Государственное унитарное предприятие
«Институт проблем транспорта энергоресурсов»

На правах рукописи

МАХМУТОВ АЛМАЗ АКСАНОВИЧ

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ПОВЫШЕНИЕМ АДРЕСНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ЗА СЧЕТ УТОЧНЕНИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ СВОЙСТВ ПЛАСТА

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук,
профессор
Гильманова Р. Х.

Уфа – 2015

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ…….. 4
ГЛАВА 1. О СОСТОЯНИИ ИЗУЧЕННОСТИ ПРОБЛЕМЫ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ……. 11
1.1. Современные представления о состоянии поздней стадии разработки и выявление причин недоизученности месторождений…….. 12
1.2. Современные представления об особенностях разработки и доизучения геологического строения залежей нефти в карбонатных отложениях……... 15
1.3. Современные представления об особенностях разработки и доизучения геологического строения нефти в терригенных отложениях……. 21
Выводы по главе 1…….. 29
ГЛАВА 2. О НЕКОТОРЫХ ОСОБЕННОСТЯХ УТОЧНЕНИЯ ГЕОЛОГО-МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ОБЪЕКТА……... 30
2.1. Выбор и характеристика объекта исследования……. 30
2.2. Оценка достоверности и анализ исходной геолого-промысловой информации…….. 32
2.2.1. Совершенствование методик обработки КВД…… 36
2.2.2. Оценка точности и внесение поправок на отметки ВНК……... 42
2.3. Способ определения поправок абсолютных отметок в наклонных скважинах и водонефтяного контакта объекта исследования……. 44
2.3.1. Определение диапазона допустимых поправок для каждой наклонной скважины для обеспечения ВНК по всем пластам многопластового месторождения……. 47
2.3.2. Определение диапазона возможных поправок по структурным поверхностям по всем пластам многопластового месторождения……. 50
2.3.3. Принятие окончательной поправки для наклонных скважин с учетом необходимых поправок по ВНК и возможных по структуре по всем пластам многопластового месторождения……... 51

2.3.4. Пример использования метода определения абсолютных отметок в наклонных скважинах и водонефтяного контакта……..... 52
Выводы по главе 2……..…. 57
ГЛАВА 3. МЕТОДЫ УТОЧНЕНИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ТРЕХМЕРНЫХ ЦИФРОВЫХ МОДЕЛЕЙ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ…….. 58
3.1. Анализ параметров переходной водонефтяной зоны и ее учет при формировании куба нефтенасыщенности……. 58
3.2. Совершенствование методики построения карты проницаемости с учетом неоднородности пластов……..…….. 69
3.3. Совершенствование методики построения куба проницаемости с учетом неоднородности пластов при трехмерном моделировании……..... 77
Выводы по главе 3……... 84
ГЛАВА 4. ВОВЛЕЧЕНИЕ НЕДООЦЕНЕННЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ В РАЗРАБОТКУ…….. 85
4.1. Способы интенсификации выработки запасов нефти по результатам уточнения геологического строения и фильтрационных характеристик пласта в межскважинном пространстве……..... 85
4.2. Апробация способа интенсификации выработки запасов нефти по результатам исследования в промысловых условиях……..... 86
ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ…….…….…….. 95
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ……..…….. 97

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность проблемы.

Существующая на сегодняшний день исходная информация о состоянии строения залежей и продуктивных пластов, которая накапливалась в процессе эксплуатации месторождения на разных стадиях разработки, характеризуется различной степенью достоверности и методами их получения, что объясняется следующими факторами. Одними из важнейших факторов являются: отсутствие однообразия применяемых методик формирования и обработки исходной информации для разных стадий разработки, которым соответствовали различные способы получения первичных данных о строении и эксплуатации месторождений; на разных стадиях использовалась аппаратура получения информации с различной точностью.

Поэтому многие объекты нефтедобычи находящиеся на поздней стадии разработки, являются не в полной мере изученными, а именно, недостоверно обоснованы и установлены закономерности формирования и развития залежей углеводородного сырья (УВС); извлекаемые запасы в многопластовых месторождениях не соответствуют уточненному расчетному значению по пластам из-за низкой точности их определения.

За счет некорректного представления о геологическом строении объекта сырьевая база таких месторождений используется недостаточно эффективно и их добывные возможности реализуются не в полном объеме. В связи с этим необходимо более детальное изучение и уточнение характеристик нефтяных месторождений для оценки фактических запасов нефти, в частности, распределение и объемы остаточных ранее не извлекаемых запасов.

Для достижения наибольшей эффективности проводимых геолого-технических мероприятий (ГТМ) на многопластовых месторождениях нефти, перешедших на позднюю стадию разработки, детализация геологического строения месторождения с обоснованием и уточнением запасов нефти по объектам разработки является задачей актуальной и востребованной.

Степень разработанности темы.

Для увеличения эффективности ГТМ по выработке остаточных запасов на многопластовых месторождениях нефти необходима разработка подходов по увеличению достоверности и точности построения трехмерных геологических и гидродинамических моделей. Одним из путей повышения достоверности и точности является совершенствование методов уточнения и обработки исходной геолого-промысловой информации. Научные подходы в совершенствовании методов обработки геолого-промысловой информации и уточнения базы данных для дальнейшего формировании соответствующих ГТМ по выработке трудноизвлекаемых запасов заложены трудами ученых Валиуллин Р. А., Гильманова Р. Х.,. Дияшев Р. Н, Ибатуллин Р. Р., Иктисанов В. А., Ларочкина И. А., Низаев Р. Х., Рамазанов А. Ш., Сарваретдинов Р. Г. Значительный вклад в развитие теоретических и практических основ управления разработкой нефтяных месторождений на поздней стадии внесли Бакиров И. М., Бахтизин Р. Н., Владимиров И. В, Зарипов А. Т., Ибрагимов Н. Г., Мирзаджанзаде А. Х., Мищенко И. Т., Муслимов Р. Х., Насыбуллин А. В., Непримеров Н. Н., Хасанов М. М., Хисамутдинов Н. И.. Однако в трудах вышеперечисленных ученых не рассматриваются такие вопросы, которые находятся в тесной связи с процессами, протекающими в пласте и скважине при выработке остаточных запасов, как влияние неоднородности пласта на величину средней проницаемости, уточнение поправок абсолютных отметок в наклонных скважинах многопластовых объектов с целью наиболее полного охвата всего фонда скважин в трехмерных моделях. С учетом этого, перспективным направлением исследований является совершенствования методов уточнения первичной геолого-промысловой информации и методик построения трехмерных моделей объекта, на основе которых будут разработаны соответствующие ГТМ.

Цель работы заключается в совершенствовании методов оценки накопленной первичной геолого-промысловой информации, на базе которых будут уточняться характеристики и параметры сложно построенных залежей для

дальнейшего определения величины остаточных запасов, и их использования при формировании эффективных ГТМ.

Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие **основные задачи исследований:**

1. Обзор и анализ опубликованных работ о методах и подходах уточнения параметров геологического строения залежей и месторождений нефти, находящихся в поздней стадии разработки.

2. Исследование причин недостаточной объективности исходной информации, полученной в различное время, что привело к снижению точности выработки запасов и низкой эффективности ГТМ, выявленной по результатам анализа состояния разработки нефтяных месторождений.

3. Разработка новых методик оценки и обработки исходных геолого-промысловых данных и доказательство достоверности полученных результатов геологической и гидродинамической 3Д моделей.

4. Совершенствование методов построения уточненной геологической и гидродинамической моделей с максимально возможным использованием всего набора промысловой информации.

5. Разработка рекомендаций для формирования уточненных ГТМ с целью эффективной выработки и ввода новых остаточных запасов нефти в разработку.

Научная новизна результатов работы.

1. Предложен способ внесения поправок на абсолютные отметки наклонных скважин в многопластовых месторождениях Западной Сибири с учетом всех пластов по принятым уточненным уровням водонефтяного контакта с новым методом оценки статистической погрешности расчета абсолютных отметок по инклинометрии и структуре поверхности.

2. Предложено решение задачи идентификации фильтрационных параметров пласта по результатам гидродинамических исследований скважин с учетом послепритока.

3. Получена зависимость изменения коэффициента водонасыщенности пласта от его фильтрационно-емкостных свойств и отметок относительно зеркала чистой воды для условий Северо-Покурского месторождения.

4. Сопоставлены результаты применения различных методик построения поля проницаемости для двумерной и трехмерной моделей пласта, на основе которых впервые предложены способы построения карты проницаемости и куба, учитывающие поправки на неоднородность ячеек двумерной и трехмерной сетки соответственно.

Теоретическая и практическая значимость.

1. Разработана методика расчета и перераспределения поправок на абсолютные отметки для наклонных скважин в многопластовых месторождениях по данным наименьших и наибольших допустимых значений абсолютных отметок.

2. Разработана методика моделирования куба нефтенасыщенности сложно построенных залежей с переходной зоной «нефть-вода» путем использования вспомогательного куба индекса насыщения коллектора и трендового куба нефтенасыщенности.

3. Разработаны методики построения карты и куба проницаемости, учитывающие поправки на неоднородность ячеек двумерной и трехмерной сетки соответственно и позволяющие выявить искаженные зоны, что увеличило достоверность определения фильтрационного сопротивления по пластам и энергетических показателей вытеснения нефти из неоднородных пластов.

4. Результаты, полученные в диссертационной работе, используются при реализации геолого-технических мероприятий в технологиях разработки залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами, а также в качестве инженерно-технологических методик при уточнении достоверности промысловой информации, прогнозировании остаточных извлекаемых запасов и выборе ГТМ для их выработки на месторождениях Западной Сибири, Оренбургской области и Татарии.

5. От внедрения разработанных рекомендаций на Северо-Покурском месторождении в период с февраля по июль 2014 гг. дополнительная добыча нефти по участку составила 1470 тонн нефти, при этом получен экономический эффект в размере 1,6 млн. рублей.,

Методы решения поставленных задач.

Решение поставленных задач осуществлялось путем теоретических исследований и результатов обработки статистической информации, характеризующие нефтяной объект. Для изучения и анализа использовались данные измерений в скважинах, статистические данные характеризующие объект, результаты оценки исходной геолого-промысловой информации с созданием новых методик обработки и анализа информации. При этом широко применялись методы математического моделирования пластовых систем с обобщением промышленных испытаний

Основные защищаемые положения.

1. Методика расчета и перераспределения новых поправок на абсолютные отметки для скважин в многопластовых месторождениях.

2. Методика моделирования куба нефтенасыщенности сложно построенных залежей с переходной зоной «нефть-вода» путем использования вспомогательного куба индекса насыщения коллекторов и трендового куба нефтенасыщенности.

3. Методики построения карты и куба проницаемости, учитывающие поправки на неоднородность ячеек двумерной и трехмерной сетки пласта соответственно.

Достоверность результатов.

Достоверность поученных результатов достигалась путем анализа результатов обработки статистической информации высокой представительности, путем применения современных методов математического моделирования и численного исследования на ПЭВМ и апробации результатов на промысловых объектах.

Апробация работы.

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на Международной школе конференции для студентов, аспирантов и молодых ученых «Фундаментальная математика и ее приложения в естествознании» (г. Уфа, 2011 г.), на V молодежной научно-практической конференции «Промысловая геофизика: проблемы и перспективы» (г. Уфа, 2013 г.), на Международной научно-практической конференции «Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа» в рамках Нефтегазового форума и XXII международной специализированной выставки «Газ. Нефть. Технологии – 2014» (г. Уфа, 2014 г.), на XIV Международной научно-практической конференции «Энергоэффективность. Проблемы и решения» в рамках XIV Российского энергетического форума «Зеленая энергетика», XX Юбилейной специализированной выставки «Энергосбережение. Электротехника. Кабель» и Международной выставки «Энергетика ШОС» (г. Уфа, 2014 г.), на семинаре главных инженеров и специалистов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» по вопросам уточнения геологической и гидродинамической 3Д моделей, уточнения подсчетных параметров в коллекторах с рябчиковым типом строения (г. Мегион, 2013-2014 гг.), на совещании специалистов ЗАО «Алойл» по вопросу «Уточнение исходной информации в низкоомных коллекторах турнейского яруса», «Уточнение геологического строения фаменских отложений Алексеевского месторождения путем выделения локальных зон замещений коллектора и прирост запасов нефти в них» (г. Бавлы, 2011-2013 гг.).

Публикации и личный вклад автора.

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 16 научных трудах, в том числе восемь статей в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ, из них одна статья опубликована самостоятельно.

В рассматриваемых исследованиях автору принадлежат постановка задач, их решение, анализ и обобщение полученных результатов, а также организация внедрения рекомендаций в промысловых условиях.

Структура и объем диссертации.

Диссертация состоит из введения, четырех глав, основных выводов и рекомендаций, библиографического списка использованной литературы, включающего 102 наименования. Работа изложена на 110 страницах машинописного текста, содержит 40 рисунков и 4 таблицы.

Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю профессору Гильмановой Р. Х., а также профессору Хисамутдинову Н. И., к.т.н. Сарваретдинову Р. Г., к.т.н. Сагитову Д. К. за полезные советы, высказанные в процессе выполнения диссертационной работы.

ГЛАВА 1. О СОСТОЯНИИ ИЗУЧЕННОСТИ ПРОБЛЕМЫ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ

Большинство нефтяных месторождений, которые на сегодняшний день обеспечивают нефтедобычу в России, находятся в процессе эксплуатации более 40-60 лет [8, 14, 19, 37, 38, 40, 41, 59, 71, 86, 88, 96]. За счет отбора основных запасов нефти при эксплуатации этих объектов в первую очередь из высокопроницаемых коллекторов наблюдается резкое истощение ресурсной базы. При этом переход на позднюю стадию разработки, характеризуется не только высокой выработанностью залежей нефти, но и значительным ростом доли обводненности добываемой продукции [6, 7, 14, 15, 22, 35, 37, 41, 54, 55, 59, 83, 87]. Так, в европейской части России, в наиболее старом нефтегазодобывающем регионе, например Урало-Поволжья, степень выработанности запасов нефти достигает в среднем порядка 70 %. По отдельным регионам степень освоенности разведанных запасов следующая: в Уральском – 84,4 %, в Приволжском – 91,1 %, в Северо-Кавказском – 88,5 %, в Калининградском (суша) – 91,9 %, на Сахалинском (суша) – 94,5 %. Похожая картина наблюдается и в Западной Сибири, где более 150 наиболее важных (основных) нефтяных месторождений находятся или вступают в стадию падающей добычи [8]. В настоящее время основным способом разработки нефтяных месторождений (как в Российской Федерации, так и в мире) является вытеснение нефти заводнением нефтяных пластов. Эффективность этой технологии во многом зависит от особенностей геологического строения коллектора [39, 40] и темпов отбора запасов. Причем прирост запасов нефти в большинстве отечественных месторождений за счет интенсификации отбора не компенсирует текущую добычу, что с каждым годом обостряет проблему обеспечения уровня добычи нефти. Так, за последние 15 лет, дефицит прироста запасов нефти в России по отношению к добыче достиг порядка 1,2 млрд.т, а объем текущих извлекаемых запасов отнесенных к осредненному единичному месторождению сократился с 10,8 млн.т в 1992 г. до 5,6 млн.т в 2010 г. [8].

Таким образом, в вышеприведенных условиях перед современной отечественной нефтяной промышленностью сформировался ряд задач, направленных с одной стороны на стабилизацию, с другой – на увеличение темпов добычи, среди которых основными являются вопросы восполнения потерь нефти за счет истощения путем эффективной довыработки остаточных запасов УВС с охватом ранее недренируемых запасов нефти в районах с развитой инфраструктурой [41, 61, 77, 90, 91, 92, 93].

Однако успешность проводимых и планируемых геолого-технологических мероприятий (ГТМ), направленных на доизвлечение остаточных запасов нефти, а также на вовлечение в разработку ранее недренируемых запасов, связаны с достоверностью принятой геологической модели, описывающей реальное строение разрабатываемых месторождений (объектов нефтедобычи).

1.1. Современные представления о состоянии поздней стадии разработки и выявление причин недоизученности месторождений

Как показывает практика и опыт, несмотря на то, что объекты нефтедобычи находятся уже на поздней стадии разработки, в процессе эксплуатации выявляется проблема недоизученности их геологического строения. Например, к таким объектам разработки можно отнести косослоистые пласты БВ в неокомском нефтегазоносном комплексе Западной Сибири, низкоомные нефтенасыщенные коллектора турнейского яруса на месторождениях Южно-Татарского свода, терригенные залежи нефти в пластах Дкт колганской толщи карбонатного девона Оренбургского региона, кавернозные коллектора в окских отложениях [4, 5, 11, 13, 15, 21, 25, 30, 36, 64, 78, 80, 81]. Из-за некорректного представления геологического строения, добывные возможности таких разрабатываемых нефтяных месторождений оцениваются и реализуются не в полном объеме.

Прежде чем добиться положительных результатов в вопросах доизвлечения остаточных запасов нефти, а также интенсификации выработки ранее

недренируемых запасов, необходимо уточнить геологическое строение многопластовых разрабатываемых месторождений и оценить распределение запасов нефти по площади и объектам разработки месторождения с совершенствованием методов обработки всей накопленной первичной информации.

Для обеспечения объемов добычи нефти новыми запасами в нефтяной промышленности ведутся работы по следующим трем основным направлениям, которые являются наиболее эффективными способами в решении вышесказанной проблемы:

1. Поиск новых промышленных скоплений УВС за счет геолого-разведочных работ (ГРР) в районах с развитой инфраструктурой.

2. Увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН) за счет улучшения технологии проведения ГТМ.

3. Прирост запасов УВС на разрабатываемых месторождениях за счет уточнения геологического строения (по результатам ревизии первичной промысловой информации и достижения достоверности базы данных с учетом накопленных новых исследований).

Рассмотрим более подробно эти вышеперечисленные направления по созданию и вводу в эксплуатацию новых объектов нефтедобычи, и их результаты, получаемые в промысловых условиях.

Поиск, разведка и открытие новых месторождений (создание новых крупных мощностей нефтедобычи) могут существенно изменить как структуру добычи, так и структуру потребления этих ресурсов, однако требуют значительных инвестиций и времени [37, 84]. Как показывает практика, расходы на подготовку запасов из сложно построенных пластов за счет ГРР (например, высоковязкие нефти семилукско-мендымских отложений) по данным геолого-экономической оценки превышают величину суммарной удельной стоимости в 127 раз от величины удельной стоимости подготовки запасов за счет уточнения геологического строения и ревизии базы данных [21, 24, 33, 57, 80, 81, 82]. Из этого следует, что для поддержания уровней добычи нефти значимость

прогнозирования и поисков новых запасов в пределах разрабатываемых месторождений в районах с развитой инфраструктурой является более целесообразной и экономически выгодной.

Особое внимание при этом уделяется на возможность повышения КИН на поздней стадии разработки, которая является актуальной для большинства крупных отечественных месторождений, представленных неоднородными нефтенасыщенными коллекторами и характеризующихся высоким процентом обводненности добываемой продукции. Как инструмент для увеличения КИН и получения дополнительной добычи нефти из такой категории месторождений в нефтедобывающих регионах России и за рубежом активно используются технологии методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов.

Причем большинство известных технологий МУН являются затратными, а используемые технологии и реагенты достаточно дорогостоящие, и себестоимость дополнительно добываемой нефти за счет МУН на 40–60 % выше по сравнению с нефтью, добываемой традиционными методами. Данное обстоятельство является главным сдерживающим фактором при разработке нефтяных месторождений с технологиями МУН, и поэтому применение методов повышение значения КИН, особенно тепловыми, газовыми и химическими, пока не обеспечивают рентабельность отбора нефти, прежде всего из-за отсутствия работоспособного дешевого оборудования, реагентов и технологий [37].

Отсюда следует, что более целесообразно идти на пути наращивания запасов нефти, не требующих больших капитальных вложений, что возможно на обустроенных разрабатываемых месторождениях с высокими остаточными запасами, в частности, многопластовых.

В связи с этим, уточнение параметров геологического строения разрабатываемых объектов по выявлению возможности извлечения остаточных запасов за счет совершенствования методов обработки всей накопленной исходной информации является наиболее приоритетной и быстро реализующейся работой, направленной не только на сохранение и увеличение темпов добычи, но и на прирост величины запасов нефти.

Об этом свидетельствуют результаты научно-практических работ и исследований, показанных в работах таких отечественных ученых-специалистов, как Базаревская В. Г., Бакиров И. М., Гаврилов В. П., Гильманова Р. Х., Дияшев Р. Н., Иктисанов В. А., Ларочкина И. А., Муслимов Р. Х., Насыбуллин А. В., Сарваретдинов Р. Г., Хисамутдинов Н. И. и другие [2, 4, 5, 8, 9, 14, 19, 28, 35, 36, 38, 41, 56, 57, 59, 60, 65, 74, 76, 85, 86]. Следует отметить, что в США, в старейшей нефтедобывающей стране, уточнение геологического строения залежей и оценки текущих запасов нефти позволяет получать прирост запасов, почти компенсирующий падение добычи нефти от истощения запасов [57].

1.2. Современные представления об особенностях разработки и доизучения геологического строения залежей нефти в карбонатных отложениях

Для многих месторождений Урало-Поволжского региона залежи нефти в карбонатных отложениях после залежей терригенного девона занимают значительное место по запасам нефти и первое среди возвратных объектов разработки. Однако их изученность и методы, используемые при уточнении геологического строения недостаточно совершенны, прежде всего, оценка характеристик пласта по данным геофизических и гидродинамических исследований [1].

Поэтому залежи нефти в карбонатных отложениях характеризуются не только сложным геологическим строением, но и являются малоизученными. Приведем некоторые примеры особенностей изучения геологических характеристик таких залежей, которые позволили усовершенствовать методы уточнения расчета геологических запасов и оценку их использования.

Например, авторы работы [10, 15], которые изучали особенности строения залежей нефти в окском надгоризонте Сорочинско-Никольского месторождения (Оренбургская область), по новым данным исследований керна выявили высокую кавернозность коллекторов, которая ранее при подсчете запасов не учитывалась.

Окский надгоризонт Сорочинско-Никольского месторождения представляет собой сложный геологический объект, содержащий в себе 128 мелких и крупных залежей нефти в 13 пластах. Проблемы довыработки извлекаемых запасов нефти этого месторождения возникли из-за несоответствия величин сопоставления начальных извлекаемых запасов с накопленной добычей нефти.

Результаты исследований керна показали, что за счет наличия высокой степени кавернозности, пустотности и трещиноватости коллекторов, рассматриваемые продуктивные отложения имеют более сложное литологическое строение и петрофизические свойства в отличие от ранее принятого геологического строения. Однако при выполнении подсчета запасов с использованием стандартных методик учет вышеперечисленных особенностей геологического строения не представлялся возможным из-за слабой изученности, в результате чего произошло превышение накопленной добычи нефти из основного объекта разработки (пласт O_4) над утвержденными начальными извлекаемыми запасами. Данный факт потребовал более детального изучения геологического строения, так как проблема несоответствия объемов добычи нефти и начальных извлекаемых запасов связана, прежде всего, с нехваткой оцененных нефтенасыщенных объемов, а также неточной оценкой начальных запасов. Так, при уточнении геологического строения вышеупомянутого объекта (НПО «Нефтегазтехнология») был разработан метод, позволяющий оценить увеличение начальных запасов нефти путем введения в формулу подсчета запасов (объемным методом) поправочного коэффициента на пористость за счет кавернозности. Данный способ основан на том, что при определении запасов необходимо учитывать не только открытую пористость, но и кавернозность породы. Путем статистического анализа данных по 85 скважинам, в которых были определены значения пористости как по нейтронному гамма-каротажу (НГК), так и по акустическому каротажу (АК), а также по пористости, принятой для внесения в базу результатов интерпретации, был определен поправочной коэффициент по рассматриваемому пласту, равный 1,3. Коэффициент был определен как отношение средней принятой пористости (в большинстве случаев

определяемой как сумма пористостей по НГК и АК и являющейся в действительности пустотностью) к средней пористости по НГК. Начальные извлекаемые запасы при этом увеличились на 30 %.

Тогда формула подсчета запасов объемным методом с учетом кавернозности приняла вид:

$$Q_{геол} = V(S \cdot h)(K_п \cdot K_{пк}) \cdot K_н \cdot \rho \cdot \beta, \quad (1.1)$$

где $Q_{геол}$ – начальные геологические запасы нефти; V – нефтенасыщенный объем, $V=S \cdot h$; S – площадь нефтеносности; h – средняя эффективная толщина; $К_п$ – средняя открытая пористость; $K_{пк}$ – поправочный коэффициент на кавернозность; $K_н$ – коэффициент начальной нефтенасыщенности; ρ – плотность нефти; β – пересчетный коэффициент.

В результате учета и обработки новой комплексной исходной информации, в частности, данных лабораторных исследования керна, геофизических исследований скважин (ГИС), ежемесячной добычи, закачки воды были выявлены новые запасы нефти в пластах $О_3$ и $О_4$.

Использование такого подхода учета коэффициента кавернозности ($K_{пк}$) позволило построить более достоверные трехмерные геологические и гидродинамические модели и выявить пространственное расположение остаточных извлекаемых запасов нефти в залежи [10, 15, 50].

В отличие от вышеупомянутых работ у других исследователей были установлены новые иные причины несоответствия величин начальных извлекаемых запасов с накопленной добычей. Одной из причин недостоверности определения начальных запасов в пласте является неучет низкоомных (НС) коллекторов в пласте.

Например, из-за неверного определения начального характера насыщения коллекторов кизеловского и черепетского ярусов верхнетурнейского подъяруса Алексеевского месторождения Татарии и Султангулово-Заглядинского месторождения Оренбургской области имела место вышеуказанная проблема [11, 28, 80]. Как известно, при интерпретации ГИС выделение нефтенасыщенных и водонасыщенных прослоев проводят в соответствии с критическими значениями

удельного электрического сопротивления (УЭС) пластов [26, 67]. Однако в пределах "проблемных" рассматриваемых отложений были случаи, когда из прослоев, отнесенных по значению УЭС к водонасыщенным, добывалась безводная нефть. Данные отложения в некоторых скважинах эксплуатировались в безводном режиме до 5 и более лет. Стоит отметить, что в результате ревизии и анализа исходной информации было выявлено, что коллекторы пласта T_1 верхнетурнейского подъяруса по характеру насыщения могут быть разделены на три части по вертикали (рисунок 1.1):

- верхняя часть пласта отличается повышенными значениями УЭС нефтенасыщенных коллекторов (высокоомные коллекторы (ВС));
- выделяющаяся ниже переходная зона, для которой характерно значительно более низкие значение УЭС, сопоставимое с сопротивлением водонасыщенных пластов (низкоомные коллектора (НС));
- нижняя часть, состоящая из водонасыщенных известняков (В).

В виду того, что в месторождениях Волго-Уральской провинции высота зоны переходного насыщения достигает лишь пару единиц метров, а также в результате сопоставления коэффициентов степени отличия УЭС в зонах ВС, НС и В (рисунок 1.1), был сделан вывод о том, что пониженные значения УЭС в зоне НС связаны в данном случае не с переходным характером насыщения "нефть-вода", а с литологическими особенностями пласта. Так, в работах [2, 11, 28, 80] было выявлено, что основной причиной, вызывающей уменьшение УЭС в нефтенасыщенных коллекторах, является присутствие в них минералов-полупроводников (халцедон, окремнение, окислы титана (лейкоксен) и гидроокислы железа), которые приводят к резкому снижению электрического сопротивления нефтенасыщенного пласта [51, 52, 63, 66, 69]. Таким образом, ошибочная интерпретация коллекторов с пониженным сопротивлением как водонасыщенные являлась одной из причин снижения достоверности в определении величины запасов нефти. Такие случаи подтверждаются и зарубежными исследователями, результаты исследований которых показаны в работах [100, 101].

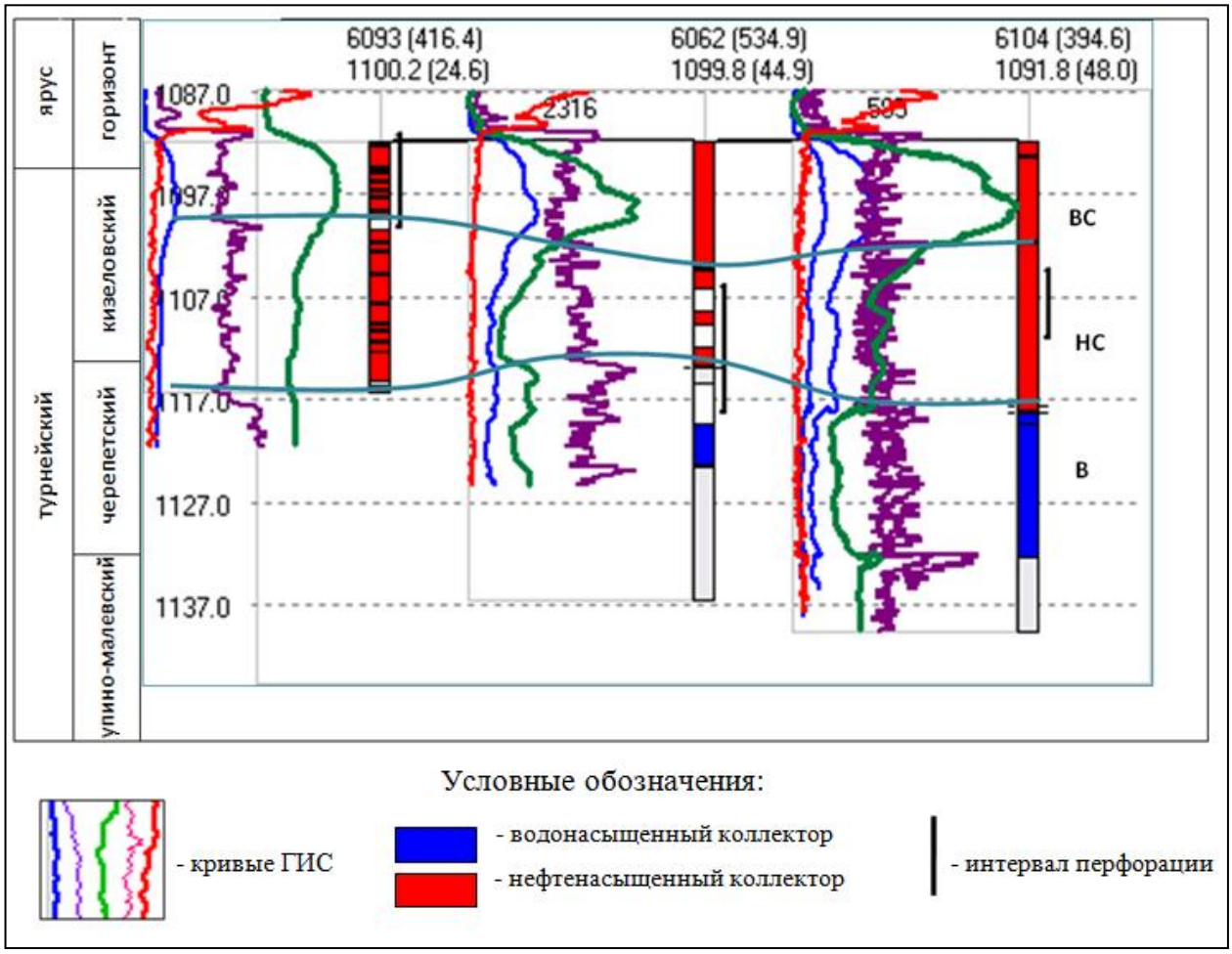

Рисунок 1.1 – Фрагмент разреза турнейского яруса с высокоомными и низкоомными коллекторами Алексеевского месторождения

Для повышения достоверности определения начальных запасов авторами работ [11, 28, 80] разработан метод определения характера насыщения пласта, учитывающий такие литологические особенности, как содержание электропроводящих минералов в составе пород. На основе разработанного метода были уточнены характеристики пласта и увеличены запасы за счет неучтенных низкоомных нефтенасыщенных коллекторов, которые в дальнейшем были введены в эксплуатацию [80].

Другой проблемой достоверного определения запасов нефти (наличия или его отсутствия) является наличие ангидритов и загипсованных пород в разрезе карбонатных продуктивных отложений месторождений, характерных для Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, которые искажают показания ГИС [13].

Как известно гипс ($CaSO_4*2H_2O$), как и другие гидрохимические породы, отличается от других осадочных пород высоким значением УЭС, а за счет содержания большого количества кристаллизационной (химически связанной) воды показания геофизического метода НГК сильно занижается [68]. Из-за низкой радиоактивности на диаграммах ГК гипс также отмечается зонами минимумов. Таким образом, на диаграммах ГИС гипс отмечается очень высокими сопротивлениями и низкими значениями ГК и НГК. Поэтому гипс, являющийся неколлектором, часто ошибочно интерпретируется как нефтеносный пласт-коллектор с высокими коллекторскими характеристиками и нефтенасыщенностью, что ведет к неверному выделению объектов нефтеносности, завышению толщины пласта и, как следствие, к завышенным запасам нефти.

Так, в работах [13] предлагается методика выделения гипсов и загипсованных пород, основанная на наборе широко распространенных каротажных методов, которые проводятся практически во всех скважинах. Набор включает в себя ГК, НГК, ИК, а также метод самопроизвольной поляризации (ПС) и кавернограмму (ДС). В результате анализа базы ГИС для выделения гипсов и загипсованных пород было предложено следующее правило: «Загипсованной породой следует считать пласт с низкими показаниями ГК и НГК (или низкими значениями $A_{гк}$ и $A_{нгк}$), высокими показаниями ПС (или небольшими значениями $\alpha_{пс}$), большими значениями УЭС, а также небольшим отклонением показаний кавернограммы от номинального диаметра скважины» [13].

При формализации приведенного выше правила выделения гипсов и загипсованных пород был использован метод нечетких множеств, который позволяет оценить степень принадлежности рассматриваемого пласта-коллектора к множеству «Гипсы и загипсованные породы» относительно некоторого порового значения функции принадлежности [13]. На основе вышесказанного была разработана методика выделения гипсов и загипсованных пород в нефтеносных карбонатных пластах, используемая при решении промысловых

гидродинамических задач, в частности, при выборе технологии интенсификации притока нефти к забою скважины.

По данным апробации методики (скважины Ашальчинского месторождения) с последующей оценкой экспертов-интерпретаторов подтверждено наличие гипсов и загипсованных пород в 15 случаях из 20, что составляет уровень достоверности 75 %.

Данная методика позволяет оценить достоверность и сходимость результатов измерений различных геофизических методов исследований по выделению пород-коллекторов, повышает надежность создания геолого-математической модели пласта и в выборе наиболее эффективных технологий разработки нефтяной залежи.

1.3. Современные представления об особенностях разработки и доизучения геологического строения залежей нефти в терригенных отложениях

Уточнение геологического строения по мере появления новой информации может коренным образом изменить первоначальное представление о строении пласта, распределение запасов в залежах нефти и выбор наиболее эффективных технологий их извлечения.

Так, авторы работы [12, 81] с учетом новых подходов к изучению геологического строения пласта $БС_{10}$ Западно-Усть-Балыкского месторождения, который до уточнения геологического строения рассматривался как целостный геологический объект с единым уровнем водонефтяного контакта (ВНК), выделили прослои с параллельным напластованием. Проблема уточнения геологического строения у авторов работы [12, 81] была вызвана, тем, что невозможно было объяснить появление воды в продукции скважин, находящихся в чисто нефтяной зоне, хотя технология активного заводнения в тот период отсутствовала. На момент первого подсчета запасов при уточнении геологического строения продуктивного пласта $БС_{10}$ вышеупомянутого

месторождения участвовало 26 скважин. На момент последнего уточнения геологического строения количество скважин составило 180. Так, ревизия и анализ промыслового материала с учетом новых пробуренных скважин позволили выделить авторам в разрезах шельфа систему крупных, однопорядковых осадочных ритмов, разделенных контактами несогласий, которые разделяют горизонт $БС_{10}$ на несколько линзовидных пластов (циклитов) (рисунок 1.2) [81].

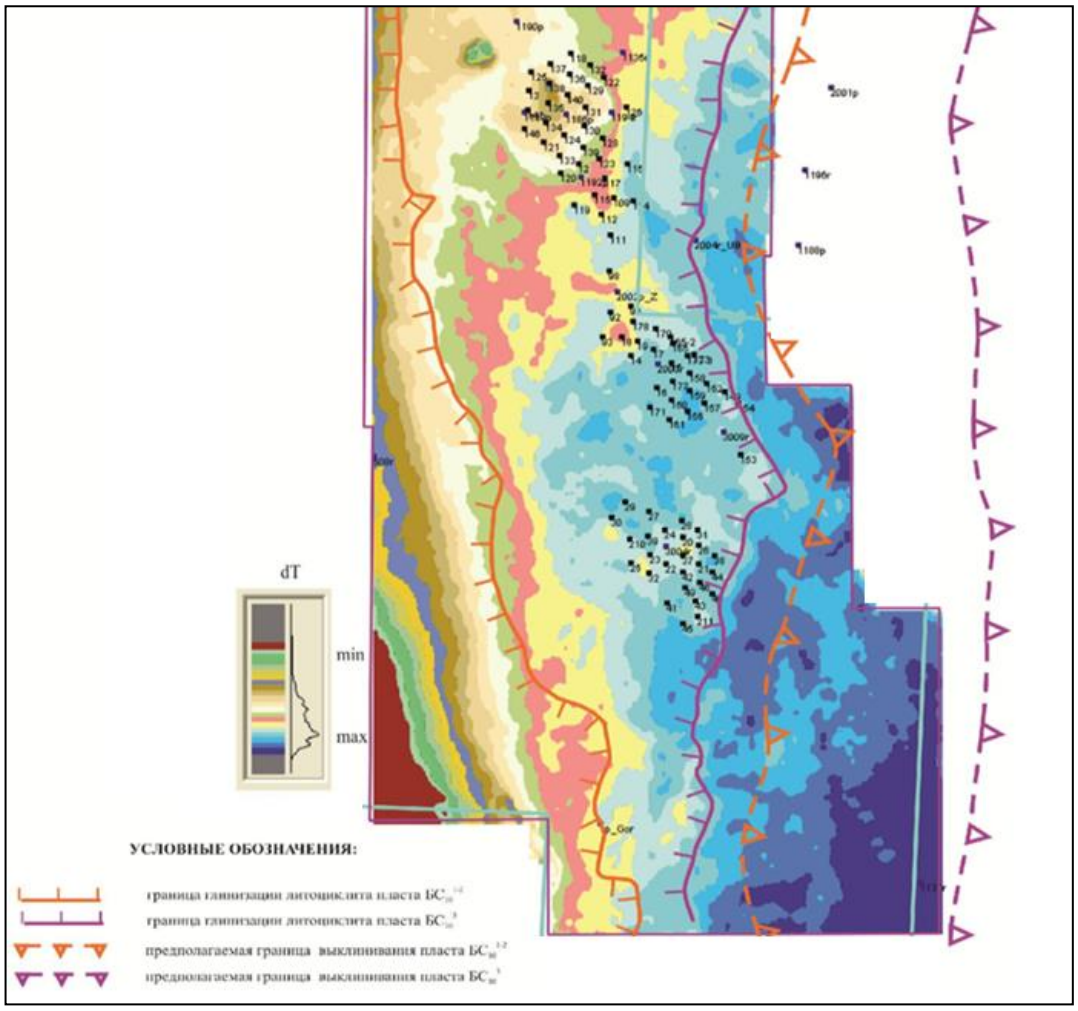

Рисунок 1.2 – Особенности осадконакопления в условиях шельфа на время формирования сортымской свиты

В результате перекорреляции разреза с учетом новых пробуренных скважин в пределах месторождения были выявлены следующие особенности в строении продуктивного пласта $БС_{10}$:

- косослоистое залегание песчаных прослоев (в отличие ранее принятого параллельного напластования прослоев);
- пласт $БС_{10}$ делится на 4 циклита (геологических тела), гидродинамически несвязанных между собой.

Также перекорреляция разреза показала, что пласт $БС_{10}$ на месторождении имеет сложное геологическое строение, так как даже при стандартном подходе при корреляции косослоистых отложений сложно проследить один циклит без помощи сейсмологических исследований. Необходимо отметить, что правильность определения границ циклита была также подтверждена при обосновании уровней ВНК и опробования коллекторов. Например, в разрезе скважины №1192р в неразрабатываемой части пласта $БС_{10}$, состоящей из нескольких прослоев, верхние коллекторы водонасыщенные, нижние нефтенасыщенные. Это говорит о том, что верхние коллекторы относятся к одному циклиту, нижние к другому со своими уровнями ВНК в одном пласте (рисунок 1.3).

Авторы работ [12, 81] пересчитали новые запасы нефти в пределах циклитов, в результате чего они увеличились на 8,7 % по сравнению с запасами до предыдущего уточнения геологического строения. Уточненная модель данного пласта позволила скорректировать авторам систему разработки, прежде всего, рационально разместить новые нагнетательные и добывающие скважины вертикального и горизонтального типов, вовлечь в эксплуатацию резервные нефтенасыщенные интервалы существующим фондом скважин, а также спланировать ГТМ по увеличению нефтеотдачи пласта.

Немаловажное значение при этом необходимо уделить внимание составу пород и их характеристикам. Поэтому изучение минералогического состава пород и определение влияния некоторых минералов на достоверность результатов интерпретации ГИС в терригенных коллекторах является одной из главной задачей при подсчете запасов и разработке залежей нефти.

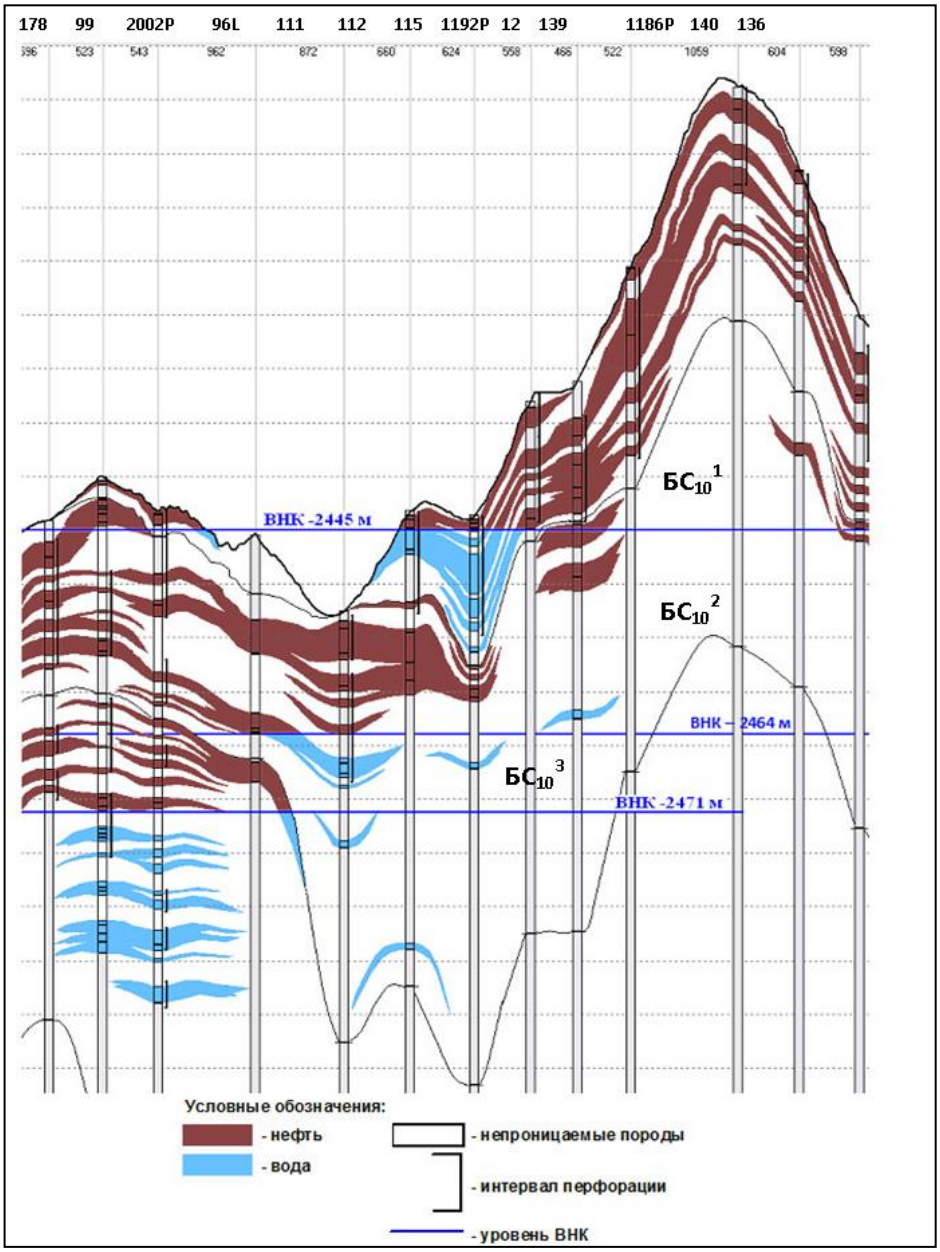

Рисунок 1.3 – Фрагмент геологического разреза пласта $БС_{10}$

Как указывают авторы в работах [5, 62], при разработке залежей нефти пластов $ЮВ_1^1$и $ЮВ_1^2$ Ново-Покурского месторождения Ханты-Мансийского автономного округа было установлено, что при интерпретации ГИС при значениях ниже граничного значения УЭС при опробовании коллектора был получен приток нефти (рисунок 1.4) [5, 62]. По данным исследований керна из юрских отложений и данным опробования пластов авторы [5, 62] уточнили характер насыщения коллекторов и изменили принятое граничное значение УЭС

(вместо 5-6 Ом*м установили 3-5 Ом*м). В результате увеличились начальные запасы нефти за счет расширения границ залежей нефти.

Как показано выше, причиной аномальности геофизических характеристик нефтенасыщенных пластов, оцениваемых как водонасыщенные из-за низких значений электрического сопротивления, является присутствие в породах минералов-полупроводников, которым в данном случае является завышенное содержание пирита. Как известно, пирит, являясь полупроводником, снижает показания УЭС. В работах [5, 62] по данным анализа керна было доказано наличие пирита в породах и его влияние на показания ГИС из-за чего многие пласты-коллекторы ошибочно интерпретировались как водонасыщенные или слабонефтенасыщенные, и не были рекомендованы к опробованию на приток.

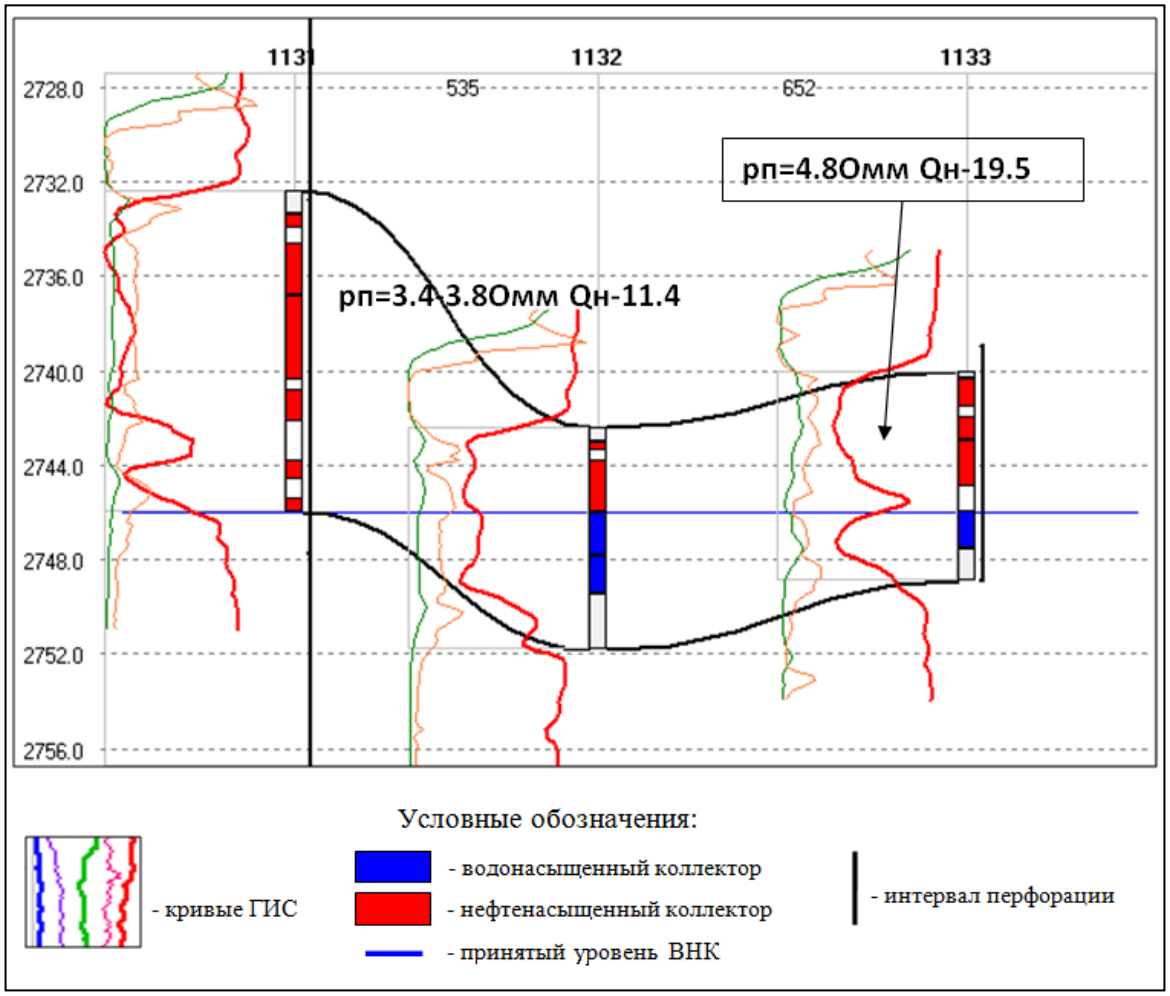

Рисунок 1.4 – Фрагмент разреза пласта $ЮВ_1^1$ в районе скважины 1131 с низкоомными коллекторами

Авторами [5, 62] была разработана методика уточнения граничного значения нефтенасыщенности, по данным влияния минералов-полупроводников на показания кривых ГИС (методы сопротивления) и соответственно на результаты их интерпретации. Данная разработанная методика уточнения позволила интенсифицировать выработку ранее недренируемых запасов нефти.

Разработка новых и совершенствование уже известных методик определения структуры и характеристик пласта-коллектора, учитывающих влияние минералогического состава на показания ГИС, не имеет стандартных и однозначных подходов.

Так, например, пласт Д-IV старооскольского горизонта, относящегося к терригенному девону, на Михайловско-Коханском месторождении (Самарская область) представлен по данным керна породами с большим содержанием слюды, которая характеризуется высокой радиоактивностью, что вносит искажения в показания метода ГК [94, 95]. Поэтому определение коэффициента глинистости коллектора в таких пластах по существующим методикам может вносить значительные ошибки.

В работах [94, 95] была предложена методика определения коэффициента глинистости коллектора в вышеописанных отложениях. При разработке методики были проанализированы распределения параметров $A_{\text{гк}}$, $A_{\text{нгк}}$ и $\alpha_{\text{пс}}$ (самопроизвольной поляризации) как в пласте Д-IV с высокой радиоактивностью, так и в остальных пластах терригенного девона (Д-I, Д-II, Д-III), в результате которого было выявлено, что все рассматриваемые пласты терригенного девона имеют схожие характеристики как по пористости, так и по глинистости. Суть данной методики заключается в том, что при определении коэффициента глинистости коллектора по формуле принятой для нерадиоактивных пластов, показания $A_{\text{гк}}$ в радиоактивном пласте уменьшаются на величину поправки или делятся на поправочный коэффициент. Таким образом, значение коэффициента глинистости определяется по значению $A'_{\text{гк}}$, приведенному к нерадиоактивным условиям. Так в результате сопоставлений и сравнения значений параметров $A_{\text{гк}}$, $A_{\text{нгк}}$ и $\alpha_{\text{пс}}$ пласта Д-IV с высокой радиоактивностью со значениями тех же

параметров нерадиоактивных пластов Д-I, Д-II, Д-III была принята величина поправочного коэффициента *K*, равная 4,5 доли ед.

Следовательно, для пласта Д-IV приведенное к нерадиоактивным условиям значение $A'_{гк}$ вычисляется по формуле (1.2):

$$A'_{гк} = {A_{гк}}/{K} = {A_{гк}}/{4.5}. \quad (1.2)$$

Так, например, максимальному значению $A_{гк}$=1,8 в высокоглинистом пласте Д-IV с высокой радиоактивностью соответствует значение приведенного $A'_{гк}$, равное 0,4.

Таким образом, вышеописанная методика позволяет более достоверно определить значение коэффициента глинистости коллектора в пластах с высокой радиоактивностью, что способствует определению гидродинамических характеристик пласта на более качественном уровне [94, 95].

На основании обзора методов уточнения характеристик пласта и опыта ввода в эксплуатацию ранее недренируемых запасов, а также других источников [4, 8, 14, 16, 17, 19, 20, 21, 32, 35, 36, 38, 41, 52, 53, 56, 58, 76, 82, 85], составлена таблица 1.1, в которой перечислены основные причины, уменьшающие достоверность принятого геологического строения и эффективность проводимых ГТМ по увеличению нефтеотдачи пластов. В данной таблице 1.1 также показаны результаты применения рассмотренных методов уточнения параметров пород, разработанных различными авторами.

Как видно из таблицы 1.1 при решении задач, направленных на стабилизацию и увеличение темпов добычи нефти разрабатываемых многопластовых объектов, главным критерием совершенствования методов уточнения накопленной первичной геолого-промысловой информации является полученная достоверность, от которой зависит адекватность построения уточненных трехмерных цифровых моделей, которые характеризуют реальное строение объектов нефтедобычи. При этом повышение адресности разработанных рекомендаций, направленных на увеличение эффективности применяемой системы разработки, будет достигаться за счет построения уточненных

трехмерных фильтрационно-емкостных моделей, для достоверной оценки гидродинамических характеристик пласта.

Таблица 1.1 – Результаты применения разработанных методов уточнения

№ п/п	Причины	Изменение величины геологических запасов	Рекомендации и результаты применения разработанных подходов
1	Кавернозность	+30%	Построение адекватных трехмерных геологических и гидродинамических моделей, ввод в эксплуатацию новых запасов нефти
2	Низкоомность	+22%	Уточнение характеристик пласта и величины запасов, с последующим вводом их в эксплуатацию
3	Загипсованность	-15%	Построение адекватных трехмерных геологических и гидродинамических моделей
4	Косослоистое залегание	+9%	Размещение новых нагнетательных и добывающих скважин, ввод новых запасов в эксплуатацию, планирование ГТМ по увеличению нефтеотдачи пласта
5	Пиритизация	+10%	Интенсификация выработки ранее недренируемых запасов нефти путем выбора соответствующих ГТМ
6	Высокая радиоактивность	+14%	Уточнение характеристик пласта и величины запасов

Стоит отметить, что разрабатываемые подходы и методики уточнения накопленной первичной информации должны быть достаточно универсальными, так как наличие вышеописанных проблем по изменению характеристик (пористость, кавернозность, трещиноватость) неоднозначно будут влиять на формирование трехмерной геологической и гидродинамической модели. Поэтому автор, ставит задачу получения и введения новых поправок и разработку методик учета вышеописанных выявленных ранее не учитываемых параметров пласта в трехмерной модели, и использовать их при уточнении запасов нефти для формирования эффективных ГТМ для их извлечения.

Выводы по главе 1

Анализ промысловых, литературных источников, выполненный в данной главе, позволяет сделать следующие выводы:

1. Выявлена по литературным источникам необходимость уточнения геологического строения эксплуатируемых объектов с полной ревизией всей накопленной информациии, что является новой базой для оценки фактического распределения запасов нефти по разрабатываемым объектам месторождения.

2. Недостаточное количество исследований и низкая достоверность в исходных данных не позволяет должным образом применить наиболее эффективные технологии разработки нефтенасыщенных коллекторов.

3. Выявлено отсутствие единых стандартных методов и алгоритмов уточнения геологического строения разрабатываемых нефтяных месторождений, в частности, индивидуального подхода к каждому объекту.

4. Повышение достоверности исходной базы данных и уточнение трехмерной геолого-математической модели позволит скорректировать систему разработки и спланировать соответствующие ГТМ по увеличению нетфеотдачи рассматриваемых объектов с интенсификацией выработки ранее недренируемых запасов.

ГЛАВА 2. О НЕКОТОРЫХ ОСОБЕННОСТЯХ УТОЧНЕНИЯ ГЕОЛОГО-МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ОБЪЕКТА

2.1 Выбор и характеристика объекта исследования

На основе выделенных задач в главе I автор в своих исследованиях будет широко использовать фактические данные показателей разработки реальных многопластовых нефтяных месторождений, сложенных неоднородными по пористости и проницаемости коллекторами, характеристики их разработки и запасов нефти, что позволит выделить не решенные проблемы и разработать пути и методы их решения.

В качестве такого объекта исследования было принято Северо-Покурское месторождение, которое находится в пределах Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Северо-Покурское месторождение расположено в центральной части Нижневартовского свода, занимает собственно Северо-Покурский лицензионный участок (ЛУ), восточную часть Лугового ЛУ и северную часть Северо-Ореховского ЛУ (рисунок 2.1). Разработка ведется, в основном, на Северо-Покурском и Луговом ЛУ, а в пределах Северо-Ореховского ЛУ добыча нефти не осуществляется из-за отсутствия эксплуатационных скважин.

Месторождение имеет сложное геологическое строение, в котором содержатся 28 пластов, являющихся самостоятельными объектами разработки.

В пределах Северо-Покурского месторождения промышленная нефтегазоносность установлена в неокомском и верхнеюрском нефтегазоносных комплексах. Весь продуктивный неокомско-юрский разрез, общей толщиной порядка 800 м, представляет собой песчано-алевролитовую толщу, разделенную глинистыми пачками и глинами регионального значения на три группы продуктивных горизонтов: АВ, БВ и ЮВ. Нефтеносными коллекторами являются песчаные и песчано-алевролитовые разности пород, объединяемые в продуктивные горизонты, разделенные глинами площадного значения [27].

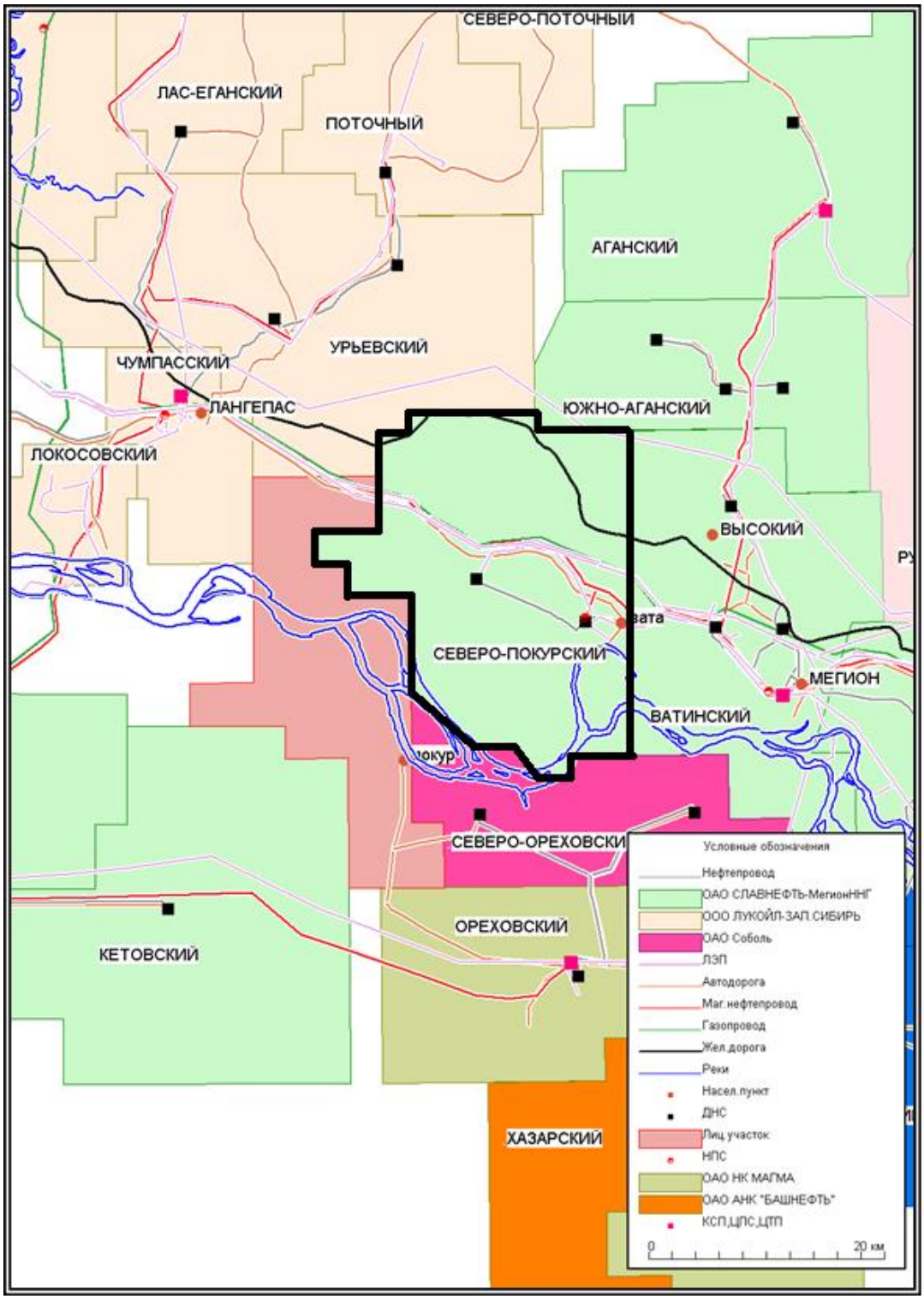

Рисунок 2.1 – Схема расположения Северо-Покурского месторождения

Большинство горизонтов в свою очередь подразделено на продуктивные пласты глинистыми прослоями локального значения. Глубины залегания продуктивных пластов от 1720 до 2550 м. Отложения продуктивных пластов

снизу вверх образовались в мелководных (ЮВ), морских (БВ), мелководно-морских и континентальных ($АВ_7$-$АВ_2^1$), прибрежно-морских ($АВ_1^2$, $АВ_1^3$) условиях. В породе продуктивных отложений встречаются включения пирита, слюды, углистого детрита и карбонатного цемента, которые в свою очередь влияют на степень достоверности регистрируемых показаний ГИС и соответственно на расчетные значения фильтрационно-емкостных характеристик.

2.2. Оценка достоверности и анализ исходной геолого-промысловой информации

На месторождении всего пробурено 1200 скважин, по данным которых определяются геометрические характеристики и фильтрационно-ёмкостные свойства коллекторов.

Основной эксплуатационный фонд, по которым определяется характеристика состояния разработки пластов представляет:

- водозаборных скважин – 22;
- пьезометрических скважин – 26;
- добывающих скважин – 834;
- нагнетательных скважин – 203;
- поглощающих скважин – 16.

Скважины, пробуренные в пределах объекта исследования, по пространственному расположению, подразделяются на (рисунок 2.2):

- вертикальные;
- наклонные;
- искривленные;
- прямолинейно искривленные;
- прямолинейно искривленные с горизонтальным участком;

- сложно искривленные.

Эффективность разработки изучаемого месторождения поддерживается технологией боковых стволов. В 74 скважинах месторождения, имеющих различное пространственное расположение, врезаны боковые стволы, в том числе в 9 из них – по два боковых ствола.

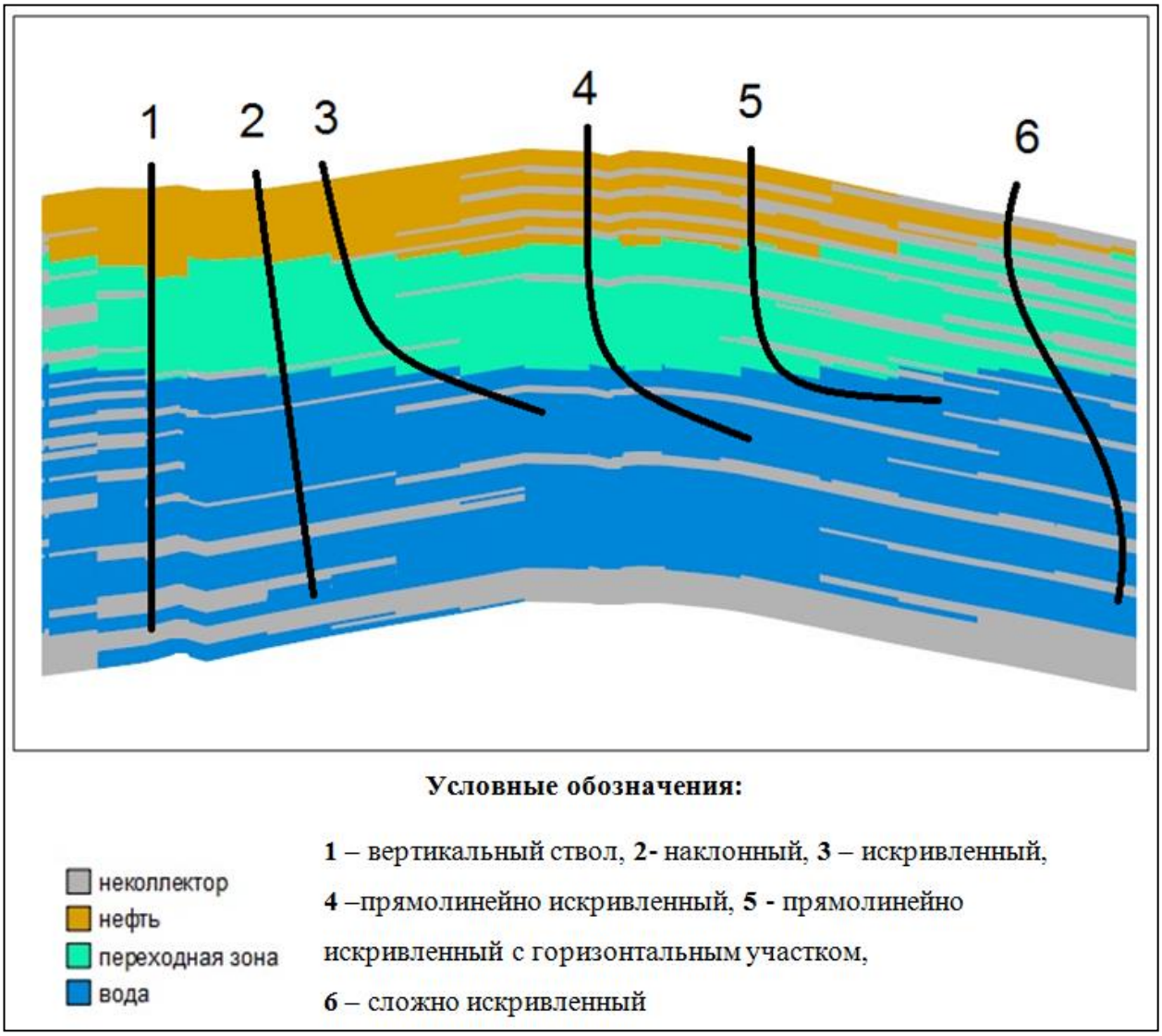

Рисунок 2.2 – Пространственное расположение скважин

Далее более подробно рассмотрены применяемые комплексы методов получения информации в стволе скважины с использованием геофизических методов исследования.

Для литологического расчленения разреза, определения характера насыщенности коллекторов, количественной оценки коллекторских свойств и нефтенасыщенности продуктивных пластов выполняется комплекс ГИС:

Стандартный каротаж (3 зонда + ПС);

Боковое каротажное зондирование (БКЗ))+ПС;

Микрокаротаж (МК);

Индукционный каротаж (ИК);

Боковой каротаж (БК);

Боковой микрокаротаж (БМК);

Микрокавернометрия (МКВ);

Кавернометрия (профилеметрия);

Резистивиметрия;

Инклинометрия;

Термометрия;

Радиоактивный каротаж (ГК, НГК, НКТ);

Акустический каротаж (АК);

Плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П);

Акустическая цементометрия (АКЦ);

Гамма-гамма цементометрия (ГГКЦ).

Кроме перечисленных методов исследования для контролирования состояния разработки нефтяных залежей Северо-Покурского месторождения, а также для оценки изменения состояния пластовой системы с течением времени проводился ряд гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Необходимо отметить, что гидродинамические методы охватывают весь бассейн фильтрации в пределах рассматриваемого пласта и выдают характеристики, усредненные по этому бассейну.

В период с 2011 по 2013 гг. с целью определения энергетического состояния (пластового давления) продуктивных пластов изучаемого месторождения проведены 562 исследования на 170 скважинах, в том числе (рисунок 2.3):

– 8 регистраций кривых восстановления давления (КВД) на 8 скважинах;

– 60 регистраций кривых падения давления (КПД) на 46 скважинах;

– 2 регистрации кривых восстановления уровня (КВУ) на 2 скважинах;

– 39 замеров пластового давления глубинными манометрами на 36 скважинах, не относящихся к пьезометрическому фонду;

– 327 замеров пластового давления глубинными манометрами в 40 скважинах пьезометрического фонда;

– 126 определений статистического уровня на 53 скважинах.

Помимо указанных исследований, 586 КВД и КВУ на 276 скважинах регистрировались с целью определения притока без определения пластового давления.

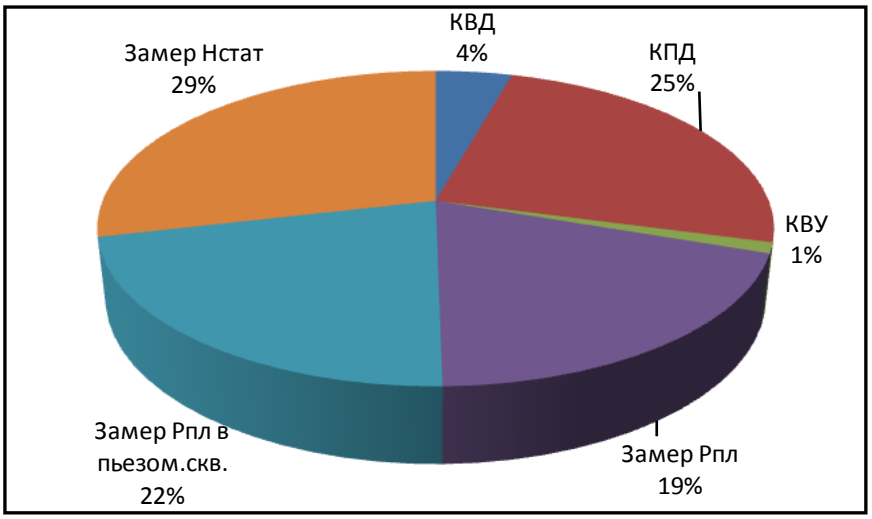

Рисунок 2.3 – Распределение методов определения пластового давления

Из 562 исследований 6 ПД получили заключение «интерпретации не подлежит», а результаты 10 КВД, КПД и КВУ носят оценочный характер.

Стоит отметить, что при определении фильтрационно-емкостных характеристик пласта по результатам обработки ГИС и ГДИС выявлена

зависимость достоверности от ряда факторов, среди которых можно выделить следующие: правильный выбор гидродинамической модели и, соответственно, методики интерпретации результатов; определение области применения той или иной методики; источники возникновения возможных погрешностей [86].

Анализ информативности измерений с помощью ГИС и ГДИС показал, что они представлены в достаточно широком диапазоне получения данных, в частности, для оценки фактической проницаемости коллекторов, представительности пород в разрезе скважин и положения водонефтяного контакта. Рассмотрим более подробно представительность имеющейся информации. Вначале проанализируем качество полученной информации с помощью ГДИС через анализ кривых восстановления давления (КВД).

2.2.1. Совершенствование методик обработки КВД

Как известно, для определения фильтрационно-емкостных характеристик пласта в промысловых условиях наиболее часто регистрируются КВД, обработка которых производится с использованием различных методик [31, 86].

Анализ результатов исходных данных, полученных при проведении ГДИС (КВД) по 8 скважинам, показал, что в 3 случаях из 8 регистрируемое давление не было восстановлено до пластового значения, что значительно снижает степень достоверности исходных данных и объем их применения (рисунок 2.4). ***Данное обстоятельство обусловлено не мгновенным прекращением притока жидкости в скважину после остановки ее работы***. В результате чего существенно искажаются начальные участки кривых восстановления, несущие информацию о призабойной зоне, и оказываются неприменимыми для дальнейшего использования при контролировании состояния разработки нефтяных залежей.

Поэтому возникает задача о необходимости учета притока при интерпретации КВД в процессе контроля разработки нефтяных залежей.

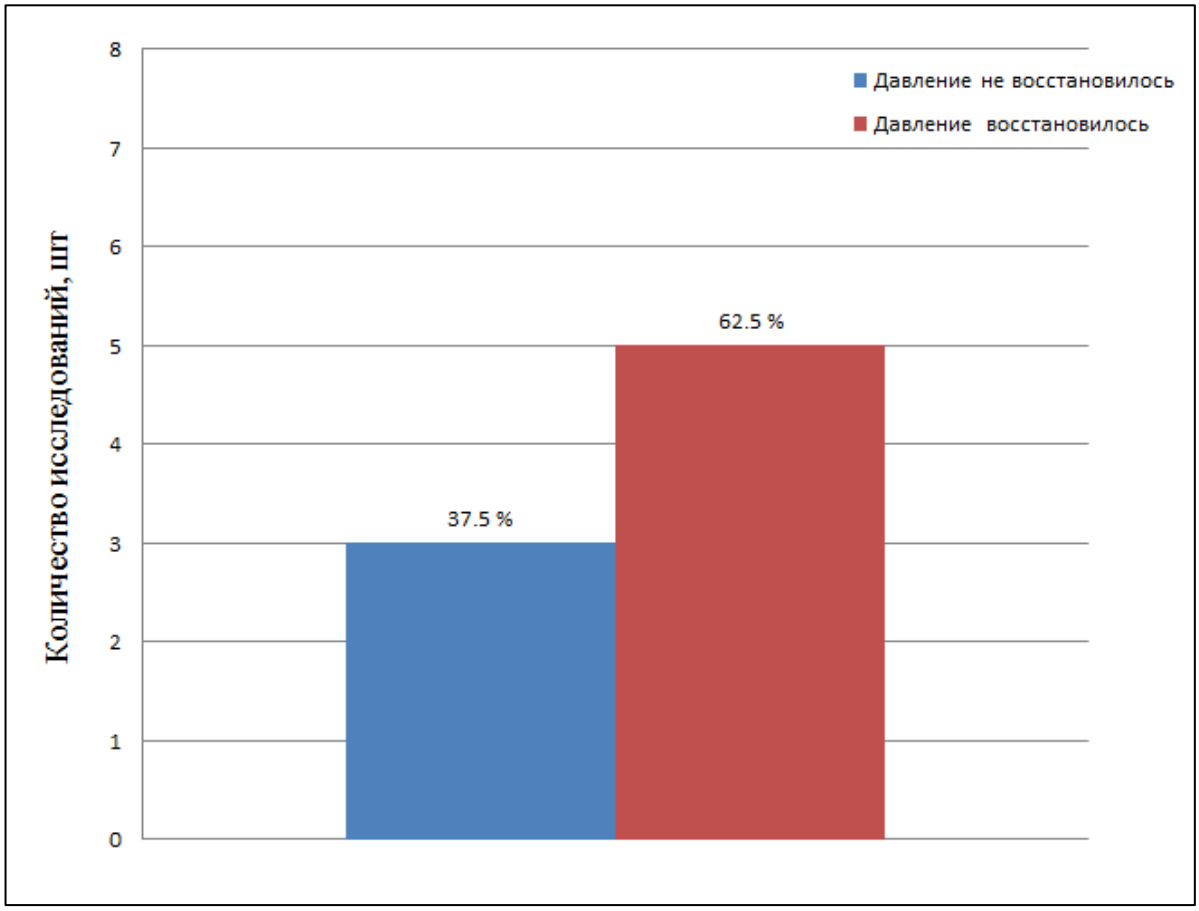

Рисунок 2.4 – Гистограмма о качестве зарегистрированных КВД в скважинах Северо-Покурского месторождения

Для увеличения объема исходной информации, а также их достоверности разработана методика обработки недовосстановленных КВД путем внесения поправки на приток жидкости, подробно показанная автором в работах [42, 43, 44, 45, 46, 48, 49, 70].

При разработке данной методики было принято допущение, что в течение некоторого промежутка времени скважина работала с некоторым дебитом, а затем приток жидкости из пласта не прекращается мгновенно. Затем зарегистрировали КВД и измерили (вычислили) дебит из пласта как функцию времени. Пласт однородный, горизонтальный и бесконечный по простиранию. Для этого рассмотрена неустановившаяся фильтрация однофазной жидкости после остановки скважины:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \kappa \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial p}{\partial r}\right), \qquad r > r_c, \qquad t > 0; \qquad (2.1)$$

$$p|_{t=0} = P_0(r) = P_{\text{пл}} - \frac{Q_0}{2\pi\sigma} ln \frac{R_k}{r_c}; \tag{2.2}$$

$$p|_{r\to\infty} = P_{\text{пл}}; \tag{2.3}$$

$$\left(r\frac{\partial p}{\partial r}\right)\Big|_{r=r_c} = \frac{q(t)}{2\pi\sigma}; \tag{2.4}$$

где r_c, R_k – радиусы скважины и контура питания, м;

κ – пьезопроводность, м^2/с;

$P_{\text{пл}}$ – давление на контуре питания, Па;

Q_0, $q(t)$ – стационарный и текущий расход на забое скважины, м^3/с;

$\sigma = {kh}/{\mu}$ – гидропроводность пласта, м^3/(Па*с);

k – проницаемость, м^2;

h – толщина пласта, м;

μ – вязкость, Па*с.

Далее вводится новая функция $U(r,t)$, описывающая изменения давления в пласте $U(r,t) = p(r,t) - P_0(r)$. Поскольку $P_0(r)$ удовлетворяет следующим условиям:

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial P_0}{\partial r}\right) = 0; \tag{2.5}$$

$$2\pi\sigma\left(r\frac{\partial P_0}{\partial r}\right) = Q_0; \tag{2.6}$$

то задача (2.1) – (2.4) принимает вид:

$$\frac{\partial U}{\partial t} = \kappa\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial U}{\partial r}\right), \quad r > r_c, \qquad t > 0; \tag{2.7}$$

$$U|_{t=0} = 0; \tag{2.8}$$

$$U|_{r\to\infty} = 0; \tag{2.9}$$

$$2\pi\sigma\left(r\frac{\partial U}{\partial r}\right) + 2\pi\sigma\left(r\frac{\partial P_0}{\partial r}\right) = q(t), \qquad t > 0. \tag{2.10}$$

Затем осуществляется переход из временной области в пространство изображений, с использованием преобразования Лапласа:

$$F(s) = \int_0^\infty U(t)e^{-st}dt; \tag{2.11}$$

$$G(s) = \int_0^\infty q(t)e^{-st}dt. \tag{2.12}$$

Применение преобразования Лапласа описывается следующим выражением:

$$\int_0^\infty \frac{d\big(U(t)\big)}{dt} e^{-st}dt = e^{-st}U(t)|_0^\infty + s\int_0^\infty U(t)\, e^{-st}dt. \tag{2.13}$$

Учитывая (2.7) получено:

$$\int_0^\infty \kappa \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial U}{\partial r}\right) e^{-st}dt = \kappa \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial}{\partial r}\int_0^\infty U(t)e^{-st}dt\right). \tag{2.14}$$

После преобразования Лапласа, задача (2.7) – (2.10) примет вид:

$$\kappa \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial F}{\partial r}\right) = sF; \tag{2.15}$$

$$\left(r\frac{\partial F}{\partial r}\right)\Big|_{r=r_c} = \frac{G(s) - \frac{Q_0}{s}}{2\pi\sigma}; \tag{2.16}$$

$$F|_{r\to\infty} = 0. \tag{2.17}$$

Уравнение (2.15) – модифицированное уравнение Бесселя, решение которого находится по формуле:

$$F(r,s) = AI_0\left(\sqrt{\frac{s}{\kappa}}r\right) + BK_0\left(\sqrt{\frac{s}{\kappa}}r\right). \tag{2.18}$$

Коэффициенты A и B определяются из граничных условий (2.16) – (2.17):

$$A \equiv 0; \tag{2.19}$$

$$B = -\frac{G(s) - \frac{Q_0}{s}}{2\pi\sigma r_c\sqrt{\frac{s}{\kappa}}K_1\left(\sqrt{\frac{s}{\kappa}}r_c\right)}. \tag{2.20}$$

Таким образом, учитывая значения коэффициентов A и B уравнение (2.18) примет вид:

$$F(s) = -\frac{\left(G(s) - \frac{Q_0}{s}\right) K_0\left(\sqrt{\frac{s}{\kappa}} r_c\right)}{2\pi\sigma r_c \sqrt{\frac{s}{\kappa}} K_1\left(\sqrt{\frac{s}{\kappa}} r_c\right)}. \quad (2.21)$$

Полученное решение (2.21) будет представлять собой изображение Лапласа изменения забойного давления в остановленной скважине при ненулевом переменном дебите *q(t)≠0*. Приравняв дебит *q(t)=0*, найдено решение задачи в пространстве изображений для нулевого дебита:

$$F(s)^* = F(s)|_{q(t)=0} = -\frac{\frac{Q_0}{s} K_0\left(\sqrt{\frac{s}{\kappa}} r_c\right)}{2\pi\sigma r_c \sqrt{\frac{s}{\kappa}} K_1\left(\sqrt{\frac{s}{\kappa}} r_c\right)}. \quad (2.22)$$

Из сравнения (2.22) с общим решением (2.21) получена связь между функциями отклика для нулевого и ненулевого дебита после остановки скважины на КВД в пространстве изображений Лапласа:

$$F(s)^* = \frac{F(s)}{1 - \frac{sG(s)}{Q_0}}. \quad (2.23)$$

Полученное выражение далее используется для деконволюции, для внесения поправки на приток в зарегистрированную кривую изменения давления в скважине.

Так использовав алгоритм Стефеста [102] численного обращения преобразования Лапласа, осуществляется переход во временную область:

$$f(T) = \frac{ln2}{T} \sum_{i=1}^{N} V_i F\left(\frac{ln2}{T} i\right); \quad (2.24)$$

где $N = 12$

$$V_i = (-1)^{\frac{N}{2}+i} \sum_{\frac{i+1}{2}}^{min\left(i,\frac{N}{2}\right)} \frac{k^{\frac{N}{2}}(2k)!}{\left(\frac{N}{2} - k\right)!\, k!\, (k-1)!\, (i-k)!\, (2k-i)!}, \quad (2.25)$$

(V_i – весовой коэффициент, зависящий от N).

Таким образом, после перехода от пространства изображений во временную область появляется возможность в получении кривой изменения давления для нулевого притока $q(t)=0$.

Использование данной методики позволяет получить достаточно «гладкие» кривые изменения давления, неподверженные влиянию послеприточного эффекта после остановки работающей скважины (рисунок 2.5).

В результате чего значительно повышается информативность результатов интерпретации гидродинамических исследований. Появляется возможность более достоверного определения гидродинамических параметров (проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность) призабойной зоны пласта, наряду с такими параметрами, как скин-фактор. Также такой подход позволяет оценить несовершенство скважины по степени и характеру вскрытия пласта, провести сравнение коллекторских свойств пород призабойной и удаленной части пласта.

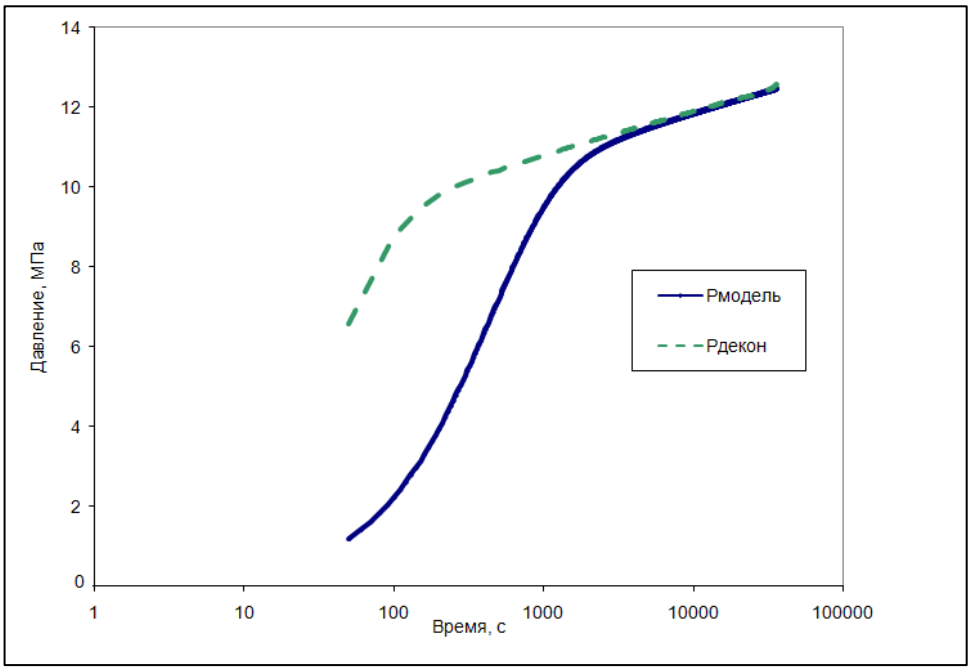

Рисунок 2.5 – Гипотетическая КВД (пунктирная) после внесения поправки на приток жидкости в полулогарифмических координатах

Стоит отметить, что необходимость учета притока при интерпретации КВД признана также самыми различными зарубежными авторами [97, 99].

В отличие от работы [31], где также учитывается приток после остановки скважины, разработанная автором методика отличается тем, что при ее использовании:

1. Нет необходимости в определении величины теоретического и действительного притока по результатам непосредственных замеров на забое скважины.

2. Не требуется проводить подробного анализа изменения величины затрубного давления с течением времени.

3. Данная методика позволяет обрабатывать не только недовосстановленные КВД, но и спрогнозировать их изменение со временем для случая мгновенного прекращения притока жидкости.

2.2.2. Оценка точности и внесение поправок на отметки ВНК

Немаловажными параметрами при уточнении геологического строения, например при определении уровня ВНК, границ залежей нефти и построении геолого-математической модели являются абсолютные отметки (АО) пластопересечений. При обосновании уровня ВНК в залежах изучаемого объекта, не имеющего тектонические нарушения, по результатам обработки данных ГИС по 834 скважинам (раздел 2.2) было выявлено, что согласно результатам опробования продуктивных пластов наблюдается скачкообразное изменение уровня ВНК выше некоторого допустимого значения (погрешности в определении АО) в пределах одной залежи [67, 79].

Например, при обосновании уровня ВНК основной залежи (район скв. №1759) пласта $АВ_3$, которая вскрыта по данным ГИС 263 скважинами, причем скачкообразное изменение уровня ВНК носит хаотический характер (рисунок 2.6).

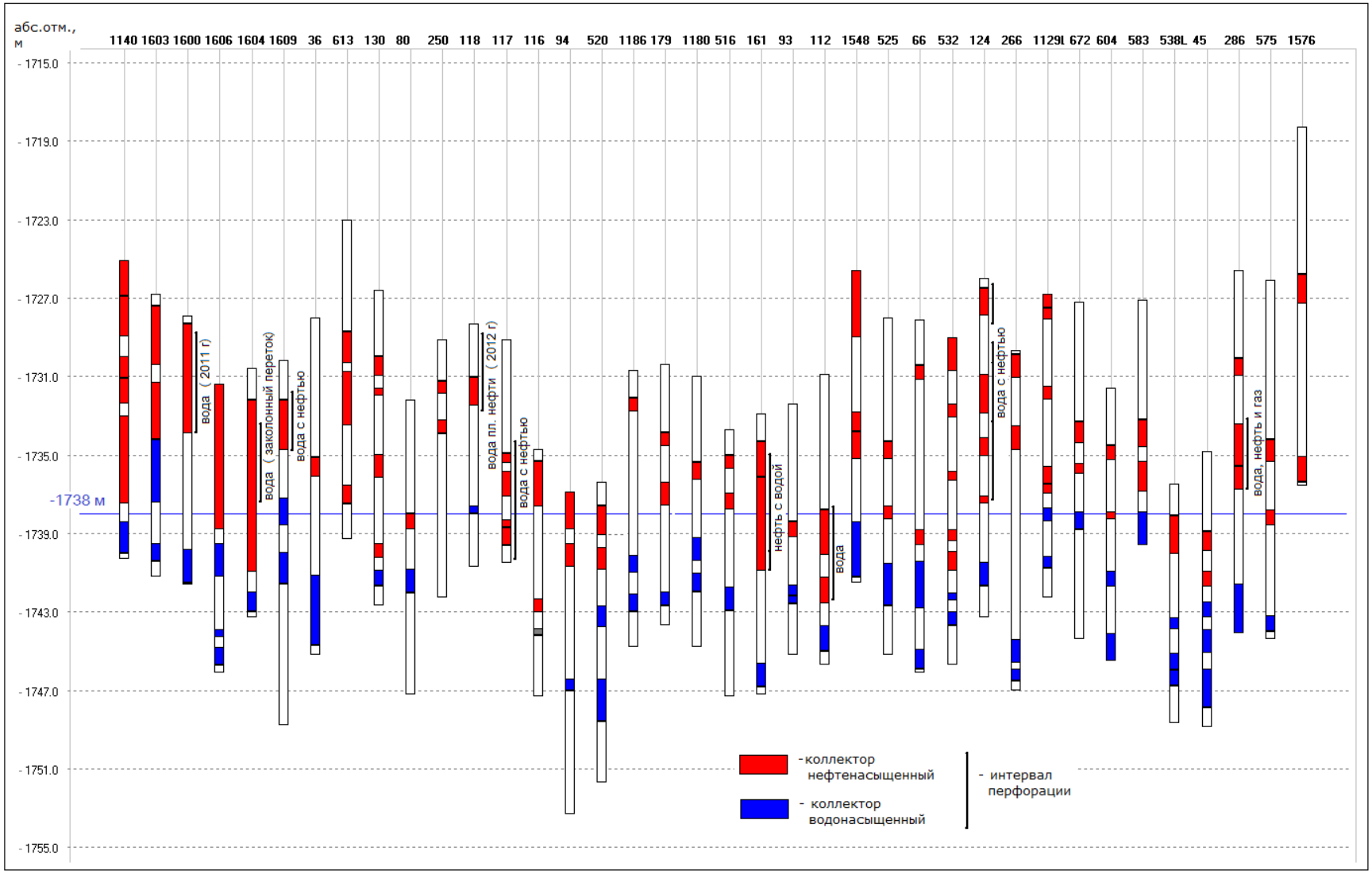

Рисунок 2.6 – Схема обоснования уровня ВНК основной залежи нефти пласта $АВ_3$

Из рисунка 2.6 видно, что если принять условную отметку для всех скважин на отметке -1738 м, то при размещении фактических отметок разделенных на фазы: «нефть», «вода с нефтью», «газ», «вода», полученные в интервалах перфорации, имеем достаточно высокий разброс точек их проявления. Это обстоятельство и является главной причиной необходимости обоснования АО ВНК с данной погрешностью в наклонных и горизонтальных скважинах.

Наличие вышесказанного затруднения при обосновании уровня ВНК имеет место в большей степени из-за недостоверности первичных данных по инклинометрии, поэтому была проведена ревизия первичной геолого-промысловой информации (инклинометрии) с дальнейшим определением ее достоверности по 834 скважинам добывающего фонда и 203 скважинам нагнетательного фонда (раздел 2.2).

Стоит отметить, что при наличии результатов измерений гироскопическим инклинометром, который отличается от электрического инклинометра, предоставляется возможность сопоставить их результаты, определить погрешности и ввести поправку. При отсутствии результатов измерений гироскопического инклинометра предлагается следующий подход к определению погрешности измерений электрического инклинометра.

2.3. Способ определения поправок абсолютных отметок в наклонных скважинах и водонефтяного контакта объекта исследования

Как было отмечено выше, одним из основных препятствий, которые значительно усложняют процесс уточнения характеристик разрабатываемых залежей рассматриваемого объекта исследования, является недостоверность первичных данных по инклинометрии. Так в данном пункте подробно рассматривается разработанной автором способ и алгоритм определения АО забоя, пластов и ВНК по скважинам, который направлен на уточнение и повышение достоверности исходной базы данных объекта исследования для оценки геологических запасов и состояния их выработки.

В процессе разработки вышесказанного способа и алгоритма уточнения АО были приняты следующие **основные положения и допущения:**

Погрешность определения абсолютных отметок

1. АО в скважинах определяются по инклинометрии не точно, а с определенной погрешностью.

2. Данная погрешность определения АО складывается из:

- погрешности за счет допусков на растяжение геофизического кабеля (во всех скважинах, включая вертикальные);
- инструментальной погрешности измерения искривления ствола скважины инклинометрами (в наклонных скважинах) (рисунок 2.7).

3. Причем неконтролируемая погрешность за счет растяжения кабеля составляет около 1 м и более на 1 км ствола скважины [67], в среднем в большинстве случаев принимается 1 м.

4. В соответствии с этим, уровень ВНК по скважинам также определяется не точно, а с такой же погрешностью. Поэтому, согласно [67], ВНК может с вероятностью 95% приниматься горизонтальным в том случае, если разность его отметок в отдельных точках залежи не превышает удвоенную среднеквадратичную погрешность его определения в этих точках.

5. Инструментальная погрешность за счет искривления ствола скважины зависит от точности инклинометра, глубины залегания и удлинения ствола.

6. В зависимости от погрешности определения АО все скважины месторождения делятся по методике, приведенной в работах [67, 73] на две группы:

- условно-прямые (условно-вертикальные) скважины;
- наклонные скважины (включая горизонтальные).

7. Условно-прямые скважины обеспечивают с точностью 99,7% построение структурных карт поверхностей с достоверным проведением изолиний через 10 м [67].

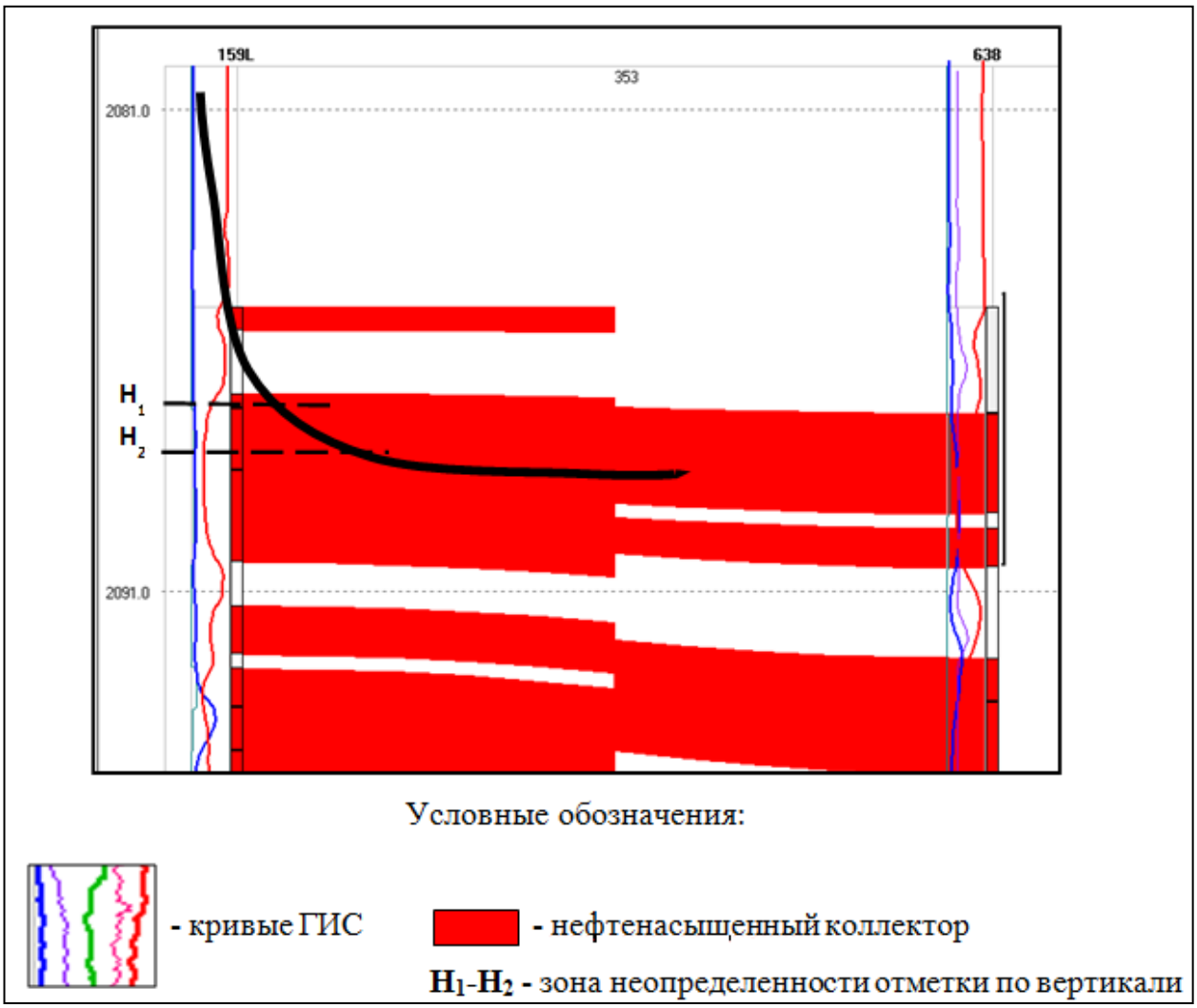

Рисунок 2.7 – Разрез скважины в районе горизонтальной скважины №159 в пласте $БВ_6$

8. Условно-прямые скважины участвуют в обосновании ВНК с точностью 95% [73].

9. Для каждой наклонной скважины возможно определение доверительного интервала, в пределах которого с вероятностью 95% возможно введение поправок на значения АО [73].

<u>Поправки на абсолютные отметки</u>

10. Введение поправок на АО проводится в следующих целях:

а. обеспечение соответствия наклонных скважин уровню ВНК, принятому по условно-прямым скважинам (например, обеспечение горизонтальности ВНК);

b. выравнивание структурной поверхности отдельных скважин, которые залегают слишком низко или слишком далеко по сравнению с соседними скважинами.

11. Для условно-прямой скважины поправка на АО не вводится.

12. Для наклонной скважины поправка на АО принимается в пределах доверительного интервала, составляющего удвоенную погрешность определения АО [73].

13. В отдельных случаях (но не более 5% от числа скважин) поправка может превышать этот доверительный интервал, но не более утроенной погрешности определения АО.

14. Принимается, что погрешность определения АО в скважине накапливается до достижения первого продуктивного пласта. Поэтому для всех пластов скважины принимается единая поправка.

15. Поправка принимается со знаком «-» для смещения АО вверх по разрезу и со знаком «+» для смещения вниз.

2.3.1. Определение диапазона допустимых поправок для каждой наклонной скважины для обеспечения ВНК по всем пластам многопластового месторождения

1. Определяется доверительный интервал на кровлю самого верхнего пласта, согласно [73].

2. По каждому пласту определяются АО подошвы нефти и кровли воды.

3. По каждому пласту определяется АО уровня ВНК соответствующей залежи (если скважина нефтеносная или приконтурная водоносная).

4. Далее проводится расчет для обеспечения точного уровня ВНК по всем пластам.

5. По каждому пласту определяются наибольшие возможные подвижки для достижения крайнего верхнего и крайнего нижнего возможного положения пласта:

- для чисто нефтяного пласта крайнее нижнее положение – когда подошва нефти совпадает с ВНК: (АО_нефти – АО_ВНК), крайнее верхнее положение – неограниченно (поправка вверх может быть какой угодно большой);
- для чисто водяного пласта крайнее верхнее положение – когда кровля воды совпадает с ВНК: (АО_воды – АО_ВНК), крайнее нижнее положение – неограниченно (поправка вниз может быть какой угодно большой);
- для пласта и с нефтью, и с водой крайнее нижнее положение – когда подошва нефти совпадает с ВНК: (АО_нефти – АО_ВНК), а крайнее верхнее положение – когда кровля воды совпадает с ВНК: (АО_воды – АО_ВНК).

6. Для всех пластов определяется диапазон допустимых подвижек:

- верхняя допустимая подвижка (для самого верхнего допустимого положения пластов) равна наибольшей (с учетом знака) из возможных отдельных подвижек крайнего верхнего положения по пластам;
- нижняя допустимая подвижка (для самого нижнего допустимого положения пластов) равна наименьшей (с учетом знака) из возможных отдельных подвижек крайнего нижнего положения по пластам.

7. Если верхняя допустимая подвижка равна нижней, принимается поправка на АО для скважины, равная этим подвижкам, для достижения обеспечения ВНК по всем пластам.

8. Если верхняя допустимая подвижка меньше (с учетом знака) нижней, принимается диапазон допустимых поправок на АО для скважины, в пределах которого по всем пластам обеспечивается положение нефти выше ВНК и воды ниже ВНК.

9. Наименьшая по абсолютному значению поправка считается минимальной и рекомендуемой, а наибольшая – альтернативной (из расчета принятия в качестве предварительной рекомендации наименьшей по величине поправки). Если минимальная и альтернативная поправки имеют разный знак, то рекомендуется нулевая поправка (т.е. отсутствие поправки).

10. Если верхняя допустимая подвижка больше (с учетом знака) нижней, то вычисление поправки, обеспечивающей соблюдение условия точного ВНК по всем пластам в этом случае невозможно. При этом определяется пара проблемных пластов, ограничивающих возможность определения поправок:

- пласт с низкой нефтью. Для решения проблемы с низкой нефтью необходима переинтерпретация нижнего нефтенасыщенного пропластка с целью возможного перевода в неколлектор или в водонасыщенный пропласток, или перекорреляция подошвы пласта с целью возможного перевода пропластка в нижележащий пласт. Возможно также уточнение уровня принятого ВНК по данным этой скважины;
- пласт с высокой водой. Для решения проблемы с высокой водой необходима переинтерпретация верхнего водонасыщенного пропластка с целью возможного перевода в неколлектор или (если скважина находится в пределах залежи) в обводненный, но изначально нефтенасыщенный пропласток, или перекорреляция кровли пласта с целью возможного перевода пропластка в вышележащий пласт. Возможен также случай, когда данная водоносная (в этом пласте) скважина относится к водоносному куполу, отделенному прогибом от залежи, и тогда этот пласт исключается из процедуры определения поправок.

11. Предыдущие проблемы с ограничивающими пластами последовательно устраняются до тех пор, пока в данной скважине верхняя допустимая подвижка не станет меньше или равна нижней и, тем самым, не появится возможность вычислить необходимую поправку (диапазон допустимых поправок),

12. Исходя из того, что уровень ВНК определяется не точно, а с определенной погрешностью [67, 73], при невозможности определения поправки путем устранения проблем с ограничивающими пластами (как изложено выше) необходимо провести дальнейший расчет для обеспечения уровня ВНК по всем пластам с учетом доверительного интервала. Для этого:

- по каждому пласту определяется погрешность определения АО уровня ВНК соответствующей залежи (1 м на 1 км принятого уровня ВНК [67, 73]);
- по каждому пласту определяется величина доверительного интервала на уровень ВНК, равная удвоенной погрешности [67, 73];
- по каждому пласту определяются верхняя и нижняя границы доверительного интервала уровня ВНК;
- расчет повторяется, начиная с п. 5, но в качестве АО_ВНК принимается нижняя граница доверительного интервала ВНК для подошвы нефти или верхняя граница – для кровли воды. Таким образом, определяются поправки на АО для скважины, в пределах которых по всем пластам обеспечивается положение нефти выше нижней границы доверительного интервала ВНК и воды ниже верхней границы.

2.3.2. Определение диапазона возможных поправок по структурным поверхностям по всем пластам многопластового месторождения

1. Основанием введения поправок по структуре является наличие факта, когда скважина по всем пластам находится выше или ниже соседних скважин.
2. В зависимости от густоты сетки принимается радиус расчета (например, 500 м или 1000 м).
3. Расчет проводится для каждой из наклонных скважин, в пределах радиуса расчета которой находится не менее 4 соседних скважин.
4. По каждому пласту в месте положения данной скважины вычисляется АО кровли по соседним скважинам (без учета данной скважины).
5. По каждому пласту вычисляется расхождение между АО кровли в данной скважине и расчетным значением АО (АО_скважины – АО_расчет_по_соседям).
6. Знак расхождения «-» означает, что данная скважина расположена в данном пласте ниже соседних, и предполагается введение поправки со знаком «-».

7. Знак расхождения «+» означает, что данная скважина расположена в данном пласте выше соседних, и предполагается введение поправки со знаком «+».

8. Для всей скважины определяется диапазон возможных поправок (от минимального до максимального расхождения по пластам с учетом знака).

9. Если минимальное и максимальное расхождения имеют разный знак, считается, что поправка по структуре не требуется, а расхождения обусловлены лишь колебаниями структуры в различных пластах.

10. Если знак одинаковый, это значит, что скважина по всем пластам лежит ниже или выше соседних, и возможно введение поправки для выравнивания структуры по всем пластам одновременно.

2.3.3. Принятие окончательной поправки для наклонных скважин с учетом необходимых поправок по ВНК и возможных по структуре по всем пластам многопластового месторождения

1. Если диапазон возможных поправок по структуре не вычислен, для скважины принимается рекомендуемая по ВНК поправка (нулевая или минимальная (по величине).

2. Если диапазон возможных поправок по структуре не совпадает по знаку с диапазоном необходимых поправок по ВНК, для скважины принимается рекомендуемая по ВНК поправка (нулевая или минимальная (по величине)).

3. Если диапазон возможных поправок по структуре имеет тот же знак, что и диапазон необходимых поправок по ВНК, для скважины принимается поправка из диапазона по ВНК, наиболее близкая к середине диапазона по структуре.

4. Если диапазон возможных поправок по структуре имеет тот же знак, что и минимальная поправка по ВНК, но отличающийся от знака альтернативной поправки по ВНК, для скважины принимается поправка из диапазона по ВНК от минимальной до нулевой, наиболее близкая к середине диапазона по структуре.

5. Если диапазон возможных поправок по структуре отличается по знаку от минимальной поправки по ВНК, но совпадает со знаком альтернативной поправки по ВНК, для скважины принимается поправка из диапазона по ВНК от альтернативной до нулевой, наиболее близкая к середине диапазона по структуре.

2.3.4. Пример использования метода определения абсолютных отметок в наклонных скважинах и водонефтяного контакта

В данном разделе более подробно рассмотрено использование разработанного способа определения поправок АО на примере выбранного объекта исследования.

В качестве примера выбран участок объекта исследования, где скважина вскрыла шесть пластов (рисунок 2.8).

Из них в трех пластах она находится в чисто нефтяной зоне, в одном пласте – в водонефтяной зоне, в одном пласте скважина является приконтурной (рядом с залежью нефти), и в одном пласте находится в зоне неколлекторов.

Скважина наклонная, погрешность определения АО на глубину первого продуктивного пласта (1900 м) достигает ±8,3 м. Следовательно, статистический доверительный интервал, в пределах которого с вероятностью 95% возможно введение поправок на значения АО, составляет 16,6 м (рисунок 2.8).

Значения АО подошвы нефтенасыщенной и кровли водонасыщенной частей по пластам и значения ВНК приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Допустимые поправки по ВНК

Пласт	АО		Залежь	ВНК	Попластовые подвижки		Подвижки по скважине		Допустимые поправки по ВНК		
	подошвы нефти	кровли воды			верхняя	нижняя	верхняя	нижняя	Рекомен-дуемая	Миним.	Альтерна-тивная
2	-1661.1		1	-1690.0	-999.0	28.9	7.7	9.9	7.7	7.7	9.9
3	-1668.6		1	-1700.0	-999.0	31.4	7.7	9.9	7.7	7.7	9.9
4	-1686.2		1	-1700.0	-999.0	13.8	7.7	9.9	7.7	7.7	9.9
5	-1690.1	-1692.3	2	-1700.0	7.7	9.9	7.7	9.9	7.7	7.7	9.9
6		-1736.7	2	-1743.5	6.8	999.0	7.7	9.9	7.7	7.7	9.9

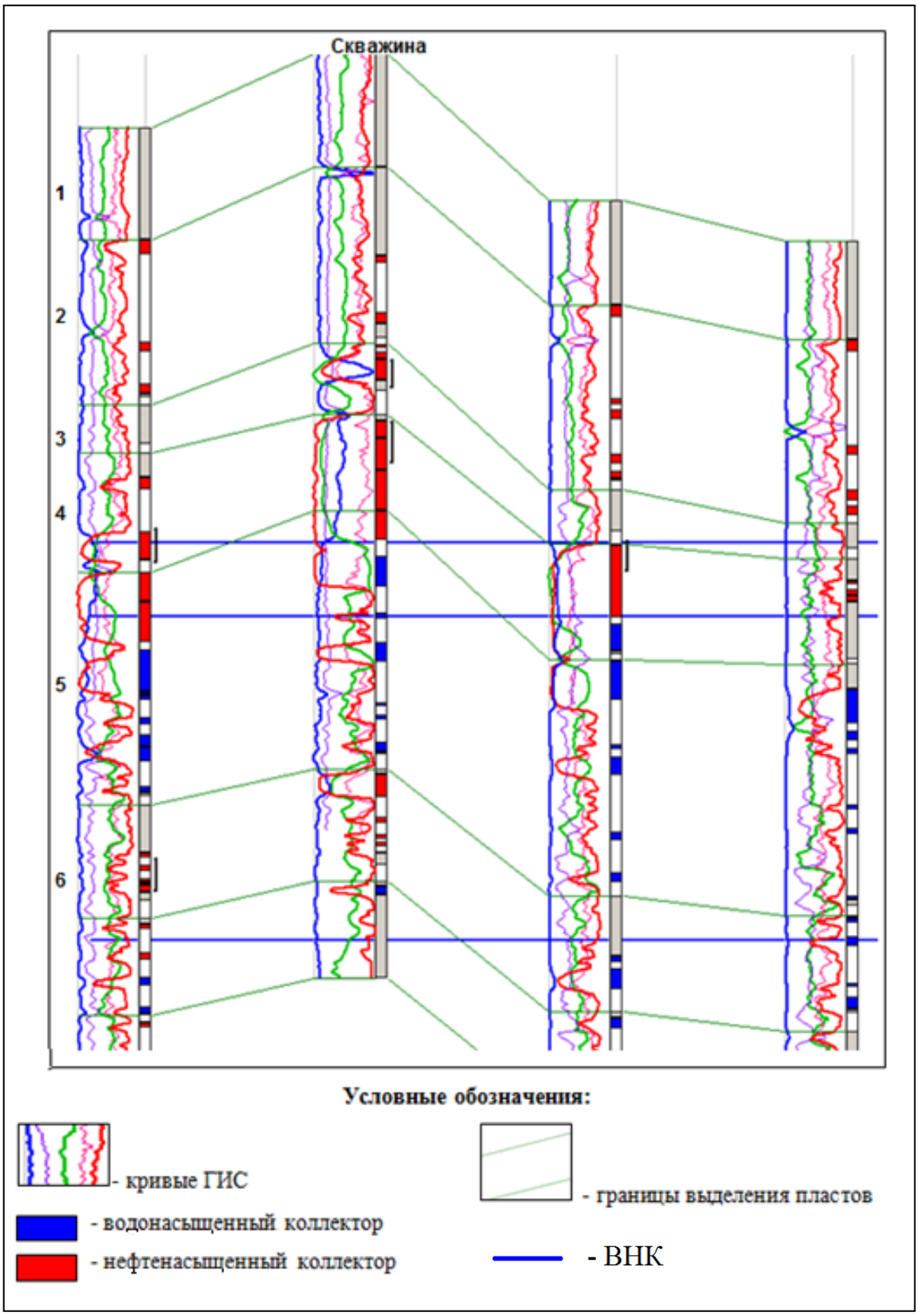

Рисунок 2.8 – Геологический разрез до введения поправки на АО в скважину

По каждому пласту рассчитывались наибольшие возможные подвижки. Так, для пласта 2 наибольшей нижней подвижкой для достижения крайнего нижнего положения пласта является (-1661,1 – (-1690))=28,9 м, подвижка вверх не ограничена. Для пласта 6 наибольшей верхней подвижкой для достижения крайнего верхнего положения пласта является (-1736,7 – (-1743,5))=6,8 м, подвижка вниз не ограничена. Результаты приведены в таблице 2.1.

По всей скважине наибольшая верхняя допустимая подвижка равна 7,7 м, а нижняя – 9,9 (обе соответствуют пласту 5). Таким образом, диапазон допустимых поправок по ВНК равен 7,7 … 9,9 м вниз.

Значения АО кровли по всем пластам приведены в таблице 2.2. Там же приведены расчетные значения АО кровли пластов, определенные по соседним скважинам, без учета данной. Как видно, по всем пластам скважина находится выше соседних скважин. Отсюда диапазон возможных поправок по структуре равен 8,2 … 13,6 м вниз.

Таблица 2.2 – Возможные поправки по структуре

Пласт	АО кровли пласта		Расхождение АО	Возможные поправки по структуре	
	скважины	расчетная по соседям		миним.	макс.
1	-1640.1	-1652.2	12.1	8.2	13.6
2	-1663.8	-1675.9	12.1	8.2	13.6
3	-1673.3	-1682.5	9.2	8.2	13.6
4	-1686.2	-1699.8	13.6	8.2	13.6
5	-1721.0	-1730.5	9.5	8.2	13.6
6	-1736.1	-1744.3	8.2	8.2	13.6

Так как середина возможного диапазона поправок по структуре равна (8,2+13,6)/2=10,9 м, в качестве окончательной принимается более близкая к этому значению поправка из диапазона допустимых поправок по ВНК, а именно 9,9 м вниз (рисунок 2.9). Значение этой поправки находится в пределах статистически допустимого доверительного интервала, равного 16,6 м.

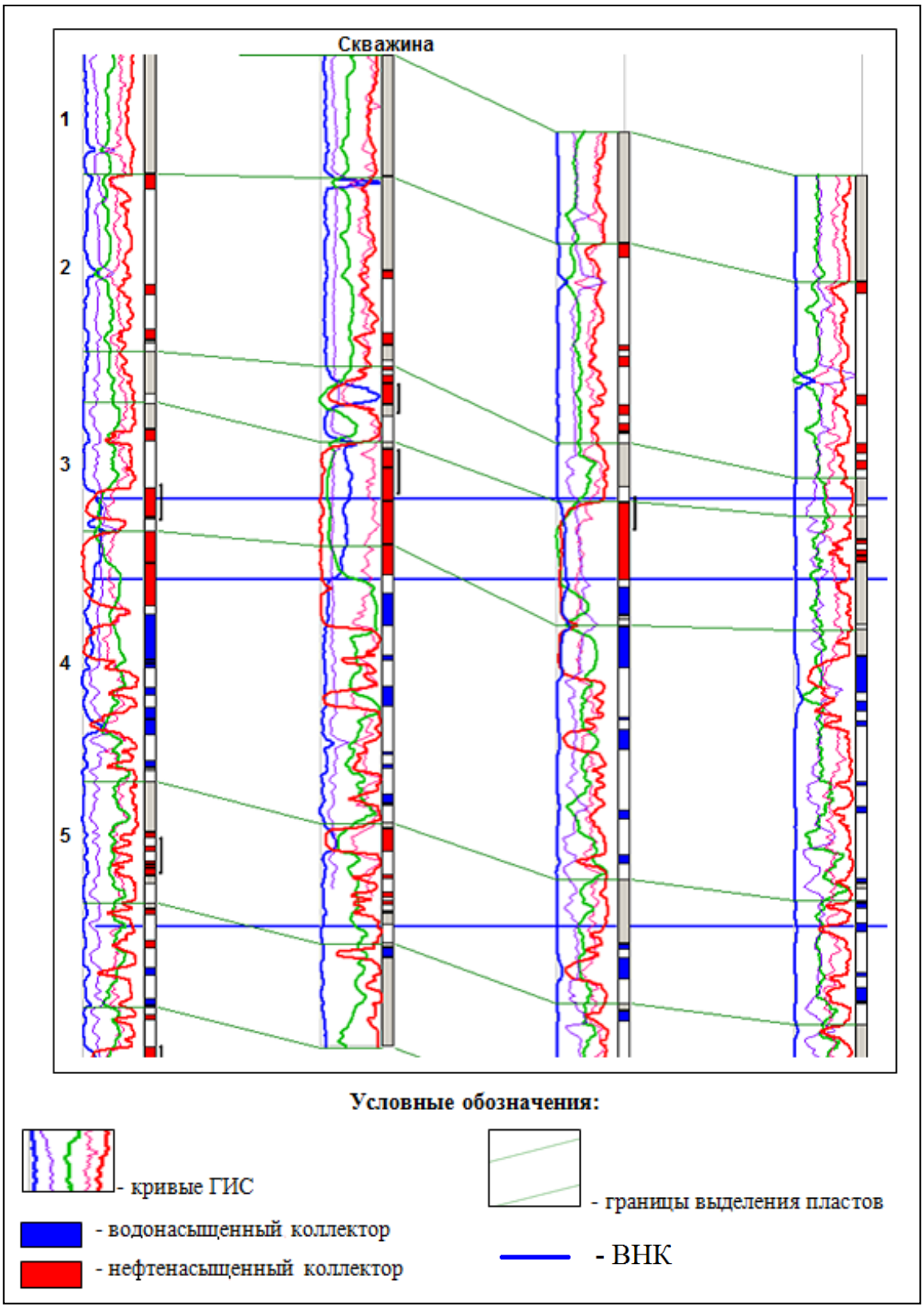

Рисунок 2.9 – Геологический разрез после введения в скважину поправки +9.9 м

Таким образом, для всех пластов данной скважины принята поправка на АО, равная 9,9 м вниз [89]. Эта поправка одновременно удовлетворяет требованиям соблюдения ВНК по всем пластам, выравнивания структуры по этим пластам и находится в пределах статистически допустимого доверительного интервала. С учетом выполненных подходов и уточнения геологического разреза после введения поправок в скважину отметка ВНК изменилась на 9,9 м (рисунок 2.9). Стоит отметить, что в работе [3] в целях повышения эффективности и достоверности изучения геологического строения, подсчета запасов и разработки нефтегазовых месторождений также был разработан другой способ определения поправок АО в наклонных скважинах, который нашел широкое применение при создании и сопровождении трехмерных цифровых геологических моделей.

Так применение способа определения поправок АО в наклонных скважинах разработанного автором данной диссертационной работы от способа, представленной в работе [3] отличается следующим:

1. Принимается, что погрешность определения АО в скважине накапливается до достижения первого продуктивного пласта. Поэтому для всех пластов принимается единый доверительный интервал изменения величины поправки (для избегания случаев пластопересечений, соблюдения условия выдержанности пластов по толщине, а также для исключения неестественного скачкообразного изменения траектории скважины в пределах рассматриваемых отложений).

2. Подробно описана методика выбора величины поправки на АО за положение ВНК по скважинам, также рассмотрены всевозможные случаи несоблюдения положения ВНК по скважинам и предложены способы их устранения.

3. При принятии окончательной поправки на АО также учитывается диапазон изменения структурной поверхности по данным соседних скважин.

4. Автоматизирован выбор окончательной поправки на АО скважины с соответствующим подробным научным обоснованием.

Выводы по главе 2

1. Выбранный объект исследования имеет достаточно сложное геологическое строение, при изучении которого стандартными методами и подходами не удастся в полной мере отразить все имеющиеся его геологические особенности. В связи с этим возникает потребность в разработке и совершенствовании методов уточнения строения залежи с использованием всей накопленной исходной геолого-промысловой информации.

2. Разработана методика определения поправок на АО для наклонных скважин, которые учитывают одновременно соответствие всех пластов принятым значениям уровня ВНК по вертикальным скважинам, структуре поверхности и статистической погрешности определения АО по инклинометрии.

3. На основе разработанной методики построена модель определения допустимых поправок для каждой наклонной скважины и значений АО кровли и подошвы многопластовой залежи и ВНК.

4. Показана фактическая апробация вышеупомянутого метода на реальных объектах в промысловых условиях. Согласно вышеописанному алгоритму были проанализированы данные 739 наклонных скважин и введены соответствующие поправки на АО 275 «проблемных» скважин, выявленные при обосновании уровня ВНК. Величины поправок, отображенные в таблицах 2.1 и 2.2, являются результатом применения данного метода на конкретных изучаемых объектах.

5. Доказано, что разработанный способ определения поправки на АО является экономически эффективным, так как ранее данная процедура выполнялась вручную без соответствующего научного обоснования.

ГЛАВА 3. МЕТОДЫ УТОЧНЕНИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ТРЕХМЕРНЫХ ЦИФРОВЫХ МОДЕЛЕЙ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

3.1. Анализ параметров переходной водонефтяной зоны и ее учет при формировании куба нефтенасыщенности

Эффективность ГТМ, направленных на довыработку остаточных и недренируемых запасов нефти зависит от достоверного определения их местоположения [14]. В свою очередь достоверность определения местоположения запасов нефти зависит от надежности и адекватности построенных геологических и гидродинамических трехмерных моделей.

Как уже было написано в главе I, продуктивные пласты объекта исследования имеют достаточно сложное геологическое строение, следовательно, при применении стандартных методик и основ в процессе трехмерного цифрового моделирования не удастся создать модель, отображающую отличительные свойства объекта исследования.

Например, при расчете коэффициентов нефте- и водонасыщенностей согласно формуле Арчи-Дахнова (формула (3.1)) не удается в полной мере отразить распределение характера насыщения пластов Западной Сибири, особенно в переходной зоне "нефть-вода", так как данный подход расчета насыщенности был разработан гораздо раньше чем вступили в промышленную эксплуатацию вышеупомянутые месторождения (используемые палетки были получены для месторождений Урало-Поволжской нефтегазоносных провинций) [7]:

$$\frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{в}}} = \frac{a}{(K_{\text{в}} K_{\text{п}})^{m}}, \tag{3.1}$$

где $\rho_{\text{п}}$ – удельное электрическое сопротивление породы, Омм;

$\rho_{\text{в}}$ – удельное электрическое сопротивление пластовой воды, Омм;

a, m – эмпирические константы, последняя из которых характеризует структуру пустотного пространства породы;

$K_в$ – коэффициент водонасыщенности, доли ед.;

$K_п$ – коэффициент пористости, доли ед.

Несмотря на то, что данная формула применяется при выполнении различных проектных документов, использование его при построении куба нефтенасыщенности залежей нефти с переходной зоной «нефть-вода» не дает результата, удовлетворяющего принятому геологическому строению, так как в ней не учитывается значение высоты залежи над уровнем ВНК или зеркалом чистой воды (ЗЧВ).

Одной из отличительных особенностей геологического строения продуктивных отложений Северо-Покурского месторождения является наличие обширных переходных зон «нефть-вода». Данный факт подтверждается результатами следующих исследований [18]:

1. Результаты опробования пластов Северо-Покурского месторождения показали скачкообразное изменение уровня ВНК в пределах одной залежи даже после уточнения инклинометрии по методике, приведенной во второй главе (рисунок 3.1). Из рисунка 3.1 видно, что в исходной базе по опробованию и испытанию скважин имеются интервалы перфорации, расположенные выше уровня ВНК, из которых были получены притоки воды. Например, в скважинах №№ 138, 203, 215, 380, 382, 584, 666, 1002 выше принятого уровня ВНК (АО - 2095.0 м) были получены притоки пластовой воды без признаков нефти. Также в базе имеются интервалы перфорации, расположенные ниже принятого уровня ВНК (АО -2095.0 м), из которых были получены безводные притоки нефти. Например, в скважине №217 из интервалов перфорации 2058.0-2061.0 м. (АО - 2094.8 − - 2097.8 м) был получен приток безводной нефти с дебитом Q=53 т/сут.

2. Отсутствием четкого раздела границ по значению удельного электрического сопротивления между нефтенасыщенными и водонасыщенными коллекторами. Из распределения, приведенного на рисунке 3.2, видно, что в базе результатов интерпретации ГИС (РИГИС) имеются как водонасыщенные коллекторы с сопротивлением выше граничного значения, так и нефтенасыщенные коллекторы с сопротивлением ниже граничного значения.

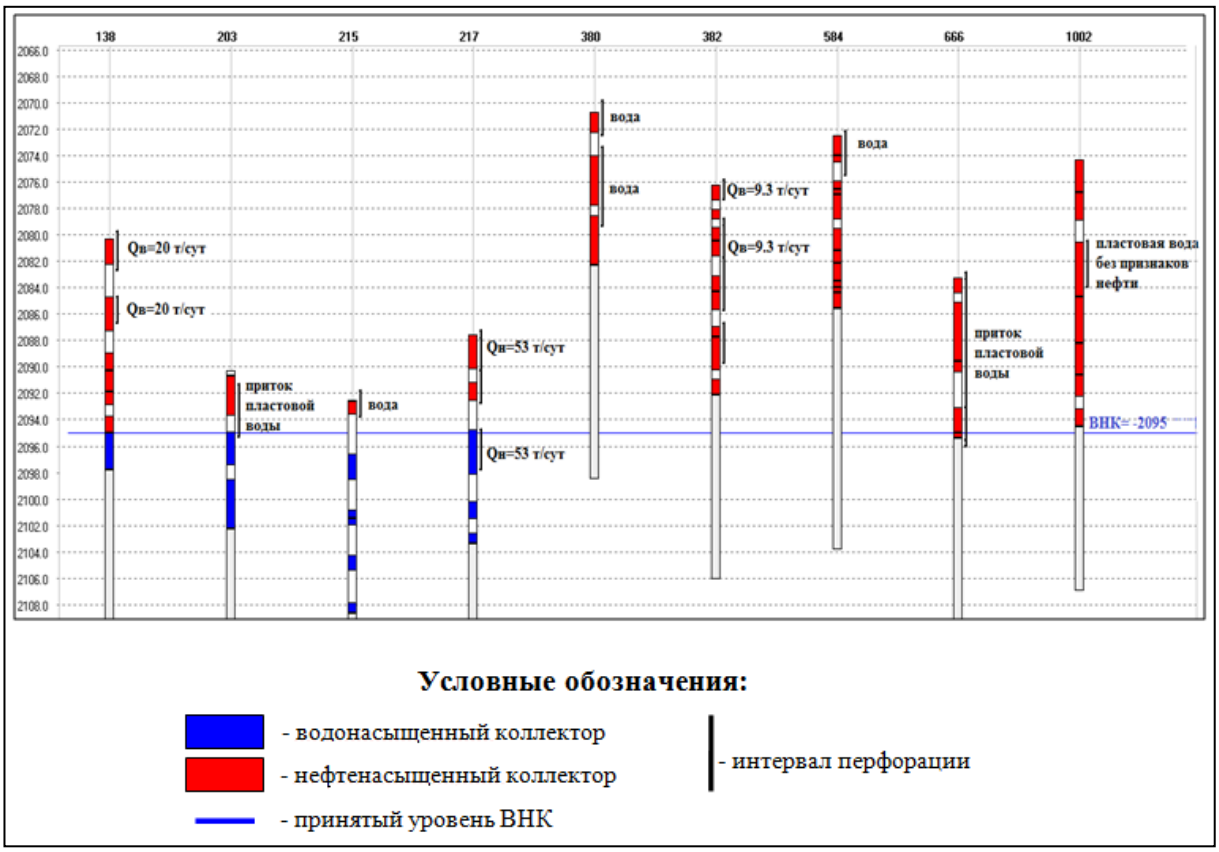

Рисунок 3.1 – Фрагмент схемы обоснования уровня ВНК пласта $БВ_6$

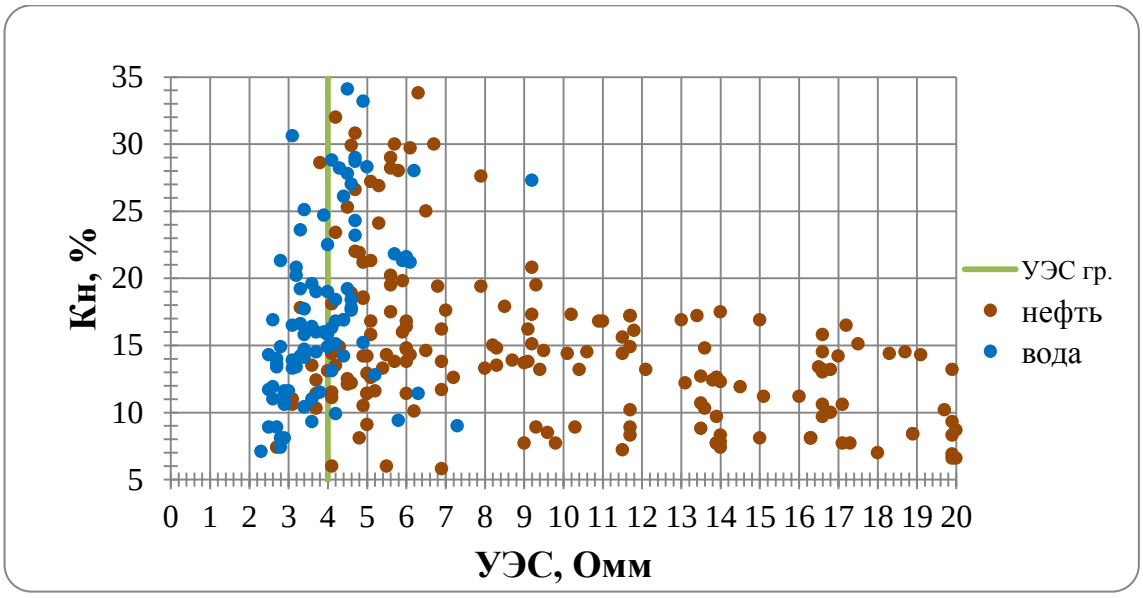

Рисунок 3.2 – График зависимости коэффициента нефтенасыщенности от удельного электрического сопротивления коллекторов пласта $АВ_6$

3. Из рисунка 3.3 следует, что в базе РИГИС имеются пропластки коллекторов, интерпретируемые по ГИС как нефтенасыщенные и расположенные ниже уровня ВНК, из которых при опробовании был получен приток пластовой воды. Например, при испытании скважины № 3 из интервалов перфорации 2303.0-2310.0 м. (АО -2014.3 − -2021.2 м.) получен приток воды с дебитом Q=100 т/сут, хотя в пределах данного интервала перфорации по ГИС отмечается нефтенасыщенный коллектор с $K_н$=41,3%.

В результате анализа и обобщения исходной информации (рисунки 3.2 и 3.3) был сделан вывод, что наличие таких вышеперечисленных данных обусловлено тем, что ВНК в залежах Северо-Покурского месторождения не является ярко выраженной поверхностью, а сформировался в виде области постепенного перехода от безводной нефти к чистой воде с образованием обширной переходной зоны.

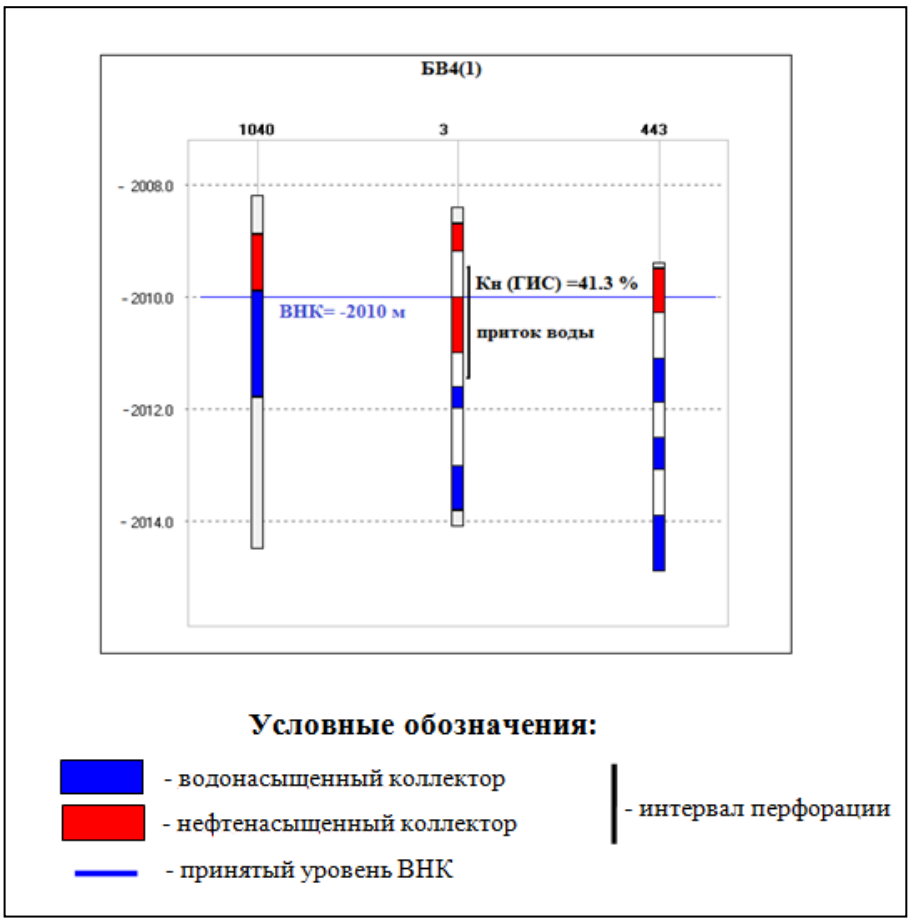

Рисунок 3.3 – Фрагмент схемы обоснования уровня ВНК пласта $БВ_4^1$

Так как свойства коллекторов меняются по площади и высоте залежи, то в области ВНК сформировалась сложная по строению переходная зона с переменной нефтеводонасыщенностью по высоте залежи и разной подвижностью воды и нефти в нижней и верхней частях рассматриваемого объема.

Тогда возникает потребность в разработке методики моделирования куба нефтенасыщенности сложно построенных залежей Северо-Покурского месторождения, имеющих переходную зону "нефть-вода", в результате которой получаемая геологическая модель должна максимально удовлетворять исходным данным и принятому геологическому строению.

В результате анализа и обработки исходных данных принято и обосновано, что при моделировании куба нефтенасыщенности залежей Северо-Покурского месторождения можно пользоваться J - функцией (функция Леверетта от водонасыщенности) на основе данных капиллярных исследований. Однако, данная функция (J-функция) не является универсальным средством нормализации значений капиллярных давлений $P_{\text{с}}$ по всем пробам с различными значениями пористости $K_{\text{п}}$, проницаемости $K_{\text{пр}}$, которая имеет вид [98]:

$$J = \frac{3.183 P_{\text{с}} \sqrt{K_{\text{пр}}/K_{\text{п}}}}{\gamma \cos\theta}, \tag{3.2}$$

где J – функция Леверетта от водонасыщенности, безразмерная величина;

$P_{\text{с}}$ – капиллярное давление, атм;

$K_{\text{пр}}$ – коэффициент проницаемости, мД;

$K_{\text{п}}$ – коэффициент пористости, доли ед.;

γ – поверхностное натяжение "нефть - пластовая вода", дин/см;

θ – угол смачиваемости, град.

Используя J – функцию, возникает возможность преобразовать ряд кривых капиллярного давления $P_{\text{с}}$ (ККД) по данному коллектору в кривую отношения водонасыщенности $K_{\text{в}}$ к J – функции. Затем из уравнения кривой $J = f(K_{\text{в}})$ можно получить отношение между водонасыщенностью $K_{\text{в}}$, проницаемостью $K_{\text{пр}}$ и

пористостью $K_п$, причем для любой данной точки, расположенной на высоте h относительно зеркала чистой воды (ЗЧВ).

Процесс моделирования куба нефтенасыщенности сложно построенных залежей Северо-Покурского месторождения, имеющих переходную зону "нефть-вода", описывается следующим алгоритмом:

1. Анализ исходных данных (*результаты капиллярных исследований керна, геолого-геофизические характеристики продуктивных пластов и т.д.)*

Всего по Северо-Покурскому месторождению было проведено 38 капиллярных исследований керна. Из них на АВ пласты – 28, БВ пласты – 10, ЮВ пласты – отсутствуют. Важно отметить, что не для всех пластов имеются данные исследования, поэтому в качестве исходных данных могут использоваться также результаты капиллярных исследований керна изъятого из соответствующего пласта соседних месторождений (в данном случае Ватинского, Мыхпайского и других). Кроме вышеописанных исследований керна также необходимо использовать некоторые геолого-геофизические характеристики продуктивных пластов: коэффициенты пористости $K_п$ и проницаемости $K_{пр}$, остаточной нефтенасыщенности $K_{но}$, плотности нефти $\rho_н$ и воды $\rho_в$ в пластовых условиях и другие параметры.

2. С учетом принятых допущений покажем получение формулы $K_в = f(K_п,\ K_{пр},\ h)$.

Примем, что для получения формулы, связывающей значения водонасыщенности $K_в$ со значениями пористости $K_п$, проницаемости $K_{пр}$ любой точки продуктивного пласта, расположенной на высоте h относительно ЗЧВ, необходимо воспользоваться некоторыми геологическими понятиями и рядом математических преобразований.

Как известно, при подсчете объемов нефтенасыщенных пород и геологических запасов залежей нефти, имеющих переходную зону "нефть-вода", немаловажную роль играет учет капиллярного давления. Капиллярное давление - это сила, которая препятствует давлению вытеснения. Также капиллярное

давление доминируют во время миграции и аккумуляции углеводородов, иными словами, значение капиллярного давления контролирует захват углеводородов и положение контактов флюидов, особенно ВНК. На практике капиллярное давление часто выражают как функцию вида (т.е. в зависимости от высоты над уровнем свободной воды):

$$P_{\text{с}} = (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}})0.098\, h, \tag{3.3}$$

где $P_{\text{с}}$ - капиллярное давление, атм;

$\rho_{\text{в}}$ - плотность пластовой воды в пластовых условиях, г/см^3;

$\rho_{\text{н}}$ - плотность нефти в пластовых условиях, г/см^3;

0.098- величина градиента давления пресной воды, атм/м;

h - высота над уровнем свободной воды (ЗЧВ), м.

Так, использовав формулу (3.2) и результаты капиллярных исследований ($P_{\text{с}} = f(K_{\text{в}})$), получена зависимость $J = f(K_{\text{в}})$ (рисунок 3.4). Из полученного распределения, показанного на рисунке 3.4, видно, коллектора одного из рассматриваемых объектов разработки Северо-Покурского месторождения можно разделить три условные группы: низкопористые ($K_{\text{п}}$≤20%), среднепористые (21%≤$K_{\text{п}}$≤23%), высокопористые ($K_{\text{п}}$≥24%).

Распределение значений величины J – функции в зависимости от коэффициента водонасыщенности $K_{\text{в}}$ для каждой группы выделенных коллекторов можно описать единой формулой вида:

$$J = aK_{\text{в}}{}^{b}, \;\; (a, b = const). \tag{3.4}$$

Используя данные зависимости $J = f(K_{\text{в}})$, показанной на рисунке 3.4, появляется возможность определить коэффициенты a и b для каждого диапазона изменения параметра пористости (таблица 3.1).

Далее используя формулы (3.2), (3.3) и (3.4) получаем

$$K_{\text{в}} = \left[\frac{3.183(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}})0.098h\sqrt{K_{\text{пр}}/K_{\text{п}}}}{a\gamma\cos\theta}\right]^{-1/b}. \tag{3.5}$$

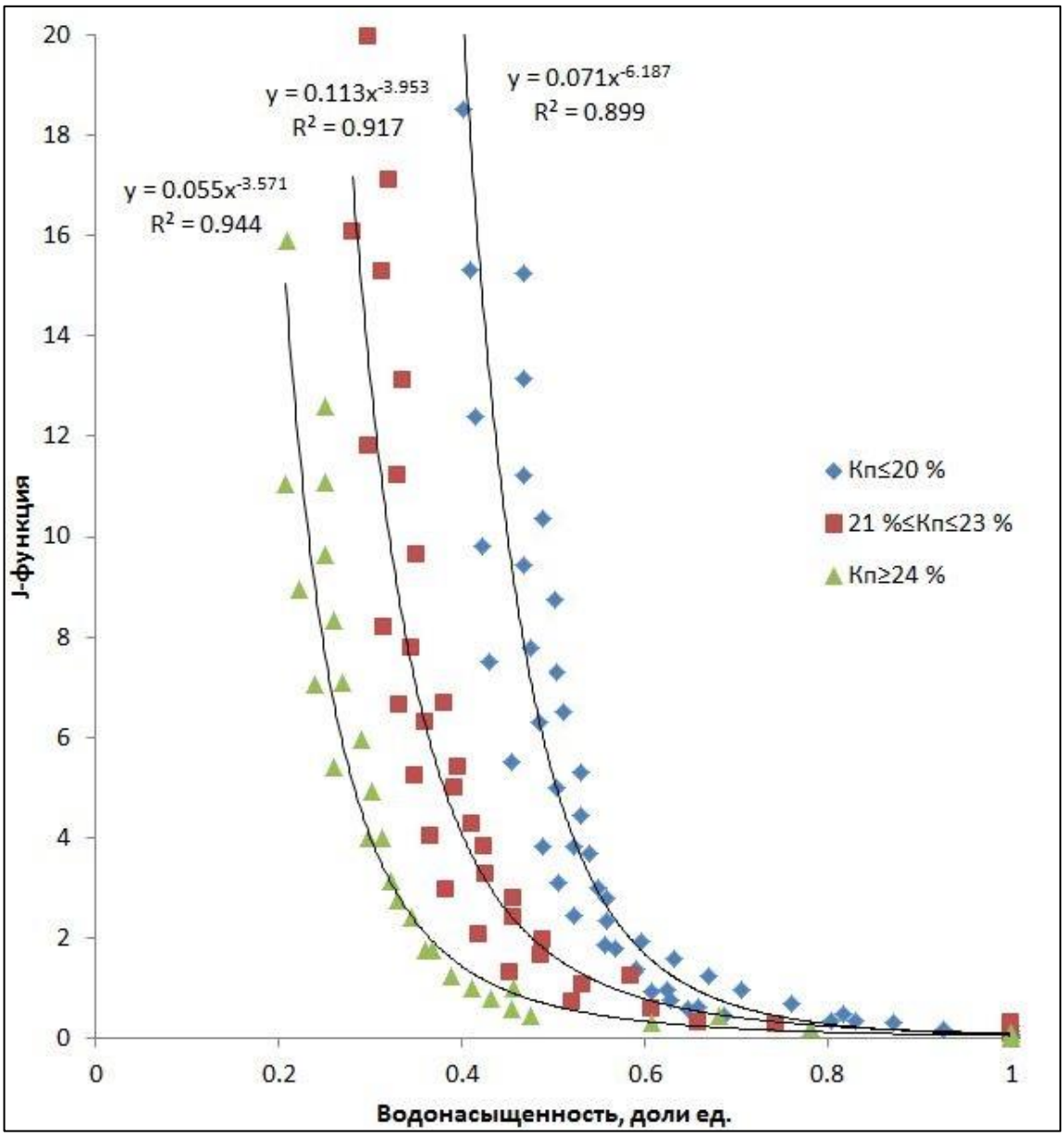

Рисунок 3.4 – Распределение значений величины *J*-функции в зависимости от коэффициента водонасыщенности $K_в$

Таблица 3.1 – Сводные данные для расчета водонасыщенности

Объект	Коэффициент		
	a	*b*	корреляции
$K_п \leq 20$	0.071	-6.187	0.899
$21 \leq K_п \leq 23$	0.113	-3.953	0.917
$K_п \geq 24$	0.055	-3.571	0.944

После некоторых преобразований и численного анализа получено отношение между водонасыщенностью $K_в$, проницаемостью $K_{пр}$ и пористостью $K_п$, причем для заданной рассматриваемой точки, расположенной на высоте h относительно ЗЧВ.

Далее подбором значений высоты h в формуле (3.5) добиваемся максимальной сходимости между значения $K_н$ по РИГИС и $K_н$, определенному с использованием J - функции (рисунок 3.5).

Причем определение и подбор положения уровня ЗЧВ проводится в соответствии с блок-схемой, показанной на рисунке 3.6, методом последовательного подбора глубины, при которой фактическая диаграмма водонасыщенности будет соответствовать расчетной (рисунок 3.7).

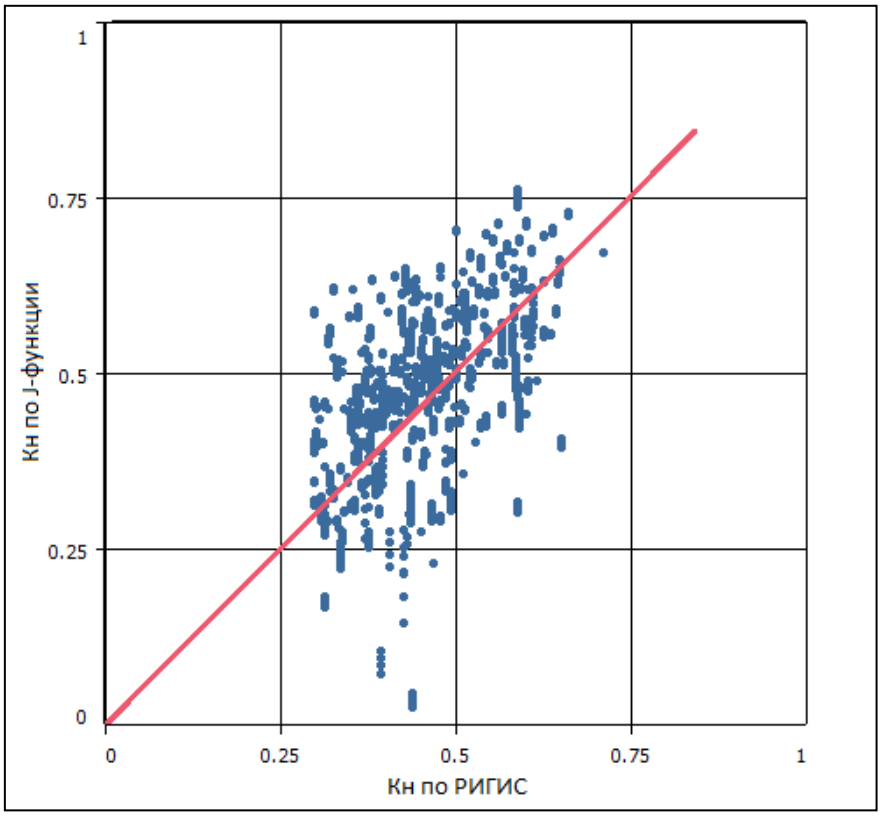

Рисунок 3.5 – Сравнение значений $K_н$ по РИГИС и $K_н$, полученных с использованием J – функции

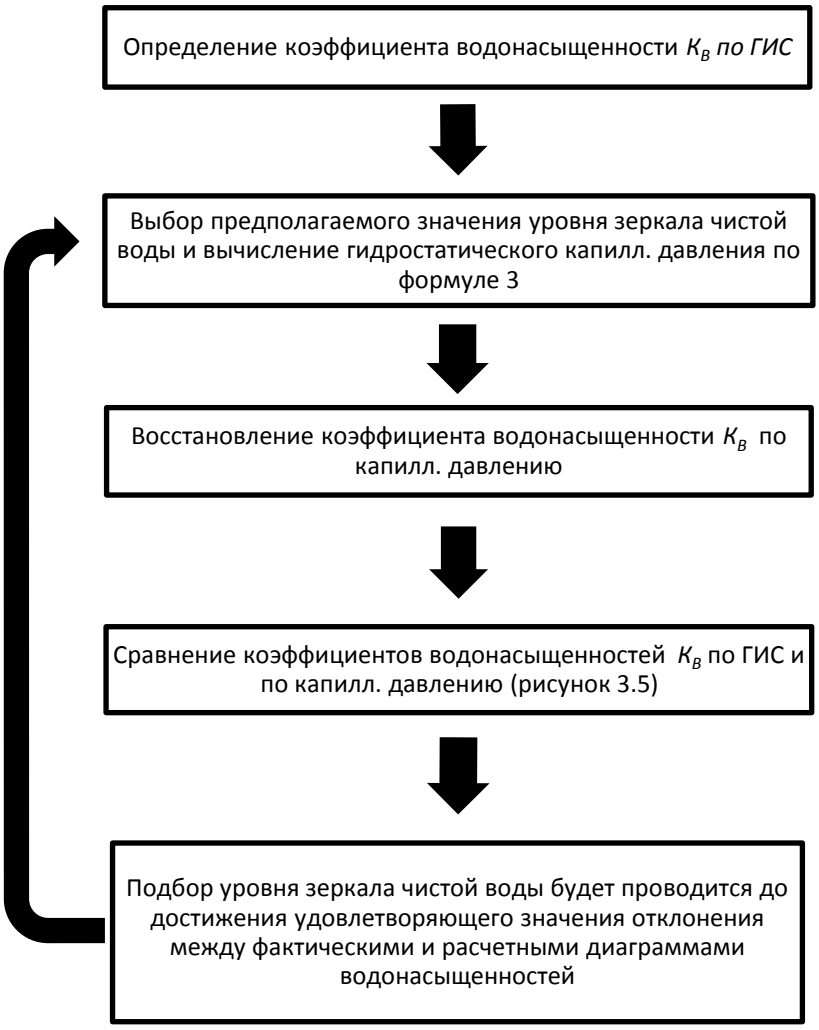

Рисунок 3.6 – Блок-схема определения положения уровня ЗЧВ

Таким образом, определив коэффициенты *a* и *b*, полученные из распределения значений величины *J*-функции в зависимости от коэффициента водонасыщенности $K_в$, можно рассчитать значения изменения коэффициента водонасыщенности по всему объему рассматриваемых объектов от уровня ЗЧВ.

3. Расчет куба нефтенасыщенности продуктивных пластов Северо-Покурского месторождения.

При создании куба нефтенасыщенности сначала создается вспомогательный куб индекса насыщения коллекторов. Для этого определяется положение центра

каждой ячейки относительно поверхности ВНК, а также уровня ЗЧВ, т.е. рассматриваемая залежь делится на три условные области: зона 1 – выше поверхности ВНК, зона 2 – между поверхностью ВНК и ЗЧВ, зона 3 – ниже ЗЧВ. Для каждой зоны задается соответствующие интервалы изменения коэффициента нефтенасыщенности $K_{\text{н}}$:

- для зоны 1 соответствует интервал ($K_{\text{н}_max_\text{ГИС}} - K_{\text{но}}$);
- для зоны 2 – ($K_{\text{но}} - 0$);
- для зоны 3 – 0.

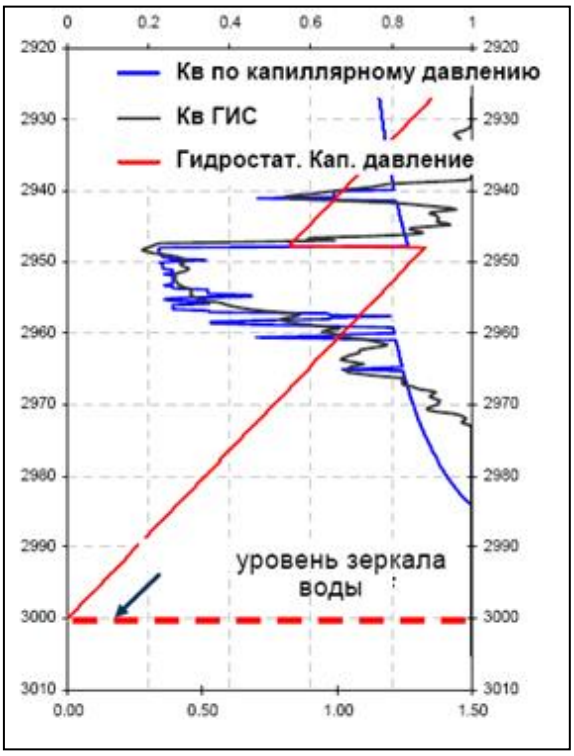

Рисунок 3.7 – Сравнение значений коэффициентов водонасыщенностей $K_{\text{в}}$ рассчитанные по ГИС и по капиллярному давлению

В итоге куб нефтенасыщенности строился с использованием вспомогательного куба индекса насыщения коллекторов и трендового куба нефтенасыщенности, полученного на основе формулы (3.5), с последующим введением на скважинные данные (рисунок 3.8). На базе уточненной 3Д геологической модели были посчитаны начальные геологические запасы нефти.

Необходимо отметить, что в целом по Северо-Покурскому месторождению запасы нефти увеличились по сравнению с запасами, стоящими на Госбалансе на 1.01.2014, на 11%.

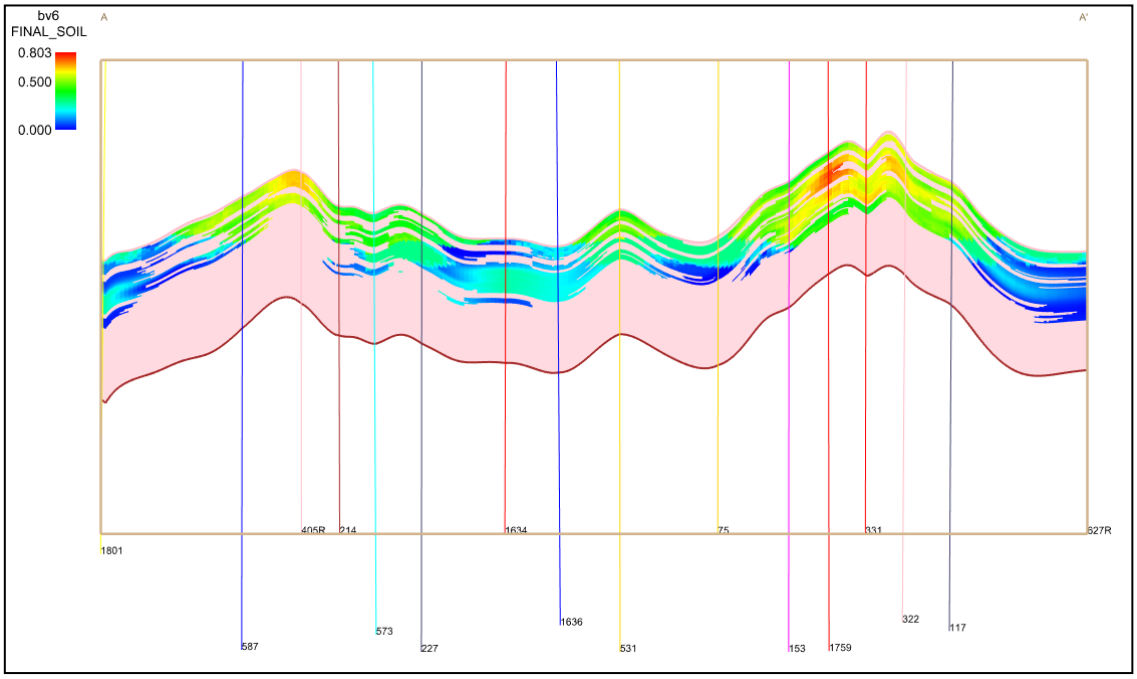

Рисунок 3.8 – Схематический разрез из куба нефтенасыщенности пласта $БВ_6$

3.2. Совершенствование методики построения карты проницаемости с учетом неоднородности пластов

Выявленные в главе 2 и разделе 3.1 данные о возможных усовершенствованиях исходных данных позволяют более объективно подойти к оценке и определению фактической проницаемости пласта разрабатываемого объекта, в частности, карты проницаемости.

Как известно, на практике существуют различные способы получения карты проницаемости. Одним из способов является построение карты проницаемости по скважинным данным (способ 1), когда для каждой скважины из базы интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) определяется значение проницаемости средневзвешенное по толщине пласта-коллектора, и с

дальнейшей его интерполяцией согласно одному из соответствующих методов строится поле проницаемости. Необходимо отметить, что при построении карты проницаемости литологически ограниченных залежей на линии замещения пластов-коллекторов в качестве дополнительной информации задается граничное значение проницаемости, соответствующее критерию «коллектор-неколлектор».

Кроме того, существует другой способ построения, когда карту проницаемости получают путем пересчета от ранее созданной карты пористости, используя формулу петрофизического уравнения, которая применялась при формировании базы интерпретации ГИС (способ 2). Недостатком данного метода получения карты проницаемости является то, что в некоторых случаях изолинии рассчитанного поля проницаемости не соответствуют значениям проницаемости в скважинах, полученных по результатам прямых исследований.

Результаты применения двух вышеперечисленных способов дают существенные различия (зоны А на рисунках 3.9, 3.10). При использовании способа 2 преобладают зоны распространения менее проницаемых коллекторов, в отличие от результата применения первого способа (рисунок 3.11). Средняя проницаемость по карте, полученная согласно способу 2, меньше средней проницаемости по карте, построенная способом 1.

В работе [72] были проведены исследования, показывающие причины такого расхождения.

Согласно [72] средняя проницаемость зависит от неоднородности пласта. Средняя проницаемость однородного пласта равна проницаемости, сосчитанной через среднюю пористость по формуле корреляционной зависимости между пористостью и проницаемостью. Средняя проницаемость неоднородного пласта выше проницаемости, сосчитанной через среднюю пористость по формуле петрофизического уравнения, а значит выше средней проницаемости однородного пласта при той же средней пористости. В связи с этим карта проницаемости, полученная путем пересчета карты пористости, будет представлять собой карту проницаемости однородного пласта.

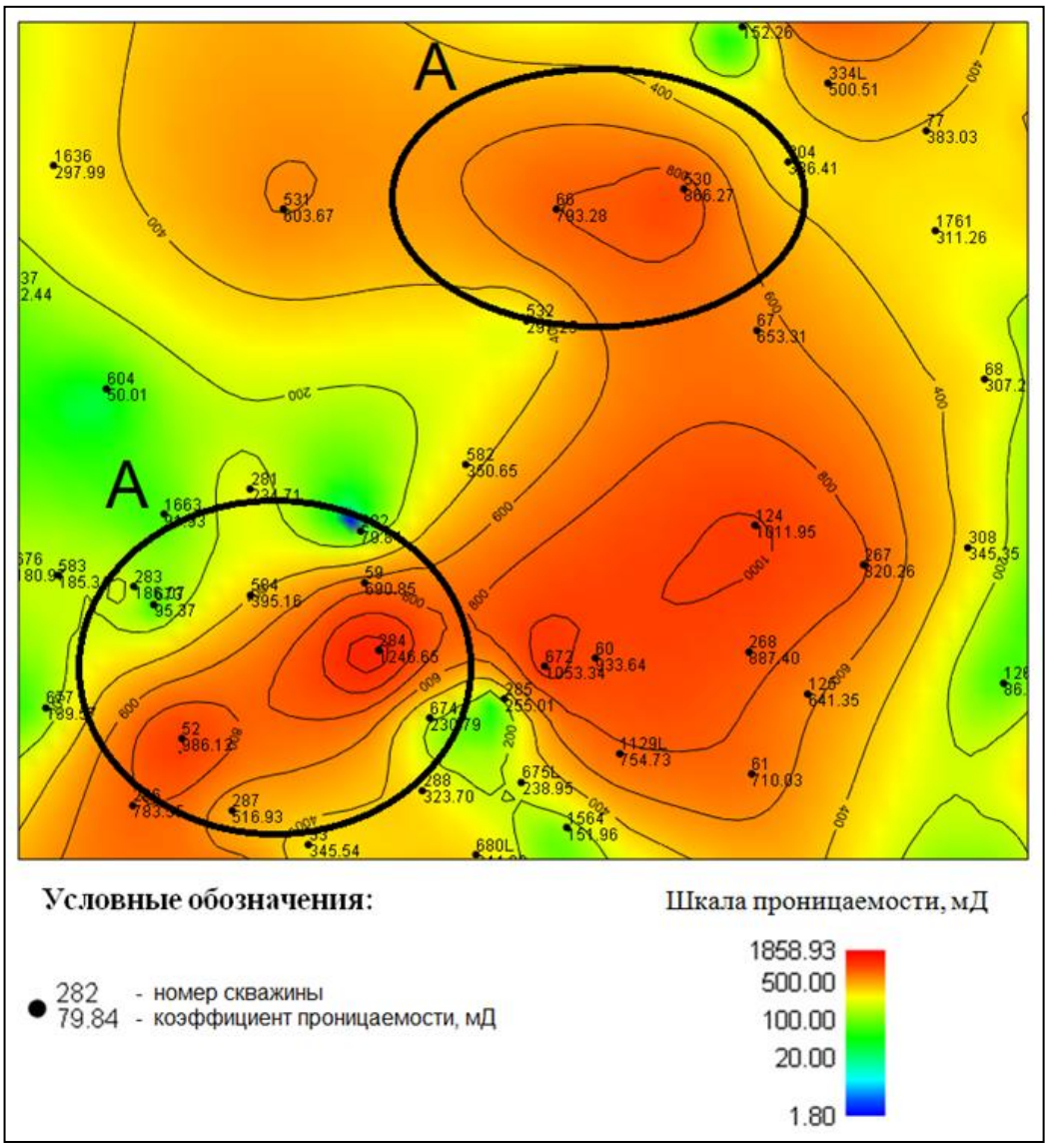

Рисунок 3.9 – Фрагмент карты проницаемости пласта $АВ_7$, построенной по скважинным данным

Учитывая, что средняя проницаемость неоднородного пласта не может быть ниже средней проницаемости однородного пласта, то карта проницаемости однородного пласта будет представлять собой карту «минимальных допустимых значений проницаемости» (МДЗП). Этим и объясняется недостаток построения карты способом 2, а именно, в некоторых случаях средняя проницаемость реально неоднородного пласта в скважинах не соответствует изолиниям на карте проницаемости однородного пласта (зоны Б на рисунке 3.10).

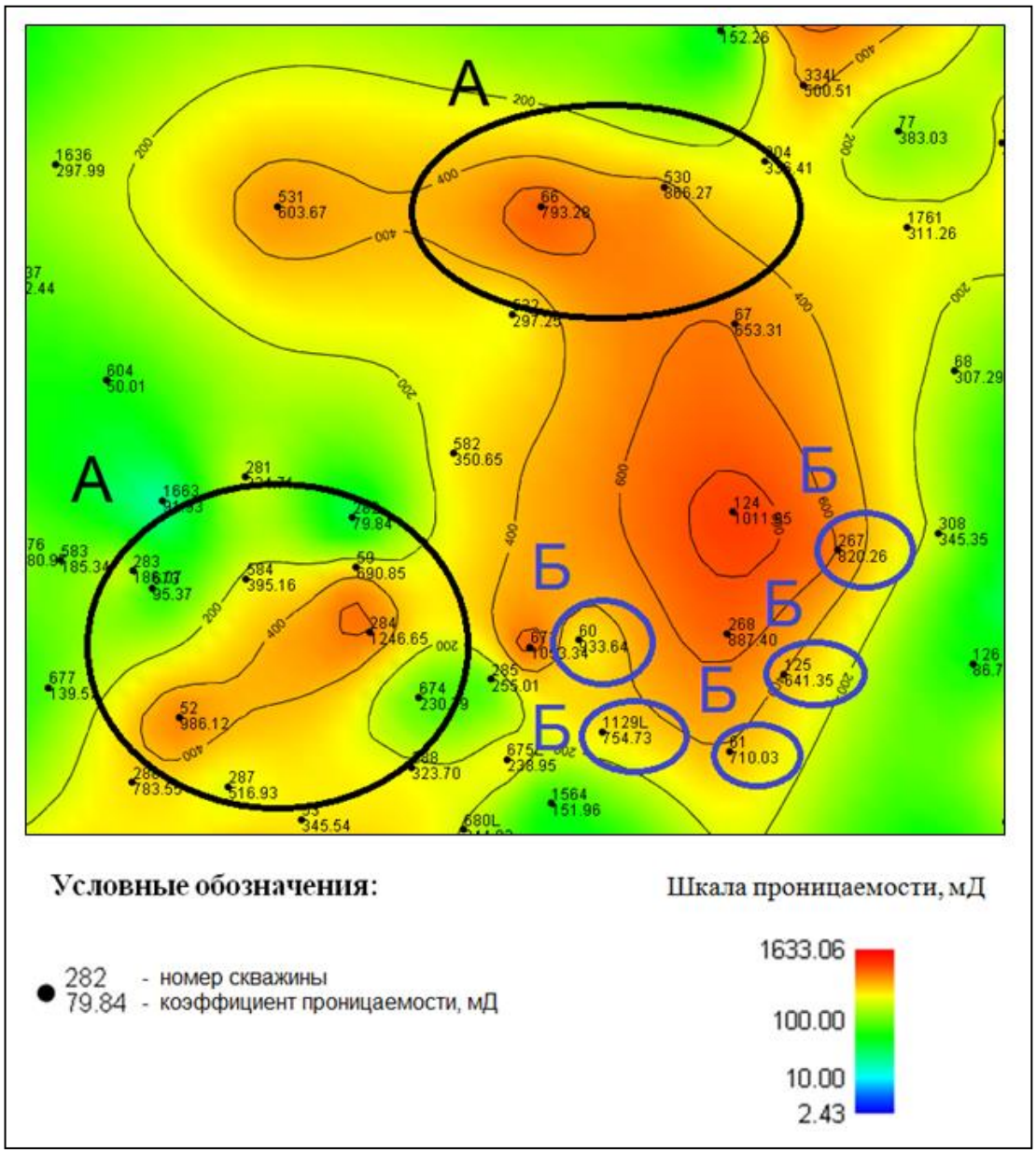

Рисунок 3.10 – Фрагмент карты проницаемости однородного пласта $АВ_7$

При сопоставлении двух карт, полученных вышеописанными способами, можно выявить зоны в межскважинном пространстве, в которых значение проницаемости по карте неоднородного пласта, построенной по скважинным данным, меньше значения по карте однородного пласта. Так как проницаемость неоднородного пласта не может быть ниже проницаемости однородного пласта [72], эти зоны представляют собой области «искажения» поля проницаемости на карте, построенной по скважинным данным.

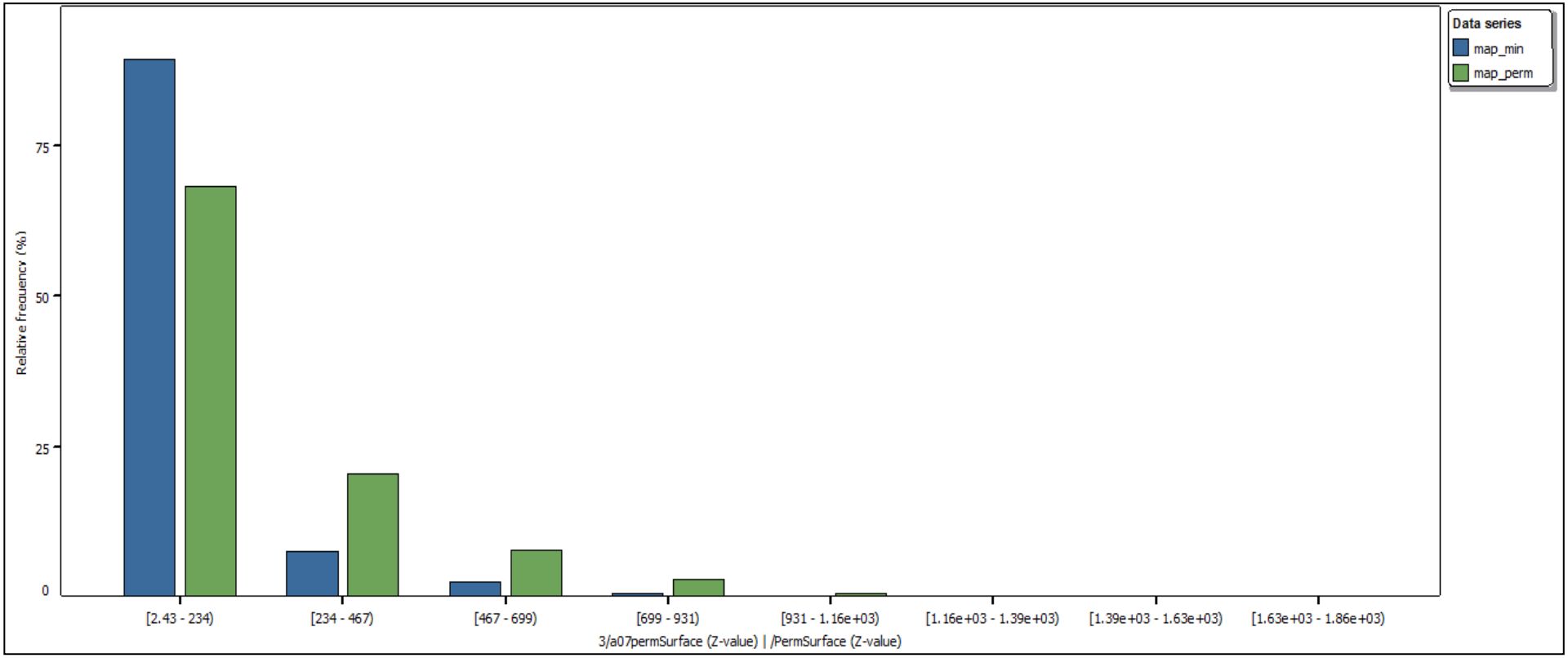

Рисунок 3.11 – Гистограмма распределения параметра проницаемости по карте однородного пласта (синие ячейки) и карте, построенной по скважинным данным (зеленые ячейки)

Это вызвано погрешностью интерполяции, связанной с тем, что проницаемость определяется менее точно, чем пористость, так как распределение проницаемости имеет логнормальное распределение, в то время как пористость – нормальное.

Следовательно, результаты интерполяции проницаемости по скважинным данным при построении карты проницаемости менее точны, чем карты пористости. Стоит отметить, что это является одним из основных недостатков вышеописанного способа 1 построения карты проницаемости по скважинным данным.

Таким образом, такие области «искажения» поля проницаемости следует толковать как зоны однородного пласта, в которых значение проницаемости должно быть равно значению соответствующее карте МДЗП, т.е. в областях «искажения» поля проницаемости требуется проводить корректировку значения проницаемости. Путем построения карты разности между картами проницаемости однородного пласта и неоднородного (построенной по скважинным данным), появляется возможность обнаружить такие зоны (рисунок 3.12).

На основе вышенаписанного предлагается методика построения карты проницаемости с учетом неоднородности продуктивных пластов Северо-Покурского месторождения, включающая в себя следующую последовательность:

1. Строится карта пористости по скважинным данным. При наличии литологически ограниченных залежей необходимо на линии замещения пластов-коллекторов задавать граничное значение пористости в качестве дополнительной информации. Например, для пластов группы $АВ_{2-8}$ Северо-Покурского месторождения граничное значение пористости равно 18,9 %, т.е. при построении карты пористости на линии замещения задавалось значение пористости равное 18,9 %.

2. Рассчитывается карта проницаемости через построенную карту пористости по формуле корреляционной зависимости между пористостью и проницаемостью (рисунок 3.10). Например, для пластов группы $АВ_{2-8}$ Северо-Покурского месторождения формула петрофизического уравнения имеет вид:

$$lgK_{\text{пр}} = 0{,}349K_{\text{п}} - 6{,}21. \quad (3.6)$$

Данная карта является картой проницаемости однородного пласта и принимается в качестве карты МДЗП.

3. Строится карта проницаемости по скважинным данным (рисунок 3.9). Аналогично п.1, при построении карты проницаемости литологически ограниченных залежей необходимо на линии замещения пластов-коллекторов задавать граничное значение проницаемости, соответствующее критерию «коллектор-неколлектор». Например, на линии замещения коллектора задается значение проницаемости равное 1.8 мД. Полученная карта является картой проницаемости неоднородного пласта.

4. Строится карта расхождения между картами однородного и неоднородного пластов (рисунок 3.12). По данной карте выявляются участки, в которых значения проницаемости неоднородного пласта меньше значения проницаемости по карте однородного пласта, т.е. области «искажения» поля проницаемости (зоны В на рисунке 3.12). Принимается, что эти участки являются зонами распространения однородного по проницаемости пласта. В этих зонах требуется провести корректировку значения проницаемости на карте проницаемости.

5. Строится окончательная карта проницаемости (рисунок 3.13). За основу берется карта проницаемости, построенная по скважинным данным, согласно п.3. В зонах, выявленных в п.4, значениям проницаемости на карте присваиваются значения соответствующие карте МДЗП.

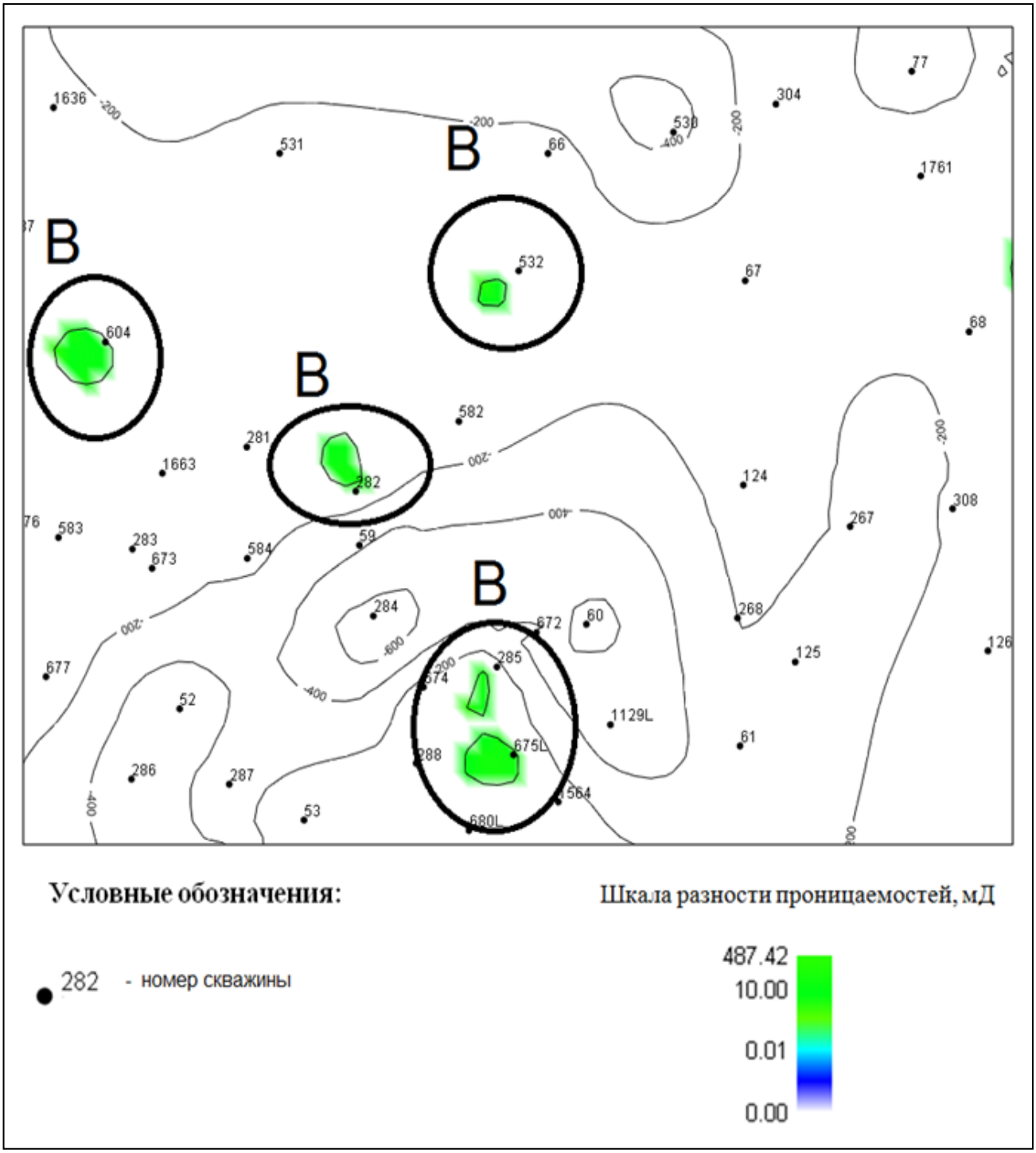

Рисунок 3.12 – Фрагмент карты разности между картами однородного пласта и проницаемости, построенной по скважинным данным

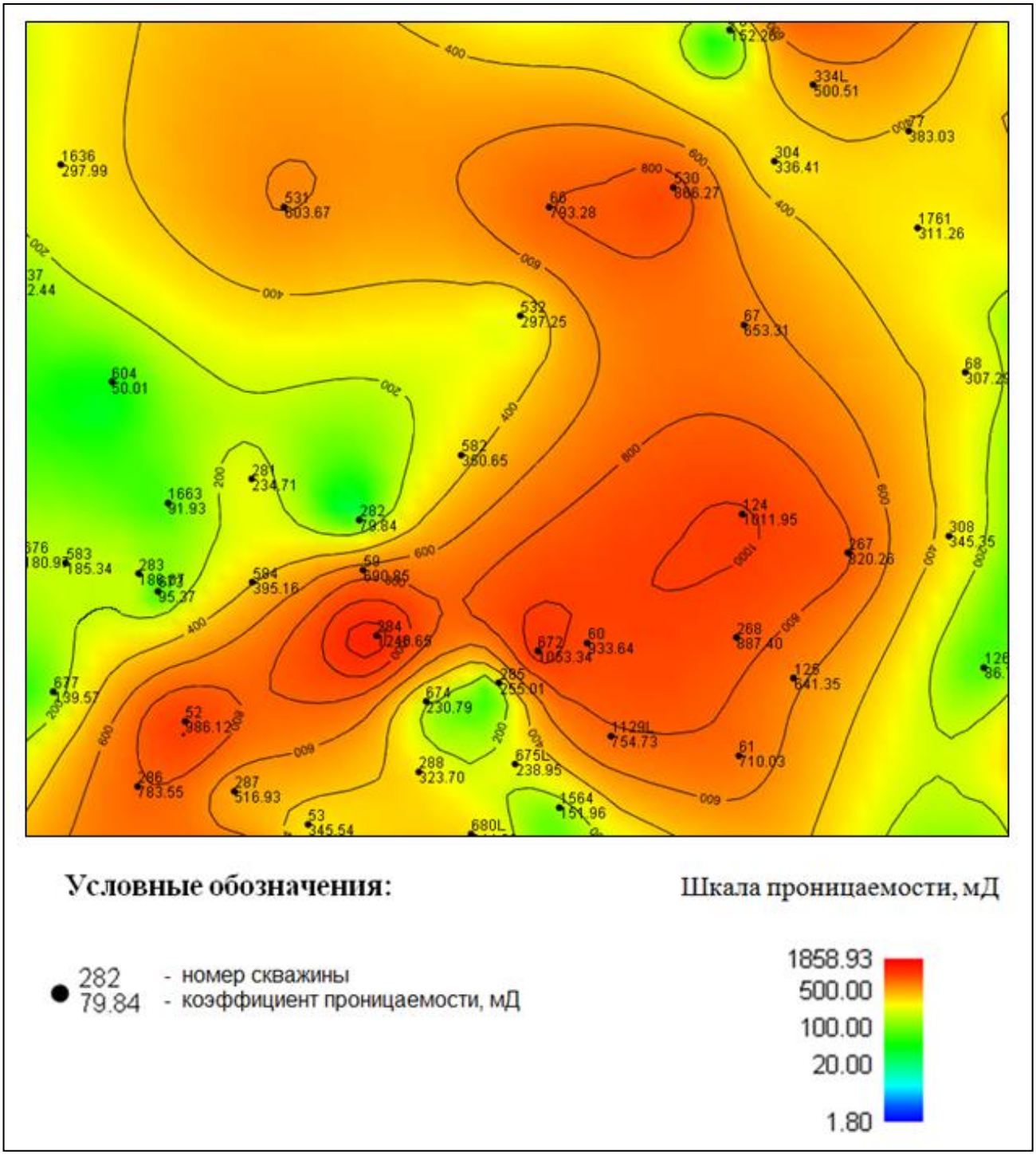

Рисунок 3.13 – Окончательная карта проницаемости пласта $АВ_7$

3.3 Совершенствование методики построения куба проницаемости с учетом неоднородности пластов при трехмерном моделировании

Параметр проницаемости горных пород в скважинах, определенный по каротажу, характеризует призабойную зону. При построении гидродинамической

модели необходимо учитывать величину проницаемости не только в призабойной зоне, но и в межскважинном пространстве. Поэтому процесс настройки фильтрационной модели на историю разработки в наибольшей степени проводят корректировкой куба проницаемости. Процесс адаптации может значительно упроститься при использовании более точного куба проницаемости, построенной в геологической модели. Поэтому актуальной задачей является разработка методов, позволяющих формировать более точный куб проницаемости.

На практике существуют различные способы построения куба проницаемости. Наиболее применимая и распространенная методика получения куба проницаемости заключается в использовании ранее созданного куба пористости. Расчет куба проницаемости выполняется обычным пересчетом по формуле петрофизического уравнения куба пористости (способ 1). Кроме того, существует другой способ, когда расчет куба проницаемости выполняется по скважинным данным детерминистским или стохастическим способом, используя определенный вспомогательный куб либо карту, служащие в качестве трендовых, соответствующего параметра (например, проницаемости) (способ 2) [29].

Однако, при сопоставлении двух кубов проницаемости, полученных различными способами, выявляются существенные различия (зоны А и Б на рисунках 3.14, 3.15).

Разноречивость результатов двух вышеперечисленных способов получения куба проницаемости обусловлена в основном особенностями осреднения при переносе скважинных данных, полученных по результатам прямых исследований, на трехмерную сетку. Например, по данным исходной базы интерпретации ГИС, где величина проницаемости в пропластках-коллекторах определена по зависимости от пористости, кросс-плот логарифма проницаемости и пористости представляет собой прямую линию (рисунок 3.16). В результате осреднения скважинных данных на трехмерную сетку, кросс-плот логарифма проницаемости и пористости в ячейках BlockedWells (BW) будет отличаться от прямой (рисунок 3.17). Это расхождение связано с тем, что в результате осреднения скважинных данных на трехмерную сетку образовались различные по однородности ячейки.

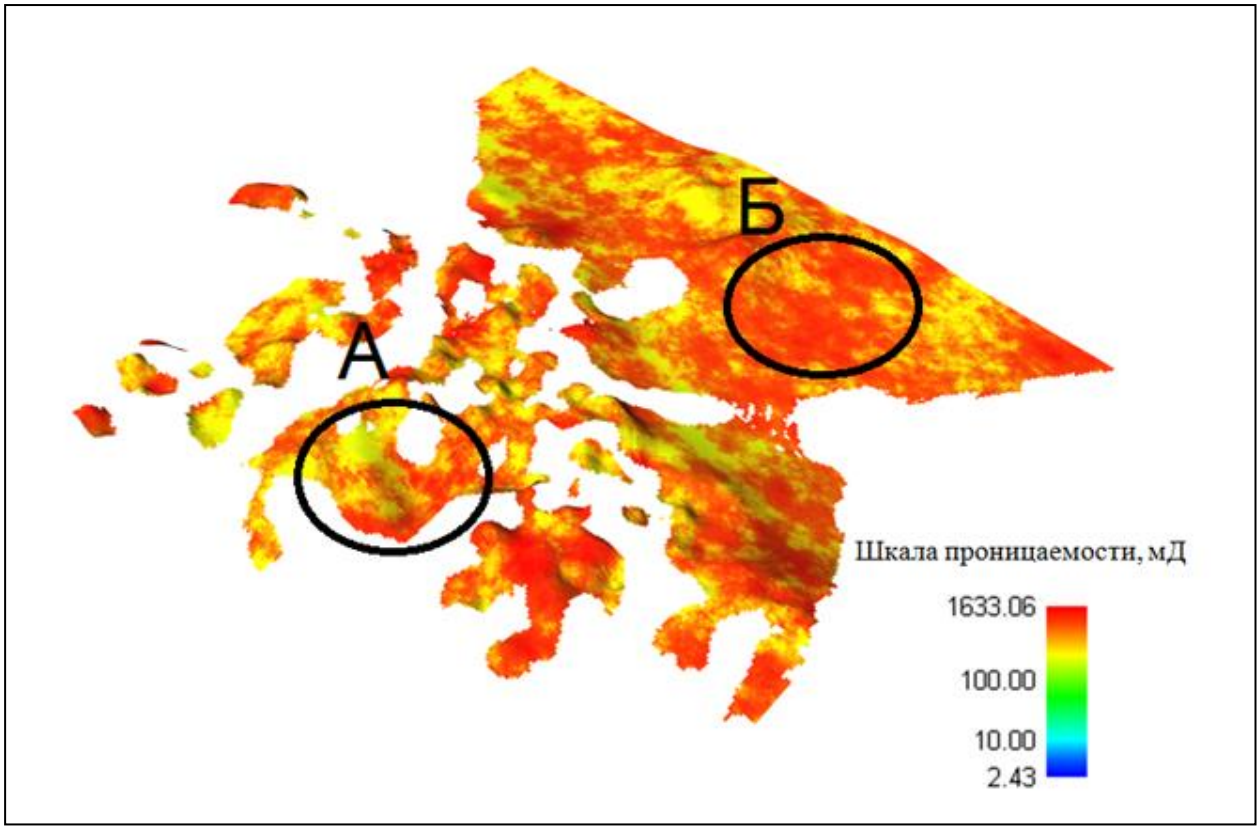

Рисунок 3.14 – Куб проницаемости пласта $АВ_7$ однородных ячеек

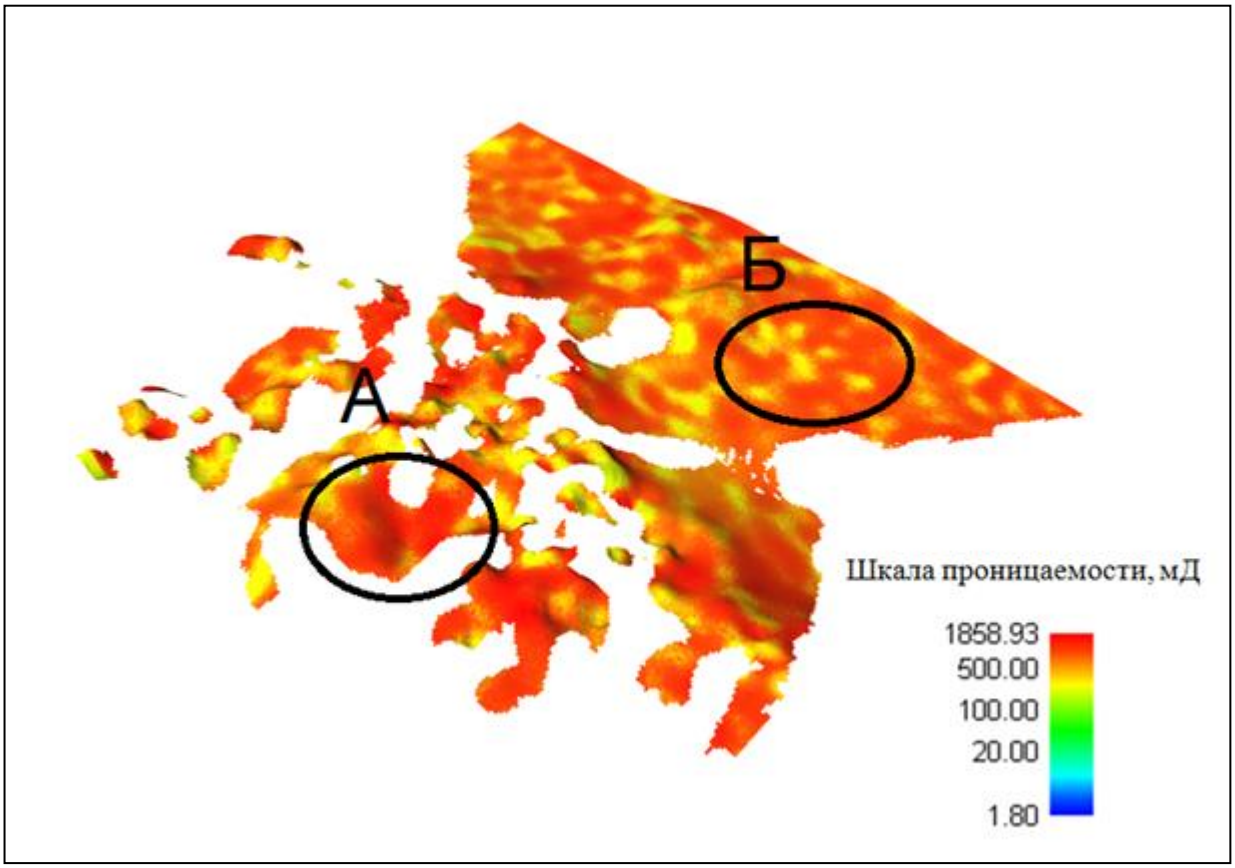

Рисунок 3.15 – Куб проницаемости пласта $АВ_7$ неоднородных ячеек

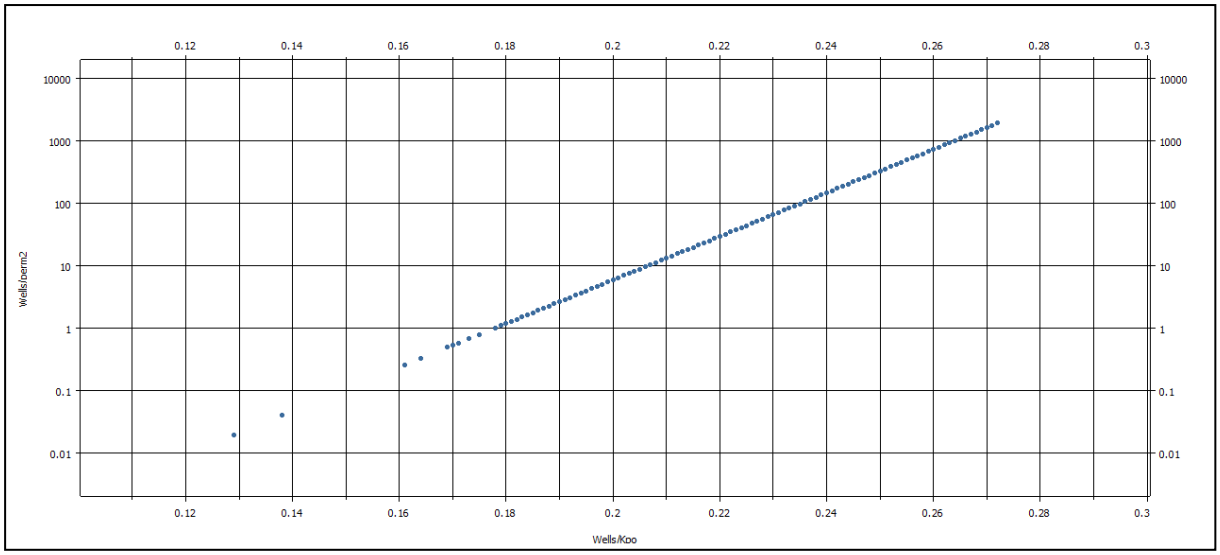

Рисунок 3.16 – Зависимость между проницаемостью и пористостью в базе интерпретации ГИС пласта AB_7

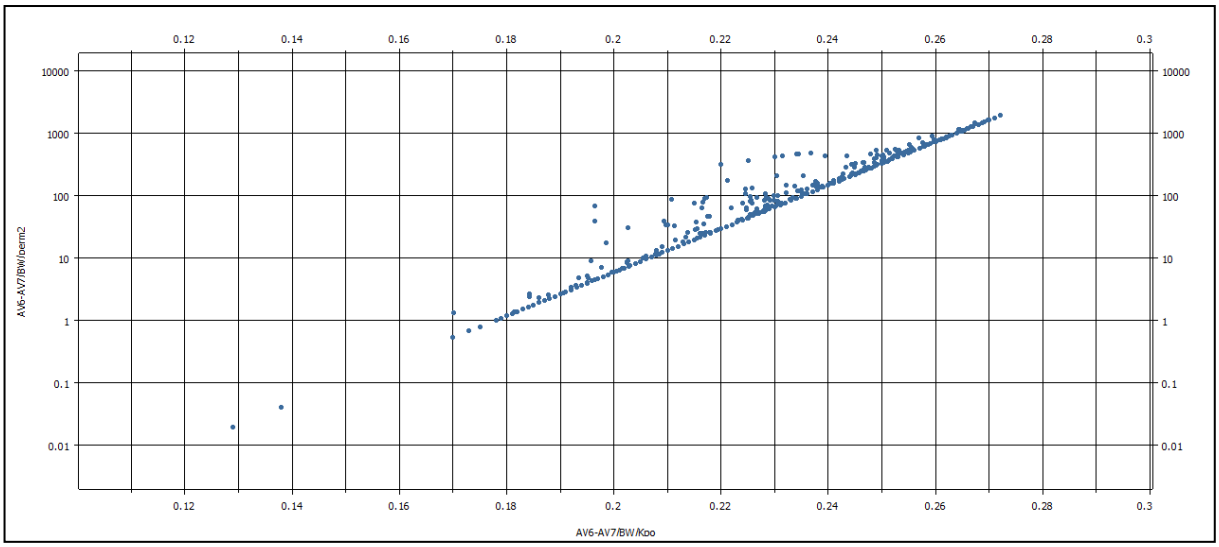

Рисунок 3.17 – Зависимость между проницаемостью и пористостью пласта AB_7 в ячейках BW трехмерной сетки

При создании BW, при переходе от пропластков-коллекторов к ячейкам, в каждую ячейку может попадать информация как от одного, так и от нескольких пропластков-коллекторов, различных по пористости и проницаемости.При наличии нескольких пропластков данные в ячейке осредняются. При этом, если в ячейку попадает только один пропласток-коллектор, или несколько, но с

одинаковой пористостью, ячейка будет однородной, в противном случае – неоднородной.

Средняя проницаемость однородной ячейки равна проницаемости, сосчитанной через среднюю пористость по формуле корреляционной зависимости между пористостью и проницаемостью [72]. Средняя проницаемость неоднородной ячейки выше проницаемости, сосчитанной через среднюю пористость по формуле петрофизического уравнения, а значит выше средней проницаемости однородной ячейки при той же средней пористости.

Сравнивая зависимости, представленные на рисунках 3.16 и 3.17, можно сделать вывод о том, что не все ячейки BW являются однородными.

В связи с этим, куб проницаемости, полученный способом 1 (пересчетом куба пористости по формуле петрофизического уравнения), будет представлять собой куб проницаемости однородных ячеек. Учитывая, что средняя проницаемость неоднородной ячейки не может быть ниже проницаемости однородной ячейки, этот куб будет представлять собой куб «минимальных допустимых значений проницаемости» (МДЗП).

В действительности, так как не все ячейки BW являются однородными, то и во всем кубе не все ячейки будут однородными. Отсюда следует, что в межскважинном пространстве величина проницаемости по кубу однородных ячеек, полученному по способу 1, будет заниженной. Данные неоднородных ячеек BW при этом не будут соответствовать данным ячеек куба.

В то же время при использовании способа 2 (по скважинным данным) построение куба проницаемости проводится по данным ячеек BW, в том числе неоднородных, т.е. в полученном при этом кубе проницаемости неоднородность будет учтена. Однако в связи с применяемыми алгоритмами интерполяции при заполнении 3D-сетки в некоторых ячейках значение проницаемости может получиться меньше проницаемости однородной ячейки (зоны Б на рисунках 3.14, 3.15). Эти ячейки представляют собой «искаженные зоны», так как согласно [72], значение проницаемости в любой ячейке не может быть ниже проницаемости однородной ячейки.

Количество таких «искаженных зон» может быть значительным. Это связано с тем, что проницаемость имеет не нормальный, как пористость, а логнормальный вид распределения. Для устранения влияния логнормального распределения проницаемости целесообразно вначале рассчитывать куб логарифма проницаемости, а затем калькулировать куб проницаемости [34]. Данная рекомендация не только снижает погрешность в определении значения проницаемости в межскважинном пространстве, тем самым уменьшая количество «искаженных зон», но и способствует эффективному применению вариограммного анализа параметра проницаемости.

Таким образом, предложена методика построения куба проницаемости при создании геологической 3D-модели с учетом неоднородности ячеек. Данная методика описывается следующей последовательностью [47]:

1. Строится куб пористости интерполяцией значений пористости по скважинным данным, используя данные вариограммного анализа и определенный вспомогательный куб (например, результаты сейсмических исследований) либо карту, служащие в качестве трендовых, соответствующего параметра (карта пористости). Так при построении куба пористости продуктивных отложений Северо-Покурского месторождения в качестве трендового параметра был использована карта пористости.

2. Рассчитывается куб проницаемости через построенный куб пористости по формуле корреляционной зависимости между пористотью и проницаемостью. Например, для пластов группы $АВ_{2-8}$ Северо-Покурского месторождения – используя формулу (3.6) петрофизического уравнения. Данный куб является кубом проницаемости, для случая однородных ячеек (принимается в качестве куба МДЗП (рисунок 3.14)).

3. Проводится вариограммный анализ параметра логарифма проницаемости, определенного по скважинным данным BW. Определяются трехмерная модель вариограммы и значения радиусов корреляции по трем направлениям (главное, перпендикулярное и вертикальное).

4. Строится куб логарифма проницаемости по скважинным данным ячеек BW аналогично кубу пористости, построенному в п.1. В качестве трендового параметра используется карта логарифма проницаемости, построенная согласно методике описанной в работе [75].

5. От куба логарифма рассчитывается куб проницаемости, который учитывает неоднородность ячеек (рисунок 3.15).

6. Данный куб (п.5) сравнивается с кубом МДЗП (п.2). При наличии в ячейках куба (п.5) значений проницаемости ниже проницаемости в кубе МДЗП (зоны Б на рисунках 3.14, 3.15) (для однородных ячеек) принимается, что эти ячейки являются однородными, входят в «искаженные зоны» и в них требуется провести корректировку значения проницаемости.

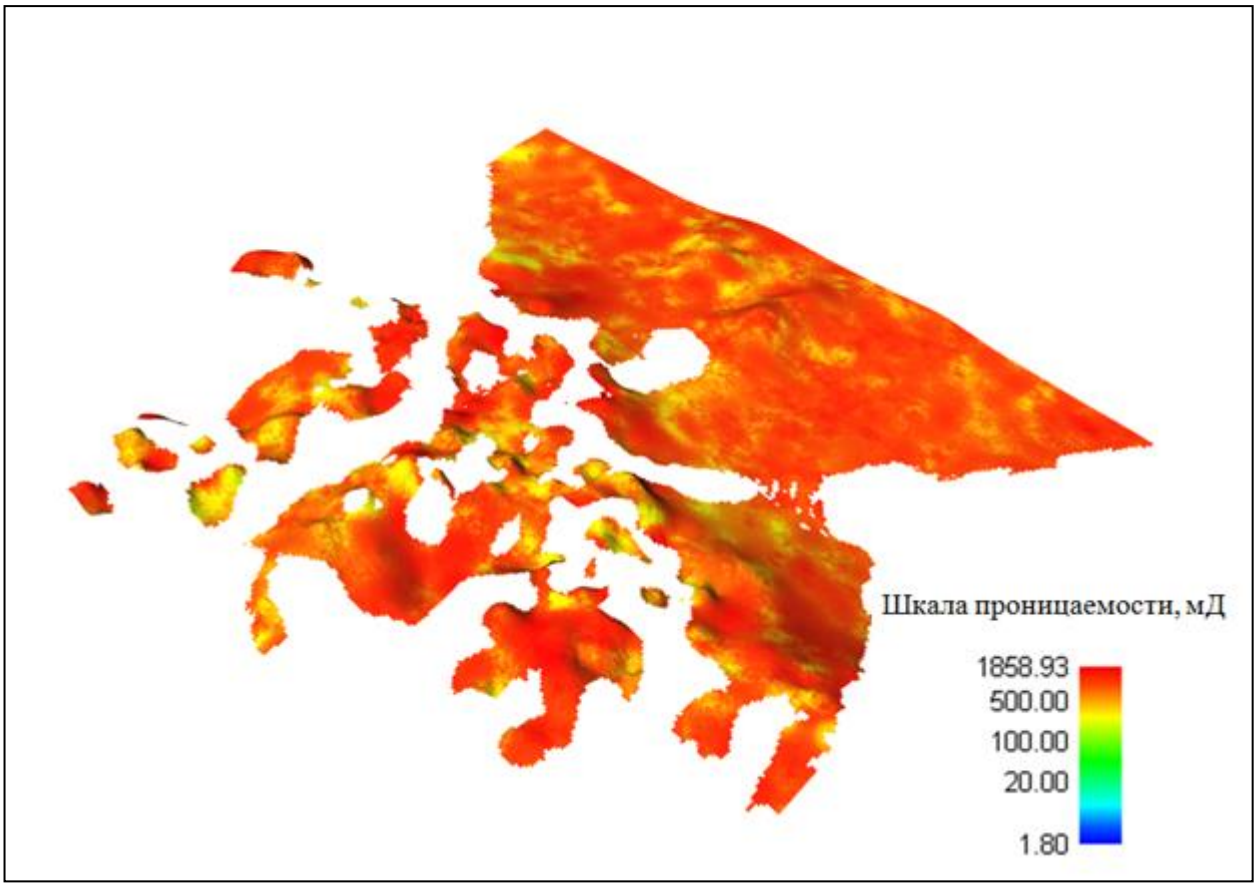

Рисунок 3.18 – Окончательный куб проницаемости пласта $АВ_7$

7. Строится окончательный куб проницаемости (рисунок 3.18). За основу берется куб проницаемости по скважинным данным BW, вычисленный в п.5. В

ячейках «искаженных зон», выявленных в п.6, значениям проницаемости присваиваются значения соответствующие кубу МДЗП (для однородных ячеек).

Выводы по главе 3

1. Предложена методика моделирования куба нефтенасыщенности сложно построенных залежей объекта исследования с переходной зоной «нефть-вода» путем использования вспомогательного куба индекса насыщения коллектора и трендового куба нефтенасыщенности.
2. Разработана методика построения карты проницаемости с учетом неоднородности пластов, путем использования рассмотренных существующих способов построения карты проницаемости.
3. Разработана методика построения куба проницаемости с учетом неоднородности пластов при трехмерном моделировании, путем использования основных существующих способов построения куба проницаемости.
4. Данные научно-методические приемы построения карты проницаемости и куба проницаемости были применены при построении трехмерных геологических и гидродинамических моделей продуктивных отложений изучаемого месторождения (например, для пласта $АВ_7$ средняя проницаемость повысилась на 37 % в отличие от ранее применяемого способа).
5. В результате применения, выше предложенных методов уточнения исходных данных, получены достоверные трехмерные геологические и гидродинамические модели, которые обеспечивают эффективность проведения ГТМ по выработке остаточных и вовлечения в эксплуатацию ранее недренируемых запасов нефти.

ГЛАВА 4. ВОВЛЕЧЕНИЕ НЕДООЦЕНЕННЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ В РАЗРАБОТКУ

4.1. Способы интенсификации выработки запасов нефти по результатам уточнения геологического строения и фильтрационных характеристик пласта в межскважинном пространстве

В результате предложенных рекомендаций по уточнению геологического строения залежей нефти, распределения нефтенасыщенности по разрезу пласта и, что самое важное, нового способа комбинированного расчета проницаемости пласта в межскважинном пространстве был сформирован алгоритм переоценки текущих извлекаемых запасов нефти на фильтрационной модели пласта.

Суть предложений в том, что, так как часть пласта при проведении расчетов по нефтеизвлечению на возрастных объектах была переоценена по фильтрационным характеристикам, необходимо после внесения поправок произвести перерасчет областей активной выработки запасов с целью выявления невырабатываемых участков. А в случае выявления недооцененных зон пласта назначить рекомендации по интенсификации выработки найденных участков.

Методы вовлечения в активную разработку недооцененных запасов могут быть различными:

- перевод скважины с других пластов;
- приобщение пласта в результате дострела;
- бурение бокового вертикального ствола;
- бурение бокового горизонтального ствола [23];
- бурение вертикальной скважины;
- бурение горизонтальной скважины;
- радиальное бурении;
- большеобъемные соляно-кислотные обработки.

4.2. Апробация способа интенсификации выработки запасов нефти по результатам исследования в промысловых условиях

Апробация рекомендаций автора была проведена на примере одного из участков пласта $АВ_3$ Северо-Покурского месторождения, характеризующегося повышенной изменчивостью свойств коллектора по напластованию (рисунок 4.1). В результате внесения поправок (после применения разработанных методик) в геологическую основу фильтрационной трехмерной модели пласта (рисунок 4.2) произошло изменение поля проницаемости коллектора (рисунок 4.3). Видно, что по ряду факторов выработка шла опережающими темпами из-за повышенных ФЭС, а соответственно плотность остаточных запасов по ним на текущий момент (до корректировки трехмерных моделей) была завышена. На рисунках 4.4 и 4.5 приведены карты плотности текущих остаточных запасов нефти, рассчитанные до и после внесения поправок. В результате сопоставления карты плотности текущих извлекаемых запасов до построения уточненных трехмерных моделей с применением разработанных методик, с картой плотности текущих извлекаемых запасов полученной из уточненной фильтрационной модели (в результате применения разработанных методик) были выделены зоны недооцененных запасов нефти (рисунок 4.6).

Используя полученную карту недооцененных запасов была проанализирована оптимальность размещения текущего фонда скважин. Благодаря тому, что рассмотренный пласт является объектом возврата и вскрыт множеством транзитных скважин (серые окружности на карте), по данному объекту имеется возможность изменить текущую адресность воздействия на ранее неучтенные запасы минимальными капитальными затратами. А именно, по разработанным рекомендациям, в рамках апробации предложений было решено перевести скважины №№ 346 и 367 на данный пласт $АВ_3$ с целью интенсификации его выработки. Скважина № 346 была переведена с пласта $БВ_1$, где работала с обводненностью 97%, а скважина № 367 была приобщена (в

результате "дострела" (перфорации)) к пласту $АВ_7$, работающему с обводненностью 88-90% с перспективой его изоляции по выработке.

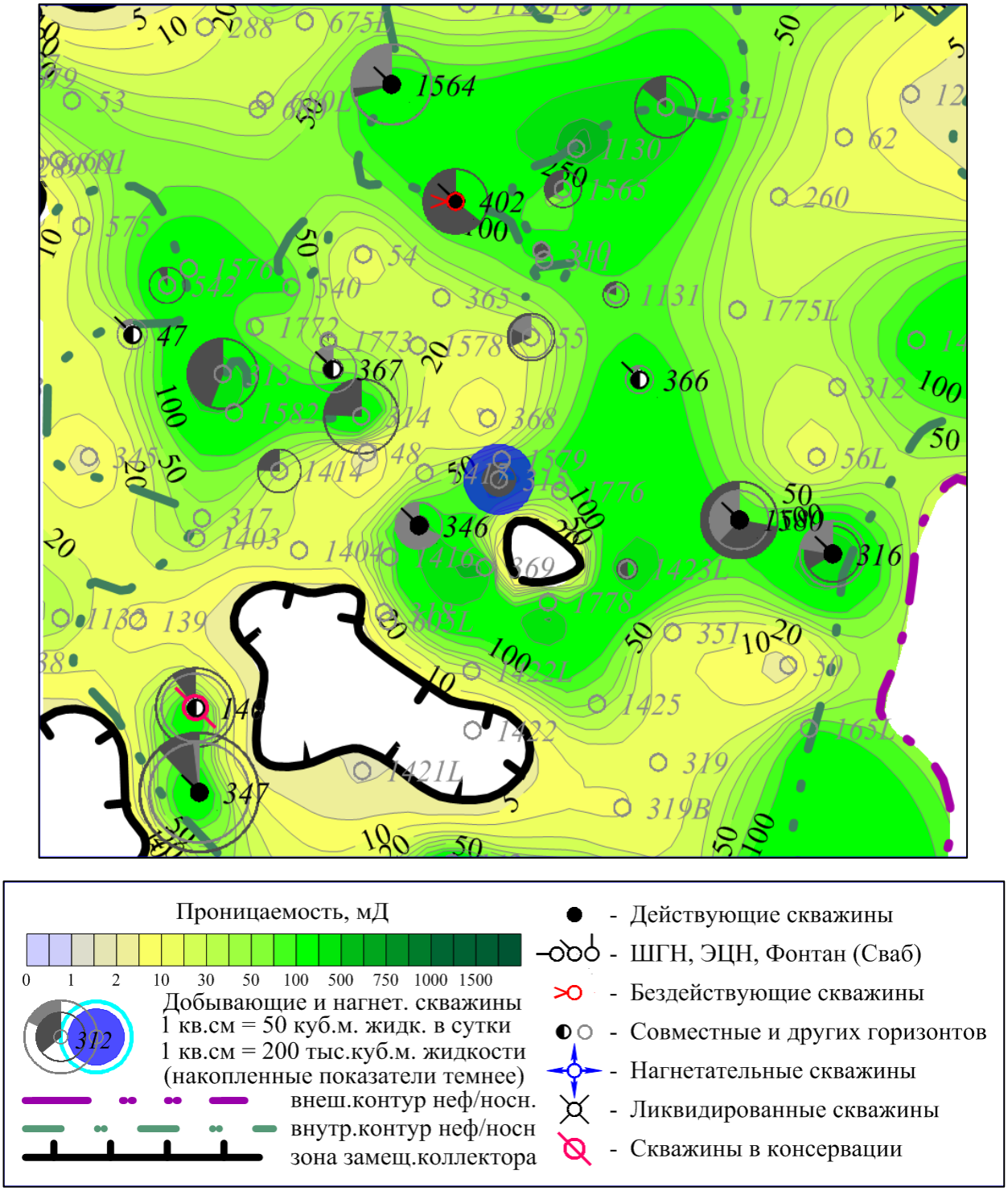

Рисунок 4.1 – Фрагмент карты проницаемости пласта $АВ_3$ Северо-Покурского месторождения без учета неоднородности коллектора

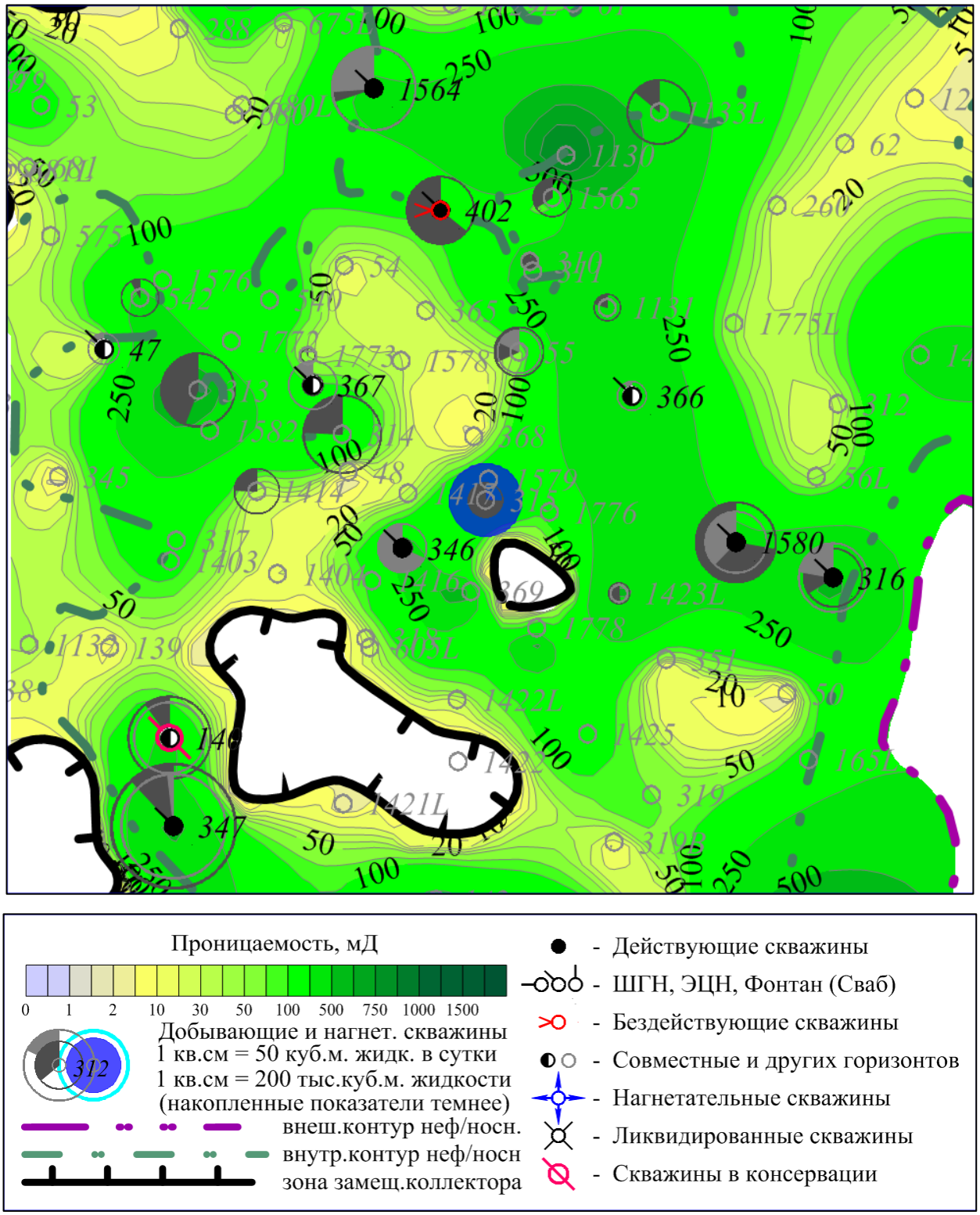

Рисунок 4.2 – Фрагмент карты проницаемости пласта $АВ_3$ Северо-Покурского месторождения с учетом неоднородности коллектора

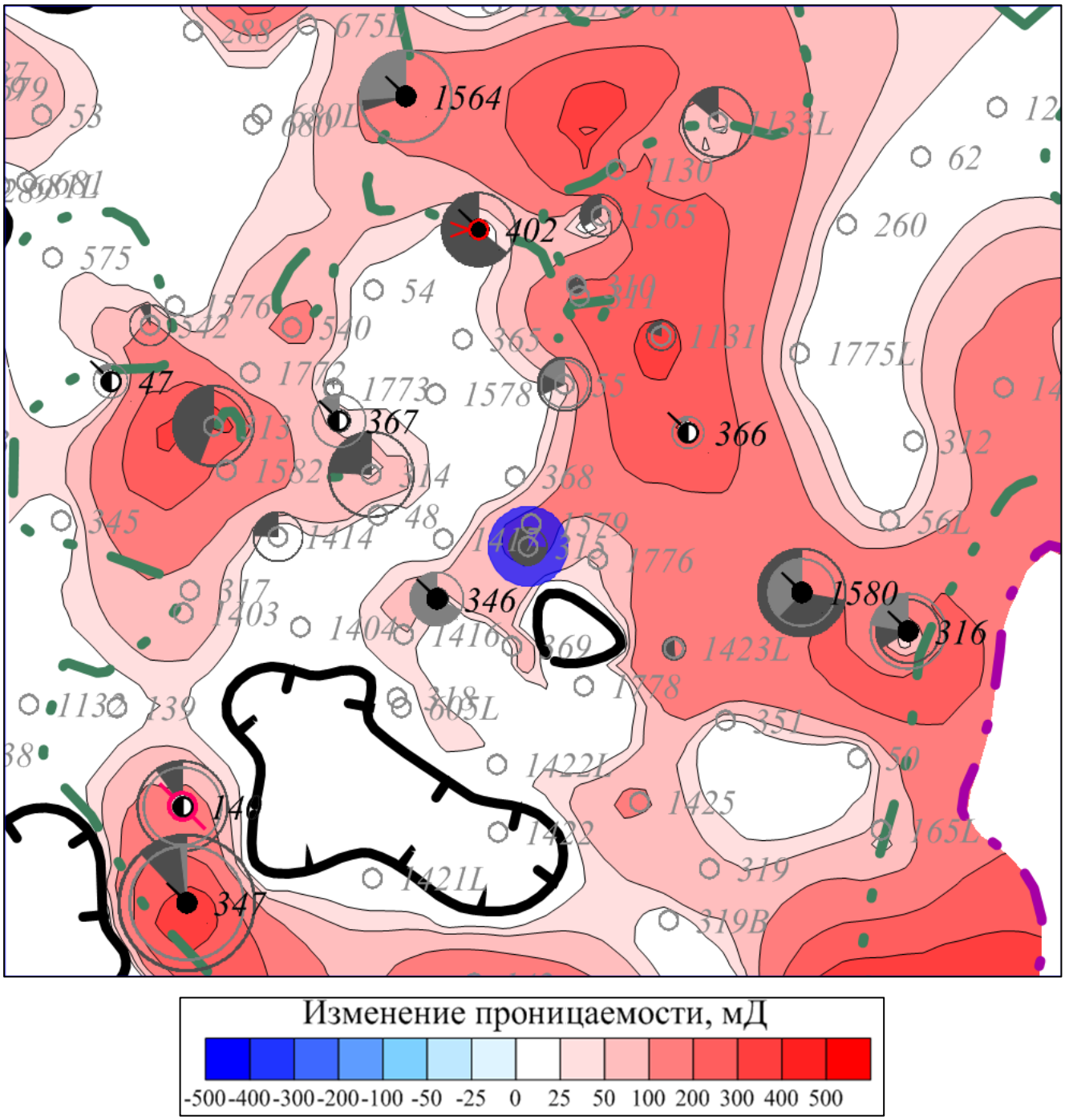

Рисунок 4.3 – Изменение поля проницаемости по рассматриваемому участку пласта $АВ_3$ Северо-Покурского месторождения с учетом неоднородности коллектора

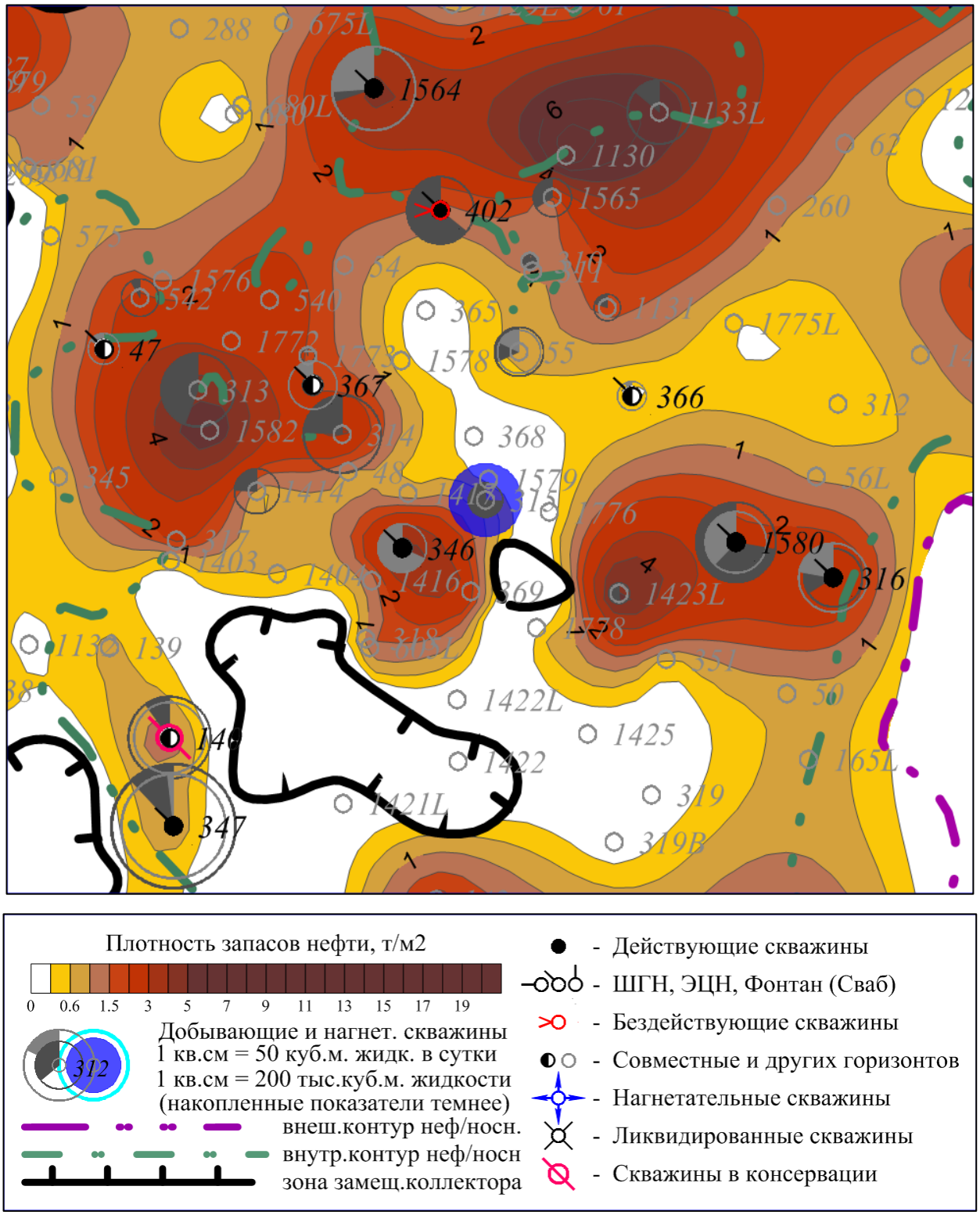

Рисунок 4.4 – Фрагмент карты плотности текущих извлекаемых запасов нефти пласта $АВ_3$ Северо-Покурского месторождения без учета неоднородности коллектора

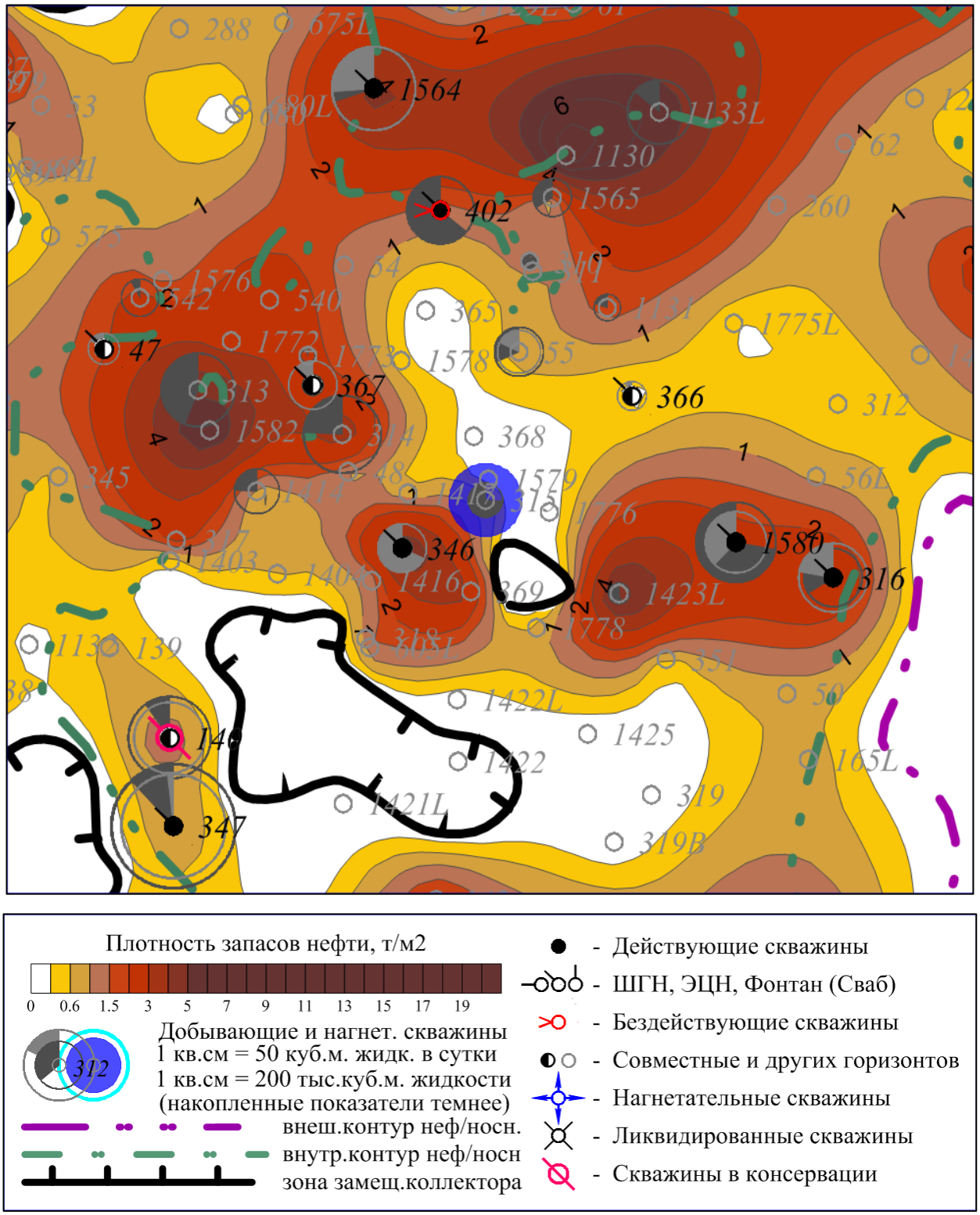

Рисунок 4.5 – Фрагмент карты плотности текущих извлекаемых запасов нефти пласта $АВ_3$ Северо-Покурского месторождения с учетом неоднородности коллектора

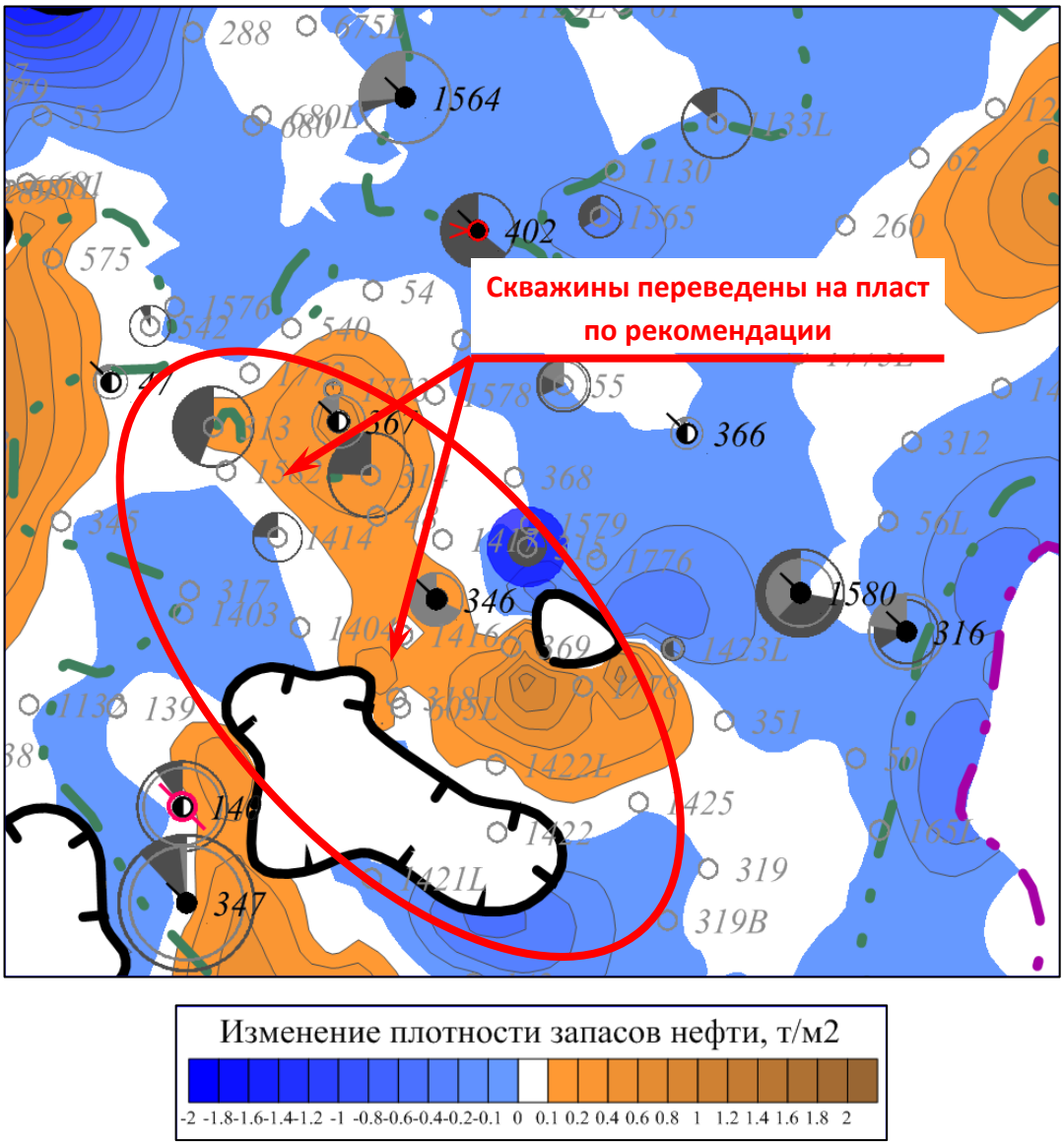

Рисунок 4.6 – Результаты оценки плотности недооцененных текущих извлекаемых запасов нефти по рассматриваемому участку пласта $АВ_3$ Северо-Покурского месторождения и скважины, переведенные на пласт по рекомендациям автора

Динамика показателей работы скважин №№ 346 и 367, переведенных на пласт $АВ_3$ в феврале 2014 г., представлена на рисунках 4.7 и 4.8.

Видно, что по скважине № 346 показатели работы стабилизировались за первые 4 месяца (рисунок 4.7). По скважине № 367, работающей на два пласта,

резкого изменения обводненности не произошло (обводненность на уровне 85-90%), однако заметна тенденция к снижению уровня добычи жидкости.

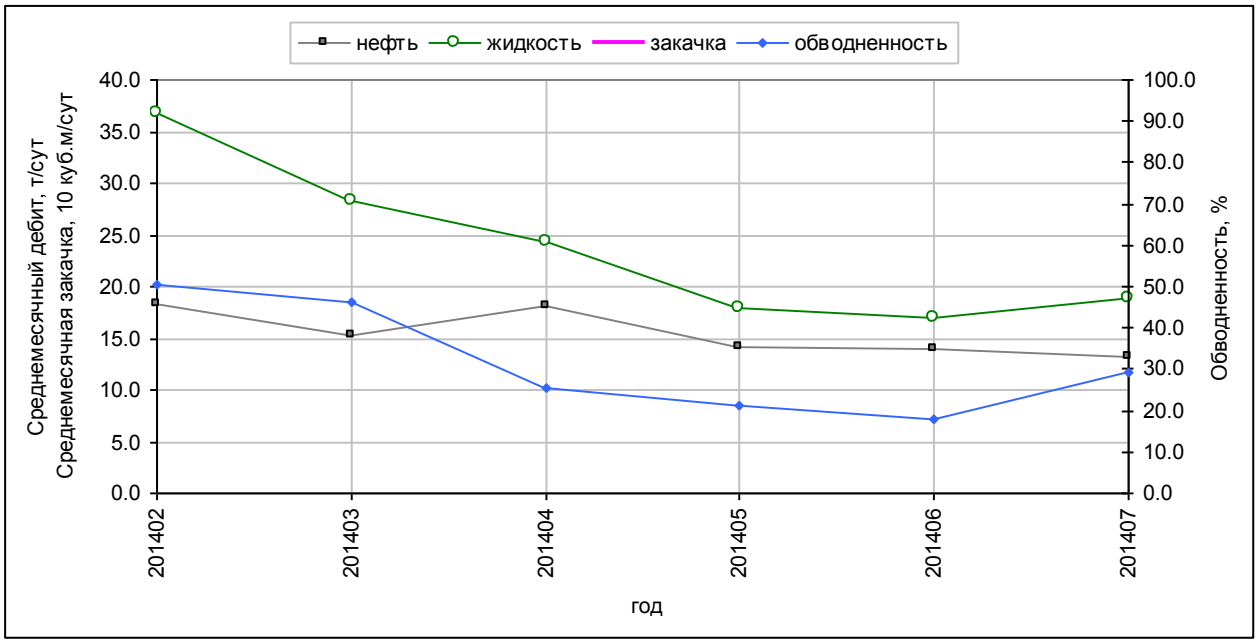

Рисунок 4.7 – Динамика показателей работы скважины № 346 на пласт $АВ_3$ Северо-Покурского месторождения после перевода с пласта $БВ_1$

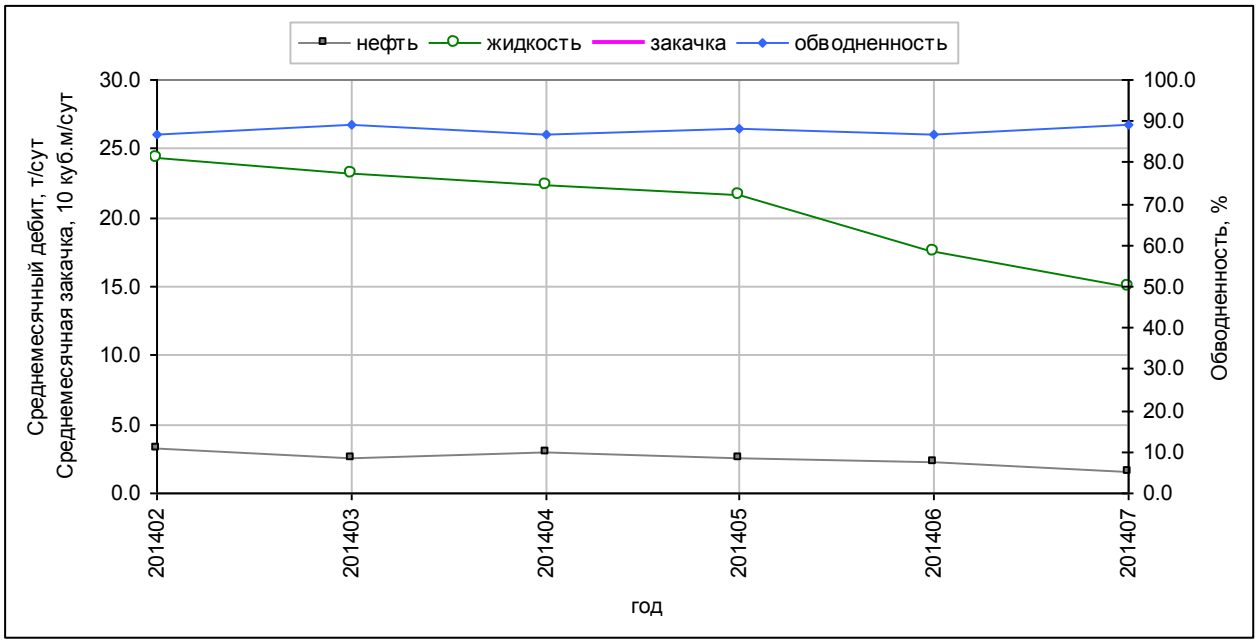

Рисунок 4.8 – Динамика показателей работы скважины № 367 на пласт $АВ_3$ Северо-Покурского месторождения после приобщения её к пласту $АВ_7$

Оценка эффективности работы участка нефтедобычи в целом (рисунок 4.9) по характеристике вытеснения показала повышение удельного показателя, что позволило увеличить добычу по нефти на тонну.

Таким образом, за 6 оценочных месяцев, с учетом интерференции скважин и перераспределения адресности воздействия эффективность нефтедобычи по участку исследования возросла с 0,139 тонн нефти на тонну жидкости до 0,191 т/т, что составляет 37% изменения. В абсолютном выражении, эффективность мероприятия составила 1470 тонн дополнительной добычи нефти.

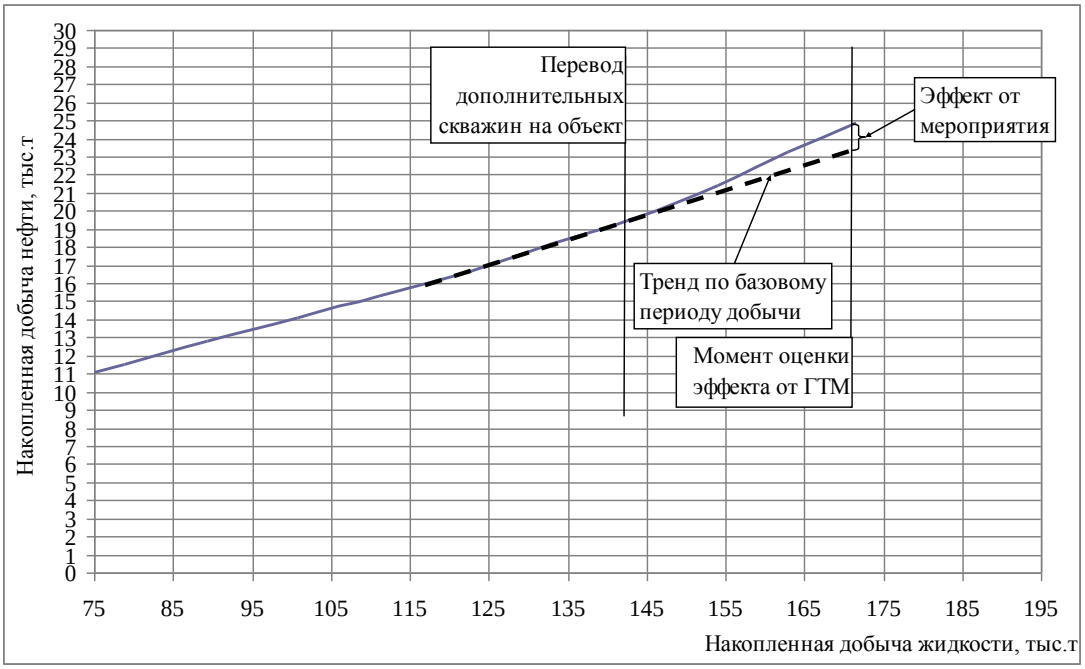

Рисунок 4.9 – Оценка эффективности работы участка нефтедобычи в районе скважин №№ 346 и 367 по характеристике вытеснения

Разработанные методики совершенствования построения трехмерных геологических и гидродинамических моделей, опробованные на объекте $АВ_3$ Северо-Покурского месторождения, являются универсальными и могут быть применены на любых нефтяных многопластовых месторождениях для повышения эффективности применяемой системы разработки.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

Изложенные в диссертационной работе результаты исследований позволяют сделать следующие выводы и рекомендации:

1. На примере обобщения результатов научно-практических работ по уточнению геологического строения разрабатываемых месторождений делается вывод о том, что на некоторых объектах, перешедших в позднюю стадию разработки, выявляется проблема недоизученности геологического строения, связанная, в том числе с недостаточной корректностью определения проницаемости коллектора. Данное обстоятельство снижает достоверность определения остаточных запасов и эффективность технологии их выработки.

2. Разработан и предложен новый способ расчета поправок на абсолютные отметки пластов и ВНК по скважинам, который направлен на уточнение первичной базы данных многопластового нефтяного месторождения с целью повышения достоверности определения геологических запасов. Применение данного способа в условиях нефтепромысла позволяет вводить поправки на АО для наклонных скважин, которые учитывают в совокупности соответствие всех пластов принятым уровням ВНК по вертикальным скважинам, статистической погрешности расчета абсолютных отметок по инклинометрии и структуре поверхности.

3. Предложена методика моделирования куба нефтенасыщенности сложно построенных залежей объекта исследования с переходной зоной «нефть-вода» путем использования вспомогательного куба индекса насыщения коллектора и трендового куба нефтенасыщенности. Применение данной методики формирования трехмерной геологической модели позволило более достоверно оценить величину начальных геологических запасов нефти в залежах объекта исследования.

4. Разработаны и предложены методики построения карты и куба проницаемости, учитывающие неоднородность пласта и ячеек трехмерной сетки соответственно. Применение данных подходов при построении трехмерных

геологической и гидродинамической моделей позволило выявить и оценить зоны текущих подвижных запасов нефти, недренируемых областей, значения параметров пласта в новых скважинах, а также осуществить прогноз ожидаемых дебитов.

5. На основе уточненных трехмерных моделей одного из пластов объекта исследования (пласт $АВ_3$) были выработаны рекомендации для повышения эффективности применяемой системы разработки. Рекомендации по объекту включают в себя перевод двух скважин с нижележащих пластов в области недооцененных по выработке запасов нефти. От внедрения разработанных рекомендаций в период с февраля по июль 2014 г. дополнительная добыча нефти по участку составила 1470 тонн нефти, при этом получен экономический эффект в размере 1,6 млн. рублей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Александров, Б. Л. Изучение карбонатных коллекторов геофизическими методами [Текст] / Б. Л. Александров. – М.: Недра, 1979. – 200 с.

2. Бакиров, И. М. Развитие систем разработки нефтяных месторождений с применением заводнения [Текст]: Автореф. дис. … д-ра техн. наук: 25.00.17 / Бакиров Ильшат Мухаметович – Бугульма, 2012. – 50 с.

3. Билибин, С. И. Технология создания и сопровождения трехмерных цифровых геологических моделей нефтегазовых месторождений [Текст]: Автореф. дис. … д-ра техн. наук: 25.00.10 / Билибин Святослав Игоревич – Москва, 2012. – 45 с.

4. Вафин, Р. В. Уточнение геологического строения фаменских отложений Алексеевского месторождения путем выделения локальных зон замещений коллектора и прирост запасов нефти в них [Текст] / Р. В. Вафин, А. Ф. Егоров, А. А. Махмутов, Р. З. Хуснутдинова, Э. Р. Мустаева // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 3. – С. 5-9.

5. Виноходов, М. А. Влияние минералогического состава пород на показания методов сопротивления на примере Ново-Покурского месторождения [Текст] / М. А. Виноходов, А. Б. Петрушин, Р. Х. Гильманова // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 10. – С. 44-48.

6. Владимиров, И. В. Проблемы разработки водонефтяных и частично заводненных зон нефтяных месторождений [Текст] / И. В. Владимиров, Н. И. Хисамутдинов, М. М. Тазиев. – М.: ВНИИОЭНГ, 2007. – 360 с.

7. Габнасыров, А. В. Моделирование карбонатных коллекторов смешанного типа по геолого-геофизическим данным (на примере нефтяных месторождений Соликамской депрессии) [Текст]: Автореф. дис. … канд. техн. наук: 25.00.10 / Габнасыров Алексей Васильевич. – Пермь, 2012. –23 с.

8. Гаврилов, В. П. Состояние ресурсной базы нефтедобычи в России и перспективы ее наращивания [Текст] / В. П. Гаврилов, Е. Б. Грунис // Геология нефти и газа. – М.: Геоинформ, 2012. – № 5. – С. 4-9.

9. Гилаев, Г. Г. Развитие теории и практики добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на сложно построенных месторождениях [Текст]: Автореф. дис. … д-ра техн. наук: 25.00.17 / Гилаев Гани Гайсинович. – Тюмень, 2004. – 65 с.

10. Гильманова, Р. Х. Влияние кавернозности коллекторов на формирование геологических запасов окского надгоризонта [Текст] / Р. Х. Гильманова, Р. Г. Сарваретдинов, И. Ф. Рустамов, А. А. Хальзов, М. М. Галиуллин // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 3. – С. 8-13.

11. Гильманова, Р. Х. Влияние литологии на сопротивление нефтенасыщенных карбонатных коллекторов в переходной зоне и их разработка [Текст] / Р. Х. Гильманова, А. Ф. Егоров, С. А. Кротов, Р. Р. Зиятдинов // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 84-89.

12. Гильманова, Р. Х. Выделение циклитов в результате уточнения геологического строения пласта $БС_{10}$ Западно-Усть-Балыкского месторождения [Текст] / Р. Х. Гильманова, Э. Р. Мустаева, М. Д. Идрисов, В. С. Никитин // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 10. – С. 27-30.

13. Гильманова, Р. Х. Методика выделения гипсов и загипсованных пород в нефтеносных карбонатных пластах при решении промысловых гидродинамических задач [Текст] / Р. Х. Гильманова, Р. Г. Сарваретдинов, Р. Ш. Динмухамедов, А. В. Насыбуллин, В. В. Лаптев // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 10. – С. 14-17.

14. Гильманова, Р. Х. Методы уточнения базы данных для формирования ГТМ [Текст] / Р. Х. Гильманова. – М.: ВНИИОЭНГ, 2002. – 168 с.

15. Гильманова, Р. Х. Моделирование кавернозности при построении 3D-моделей по Сорочинско-Никольскому месторождению [Текст] / Р. Х. Гильманова, Л. У. Давлетова, Р. Г. Сарваретдинов, Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Еникеев, В. И. Соболев // Нефтепромысловое дело. – 2013. – №3. – С. 15-18.

16. Гильманова, Р. Х. Модернизация построения структурных карт при недостаточной информативности [Текст] / Р. Х. Гильманова, Р. Г. Сарваретдинов, И. Н. Файзуллин // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 8. – С. 78-83.

17. Гильманова, Р. Х. О методах уточнения исходных данных для построения геологической модели на примере месторождений Оренбургской области [Текст] / Р. Х. Гильманова, Э. Р. Мустаева, Л. Н. Афонина, С. А. Кротов, Р. Р. Зиятдинов // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1.– С. 4-7.

18. Гильманова, Р. Х. Особенности моделирования куба нефтенасыщенности сложно построенных залежей с переходной зоной «нефть-вода» на примере Северо-Покурского месторождения [Текст] / Р. Х. Гильманова, Д. М. Васильев, А. А. Махмутов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2014. – №12. – С. 21-25.

19. Гильманова, Р. Х. Совершенствование геотехнологических основ разработки многопластовых месторождений [Текст]: Автореф. дис. … д-ра техн. наук: 25.00.17 / Гильманова Расима Хамбаловна – Уфа, 2005. – 48 с.

20. Гильманова, Р. Х. Совершенствование изучения геологической модели с помощью автоматизированных корреляционных разрезов [Текст] / Р. Х. Гильманова, А. З. Нафиков, Р. Г. Сарваретдинов, И. Н. Файзуллин // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 8. – С. 75-77.

21. Гильманова, Р. Х. Уточнение геологического строения с выявлением перспективных участков для бурения и предложения по совершенствованию технологии разработки Вахитовского нефтяного месторождения [Текст] / Р. Х. Гильманова. – Уфа, 2012. – 335 с.

22. Гиматудинов, Ш. К. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: учебн. пособие [Текст] / Ш. К. Гиматудинов и др. – М.: Недра, 1983. – 463 с.

23. Григорян, А. Н. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами [Текст] / А. Н. Григорян – М.: Недра, 1969. – 190 с.

24. Гудков, А. С. Пересчёт запасов нефти и ТЭО КИН Журавлёвско-Степановского месторождения Оренбургской области [Текст]: отчет о НИР / Тюменский Нефтяной Научный Центр; рук. Гудков А. С. – Москва, 2009 г. – 174 с.

25. Данилова, Т. Е. О некоторых причинах неоднородности высокопродуктивных нефтяных пластов [Текст] / Т. Е. Данилова // Сборник научн. трудов ТатНИПИнефть, 1971. – Вып. 20.

26. Добрынин, В. М. Петрофизика [Текст] / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Д. А. Кожевников. – М.: Недра, 1991. – 368 с.

27. Дополнение к технологической схеме разработки Северо-Покурского месторождения [Текст]: отчет о НИР / ОАО «ВНИИнефть». – Москва, 2013. – Кн. 1 – 698 с. – (Фонды ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»).

28. Егоров, А. Ф. Интенсификация выработки запасов нефти из низкоомных карбонатных коллекторов [Текст]: дис. … канд. техн. наук: 25.00.17 / Егоров Андрей Федорович. – Уфа, 2012. – 106 с.

29. Закревский, К. Е. Геологическое 3D моделирование [Текст] / К. Е. Закревский. – М.: ИПЦ «МАСКА», 2009. – 376 с.

30. Ибатуллин, Р. Р. Новые технологические решения проблем поздней стадии разработки [Текст] / Р. Р. Ибатуллин // Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов: матер. Междунар. научн.-практ. конф. – Казань: Изд-во «ФЭН», 2008. – С. 195-197.

31. Иктисанов, В. А. Обработка кривых восстановления давления с учетом притока путем использования численных методов [Текст] / В. А. Иктисанов, Р. Н. Дияшев // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1999. – № 6. – С. 31-36.

32. Копытов, А. В. Определение извлекаемых запасов нефти в карбонатных коллекторах при разработке их на истощение [Текст] / А. В. Копытов // Нефтяное хозяйство. – 1970. – № 2. – С. 32-34.

33. Кристьян, И. А. Опыт прогнозирования и выявления залежей нефти на примере территории Больше-Кинельского вала [Текст] / И. А. Кристьян, В. А. Лепихин, Р. Х. Гильманова, Р. Г. Сарваретдинов, В. Ш. Шаисламов, А. А. Махмутов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 6. – С. 60-65.

34. Кузнецов, М. А. Способ определения поправок абсолютных отметок в наклонных скважинах и водонефтяного контакта многопластового месторождения [Текст] / М. А. Кузнецов, Н. Л. Черковский, Г. А. Бахтияров, Р. Г. Сарваретдинов, А. А. Махмутов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 11. – С. 49-51.

35. Ларочкина, И. А. Геологические основы поисков и разведки залежей нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан [Текст] / И. А. Ларочкина. – Казань: ПФ ГАРТ, 2008. – 210 с.

36. Лукьянова, Р. Г. Геологические аспекты поисков залежей нефти в девонском терригенном резервуаре Татарстана [Текст]: Автореф. дис. … канд. геол.-мин. наук: 04.00.17 / Лукьянова Резеда Габдрашитовна. – Бугульма, 2003. – 24 с.

37. Максимов, В. М. О современном состоянии нефтедобычи, коэффициенте извлечения нефти и методах увеличения нефтеотдачи [Электронный ресурс] / В. М. Максимов // Бурение и нефть. – 2011. – №2. – http://burneft.ru/archive/issues/2011-02/6.

38. Максимов, С. П. Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [Текст] / С. П. Максимов. – М.: Недра, 1969. – 801 с.

39. Манапов, Т. Ф. Научно-методические основы выработки остаточных запасов нефти из неоднородных по проницаемости пластов [Текст]: дис. … д-ра техн. наук: 25.00.17 / Манапов Тимур Фанузович – Уфа, 2011. –314 с.

40. Манапов, Т. Ф. Оптимизация и мониторинг разработки нефтяных месторождений [Текст] / Т. Ф. Манапов. – М.: ВНИИОЭНГ, 2011. – 296 с.

41. Мастепанов, А. М. Топливно-энергетический комплекс России на рубеже веков: состояние, проблемы и перспективы развития [Текст] / А. М. Мастепанов // Справочно-аналитический сборник в двух томах: Том 1. Россия в энергетических показателях мира. Экономика страны и ее топливно-энергетический комплекс. Основные показатели ТЭК России, его минерально-

сырьевая и ресурсная база. Показатели развития основных отраслей ТЭК. – М.: Энергия, 2009. – Том 1. – 530 с.

42. Махмутов, А. А. Исследование метода деконволюции для обработки данных ГДИ [Текст] / А. А. Махмутов // Тезисы докладов студен. научн.-практ. конф. по физике 11 мая 2012 г. – Уфа: РИЦ БашГУ, 2012. – С. 126-127.

43. Махмутов, А. А. Исследование методики обработки недовосстановленных КВД путем внесения поправки на приток жидкости [Текст] / А. А. Махмутов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2015. – № 3. – С. 24-27.

44. Махмутов, А. А. Методика обработки недовосстановленных КВД путем внесения поправки на приток жидкости [Текст] / А. А. Махмутов, А. Ш. Рамазанов // Промысловая геофизика: проблемы и перспективы. Сборник докладов V молодеж. научн.-практ. конф. – Уфа: Изд-во НПФ «Геофизика», 2011. – С. 127-131.

45. Махмутов, А. А. Методы деконволюции при решении обратных задач подземной гидромеханики [Текст] / А. А. Махмутов // Тезисы докладов студен. научн.-практ. конф. по физике 22 апреля 2011 г. – Уфа: РИЦ БашГУ, 2011. – С. 80-81.

46. Махмутов, А. А. Решение одной обратной задачи об определении параметров пласта методом деконволюции [Текст] / А. А. Махмутов // Фундаментальная математика и её приложения в естествознании: матер. Междунар. школы-конф. для студентов, аспирантов и молодых ученых. Т. 2. Физика. 2-6 октября 2011 г. – Уфа: РИЦ БашГУ, 2011. – С. 167-172.

47. Махмутов, А. А. Совершенствование методики построения куба проницаемости с учетом неоднородности пластов при трехмерном моделировании [Текст] / А. А. Махмутов, Р. Х. Гильманова, Р. Г. Сарваретдинов, В. Н. Кожин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2015. – № 4. – С. 26-28.

48. Махмутов, А. А. Численное моделирование неизотермической фильтрации жидкости в пласте [Текст] / А. А. Махмутов // Математическое

моделирование и информационные технологии (ММИТ): сборник тезисов IV Молодёж. научн.-практ. конф. 11 мая, 2012. – Казань: ТГТ Прайм, 2012. – С. 9-10.

49. Махмутов, А. А. Численное моделирование нестационарной неизотермической фильтрации жидкости в пористой среде [Текст] / А. А. Махмутов // Сборник тезисов, матер. XVIII Всеросс. научн. конф. студентов-физиков и молодых ученых (ВНКСФ-18, Красноярск): матер. конф., тезисы докладов: В 1 т.Т.1. – Красноярск: Изд-во АСФ РФ, 2012. – С. 496-497.

50. Мигранов, А. Р. Опыт моделирования сложных геологических тел (залежей) на примере Сорочинско-Никольского месторождения [Текст] / А. Р. Мигранов, Р. Х. Гильманова, Р. Г. Сарваретдинов, А. А. Хальзов, И. А. Федорова, М. М. Галиуллин // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 3. – С. 12-15.

51. Морозов, В. П. Анализ, петрофизические и гидродинамические исследования керна ЗАО "АЛОЙЛ" в 2006 году [Текст] / В. П. Морозов, Е. А. Юдинцев. – Бугульма: Наука, 2006. – 26 с.

52. Морозов, В. П. Минералого-литологический анализ керна для оценки перспективности карбонатных пластов турнейского яруса Алексеевского месторождения [Текст] / В. П. Морозов. – Казань: КГУ, 2006. – 93 с.

53. Морозов, В.П. Формирование вторичной кавернозности в карбонатных коллекторах турнейского яруса в пределах восточного борта Мелекесской впадины и западного склона Южно-Татарского свода РТ [Текст] / В. П. Морозов, Э. А. Королев, Г. А. Кринари, С. Н. Пикалев // ТЭК России – основа процветания страны: Сборник докладов. – СПб.: Недра, 2004. – С. 109-117.

54. Мулявин, С. Ф. Научно-методическое обоснование проектирования разработки малых залежей нефти и газа [Текст] / С. Ф. Мулявин, А. Н. Лапердин, А. В. Бяков. – СПб: Недра, 2012. – 300 с.

55. Мулявин, С. Ф. Проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений [Текст] / С. Ф. Мулявин. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 204 с.

56. Муслимов, Р. Х. Влияние особенностей геологического строения на эффективность разработки Ромашкинского месторождения [Текст] / Р. Х. Муслимов. – Казань: КГУ, 1979. – 300 с.

57. Муслимов, Р. Х. Перспективы прироста запасов на разрабатываемых месторождениях за счет локальных нефтеносных объектов на примере Ромашкинского месторождения [Текст] / Р. Х. Муслимов, Р. С. Хисамов, Э. И. Сулейманов // Доклады заседания "Круглого стола": Проблемы обеспечения запасами углеводородов в республиках и областях Волго-Камского региона. – Казань: Мастер Лайн, 2000. – С. 22-25.

58. Мухаметшин, Р. З. Геологические основы эффективного освоения и извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти [Текст]: Автореф. дис. … д-ра геол.-минер. наук: 25.00.12, 25.00.17 / Мухаметшин Рустам Закиевич. – М.: ИГиРГИ, 2006. – 51 с.

59. Мягков, М. М. Обзор состояния нефтяной отрасли Российской Федерации [Электронный ресурс] / М. М. Мягков, А. В. Сычева // Студенческий научный форум: матер. V Междунар. студен. электронной научн. конф. 15 февраля – 31 марта 2013 г. – http://www.scienceforum.ru/2013/pdf/5879.pdf

60. Насыбуллин, А. В. Создание и исследование методов проектирования, анализа и управления разработкой нефтяных месторождений на основе комплекса информационных технологий [Текст]: Автореф. дис. … д-ра техн. наук: 25.00.17 / Насыбуллин Арслан Валерьевич – Бугульма, 2012. – 50 с.

61. Никитин, В. С. Совершенствование методов оценки и планирования геолого-технических мероприятий на базе статистических данных [Текст] / В. С. Никитин, С. Д. Глебов, Д. К. Сагитов, А. А. Махмутов // Нефтепромысловое дело. - 2014. – № 12. – С. 26-29.

62. Оценка состояния системы заводнения пластов ЮВ1(1) и ЮВ1(2) и разработка мероприятий по повышению ее эффективности Ново-Покурского месторождения [Текст]: отчет о НИР / НПО «Нефтегазтехнология» – Уфа, 2013. – Кн. 1, 2, 3. – 227 с.

63. Ошлакова, А. С. Анализ геофизических и эксплуатационных данных низкоомных коллекторов [Текст] / А. С. Ошлакова // Изв. Томского политехн. ун-та. – 2011. – Т. 318. – № 1. – С. 68-72.

64. Пантелеев, А. С. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области [Текст] / А. С. Пантелеев, Н. Ф. Козлова. – Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1977. – 272 с.

65. Папухин, С. П. Исследование влияния техногенного воздействия на структуру порового пространства, фильтрационно-емкостные свойства нефтенасыщенных коллекторов [Текст]: Автореф. дис. … канд. техн. наук: 25.00.17 / Папухин Сергей Петрович – Уфа, 2008. – 24 с.

66. Пересчет запасов Алексеевского нефтяного месторождения [Текст]: Отчет ЗАО «Алойл». – Казань, 2004. – 367 с.

67. Петерсилье, В. И. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом [Текст] / В. И. Петерсилье, В. И. Проскурина, Г. Г. Яценко. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ "Тверьгеофизика", 2003.

68. Петерсилье, В. И. Методические рекомендации по применению ядерно-физических методов ГИС, включающих углеродно-кислородный каротаж, для оценки нефте- и газонасыщенности пород-коллекторов в обсаженных скважинах [Текст] / В. И. Петерсилье, Г. Г. Яценко. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ "Тверьгеофизика", 2003. – 39 с.

69. Подсчет запасов нефти Алексеевского и Подгорного участков Алексеевского месторождения [Текст]: Отчет ЗАО «Алойл». – Казань, 2006. – 212 с.

70. Рамазанов, А. Ш. Решение одной обратной задачи об определении параметров пласта методом деконволюции [Текст] / А. Ш. Рамазанов, А. А. Махмутов // Фундаментальная математика и её приложения в естествознании: матер. Междунар. школы-конф. для студентов, аспирантов и молодых ученых. Т. 2. Физика. 2-6 октября 2011 г. – Уфа: РИЦ БашГУ, 2011. – С. 167-172.

71. Салихов, М. М. Проблемы поисков новых залежей на длительно разрабатываемых месторождениях Татарстана [Текст] / М. М. Салихов, С. Ф. Хайрдинова, В. Г. Базаревская // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 7. – С. 4-7.

72. Сарваретдинов, Р. Г. Использование геолого-математической модели пласта при сопоставлении средних значений пористости и проницаемости различных по неоднородности пластов [Текст] / Р. Г. Сарваретдинов, Д. К. Сагитов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2008. – № 10. – С. 15-20.

73. Сарваретдинов, Р. Г. Методика введения поправок на абсолютные отметки при обосновании положения ВНК [Текст] / Р. Г. Сарваретдинов, Д. А. Кравец, С. Л. Рыжов, Р. Р. Байгазин // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 10. – С. 7-11.

74. Сарваретдинов, Р. Г. Оценка перспективных запасов нефти в залежах прогнозных месторождений, расположенных в малоисследованных районах [Текст] / Р. Г. Сарваретдинов, А. А. Махмутов, С. Н. Смирнов, В. В. Васильев, Д. Е. Дерюшев // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: матер. Междунар. научн.-практ. конф. 23 апреля 2014 г. в рамках Нефтегазового форума и XXII Междунар. специализ. выставки «Газ. Нефть. Технологии – 2014». – Уфа, 2014. – С. 36-38.

75. Сарваретдинов, Р. Г. Совершенствование методики построения карты проницаемости с учетом неоднородности пластов [Текст] / Р. Г. Сарваретдинов, А. А. Махмутов, А. А. Амиров, И. Г. Хамитов // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 4. – С. 26-29.

76. Сарваретдинов Р. Г. Совершенствование методов оценки степени выработанности нефтенасыщенного пласта на поздней стадии разработки [Текст]: Автореф. дис. … канд. техн. наук: 25.00.17 / Сарваретдинов Рашит Гасымович. – Бугульма, 2003. – 24 с.

77. Сафиуллин, И. Р. Идентификация линейного динамического объекта как способ прогнозирования эффекта от изменения закачки в нагнетательной

скважине [Текст] / И. Р. Сафиуллин, Д. М. Васильев, А. А. Махмутов // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 12. – С. 9-13.

78. Тайчинов, М. Н. Выделение видов локальных составляющих пород клиноформного типа нефтегазоносных пластов на примере месторождений Западной Сибири [Текст] / М. Н. Тайчинов, М. С. Антонов, Р. Х. Гильманова, А. М. Тупицин, А. А. Махмутов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – №7. – С. 28-30.

79. Уточнение геологического строения и показателей разработки по объектам Северо-Покурского месторождения [Текст]: Отчет о НИР / НПО «Нефтегазтехнология». – Уфа, 2014. Кн. 1,2. – 698 с. – (Фонды ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»).

80. Уточнение геологического строения низкоомных коллекторов верхнетурнейского подъяруса Алексеевского месторождения [Текст]: Отчет о НИР // НПФ «Востокнефтегазтехнология». – Уфа, 2012. – 239 с. – (Фонды ЗАО «Алойл»).

81. Уточнение геологического строения распределения насыщенности коллекторов и оценка подвижных запасов Западно-Усть-Балыкского месторождения [Текст]: Отчет о НИР / НПО «Нефтегазтехнология». – Уфа, 2013. – Кн. 1, 2. – 168 с. – (Фонды ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»).

82. Уточнение геологического строения фаменских отложений Алексеевского месторождения с целью поиска новых запасов нефти [Текст]: Отчет о НИР / НПФ «Востокнефтегазтехнология». – Уфа, 2013. –114 с. – (Фонды ЗАО «Алойл»).

83. Файзуллин, И. Н. Геолого-геофизическое доизучение Ромашкинского нефтяного месторождения на поздней стадии разработки [Текст]: Автореф. дис. … канд. геол.-мин. наук: 25.00.12 / Файзуллин Илфат Нагимович. – Уфа, 2010. – 24 с.

84. Хафизов, Ф. З. Повышение эффективности разведки залежей крупных нефтегазоносных комплексов [Текст] / Ф. З. Хафизов. – Л.: Недра, 1991. – 264 с.

85. Хисамов, Р. С. Проблемы геологического моделирования залежей в старых нефтедобывающих регионах [Текст] / Р. С. Хисамов, В. Г. Базаревская, Т. И. Тарасова, Н. А. Бадрутдинова // Тр. ТатНИПИнефть. – 2012. – Выпуск № LXXX. – С. 7-10.

86. Хисамутдинов, Н. И. Проблемы сохранения продуктивности скважин и нефтенасыщенных коллекторов в заключительной стадии разработки [Текст] / Н. И. Хисамутдинов, И. В. Владимиров, Т. Г. Казакова. – СПб: Недра, 2007. – 232 с.

87. Хисамутдинов Н. И. Разработка нефтяных месторождений [Текст] / Н. И. Хисамутдинов, Г. З. Ибрагимов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994. – Т. I. –240 с.; Т. II. – 272 с.; Т. III.–149с.; Т. IV–263 с.

88. Хисамутдинов, Н. И. Разработка нефтяных пластов в поздней стадии [Текст] / Н. И. Хисамутдинов, Р. Х. Гильманова, И. В. Владимиров, Н. З. Ахметов, Р. Г. Абдулмазитов, Р. Г. Сарваретдинов / Геология и разработка нефтяной залежи в поздней стадии. Том I. – М.: ВНИИОЭНГ, 2004. – 252 с.

89. Черковский, Н. Л. Использование метода определения абсолютных отметок в наклонных скважинах и водонефтяного контакта в промысловых условиях [Текст] / Н. Л. Черковский, Г. А. Бахтияров, Р. Г. Сарваретдинов, А. А. Махмутов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 11. – С. 52-54.

90. Черковский, Н. Л. Метод снижения затрат энергии на заводнение пластов [Текст] / Н. Л. Черковский, В. Э. Халикова, Д. М. Васильев, А. А. Махмутов, Т. Р. Вафин // Энергоэффективность. Проблемы и решения: матер. XIV Междунар. научн.-практ. конф. 23 октября 2014 г. в рамках XIV Российского энергетического форума. – Уфа: Изд-во ИПТЭР, 2014. – С. 18-21.

91. Черковский, Н. Л. Опыт регулирования процесса выработки запасов нефти пласта на основе анализа поскважинной кратности запасов [Текст] / Н. Л. Черковский, С. Д. Глебов, Н. И. Хисамутдинов, И. Ш. Щекатурова, А. А. Махмутов // Нефтепромысловое дело. –2014. – № 12. – С. 14-20.

92. Черковский, Н. Л. Оценка введенных в разработку запасов нефти путем вейвлет-разложения промысловых данных эксплуатации скважин [Текст] / Н. Л.

Черковский, И. Р. Сафиуллин, А. А. Махмутов, Д. М. Васильев // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 10. – С. 11-14.

93. Черковский, Н. Л. Энергосберегающие технологии заводнения [Текст] / Н. Л. Черковский, С. П. Круглов, В. Э. Халикова, А. А. Махмутов, Д. М. Васильев, Т. Р. Вафин // Энергоэффективность. Проблемы и решения: матер. XIV Междунар. научн.-практ. конф. 23 октября 2014 г. в рамках XIV Российского энергетического форума. – Уфа: Изд-во ИПТЭР, 2014. – С. 25-27.

94. Шашель, В. А. Методика определения коэффициента глинистости коллекторов в пластах с высокой радиоактивностью [Текст] / В. А. Шашель, В. Н. Кожин, А. А. Пакшаев, Р. Г. Сарваретдинов, Р. Х. Гильманова, Н. А. Воронцова // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 3. – С. 36-39.

95. Шашель, В. А. Повышение эффективности нефтевытеснения из глинизированных коллекторов содержащих в себе включения слюды [Текст]: Автореф. дис. … канд. техн. наук: 25.00.17 / Шашель Вадим Александрович – Уфа, 2006. – 24 с.

96. Щелкачев, В. Н. Отечественная и мировая нефтедобыча - история развития, современное состояние и прогнозы: монография [Текст] / В. Н. Щелкачев. – М.: ГУП Изд-во "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001. – 128 с.

97. Gladfelter, R. E. Selecting wells which will respond to production – stimulation treatment [Text] / R. E. Gladfelter, G. W. Tracy, L. E. Wilsey // OGJ. – V. 54. – № 3. – May. 1995. p. 126-131.

98. Leverett, M. C. Capillary behaviour in porous solids [Text] / M. C. Leverett // Transactionsofthe AIME. – 1941. – 142. – p. 159-172.

99. Meunier, D. Interpretation of pressure buildup test using in-situ measurement of afterflow [Text] / B. Meunier, M. J. Wittman, G. Stewart // JPT – 1985. – 1. – p. 27-33.

100. Patnode, H. W. The Presence of Conductive Solids in Reservoir Rocks as a Factor in Electric Log Interpretation [Text] / H. W. Patnode, M. R. Wyllie // : Transactionsofthe AIME. – 1950. – 189.

101. Pirson, S. J. Elements of Oil Reservoir Engineering [Text] / S. J. Pirson // 1 st. ed. McGraw-Hill Book Company, Inc. New York, 1950.

102. Stehfest, H. Numerical Inversion of Laplace Transforms [Text] / H. Stehfest // Comm.ACM. – 1970. – 13(1). – p. 47-49.