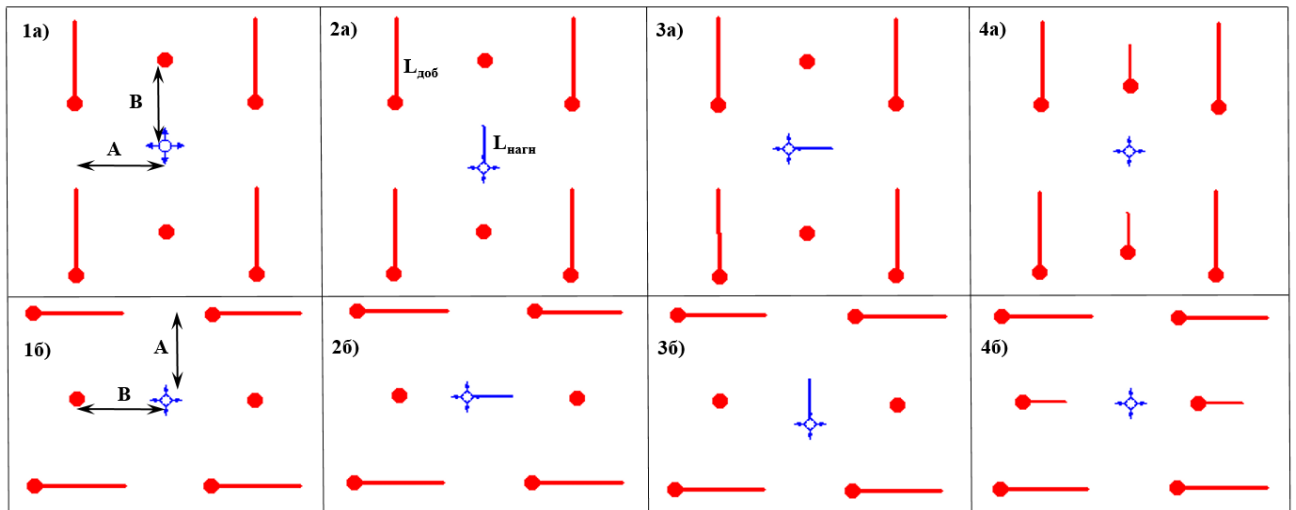
4 ПРАКТИЧЕСКАЯ АПРОБАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ КОРРЕКТИРОВКЕ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

4.1 Системы разработки низкопроницаемых коллекторов

Объект исследования содержит два пласта: ЮС₁¹ представленный нефтяной залежью пластово-сводового типа, литологически экранированную, размерами – 16,5×12 км и высотой – 87,4 м. Нефтенасыщенная толщина составляет 3,4 м, расчлененность – 4 ед, проницаемостью (по ГИС – 1,7 мД). Пласт ЮС₁¹ разобщен маломощной глинистой перемычкой от водонасыщенного пласта ЮС₁², характеризующегося схожими ФЕС.

Реализуемая на сегодняшний день запроектированная система разработки, (обращенная девятиточечная с расстоянием между скважинами 500 м, протяженностью горизонтальных скважин 500 м с 5-ю интервалами ГРП), учитывает опыт реализации на стадии ОПР на объекте различных сеток (400–600 м) и вариантов заканчивания скважин: наклонно-направленные с ГРП, горизонтальные с МГРП протяженностью 200–500 м.

Запроектированная в настоящее время система разработки формирует на объекте каналы НФС ориентированные в направлении регионально стресса, вдоль горизонтальных стволов скважин и является достаточно эффективной, что подтверждено многовариантными расчетами на гидродинамической модели данного объекта (рисунок 4.1, таблица 4.1), выполненными Соколов И.С, Павлов М.С, Босых О.Н. [46, 47].



А, В – расстояние между рядами скважин и скважинами в ряду;

$L_{\text{доб}}$ и $L_{\text{наг}}$ – длина добывающего и нагнетательного горизонтального участка скважин

Рисунок 4.1 – Расчетные варианты размещения проектных скважин на объекте ЮС₁

Таблица 4.1 – Технологические и экономические показатели вариантов разработки

Показатели	Варианты размещения проектных скважин							
	1а	1б	2а	2б	3а	3б	4а	4б
Фонд скважин	4 ГС	4 ГС	5 ГС	5 ГС	5 ГС	5 ГС	6 ГС	6 ГС
	+3 ННС	+3 ННС	+2 ННС	+2 ННС	+2 ННС	+2 ННС	+1 ННС	+1 ННС
А, м	500	500	500	500	500	500	500	500
В, м	500	500	375	375	500	500	375	375
$L_{\text{доб}}$, м	500	500	500	500	500	500	500	500
$L_{\text{наг}}$, м	250	250	250	250	250	250	250	250
Добыча нефти (max), тыс. т	51.6	44.3	49.8	43.2	50.3	43.1	50.9	51.7
Накопленная добыча нефти, тыс. т								
– за 5 лет	115.2	98.2	111.7	90.7	110.1	90.1	100.1	102.1
– за 10 лет	154.8	134.7	148.4	122.3	143.8	120.3	123.2	124
– за 15 лет	188.1	165.5	177.4	148.8	171.8	146	137.6	137.7
Накопленная добыча жидкости, тыс. т								
– за 5 лет	127.5	129.5	125.0	137.3	125.0	109.6	115.2	129.8
– за 10 лет	180.7	198.2	177.7	219.7	179.1	161.3	155.5	182.9
– за 15 лет	234.8	276.1	232.1	314.0	235.1	218.2	199.6	233.1
Обводненность за 15 лет, %	43	65	51	75	53	59	72.4	72.3
Чистый дисконтированный доход млн. руб.	878.3	696.6	736.8	498.4	703.1	483	552.1	558.4

ГС – горизонтальная скважина; ННС – наклонно-направленная скважина

На основании аналитической проработки и текущего опыта реализации систем разработки, и с использованием, предложенного, методического подхода, выполнены расчеты вариантов корректировки известной системы разработки низкопроницаемого коллектора объекта исследования.

В качестве расчетных вариантов мероприятий по повышению эффективности с учетом текущих и планируемых каналов НФС было рассмотрено:

- поддержания режима «Авто-ГРП» на нагнетательных скважинах
- увеличение протяженности горизонтальных скважин
- увеличение количества стадий ГРП
- сближение зон закачки и отбора
- применение горизонтальных нагнетательных скважин
- формирования однорядной системы ППД

Блок-схема формирования вариантов разработки объекта ЮС₁ Кочевского месторождения приведена на рисунке 4.2. Таким образом, мероприятия по корректировке системы разработки рассматривались последовательно. На первом этапе оценена эффективность реализации режима «Авто-ГРП». Для этого на адаптированной ГГДМ вариант 1 просчитан с «KVSP» и без «KVSP».

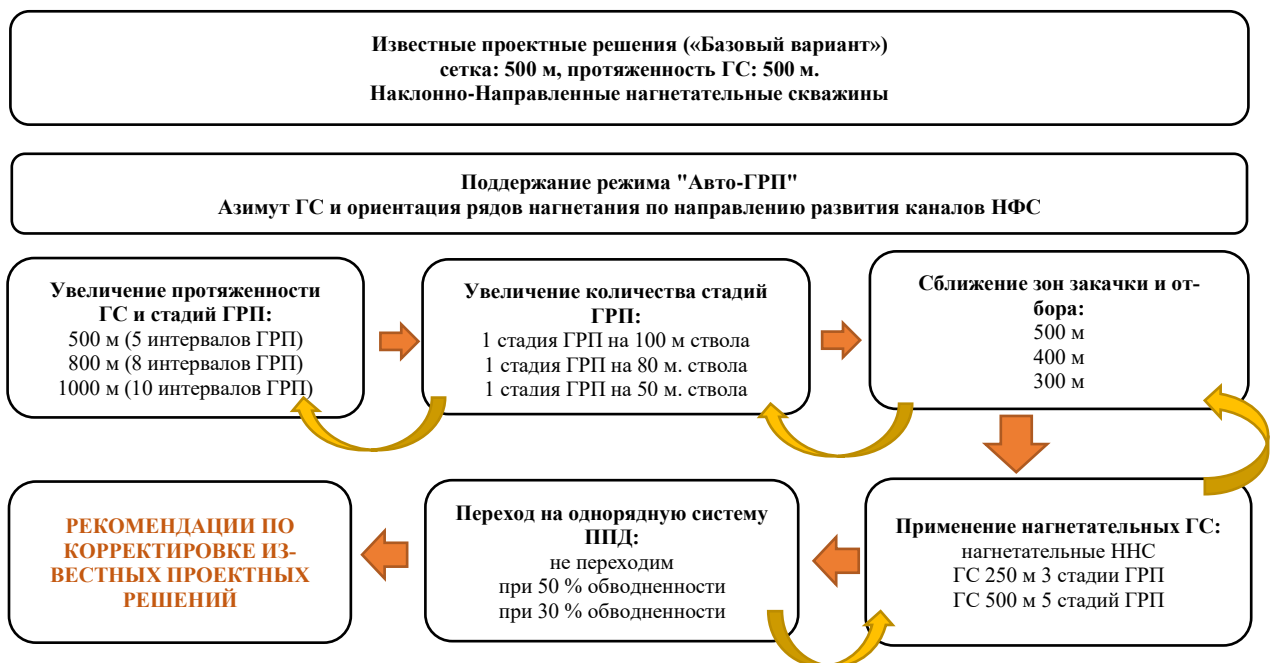


Рисунок 4.2 – Блок схема расчетных вариантов организации системы разработки объекта ЮС₁ Кочевского месторождения

По результатам гидродинамических расчетов, вариант с «Авто-ГРП» подтвердил, ранее обоснованную аналитическим путем, эффективность. Прирост накопленной добычи нефти по варианту составил 314 тыс. т. или 22 % от варианта без «Авто-ГРП». Сопоставление основных технологических показателей расчетных вариантов приведено на рисунке 4.3.

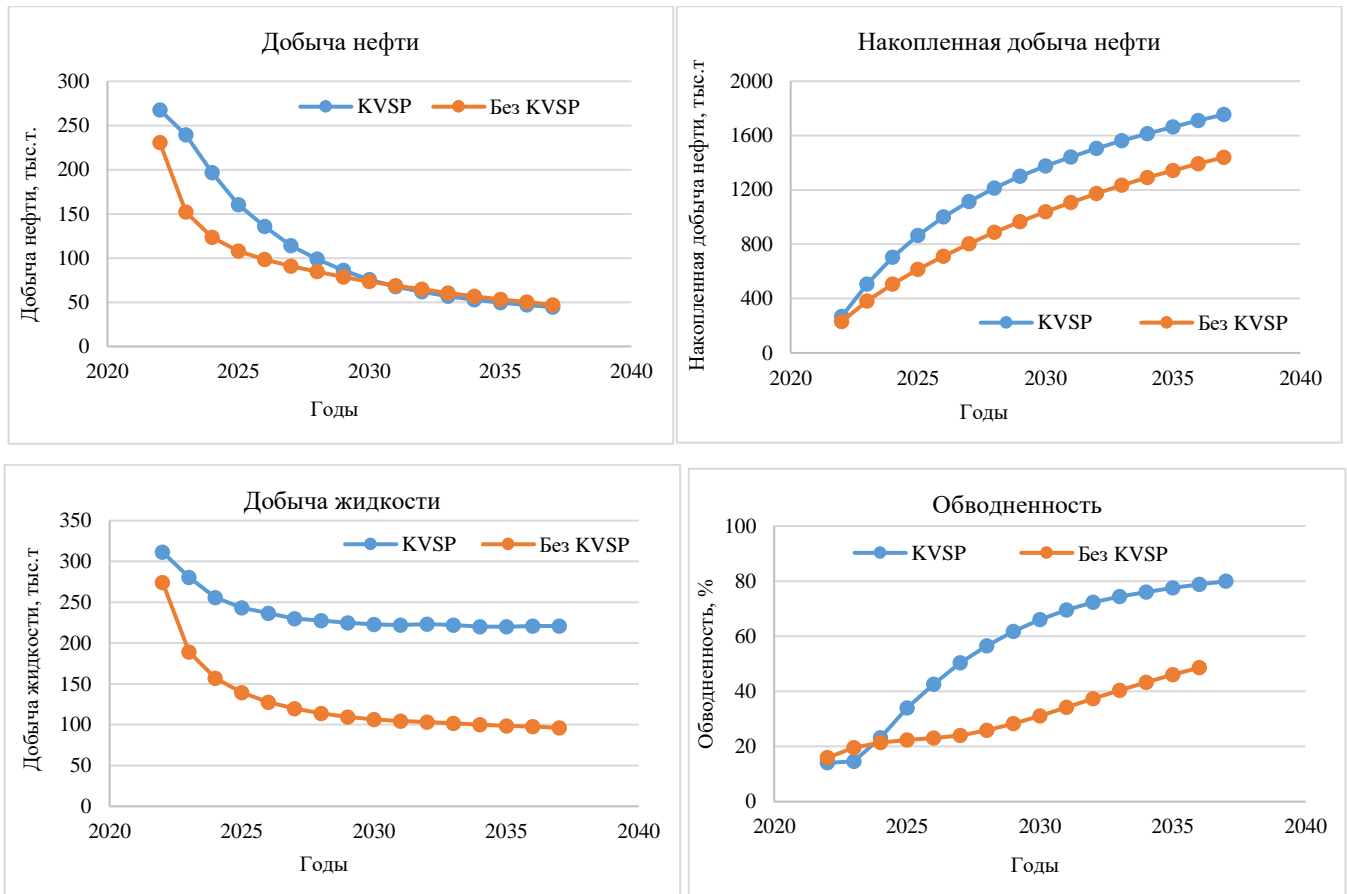


Рисунок 4.3 – Технологические показатели вариантов разработки. В режиме «Авто-ГРП» (KVSP) и вне режима «Авто-ГРП» (Без KVSP)

Далее были проработаны варианты различных протяженностей горизонтальных стволов скважин, количество стадий ГРП на скважины и т.д. Размещение скважин по вариантам разработки приведено на рисунке 4.4. Для снижения временных затрат, расчеты выполнены на секторной модели вырезанной из адаптированной гидродинамической. Результаты расчетов сведены в таблице 4.2.

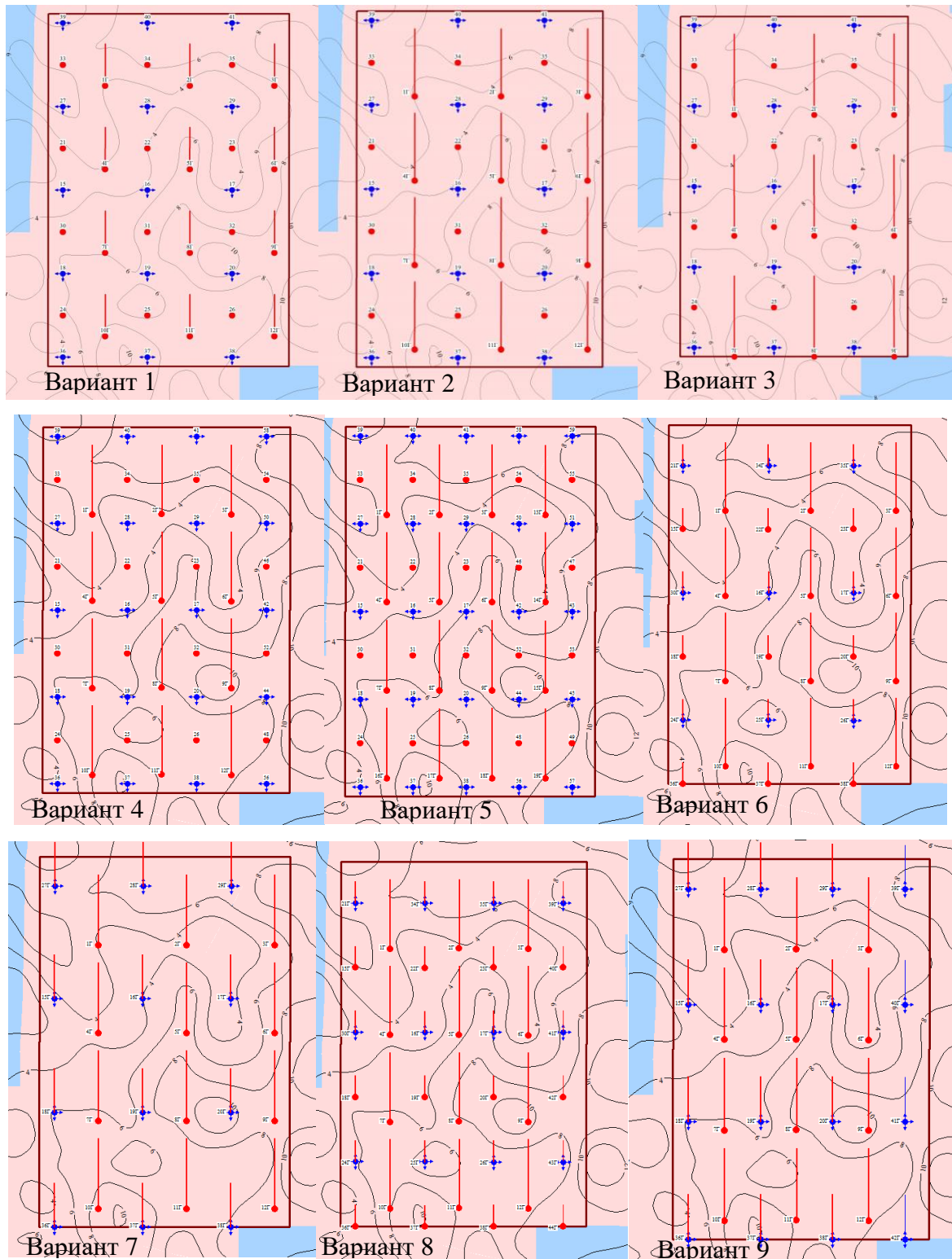


Рисунок 4.4 – Размещение скважин по вариантам организации системы разработки объекта ЮС₁ Кочевского месторождения

Таблица 4.2 – Свод основных технологических показателей вариантов разработки. Расчет на секторной гидродинамической модели объекта ЮС₁ Кочевского месторождения

Показатели	Ед.изм.	Вар 1	Вар 2	Вар 3	Вар 4	Вар 5	Вар 6	Вар 7	Вар 8	Вар 9
Вид воздействия		ППД	ППД	ППД	ППД	ППД	ППД	ППД	ППД	ППД
Расчетный срок	годы	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Накопленная добыча нефти	тыс. т	1 755	1 915	1 893	1 757	1 862	1 867	1 431	1 784	1 195
КИН	д. ед.	0,320	0,349	0,345	0,320	0,340	0,340	0,261	0,325	0,218
Накопленная добыча жидкости	тыс. т	3 782	4 930	4 581	4 063	5 379	5 614	3 724	4 425	2 916
Накопленная закачка воды	тыс. м ³	4 358	5 526	5 186	4 613	5 938	6 229	4 189	4 933	3 300
Фонд скважин для бурения	скв.	39	36	36	45	57	27	21	33	25
- добывающих нефтяных	скв.	24	21	21	25	32	18	9	21	9
в т.ч. наклонно-направленных	скв.	12	12	12	16	20	-	-	-	-
горизонтальных	скв.	12	9	9	9	12	18	9	21	9
- нагнетательных	скв.	15	15	15	20	25	9	12	12	16
в т.ч. наклонно-направленных	скв.	15	15	15	20	25	-	-	-	-
горизонтальных	скв.	0	0	0	0	0	9	12	12	16

Отдельно, на базе варианта № 1 просчитаны варианты увеличения количества стадий ГРП на горизонтальной скважине, без увеличения ее протяженности. Что достигается за счет сближения циркуляционных отверстий (портов ГРП) по горизонтальному участку. За базовый вариант принято 100 м, что соответствует 5 стадиям на ГРП на 500 метров ствола. Посчитаны также 75 и 50 м, соответственно 8 и 10 стадий ГС 500 метров.

По результатам гидродинамических расчетов, вариант максимального сближения портов ГРП подтвердил вывод о необходимости обеспечения максимальной производительности скважин в условиях низкопроницаемого коллектора. Прирост накопленной добычи нефти по варианту с 10 стадиями ГРП составил 78.8 тыс. т. или 4.5 %. Сопоставление накопленных показателей, по нефти и жидкости приведено на рисунке 4.5.

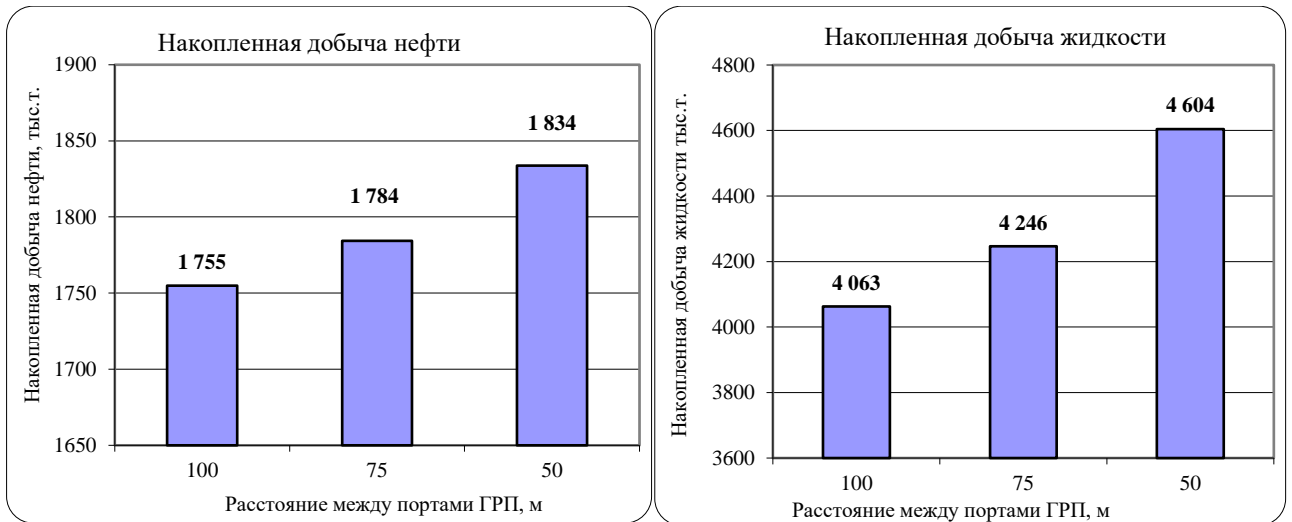


Рисунок 4.5 – Накопленные показатели разработки в зависимости от расстояний между портами ГРП на горизонтальной скважине 500 м

В качестве фактического подтверждения вывода об эффективности сближения портов ГРП в условиях УНПК, является скважина 2620Л (протяженность 500 м, 10 ГРП) пробуренная на объекте ЮВ₁ Покачевского месторождения. Профиль проводки приведен на рисунке 4.6, сопоставление с соседними скважинами в таблице 4.3. Опыт признан успешным и тиражируется на УНПК соседних месторождений.

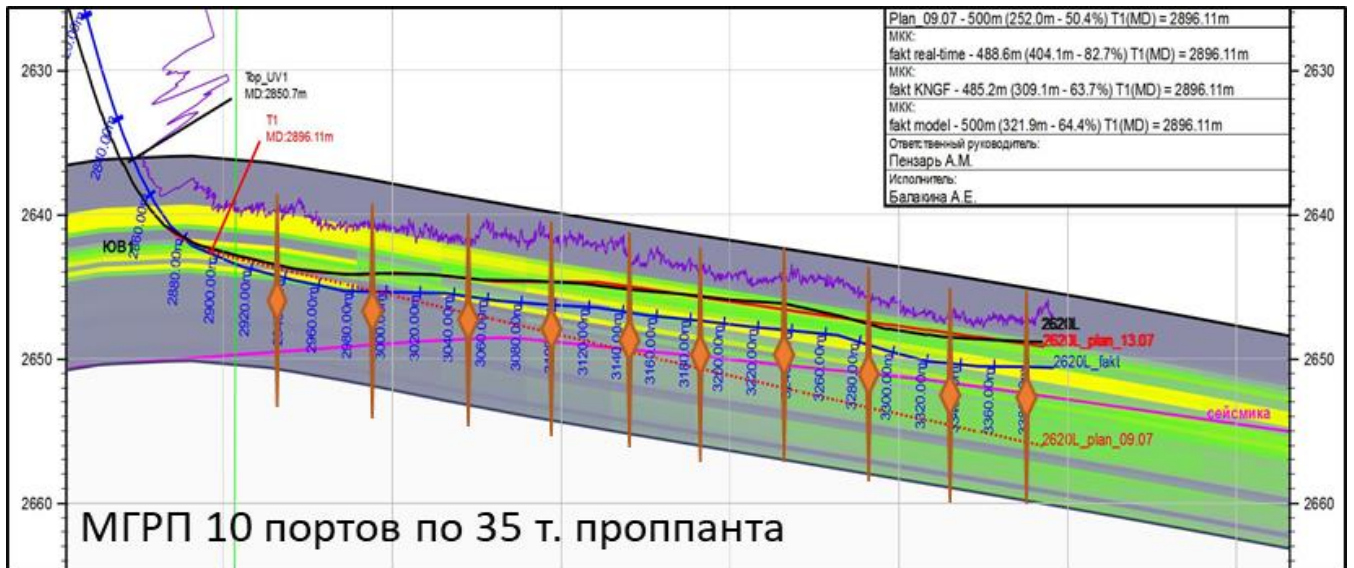


Рисунок 4.6 – Профиль проводки горизонтального участка по скважине 2620Л с 10 стадиями ГРП

Таблица 4.3 – Технологические показатели по скважине 2620Л с 10 стадиями ГРП на горизонтальном стволе 500 м. в сравнении с пробуренными в аналогичных условиях

№ скважины	Протяженность, м	ГРП, шт.	дата ввода	Входной режим				Текущий режим				Qн. нак, т
				qж, м ³ /сут	qн, т/сут	обв, %	Нд, м	qж, м ³ /сут	qн, т/сут	обв, %	Нд, м	
2620Л	500	10	сен.19	38	19,7	38	565	24	15,5	23	1543	4498
соседние БВГС, ГС												
1937Л	250	3	дек.14	37	12	61	1497	3	0,6	80	1863	4673
9377Г	630	5	дек.15	24	3	85	2415	8	5,9	6	2181	8272
2597Л	300	3	мар.15	38	22	30	1666	4	1,6	57	1718	6491
среднее				33	12,3	59		5	2,7	48		

По вариантам характеризующимся лучшим технико-экономическими показателями (ТЭП), выполнены гидродинамические расчеты на полномасштабной модели продуктивного объекта ЮС₁ Кочевского месторождения. Проведена оценка потенциальных извлекаемых запасов и КИН, выполнена экономическая оценка в текущих сценарных условиях (таблица 4.4).

Таблица 4.4 – Свод основных технико-экономических показателей вариантов разработки. Расчет на полной гидродинамической модели объекта ЮС₁ Кочевского месторождения

Параметр	Ед. изм.	Варианты разработки			
		Вар 1 (KVSP)	Вар 2	Вар 4 (рекомендуемый)	Вар 6
Проектный период эксплуатации объекта	годы	78	66	64	60
Накопленная добыча нефти с начала разработки	тыс. т	8769	10045	10303	10272
Накопленная добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	40530	59342	58813	57002
Фонд скважин для бурения	шт.	209	209	214	214
Коэффициент охвата (Кохв)	д. ед	0.563	0.645	0.661	0.659
Коэффициент извлечения нефти (КИН)	д. ед	0.281	0.322	0.330	0.329
Показатели экономической эффективности вариантов разработки					
Чистый дисконтированный доход (10 %)	млн. р.	3702	3983	4024	3748
Капитальные затраты	млн. р.	12954	13121	14255	15254
Эксплуатационные затраты	млн. р.	28040	30477	33302	35402
Дисконтированный доход государства (10 %)	млн. р.	16188	17832	18254	18152

Таким образом, по результатам серии технико-экономических расчетов в качестве мероприятий по корректировке системы разработки предлагается:

- Поддержание режима Авто-ГРП в нагнетательных скважинах
- Увеличение протяженности горизонтальных стволов до 800 метров
- Увеличение количества стадий ГРП до 10 ед.
- Сближение зон закачки и отбора до 400 метров
- Организация рядной системы разработки

Реализация данных предложений позволит увеличить технологическую и экономическую эффективность разработки данного объекта. Расчетное увеличение добычи нефти составит 1,53 млн. т, коэффициент охвата и КИН увеличиваются на 0,05 ед. Чистый дисконтированный доход пользователя недр, при ставке дисконта 10 %, увеличивается на 322 млн. руб, Государства на 2.1 млрд руб.

С точки зрения технологической эффективности, также, представляет интерес вариант с горизонтальными нагнетательными скважинами с МГРП протяженностью 200 м с 3 стадиями ГРП. Данные мероприятия также рекомендуется внедрить на объекте в формате опытно-промышленных работ на пилотном участке.

На сегодняшний день бурение горизонтальных скважин с МГРП внедрено в производство (приложение Б), увеличение протяженности до 800 метров уже находится на стадии реализации. Комплексные предложения по корректировке системы разработки, расчетных коэффициентов охвата и КИН будут представлены в рамках проектно-технологического документа на разработку Кочевского месторождения.

4.2 Системы разработки для коллекторов пониженной проницаемости в условиях совместного залегания с высокопродуктивным водонасыщенным либо заводненным интервалом

В рамках Главы 2 показано, что реализуемая на большей территории выбранного в качестве объекта исследования пласта АВ₁³ Лас-Еганского месторождения, система разработки (трехрядная блочно-замкнутая с расстоянием между скважинами

500 м), требует корректировки путем бурения собственной сетки многозабойных и горизонтальных скважин на данный пласт.

При проектировании разработки данного месторождения, уже имелся положительный опыт реализации собственной системы многозабойных и горизонтальных скважин на пласт АВ₁³ на Нивагальском месторождении, частично, данная система была распространена на Лас-Еганское месторождение. Дополнительно, были рассмотрены варианты для повышения ее эффективности (рисунок 4.7).

Блок схема расчетных вариантов разработки приведена на рисунке 4.8. По всем вариантам проведены гидродинамические расчеты показателей разработки, выполнена экономическая оценка в текущих сценарных условиях. Основные ТЭП вариантов сведены в таблице 4.5. На основании расчетов, сформированы рекомендации по корректировке известных проектных решений объекта АВ₁³ Лас-Еганского месторождения.

Предлагается максимизация контакта скважины с коллектором по многозабойным добывающим скважинам путем увеличения количества стволов до 5 и проходки по пласту до 2.5 км. По нагнетательным скважинам целевая протяженность составляет 250 метров. Давления на устье нагнетательных скважин не должны превышать установленных ограничений (12 МПа), для предотвращения эффектов «Авто-ГРП».

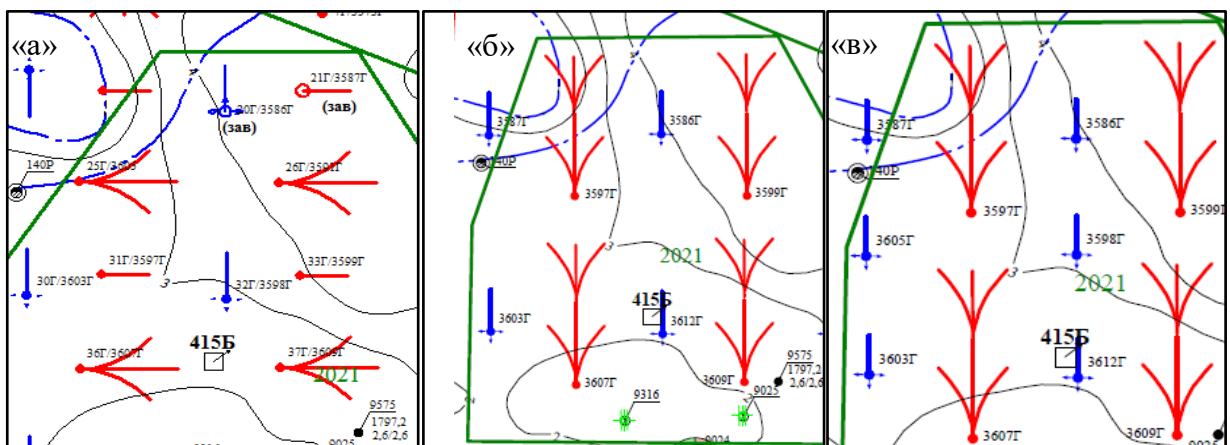


Рисунок 4.7 – Варианты разработки пласта АВ₁³ Лас-Еганского месторождения. «а» – известная система разработки, («б», «в») – варианты оптимизации

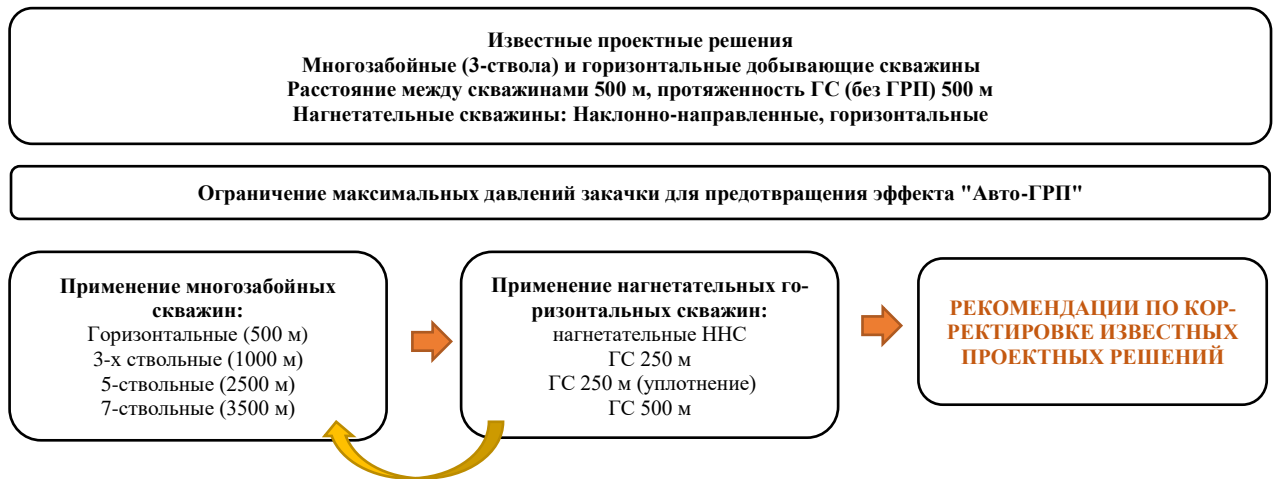


Рисунок 4.8 – Блок схема расчетных вариантов организации системы разработки объекта АВ₁₋₂ Лас-Еганского месторождения

Таблица 4.5 – Свод технико-экономических показателей. Расчет на секторной гидродинамической модели объекта АВ₁₋₂ Лас-Еганского месторождения

Показатели	Ед.изм.	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Вид воздействия		ППД	ППД	ППД
Расчетный период разработки	годы	15	15	15
Накопленная добыча нефти	тыс. т	173	214	241
КИН (2036 г.)	д. ед.	0.144	0.178	0.200
Накопленная добыча жидкости	тыс. т	948	1362	1581
Накопленная закачка воды	тыс. м ³	1116	1354	1599
Обводненность (2036 г.)	%	94.7	93.1	95.1
Дебит нефти (2036 г.)		3.1	5	4.4
Фонд скважин для бурения	скв.	11	8	11
- добывающих нефтяных	скв.	7	4	4
в т.ч. наклонно-направленных	скв.	-	-	-
горизонтальных	скв.	2	-	-
многозабойных	скв.	5	4	4
- нагнетательных	скв.	4	4	7
горизонтальных	скв.	-	-	-
многозабойных	скв.	4	4	7
Показатели экономической эффективности вариантов разработки				
Чистый дисконтированный доход (10 %)	млн. р.	285	300	297
Капитальные затраты	млн. р.	1214	1199	1345
Эксплуатационные затраты	млн. р.	1322	1434	1545
Дисконтированный доход государства (10 %)	млн. р.	1292.8	1560.8	1745.3

Реализация данных предложений позволит увеличить технологическую эффективность эксплуатации многозабойных добывающих скважин, а больший контакт с коллектором при сохранении адресного воздействия на целевой интервал позволит увеличить коэффициента охвата относительно базового расчета с соответствующим увеличением потенциального КИН по данному объекту.

На сегодняшний день уже реализовано бурение пяти-ствольных многозабойных добывающих, результаты приведены в таблице 4.6. Предложения по корректировке системы разработки, расчетных коэффициентов охвата и КИН будут представлены на рассмотрение ЦКР в следующем проектно-технологическом документе по Лас-Еганскому месторождению.

Таблица 4.6 – Технологические показатели по многозабойным скважинам (1-, 3-, 5-ствольные), пласт АВ₁³. Объект разработки АВ₁₋₂ Лас-Еганское месторождение

№ скв	Тип заканчивания	Запускные показатели (первый месяц)			Запускные показатели (третий месяц)			Снижение Qж за 3 месяца работы, %
		Qж, м ³ /сут	Qн, т/сут	Обв, %	Qж, м ³ /сут	Qн, т/сут	Обв, %	
1591Г	ГС	13	10	9	6	4	27	58 %
1559Г	ГС	36	21	33	21	13	27	41 %
1590Г	ГС	18	12	24	10	6	26	44 %
В среднем по 1-ствольным ГС		22.3	14.3	25.4	12.3	7.7	27.7	48 %
1575Г	3-ств МЗС	46	22	44	35	10	66	25 %
1544Г	3-ств МЗС	60	35	32	45	35	25	25 %
В среднем по 3-ствольным ГС		53.0	28.5	37.5	40.0	22.5	34.6	25 %
1572Г	5-ств МЗС	87	54	28	73	50	21	16 %
1574Г	5-ств МЗС	82	50	30	77	56	16	6 %
3607Г	5-ств МЗС	60	41	20				
3609Г	5-ств МЗС	70	43	28				
В среднем по 5-ствольным ГС		74.8	47.0	26.9	75.0	53.0	17.8	11 %

4.3 Предлагаемые геолого-технические мероприятия на месторождениях аналогов

Рассмотренные, в качестве объектов исследования объекты (ЮС₁ и АВ₁³), являются региональными и широко распространены на территории деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Отработанные подходы по УНПК в ближайшей перспективе планируется распространить на объекты ЮС₁ Северо-Кочевского, Имилорского и Тевлинско-Русскинского месторождений (рисунок 4.9).

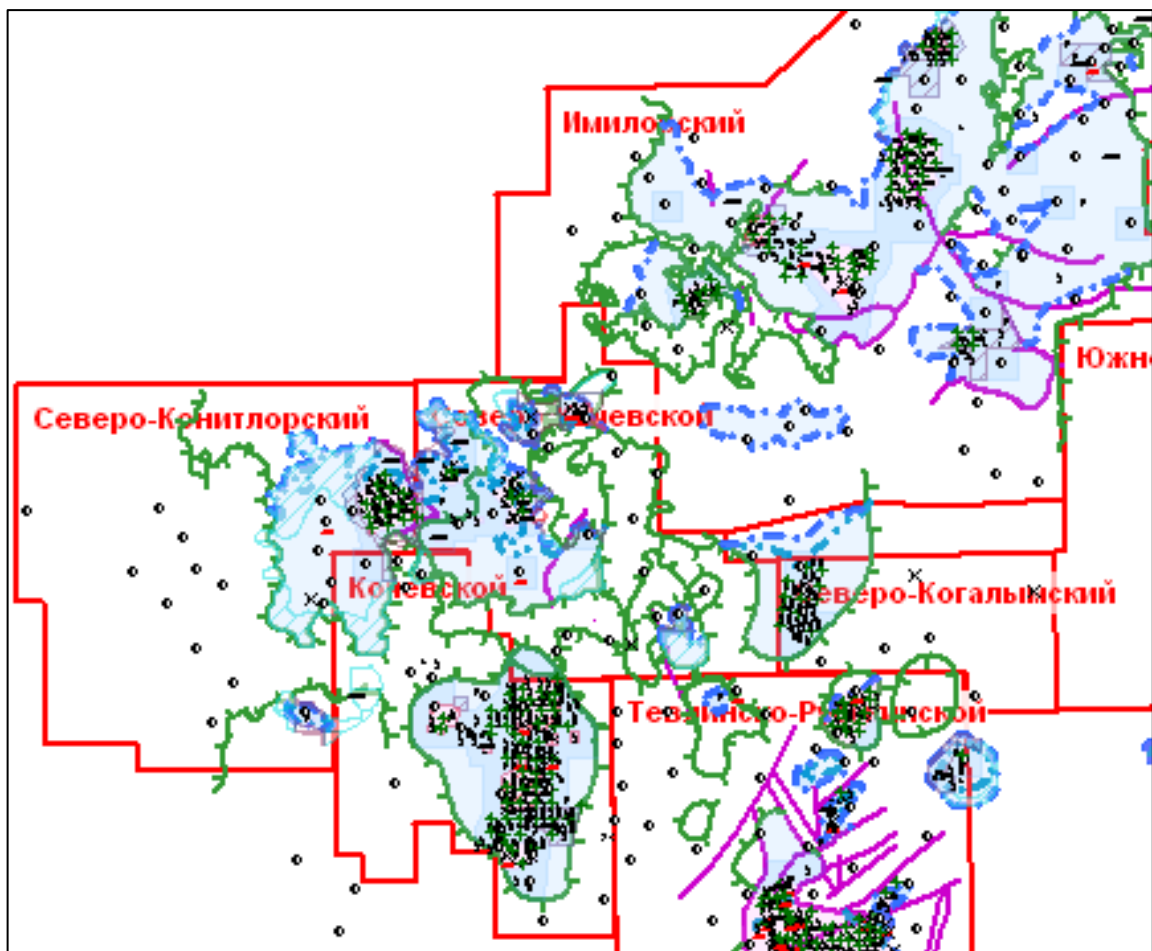


Рисунок 4.9 – Сводный контур нефтеносности пласта ЮС₁ (УНПК) в северной части месторождений Когалымского региона

Далее планируется тиражировать применение метода на УНПК Ачимовских пластов и отложений Тюменской свиты. Разработка которых помимо ультранизкой проницаемости осложнена, как правило, значительной расчлененностью продуктивного разреза, невыдержанностью и крайней изменчивостью коллекторов по латерали.

В данных условиях применение метода, может дать еще более значимые результаты.

Вообще, сам подход целевого проектирования преобразования порового пространства. И использование сформированной системы каналов НФС в качестве полноценного элемента системы разработки, наряду с эксплуатационным скважинами, может стать очередным «технологическим прорывом», каким 10 лет назад стало использование горизонтальных скважин с многостадийными ГРП.

Текущим ограничением описанного «технологического прорыва» является недостаточное информационное обеспечение. Для примера, технология МГРП на горизонтальных скважинах, к моменту внедрения технологии, уже была обеспечена информационной поддержкой достаточно развитым к тому времени, сегментом 3D геолого-гидродинамических моделей, симуляторов ГРП и 1D геомеханических моделей.

Соответственно, для обеспечения массовой реализации технологии управления преобразованием структуры порового пространства необходимо развитие 3D геомеханических моделей в интеграции с 3D гидродинамическими, а также 4D сейсмическими работами которые позволят «увидеть» реальную картину динамического изменения геомеханических свойств коллекторов.

А принимая во внимание, что все крупные нефтегазовые и сервисные компании в настоящее время интенсивно развивают именно сегмент 3D/4D геомеханического моделирования. Ведется разработка отечественного программного обеспечения для полноценного 3D/4D геомеханического моделирования складывается устойчивое ощущение, что данный «прорыв» грядет в ближайшее время.

По маломощным слабопроницаемым коллекторам в составе крупных объектов разработки планируется, на первом этапе, распространить отработанные подходы на пласт АВ₁³ Нивагальского, Урьевского, Южно-Покачевского и Покачевского месторождений (рисунок 4.10). Далее, планируется, отработать аналогичные мероприятия на пласт БС₁₀ Южно-Ягунского месторождения, имеющего схожую проблематику.

Подход создания целевой системы разработки многозабойных и горизонтальных скважин на отдельный интервал, ухудшенных ФЕС в составе крупного объекта,

в настоящее время реализуется, и планируется к тиражированию в основном на неразбуренных площадях эксплуатируемых месторождений, но стоит, отметить, что он применим и к разбуренной зоне.

Соответственно технология может дать импульс к бурению вторых сеток уже многозабойных и горизонтальных скважин на крупных и выработанных объектах, разбуренных ранее, наклонно-направленными скважинами, что, вне всякого сомнения, обеспечит дополнительную добычу, продлит срок эксплуатации «зрелых месторождений» Западной Сибири, с соответствующим увеличением коэффициентов извлечения нефти.

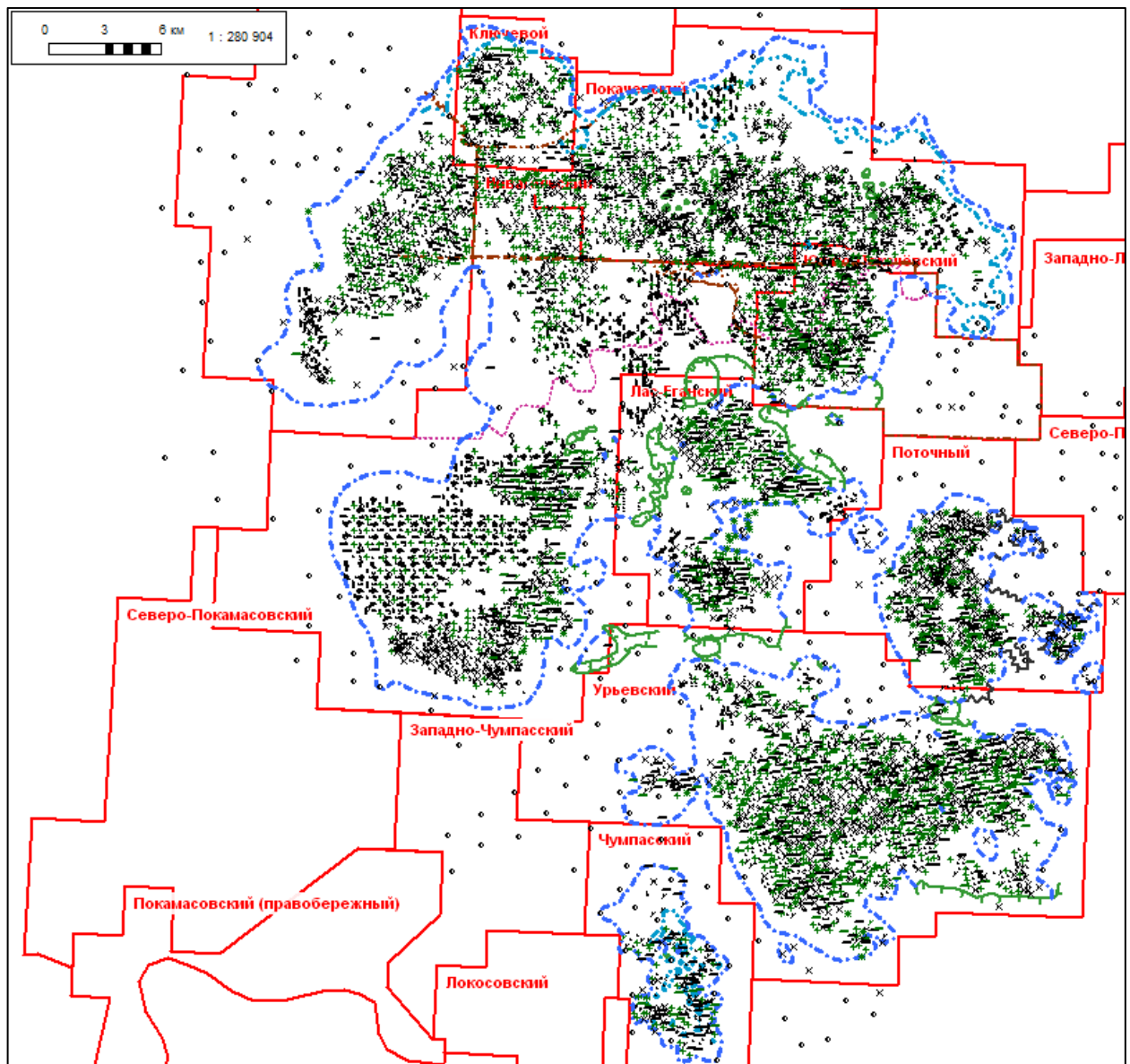


Рисунок 4.10 – Сводный контур нефтеносности пласта AV_1^3 на территории деятельности ТПП «Лангепаснефтегаз» и ТПП «Покачевнефтегаз»

4.4 Интеграция трехмерных гидродинамической и геомеханической моделей

Как отмечалось в предыдущей главе, процесс динамического преобразования структуры порового пространства низкопроницаемого коллектора, имеет недостаточную информационную поддержку. Другими словами, имеющиеся инструменты не позволяют с высокой степенью достоверности и скорости моделировать данный процесс и верифицировать результаты.

На распределение полей напряженности горных пород, которые стоят в основе процессов преобразования коллектора с формированием каналов НФС, влияют как природные геологические и привнесенные технологические факторы.

В качестве исходных данных о геологическом объекте требуются:

- специальные керновые исследования
- исходные геолого-физические характеристики коллектора
- Исходные поля напряженности

По результатам данной информации с привлечением данных сейсмических работ 3D строится исходная геомеханическая модель (ГМХМ).

В качестве технологических данных, в дополнение к исходным геологическим параметрам требуются:

- параметры всех выполненных на объекте операций ГРП
- динамика изменений пластовых, забойных давлений и температур
- профили приемистости и поглощения с определением оптимальных забойных давлений

Все данные должны быть максимально полны и достоверны. С использованием всех имеющихся данных строится и адаптируется детальная геолого-гидродинамическая модель (ГГДМ)

Далее, поскольку выходные данные ГДМ, отчасти являются входными данными для ГМХМ (и наоборот), выполняется их интеграция в единую сбалансирован-

ную систему. И по результатам уже совместной адаптации ГМХМ и ГДМ, формируется 4D геомеханическая модель, которая воспроизводит динамическое распределение пластовых напряжений и каналов НФС.

Очевидно, что как используемые в процессе построения моделей данные так, и расчетные схемы гидродинамических и геомеханических симуляторов имеют объективные допуски и погрешности, поэтому необходима процедура верификации полученных результатов состояния околоскважинных зон и что, более важно межскважинного пространства.

Подтверждение параметров в околоскважинной зоне может быть выполнено путем периодического записи кросс-дипольного акустического каротажа и полноценных гидродинамических исследований. Что касается межскважинного пространства единственный известный в настоящее время метод, это периодическая 3D сейсмическая съемка (4D сейсмика).

Реализация данного комплекса работ позволит достоверно запроектировать и в дальнейшем эффективно управлять каналами НФС не только районах скважин, но и по всей площади продуктивного УНПК. Экономическая эффективность может быть достигнута как за счет увеличения добычи, так и ввиду меньшего количества эксплуатационных скважин функции которых будут реализованы каналами НФС – элементами системы разработки УНПК.

Выводы по разделу 4

1. При практической апробации результатов исследований по корректировке системы разработки объекта ЮС₁ Кочевского месторождения, сделано обоснование их применения. Расчетное увеличение добычи нефти составит 1,53 млн. т, коэффициент охвата и КИН увеличатся на 0,05 д. ед. Это позволило начать разработку проектно-технологического документа по Кочевскому месторождению и построить скважины с протяженностью горизонтального ствола 800 метров и 10 стадиями ГРП.

2. Тиражирование технологии планируется на аналогичные отложения УНПК пласта ЮС₁ (Северо-Кочевского, Имилорского и Тевлинско-Русскинского (в границах Северо-Когалымского ЛУ) месторождений. Предложенный методический подход планируется использовать при проектировании разработки низкопроницаемых пластов Ачимовской толщи и Тюменской свиты.

3. Предложены мероприятия по корректировке системы разработки пласта АВ₁³ Лас-Еганского месторождения. Расчетное увеличение добычи при реализации сформированных предложений в полном объеме, составит порядка 24 %. Результаты будут использованы для подготовки проектно-технологического документа по Лас-Еганскому месторождению. При увеличении протяжённости многозабойных скважин, фактическое увеличение дебита нефти составило 65 %.

4. Технологию целевой закачки в отдельные интервалы пласта с одновременным отбором многозабойными скважинами планируется применить на аналогичные отложения пласта АВ₁³ Нивагальского, Урьевского, Южно-Покачевского и Покачевского месторождений, а также на низкопроницаемый интервал БС₁₀¹ объекта БС₁₀ Южно-Ягунского месторождения, имеющего схожую проблематику разработки

5. Технология формирования адресной системы разработки многозабойных и горизонтальных скважин на отдельные интервалы ухудшенных ФЕС в составе крупных разбуренных объектов разработки, позволит проектировать реализацию «вторые» сеток на данные объекты, что обеспечит наращивание добычи, извлекаемых запасов, КИН и продлит срок эксплуатации «зрелых» месторождений Западной Сибири.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Установлено изменение механизма выработки запасов и опережающее обводнение добывающих скважин по каналам низкого фильтрационного сопротивления в результате техногенных изменений (нарушений) структуры коллектора. В ряде случаев, первоначально запроектированные системы размещения скважин трансформируются в соответствии предполагаемым распределением и фильтрационной значимостью нарушений в объеме залежи. Существующие гипотезы о фильтрационных параметрах нарушений и зон, примыкающих к ним, носят неявный характер.

2. Выявлены закономерности преобразования порового коллектора в порово-трещинный и изменения их фильтрационных параметров в процессе интенсивной разработки низкопроницаемых пластов с применением заводнения и множественных ГРП.

3. Разработан методический подход к обоснованию системы разработки с использованием результатов исследования динамического преобразования коллектора.

4. На основании разработанного методического подхода выполнено гидродинамическое моделирование вариантов разработки низкопроницаемого объекта ЮС₁ Кочевского месторождения, сформированы комплексные геолого-технические мероприятия.

5. Методические решения по корректировке системы разработки объекта ЮС₁ Кочевского месторождения внедрены в производство. Расчетное увеличение добычи нефти по объекту ЮС₁ Кочевского месторождения за прогнозный период составит 1,53 млн. т. Прирост нефтеотдачи составит 17 %.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Попов, И. П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа / И. П. Попов, Н. П. Запывалов. - Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. - 188 с. - Текст : непосредственный.
2. Попов, И. П. Новые технологии в нефтегазовой геологии и разработке месторождений : учебное пособие / И. П. Попов. - Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. - 320 с. - Текст : непосредственный.
3. Некрасов, В. И. Научно-технические основы промышленного внедрения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на Лангепасской группе месторождений Западной Сибири / В. И. Некрасов, А. В. Глебов, Р. Г. Ширгазин, В. Е. Андреев. - Уфа : Белая Река, 2001. - 287 с. Текст : непосредственный.
4. Грачев, С. И. Теоретические основы и прикладные основы строительства пологих и горизонтальных скважин на сложнопостроенных нефтяных месторождениях : специальность 05.15.10 «Технология бурения и освоения скважин» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Грачев Сергей Иванович ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. - Тюмень, 2000. - 46 с. - Текст : непосредственный.
5. Соколовский, Э. В. Методическое руководство по технологии проведения индикаторных исследований и интерпретации их результатов для регулирования и контроля процесса заводнения нефтяных залежей / Э. В. Соколовский, В. И. Зайцев, Г. П. Антонов. - Грозный : СевКавНИПИнефть, 1989. - 87 с. - Текст : непосредственный.
6. Пospelова, Т. А. Математическое моделирование для принятия решений по разработке месторождений / Т. А. Пospelова, С. В. Степанов, А. В. Стрекалов, С. В. Соколов. - Москва : Недра, 2021. - 427 с. - Текст : непосредственный.
7. Некрасов, В. И. Гидроразрыв пласта: внедрение и результаты, проблемы и решения / В. И. Некрасов, А. В. Глебов, Р. Г. Ширгазин, В. В. Вахрушев. - Лангепас : Тюмень, 2001. - 239 с. - Текст – непосредственный.

8. Черевко, С. А. Анализ проблемы выбора систем разработки низкопроницаемых пластов крупных нефтяных месторождений Западной Сибири / С. А. Черевко, А. Н. Янин. - Текст : непосредственный // Нефтепромышленное дело. - 2017. - № 9. - С. 5-11.

9. Веремко, Н. А. Опыт применения многозонных ГРП в горизонтальных скважинах / Н. А. Веремко, В. И. Шаламова, В. В. Шкандратов и др. - Текст : непосредственный // Вестник ЦКР Роснедра. - 2012. - № 4. - С. 9-14.

10. Коваленко, И. В. Разработка низкопроницаемых коллекторов нефти и газа горизонтальными скважинами с многостадийным гидроразрывом пласта : монография / И. В. Коваленко, С. К. Сохошко, С. И. Грачев. - Тюмень : ТИУ, 2020. - 163 с. - Текст : непосредственный.

11. Черевко, М. А. Эффективность уплотнения сетки скважин по ультранизкопроницаемым пластам Приобского месторождения / М. А. Черевко, А. Н. Янин, Р. А. Закирова и др. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2015. - № 6. - С. 60-65.

12. Черевко, М. А. Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта / М.А. Черевко, А. Н. Янин, К. Е. Янин. - Тюмень-Курган : Зауралье, 2015. - 265 стр. - Текст : непосредственный.

13. Байков, В. А. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами / В. А. Байков, Р. М. Жданов, Т. И. Муллагалиев. - Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. - 2011. - № 1. - С. 84-98.

14. Чусовитин, А. А. Эволюция проектных решений по разработке отложений тюменской свиты на примере месторождений Красноленинского свода / А. А. Чусовитин, Р. А. Гнилицкий, Д. С. Смирнов. - Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. - 2016. - № 5. - С. 54-58.

15. Воеводкин, В. Л. Новые технологии в компании «ЛУКОЙЛ»: от простого к сложному / В. Л. Воеводкин, М. В. Чертенков. - Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. - 2019. - № 8. - С. 62-66.

16. Черевко, М. А. Оценка перспектив избирательного уплотнения сетки скважин на Южной лицензионной территории Приобского месторождения / М. А. Черевко, А. Н. Янин, К. Е. Янин. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2014. - № 6. - С. 24-29.

17. Черевко, С. А. Влияние направления трещин гидроразрыва пласта на показатели эксплуатации скважин / С. А. Черевко, А. Н. Янин. - Текст : непосредственный // ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ. - 2016. - № 2. - С.14-19.

18. Латыпов, И. Д. Переориентация азимута трещины повторного ГРП на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» / И. Д. Латыпов, Г. А. Борисов, А. М. Хайдар. - Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. - 2011. - № 6. - С.34-38.

19. Латыпов, И. Д. Геомеханические исследования баженовской свиты / И. Д. Латыпов, Р. А. Исламов, Д. Д. Сулейманов. - Текст : непосредственный // Научно - технический вестник ОАО «НК Роснефть». - 2013. - № 2. - С. 20-24.

20. Федоров, А. И. Обоснование необходимости учета изменения напряженного состояния пласта при разработке низкопроницаемых коллекторов / А. И. Федоров, А. Р. Давлетова, А. В. Колонских, К. В. Торопов. - Текст : непосредственный // Научно - технический вестник ОАО «НК Роснефть». - 2013. - № 2. - С. 25-29.

21. Черевко, М. А. Ретроспективный анализ системного применения гидроразрыва пластов на Приобском месторождении (ЮЛТ) / М. А. Черевко, А. Н. Янин, К. Е. Янин. - Текст : непосредственный // ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ. - 2014. - № 9. - С. 16-25.

22. Янин, А. Н. Гидроразрыв пласта – прорывная технология! К 30-летию с начала массового применения ГРП на месторождениях Западной Сибири / А. Н. Янин. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2018. - № 7-8. - С. 20-27.

23. Бакиров, Д. Л. Многозабойные скважины. Практический опыт Западной Сибири : монография / Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов. - Тюмень : Тюменский дом печати, 2015. - 231 с. - Текст : непосредственный.

24. Фаттахов, М. М. Развитие технологий заканчивания скважин с горизонтальным и многозабойным окончаниями в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / М. М.

Фаттахов, Д. Л. Бакиров, А. Ю. Сенцов, И. С. Соколов, О. А. Ярмоленко, В. Н. Ковалев. - Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. - 2016. - № 8. - С. 25-27.

25. Brown, M. Practical Solutions for Pressure Transient Responses of Fractured Horizontal Wells in Unconventional Reservoirs / M. Brown, E. Ozkan, R. Raaghavan, H. Kazemi. - SPE-125043, 2009. - Текст : непосредственный.

26. Григорян, А. М. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами / А. М. Григорян. - Москва : Недра, 1969. - 192 с. с илл. - Текст : непосредственный.

27. Оганов, А. С. Многозабойное бурение скважин - развитие, проблемы, успехи : монография / А. С. Оганов, Г. С. Оганов, С. В. Позднышев. - Москва : ВНИИОЭНГ, 2001. - 60 с. - Текст : непосредственный.

28. Повалихин, А. С. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин / А. С. Повалихин, А. Г. Калинин, С. Н. Бастриков, К. М. Солодский : под общей редакцией докт. техн. наук, проф. А. Г. Калинина. - Москва : ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. - 647 с. - Текст : непосредственный.

29. MacKenzie, A. Multilateral classification system with example application / A. MacKenzie, C. Hogg. - Текст : непосредственный // World Oil. - 1999. - № 1. - С.55-61.

30. Соколов, И. С. Результаты применения систем разработки с использованием многозабойных скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / И. С. Соколов, А. А. Кокорин, В. Г. Крамар, А. В. Москальчук. - Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. - 2019. - № 8. - С. 44-47.

31. Арефьев, С. В. Оценка эффективности реализованной системы разработки на объектах с нефтяной оторочкой нефтегазоконденсатного месторождения / С. В. Арефьев, И. С. Соколов, С. А. Фуфаев, Д. А. Розбаев. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2022. - № 7 (июль-август). - С. 45-53.

32. Климов, М. Особенности разработки месторождений системой многоствольных горизонтальных скважин. Практический опыт / М. Климов, Л. Гапонова, М. Карнаухов. - Текст : непосредственный // ВЕСТНИК SPE. Россия и Каспийский регион. - 2009. - № 4 (май). - С. 8-9.

33. Байков, В. А. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Влияние на технологические показатели разработки месторождений / В. А. Байков и др. - Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». - 2013. - № 2. - С.17-19.

34. Шпуров, И. В. Обоснование граничного значения проницаемости коллекторов при их дифференциации на классы с высоким и низким фильтрационным потенциалом / И. В. Шпуров, А. В. Тудвачев. - Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. - 2018. - № 9. - С. 73-77.

35. Щелкачев, В. Н. Обобщение представлений о радиусах влияния скважин / В. Н. Щелкачев // Нефтяное хозяйство. - 1948. - № 2. - С. 10-17.

36. Оливье, Узе Анализ динамических потоков / Узе Оливье, Витура Дидье, Фьярэ Оле. – Теория и практика интерпретации данных ГДИС и анализа добычи, а также использование данных стационарных глубинных манометров. - Париж, 2008. - 359 с. - Текст : непосредственный.

37. Метт, Д. А. Определение радиуса контура питания для горизонтальных скважин с МГРП на верхнеюрских отложениях» опубликована / Д. А. Метт, А. Е. Привознова, Т. Н. Николаева. – Текст : непосредственный // Neftegaz.RU. - 2020. - № 7. - С. 34-37.

38. Кузьмина, Т. В. Определение радиуса контура питания скважин по данным гидродинамических исследований в пластах со сложной литолого-фациальной обстановкой / Т. В. Кузьмина, А. А. Ефимов, А. А. Еленец. – Текст : непосредственный // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина. - 2021. - № 3 (304). - С.45-52.

39. Янин, А. Н. Принципы разработки ультранизкопроницаемых коллекторов / А. Н. Янин. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2016. - № 11. - С. 22-24.

40. Хасанов, М. М. Методические основы управления разработкой месторождений ОАО «НК «Роснефть» с применением гидроразрыва пласта» / М. М. Хасанов. - Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. - 2007. - № 3. - С. 38-40.

41. Желтов, Ю. П. О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта / Ю. П. Желтов, С. А. Христианович. - Текст : непосредственный // Изв. АН СССР. Отдел технических наук. - 1955. - № 5. - С. 3–41.

42. Geertsma, J. A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures / J. Geertsma, F. De Klerk. - Текст : непосредственный // J. Petroleum Technology. - 1969. - Vol. 21. - No. 12. - P. 1571-1581. - SPE-2458-PA.

43. Perkins, T. K. Widths of hydraulic fractures / T. K. Perkins, L. R. Kern. - Текст : непосредственный // J. Petroleum Technology. - 1961. - Vol. 13. - No. 9. - P. 937-949.

44. Nordgren, R. P. Propagation of a vertical hydraulic fracture / R. P. Nordgren. - Текст : непосредственный // SPE Journal. - 1972. - Vol. 12. - No. 4. - P. 306-314. - SPE-3009-PA.

45. Черный, С. Г. Методы моделирования зарождения и распространения трещин / С. Г. Черный, В. Н. Лапин, Д. В. Есипов, Д. С. Куранаков // Институт вычислительных технологий СО РАН. - Новосибирск : СО РАН, 2016. - 312 с. - Текст : непосредственный.

46. Соколов, И. С. Опыт разработки низкопроницаемого пласта горизонтальными скважинами с многостадийным гидроразрывом / И. С. Соколов, М. С. Павлов, О. Н. Босых. Текст : непосредственный // Нефтепромышленное дело. - 2020. - № 8. - С. 23-25.

47. Арефьев, С. В. Опыт применения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом в условиях низкопроницаемого нефтяного пласта / С. В. Арефьев, И. С. Соколов, М. С. Павлов, О. Н. Босых, Е. Д. Городилова. - Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. - 2022. - № 9. - С. 90-95.

ПРИЛОЖЕНИЕ А



Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

«УТВЕРЖДАЮ»

Заместитель генерального
директора – директор филиала
ООО «ЛУКОЙЛ – Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени,
Л. Кузнецов

«24» 08 2022 г.

Акт внедрения

в производственный процесс результатов диссертационной работы «Геолого-техническое обоснование применения динамического преобразования низкопроницаемого коллектора для повышения нефтеотдачи залежей с трудноизвлекаемыми запасами», выполненной Соколовым Ильей Сергеевичем, аспирантом заочной формы обучения кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет».

Настоящим актом подтверждается, что методический подход, разработанный Соколовым Ильей Сергеевичем при осуществлении диссертационных исследований, используется с 2018 года в производственном процессе Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени в качестве инструмента для обоснования проектных решений по объектам с низкопроницаемыми коллекторами в рамках выполнения проектных документов по месторождениям ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», представляемых в ФБУ «ГКЗ».

Заместитель директора филиала по научной
работе в области добычи нефти и газа

К. Е. Кордик

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

«УТВЕРЖДАЮ»

Заместитель генерального
директора по разработке
месторождений – Главный геолог
ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»

С.В. Арефьев

2023 г.

**Акт внедрения**

в производственный процесс результатов диссертационной работы «Геолого-техническое обоснование применения динамического преобразования низкопроницаемого коллектора для повышения нефтеотдачи залежей с трудноизвлекаемыми запасами», выполненной Соколовым Ильей Сергеевичем, аспирантом заочной формы обучения кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет».

Настоящим актом подтверждается, что мероприятия по повышению эффективности системы разработки, подготовленные Соколовым Ильей Сергеевичем с использованием разработанного методического подхода, в рамках проектных документов на разработку внедрены в производство на Кочевском и Лас-Еганском месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». По Кочевскому месторождению на объект ЮС1 с 2018 года введено в добычу 43 ГС с МГРП с накопленной добычей нефти 362 тыс.т.