

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

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень – 2023

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Тюменский индустриальный университет» на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Научный руководитель

Грачев Сергей Иванович,

доктор технических наук, профессор, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Официальные оппоненты:

Галкин Сергей Владиславович,

доктор геолого - минералогических наук, профессор, ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет», декан горно-нефтяного факультета;

Копытов Андрей Григорьевич,

кандидат технических наук, доцент Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана, директор.

Ведущая организация

ФГБУ «Западно – Сибирский научно – исследовательский институт геологии и геофизики», г. Тюмень.

Защита состоится «21» сентября 2023 года в 10 часов 00 минут на заседании диссертационного совета 24.2.419.03, созданного на базе ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70, ауд. 312.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-издательском комплексе ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и на сайте www.tyuiu.ru.

Автореферат диссертации разослан «20» июля 2023 г.

Ученый секретарь

диссертационного совета

Пономарева Татьяна Георгиевна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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 Широкого 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 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. Ухудшенные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), высокие геологические риски и отсутствие экономически эффективных 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. 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 зарубежных 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 неразрабатываемых участков на Южно-Вьинтойском, 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 разрабатываемых месторождениях ПАО «ЛУКОЙЛ».

2. Результаты диссертационной работы использованы при проектировании системы разработки участков пластов ЮВ₁ Северо-Покачевского месторождения, БВ₇ Южно-Вьинтойского 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. Лисовского (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-Винтойского, БВ7/1, БВ1-2 Ватьеганского, 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, теплообменные 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.

Личный вклад

Заключается в решении поставленных задач исследования, создании метода обоснования эффективной системы разработки неосвоенного участка на объекте, находящемся на поздней стадии разработки, проведении расчетов параметров разработки на неосвоенных участках Южно-Вынтойского месторождения, участии в обработке опытных данных, оформлении результатов. Написании выводов и текста диссертации и подготовке к публикации научных статей.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность работы, сформулированы цель и задачи исследований, научная новизна и практическая значимость диссертации, определены основные защищаемые положения.

Первая глава посвящена аналитическому исследованию влияния неоднородности геолого-геофизических параметров при освоении новых участков на эксплуатируемом объекте разработки. Отмечено, что в условиях, когда объект находится на поздней стадии разработки, эффективность ГТМ, направленных на ввод в разработку отдельных неразрабатываемых участков, зависит от достоверности принятой геологической модели.

В состав выражений, по оценке запасов нефти, дебит жидкости и коэффициент продуктивности скважин, входят следующие параметры: Q_n – геологические запасы нефти (т); S – площадь залежи (m^2); h – эффективная нефтенасыщенная толщина (м); K_p – коэффициент открытой пористости (д. ед.); K_n – коэффициент нефтенасыщенности (д. ед.); θ – объемный коэффициент, д. ед.; ρ – плотность нефти в поверхностных условиях, t/m^3 ; ΔP – депрессия на пласт (Па); R_c – радиус скважины (м); R_k – радиус контура питания (м); μ – динамическая

вязкость нефти ($\text{Па}\cdot\text{с}$); Q – дебит жидкости ($\text{м}^3/\text{сут}$); k – абсолютная проницаемость пласта (м^2).

Анализ изменчивости параметров K_n , K_p , θ , ρ , μ в процессе разработки месторождения выполнен по десяти пластам группы Б месторождений Западной Сибири, которые находятся на завершающей стадии разработки и по которым выполнено несколько промышленных подсчётов запасов (рисунок 1). Как следует из анализа, отклонение K_p и K_n на разных стадиях разработки составляет не более $\pm 5\%$. Плотность и вязкость нефти обосновываются на пробах, полученных в безводный период, и на поздней стадии разработки не меняются.

Проницаемость (k) – неопределённость данного параметра очень высока, но на поздней стадии разработки объекта с появления фактических данных по режимам эксплуатации скважин относительные фазовые проницаемости адаптируются на историю разработки.

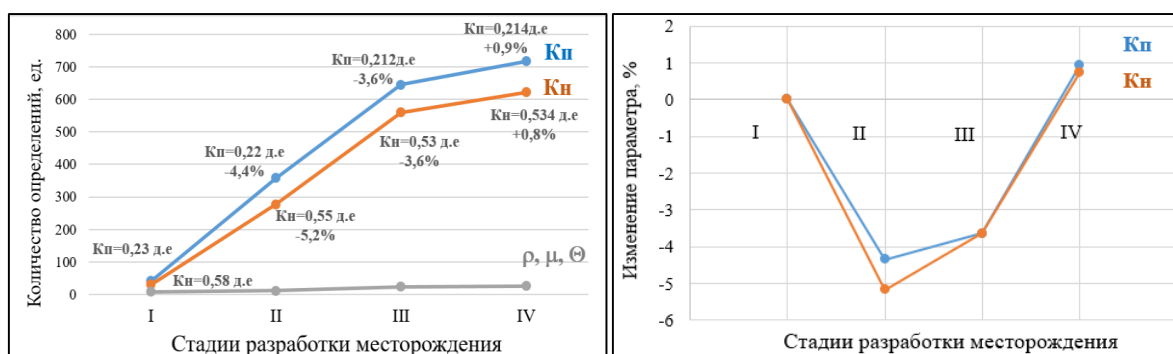


Рисунок 1 – Изменение изученности по параметрам K_n , K_p , θ , ρ , μ на разных стадиях разработки месторождений

Площадь нефтеносности (S) имеет значительное влияние на геологическую модель участка в том случае, если участок не оконтурен фактически пробуренными скважинами. При условии оптимального выбора варианта разработки для месторождений, разбуриваемых по регулярным сеткам скважин, можно принять допущение, что $\ln \frac{R_k}{R_c}$ – константа.

Большая часть неразбатываемых участков характеризуется небольшими нефтенасыщенными толщинами, следовательно, погрешность геологической модели участка бурения на разбатываемом месторождении в большей степени будет зависеть от h . Данный вывод подтверждается исследованием 2100 скважин, пробуренных с 236 кустовых оснований на

группы пластов А, Б, Ю, введенных в разработку на месторождениях Западно-Сибирского региона в 2014-2019г. Анализ отклонения фактических показателей от плановых производился по следующим параметрам: стратиграфическая кровля пласта, эффективные нефтенасыщенные толщины, уровень водонефтяного контакта (ВНК) (рисунок 2).

Из полученных результатов следует, что каждый параметр имеет свой диапазон изменений, который описывает его коридор неопределенности. Так, по стратиграфической кровле пласта отклонение составляет от -11 м до +7 м, по нефтенасыщенным толщинам - от -4 м до +7 м (при средней Ннн по группам пластов АВ – 4,3 м, БВ – 5,0 м, ЮВ – 7,4 м). Отклонение эффективной нефтенасыщенной толщины от плановых значений изменяется от -60 до +100 %. Важно отметить, что независимо от стадии разработки, погрешность подтверждаемости эффективной нефтенасыщенной толщины не меняется. Связано это с неоднородностью нефтяного пласта и степенью изученности осваиваемого участка.

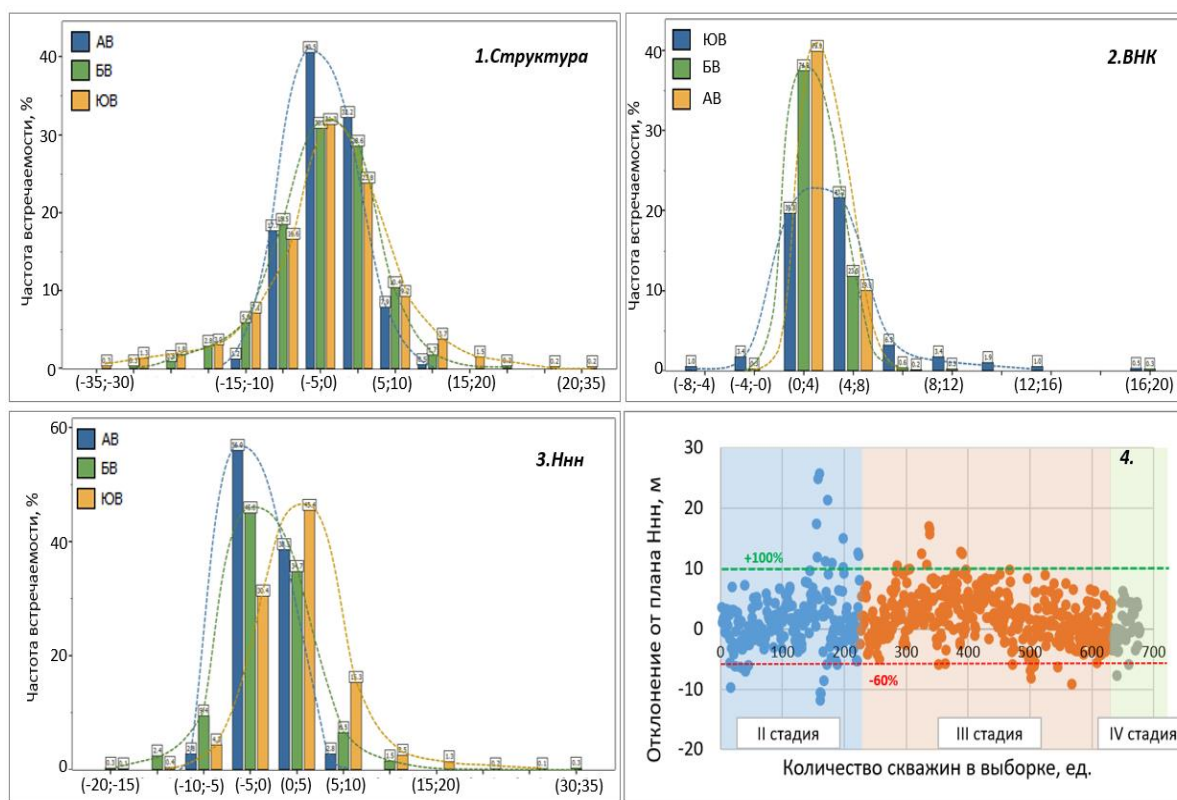


Рисунок 2 – Гистограммы распределения невязок прогнозных и фактических параметров по пластам групп А, Б, Ю (1 – стратиграфическая кровля; 2 – уровень ВНК; 3 – эффективные нефтенасыщенные толщины (Ннн); 4 – отклонение Ннн от плана на разных стадиях разработки)

Следовательно, при освоении неразрабатываемого участка эксплуатируемого объекта основные риски будут связаны с обоснованностью h , K_n , K_p . Для определения значимости выбранных параметров при подсчёте запасов нефти по участку применялась модифицированная формула для оценки запасов: $Q = const \cdot h \cdot K_n \cdot K_p$.

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

$$\delta Q = \frac{\sqrt{(Q_{\text{проект}} - Q_{\text{факт}})^2}}{Q_{\text{факт}}} = \frac{\sqrt{(const \cdot K_n \cdot K_p \cdot h_{\text{проект}} - const \cdot K_n \cdot K_p \cdot h_{\text{факт}})^2}}{const \cdot K_n \cdot K_p \cdot h_{\text{факт}}} = \frac{\sqrt{(h_{\text{проект}} - h_{\text{факт}})^2}}{h_{\text{факт}}} = \delta h.$$

Вес каждого фактора в общей ошибке определяется как относительное отклонение параметра на сумму отклонений всех параметров, например, доля

$$\text{влияния } h = \frac{\delta h}{\delta h + \delta K_n + \delta K_p} \cdot 100 \text{ \%}.$$

Следовательно, на поздней стадии разработки объекта обоснованность эффективных нефтенасыщенных толщин имеет решающее значение при оценке запасов нефти участка. В то же время, в условиях ухудшенных ФЕС, нефтенасыщенность и открытая пористость оказывают значимое влияние на погрешность величины запасов (таблица 1).

Таблица 1 – Значимость N_{nn} , K_n , K_p при оценке запасов нефти по стадиям разработки

Стадия разработки	N_{nn}	K_n	K_p
2	76,0	12,5	11,6
3	82,1	8,9	8,9
4	95,2	2,2	2,6

Таким образом, на поздней стадии разработки объекта риск неподтверждения геологического строения осваиваемого участка связан в основном с геологическими параметрами, от которых зависят эффективные нефтенасыщенные толщины, в меньшей степени влияют K_n и K_p .

При вводе участка в разработку отклонение от первоначального представления о его геологическом строении приводит к необходимости оперативного внесения изменений в принятые проектные решения. Анализ реализации проектных решений по этим же кустовым площадкам (рисунок 3) показывает, что по более чем 50 % участков в проектные решения в процессе реализации были внесены корректировки, при этом по 85 кустовым площадкам (36 %) изменен способ заканчивания или система воздействия на пласт.

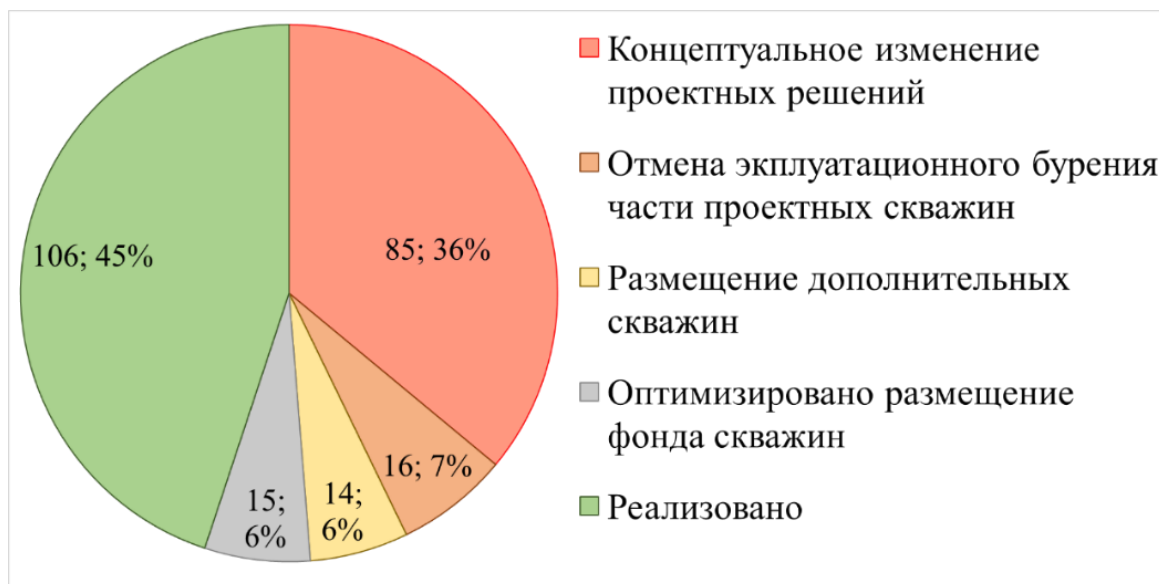


Рисунок 3 – Реализация проектных решений по вводу нового фонда скважин на месторождениях Западно-Сибирского региона

В условиях неподтверждения проектных ГФХ участка достижение плановых дебитов нефти обеспечивается повышением депрессии и дебита жидкости, что зачастую приводит к опережающему обводнению скважин или резкому снижению пластового давления, что не может не отражаться на эффективности выработки запасов.

Таким образом, учет неоднородности геологических параметров, установленных по фактически пробуренным на объекте скважинам, позволит повысить эффективность освоения неразрабатываемых участков месторождений на поздней стадии разработки.

Во второй главе выполнен обзор применяемых на практике методов минимизации рисков освоения новых участков. Снижение границ неопределенности входных данных, на основе которых формируется ГГДМ пласта или его участка, является составной частью решения задачи формирования варианта разработки, направленного на достижение максимального КИН. Используются следующие методические подходы:

1. Принятие ключевых решений при разработке нефтяного пласта с использованием постоянно действующих ГГДМ;
2. Использование «секторной модели» для оптимизации проектных решений по участку с представлением целевых интервалов проводки горизонтальных участков новых скважин и боковых стволов;
3. Построение геологических моделей стохастическими методами, что

в сочетании с имитационным моделированием по методу Монте-Карло дает возможность получить вероятностные модели;

4. Построение вариативных моделей, которые основаны на учете неопределенности входных данных и представляют собой набор вероятностных моделей, различных по типам и сложности.

Методы 1-2 – это детализацией базовой ГГДМ с максимальным учетом исходных данных, полученных в процессе разработки, позволяющие сузить границы неопределенности данных и повышают качество прогноза.

Методы 3-4 предусматривают наличие различной геологической основы объекта, в практике это модели Р10, Р50 и Р90. Их достоинством является возможность учета рисков изменения представления о геологическом строении объекта на стадии планирования ГТМ.

Вариативные модели используют, в основном, на начальной стадии разработки, когда данных о продуктивном объекте крайне мало. Обоснование схемы размещения новых скважин на локальном участке разрабатываемого объекта с применением вариативных моделей требует больших затрат времени на обработку огромного объема данных.

При этом на разрабатываемом месторождении можно в значительной степени сократить геологическую неопределенность, используя фактически полученные результаты по пробуренным скважинам объекта.

В третьей главе разработан метод обоснования схемы размещения новых скважин на участке, не вовлеченном в разработку, с учетом установленной геологической изменчивости в разбуренных частях эксплуатационного объекта. Выбор оптимального варианта размещения проектного фонда объекта состоит из трех основных этапов, четвертый этап – это реализация ГТМ (рисунок 4).

Этап 1. Выбор наиболее подготовленных участков для реализации проектного фонда. Для классификации участков по степени их готовности к реализации проектных решений выделено восемь геолого-промысловых факторов, максимально влияющих на эффективность нового фонда в условиях разрабатываемого объекта (таблица 2). Каждому фактору присваиваются коэффициенты, произведение которых определяет качественную оценку готовности участка к эксплуатационному бурению.

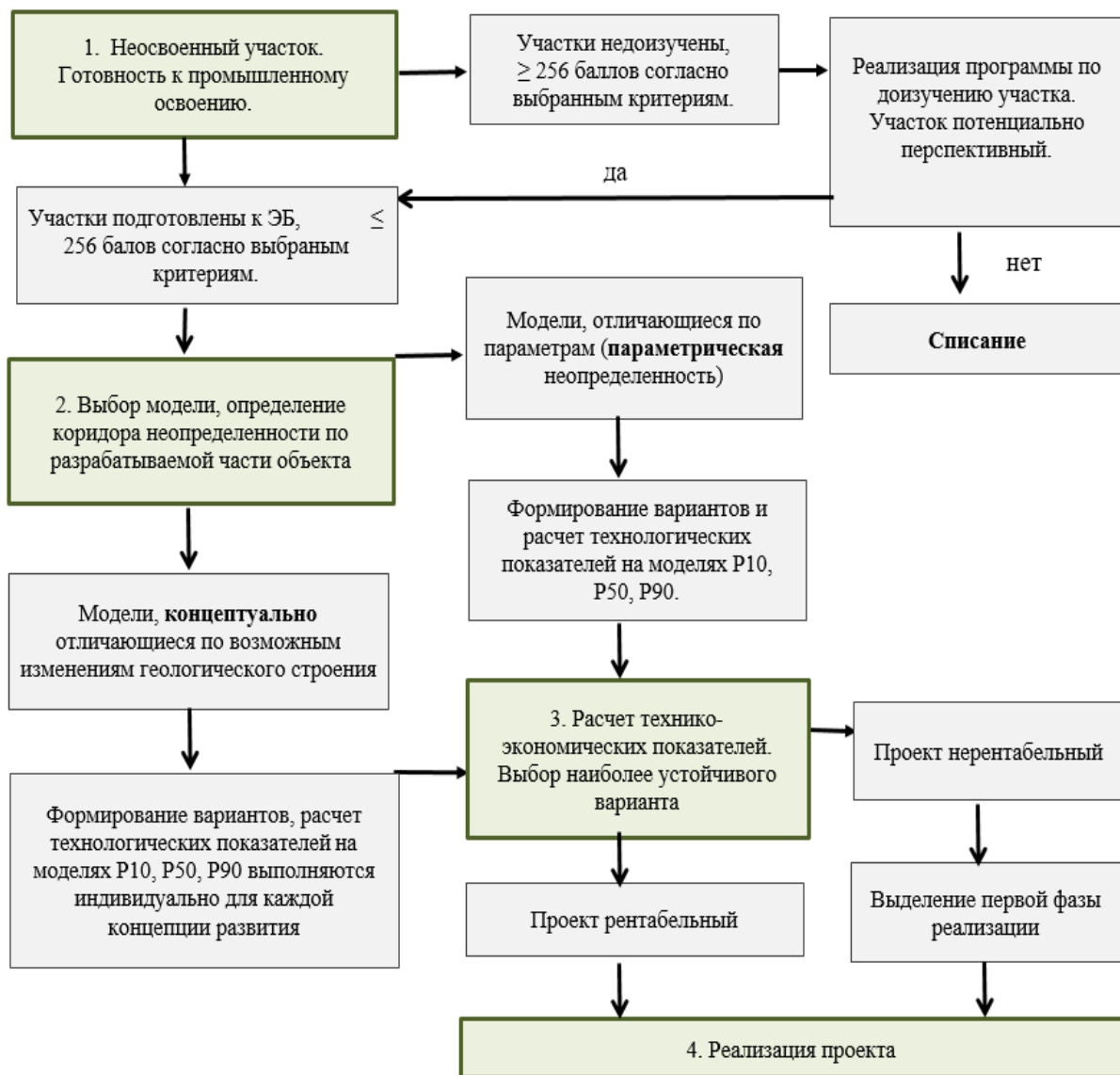


Рисунок 4 – Блок-схема формирования оптимального варианта разработки неосвоенного участка разрабатываемого месторождения

Этап 2. Построение вариативных моделей по выбранным участкам. В данной работе применяются три основополагающих принципа:

1. Вариативные модели выполняются на небольших по площади участках разрабатываемых залежей, на которых планируется размещение нового фонда;

2. Вариативное моделирование осуществляется на 3D геолого-гидродинамических моделях;

3. Оценка диапазона неопределенности входных данных осуществляется путем анализа их фактической изменчивости на уже освоенных участках залежи.

Таблица 2 – Критерии для выделения минимально рискованных участков для бурения на разрабатываемых месторождениях

Геолого-промысловый фактор	Коэффициент		
	2D работы (3 балла)	3D построения (2 балла)	3D с прогнозом ФЕС (1 балл)
Подтверждаемость ВНК по фактическим скв. залежи (+/- 5 м)	<50 % (3 балла)	<80 % (2 балла)	>80 % (1 балл)
Подтверждаемость структуры по фактическим скв. 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, тыс. т/скв.	>40 тыс.т/скв. (3 балла)	<40 тыс.т/скв. (2 балла)	≤10 тыс. т /скв. (1 балл)
Извлекаемые запасы на проектную скважину, тыс. т/скв.	20 тыс. т/скв. (3 балла)	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 зон для размещения новых скважин является выбор участков, по которым значение произведения коэффициентов минимально. При значениях произведения коэффициентов по всем факторам от 1 до 256 участок анализируется на следующем этапе работ. Если результат выше, участок требует доизучения, итог которого - либо списание запасов, либо переход к следующему этапу.

По объекту выбираются параметры, которые оказывают наибольшее влияние на ГГДМ. Далее, через сопоставление прогнозных значений геолого-геофизических данных, на основании которых строилась базовая модель, с результатами фактических скважин, строятся гистограммы отклонений скважинных данных от замеренных геофизическими методами. Таким образом определяется диапазон неопределенности параметра. В данный диапазон с большой долей вероятности уложатся невязки отбивок по скважинам относительно принятой сейсмической основы в неразбуренных локациях рассматриваемого объекта (рисунок 5).

Следует отметить, что для каждого объекта параметры, которые оказывают влияние на неопределённость модели, выбираются индивидуально в зависимости от его геологических особенностей. В качестве примера на рисунке 6 приведен график коэффициента корреляции

Спирмена (торнадо-плот), характеризующий связь между случайными величинами, в данном случае – варьируемыми параметрами и величиной запасов.

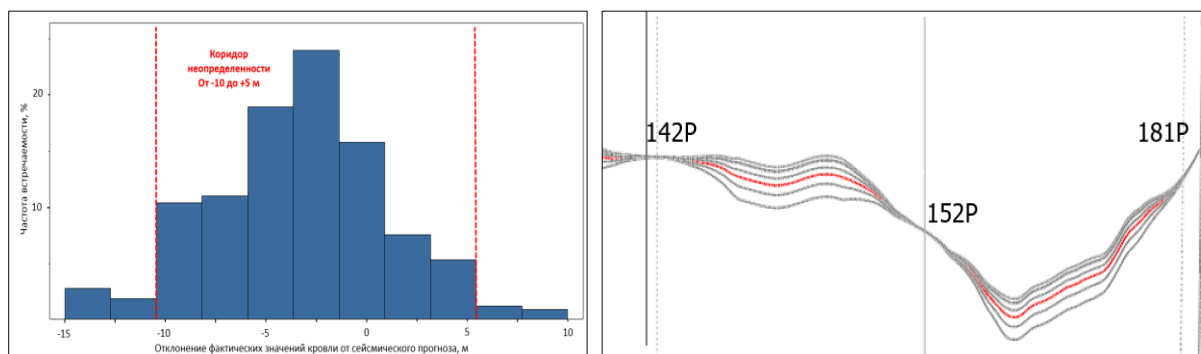


Рисунок 5 – Возможные вариации кровли пласта

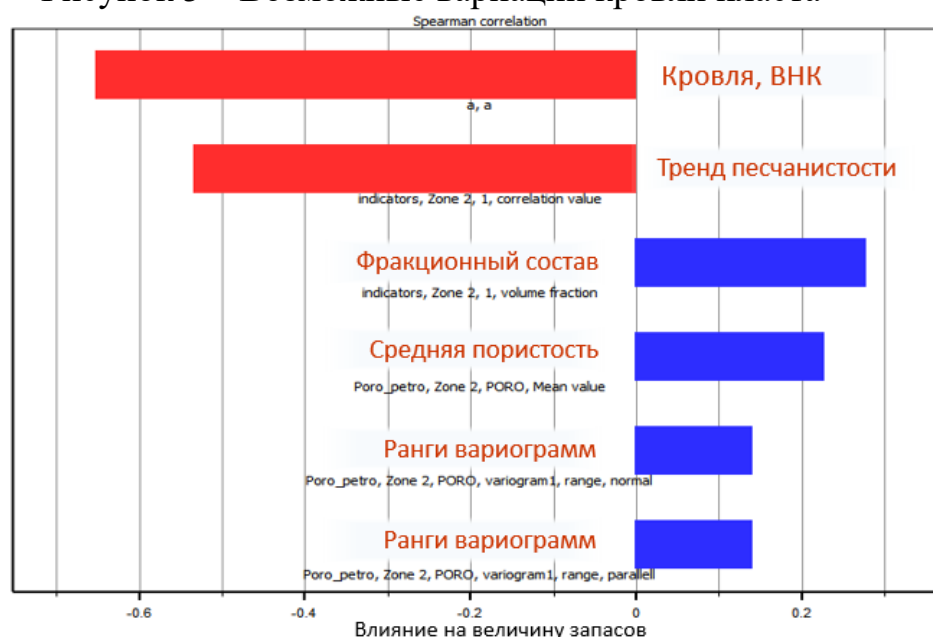


Рисунок 6 – Торнадо-плот по варьируемым параметрам

Выделяются два вида неподтверждения прогнозного строения участка (рисунок 7), от которых зависят решения по вводу участка в разработку:

- концептуальное, когда отклонения касаются концепции строения залежи (наличие либо отсутствие русел, разломов и т. д.);
- параметрическое, когда изменения касаются только величины геологических параметров.

Учет концептуальной неопределенности позволяет на начальных этапах предусмотреть различные сценарии освоения участка и уже внутри каждого из сценариев произвести анализ параметрических вариаций.

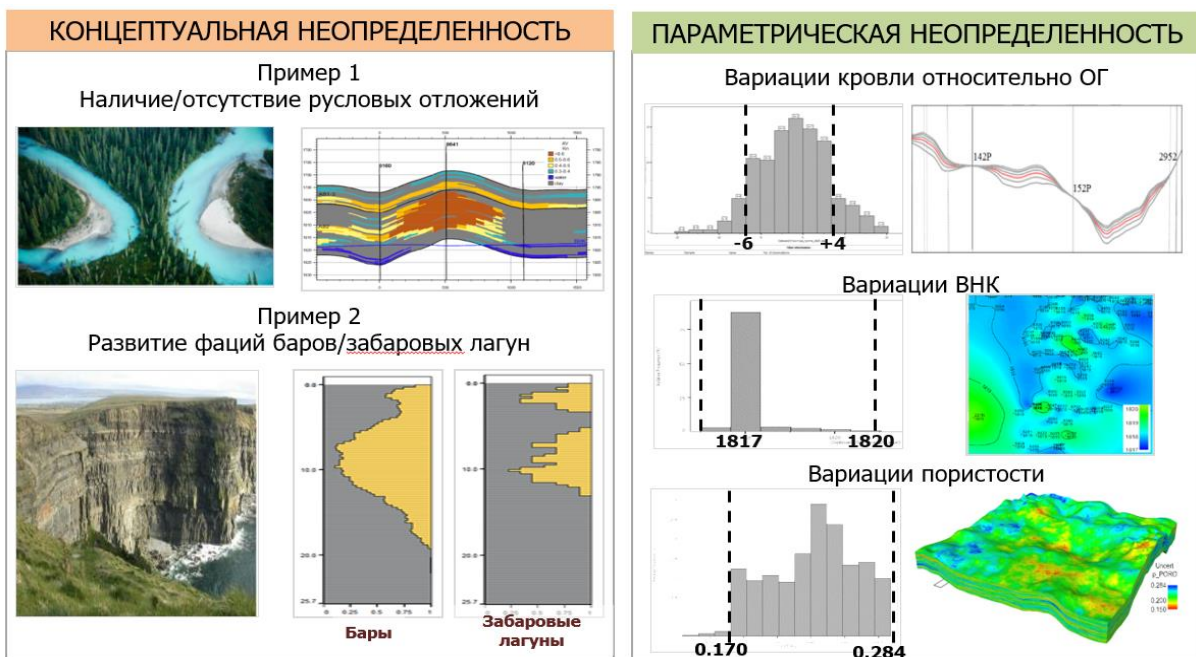


Рисунок 7 – Виды неопределенностей

Этап 3. Оптимизация проектных решений. Формирование вариантов предусматривает индивидуальный подход к участкам, по которым установлена вероятность концептуального или параметрического изменения представления о геологической основе.

По участкам с наличием концептуальной неопределенности геологической основы варианты формируются индивидуально для каждой геологической концепции строения участка (рисунок 8), так, чтобы был предусмотрен переход к той или иной концепции геологического строения участка. По результатам технико-экономических расчетов выбираются два варианта, максимально эффективные для разных геологических концепций строения участка. Первые скважины к бурению выбираются на стыке концепций, по результату бурения которой ожидается получить геологическую информацию, для принятия решения по дальнейшей стратегии разбуривания.

По участкам, где прогнозируются риски параметрические, формируется серия вариантов разработки, которые отличаются плотностью сетки скважин, способом заканчивания, изменением длины горизонтального участка, системой разработки. Сформированные варианты рассчитываются на геолого-гидродинамических моделях P10, P50 и P90.

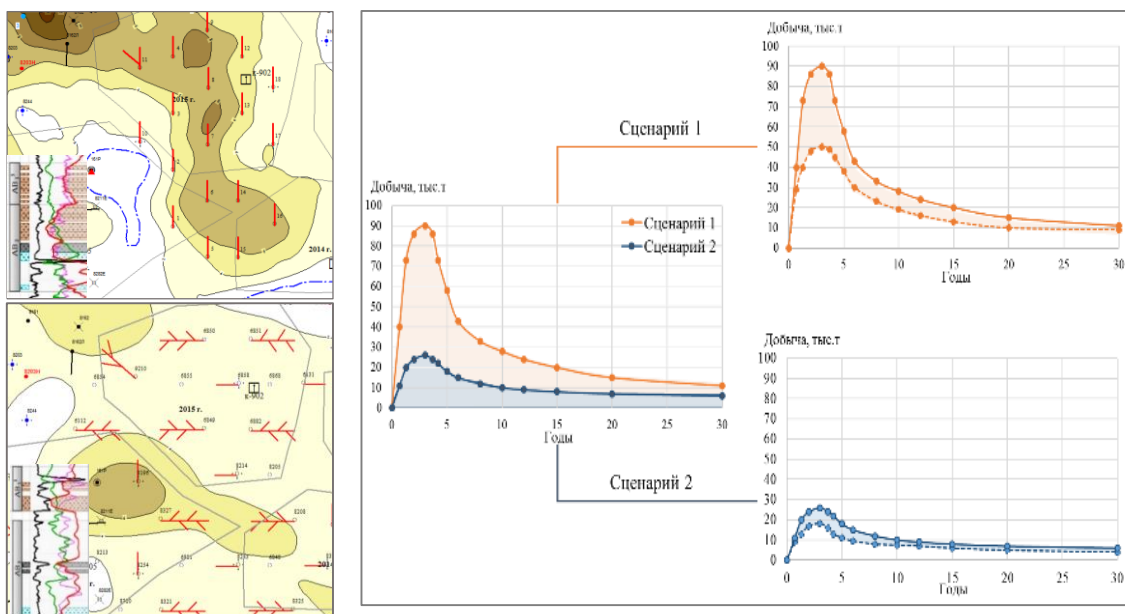


Рисунок 8 – Варианты различной концепции развития эффективных нефтенасыщенных толщин по одному и тому же участку

Результаты технико-экономических расчетов по всем сценариям разработки дают основание для выбора варианта, наиболее устойчивого к геологическим рискам. Если вариант, рассчитанный на пессимистической геологической основе, отрицательный, то по участку выделяются фазы освоения. Для этого методом схождения вариантов, рассчитанных на основе пессимистичной и «средней» геологической модели, на карте толщин выбираются наиболее уверенные районы, выполняется расчет и определяется первая фаза разбуривания. На оптимистичной модели планируются первоочередные скважины для уточнения перспектив развития участка.

В четвертой главе выполнена практическая апробация предложенного метода на объекте БВ₇ Южно-Выинтойского месторождения. По геологическому строению объект является сложным, имеет клиноформное строение, характеризуется прерывистостью коллекторов, низкой проницаемостью. По объекту выбран участок на севере залежи, с юга изученный эксплуатационным бурением, на севере – разведочной скважиной.

При построении модели за основу были взяты фактические скважинные данные, материалы обработки и интерпретации актуальных сейсморазведочных работ 3D. В разбуренной части были рассчитаны

аппроксимирующие функции-тренды и определено статистическое распределение встречаемых литотипов. Полученные закономерности транслировались от разбуренных участков к неразбуренным.

При использовании интервалов изменения вероятностей встречи каждого литотипа с помощью обработки ансамбля из 50 реализаций (стохастическое моделирование SIS) построены базовая (P50), пессимистическая (P90) и оптимистическая (P10) 3D модели с начальными геологическими запасами 5874 тыс. т, 3661 тыс. т и 13406 тыс. т соответственно (рисунок 9).

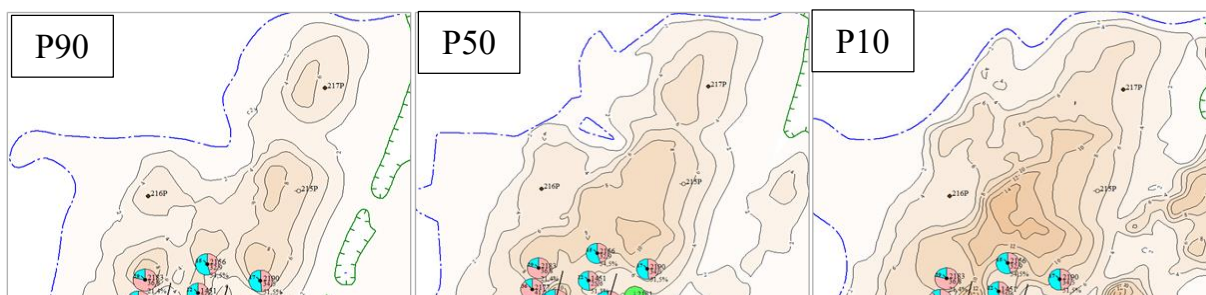


Рисунок 9 – Создание вариативных ГГДМ P90, P50 и P10 перспективного участка эксплуатационного бурения

По участку сформировано восемь вариантов разработки. Первый – это утвержденный в действующем проектом документе, все последующие являются развитием предыдущего и отличаются длиной горизонтального участка, чередованием в нагнетательном ряду наклонно-направленных и горизонтальных скважин (ГС), применением системы только из горизонтальных скважин, рисунок 10.

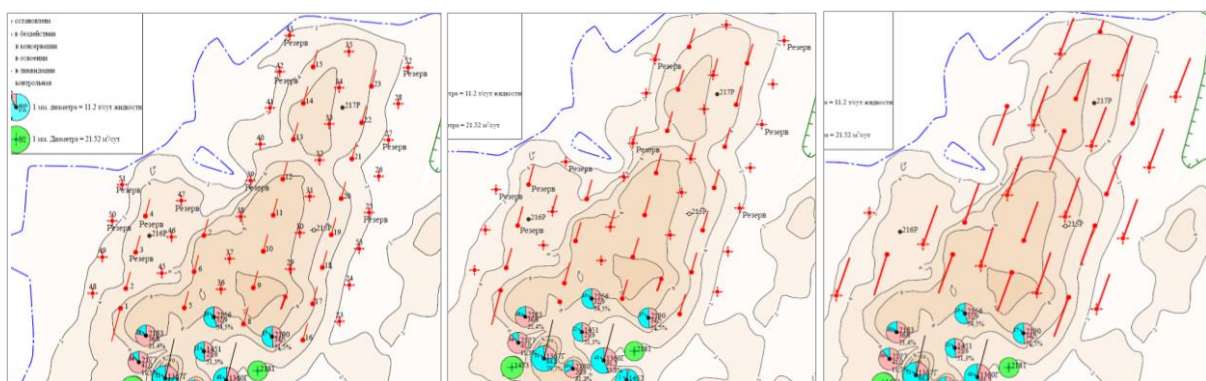


Рисунок 10 – Пример формирования вариантов разработки участка на базе модели P50

Вариант 6 по технико-экономическим расчетам оказался наиболее устойчивым к геологическим рискам. Но на модели P90 вариант имеет

отрицательный NPV (таблица 3), поэтому была выделена фаза 1, которая включает в себя 34 скважины (22 добывающих и 12 нагнетательных), NPV – 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.

Таблица 3 – Технико-экономические показатели вариантов разработки

Параметр	Базовый	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7
Расстояние между рядами, добывающими скважинами в ряду, м	450, 500	450, 300	450, 350	450, 350	450, 400	450, 400	450, 400	450, 500
Количество скважин	39	45	42	42	42	40	42	30
Количество добывающих/нагнетательных скважин	22/17	21/14	26/16	27/15	26/16	26/14	26/16	13/17
Добыча нефти, тыс. т	1438	1579	1590	1534	1600	1485	1621	1170
КИН в разбуренной зоне	0,283	0,311	0,313	0,302	0,315	0,292	0,320	0,230
NPV, 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
NPV (P90)	-5,6	-4,8	-4,1	-6,6	-3,9	-4,8	-3,4	-10,7

Рекомендуемый вариант предусматривает формирование однорядной системы заводнения с расстоянием между рядами 450 м. В добывающем ряду: бурение ГС (300 м) и расстоянием между скважинами 350 м; в нагнетательном ряду: бурение ГС (250 м) и расстоянием между скважинами 400 м, с длительной отработкой.

Реализация данных предложений по участку позволит добыть 1,5 млн т, что повысит КИН с утвержденного 0,309 (по категории А+В1) д. ед., до 0,320 д. ед., чистый дисконтированный доход пользователя недр составит 43,8 млн \$, окупаемость проекта - четыре года. Экономические расчеты выполнены по методике ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

В настоящее время на участке реализована первая фаза, введено 34 скважины, в том числе 19 ГС со средним входным дебитом по нефти 20,3 т/сут, по жидкости – 71,9 т/сут, добыча нефти составила 340 тыс. т.

Разработанный метод внедрен на четырех месторождениях, разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Начиная с 2014 года введены в разработку 102 скважины, из которых 48 скважин сложного заканчивания (ГС и МЗС). Диапазон отклонения Ннн от плана составил от -

0,8 м до +1,2 м. Работы проведены на восьми участках пластов ЮВ₁, БВ₇¹, АВ₁₋₂, на 01.01.2020 дополнительная добыча нефти составила 1,7 млн т.

Отличительной особенностью предложенного метода является применение существующих практик создания вариативных геологических моделей на неосвоенных участках разрабатываемых объектов с учетом геолого-геофизических рисков, подтвержденных на собственном объекте фактически введенными скважинами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Ввод в разработку нефтяных залежей верхнеюрских и нижнемеловых отложений Широтного 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, Северо-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.

Основные положения диссертации опубликованы в работах:

Статьи в рецензируемых журналах, рекомендованных ВАК РФ:

1. 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.

2. 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.

3. 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 и др. // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 1. – С. 25-31.

4. 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.

5. Сенцов, А. Ю. Формирование оптимального варианта разработки в условиях геологической неопределенности объекта с применением

вероятностного подхода на примере объекта БВ7 Южно-Вьинтойского месторождения / А. Ю. Сенцов, Н. С. Полякова // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 2. – С. 5-11.

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

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

В журналах, индексируемых в международной реферативной базе Scopus:

8. 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.

9. 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.

Публикации в прочих научных изданиях:

10. 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.

11. Сенцов, А. Ю. Формирование оптимального варианта разработки в условиях геологической неопределенности объекта с применением вероятностного подхода на примере северной части объекта БВ7 Южно-Вьинтойского месторождения / А. Ю. Сенцов, Н. С. Полякова // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна. Сборник трудов конференции. – 2019 – С.88-91.

12. Сенцов, А. Ю. Оптимизация проектного фонда на разрабатываемых месторождениях с учетом геологической неопределенности / А. Ю. Сенцов, Н.

С. Сибилева, Н. Ю. Овчинникова, С. И. Грачев. // Сборник трудов конференции. – 2021 – С.511-515.

Патенты:

10. Арефьев С. В., Юнусов Р. Р., Дулкарнаев М. Р., Сенцов А. Ю., Ваганов Л.А., Крамар О.В. Способ разработки неоднородного нефтяного месторождения, № 2695418, дата государственной регистрации: 23.07.2019.

Подписано в печать 11.07.2023. Формат 60x90 1/16. Усл. авт. л. 1,05.
Тираж 100 экз. Заказ № 2679.

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования
«Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.