

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

На правах рукописи



СЕНЦОВ АЛЕКСЕЙ ЮРЬЕВИЧ

МЕТОД КОРРЕКТИРОВКИ ПРОЕКТНОЙ СИСТЕМЫ
РАЗРАБОТКИ НЕОСВОЕННОГО УЧАСТКА
С УЧЕТОМ НЕОДНОРОДНОСТИ
ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ
ЭКСПЛУАТИРУЕМОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

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
Грачёв Сергей Иванович

Тюмень – 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 ВЛИЯНИЕ НЕОДНОРОДНОСТИ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА РЕАЛИЗАЦИЮ ПРОЕКТНОГО ФОНДА НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА	12
1.1 Оптимизация проектных решений в процессе ввода в эксплуатацию неосвоенных участков разрабатываемых месторождений	12
1.2 Природная геологическая неоднородность, ее влияние на прогнозный дебит нефти и запасы.....	16
1.3 Влияние геолого-геофизических параметров на достоверность оценки запасов нефти по участку эксплуатационного объекта, находящегося на поздней стадии разработки	20
1.4 Выводы к разделу.	27
2 ОБЗОР МЕТОДОВ ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ МИНИМИЗАЦИИ РИСКОВ ОСВОЕНИЯ НОВЫХ УЧАСТКОВ НА РАЗНЫХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ	28
2.1 Особенности учета рисков на стадии разведки и добычи (upstream).	28
2.2 Изменение геологической неопределенности в процессе разработки нефтяных месторождений	31
2.3 Современные методы, применяемые для минимизации рисков при вводе в эксплуатацию новых участков на месторождении.....	35
2.4 Выводы к разделу.	48
3 МЕТОД КОРРЕКТИРОВКИ ПРОЕКТНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕОСВОЕННОГО УЧАСТКА НА ОБЪЕКТЕ, НАХОДЯЩИМСЯ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ	49
3.1 Выбор наиболее приоритетного участка для освоения на эксплуатируемом нефтяном объекте.....	49
3.2 Метод построения многовариантной геологической основы неразбуренной зоны нефтяной залежи с применением интерпретации геолого-геофизических параметров разрабатываемой ее части.....	52
3.3 Формирование вариантов разработки в условиях геологической неопределенности	57
3.4 Описание метода корректировки проектной системы разработки неосвоенного участка на объекте, находящимся на поздней стадии	63
3.5 Выводы к разделу.	66
4 ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ РАЗРАБОТАННОГО МЕТОДА НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА БВ₇ ЮЖНО-ВЫИНТОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	67

4.1 Геолого-физическая характеристика объекта	67
4.2 Характеристика текущего состояния разработки объекта	70
4.3 Оценка выработки запасов нефти объекта	79
4.4 Выбор наиболее перспективного участка для бурения	82
4.5 Технологические показатели вариантов разработки участка	94
4.6 Результаты внедрения предложенного метода	110
4.7 Выводы к разделу.	115
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	116
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	118
ПРИЛОЖЕНИЕ А	125
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	126

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Энергетической стратегией Российской Федерации на период до 2035 года (далее – Стратегия) (распоряжение Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г.) поставлена задача по стабилизации добычи нефти в Западной Сибири, а также обеспечению проектного коэффициента извлечения нефти (без учета трудноизвлекаемых запасов) на уровне 38,7 %. Для этого разработан комплекс мер, одним из элементов которого является комплексное стимулирование разработки "зрелых" месторождений.

Для выполнения задач, поставленных в Стратегии, необходимо увеличение полноты выработки запасов нефти по крупным месторождениям, находящимся в разработке долгое время. Для этого необходимым условием является вовлечение в активную разработку неосвоенных участков разрабатываемых залежей нефти, вовлечение которых осложнено ухудшением структуры запасов нефти, высокой геологической неопределённостью, и как следствие, низкой рентабельностью.

В процессе освоения месторождений информация о строении залежей и продуктивных пластов постоянно пополняется. Но известно, что знания о нефтяном пласте никогда не будут полными, поэтому геолого-гидродинамическая модель (ГГДМ) не может иметь одного решения, как следствие, нет единственно правильного сценария разработки, в котором учитывается неопределенность модели. Причем погрешность входных данных и геологическая неопределенность составляют до 70 % ошибки модели пласта, кроме того, чем меньше участок, тем больше неопределенность влияет на оценку запасов участка. Некорректное представление о геологическом строении приводит к недостаточной эффективности разработки участка и неполному раскрытию его добычного потенциала.

Ввод в разработку значительного количества новых залежей нефти, еще неосвоенных участков месторождений, даже находящихся на поздней стадии, позволил выявить ряд проблем, свидетельствующих о более сложном, чем это представлялось на стадии подсчёта запасов, строении значительного числа нефтяных залежей, аккумулированных в верхнеюрских и нижнемеловых природных резервуарах

Широтного Приобья. К таким проблемам относятся:

- аномальное распределение пластовых флюидов по разрезу и площади объекта: нередко водонасыщенные коллекторы залегают гипсометрически выше нефтенасыщенных, и сводовые скважины оказываются обводнёнными, а залежи располагаются на крыльях или периклиналях локальных поднятий; в пределах, казавшихся едиными залежей, отмечаются резкие "скачки" уровней водонефтяных контактов;

- на ряде месторождений установлены участки с неадекватной реакцией добывающих скважин на мероприятия по поддержанию пластового давления;

- отмечается отсутствие гидродинамической связи между скважинами;

- наличие локальных участков вертикальной связи с вышележащими пластами;

- неравномерное распределение пластового давления в пределах залежи;

- резкая смена емкостных и фильтрационных свойств коллектора;

- наличие горизонтальных и вертикальных областей аномально высокой и низкой проницаемости в пределах одной литологической разности пород и т.д.

Эти проблемы свидетельствуют о более значительной неоднородности природных резервуаров, чем это считалось ранее, и наличии структурных элементов, не учтённых в действующих геологических моделях.

Поэтому по многим крупным нефтяным объектам, которые находятся на поздней стадии разработки, при освоении участков, ранее не введенных в эксплуатацию, специалисты сталкиваются с проблемой несоответствия данных геофизических исследований скважин (ГИС) по вновь вводимым скважинам с данными геологической модели участка и недостаточной достоверностью геологической основы, принятой для проектирования геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Большая часть нефтяных месторождений Западной Сибири находится на поздней стадии разработки и, несмотря на это, на них может быть не реализовано до 40 % проектного фонда скважин [16]. Ухудшенные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), высокие геологические риски и отсутствие экономически эффек-

тивных промышленных технологий сделало освоение этих участков нецелесообразным на начальной стадии разработки. Но высокая изученность эксплуатируемых объектов, находящихся на поздней стадии разработки, развитая инфраструктура, новые технологии при строительстве горизонтальных скважин с поинтервальным гидроразрывом пласта (ГС с МГРП), многозабойные скважины (МЗС) и т.д., позволяют сегодня вовлекать эти участки в активную разработку.

В соответствии с действующими регламентами в проектно-технологическом документе выбор оптимальной системы разработки производится с использованием детерминированных геолого-гидродинамических моделей [32]. Обоснование схемы размещения скважин представляет собой применение известных эвристических правил, проверенных практикой разработки нефтяных месторождений. Оценка рекомендуемого варианта и размещение нового фонда с позиции устойчивости к геологическим рискам не производится, а накопленные в процессе освоения объекта данные подтверждаемости принятой ГГДМ используются не в полном объеме.

На сегодняшний день известны математические подходы к формированию рациональных схем размещения скважин, которые сводят решение поставленной задачи к моделям нелинейного или дискретного программирования. Известен метод прогнозирования добычи нефти с использованием различной геологической основы (P10, P50 и P90). Но большое количество вариантов представления о геологическом строении затрудняет выбор лучшего сценария разработки.

Таким образом, поиск путей повышения инвестиционной привлекательности вовлечения в разработку самостоятельным фондом скважин неосвоенных участков эксплуатируемых объектов разработки согласуется с задачами, поставленными в Стратегии, что подчеркивает актуальность представленной диссертационной работы.

Степень разработанности темы исследования

Исследованию изменения достоверности оценки запасов нефти в процессе разработки нефтяных месторождений посвящены работы ряда российских и зару-

бежных авторов: Д. Д. Арпса, Ф. А. Гарба, Ф. З. Хафизова, Г. А. Фадеева, А. А. Конопляника, В. А. Краснова. Научные подходы, направленные на сокращение диапазона неопределенности входных данных, на основе которых создается ГГДМ пласта, представлены в трудах таких ученых, как К. Е. Закревский, П. В. Ставинский, С. Н. Закиров, О. П. Иоффе, Д. В. Восков, И. С. Путилов. Значительный вклад в развитие теоретических и практических основ формирования рациональных систем разработки внесли В. Д. Лысенко, Р. Х. Муслимов, А. М. Григорян, Н. И. Хисамутдинов. Однако вопрос формирования устойчивого к геологическим рискам варианта разработки неосвоенного участка месторождения, находящегося на поздней стадии разработки, рассмотрен в гораздо меньшей степени. С учетом этого актуальным направлением исследования является поиск комплексных решений для повышения эффективности освоения не введенных в эксплуатацию участков месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, в условиях существующей геологической неопределённости.

Цель исследования

Повышение нефтеотдачи пласта путем обоснования эффективной системы разработки неосвоенного участка с учетом установленной геологической изменчивости в разбуренных частях эксплуатационного объекта и использованием вариативной геолого-гидродинамической модели.

Основные задачи исследования

1. Исследовать влияние геолого-геофизических параметров на оценку запасов нефти участка на объектах, находящихся на поздней стадии разработки и методы снижения геологических рисков при планировании эксплуатационного бурения.
2. Разработать метод корректировки проектной системы разработки неосвоенного участка на объекте, находящемся на поздней стадии.
3. Выполнить построение многовариантной геологической основы неразбуренной части нефтяной залежи с учетом установленной неоднородности геолого-геофизических параметров разрабатываемой зоны пласта.
4. Доказать эффективность разработанного метода с помощью апробации в

условиях эксплуатационного объекта на месторождениях Западной Сибири.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования являются геолого-геофизические параметры разбуренных участков месторождений; предметом – схема размещения новых скважин на неразбуренных участках месторождений с учетом геологической неопределенности.

Научная новизна выполненной работы

1. Впервые обоснована целесообразность использования установленной неоднородности геолого-геофизических параметров по эксплуатируемой части нефтяного пласта при определении диапазона неопределенности геологической модели неразбатываемых участков на Южно-Выинтойском, Ватьеганском и Северо-Покачевском месторождениях.

2. Разработан новый метод обоснования эффективной системы эксплуатации неосвоенного участка нефтяного месторождения, учитывающий установленную по ранее пробуренным скважинам неоднородность геолого-геофизических параметров объекта.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Разработан метод обоснования эффективной системы разработки неосвоенного участка на объекте, находящемся на поздней стадии разработки, внедрен в ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» при формировании программ ГТМ на разбатываемых месторождениях ПАО «ЛУКОЙЛ».

2. Результаты диссертационной работы использованы при проектировании системы разработки участков пластов ЮВ₁ Северо-Покачевского месторождения, БВ₇ Южно-Выинтойского месторождения, БВ₇¹ и БВ₁₋₂ Ватьеганского месторождения. Реализация предложенных геолого-технических мероприятий позволила увеличить добычу нефти на 1,7 млн т.

3. На основе результатов диссертационной работы предложен способ разработки неоднородного нефтяного месторождения (патент на изобретение № 2695418).

Методология и методы исследования

Методологической основой для проведения исследования послужили труды отечественных и зарубежных авторов в области проектирования систем разработки, а также практический опыт разработки залежей нефти на поздней стадии. При проведении исследования использовался общенаучный подход и следующие методы научного познания: факторный, корреляционно-регрессионный анализ, анализ промыслово-геофизических и петрофизических исследований, а также геолого-гидродинамическое моделирование.

Положения, выносимые на защиту

1. Метод корректировки проектной системы разработки неосвоенного участка может быть построен с учетом установленной геологической изменчивости в разбуренных частях эксплуатационного объекта, находящегося на поздней стадии разработки.

2. Разработанный метод обоснования эффективной системы эксплуатации неосвоенного участка нефтяного месторождения, учитывающий изменчивость, установленную по ранее пробуренным скважинам на объекте, позволяет повышать технико-экономическую эффективность вовлечения в разработку ранее неосвоенных участков эксплуатируемого нефтяного объекта.

Степень достоверности научных положений, выводов и рекомендаций

Достоверность полученных результатов исследований подтверждается согласованностью аналитических выкладок, результатов гидродинамического моделирования с фактически достигнутыми технологическими показателями внедрения соответствующих систем разработки на реальных объектах месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Апробация результатов исследования

Основные положения диссертации докладывались на следующих конференциях: технической конференции SPE «Разработка зрелых месторождений» (Москва, 2017); Всероссийской научно-практической конференции «Трудноизвлекаемые запасы природных углеводородов: настоящее и будущее» имени Н. Н. Ли-

совского (Тюмень, 2017); Национальной научно-практической конференции с международным участием «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации)» (Тюмень, 2018); Всероссийской научно-практической конференции «Трудноизвлекаемые запасы природных углеводородов: настоящее и будущее» имени Н. Н. Лисовского (Санкт-Петербург, 2019); третьей научно-практической конференции EAGE «Горизонтальные скважины 2019, проблемы и перспективы» (Калининград, 2019); XXIV научно-практической онлайн-конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири» (Ханты-Мансийск, 2020); Международной научно-практической конференции «Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность – 2021 г.» МГУ им. М. В. Ломоносова (Москва 2021); Международной научно-практической конференции «Новые технологии – нефтегазовому региону» (Тюмень, 2022). Всероссийской научно-практической конференции «Трудноизвлекаемые запасы природных углеводородов: настоящее и будущее» им. Н. Н. Лисовского (Казань, 2022); Международной научно-практической конференции «Инновационные решения в геологии и разработке ТРИЗ» «Цифровая трансформация нефтегазовой отрасли» Издательство «Нефтяное хозяйство» (Москва, 2022).

Результаты диссертационной работы использовались и успешно внедрены в качестве инструмента для обоснования проектных решений на неразрабатываемых участках пластов ЮВ1 Северо-Покачевского, БВ7 Южно-Выинтойского, БВ7/1, БВ1-2 Ватъеганского, АВ1-2 Нивагальского месторождений.

Публикации

Результаты выполненных исследований отражены в 13 печатных работах, в том числе в 7 изданиях, рекомендованных ВАК РФ, 2 изданиях, индексируемых в международной базе данных Scopus. Получен патент на изобретение РФ.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Диссертация соответствует паспорту специальности 2.8.4 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки) в части: пункта 2 – «Геолого-физические, геомеханические, физико-химические, тепломас-

сообменные 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»; пункта 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 126 страницах машинописного текста, содержит 22 таблицы, 70 рисунков и двух приложений. Состоит из введения, четырех разделов, заключения и списка использованных источников, включающего 53 наименования.

Автор выражает особую благодарность научному руководителю д.т.н., профессору Грачеву С.И. за бесценные консультации и мотивационную поддержку. Искренняя признательность за полезные советы д.т.н., профессору Мулявину С.Ф., д.т.н. Стрекалову А.В., д.т.н., профессору Сохошко С.К., к.т.н. Хайрулину А.А. Автор выражает благодарность коллегам из ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» и ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» за практические советы и обеспечение внедрения результатов данной работы.

1 ВЛИЯНИЕ НЕОДНОРОДНОСТИ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА РЕАЛИЗАЦИЮ ПРОЕКТНОГО ФОНДА НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

1.1 Оптимизация проектных решений в процессе ввода в эксплуатацию неосвоенных участков разрабатываемых месторождений

При вводе в эксплуатацию неосвоенных участков на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, обоснованные в проектно-технологическом документе системы разработки могут в значительной степени трансформироваться, что связано с получением новых данных о геологическом строении участка в процессе его освоения.

По разрабатываемым месторождениям Западно-Сибирского региона выполнен анализ прогнозных и фактических геологических данных по скважинам на вновь вводимых участках на разрабатываемых месторождениях. Анализ выполнен за период 2014–2019 годы, в выборке приняли участие 236 кустовых площадок, на которых введено 2100 скважин. В анализе не участвовали мелкие и очень мелкие месторождения. Проектные решения принимались по действующему проектному документу. Все изменения проектных решений, принятые в процессе освоения участка, не противоречат «Правилам проектирования нефтяных и газовых месторождений» [33].

Результаты представлены в виде диаграммы (рисунок 1.1). Все скважины распределены в пять групп:

- реализовано – полное соответствие проектным решениям;
- концептуальное изменение проектных решений, которое предполагает изменение в части формирования системы разработки на рассматриваемом участке относительно стартовой модели. Например, переход с площадной на рядную, а также изменение в части типа заканчивания скважин (например, с ННС на ГС, РГС);
- оптимизация размещения проектного фонда скважин, которая предполагает

адаптацию системы разработки в условиях актуализации геологического строения. Например, смещение скважин по плоскости (то есть изменение забоя), с сохранением сетки скважин и сохранением количества скважин;

- размещение дополнительных скважин и отмена части проектного фонда, что связано с изменением развития коллектора относительно стартовой модели в лучшую или худшую сторону, при этом система разработки сохраняется.

Из приведенной гистограммы видно, что в более 50 % случаев в проектные решения в процессе освоения участка были внесены корректировки, при этом по 85 кустовым площадкам (36 %) изменен способ заканчивания или система воздействия на пласт.

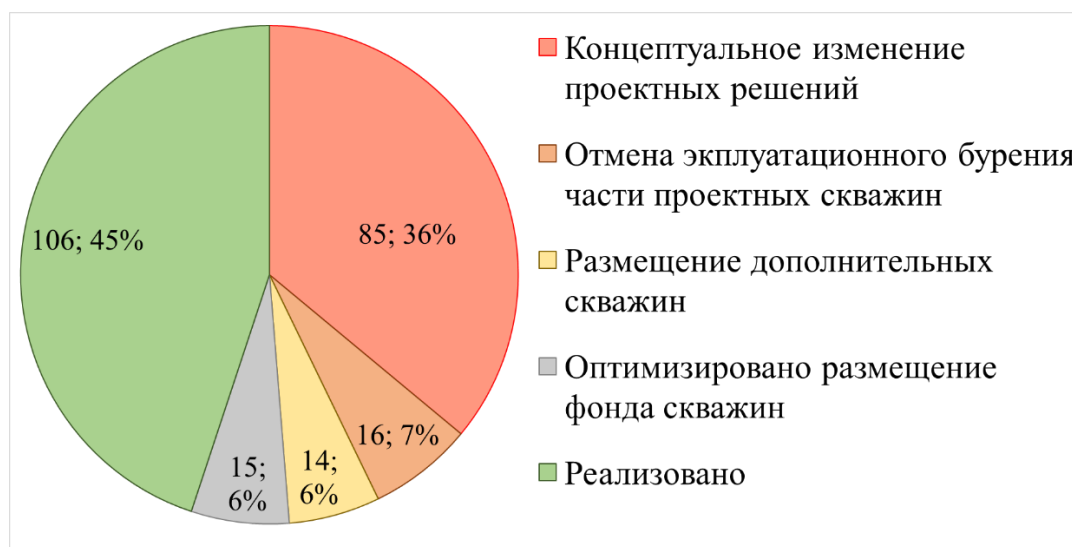


Рисунок 1.1 – Реализация проектных решений в части нового фонда скважин на месторождениях Западно-Сибирского региона

Связано это в первую очередь с изменением геологического строения участков. Если посмотреть на изменение нефтенасыщенной толщины по этим участкам (рисунок 1.2), то видно, что по более 60 % участков нефтенасыщенная толщина выше или ниже ожиданий. При этом отклонения между плановыми и фактическими нефтенасыщенными толщинами составляют от -15 м до +15 м (рисунок 1.3).

При этом изменение геологического строения (особенно в сторону ухудшения) нивелируется повышением депрессии и, как следствие, дебитом жидкости (рисунок 1.4). Из приведенного графика следует, что скважин с отклонением дебита жидкости в меньшую сторону значительно меньше, чем в большую. Связано это с

тем, что при неподтверждении проектной продуктивности скважины для обеспечения дебита нефти увеличивают депрессию и за счет большей добычи жидкости пытаются обеспечить плановые показатели по нефти.

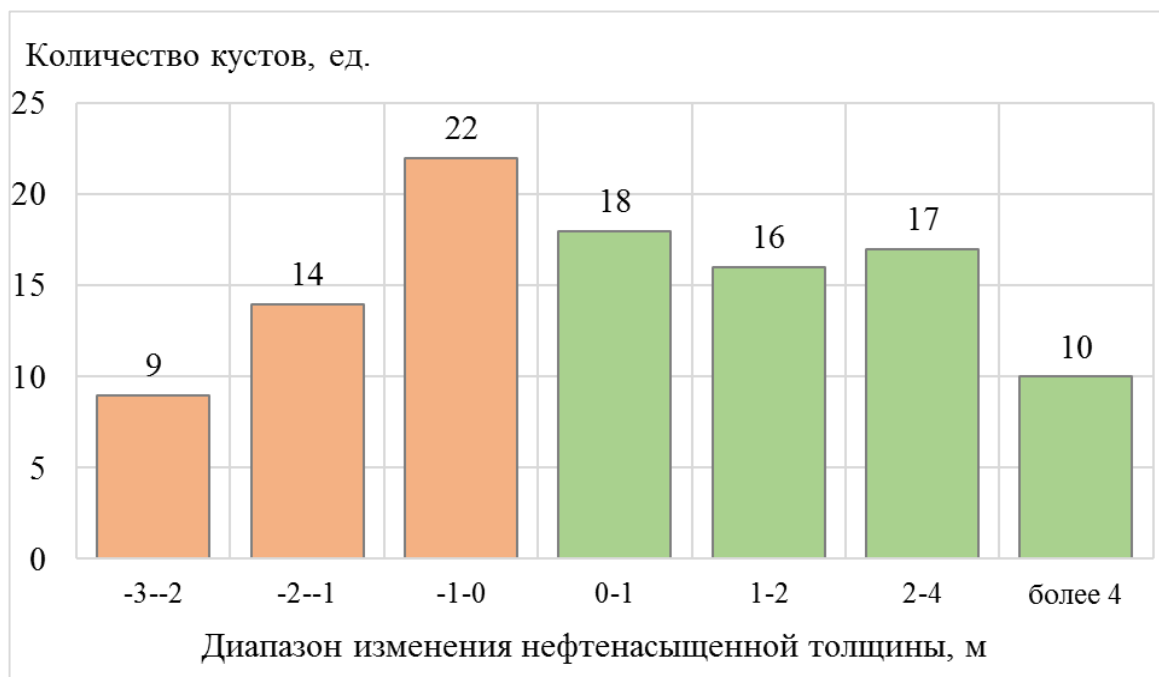


Рисунок 1.2 – Изменение нефтенасыщенной толщины по реализованным кустовым площадкам (план-факт)

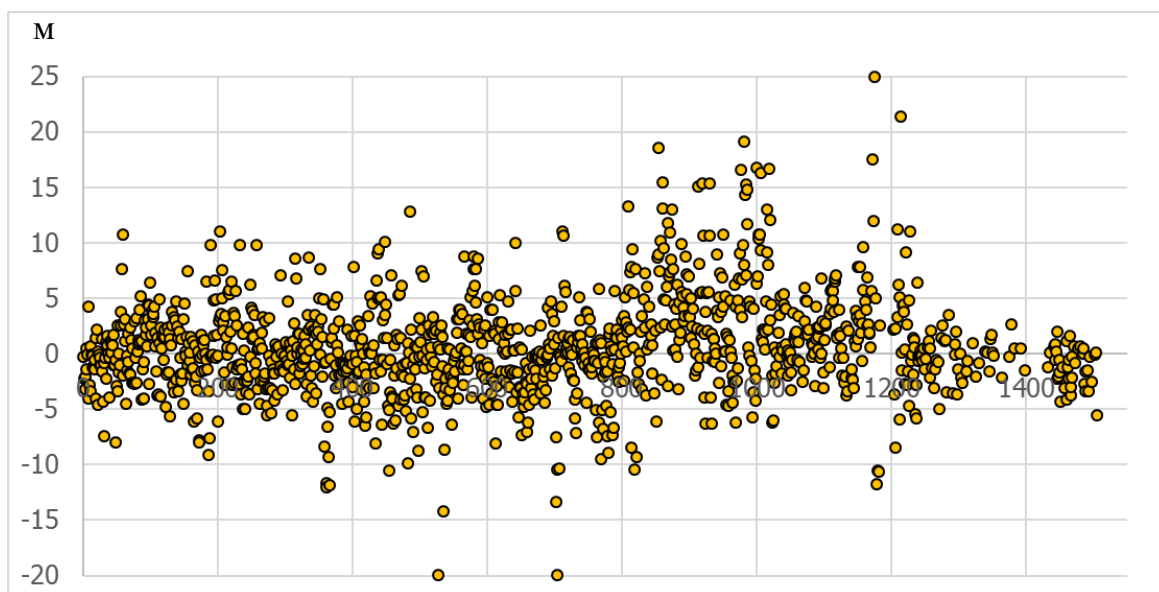


Рисунок 1.3 – Изменение нефтенасыщенной толщины по пробуренным скважинам (план-факт)

Отклонение дебита жидкости ниже плановых показателей говорит о значительном неподтверждении геологического строения участка, а снижение количе-

ства скважин обусловлено тем, что ввод в разработку таких участков останавливается. Данное объяснение справедливо и для распределения отклонения нефтенасыщенных толщин по кустовым площадкам.

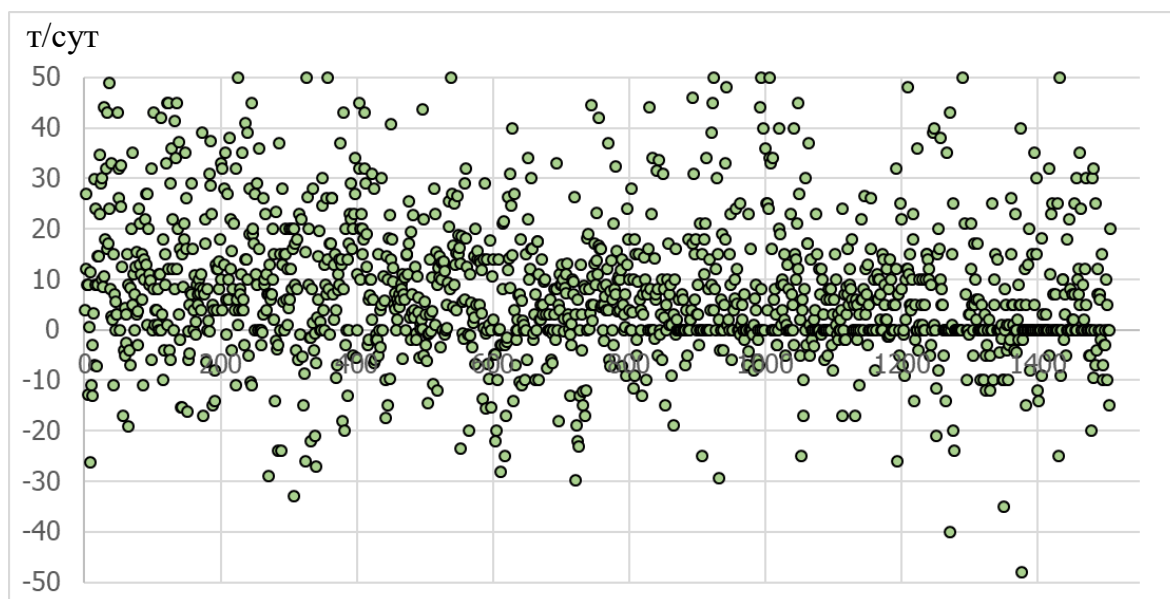


Рисунок 1.4 – Изменение дебита жидкости по пробуренным скважинам (план-факт)

Изменение геологической основы в худшую сторону – это, зачастую, прямые потери как извлекаемых запасов нефти, так и экономические. А изменение геологической основы в лучшую сторону – это участки, на которых сформированы, как правило, неоптимальные проектные решения, так как их формирование происходило на худшей геологической основе.

Таким образом, необходимость корректировки проектных решений в процессе освоения новых участков, даже на разрабатываемом объекте, в основном связана с неподтверждением геологической основы в большую или меньшую сторону. Что, в свою очередь, является следствием недостаточной изученности участка и отсутствием заранее проработанного сценария, предусматривающего возможные геологические неопределённости, наличие которых определяется погрешностью входных данных, используемых для моделирования.

Учет геологических рисков при освоении новых участков на разрабатываемых объектах позволит повысить технологическую эффективность и, как следствие, КИН по объекту разработки.

1.2 Природная геологическая неоднородность, ее влияние на прогнозный дебит нефти и запасы

Детальное описание структурной, литологической и стратиграфической модели пласта в совокупности характеризует всю геологическую сложность пласта. Однако, если не подтверждаются особенности движения флюидов в динамической модели пласта, значит в геологической модели не учтена неоднородность пласта. Неоднородность пласта – это микро и макро геологические особенности, которые не влияют на статическое описание пласта, но на движение флюида в пласте оказывают большое влияние.

Нефтяные пласты, как правило, характеризуются высокой степенью неоднородности и изменчивостью геологического строения [32]. При этом такие параметры как нефтенасыщенная толщина, проницаемость и, как следствие, продуктивность могут отличаться по скважинам в разы на расстоянии 300–500 м. Из приведенного примера (рисунок 1.5) видно, что по скважинам, находящимся на расстоянии 300 м, изменение абсолютных значений нефтенасыщенной толщины и проницаемости составило порядка 10 м и более 100 мД, соответственно, так как в разрезе скважин выделяются два пласта АВ₁³ (алымская свита) и АВ₂ (ванденская свита), которые в разы отличаются по проницаемости и продуктивности и, как следствие, для выработки запасов требуют разных подходов при проектировании.

Изменения средних значений нефтенасыщенной толщины, проницаемости на крупных участках, произвольно выбранных в пределах одной залежи, меньше, чем между соседними скважинами, соответственно, погрешность обратно пропорциональна размеру анализируемого участка.

Чем меньше участок, тем большее влияние на суммарный дебит нефти будет оказывать изменчивость пласта. Иными словами, при освоении нового участка на разрабатываемом месторождении, неподтверждение геологического строения в каждой отдельной скважине будет сказываться в большей степени на отклонении планового дебита нефти от фактического по участку, чем на отклонении этих же показателей по залежи в целом.

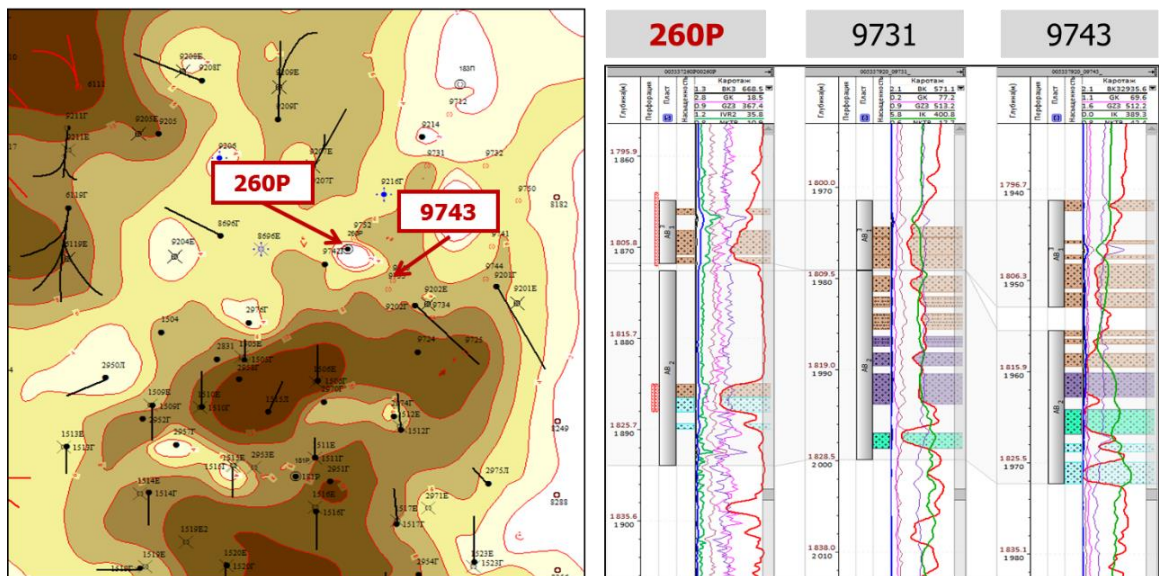


Рисунок 1.5 – Пример изменчивости нефтяного пласта

Освоение новых участков, даже на разрабатываемых месторождениях, без учета геологической неопределенности приводит к значительным потерям в добыче нефти (рисунок 1.6). При вводе участка в эксплуатацию не подтвердилась геологическая концепция строения участка в части сокращения нефтенасыщенного руслового тела, соответственно, потребовалось оперативное изменение проектных решений в части расположения горизонтальных скважин, часть скважин оказалась неэффективной, часть оказалась за контуром нефтеносности [26].

Таким образом, если представление о геологическом строении и запасах нефти участка претерпело значительные изменения, то для объекта разработки изменения не критичны (отличия в величине запасов по всему объекту разработки - 2 %), как следствие, оснований для пересмотра геологической основы по объекту нет.

Ошибка, которая происходит при планировании дебита новых скважин, зависит от природной неоднородности нефтяных пластов по продуктивности, а также числа скважин, принятых в качестве аналога, при обосновании плановой депрессии и дебита – чем выше природная неоднородность пласта по продуктивности, тем больше ошибка, получаемая при определении продуктивности и, как следствие, погрешность дебита проектных скважин. При этом провести исследования на всех скважинах, которые приняты за аналог, не представляется возможным по причине значительных затрат.

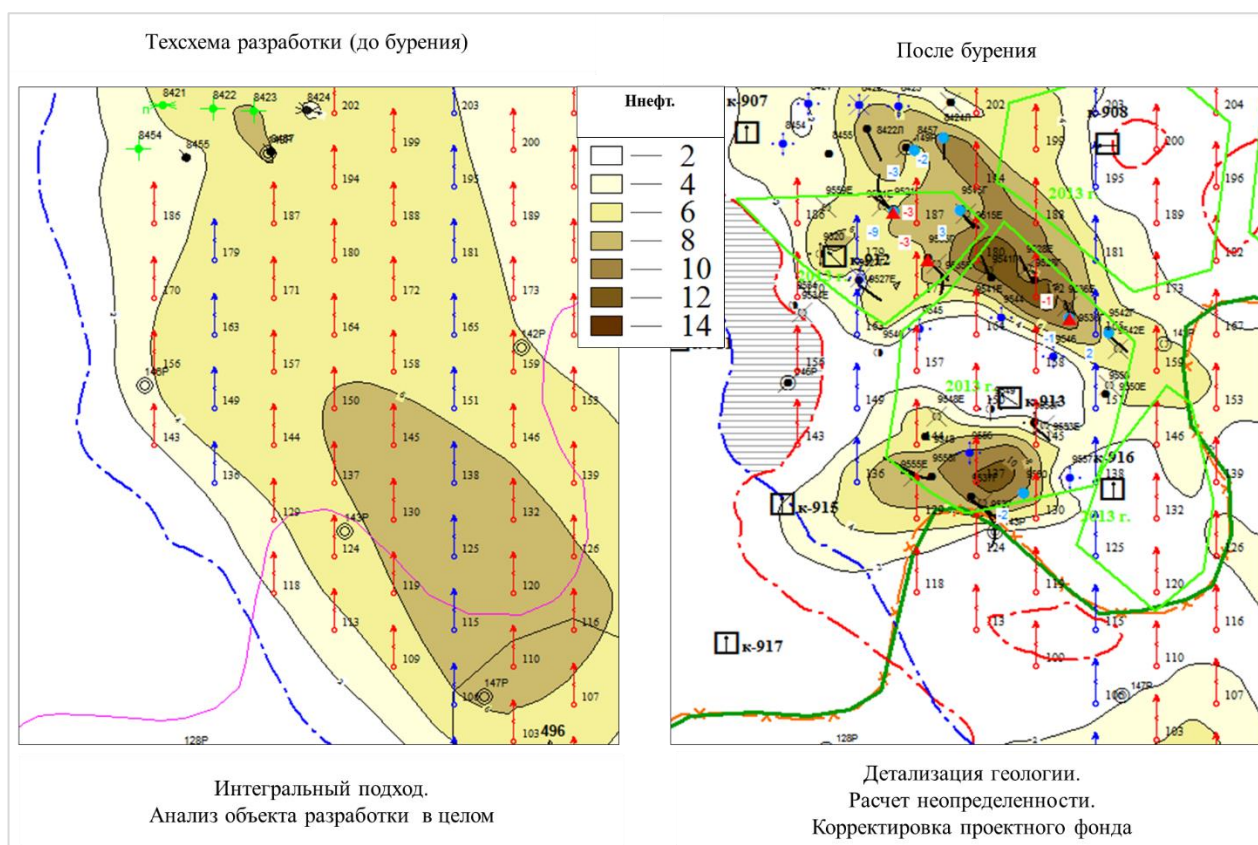


Рисунок 1.6 – Изменение локализации геологических запасов осваиваемого участка и уточнение геологического строения (эффективных нефтенасыщенных толщин по данным Подсчета запасов (слева) и актуальной 3D-геологической модели (справа)

Для расчета среднеквадратичной ошибки V при оценке продуктивности проектного фонда при различной доле исследований по скважинам-аналогам n_i от общего числа скважин n_0 (таблица 1.1) воспользуемся формулой В.Д. Лысенко [24] где $V^2\eta$ (изменяется от 0,5 – 1,5) – природная неоднородность по продуктивности.

$$V = \sqrt{\frac{V_\eta^2}{n_i}} * \sqrt{\frac{n_0 - n_i}{n_0 + V_\eta^2}} \quad (1.1)$$

Исходя из представленной формулы рассмотрим пример, когда общее число проектных скважин $n_0 = 100$, а природная неоднородность (обычно изменяется в диапазоне 0,5–1,5) $V^2\eta = 1$.

В результате, при числе принятых за аналог 10 скважин (10 % от планируемых к бурению), среднеквадратичная ошибка по продуктивности составит 30 %.

Таблица 1.1 – Расчет квадратичной ошибки

ни	4	10	16	25	36	49	64
ни/но	0.04	0.1	0.16	0.25	0.36	0.49	0.64
v	0.487	0.3	0.228	0.172	0.133	0.102	0.075

Для оценки потерь по дебиту разберем пример, где плановая продуктивность (η) – 10 м³/сут*МПа, плановая депрессия (ΔP) – 60 МПа. Далее рассчитаем отклонение дебита (Q) м³/сут при 10 % исследованных скважин по известной формуле:

$$\eta = \frac{Q}{\Delta P}, \quad (1.2)$$

Выразим: $Q = \eta * \Delta P$

$$Q1 = 10 * 60 = 600 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$Q2 = 10 * 0,7 * 60 = 420 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Следовательно, отклонение составит $600/420 = 1,43$ раза.

Таким образом, при 10 процентах исследований на скважинах-аналогах проектная добыча будет меньше в 1,43 раза фактической.

На высокопродуктивных пластах проблему несоответствия фактической и плановой добычи нефти зачастую решают путем повышения депрессии на пробуренном высокопродуктивном фонде, что может обеспечить рентабельность проекта. Однако, даже на высокопродуктивных залежах нефти существуют ограничения как геологического плана (наличие подошвенной воды, давление насыщения), так и технологического (система поддержания пластового давления – ППД), которые часто не позволяют увеличивать депрессию на пласт для достижения планового дебита.

При освоении средне- и низкопроницаемых пластов проблема достижения плановой добычи нефти и, как следствие, экономической рентабельности, стоит гораздо острее, так как потенциал по оптимизации скважин на подобных объектах значительно меньше, чем на высокопродуктивных пластах.

Аналогично зависимости дебита от изменчивости продуктивности, объем за-

пасов нефти зависит от количества и качества исследований на определение параметров макро- и микронеоднородности пласта, а также количества скважин, на основании которых выполнялся прогноз данных параметров.

Ошибку в продуктивности скважин видно сразу после ввода скважины в добычу, неподтверждение по запасам нефти определяется только на средней или поздней стадии разработки, когда основной объем запасов уже отобран.

Отклонение начальных параметров и, следовательно, запасов нефти может быть, как в меньшую, так и в большую сторону, а учет этих изменений при планировании приводит к необходимости внесения корректировок в проектное размещение скважин эксплуатационного фонда. Следует отметить, что при ухудшении параметров пласта речь, преимущественно, идет о приостановке ввода участка в разработку. При улучшении, как правило, участок разбуривается по проекту, хотя продолжение бурения по утвержденной сетке скважин и системе разработки может вести к потенциальным потерям добычи нефти.

Планирование добычи по новым скважинам, исходя из исследований по аналогам, несет большую погрешность, а для достижения приемлемого результата 90 % необходим большой объем исследований (не менее 50 % от планируемого ввода новых скважин).

1.3 Влияние геолого-геофизических параметров на достоверность оценки запасов нефти по участку эксплуатационного объекта, находящегося на поздней стадии разработки

На разрабатываемом месторождении можно в значительной степени сузить геологическую неопределенность, исходя из фактически полученных результатов по эксплуатируемым на объекте скважинам. Для выявления параметров, оказывающих максимальное влияние на оценку запасов и гидродинамических характеристик, рассмотрим формулы, по которым оцениваются запасы нефти, дебит жидкости и продуктивность скважин.

Формула объемного метода подсчета запасов нефти:

$$Q_H = S \cdot h \cdot K_H \cdot K_{\Pi} \cdot \theta \cdot \rho, \quad (1.3)$$

Продуктивность скважины:

$$\eta = \frac{Q}{\Delta P}, \quad \text{где } Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\ln \frac{R_k}{R_c}}. \quad \text{Тогда } \eta = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu \cdot \ln \frac{R_k}{R_c}}, \quad (1.4)$$

В зависимости, по которым оцениваются запасы нефти, дебит жидкости и коэффициент продуктивности скважин, входят следующие параметры: Q_H – геологические запасы нефти (т); S – площадь залежи (м^2); h – нефтенасыщенная толщина (м); K_{Π} – коэффициент открытой пористости (д. ед.); K_H – коэффициент нефтенасыщенности (д. ед.); θ – объемный коэффициент (перевода из пластовых в поверхностные условия), д. ед.; ρ – плотность нефти в поверхностных условиях, $\text{т}/\text{м}^3$; ΔP – депрессия на пласт (Па); R_c – радиус скважины (м); R_k – радиус контура питания (м); μ – динамическая вязкость нефти (Па \times с); Q – дебит жидкости ($\text{м}^3/\text{сут}$), k – абсолютная проницаемость пласта (м^2).

По результату проведенного анализа изменения $K_H, K_{\Pi}, \theta, \rho, \mu$ в процессе разработки месторождения, выполненного по десяти пластам группы Б по месторождениям Западной Сибири (рисунок 1.7) следует, что отклонение по K_{Π} и K_H незначительно и составляет не более $\pm 5\%$.

Следовательно, на разрабатываемых месторождениях по таким параметрам, как $K_H, K_{\Pi}, \theta, \rho, \mu$ изученность довольно высокая и коридор неопределённости узкий, для построения модели по отдельному участку залежи нефти такие параметры, как K_H и K_{Π} , можно принять по утвержденным зависимостям или актуализировать с учетом дополнительно проведенных исследований (при наличии).

Параметры θ, ρ, μ на стадии разработки месторождения изучены в лаборатории и особого влияния на неопределенность не оказывают.

Проницаемость (k) – неопределённость данного параметра очень высока, на первой и второй стадии эксплуатации проницаемость объекта, полученная по данным керна, ГИС и гидродинамическим исследованиям, может отличаться на порядок. На поздних стадиях разработки объекта с появления фактических данных по

режимам эксплуатации скважин относительные фазовые проницаемости адаптируются на историю разработки (рисунок 1.8).

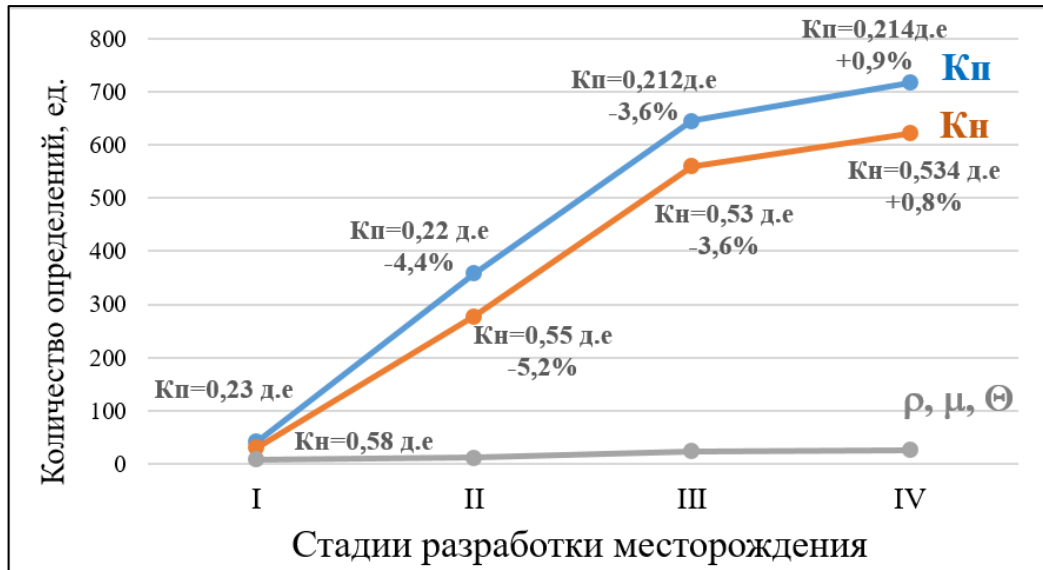


Рисунок 1.7 – Изменение изученности по параметрам K_n , K_p , θ , ρ , μ на разных стадиях разработки месторождений

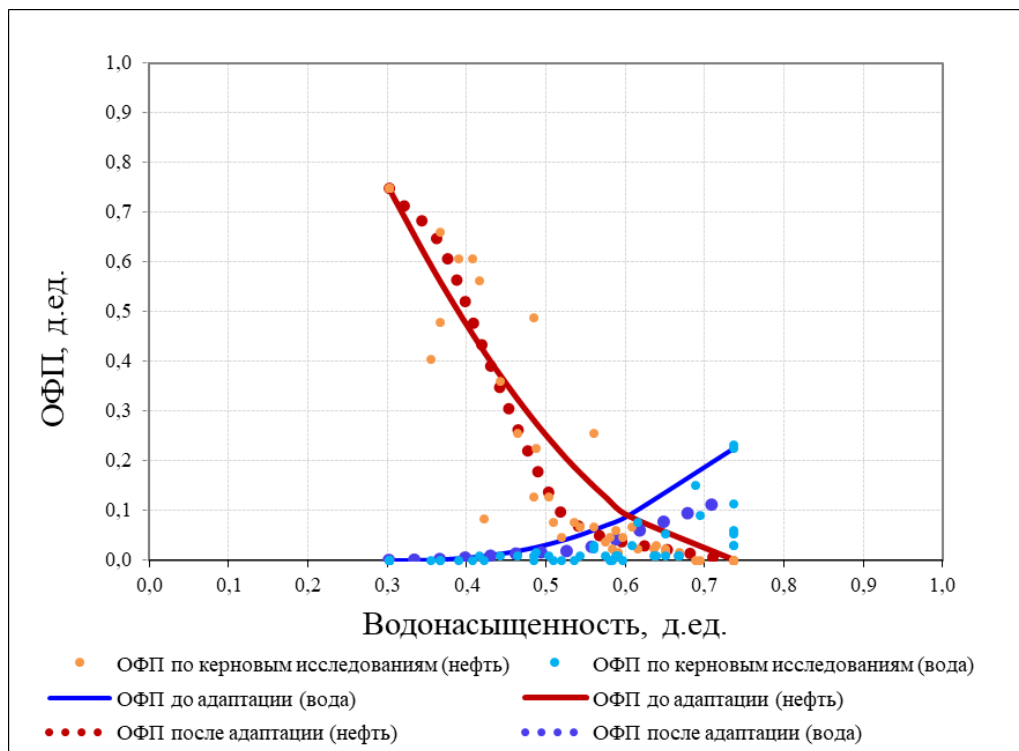


Рисунок 1.8 – Адаптация фазовой проницаемости на историю разработки

Следовательно, на разрабатываемом месторождении продуктивность скважин, дебит жидкости и нефти можно оценить на геолого-гидродинамической модели с учетом настройки истории разработки по соседним скважинам, либо с при-

влечением скважин – аналогов и использованием кривых падения, при степени изученности не менее 50 % от запроектированного фонда по участку.

При условии оптимального выбора варианта разработки для месторождений, разбуриваемых по регулярным сеткам скважин, можно принять допущение, что $\ln \frac{R_k}{R_c}$ – константа.

Площадь нефтеносности (S) имеет значительное влияние на геологическую модель участка в том случае, если участок не оконтурен фактически пробуренными скважинами. Точность площадь нефтеносности для залежи определяется, прежде всего, достоверностью структурных карт по кровле/подошве коллекторов, а для залежей с литологическим экраном – достоверностью этого экрана.

Нефтенасыщенная толщина (Ннн) присутствует как в формуле подсчета запасов, так и при определении дебита и продуктивности скважины. Следовательно, погрешность геологической модели участка бурения на разрабатываемом месторождении в большей степени будет зависеть от данного параметра, на который оказывают непосредственное влияние значения стратиграфической кровли пласта, уровня ВНК, характер распределения коллекторов (например, выдержанные по разрезу пласты, либо резко изменчивые отложения континентального генезиса).

Для оценки изменчивости структурного фактора, уровня ВНК и эффективной нефтенасыщенной толщины по скважинам, выполнен анализ отклонения прогнозных и фактических геологических параметров по новым скважинам пробуренных на разрабатываемых месторождения в Западно-Сибирском регионе за период 2014–2019 годы, в выборке приняли участие 2100 скважин.

Произведенный расчет отклонений между прогнозными и фактическими показателями позволил оценить диапазон изменения параметров как в целом по всей выборке, так и отдельно по группам пластов (АВ, БВ, ЮВ и др.).

Если оценивать «дельты» по стратиграфической кровле пластов в целом по всей выборке скважин, то диапазон изменений составляет от минус 13 м до +8 м, что соответствует 87 % от общего числа скважин, из них 61 % приходится на «дельты» +/-минус 5 м.

Помимо гистограммы распределения невязок была создана точечная диаграмма, на которой визуализированы абсолютные величины расхождений, а также основной диапазон расхождений, указанный выше (рисунок 1.9).

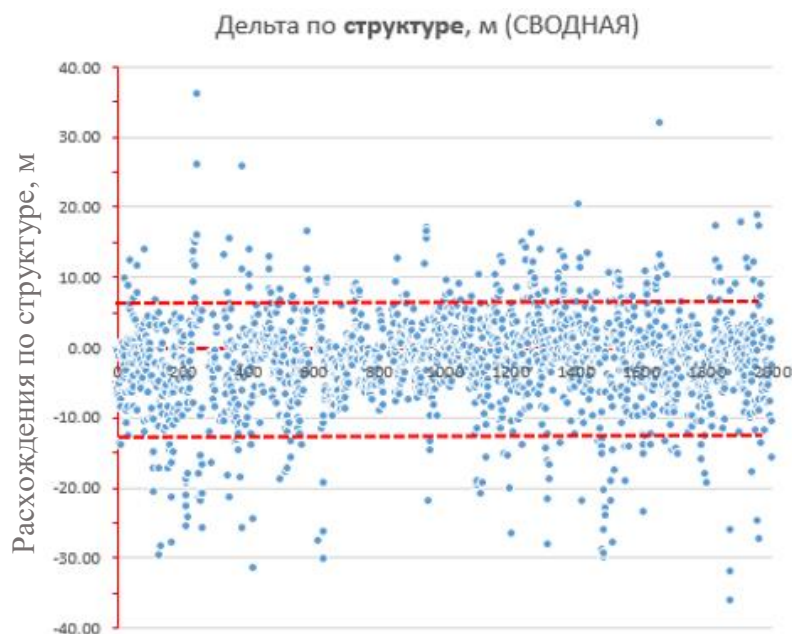


Рисунок 1.9 – Точечная диаграмма невязок прогнозных и фактических значений стратиграфической кровли

Для детального анализа были созданы гистограммы по группам пластов (рисунок 1.10).

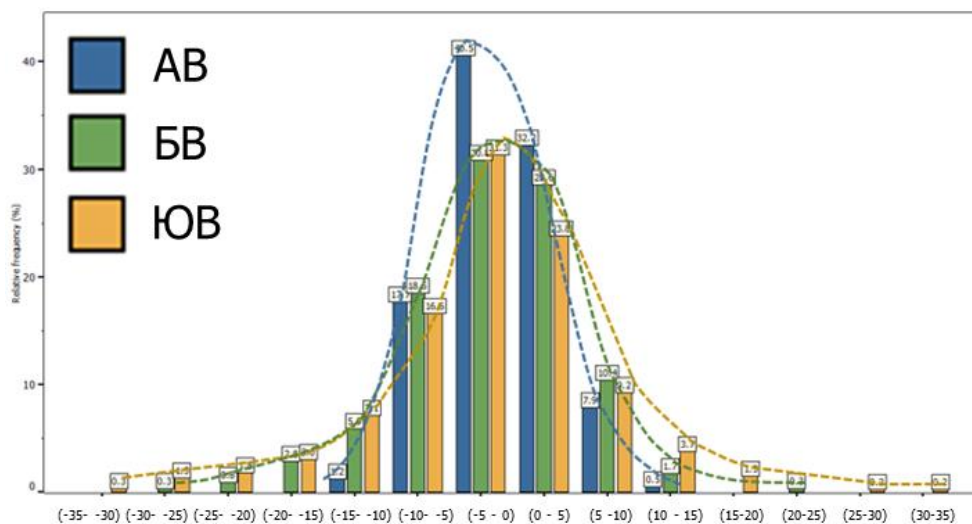


Рисунок 1.10 – Гистограмма распределения невязок прогнозных и фактических значений стратиграфической кровли. Объекты группы АВ, БВ, ЮВ

Так, основной диапазон изменений для пластов группы АВ, где выборка насчитывает 407 скважин, составляет от минус 6 м до +4 м, что соответствует 79 % от общего числа скважин, пробуренных на объект; для пластов группы БВ (357

скважин выборки) составляет от минус 8 м до +7 м (82 %) и для пластов группы ЮВ – от минус 11 м до +7 м (79 % из 1239 скважин, пробуренных на пласты данной группы).

Выявлена закономерность изменения невязок прогнозных и фактических данных с глубиной – с увеличением глубины залегания пласта погрешность в определении структуры пласта увеличивается.

Также проводился анализ по расхождениям эффективных нефтенасыщенных толщин для каждой группы объектов (рисунок 1.11). Здесь аналогичным образом отмечается закономерность увеличения «дельт» с глубиной.

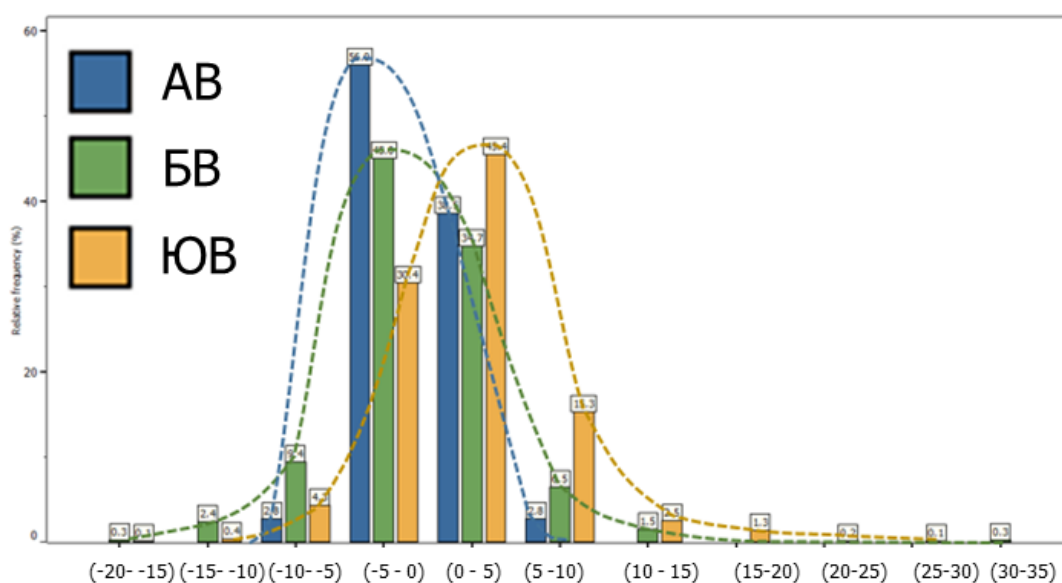


Рисунок 1.11 – Гистограмма распределения невязок прогнозных и фактических значений эффективных нефтенасыщенных толщин. Объекты группы АВ, БВ, ЮВ

Диапазон изменений невязок по эффективным нефтенасыщенным толщинам для пластов группы АВ, где выборка насчитывает 218 скважин, составляет от минус 3 м до +2 м, что соответствует 78 % от общего числа скважин, пробуренных на объект, для пластов группы БВ – от минус 4 м до +3 м (73 % из 338 скважин, попавших в выборку) и для пластов группы ЮВ – от минус 4 м до +7 м (77 % от 1197 скважин, пробуренных на пласты данной группы).

При этом коридор неопределенности практически не меняется при переходе от одной стадии разработки к другой (рисунок 1.12). То есть, при освоении новых участков на поздних стадиях разработки объекта, эффективные нефтенасыщенные толщины имеют подтверждаемость аналогичную начальной стадии разработки.

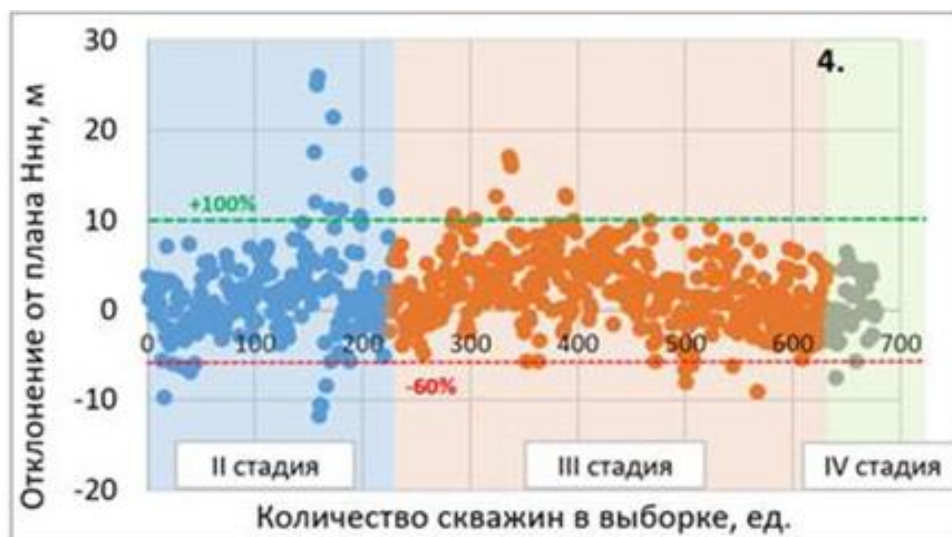


Рисунок 1.12 – Отклонение Ннн от плановых показателей по скважинам при освоении новых участков на разрабатываемых объектах

Из полученных результатов следует, что каждый параметр имеет свой диапазон изменений, который описывает коридор неопределенности по параметру, так по стратиграфической кровле пласта отклонение от минус 11 м до +7 м, по нефтенасыщенным толщинам от минус 4 м до +7 м (при средней Ннн по группам пластов АВ – 4.3 м, БВ – 5 м, ЮВ₁ – 7.4 м). Отклонение эффективной нефтенасыщенной толщины от плановых значений изменяется от минус 60 % до +100 %.

Для оценки влияния каждого подсчетного параметра на запасы нефти по участку применялась формула: $Q = const \cdot h \cdot K_N \cdot K_P$, (1.5)

Относительное отклонение параметра совпадает с относительным отклонением любого входного параметра при постоянстве других:

$$\delta Q = \frac{Q_{\text{проект}} - Q_{\text{факт}}}{Q_{\text{факт}}} = \frac{const \cdot K_N \cdot K_P \cdot h_{\text{проект}} - const \cdot K_N \cdot K_P \cdot h_{\text{факт}}}{const \cdot K_N \cdot K_P \cdot h_{\text{факт}}} = \frac{h_{\text{проект}} - h_{\text{факт}}}{h_{\text{факт}}} = \delta h \quad (1.6)$$

Влияние ошибки фактора (например, толщины) на общую ошибку (модуль относительного отклонения параметра на сумму модулей отклонений всех параметров):

$$h = \frac{|\delta h|}{|\delta h| + |\delta K_N| + |\delta K_P|} \cdot 100\%, \quad (1.7)$$

В результате влияние Ннн на итоговый результат от стадии к стадии изменяется от 76 % до 95,2 % (таблица 1.2). На первой стадии разработки влияние каждого параметра одинаковое, так как изученность по объекту низкая.

Таблица 1.2 – Влияние Ннн, Кн, Кп на оценку запасов нефти по стадиям разработки

Стадия разработки	Ннн	Кн	Кп
2	76,0	12,5	11,6
3	82,1	8,9	8,9
4	95,2	2,2	2,6

1.4 Выводы к разделу

Независимо от стадии разработки объекта, вновь вводимые площади разрабатываемых месторождений имеют недостаточную степень изученности, поэтому решение о вводе новых запасов на разрабатываемых месторождениях приходится принимать в условиях неопределенности.

Выполненный анализ по вводу в эксплуатацию неосвоенных участков разрабатываемых месторождений (более 2000 скважин) показал, что более 50 % участков освоено с отклонением от плана, при этом в 36% случаях внесены принципиальные изменения в проектные решения, а именно изменен способ заканчивания скважин, система разработки.

На поздних стадиях разработки неподтверждение геологического строения осваиваемого участка связано с параметрами, от которых зависят эффективные нефтенасыщенные толщины, а именно со структурным фактором, уровнем ВНК, погрешностью сейсмических данных при обосновании эффективных толщин. При этом диапазон подтверждаемости эффективных нефтенасыщенных толщин практически не меняется при переходе от одной стадии разработки к другой.

В коллекторах с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами повышается неопределенность нефтенасыщенности и открытой пористости.

Следовательно, геологическая неопределённость неосвоенных участков на разрабатываемых месторождениях остается достаточно высокой, на даже на поздней стадии разработки объекта.

2 ОБЗОР МЕТОДОВ ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ МИНИМИЗАЦИИ РИСКОВ ОСВОЕНИЯ НОВЫХ УЧАСТКОВ НА РАЗНЫХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ

2.1 Особенности учета рисков на стадии разведки и добычи (upstream)

Цикл upstream – разведка и добыча сырья является самой крупной частью нефтегазовой цепочки и состоит из следующих стадий: 1. Приобретение лицензии на разработку и добычу полезных ископаемых; 2. Поисково-разведочные работы; 3. Оценка запасов; 4. Разработка месторождения и добыча углеводородов; 5. Закрытие промысла. Каждая стадия имеет свои особенности работы с продуктивным пластом, связанные с изученностью пласта.

1. На стадии приобретения лицензии выполняется технико-экономическое обоснование (ТЭО) инвестиций. На данной стадии, для оценки запасов нефти и эффективности разработки месторождения, используются методы аналогий и экспертных оценок.

Метод аналогий заключается в поиске пластов-аналогов по геолого-физическим характеристикам (ГФХ), которые могут повлиять на извлекаемые запасы, а также привлекается успешный опыт поискового бурения на близлежащих месторождениях. Определяются усредненные геолого-физические параметры предполагаемых резервуаров (ловушек нефти или газа). Исходя из данного представления о геологической основе, проектный фонд принимается удельно через запасы, приходящиеся на скважину, выполняется расчет добычи нефти на перспективу, обустройство промысла и дается экономическая оценка. В экономической оценке считается анализ чувствительности проекта.

На данной стадии, в связи с малым объемом информации, технологические расчеты выполняются по нескольким сценариям: оптимистический P10, средний P50 и пессимистический P90 – в основном учитывающие возможное изменение геологической основы и, как следствие, количество скважин, необходимое для выработки запасов.

2. На стадии поисково-разведочных работ проводятся работы по выполнению сейсмических исследований, бурению поисковых и разведочных скважин. По результату бурения разведочных скважин выполняются проекты пробной эксплуатации скважины.

Для количественной оценки запасов и рисков выполняется статистическое моделирование, которое включает в себя имитационное моделирование методом дерева решений, или методом Монте-Карло.

Дерево решений состоит из узлов неопределенности и узлов принятия решения, и позволяет принимать взвешенное решение в условиях ограниченных данных по месторождению (залежи).

Метод Монте-Карло позволяет рассчитать интегральное распределение вероятности того или иного параметра, который влияет на проект.

3. Стадия оценки запасов. К этому времени на месторождении должны быть проведены сейморазведочные работы, отобран и изучен керновый материал, выполнены стандартные исследования керна (определена пористость, насыщенность, проницаемость, прочностные свойства пород), специальные исследования керна (определено вытеснение нефти, в основном, водой, капилляриметрия, относительные фазовые проницаемости), определены свойства углеводорода, выполнены промыслово-геофизические исследования.

На основании полученных данных производится промышленный подсчет запасов нефти и газа (ППЗ) и выполняется первый проектно-технологический документ на разработку месторождения (ПТД).

При подсчете запасов нефти используется объемный метод, который является основным при оценке запасов на всех стадиях. Основа метода заключена в определении объема и массы углеводорода, приведенного к стандартным (поверхностным) условиям, который находится в пустотном пространстве пород-коллекторов [10]. Для этого используется формула подсчета запасов нефти:

$$Q = F * h * K_{\text{п}} * K_{\text{н}} * \theta * \rho \quad (2.1)$$

где Q – геологические запасы нефти; F – площадь залежи; h – нефтенасыщен-

ная толщина; $Kп$ – коэффициент пористости; $Kн$ – коэффициент нефтенасыщенности; θ – объемный коэффициент (перевода запасов в поверхностные условия); ρ – плотность нефти.

При оценке запасов каждый параметр обосновывается с использованием прямых (исследования керна, испытания скважин) или косвенных замеров (сейсмика, водонефтяной контакт, геофизические исследования скважин и т.д.) и учитывается в подсчете запасов априорно.

На данной стадии выполняется проект пробной эксплуатации залежи или технологическая схема разработки месторождения. Работы выполняются на детерминированной основе, все возможные риски проекта учитываются в анализе чувствительности, который производится на стадии экономической оценки проекта.

4. Стадия разработки месторождения и добычи углеводородов начинается с запуска в промышленную эксплуатацию первой проектной скважины, на основании выполненного и утвержденного в ГКЗ «Роснедр» ПТД.

На данной стадии разработка месторождения осуществляется согласно утвержденному в ГКЗ «Роснедр» варианту разработки, обоснованному на детерминированной геологической основе. Данная модель построена на усредненных параметрах, по сути представляет собой модель резервуара Р50 и не дает возможности установить степень неопределенности, которая связана с предполагаемой геологической моделью.

Риски, связанные с неподтверждением геологического строения, оцениваются по анализу чувствительности проекта к изменениям внешних факторов (например, изменению добычи УВ, стоимости УВ и т.д.).

После утверждения проектного документа в ГКЗ «Роснедр», проект становится обязательным к исполнению. С 2016 года обеспечение выполнения проектных решений включено в лицензионные обязательства [33].

5. Стадия закрытия промысла. По завершении разработки участок восстанавливают до исходного состояния.

Таким образом, подходы, учитывающие возможное изменение геологиче-

ской основы для проектирования применяются только на начальной стадии выполнения ТЭО приобретения и на стадии ГРР. При выполнении подсчета запасов и проектно-технологического документа на разработку месторождения рекомендуемым вариантом разработки становится вариант, сформированный и рассчитанный на детерминированной геологической основе, а риски учитываются только при анализе экономической оценки проекта, на уровне анализа чувствительности проекта.

2.2 Изменение геологической неопределенности в процессе разработки нефтяных месторождений

Подготовка и освоение запасов углеводородного сырья характеризуются повышенными рисками из-за сильной зависимости от неопределенности параметров, на основе которых строится модель нефтяного пласта [47].

Для построения геолого-гидродинамической модели объекта разработки и оценки запасов необходимо построить:

- структурную карту (используются данные сейсморазведки и вертикальные скважины);
- определить водонефтяной контакт (ВНК) (определяется по геофизическим исследованиям скважин (ГИС), с учетом опробования существующих скважин, в которых вскрыт ВНК);
- определить объем пород-коллекторов (определяется по данным ГИС, с учетом фактически испытанных скважин);
- определить фильтрационно-емкостные параметры залежи (основой служат исследования на керне, по результату которых получают петрофизические зависимости, которые увязывают с данными ГИС, и интерпретация данных ГИС по пробуренному фонду скважин);
- определить пересчетный коэффициент и плотность нефти.

Каждый из современных методов, который доступен нам для изучения геологического строения недр, имеет свои особенности и ограничения:

1. Бурение новых скважин – наиболее достоверный метод – представляет собой прямой замер по глубине и прямой отбор керна (нефтедержащих образцов). Тем не менее, и этот метод имеет минимальную погрешность определения глубины около 2 м. Исследования физических свойств образцов пород (керн) дают нам очень много информации, в то же время необходимо помнить о том, что невозможно в образце длиной 10–12 см достоверно имитировать процессы, протекающие в огромных нефтяных резервуарах.

2. Геофизические исследования скважин (ГИС) – представляют собой косвенный метод, основанный на обработке и интерпретации электрических, магнитных и акустических сигналов, полученных при прохождении через горные породы на незначительном удалении от ствола скважины. Погрешность определения толщин составляет 10–15 %, пористости – 1,5 % абс., нефтенасыщенности – 5–7 % абс.

Сейсморазведка – представляет собой удаленный дистанционный метод, основанный на изучении и интерпретации скорости и интенсивности прохождения сейсмических волн через земные толщи. В силу физических законов погрешность определения глубины залегания продуктивных пластов достигает 5–15 м, при этом объекты 75–100 м в длину и 5–8 м в ширину находятся на грани чувствительности метода и не всегда могут быть достоверно закартированы.

Таким образом, на неопределенность геологической модели влияют: качество данных и их интерпретация, так как исходные данные изначально имеют определенную долю ошибки; неопределенность структурной модели, которая зависит от корреляции поверхностей, проведенных по скважинам, поэтому неопределенность зависит от числа скважин и качества замеров инклинометров и особенностей осадконакопления [3].

В процессе освоения месторождения, с ростом изученности, неопределенность геологической модели снижается, как следствие, погрешность в оценке запасов уменьшается.

Из рисунка 2.1 (методика Д.Д. Арпса) следует, что на начальной стадии возможные риски (прямоугольник АБГВ) максимальны, запасы оцениваются с большой долей неопределенности, и, в связи с недостаточным объемом исследований,

применяется метод аналогий. С увеличением степени изученности месторождения (прямоугольник ДЕЖЗ) риски снижаются, оценка запасов считается достоверной и выполняется объемным методом [50]. На завершающей стадии разработки риски по оценке запасов минимальны, добычу нефти можно оценить с использованием кривых падения добычи, полученных из фактической добычи за прошлый период.

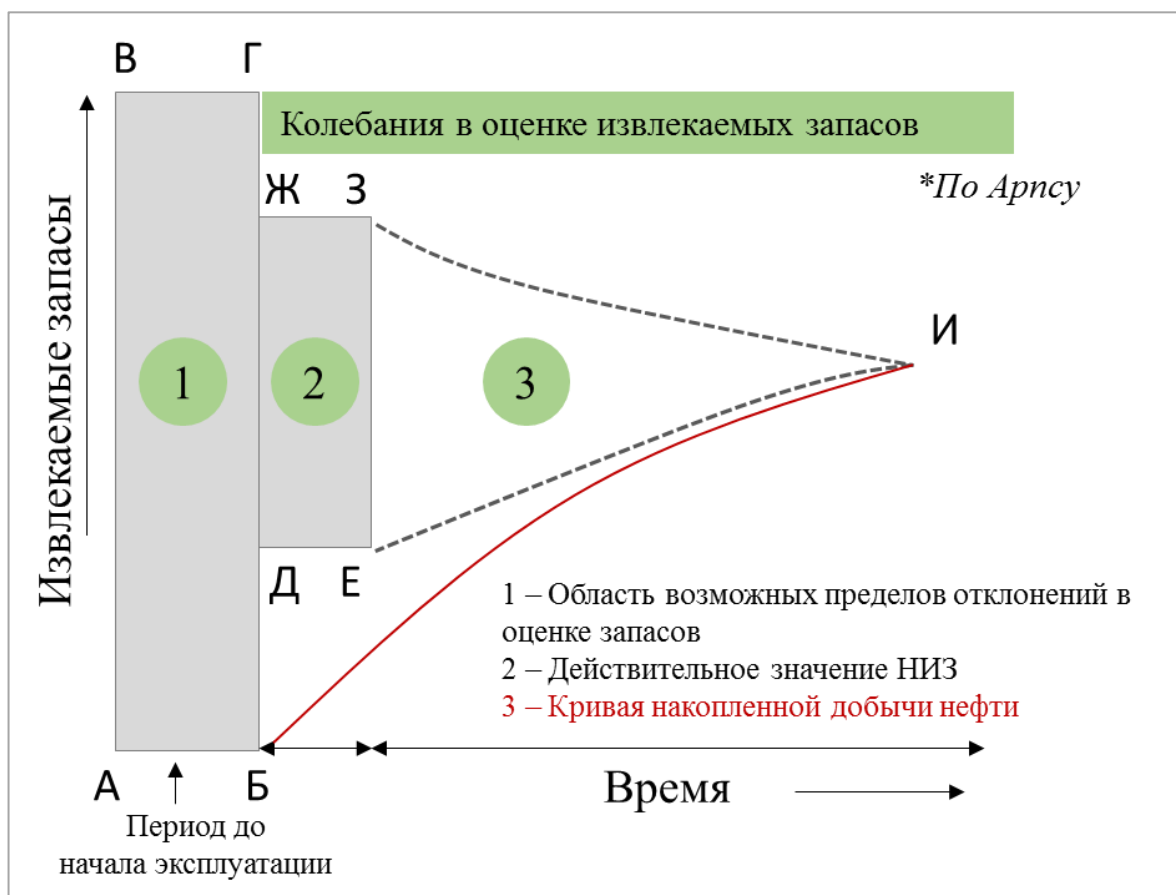


Рисунок 2.1 – Относительная точность подсчета запасов нефти и газа в зависимости от состояния изученности залежи (по Д.Д. Арпсу)

1. Подсчет запасов по аналогии.
2. Подсчет запасов объемным методом.
3. Подсчет на основании данных эксплуатации.

В работах А. А. Конопляника и О.С. Краснова [21, 23] риски по геолого-технологической неопределенности увязаны со стадией разработки месторождения. Из рисунка 2.2 следует, что на неосвоенном участке разрабатываемого месторождения геологические риски выше, чем по пласту в целом, и соответствуют стадии, когда в практике вовлечение в разработку предусматривает наличие альтернатив-

ных вариантов разработки с учетом геологических рисков. Следовательно, риск неподтверждения геологических запасов нефти растет, и неосвоенная площадь объекта разработки уходит влево, в зону повышенных геологических рисков [23].

Таким образом, на месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки, освоение новых участков связано с геологическими рисками, которые соответствуют более низкой стадии разработки.

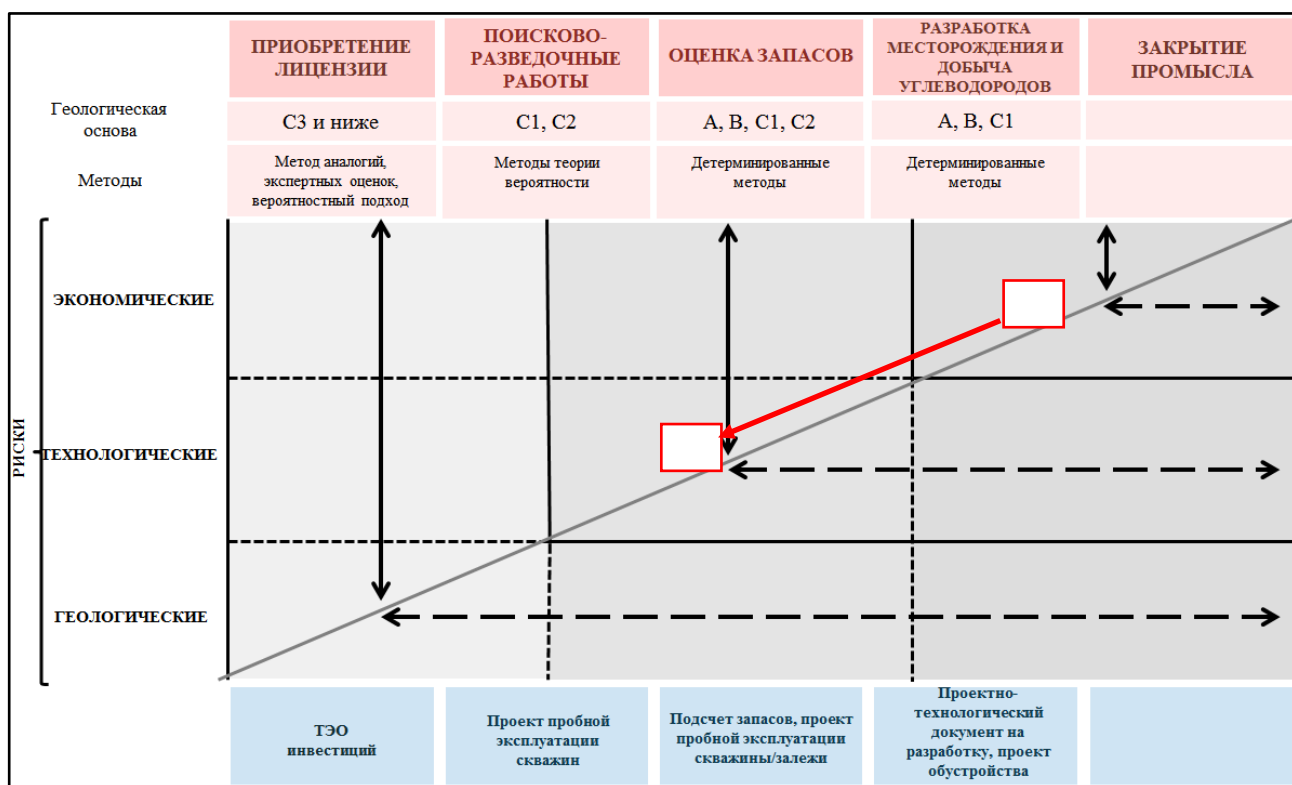



Рисунок 2.2 – Жизненный цикл Upstream-проектов (на основе статьи «Теория и практика вероятностной оценки геологических рисков и неопределенности при подготовке запасов нефти и газа» О. С. Краснова)

 – участок нового бурения на разрабатываемом месторождении.

Следовательно, эффективное освоение новых участков на разрабатываемом месторождении необходимо выполнять с учетом геологической неопределенности предполагаемой геологической модели.

2.3 Современные методы, применяемые для минимизации рисков при вводе в эксплуатацию новых участков на месторождении

Изменения геологической основы для проектирования, связанные с получением новой геолого-промысловой информации, влекут за собой необходимость актуализации или изменения проектных решений, что зачастую требует значительных временных ресурсов [11]. Параметры, определяющие геологическую модель, являются ключевыми, и возможность спрогнозировать степень их изменения, снизить границы их неопределенности является основной задачей при формировании оптимального сценария разработки месторождения, направленного на достижение максимального КИН [6, 23].

Распространенной причиной формирования нефтяными компаниями планов по добыче углеводородов не от потенциальных возможностей объектов разработки, является то, что формирование стратегии разработки осуществляется на одной геологической модели, без учета рисков неподтверждения геологической основы.

Известны следующие методические подходы (таблица 2.1) [12, 53] применяемые при обосновании схемы размещения скважин, направленные на минимизацию рисков и повышение достоверности прогноза:

- принятие ключевых решений при разработке нефтяного пласта с использованием гидродинамических моделей [30] с дальнейшим развитием их в постоянно действующие;
- бурение и сопровождение бурения скважин на кустовой площадке осуществлять с использованием «секторной модели»;
- построение геологических моделей не только интерполяционными, но и стохастическими методами;
- имитационное моделирование по методу Монте-Карло;
- построение вариативных моделей, которые представляют собой набор вероятностных моделей, различных по типам и сложности;
- использование статистических методов, таких как «datamining»;

- формирование «адаптивных систем разработки» (принципы сформулированы В. Д. Лысенко в работе «Рациональная разработка нефтяных месторождений»).

Таблица 2.1 – Применяемые методы выбора участков для размещения нового фонда скважин

Метод	Плюсы
Постоянно действующая модель	Всегда актуальные данные о текущих подвижных запасах
Актуализация ГГДМ перед началом бурения "секторная модель"	Детально проработан участок пред началом бурения новых скважин или бокового ствола.
	Оперативно учитываются новые данные
Стохастическое моделирование	Изменчивость прогноза везде одинакова. Реализация на удалении от скважины выглядит более реалистично, чем в детерминированных моделях
Метод Монте-Карло	Оказывает не только возможность, но и вероятность наступления события
	Есть возможность оценить долю влияний выбранных параметров на модель (Торнадо плот)
Вариативная модель	Набор вероятностных моделей различных по типам и сложности
Статистические методы «datamining»	На основе статистики и аналогий прогнозирует наличие запасов на участке. Наименее трудозатратен
Адаптивная система разработки (В.Д. Лысенко)	Подготовлена к возможным изменениям в соответствии с фактическим строением нефтяных пластов, обнаруженных по ходу разбуривания месторождения
	Позволяет сочетать промышленную добычу и доразведку

Постоянно действующая геолого-гидродинамическая модель (ПДГГМ) представляет собой объемную имитацию месторождения, совокупность цифровой интегрированной базы геологической, геофизической, гидродинамической и промышленной информации, рисунок 2.3. Моделирование пласта необходимо для того, чтобы получить представление о его текущем состоянии и спрогнозировать поведение при различных условиях эксплуатации. Это связано с необходимостью оценить и свести к минимуму риски по выбранному проекту добычи углеводородов. ПДГГМ непрерывно уточняется на основе новых данных на протяжении всего пе-

риода эксплуатации месторождения, что позволяет оценивать геометрическую неравномерность фильтрационных потоков от нагнетательных скважин к добывающим, подвижность вытесняющего агента, скорость перераспределения давления в пласте, планировать добычу нефти и эффективность ГТМ.

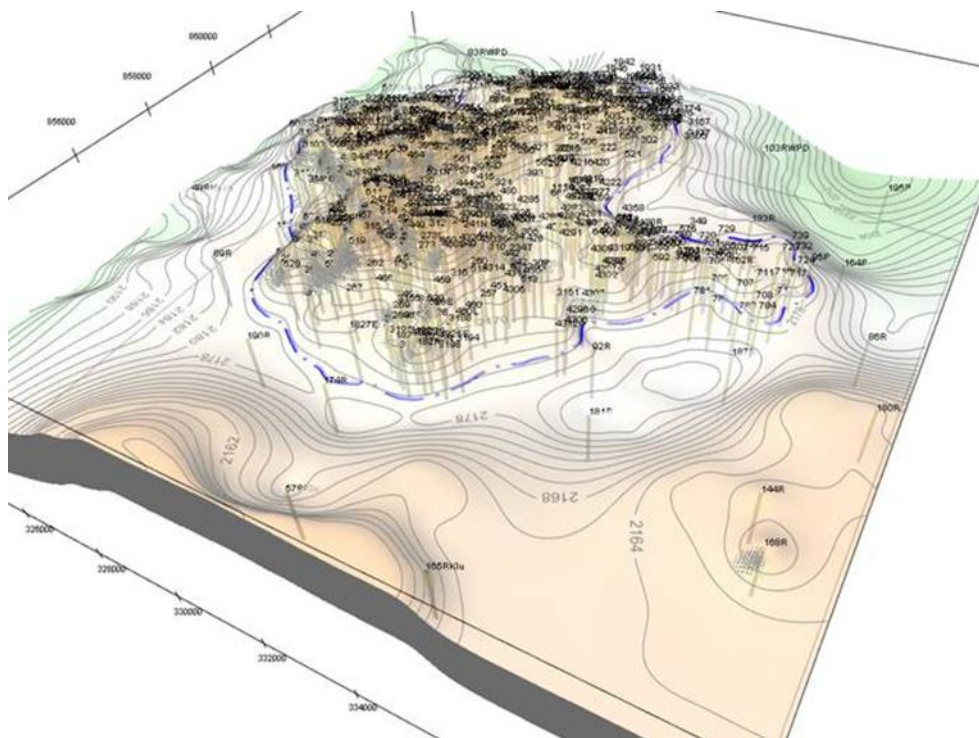


Рисунок 2.3 – Пример построения 3D модели месторождения (ПДГГДМ)

Вся полученная информация дает возможность своевременно управлять процессом заводнения, формировать рекомендации по оптимизации режимов работы скважин с целью обеспечения требуемой компенсации отборов закачкой, определять участки с невыработанными запасами для дальнейшего назначения геолого-технических мероприятий.

Преимуществом данного подхода является наличие актуальной информации о текущих подвижных запасах, возможность учета новых данных по фактическим скважинам. К недостаткам рассматриваемого метода можно отнести сам подход к построению модели – распределение геологических параметров в объеме резервуара производится интерполяционным или стохастическим методом (но и стохастическое распределение, как правило, в результате расчетов усредняется).

Таким образом, при формировании варианта разработки используется единственный детерминированный вариант геологической модели, не учитывающий

его неопределенность, заключающуюся в возможном изменении как параметрических данных, так и концептуального распространения коллектора. Под концептуальным понимается представление о геологическом строении объектов: стратиграфия, тектоника, генезис отложений, закономерности распределения фильтрационно-емкостных свойств пород и др. [18].

Применение ПДГГМ имеет максимальную эффективность на разбуренных и хорошо изученных месторождениях, при обосновании геолого-технических мероприятий на эксплуатационном добывающем и нагнетательном фонде (формирование очагов нагнетания, бурение боковых стволов, в т.ч. с горизонтальным окончанием, перевод скважин с других объектов и т.д.).

Использование «секторной модели» [31], представляет собой результат детальной актуализации ГГДМ, перед началом освоения конкретной кустовой площадки. Под задачи сопровождения эксплуатационного бурения такие модели, бесспорно, являются наиболее удобным инструментом. Они характеризуются небольшими размерами участка (рисунок 2.4), малым количеством скважин, которые ограничены областью интереса, что позволяет производить детальную проработку разреза, при этом объектом пристального внимания является не группа пластов, как при промышленном подсчете запасов, не пласт в целом (ПДГГМ), а пропласток в межскважинном пространстве.

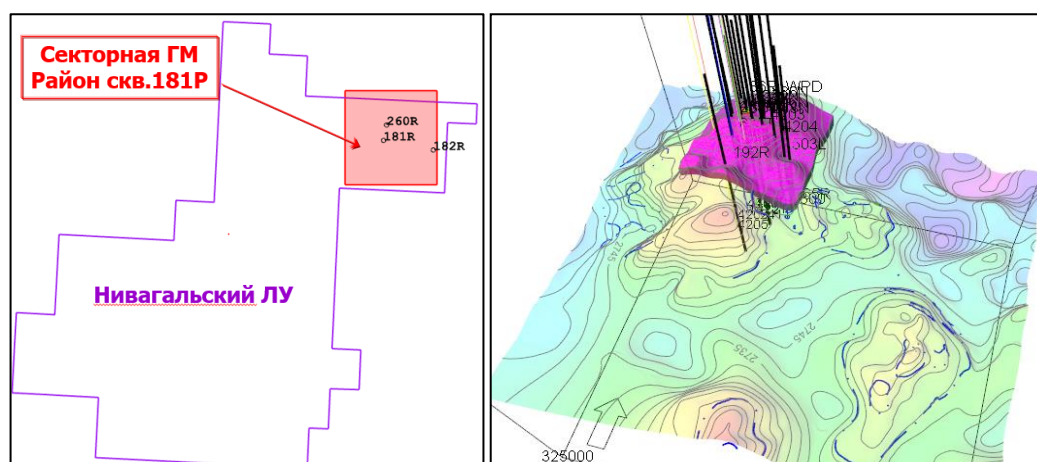


Рисунок 2.4 – Пример построения секторной 3D модели

Преимуществом данного подхода является не только детальная проработка

района на уровне анализа распределения геолого-физических характеристик пласта, но и возможность оперативного учета данных, полученных при сопровождении бурения скважин в режиме «онлайн», а также существенное уменьшение времени модельных расчетов и возможность проведения локального измельчения сетки, без значительного увеличения временных ресурсов. Это позволяет в короткие сроки воспроизвести различные как геологические, так и гидродинамические сценарии развития.

«Секторная модель» позволяет прогнозировать технологическую эффективность боковых стволов, в том числе с горизонтальным окончанием, поскольку они размещаются, как правило, в разбуренной зоне, где очень важно иметь представление о выработке запасов по разрезу.

С математической точки зрения стохастическое моделирование – вид моделирования [35], в котором закономерности, протекающие в моделируемом объекте явлений, основываются на данных наблюдений за объектом, методах теории вероятности и математической статистики, и не опираются на объективные законы [21].

Детерминированные и стохастические методы моделирования представляют собой две основных категории геостатистических подходов распределения переменных.

Отличительной чертой детерминированного метода является жестко заданная зависимость распределения рассматриваемых параметров, что в конечном итоге приводит к генерации однозначного решения, а именно одной модели распределения свойств. В свою очередь, стохастические методы позволяют в процессе моделирования варьировать заданным переменным случайным (стохастическим) образом в пределах индивидуальных вероятностей, как результат – генерация нескольких равновероятных реализаций.

Наиболее распространенным среди детерминированных методов является «кригинг». Смысл построения в данном случае заключается в расчете наиболее вероятного (наименее рискованного) распределения, основанного на исходных данных. В связи с чем вычисленное значение параметра не может значительно отличаться от соседнего значения [23].

Главное отличие между детерминированными и стохастическими методами моделирования [14] состоит в том, что детерминированные методы по мере удаления от скважин становятся все более гладкими, в то время как реализации стохастического моделирования выглядят везде одинаково (хотя оба метода воспроизводят скважинные данные).

Еще одно различие рассматриваемых методов основывается на том, что при большом радиусе вариограммы корреляция между значениями, удаленными друг от друга, лучше. В результате детерминированные методы остаются под контролем скважин достаточно долго, пока расстояние от них меньше радиуса вариограммы. С другой стороны, при малом радиусе вариограммы, детерминированные методы быстро возвращаются к среднему, в то время как реализации стохастических методов выглядят при этом довольно хаотично.

По мере того, как число реализаций становится очень большим – скажем, несколько сотен – средняя становится все ближе к тому, что дают детерминированные методы, поскольку значение показателя с каждой реализацией стремится к значению исследуемого параметра вблизи рассматриваемой скважины. Свойства рассматриваемых методов приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Сопоставление детерминированных и стохастических методов моделирования (О. Дюбрул, 2002)

	Стохастические методы	Детерминированные методы
Результат	Множество реализаций	Одна «детерминированная модель»
Свойства	Реализации отвечают скважинам, воспроизводят гистограмму, вариограмму.	Модель соответствует скважинам, минимизирует дисперсию ошибки
Вид	Хаотичный	Гладкий
Точки данных	Изменчивость прогноза везде одинакова. Местонахождение точек данных определить нельзя.	По мере удаления от точек данных прогноз приближается к тренду. Точки данных заменить можно.

Стохастические модели при удалении от скважин выглядят реалистичнее большинства детерминированных моделей, которые слишком сглажены.

Имитационный анализ по методу Монте-Карло позволяет устанавливать вероятности изменения оцениваемых параметров, что способствует более эффективному принятию решений в положении неопределенности.

Метод Монте-Карло – группа численных методов для изучения случайных процессов, основанных на расчете многократных реализаций с использованием генератора случайных чисел.

При использовании метода Монте-Карло появляется возможность оценки рисков с помощью воспроизведения возможных сценариев. В процессе создания подобных моделей каждая переменная, имеющая неопределенность значений, представляется как диапазон значений с распределением вероятности их появления. Далее последовательно выполняются многократные расчеты, при этом всякий раз используется новый набор стохастических значений функции вероятности. Чем больше задано переменных и чем шире диапазон их изменения, тем большее количество расчетов требуется для завершения математического моделирования (в отдельных случаях количество итераций достигает тысячи или десятки тысяч). Многочисленные расчеты необходимы для получения в достаточной степени представительной выборки.

Методом Монте-Карло возможно оценить и вариации запасов углеводородов. Для этого необходимо каждой переменной, входящей в формулу подсчета запасов, задать вероятный диапазон изменения значений, а также тип статистического распределения (нормальное, логнормальное, равномерное и т.д.), что, как правило, определяется экспертным путем.

На основании заданных входных данных моделируются всевозможные значения подсчетных параметров. Далее посредством перемножения полученных случайных величин производится результирующий расчет распределения возможной величины запасов нефти или газа, который представлен в виде гистограммы нормального распределения (рисунок 2.5), где по оси X приведена величина запасов, а по оси Y вероятность появления данной величины.

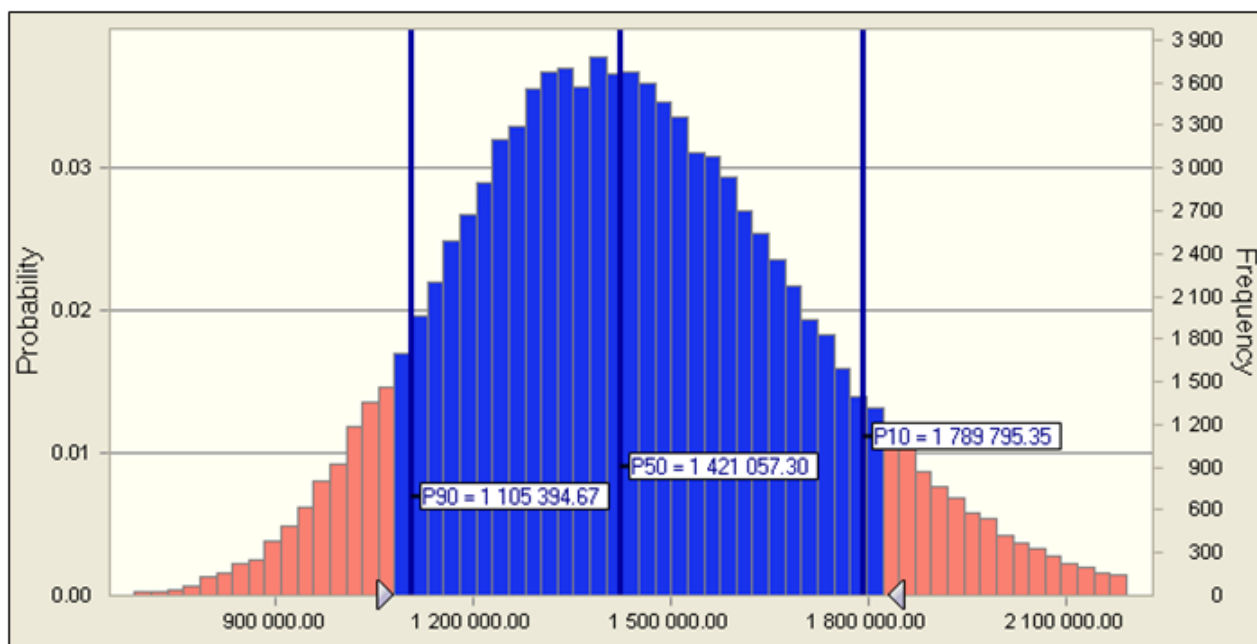


Рисунок 2.5 – Схематичное распределение запасов нефти, полученное методом Монте-Карло (расчет в статистической программе Crystal Ball)

Неотъемлемым преимуществом метода Монте-Карло в сравнении с детерминированными расчетами является возможность вероятностной оценки наступления событий (появления того или иного значения варьируемого параметра).

Статистические методы, в совокупности с машинным обучением, искусственным интеллектом и носят общее название «Data Mining». Данные методы являются лишь поверхностной экспресс-оценкой определения параметров. Но сам по себе метод не является достоверным и не учитывает возможность принятия решений по скважине (интервал проводки горизонтального участка, проведение перфорации и так далее), а также не обеспечивает возможность сопровождения проводки горизонтального участка скважины в процессе бурения.

Адаптивная система разработки нефтяного пласта, предложенная В.Д. Лысенко, разработана для мелких нефтяных месторождений, которые преимущественно характеризуются низкой степенью изученности и высокими рисками при вводе в эксплуатацию.

Адаптивная система сочетает в себе промышленную добычу нефти и доразведку нефтяных пластов, что в условиях неопределенности позволяет уменьшить количество неэффективных скважин. Система готова к возможным изменениям геологического строения пласта в процессе разбуривания.

Представленная система состоит из пяти основных компонентов:

- применение квадратных сеток скважин из одного дихотомического ряда (плотность сетки 8, 16, 32, 64, 128 га/скв.), которые получают за счет последовательного разряжения в два раза. На этапе проектирования выбирается базовая сетка скважин, с учетом технико-экономических расчетов, и далее формируется из стандартных квадратных сеток стандартного дихотомического ряда.

- объединение пластов в эксплуатационные объекты разработки – при увеличении среднего дебита нефти на скважину и отборе утвержденных извлекаемых запасов нефти;

- рассредоточенное заводнение – изначально проектируется по обращенной 9-точечной системе, а реализуется как избирательное, с учетом геологического строения пласта, полученного по результату эксплуатационного бурения, то есть реализуется избирательная система заводнения;

- закачка воды осуществляется индивидуально в каждую нагнетательную скважину, что позволяет обеспечивать необходимую компенсацию и, при необходимости, индивидуально повышать или понижать давление нагнетания.

- разбуривание осуществлять от центра к краям залежи, то есть от известного к неизвестному. При этом бурение осуществляется в следующем порядке. Сначала бурится центральная нагнетательная скважина, затем вершины квадрата по пяти-точечной системе, по результату производится уплотнение до девятиточечной системы (рисунок 2.6).

Адаптивная система позволяет в процессе ввода участка в разработку при получении информации от ранее пробуренных скважин оптимизировать сетку скважин и систему разработки, переходя от базовой площадной системы к избирательной. То есть, в районах больших нефтенасыщенных толщин сетка плотнее первоначально планируемой, а в местах меньших нефтенасыщенных толщин сетка скважин разряжена относительно плановой. Система поддержания пластового давления формируется после разбуривания участка, с учетом полученной конфигурации залежи (участка залежи) и особенностей геологического строения пласта (по результату корреляции скважин).

Применение в работе вышеописанных подходов позволяет снизить риски, но использование единственного варианта при освоении участка на разрабатываемом объекте, который не учитывает возможное изменение геологического строения, может привести к потерям добычи нефти [7, 8].

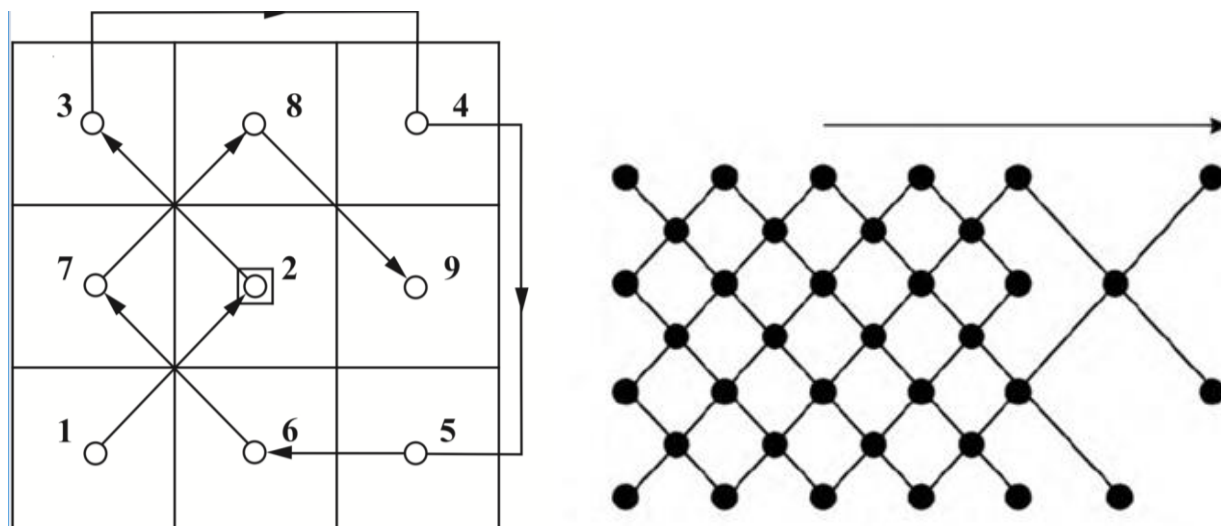


Рисунок 2.6 – Схема сгущения сетки скважин по направлению разбуривания

Ниже приведены два примера освоения участков на разрабатываемом объекте. По обоим участкам перед началом освоения были выполнены стартовые геологические модели, а бурение велось по адаптивному подходу. Оба участка находятся в промышленной категории запасов В1.

Участок 1

Промышленная нефтеносность участка связана с тюменской свитой среднеюрских отложений. Проектными решениями действующего ПТД предусмотрено бурение новых скважин по сетке 600×600 м в толщинах менее 4 м, система заводнения - очагово-избирательная.

На момент разбуривания кустовой площадки в 2018 году, для минимизации геологических рисков, была выполнена актуальная секторная ГГДМ участка бурения. В качестве геологической основы для 3D моделирования были использованы материалы утвержденного подсчета запасов с учетом новых данных, полученных в результате бурения скважин и эксплуатации фонда. Модель детерминированная.

После утверждения проектно-технологического документа новых геологиче-

ских знаний по участку не получено, поэтому выполненные работы по актуализации модели подтвердили представление о геологическом строении данного участка.

В целом, участок характеризовался следующими параметрами: средняя эффективная нефтенасыщенная толщина – 3,8 м, проницаемость – 12,3 мД. Освоение участка предусматривалось вводом шести наклонно-направленных скважин (рисунок 2.7). Освоение участка началось со скважины № 5915. По скважине произошло увеличение нефтенасыщенной толщины – 7,8 м при проектной – 2,6 м.

После ввода всех запланированных скважин по участку Ннн – 11,8 м, при плане 3,8 м, Кпр – 27 мД, при плане – 12 мД. Средний дебит нефти – 35 т/сут при плане 18 т/сут. На участке был дополнительно размещен проектный фонд скважин, но освоение участка продолжено только через два года, после получения разрешительной документации и расширения кустового основания (рисунок 2.8).

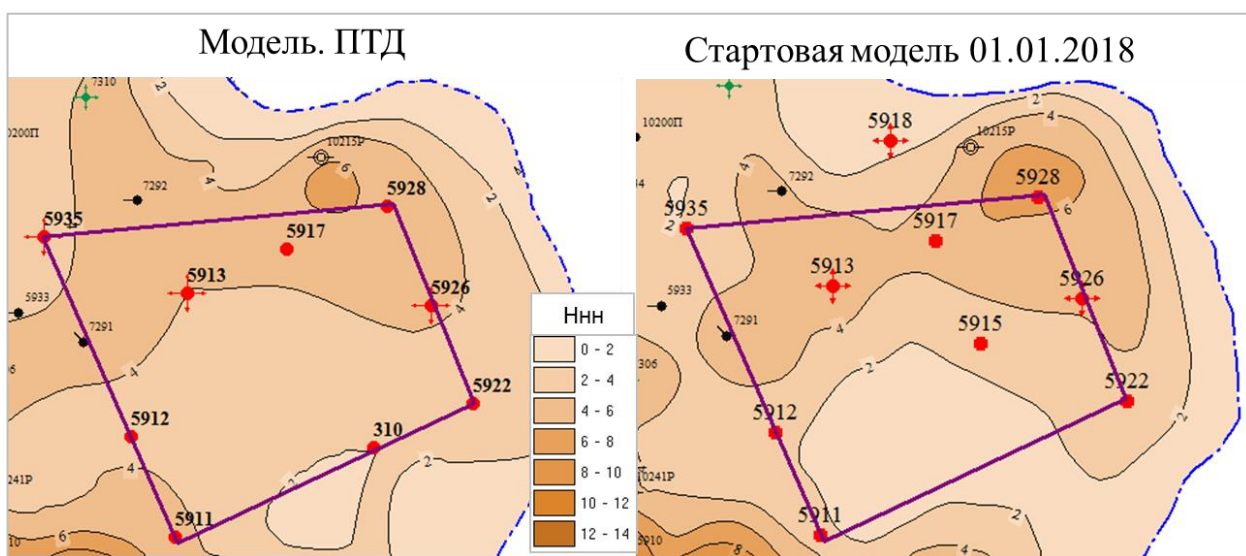


Рисунок 2.7 – Стартовая модель участка

При наличии нескольких вариантов освоения участка с использованием альтернативных моделей и своевременной оптимизации проектных решений, накопленная добыча нефти могла быть больше 200 тыс. т нефти. Результаты расчета освоения участка без остановки в два года и уплотнения сетки скважин до 27 га/скв представляет рисунок 2.9.

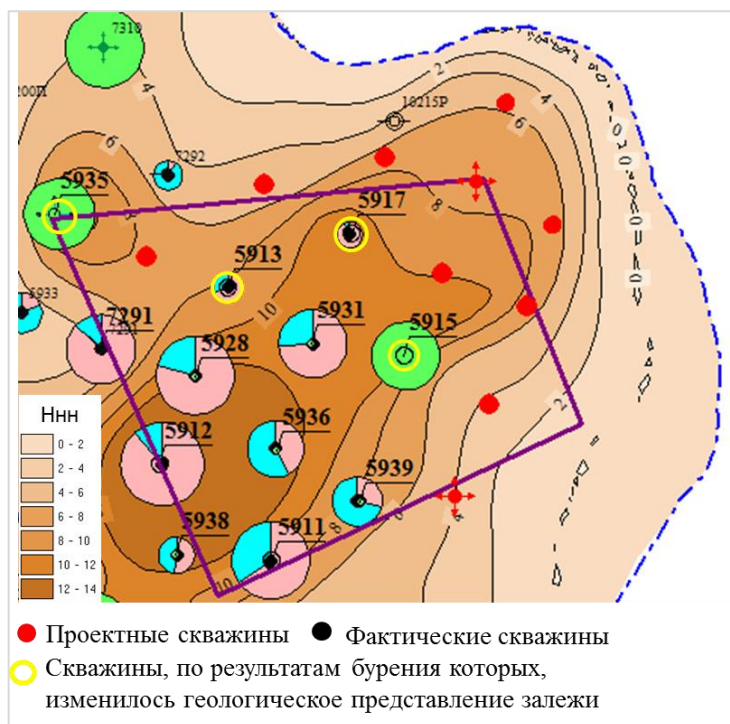


Рисунок 2.8 – Модель участка после освоения

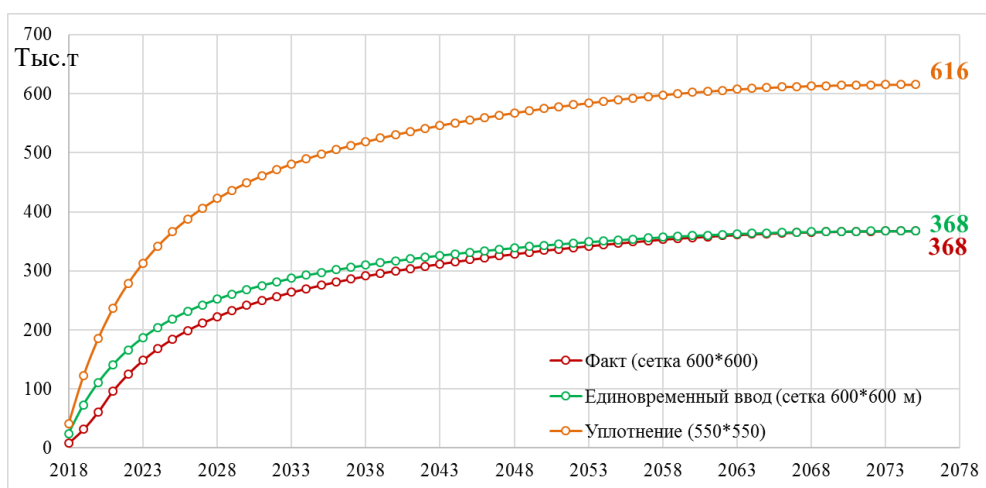


Рисунок 2.9 – Динамика накопленной добычи нефти по участку 1

Участок 2. Планировалось освоение по избирательной системе заводнения, расстояние между скважинами 600 м (рисунок 2.10). Первые скважины пробурены по разреженной сетке, получено неподтверждение насыщения коллектора и сокращение нефтенасыщенных толщин (таблица 2.3, рисунок 2.10).

Далее пробурено еще несколько наклонно-направленных скважин, геолого-физические параметры которых также оказались ниже плановых. Отсутствие рентабельного сценария ввода участка в эксплуатацию в новых геологических условиях привело к остановке бурения.

Таблица 2.3 – ГФХ участка 2 до и после разбуривания

Параметр	Участок 2		Разница, д. ед.
	Модель		
	Стартовая	Факт	
Ннн, м	6	4	-2
Кнн, д. ед.	0,506	0,480	-0,026
Кр, д. ед.	0,17	0,17	0
Кпр, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²	20	11	-9
Qизвл на скважину, тыс. т	30	16	-14

Освоение участка оказалось убыточным, по результату актуализации модели участка ожидаемая добыча нефти составила 176 тыс. т (12 тыс./скв.), при первоначальном плане – 425 тыс. т или 41 тыс. т/скв., рисунок 2.11.

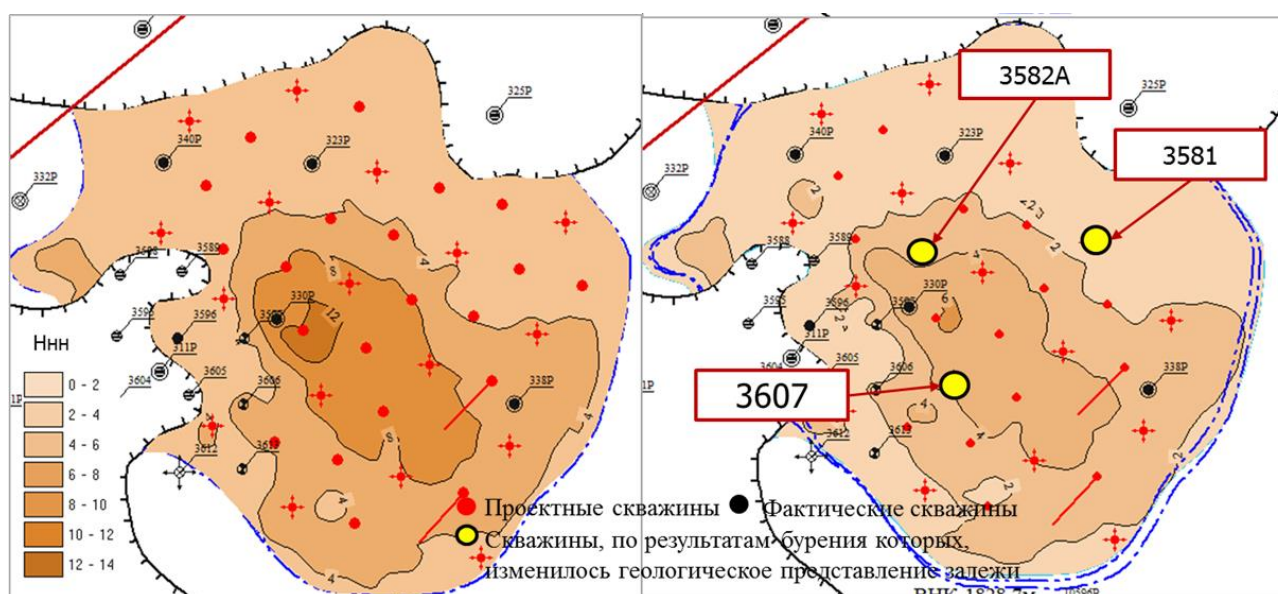


Рисунок 2.10 – Пример изменения геологического строения в худшую сторону.
Участок 2

Изменение геологической основы в процессе ввода в эксплуатацию неосвоенных участков на разрабатываемом объекте является стандартной ситуацией в современных условиях. При этом, с учетом ухудшения текущей структуры запасов и ввода все более сложных, с геологической точки зрения, участков (как по степени изученности, так и по структуре запасов), изменение представления о структуре запасов в процессе освоения участка будет встречаться все чаще.

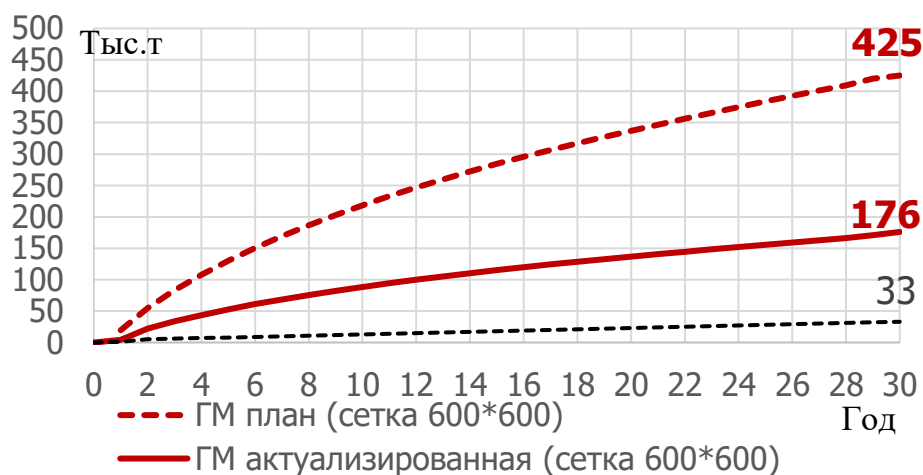


Рисунок 2.11 – Динамика накопленной добычи нефти по участку 2

2.4 Выводы к разделу

Современные методы, применяемые для минимизации рисков при вводе в эксплуатацию новых участков на разрабатываемом месторождении, направлены на детализацию геологической модели участка [20], что позволяет сузить границы неопределенности данных и повышает качество прогноза. Но обоснование схемы размещения новых скважин на участке, не вовлеченном в разработку, с учетом установленной геологической изменчивости в разбуренных частях эксплуатационного объекта сегодня не выполняется по причине существенного времени на проработку огромного объема данных.

Отсутствие заранее проработанного сценария освоения нового участка на эксплуатационном объекте, находящемся на поздней стадии разработки, ведет к технологическим (снижение КИН) и экономическим потерям.

На разрабатываемых объектах риск неподтверждения геологического строения осваиваемого участка связан с геологическими параметрами, от которых зависят эффективные нефтенасыщенные толщины.

На разрабатываемом месторождении можно в значительной степени сократить геологическую неопределенность, исходя из фактически полученных результатов по пробуренным скважинам объекта.

3 МЕТОД КОРРЕКТИРОВКИ ПРОЕКТНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕОСВОЕННОГО УЧАСТКА НА ОБЪЕКТЕ, НАХОДЯЩИМСЯ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ

3.1 Выбор наиболее приоритетного участка для освоения на эксплуатируемом нефтяном объекте

Известно, что в активную разработку, по эксплуатируемым месторождениям, находящимся в Западной Сибири, введено от 60 % до 80 % нефтеносных площадей. Наиболее продуктивные части залежей в основном освоены, остаются либо краевые зоны, либо участки со слабой изученностью.

Такие участки характеризуются высокой степенью геологической неопределенности. Учитывая разную степень изученности неосвоенных участков, на первом этапе при планировании ввода в разработку новых участков на разрабатываемых объектах необходимо выполнять ранжирование их по степени изученности и по качеству запасов углеводорода [4]. Это позволит выбрать наиболее уверенные участки, а также составить программы доизучения по участкам с повышенными геологическими рисками.

Учитывая, что речь идет о разрабатываемом месторождении, то геологические риски новых участков будут связаны с: неподтверждением структуры; ВНК; нефтенасыщенными толщинами; проницаемостью; выработкой запасов по участку; работой окружающих скважин. Законодательные ограничения, водоохранная территория, населенный пункт, родовые угодья, реки, озера учитываются отдельно и несут запретительную функцию.

Таким образом, выделено восемь геолого-промысловых факторов, максимально влияющих на прогнозную эффективность:

1. Сейсморазведочные работы – 2D работы; 3D работы на уровне структурных построений; 3D работы с прогнозом ФЕС пласта, МОГТ, определение импеданса.

2. Подтверждаемость структурного каркаса по ранее введенным в разработку эксплуатационным скважинам на объекте разработки;

3. Подтверждаемость и обоснованность наличия ВНК по эксплуатационным скважинам на объекте разработки – сложная поверхность ВНК – изменение уровня ВНК на отдельных участках залежи выше или ниже среднего значения характерно для пластов со значительной литологической изменчивостью и распространением залежи по площади;

4. Подтверждаемость нефтенасыщенных толщин по эксплуатационным скважинам на объекте разработки – распределение по эффективным нефтенасыщенным толщинам (по данным геологических моделей);

5. Результаты испытания и эксплуатации разведочных скважин (при удалении от разбуренной зоны) – отсутствие испытаний – отсутствие испытаний по планируемому объекту, либо отсутствие поисково-разведочных скважин в рассматриваемом районе; наличие испытаний/ переиспытаний; пробная эксплуатация поисково-разведочных скважин; промышленная эксплуатация окружающих скважин.

6. Выработка запасов – оценивается степень выработки запасов окружающими скважинами: высокая выработка – более 40 тыс. т на одну скважину; средняя выработка – от 10 до 40 тыс. т на одну скважину; незначительная выработка – менее 10 тыс. т на одну скважину.

7. Расчетные извлекаемые запасы, приходящиеся на одну проектную скважину.

8. Текущий дебит жидкости и обводненность по соседним работающим скважинам и на момент остановки по неработающим.

Сведенные геолого-технологические факторы, которые имеют максимальное влияние на прогнозные показатели по новым скважинам представлены ниже (таблица 3.1). Каждому фактору присваиваются коэффициенты, произведение которых определяет качественную оценку готовности участка к эксплуатационному бурению.

По результату ранжирования рисков необходимо составлять программу ме-

роприятий для их минимизации, которая должна включать проведение С/О-каротажа, опережающие ГТМ, такие как перевод скважин, выполнивших свое проектное назначение на целевом объекте, бурение боковых стволов, определение текущего пластового давления, контура питания скважин и т.д.

Таблица 3.1 – Критерии для выделения минимально рискованных участков для бурения на разрабатываемых месторождениях

Геолого-промысловый фактор	Коэффициент		
	2D работы (3 – балла)	3D структурные построения (2 – балла)	3D с прогнозом ФЕС (1 – балл)
Подтверждаемость ВНК по фактическим скважинам залежи (+/- 5 м)	<50% (3 – балла)	<80% (2 – балла)	>80% (1 – балл)
Подтверждаемость структуры по фактическим скважинам залежи (+/- 3 м)	<50% (3 – балла)	<80% (2 – балла)	>80% (1 – балл)
Изменение Ннн по фактическим скважинам залежи	более 6 м (3 – балла)	4-6 м (2 балла)	2-4 м (1 – балл)
Результаты эксплуатации и испытания разведочных скважин (при удаленности от разбуренной зоны)	ГИС (3 – балла)	Испытание (2 – балла)	Длительная отработка (1 – балл)
Отбор по соседним скважинам, шаг сетки, тыс. т/скв.	>40 тыс. т/скв. (3 – балла)	10-40 тыс. т/скв. (2 - балла)	≤10 тыс. т /скв. (1 – балл)
Извлекаемые запасы на проектную скважину	<20 тыс. т/скв. (3 – балла)	20-30 тыс. т/скв. (2 – балла)	>30 тыс. т/скв. (1 – балл)
Текущая обводненность соседних скважин, %	>80 % (3 – балла)	30-80 % (2 - балла)	≤30 % (1-балл)

Результатом проведения анализа и классификации является выбор участков, по которым значение произведения коэффициентов минимально. Произведение коэффициентов дает значение от единицы до 6561. При результате от единицы (произведение критериев по которым присвоен один балл) до 256 (произведение критериев по которым присвоено два балла) участок переходит на следующий этап ра-

бот, где будет решаться более сложная задача – построение модели с учетом геологической и гидродинамической неопределённости.

Если результат выше, участок требует доизучения, по параметрам, где коэффициент больше двух, например, наличие только 2D сеймики и отклонение фактически пробуренных скважин от планового значения кровли пласта на +/-минус 5 м, более чем в 50 % случаях значительно расширяет диапазон неопределенности, что в конечном итоге негативно скажется на результате бурения скважин.

3.2 Метод построения многовариантной геологической основы неразбуренной зоны нефтяной залежи с применением интерпретации геолого-геофизических параметров разрабатываемой ее части

Качество технологических решений, которые принимаются на основе ГГДМ, зависит от их способности спрогнозировать изменчивость геологической основы еще не вовлеченных в активную разработку участков. Решения о вводе этих участков в разработку, даже на разрабатываемых месторождениях, принимаются в условиях значительной геологической неопределенности. Погрешность входных данных на базе которых строится модель пласта ведет к большой погрешности самой модели, особенно в межскважинном пространстве, и как следствие к усложнению модели [5]. Поэтому анализу неопределенности придается всё большее значение [28]. В то же время принцип математического моделирования сложных объектов, можно сформулировать как «Модель должна быть настолько простой насколько это возможно и, настолько сложной насколько это необходимо».

Можно выделить два вида неопределенности прогнозного строения участка:

- концептуальная, когда меняется геологическая концепция строения участка (наличие либо отсутствие русел, разломов и т.д.), в этом случае проектное решение по участку может не соответствовать фактически полученной геологической основе и тогда отклонения по дебитам нефти и жидкости могут отличаться на порядок;

- параметрическая, когда изменения касаются только величины геологических параметров, в этом случае отклонения по дебитам нефти и жидкости отличаются не так значительно.

Цель вариативного моделирования – это попытка спрогнозировать возможность наилучшего и наихудшего развития событий, на основе которых произвести оценку потенциальных геолого-технологических рисков при освоении нового участка.

Современные методы не предусматривают применение вариативных моделей при освоении новых участков на разрабатываемых объектах, в основном, вариативное моделирование применяется на начальных стадиях изученности месторождений и объектов разработки, при этом работы выполняются с использованием метода аналогий на значительных по площади территориях [9].

В данной работе есть два принципиальных отличия:

1. Вариативное моделирование ведется на небольших по площади участках эксплуатируемого объекта на 3Д геолого-гидродинамической модели.
2. Оценка диапазона неопределенности входных данных осуществляется путем анализа их фактической изменчивости по пробуренным скважинам на уже освоенных участках залежи.

В данном методе для выбора варианта освоения участка залежи используется не утвержденная (детерминированная), а многовариантная основа. В ГГДМ используется не детерминированная, фиксированная оценка параметров, а диапазон их возможных значений.

Согласно классификации SPE, в ГГДМ реализуются три сценария развития геологического строения: пессимистический (P90) – запасы нефти подтверждаются с вероятностью 90 %, базовый (P50) – запасы подтверждаются на 50 % и оптимистический (P10) – подтверждаемость 10 %.

На разрабатываемом месторождении геологическая неопределенность по неосвоенному участку связана в большей мере со структурным фактором, уровнем ВНК, погрешностью сейсмических данных при обосновании эффективных тол-

щин. В меньшей степени с нефтенасыщенностью и открытой пористостью, в основном в коллекторах с ухудшенными ФЕС.

При создании вариативных моделей на неосвоенных участках разрабатываемых месторождений, в основном, варьируемые геологические параметры связаны с обоснованностью эффективной нефтенасыщенной толщины. В то же время, чем хуже ФЕС коллектора, тем большее влияние на запасы нефти по участку может оказывать изменчивость нефтенасыщенности и открытой пористости коллектора.

Следовательно, для каждого нефтяного пласта, необходим индивидуальный подход при выборе варьируемых параметров для построения вариативных моделей по выбранному участку. Например, объект разработки группы «А» состоит из двух пластов алымской и ванденской свит, которые отличаются различными условиями осадконакопления, неопределенность связана с наличием русловых тел, положением ВНК и меньше зависят от начального насыщения и ФЕС. Для объектов «Ю» васюганской свиты неопределенность связана со структурным фактором, положением ВНК (высота переходной зоны), направлением естественной трещиноватости коллектора и т.д.

Рассмотрим примеры задания коридора параметрической и концептуальной неопределённости.

Пример № 1. Параметрическая неопределённость по структурному фактору (рисунок 3.1). Учет погрешности данных 3D сейсморазведки по выбранному объекту с учетом фактически пробуренных скважин рассчитывается путем сопоставления прогнозной стратиграфической кровли [13] и фактических отбивок по скважинам (выборка порядка 90 скважин).

Исходя из того, что диапазон значений находится в коридоре от минус 5 до 6 м, он и был принят как коридор неопределенности кровли коллектора.

Таким образом, исходя из опыта бурения 90 скважин на данном пласте, на неосвоенном участке невязки отбивок по новым скважинам попадут в такой же диапазон относительно сейсмоосновы.

Пример № 2. Параметрическая неопределенность по ВНК. Для оценки кори-

дора неопределенности положения водонефтяного контакта в районе нового бурения, по фактически пробуренным скважинам на объект была составлена гистограмма значений (рисунок 3.2), диапазон изменчивости ВНК для большинства скважин: от минус 1817 м до минус 1820 м (среднее значение - минус 1818 м). Таким образом, для положения ВНК закладывается коридор неопределенности: от минус 1817 м до минус 1820 м.

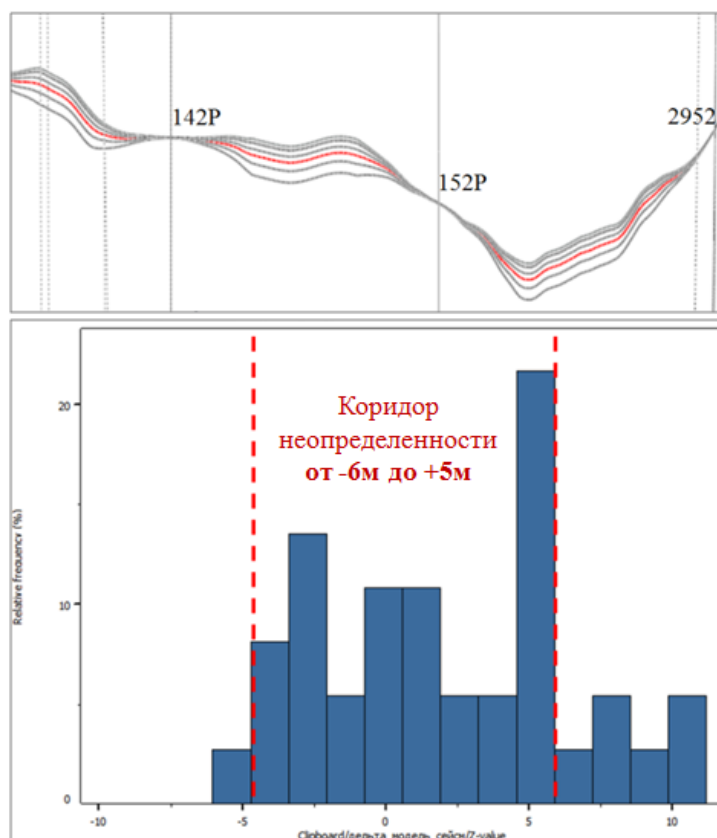


Рисунок 3.1 – Возможные положительные и отрицательные вариации кровли пласта АВ₂ (красным цветом – базовый горизонт)

Пример № 3. Концептуальная неопределенность по наличию либо отсутствию русловых тел. Задается изменением коэффициента степени доверия сейсмическому тренду, отображающему русловые и пойменные отложения. Задается условие, при котором при степени доверия тренду - 0, распределение коллектора в межскважинном пространстве опирается только на данные бурения; при степени доверия тренду, равной единице (100 %) – на данные бурения с полным учетом сейсмического тренда в межскважинном пространстве.

Созданное в ГГДМ русловое тело повторяет существующий в природе аналог

(рисунок 3.3). Экспертно на участке принят коэффициент изменения степени доверия тренду от 0,2 до единицы, при среднем значении – 0.7. Оценка коридора изменчивости основана на статистическом и геолого-промысловом анализе, а также на качественной и количественной оценке подтверждаемости тренда на разбуренных ранее участках месторождения, на опыте учета сейсмических атрибутов на соседних месторождениях. Фактически реализован принцип переноса неопределенности с разбуренной зоны, полученной через фактические скважины, на неосвоенную часть этого же пласта.

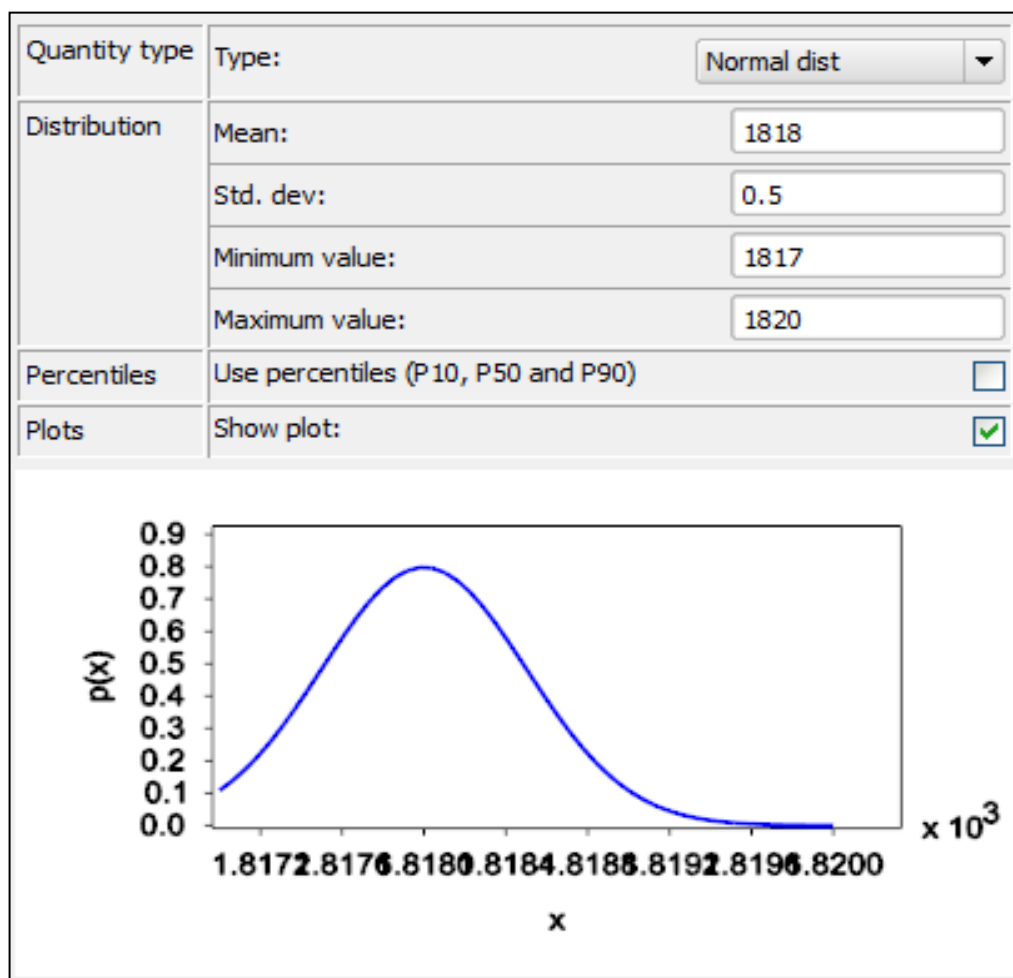


Рисунок 3.2 – Пример распределения значений водонефтяного контакта

Таким образом, по объекту выбираются параметры, которые оказывают наибольшее влияние на ГГДМ через сопоставление результатов геофизических данных с результатами фактически пробуренных скважин. Строятся гистограммы отклонений скважинных данных от замеренных геофизическими методами, то есть получаются «коридоры неопределенности» параметра. Далее строятся модели P10

(максимальны отклонения в большую сторону), P50 (среднее значение параметров) и P10 (максимальное отклонение всех параметров в меньшую сторону).

Суть метода заключается в переносе на новые участки основных геолого-геофизических характеристик, свойственных эксплуатируемой зоне пласта, путем задания коридора с границами, подтвержденными фактически пробуренными скважинами на данном пласте.

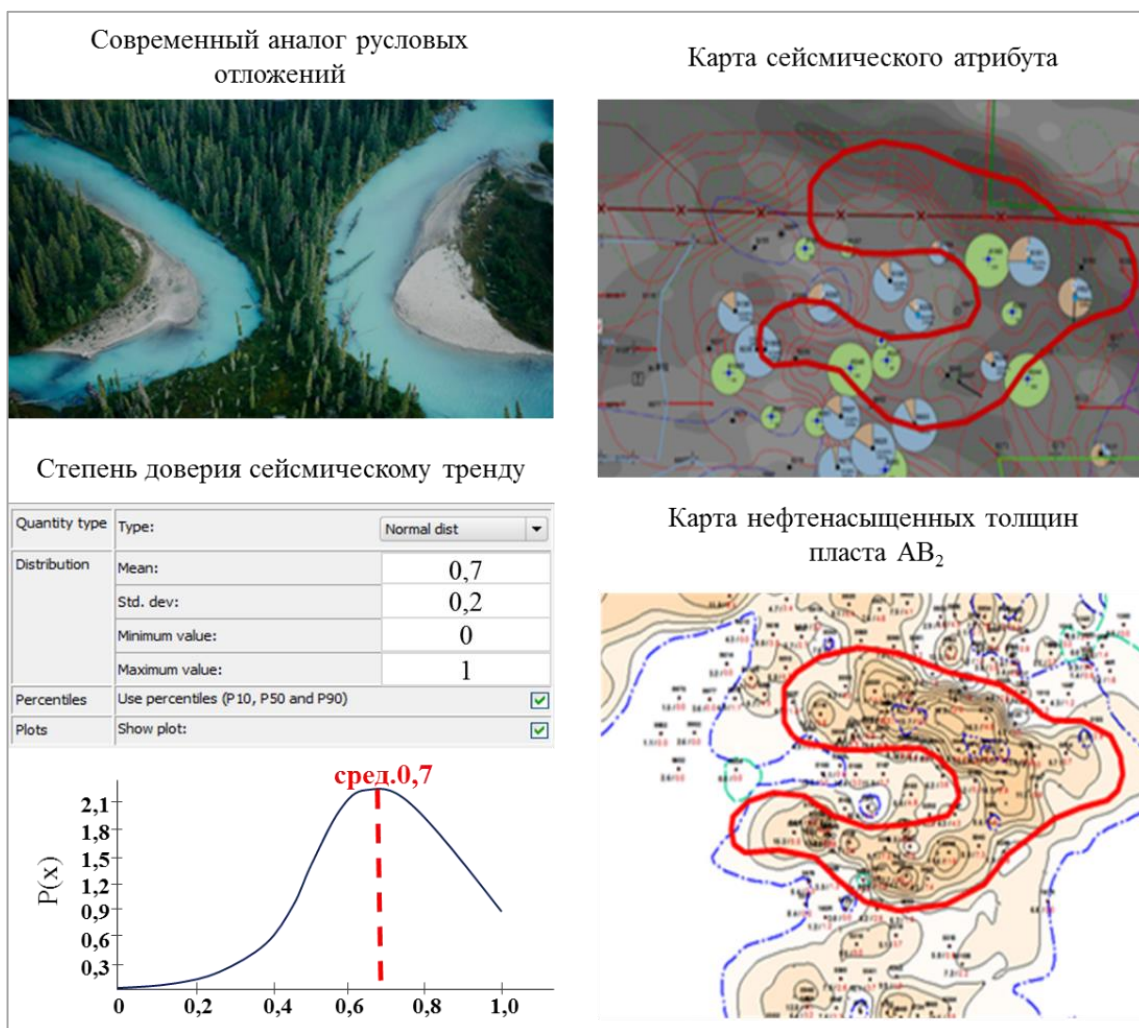


Рисунок 3.3 – Степень доверия сейсмическому тренду

3.3 Формирование вариантов разработки в условиях геологической неопределенности

После выбора перспективного для освоения участка и построения вариативных моделей, выполняется оптимизация проектных решений по каждому участку,

который запланирован для ввода в эксплуатацию.

Формирование вариантов разработки предполагает применение различных систем разработки и способов заканчивания скважин, методов повышения нефтеотдачи. Размер участка должен соответствовать площади, на которой можно разместить от одной до трёх кустовых площадок.

За базовый принимается вариант, утверждённый в проектно-технологическом документе. Все последующие варианты направлены на оптимизацию проектных решений по данному конкретному участку.

Варианты должны обеспечивать:

– достижение максимального коэффициента извлечения нефти (КИН):

$$\text{КИН} = \frac{Q_{\text{геол}}}{Q_{\text{извл}}}, \quad (3.1)$$

где $Q_{\text{геол}}$ – геологические запасы участка (тыс.т.); $Q_{\text{извл}}$ – накопленная добыча нефти по участку (твс.т.);

– оптимальную плотность сетки скважин (S_c) га/скв., с учетом лучших практик, применяемых по региону:

$$S_c = \frac{S}{n}, \quad (3.2)$$

где S – площадь участка (км^2) (n – количество скважин, планируемых к бурению).

– максимальное значение параметра Крылова ($N_{\text{кр}}$):

$$N_{\text{кр}} = \frac{N}{t}, \quad (3.3)$$

где N – накопленная добыча нефти по варианту (тыс.т.); t – количество скважин, планируемых к бурению (шт).

Проектирование разработки участка выполняется с учётом особенностей геологического строения и ФЕС участка, диапазона изменчивости выбранных геологических параметров, учтённых в вариативных ГГДМ. Если по участку геологическая неопределенность носит концептуальный характер, то формирование вариантов разработки должно иметь отличные подходы, чем по участкам где геологическая неопределенность носит параметрический параметр.

При наличии по участку концептуальной неопределенности геологического

строения, варианты формируют так, чтобы был предусмотрен переход к той или иной концепции геологического строения участка. При этом первые скважины к бурению выбираются на стыке концепций, по результату бурения которой ожидается получить геологическую информацию, для принятия решения по дальнейшей стратегии разбуривания.

Для примера рассмотрим выбор оптимального варианта разработки на объекте АВ₁₋₂, который состоит из двух пластов АВ₁³ (алымская свита) и АВ₂ (ванденская свита), отличающихся геолого-физическими характеристиками (таблица 3.2) и объединённых в единый объект разработки. Пласт АВ₁³ формировался в мелко-водно морских условиях, является выдержанным по площади, пласт АВ₂ формировался в континентальных условиях и представлен русловыми телами, соответственно продуктивность пластов отличается в десятки раз.

Исходя из геологического строения пластов, а именно: высокая проницаемость и большая площадь водонефтяной зоны по пласту АВ₂; низкая проницаемость, небольшие нефтенасыщенные толщины по пласту АВ₁³, варианты разработки объекта должны быть адаптированными к наличию в разрезе пласта АВ₂ или его отсутствию.

Таблица 3.2 – Геолого-физическая характеристика пластов АВ₁³ и АВ₂

Параметры	Размерность	Продуктивные пласты	
		АВ ₁ ³	АВ ₂
Тип залежи		пластово - сводовая	
Тип коллектора		Терригенный, поровый	
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	3,8	6,2
Коэффициент пористости	д. ед.	0,221	0,237
Коэффициент нефтенасыщенности пласта	д. ед.	0,472	0,522
Проницаемость	мкм ²	0,023	0,233
Коэффициент песчанности	д. ед.	0,585	0,420
Расчлененность	ед.	2	5
Начальное пластовое давление	МПа	18,3	18,9

Учитывая погрешность сейсмических исследований, определение ВНК, зону Фринеля при определении русловых отложений, по планируемому к бурению

участку возможно концептуальное отличие геологической основы от утвержденной в подсчете запасов, а именно отсутствие или наличие в разрезе нефтенасыщенного пласта АВ₂.

Исходя из этого, построены вариативные геолого-гидродинамические модели Р10, Р50 и Р90 по каждой из возможных концепций геологического строения. Всего по участку, в случае концептуальной неопределенности, выполняется шесть геолого-гидродинамических моделей. Исходя из геологических особенностей пластов, по каждой модели сформированы различные варианты разработки.

При наличии в разрезе пласта АВ₂ выбран лучший вариант, предусматривающий освоение участка горизонтальными скважинами длиной 250 м, с расстоянием между скважинами 500 м, с формированием трехрядной системы разработки, с отработкой на нефть нагнетательных скважин (рисунок 3.4).

Для варианта с отсутствием пласта АВ₂ оптимальный вариант предусматривает освоение участка с помощью горизонтальных скважин длиной 500 м, с ответвлениями или проведением МГРП в чисто нефтяной зоне, с формированием однорядной системы заводнения (рисунок 3.5).

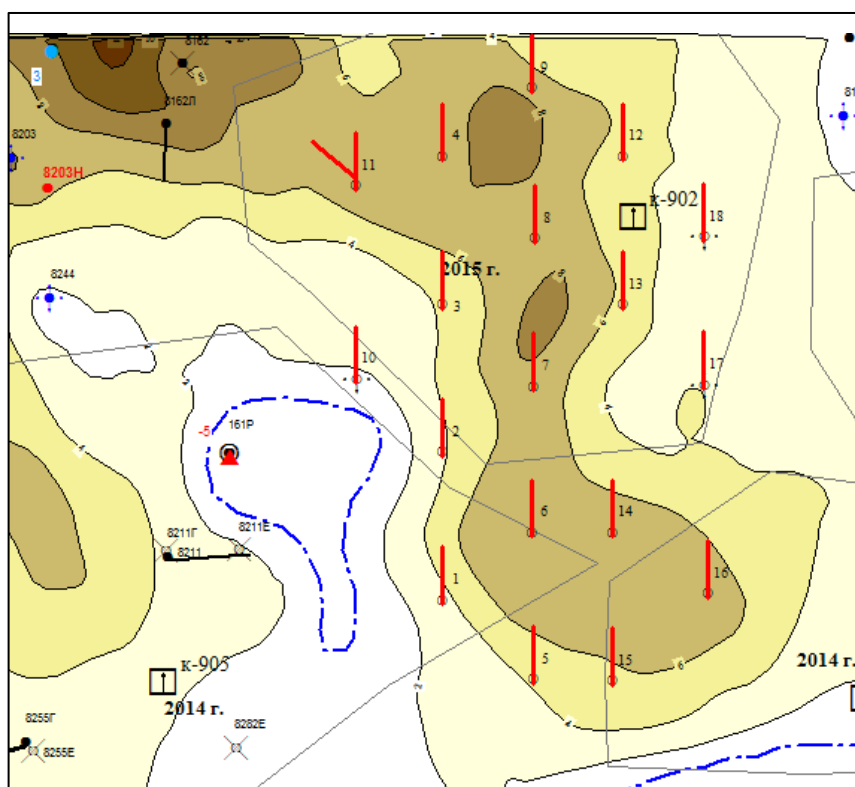


Рисунок 3.4 – Вариант с наличием в разрезе пласта АВ₂

нефтеизвлечения по участку. Варианты формируются независимо от проектного варианта разработки и отличаются плотностью сетки скважин, способом заканчивания, изменением длины горизонтального участка, системой разработки.

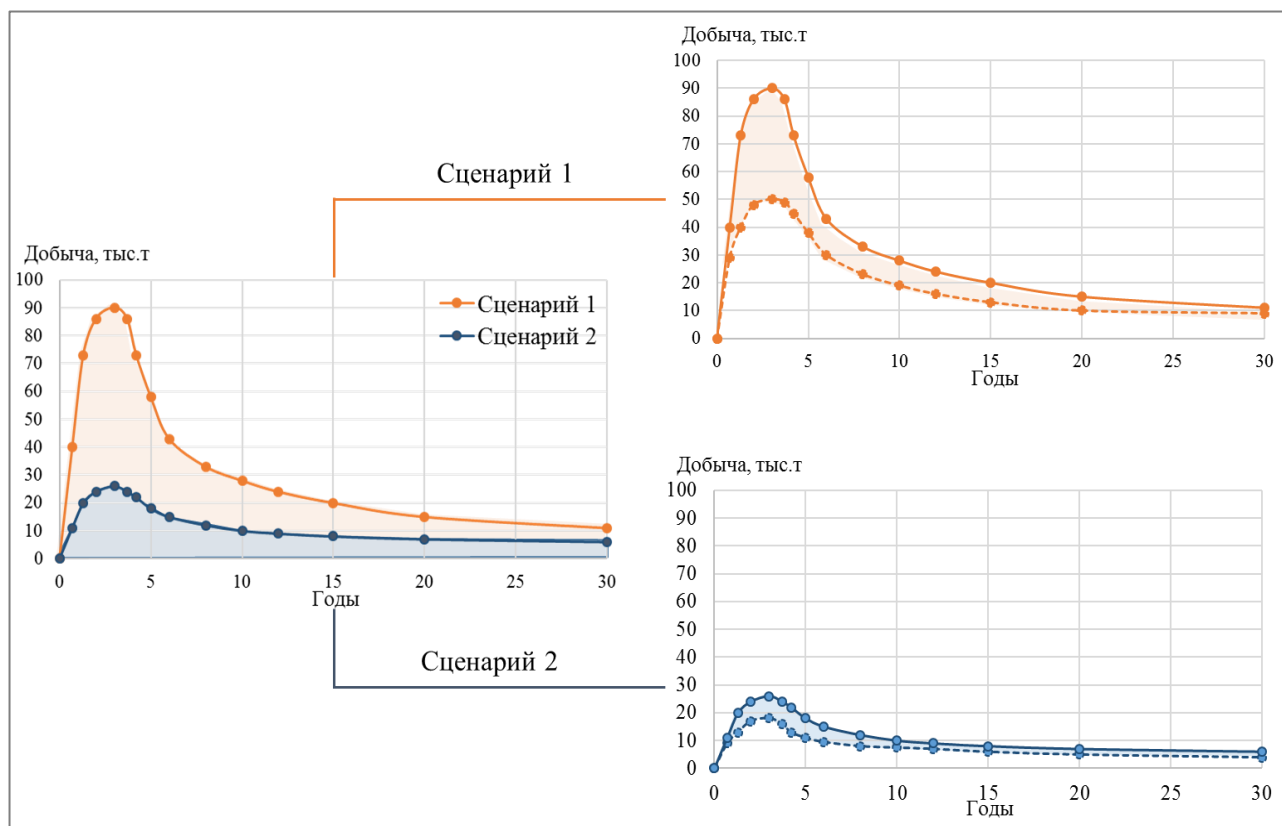


Рисунок 3.6 – Профиль добычи нефти по участку

Сформированные варианты рассчитываются на моделях P10, P50 и P90.

По результату расчетов технологических показателей вариантов выбираются несколько вариантов, по которым получена максимальная добыча нефти и которые наиболее устойчивы к изменениям геологической основы. Далее выполняется экономическая оценка, на основе которой выбирают рекомендуемый вариант разработки. Если лучший вариант с точки зрения технико-экономических показателей в варианте P90 является отрицательным, выбирается первая фаза реализации проектного фонда. По результату появления новой геологической информации по новым скважинам принимается решение о вводе всего участка.

3.4 Описание метода корректировки проектной системы разработки неосвоенного участка на объекте, находящимся на поздней стадии

Метод корректировки проектной системы разработки неосвоенного участка на объекте, находящемся на поздней стадии (рисунок 3.7)

Метод включает в себя три основных этапа:

- выбор наиболее перспективных участков по степени готовности к промышленному освоению;
- создание вариативных моделей и формирование вариантов разработки с учетом особенностей геологической основы этих участков;
- выбор оптимального варианта с позиции технико-экономических показателей, минимального риска по варианту геологической модели P10 и потенциала варианту геологической модели P90.

Этап 1. Выбор объекта и выделение наиболее перспективных участков для дальнейшего освоения.

По результату ранжирования участков по степени готовности их к промышленному освоению, участки делятся на подготовленные и не подготовленные.

По выбранным, с учетом минимального геологического риска, участкам выполняются дальнейшие работы (переход на этап 2), связанные с поиском максимально эффективного с технико-экономической точки зрения варианта разработки.

По участкам, не готовым к бурению (низкая категория запасов, отсутствие 3D сеймики и т.д.), формируется программа исследовательских работ, результатом которой станет либо перевод участков в разряд подготовленных к освоению, либо необходимо будет инициировать списание запасов.

Этап 2. Создание вариативных моделей и формирование вариантов разработки с учетом особенностей геологической основы по этим участкам.

Данный этап выполняется с привлечением профильных специалистов и использованием специальных программ.

Выполняется детальная проработка выбранных участков. Определяются геологические параметры, которые имеют максимальное влияние на геологическую

изменчивость по участку, выбор которых основан на фактических результатах по объекту разработки. Далее строятся вариативные геолого-гидродинамические модели, в которых коридор геологической неопределенности определен путем построения гистограммы отклонений скважинных данных от замеренных геофизическими методами, то есть задаются «коридоры неопределенности» параметра.

В результате работ по участку имеем либо модели с возможным концептуальным изменением геологической основы (наличие, либо отсутствие разломов, русел и т.д.), либо отличающиеся по параметрам (Ннн, Кп, ВНК и т.д.). Необходимость выделения двух блоков связана с разными действиями при реализации того или иного риска (описано в разделе 3.3).

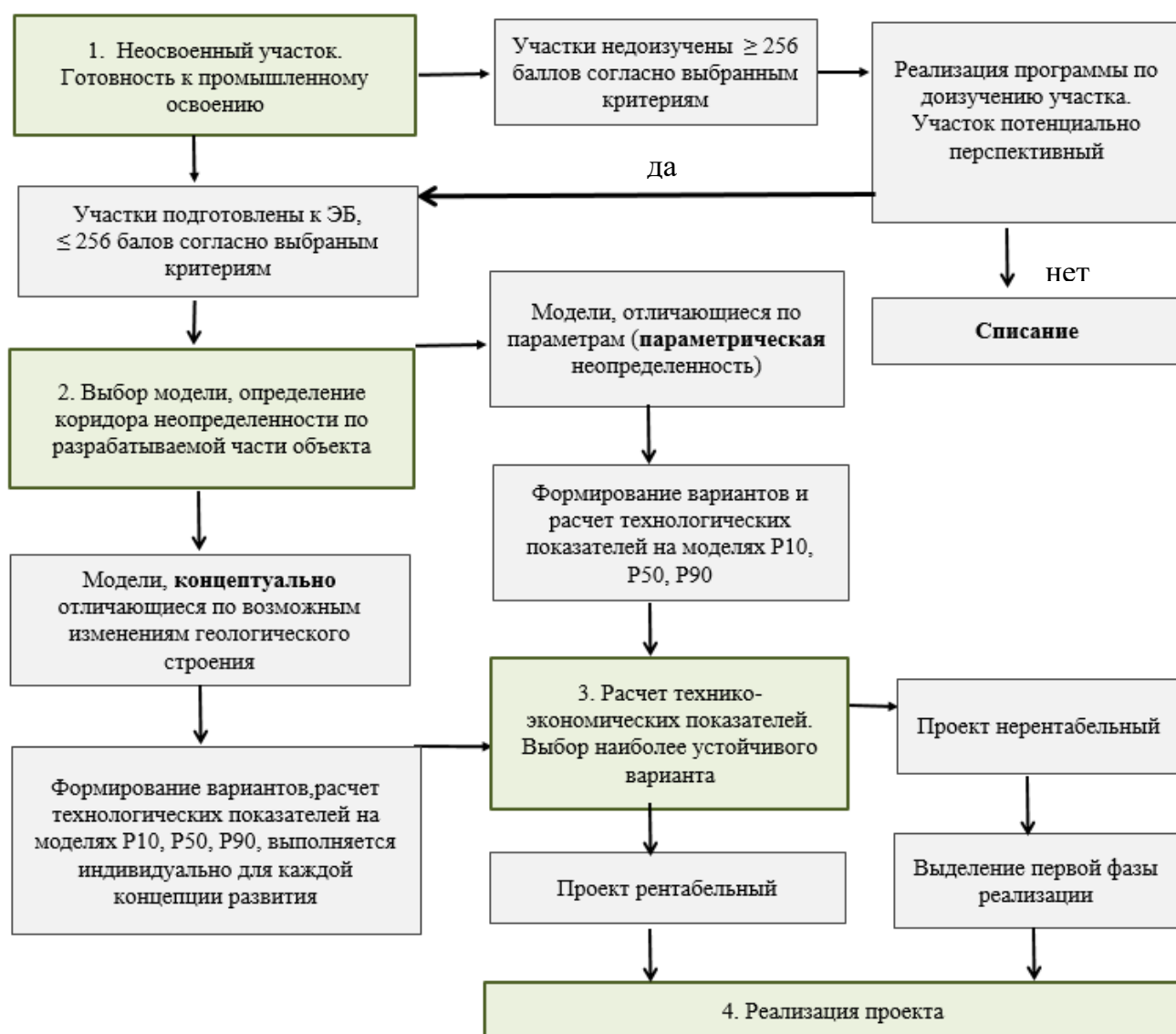


Рисунок 3.7 – Блок-схема формирования оптимального варианта разработки неосвоенного участка разрабатываемого месторождения

Этап 3. Поиск оптимального варианта по экономическим и технологическим критериям.

Стратегия промышленного освоения участка формируется с учетом геологических рисков и предусматривает разный подход к участкам, по которым есть риск концептуального изменения представления о геологической основе участка или риски связаны только с возможными изменениями параметров входящих в формулу подсчета запасов и определения дебита (продуктивности) скважин.

По участкам с возможными концептуальными рисками формируются варианты, предусматривающие переход к той или иной концепции строения участка, описание подхода представлено в разделе 3.3.

По участкам с параметрическими рисками варианты формируются максимально устойчивыми к геологическим рискам с позиции технологии и, как следствие, достигающими максимальную полноту извлечения нефти из недр при самом худшем прогнозном варианте геологической основы.

По результатам технологических расчетов выполняется экономическая оценка по всем сценариям разработки. В случае, если вариант, рассчитанный на пессимистической геологической основе, отрицательный в выбранных сценарных условиях, то по участку выделяются фазы разбуривания. Для этого методом схождения вариантов, рассчитанных на основе пессимистичной и средней геологической основе, на карте толщин выбираются наиболее уверенные районы, выполняется расчет и определяется первая фаза разбуривания.

На оптимистичной геологической основе планируются первоочередные скважины для доизучения участка, в приоритете – проектные нагнетательные скважины в наклонно-направленном исполнении.

По результату выполненных работ делается вывод о необходимости внесения изменений в проектный документ.

3.5 Выводы к разделу

Разработанный метод корректировки проектной системы разработки неосвоенного участка на объекте, находящемся на поздней стадии, включает:

- выбор наиболее подготовленных к промышленному освоению участков на введенных в промышленную эксплуатацию объектах;

- создание вариативных моделей, в основу которых заложена, установленная неоднородность геолого-геофизических параметров по эксплуатируемой части нефтяного пласта;

- формирование различных вариантов разработки согласно виду геологической неопределённости участка (концептуальная или параметрическая), направленных на достижение максимальной выработки запасов и минимизации риска в пессимистическом варианте геологического строения участка;

Данный метод позволяет корректировать проектный вариант разработки не введенных в промышленную эксплуатацию участков с учетом возможных геологических рисков и достичь максимальной добычи нефти по вводимому участку.

4 ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ РАЗРАБОТАННОГО МЕТОДА НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА БВ₇ ЮЖНО-ВЫИНТОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

4.1 Геолого-физическая характеристика объекта

Южно-Выинтойское нефтяное месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

На месторождении выделено пять пластов (БВ₇¹, БВ₇²⁻⁴, Ач₂, ЮВ₀, ЮВ₁¹).

Несмотря на то, что месторождение открыто в 1978 году, промышленная эксплуатация ведется с 2000 года. Объект БВ₇, включающий в себя пласты БВ₇¹, БВ₇²⁻⁴, является основным по запасам нефти и добыче углеводородов (текущая добыча нефти – 95 % добычи месторождения), он же наиболее перспективен для эксплуатационного бурения (разбуренность – 57 %).

Центральная и северная части объекта БВ₇ изучены сейсморазведочными работами 3D.

Объект включает в себя пласт БВ₇¹, который представляет собой небольшую линзу в западной части месторождения, и пласты БВ₇², БВ₇³⁻⁴, БВ₇^{4н}, объединенные в единый гидродинамический объект, который проиндексирован как подсчетный объект БВ₇²⁻⁴ – наиболее крупный по размерам, представлен песчаным телом характерного субмеридионального простирания. Размер залежи 40,8 x 11,4 км. Высота залежи – 140 м. Геолого-физическая характеристика пластов БВ₇¹ и БВ₇²⁻⁴ представлена ниже (таблица 4.1).

Данными эксплуатационного бурения и испытания объект равномерно изучен вдоль центральной оси субмеридионального распространения, как по площади, так и по разрезу. Не охвачены эксплуатационным бурением краевые части залежи, в зависимости от локации которых могут существенно меняться параметры продуктивных пластов.

Таблица 4.1 – Геолого-физическая характеристика пластов объекта БВ₇

Параметры	Размерность	Продуктивные пласты (за- лежи)	
		БВ ₇ ¹	БВ ₇ ²⁻⁴
Абсолютная отметка кровли	м	-2610	-2530-2534
Абсолютная отметка ВНК (УПУ)	м	-2651	-2695
Тип залежи		Пластовая, литологически экранированная	
Тип коллектора		терригенный поровый	
Площадь нефте/газоносности	тыс.м ²	21939	217941
Средняя общая толщина	м	25,8	35,3
Средняя эффективная нефтенасыщенная тол- щина	м	2,7	5,4
Средняя эффективная водонасыщенная тол- щина	м		2,3
Коэффициент пористости	д. ед.	0,16	0,17
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	д. ед.	0,53	0,53
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	д. ед.	0,46	0,38
Коэффициент нефтенасыщенности пласта	д. ед.	0,46	0,53
Проницаемость	мкм ²	0,031	0,048
Коэффициент песчанистости	д. ед.	0,209	0,204
Расчлененность	ед.	3	5,8
Начальная пластовая температура	°С	91	91
Начальное пластовое давление	МПа	28,0	26,9
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	0,61	0,61
Плотность нефти в пластовых условиях	(кг./м ³)*10 ⁻³	0,742	0,742
Плотность нефти в поверхностных условиях	(кг./м ³)*10 ⁻³	0,818	0,818
Объемный коэффициент нефти	д. ед.	1,204	1,204
Содержание серы в нефти	%	0,37	0,37
Содержание парафина в нефти	%	2,22	2,22
Относительная плотность газа по воздуху	б/р	0,865	0,865
Давление насыщения нефти газом	МПа	8,65	8,65
Газосодержание	м ³ /т	84	84
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	0,43	0,43
Плотность воды в поверхностных условиях	(кг./м ³)*10 ⁻³	1,0187	1,0187
Коэффициент сжимаемости			
нефти	1/МПа×10 ⁻⁴	11,42	11,42
воды	1/МПа×10 ⁻⁴	4,26	4,26
Коэффициент вытеснения нефти водой	доли ед.	0,367	0,451
Удельный коэффициент продуктивности по нефти	м ³ /(сут·МПа· м)	0,1	0,6

Месторождение относится ко II группе сложности («сложное» или «очень

сложное»), осложнено наличием зон литологических замещений коллекторов неколлекторами, выклиниванием, невыдержанностью толщин и коллекторских свойств пластов (рисунок 4.1).

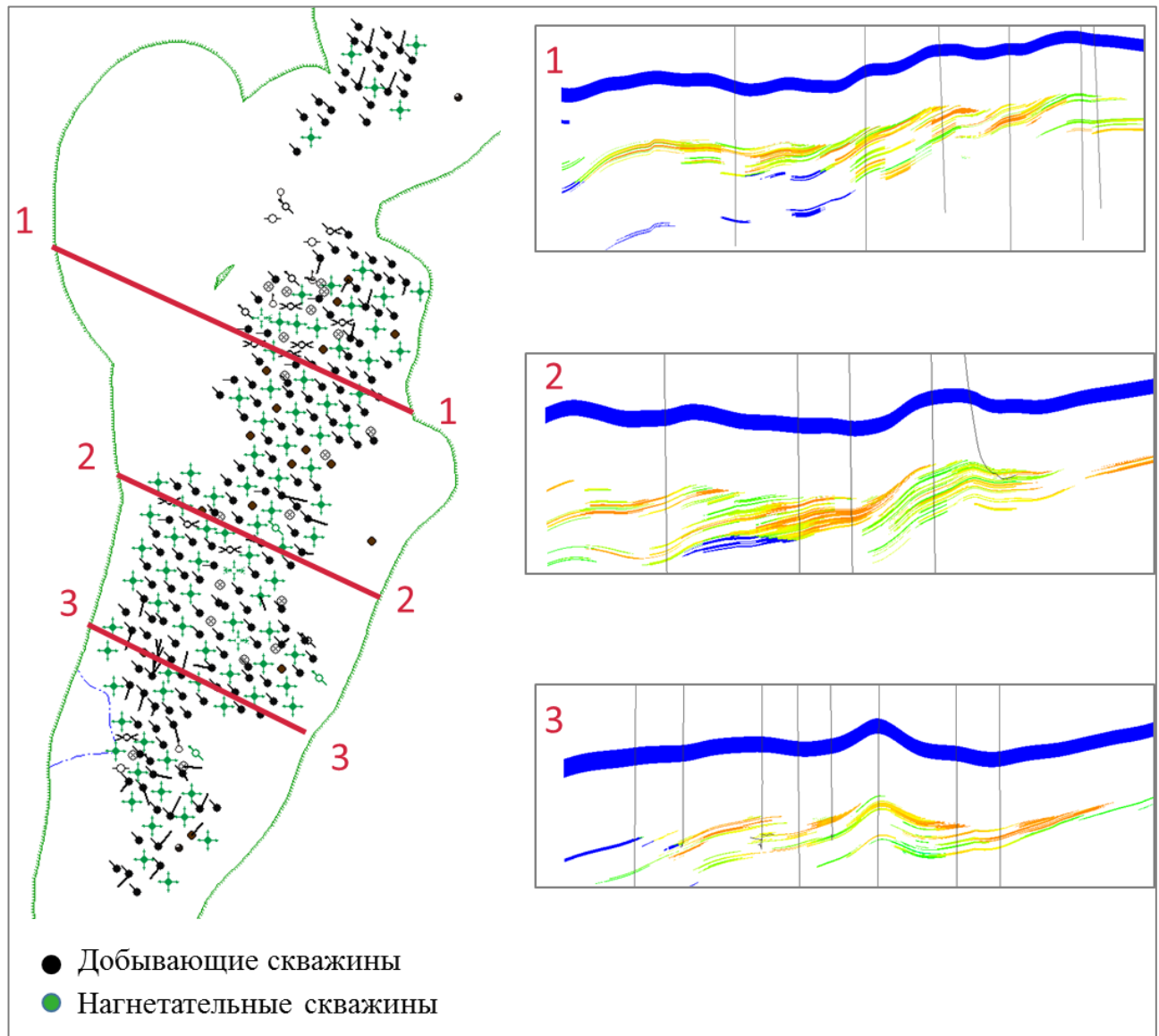


Рисунок 4.1 – Геологический разрез по линиям скважин 1-1, 2-2, 3-3

Месторождение находится на сочленении двух структур 1 порядка – Северо-Вартовской мегатеррасы и Пякупурского мегапрогиба, характеризуется резким изменением гипсометрического уровня структурной поверхности, что повлияло на особенности геологического строения, а именно:

- Клиноформное строение. Объект литологически ограничен со всех сторон, представляет собой меридионально вытянутые, черепичнообразные, клиноформные образования, предположительно изолированные друг от друга;

- Неоднородность и прерывистость коллектора. Выделяемые песчаные про- слой имеют неравномерное распределение, как по площади, так и по разрезу.
- Ухудшенные ФЕС. Низкая проницаемость, высокая расчлененность;
- Наличие вышерасположенного водонасыщенного пласта БВ₆. В ряде сква- жин отмечается не глинистая перемычка, а алевролит (рисунок 4.2), что обуслав- ливает низкие прочностные свойства перемычки между пластами БВ₆ и БВ₇ и уве- личивает риск прорыва трещины при проведении ГРП.

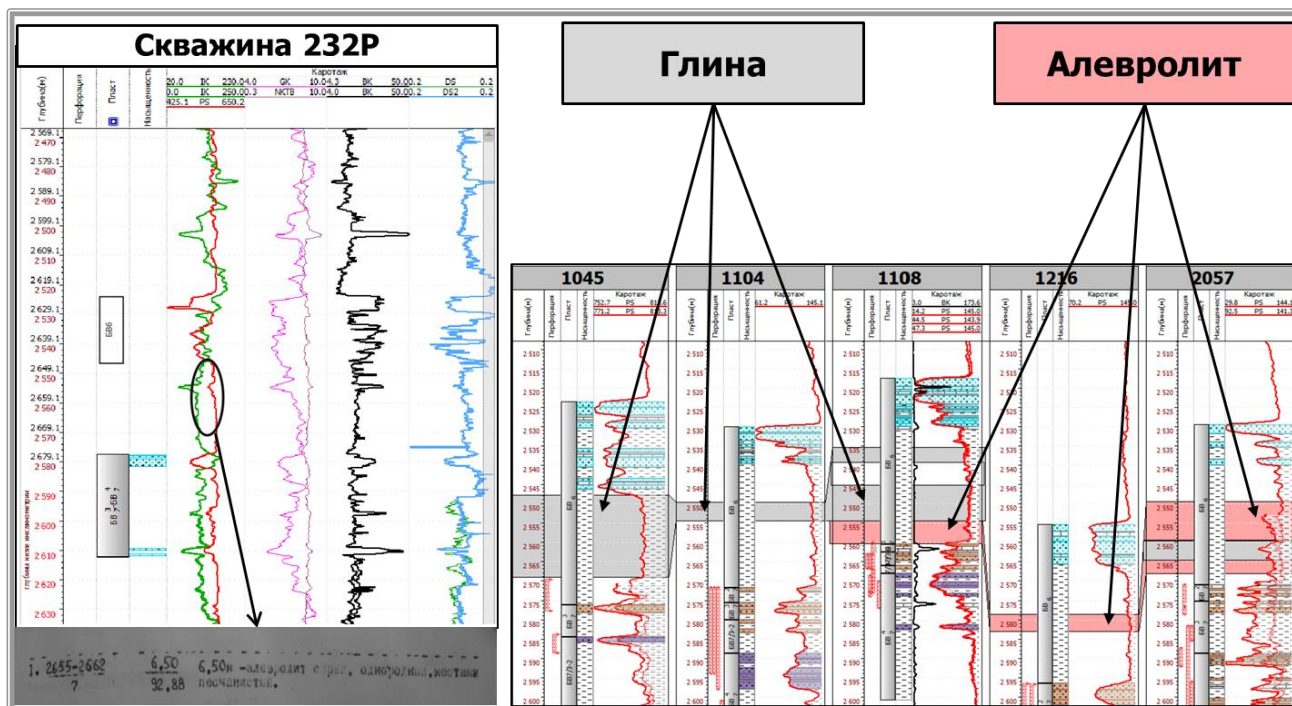


Рисунок 4.2 – Пример наличия глинистой перемычки и алевролита между пластами БВ₆ и БВ₇

4.2 Характеристика текущего состояния разработки объекта

Ввод объекта БВ₇ в разработку осуществлен в 2000 году бурением наклонно-направленных скважин на северо-западной части, где реализация проектного фонда предусмотрена по равномерной треугольной сетке 500×500 м – на севере залежи и 600×600 м – на юге от разрезающего ряда, система разработки - блоковая трехрядная.

Но ввод уже первых скважин показал значительную зональную и послонную

неоднородность горизонта БВ₇, что послужило причиной для оптимизации проектных решений. В дальнейшем осуществлен переход на обращенную семиточечную систему заводнения, при сохранении треугольной сетки размещения и сохранении типа заканчивания скважин, с расстоянием между ними 550 м (рисунок 4.3).

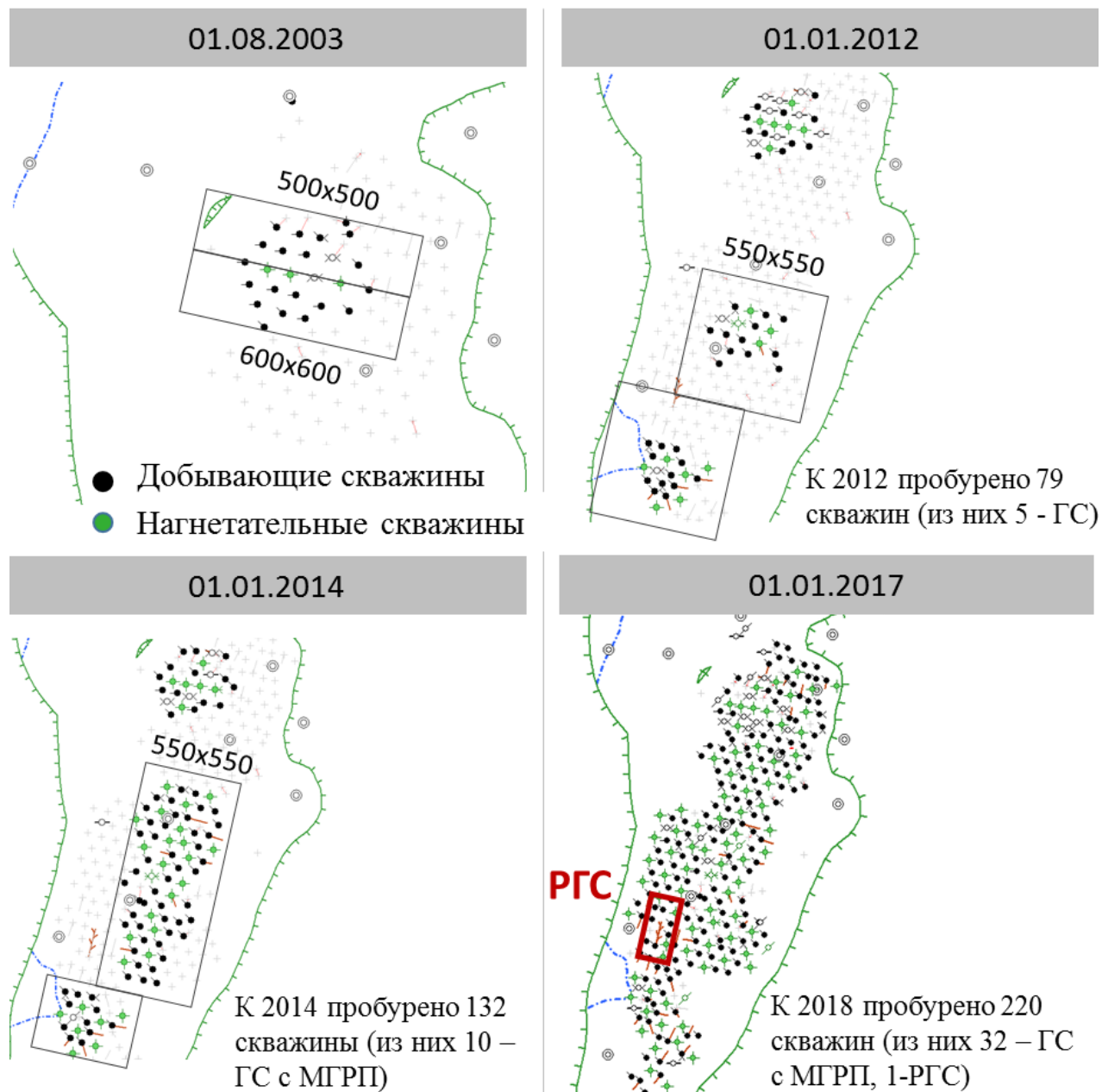


Рисунок 4.3 – Реализация проектных решений на объекте БВ₇

История разработки объекта достаточно сложная. Так, на протяжении 12 лет, в период 2000–2013 годы, ввод новых скважин не превышал 10 скважин в год. Добыча нефти в этот период варьировалась в районе 200 тыс. т, отбор от НИЗ не превышал 10 %. Основной объем ввода новых скважин пришелся на 2014–2018 годы – 185 ед. (в том числе 28 горизонтальных скважин), рисунок 4.4.

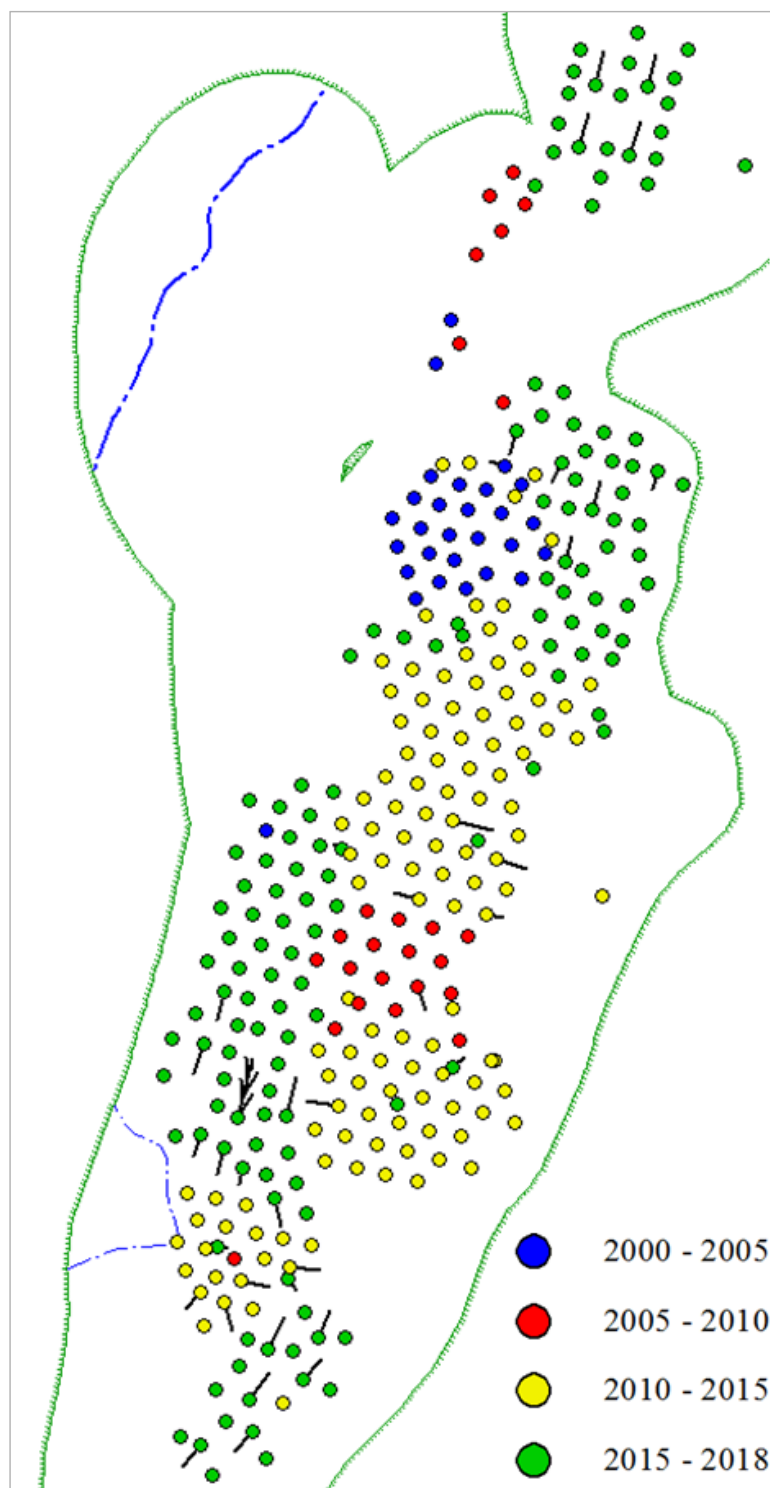


Рисунок 4.4 – Распределение фонда скважин по годам ввода на объекте БВ₇

Благодаря активному вводу новых скважин, на дату анализа (2018 год) объект находился на стадии растущей добычи.

В 2018 году добычи нефти составила 728,1 тыс. т (рисунок 4.5), (рисунок 4.6), (таблица 4.2). Добыча жидкости – 1678,2 тыс. т, при темпе отбора от НИЗ – 3,3 %, от ТИЗ – 4,1 % и обводненности – 56,6 %.

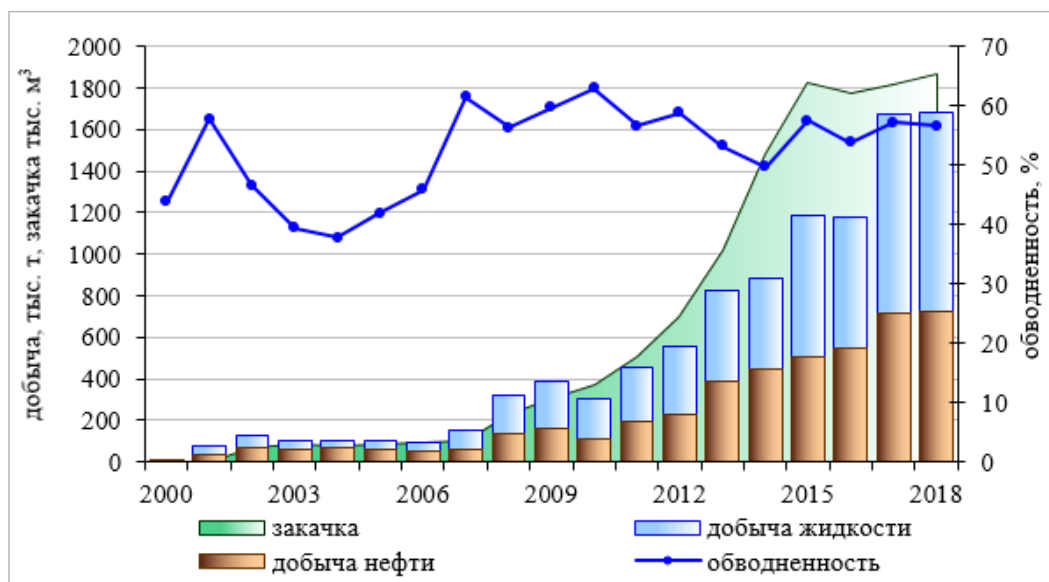


Рисунок 4.5 – Добыча нефти, жидкости, закачки и обводненности. Объект БВ₇

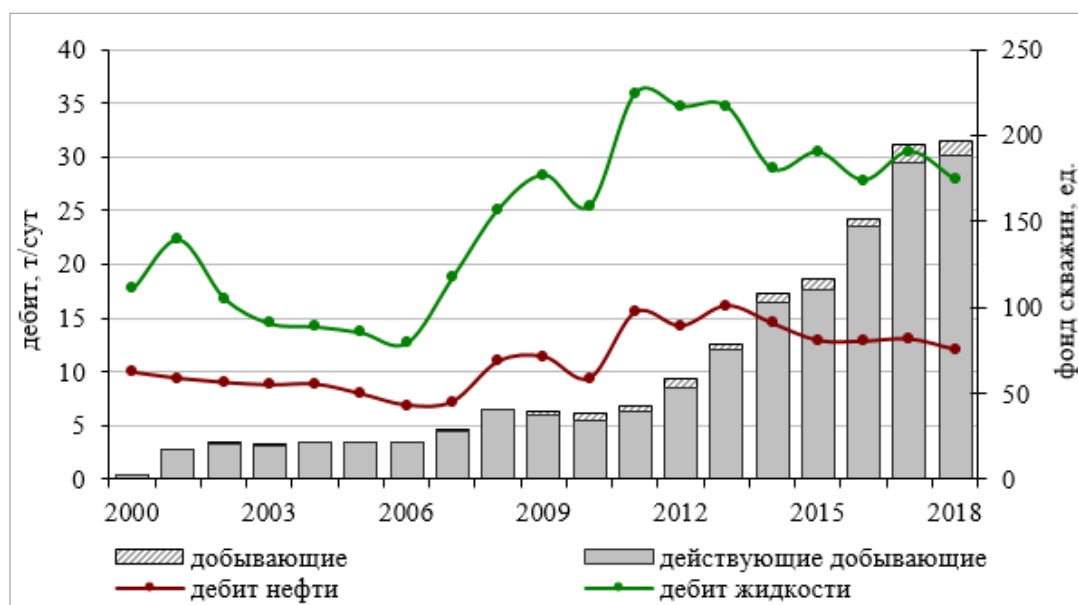


Рисунок 4.6 – Динамика дебитов нефти, жидкости и фонда добывающих скважин. Объект БВ₇

Клиноформное строение, литологическая изменчивость пласта, низкие коллекторские свойства, высокая расчлененность привели к ухудшенной гидродинамической связи между зонами отбора и нагнетания. Вследствие чего образовывались локальные участки сниженного давления в районах добывающих наклонно-направленных скважин и повышенного давления в районах нагнетательных.

Таблица 4.2 – Основные технологические показатели разработки. Объект БВ₇

Годы	Действующий фонд скважин, шт.		Добыча нефти, тыс. т		КИН, ед.	Добыча жидкости, тыс. т		Обводненность, %	Закачка рабочих агентов, тыс. м ³		Добыча растворенного газа, млн. м ³	
	Доб.	Нагн.	годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2000	3	0	3	5	0,000	5	7	44	0	0	0	0
2001	17	1	32	36	0,001	75	82	58	5	5	3	3
2002	20	2	69	105	0,002	128	210	47	73	77	6	9
2003	19	3	62	167	0,002	102	313	39	87	165	5	14
2004	21	3	65	232	0,003	104	417	39	79	244	5	19
2005	22	3	62	294	0,004	106	524	42	84	328	4	23
2006	22	3	52	346	0,005	96	620	46	92	421	4	27
2007	28	2	60	406	0,006	155	776	62	101	521	4	31
2008	41	5	139	545	0,008	318	1095	56	228	750	10	40
2009	37	7	158	704	0,010	392	1487	60	308	1057	14	55
2010	34	10	114	817	0,012	307	1794	63	373	1431	11	65
2011	39	16	198	1016	0,015	456	2250	57	506	1937	19	84
2012	53	17	228	1244	0,018	553	2804	59	695	2632	18	102
2013	75	33	385	1629	0,024	824	3627	53	1020	3652	30	132
2014	103	46	446	2075	0,030	885	4512	50	1483	5136	35	167
2015	110	49	505	2580	0,038	1187	5700	58	1828	6964	41	208
2016	147	62	545	3127	0,046	1181	6881	54	1776	8741	43	251
2017	184	83	718	3845	0,056	1673	8554	57	1820	10561	56	306
2018	188	88	728	4573	0,067	1678	10233	57	1864	12426	57	363

Совокупность данных факторов послужила выявлению следующих проблем при эксплуатации наклонно направленных скважин: низкая продуктивность, интенсивное снижение дебитов и динамических уровней в условиях более сложного, чем ожидалось, строения пласта.

Проведение ГРП в процессе разработки позволяло интенсифицировать добычу, но сопровождалось риском обводнения из пласта БВ₆. По ряду скважин также отмечались прорывы воды от нагнетательных скважин (рисунок 4.7).

Учитывая сложность месторождения и результаты эксплуатации пробуренного фонда, по месторождению на протяжении всего периода эксплуатации велись работы по поиску новых технологий по повышению эффективности вовлечения объекта в разработку за счет повышения коэффициента продуктивности скважин.

Основным направлением работ стало рассмотрение технологии бурения горизонтальных скважин, как горизонтальных с многозонным гидроразрывом пласта, так и многозабойных.

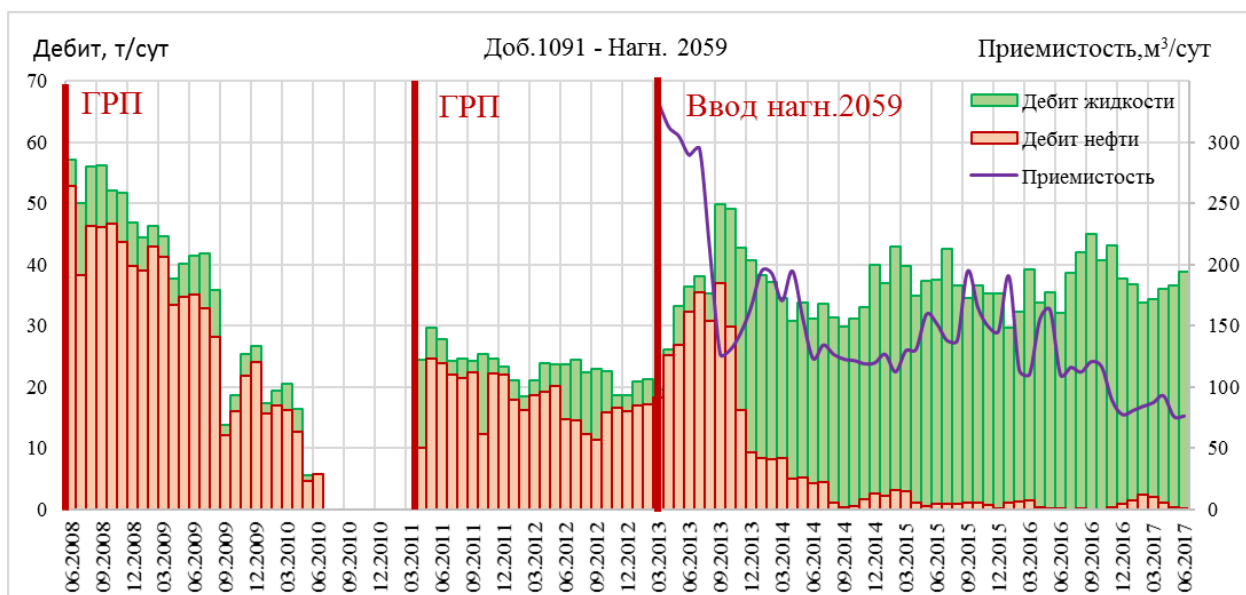


Рисунок 4.7 – Пример обводнения скважины от закачки на объекте БВ₇

С целью оценки потенциала по увеличению продуктивности скважин с 2008 по 2012 год на объекте БВ₇ вводятся в эксплуатацию единичные горизонтальные скважины с длиной горизонтального участка (ГУ) 300–700 м, причем горизонтальные участки имеют различное направление.

Первый опыт бурения горизонтальных скважин с МГРП на объекте оказался неудачным, в шести из десяти, пробуренных к 2012 году, трещина ГРП прорвалась в вышележащий водонасыщенный пласт БВ₆.

В 2014 году, на основании полученной новой информации о геологическом строении объекта и результатах эксплуатации скважин, в качестве опытных работ было принято решение о бурении многоствольных скважин.

В декабре 2016 года пробурена многоствольная скважина № 1069Г – длина основного ствола составила 956 м, дополнительно пробурено четыре боковых ответвления длиной от 226 до 243 м, рисунок 4.8.

Входной дебит нефти составил 48,1 т/сут, жидкости – 51,2 т/сут, обводнёность – 6 %. За первые девять месяцев работы динамический уровень снизился до 2207 м, при забойном давлении в пределах от 70 до 100 атм., скважина работала в

периодическом режиме. В сентябре-октябре 2017 года наблюдается интенсивный рост обводненности, обусловленный продвижением закачиваемой воды от скважины № 2217.

Таким образом, технология бурения многоствольных скважин не показала ожидаемой эффективности, и в сопоставлении с успешными горизонтальными скважинами с МГРП результат оказался значительно хуже.

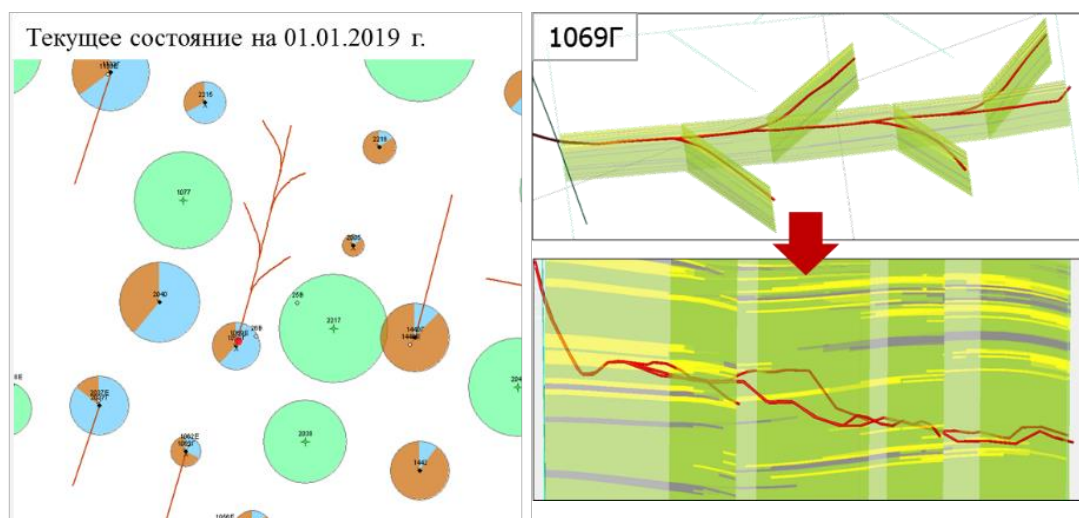


Рисунок 4.8 – Скважина 1069Г. Разрез по кубу нефтенасыщенности

Ниже (рисунок 4.9) представлена сравнительная динамика работы ГС и ННС, пробуренных до 2016 года, и многоствольной скважины № 1069Г. Эффективность ГС, относительно ННС и МЗС, обусловлена проведением МГРП, позволяющим в условиях расчленённого разреза обеспечить более высокий охват продуктивных коллекторов.

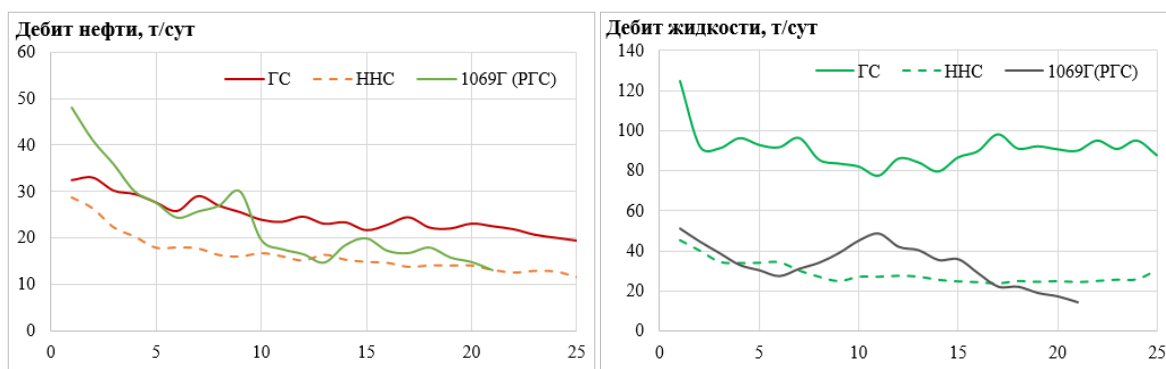


Рисунок 4.9 – Динамика технологических показателей ННС и ГС, пробуренных до 2016 года и скважины 1069Г(РГС), сведенная на дату ввода скважин

В результате полученной информации о геологическом строении месторождения (клиноформное строение, ухудшенные ФЕС, близко расположенный водонасыщенный пласт БВ₆), результатах эксплуатации наклонно-направленных скважин по обращенной семиточечной системе разработки (низкий коэффициент продуктивности, высокий темп снижения дебита жидкости), было внесено изменение в проектное решение по освоению новых участков пласта. С 2016 года на новых участках осуществлен переход на рядную систему разработки, с сокращением расстояния между рядами скважин до 450 м. Данное решение было направлено на изменение воздействия с учетом распространения коллектора (воздействовать закачкой по направлению восток-запад). С целью повышения продуктивности решено применять на горизонтальных скважинах поинтервальный ГРП.

В целом, поставленная цель достигнута, горизонтальные скважины с проведением многозонного гидроразрыва пласта работают в стабильном режиме, кратность дебитов ГС относительно окружающих ННС за первые два года работы составляет порядка 1,8 по нефти и 3,3 по жидкости, рисунок 4.10.

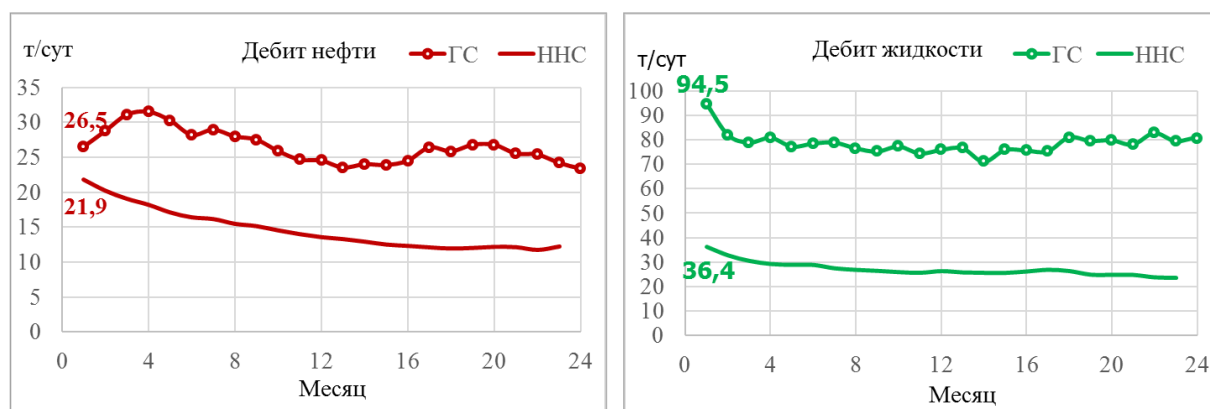


Рисунок 4.10 – Динамика сравнения дебитов нефти, жидкости ННС и ГС по объекту БВ₇

Пробуренные горизонтальные скважины в 2016–2018 годы, имели, преимущественно, длину горизонтального участка порядка 600 м. Скважины работают в постоянном режиме со следующими усредненными показателями: дебит жидкости – 74,4 т/сут, дебит нефти – 40,3 т/сут соответственно. Продуктивность горизонтальных скважин выше, чем по наклонно-направленным, в 3–4 раза. За период работы, менее 3 лет, накопленная добыча на скважину – 20 тыс. т.

Однако по ряду скважин отмечается негативное влияние прорываемой с пласта БВ₆ воды, рисунок 4.11.

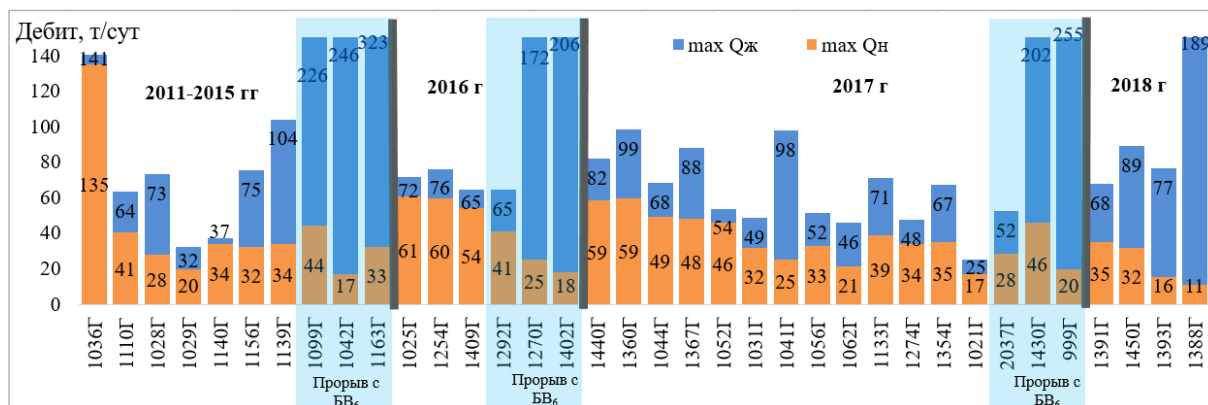


Рисунок 4.11 – Показатели работы горизонтальных скважин объекта БВ₇

Максимальный дебит жидкости по скважинам, в которых был зафиксирован прорыв воды составил 194,1 т/сут, дебит нефти – 30,2 т/сут; средняя накопленная добыча на скважину: жидкости – 123,8 тыс. т, нефти – 12,1 тыс. т. Скважины с прорывами попутно добывают практически в семь раз больше воды при накопленной добыче нефти в два раза меньшей, по сравнению с остальными горизонтальными скважинами.

Данный анализ показал, что с целью минимизации риска прорыва трещины ГРП в вышележащий водонасыщенный пласт БВ₆, что приводит к потере значительной области дренирования запасов, необходимо обоснованно подходить к проектированию длины горизонтального участка и количества портов ГРП.

Наличие вышележащего водонасыщенного горизонта, отделенного от объекта разработки алевролитом, значительно осложняет выработку запасов за счет риска прорыва воды при проведении ГРП и, как следствие, резкого увеличения обводненности добываемой продукции.

Таким образом, на объекте БВ₇ за всю историю разработки применялись три системы заводнения на различных участках:

- рядная система с двумя плотностями сеток (500×500 на север от разрезающего ряда, 600×600 на юг от разрезающего ряда). Система сформирована в северо-западной части объекта;

- обращенная семиточечная система разработки, с расстоянием между скважинами 550 м. Система сформирована на основной части объекта;

- однорядная система разработки с бурением горизонтальных скважин с МГРП добывающих и нагнетательных, расстояние между рядами 450 м.

Формирование в последние годы рядной системы разработки позволяет не только воздействовать на пласт по распространению коллектора, что снижает риск прорыва закачиваемой воды, но и увеличивать продуктивность скважин за счет применения горизонтального бурения.

Снижение входных дебитов как наклонно-направленных скважин, так и горизонтальных, в последние годы в целом по объекту обусловлено перемещением зон бурения в краевые области залежи, характеризующиеся более низкими добычными возможностями.

Бурение горизонтальных скважин с МГРП позволяет увеличить охват залежи процессом разработки и обеспечить больший коэффициент продуктивности, стабильные отборы и оптимальную работу ГНО по сравнению с ННС.

4.3 Оценка выработки запасов нефти объекта

Добыча нефти на 01.01.2019 по объекту составила 4573 тыс. т, отбор от НИЗ – 21,0 %, при обводненности – 56,6 % (таблица 4.3, рисунок 4.12). Коэффициент нефтеизвлечения 0,067 д. ед., темп отбора от начальных извлекаемых запасов 3,3 %, от текущих – 4,1 %.

Объект находится на начальной стадии разработки. Рост темпа отборов от НИЗ в последние годы обусловлен активным вводом объекта в разработку за счет бурения нового фонда.

В то же время темпы обводнения опережают выработку запасов, при этом добыча жидкости составляет 10 % от объема порового пространства, то есть сформированная на основной площади обращенная семиточечная система разработки не позволяет достичь утвержденный коэффициент нефтеизвлечения нефти, без

проведения дополнительных геолого-технических мероприятий.

Таблица 4.3 – Показатели выработки запасов Южно-Вьинтойского месторождения

Показатели	В целом	БВ ₇	ЮВ ₁
Геологические запасы категории АВ1, тыс. т	77106	68659	6392
Извлекаемые запасы категории АВ1, тыс. т	23956	21747	1764
КИН	0,311	0,317	0,276
Показатели за 2018 год			
Годовой отбор, тыс. т			
нефти	754,4	728,1	26,4
жидкости	1728,8	1678,2	50,6
закачка, тыс. м ³	1973,3	1864,8	108,5
средний дебит нефти, т/сут	11,8	12,1	6,9
средний дебит жидкости, т/сут	27,1	27,9	13,2
Обводненность (весовая), %	56,4	56,6	47,9
Действующий фонд, шт.			
добывающий	200	189	13
нагнетательный	92	88	7
соотношение доб/нагн текущее	2,2	2,1	1,9
Темп отбора от НИЗ, %	3,2	3,3	1,5
Темп отбора от ГИЗ, %	3,8	4,1	1,6
Обеспеченность, лет	25	24	60
Накопленные показатели на 01.01.2019			
Накопленная добыча, тыс. т			
нефти	4757	4573	184
жидкости	10487	10233	254
закачка, тыс. м ³	12970	12426	544
Доля объекта в общей добыче нефти, %		96,1	3,9
Перебывавший фонд, шт.			
в добыче	300	283	22
под закачкой	100	95	8
соотношение доб/нагн реализованное	3,0	3,0	2,8
Отбор на скважину, тыс. т	15,9	16,2	8,4
ВНФ, д. ед.	1,2	1,2	0,4
Отбор от НИЗ, %	19,9	21,0	10,4
Текущий КИН, д. ед.	0,062	0,067	0,029
Прокачка, д. ед.	0,1	0,1	0,0
Текущая компенсация, %	96,9	94,8	157,1
Накопленная компенсация, %	104,3	108,6	142,5
Текущие извлекаемые запасы, тыс. т	19953	17902	1606
Остаточные извлекаемые запасы, тыс. т	19199	17174	1580

Таким образом, объект БВ₇ характеризуется сложным геологическим строением, литологически ограничен со всех сторон, представляет меридионально вытянутые, черепичнообразные, косослоистые клиноформные образования, изолированные друг от друга. Выделяемые песчаные прослои имеют неравномерное распределение как по площади, так и по разрезу, обуславливая литологическую изменчивость пластов. В целом по объекту эффективная толщина изменяется от 0,6 до 15,4 м, коэффициент песчанистости – от 0,027 до 0,616 д. ед. (среднее значение – 0,147), коэффициент расчлененности – от единицы до 27 (среднее значение – шесть).

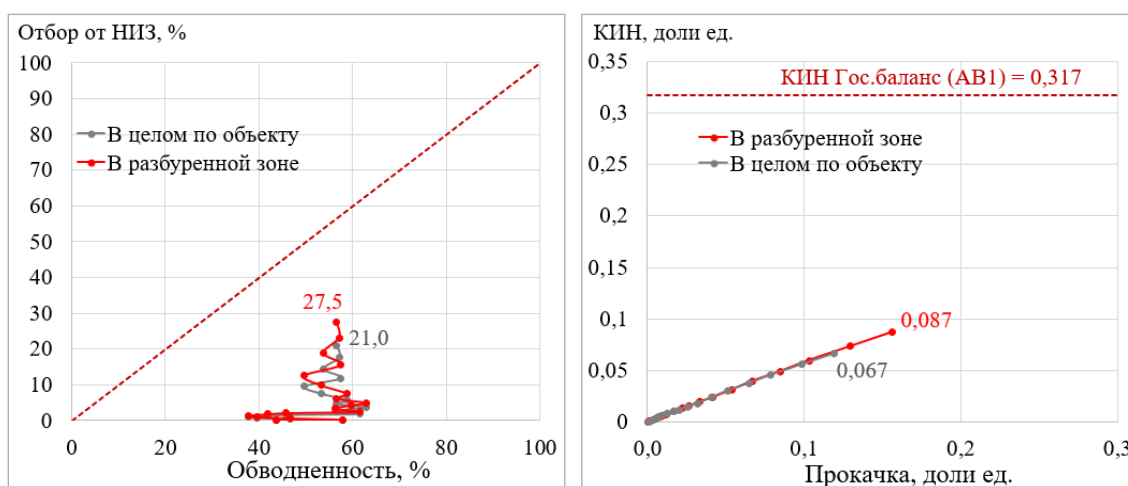


Рисунок 4.12 – Зависимости отбора от НИЗ от обводненности и КИН от прокачки. Объект БВ₇

Наличие вышележащего водонасыщенного горизонта, отделенного от объекта разработки алевролитом, значительно осложняет выработку запасов за счет риска прорыва воды при проведении ГРП и, как следствие, резкого увеличения обводненности добываемой продукции.

Наклонно-направленные скважины, находящиеся в разработке, характеризуются низкой продуктивностью, интенсивным снижением дебитов и динамических уровней.

Объект разбурен на 57 %, к бурению планируется 280 скважин.

Выработка запасов характеризуется опережающим темпом обводнения скважин, что обусловлено клиноформным строением пласта и близким расположением

водонасыщенного объекта БВ₆, а также низкой продуктивностью наклонно-направленных скважин.

По объекту ведется поиск оптимальных технологий бурения новых скважин, которые способны обеспечить максимальный КИН, стабильную работу фонда, а также минимизировать риски прорыва трещины ГРП в вышележащий водонасыщенный пласт БВ₆.

4.4 Выбор наиболее перспективного участка для бурения

Всего по объекту выделено три участка для реализации эксплуатационного бурения, приуроченных к краевой зоне основной залежи объекта БВ₇.

Все три района покрыты 3D сейсморазведкой, характеризуются значительной неопределенностью геологического строения и распределения фильтрационно-емкостных свойств как по площади, так и по разрезу, ввиду отсутствия фактического бурения на рассматриваемых участках, рисунок 4.13.

Для выбора участка и минимизации рисков при бурении новых скважин по участкам произведено ранжирование геологических и технико-технологических рисков, согласно предложенному ранее подходу (таблица 4.4).

По участку 1 промышленная нефтеносность установлена по результатам испытания трёх разведочных скважин 216Р, 217Р 215Р.

В 1992 году, при испытании скважины 216Р, получен приток с дебитом нефти 1,5–6,4 м³/сут; при испытании скважины 217Р получен приток с дебитом нефти 4,4–5,8 м³/сут. На сегодняшний день обе скважины ликвидированы. В 1993 году, при испытании скважины 215Р, получен приток с дебитом нефти 20,8 м³/сут.

В 2015 году запущена в промышленную эксплуатацию скважина 215Р с входным дебитом нефти 19,5 т/сут, рисунок 4.14.

При этом участок 2 является более осложненным, ввиду пересечения в структурном плане двух пластов БВ₇¹ и БВ₇². Соответственно, эффективная нефтенасы-

щенная толщина основного пласта БВ₇² составляет 2,9 м, коэффициент продуктивности – всего порядка 0,05–0,4 т/(сут×атм). Нефтеносность района установлена по результату испытания разведочной скважины 85Р, приток дебита нефти составил 2,8 м³/сут.

Таблица 4.4 – Ранжирование участков по технико-геологическим рискам

Параметр	Участок 1, баллы	Участок 2, баллы	Участок 3, баллы
Геологические риски			
Сейсморазведочные работы	2	2	2
Подтверждаемость ВНК	2	2	2
Подтверждаемость структурного каркаса	2	2	3
Нефтенасыщенная толщина (Ннн)	2	2	2
Результаты эксплуатации и испытания разведочных скважин	1	2	2
Отбор по скважинам окружения	1	1	1
Извлекаемые запасы на скважину	1	2	3
Обводненность по окружению	1	2	3
ИТОГО	8	64	432

Участок 3 характеризуется самой низкой степенью изученности, поскольку отсутствуют испытания/опробования пласта. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 3,4 м, коэффициент продуктивности варьируется в пределах 0,17–0,8 т/(сут×атм).

Таким образом, участок 1, который находится в Северной части объекта (рисунок 4.15), выбран как наиболее перспективный для бурения участок.

Участок имеет размеры 5×6 км, характеризуется следующими фильтрационно-емкостными свойствами: пористость – 0,19 д. ед., проницаемость варьируется от 0,004 до 0,29 мкм², составляя в среднем 0,026 мкм², нефтенасыщенность – 0,480 д. ед. Расчлененность составляет 6. Водонефтяной контакт находится на а.о. от минус 2422 м, до минус 2438 м, таблица 4.5.

Скважина 215Р первого участка позволит сократить коридор неопределенности и сформировать обоснованные вариативные геологические модели.

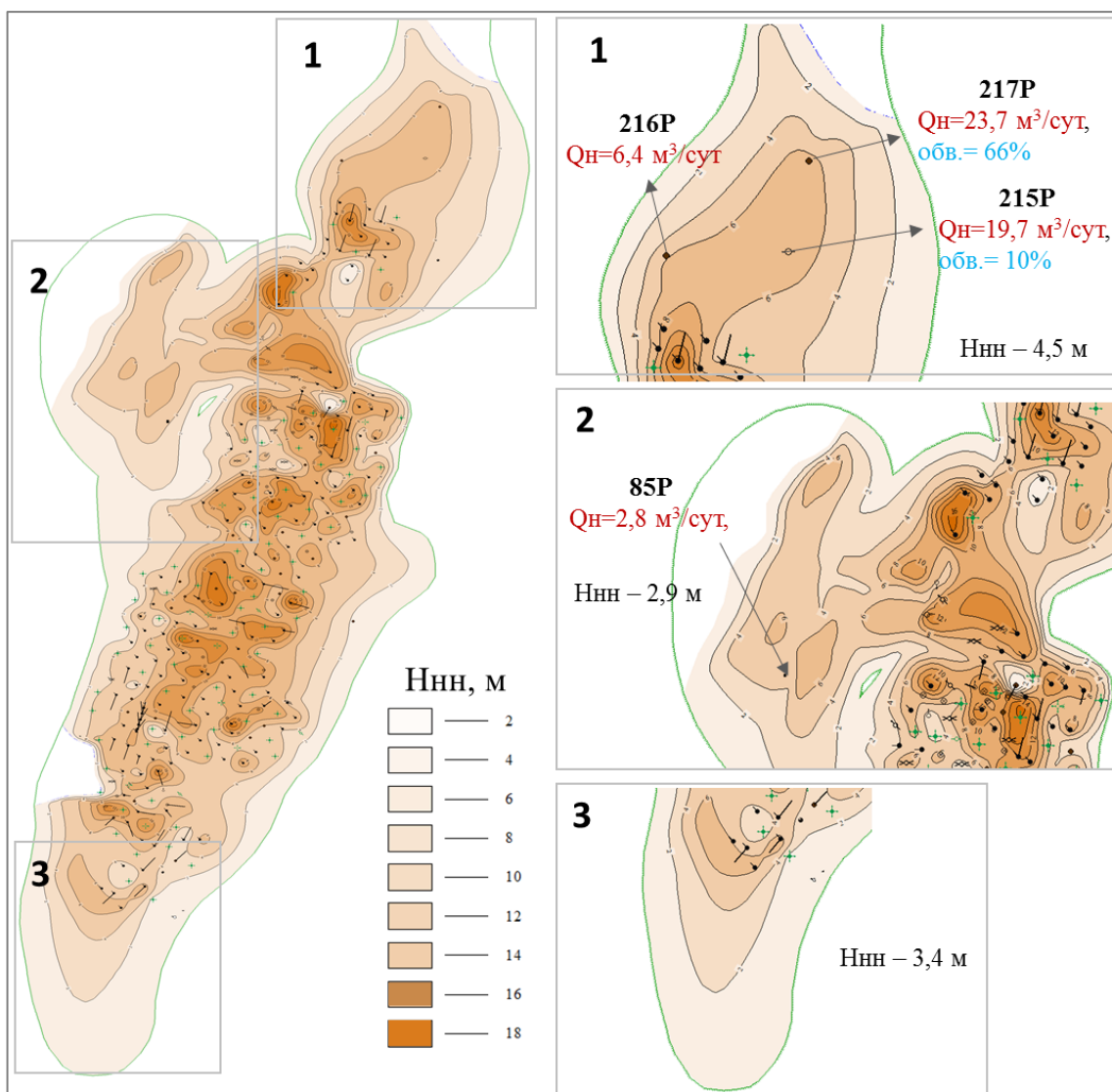


Рисунок 4.13 – Рассматриваемые краевые участки объект БВ₇

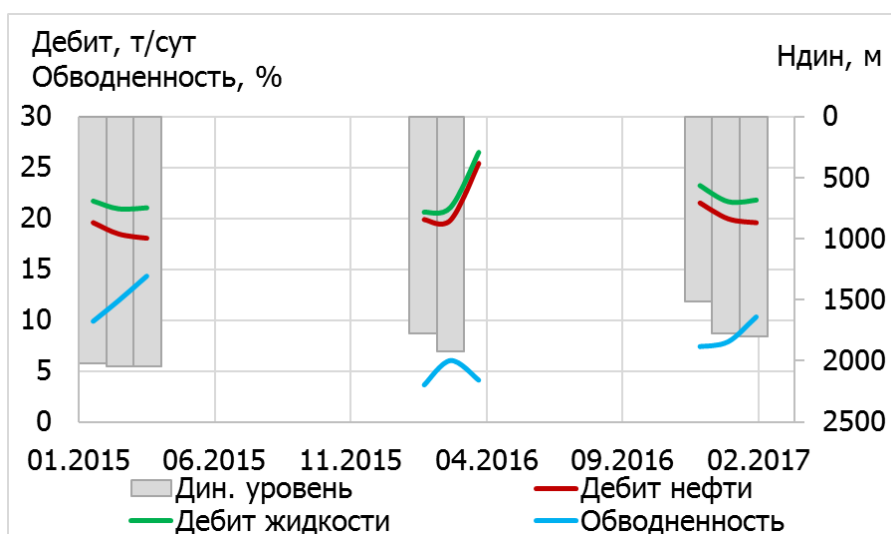


Рисунок 4.14 – Ввод в эксплуатацию скважины 215Р. Участок 1

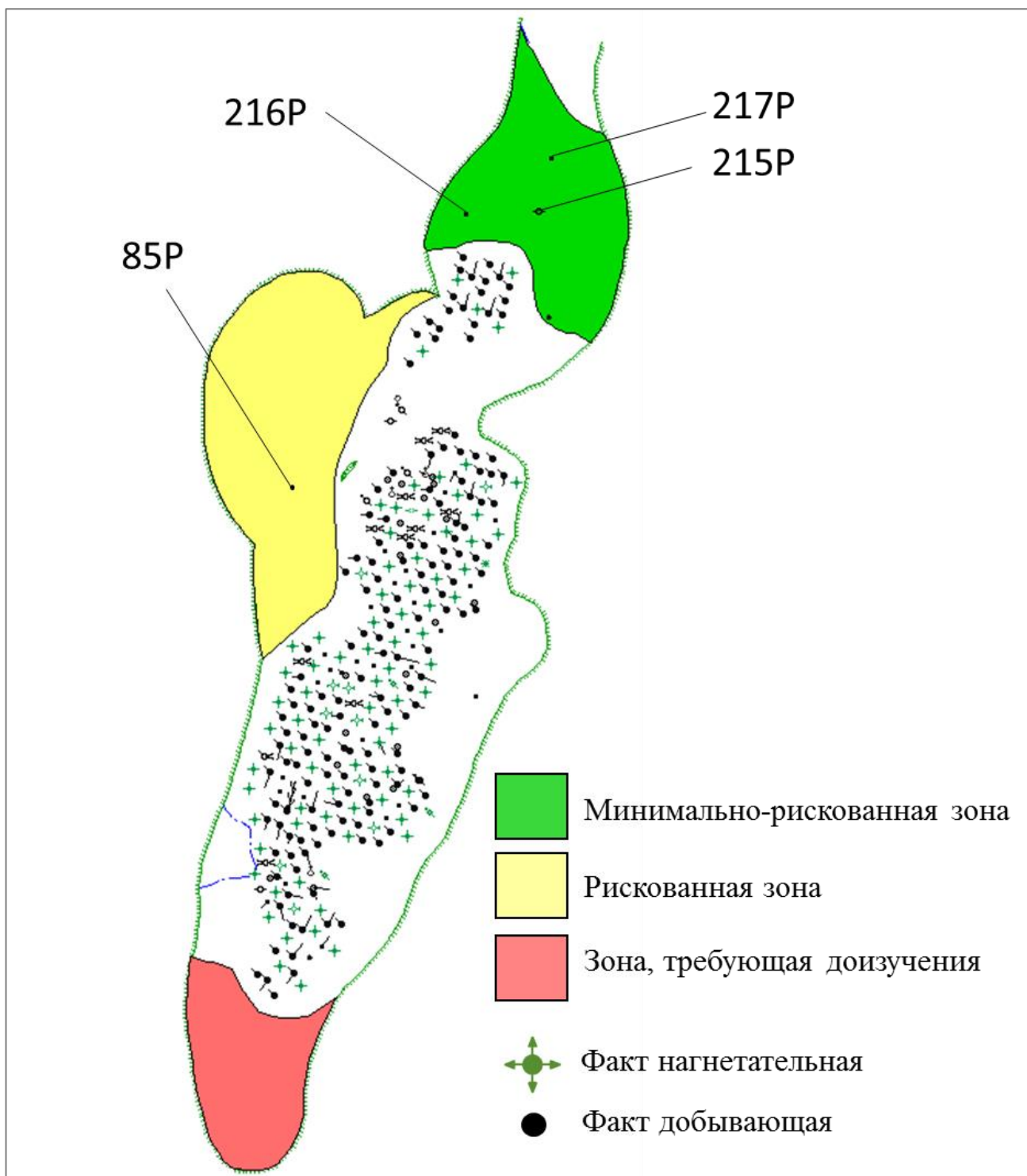


Рисунок 4.15 – Визуальное ранжирование участков по степени неопределенности

В 2017 году в южной части рассматриваемого участка пробурены эксплуатационные скважины со средним дебитом нефти порядка 20 т/сут, при обводненности на уровне 40 %.

Данные результаты подтверждают правильность выбора участка и его перспективность для дальнейшего разбуривания.

Таблица 4.5 – Геолого-физическая характеристика северной части объекта БВ₇

Параметры	Размерность	Среднее значение	Диапазон значения
Водонефтяной контакт			-2422...-2438
Коэффициент пористости	д. ед.	0,19	0,143-0,221
Коэффициент нефтенасыщенности пласта	д. ед.	0,516	0,360-0,730
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	3,8	0-14
Проницаемость	мкм ²	0,026	0,004-0,29
Коэффициент песчанистости	д. ед.	0,18	0-0,53
Расчлененность	ед.	6	0-28
Плотность нефти	г/см ³	0,816	
Газосодержание	м ³ /т	68	

Построение трехмерной геологической модели участка работ

По выбранному участку, для определения наиболее эффективной схемы бурения и ввода в эксплуатацию скважин, построены три геологические модели: базовая (P50), пессимистическая (P90), оптимистическая (P10), представляющие собой трёхмерные массивы данных, характеризующие структурные, литологические и фильтрационно-емкостные характеристики коллекторов. Построение модели осуществлялось с применением программного комплекса Petrel компании Schlumberger.

За основу при построении модели использовались скважинные данные, материалы обработки и интерпретации актуальных детальнейших сейсморазведочных работ 3D.

Для актуализации геологической модели объекта БВ₇ Южно-Выинтойского месторождения учтена информация по 251 эксплуатационной скважине, в том числе 33 поисково-разведочным.

При актуализации использован комплекс ГИС по 280 скважинам в исследуемом районе. В скважинах при большом угле наклона, превышающем допустимые 56⁰, выделены только эффективные толщины, без определения ФЕС. Исполь-

зованы результаты переинтерпретации ГИС, с учетом откорректированных петрофизических связей по модели насыщенности порового пространства.

Для уточнения геологического строения по скважинам объекта БВ₇ была выполнена детальная корреляция с учетом шельфовой концепции, по результату которой были выделены зональные интервалы (ЗИ): БВ₇¹, БВ₇², БВ₇^{3а}, БВ₇^{3б}, БВ₇^{3в}, БВ₇^{4а}, БВ₇^{4б}, БВ₇^{4в}, БВ₇^{4г} и БВ₇^{4низ} объекта БВ₇ Южно-Выинтойского месторождения с последующим согласованием их в едином структурном каркасе.

На этапе построения полей общих толщин по зональным интервалам (ЗИ) были рассчитаны аппроксимирующие функции-тренды, учитывающие боковое заполнение резервуара осадочным материалом, перпендикулярно «линиям пляжа» каждой выделенной клиноформы (ЗИ). Полученные закономерности транслировались от разбуренных участков к неразбуренным, при построении сложного структурного каркаса продуктивного комплекса БВ₇ (рисунок 4.16). Стандартными алгоритмами (простой Кригинг, скользящее среднее, минимум кривизны и др.), без априорных трендов, имея пробуренные скважины только в центральной части, подобный детальный каркас создать крайне затруднительно.

При построении литологической модели, с учетом имеющихся результатов интерпретации ГИС по скважинам, как наиболее применимый, был использован стохастический алгоритм (SIS) для расчета дискретных литотипов (0 – неколлектор, 1 – коллектор, 2 – плотные прослои на карбонатном цементе) с многореализационным подходом.

В данной связи объект БВ₇ Южно-Выинтойского месторождения вызывает особый интерес, т.к. типовые методы построения и геостатистические алгоритмы интерполяции обеспечивают надежный результат преимущественно в условиях равномерного распределения исходных данных. Однако, в данном случае слои модели залегают под высокими углами и охватывают ограниченную область (нет сплошного простираения), создавая эффект очень низкой плотности скважинных данных, несмотря на близкое взаиморасположение самих скважин. Кроме того, все слои по направлению «Восток-Запад» проходят через три типа разреза (рисунок 4.17) и, очевидно, что усредненная статистика пользы не представляет.

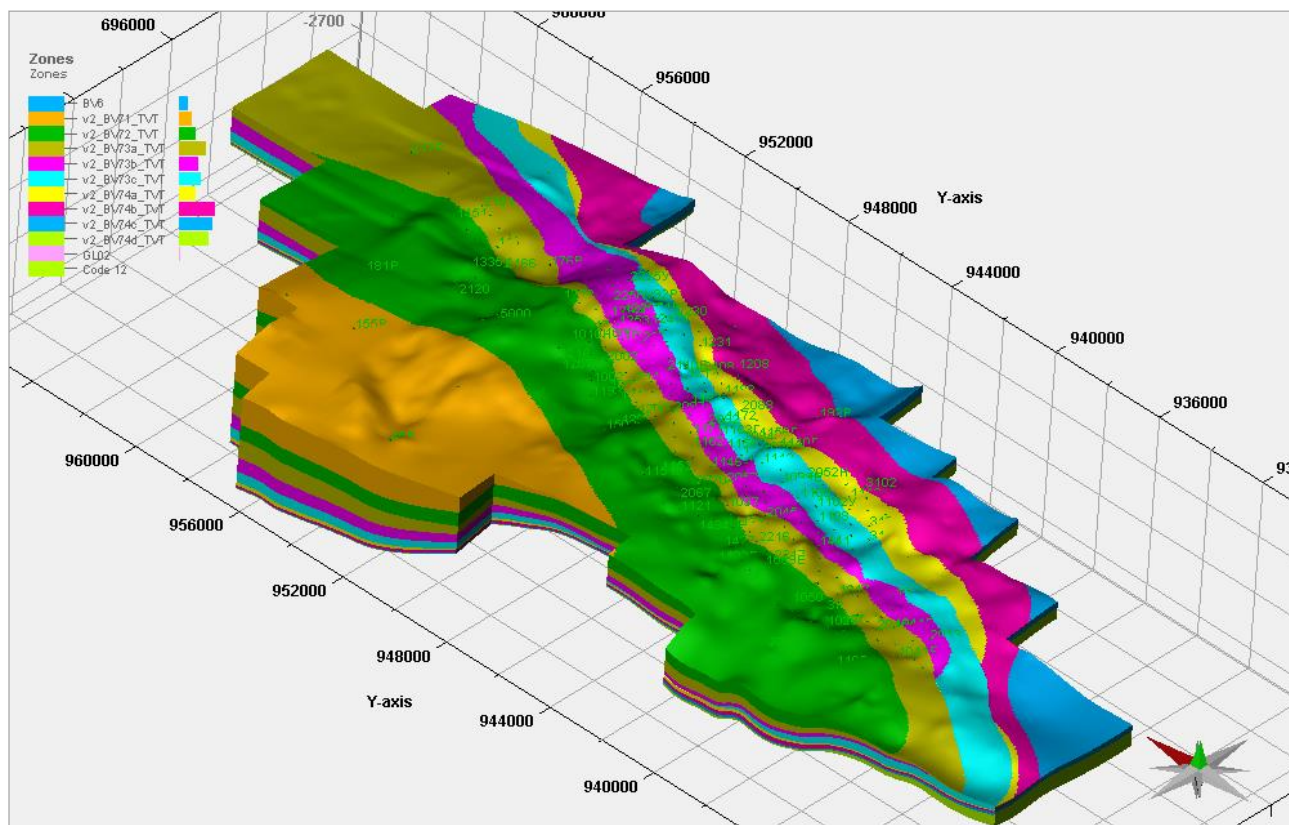


Рисунок 4.16 – Структурный каркас геологической модели

Учитывая геологические особенности объекта, а также возможности ПО Petrel, была построена гибридная литологическая модель, с помощью обобщения вероятностей встречи литотипов, полученных с помощью алгоритма стохастического алгоритма SIS, с одинаковыми скважинными данными, но с разными настройками и априорной информацией:

1. Расчет с использованием трендовых карт песчаности по данным динамического анализа сейсмических исследований. Позволяет воспроизвести элементы литологической неоднородности на удалении от пробуренных скважин, явно контрастирующие на сейсмо-геологической карте;

2. Расчет с использованием куба регионов, полученного с помощью геолого-промышленного анализа и куба геометрических расстояний ячеек до линий пляжей по каждому зональному интервалу (рисунок 4.18). Первый куб использовался в качестве маски (отфильтрованы для анализа только хорошо разбуренные регионы № 2–4). Второй куб (с учетом фильтра по первому) был подан в качестве сейсмического тренда в модуль Data Analysis, где относительно него были построены

функции пропорций литотипов по пробуренным скважинам отдельно по клиноформам пласта БВ₇¹. При дальнейшем запуске алгоритма SIS полученные функции были поданы как вероятности встречи литотипов, а фильтр по регионам был отключен.

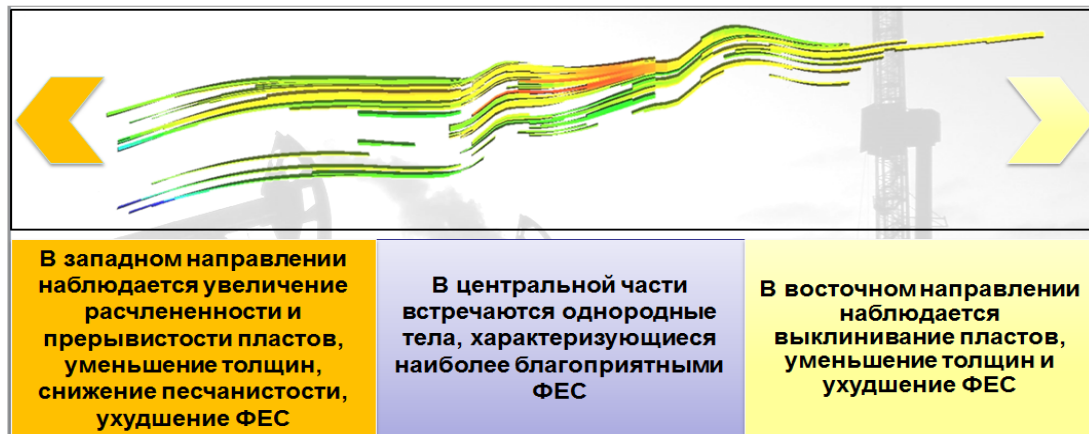


Рисунок 4.17 – Особенности геологического строения продуктивной части объекта БВ₇

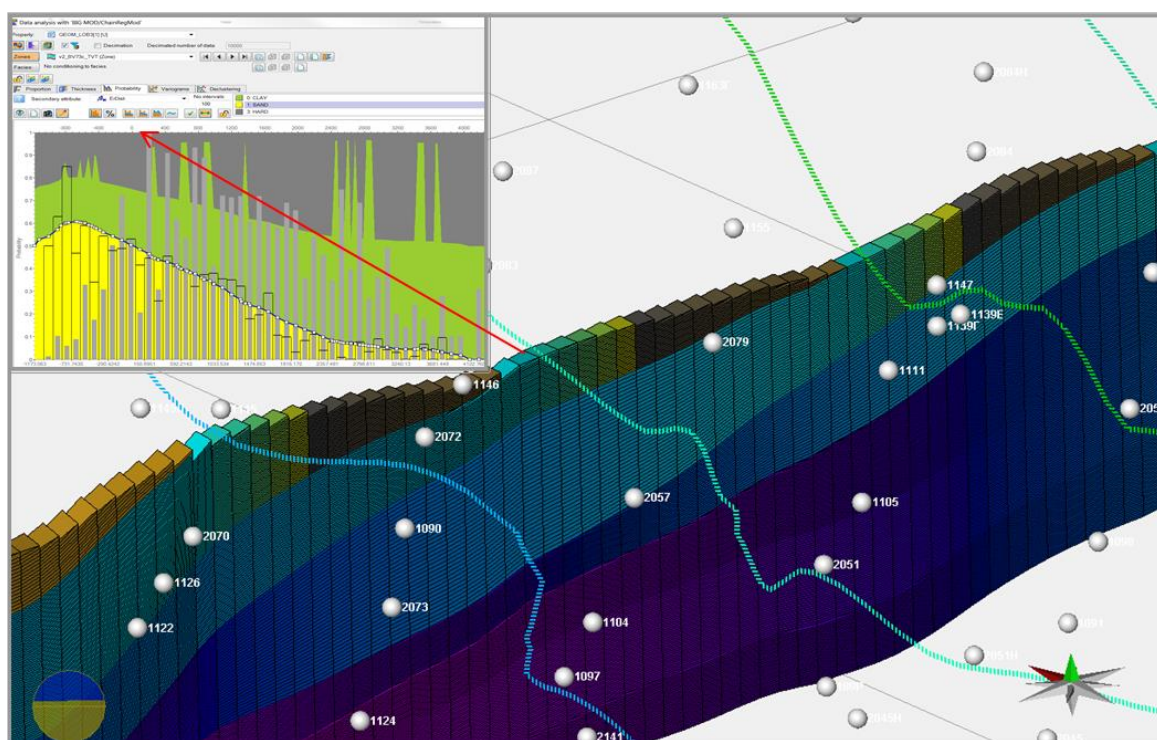


Рисунок 4.18 – Использование куба расстояний до «пляжных линий» для получения функций вероятностей встречи литотипов по ЗИ (стрелка указывает на соответствие линии начала эрозии в восточном направлении нулевому значению графика)

Таким образом удалось построить геологическую модель, основанную на данных, по пробуренным скважинам в наиболее изученных участках, опираясь на

концептуальную структурную модель. Также использованный метод позволяет средствами Data Analysis выполнять экстраполяцию функций на участках уменьшения скважинной выборки, что достаточно корректно устраняет проблему нехватки данных для расчетов в зонах эрозии, которую ранее не удавалось решить.

Осреднением всех ансамблей стохастических реализаций были получены непрерывные кубы вероятностей встречи каждого литотипа (Probability), послужившие для получения трёх вариантов дискретной литологической модели: пессимистический (P90), базовый (P50) и оптимистический (P10).

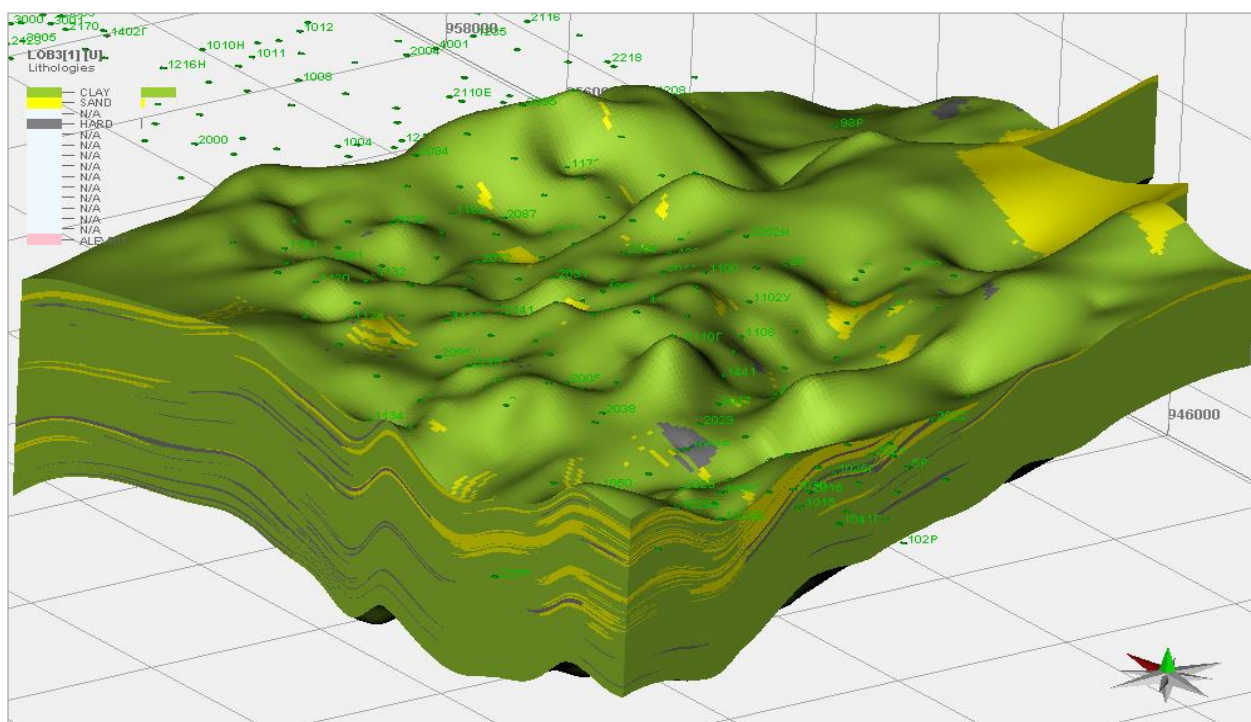


Рисунок 4.19 – Фрагмент трехкомпонентной литологической модели объекта БВ₇

В процессе создания вариативных моделей для каждого параметра были построены функции, коллинеарные (графически похожие) используемой петрофизической модели, отстоящие от нее на величину стандартного отклонения и учитывающие принятые критические значения (рисунок 4.20, рисунок 4.21). Данные функции необходимы для ограничения изменения параметров относительно друг друга в зонах с большой неопределенностью, т.к. свойства скелета горных пород в любой части объекта по определению считаются неизменными.

Во всех геологических моделях используется одинаковый набор данных.

Базовый вариант – оптимальное решение модели с минимальными статистическими погрешностями относительно исходных данных, стремящееся к математическому ожиданию.

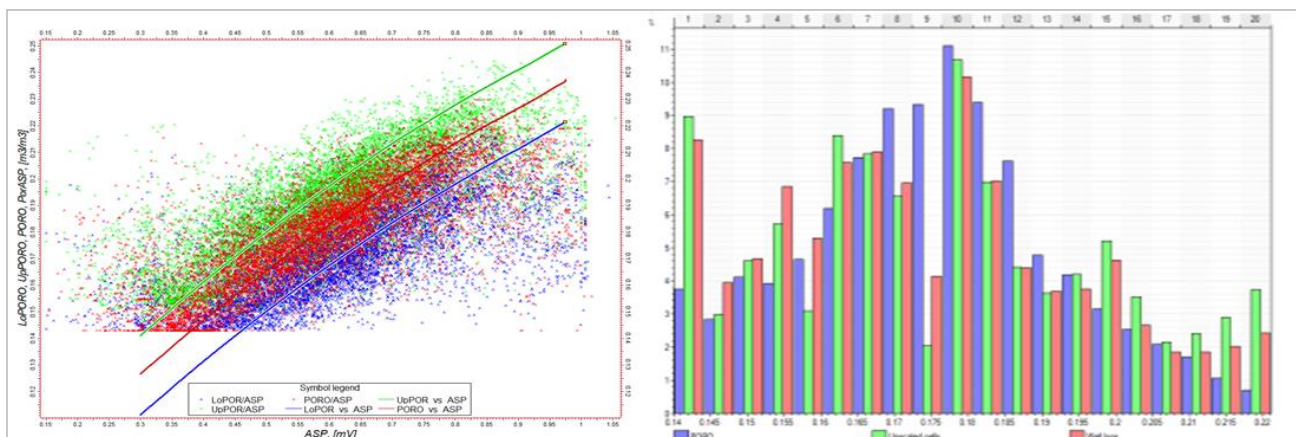


Рисунок 4.20 – Построение коллинеарных функций на примере коэффициента пористости

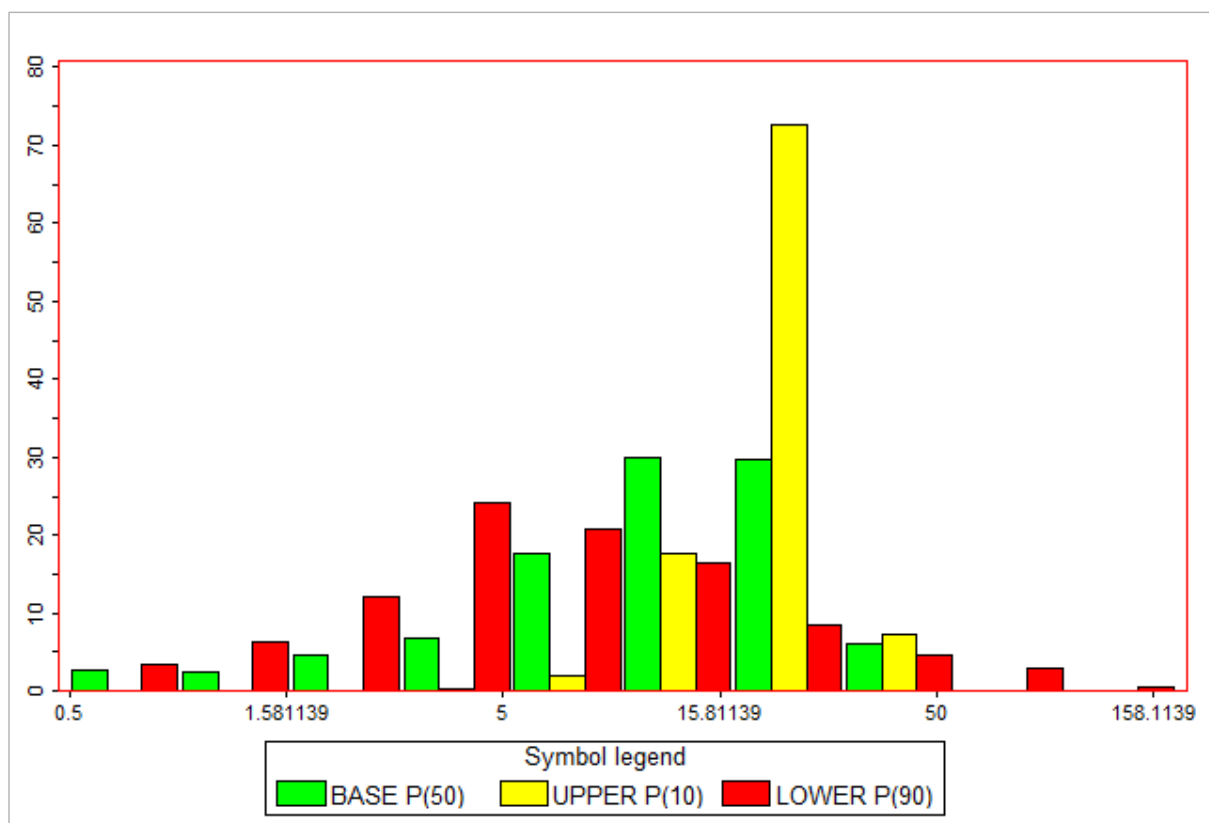


Рисунок 4.21 – Распределение проницаемости в геологических моделях (P50, P90, P10)

Пессимистический вариант модели предполагает перевод в неколлекторы маловероятных эффективных объемов с низкими ФЕС, а также снижение прогнозных ФЕС коллекторов в межскважинном пространстве на величину стандартного

отклонения, относительно оптимального решения (рисунок 4.22).

Оптимистический вариант модели предполагает приращение к коллекторам маловероятных эффективных объемов, а также повышение прогнозных ФЕС коллекторов в межскважинном пространстве на величину стандартного отклонения, относительно оптимального решения.

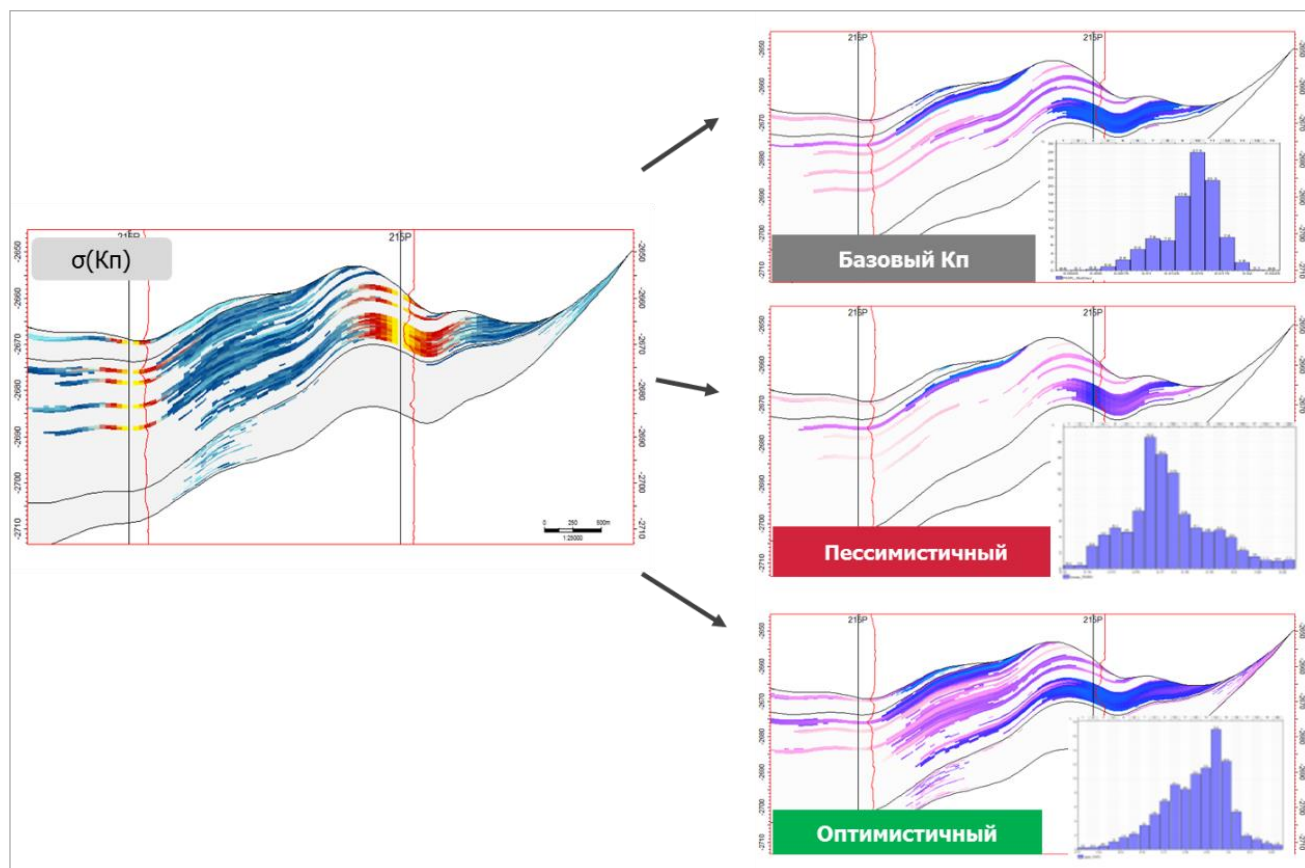


Рисунок 4.22 – Моделирование геологической неопределенности по объекту БВ₇ Южно-Вынтойского месторождения

Для каждой геологической модели определены средние значения основных геолого-физических характеристик и интервал их изменений (таблица 4.6, таблица 4.7). Начальные геологические запасы по трем моделям Р50, Р90 и Р90 оценены в 5874 тыс. т, 3661 тыс. т и 13406 тыс. т соответственно (рисунок 4.6 и рисунок 4.23), абсолютная отметка ВНК во всех моделях находится на уровне минус 2628...минус 2698 м.

Таблица 4.6 – Геолого-физическая характеристика северной части объекта БВ₇ Южно-Выинтойского месторождения

Параметр	В целом по участку (Базовый вариант)		В целом по участку (Пессимистический вариант)		В целом по участку (Оптимистический вариант)	
	Среднее значение	Диапазон изменений	Среднее значение	Диапазон изменений	Среднее значение	Диапазон изменений
Коэффициент пористости, д. ед.	0,194	0,143–0,221	0,195	0,143–0,225	0,194	0,143–0,225
Коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.	0,516	0,360–0,730	0,517	0,360–0,730	0,537	0,360–0,765
Эффективная толщина, м	19	0–49,5	17,1	0–45,9	26,8	0–78,4
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,8	0–14	3,1	0–13,6	6,8	0–30,2
Коэффициент проницаемости, мкм ²	25,8	0,3–288,2	27,2	0,2–159,7	25,4	0,2–176,6
Коэффициент песчанистости, д. ед.	0,18	0–0,53	0,16	0–0,38	0,26	0–0,7
Расчлененность	6	0–28	6	0–28	6	0–28

Таблица 4.7 – Распределение запасов северной части объекта БВ₇ Южно-Выинтойского месторождения

Параметр	Модель Гос.баланс	Базовая модель	Пессимистический вариант	Оптимистический вариант
Начальные геологические запасы	6820	5 874	3 661	13 406
КИН утвержденный	0,301	0,301	0,301	0,301
Начальные извлекаемые запасы	2053	1815,1	1131,2	4142

При создании и актуализации гидродинамической модели объекта БВ₇ (северная часть) месторождения была использована трехмерная геологическая модель, построенная в программном комплексе RMS компании ROXAR по состоянию геолого-геофизической изученности на дату 01.01.2018.

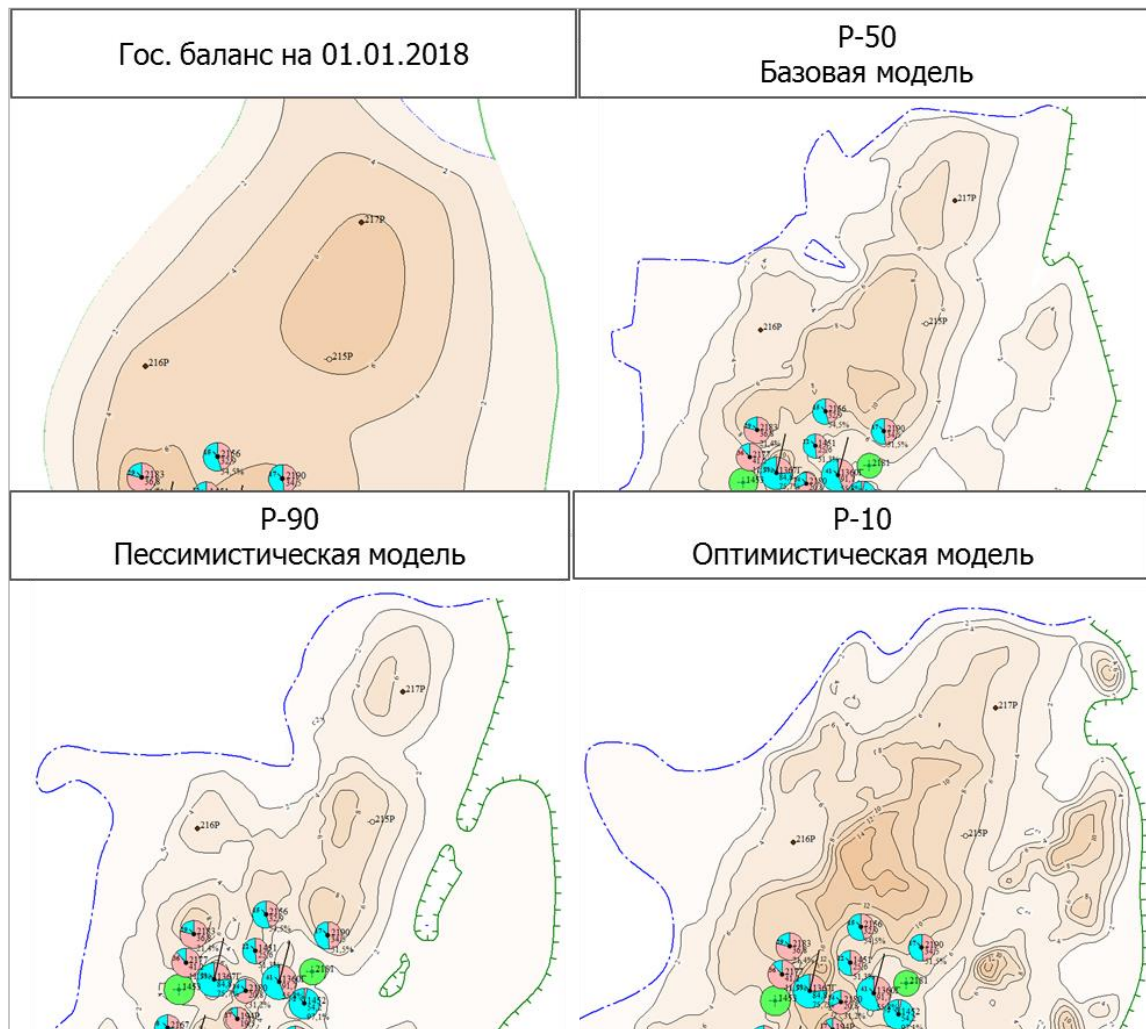


Рисунок 4.23 – Геологические модели по северной части объекта

4.5 Технологические показатели вариантов разработки участка

Для определения наиболее эффективного варианта разработки участка, учитывая фактические результаты работы ГС и геологические особенности объекта, сформировано восемь вариантов размещения проектного фонда скважин.

Общим для всех вариантов является размещение горизонтальных скважин по

напластованию с целью максимального вовлечения в разработку коллектора. Данное решение принято по результату геофизических исследований и преимущественного направления распространения фронта заводнения по трассерным исследованиям, которые показали, что явного направления линии стресса горных пород не выявлено.

Базовый вариант. Реализуемая схема разбуривания предполагает: в ряду добывающих скважин бурение горизонтальных скважин с длиной ствола 600 м, расстояние между скважинами в добывающих рядах 500 м; в ряду нагнетательных скважин бурение через одну наклонно-направленных и горизонтальных скважин с длиной ствола 200 м. Расстояние между рядами скважин 450 м. Освоение горизонтальных скважин в ряду нагнетательных предполагается в отработку, при ухудшении энергетического состояния или обводнении скважин предусмотрен перевод их под закачку (рисунок 4.24). Общий фонд скважин: 39 ед. (добывающих – 22, нагнетательных – 17).

Варианты 1–6 направлены на поиск варианта, который обеспечит максимальную добычу нефти и минимизацию риска прорыва трещины ГРП в вышележащий водонасыщенный пласт БВ₆, за счет изменения длины горизонтального участка и количества портов ГРП.

Предусмотрено применение различных конструкций нагнетательных скважин – все скважины с горизонтальным типом закачивания; либо бурение, через одну, наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

В варианте 7 рассмотрено применение добывающих и нагнетательных ГС с длиной ГУ 600 м.

Различие в предложенных вариантах заключается в следующем: расстояние между горизонтальными скважинами в ряду добывающих скважин варьируется от 300 до 400 м (с интервалом в 50 м). Данное расстояние необходимо для оценки взаимовлияния трещин при проведении ГРП и определения допустимого расстояния, при котором трещины не будут смыкаться в единый фильтрационный канал. По результату кросс-дипольного каротажа раскрытие трещины происходит в различных направлениях, полудлина трещины ГРП в среднем составляет 76 м, при этом

может варьироваться от 33 м до 100 м.

По сформированным вариантам для оптимального разбуривания участка предусматривается размещение ГС в зонах с наибольшими нефтенасыщенными толщами, с учетом их распространения в данном районе.

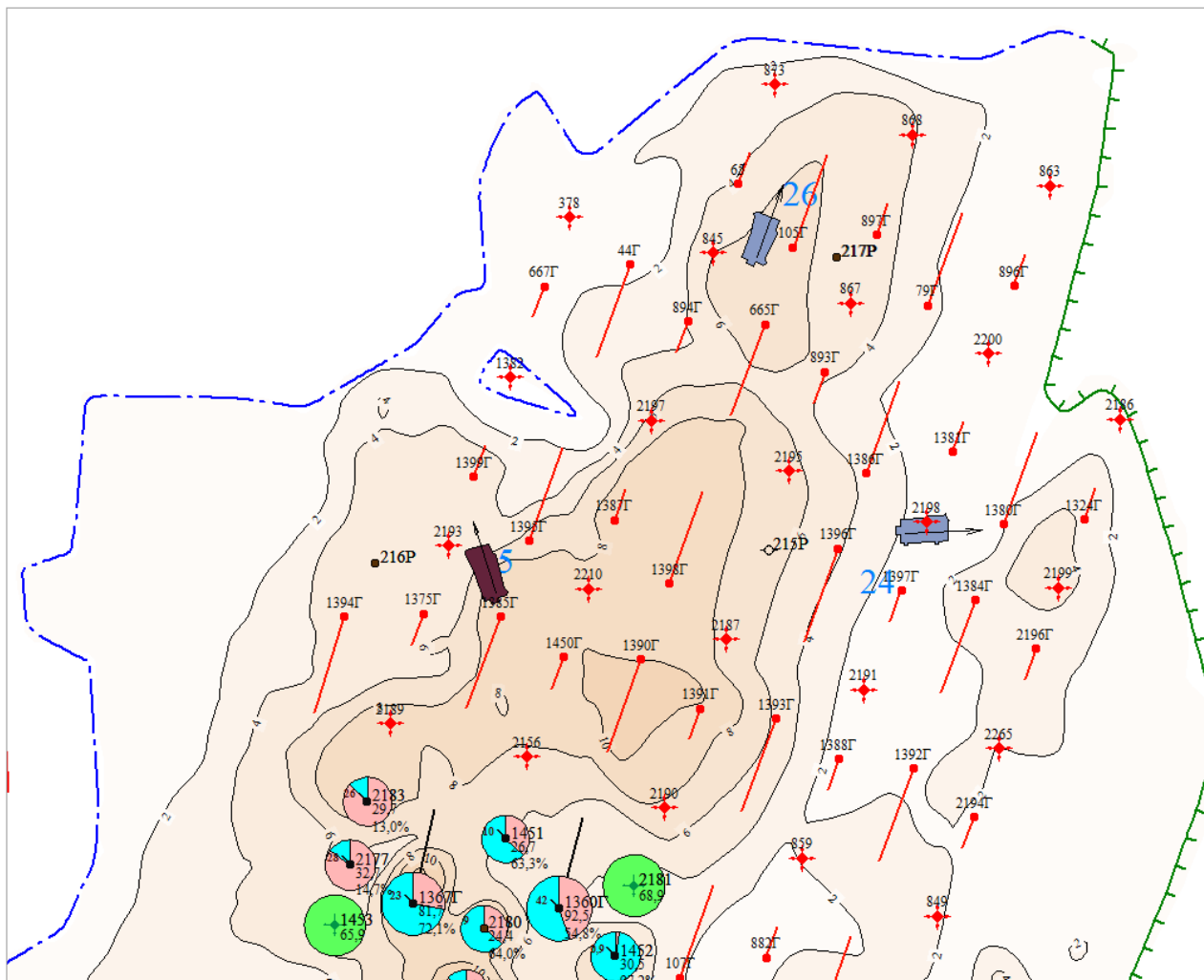


Рисунок 4.24 – Реализуемая схема разбуривания.
Выкопировка из карты эффективных нефтенасыщенных толщин
по объекту БВ₇ Южно-Выинтойского месторождения. К. 24–26

Вариант 1

Формирование однорядной системы заводнения с расстоянием между рядами 450 м. В добывающем ряду: бурение горизонтальных скважин с ГУ 250 м и расстоянием между скважинами 300 м; в нагнетательном ряду: бурение наклонно-направленных скважин с расстоянием 550 м (рисунок 4.25). Общий фонд скважин: 45 ед. (добывающих – 21, нагнетательных – 24).

Вариант 2

Формирование однорядной системы заводнения с расстоянием между рядами 450 м. В добывающем ряду: бурение горизонтальных скважин с ГУ 250 м и расстоянием между скважинами 350 м; в нагнетательном ряду: бурение, через одну, наклонно-направленных и горизонтальных скважин (ГУ 250 м) с расстоянием 475 м, с длительной отработкой горизонтальных скважин. В краевых частях бурение наклонно-направленных скважин с расстоянием 600 м (рисунок 4.26). Общий фонд скважин: 42 ед. (добывающих – 26, нагнетательных – 16).

Вариант 3

Формирование однорядной системы заводнения с расстоянием между рядами 450 м. В добывающем ряду: бурение горизонтальных скважин с ГУ 250 м и расстоянием между скважинами 350 м; в нагнетательном ряду: бурение горизонтальных скважин (ГУ 250 м) с расстоянием 350 м, с длительной отработкой. Перевод под закачку производить при ухудшении энергетического состояния или обводнении продукции скважин (рисунок 4.27). Общий фонд скважин: 42 ед. (добывающих – 27, нагнетательных – 15).

Вариант 4

Формирование однорядной системы заводнения с расстоянием между рядами 450 м. В добывающем ряду: бурение горизонтальных скважин с ГУ 250 м и расстоянием между скважинами 400 м; в нагнетательном ряду: бурение, через одну, наклонно-направленных и горизонтальных скважин (ГУ 250 м) с расстоянием 525 м, с длительной отработкой горизонтальных скважин. Перевод под закачку производить при ухудшении энергетического состояния или обводнении скважин. В краевых частях бурение наклонно-направленных скважин с расстоянием 650 м (рисунок 4.28). Общий фонд скважин: 42 ед. (добывающих – 26, нагнетательных – 16).

Вариант 5

Формирование однорядной системы заводнения с расстоянием между рядами 450 м. В добывающем ряду: бурение горизонтальных скважин с ГУ 250 м и расстоянием между скважинами 400 м; в нагнетательном ряду: бурение горизонтальных

скважин (ГУ 250 м) с расстоянием 400 м, с длительной отработкой. Перевод под закачку производить при ухудшении энергетического состояния или обводнении скважин. В краевых частях бурение наклонно-направленных скважин с расстоянием 650 м (рисунок 4.29). Общий фонд скважин: 40 ед. (добывающих – 26, нагнетательных – 14).

Вариант 6

Формирование однорядной системы заводнения с расстоянием между рядами 450 м. В добывающем ряду: бурение горизонтальных скважин с ГУ 300 м и расстоянием между скважинами 350 м; в нагнетательном ряду: бурение горизонтальных скважин (ГУ 250 м) с расстоянием 400 м, с длительной отработкой. Перевод под закачку производить при ухудшении энергетического состояния или обводнении. В краевых частях бурение наклонно-направленных скважин с расстоянием 650 м (рисунок 4.30). Общий фонд скважин: 42 ед. (добывающих – 26, нагнетательных – 16).

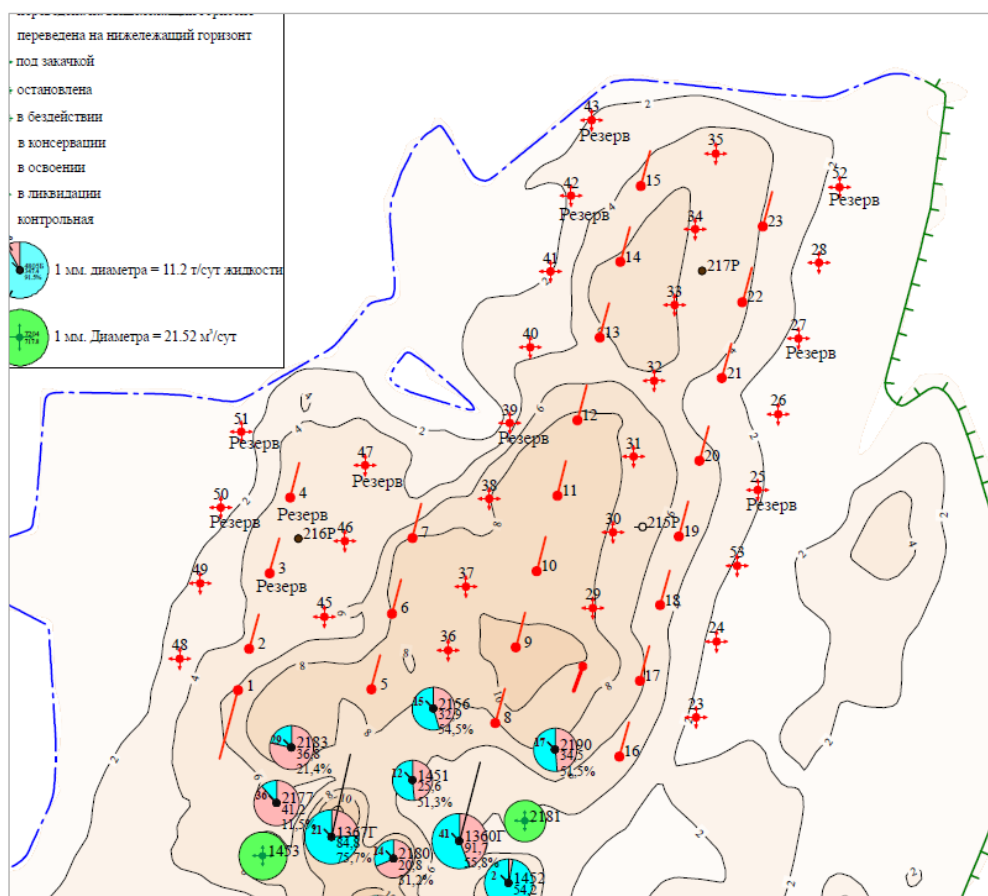
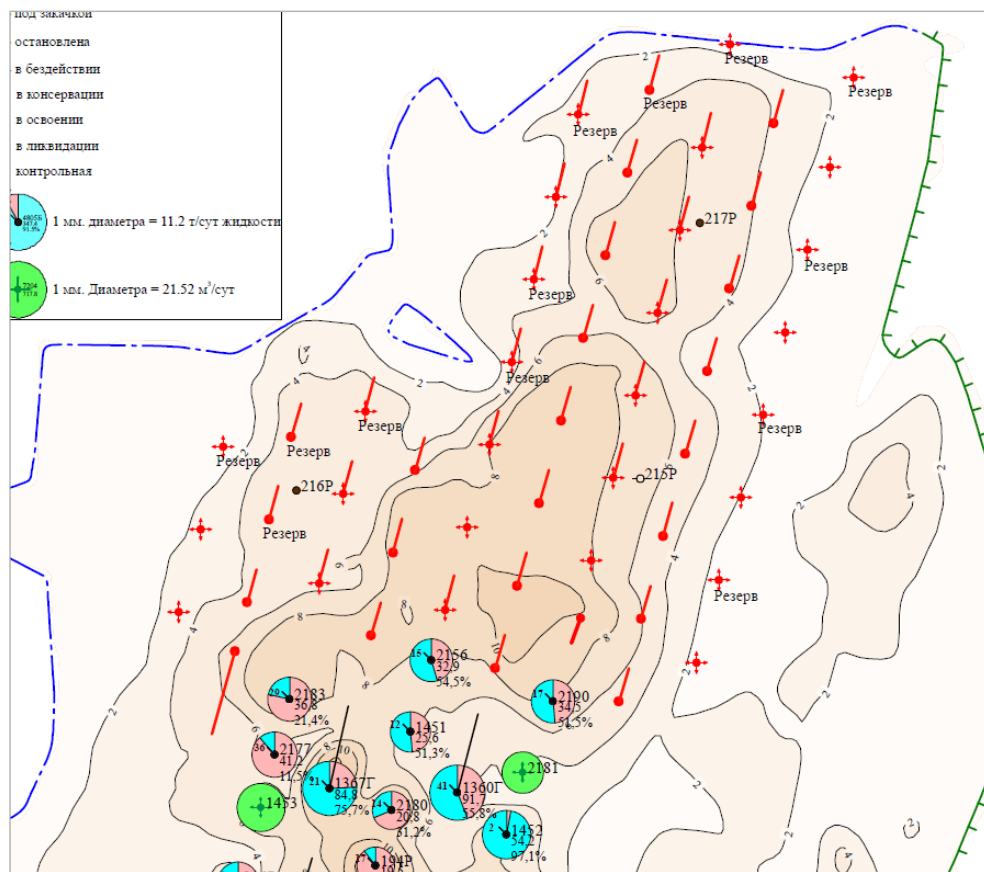
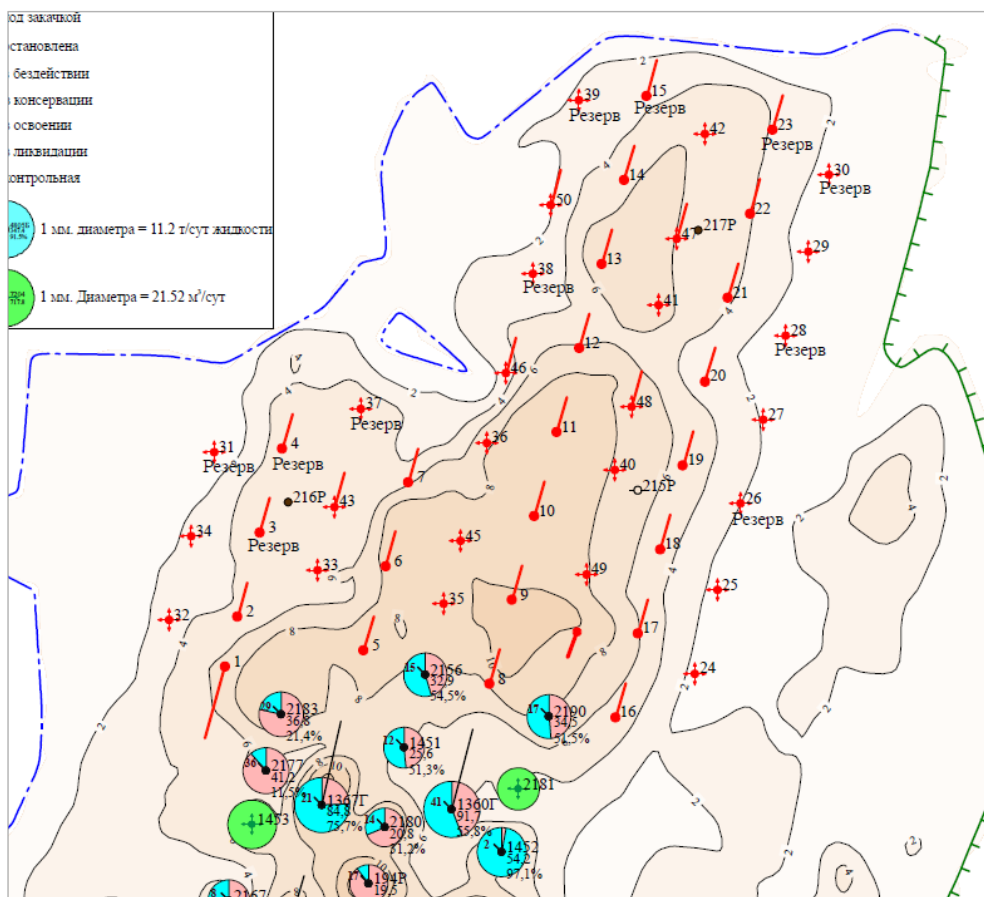


Рисунок 4.25 – Вариант 1



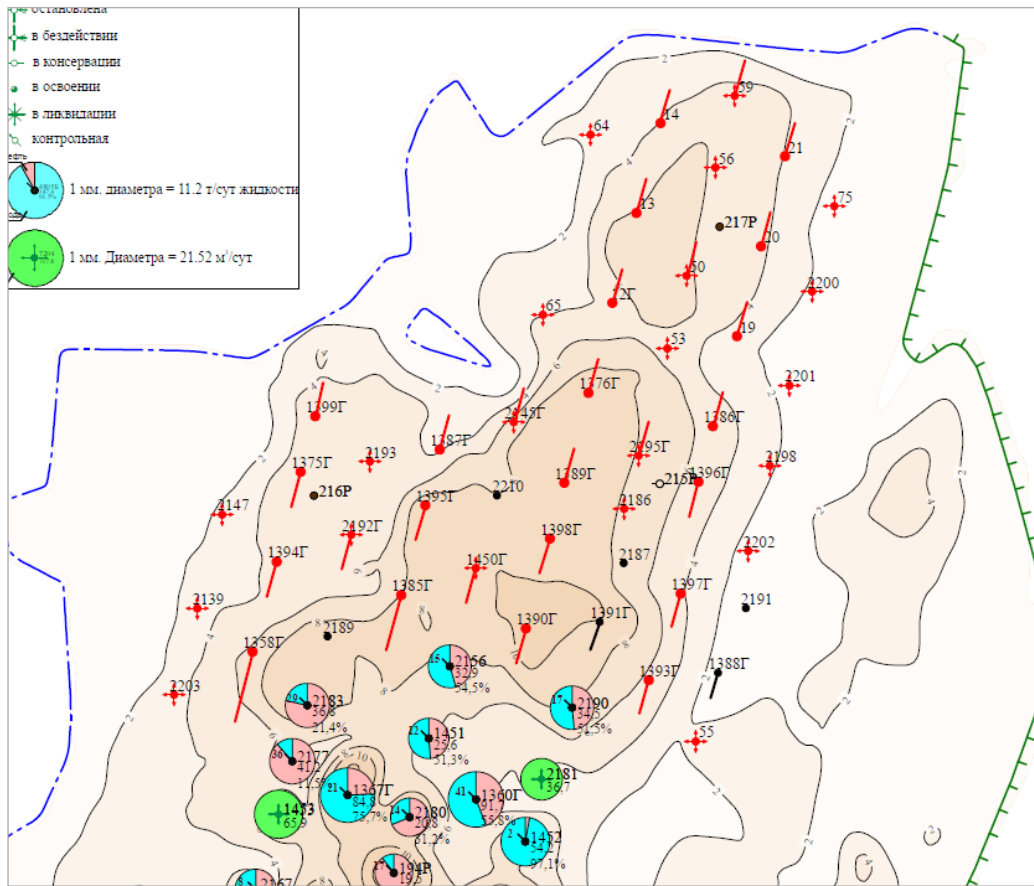


Рисунок 4.28 – Вариант 4

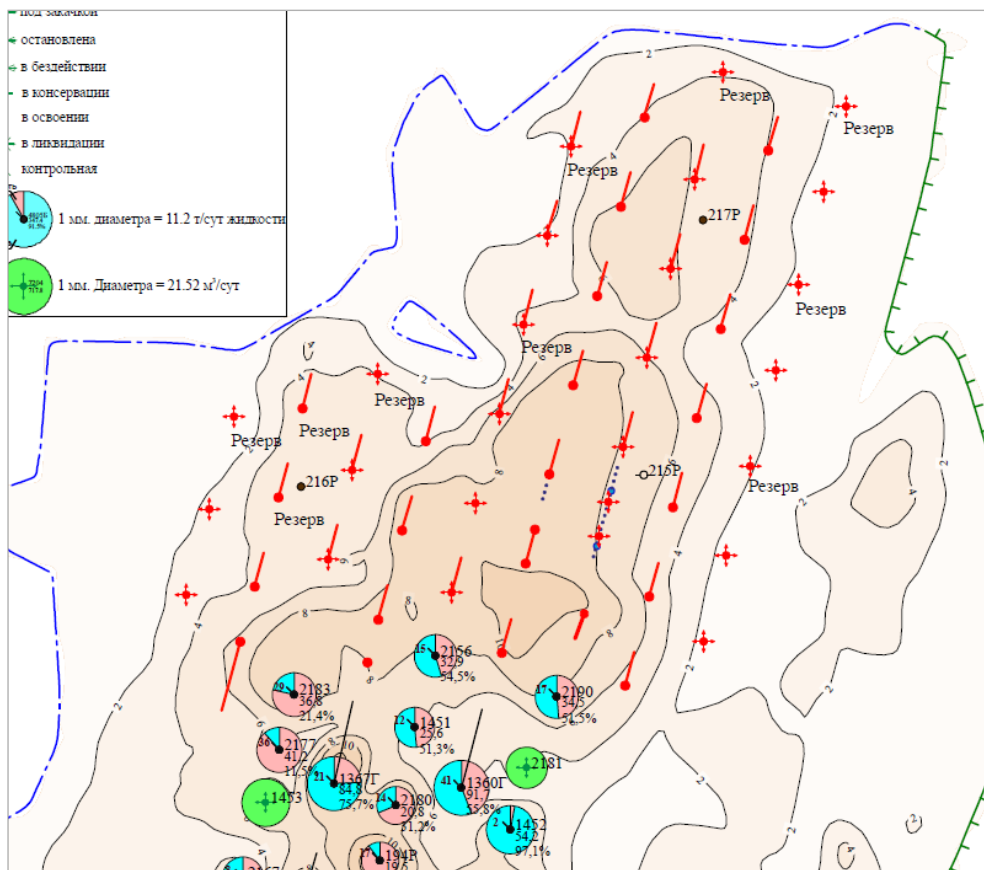


Рисунок 4.29 – Вариант 5

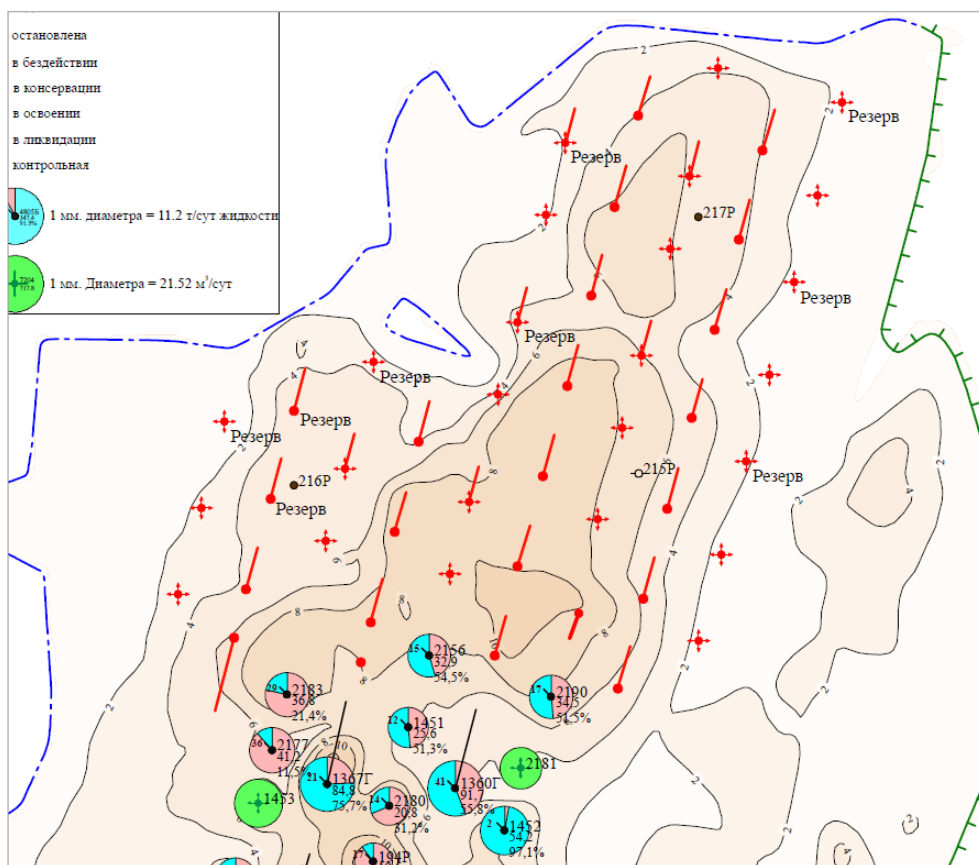


Рисунок 4.30 – Вариант 6

Вариант 7

Также спроектирован вариант разработки, предусматривающий формирование однорядной системы заводнения с расстоянием между рядами 450 м. В добывающих и нагнетательных рядах бурение горизонтальных скважин с длиной ГУ 600 м, с расстоянием между скважинами в рядах 500 м (рисунок 4.31). Общий фонд скважин: 30 ед. (добывающих – 13, нагнетательных – 17).

Данный вариант характеризуется высоким риском прорыва трещины ГРП в водонасыщенный пласт БВ₆ за счет большего количества портов ГРП в одной скважине и, как следствие, значительным снижением коэффициента охвата по площади.

Выбор оптимального варианта разработки производился по следующему алгоритму:

Расчет вариантов с применением ГГДМ (геологическая основа Р50).

Детальная экономическая оценка вариантов разработки, выбор наилучших вариантов.

Расчет выбранных наилучших вариантов с применением ГГДМ (геологическая основа Р90).

Определение наиболее уверенных скважин методом схождения по двум моделям (Р50 и Р90).

Экономическая оценка вариантов (геологическая основа Р90).

Выбор наиболее устойчивого варианта.

Формирование итогового варианта разработки. Определение независимого и зависимого фонда скважин по каждой кустовой площадке.

Результаты расчетов на базовой модели Р50 и экономическая оценка вариантов разработки представлены ниже (таблица 4.8, таблица 4.9).

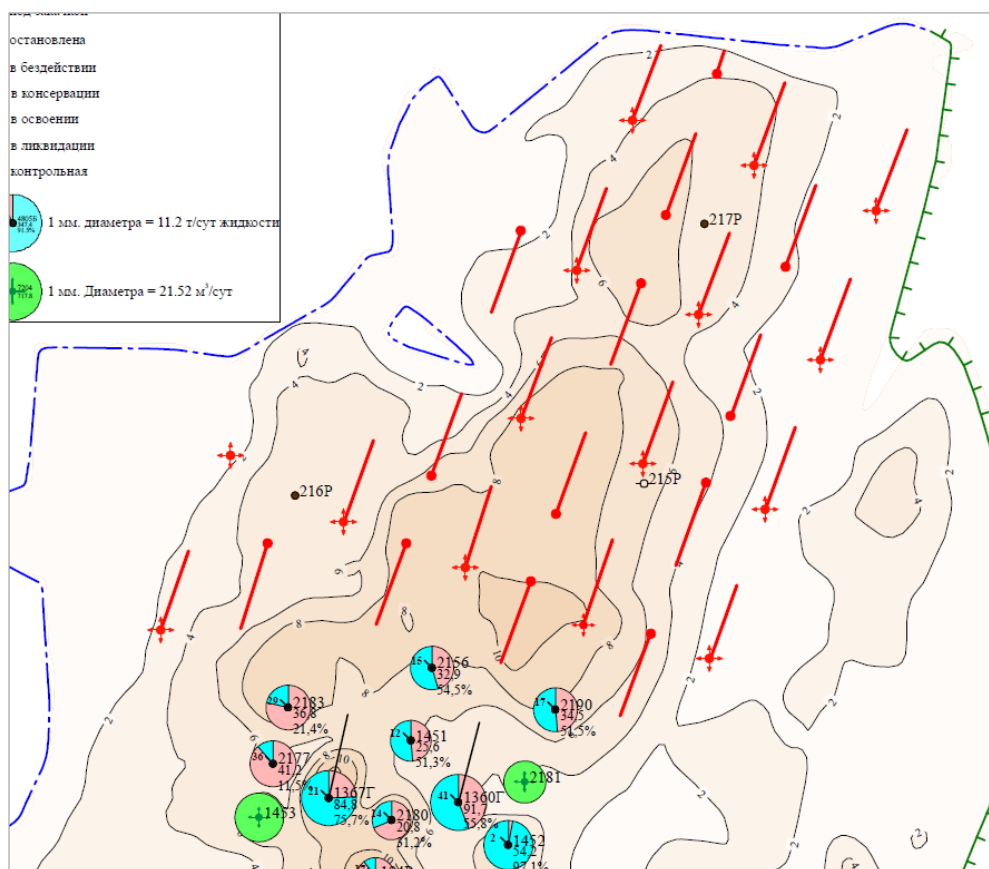


Рисунок 4.31 – Вариант 7

Технико-экономический анализ полученных результатов показал, что наиболее предпочтительными вариантами являются варианты № 2, № 4 и № 6. Накопленная добыча по ним составляет 1589,5 тыс. т, 1600 тыс. т, 1620,8 тыс. т соответственно.

Таблица 4.8 – Технико-экономические показатели вариантов разработки

	Базовый (Реализу- емый)	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7
Расстояние между рядами и добывающими скважинами в ряду, м	450 x 500	450 x 300	450 x 350	450 x 350	450 x 400	450 x 400	450 x 400	450 x 500
Накопленная добыча нефти на 2049 год, тыс. т	1438	1579	1590	1534	1600	1485	1621	1170
Количество скважин	39	45	42	42	42	40	42	30
Количество добывающих скважин	22	21	26	27	26	26	26	13
Количество нагнетательных скважин	17	24	16	15	16	14	16	17
Накопленная добыча /скв, (тыс. т/скв)	36,9	35,1	37,8	36,5	38,1	37,1	38,6	39,0
Накопленная добыча на добывающую скважину, (тыс. т/скв)	65,3	75,2	61,1	56,8	61,5	57,1	62,3	90,0
КИН	0,283	0,311	0,313	0,302	0,315	0,292	0,319	0,230

Таблица 4.9 – Экономическая оценка вариантов разработки

Технико-экономический показатель	Варианты							
	Базо- вый	1	2	3	4	5	6	7
Период разработки, годы	2019–2049							
Добыча нефти, тыс. т	1438	1579	1590	1534	1600	1485	1621	1170
Операционные расходы всего (2019–2021), млн руб.	333	329	374	382	367	364	374	236
Инвестиционные расходы всего, млн руб.	3892	4152	4222	4570	4222	4338	4250	3816
<i>в т. ч: эксплуатационное бурение, млн руб.</i>	2730	2838	2863	3240	2894	3052	2922	2864
<i>ОНСС (2018–2021), млн руб.</i>	143	136	169	175	169	168	169	84
<i>строительство, млн руб.</i>	209	232	217	221	221	213	221	176
NPV (чистый приведенный доход), млн \$	37,2	40,1	41,3	36,6	42,9	36,9	43,8	21,6
IRR, %	11,6	11,9	12,2	9,6	12,7	10,3	12,9	5,7
Срок окупаемости, лет	5	5	4	5	4	5	4	6

Отмечается превышение утвержденного коэффициента нефтеизвлечения с

0,301 (AB_1+B_2) до 0,320 д. ед. на северной части объекта БВ₇, планируемой к разработке. При этом данный участок является краевым и имеет ухудшенные фильтрационно-емкостные свойства коллектора относительно центральной части объекта. Динамика показателей по трем вариантам представлена ниже (рисунок 4.32).

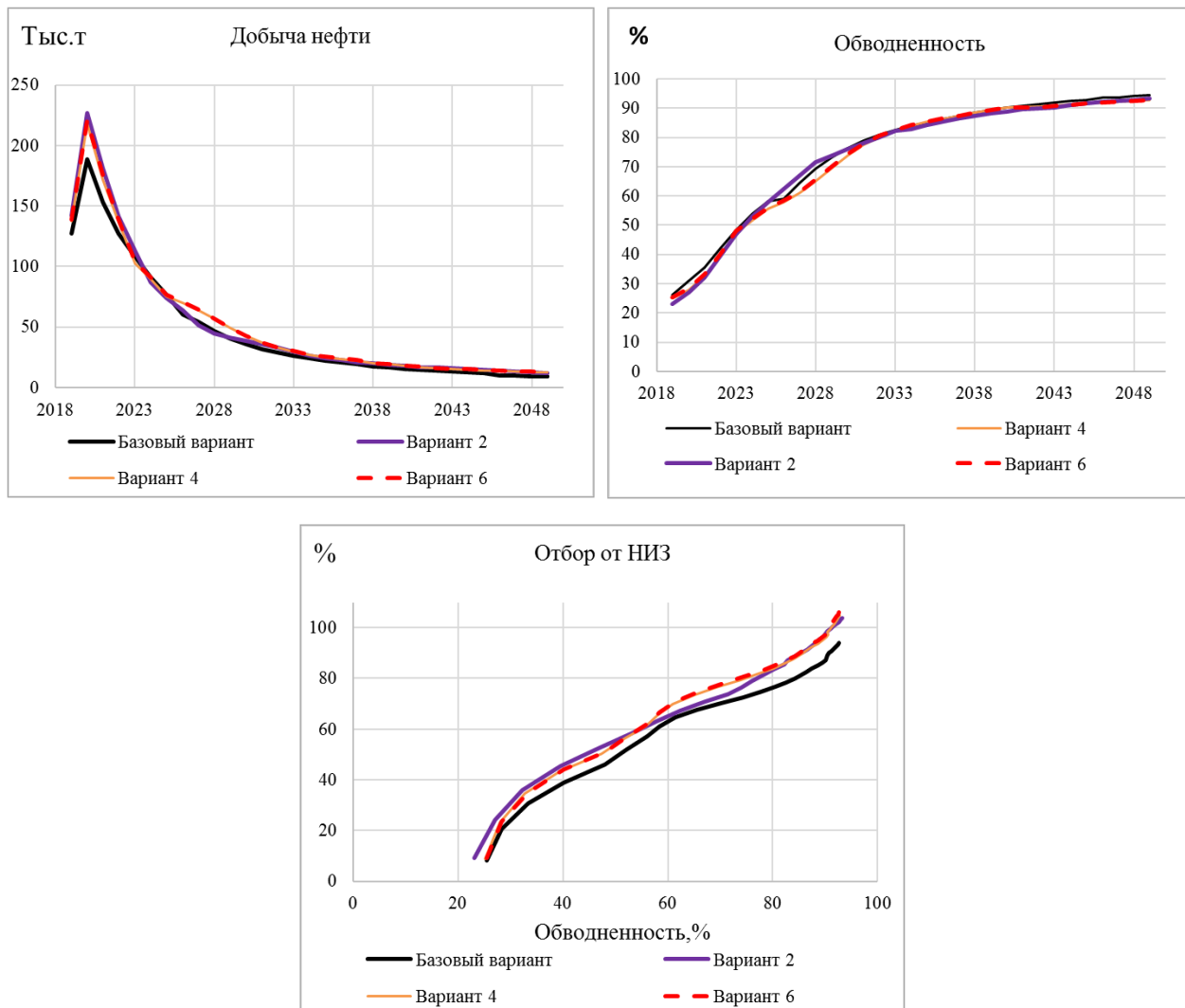


Рисунок 4.32 – Динамика технологических показателей по вариантам разработки (базовый, вариант 2, вариант 4, вариант 6). Геологическая основа Р50

Вариант № 7 является крайне рискованным с точки зрения возможного прорыва трещин ГРП в вышележащий горизонт БВ₆. Ввиду необходимости уточнения модели насыщения, в данном варианте предусматривается бурение пилотных стволов, что отрицательно сказывается на экономических показателях, следовательно, вариант № 7 не рекомендуется к массовому внедрению.

С целью определения наиболее устойчивого варианта к геологическим рис-

кам, варианты № 2, 4, 6 рассчитаны на гидродинамической модели, с геологической основой Р90. Методом схождения полученных результатов по двум моделям (Р50 и Р90) определены наиболее уверенные скважины, эффективность ввода которых также экономически оценена с учетом возможного неподтверждения коллектора (таблица 4.10).

Таблица 4.10 – Технико-экономические показатели вариантов разработки (Р90) (К-24, 25, 26)

	Ба- зо- вый ва- ри- ант	В1	В2	В3	В4	В5	В6	В7
Накопленная добыча нефти на 2049, тыс. т	747	858	843	826	823	830	837	645
Количество скважин	33	44	39	41	39	38	39	27
Количество добывающих скважин	17	21	24	27	24	24	24	11
Количество нагнетательных скважин	16	23	15	14	15	14	15	16
Накопленная добыча /скв, (тыс. т/скв)	23	20	22	20	21	22	22	24
Накопленная добыча на доб. скв, (тыс. т/скв)	44	41	35	31	34	35	35	59
NPV	-5,6	-4,8	-4,1	-6,6	-3,9	-4,8	-3,4	-10,7

По результату вариативного моделирования и детального экономического анализа наиболее предпочтительным является вариант 6, предусматривающий формирование однорядной системы заводнения, с расстоянием между рядами 450 м. В добывающем ряду: бурение горизонтальных скважин с ГУ 300 м и расстоянием между скважинами 350 м; в нагнетательном ряду: бурение горизонтальных скважин (ГУ 250 м) с расстоянием 400 м, с длительной отработкой. Перевод под закачку предусмотрено производить при ухудшении энергетического состояния или обводнении продукции скважин. В краевых частях бурение нагнетательных наклонно-направленных скважин с расстоянием 650 м.

Поскольку реализация проектного фонда на пессимистичной геологической модели показала отрицательный чистый дисконтированный доход по варианту 6, вариант был разбит на фазы. Фаза 1 включает в себя 34 скважины (22 добывающих и 12 нагнетательных), NPV составило 0,8 при накопленной добыче нефти 748 тыс. т. Фаза 2 - это вариант на полное развитие, который реализуется в случае подтверждения среднего или оптимистического варианта.

Распределение текущих подвижных запасов, распределение давления по варианту 6 представлено ниже (рисунок 4.33, рисунок 4.34, рисунок 4.35, рисунок 4.36).

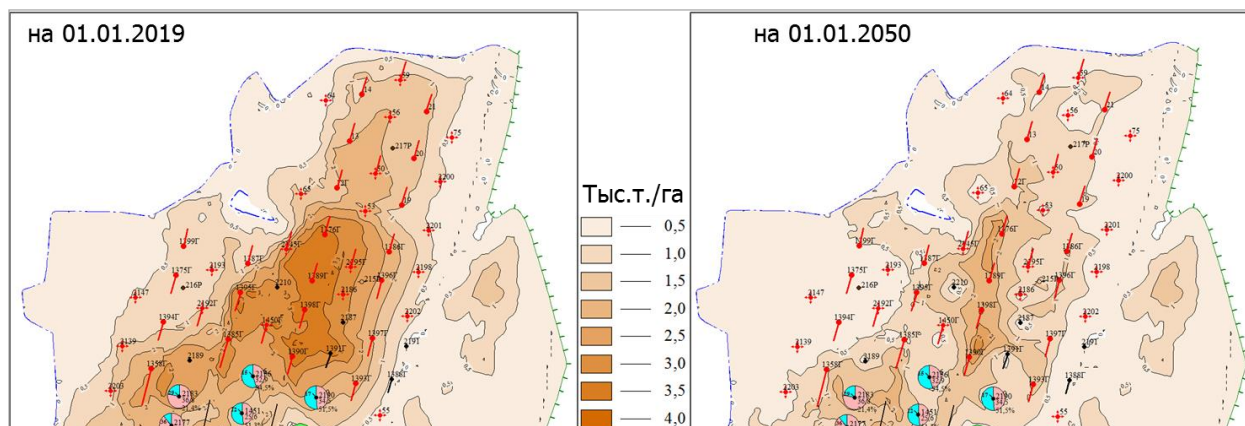


Рисунок 4.33 – Вариант 6. Карты плотности текущих подвижных запасов. Геологическая основа (Р50). Северная часть объекта БВ₇ Южно-Выинтойского месторождения

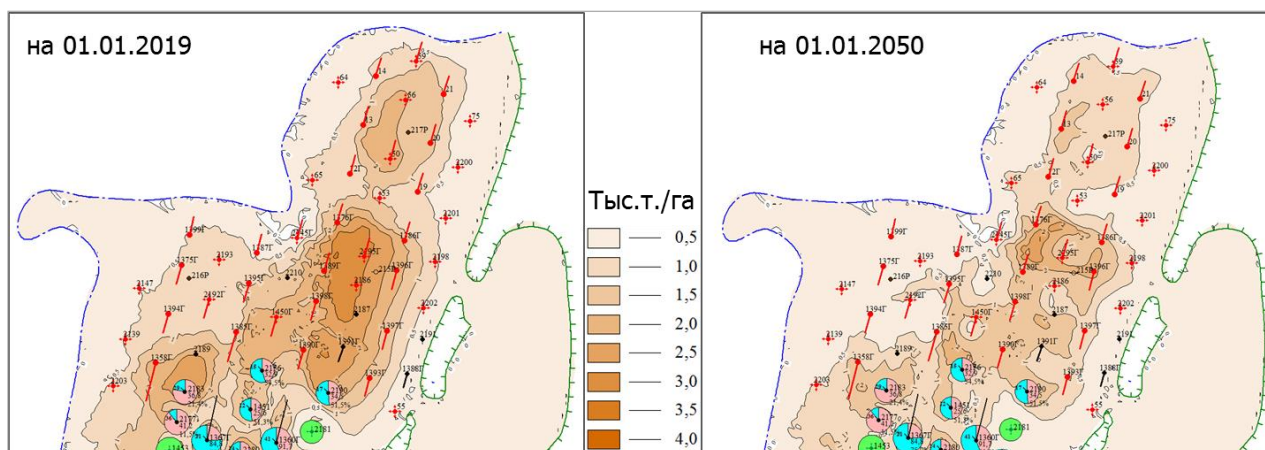


Рисунок 4.34 – Карты плотности текущих подвижных запасов. Геологическая основа (Р90). Северная часть объекта БВ₇ Южно-Выинтойского месторождения

На основании полученных результатов выбор скважин, планируемых к бурению, производился более детально, в разрезе кустовых площадок. Общий фонд скважин составляет 45 ед. (рисунок 4.37):

Куст 24: фонд скважин 17 ед.

Куст 25: фонд скважин 16 ед.

Куст 26: фонд скважин 12 ед.

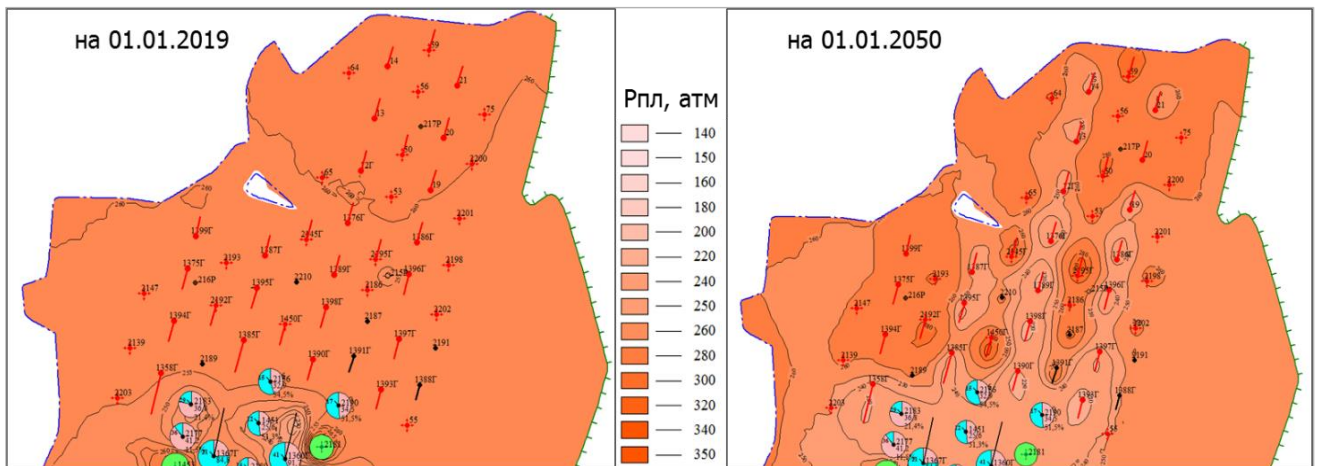


Рисунок 4.35 – Карты пластового давления. Геологическая основа (P50). Северная часть объекта БВ₇ Южно-Выинтойского месторождения

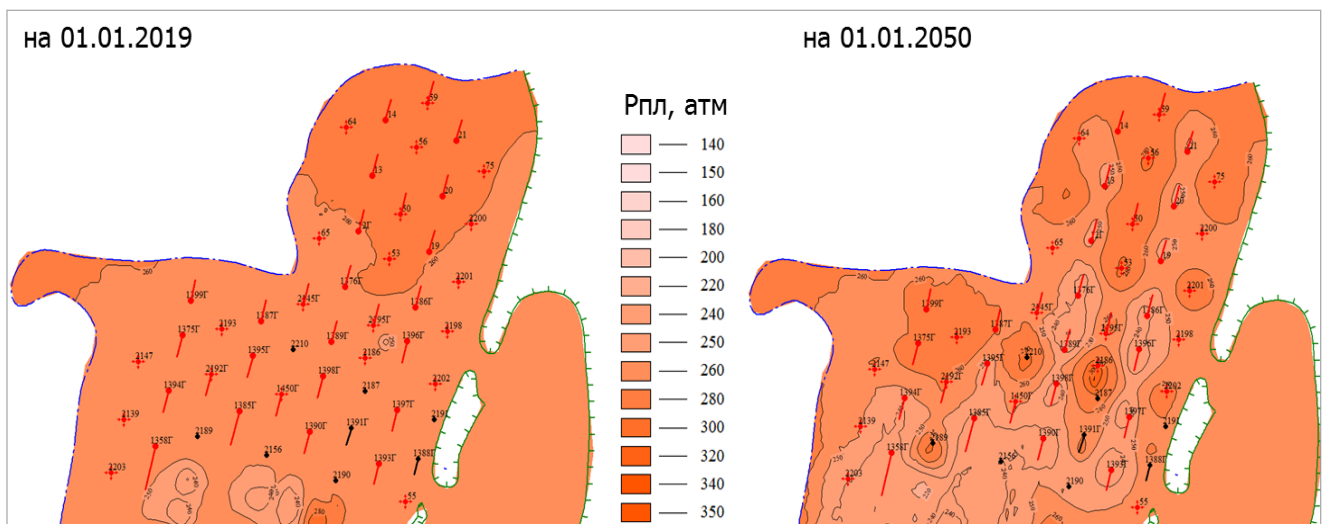


Рисунок 4.36 – Карты пластового давления. Геологическая основа (P90). Северная часть объекта БВ₇ Южно-Выинтойского месторождения

Для корректности сравнения всех вариантов с базовым учитывались скважины, которые расположены на той же площади, что и в базовом варианте. В связи с этим по варианту № 6 количество скважин для бурения увеличено с 42 до 45 шт.

Накопленная добыча нефти по кустовым площадкам 24, 25, 26 составляет 645 тыс. т, 708 тыс. т, 221 тыс. т соответственно.

Сравнение технологических показателей в разрезе кустовых площадок по реализуемой схеме бурения и по варианту 6 представлено ниже, таблица 4.11, рисунок 4.38.

Таблица 4.11 – Показатели по реализуемой схеме и варианту 6 в разрезе кустовых площадок (К-24, 25, 26)

	Реализуемая схема разбуривания			Рекомендуемая схема разбуривания		
	Куст 24	Куст 25	Куст 26	Куст 24	Куст 25	Куст 26
Накопленная добыча нефти на 2049, тыс. т	617,8	620	-	645	708	221
Количество скважин	12	13	-	17	16	12
Количество добывающих скважин	11	11	-	10	9	7
Количество нагнетательных скважин	1	2	-	7	7	5
Накопленная добыча /скв, (тыс. т/скв)	51,4	47,6	-	37,9	44,2	18,4
Накопленная добыча на доб. скв, (тыс. т/скв)	56,1	56,3	-	64,5	78,6	31,6

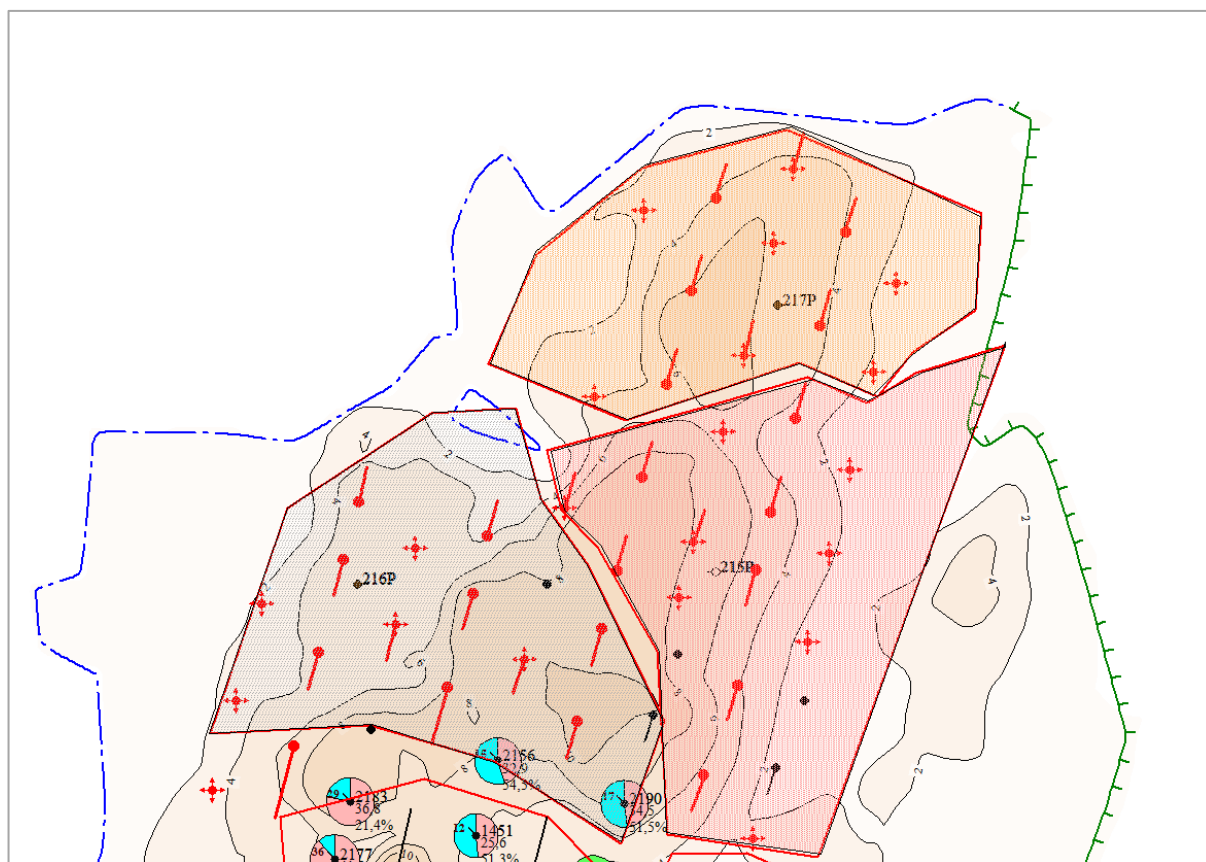


Рисунок 4.37 – Размещение проектных скважин. Вариант 6. Район К 24–26. Объект БВ₇ Южно-Винтойского месторождения

Реализация проектного фонда предусматривает два этапа:

В первую очередь вводятся нагнетательные наклонно-направленные скважины, по результату которых происходит уточнение геологической модели (нефте-насыщенность, расчлененность, эффективная нефтенасыщенная толщина).

Далее принимается решение о вводе горизонтальных скважин. Это позволяет снизить риски проводки горизонтального участка скважин по неколлектору.

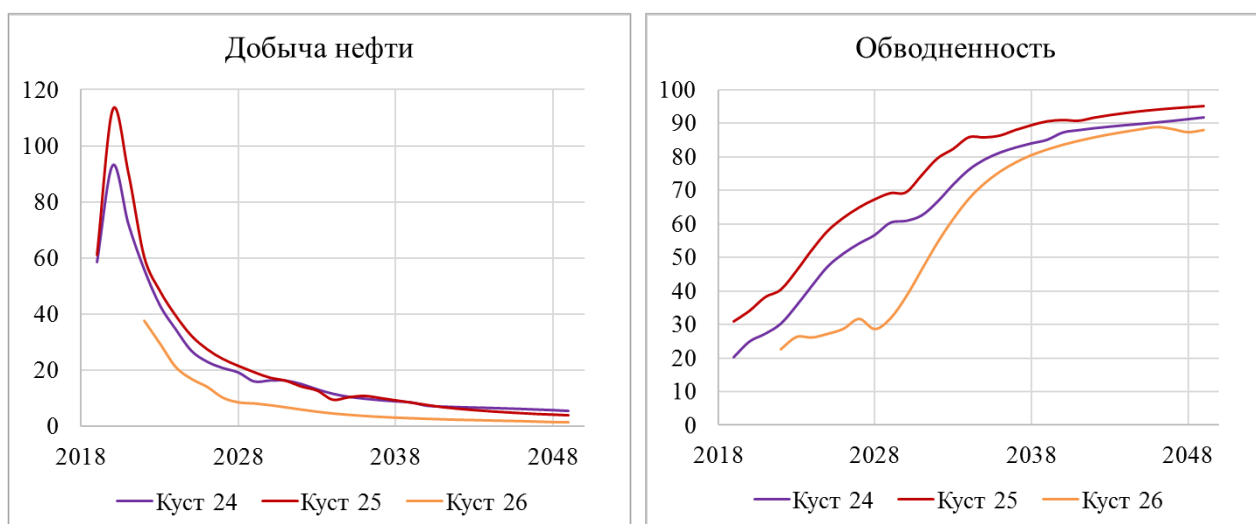


Рисунок 4.38 – Динамика технологических показателей. Вариант 6 (К 24–26). Геологическая основа Р50. Объект БВ₇ Южно-Винтовойского месторождения

С учетом вышесказанного, в северной части объекта (в районе кустов 24–26) предусмотрена следующая очередность ввода скважин, таблица 4.12.

Таким образом, по рассматриваемому участку (КП 24–26) применение метода корректировки проектной системы разработки неосвоенного участка на объекте, находящемся на поздней стадии, позволило сформировать вариант разработки, который не только устойчив к геологическим и технологическим рискам, но и по результату гидродинамического моделирования отмечается превышение утвержденного коэффициента нефтеизвлечения с 0,309 д. ед. до 0,320 д. ед. на северной части объекта БВ₇. При этом данный участок является краевым и имеет ухудшенные ФЭС относительно центральной части объекта.

Таблица 4.12 – Список независимых скважин, предлагаемых к бурению в районе кустов 24–26

Куст 24	Куст 25	Куст 26
нагнетательные		
2187, 2191, 2186, 2202, 53, 2198, 2201	2156, 2190, 2189, 2210, 2139, 2193, 2147	65, 64, 2200, 56, 75
нагнетательная с обработкой на нефть		
1388Г, 2195Г, 2145Г,	1391Г, 1450Г, 2192Г.	50Г, 59Г
Добывающая		
1393Г, 1397Г, 1389Г, 1376Г, 1396Г, 1386Г, 19Г	1390Г, 1398Г, 1385Г, 1358Г, 1394Г, 1395Г	20Г, 21Г, 14Г, 12Г, 13Г

4.6 Результаты внедрения предложенного метода

С середины 2018 года проектный фонд северного участка объекта БВ₇ реализуется по варианту 6, который предусматривает формирование однорядной системы заводнения с расстоянием между рядами 450 м. В добывающем ряду: применение горизонтальных скважин с ГУ 300 м и расстоянием между скважинами 350 м; в нагнетательном ряду – горизонтальных скважин с расстоянием 400 м, и длиной 250–300 м.

На сегодняшний день на участке введены 34 скважины, в то числе 19 ГС, со средним входным дебитом по нефти 20,3 т/сут, по жидкости – 71,9 т/сут (таблица 4.13, рисунок 4.39).

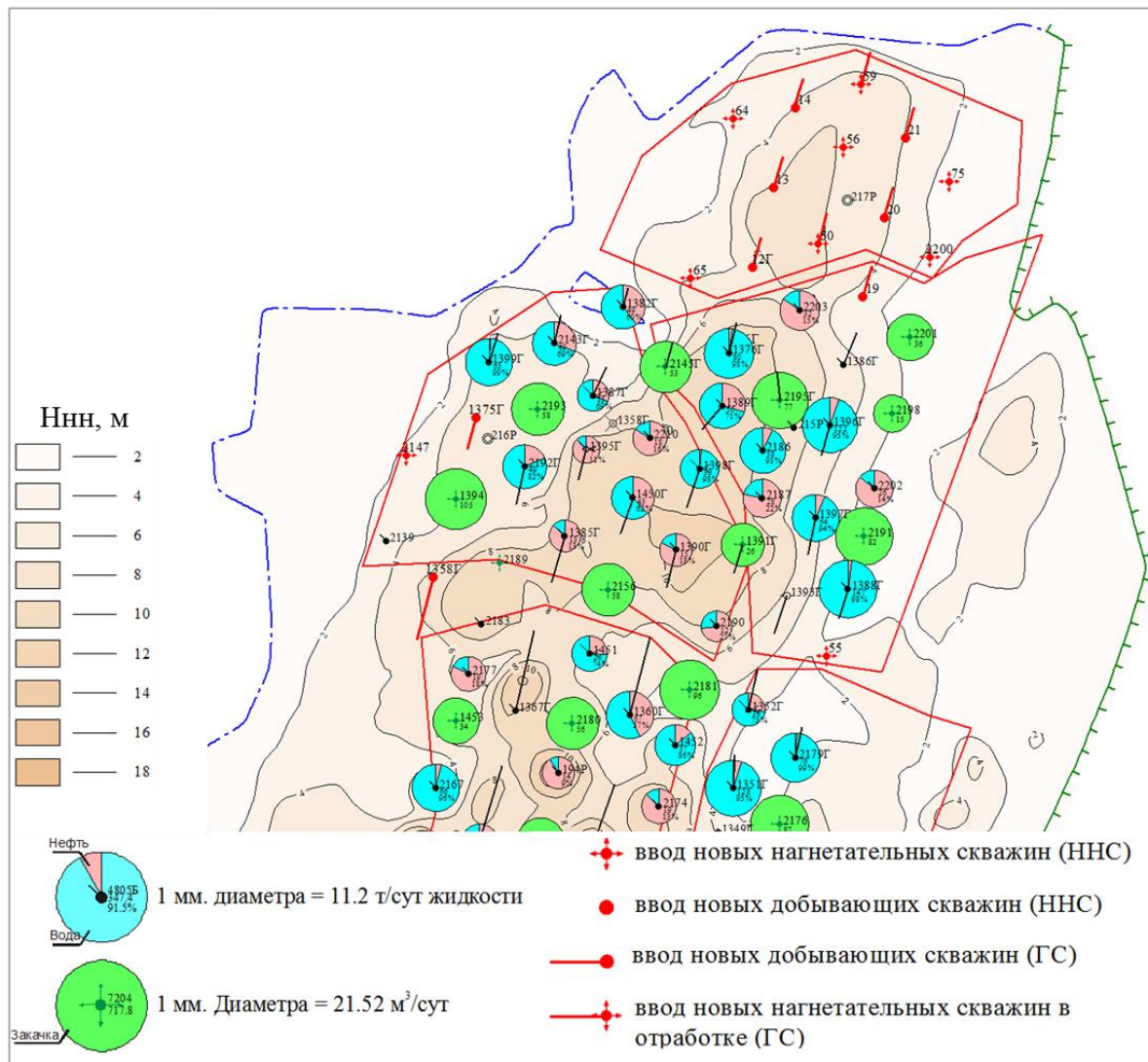


Рисунок 4.39 – Реализация предложенных решений. Карта текущего состояния на 01.01.2021. Кусты 24–26

Таблица 4.13 – Входные показатели скважин, пробуренных в районе кустов 24–26

Скв.	Qн (план), т/сут	Qн вх. (факт), т/сут	Обв. вх.(факт), %
2187	17,4	27,9	33
2186	16,9	24,5	55
2195Г	26,0	21,4	78
1393Г	28,0	15,5	76
1397Г	28,2	23,8	60
1388Г	18,3	16,2	88
2191	17,4	19,4	29
2202	15,0	24,0	27
2190	15,0	21,9	31
1391Г	25,2	28,5	56
1390Г	29,0	23,6	63
1398Г	29,0	32,6	50
2156	18,8	22,7	20
1450Г	19,8	28,6	68
2210	9,0	13,7	66
2189	11,2	11,5	71
2192Г	28,2	28,3	60
2203	16,5	15,1	62
2139	9,0	7,2	78
1376Г	15,0	11,2	71,8
1382Г	15,0	13,6	38,8
1385Г	25,0	27,1	72,1
1386Г	15,0	5,3	90,4
1387Г	15,0	16,9	26,5
1389Г	25,0	27,0	49,9
1394		нагн.	нагн.
1395Г	20,0	20,6	70,2
1396Г	15,0	15,6	95,6
1399Г	15,0	6,5	43,6
2143Г	15,0	17,8	59,1
2145Г		нагн.	нагн.
2193	11,2	14,2	33,5
2198	11,2	12,6	35,4
2201	9,0	9,2	16,3

Сформированная система разработки на участке, с применение предложенного метода показывает результат по динамике дебита нефти и жидкости, сведенных на дату ввода скважин выше чем по участкам, освоенным ранее. Сведенные графики дебита нефти и жидкости по реализуемым на объекте системам разработки

за первый год работы приводит рисунок 4.40. При этом данная система сформирована на северном участке объекта, который является краевым и характеризуется ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами по сравнению с основной разбуренной площадью объекта.

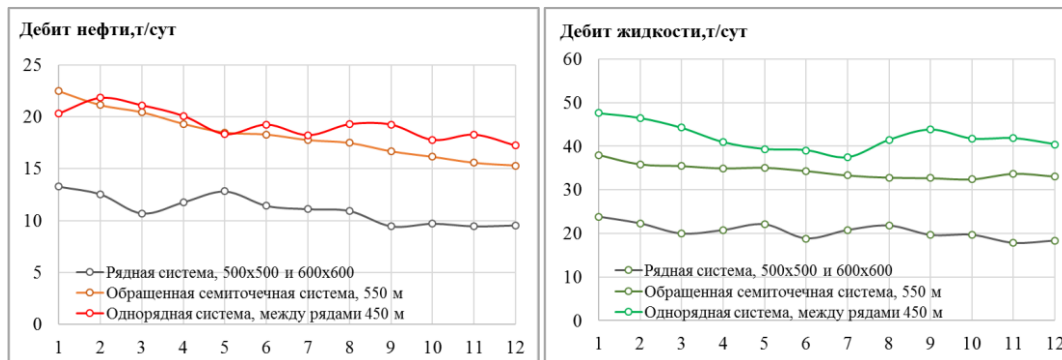


Рисунок 4.40 – Сравнение динамики дебитов нефти, жидкости по системам разработки объекта БВ₇ Южно-Выинтойского месторождения

Разработанный метод обоснования эффективной системы разработки неосвоенного участка на объекте, находящемся на поздней стадии разработки, внедрен на четырёх месторождениях, разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», начиная с 2014 года (таблица 4.14). На сегодняшний день освоено восемь участков, включающих 102 скважины. По состоянию на 01.01.2020 дополнительная добыча нефти составила 1700 тыс. т (таблица 4.15). Так же получен патент № 2695418 Способ разработки неоднородного нефтяного пласта от 22.01.2019.

Основные положения работы докладывались на Российских и международных конференциях.

Результаты выполненных исследований отражены в 13 печатных работах, в том числе в 7 изданиях, рекомендованных ВАК РФ, 2 изданиях, индексируемых в международной базе данных Scopus. Получен патент на изобретение РФ.

Таблица 4.14 – Внедрение подхода на месторождениях, разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»,

Месторождение	Пласт	Куст	Вид неопределенности	Изменение параметров в 3D модели
Нивагальское	АВ ₁₋₂	908, 912, 913	Концептуальная и параметрическая	Структурный каркас, уровень ВНК, объем коллектора, средняя пористость пласта
Северо-Покачевское	ЮВ ₁ ¹	10	Концептуальная и параметрическая	Объем коллектора на основе фациального районирования, структурный каркас
Южно-Выинтойское	БВ ₇	24, 25, 26	Параметрическая	Вероятность встречи коллектора, средняя пористость пласта
Ватьеганское	БВ ₇₋₁	17, 593	Параметрическая	Структурный каркас, уровень ВНК, фильтрационно-емкостные характеристики, нефтенасыщенность

Таблица 4.15 – Технологические показатели реализации подхода в разрезе кустовых площадок

Месторождение	Пласт	КП	Год ввода КП	Количество введенных в эксплуатацию скважин	Средний входной дебит нефти, т/сут	Средний входной дебит жидкости, т/сут	Средняя входная обводненность, %	Накопленная добыча нефти (на 01.12.2020), тыс. т
Нивагальское	АВ ₁₋₂	913	2014	16 (ННС-9, ГС-5, МЗС-2)	55,9	73,3	23,7	523,1
Нивагальское	АВ ₁₋₂	908	2014	8 (ННС-1, ГС-2, МЗС-5)	49,2	75	35	250,6
Нивагальское	АВ ₁₋₂	912	2015	9 (ННС-4, ГС-2, МЗС-3)	48,2	71,9	32,9	296,3
Северо-Покачевское	ЮВ ₁ ¹	10	2015	17 (ННС-16, ГС-1)	22,8	39,6	42,5	295,3
Южно-Вынтойское	БВ ₇	24	2018	14 (ННС-7, ГС-7)	15,8	62,4	70,2	99,8
Южно-Вынтойское	БВ ₇	25	2018	19 (ННС-7, ГС-12)	19,6	45,9	57,3	115,4
Ватьеганское	БВ ₇₋₁	17	2019	6 (ГС-2, ННС-4)	21,1	56,4	62,6	47,7
Ватьеганское	БВ ₇₋₁	593	2019	13 (ННС-6, ГС-6, МЗС-1)	18,6	73,7	74,8	112,4
ИТОГО	4 пласта	8 КП		102 (ННС-54, ГС-37, МЗС-11)	31,4	62,3	49,9	1 740,6

4.7 Выводы к разделу

Разработанный метод обоснования эффективной системы эксплуатации неосвоенного участка нефтяного месторождения, учитывающий установленную по ранее пробуренным скважинам неоднородность геолого-геофизических параметров объекта, позволил внести корректировки в проектные решения по неосвоенному участку разрабатываемой залежи.

Оптимизированный вариант на основе предложенного метода показал большую устойчивость в возможным геологическим рискам, установленным по фактически пробуренным скважинам, на объекте и лучшую эффективность с точки зрения технико-экономических показателей. Реализация скорректированного варианта разработки позволит за тридцатилетний период добыть 1621 тыс.т. нефти (+183 тыс.т к базовому), повысить КИН с 0,309 до 0,320 д.ед.

Разработанный метод доказал свою работоспособность в процессе внедрения его при корректировке проектных решений на четырех месторождениях Западной Сибири (приложение А, Б).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Ввод в разработку нефтяных залежей верхнеюрских и нижнемеловых отложений Широкого Приобья позволил выявить ряд проблем, связанных с более сложным, чем это представлялось на стадии подсчёта запасов, строением нефтяных залежей, таких как: изменчивость структурного фактора; изменчивость водонефтяного контакта; наличие участков вертикальной связи с вышележащими пластами; резкая смена ёмкостных и фильтрационных свойств коллектора и т. д.

Выявленные проблемы свидетельствуют о более значительной неоднородности природных резервуаров, чем это считалось ранее, и наличии структурных элементов, не учтённых в действующих геологических моделях. В то же время, при обосновании системы разработки неосвоенного участка эксплуатационного объекта, с использованием детализированных ГГДМ, неоднородность нефтяных пластов учитывается не в полной мере.

2. Выполненный по 2100 фактически пробуренным скважинам анализ установил, что на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, геологическая неопределенность по неосвоенному участку связана в большей мере со структурным фактором, уровнем ВНК, погрешностью сейсмических данных при обосновании эффективных толщин. В меньшей степени - с нефтенасыщенностью и открытой пористостью, в основном в коллекторах с ухудшенными ФЕС.

3. Разработан метод корректировки проектной системы разработки неосвоенного участка с учетом установленной геологической изменчивости в разбуренных частях эксплуатационного объекта, находящегося на поздней стадии.

4. Учет неопределенности геолого-геофизических параметров разрабатываемой части, полученной по фактически пробуренным скважинам, позволил выполнить построение многовариантной геологической основы неосвоенного участка нефтяной залежи.

5. Разработанный метод внедрен на Южно-Выинтойском, Ватьеганском, Се-

веро-Покачевском, Нивалальском месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Дополнительная добыча нефти от реализации составила 1,7 млн т.

Результаты практической апробации метода подтверждают его работоспособность и целесообразность применения на не введенных в эксплуатацию участках нефтяных объектов, находящихся на поздней стадии разработки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Алтунин, Е. А. Использование альтернативных вероятностных методов для оценки неопределенностей и рисков при подсчете запасов углеводородов / Е. А. Алтунин, М. В. Сеухин, О. А. Ядрышникова. // Науч.-техн. вестник ОАО «НК» Роснефть». – 2013. – № 3. – С. 42–47.
2. Алтунин, А. Е. Технологические расчеты при управлении процессам нефтегазодобычи в условиях неопределенности / А. Е. Алтунин, М. В. Семухин, О. Н. Кузяков. // – Тюмень: ТюмГНГУ. 2015. – 187 с.
3. Аржиловская, Н. Г. Анализ неопределенности геологической модели на примере Свободного месторождения / Н. Г. Аржиловская, М. О. Васильев, В. С. Дручин [и др.]. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 9. – С. 60–65.
4. Билинчук, А. В. Формирование геологического рейтинга бурения скважин – основа планирования комплексного проекта развития актива / А. В. Билинчук, А. Н. Ситников, Р. Н. Асмандияров [и др.]. // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 12. – С. 10–12.
5. Боженюк, Н. Н. Параметры варьирования неопределенности гидродинамических моделей – допустимость варьирования и степень влияния на конечный результат / Н. Н. Боженюк, А. В. Стрекалов // Бурение и нефть. – 2016 – № 7–8. – С. 18–22.
6. Болотник, Д. Н. Современные решения для проектирования, оценки и оптимизации горизонтальных скважин и боковых стволов на основе трехмерных геолого-гидродинамических моделей / Д. Н. Болотник, А. В. Рыбников, Е. С. Макарова. // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2010. – № 2. – С. 63–69.
7. Вересков, А. И. Вероятностный подход к описанию пластов с неопределенным линзовидным строением и оценке неопределенности при бурении скважин / А. И. Вересков, Р. Д. Каневская, С. В. Коробкин. // Геология и геофизика. – 2005. – Т. 46. – № 2. – С. 160–169.

8. Вирский, Д. А. Анализ неопределённостей на основе геологической модели – первый шаг для снятия рисков при подготовке месторождения к промышленной разработке / Д. А. Вирский, М. С. Анохина, Я. А. Мирясова. // Научно-технический вестник ОАО "НК "Роснефть". – 2016. – № 4 (45). – С. 40–44.

9. Восков, Д. В. Современное гидродинамическое моделирование: неопределенность, ошибки и новые задачи / Д. В. Восков. // Взаимодействие геологической и гидродинамической моделей: тезисы Совместной конференции SPE и EAGE, 18-20 марта 2014 г. / Газпром нефть, SPE, EAGE. – М., 2014.

10. Галкин, И. В. Зонально-локальная оценка перспектив нефтегазоносности соликамской депрессии / В. И. Галкин, И. А. Козлова, С. В. Галкин [и др.]. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007, № 10. – С. 8–11.

11. Галкин, С. В. Реализация методики вероятностной оценки перспектив проектов поисков нефтегазовых месторождений в Предуральском краевом прогибе / С. В. Галкин. // Известия вузов. Нефть и газ. – 2004. – № 5. – С. 14–21.

12. Дикалов, Д. В. Комплексный подход при создании постоянно действующей геолого-технологической модели на примере Западно-Тугровского месторождения / Д. В. Дикалов. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 9. – С. 34–40.

13. Екименко, А. В. Оценка неопределенности структурных построений при проектировании добывающих скважин / А. В. Екименко, Н. Г. Главнов, Д. Е. Перминов. // PRONEFTЬ. – 2016. – № 1. – С. 21–26.

14. Емельянова, Н. М. Агрегирование оценок запасов нефти и газа при детерминированном и вероятностном методах подсчета / Н. М. Емельянова, В. И. Пороскун. // Геология геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 8. – С. 4–12.

15. Жданов, М. А. Нефтепромысловая геология и гидрогеология / М. А. Жданов, А. А. Карцев. – Москва : Гостоптехиздат, 1958. – 472 с.

16. Забозлаев, А. Г. Состояние нефтегазовой отрасли Ханты-Мансийского автономного округа – Югры А. Г. Забозлаев // Ханты-Мансийск, Материалы XXI

научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры». - 2018. – (Том1). – С. 7-12.

17. Закревский, К. Е. Оценка качества гидродинамических моделей / К. Е. Закревский, Д. М. Майсюк, В. Р. Сыртланов. – Москва : ИПЦ Маска, 2008. – 272 с.

18. Закревский, К. Е. Геологическое 3D моделирование / К. Е. Закревский. – Москва: ООО ИПЦ Маска, 2009. – 376 с.

19. Зелинко, К. М. Снижение геологических рисков при проектировании горизонтальных скважин / К. М. Зелинко, Ю. Г. Алексахин, С. А. Ананьев. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2016. – № 1 (65). – С. 3–6.

20. Колев, Ж. М. Принятие решений в условиях неопределенности и риска применительно к задачам нефтегазовой отрасли: учеб. пособ. / Ж. М. Колев, А. И. Мамчистова, Е. И. Мамчистова [и др.]. – Тюмень : Изд-во Тюм. гос. нефтегаз. Ун-та, 2015. – 94 с.

21. Конопляник, А. А. Анализ риска финансирования нефтегазовых проектов / А. А. Конопляник. // Инвестиции в России. – 2001, №9. – URL: <http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/300/300.htm>.

22. Косентино, Л. Системные подходы к изучению пластов (Библиотека нефтяного инжиниринга) / Л. Косентино. – Москва-Ижевск: «ИКИ», 2007. – 400 с.

23. Краснов, О. С. Теория и практика вероятностной оценки геологических рисков и неопределенности при подготовке запасов нефти и газа / О. С. Краснов. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. – Т. 4, № 1. – С. 1–6.

24. Лысенко, В. Д. Рациональная разработка нефтяных месторождений / В. Д. Лысенко, В. И. Грайфер. – Москва : Недра, 2005. – 608 с.

25. Максимов, М. М. Математическое моделирование процессов разработки нефтяных месторождений / М. М. Максимов, Л. П. Рыбицкая. – Москва : Недра, 1976. – 264 с.

26. Мелехова, Е. И. Оценка неопределенности и геологических рисков в районе нового бурения 2013-2014 гг. по актуальной модели (пласты АВ13-АВ2, Нивагальское месторождение ТПП «Покачевнефтегаз») / Е. И. Мелехова. // Сборник материалов конференции. – Новосибирск : Изд-во «Параллель», 2013. – С. 34–38.

27. Муромцев, В. С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа / В. С. Муромцев. – Москва : Недра, 1984. – 260 с.

28. Мусакаев Э. Н. Задача структурно-параметрической идентификации систем при моделировании двухфазной фильтрации в пористых средах / Э. Н. Мусакаев, С. П. Родионов, В. П. Косяков // Вестник кибернетика. – 2016. – №1. – С. 39–49.

29. Муслимов, Р. Х. Организация инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений на поздней стадии как средство модернизации управления отраслью / Р. Х. Муслимов, Ю. А. Волков. // Нефть. Газ. Инновации. – 2019. – № 4. – С. 12–18.

30. Насыбуллин, А.В. Учет неопределенности геологического строения при обосновании бурения горизонтальных скважин на Матросовском месторождении / А. В. Насыбуллин, Н. Р. Нуртдинов, Т. М. Сулейманова [и др.]. // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 1. – С. 80–82.

31. Нурлыев, Д. Р. Подбор оптимальных систем разработки для текущих зон бурения в условиях неопределенности геологических и технологических параметров / Д. Р. Нурлыев, И. И. Родионова, Э. П. Викторов [и др.]. // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 10. – С. 60–63.

32. Поляков, В. Л. Ипостаси неопределенности применения статистики в геологии / В. Л. Поляков. // Уральский геологический журнал. – 2009. – № 3 (69). – С. 12–32.

33. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 14 июня 2016 г. № 356 «Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья». – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_204034 (дата обращения 21.02.2023).

34. Роуз, Питер Р. Анализ рисков и управление нефтегазопроисковыми проектами / Питер Р. Роуз. – Москва-Ижевск : НИЦ «РХД», Ижевский институт компьютерных исследований, 2011. – 304 с.

35. Рыбников, А. В. Стохастические геологические модели – методы, технологии, возможности / А. В. Рыбников, Г. Г. Саркисов. // Нефтяное хозяйство. –

2001. – № 6. – С. 22–25.

36. Семенов, С. В. Стратегия ввода Юрского объекта с применением вероятностного подхода / С. В. Семенов, А. Ю. Сенцов, В. В. Реймер [и др.]. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 9. – С. 55–60.

37. Сенцов, А. Ю. Формирование оптимального варианта разработки в условиях геологической неопределенности объекта с применением вероятностного подхода на примере объекта БВ7 Южно-Выинтойского месторождения / А. Ю. Сенцов, Н. С. Полякова. // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 2. – С. 5–11.

38. Сенцов, А. Ю. Адаптация технологии эксплуатации пласта БВ7 горизонтальными скважинами в условиях геолого-физической неопределенности Южно-Выинтойского месторождения / А. Ю. Сенцов, Н. С. Полякова, С. В. Молоканов. // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 1. – С. 25–31.

39. Сенцов, А. Ю. Влияние неоднородности геолого-петрофизических параметров разбуренной зоны пласта на геологическую неопределенность неосвоенных участков разрабатываемых пластов / А. Ю. Сенцов // Тюмень ТИУ, Материалы IV Международной научно-практической конференции. – 2022. – С. 177–182

40. Сенцов, А. Ю. Выбор стратегии разбуривания объекта на основе вероятностного подхода / А. Ю. Сенцов, О. В. Крамар, И. Ю. Черкасова [и др.]. // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 8. – С. 31–35.

41. Сенцов, А. Ю. Оптимизация нового бурения в условиях неопределенности геологической основы / А. Ю. Сенцов, Н. С. Полякова, С. И. Грачев. // Neftegaz.ru. – 2020. – № 2. – С. 40–44.

42. Сенцов, А. Ю. Оптимизация нового бурения в условиях неопределенности геологической основы / А. Ю. Сенцов, Н. С. Полякова, С. И. Грачев. // Недропользование XXI век. – 2019. – № 5. – С. 110–117.

43. Сенцов, А. Ю. Опыт применения вероятностного подхода при формировании оптимального варианта разработки объекта БВ7 Южно-Выинтойского месторождения / А. Ю. Сенцов, С. В. Молоканов, И. В. Рябов [и др.]. // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 10. – С. 70–74.

44. Сенцов, А. Ю. От оценки неопределенности к стратегии разбуривания участка (опыт применения подхода при планировании бурения на пласты АВ1-2 Нивагальского месторождения) / А. Ю. Сенцов, О. В. Крамар, Е. И. Овчинникова, С. В. Арефьев. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 10. – С. 50–57.

45. Сенцов, А. Ю. Стратегия ввода в разработку «второстепенных» объектов многопластовых месторождений с применением вероятностного подхода / А. Ю. Сенцов, Л. А. Ваганов, И. В. Рябов [и др.]. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 5. – С. 63–67.

46. Сенцов, А. Ю. Формирование стратегии вовлечения краевых участков залежей на основе вероятностного подхода / А. Ю. Сенцов, Л. А. Ваганов, М. Р. Дулкарнаев. // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 4. – С. 5–8.

47. Ставинский, П. В. Анализ неопределенностей и оценка рисков при подсчете запасов на стадиях разработки месторождений / П. В. Ставинский, Д. Н. Левин УВ. – Москва : ОАО НК Роснефть, 2010. – 188 с.

48. Ставинский, П. В. Анализ неопределенностей и рисков при оценке запасов и планировании бурения скважин (на примере месторождений Юганского района) / П. В. Ставинский, Д. Н. Левин, А. А. Прудников, Е. М. Бирун. // Науч.-техн. вестник ОАО «НК» Роснефть». – 2011. – № 23. – С. 6–10.

49. Уолш, М. Первичные методы разработки месторождений углеводородов / М. Уолш, Л. Лейк. – Москва-Ижевск : НИЦ «РХД», Ижевский институт компьютерных исследований, 2008. – 672 с.

50. Хафизов, Ф. З. Подтверждаемость запасов при переводе в более высокие категории на примере месторождений Западной Сибири / Ф. З. Хафизов. // Наука о земле. – 2015. – № 12. – С. 74–79.

51. Черкас, Е. О. Определение рисков при бурении скважин и учет неопределенностей геологических моделей (на примере Ванкорского месторождения) / Е. О. Черкас, Д. А. Антоненко, П. В. Ставинский. // Науч.-техн. Вестник ОАО «НК» Роснефть». – 2008. – № 3. – С. 6–10.

52. Шураева З. А. Применение нечеткого моделирования для решения задач

нефтегазопромысловой геологии, на примере юньхинской площади З. А. Шураева // материалы XII Международной молодежной научной конференции «Севергео-экотех-2011» в 5 частях, 2011. – С. 166–170.

53. Юдин, Е. В. Методика планирования добычи в условиях геологической неопределенности / Е. В. Юдин, А. А. Лубнин, А. В. Тимонов [и др.]. // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 8. – С. 118–121.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

«УТВЕРЖДАЮ»

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

С.В. Арефьев

«20» _____ 2023 г.

**Акт внедрения**

в производственный процесс результатов диссертационной работы «Метод корректировки проектной системы разработки неосвоенного участка с учетом неоднородности геолого-геофизических параметров эксплуатируемой зоны пласта», выполненной Сенцовым Алексеем Юрьевичем, аспирантом заочной формы обучения кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет».

Настоящим актом подтверждается, что метод, разработанный Сенцовым Алексеем Юрьевичем при осуществлении диссертационных исследований, используется с 2016 года в производственном процессе Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени в качестве инструмента для обоснования проектных решений на неразрабатываемых участках пластов ЮВ1 Северо-Покачевского месторождения, БВ7 Южно-Выинтойского месторождения, БВ7/1, БВ1-2 Ватьеганского месторождения. По результатам апробации введено в разработку 102 нефтяные скважины, дополнительная добыча нефти составила 1.7 млн.т.

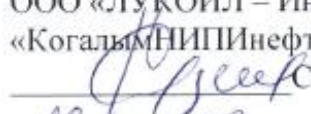
ПРИЛОЖЕНИЕ Б



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

«УТВЕРЖДАЮ»

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

 С.Л. Кузнецов
«18» 08 2022 г.

Акт внедрения

в производственный процесс результатов диссертационной работы «Метод корректировки проектной системы разработки неосвоенного участка с учетом неоднородности геолого-геофизических параметров эксплуатируемой зоны пласта», выполненной Сенцовым Алексеем Юрьевичем, аспирантом заочной формы обучения кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет».

Настоящим актом подтверждается, что метод, разработанный Сенцовым Алексеем Юрьевичем при осуществлении диссертационных исследований, используется с 2016 года в производственном процессе Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени в качестве инструмента для обоснования проектных решений на неразрабатываемых участках пластов ЮВ1 Северо-Покачевского месторождения, БВ7 Южно-Выинтойского месторождения, БВ7/1, БВ1-2 Ватьеганского месторождения. Данные мероприятия были внедрены в производство на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

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



К. Е. Кордик