

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

На правах рукописи



БОЖЕНЮК НАДЕЖДА НЕОНИЛОВНА

**МЕТОДЫ АДАПТАЦИИ И СНИЖЕНИЯ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ ПРИ
ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ
ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ
РЯДА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Специальность 25.00.12

Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
Стрекалов Александр Владимирович
доктор технических наук

Тюмень – 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
РАЗДЕЛ 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ТРЕХМЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ. ОБЗОР МЕТОДОВ ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГО- ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ	10
ВЫВОДЫ ПО ПЕРВОМУ РАЗДЕЛУ	21
РАЗДЕЛ 2. АНАЛИЗ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ВХОДНЫХ ДАННЫХ ПРИ ГЕОЛОГИЧЕСКОМ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ	23
2.1 Анализ и классификация причин возникновения неопределенностей при геологическом и гидродинамическом моделировании	23
2.2 Ранжирование параметров адаптации геолого-гидродинамической модели по неопределенности	39
ВЫВОДЫ ПО ВТОРОМУ РАЗДЕЛУ	55
РАЗДЕЛ 3. СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ПОСТРОЕНИЯ ТРЕХМЕРНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ	56
3.1 Краткая характеристика месторождения R	56
3.2 Выбор алгоритма построения геологических моделей	61
3.3 Разработка и адаптация алгоритмов построения кубов литологии	63
РАЗДЕЛ 4. УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ С УЧЕТОМ АНАЛИЗА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ДАННЫХ И МНОГОВАРИАНТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ С ОЦЕНКОЙ СВЯЗНОСТИ КОЛЛЕКТОРА	73
4.1 Краткая характеристика месторождения W	74
4.2 Литолого-стратиграфическая характеристика. Структурно-текстурные особенности	78
4.3 Ихнофациальный анализ	85
4.4 Детальная корреляция отложений	88

4.5 Характеристика коллекторских свойств по керну.....	95
4.6 Обоснование положения зеркала чистой воды.....	97
4.7 Интерпретация данных ГИС.....	101
4.8 Построение структурного каркаса	103
4.9 Осреднение скважинных данных	111
4.10 Литолого-фациальное моделирование.....	113
4.11 Многовариантное моделирование для снижения неопределенностей межскважинной связности коллектора.....	117
4.12 Моделирование кубов петрофизических свойств	125
4.13 Определение насыщенности	127
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	140
СОКРАЩЕНИЯ И УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ.....	143
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	146

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Истощение запасов разрабатываемых месторождений и высокая обводненность добываемой продукции обуславливает необходимость ввода в эксплуатацию новых, более тяжелых в освоении месторождений (со сложным геологическим строением, требующих значительных затрат на строительство инфраструктуры). Рост доли трудноизвлекаемых запасов, характеризующихся высокой неоднородностью и слабой согласованностью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) приводит к необходимости применения сложных технологических методов извлечения углеводородного сырья: бурение горизонтальных, многоствольных скважин, проведение гидроразрывов пласта, «умных перфораций», зарезка боковых стволов, применение инновационных методов увеличения нефтеотдачи и др. Ввиду высокой себестоимости данных мероприятий, любые ошибки, обусловленные неточностями геологических моделей могут привести к весьма значительным экономическим потерям, поэтому для повышения точности моделирования месторождений требуется учет неопределенностей исходных данных, а также постоянное совершенствование применяемых методов и приемов построения трехмерных геолого-гидродинамических моделей пластов.

Степень научной проработанности темы. В создание и совершенствование методов геолого-гидродинамического моделирования нефтяных и нефтегазовых месторождений внесли большой вклад отечественные ученые: В.А.Бадьянов, С.Р.Бембель, С.И.Билибин, В.М.Александров, Д.В.Булыгин, А.М.Волков, В.А.Белкина, В.Н.Бородкин, А.А.Дорошенко, С.А.Ермакова, Н.Я.Медведев, И.Г.Хорошев, Е.А.Щергина, А.И.Демина, В.В.Андреев [7], К.С.Баймухаметов, И.С.Гутман, К.Е.Закревский, К.В.Абабков, Е.В.Ковалевский, П.М.Белаш, Ю.П.Борисов, Ю.Е.Батурин, А.В.Гавура, В.И.Дзюба, Ю.В.Желтов, С.Н.Закиров, М.М.Иванова, В.А.Корнев, Г.С.Камбаров, А.В.Копытов, С.В.Костюченко, А.П.Крылов, Б.И.Леви, Е.В.Лозин, А.Б.Сметанин, В.Д.Лысенко, М.М.Максимов, И.Т.Мищенко, Б.М.Саттаров, и многие другие.

Большой вклад внесли и зарубежные ученые: A. Settari, P.H., O.Dubrul, Дейк Л.П., D.L. Katz, G.R. King, I.H. Kassam, Luca Cosentino, Henry B. Crichlow, I.V. Vogel, K. Aziz, M.C. Leverett, M. Muskat, T. Ertekin и др. Данные работы посвящены теоретическим и практическим аспектам 3D ГМ, с целью проведения и планирования геологоразведочных работ, уточнения геологического строения продуктивных отложений, оценки запасов углеводородов, проектирования новых эксплуатационных скважин, зарезки боковых стволов, проводки горизонтальных скважин. Однако, не смотря на разнообразие методов, подходов и алгоритмов моделирования, данная дисциплина недостаточно изучена и нуждается в значительном научно-методологическом развитии. Должны быть рассмотрены вопросы построения ГМ на основе анализа неопределенностей входных данных с учетом информации по горизонтальным скважинам и выбор реалистичных геологических моделей на основе связности геологических тел.

Цель работы состоит в совершенствовании методики построения трёхмерных геологических моделей, учитывающей неравномерность замеров, критерий связности коллектора и данные по горизонтальным скважинам, позволяющей заметно повысить точность геологической модели, и, как следствие, заметно уменьшить число итераций процесса адаптации гидродинамических моделей.

Основные задачи исследования

1. Обзор и анализ известных методик сбора и обработки данных для построения геолого-гидродинамических моделей с целью классификации причин возникновения погрешностей при геологическом и гидродинамическом моделировании.

2. Разработка новых и совершенствование известных методов и оперативных подходов снижения неопределенности при построении геологических моделей для повышения их точности.

3. Определение параметров с высокой степенью погрешности для проведения адаптации и повышения качества настройки гидродинамических моделей.

4. Создание детальных трехмерных геологических моделей пластов AC_{10}^2 и $AC_{10}^{2/1}$ месторождения R и пластов BK_1 - BK_2 месторождения W Западной Сибири на основе разработанных и усовершенствованных методик.

5. Выявление особенностей геологического строения и пространственной структуры запасов изучаемых продуктивных пластов для повышения эффективности эксплуатационного разбуривания месторождений.

Научная новизна

1. Разработана классификация причин возникновения неопределенностей при геологическом и гидродинамическом моделировании месторождений, с целью повышения точности геолого-гидродинамической модели и контроля качества входных данных на всех этапах реализации модели.

2. Проведена параметризация, оценка взаимосвязи, количественный анализ закономерностей и величин погрешностей параметров, получаемых при лабораторных, геофизических, гидродинамических и промысловых исследованиях, используемых при построении геолого-гидродинамической модели для снижения неопределенностей данных при калибровке модели.

3. Усовершенствована методика построения трёхмерных геологических моделей, учитывающая неравномерность замеров, критерий связности коллектора и данные по горизонтальным скважинам для повышения точности и устойчивости геолого-гидродинамических моделей.

4. Предложен алгоритм построения геолого-гидродинамической модели путем многовариантного моделирования с учетом фильтрации флюида и анализа неопределенностей данных при низкой степени изученности месторождения, позволяющий значительно уменьшить число итераций.

5. Созданы детальные трехмерные геологические модели пластов AC_{10}^2 и $AC_{10}^{2/1}$ месторождения R и пластов BK_1 , BK_2 месторождения W Западной Сибири на основе разработанных и усовершенствованных методик, существенно уточнено геологическое строение и пространственная структура запасов УВ для повышения эффективности и снижения рисков при эксплуатационном разбуривании месторождений.

Теоретическая и практическая значимость работы. Модель, созданная на основе предложенной технологии, обладает наименьшей неопределенностью благодаря синтезу всех данных, имеет возможность количественной оценки неопределенности по множеству реализаций, требует минимальной адаптации гидродинамической модели в силу детальности и более высокой точности геологической модели, и, как следствие, обладает надежными прогнозными свойствами. Разработанные методики для решения геолого-промысловых задач на основе трехмерных детальных геолого-гидродинамических моделей позволяют снизить геологические риски и повысить эффективность при эксплуатационном разбуривании месторождений.

Построены детальные геолого-гидродинамические модели по двум месторождениям ОАО «Сургутнефтегаз», которые существенно уточнили геологическое строение, пространственную структуру запасов УВ данных месторождений и позволили обосновать рекомендации по повышению эффективности эксплуатационного разбуривания и системы разработки месторождений. Выявлены участки с неблагоприятными геологическими условиями, отменены к бурению 183 скважины, сокращены непроизводительные затраты. Обоснован дополнительный эксплуатационный фонд скважин, в количестве 244 штук, прирост извлекаемых запасов составил 8,5 млн. т. Обоснованы рекомендации по доразведке месторождений, геолого-технические мероприятия для повышения эффективности эксплуатации месторождений, а также предложения по оптимизации системы заводнения месторождений. Достоверность геологических моделей подтверждена данными 26 новых пробуренных наклонно-направленных скважин.

Предложенный подход к построению постоянно действующих геолого-гидродинамических моделей с учетом анализа неопределенностей и анализа связности пород коллекторов используется на ряде других месторождений на предприятии «СургутНИПИнефть» ОАО «Сургутнефтегаз».

Методология и методы исследования. В процессе работы использовались следующие методы исследований: лабораторные, промыслово-геофизические,

сейсмические, гидродинамические, геолого-промысловые методы исследования, детерминистические и стохастические методы моделирования, а также анализ динамики технологических показателей разработки месторождений.

Положения, выносимые на защиту

1. Разработанная классификация причин возникновения неопределенностей, получаемых при проведении геофизических, сейсмических, гидродинамических и лабораторных исследованиях, а также на этапе интерпретации данных и при построении геолого-гидродинамической модели месторождений обеспечивает контроль качества входных данных с целью повышения точности построения геолого-гидродинамической модели на всех этапах реализации модели. Проведенная параметризация, оценка взаимосвязи параметров, количественный анализ закономерностей и величин погрешностей всех параметров, используемых при построении геолого-гидродинамической модели, позволила проранжировать параметры по степени неопределённости для адаптации гидродинамической модели.

2. Усовершенствованный алгоритм построения геолого-гидродинамической модели с учетом анализа неопределенностей данных при низкой степени изученности месторождения, позволил значительно уменьшить число итераций и повысить точность оценки геологических запасов УВ. Методика основана на построении структурной модели с учетом анализа неопределенности входных данных в связи с низкой степенью изученности месторождения и данных по горизонтальным скважинам, а также построение трехмерной модели литологии комбинированным способом с учетом анализа связности коллектора в межскважинном пространстве и выбором наиболее вероятной и адекватной модели для гидродинамического моделирования.

3. Созданные детальные трехмерные геологические модели пластов AC_{10}^2 и $AC_{10}^{2/1}$ месторождения R и пластов BK_1 , BK_2 месторождения W Западной Сибири на основе разработанных и усовершенствованных методик позволили существенно уточнить геологическое строение и структуру пространственных

запасов УВ для обоснования эксплуатационного разбуривания месторождений и как следствие, снижение непроизводительных затрат.

Степень достоверности и апробация работы. Достоверность полученных прогнозных показателей и фактических значений геологических моделей подтверждена данными 26 новых пробуренных наклонно-направленных скважин.

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на конференции молодых специалистов ОАО «Сургутнефтегаз» в 2014, 2015 и 2016 годах, IX научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Салмановские чтения» (г. Тюмень, 2015 г.), в 24-й Международной мультинаучной конференции, проводимой под эгидой международной исследовательской организации «Cognitio» - 2017 год.

Публикации. Основное содержание диссертационной работы отражено в 9 научных изданиях по теме исследования, из них – 6 в научных изданиях, рекомендованных ВАК РФ.

Структура и объем работы. Работа состоит из введения, четырех разделов, содержит 80 рисунков, 14 таблиц, 13 формул. Работа изложена на 163 страницах. Список литературы содержит 162 источника.

Благодарности. Автор благодарен научному руководителю д.т.н. - А.В. Стрекалову за помощь, постановку задачи, обсуждение результатов и постоянное внимание к представленной работе. Автор благодарит В.А.Белкину и В.М.Александрова за замечания и советы, позволившие повысить качество и представительность диссертационной работы.

Автор признателен сотрудникам центра геологического сопровождения деятельности ОАО «Сургутнефтегаз» «СургутНИПИнефть», участвовавшим в обсуждении работы, помощь при выполнении работы, научные консультации, понимание и поддержку.

Особую благодарность автор выражает специалистам компании «Интегрированные программные решения Шлюмберже» за ценные советы и техническую поддержку.

РАЗДЕЛ 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ТРЕХМЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ. ОБЗОР МЕТОДОВ ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГО- ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ.

В настоящее время разработка месторождений, планирование геолого-технических мероприятий (ГТМ) осуществляется с применением современных технологий. Для снижения рисков при разбуривании залежей и планировании систем заводнения строятся геолого-гидродинамические модели на основе результатов исследований кернового материала, геофизических и гидродинамических исследований скважин и данных сейсморазведочных работ. Использование моделей при проектировании и проводке скважин позволяет с высокой точностью проводить бурение, учитывая структурные и литологические особенности продуктивного горизонта. Сложность построения геолого-гидродинамических моделей заключается в необходимости комплексирования разнородной информации, затрагивающей несколько областей науки, таких как, геология, геофизика (скважинная, разведочная), петрофизика, седиментология, литология, физика пласта, подземная гидромеханика, разработка. При этом отсутствуют методические рекомендации в отношении подходов и приемов моделирования различных стратиграфических либо генетических групп пластов, которые связаны с особенностями формирования продуктивных отложений и типов коллекторов [38].

Построение трехмерных геолого-гидродинамических моделей (3D ГТМ) нефтяных и газовых месторождений на базе персональных компьютеров в нашей стране развивается с 1993-94 гг. Начало было положено появлением на рынке программных продуктов, позволяющих выполнять данные задачи [111]. На становление 3D ГТМ повлияли следующие основные факторы:

- разработка математических алгоритмов трехмерного моделирования;
- получение исходных данных в цифровом виде: обработка и интерпретация данных 3D сейсморазведочных работ, ГИС и др.;

- появление трехмерного гидродинамического моделирования, основой которого являются результаты геологического моделирования;
- появление достаточно мощных компьютеров и рабочих станций, позволяющих выполнять сложные математические расчеты;
- возможность визуализации результатов;
- разработка коммерческих программ, обеспечивающих весь цикл построения 3D моделей (загрузка, корреляция, построение карт и кубов ФЕС, визуализация, анализ данных, графики и др.);
- представление о геологическом строении месторождений.

Впервые задача по построению 3D геологических и гидродинамических моделей при проектировании разработки российских месторождений углеводородов была утверждена «Регламентом составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газовых месторождений» (1996 г.) [116] – это послужило толчком к массовому построению трехмерных геологических моделей. Необходимость построения 3D ГГМ при создании проектных документов было закреплено постановлением Центральной комиссии по разработке и «Регламентом по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений» (2000 г.) [115]. С целью более подробного и детального описания различных технологических процедур, выполняющихся при построении геолого-гидродинамической модели, сотрудниками научно-исследовательских и проектных организаций составлены методические указания [98, 99, 100], в которых рассматриваются отдельные виды и этапы работ. Впоследствии, также рассматривались вопросы построения 3D ГМ нефтяных и нефтегазовых месторождений, описывались методические и технологические подходы к созданию моделей на различных этапах моделирования, объем и качество исходного геолого-геофизического материала в пособиях по геологическому 3D моделированию [12, 32, 60, 63, 64, 119, 128], в которых описаны общие теоретические выкладки по моделированию. Дополнительно имеются практикумы по геологическому моделированию и сейсмической интерпретации в

ПО «Petrel» [61, 62, 66, 72], позволяющие ознакомиться со спектром возможностей программного обеспечения по анализу, визуализации и использованию геолого-геофизической информации при построении геологических моделей нефтяных и нефтегазовых месторождений.

В научно-исследовательских институтах, центрах, занимающихся непосредственно созданием 3D ГГМ с целью подсчета запасов УВ, проектирования разработки, сопровождения бурения и планирования ГГМ, ведутся попытки систематизировать накопленную информацию по моделированию. Существует ряд работ, связанных с анализом проблем и ошибок, возникающих при моделировании месторождений [1, 2, 14, 15, 51, 140]. Данные работы помогают улучшить понимание специалистов в последовательности реализации технологической цепочки построения цифровой 3D ГМ, облегчить работу с программными продуктами на «кнопочном» уровне и проводить контроль качества построения модели месторождений с простым геологическим строением. При этом отсутствуют методические рекомендации, посвященные особенностям моделирования определенных геологических ситуаций (разломная тектоника, газовые шапки, фациальное районирование, объектное моделирование), при различном количестве и качестве исходной геолого-геофизической информации. Существующие технологии и программные средства достигли высокого уровня и основываются на сложном математическом аппарате. Вместе с тем сохраняется актуальность и необходимость автоматизации ряда процессов и задач моделирования, создания методов, приемов и алгоритмов для более оперативной и адекватной оценки, как исходных данных, так и результатов моделирования, применения комплексного подхода при интеграции вычислительных и информационных ресурсов [66].

В создание и совершенствование методов геолого-гидродинамического моделирования нефтяных и нефтегазовых месторождений внесли большой вклад отечественные ученые: В.А.Бадьянов, С.Р.Бембель, С.И.Билибин, В.М.Александров [4], Д.В.Булыгин, А.М.Волков, В.А.Белкина [4], В.Н.Бородкин, А.А.Дорошенко, С.А.Ермакова [56], Н.Я.Медведев, И.Г.Хорошев, Е.А.Щергина

[141], А.И.Демина [47], В.В.Андреев [7], К.С.Баймухаметов, И.С.Гутман, К.Е.Закревский, К.В.Абабков, Е.В.Ковалевский, П.М.Белаш, Ю.П.Борисов, Ю.Е.Батурин [13], А.В.Гавура, В.И.Дзюба, Ю.В.Желтов, С.Н.Закиров [59], М.М.Иванова, В.А.Корнев, Г.С.Камбаров, А.В.Копытов, С.В.Костюченко, А.П.Крылов, Б.И.Леви, Е.В.Лозин, А.Б.Сметанин, В.Д.Лысенко [93], М.М.Максимов, И.Т.Мищенко, Б.М.Сагтаров, и многие другие. Большой вклад внесли и зарубежные ученые: А. Settari, Р.Н., О.Дубруль, Дейк Л.П. [46], D.L. Katz, G.R. King, I.H. Kassam, Luca Cosentino [83], Henry B. Crichlow [86], I.V. Vogel, K. Aziz [3], M.C. Leverett, M. Muskat [96], Т. Ertekin и др.

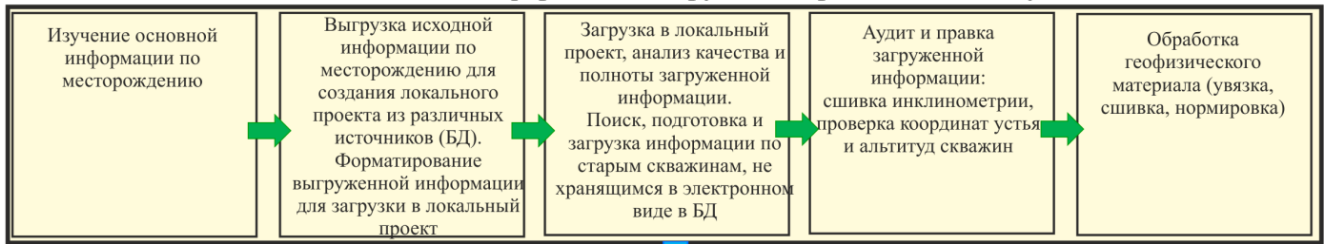
Данные работы посвящены теоретическим и практическим аспектам 3D ГМ. В них трехмерная геологическая модель создается с целью проведения и планирования геологоразведочных работ, уточнения геологического строения продуктивных отложений, оценки запасов углеводородов, проектирования новых эксплуатационных скважин, зарезки боковых стволов, проводки горизонтальных скважин. Однако, не смотря на разнообразие методов, подходов и алгоритмов моделирования, данная дисциплина недостаточно изучена и нуждается в значительном научно-методологическом развитии. Должны быть рассмотрены вопросы построения ГМ на основе анализа неопределенностей входных данных с учетом информации по горизонтальным скважинам и выбор реалистичных геологических моделей на основе связности геологических тел [9, 33].

Создание постоянно действующих геолого-гидродинамических моделей (ПДГГМ) является важным звеном в целостной системе повышения эффективности управления разработкой нефтегазовых месторождений. Повысить качество и достоверность ПДГГМ можно на основе интеграции знаний и накопленного опыта в различных областях деятельности. Такой интегрированный подход подразумевает создание непрерывного итерационного цикла геолого-гидродинамического моделирования, в котором должна соблюдаться определенная этапность выполнения различных видов работ [71, 82].

Основные этапы построения ГМ, представлены на рисунке 1.1, причем этапы II, III, IV могут выполняться одновременно различными специалистами.

Этапы построения геологической модели

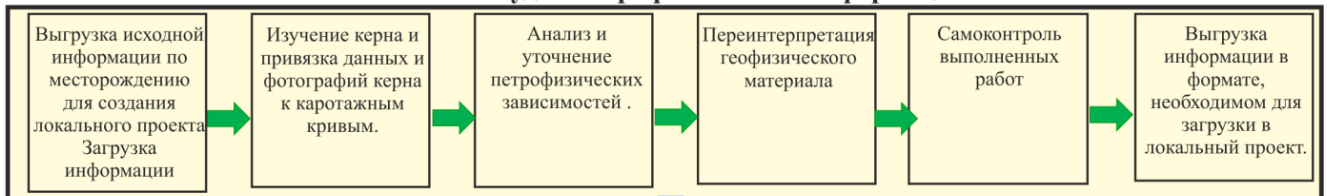
I этап. Подготовка исходной информации, загрузка и первоначальный аудит



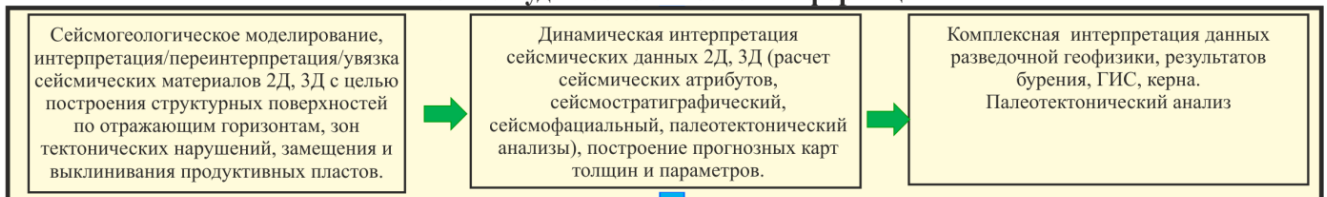
II этап. Межскважинная корреляция



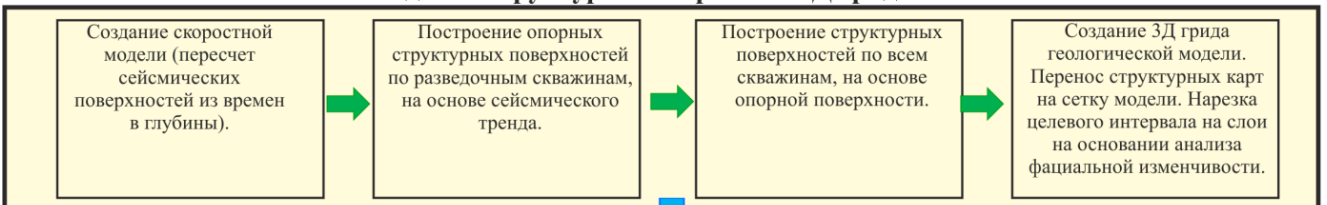
III этап. Аудит петрофизической информации



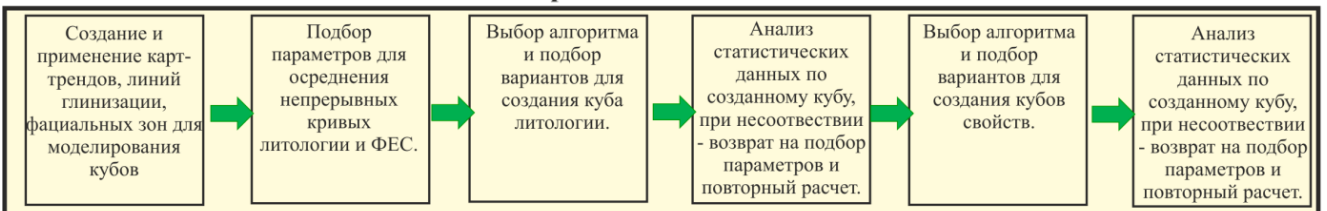
IV этап. Аудит сейсмической информации



V этап. Создание структурного каркаса и 3Д грида



VI этап. Построение модели литологии и ФЕС



VII этап. Моделирование насыщенности, подсчет запасов, выдача рекомендаций

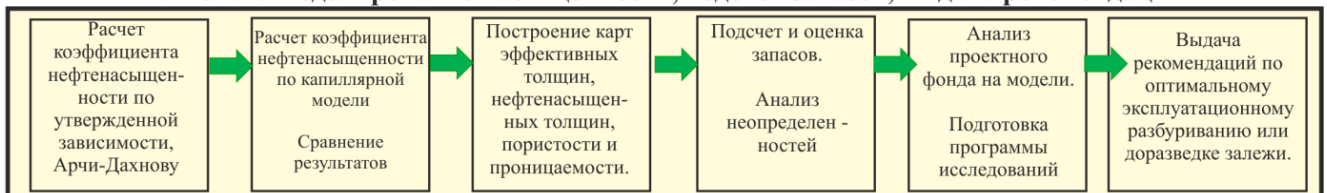


Рисунок 1.1 – Этапы построения геологической модели (Н.Н.Боженюк)

В ходе построения геологической модели должны быть рассмотрены следующие ключевые моменты:

- геометрия ловушки нефти, наличие изолированных блоков в ее структуре;
- распределение УВ (наличие газовой шапки, положение межфлюидных контактов, водоносная часть пласта);
- основное направление потока;
- пространственное распределение основных коллекторов, по которым идет поток;
- пространственное распределение барьеров и экранов;
- пространственное распределение пористости и проницаемости;
- связь геологического строения месторождения с распределением петрофизических параметров.

Как показано на схеме, на первом этапе происходит создание локального проекта, загрузка и аудит всей исходной информации. Ключевым звеном в создании детальной достоверной 3D ГГМ является формирование концептуальной модели месторождения, основанной на анализе региональной геологии [80, 81, 85], на детальном анализе структурно-тектонических особенностей и дизъюнктивных нарушений, на анализе условий осадконакопления [11, 24, 36, 117, 118, 124, 137] и распределения фаций по площади [95, 104, 113]. Далее проводится корреляция разрезов скважин [42] и выделение седиментационных циклов [49, 50, 55, 92] с проведением палеогеографической реконструкции месторождения [40].

Формирование концептуальной модели включает анализ геодинамических процессов, седиментологические и палеогеографические исследования, восстановление истории тектонического развития, выявление основных этапов тектонической активизации. Оцениваются и обобщаются результаты исследований керна (гранулометрический, минералогический, рентгено-структурный анализ, описание шлифов, фотоматериалы). Это позволяет сформировать макет фациальной модели, сделать выводы об обстановке

осадконакопления, о направлении сноса осадочного материала и путях миграции нефти, о периоде формирования разломов.

Важную роль играют высокая детализация при корреляции разреза, исследования процессов цикличности осадконакопления, изучение генетических особенностей формирования отложений с их последующей фациальной диагностикой, а также использование всей имеющейся априорной информации с привлечением средств современных компьютерных технологий [142].

Параллельно специалистом геофизиком - проводится увязка скважинных данных с сейсмической информацией, прослеживание опорных горизонтов, сейсмофациальное районирование [109, 112], подбор атрибутов для создания трендовых карт и кубов для построения кубов литологии и свойств [87, 105, 114, 120, 133, 134], проведение инверсии для создания трехмерных трендов песчаности [41]. Использование сейсмической информации позволяет осуществлять прогноз свойств резервуара в межскважинном пространстве.

От точности оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) зависит правильность технологических решений, поэтому в процессе работы также проводится аудит петрофизических зависимостей, привязка керна, подготовка и нормировка каротажных диаграмм, проведение поточечной или попластовой интерпретации ГИС, определение ФЕС [68, 89, 108, 110, 130, 131, 143].

Далее происходит создание структурных поверхностей всех горизонтов, построение трехмерной сетки моделируемого объекта, вычисляются значения параметров в ячейках сетки, через которые прошли траектории скважин.

В настоящее время применяются различные алгоритмы построения геологических моделей терригенной толщи. Алгоритмы, разработанные для расчета 3D моделей, подразделяются на стохастические (вероятностные) и детерминированные (интерполяционные). Детерминистическая модель – интерполяция данных, имеющая единственное решение на основе неизменяемого набора данных. Недостаток такого алгоритма заключается в том, что ГМ не отображает истинной горизонтальной изменчивости пласта месторождения с редкой сеткой пробуренных скважин. В результате стохастического

моделирования получается набор равновероятных пространственных реализаций переменной, при этом повышается степень неоднозначности ГМ за счет параметров, используемых при построении модели (это выбор параметров вариограммы, наггета, рангов, направления и др.) [10, 44, 45, 53, 65, 77, 97, 144, 145, 155].

Одним из наиболее сложных и важных этапов моделирования является выбор и обоснование методики расчета коэффициента нефтенасыщенности, удовлетворяющего представлению об исследуемом объекте и согласующегося с исходной фактической информацией. Основными методами расчёта коэффициента водонасыщенности являются определение по зависимости, найденной на основе керновых данных и данных по минерализации, по формуле Арчи-Дахнова от параметра пористости и параметра нефтенасыщенности, а также с помощью модели переходной зоны на основе капиллярных данных от зеркала чистой воды [30, 37, 67, 102, 107].

Анализ неопределенности и рисков проводится путем многовариантного моделирования, после того как получено множество реализаций геологической модели, рассчитываются геологические запасы по всем реализациям геологического строения и выполняется вероятностная оценка запасов УВ. Вероятностная оценка P90 (вероятность – 90 %) является наиболее осторожной (пессимистичный вариант), оценка P10 – максимальная оценка (оптимистичный вариант) геологических запасов и P50 – наиболее реалистичный вариант (ожидаемый вариант) геологического строения залежей нефти и газа [44, 45, 48, 69, 89, 97, 115, 116, 138].

Данная схема оценки геологического строения залежей нефти и газа имеет недостатки. Одним из недостатков является большой размах значений между вариантами P90 и P10, при этом в диапазоне P50 присутствует множество вариантов модели залежей нефти и газа с одинаковыми запасами, но с разным геологическим строением. Большинство компаний используют подход «Monte-Carlo», где запасы оцениваются путем перемножения значений, получаемых из распределений. При работе с «Monte-Carlo» трудно учесть и отразить внутренние

связи между параметрами со значительными неопределённостями [111], также метод «Monte-Carlo» характеризуется большой вычислительной сложностью при отсутствии гарантии полного покрытия «пространства вариантов» переменных.

После построения геологической модели как основы для гидродинамического моделирования необходимо проверить модель на корректность воспроизведения фильтрационных потоков в пласте, на основе сравнения с историческими данными по добыче и нагнетанию, по распределению давления и насыщенности с фактическими данными [70, 79, 101]. Создание гидродинамической модели позволяет спрогнозировать изменение параметров пластовой системы во времени в зависимости от системы разработки, локализовать участки невыработанных запасов нефти, определить оптимальные режимы работы скважин, уровни закачки, оценить эффективность геолого-технических мероприятий [135]. Этапы построения гидродинамической модели, представлены на рисунке 1.2.

Основными исходными данными, необходимыми для создания гидродинамической модели объекта, являются:

- геологические параметры – геометрия области фильтрации и объекта разработки, а также фильтрационно-емкостные свойства моделируемых объектов (передаются из геологической модели);
- физико-химические свойства пластовых флюидов и прочностные характеристики пород-коллекторов (определяются лабораторными исследованиями);
- данные по относительным фазовым проницаемостям и капиллярным давлениям, коэффициенты водоудерживающей способности и остаточной нефтенасыщенности (определяются специальными лабораторными исследованиями);
- энергетическая характеристика объекта, параметры краевых условий на границах области фильтрации, т.е. поведение пластового давления, законтурной подошвенной части пласта, замеры пластового давления,

результаты исследования скважин на стационарном и нестационарном режимах, определение скин-фактора;

- скважинные данные, исторические показатели разработки залежи (динамика дебитов нефти, жидкости и газа, забойные и пластовые давления) [121].

Гидродинамическое моделирование является способом описания фильтрации жидкости в пористой среде, и для адаптации модели необходимы корректировки наиболее неопределенных параметров, в первую очередь влияющих на процесс фильтрации. Этот процесс настройки (адаптации) модели на исторические данные по разработке (за рубежом принят термин «History Matching») - один из наиболее трудоемких этапов моделирования, связанный с большим объемом ручной корректировки, трудности которого обусловлены недостаточной формализацией элементов данной работы [22, 126].

Задача настройки ГГМ на историю разработки является очень сложной и неоднозначной, в виду работы с разнородными данными, имеющими высокую степень неопределенности, предоставляя множество равновозможных решений. Поэтому далеко не всегда удается качественно воспроизвести показатели истории разработки по всем скважинам, а значит и выполнить достаточно точные прогнозные расчеты.

Критерий успешности адаптации модели к истории разработки зависит от:

- целей исследования;
- качества данных;
- точности и детализации модели;
- доступного времени.

Процесс настройки на историю в значительной степени зависит от опыта исполнителей работы и корпоративных стандартов компании. Примерная схема последовательности выполнения работ по адаптации моделей следующая:

- 1) сбор и проверка качества данных;
- 2) анализ чувствительности переменных;
- 3) глобальная настройка:

- a. настройка давления;
 - b. настройка дебитов фаз;
- 4) локальная настройка.

Этапы создания гидродинамической модели.

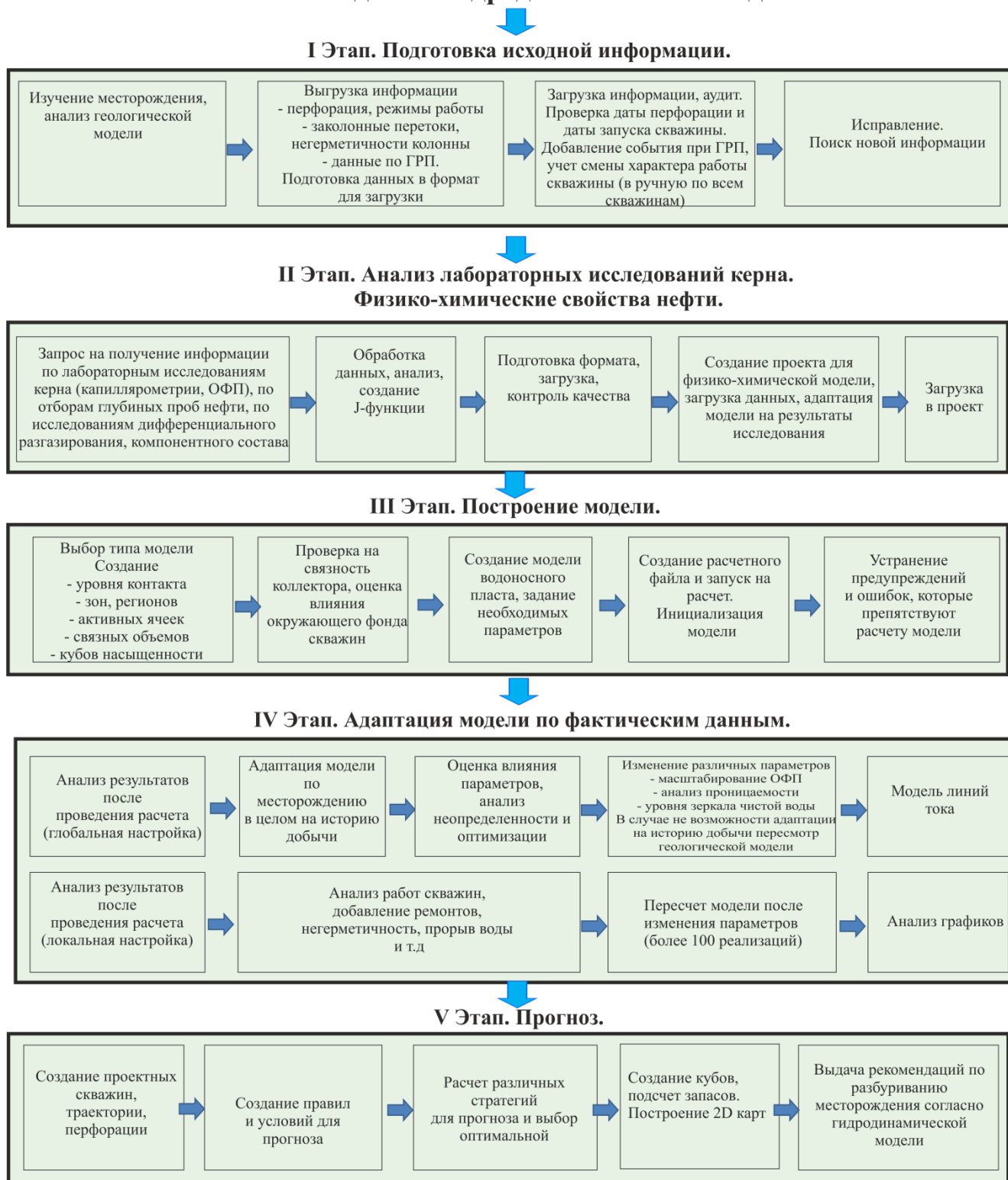


Рисунок 1.2 – Этапы построения гидродинамической модели (Н.Н.Боженюк)

Данный подход не является аксиомой, однако при настройке модели на историю разработки, как правило, в том или ином порядке модель проходит через все вышеупомянутые этапы [100]. Так, на начальном этапе адаптации ГГМ применяется метод материального баланса для минимизации невязок интегральных показателей добычи жидкости, закачки и пластового давления. В зависимости от геологического строения моделируемого объекта, невязки интегральных показателей могут быть минимизированы за счет изменения параметров, регулирующих энергетическое состояние пласта (параметры законтурной области, сжимаемость пласта) или его продуктивность (проницаемость пласта).

Фазовый состав флюидов в скважинах настраивается при помощи изменения фазовых проницаемостей. При этом допускаются как изменение конечных точек фазовых проницаемостей ($K_{св}$, $K_v^{кр}$, $K_{но}$), например, для воспроизведения начальной обводненности новых скважин без заколонной циркуляции, так и вертикальное масштабирование, регулирующее относительную подвижность фаз.

На этапах адаптации ГГМ используется информация по промыслово-геофизическим и гидродинамическим исследованиям скважин, данные по проведенным мероприятиям (ГРП, ОПЗ и др.) для выявления дефектов конструкции скважин, приводящих к проникновению воды, а также для определения эффективности связи скважины с пластом и степени повреждения призабойной зоны пласта (скин-эффект).

На настоящий момент не существует четких последовательностей и правил по адаптации модели. Современные подходы к адаптации ГГМ разделились на два возможных варианта, первый - это полуавтоматизированная настройка модели путем варьирования наиболее неопределенных параметров, влияющих на настройку по результатам анализа чувствительности модели [125, 127], второй - расчет гидродинамических моделей всего множества стохастических реализаций геологической модели. По множеству реализаций модели и множеству модельных данных, рассчитывается коэффициент ковариации значений параметров в ячейках

модели (пористости, проницаемости и насыщенности) со значениями дебитов в скважинах на каждую дату [76]. Данный метод не нашел широкого применения в практике в виду сложности и значительных временных затрат.

ВЫВОДЫ ПО ПЕРВОМУ РАЗДЕЛУ

Оперативная оценка получаемой геолого-промысловой информации и коррекция с ее учетом геолого-гидродинамической модели дает недропользователю реальный инструмент, позволяющий регулировать и корректировать процесс разработки месторождения, в том числе разрабатывать сценарии повышения нефтеотдачи пластов, с учетом данных о расположении зон остаточных запасов нефти, осуществлять обоснованный расчет прогнозов добычи и уменьшения финансовых рисков. Эффективность геолого-гидродинамического моделирования залежей нефти и газа показана большим количеством исследований и практическим опытом российских и зарубежных специалистов, занимающихся моделированием месторождений с целью подсчета запасов, проектирования разработки месторождений, обоснования ГТМ и планирования МУН [25, 26, 28, 58, 123, 132].

Сегодня, не смотря на стремительное развитие компьютерных технологий, существует необходимость разработки и усовершенствования существующих методик построения достоверных детальных геолого-гидродинамических моделей месторождений со сложным геологическим строением, с учетом анализа неопределенностей входных данных, информации по горизонтальным скважинам и связности пород коллекторов, как инструмента для принятия решений дорогостоящих мероприятий, контроля над разработкой месторождений и реализации стратегических планов компаний. Требуется параметризация, оценка взаимосвязи параметров, количественный анализ закономерностей и величин погрешностей всех параметров, используемых при построении геолого-гидродинамической модели, что позволит проранжировать параметры по степени неопределённости для адаптации гидродинамической модели.

РАЗДЕЛ 2. АНАЛИЗ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ВХОДНЫХ ДАННЫХ ПРИ ГЕОЛОГИЧЕСКОМ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ

Наряду с тем, что современное геологическое моделирование позволяет получить 3х-мерное описание строения пласта, характер и изменчивость параметров пласта и насыщающих его флюидов, оно также позволяет оценить неопределенности, неизбежно возникающие при моделировании геологического строения пласта.

Неопределенность при построении геологической модели остается на всех этапах изучения месторождения. Прямую информацию о строении и свойствах пласта можно получить только при изучении скважинных данных (в первую очередь при исследовании керна), которые охватывают незначительно малую часть залежи. Соответственно, представление об остальной части месторождения может быть построено на основании предположений об обстановке осадконакопления по данным седиментологического анализа керна, изучения обнажений-аналогов, а также набора косвенных данных, полученных за счет дистанционных методов исследований (сейсмические атрибуты, интерпретация результатов испытаний скважин и др.), которые часто дают очень неопределенные и неоднозначные результаты. Современное геологическое моделирование позволяет оценить и учесть в модели неопределенности, существующие из-за недостатка данных и знаний о строении и свойствах пласта за пределами скважинных данных [54, 151, 152, 154, 156, 158, 159, 161, 162].

2.1 Анализ и классификация причин возникновения неопределенностей при геологическом и гидродинамическом моделировании

Построение любой ПДГГМ начинается с предварительного сбора, подготовки, загрузки и контроля качества всей имеющейся исходной информации, полученной от различных источников. Данные сейсморазведочных работ позволяют уточнить геологическое строение залежи, построить структурные карты и карты изохрон по опорным отражающим горизонтам, карты

сейсмо- или литофаций, выделить полигоны тектонических нарушений; этот метод также позволяет оценить коллекторские свойства пород при наличии взаимосвязи с сейсмическими атрибутами по 3D съемке. Лабораторные исследования керн позволяют дать детальное литолого-минералогическое описание пласта, определить фильтрационно-емкостные свойства слагающих пород. Данные ГИС позволяют расчленивть разрез, провести межскважинную корреляцию моделируемого объекта с выделением выдержанных по разрезу циклов осадконакопления, получить сведения о макронеоднородности коллектора в целом по площади и оценить характер изменения ФЕС в пространстве. Метод ГДИС, кроме определения текущей проницаемости коллектора, позволяет оценить энергетическое состояние пласта, продуктивность скважины и загрязнение призабойной зоны (скин-эффект).

Исходя из этого, важным элементом в моделировании является комплексирование всех имеющихся методов получения информации для создания более детальной и достоверной геолого-гидродинамической модели, т.к. недостатки одного метода компенсируются преимуществами другого и позволяют сформировать более адекватное представление об исследуемом объекте. Однако ГМ всегда остается только моделью, попыткой отображения реальной геологической ситуации и поэтому на всех этапах моделирования остается некоторая степень неопределенности в том, насколько точно включены основные неоднородности, влияющие на движение флюидов, и насколько точно спрогнозировано количество и характер изменения запасов УВ [16].

Поэтому одним из важных этапов построения модели является проведение оценки неопределенностей в геологической модели и оценка основных источников этих неопределенностей [6, 34, 73, 74, 75, 84].

Для понимания процесса появления неопределенностей эмпирической информации об исследуемом объекте от различных источников измерений необходимо классифицировать причины их возникновения (рисунок 2.1).

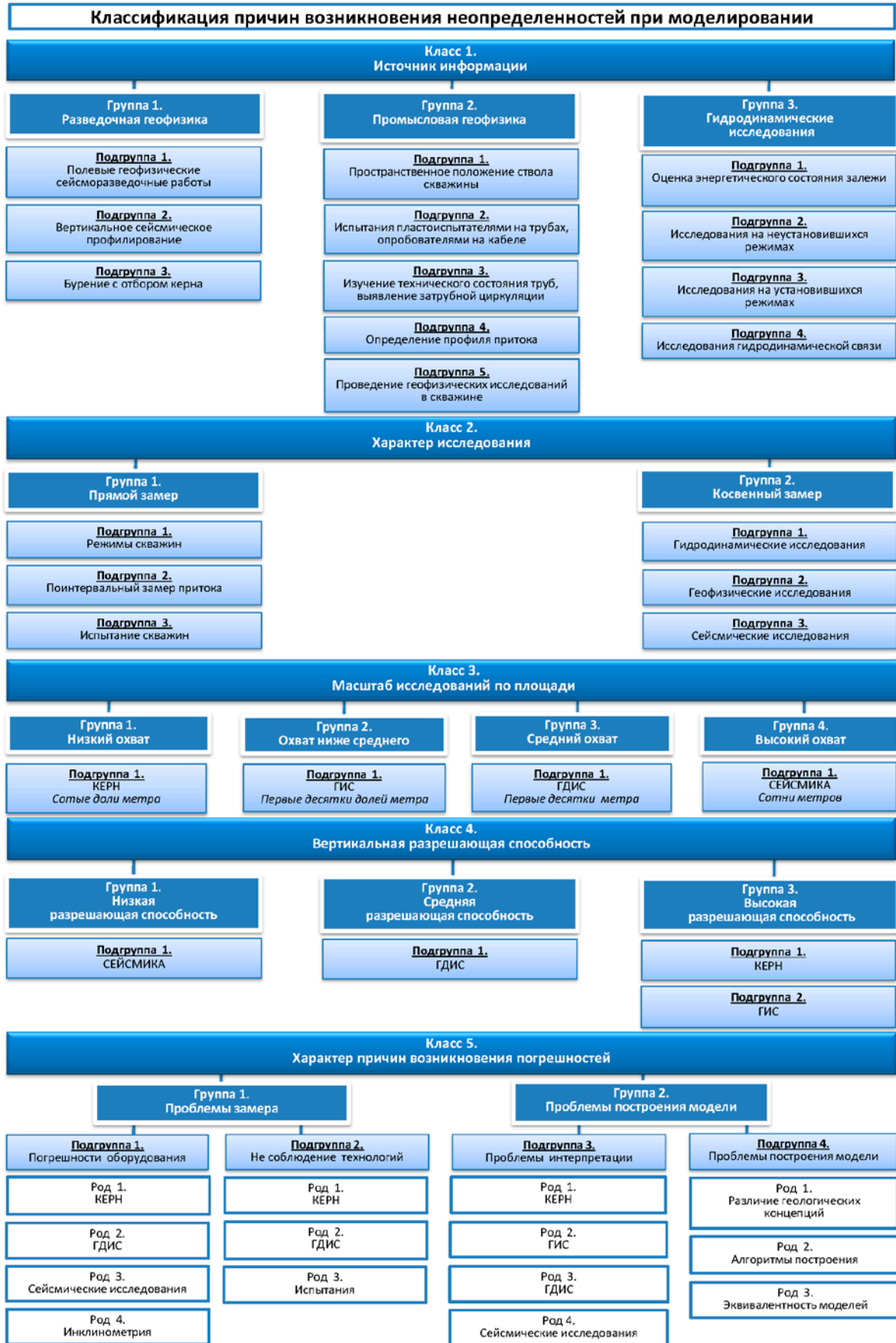


Рисунок 2.1 – Классификация источников неопределённости при геологическом и гидродинамическом моделировании (Н.Н.Боженюк)

Рассмотрим каждую из причин возникновения неопределенностей, приведенных в классификации, более подробно.

По источнику информации (Класс 1). На этапе открытия месторождений выполняются, и анализируются данные по разведочной геофизике (Класс 1, Группа 1), которые включают в себя полевые геофизические сейсморазведочные работы (Подгруппа 1), вертикальное сейсмическое профилирование (Подгруппа 2); бурение с отбором керна (Подгруппа 3). Причем, современные способы отбора керна [43], применяемые при бурении разведочных и поисковых скважин, имеют ряд недостатков, а именно:

– При бурении скважин с отбором керна на поверхность часто выносится от 20 до 40 % керна на параметрических скважинах и менее 10 % керна на разведочных скважинах от общего интервала протяженности скважины. При этом отбираются наиболее крепкие и практически менее информативно значимые породы, а коллектора нефти и газа, представленные рыхлыми породами остаются не охарактеризованными керновыми данными, т.е. выборка является нерепрезентативной.

– Достоверность определения коллекторских свойств пород снижается в связи с тем, что в процессе отбора керна зачастую нарушается его структура. Это может происходить, в частности, из-за воздействия динамических нагрузок на долото. Кроме того, структура керна претерпевает изменения вследствие высыхания образцов в процессе их хранения. Все это приводит к деформации, трещинам, и, соответственно, искажению данных исследования, в том числе в отношении характеристик пористости и проницаемости, показатели которых увеличиваются.

– Очень сложно установить состав среды порового пространства при отборе образцов керна. В частности, их исследование не позволяет определить коэффициенты нефте- и газонасыщенности. Исключение в данном случае составляет вскрытие необводненного пласта на нефтяном растворе. Довольно грубо оценивается степень минерализации пластовых вод, поскольку для ее

оценки необходимо выполнение специальных работ и, соответственно, остановка скважины.

– Структура керна может существенно деформироваться вследствие воздействия механического давления и температур, которым подвергаются образцы в процессе отбора и извлечения на поверхность.

На этапе разбуривания месторождения, в скважинах проводятся **промыслово-геофизические исследования** (Класс 1, Группа 2). Комплекс геофизических исследований в скважинах включает определение пространственного положения ствола скважины (Подгруппа 1), изучение технического состояния труб, выявление затрубной циркуляции (Подгруппа 3), определение профиля притока (Подгруппа 4). Проводятся испытания пластов в скважинах пластоиспытателями на трубах и опробователями на кабеле (Подгруппа 2).

На этапе контроля за разработкой месторождения проводят **гидродинамические исследования** в скважинах (Класс 1, Группа 3), которые позволяют оценить энергетическое состояние залежи и продуктивность пласта (Подгруппа 1). ГДИС проводятся методом установившихся (Подгруппа 3) и неустановившихся режимов (Подгруппа 2), гидропрослушиванием (Подгруппа 4), последнее применяется для исследования гидродинамической связности коллектора.

По характеру исследования (Класс 2) методы получения информации делятся на:

Прямые замеры (Класс 2, Группа 1) – это замеры, где непосредственно измеряются режимы работы скважин, поинтервальные замеры притока и проводятся испытания пластов в скважинах [35]. У данных видов замеров проблемы связаны с их применением в моделировании в качестве граничных условий. Рассмотрим некоторые моменты, возникающие при использовании прямых замеров при построении и адаптации ПДГГМ [100].

– Дебиты нефти и воды обычно замеряются систематично и точно, но газовый фактор замеряется очень редко, что приводит к неопределенностям при

настройке дебита газа, тем более что замеры дебитов газа имеют значительные погрешности, если часть газа сжигается.

– Колебания дебитов за очень короткие интервалы времени обычно сглаживаются, что также снижает точность используемых для моделирования данных.

– Данные по закачке могут быть менее точными, чем данные по добыче вследствие наличия погрешностей измерения, таких, как погрешности датчиков расхода, за счет слишком низкой либо слишком высокой приемистости. Это может произойти также из-за плохого качества воды или потери флюида из-за заколонных перетоков и утечек через негерметичности эксплуатационной колонны.

– Данные по давлению, замеренные в процессе исследований потока, обычно менее достоверные, чем полученные в результате остановки скважины. Данные, полученные в результате проведения испытаний на скважинах, являются более точными, чем снятые с графика по восстановлению давления.

– Общеизвестно, что официальные данные МЭРов (месячный эксплуатационный рапорт) за прошлые годы содержат много недостоверной информации, в частности из-за того, что при отсутствии замеров за какой-либо месяц автоматически переписываются данные за предыдущий месяц и др. Использование такой информации при настройке геолого-гидродинамической модели влечет за собой возникновение погрешностей в модели. Следовательно, до начала построения модели объекта необходимо тщательно выверять промысловую информацию, используя непосредственно «шахматки» промысла (если они сохранились). Анализ разработки и входных данных является неперенным и очень ответственным этапом создания модели пластовой системы. В процессе адаптации модели важно использовать максимум имеющейся информации.

Косвенные замеры (Класс 2, Группа 2): это любые виды исследований, когда измеряются одни величины, а оцениваются другие путем интерпретации методов ГДИС, ГИС, сейсмических исследований. В данном случае, неопределенности возникают и в самих замерах и в результатах интерпретации.

Более подробно неопределенности косвенных замеров будут рассмотрены при анализе 5 группы классификации (по характеру причин возникновения неопределенностей).

По масштабу исследований по площади (Класс 3). Неопределенности в интерпретации данных и дальнейшем их использовании в построении модели могут быть вызваны разными масштабами измерений.

Керн (Класс 3, Группа 1, Подгруппа 1) представляет собой фрагмент породы, который характеризует лишь часть пласта на отдельном участке месторождения. Свойства, определенные по керну, описывают среду в масштабе сотых долей метра. В силу неоднородности геологического строения выборка керна может быть непредставительной для пласта в целом. В частности, керн, вырезанный в водонасыщенной части пласта, является непредставительным для нефте- или газосодержащей его части [131].

В работе [103] экспериментальные исследования доказывают, что при определении ФЕС пласта для разных объемов исследуемого керна проявляются масштабные эффекты. При этом, получаемые значения коэффициента пористости по стандартным и полноразмерным объемам керна отличаются незначительно (несколько процентов), а значения коэффициента проницаемости зачастую различаются на порядок и выше. Экспериментально доказано, что масштабный эффект оказывает влияние на параметры фильтрационной анизотропии (показатели могут различаться на 1-2 порядка). Также масштабные эффекты отражаются на результатах исследования коэффициента вытеснения. Установлено, что для стандартных и крупномасштабных образцов керна функции относительных фазовых проницаемостей различаются. Вышеперечисленные масштабные эффекты не учитываются при моделировании, что, в конечном итоге, порождает различные погрешности в модели.

Данные ГИС (Класс 3, Группа 2, Подгруппа 1) имеют масштаб порядка первых десятых долей метра.

Данные ГДИС (Класс 3, Группа 3, Подгруппа 1) имеют охват порядка первых десятков метра.

Сейсмические данные (Класс 3, Группа 4, Подгруппа 1) описывают среду в масштабе первых сотней метров.

Геологические знания могут иметь масштаб от нескольких километров до сотен километров. Измерения, выполненные в разных масштабах, являются неэквивалентными. Это требует взаимной калибровки различных методов измерений, что порождает дополнительные неопределенности.

По разрешающей способности методов (Класс 4). Неравномерная изученность **3D сейсморазведкой** (Класс 4, Группа 1, Подгруппа 1) или ее отсутствие приводит к неоднозначности структурных построений, а низкая разрешенность сейсмических данных оказывает значительное влияние на достоверность модели.

У приборов по регистрации давления, при проведении **гидродинамических исследований скважин** (Класс 4, Группа 2, Подгруппа 1), существуют ограничения разрешающей способности, регистрация давления получается в виде чередующихся «полочек», высота «полочки» является разрешающей способностью по давлению.

Разрешающая способность **геофизических исследований** в скважине (Класс 4, Группа 3, Подгруппа 2) делится в зависимости от изучения радиальных и вертикальных характеристик. Отдельно исследуются зависимости измеряемых сигналов от радиальной (от скважины к неизменной части пласта) и вертикальной (вдоль скважины) неоднородностей среды. Вертикальная разрешающая способность зависит от шага дискретизации, фокусировки, технических характеристик зонда (как правило, приводится в технических инструкциях по эксплуатации прибора); глубинность измерения (радиальная характеристика) - от длины зонда, геометрического фактора, свойств промывочной жидкости, структуры зоны проникновения, эксцентриситета прибора.

По характеру причин возникновения погрешностей (Класс 5). Условно причины возникновения погрешностей можно разделить на две группы, это непосредственно проблемы, вызванные процедурой замера, которые включают в себя погрешности оборудования и несоблюдение технологии, и последующие

проблемы, связанные уже с интерпретацией данных и их применением в построении модели.

Проблемы замера (Класс 5, Группа 1) включают себя **погрешности применяемого оборудования** (Класс 5, Группа 1, Подгруппа 1) и **несоблюдение технологии** (Класс 5, Группа 1, Подгруппа 2).

Рассмотрим погрешности применяемого оборудования для каждого из методов получения информации (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Погрешности оборудования

Метод	Проблема	Описание
<u>КЕРН</u> (Род 1)	- Несовершенство условий лабораторных экспериментов - Погрешности лабораторного оборудования	При определении коллекторских свойств пород на керне в лаборатории используются атмосферное давление и температура, поэтому полученные значения K_n и $K_{пр}$ зачастую являются завышенными. Также для определения K_n и $K_{пр}$ в лабораторных условиях в качестве вмещающего компонента используется гелий или керосин, что накладывает свои погрешности на измерение данных значений по керну ввиду наличия разницы в размерах молекул гелия и флюида пласта, а также воздействия Ван-Дер-Вальсовых сил. По мнению Тоби Дарлинга, несоответствие пластовым условиям мы наблюдаем на измерении электрического сопротивления образцов при комнатной температуре и с воздухом в качестве несмачивающего флюида. Данные экспериментов по измерению параметров показателя цементации и показателя насыщенности в пластовых условиях отличаются от данных, полученных в лабораторных условиях.
<u>ГДИС</u> (Род 2)	Точность приборов, разрешение датчиков	Проблемы могут быть вызваны недостаточной точностью применяемых приборов, точностью калибровки, характером записи, разрешением датчиков, зависимостью показаний датчика от питания системы, дрейфом прибора.
<u>СЕЙСМИКА</u> (Род 3)	Метрологические погрешности	К погрешностям, связанным с сейсмическими данными, можно отнести наличие шума, метрологические погрешности.
<u>ИНКЛИНО-МЕТРИЯ</u> (Род 4)	Погрешность инклинометра, растяжение кабеля	Согласно РД 153-39.0-047-00 [115] погрешность определения абсолютных отметок возникает из-за погрешностей инклинометра и растяжения кабеля. При структурных построениях скважины с удлинением менее 30-33 м считаются «субвертикальными», все остальные – теоретически имеют различную погрешность определения абсолютных отметок, величина которой может достигать ± 20 м [52, 122].

Несоблюдение технологии рассмотрено на примере ГДИС, бурения с отбором керна и при испытании скважин.

Гидродинамические исследования скважин (Класс 5, Группа 1, Подгруппа 2, Род 2), к сожалению, по данному виду исследований, выборка часто является не представительной по объему, к тому же обладает своими погрешностями.

Например, погрешности в определении продуктивности могут возникнуть из-за недостаточной длительности исследований - в процессе исследования скважин наблюдается продолжительный интервал линейного течения, либо исследования прекращаются из-за роста затрубного давления, вследствие чего выявляется некорректность результатов исследований в скважинах, которые эксплуатируются на несколько пластов. Наблюдается низкое качество данных КВУ, связанное с проблемами регистрации слабого изменяемого сигнала в остановленной скважине, графики искажаются перетоками через плохо изолирующий обратный клапан насоса; влияния соседних скважин, колонны и др.

Основная особенность исследования методом ИК заключается в том, что каждый режим должен быть установившимся. Данные промысловых исследований показывают, что установившийся режим наступает в течение нескольких суток и зависит от свойств пластовой системы. Однако, достаточно часто специалисты, не дожидаясь установившегося режима, меняют его, получая ошибочные значения исследуемых параметров. Неинформативными являются следующие замеры: при отсутствии монотонного роста давления; если скважина работает в периодическом режиме; при недостаточном количестве замеренных точек для определения параметров продуктивности скважины; при завышенных или заниженных показаниях прибора по давлению на приеме насоса.

Керновые исследования (Класс 5, Группа 1, Подгруппа 2, Род 1). Цилиндрические образцы керна утрачивают репрезентативные свойства относительно пластовых условий вследствие их подвергания вырезке, чистке и сушке. В частности, в образцах может измениться смачиваемость.

Погрешности в достоверности определения коэффициента нефтенасыщенности ($K_{\text{нн}}$) возникают из-за формирования зон глубокого проникновения раствора в породы коллектора, при бурении скважин с промывкой глинистым раствором при повышенной репрессии на пласт. Необходимо отметить, что таким образом пробурена большая часть скважин на месторождениях Западной Сибири.

Погрешности, возникающие при испытании скважин (Класс 5, Группа 1, Подгруппа 2, Род 3). Испытания скважин относятся к прямым методам получения информации о пластах, но зачастую, особенно на начальных этапах освоения месторождения, не дают однозначных результатов из-за несоблюдения технологий испытания, предусмотренных регламентными документами. Неоднозначность возникает по следующим причинам:

- испытания в процессе бурения проводятся по большим интервалам, и при получении притока в неоднородном разрезе невозможно установить работающие интервалы, что затрудняет качественную оценку характера насыщения и граничных значений нефте- и водонасыщенности;
- при совместных испытаниях в колонне, путем перфорации нескольких участков разреза с различными ФЕС и неясным по ГИС характером насыщения;
- если испытания в открытом стволе выполняются на второстепенных объектах с получением неоднозначных результатов, то, к ним возвращаются гораздо позднее – после выработки легкодренируемых запасов [131].

Проблемы построения модели (Класс 5, Группа 2) делятся на 2 подгруппы **проблемы интерпретации** (Класс 5, Группа 2, Подгруппа 3) и **проблемы построения модели** (Класс 5, Группа 2, Подгруппа 4).

Интерпретация данных означает их формализацию (пример – замена поточечной интерпретации данных ГИС на попластовую), регрессию, в процессе которой возникают неопределенности в определении критических значений и выборе опорных интервалов. Большие трудности, в частности, возникают при интерпретации плотных песчаников, где геофизические методы могут быть неинформативными и существует вероятность проинтерпретировать «плотный

прослой» как насыщенный песчаник, так как показания диаграмм сопротивления разных видов песчаника могут совпадать. Высокую погрешность при интерпретации ФЕС вносит низкая достоверность функциональных зависимостей $K_{пр}=f(K_{п})$ по данным ГИС и керна, когда одному значению пористости соответствует множество значений проницаемости и наоборот (рисунок 2.2, рисунок 2.3). Все это приводит к осреднению и упрощению исходных данных.

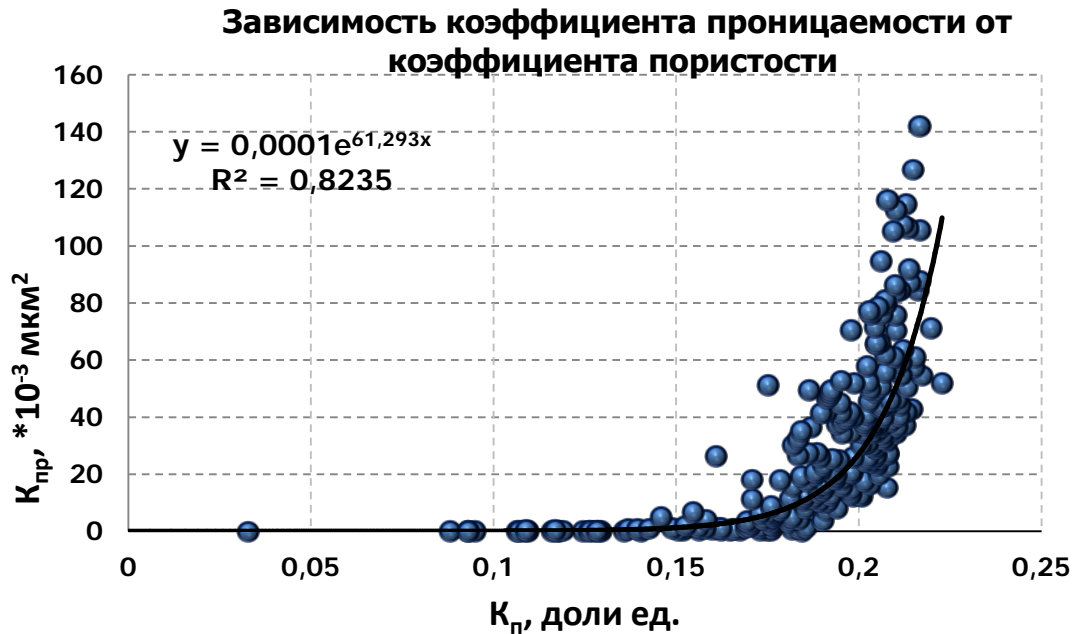


Рисунок 2.2 – Корреляционная зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости

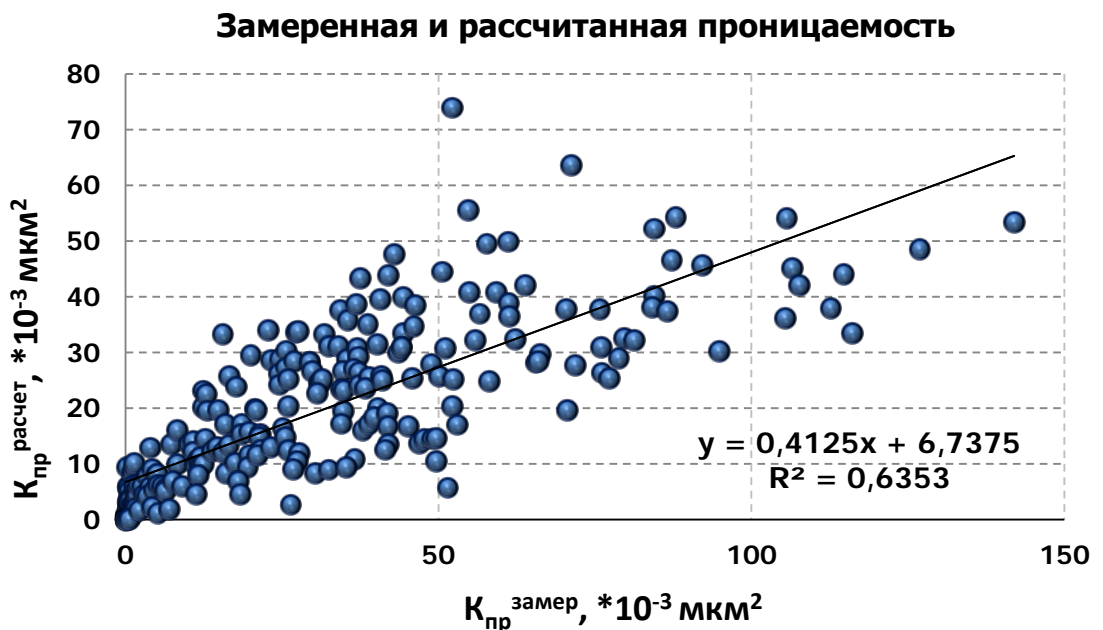


Рисунок 2.3 – Соотношение коэффициента проницаемости рассчитанной по зависимости и замеренной по керну

Неопределенности, возникающие при **интерпретации данных керна** (Класс 5, Группа 2, Подгруппа 3, Род 1). Большую погрешность при интерпретации данных керна вносит усреднение значений, полученных на основе непредставительной выборки небольшого объема керновых данных для характеристики фильтрационных свойств в целом по пласту [131].

Большие неточности в определении, как абсолютной проницаемости, так и относительной возникают при наличии двойной среды, поскольку при испытаниях на керне не учитывается природная трещиноватость коллектора.

Погрешности, возникающие при интерпретации **материалов геофизических исследований** в скважине (Класс 5, Группа 2, Подгруппа 3, Род 2). Во многих скважинах комплекс методов ГИС является недостаточным, что негативно влияет на адекватность получаемых с его помощью характеристик, в частности снизить качество выделения эффективных толщин, оценки пористости, характера насыщения и др. [94]. Неиспользование или недостаточное использование того или иного метода ГИС может повлечь те или иные погрешности, а именно:

- ошибки определения эффективной толщины отложений могут возникать вследствие отсутствия диаграмм микрометодов, затрудняющего выделение плотных тонких прослоев пласта;

- погрешности определения $K_{п}$ и $K_{нн}$ возникают из-за отсутствия исследований, например, акустического, гамма-гамма, двухзондового нейтрон-нейтронного каротажа, из-за чего возникает необходимость осуществлять оценку $K_{п}$ только по диаграмме потенциалов самопроизвольной поляризации ПС, по зависимости, полученной на непредставительной выборке керновых данных;

- не представляется возможным с высокой степенью надежности установить газонефтяной контакт (ГНК) на газонефтяных месторождениях при наличии массивной нефтяной залежи с газовой шапкой, если отсутствуют повторные измерения с использованием стационарного нейтронного метода в колонне и малого объема испытаний. Следствием этого, при подсчете запасов могут быть допущены погрешности, как в сторону уменьшения, так и наоборот.

Что касается проблем, связанных с обработкой **результатов гидродинамических исследований** (Класс 5, Группа 2, Подгруппа 3, Род 3), можно отметить следующее: различный уровень подготовки специалистов, осуществляющих приемку результатов ГДИС; высокая субъективность оценки результатов; отсутствие стандартов по оценкам качества проведения и достоверности интерпретации ГДИС и многое другое.

Качество **интерпретации сейсмической информации** (Класс 5, Группа 2, Подгруппа 3, Род 4) в высокой степени зависит от количества пробуренных скважин на момент обработки информации, количества проведенных методов ГИС и наличия в скважинах вертикально-сейсмического профилирования (ВСП). Все это определяет возможность проведения достаточно точной привязки сейсмических данных со скважинной информацией, корректное преобразование данных из времен в глубины, снижение неоднозначности в выделении разрывных нарушений и проявления тюнинг эффекта. Чем меньше количество скважин, тем меньше достоверность интерпретированных сейсмических данных (погрешность может варьироваться от 5 до 15 %).

Также неопределенности сейсмических характеристик могут возникать ввиду использования различных методов обработки глубинной миграции, например выделенные разломы по одному методу могут различаться на сотни метров в горизонтальном масштабе при обработке другим методом.

Существует большая неоднозначность в интерпретации сейсмической информации некоторых месторождений, которые содержат трапповые образования, соленосные купола, месторождения с вечной мерзлотой и др. Наибольшее влияние на волновое поле оказывают неоднородности верхней части разреза (ВЧР), погрешность возникает из-за неправильной интерпретации кровельной части месторождения. При этом, чем больше глубина исследования, тем больше и величина погрешности, при этом ошибка интерпретации с глубиной накапливается (рисунок 2.4).

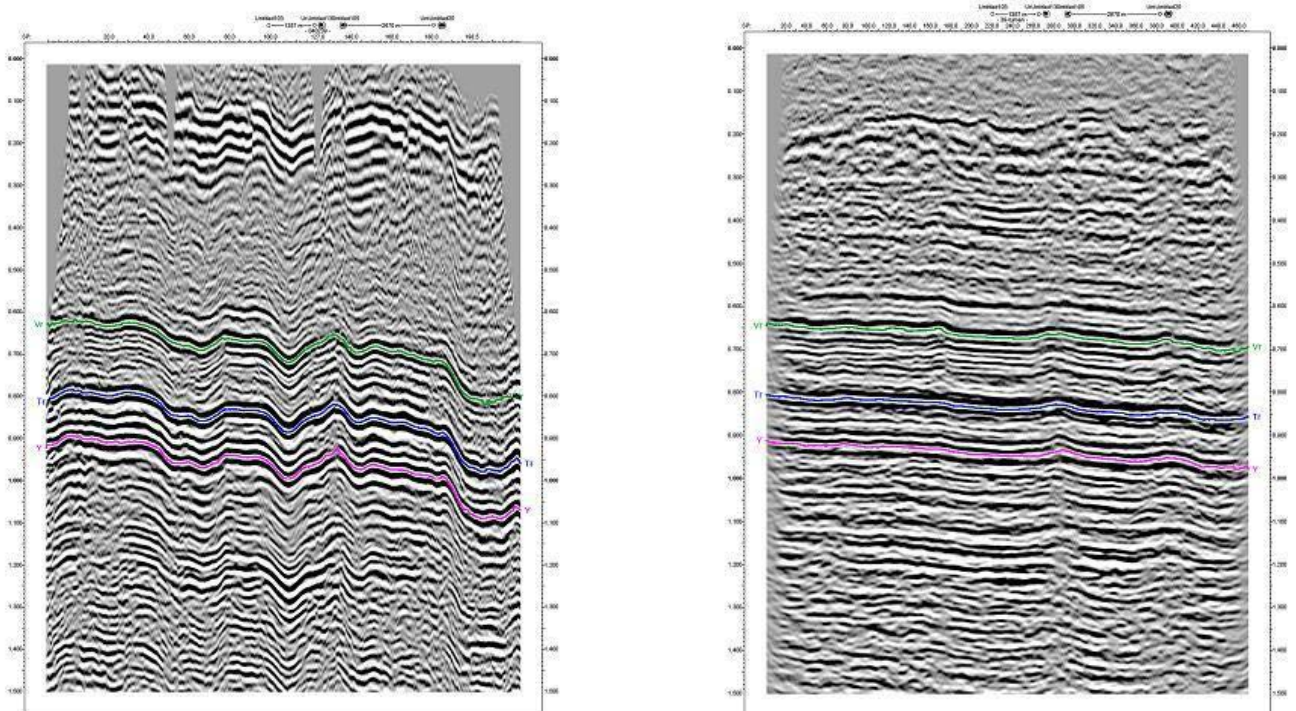


Рисунок 2.4 – Интерпретация глубинно-скоростных характеристик, слева – неправильная интерпретация, справа – правильная интерпретация кровельной части разреза (по материалам отчета ОАО «Сургутнефтегаз»)

При динамическом анализе с использованием различных атрибутов можно получить информацию о фильтрационно-емкостных свойствах пласта, оценить трещиноватость коллектора и др., но данная информация может быть искажена, при наличии на одном участке профилей от разных сеймопартий, за счет искусственного согласования данных о динамических параметрах сейсмической волны.

Рассмотрим неопределенности, возникающие **при геологическом моделировании** (Класс 5, Группа 2, Подгруппа 4).

Неопределенности, связанные с **различиями геологических концепций** (Класс 5, Группа 2, Подгруппа 4, Род 1) строения месторождения и корреляционных построений. В значительной степени они вызваны неизбежным субъективизмом геолога, выполняющего построение модели, и сложностью геологического строения месторождения. Грубые погрешности в корреляции и выделении проницаемых тел приводят к неадекватной модели течения флюида в

пласте. Наиболее важным моментом является корректный выбор концепции корреляции. Применение хроностратиграфического (сиквенс-стратиграфия) или классического литостратиграфического подхода может привести к построению различных карт, описывающих геометрию коллектора.

Неопределенности, связанные с различиями **алгоритмов построения модели** и их установками (Класс 5, Группа 2, Подгруппа 4, Род 2). Выбор алгоритма построения модели и установок (тренды, ранги, вид вариограммы и др.) определяется геологом, выполняющим построение модели, на основании личного предпочтения или опыта моделирования, отложений данного типа в изучаемом регионе.

Неопределенности, связанные с **некорректностью геологического моделирования** (Класс 5, Группа 2, Подгруппа 4, Род 3). Известно, что каждый алгоритм может создать несколько равновероятных геологических моделей, согласующихся с фактическими скважинными данными и, существенно различающихся в межскважинном пространстве.

Уровень развития программного и технического обеспечения, отсутствие четких методических рекомендаций по применению тех или иных методов и приемов моделирования различных стратиграфических либо генетических групп пластов, которые связаны с особенностями формирования продуктивных отложений и типов коллекторов, порождает появление большого количества погрешностей при создании геологических моделей. Четкие методические руководства и стандарты в моделировании, в частности в построении модели насыщенности, фактически отсутствуют. В целом можно отметить, что на практике существует множество проблем, связанных с особенностями технологического процесса, в результате которых геолого-гидродинамические модели осложнены дополнительными алгоритмическими погрешностями [38].

2.2 Ранжирование параметров адаптации геолого-гидродинамических моделей по неопределенности

Для ускорения процесса адаптации ГГМ необходимо изучение взаимосвязей данных и возникающие вследствие этих взаимосвязей особенности работы с тем или иным параметром [23].

Исходные данные для геолого-гидродинамического моделирования пластовой системы могут быть получены от различных источников информации, соответствие параметров и источников данных представлено в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Исходные данные для геолого-гидродинамического моделирования

Данные	Условное обозначение	Источники данных
Глубина	H	Данные по скважинам и 2D, 3D сейсмические исследования
Общая толщина	$h_{об}$	ГИС, Керн
Литология	Лит.	ГИС, Керн
Эффективная толщина	$h_{эф}$	ГИС, Керн
Коэффициент пористости	K_p	Керн, ГИС (+ геостатистическое моделирование)
Коэффициент проницаемости	$K_{пр}$	Керн, ГИС, ГДИС (+ корреляционная зависимость от пористости)
Свойства флюидов	СФ	Лабораторные исследования флюидов
Фазовые проницаемости	ОФП	Керн
Контакты флюидов	ГНК, ВНК	ГИС, данные опробования пласта
Насыщенность	σ	Керн, ГИС
Законтурная область	ЗО	«По аналогии» с соседним месторождением аналогом
Скважины	Скв.	База данных промысловой информации

Более полная картина взаимосвязи методов исследования и исходных данных, необходимых для построения гидродинамической модели, представлена следующей схемой (рисунок 2.5):

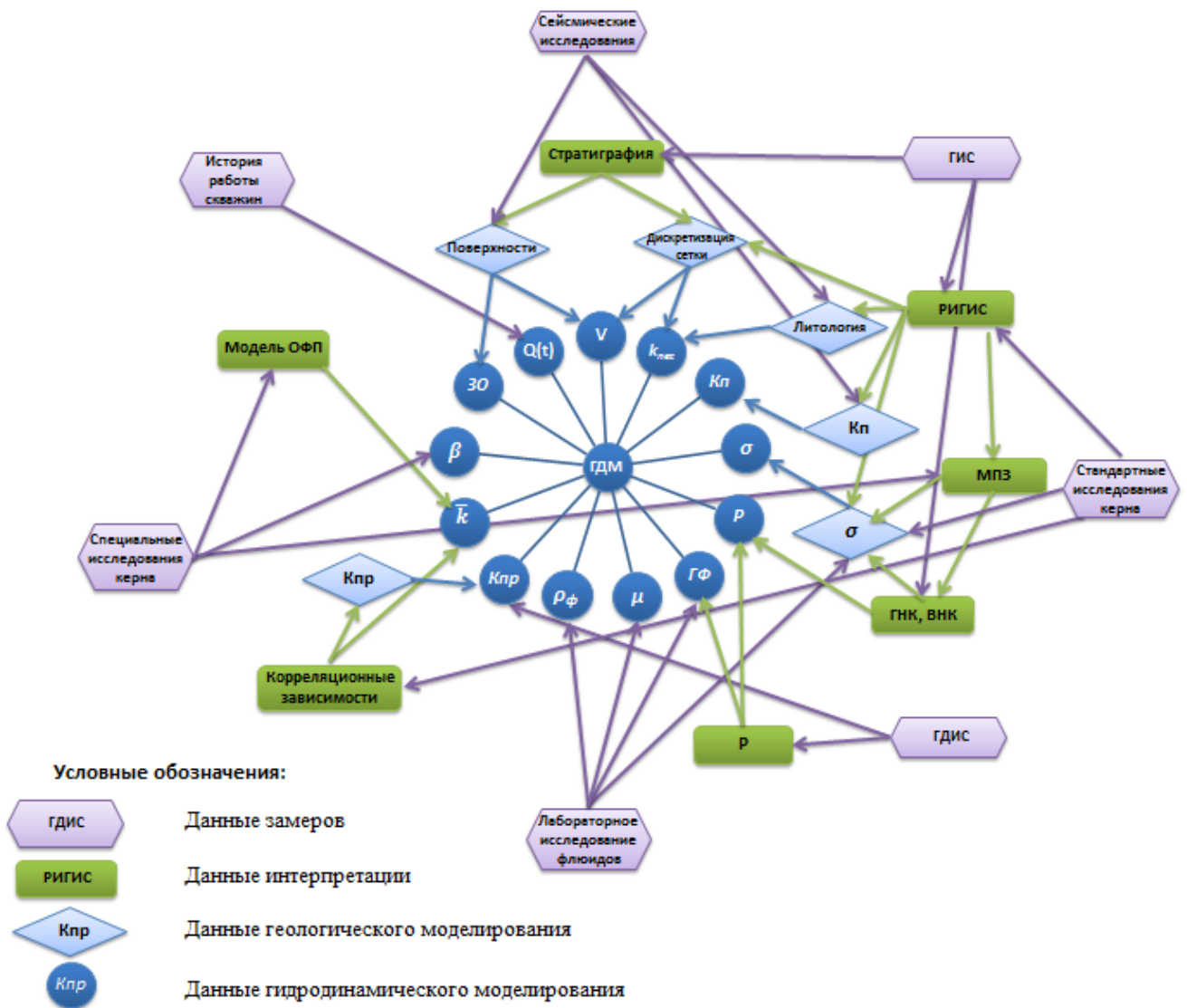


Рисунок 2.5 – Схема взаимодействия источников данных и параметров, участвующих в построении гидродинамической модели (Н.Н. Боженюк, 2015 г.)

На данной схеме представлены все основные этапы работы с данными. Основной идеей данной схемы является разделение всех основных этапов обработки данных и элементов моделирования на 4 группы:

1. Промысловые замеры (на рисунке 2.5 обозначены сиреневым цветом);
2. Результаты интерпретации замеров (обозначены зеленым цветом);
3. Данные геологической модели (обозначены голубым цветом);
4. Данные гидродинамической модели (обозначены синим цветом).

В рамках данной схемы процесс моделирования идет «снаружи внутрь», т.е. наружный круг (показан сиреневым цветом) это данные замеров, внутренний круг (показан синим цветом) соответствует гидродинамической модели. Этап 4 (гидродинамическая модель) в рамках данной работы рассматривается как конечная фаза построения модели месторождения, в то время как предыдущие 3 этапа, помимо решения своих собственных задач, являются источниками данных для гидродинамической модели. При этом каждый из более «поздних» этапов использует данные со всех предыдущих. Например, этап 3 – геологическое моделирование – в качестве входных данных использует как данные замеров, так и результаты их интерпретации (т.е. результаты этапа 2). Аналогично и этап 4 – в качестве входных данных используются результаты геологического моделирования, интерпретации и данные замеров, в том случае, если показатели передаются непосредственно без интерпретации (пример – модель флюида и сжимаемость породы).

Каждый источник данных (любого из этапов 1 - 3) характеризуется несколькими параметрами:

- охватом пласта;
- погрешностью.

Рассмотрим данные параметры более подробно:

Охват пласта – доля пластового объема, охарактеризованная данным типом исследования. Рассматривая приведенные выше этапы исследования пласта, можно отметить следующее:

1) Элементы этапа 1 можно разделить на 5 категорий:

1.1) Сейсмические исследования. Охват пласта близок к 1.

1.2) Гидродинамические исследования и испытания скважин. Охват пласта меньше 1, однако, охватывает зону дренирования скважины, поэтому в зависимости от количества проведенных ГДИС, общий охват данным типом исследований может колебаться от 0,001 до 1.

1.3) Геофизические исследования скважин (ГИС). Охват достаточно мал, порядка $8,8 \cdot 10^{-5}$ от объема пласта, ввиду того, что каротаж характеризует лишь небольшую зону около ствола скважины и не описывает межскважинное пространство.

1.4) Исследования керна – несколько меньше чем ГИС ориентировочно на 1-2 порядка. В данном случае также стоит отметить, что те или иные исследования керна характеризуются не столько количеством отобранных, сколько количеством происследованных образцов. С этой точки зрения степень охвата пласта специальными исследованиями керна (ОФП и капиллярные давления) по сравнению со стандартными исследованиями керна фактически снижается на 1-2 порядка.

1.5) Свойства флюидов. Охват пласта достаточно мал, но т.к. система флюидов находится в термодинамическом равновесии в начальный момент, то основные свойства от расстояния меняются достаточно слабо. Следовательно, даже при сравнительно небольшом количестве отобранных проб, охват пласта можно считать достаточно большим, сопоставимым с охватом по ГДИС.

- 2) Этап 2 – интерпретация – в зависимости от типа данных позволяет повысить охват пласта описанием соответствующей характеристики. К примеру, каждый отдельный замер капиллярного давления характеризует только данный образец керна, и поэтому охват крайне мал. Вместе с тем построенная на основе всех образцов модель переходной зоны имеет охват близкий к 1 за счет выделения закономерности изменчивости свойств.
- 3) Этап 3 – геологическое моделирование – также можно охарактеризовать как имеющее охват, приближающийся к 1 по всем показателям.

Следующая характеристика - погрешность исследования. Следует отметить, что каждый из указанных выше этапов обработки информации вносит свою погрешность в результирующие данные:

1) В ходе замеров (Этап 1) данные содержат погрешности измерения соответствующего прибора.

2) На этапе 2 (интерпретации замеров) специалист при анализе и интерпретации данных подбирает методику, алгоритмы, параметры, опорные значения и так далее, учитывая, что данные с этапа замеров никогда не смогут охарактеризовать пласт целиком, существует вероятность, что выбранная на основе текущих доступных данных методика не соответствует реальной ситуации в пласте. В связи с тем, что зачастую исследование на этапе интерпретации представляет собой построение трендовой зависимости на основе выборки, то погрешность можно оценить по коэффициенту детерминации тренда R^2 и проанализировать максимальное отклонение замеров от линии тренда:

$$\delta_{\text{инт}} = \max(Y_i(X_i) - Y_{\text{тренд}}(X_i))^2 \quad (2.1)$$

3) На этапе построения геологической модели (Этап 3) при интерполяции свойств в межскважинном пространстве вносится статистическая погрешность, ввиду того, что современное геологическое моделирование основано на математическом аппарате геостатистики. Данную погрешность можно оценить аналогично предыдущему этапу. При построении ГМ стохастическим способом строится значительное количество реализаций (порядка 100) свойства литологии или пористости, а затем из этих 100 различных реализаций осреднением рассчитывается куб интерполяции свойств. Таким образом, стохастическая погрешность рассчитывается по формуле (2.2), при этом, каждую I-тую реализацию интерполяции свойства в пространстве нужно рассматривать как «точку» (по аналогии с этапом интерпретации), а рассчитанное осреднением свойство – как «тренд».

$$\delta_{\text{стохаст}} = \max(Y_i(X, Y, Z) - Y_{\text{средн}}(X, Y, Z))^2 \quad (2.2)$$

Формула аналогична предыдущей, за исключением того, что зависимость в данном случае не одномерная, а трехмерная.

Таким образом, по мере продвижения данных по этапам обработки (от замеров до моделирования) увеличивается охарактеризованность и изученность геологическими параметрами, но также увеличивается и погрешность ввиду внесения новых факторов неопределенности (погрешности интерпретации, погрешности статистики).

Получаемые в результате этапов 1 - 3 величины (исходные данные для гидродинамической модели), дополнительно характеризуются следующими показателями:

изменчивостью;

характером зависимости.

Степень пространственной изменчивости означает диапазон вариации величины в пласте и достоверность заданных трендов изменения величины. К примеру, сжимаемость породы можно считать одинаковой в пределах пласта (диапазон вариации достаточно мал), газовый фактор нефти в пласте, даже если меняется, то подчиняется требованию фазового равновесия и поэтому имеет достоверный тренд (диапазон вариации может быть достаточно велик, но при этом велика и достоверность заданного тренда). С другой стороны, проницаемость и связанная водонасыщенность обладают высокой пространственной изменчивостью, так как диапазон вариации может быть велик, и тренды, определяемые на основе интерпретации лабораторных исследований керна, представляют собой осредненные данные с различным коэффициентом регрессии. Следует отметить, что исходный набор данных представляет собой выборку, характеризующейся дисперсией. Соответственно, тренд, полученный при интерпретации данных, характеризует величину лишь приблизительно, оставляя возможность корректировки тренда или локальное изменение свойств в модели пласта. В рамках данной работы предполагается охарактеризовать изменчивость по шкале от 0 до 1, где 1 - это максимальная степень изменчивости,

а 0 – минимальная. Для расчета оценки изменчивости, в первом приближении можно использовать следующие принципы:

– Низкой изменчивостью обладают свойства, значения которых в любой точке пласта показывают незначительное отклонение относительно среднепластовых значений и малым значением дисперсии, например, сжимаемость порового пространства или свойства пластовых флюидов.

– Изменчивость стремится к нулю при наличии максимально достоверного тренда, при полном же отсутствии тренда изменчивость максимальна.

– Пространственную изменчивость свойства можно охарактеризовать рангом вариограммы (расстояние, на котором дисперсия свойства достигает своего максимума).

Первое требование можно свести ко второму, если среднее значение рассматривать как тренд. В первом приближении, в качестве оценки достоверности тренда можно использовать коэффициент детерминации, который равен 0 при полном отсутствии тренда и равен 1 при функциональной зависимости (стоит отметить, что данный коэффициент следует брать с этапа интерпретации, где тренд и был получен). В качестве зависимости коэффициента изменчивости от ранга вариограммы, можно ввести отношение ранга вариограммы к пространственной протяженности модели. Такая величина будет стремиться к 1 при большом ранге вариограммы и к 0 при малом ранге. Назовем данную величину относительным рангом вариограммы. Для данных, получаемых без оценки вариограммы распределения, таких как, зависимости относительных фазовых проницаемостей, свойства флюидов и прочее, данную величину можно условно принять равной 0, тогда коэффициент изменчивости величины полностью зависит от качества тренда.

Учитывая вышеописанные допущения, коэффициент изменчивости можно оценить по формуле:

$$K_{\text{изм}} = \max \left[(1 - R^2), \left(1 - \frac{\text{Range}}{L_{\text{max}}}\right) \right], \quad (2.3)$$

где R^2 - коэффициент детерминации, д.ед.;

Range – ранг вариограммы, м;

L_{max} – максимальное расстояние, м.

Характер зависимости параметров при оценке степени неопределенности, в случае если рассматриваемая величина является функцией некоторой другой, позволяет оценить погрешности входных данных. Например, зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости (рисунок 2.6а), имеющая степенной вид, при погрешности коэффициента пористости в 5 % приводит к погрешности в определении коэффициента проницаемости в десятки и даже сотни процентов. Другой пример – зависимость коэффициента остаточной нефти или коэффициента водоудерживающей способности от коэффициента проницаемости (рисунок 2.6в) имеет логарифмический характер, то погрешность в 10 % $K_{\text{пр}}$ приводит к аналогичному отклонению параметра в 10 % или менее, а погрешность в 100 % и более, из-за логарифмического характера зависимости, уменьшится, а не увеличится. Полиномиальные зависимости носят промежуточный характер (рисунок 2.6б) – при степени полинома 1 и менее зависимость уменьшается, при степени больше 1 – погрешность увеличивается (рисунок 2.6).

Таким образом, изменение ФЕС и концевых точек ОФП при погрешности измерения $K_{\text{п}}$ в пределах 5 % приводит к погрешности $K_{\text{пр}}$ до 100 %, $K_{\text{св}}$ – до 20 %, $K_{\text{в}}^{\text{кр}}$ – до 3 %, при этом изменение подвижных запасов нефти, приходящиеся на одну скважину варьируются в пределах 10 % (таблица 2.3).

Таким образом, составлена таблица характеристик входных данных гидродинамической модели (таблица 2.4) с примерной их оценкой по вышеупомянутым критериям (охват, погрешность, изменчивость и характер зависимости) и рассчитанными погрешностями по приведенным формулам.

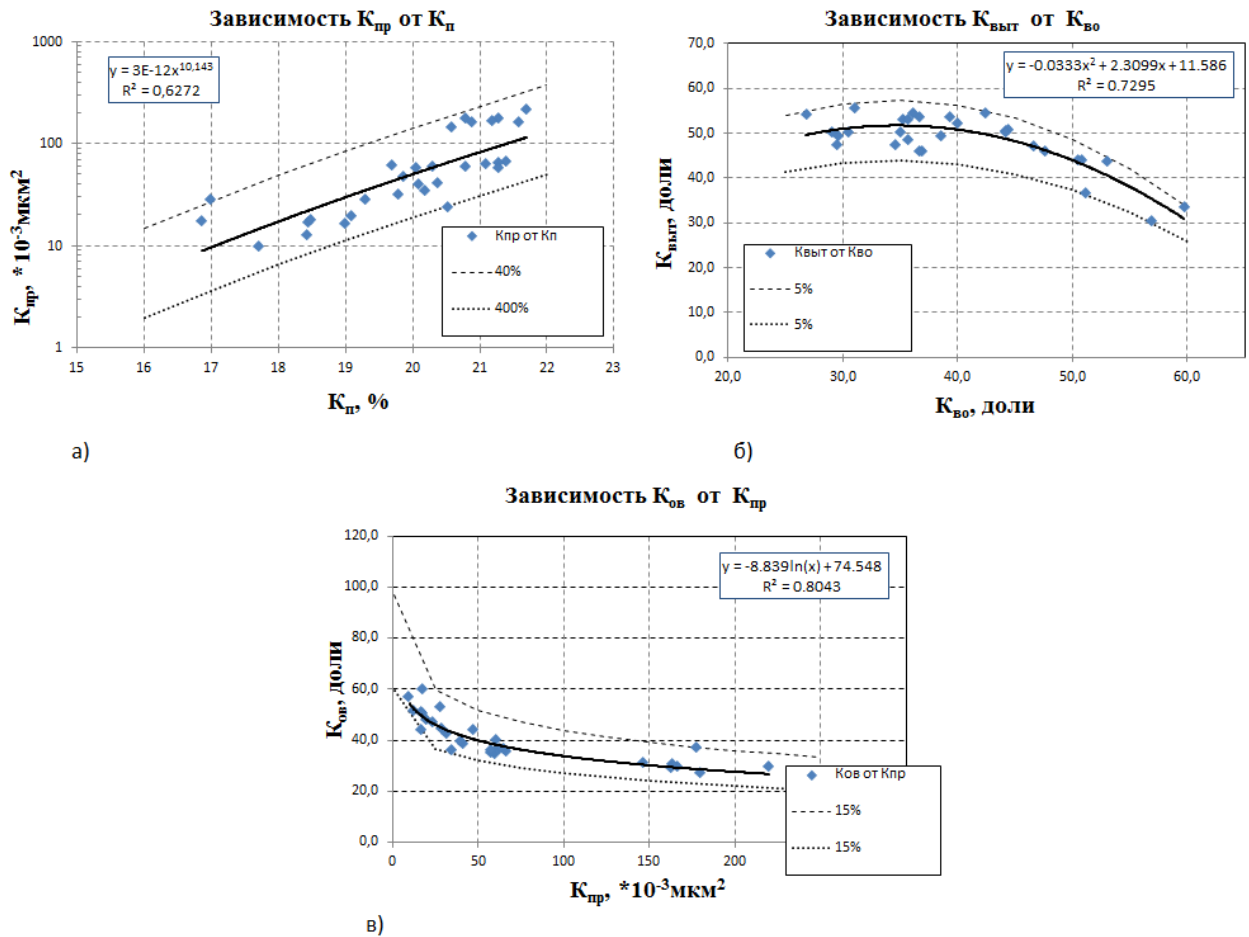


Рисунок 2.6 – Графики петрофизических зависимостей параметров:

а – степенная, б – полиномиальная, в – логарифмическая зависимости

Таблица 2.3 - Изменение коэффициента проницаемости и конечных точек ОФП при изменении коэффициента пористости на +/-5 %. Суммарное влияние конечных точек ОФП на подвижные запасы нефти, приходящиеся на скважину

$K_{п}$	$\Delta K_{п}$	$K_{пр}$	$\Delta K_{пр}$	$K_{св}$	$\Delta K_{св}$	$K_{в}^{кр}$	$\Delta K_{в}^{кр}$	$V_{подв}$	$\Delta V_{подв}$
доли ед.	%	$\cdot 10^{-3}$ мкм ²	%	доли ед.	%	доли ед.	%	т.	%
0,086	-5	0,1	-25	0,493	3	0,257	-0,2	9551	-9,2
0,124	-5	1,6	-34	0,39	5	0,26	-0,2	19325	-9,4
0,162	-5	17,5	-42	0,287	9	0,265	-0,8	32380	-9,2
0,2	-5	193,6	-48	0,184	18	0,28	-2,4	47918	-8,7
0,09	0	0,2	0	0,481	0	0,258	0	10524	0
0,13	0	2,4	0	0,373	0	0,261	0	21341	0
0,17	0	30	0	0,264	0	0,268	0	35679	0
0,21	0	375,8	0	0,155	0	0,287	0	52484	0
0,095	5	0,3	33	0,469	-3	0,258	0,2	11547	9,7
0,137	5	3,6	51	0,355	-5	0,262	0,2	23451	9,9
0,179	5	51,3	71	0,241	-9	0,27	1	39092	9,6
0,221	5	729,7	94	0,127	-18	0,295	2,9	57104	8,8

Таблица 2.4 - Исходные данные для геолого-гидродинамического моделирования и их характеристики

Показатель	Усл. обозначение	Охват замера, д.ед.	Погрешность, д.ед.			Изменчивость, д.ед.	Характер зависимости
			Измерительная	Интерпретационная	Статистическая		
Данные для геологического моделирования							
Структура		1	0,05	0,15	0,3	1	-
Литология	Лит.	$8 \cdot 10^{-5}$ (РИГИС)	-	0,1	0,2	1	-
Коэффициент пористости	K_p	$8 \cdot 10^{-5}$ (РИГИС)	0,05	0,1	0,25	1	Степенная
Коэффициент проницаемости	$K_{пр}$	$2 \cdot 10^{-6}$ (Стандартные исследования керна)	0,1	3-5	-	1	Экспоненциальная /Степенная
Уровень ВНК	ВНК	$5 \cdot 10^{-5}$ (РИГИС)	0,02	0,05	-	0,1-0,5	-
Начальная водонасыщенность	K_v	$5 \cdot 10^{-5}$ (РИГИС)	0,02	0,25	-	0,5	-
Свойства флюидов	PVT	$2 \cdot 10^{-7}$ (Пробы флюидов)	0,05	-	-	0-0,1	-
Данные для гидродинамического моделирования							
ОФП	ОФП	$2 \cdot 10^{-7}$ (Спец. исследования керна)	0,05	0,2	-	0,1-0,5	-
Капиллярное давление (зависимость от водонасыщенности)	R_k	$2 \cdot 10^{-7}$ (Спец. исследования керна)	0,05	0,05	-	0,1-0,5	Степенная
Коэффициент водоудерживающей способности	$K_{во}$	$2 \cdot 10^{-6}$ (Стандартные исследования керна)	0,05	0,15	-	1	Полиномиальная/ Логарифмическая
Концевые точки-остальные	$K_{св}$ $K_v^{кр}$ $K_{но}$ \bar{k}_v $\bar{k}_н$	$2 \cdot 10^{-7}$ (Спец. исследования керна)	0,05	$K_{св}=0,1$ $K_v^{кр}=0,15$ $K_{но}=0,3$ $\bar{k}_v=0,5$ $\bar{k}_н=0,4$	-	1	Полиномиальная/ Логарифмическая
Сжимаемость породы	β	$2 \cdot 10^{-7}$ (Спец. исследования керна) [31]	0,05	0,05	-	0-0,01	-
Анизотропия проницаемости	χ	-	-	-	-	0-0,1	-
Законтурная область	ЗО	-	-	-	-	0-0,1	-
Параметры скважин							
Траектория		0,9-1	0,15	-	-	0	-
Перфорация		0,9-1	0,15	-	-	0	-
Добыча		0,9-1	0,1	-	-	0	-
Закачка		0,9-1	0,25	-	-	0	-

Данная таблица позволяет определить показатели допустимости использования того или иного параметра с высокой степенью неопределенности в качестве переменной при планировании методов по снижению неопределенности данных (включая как дополнительные замеры так и работы связанные с моделированием пластовых систем). Важно отметить, что варьирование параметра при адаптации гидродинамической модели на исторические данные может быть выполнено как глобально (вариация настроек параметра, при которой меняется вся модель – к примеру, изменение настроек вариограммы при стохастическом расчете куба пористости), так и локально (к примеру, путем локального домножения проницаемости в некоторой области, где неопределенность данных в совокупности с несоответствием модельных и фактических показателей разработки, данными ГДИС свидетельствует о необходимости подобной модификации).

Таким образом, для адаптации ГГМ на историю разработки можно выделить следующие группы параметров:

1) Группа данных, обладающая изменчивостью близкой к 1 (**литология, коэффициент пористости, коэффициент проницаемости, концевые точки**), является наиболее неопределенной и рассматривается как потенциальный набор параметров для адаптации модели к историческим данным. Вариация параметров из этой группы допустима как с помощью некоторого «глобального» параметра, меняющего интерполяцию свойства в целом по модели, так и с помощью локальных изменений свойств – к примеру, в призабойной зоне скважин либо вблизи разломов. В данной группе можно выделить наиболее неопределенные переменные:

1.1) **Коэффициент проницаемости**. Ввиду значительной погрешности, обусловленной, прежде всего характером зависимости от коэффициента пористости, экспоненциальной либо степенной, а также низкой степенью охвата непосредственно замерами, $K_{пр}$ является одной из основных переменных, чью неопределенность необходимо оценивать и по возможности снижать.

1.2) **Концевые точки (все, кроме $K_{во}$).** Зависимости строятся по результатам специальных исследований керна на основе непредставительной выборки данных, в результате чего интерпретационная погрешность возрастает.

1.3) **Литология.** Данная переменная варьируется редко (так как вариация сильно влияет на запасы), однако в некоторых случаях без подобной вариации обойтись не удастся. Как правило, с целью минимизации влияния на запасы переменная варьируется локально, в небольшом объеме. Основной целью является не столько увеличение объема коллектора в модифицируемой области, сколько изменение связности. (Посредством обращения части ячеек из неколектора в коллектор обеспечивается связность некоторых взаимно изолированных областей пласта, и таким образом в зоне дренирования настраиваемой скважины увеличивается объем коллектора).

2) **Анизотропия проницаемости и параметры водоносного горизонта.** Ввиду крайне низкой степени охарактеризованности данными, варьирование этих величин в процессе анализа неопределенности является обоснованным. Однако вследствие низкой степени изменчивости, данные переменные являются преимущественно глобальными / региональными.

3) **ОФП и капиллярное давление (зависимость от водонасыщенности).** Ввиду низкого охвата специальными исследованиями керна, при адаптации гидродинамической модели возможно применение модификации диаграмм ОФП и P_k , вследствие низкой изменчивости, варьирование кривизны ОФП стоит отнести к глобальным переменным.

4) **Сжимаемость породы и PVT.** Данные переменные имеют низкий охват и достаточно низкую изменчивость, как правило, PVT-исследования довольно достоверно характеризуют поведение флюида во всем диапазоне условий в рамках одного региона, сжимаемость в пласте варьируется слабо, поэтому данные величины в качестве переменных не используются. В редких случаях, когда их используют, происходит не столько варьирование переменных, сколько пересмотр исследований.

5) **Начальная насыщенность.** В рассматриваемом случае имеется в виду нахождение статистических зависимостей капиллярного давления с целью повышения достоверности модели (методы типа J-функции Леверетта, модели Брукса-Кори, функция Томира и прочее). Данная величина может являться переменной как глобальной (выбор зависимости), так и локальной (в виду низкой охарактеризованности данных, осреднением значений и высокой интерпретационной погрешностью свойств).

б) **Скважинные данные.** Обладают низкой изменчивостью и высоким охватом (охват оценивается не относительно размеров пласта, а относительно размеров фонда скважин), при этом наиболее значимыми являются погрешности в замерах инклинометрии и альтитуды, что вызывает смещение интервалов перфораций и каротажей относительно их реального положения, увеличивая степень неопределенности.

Данный анализ будет неполным без второй составляющей, оценки влияния переменных на результаты моделирования. Допустимость варьирования переменной не означает, что данную переменную целесообразно варьировать, так как каждая переменная влияет только на определенные показатели. Таким образом, использовать ту или иную переменную необходимо в том случае, если соответствующая «целевая функция» (показатель, который необходимо настроить) нуждается в оптимизации. Кроме того, следует учитывать степень влияния переменных на ту или иную целевую функцию. К примеру, сжимаемость породы согласно приведенному выше анализу является допустимой для использования в качестве переменной. Однако такая практика встречается достаточно редко вследствие сравнительно слабого влияния сжимаемости на поведение модели в стандартном диапазоне изменений.

В рамках задачи создания модели, учитывающей неопределенность входных данных, можно выделить несколько подзадач, каждая из которых может быть сформулирована в виде конкретной целевой функции:

– «Сбивка» запасов и воспроизведение начальной водонасыщенности (как правило, решается на этапе геологического моделирования, однако часто

возникают ситуации, когда при адаптации ГГМ приходится пересматривать данное «геологическое» решение, если оно получено без учета капиллярных сил). Критерием успешности является воспроизведение запасов в рамках допустимой погрешности, либо хороший уровень совпадения распределения водонасыщенности по модели с данными РИГИС.

– Воспроизведение уровней пластового/забойного давления и степени компенсации отборов. Целевой функцией является воспроизведение уровней отбора жидкости (реже – заводнения), а также уровней пластового и забойного давления при условии наличия замеров.

– Воспроизведение обводненности. Критерием успешности является воспроизведение дебита/накопленной добычи нефти и обводненности.

Подсчет запасов по 3D ГМ выполняется на основе следующей формулы:

$$V_H = V * k_{\text{пес}} * K_{\text{п}}(\beta) * (1 - K_{\text{в}}(P_{\text{к}})) * 1/B_H \quad (2.4)$$

где V – объем коллектора, тыс.м³;

$k_{\text{пес}}$ – коэффициент песчаности, д.ед.;

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

β – сжимаемость порового пространства, Па⁻¹;

$K_{\text{н,в,г}}$ – насыщенность порового пространства флюидом, д.ед.;

$P_{\text{к}}$ – капиллярное давление в области, Па.

Гидродинамическое моделирование строится на основе комбинации уравнения неразрывности (материального баланса) для каждой фазы и закона Дарси:

$$(Q_+ - Q_-)_{\text{н,в,г}} = - \frac{\partial [V * k_{\text{пес}} * K_{\text{п}}(\beta) * K_{\text{н,в,г}}(t) * (P_{\text{к}})]}{\partial t} \quad (2.5)$$

где Q – поток флюида (индексы «+» и «-» означают приток/отток из некоторого конечного объема), м³/сут;

t – время, час.

Применительно к реальным задачам, как правило, используется модификация закона Дарси для многофазной фильтрации:

$$Q_{н,в,г} = K_{пр} A \left(\frac{\bar{k}}{\mu B} * \Delta (P) \right)_{н,в,г} \quad (2.6)$$

где $K_{пр}$ – абсолютная проницаемость, 10^{-3} мкм²;

A – площадь фильтрации, м²;

\bar{k} – относительная фазовая проницаемость, д.ед.;

μ – вязкость флюида, сП;

B – объемный коэффициент, м³/м³;

ΔP – градиент давления в рассматриваемой области, Па.

Исходя из данных соотношений, составлена таблица соответствия «целевых функций» и используемых переменных (таблица 2.5).

Таблица 2.5 - «Целевые функции» настройки гидродинамических моделей и используемые переменные

Переменная	Целевая функция			
	Воспроизведение запасов и насыщенности		Воспроизведение давления	Воспроизведение обводненности
	Геологическое моделирование	Гидродинамическое моделирование		
Параметры пласта				
Структура	+			
Литология/ связность	+		+	
K_p	+			
$K_{пр}$			+	
χ			+	+
PVT		+	+	+
ОФП				+
β			+	
R_k	+/-	+		
ВНК	(Зависит от используемого геологом подхода)	+		+
K_v		+		+
$K_{во}$		+		+
$K_{св}, K_v^{кр}, K_{но}, \bar{k}_v, \bar{k}_h$				+
Водоносный горизонт			+	+
Параметры скважин				
Траектория				
Перфорация			+	
Добыча				+
Закачка			+	

Поскольку описанные выше целевые функции в рамках проекта, обрабатываются последовательно (сначала воспроизведение запасов, потом настройка давления и настройка обводненности), повторное использование переменной на более позднем этапе сопряжено с риском нарушения настройки, достигнутой на ранней стадии «целевой функции», поэтому при отсутствии необходимости следует избегать подобных ситуаций.

При совместном анализе таблиц 2.4 и 2.5, а также с учетом рекомендации о нежелательности повторного использования переменных, составлена итоговая таблица переменных, которые допустимо использовать на каждом из этапов настройки модели на историю разработки, ввиду высокого уровня неопределенности данных (таблица 2.6).

Таблица 2.6 - Список варьируемых параметров на разных этапах настройки гидродинамической модели

Переменная	Целевая функция			
	Воспроизведение запасов и насыщенности		Воспроизведение давления	Воспроизведение обводненности
	Геологическое моделирование	Гидродинамическое моделирование		
Параметры пласта				
Структура	+			
Литология/ связность			+	
$K_{п}$	+			
$K_{пр}$			+	
χ				+
PVT		+		
ОФП				+
β			+	
P_k	+/-	+		
ВНК	(Зависит от используемого геологом подхода)	+		
K_v		+		
$K_{во}$				+
$K_{св}, K_v^{кр}, K_{но}, \bar{k}_v, \bar{k}_h$				+
Водоносный горизонт			+	
Параметры скважин				
Траектория				
Перфорация			+	
Добыча				+
Закачка			+	

ВЫВОДЫ ПО ВТОРОМУ РАЗДЕЛУ

1. При создании геолого-гидродинамической модели специалисты сталкиваются с недостаточным количеством информации, малым объемом исследований в скважинах, отбора керна и специальных исследований на нем, гидродинамических исследований, низким качеством и разрешенностью сейсмической информации, большой интерпретационной неоднозначностью, как следствие, модель, созданная на таком количестве информации, обладает большой погрешностью.

2. Для понимания процесса появления неопределенностей на этапе получения информации об исследуемом объекте от различных источников измерений разработана классификация причин возникновения неопределенностей при геологическом и гидродинамическом моделировании месторождений.

3. Проведена оценка взаимосвязи методов исследования, исходных данных и моделей. Рассмотрены способы получения данных для гидродинамической модели, степень неопределенности данных и на основе полученной оценки неопределенности данных сформирован перечень переменных, которые могут быть использованы на различных этапах адаптации ГГМ на исторические данные разработки месторождений.

РАЗДЕЛ 3. СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ПОСТРОЕНИЯ ТРЕХМЕРНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

3.1 Краткая характеристика месторождения R

Нефтяное месторождение R (согласно карте нефтегеологического районирования) расположено в северной части Сургутского нефтегазоносного района в пределах Среднеобской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Промышленная нефтеносность установлена в отложениях черкашинской свиты нижнего отдела меловой системы (пласт АС₁₀²), отложениях ахской свиты нижнего отдела меловой системы (пласт АС₁₁⁰), отложениях тюменской свиты среднего отдела юрской системы (пласт ЮС₂). На рассматриваемой территории геологический разрез представлен породами трёх структурно-тектонических комплексов: палеозойского метаморфизованного складчатого фундамента, переходного тафрогенного комплекса триаса и мезозойско-кайнозойского платформенного чехла, представленного осадочными образованиями юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем. Стратиграфический разрез месторождения R представлен на рисунке 3.1. Выделение стратиграфических единиц разреза произведено в соответствии с «Региональными стратиграфическими схемами мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины», утверждёнными МСК 30.01.1991 г.

Отложения черкашинской свиты залегают согласно на породах ахской свиты и представлены неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитоподобных глин. Свита делится быстринской пачкой глин на две подсвиты: нижнюю АС₁₀-АС₇, и верхнюю – пласты АС₆-АС₄. В пределах рассматриваемого месторождения выявлена нефтеносность отложений пласта АС₁₀². Возраст свиты готерив-барремский. Толщина – до 310 м.

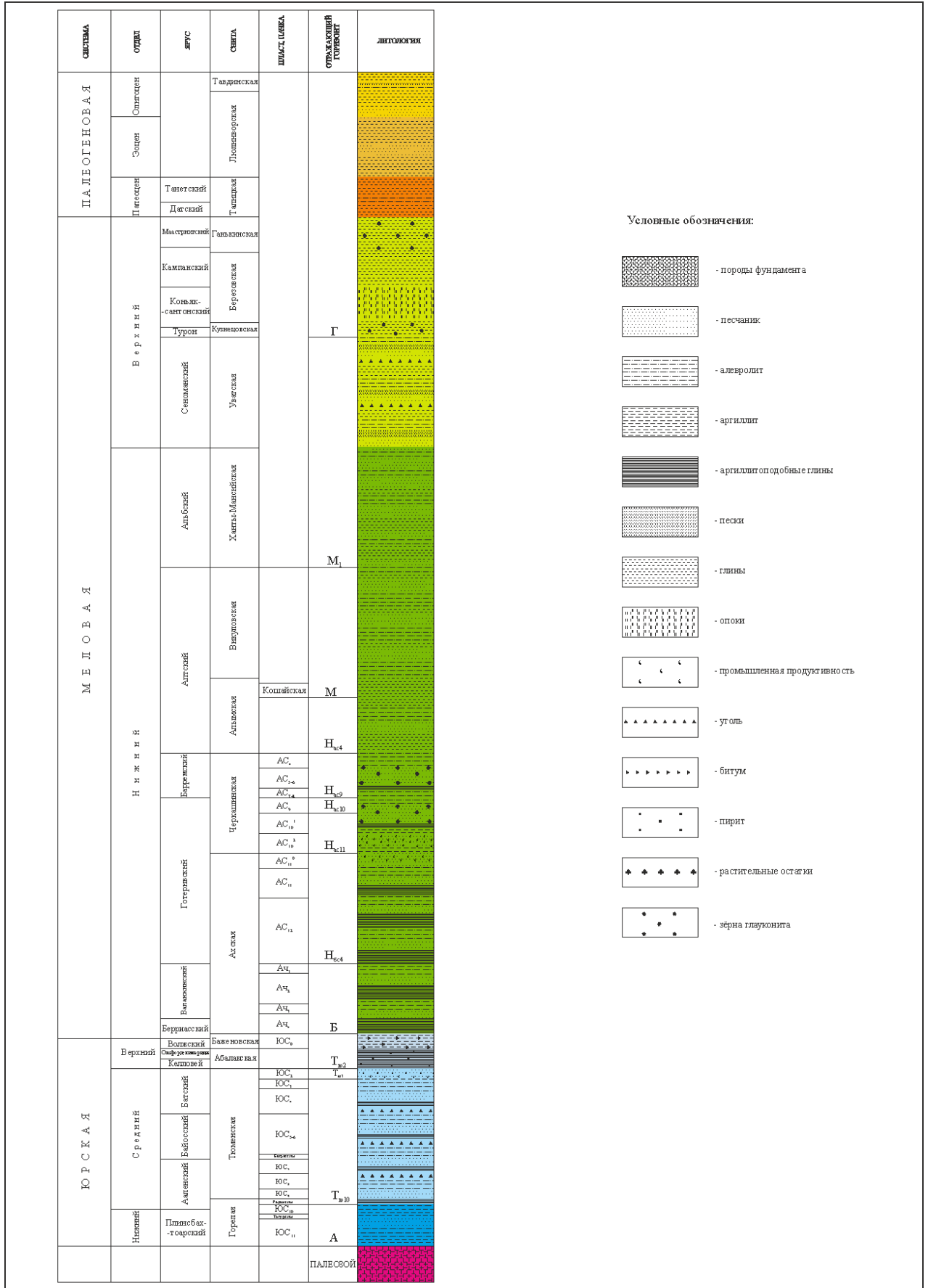


Рисунок 3.1 – Стратиграфический разрез месторождения R (отчет ТО «СургутНИПИнефть», 2009 г. [106])

Согласно «Тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты» (под редакцией В.И. Шпильмана, Н.И. Змановского, Л.Л. Подсосовой, 1998 г.) месторождение R расположено на северо-восточном замыкании Фроловской мегавпадины, в зоне её сочленения с Помутской мегатеррасой (рисунок 3.2).

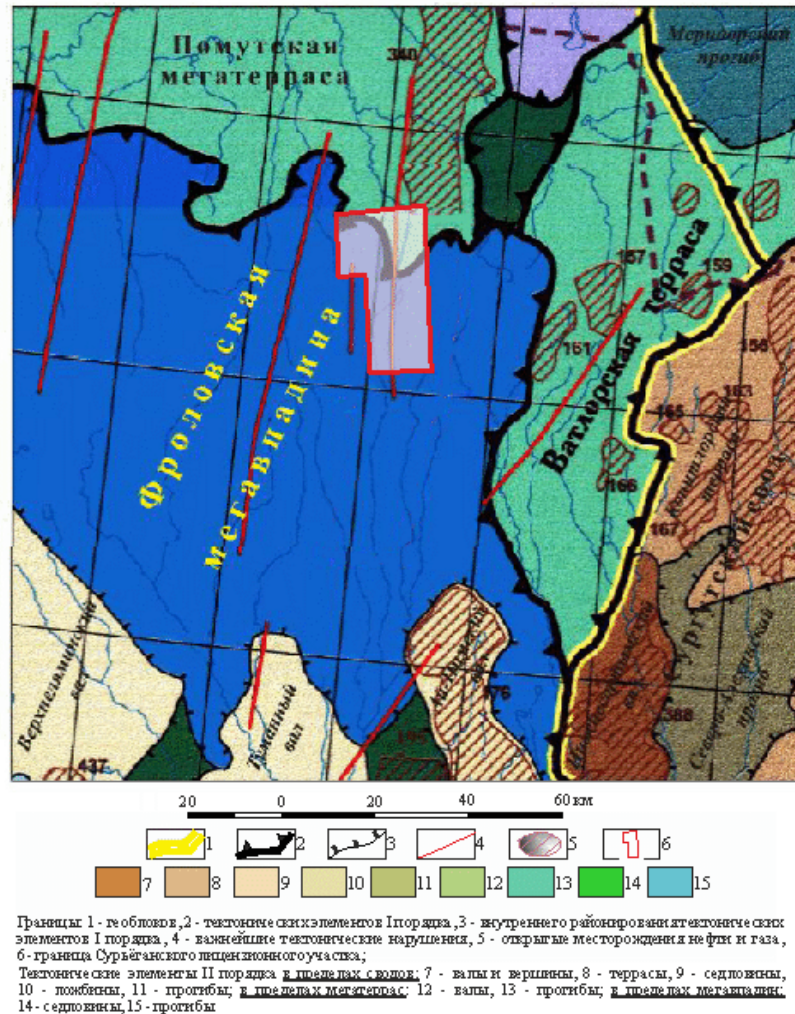


Рисунок 3.2 – Фрагмент «Тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты» (под редакцией В.И. Шпильмана, Н.И. Змановского, Л.Л. Подсосовой, 1998 г.)

Месторождение R открыто в 2003 году, введено в опытно-промышленную разработку в 2011 г. согласно «Технологической схеме ОПР», на основании которой разрабатывается и в настоящее время. На территории района работ наиболее перспективен клиноформный комплекс пласта АС₁₀². Залежь пласта

АС₁₀² месторождения R представляет собой комплекс линз коллектора, вытянутый в субмеридиональном направлении и ограниченный с севера, запада и востока зонами глинизации. В южной части залежь контролируется линией ВНК. Тип залежи пластово-сводовый, литологически-экранированный.

Комплекс АС₁₀ изучаемого месторождения имеет сложное строение, слагающие соподчиненные тела низшего ранга (сигмовидные тела, черепицы) развиты по площади неравномерно, что соответствует многофазности формирования выдвигающейся дельтовой платформы [106]. Следует отметить, что на территории района на временных разрезах фиксируется значительно большее количество отражений, имеющих различную выраженность и геометрию (от кровельного прилегания до сигмовидных – что свидетельствует о существенном различии в энергетических обстановках формирования контролируемых ими разноразмерных тел). Все они отражают многофазовость формирования дельтовой равнины и, как следствие – во многих случаях существенную разобщённость песчаных тел. Протрассировать их не представляется возможным даже на соседний профиль, из-за слабой сейсмической разрешенности разреза и их собственной сложности, разноориентированности и, в значительной мере, малоразмерности (рисунок 3.3).

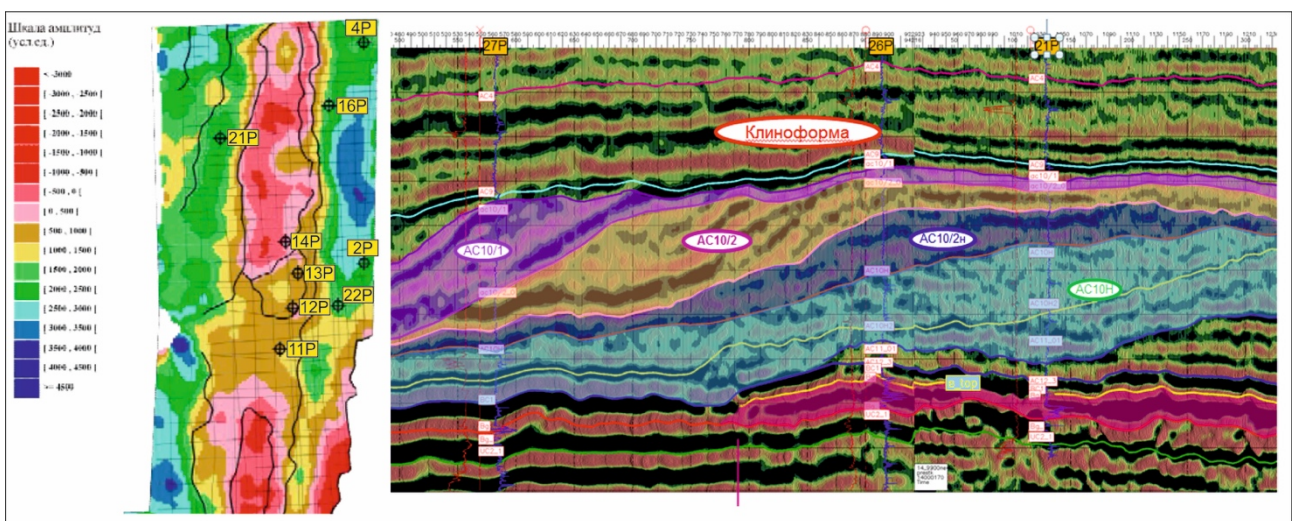


Рисунок 3.3 – Карта амплитуд в интервале ОГ «Нас₁₀²» и сейсмогеологический разрез АС₁₀²

Породы коллекторы пласта AC_{10}^2 развиты на месторождении в виде линзовидных песчаных тел. Общая толщина по скважинам изменяется от 11 до 28 м, составляя в среднем 19 м. Максимальные величины общей толщины приурочены к южной и северной частям залежи. В центральной части залежи пласта общая толщина снижается более чем в два раза.

Аналогичная картина наблюдается и по эффективной нефтенасыщенной толщине пласта: максимальная толщина зафиксирована в северной части залежи (7,0 м), в центральной части толщина уменьшается в 9 раз (0,8 м), далее в южном направлении продуктивная толщина опять возрастает (3,4 м). Средневзвешенная по площади эффективная нефтенасыщенная толщина по залежи в целом составляет 2 м.

Таким образом, по характеру распределения общей и продуктивной толщины залежь пласта AC_{10}^2 можно условно разделить на три части: северную, центральную и южную. Средняя расчленённость по залежи составляет три единицы. Минимальное значение расчленённости (1 ед.) зафиксировано в центральной части, максимальное (7 ед.) в северной части. Расчленённость коллектора в южной части залежи составляет 2 - 3 единицы.

Таким же образом происходит распределение по залежи коэффициента проницаемости коллектора: минимальным коэффициентом проницаемости (около $12 \cdot 10^{-3}$ мкм²) характеризуется центральная часть залежи, к югу и северу $K_{пр}$ существенно (в 2 раза) возрастает до $23,3 - 23,9 \cdot 10^{-3}$ мкм². Среднее значение коэффициента проницаемости по залежи пласта AC_{10}^2 составляет $18 \cdot 10^{-3}$ мкм².

В силу линзовидного строения пласт существенно не выдержан как по площади, так и по разрезу. При этом условная средняя толщина одного проницаемого прослоя составляет 1,1 м, непроницаемого – 3,5 м, т.е. более чем в три раза.

Формирование пластов AC_{10} и AC_{11} происходило в мелководно-морской и прибрежно-морской обстановке в условиях ограниченного поступления терригенного песчано-алевритового материала. Каждый из пластов представляет собой отложения отдельного регрессивного цикла осадконакопления.

Наибольшее опесчанивание и появление более выдержанных песчано-алевритовых пластов отмечается в кровельной части пластов.

По керну песчано-алевритовые породы пласта AC_{10}^2 представлены коллекторами III, IV и V классов по классификации А.А.Ханина. В результате проведённого анализа литологических и коллекторских свойств выделено четыре литотипа пород в разрезе изучаемого пласта. Литотип 1 - «песчаники с глинистым цементом» и литотип 2 - «алевролиты с глинистым цементом» относятся к коллекторам. Остальные (литотип 3 - «глинистые алевролиты и аргиллиты» и литотип 4 - «песчано-алевритовые породы с карбонатным цементом»), представляют неколлектор.

3.2 Выбор алгоритма построения геологических моделей

Создание ГМ основано на реализации разработанной концептуальной модели геологического строения исследуемого объекта в наглядной цифровой форме посредством заложенных алгоритмов программного обеспечения. Выбор методики создания ГМ зависит от особенностей объекта моделирования и количества исходной информации [57].

Стоит отметить, что реальное геологическое строение объекта моделирования всегда сложнее сформированного на основе имеющегося фактического материала представления о концептуальном строении моделируемого объекта, и тем более сложнее, чем реализованная на этих данных 3D ГМ объекта. Это вызвано в первую очередь ограниченным набором исходной информации, особенно в межскважинном пространстве, во вторую очередь ограниченными возможностями и трудностями формализации геологического строения в существующем программном обеспечении. Ни один алгоритм 3D моделирования не способен учесть все геологические особенности и отразить всю сложность реального строения моделируемого объекта. Таким образом, основной задачей моделирования является создание 3D ГМ, адекватно согласующейся с концептуальной моделью, посредством стандартных методик и алгоритмов

моделирования путем их адаптации, комбинирования или создания новых при различном наборе данных и геологических особенностей месторождений.

В настоящее время применяются различные способы построения геологических моделей терригенной толщи. Алгоритмы, разработанные для расчета 3D моделей, подразделяются на стохастические (вероятностные) и детерминированные (интерполяционные). Детерминистические алгоритмы при одних и тех же настройках дают один, наиболее вероятный, при заданных условиях, результат [60]. Классическим примером детерминистического алгоритма моделирования является «кригинг». Стохастические алгоритмы позволяют получать при одних и тех же настройках различные равновероятные случайные реализации [60]. Данные алгоритмы имеют свои достоинства и недостатки, краткий перечень которых представлен в таблице (3.1).

Таблица 3.1 - Сравнение алгоритмов моделирования

Детерминистические алгоритмы	Стохастические алгоритмы
– Применяются при большом количестве исходных данных	– Применяются при малом количестве исходных данных
– Отсутствует возможность подключения трендов	– Возможность подключения различных трендов
– Быстрая скорость расчета	– Возможность проведения оценки неопределенности

Выбор того или иного алгоритма моделирования зависит в первую очередь от полноты и качества исходных данных, от концептуальной модели моделируемого объекта, во вторую очередь от конечной цели создания ГМ, количества выделенного времени и технических возможностей ПЭВМ. В случае создания ГМ с плотной сеткой пробуренных скважин, с большим набором исходной информации, выбор того или иного алгоритма при оптимальном задании параметров, соответствующих геологическим особенностям объекта, будет выдавать практически идентичные результаты. Если же данных не

достаточно, итоговые модели при разных алгоритмах могут существенно различаться. Существует необходимость разработки алгоритмов построения ГМ с низкой степенью изученности и охарактеризованностью данными, для реализации концептуального видения геологического строения моделируемого объекта.

Рассмотрим пример проведения вычислительного эксперимента с целью разработки рекомендаций по подбору оптимальных настроек и алгоритмов для построения куба литологии объекта с низкой геологической изученностью.

3.3 Разработка и адаптация алгоритмов построения кубов литологии

Разработка алгоритма построения ГМ модели выполнялась по месторождению R в программном комплексе «Petrel» [17].

На момент построения модели, использовались данные (координаты устья, альтитуды, ГИС, РИГИС) по 42 скважинам, данные об исследованиях керна по 10 скважинам, данные об испытаниях пластов по 10 скважинам, результаты интерпретации сейсмических исследований МОВ ОГТ 2D.

Основой построения трехмерной геологической модели является детальное расчленение и корреляция продуктивных пластов. Корреляция проводилась по традиционной схеме: выделение региональных и локальных реперов, учет установленных закономерностей геологического строения, а также характера насыщения коллекторов по ГИС и результатов испытания скважин. В качестве региональных реперов выделялись битуминозные аргиллиты подошвы баженовской свиты, тонкоотмученные глины абалакской, пимской пачек, глины над пластом АС₄. Локальными реперами служили глинистые пачки над пластами АС₉, АС₁₀. В результате определены геологические объекты АС₁₀² и АС₁₀^{2/1}. По площади развития внутри каждого объекта выделены отдельные залежи, имеющие общую субмеридиональную направленность и стратиграфические границы. Таким образом, в объекте АС₁₀² закартированы 4 залежи по типу структурно-литологические с различными уровнями ВНК, в границах объекта АС₁₀^{2/1} закартированы 2 структурно-литологические залежи (рисунок 3.4, 3.5).

Линии глинизации проведены с учетом сейсмических данных и результатов бурения разведочных и эксплуатационных скважин.

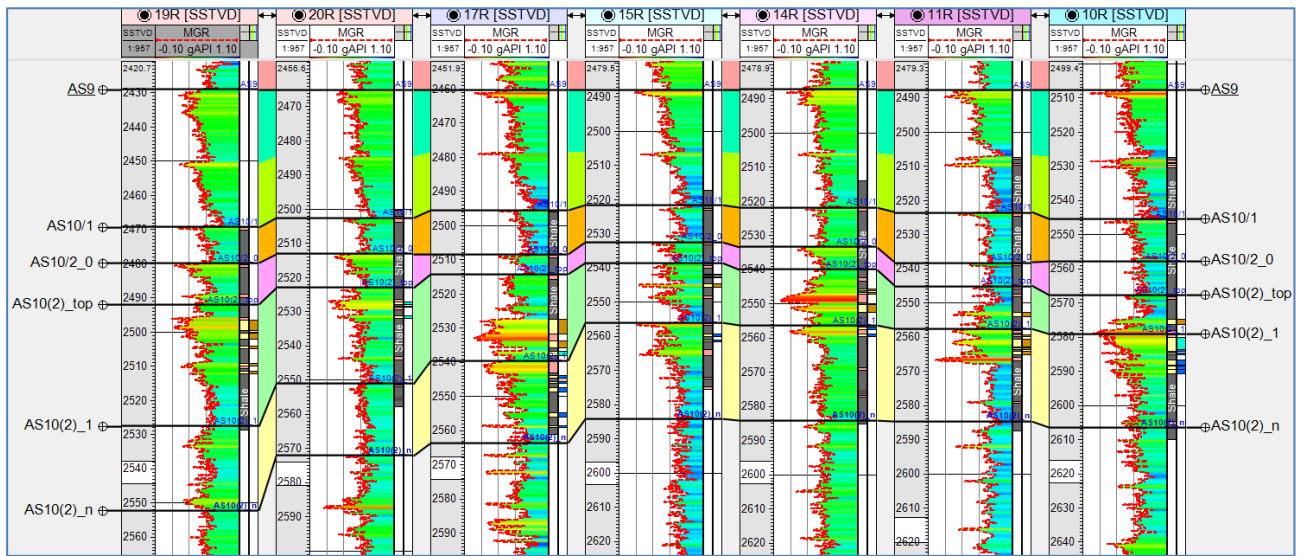


Рисунок 3.4 – Межскважинная корреляция по диаграмме гамма-каротажа по направлению Север-Юг (рисунок 3.5а)

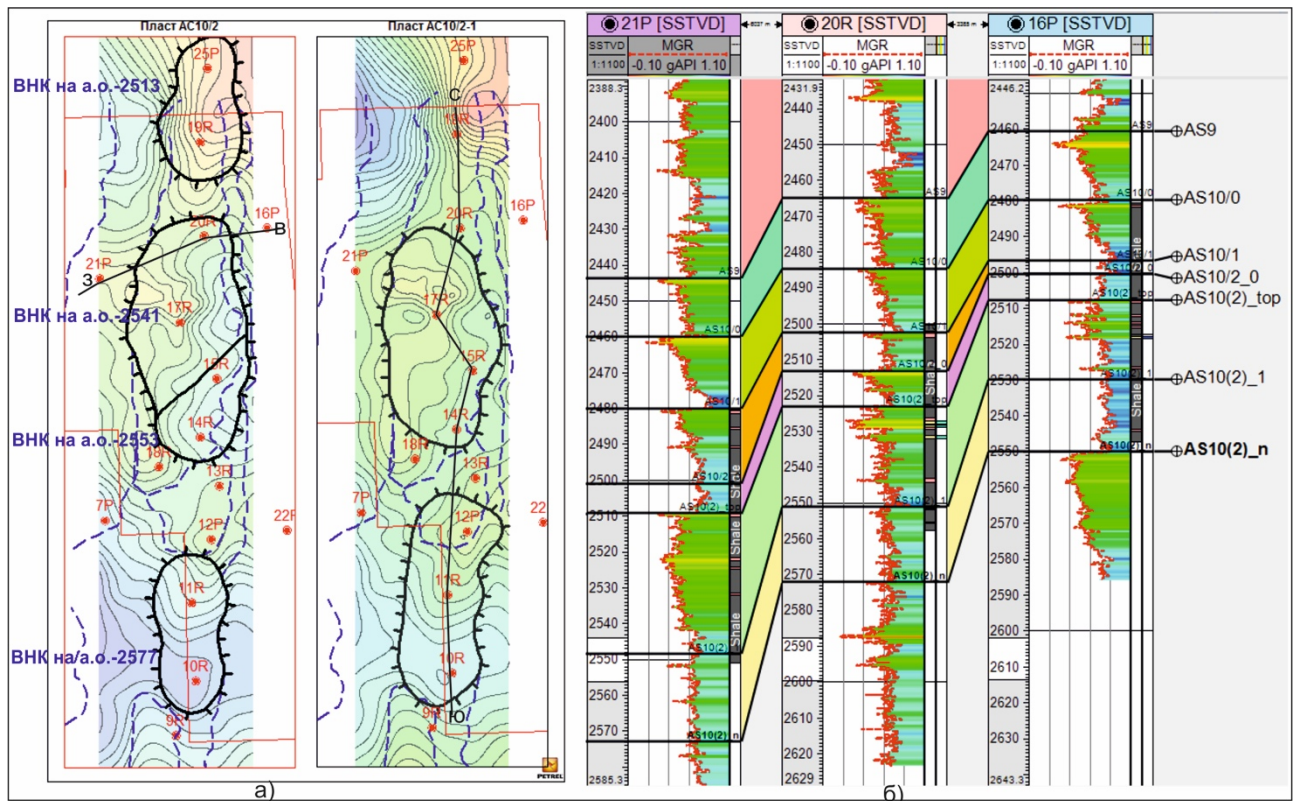


Рисунок 3.5 – Структурная карта по кровле пластов AC_{10}^2 и $AC_{10}^{2/1}$ (а) и межскважинная корреляция по линии 3-В (б)

При создании трехмерных геологических моделей важно воссоздать реальное распределение в терригенной толще геологических тел — пород коллекторов флюидов и практически непроницаемых разностей пород. Цифровая литологическая модель месторождения должна отображать геологически достоверный результат, при этом: а) соблюдать пропорции содержания каждой фации в разрезах скважин; б) корректно отображать распространение фаций в межскважинном пространстве; в) сохранять латеральные и вертикальные тенденции распространения фаций [39]. Для снижения неопределенностей, при сложном геологическом строении месторождений и наличии зон с низкой плотностью разбуривания, на этапе литолого-фациального моделирования необходимо использование трендовой информации, что позволяет реализовать при построении модели сложившиеся у геолога представления об условиях осадконакопления, связности резервуара, формировании флюидонасыщенности. Наиболее распространены одномерные (ГСР), двумерные (карты) и трехмерные (кубы) тренды.

В качестве исходных данных при этом используются:

- результаты непрерывной поинтервальной интерпретации ГИС (РИГИС) с выделением литофаций и оценкой ФЕС;
- трендовые карты или кубы параметров, коррелирующихся со свойствами пород, слагающих объем резервуара (песчаность, пористость, глинистость);
- геологические закономерности вертикальной и латеральной изменчивости пород, выраженные в формализованной форме (ГСР, полигоны зон замещения).

В случае недостаточного набора исходной информации, при низкой степени изученности объекта, детерминистическая модель не отображает истинной горизонтальной изменчивости пласта (рисунок 3.6), а стохастическая модель даже с использованием трендовых карт распределяет большой объем несвязанных песчаных тел в зонах, мало изученных бурением (рисунок 3.7).

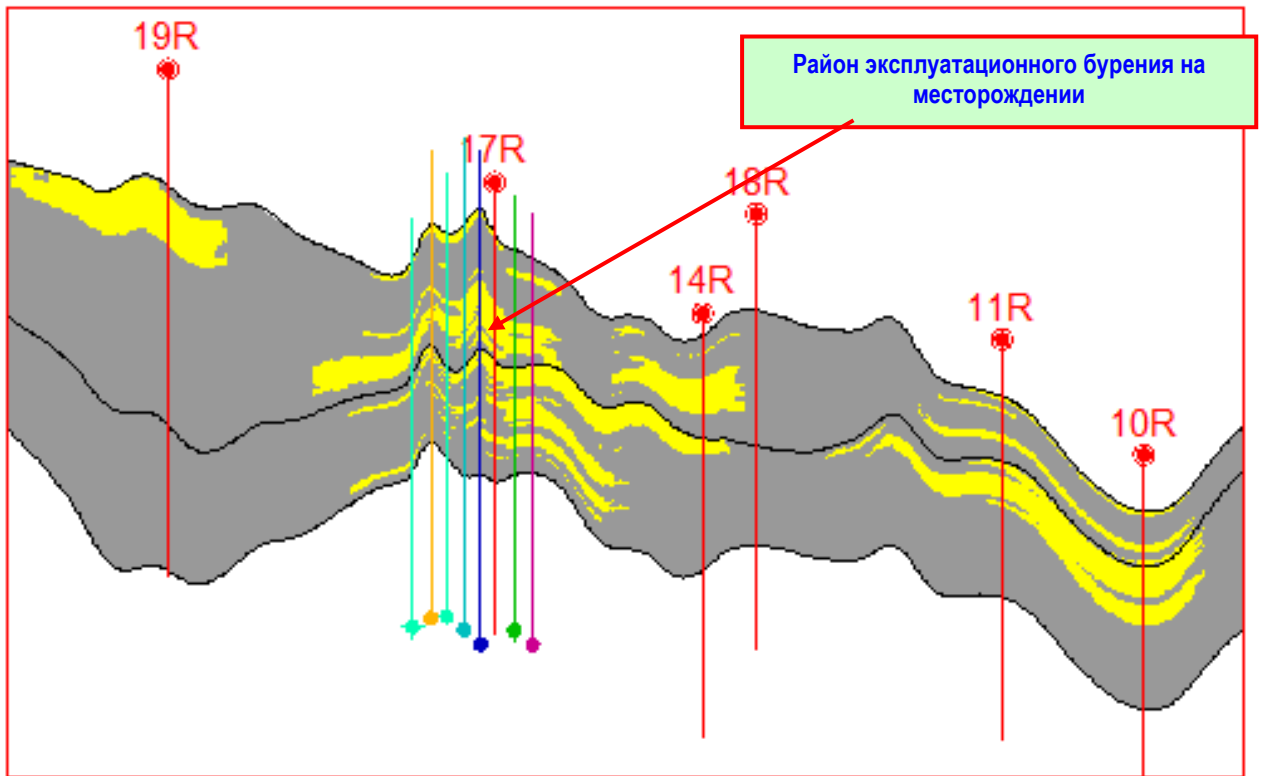


Рисунок 3.6 – Геологический разрез по кубу литологии, построенный детерминистическим способом

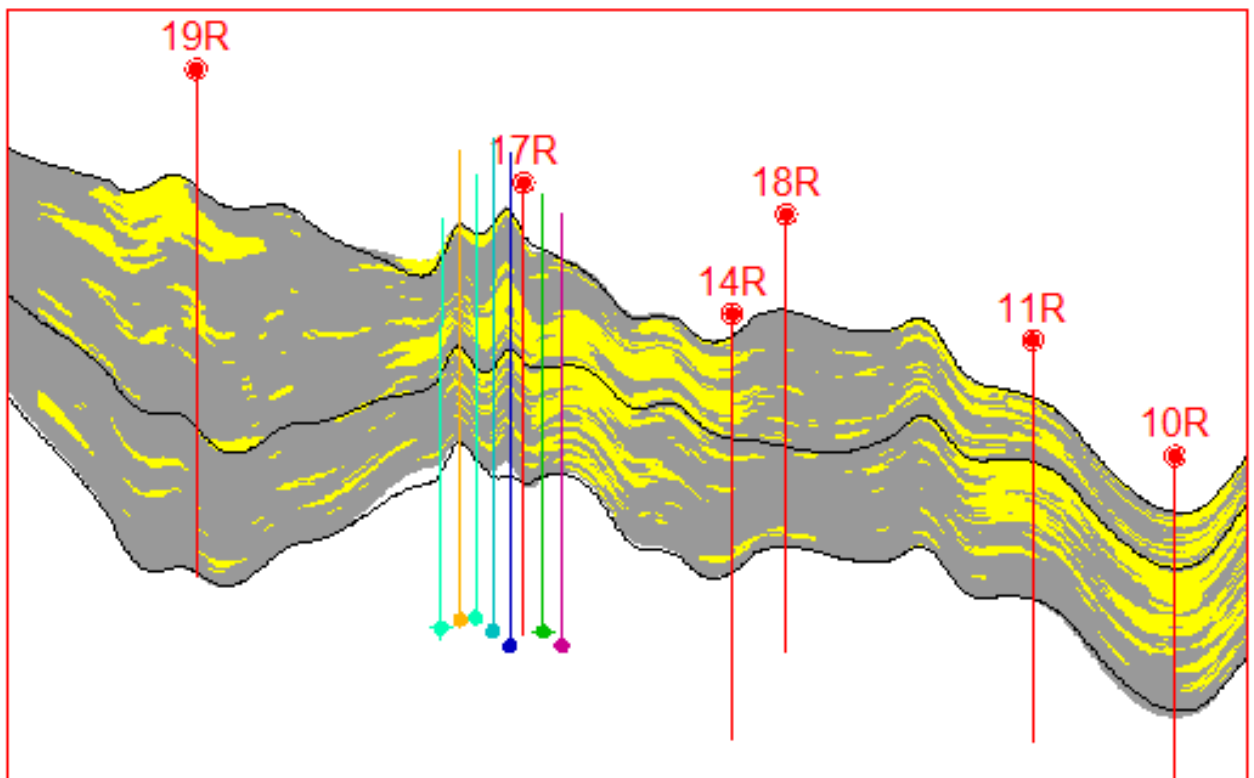


Рисунок 3.7 – Геологический разрез по кубу литологии, построенный стохастическим способом

На рисунке 3.8 и 3.9 показаны несоответствия итоговых карт песчаности, полученных по кубам литологии построенными детерминистическими и стохастическими алгоритмами соответственно с трендовой картой песчаности по скважинным данным.

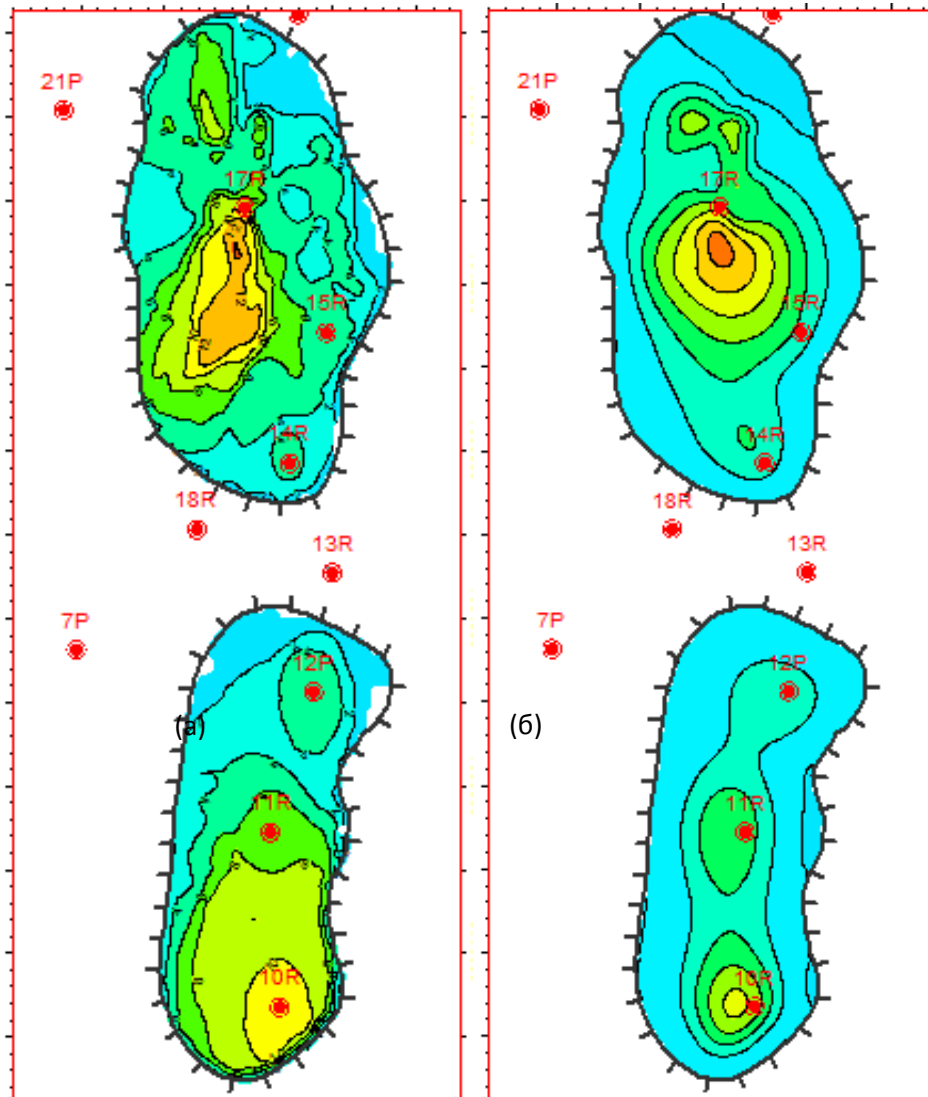


Рисунок 3.8 – Карта песчаности по кубу литологии, построенная детерминистическим способом (а) и по скважинным данным (б)

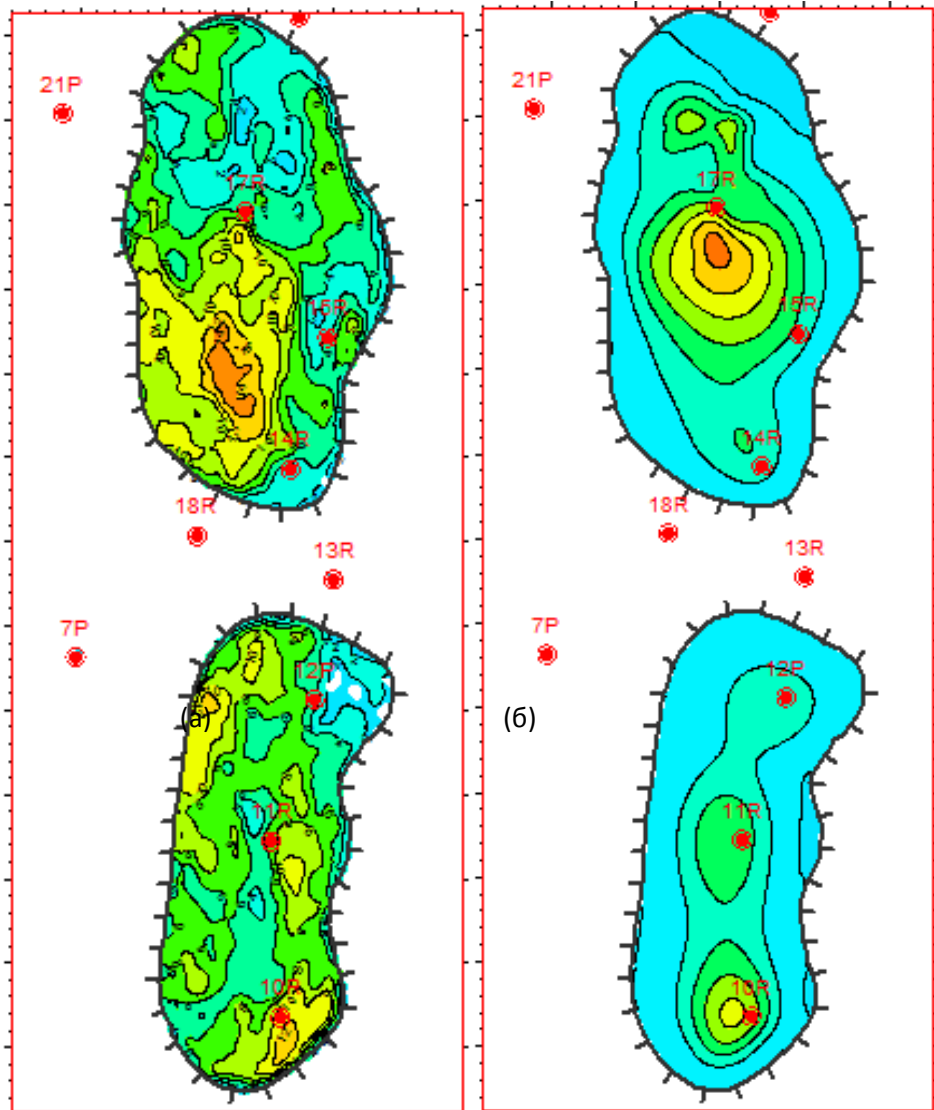


Рисунок 3.9 – Карта песчанности по кубу литологии, построенная стохастическим способом (а) и по скважинным данным (б)

Создание куба литологии путем осреднения множества стохастических реализаций не дает желаемого результата. При решении реальных задач, применение того или иного алгоритма не позволяет получить геологически достоверное распределение коллекторов, и как следствие требует применения подхода с комплексированием алгоритмов при создании дискретного куба литофаций. Разработанная методика построения куба литологии представлена на рисунке 3.10.



Рисунок 3.10 – Схема построения дискретного куба литологии

В связи с тем, что 2D тренд песчаности, полученный по скважинным данным, оказывает незначительное влияние на интерполяцию свойства при построении куба литологии стохастическим способом, возникает необходимость создания 3D тренда. Таким образом, на первом этапе создается куб песчаности детерминистическим способом с учетом горизонтальных трендов коэффициента песчаности на основе скважинных данных. Затем создается граф построения куба литологии, посредством которого рассчитывается множество реализаций стохастическим способом (в данном случае рассчитывалось 100 реализаций) с использованием детерминистического куба песчаности в качестве объемного тренда. Для подбора оптимальных параметров построения модели были заданы условия варьирования следующих параметров: число seed (условная точка входа), горизонтальные и вертикальные ранги. Далее составляется статистическая таблица по всем реализациям, где оцениваются полученные данные о распределении коллектора как в целом по месторождению, так и по каждому объекту в отдельности. По результатам анализа таблицы, выбираются реализации куба литологии, где процентное соотношение каждого литотипа не превышает 10 % от исходного значения по каротажу. Выбранные модели анализируются на предмет сопоставления геолого-статистических разрезов (ГСР) и определяется оптимальный куб для последующего распространения фильтрационно-емкостных свойств (рисунок 3.11 – 3.14).

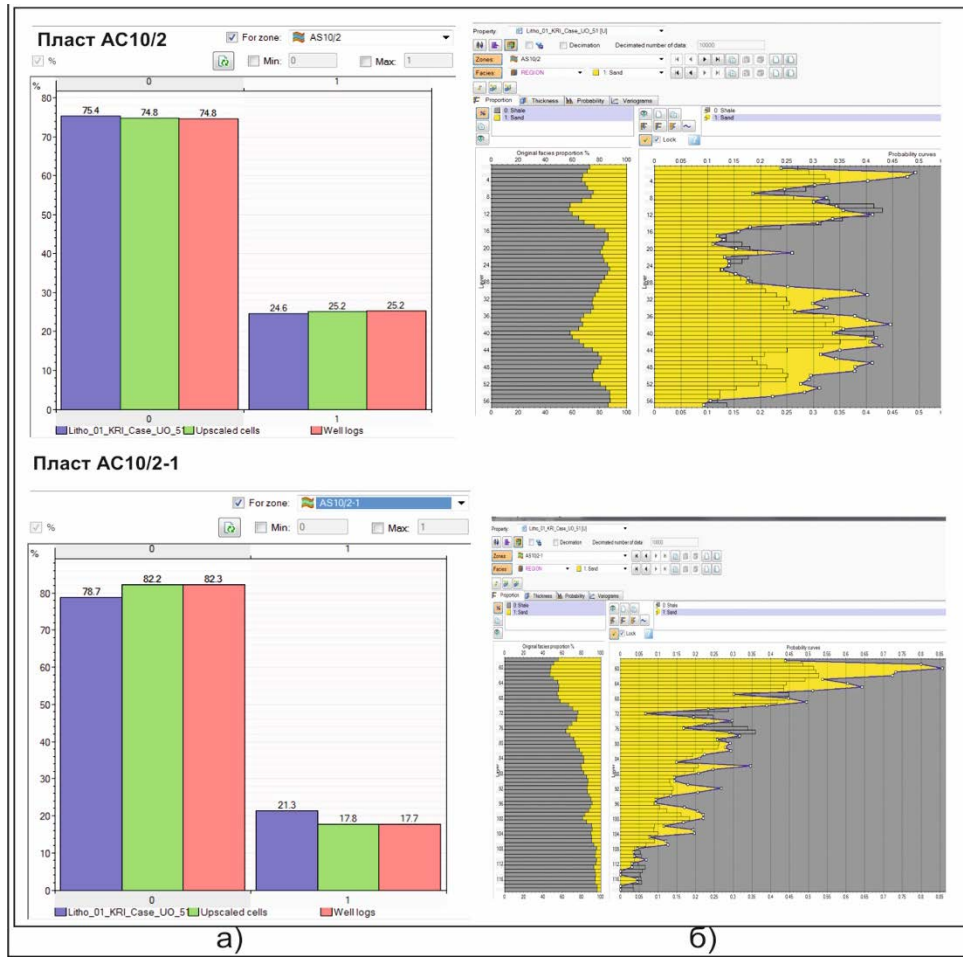


Рисунок 3.11 – Контроль качества оптимального куба литологии: а) гистограмма распределения статистических данных; б) ГСР по кубу и исходным данным

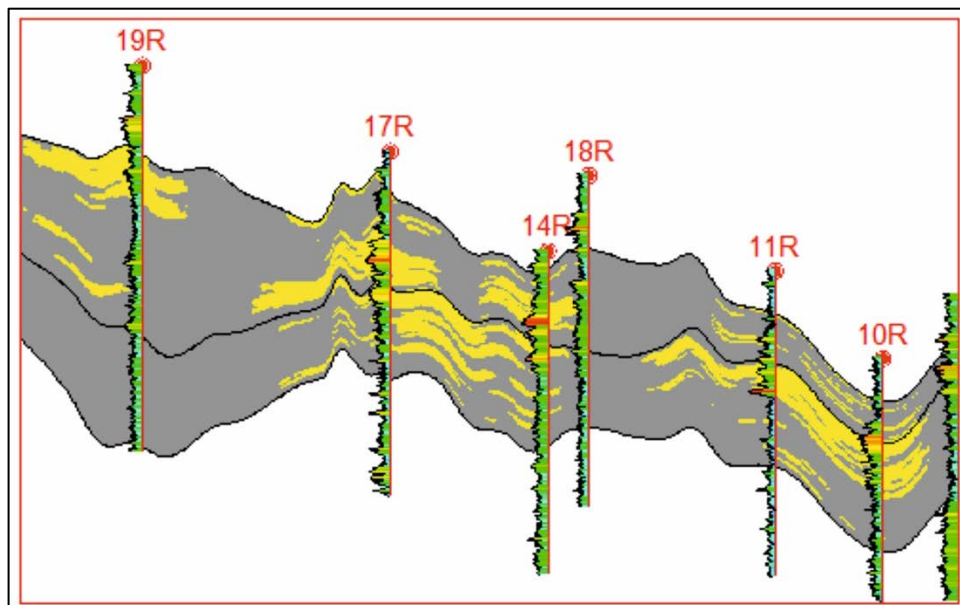


Рисунок 3.12 – Контроль качества оптимального куба литологии по геологическому разрезу

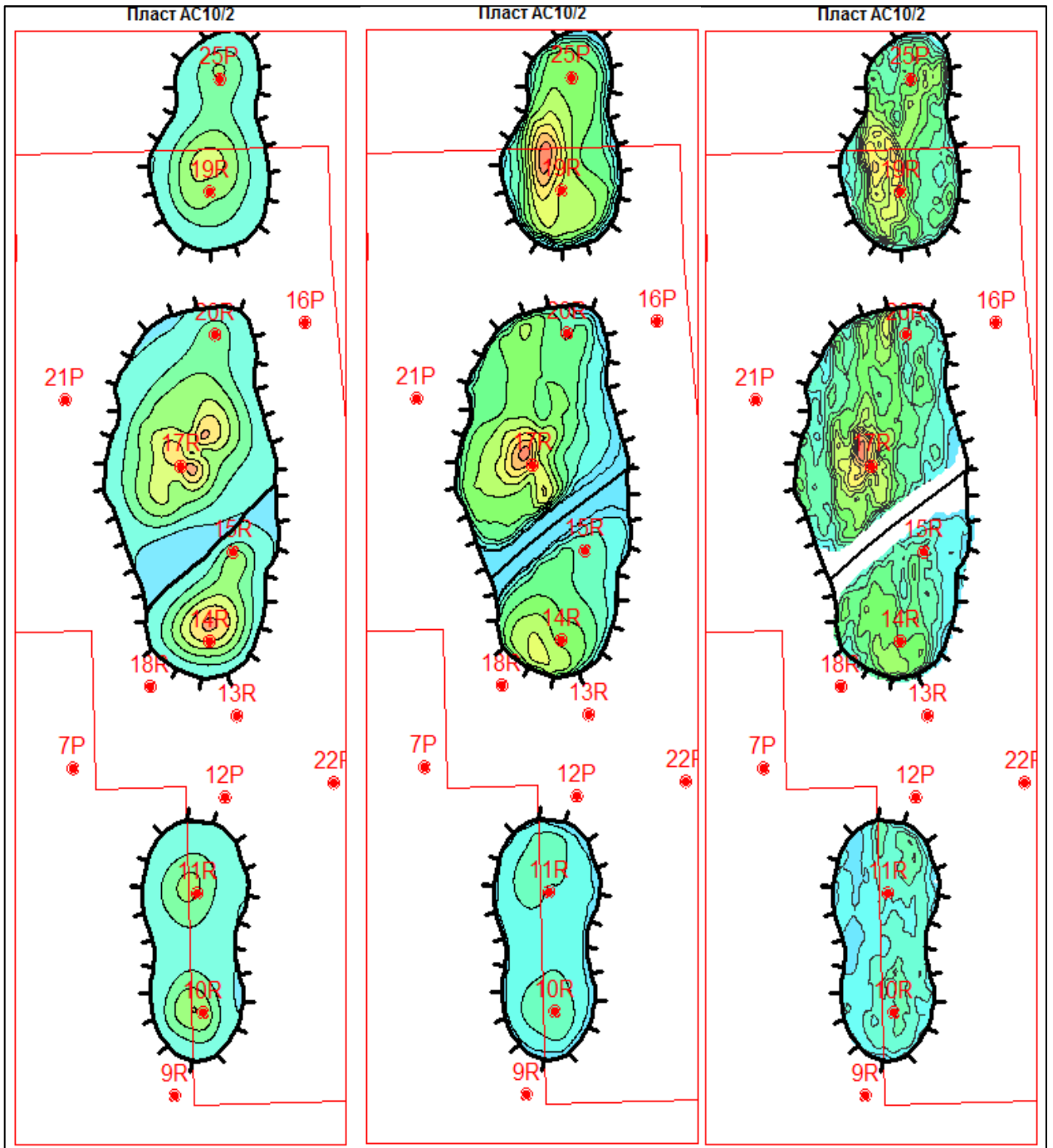


Рисунок 3.13 – Фрагмент карт коэффициента песчаности пласта AC_{10}^2 :

а) по скважинным данным; б) по кубу литологии, посчитанного детерминистическим способом (3D-тренд); в) по кубу литологии, полученного стохастическим способом с применением оптимальных параметров

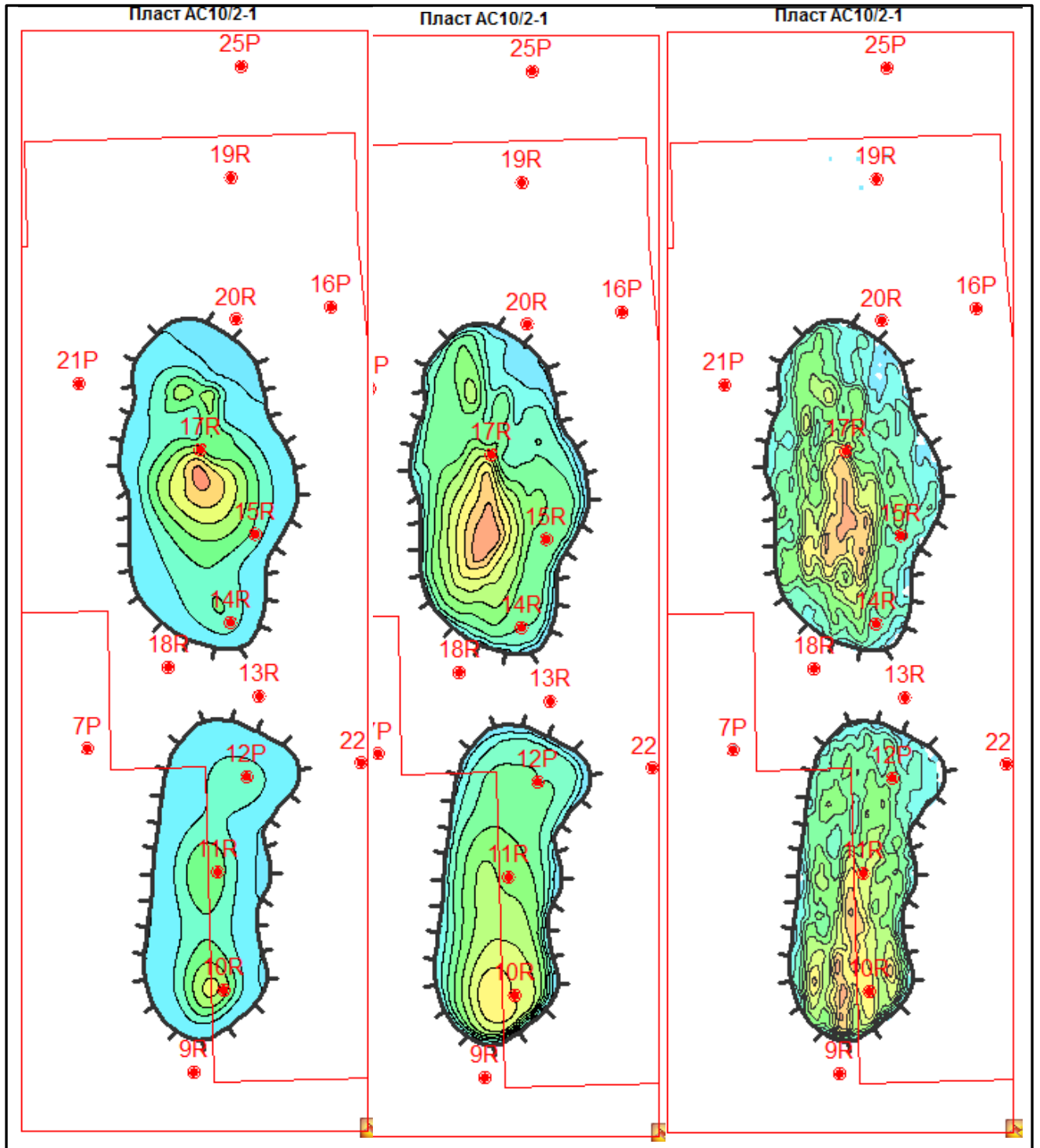


Рисунок 3.14 – Фрагмент карт коэффициента песчаности пласта $AC_{10}^{2/1}$:

а) по скважинным данным; б) по кубу литологии, посчитанного детерминистическим способом (3D-тренд); в) по кубу литологии, полученного стохастическим способом с применением оптимальных параметров

Таким образом, удалось воспроизвести в неразбуренной части пласта изменчивость, наблюдаемую на участке с большим количеством скважин, а также уменьшить «стохастический шум» при использовании данного алгоритма.

РАЗДЕЛ 4. УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ С УЧЕТОМ АНАЛИЗА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ДАННЫХ И МНОГОВАРИАНТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ С ОЦЕНКОЙ СВЯЗНОСТИ КОЛЛЕКТОРА

Конечной целью моделирования является построение модели системы разработки месторождения, которая позволила бы на основе имеющихся данных принимать надежные решения по максимизации добычи углеводородного сырья и минимизации затрат. Для достижения этой цели можно воспользоваться двумя подходами – снижением неопределенности данных путем их комплексирования, и проведением многовариантных расчетов с оценкой оптимистичного и пессимистичного сценариев – либо их комбинаций, при которой сначала проводится снижение неопределенностей, там, где это возможно, а затем на основе остаточных неопределенностей проводится оценка «коридора» вероятных показателей разработки.

Таким образом, модель, с одной стороны, должна обладать:

- наименьшей степенью погрешности;
- возможностью количественно оценить погрешности, в том числе и в терминах вероятности.

С другой стороны, модель должна характеризоваться:

- подтверждаемостью результатов бурением и испытаниями;
- точностью прогнозных показателей разработки и режимов работы скважин.

Алгоритмы и методики построения геолого-гидродинамических моделей месторождений находящихся на разных стадиях разработки месторождений различаются. Сложность построения моделей находящихся в процессе разбуривания месторождений основывается на недостаточности геологической информации и вследствие этого большого количества неоднозначностей геологического строения и неопределенностей на каждом этапе создания модели. Сложность моделирования месторождений находящихся на 3-4 стадии разработки

заключается в большом количестве разнородной информации, которую необходимо проанализировать и увязать в единую геолого-гидродинамическую модель.

Рассмотрим пример создания ПДГГМ с целью уточнения геологического строения и прогнозирования коллекторских свойств пласта на примере пластов ВК₁, ВК₂ одного из месторождений Западной Сибири с учетом анализа неопределенности данных и связности коллектора в связи с низкой степенью разбуренности месторождения.

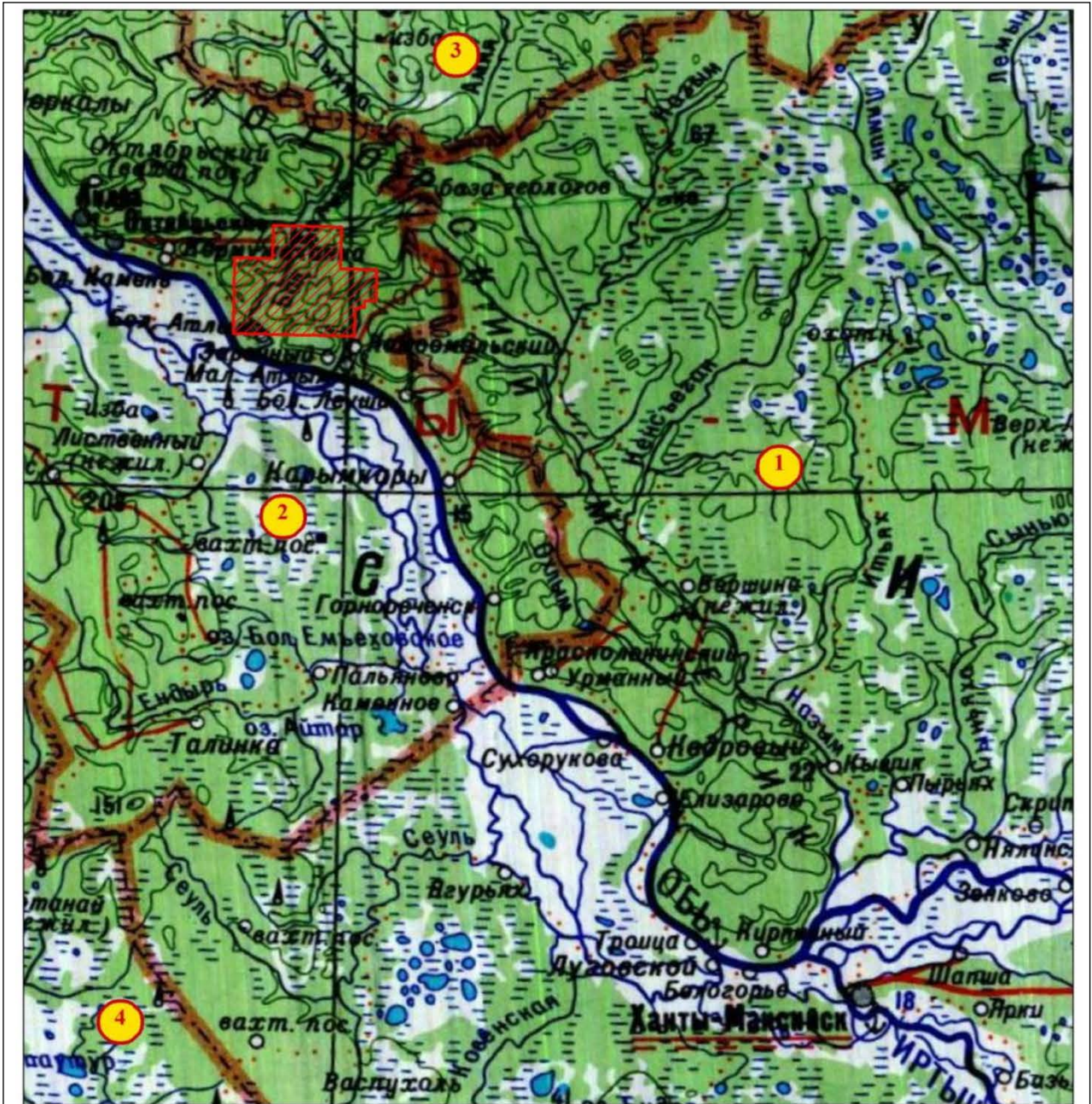
4.1 Краткая характеристика месторождения W

В административном отношении изучаемый район находится в Октябрьском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области (рисунок 4.1). В соответствии с представлениями, изложенными в Атласе [8] месторождение расположено в северной части Красноленинского нефтегазоносного района (НГР) на границе, центральной части Красноленинской нефтегазоносной области (НГО) (рисунок 4.2).

На месторождении проведены сейсморазведочные работы МОГТ-3D. По результатам этих работ были составлены структурные карты по отражающим горизонтам: «А», «Б», «М», «М₁», «Г», а также уточнено строение структурных элементов и выявлены разрывные нарушения.

Изучаемое месторождение открыто в 1992 году. При опробовании первой скважины была установлена промышленная нефтеносность викуловской свиты. В геологическом строении НГР участвуют различные комплексы пород: от докембрийских до современных включительно.

В тектоническом отношении рассматриваемый участок находится на Западно-Сибирской плите, в пределах Уват-Ханты-Мансийского срединного массива рифейского геосинклинального комплекса, на северо-западе Красноленинского выступа, образовавшегося в период байкальского этапа складчатости, переработанной герцинским тектоногенезом, является структурой дейтероорогенного этапа развития в виде выступов-горстов фундамента [18, 21].



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

НАСЕЛЕННЫЕ ПУНКТЫ
ПО ТИПУ ПОСЕЛЕНИЯ И ЧИСЛУ ЖИТЕЛЕЙ

- ГОРОДА**
- **СУРГУТ** от 100000 до 500000 жителей
 - **НЕФТЕЮГАНСК** от 50000 до 100000 жителей
 - **Лангепас** от 10000 до 50000 жителей
- ПОСЕЛКИ ГОРОДСКОГО ТИПА**
- Федоровский более 10000 жителей
- ПОСЕЛКИ СЕЛЬСКОГО ТИПА**
- Русскинская 1000 жителей и более
 - Варыган менее 1000 жителей
 - изба отдельные строения

ПО АДМИНИСТРАТИВНОМУ ЗНАЧЕНИЮ

СУРГУТ Центры районов

ПРОМЫШЛЕННЫЕ И СОЦИАЛЬНО-КУЛЬТУРНЫЕ ОБЪЕКТЫ

- ⬆ Нефтяные и газовые промыслы
- ✈ Аэропорты
- ⬇ Речные порты и пристани

ГРАНИЦЫ

- ▬▬▬▬ субъекты Российской Федерации
- ▬▬▬▬ районов

ПУТИ СООБЩЕНИЯ

- ЖЕЛЕЗНЫЕ ДОРОГИ**
- Ульт-Ягун Станции и их названия
- АВТОМОБИЛЬНЫЕ ДОРОГИ**
- Главные
 - Прочие
 - Зимние дороги

ГИДРОГРАФИЯ

- Reки
- Озера

РЕЛЬЕФ

- Горизонтали и их подписи

•97 Отметки высот

РАСТИТЕЛЬНЫЙ ПОКРОВ И ГРУНТЫ

- Лес
- Болота

НОМЕРА И НАИМЕНОВАНИЯ АДМИНИСТРАТИВНЫХ РАЙОНОВ

- 1 Ханты-Мансийский
- 2 Октябрьский
- 3 Белоярский
- 4 Кондинский

Рисунок 4.1– Обзорная карта района работ [8]

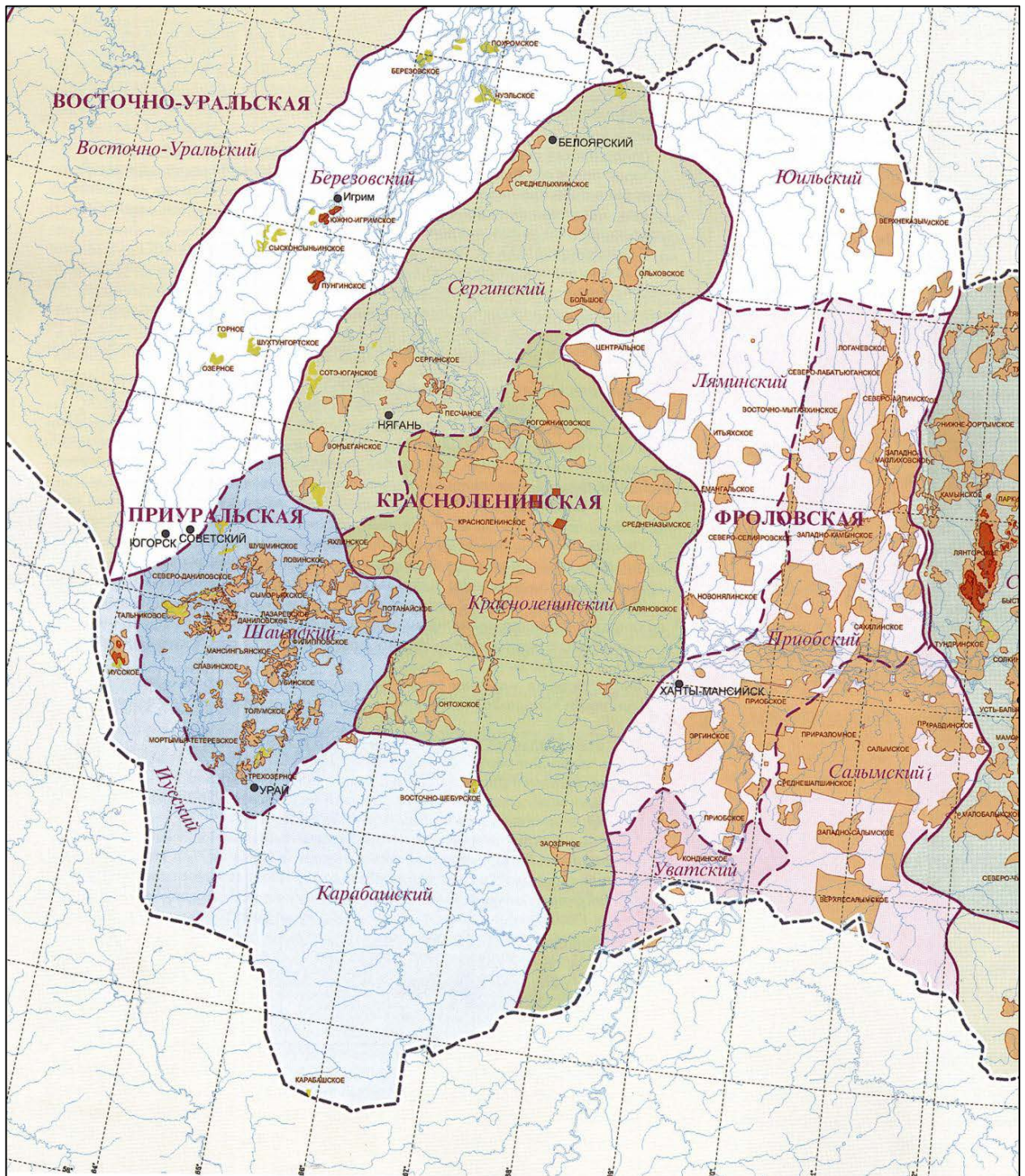


Рисунок 4.2 – Карта нефтегеологического районирования западной части территории Ханты-Мансийского автономного округа

Рассматриваемая территория находится в полосе перехода от западных районов Западной Сибири к центральным и несет на себе многие черты и особенности как тех, так и других во всем, что касается строения и вещественного состава нижнемеловых отложений. Промышленная нефтеносность в основном

связана с нижнемеловыми и ниже-среднеюрскими отложениями, что показано на рисунке 4.3 из Атласа «Геология и нефтегазоносность».

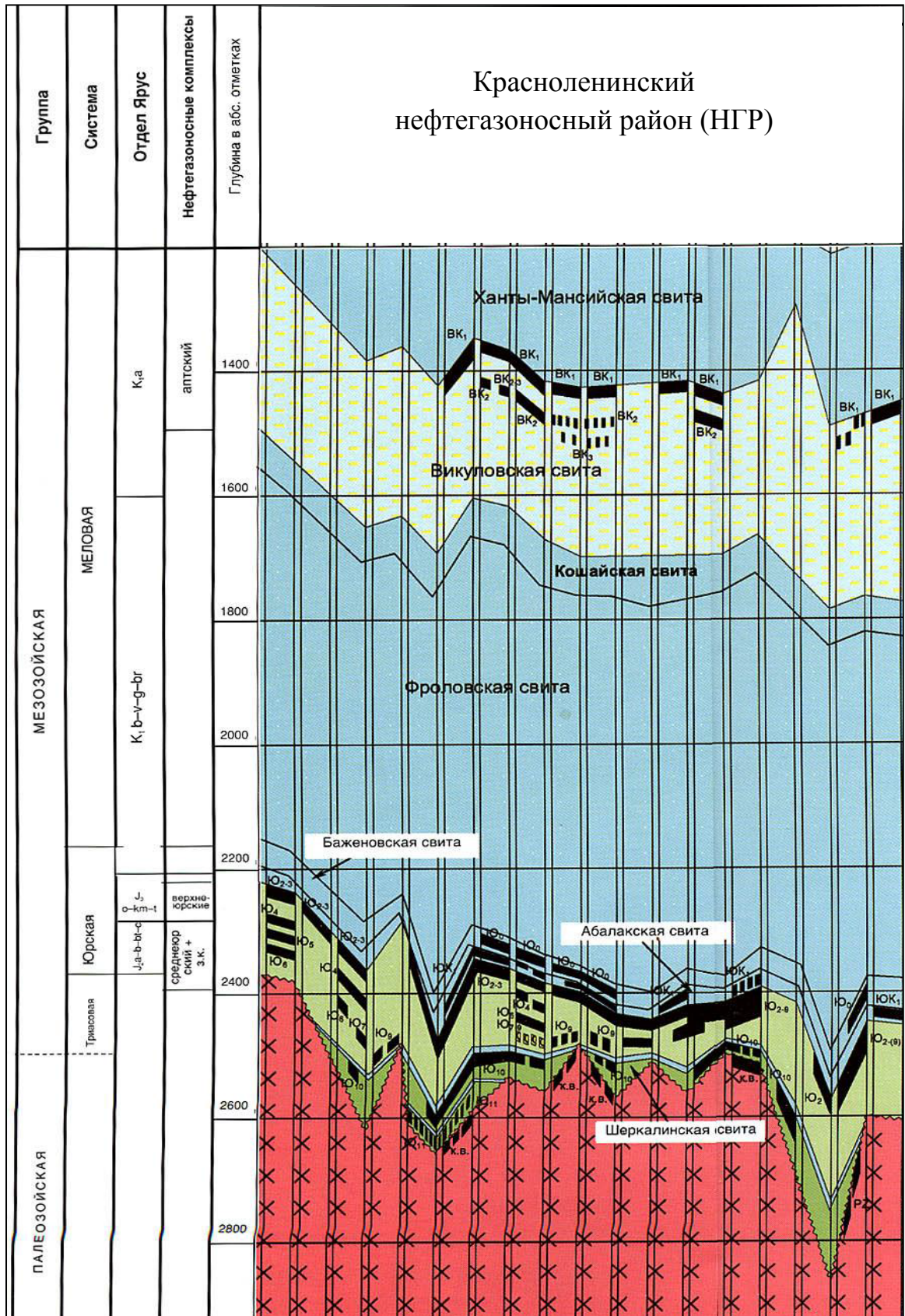


Рисунок 4.3 – Схема размещения залежей в Красноленинском НГР

На момент создания геологической модели на рассматриваемом месторождении пробурено 34 скважины. Из них 3 разведочные, 13 поисковых и 18 эксплуатационных (в том числе 8 горизонтальных скважин). Помимо скважин, пробуренных на рассматриваемом месторождении, использовались также краевые скважины соседних лицензионных участков.

Инклинометрия в 95% скважин замерена современными приборами типа ИОН, гироскоп и телеметрии. Только в 2 поисковых скважинах имеется замер, проведенный прибором типа КИТ. Таким образом, имеющаяся информация по траекториям скважин хорошего качества и принята в данной работе как достоверная информация.

Геофизические скважинные данные представлены стандартным комплексом каротажных диаграмм. Обработка и переинтерпретация проведена по всем 40 скважинам. Стандартные исследования кернового материала представлены данными из 9 скважин. Специальные исследования для рассматриваемого объекта, проведены только в 2 скважинах. Немаловажной входной информацией явились проведенные испытания в поисковых и разведочных скважинах, испытания проведены в 14 скважинах.

По созданной модели проводилось геологическое сопровождение эксплуатационного разбуривания месторождения, с выдачей параметров к бурению проектных скважин для нескольких буровых бригад, фактические результаты по новым пробуренным скважинам постоянно добавлялись в проект и учитывались при перестроении и обновлении модели.

4.2 Литолого-стратиграфическая характеристика. Структурно-текстурные особенности

Викуловская свита (K_{1ap}). На отложениях кошайской свиты согласно залегают породы викуловской свиты. Они расчленяются на две подсвиты. Нижневикуловская подсвита сложена серыми, до светло-серых, алевритами, уплотнёнными песками и песчаниками с прослоями серых алевритовых глин и глинистых известняков. Отмечается растительный детрит. Определены

единичные фораминиферы. По литологическому составу и морской фауне это отложения морского генезиса (рисунок 4.4).

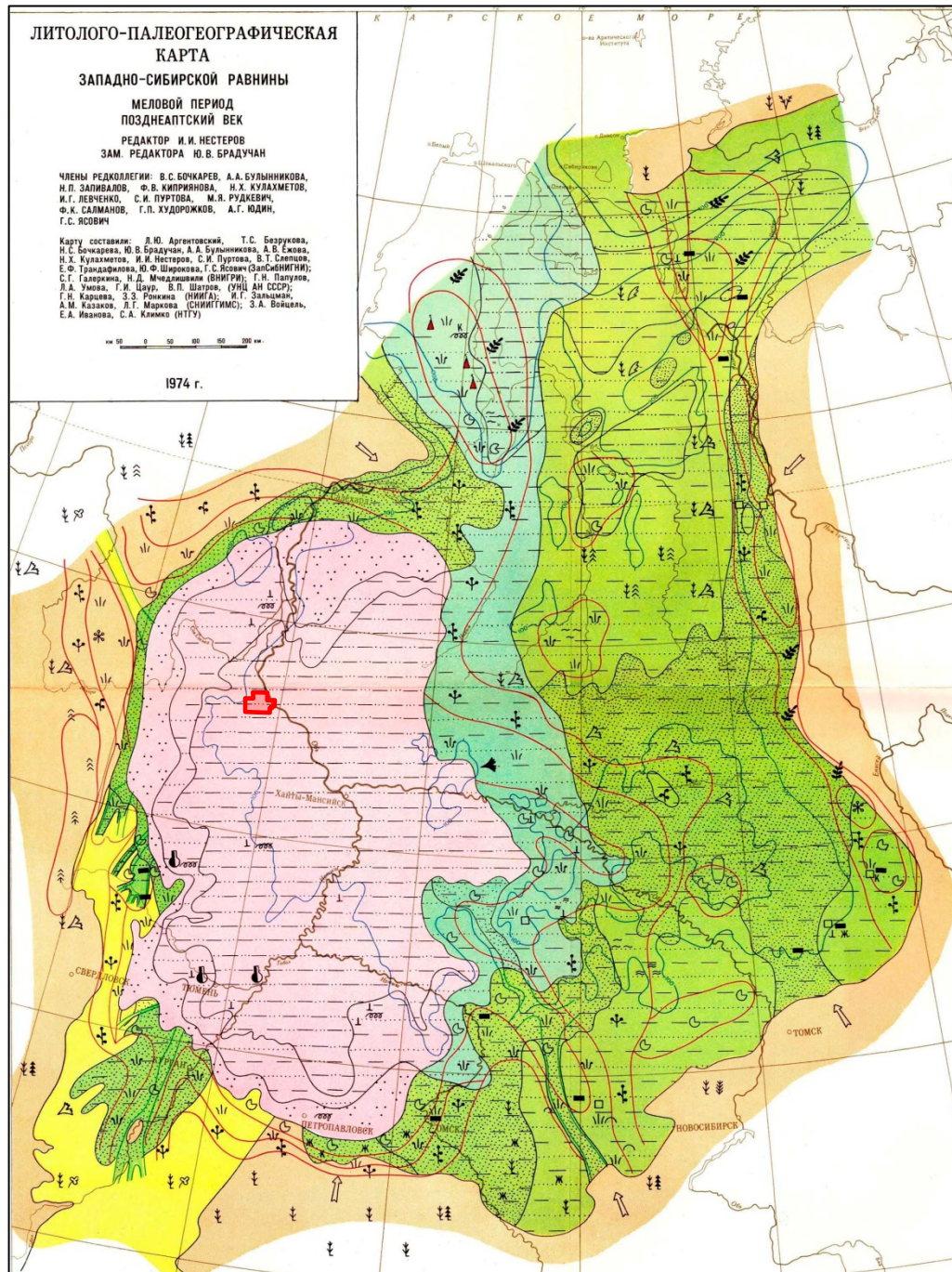


Рисунок 4.4 – Литолого-палеогеографическая карта Западно-Сибирской равнины. Меловой период позднеаптский век (под ред. И.И. Нестерова, 1974)

Морские отложения нижневикуловской подсвиты постепенно переходят в аллювиальные образования верхневикуловской подсвиты, представленные серыми, до светло-серых алевролитами, уплотнёнными песками и песчаниками с

единичными прослоями серых алевроитовых глин и глинистых известняков. Отмечается растительный детрит, сидерит. В кровле породы слабо каолинизированы. В верхней подсвите выделяются песчаные пласты $ВК_1$ и $ВК_2$, представляющие собой по генезису образования аллювиальных толщ. Возраст викуловской свиты – средний-верхний апт. К кровле свиты приурочен сейсмический отражающий горизонт « M_1 » [129].

В аптское-альбское время продолжалось выравнивание структурного плана, начавшееся ранее. Существует тренд увеличения толщины отложений викуловской свиты с увеличением значения абсолютных отметок как кровли свиты, так и отметок кровли $ЮК_0$. Увеличение общих толщин викуловской свиты и составляющих ее пластов, а также увеличение глубины залегания кровли пласта $ЮК_0$ происходит в северном и северо-восточном направлении.

Отложения викуловской свиты имеют морской генезис. Породы представлены разнопорядково-ритмичным переслаиванием песчаников, алевролитов и глинистых разностей. Накапливались за счет приливно-отливной энергии. Осадконакопление викуловской свиты проходило в центральной части внутреннего мелководного изолированного бассейна. Осадки нижней части свиты накапливались на этапе регрессивного цикла развития, сменившегося при накоплении верхней части свиты на трансгрессивный.

В целом на территории Красноленинского свода отложения викуловской свиты относятся к отложениям достаточно крупного дельтового комплекса. В пределах изучаемого месторождения пласт $ВК_1$ имеет «нормальный» прибрежно-и мелководно-морской облик и является основным продуктивным горизонтом. Нижний горизонт викуловской свиты являются штормовыми дельтовыми отложениями, а в его верхней части выделяется ряд врезанных долин, выполненных эстуариевыми и флювиальными отложениями. На начальных этапах формирования викуловской свиты осадконакопление проходило в условиях дальнего шельфа, в пределах которого песчано-алевритовые тела имеют небольшую мощность и ограниченное распространение. В дальнейшем происходило постепенное уменьшение глубины бассейна седиментации и

продвижение дельтовой системы в восточном и северо-восточном направлении, за счет чего увеличивались общие толщины песчано-алевритовых прослоев и расширялась зона их распространения. Пласт ВК₂, выделяемый в кровельной части нижнего горизонта, в рассматриваемом районе сформирован уже в условиях фронта дельты в зоне действия волн. Крупноамплитудное падение уровня моря в позднеаптское время привело к образованию комплекса врезанных долин, когда значительная часть территории Красноленинского свода оказалась выше уровня моря /Медведев А.Л., Лопатин А.Ю. и др., 2006/. Вероятно, северная часть свода оставалась в пределах мелководного бассейна и процессами эрозии была не затронута или затронута частично. Кардинальной смене направления развития бассейна соответствует накопление перемычки между пластами ВК₁ и ВК₂. Ее формирование проходило при повышении уровня моря в условиях продельты. Толщина перемычки составляет от 2-4 м в пределах рассматриваемого участка. Она представлена преимущественно глинистыми алевритами, часто нарушенными деформационными процессами, которые обусловлены нестабильностью илов, быстро осаждавшихся в нижних частях фронта дельты и продельты и их последующей нестабильностью во время раннего захоронения. На отдельных участках в пределах перемычки выделяются песчано-алевритовые прослои, часто с карбонатным цементом. Флюидоупором для викуловского резервуара служат глинистые отложения ханты-мансийской свиты.

Текстура является важнейшим признаком породы. В зависимости от обстановки, в которой накапливались осадки, по разному «работают» факторы, формирующие слоистость [5].

В изученных отложениях часто встречаются нарушения первичных текстур, связанные с различными перемещениями, как при седиментогенезе, так и в самые разные стадии диагенеза. Естественно, что они более характерны для тонкозернистых пород, которые из-за постепенного обезвоживания начинают реагировать даже на слабые внешние воздействия (рисунок 4.5).

Наиболее характерным типом отложений, является ритмит, компоненты которого различаются не только вещественным составом, но и генезисом, при

котором образуются ритмически повторяющиеся, весьма тонкие слоевые единицы (рисунок 4.6).

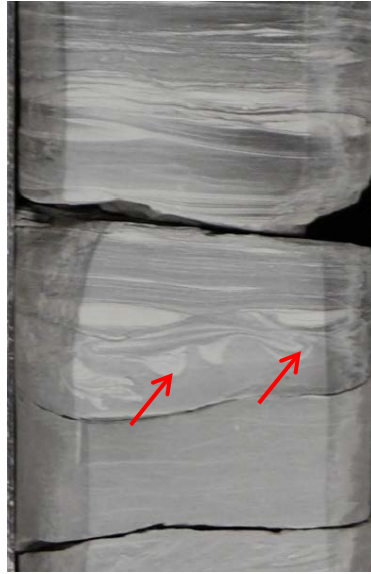


Рисунок 4.5 – Фрагмент керна скважины 777П. Нарушение первичной слоистости заворотами алевроито-глинистых разностей



Рисунок 4.6 – Фрагмент керна. Стрелками показаны разные формы запечатанной ряби, а также смещение поверхности скатывания (а) и ритмит (б)

Как описано выше, формирование происходило в условиях приливно-отливных течений. Специфичность механизма осадконакопления в этих условиях подчеркивается двумя взаимосвязанными явлениями противоположного значения:

1) Седиментационное запаздывание, когда при наибольшем (приливном) уровне воды взвесь при осаждении успевает переместиться ближе к берегу.

2) Эрозионное запаздывание, когда пелитовый материал, осажденный ближе к берегу, не размывается отступающей (отливной) водой планационно (срабатывает закон или правило Хьюльстрема). В это же время сносимый с прибереговой зоны материал концентрируется в каналах или бороздах отлива (рисунок 4.7).

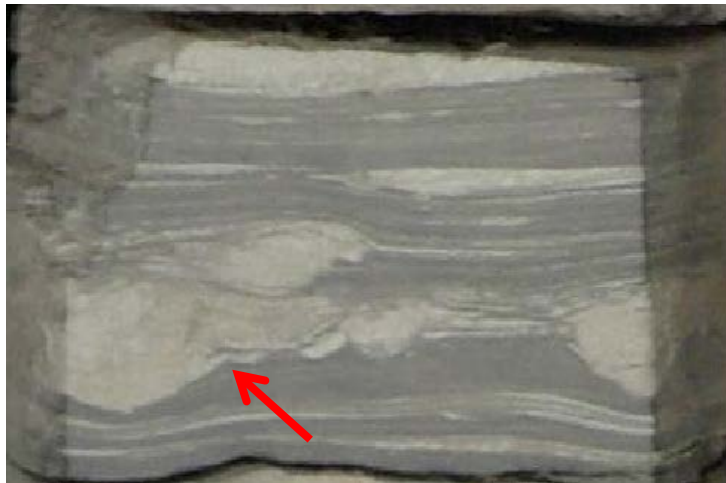


Рисунок 4.7 – Фрагмент керна скважины 774П. Малый канал отлива

Также немаловажной характеристикой породы являются контакты слоев. Резкий контакт между разными типами пород указывает на эрозию, постепенный контакт указывает на плавное изменение активности динамики среды. Однако наблюдение над контактами в керне, отобранном из скважин изучаемого месторождения значительно затруднено, что обусловлено их ослабленностью в механическом отношении. Таким образом, с определением контактов тесно связано и рассмотрение перерывов в осадконакоплении. Следует различать внутрислоевые и межслоевые диастемы. Первые нередко обусловлены прерывисто-поступательным перемещением терригенного материала, а вторые – фиксируют перемывы ранее накопившихся отложений, так и перерывы в накоплении осадков (рисунок 4.8).

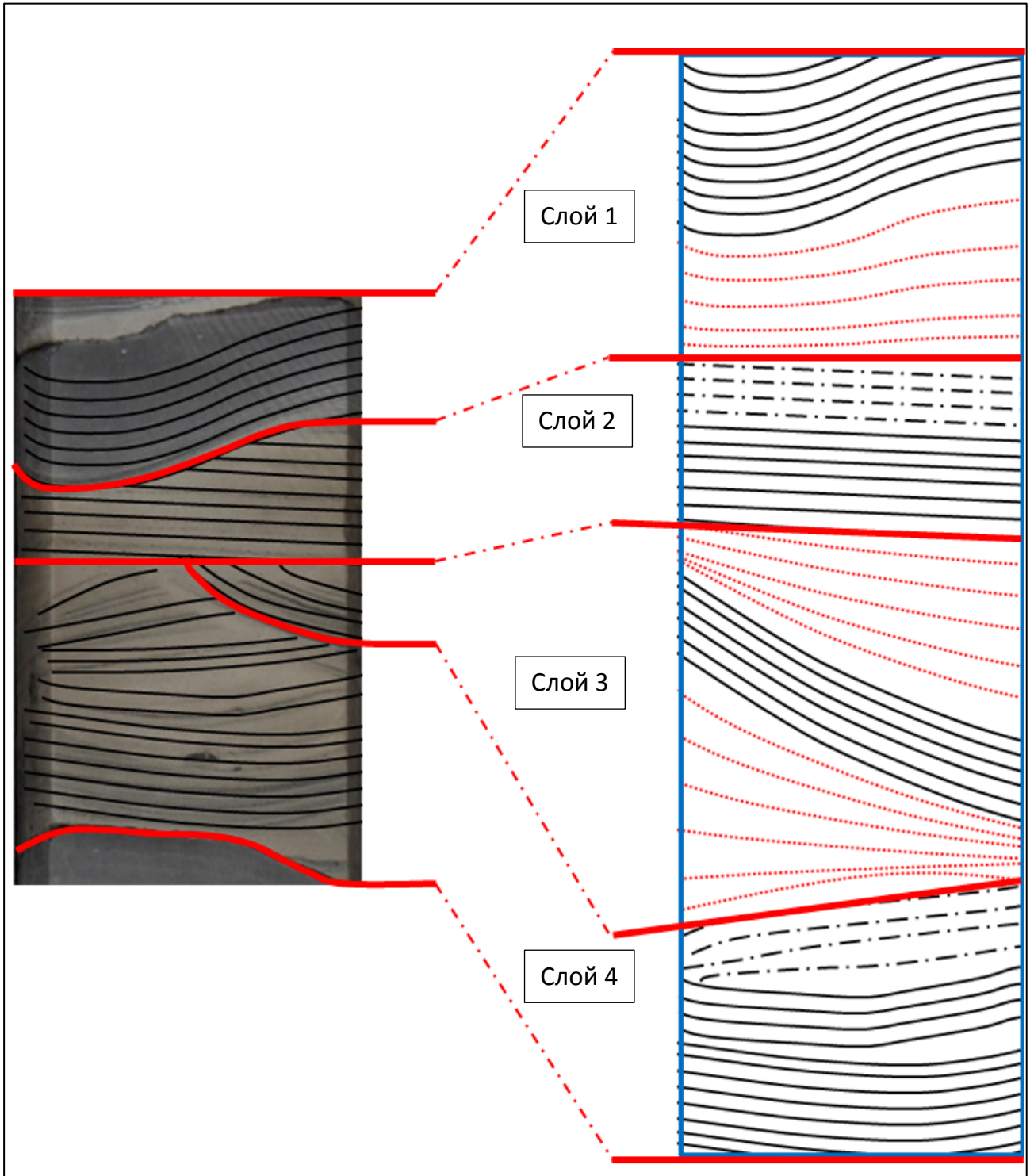


Рисунок 4.8 – Схема фрагмента керна скважины 904Р (Н.Н.Боженюк)

На рисунке 4.8 схематически воссоздана «первоначальная» последовательность. Черные линии — это фактическая слоистость, черные штрихпунктирные линии – логическое воспроизведение, красные точечные линии – «реставрация» отсутствующих слойков.

Перерыв между слоями 1 и 2 соответствует эрозионному срезанию. Диастема между слоями 2 и 3, 3 и 4 характеризует размыв накопившегося материала. Эти данные указывают на «латеральное смещение седиментационных единиц» [5]. Таким образом, наличие алеврито-песчаных разностей в заглинизированной пачке $ВК_1^b$ вероятно связано с переносом и перемывом еще нелитифицированного материала.

4.3 Ихнофациальный анализ

Для реконструкции осадконакопления, наиболее важны бентосные или донные организмы. При своей значительной космополитности, в целом они могут дать существенные представления об условиях осадконакопления. При этом для них характерен весьма широкий диапазон – от отсутствия (что тоже может являться неплохим диагностическим признаком) до полной переработки (биотурбации) исходного материала [5].

По результатам изучения кернового материала специалистами Тюменского отделения «СургутНИПИнефть» выделены, характерные для переходной зоны ихнофагии «Cruziana». Ихнофагии «Cruziana» – стабильные покровные субстраты. Это категория комплексов обитающих между линией отлива и базисом действия волнения, в зонах, где действие моря менее разрушительно [136]. Таким образом, согласно анализа кернового материала по скважине № 5584, представленного дистальными темпеститами, формирование которых происходило в условиях сильных штормовых волн и обусловлено не сезонными температурными колебаниями, а глубиной (данная часть соответствует зоне X по схеме на рисунках 4.9, 4.10), видовую обедненность по скважине № 767П, а также различную степень биотурбации, можно провести условные границы таксонов (рисунок 4.11). На основании вышеописанного, по керновому материалу составлена сводная модель образования пласта $ВК_1$ (рисунок 4.12).



Рисунок 4.9 – Идеализированный профиль эпиконтинентального бассейна с гумидным типом литогенеза [139, с. 46].

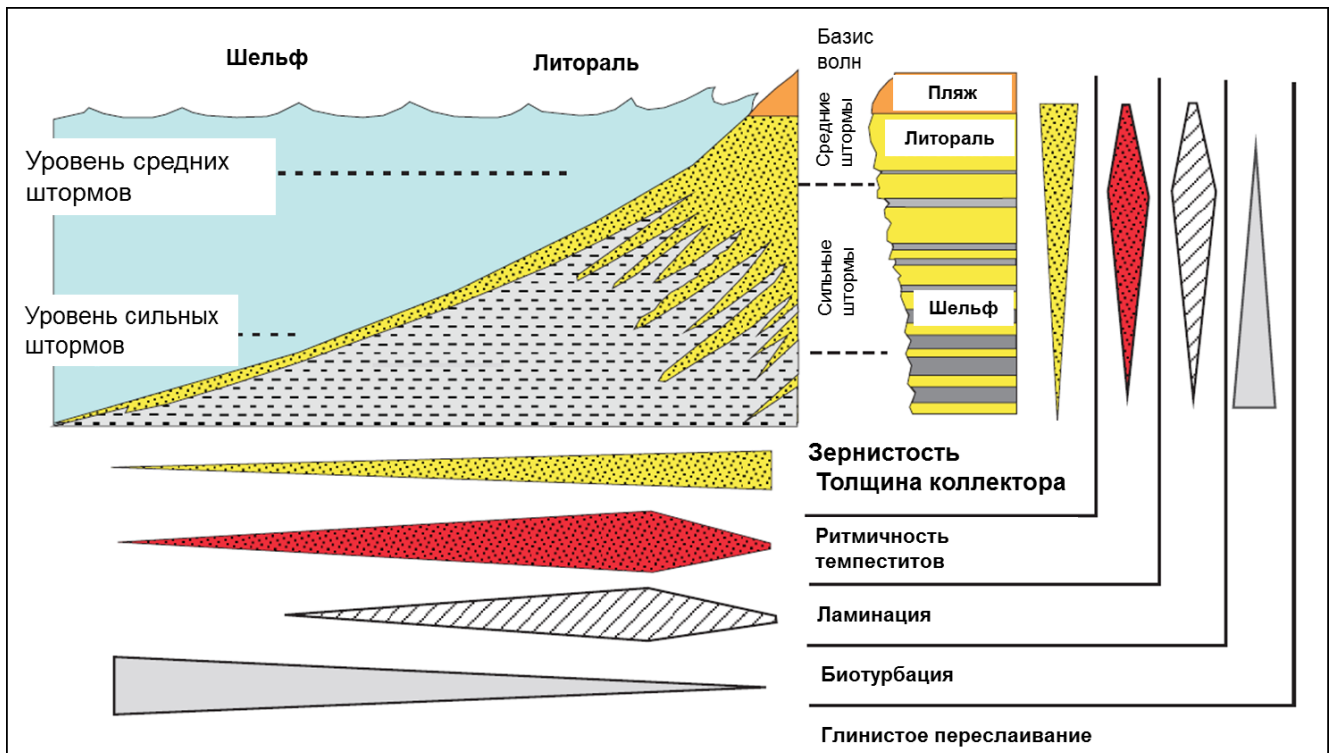


Рисунок 4.10 – Идеализированная модель осадконакопления (Г. В. Позаментьер, Р.Г.Волкер «Фациальные модели»)

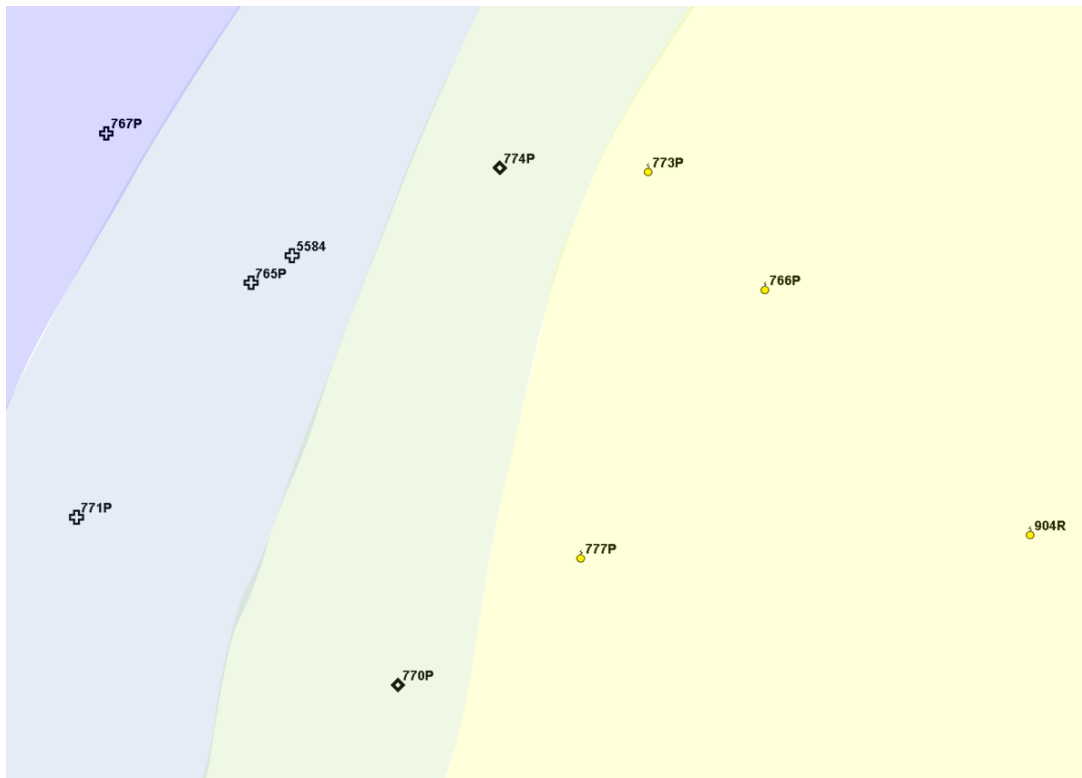


Рисунок 4.11 – Границы таксонов. Синяя зона – обедненность видов. Голубая – ослабление степени биотурбации и усиление влияния штормовых явлений. Зеленая – наличие единичных раковин, а также образцов плохой сохранности (вероятно аллохтонных). Желтая – обилие следов икнофации «Cruziana» (Н.Н.Боженюк)

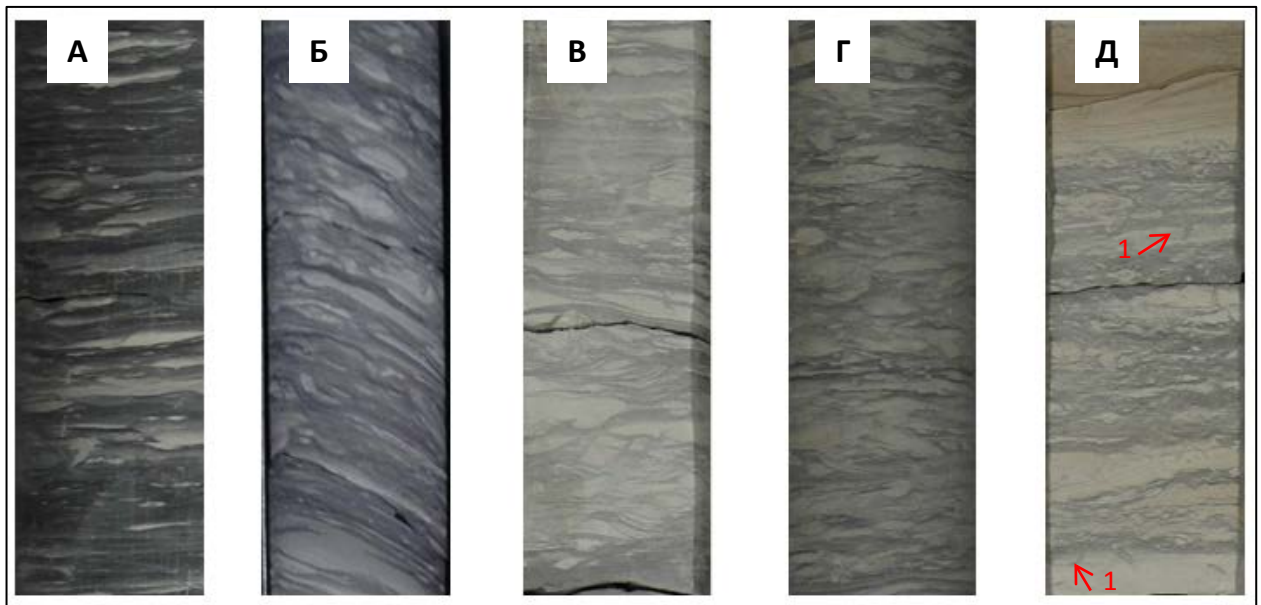


Рисунок 4.12 – области седиментации (Н.Н.Боженюк):

А – линзовидно-слоистые глины (линзы алевролитов) перехода к прodelьте;
 Б – штормовые отложения - темпеститы, слабо биотурбированные [5];

В – волнисто-линзовидное переслаивание в дистальной части фронта дельты, слоистость слабо нарушена биотурбацией;

Г – дистальные отложения, интенсивно биотурбированные, что указывает на медленную и непрерывную скорость седиментации;

Д – отложения дистальной части. Образование проходило в условиях медленного и непрерывного поступления материала. На это указывает высокая степень переработки, а также довольно длинные норы (1).

4.4 Детальная корреляция отложений

Корреляция разрезов скважин наиболее трудоемкий и важный этап детального изучения месторождений, определяющий условия залегания и формирования отложений на объектах различного уровня. На данном этапе проводится анализ большого количества информации: сейсмические исследования, ГИС, описание и исследования керна, результаты опробования пласта и др. Важнейшей задачей корреляции является прослеживание стратиграфических границ в разрезе скважин, определение последовательности напластования литолого-стратиграфических комплексов, выявление несогласий в залегании пород, т.е. проведение региональной корреляции. Затем более детальное расчленение разреза внутри объекта.

Создание седиментологической модели пласта является одной из первых задач, которые следует выполнить, осуществляя комплексное изучение коллекторских свойств пласта. Седиментологический анализ кернового материала позволяет определить условия и процессы осадконакопления, выделить основные фациальные элементы разреза. Это дает возможность выявить закономерности и причины сложного строения и пространственной неоднородности коллекторов пласта для дальнейшего трехмерного моделирования. Седиментологическая модель пласта строится в процессе тщательного анализа имеющихся образцов керна, данных ГИС, данных сейсморазведки и изучения аналогов. Следует отметить, что высокая степень детализации возможна только при работе с керновым материалом.

При проведении корреляции важно выбрать разумную степень детальности. С одной стороны, при слишком крупном делении на пласты отсутствует возможность контроля распределения коллектора и ФЕС в межскважинном пространстве. С другой стороны, при излишне подробной корреляции может возникнуть эффект ложного протягивания глинистых перемычек. Необходимость более высокой детализации корреляции, разделение пласта на отдельные циклиты, возможно при анализе геостатистических данных, который показывает однородность выделенного объекта. Если при анализе вариограмм отмечается цикличность отложений, то необходимо более детально разбивать на интервалы. Данные интервалы должны являться «статистически однородными» или «однородно неоднородными» для дальнейшего использования стохастического моделирования, главным принципом которого является закон о стационарности. В данном случае по пласту ВК₁ отмечается необходимость проведения более детальной корреляции объекта (рисунок 4.13).



Рисунок 4.13 – Вертикальная вариограмма до детальной корреляции пласта ВК₁
(Н.Н.Боженюк)

В пласте ВК₁ согласно проведенному вариограммному анализу и анализу кернового материала выделено три седиментационных цикла, в которых отражена последовательность перехода осадков дистальных частей фронта дельты в отложения продельты (рисунок 4.14). Песчано-алевритовые прослои фронта

дельты третьего цикла сменяются тонкослоистым чередованием ила и алеврито-песчаного материала второго цикла и далее вверх по разрезу переходят в биотурбированные относительно глубоководные отложения штормовых прослоев первого цикла. Границами циклов являются алеврито-глинистые прослои с небольшим количеством песчаного материала. На каротажных диаграммах эти циклы, как правило, четко выражены по дифференциации кривой ПС. Отложения каждого цикла имеют свое пространственное распространение и индивидуальные особенности в распределении песчано-алевритовых прослоев.

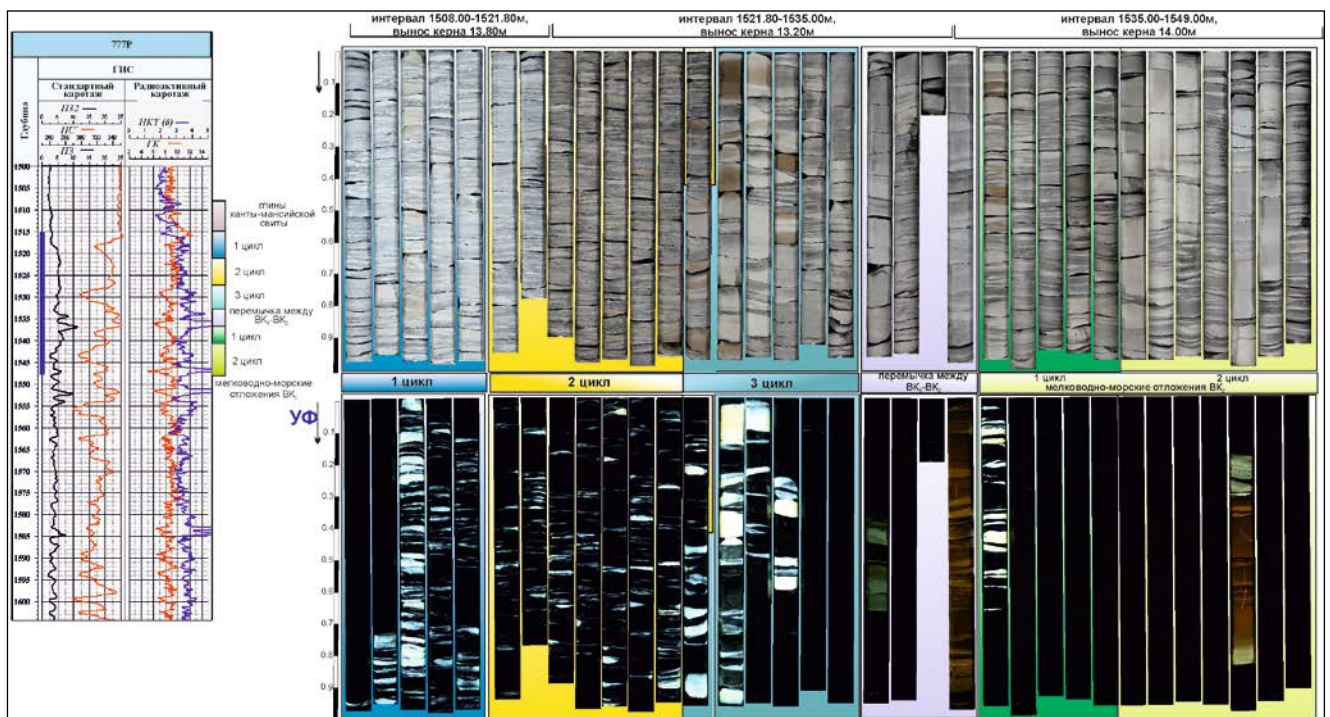


Рисунок 4.14 – Выделение седиментационных циклов в отложениях пластов BK_1 , BK_2 (К.А.Костеневич) [129]

Как правило, по керновому материалу толщины отдельных песчано-алевритовых прослоев изменяются от 1 - 2 до 5 см, в целом доля глинистых и алеврито-глинистых разностей составляет 60 - 65 %. Интерпретация данных ГИС в таком разрезе вызывает большие трудности. Зачастую микропрослои по комплексу ГИС не выделяются и неоднозначно отбиваются эффективные толщины, так как такое тонкое переслаивание меньше вертикальной разрешающей способности геофизических методов.

Условия образования верхней части пласта $ВК_2$ в целом аналогичны условиям осадконакопления третьего цикла – это зона фронта дельты - за исключением того, что последовательность смены отложений была регрессивного типа. В связи со значительным падением уровня моря на заключительных стадиях формирования пласта $ВК_2$ и дальнейшей сменой режима осадконакопления многие фации предфронтальной зоны и фронта дельты были смыты. Это привело к широкому распространению неполных, сокращенных разрезов. В отложениях пласта $ВК_2$ (в его верхней части) толщины песчано-алевритовых прослоев 15 - 30 см, их доля в разрезе пласта составляет 50 - 55 %.

В корреляции использованы все поисково-разведочные и эксплуатационные скважины. Построенные корреляционные разрезы охватывают все скважины в направлениях «север/юг», «запад/восток» и «юго-запад/северо-восток». Корреляция выполнена для пластов $ВК_1$ и $ВК_2$.

Первоначально проведена общая корреляция с выделением основных маркирующих горизонтов (кровля пласта $ВК_1$, подошва пласта $ВК_1$, кровля $ВК_2$, подошва $ВК_2$), а затем детальная - с выделением пачек (доменов).

Проведение этих границ обусловлено допущением геостатистики, основным инструментом моделирования в рамках данной работы, в связи с небольшим количеством скважинных данных относительно площади исследования, о стационарности и репрезентативности данных в пределах одного слоя. Выделены следующие маркеры:

1. Пласт $ВК_1$.

а) Кровля $ВК_1$ (пачка $ВК_1^a$) – кровля викуловской свиты, соответствует сейсмическому горизонту « M_1 ». Местоположение кровли маркируется по однонаправленному перегибу кривых ПС и ГК в сторону линии чистых глин.

б) Кровля $ВК_1^b$ – маркируется по увеличению значений ГК и отклонению ПС к линии глин, в большей части скважин (70 %) пачка сильно заглинизирована, что обусловлено снижением гидродинамической активности среды седиментации для данного трансгрессивного периода.

с) Кровля $ВК_1^c$ – положение маркера пачки соответствует перегибу кривых ПС и ГК в сторону линии песков. Является первым и наиболее выдержанным циклитом образования трансгрессивного пласта $ВК_1$, в большей части скважин, что логично, обладает наилучшими ФЕС (зоны ухудшения коллекторских свойств связаны с вторичными изменениями).

2. Подошва пласта $ВК_1$ - переходная пачка $ВК_1^2$. Трансгрессивная переходная глинисто-карбонатная зона. Маркируется по повышению гамма активности и повышению сопротивления, в случае с карбонатизированной частью.

3. Пласт $ВК_2$.

а) Кровля $ВК_2$ (пачка $ВК_2^a$) – последний циклит образования пласта $ВК_2$, частично заглинизирован, вследствие перехода осадконакопления в трансгрессивную фазу.

б) Кровля $ВК_2^b$ – маркируется по характерному перегибу кривых ГК и ПС к линии песков. Для данной пачки в целом характерно улучшение ФЕС.

с) Кровля $ВК_2^c$ – первый циклит регрессивного пласта $ВК_2$. Прослеживается по характерному понижению гамма активности и собственной поляризации. Практически повсеместно данный циклит (85 % скважин) представлен водонасыщенными (по ГИС) породами.

4. Подошва $ВК_2$ – выделяется по отклонению ПС к линии чистых глин, снижению сопротивления, взаимнообратному перегибу кривых ИК и ПЗ.

Пример выделения пачек пласта $ВК_1$ по керновому материалу представлен на рисунке 4.15. Вариограмма для первой пачки пласта $ВК_1$ после детальной корреляции представлена на рисунке 4.16. Пример схемы корреляции представлен на рисунке 4.17.

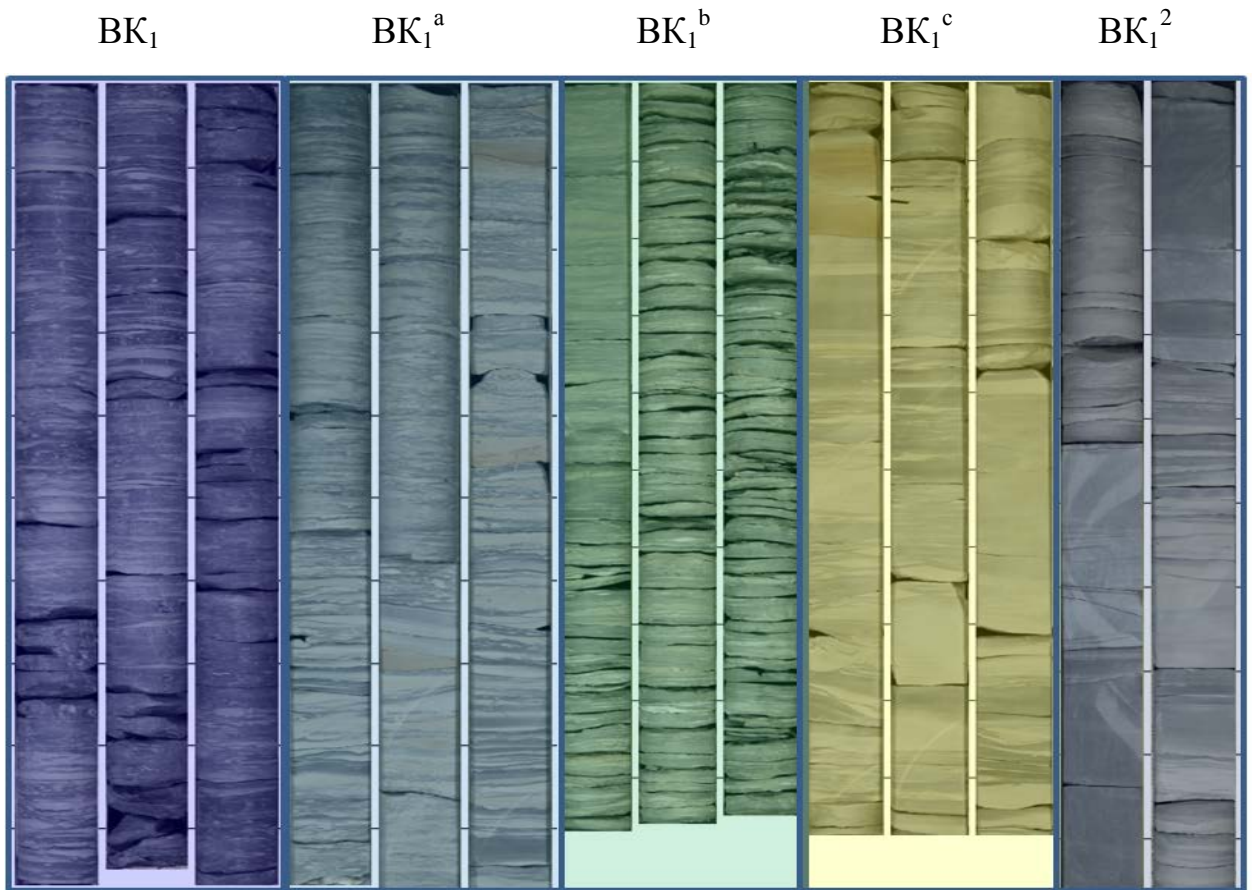


Рисунок 4.15 – Фотография керна (скважина 773П). Разделение по пачкам (Н.Н.Боженюк)

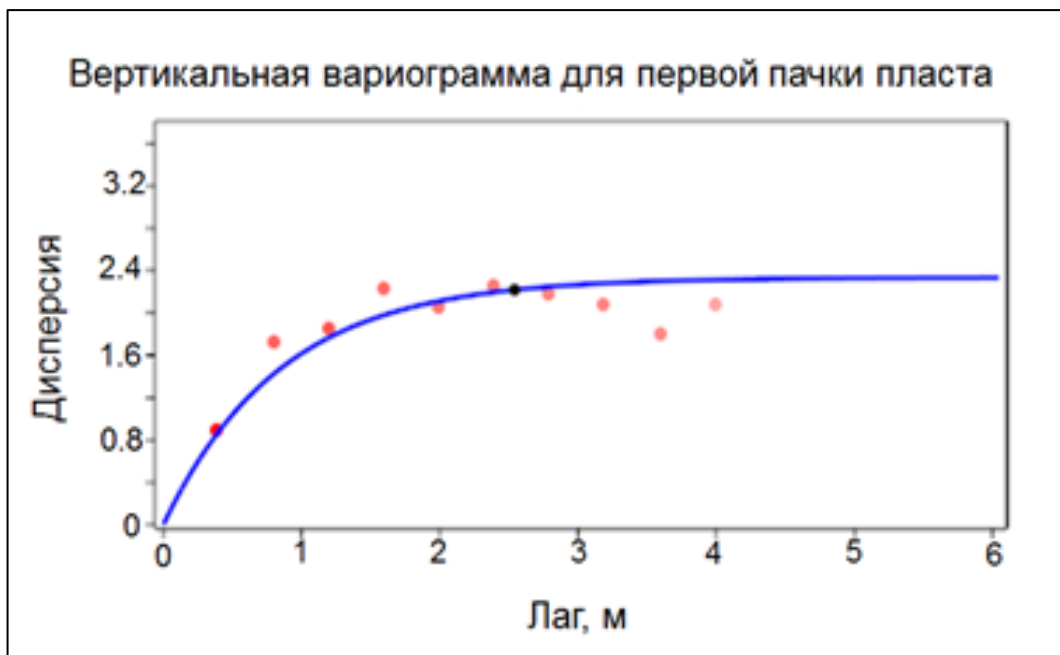


Рисунок 4.16 – Вертикальная вариограмма для первой пачки пласта BK_1

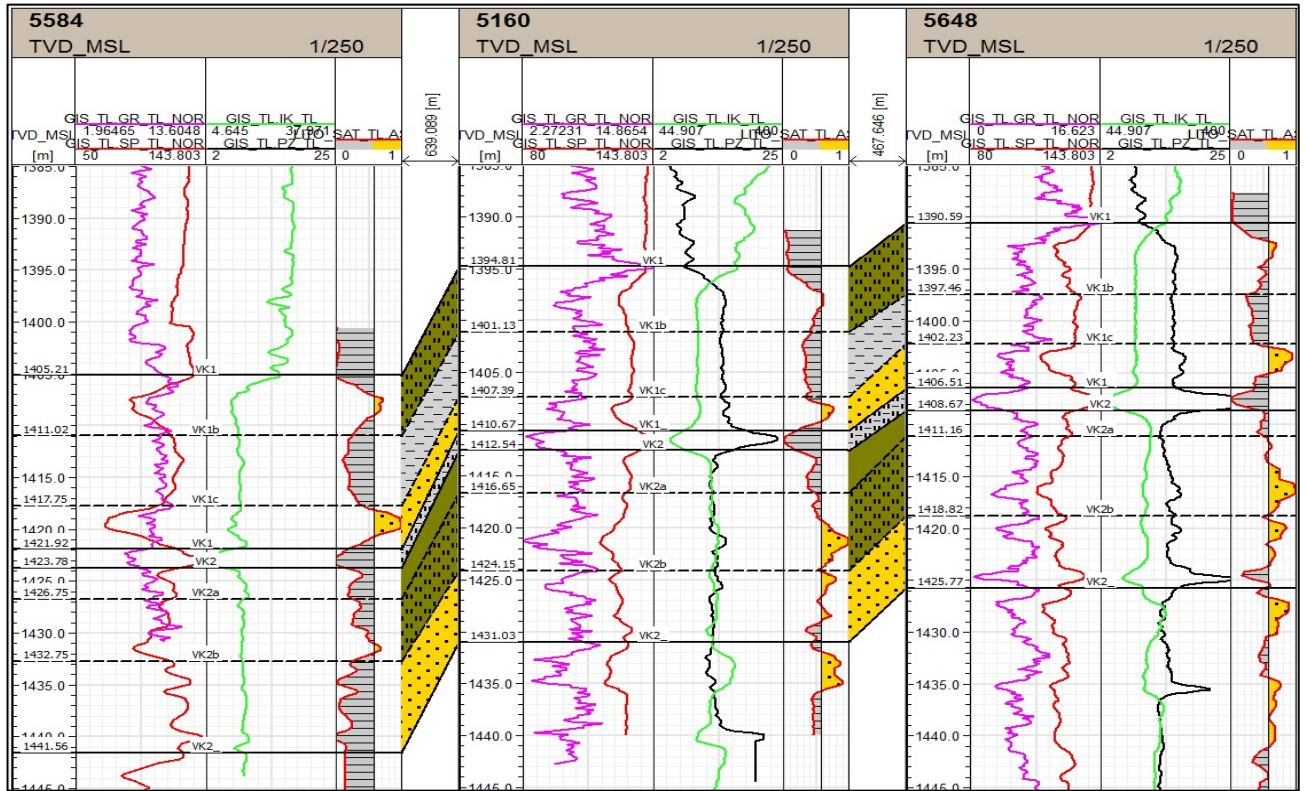


Рисунок 4.17 – Детальная схема корреляции пластов VK_1 и VK_2 (Н.Н.Боженюк)

Подтвердить корректность выделенных прослоев на этапе корреляции возможно при анализе ГСР в скважинах. Пример контроля качества корреляции по пластам VK_1 и VK_2 по ГСР представлен на рисунке 4.18.

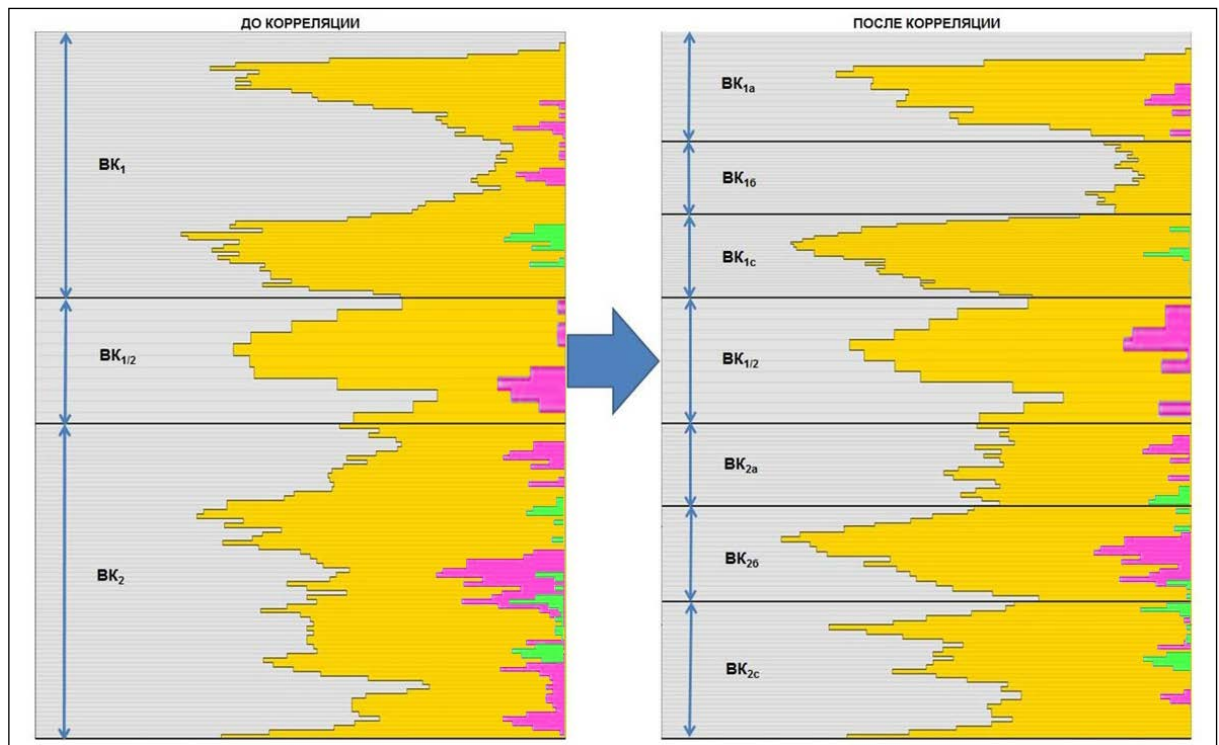


Рисунок 4.18 – Геолого-статистический разрез объекта VK (Н.Н.Боженюк)

Из рисунка видно, что ГСР с учётом результатов детальной корреляции имеет более изрезанный вид, что хорошо согласуется со сменой циклитов, установленной по керновым данным.

4.5 Характеристика коллекторских свойств по керну

Так как породы не обладают хорошими коллекторскими характеристиками (высокая неоднородность, мелкозернистость осадка), то даже незначительное увеличение количества глинистого материала, увеличение в его составе количества хлорита и гидрослюды приводит к тому, что значения, как пористости, так и проницаемости резко уменьшаются. Еще одним фактором, существенно ухудшающим ФЕС пород или превращающим породу в неколлектор, является карбонатизация. В отложениях викуловской свиты карбонатный материал присутствует повсеместно. Это или небольшая примесь в цементе или тонкие невыдержанные слои с карбонатным цементом или достаточно выдержанные прослойки существенно карбонатизированной породы. Выдержанный как в разрезе, так и по латерали прослой приурочен к перемычке между пластами $ВК_1$ и $ВК_2$. В пределах пласта $ВК_1$, как правило, присутствует несколько существенно карбонатизированных или с базальным карбонатным цементом песчано-алевритовых прослоев толщиной от 5 - 15 см до 1 м. Их протяженность по латерали сложно оценить из-за большого расстояния между разведочными скважинами, можно предположить что они протягиваются на расстояние от нескольких метров до первых десятков метров.

По керновым данным скважины №777П сопоставлены эффективные толщины отложений пластов $ВК_1$ и $ВК_2$ (рисунок 4.19). Наибольшую долю песчано-алевритовых прослоев имеют отложения нижнего цикла пласта $ВК_1$ и породы пласта $ВК_2$ – это 62 и 53 % соответственно. В среднем цикле доля песчано-алевритовых пород минимальна и составляет 28 %. Необходимо учитывать высокую неоднородность, характерную для песчано-алевритовых пород викуловского горизонта. Несмотря на то, что песчано-алевритовые прослойки

составляют более половины разреза верхней части пласта $ВК_2$, эффективных нефтенасыщенных толщин лишь 2 %.

мелководно-морские отложения $ВК_1$

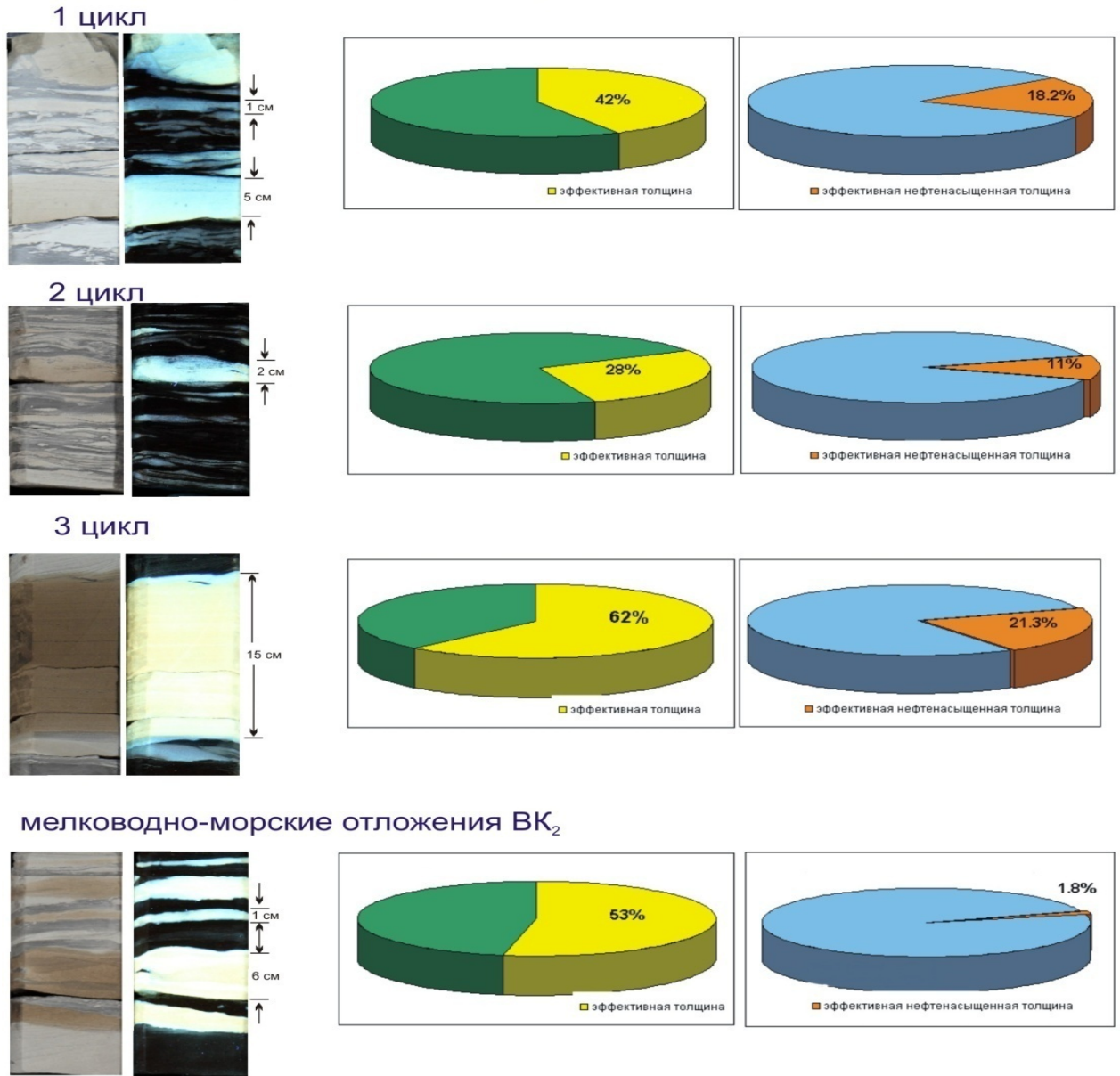


Рисунок 4.19 – Эффективные и эффективные нефтенасыщенные толщины отложений пластов $ВК_1$ и $ВК_2$ (К.А.Костеневич) [129]

В ходе анализа всей литологической и петрофизической информации в отложениях $ВК_1$ выделено пять основных литолого-петрофизических типов пород (в дальнейшем литотипов). Три литотипа пород представлены преимущественно коллекторами. Это литотип 1 - «песчаники и алевриты с рассеянной глинистостью», литотип 2 - «песчаники и алевриты с рассеянной и текстурной

глинистостью» и литотип 3 - «песчаники слабосцементированные с каолиновым цементом». Основным литологическим признаком деления песчано-алевритовых пород на литотипы является изменение состава, содержания и распределения глинистого цемента. Два других литотипа пород представлены неколлекторами. Это литотип 4 - «глинистые алевролиты и аргиллиты» и литотип 5 - «песчано-алевритовые породы с глинисто-карбонатным и карбонатным цементом». В отложениях викуловского горизонта рассматриваемого месторождения литотип 3 (песчаники слабосцементированные с каолиновым цементом) отсутствует.

Для пласта ВК₁ коэффициент пористости изменяется от 2,0 % до 29,5 %, коэффициент проницаемости изменяется от $0,01 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $124 \cdot 10^{-3}$ мкм², коэффициент водоудерживающей способности изменяется в пределах 22 % – 80,3 %. Для коллекторов ВК₁ минимальный $K_{п}$ составляет 18 %, $K_{пр}$ – $1 \cdot 10^{-3}$ мкм²; средние значения $K_{п}$ равны 25 %, $K_{пр}$ – $21,4 \cdot 10^{-3}$ мкм², $K_{во}$ – 42,6 %. Для пласта ВК₂ – $K_{п}$ изменяется от 3,3 % до 30,5 %, $K_{пр}$ изменяется от $0,03 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $123 \cdot 10^{-3}$ мкм², $K_{во}$ изменяется в пределах 26,2 % - 91,8 %. Для коллекторов ВК₂ минимальный $K_{п}$ составляет 18 %, $K_{пр}$ – $1 \cdot 10^{-3}$ мкм². Средние значения $K_{п}$ – 25 %, $K_{пр}$ – $24,9 \cdot 10^{-3}$ мкм², $K_{во}$ – 40,7 %. В пластах ВК₁ и ВК₂ преобладают коллекторы IV класса по классификации А.А.Ханина, доля пород III класса составляет менее 5 %. Наиболее «перспективными» с точки зрения наличия коллекторов, их качественных характеристик являются отложения фронта дельты, а именно песчано-алевритовые прослои нижнего цикла пласта ВК₁ и песчано-алевритовые прослои верхней части пласта ВК₂. Ожидаемые значения коэффициента проницаемости в породах-коллекторах ВК₁ и ВК₂ от 1 - 2 до $100 \cdot 10^{-3}$ мкм² (IV и V классам коллекторов по классификации А.А.Ханина).

4.6 Обоснование положения зеркала чистой воды

В основу анализа флюидального распределения положена, в первую очередь, фактическая информация по керновому материалу (стандартные и

специальные исследования, оценка фотографий керна в ультрафиолете) и по испытаниям скважин, а во вторую – заключения ГИС по характеру насыщения.

Проведено сравнение данных по керновому материалу, капиллярной модели и результатов интерпретации ГИС (таблица 4.1.).

Таблица 4.1 - Сопоставление данных

Скважины	Абсолютные отметки «отсутствия нефтенасыщенности», м		Положение ЗЧВ по капиллярной модели, м
	По керну	ПО ГИС	
770П	-1424	-1429,5	-1435
771П	-1416	-1421	-1435
773П	-1433,7	-1406,9	-1437
774П	-1435,5	-1417,01	-1437
904Р	-1441,2	-1429,6	-1437

Особо следует отметить скважину 774П, положение ЗЧВ по капиллярной модели, как собственно и по керновому материалу, значительно занижено. В предварительном описании кернового материала указано: «кern, поднятый в интервале 1538,0 – 1546,8 м пласта описан как песчаник водонасыщенный с прослоями аргиллита». Спустя сутки после извлечения керна, во втором, пятом и шестом метре слоя появились «признаки нефтенасыщения». На эту информацию ссылаются в предварительном описании специалисты Треста «Сургутнефтегеофизика» и рекомендуют проведение лабораторных анализов кернового материала. Однако, на настоящий момент, исследований нет и в окончательном заключении слои описаны как водонасыщенные. Что идет в разрез с фактической информацией (рисунок 4.20). Подобная картина характерна для коллекторов с хорошими ФЕС, где в результате буровых работ произошло «вымывание» поверхностной части нефти, а затем спустя сутки начались интенсивные выпоты.

Негативным фактором при анализе насыщенности по данной скважине является тот факт, что инклинометрия была замерена прибором типа КИГ. Соответственно есть вероятность искажения информации. Исходя из данных предположений, уровень ЗЧВ был взят аналогично скважине 773П, чтобы не «завышать» запасы некорректно низкой отметкой зеркала, так как вероятно скважину 774П необходимо «поднять» по абсолютным отметкам.

Существенные расхождения по заключениям ГИС и керновой информации (рисунок 4.21 и 4.22) указывают на необходимость пересмотра зависимостей и критических значений по критериям. Для этого необходимо наращивание фактической базы (керна) и проведения по ним не только стандартных, но и специализированных исследований, что позволит скорректировать капиллярную модель, которая весьма удовлетворительно описывает фактические данные.

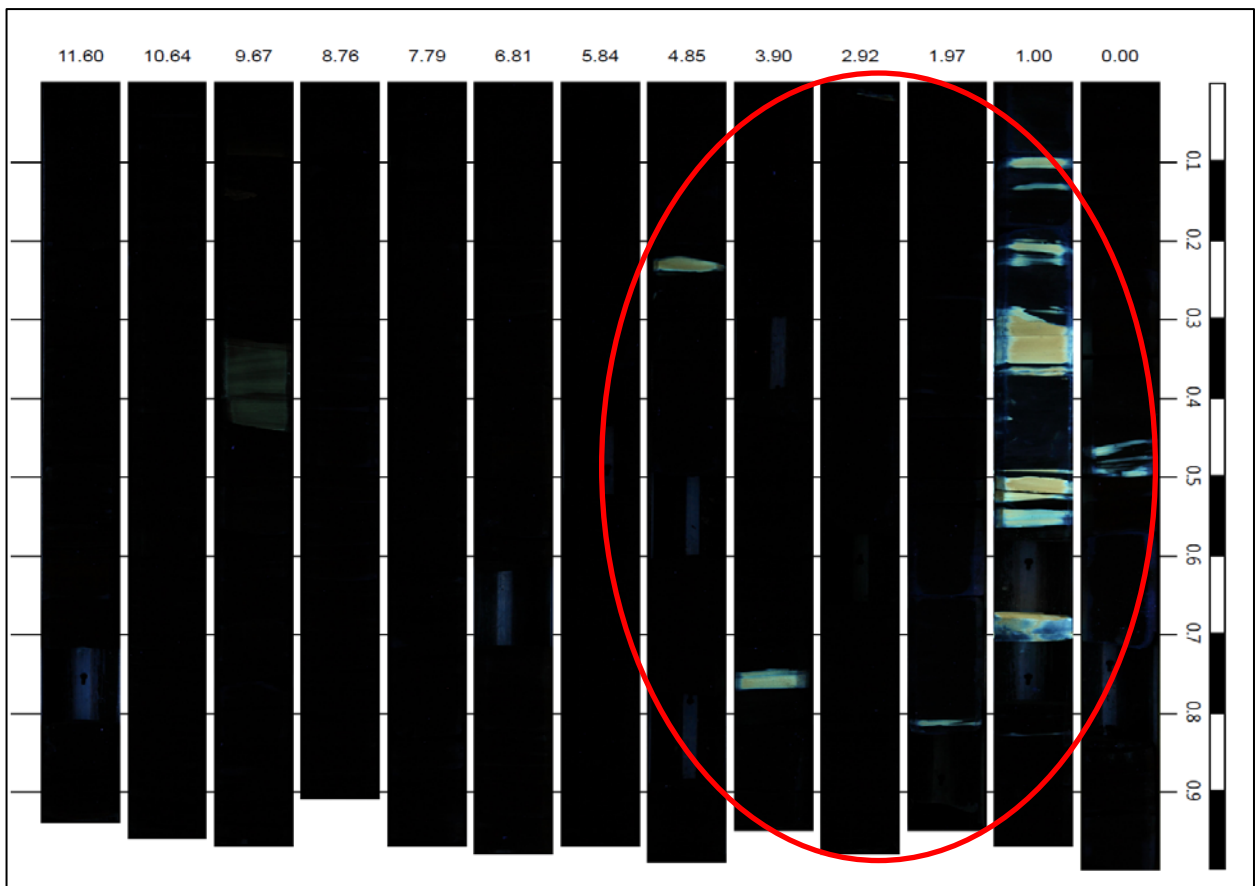


Рисунок 4.20 – Фотография керна скважины 774П в мягком ультрафиолетовом свете (интервал 1538,31 – 1551,31 м)

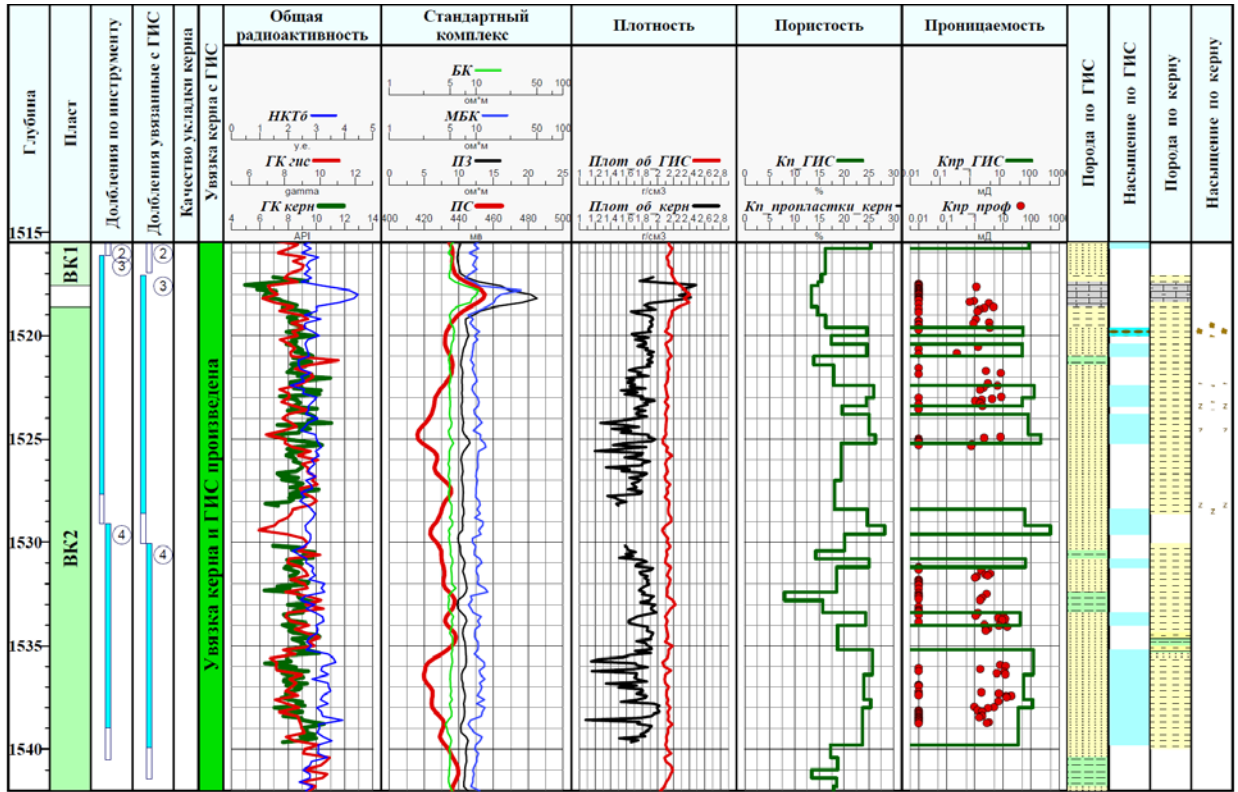


Рисунок 4.21 – Планшет по скважине 773П (Н.Н.Боженюк)

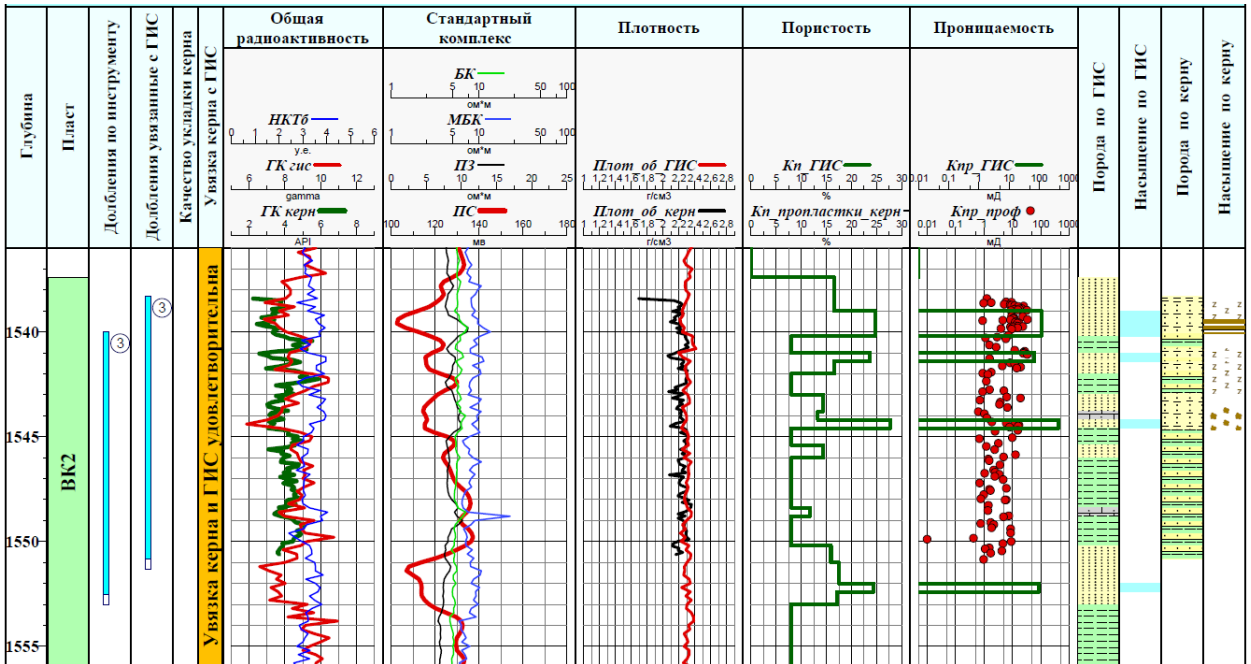


Рисунок 4.22 – Планшет по скважине 774П (Н.Н.Боженюк)

В настоящей работе, на данном этапе (довольно низкой степени изученности), принята концепция наклонного ВНК, то есть различия во флюидах распределения связаны с капиллярным эффектом (рисунок 4.23).

Зеркало чистой воды принято на абсолютной отметке – 1437 м. Соответственно толщина переходной зоны (ЗЧВ – ВНК) увеличивается с востока на запад.

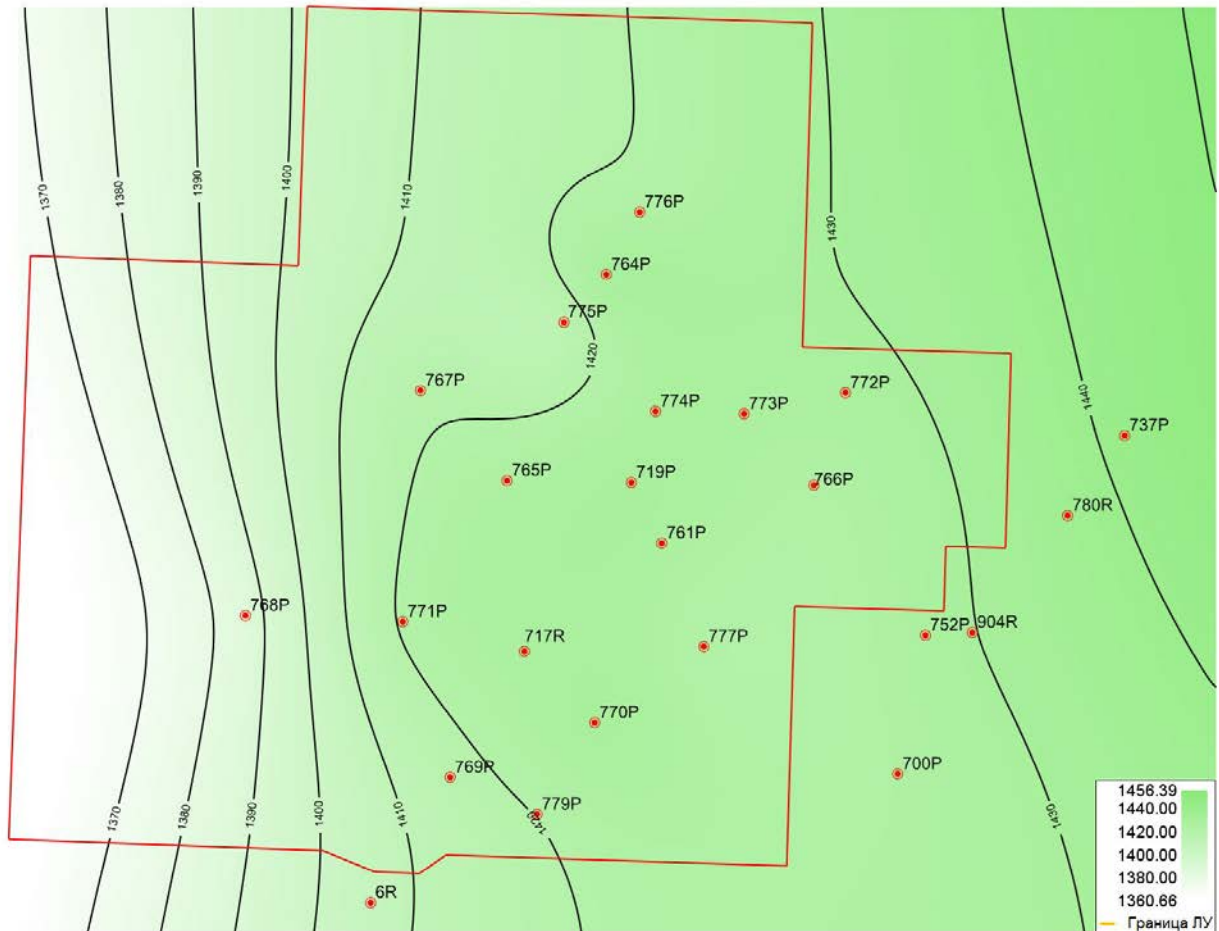


Рисунок 4.23 – Поверхность водонефтяного контакта пластов ВК₁ и ВК₂
(Н.Н.Боженюк)

4.7 Интерпретация данных ГИС

Для выделения коллекторов рассчитываются параметры $\alpha_{\text{пс}}$ и $\Delta J_{\text{гк}}$. Для определения $\alpha_{\text{пс}}$ и $\Delta J_{\text{гк}}$ в качестве опорного песчаника выбирался достаточно мощный, наиболее «чистый» коллектор с минимальной глинистостью, в верхней либо нижней частях викуловской свиты. Опорным глинистым пластом для расчета $\alpha_{\text{пс}}$ и $\Delta J_{\text{гк}}$ служит мощная глинистая покрывка викуловских отложений.

Выделение коллекторов определялось комплексно количественными и качественными признаками. За предел коллектора для викуловской свиты, приняты граничные значения параметров: $\alpha_{\text{пс}} \geq 0,58$; $\Delta J_{\text{гк}} \leq 0,45$. Помимо этого учитывается параметр $\chi_{\text{гл}}$ – объемная доля глинистых прослоев и включений (в

д.ед.). Граничное значение по данному параметру составляет $\chi_{\text{гл}} > 0,2$ д.ед., все, что больше является коллектором. В связи с тем, что мы имеем дело с тонкослоистым коллектором, для учета всех пропластков и возможности более точно определять петрофизические параметры и насыщение данных коллекторов, принято решение проводить радиоактивный каротаж (ГК, ННКТ, ГГКп) в интервале викуловских отложений с шагом квантования 0,05 м, что обеспечивает статическую точность измерений. В связи с этим выделение коллектора по методу ГК стало более детальным и достоверным.

В ходе переинтерпретации геофизических материалов для определения параметров $K_{\text{п}}$, $K_{\text{пр}}$, $K_{\text{нг}}$, $K_{\text{в}}$ использованы различные методики и подходы. Все результаты проанализированы и сопоставлены с керновым материалом. Наилучшая сходимость с керновыми данными получена при определении $K_{\text{п}}$ в пластах $ВК_1$ и $ВК_2$ с учетом водородосодержания и гамма каротажа. Для определения $K_{\text{пр}}$ использованы петрофизические зависимости «кern-кern» от $K_{\text{п}}$, $K_{\text{пр}} = 10^{(0,1393 * K_{\text{п}} - 2,33)}$.

В связи с изменением шага квантования каротажа были пересмотрены и изменены критерии оценки характера насыщения пластов $ВК_1$, $ВК_2$. Критическое значение сопротивления по каротажу равный 4,5 Ом*м сменился уравнениями зависимости значений критических сопротивлений от $K_{\text{п}}$ песчаных прослоев и объемной доли глинистых прослоев.

Когда приток «нефть»: сопротивление по ГИС выше, чем рассчитанное по формуле (4.1):

$$R_{\text{слоя}} = [(9,9576 * K_{\text{п}}^2 - 0,2683) * \chi_{\text{гл}}^3 + (0,0676 - 7,5583 * K_{\text{п}}^2) * \chi_{\text{гл}}^2 + (0,0722 + 2,9427 * K_{\text{п}}^2) * \chi_{\text{гл}} - 1,5254 * K_{\text{п}}^2 + 0,2108]^{-1} \quad (4.1)$$

Когда приток «нефть + вода»: сопротивление по ГИС ниже, чем рассчитанное по формуле (1), но выше, чем по формуле (4.2):

$$R_{\text{слоя}} = [(0,4867 - 1,5594 * K_{\text{п}}^2) * \chi_{\text{гл}}^3 + (2,2088 * K_{\text{п}}^2 - 0,501) * \chi_{\text{гл}}^2 + (0,3519 - 3,8807 * K_{\text{п}}^2) * \chi_{\text{гл}} + 3,2536 * K_{\text{п}}^2 + 0,03]^{-1} \quad (4.2)$$

Когда приток «вода»: сопротивление по ГИС ниже, чем рассчитанное по формуле (4.2).

4.8 Построение структурного каркаса

В данной работе акцент направлен на методику построения структурного каркаса модели месторождения со слабой степенью изученности рассматриваемой территории. В связи с низкой степенью разбуренности месторождения возникают большие неопределенности в структурных построениях, что в свою очередь оказывает существенное влияние на дальнейшие прогнозные решения при обосновании подсчетных параметров и подсчета запасов ловушек нефти и газа.

Методика построения структурного каркаса модели со слабой изученностью рассматриваемой территории с учетом анализа неопределенности

На участке, разбуренном сеткой разведочных скважин, оцененная геологическая неоднородность пласта, как правило, ниже геологической неоднородности того же пласта, при его разбуривании сеткой эксплуатационных скважин. В связи с этим разработана методика оценки геологической неоднородности пласта, разбуренного плотной сеткой эксплуатационных скважин и учета ее в геологической модели на участке, разбуренном редкой сеткой разведочных скважин. Равномерный учет геологической неоднородности по всей площади пласта позволяет повысить достоверность прогноза строения пластов в межскважинном пространстве, увеличить точность подсчета запасов в областях, слабо изученных бурением и более обоснованно подходить к составлению проектного документа для дальнейшего разбуривания месторождения.

Построение структурной карты осуществляется в несколько этапов:

1. Для проведения вариограммного анализа разбуренного участка месторождения, полученная по результатам интерпретации сейсмических материалов структурная карта горизонта $ВК_1$, преобразовывается в куб абсолютных отметок, при наличии участков не охарактеризованных сейсмическими данными, проводится интерполяция (в данном случае за пределами лицензионного участка). Далее для анализа структурных особенностей

разбуренной части и построения вариограммы, с полученного куба снимаются значения абсолютных отметок в атрибуты скважин (рисунок 4.24).

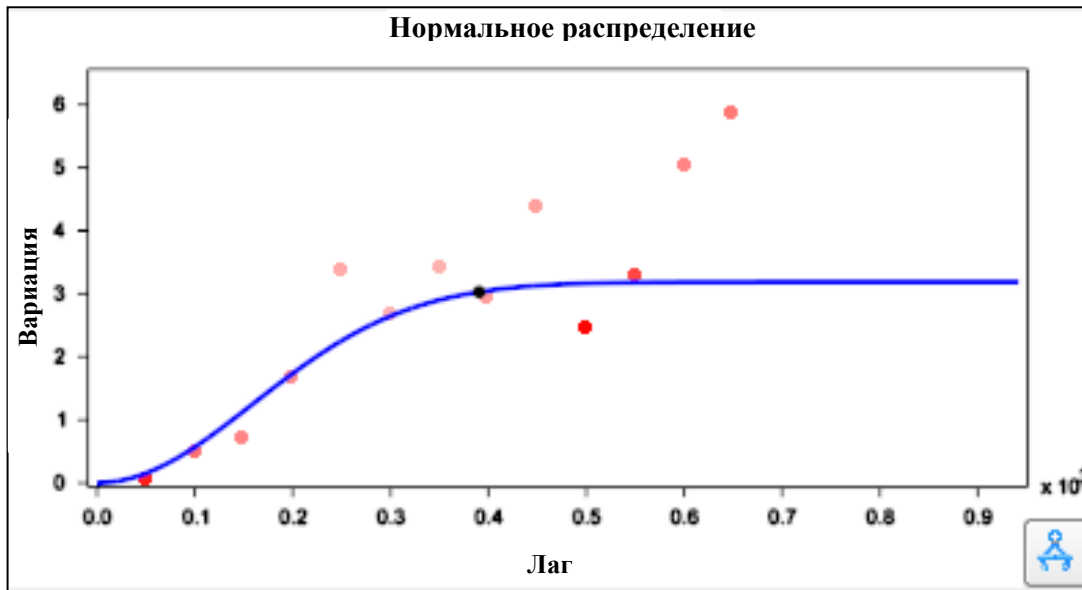


Рисунок 4.24 – Вариограмма изменчивости структурного каркаса разбуренного участка пласта ВК₁ (Н.Н.Боженюк)

2. Затем рассчитывается куб расстояний, в котором значение в каждой ячейке есть расстояние до ближайшей скважины. Дальнейшие расчёты ведутся в предположении, что изменчивость тем выше, чем удалённее участок от участка с фактической информацией и чем глубже от дневной поверхности. В соответствие с этим предположением, получена зависимость изменчивости от удаленности точек с фактической информацией и глубины (уравнение 4.3).

$$\frac{a}{b} = \frac{x}{c}, \quad (4.3)$$

где a – максимальная удаленность до участка с фактической информацией,

b – половина максимального межскважинного расстояния,

c – стандартное отклонение погружения пласта,

x – максимальное значение при стандартном отклонении погружения пласта.

Для пересчета расстояний из данного уравнения в отклонения, использована формула:

$$Std = (Distance * x)/a \quad (4.4)$$

Итоговый куб стандартных отклонений показан на рисунке 4.25.

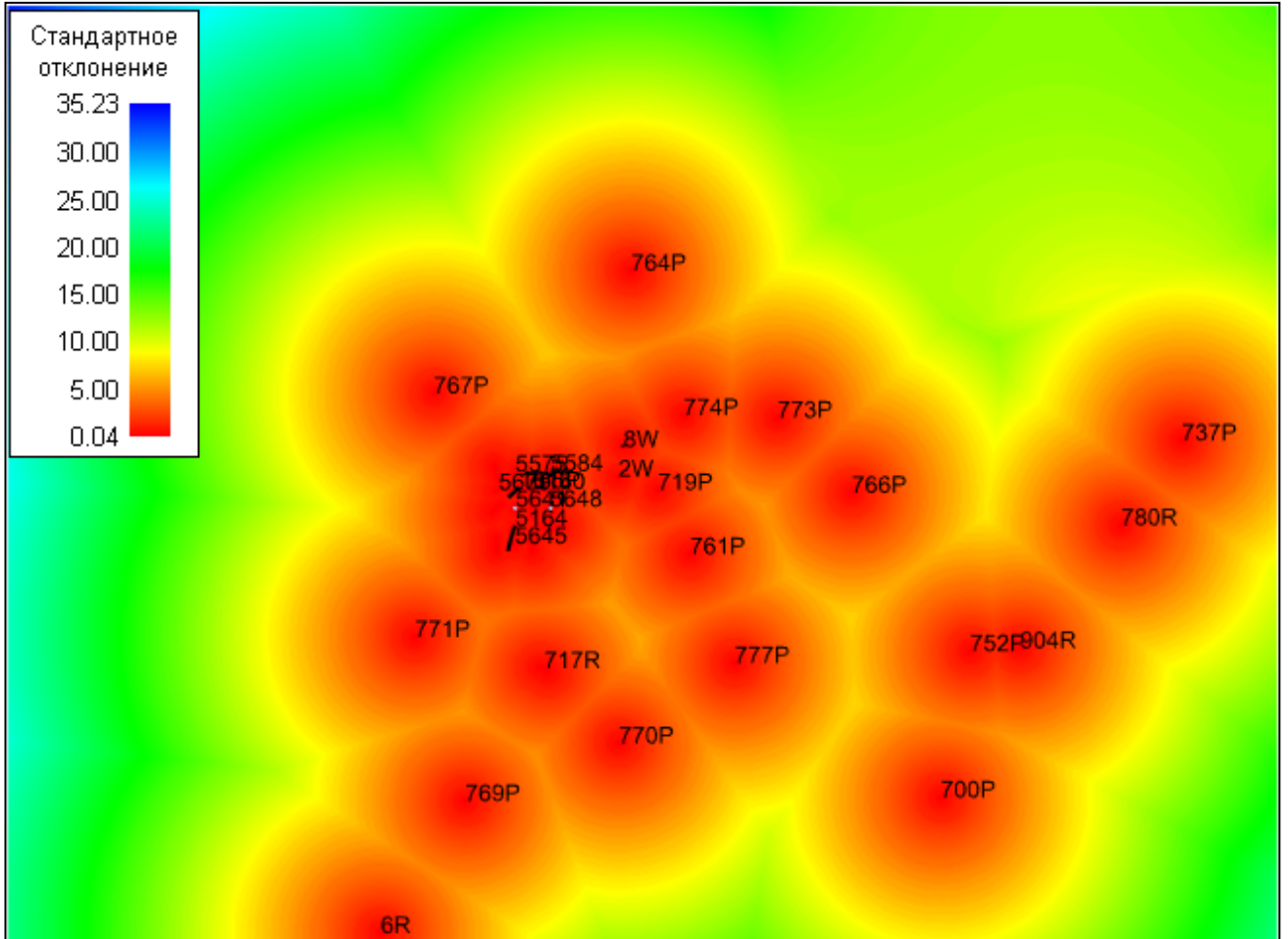


Рисунок 4.25 – Фрагмент куба стандартных отклонений. Масштаб 1:200000
(Н.Н.Боженюк)

3. Далее проводятся многовариантные (стохастические) расчеты структурной карты кровли пластов с учетом подобранных рангов согласно вариограммному анализу и вариативности отклонений, которые дают набор реализаций поверхностей с минимальными отличиями в разбуренной зоне, но с различным поведением структуры вне разбуренной части (рисунок 4.26). В конечном итоге, по вероятностному подходу отбираются реализации, попавшие в диапазон $P50 \pm 5\%$ (где P – вероятность) и проводится их осреднение.

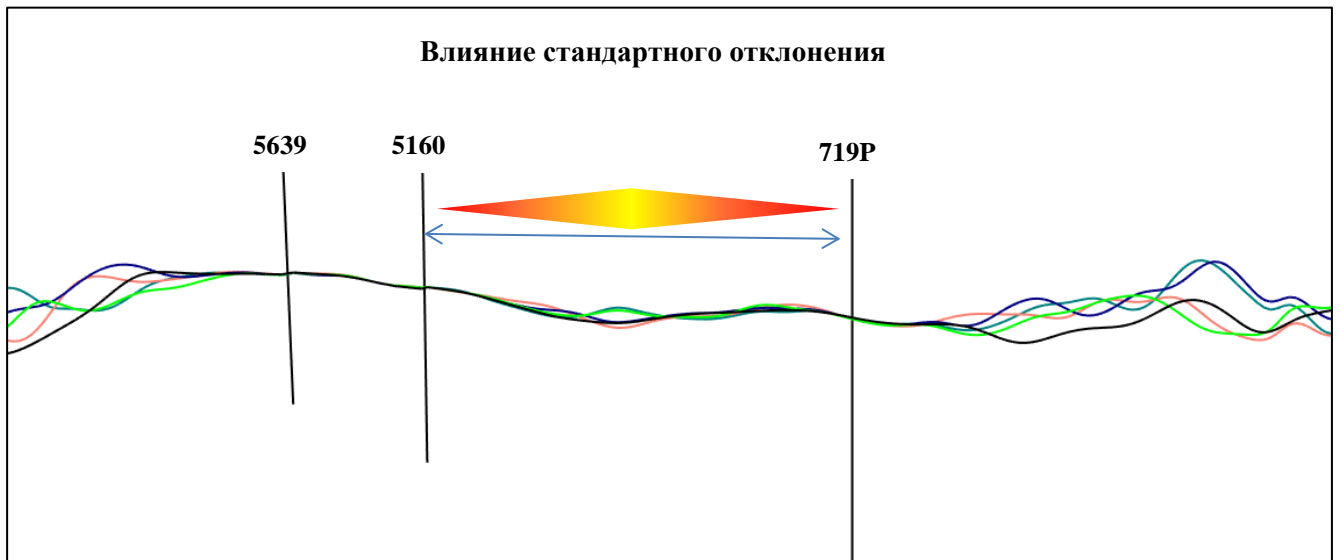


Рисунок 4.26 – Разрез по линии скважин с различными вариантами структурной поверхности. Соотношение масштабов: вертикальный 1:25, горизонтальный 1:35000 (Н.Н.Боженюк)

4. Далее структурная карта строится с учетом полученной на предыдущем шаге осредненной карты в качестве тренда и модели разломов, определенных по сейсмическим данным. При этом модель разломов является детерминистической в связи высоким диапазоном неопределенности положения разлома.

5. На следующем этапе, по тому же принципу рассчитываются карты толщин методом «Simple kriging» с учетом тренда, полученным по скважинным данным. Только в данном случае, за параметр отклонения по вертикали принята толщина между кровлей и подошвой. По вероятностному подходу отбираются реализации, попавшие в диапазон $P50 \pm 5\%$ и проводится осреднение карт толщин по всем пачкам.

6. Затем методом схождения строятся все остальные структурные поверхности каркаса.

Таким образом, мы получаем структурный каркас, учитывающий изменчивость структуры в неразбуренной части пласта (рисунок 4.27). Для сравнения на рисунке 4.28 представлена структурная карта по кровле пласта $ВК_1$ по первоначальной (утвержденной) модели.

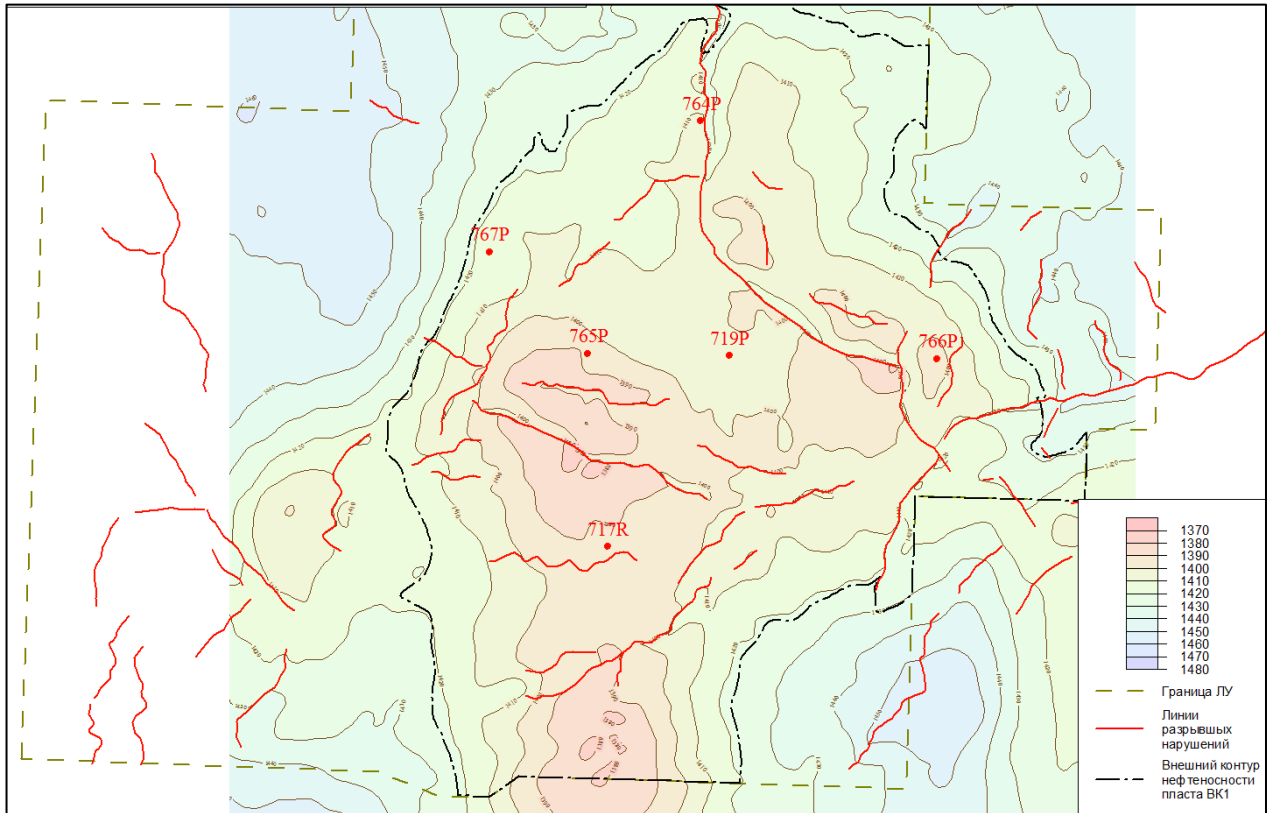


Рисунок 4.27 – Структурная карта по кровле пласта BK₁ (авторская модель)

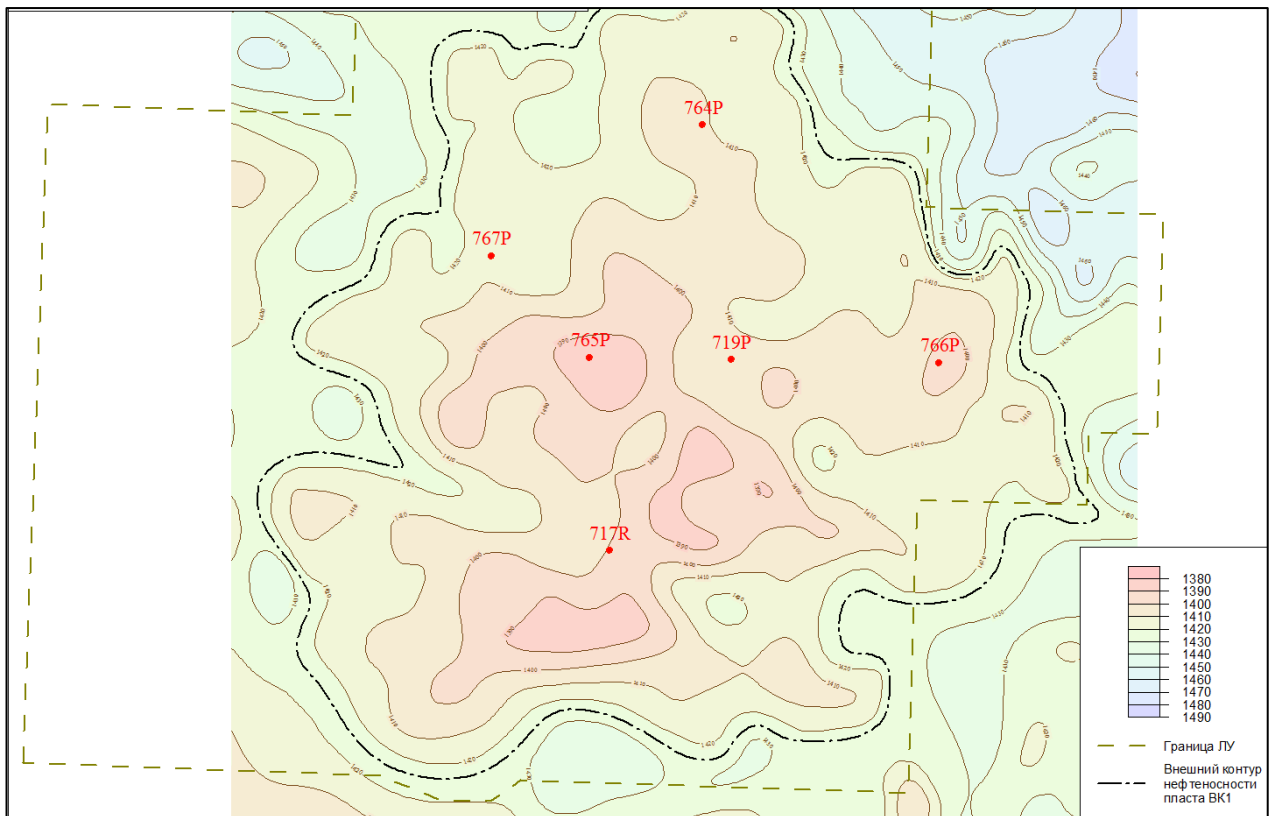


Рисунок 4.28 – Структурная карта по кровле пласта BK₁ (утвержденная модель)

В связи с тем, что месторождение характеризуется сложным геологическим строением, малыми эффективными нефтенасыщенными толщами ($h_{эф}$) с низкими ФЕС ($K_{п}$, $K_{пр}$), разработка данного месторождения эффективна только при преобладающем горизонтальном разбуривании. В связи с малым количеством фактической скважинной информации (количество наклонно-направленных скважин на площади месторождения явно недостаточно для изучения детального геологического строения) и ограниченной вертикальной разрешенностью сейсмических исследований (> 10 м), структурные построения обладают высокой степенью неопределенности. Для уточнения структурного каркаса модели необходимо привлекать информацию, полученную с горизонтальных скважин (ГС) на протяжении всего горизонтального участка, что дает дополнительную информацию о наклоне структурной поверхности в межскважинном пространстве.

Для этого предлагается использовать методику «геостириंगा», которая применяется при сопровождении бурения ГС в режиме реального времени [27, 88, 90, 91, 147]. Для уточнения структурной поверхности применение данной технологии осуществляется после бурения ГС. Методика основана на создании синтетических диаграмм метода ГК одной из ближайших скважин в наиболее схожем участке и сопоставлении ее с фактическими данными по каротажу. Сравнение между собой фактических и синтетических диаграмм каротажа позволяет спрогнозировать изменение угла наклона структурной поверхности в межскважинном пространстве или появление разлома. Совпадение соответствующих синтетических и фактических диаграмм означает, что текущая модель адекватно отображает геологический разрез, если же диаграммы существенно различаются, то необходима корректировка структурной поверхности. Путем корректировки углов наклона структурной поверхности в межскважинном пространстве, при которых синтетическая и фактическая диаграммы совпадают, получаем дополнительный набор точек, который используется при перестроении структурной модели.

Данная методика впервые опробована на моделируемом месторождении для уточнения структурной поверхности кровли $ВК_1$ по данным всех горизонтальных скважин. Пример проведения корректировки структурного каркаса модели пласта $ВК_1$ по одной горизонтальной скважине с сопоставлением синтетической и фактической диаграмм ГК представлен на рисунке 4.29.

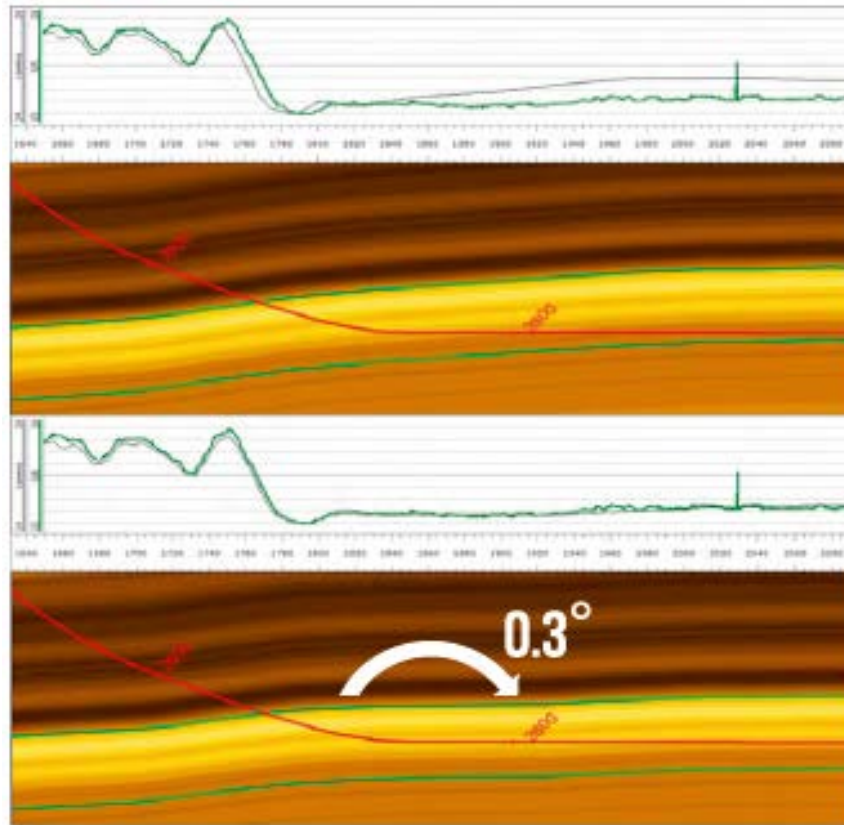


Рисунок 4.29 – Сопоставление синтетической и фактической диаграмм ГК (серая линия – синтетическая ГК, зеленая – фактическая ГК)

На данном рисунке видно, как изменение угла наклона структуры, позволило улучшить сходимость диаграмм ГК и УЭС на заданном интервале, и соответственно, получить более точную модель структурной поверхности (рисунок 4.30 – 4.31).

Таким образом, использование данной технологии позволяет более корректно воспроизвести структуру в межскважинном пространстве в районах горизонтальных скважин. Местоположение горизонтальных стволов соответствует фактическим данным и в данном конкретном случае располагается в коллекторе геологической модели, чего ранее невозможно было добиться путем

изменения альтитуды скважины, с помощью которой адаптировалась только часть ствола, а не весь горизонтальный участок.

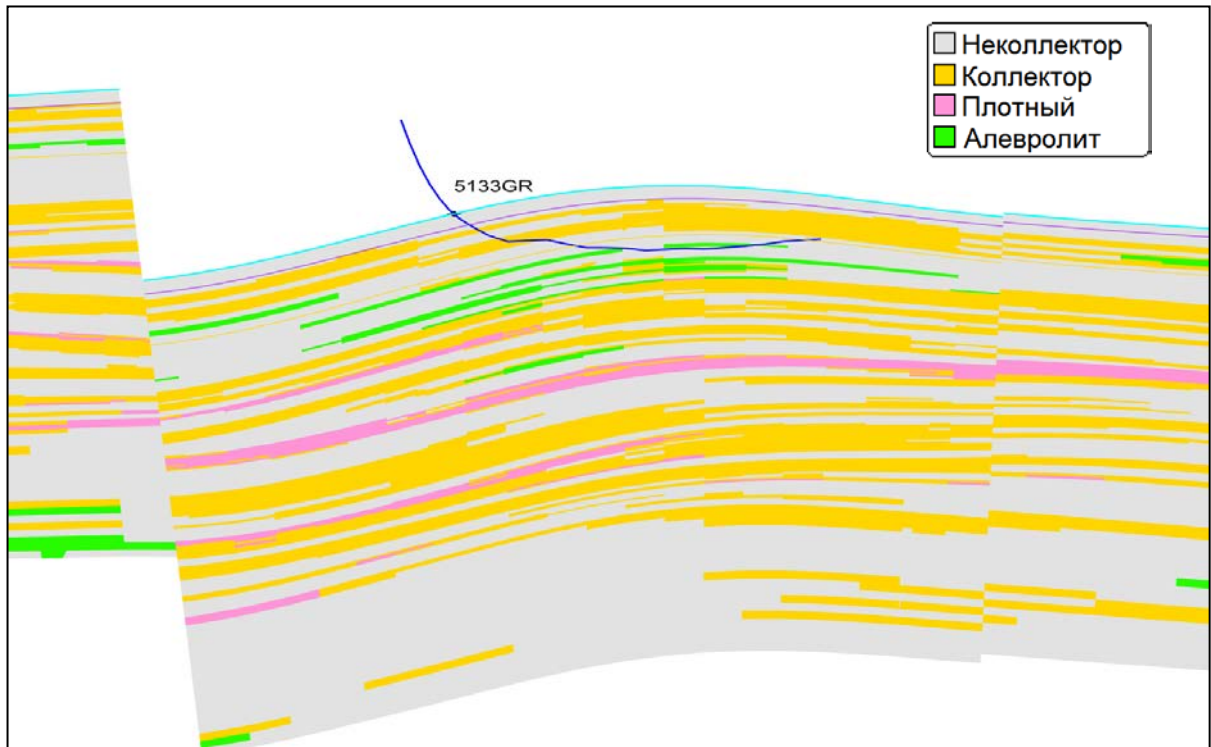


Рисунок 4.30 – Структурная модель по объекту ВК до проведения «геостирига»
(учтена только точка входа ГС в пласт)

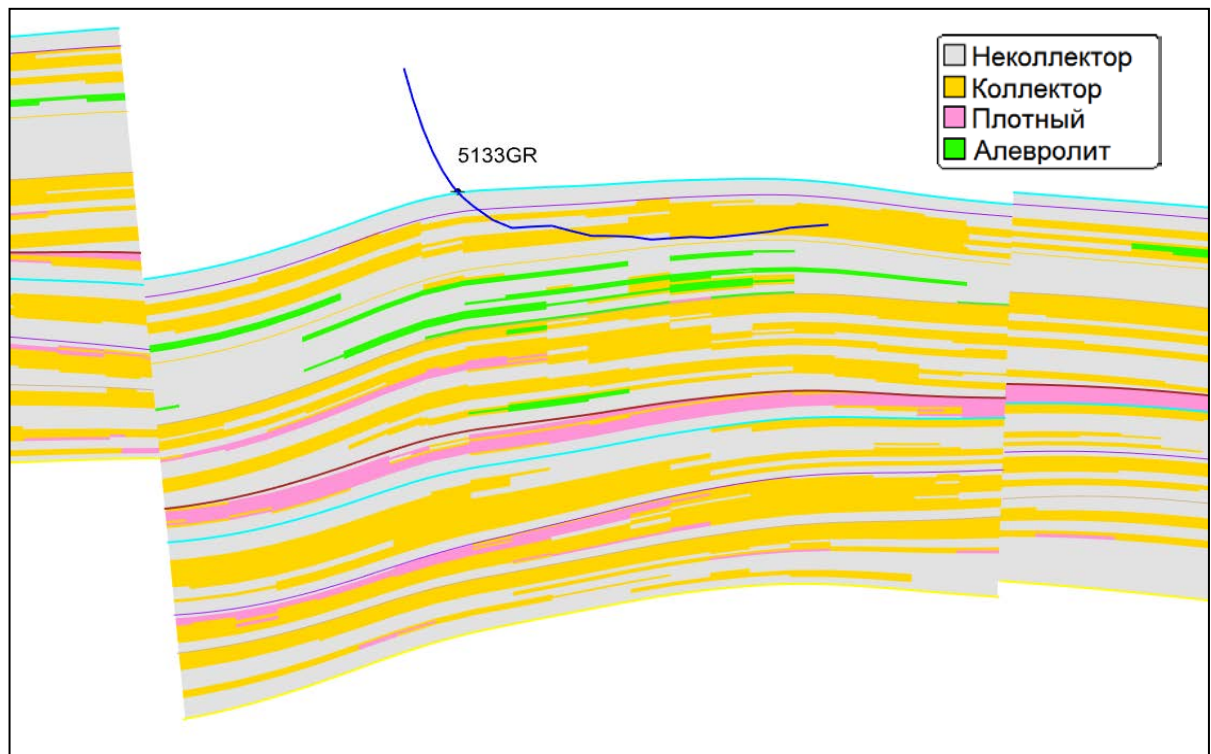


Рисунок 4.31 – Скорректированная структурная модель с учетом изменения
пласта вдоль всего горизонтального ствола скважины

4.9 Осреднение скважинных данных

Первоначально для осреднения скважинных данных подобран шаг в трех направлениях (X, Y, Z). Шаг по осям X и Y составил 50 м, так как он в полной мере позволяет воспроизвести изменчивость пластов по латерали для рассматриваемого участка.

Исходя из концептуальной модели, отложения формировались конформно, исключением являются пачки BK_1^c и BK_1^2 , они залегают несогласно. В конце формирования трансгрессивной пачки BK_1^2 , при переходе к регрессии, еще нелитифицированные осадки описываемой пачки вымывались и переносились. На начальном этапе формирования пачки BK_1^c , регрессия носила инициальный характер, то есть циклично сменялась трансгрессией, что обуславливает отсутствие низа пачки в ряде скважин. Таким образом, для всех пачек, кроме BK_1^c и BK_1^2 , выбрана пропорциональная нарезка. Для BK_1^c выбрана равномерная конформная кровле нарезка. Для BK_1^2 – равномерная конформная подошве (таблица 4.3), так как вертикальная нарезка призвана воспроизвести морфологию моделируемых отложений, должна соответствовать процессам тектонической эволюции и осадконакопления. Шаг по оси Z (таблица 4.2) выбран, исходя из шага дискретизации ГИС и минимальной толщины пропластка коллектора для каждой пачки на основе гистограмм (рисунок 4.32), а также в соответствии с концепцией осадконакопления.

Таблица 4.2 - Шаг дискретизации по оси Z

Пачка	Минимальная эффективная толщина пропластка, м	Принятая размерность, м
BK_1^a	0,53	0,26
BK_1^b	0,26	0,26
BK_1^c	0,13	0,2
BK_1^2	0,37	0,2
BK_2^a	0,2	0,2
BK_2^b	0,26	0,26
BK_2^c	0,4	0,4

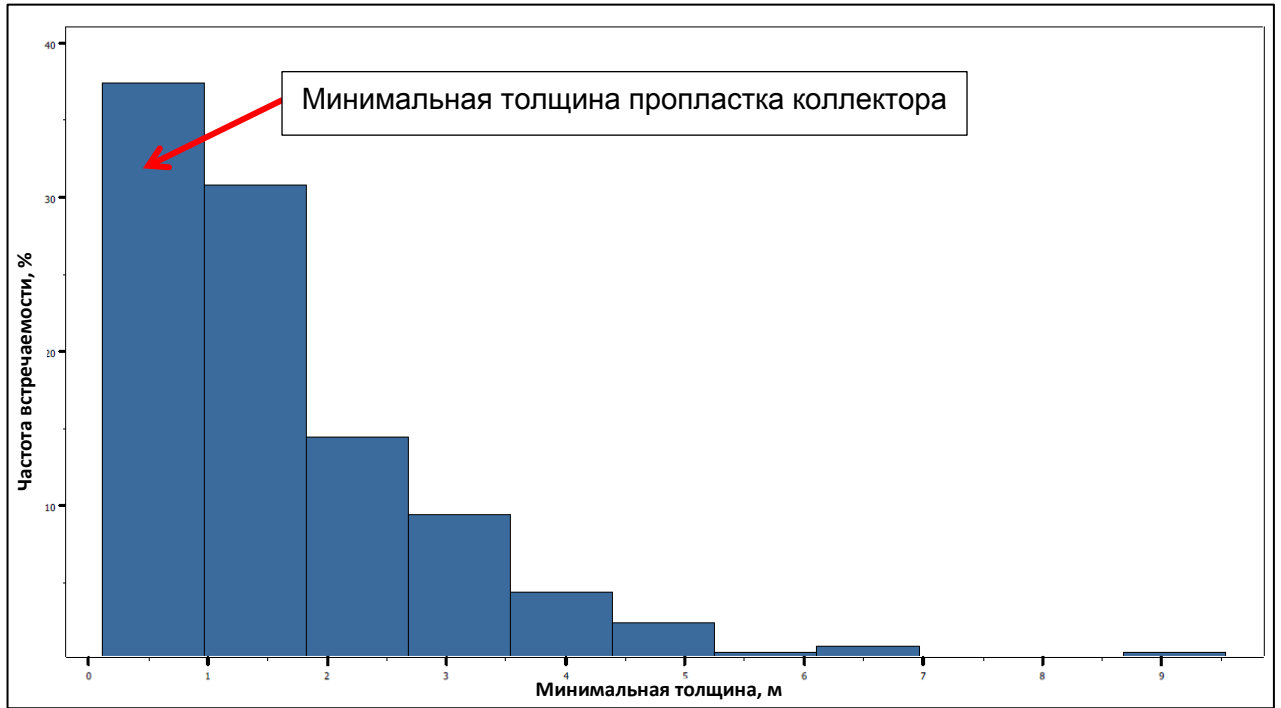


Рисунок 4.32 – Гистограмма частоты встречаемости эффективных толщин пластов BK_1 и BK_2

Минимальные эффективные толщины для пачек BK_1^b и BK_1^2 , как видно из таблицы 4.2, отличаются от принятых толщин, это связано с некорректными результатами осреднения при этих размерностях. Характеристики грида приведены в таблице 4.3. Объем грида составил 55 380 760 ячеек.

Таблица 4.3 - Характеристики грида

Пачки	Размерность сетки, м	Нарезка на слои	Средний размер ячеек по оси Z, м	Количество слоев, шт
BK_1^a	50*50	пропорциональная	0,27	16
BK_1^b	50*50	пропорциональная	0,27	20
BK_1^c	50*50	равномерная от кровли	0,2	35
BK_1^2	50*50	равномерная от подошвы	0,2	15
BK_2^a	50*50	пропорциональная	0,23	14
BK_2^b	50*50	пропорциональная	0,26	27
BK_2^c	50*50	пропорциональная	0,19	30

Осреднение скважинных данных на сетку модели

Исходные скважинные данные литологического разделения разреза «Litology» содержат следующие коды литологических разностей: 0 – неколлектор, 1 – песчаник, 2 – плотный, 3 – алевролит. Проведено осреднение данных методом «Normalscaleup». Оценка результатов осреднения скважинных данных на сетку модели приведено на рисунке 4.33, как видно из рисунка, осреднение в целом, проведено успешно, расчленённость сохранена. Проведено осреднение непрерывных данных пористости и проницаемости с учетом коллектора методом «Average».

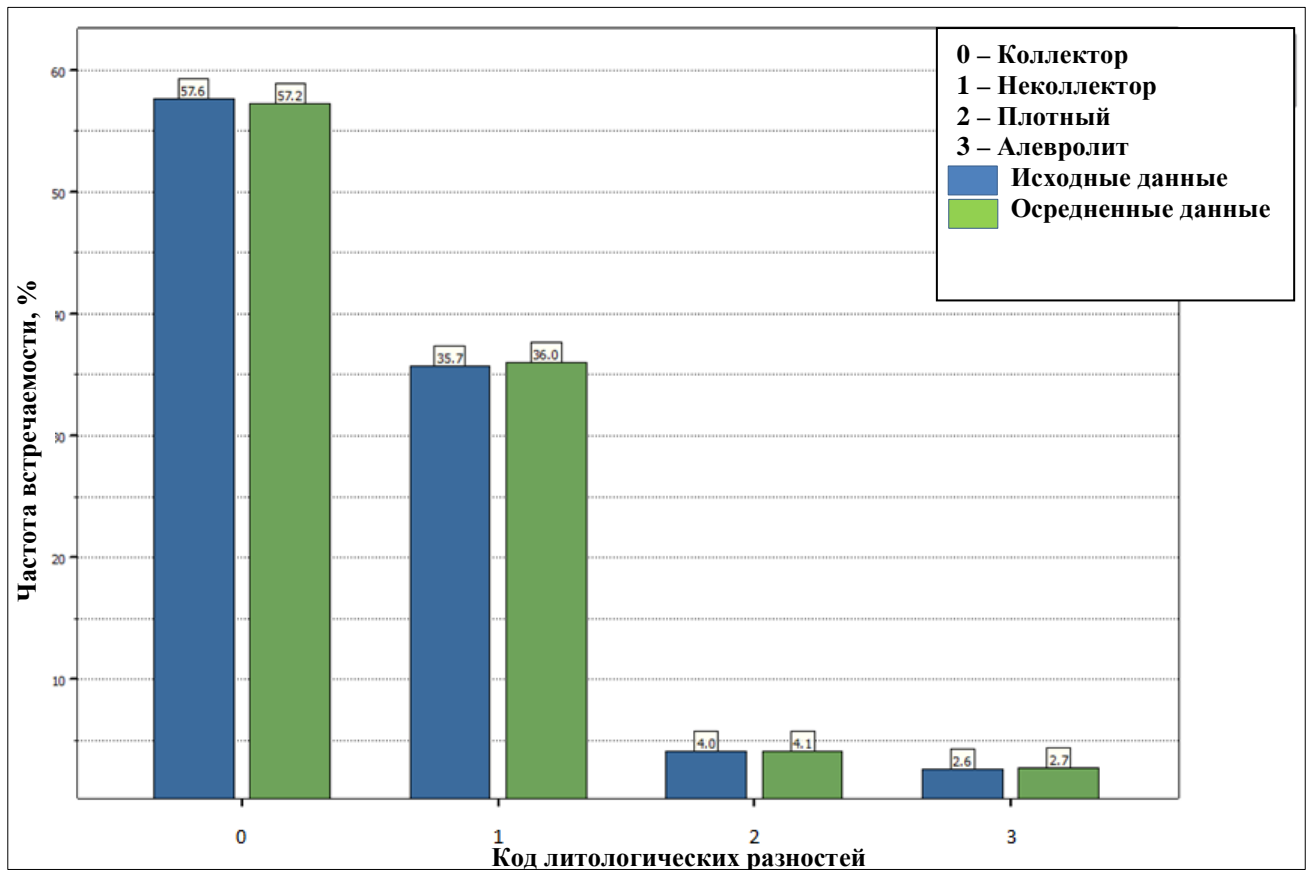


Рисунок 4.33 – Гистограммы частот литологических разностей по осредненным (зеленый цвет) и исходным данным (синий цвет)

4.10 Литолого-фациальное моделирование

В связи с тем, что образование пород происходило в условиях волнового / штормового побережья, количество и степень отсортированности песчаного материала контролировалось удаленностью от источника сноса и силой

штормовых явлений, поэтому в данной работе отложения пласта ВК₁ рассматривались как условно монофациальные. На данном участке отсутствуют отложения врезанной долины.

Для воспроизведения адекватной изменчивости пород пласта при построении куба литологии работа проводилась согласно разработанной методике комбинированным способом (раздел 3) в 2 этапа, первый заключается в создании трендового куба литологии детерминистическим способом, второй в создании итогового куба литологии одним из стохастических способов - индикаторным методом. Очередность выполнения процедур по созданию трендового куба литологии следующая: первоначально строятся карты общих и эффективных толщин по скважинным данным, которые вычисляются экстраполяцией с учетом изменчивости значений разбуренной части в неразбуренную. По этим картам вычисляется карта коэффициента песчаности. Следующим этапом является создание геолого-статистических разрезов (ГСР) и их комбинирование с картами в куб, который используется в качестве тренда при построении куба литологии интерполяцией (рисунок 4.34).

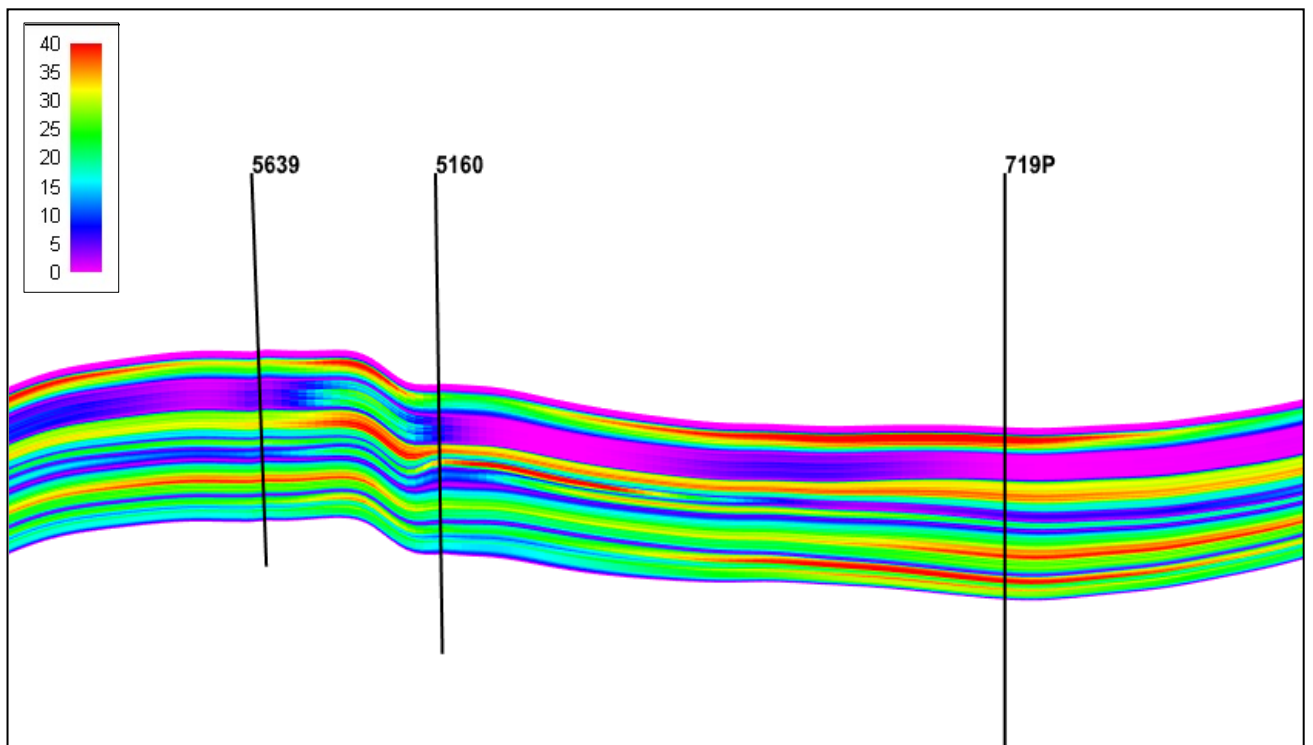


Рисунок 4.34 – Разрез по комбинированному кубу. Соотношение масштабов вертикальный - 1:25, горизонтальный – 1:35000 (авторская модель)

Далее проводится вариограммный анализ, согласно которому на изучаемом объекте установлена зональная анизотропность, что весьма характерно для биотурбированных отложений и отложений с резко изменчивым генезисом, которые не могут быть описаны только геометрической анизотропией. По результатам вариограммного анализа строятся эллипсоиды рангов.

Затем моделируется куб литологии индикаторным методом с учетом 3D тренда и эллипсоидов рангов, полученных на предыдущем шаге. Моделирование «плотного» литотипа проводится по тому же принципу и интерполируется внутри «палеопесчаника», что обусловлено его происхождением. Особенностью построения эллипсоида рангов «плотного» литотипа является то, что эта литологическая разность зачастую распространена спорадически.

В процессе геофизической интерпретации отмечено наличие литотипа, условно названного «алевролит». Для него характерно слабое возмущение диаграмм ГК и ПС, интенсивное развитие получил в период образования пачки BK_1^c . Отмечена зависимость развития толщин «алевролита» от погруженности территории. Это вероятно обусловлено тем фактом, что формирование пачки происходило при снижении активности динамики среды и наиболее пониженные участки территории являлись областями накопления алевролитистых фракций. Для моделирования литотипа «алевролит» создана трендовая карта коэффициента песчаности алевролитистых фракций и представлена на рисунке 4.35.

«Алевролит» интерполировался в независимости от интерполяции прочих литотипов. Особенностью подбора рангов при вариограммном анализе является тот факт, что зачастую распространение этой литологической разности имеет спорадическое расположение.

Заключительным этапом проводится сшивание кубов «палеопесчаника», «плотного» и «алевролита» в один финальный куб. На рисунке 4.36 показан разрез по финальному кубу литологии.

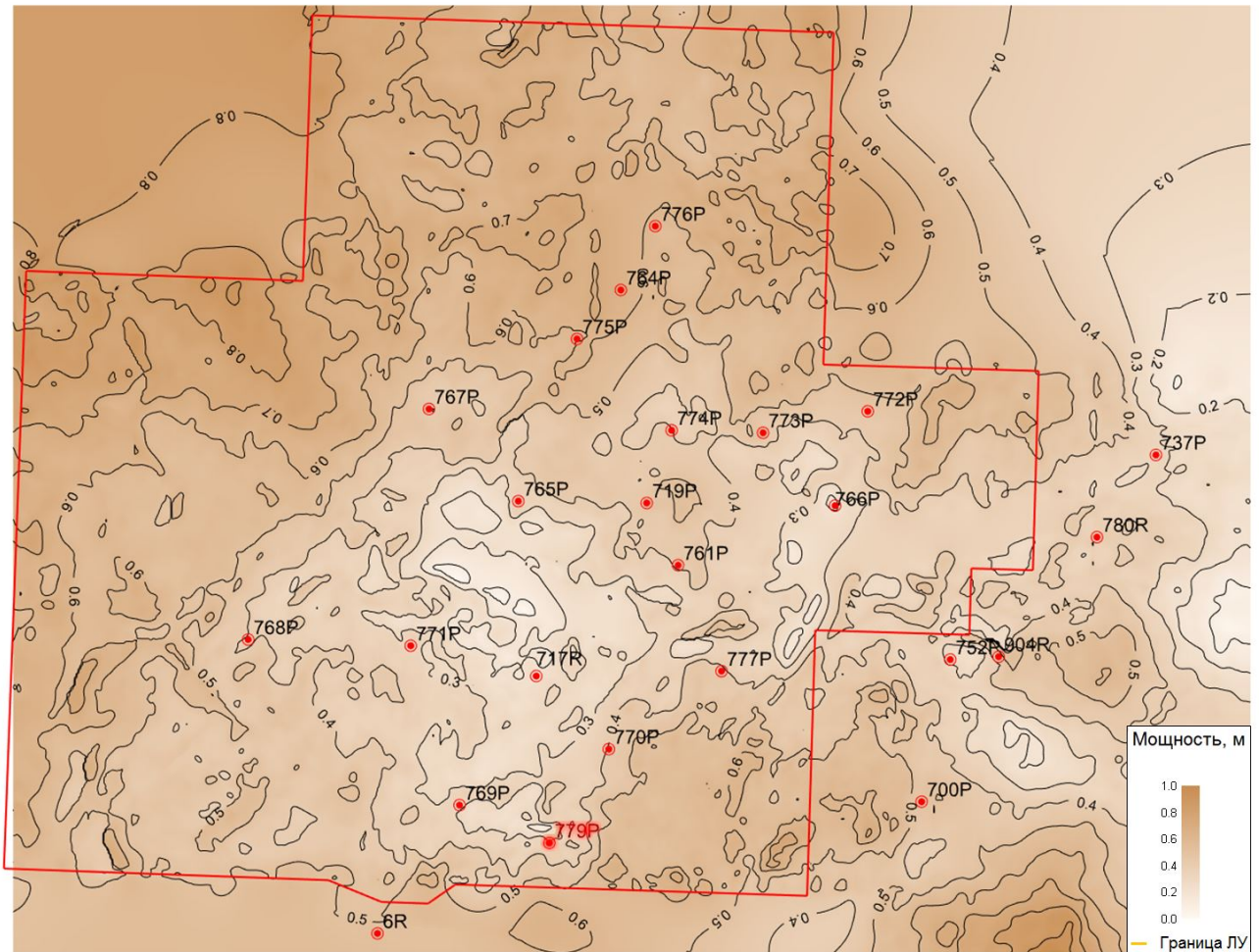


Рисунок 4.35 – Трендовая карта коэффициента песчаности алевритистых фракций (авторская модель)

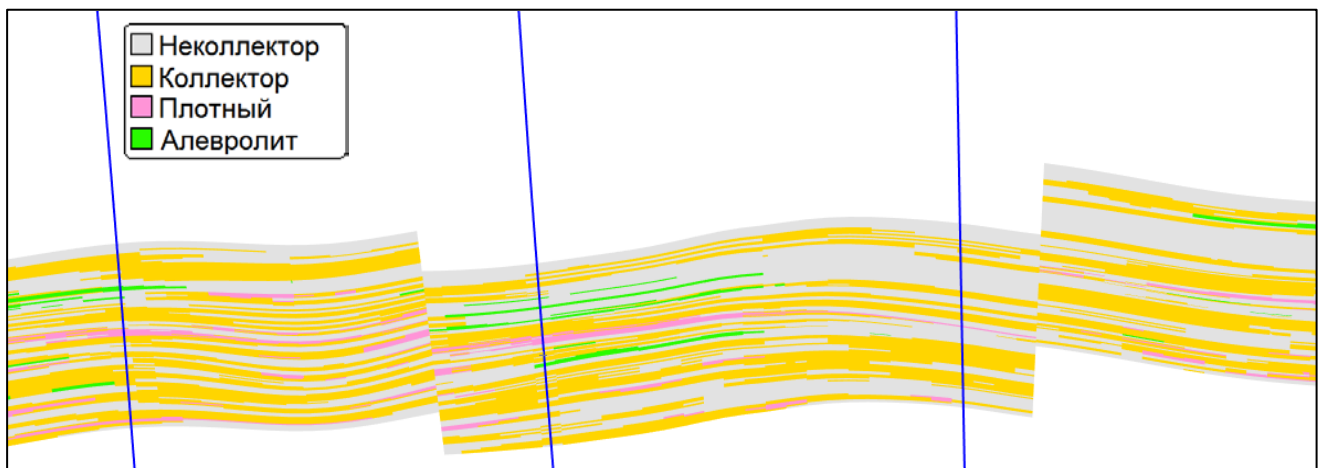


Рисунок 4.36 – Разрез по линии скважин по кубу литологии. Соотношение масштабов вертикальный – 1:25, горизонтальный – 1:25000 (авторская модель)

Проведен контроль качества построений. На рисунке 4.37 показан геологостатистический разрез (ГСР) интерполяции всех литотипов.

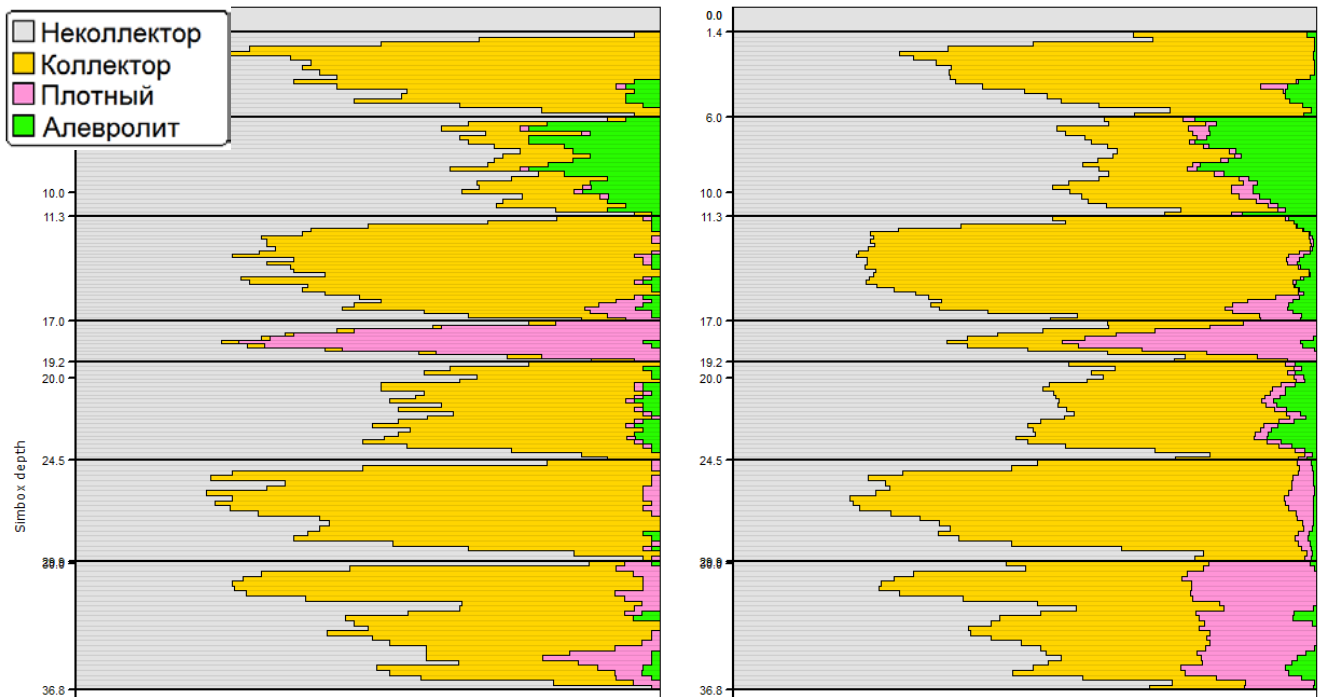


Рисунок 4.37 – ГСР литологии по кубу и осредненным данным

4.11 Многовариантное моделирование для снижения неопределенностей межскважинной связности коллектора

Характерной особенностью геологического моделирования является отсутствие возможностей по контролю над характером пространственного изменения геологических свойств, оценки связности коллектора, неоднородностью свойств, хотя данные параметры оказывают существенное влияние на показатели разработки. При построении геологической модели контролируется соответствие модельной и фактической гистограмм распределения параметра литологии, K_p , статистические характеристики, при этом практически не контролируется распределение в межскважинном пространстве. Однако пространственное изменение этих значений зачастую не влияет на суммарную величину запасов, можно построить неограниченное количество геологических моделей, имеющих идентичные гистограммы частот и несущественно различающиеся значения статистических характеристик, но с практически одинаковыми значениями запасов. Другими словами, задача

построения геологической модели, как практически все задачи нефтегазовой геологии, некорректна, то есть имеет бесчисленное множество решений. Поэтому практическое решение задачи построения геологической модели сводится к нахождению решения, согласующегося со всеми эмпирическими разнородными данными, к тому же имеющими разную точность, и геологическими закономерностями моделируемых параметров.

В силу описанных причин, в данной работе для оценки неопределенности данных в межскважинном пространстве предлагается использовать совместно оценку запасов и критерий связности коллектора. Названный критерий позволяет дополнительно уточнять пространственное изменение коллекторов и ФЕС.

Под связностью коллектора с геометрических позиций в настоящей работе понимается возможность соединения любых двух точек (ячеек 3D модели) непрерывной линией, все точки которой принадлежат выделенной области коллектора. С позиции гидродинамики это означает, что все части коллектора гидродинамически связны, то есть между любыми двумя точками возможно движение флюида. Коэффициент связности представляет собой отношение объёма залежи, где она представлена монолитным нерасчлененным песчаником, к общему объёму залежи. Появление низкопроницаемых зон небольшого размера (2 – 3 ячейки) в 3D моделях («перемычки») между областями коллекторов значимых размеров в подавляющем большинстве случаев является следствием приближённости геологических моделей. Особенно в тех ситуациях, когда эмпирических данных явно недостаточно, вследствие чего методы интерполяции работают с большой погрешностью. Из сказанного следует, что необходимо проанализировать модель на предмет наличия перемычек, особенно в тех случаях, когда при дискретизации значения в ячейках отнесены к не коллектору с невысокой долей вероятности, изменить литологическое значение ряда ячеек.

Нижеописанный подход позволяет учесть динамические характеристики объекта при выборе реализаций геологической модели. Динамические характеристики рассчитываются с применением концепции линий тока и оценивают гидродинамическую связность резервуара при расчете потока между

скважинами [148, 149, 150, 153, 157]. Такими характеристиками могут являться связный поровый объем (суммарный поровый объем, ассоциированный со всеми линиями тока модели [146]), коэффициент охвата заводнением и извлечения флюида, время прорыва воды и др. В данном методе используются преимущества симуляторов линий тока в скорости расчета, которые дают возможность рассчитывать большое количество реализаций за приемлемое время. Для ускорения расчетов может быть применена модель однофазного течения флюида [160]. Таким образом, для каждой реализации геологической модели оценивается гидродинамическая связность резервуара, которая используется как дополнительный критерий для ранжирования и выбора реализаций. Такой метод позволяет выбрать различающиеся модели (реализации) не только по величине объема углеводородов, но и по характеристикам фильтрации флюида в пласте. Уточним, что упрощенные гидродинамические расчеты достаточны лишь для оценки гидродинамической связности резервуара, а для определения показателей разработки требуется выполнение полноценного гидродинамического моделирования [29].

Анализ линий тока позволяет оценить влияние параметров геологической модели на течение флюида в пласте на раннем этапе моделирования, что дает возможность отклонить нереалистичные геологические гипотезы и исключить ненужную работу в дальнейшем, например, при адаптации модели к истории разработки. Особенно актуально данную процедуру проводить на тонкослоистых высоко расчленённых коллекторах, при объектном моделировании, где моделируются русловые отложения, и связность коллекторов в модели может быть нарушена. На данном этапе варьируются неопределенности геологической модели, такие как, тип вариограммы (направление по вертикали и латерали, ранги), варианты реализации распределения фаций (число seed, привлечение трендов и др.), доля каждой фации в объеме геологической модели. А такие параметры, как анизотропия проницаемости, варьирование концевых точек относительных фазовых проницаемостей и др., уже настраиваются на этапе адаптации гидродинамической модели по выбранной геологической реализации.

Последовательность действий по выполнению анализа связности представлена на рисунке 4.38.

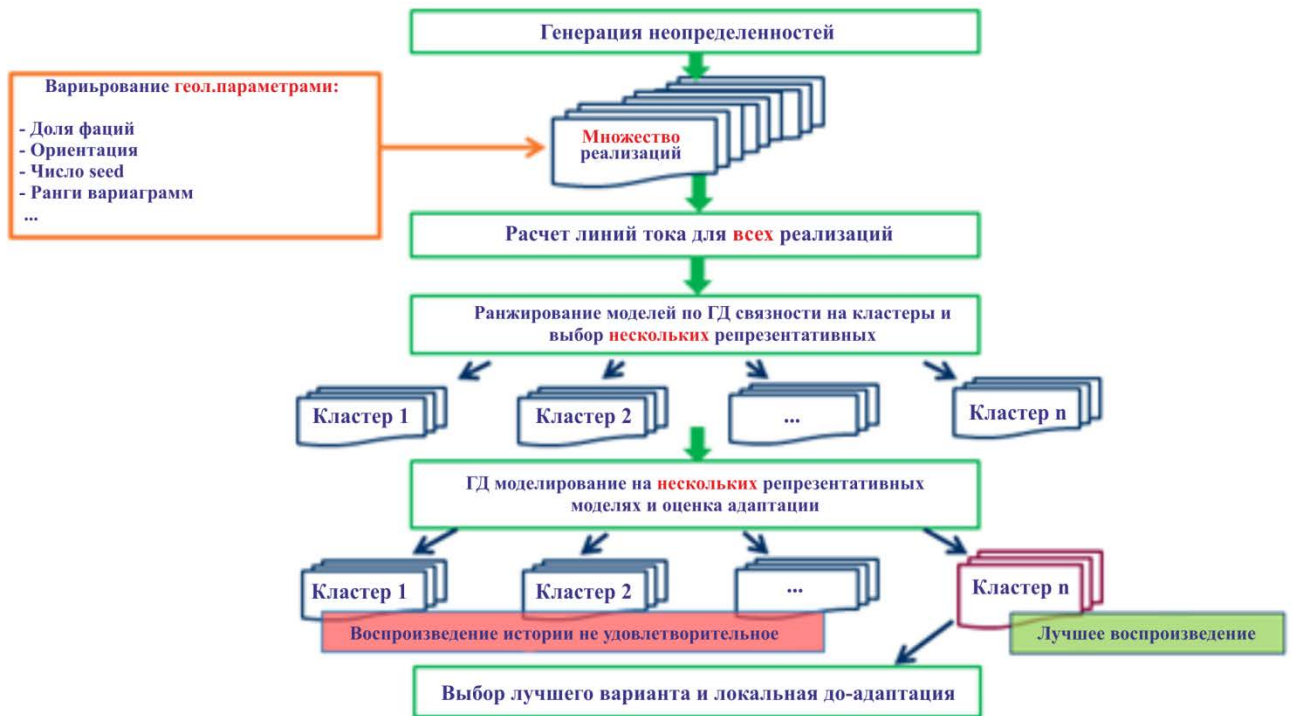


Рисунок 4.38 – Последовательность действий по выполнению анализа связности

Данная процедура выполняется средствами «Workflow», проводится анализ чувствительности модели при изменении геологических свойств пласта, анализ связности коллектора с учетом модели линий тока и выбор адекватных моделей для дальнейших гидродинамических расчетов. В настоящий момент данный алгоритм заложен в качестве плагина к программному комплексу «Petrel». В данной работе приведен реальный пример практического применения плагина на одном из месторождений Западной Сибири.

В геологической модели варьировались следующие параметры:

- «Frac1» – доля коллектора с учётом плотной литологической разности в объеме пласта (%), «Frac11» – доля глины в объеме пласта; «RX1», «RY1», «RZ1» (м) – ранги фаций при моделировании литологических разностей: коллектор и неколлектор в направлениях «OX», «OY» и «OZ» соответственно,

- «Frac2» – доля коллектора в объеме «Frac1» (%), «Frac22» – доля плотной литологической разности в объеме «Frac1»; «RX2», «RY2», «RZ2» (м) – ранги фаций при моделировании коллектора и плотного коллектора,
- «Frac3» – доля «алевролита» (%), «RX3», «RY3», «RZ3» (м) – ранги вариограммы при моделировании «алевролита» в направлениях «OX», «OY» и «OZ» соответственно.

Всего было посчитано 420 реализаций геологической модели пласта + расчет линий тока. Среди рассчитанных реализаций, выделяется диапазон вероятности P10 +/- 10 %, P50 +/- 10 %, P90 +/- 10 % по количеству геологических запасов (поровый объем) и по коэффициенту связности коллектора (рисунок 4.39 - прямоугольные области красного, зеленого и синего цветов). Из данных областей выбираются варианты по двум критериям: запасы (поровый объем) и связность с одинаковыми значениями вероятностей: P10, P50, P90. Таким образом, выбрано 9 моделей для дальнейшего расчета с помощью гидродинамического симулятора.

Согласно результатам гидродинамических расчетов девяти реализаций геологической модели в зависимости от степени связности коллектора (таблица 4.6) получена довольно не плохая первоначальная сходимость модельных расчетов с историческими данными (рисунок 4.40):

- Минимальную ошибку имеет реализация 219, которая характеризуется высокой связностью и величиной запасов P50 (таблица 4.4).
- Минимальные ошибки так же имеют варианты (237, 172, 407) характеризующиеся разной связностью при величине запасов ~ P50.
- Наиболее точно описывают историю разработки реализации с величиной запасов P50, хоть и с разной величиной связности.
- Исходя из сказанного, реализацию 219 рекомендуется использовать для дальнейшего гидродинамического моделирования.

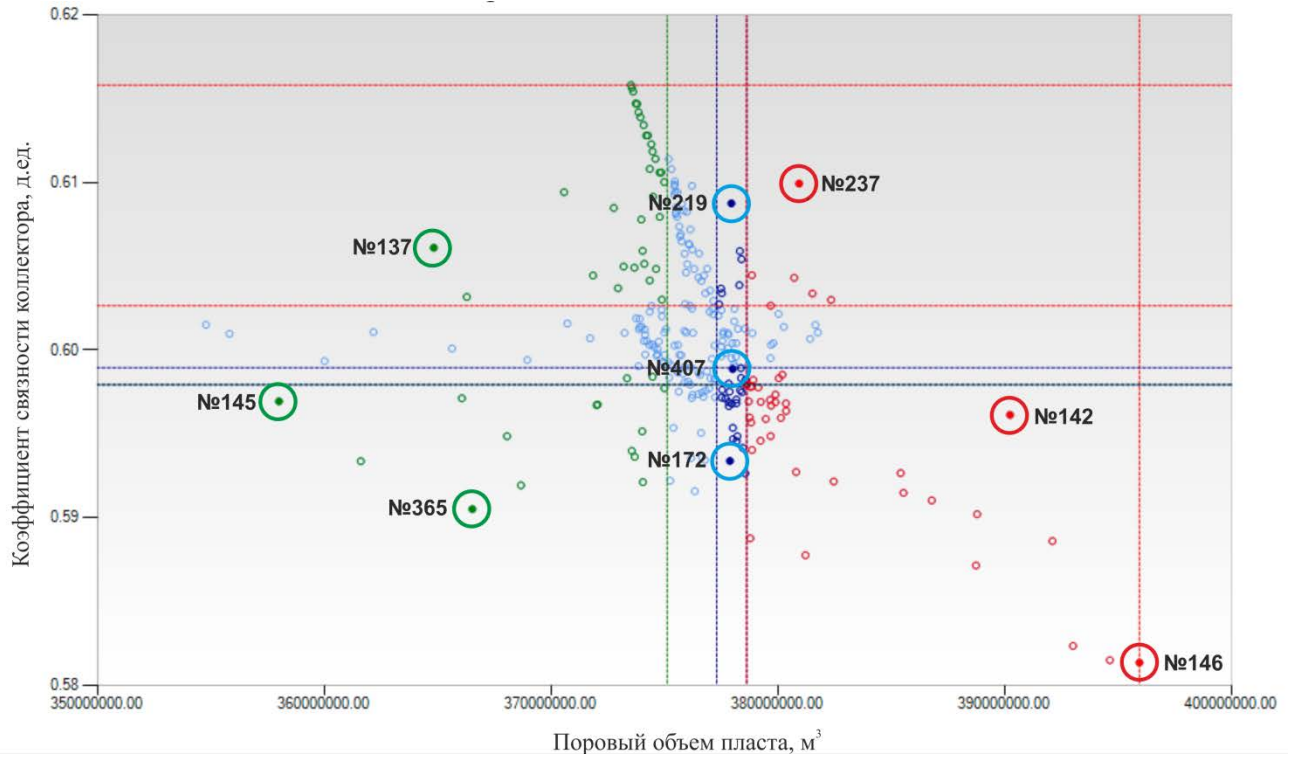


Рисунок 4.39 – Декластеризация моделей по связности и запасам (порový объем)

Таблица 4.4 - Абсолютные погрешности геолого – промысловых параметров по девяти представительным геологическим моделям

№ варианта	Добыча нефти, м ³	Накопленная добыча нефти, м ³	Обводнённость продукции, %	Забойное давление, бар	Закачка воды, м ³	Добыча воды, м ³	Суммарная погрешность
137	202	41733	4.00	1296	557	138	43930
145	187	36264	4.03	1265	564	138	38422
365	178	37815	3.66	1354	570	122	40041
219	186	32621	4.34	1266	555	152	34784
407	184	35703	4.09	1278	555	137	37861
172	184	35440	3.95	1300	552	123	37603
237	192	34706	4.19	1264	578	145	36891
142	205	46302	3.93	1303	569	128	48515
146	212	45984	4.30	1300	558	137	48195

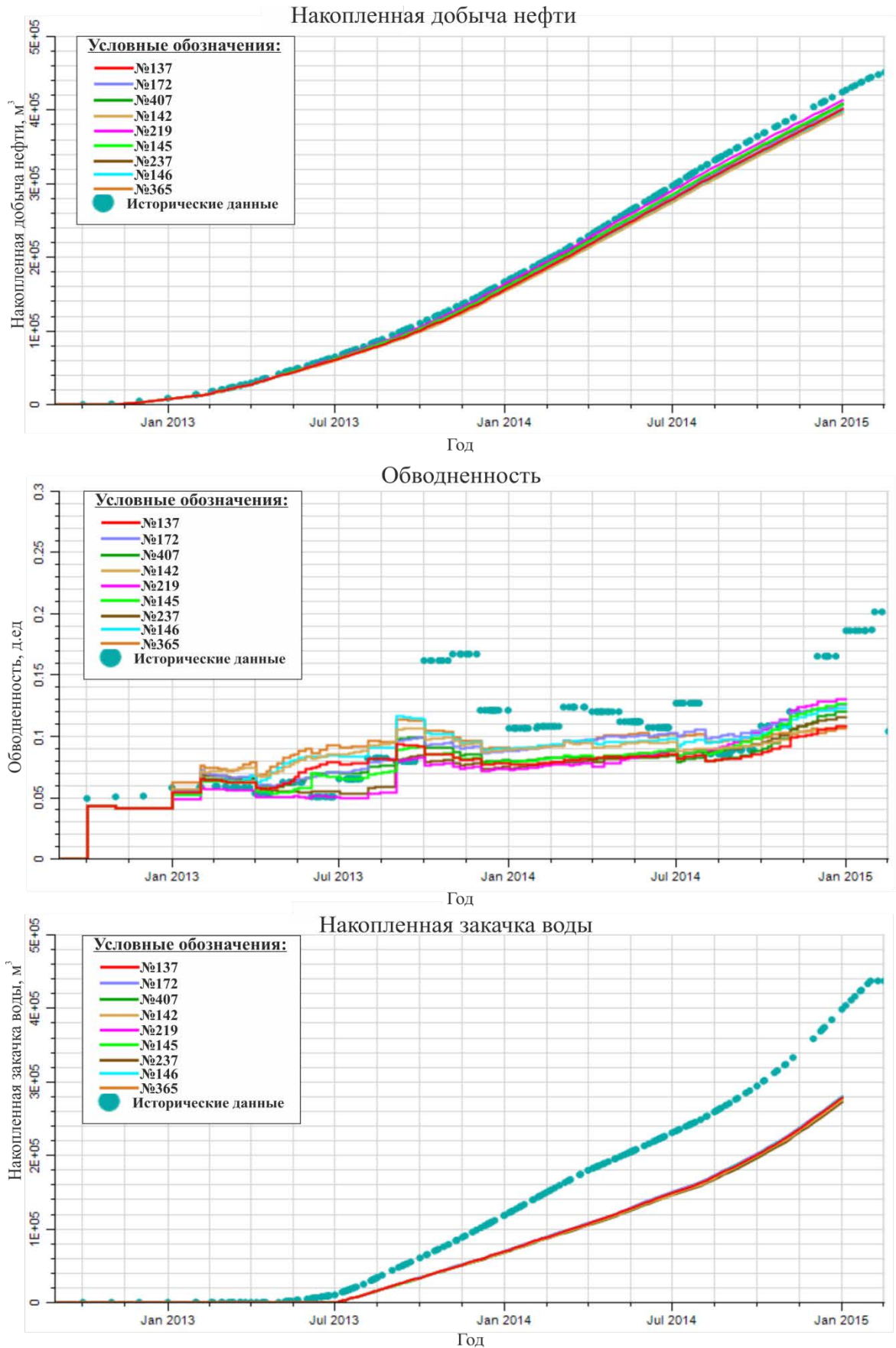


Рисунок 4.40 – Результаты гидродинамических расчетов по 9 геологическим моделям

Таким образом, получен итоговый куб литологии с учетом анализа неопределенности данных в связи с низкой степенью разбуренности месторождения и анализом связности пород коллекторов в межскважинном пространстве. Сравнение результатов моделирования куба литологии с утвержденной моделью представлены на рисунках 4.41 и 4.42.

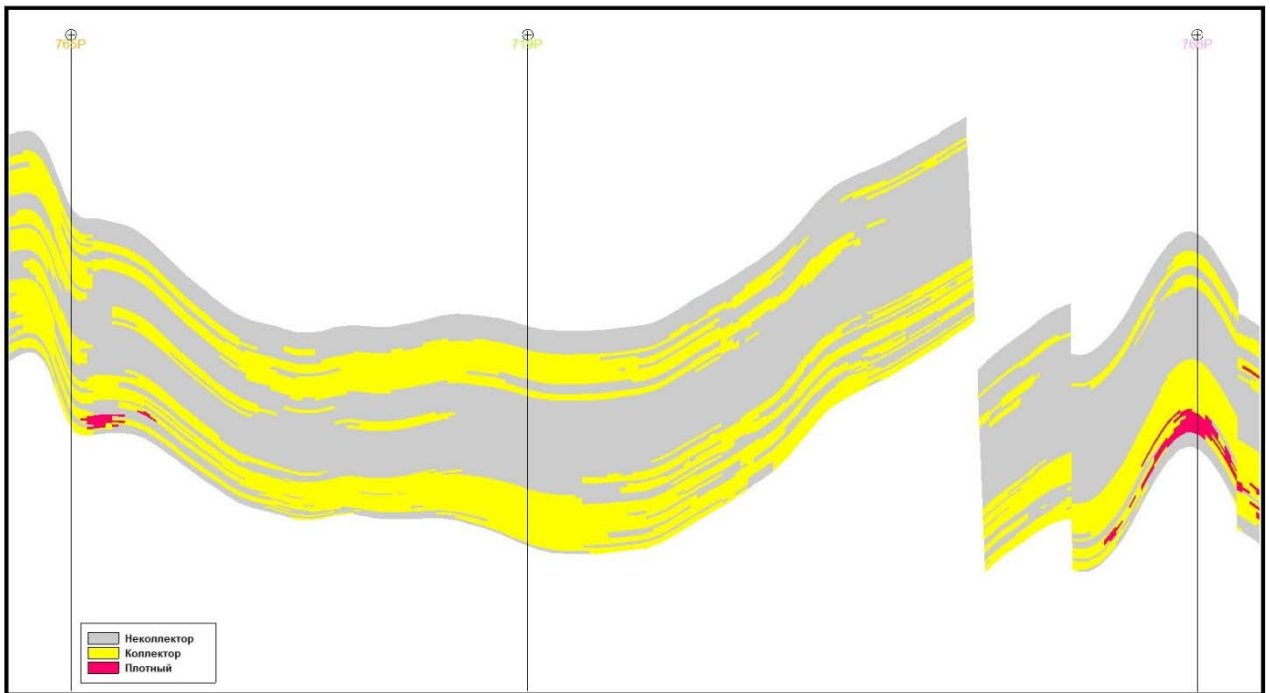


Рисунок 4.41 – Разрез по кубу литологии по линии скважин 765P-719P-766P (авторская модель)

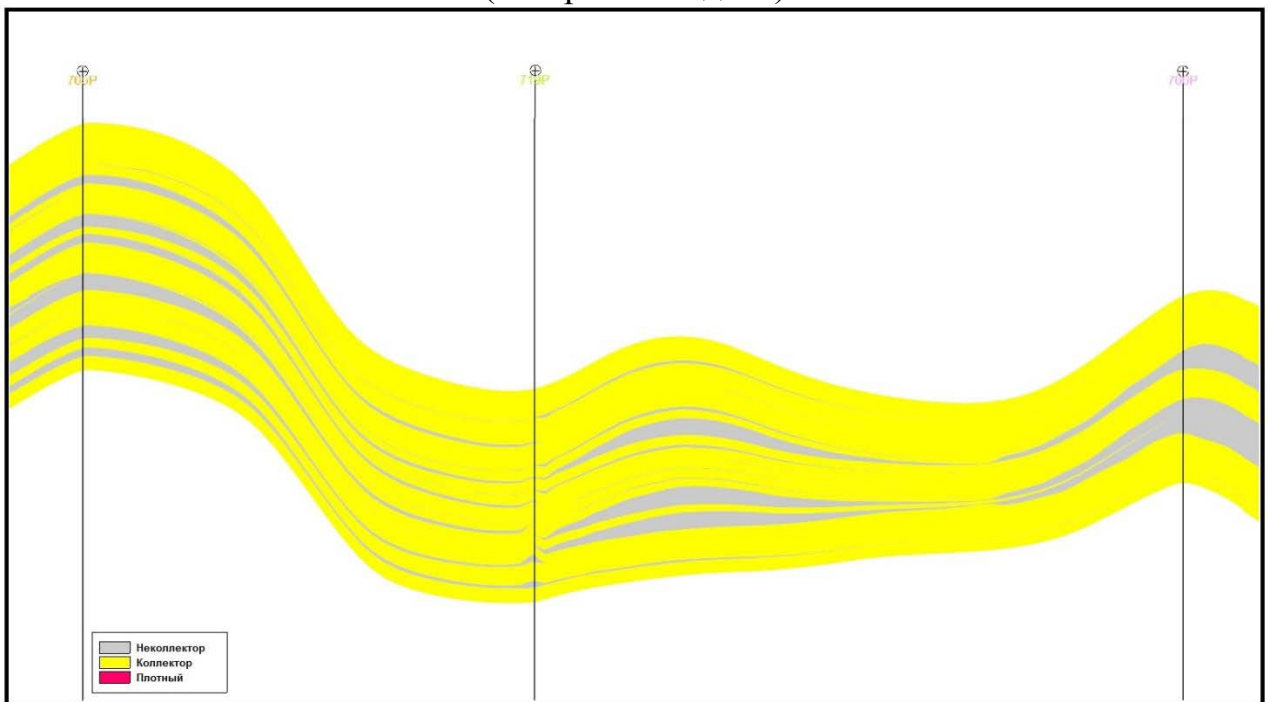


Рисунок 4.42 – Разрез по кубу литологии по линии скважин 765P-719P-766P (утвержденная модель)

4.12 Моделирование кубов петрофизических свойств

Для интерполяции фильтрационно-емкостных свойств использован стохастический метод модуля петрофизического моделирования, позволяющий в равной степени учесть скважинные данные и тренды, а также задать трансформации в них. Так, для коэффициента пористости задано нормальное распределение, а для коэффициента проницаемости - логнормальное.

В связи с тем, что большинство скважин пробурено в зонах с улучшенными ФЭС, а информация по одиночным разведочным скважинам в зонах с ухудшенными ФЭС оказывает меньшее влияние на распределение свойств в межскважинном пространстве, существует необходимость проведения декластеризации входных данных. Эта процедура преобразует исходную выборку в репрезентативную. После процедуры декластеризации значений коэффициента пористости максимальные и минимальные значения K_p остаются прежними, а среднее и стандартное отклонения изменяются, что значимо меняет входные параметры для геостатистического распределения (рисунок 4.43). Коэффициент проницаемости рассчитывается по корреляционной связи от коэффициента пористости.

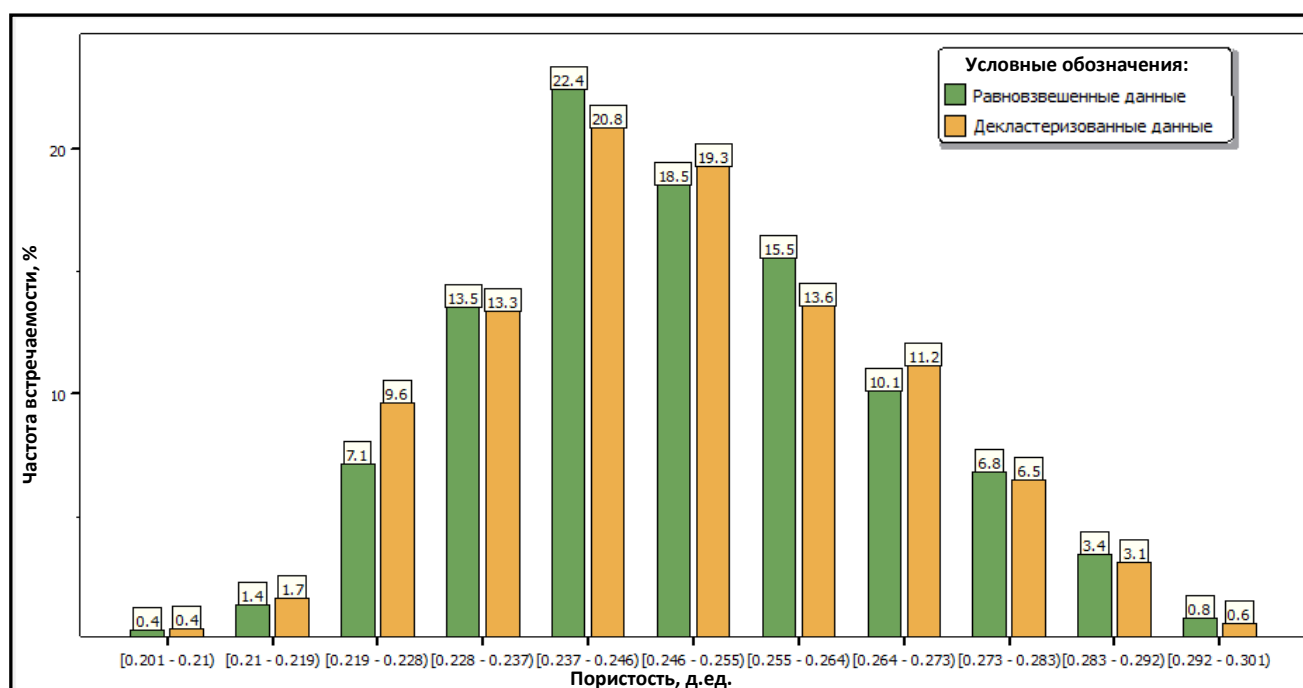


Рисунок 4.43 – Гистограммы относительных частот исходных и декластеризованных значений коэффициента пористости

В качестве тренда для построения куба K_p задан куб, полученный из карт коэффициента пористости для каждого пласта (BK_1 , BK_2), построенных интерполяцией фактической изменчивости. Таким образом, проведен расчет петрофизических свойств, разрезы по кубам представлены на рисунках 4.44 - 4.45.

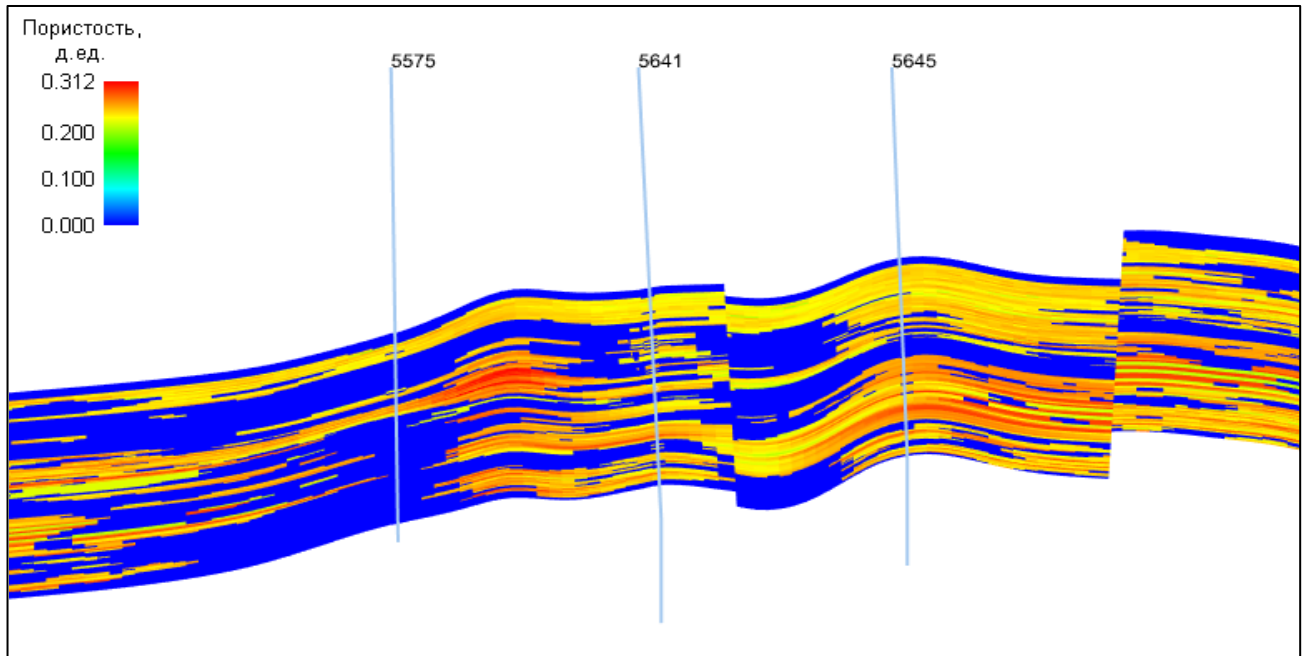


Рисунок 4.44 – Разрез куба пористости по линии скважин №5575-5641-5645.
Соотношение масштабов вертикальный – 1:25, горизонтальный – 1:25000

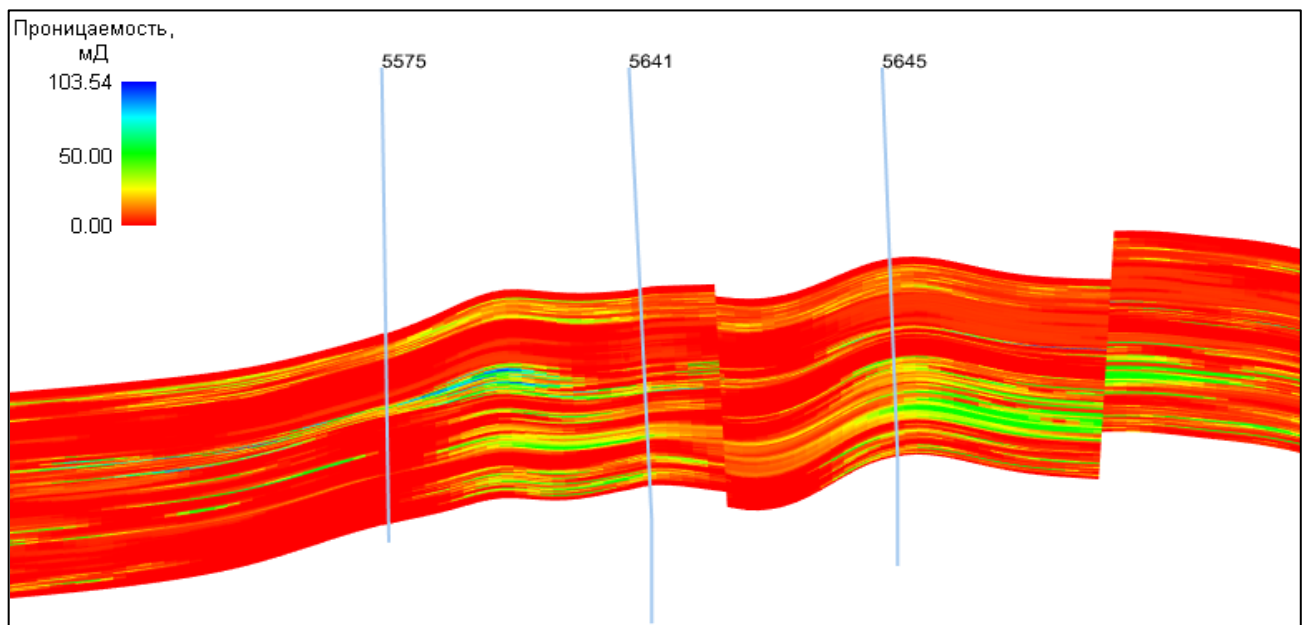


Рисунок 4.45 – Разрез куба проницаемости по линии скважин №5575-5641-5645.
Соотношение масштабов вертикальный – 1:25, горизонтальный – 1:25000

4.13 Определение насыщенности

В пористой среде в результате разницы плотностей возникают две противоположные силы гравитационная (P_b) сила и капиллярная (P_k). Эти силы являются основными при начальном распределении несмешивающихся пластовых флюидов, а значит, оказывают основное влияние на начальное значение запасов нефти и газа. Взаимодействие гравитационных и капиллярных сил определяет вертикальное распределение флюидов по высоте залежи. Гравитационное распределение приводит к заполнению углеводородами верхней части залежи. Однако действие капиллярных сил, возникающих на контакте воды и нефти в гидрофильной поровой среде, приводит к подъему воды выше уровня, соответствующего уровню гравитационного распределения флюидов. В результате в гидрофильном коллекторе возникает весьма сложная картина распределения воды и нефти по разрезу в области водонефтяных контактов.

Строение и размеры этих толщ, развитых по вертикали залежи нефти, определяются физико-химическими и капиллярными микропроцессами в продуктивных пластах. На этом микроуровне по высоте залежи выделяют три зоны (рисунок 4.46):

- а) зона, из которой получают безводную нефть, т.е. чистонефтяная зона;
- б) переходная водонефтяная зона;
- в) зона, дающая 100 % воды.

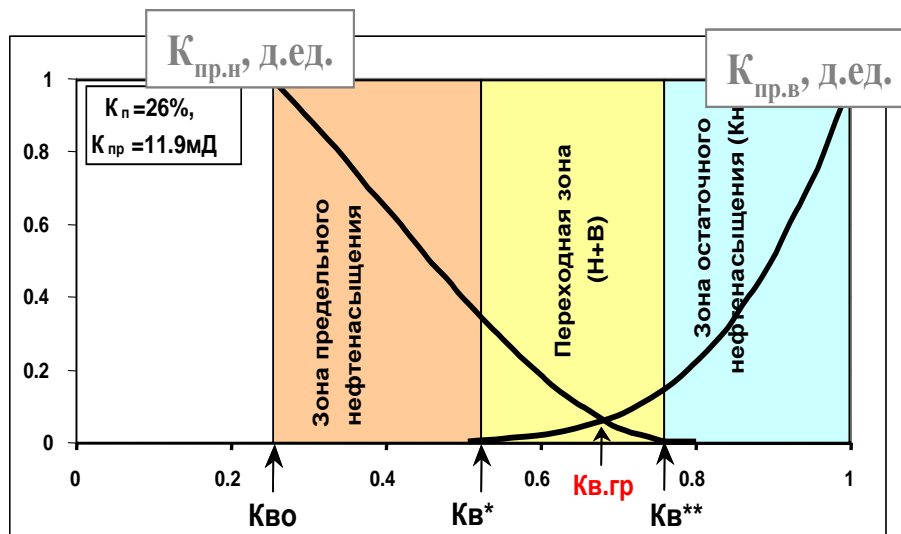


Рисунок 4.46 – Распределение зон воды и нефти

При наступлении равновесия между выталкивающей силой и капиллярной прекращается миграция и наступает гравитационное равновесие (рисунок 4.47), то есть давление, под действием которого флюиды двигались (гравитационное), становится равным давлению, которое преодолевали (капиллярное).

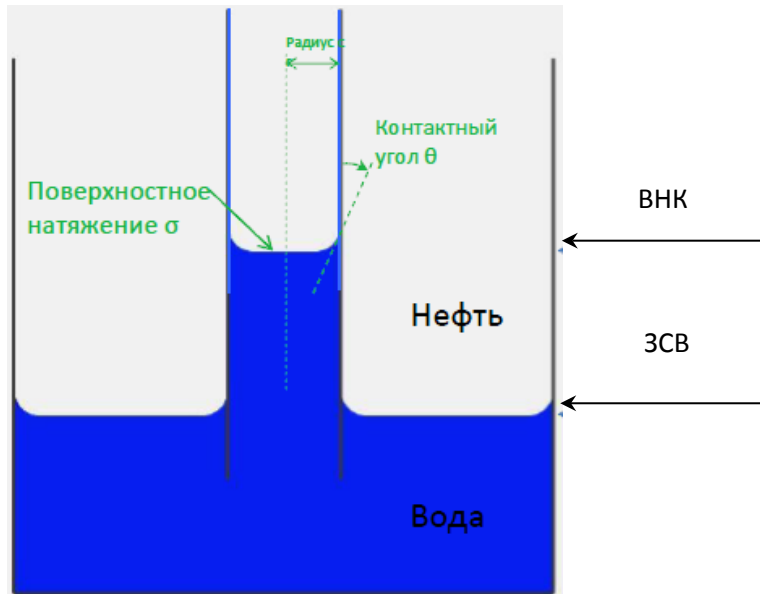


Рисунок 4.47 – Гравитационное равновесие

$$P_b = P_k \quad (4.5)$$

$$P_b = (\rho_w - \rho_o)gh \quad (4.6)$$

$$P_k = \frac{2\sigma \cdot \cos(\theta)}{r} \quad (4.7)$$

$$P_k = P_w - P_o = (\rho_w - \rho_o)gh = \frac{2\sigma \cdot \cos(\theta)}{r},$$

где ρ_w, ρ_o – плотности воды и нефти в пластовых условиях, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

h – высота над уровнем зеркала чистой воды (ЗЧВ), м;

σ – коэффициент поверхностного натяжения, Н/м;

P_k – капиллярное давление, Па;

θ – угол смачиваемости, град.

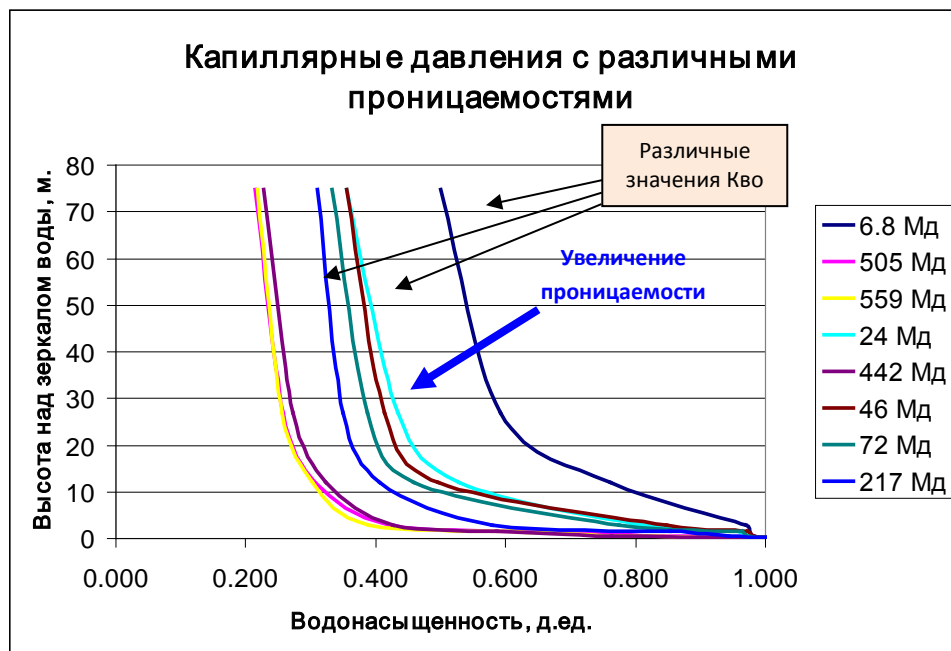


Рисунок 4.48 – Пример поведения данных капиллярных давлений

Высота капиллярного поднятия воды увеличивается при уменьшении радиуса пор породы-коллектора, при уменьшении разности плотностей контактирующих фаз, при увеличении межфазного натяжения на границе последних и увеличении степени гидрофильности твердой фазы [78]. Практически это означает, что горные породы с низкими ФЕС имеют выше начальное значение водонасыщенности, чем при гравитационном равновесии (рисунок 4.48).

По моделируемому месторождению собран, подготовлен и отобран качественный материал по капиллярным исследованиям для дальнейшей работы по созданию модели нефтенасыщенности в программном комплексе «Techlog» компании «Schlumberger». Проведен перевод капиллярных давлений из лабораторных условий в пластовые. Величина поверхностного натяжения задана равной 0,0348 Н/м, угол смачиваемости принят 0 (условно принимаем, что порода полностью гидрофильна), посчитана «J-функция Леверетта». Посчитана осредненная диаграмма (рисунок 4.49).

В России наибольшую популярность имеет функция «Леверетта», так называемая «J-функция», в которой в качестве третьего параметра используется

проницаемость. «J-функция Леверетта» позволяет обобщить значения капиллярного давления по пробам с различными значениями коэффициента пористости и проницаемости. Однако не существует универсальной модели подходящей для всех месторождений, поэтому наиболее оптимальным вариантом расчета нефтенасыщенности является использование нескольких методов, с последующим расчетом минимальной ошибки, что и станет главным критерием при выборе метода регрессионного уравнения.

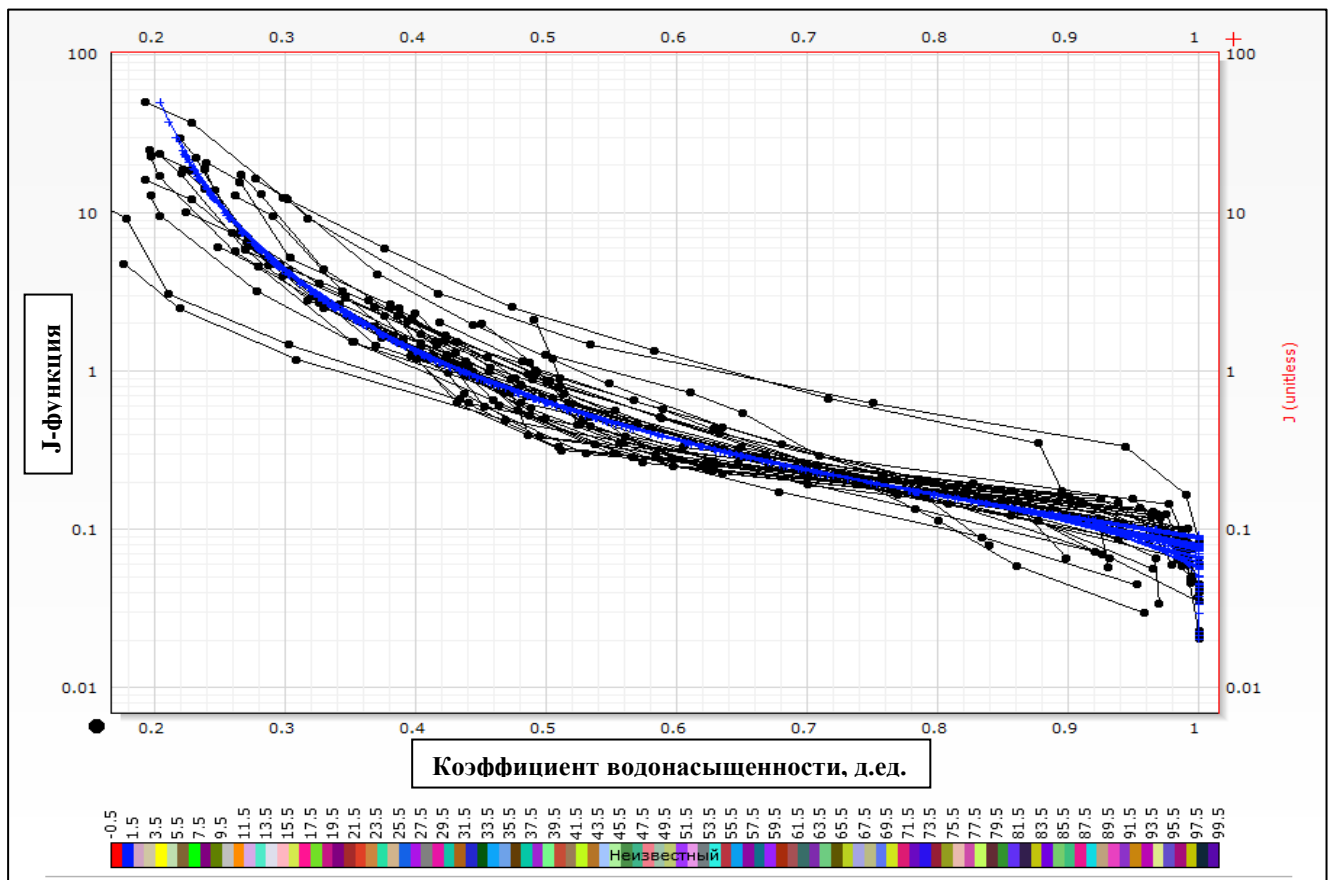


Рисунок 4.49 – Нормализация капиллярных данных методом «J-функции»

Существующие методы корреляции данных капиллярного давления:

- метод «Леверетта» («J-функции»);
- «Лямбда-функция»;
- функция «Thomeer»;
- функция «Brooks-Corey»;
- функция «Skelt-Harrison».

Таким образом, по моделируемому месторождению капиллярная модель рассчитывалась различными способами («J-функция Леверетта», по зависимости «Томира» и др.). Расчет уровня зеркала чистой воды проводился на основе зависимости коэффициента водонасыщенности от капиллярного давления для коллекторов с различной проницаемостью. Сравнив полученные результаты (таблица 4.5), сделан вывод, что для расчета и уточнения уровня зеркала чистой воды наиболее подходит модель по зависимости «Томира» (рисунок 4.50).

Таблица 4.5 - Результаты сравнения данных посчитанных по капиллярной модели с учетом разных уравнений корреляции с диаграммой сопротивления

Метод корреляции	Σ ошибки по модулю	Σ ошибки
«J-функция »	188,8	-20,5
«Лямбда-функция »	155,76	30,95
Функция «Thomeer»	140,51	21,35
Функция «Brooks-Corey»	152,78	31,9
Функция «Skelt-Harrison»	156,69	34,6

Коэффициент нефтенасыщенности по ГИС определялся по методу «Арчи-Дахнова». Этот расчет оказался наиболее оптимальным, в сравнении с утвержденной зависимостью от сопротивления, так как показал хорошую сходимость результатов, определенных по зависимости викуловских отложений соседнего месторождения и рассчитанных по капиллярной модели «Томира» относительно зеркала чистой воды.

Расчет куба нефтенасыщенности осуществлялся в два этапа, первоначально строился трендовый куб нефтенасыщенности по капиллярной модели, посчитанный методом «Томира» с учетом кубов проницаемости, пористости и остаточной водонасыщенности, затем по результатам интерпретации ГИС методом «Арчи-Дахнова», коэффициент нефтенасыщенности рассчитывался стохастическим способом с использованием трендового куба.

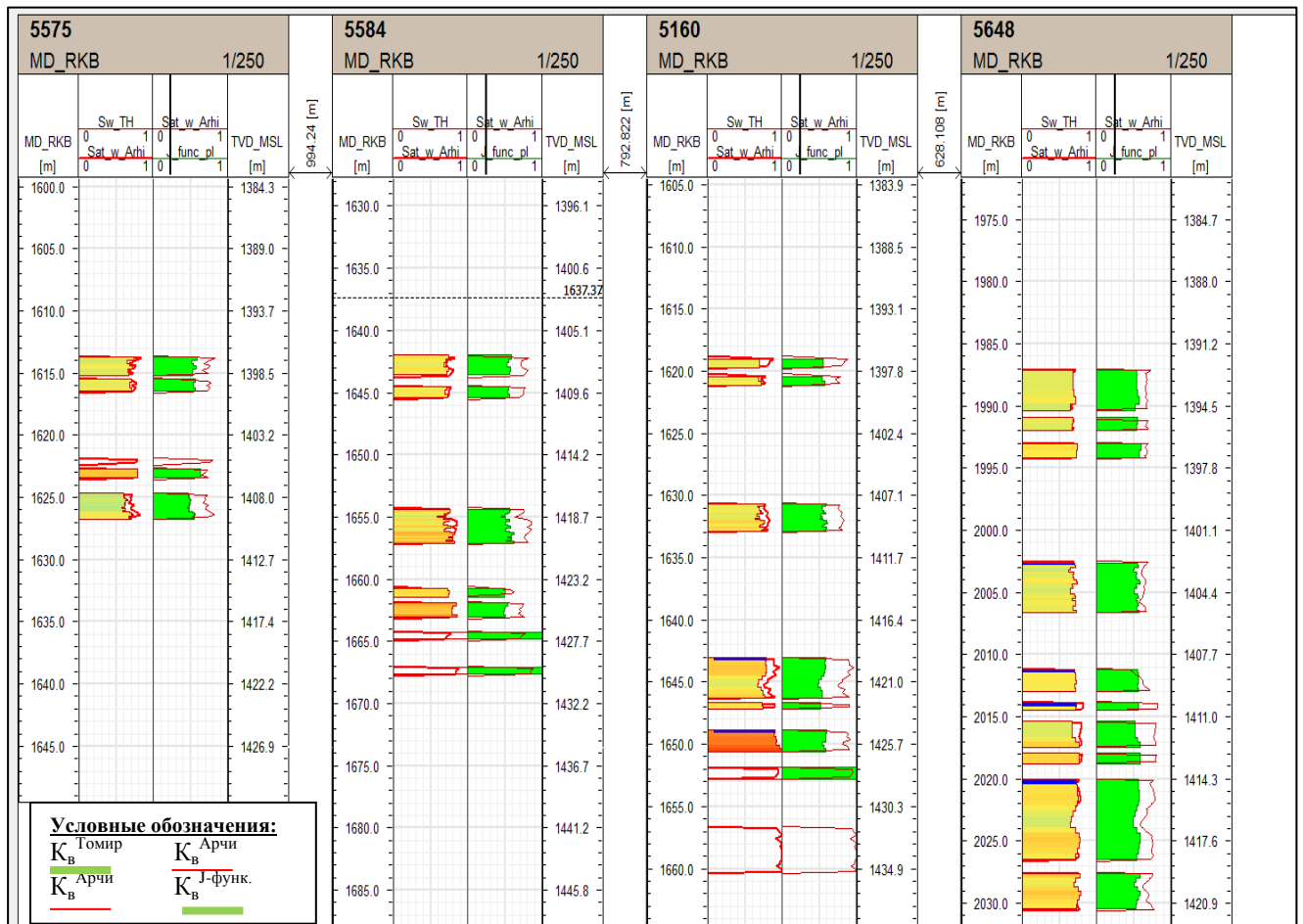


Рисунок 4.50 – Сравнение коэффициента водонасыщенности методом «Арчи-Дахнова», «Томира», «J-функции»

Контроль качества проводится на кросс-плоте и гистограмме сопоставления расчетных величин коэффициента водонасыщенности по капиллярной модели и по ГИС (рисунок 4.51 и рисунок 4.52).

Сложное строение продуктивных пластов обуславливает значительные изменения, как мощности переходной зоны, так и насыщенности флюидами в ее пределах. Осреднение экспериментальных данных капиллярных давлений при известном распределении проницаемости или пористости по пласту позволяет построить капиллярную диаграмму для любой части пласта, которая может служить диаграммой распределения водонасыщенности; оценить мощность переходной зоны и изменение насыщенности в ее пределах; по соответствующей диаграмме рассчитать содержание остаточной воды, которое будет соответствовать водонасыщенности в чисто продуктивной зоне пласта [68].

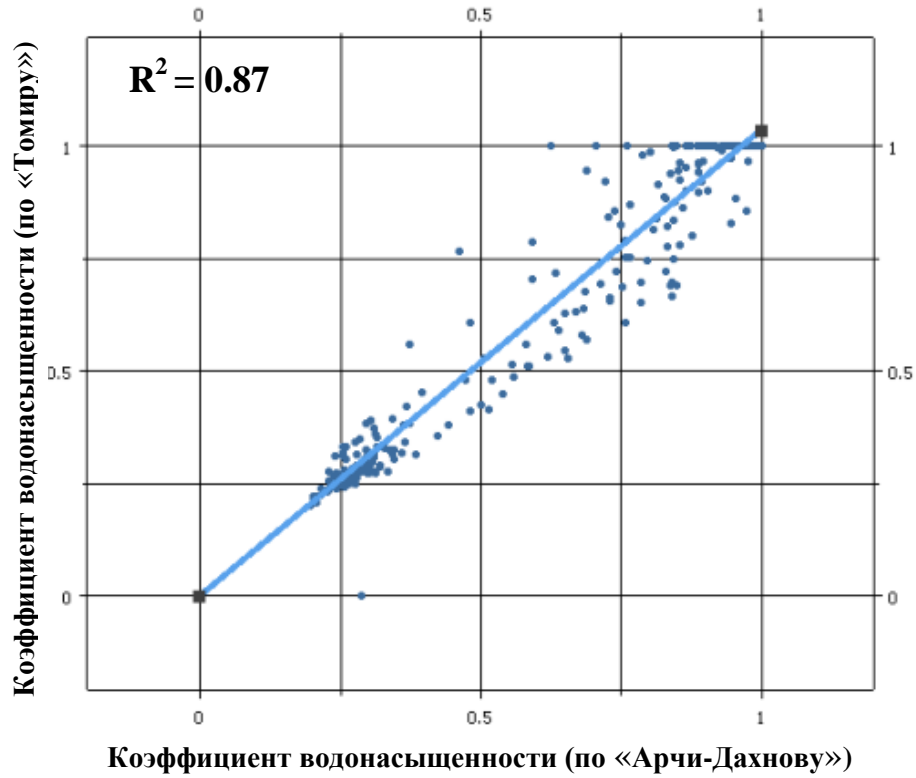


Рисунок 4.51 – Кросс-плот водонасыщенности по ГИС от рассчитанной водонасыщенности

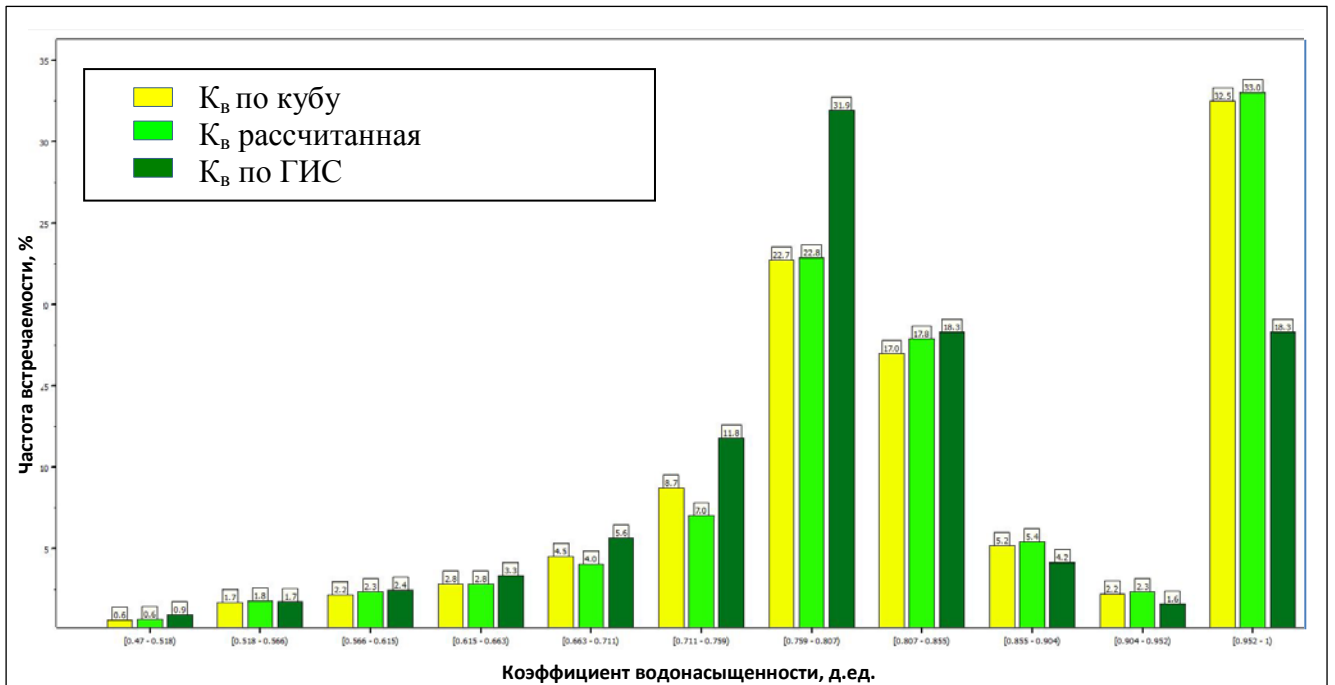


Рисунок 4.52 – Гистограмма водонасыщенности по ГИС, рассчитанной водонасыщенности и водонасыщенности по кубу

Алгоритмы определения подсчетных параметров для продуктивных пластов месторождения приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 - Алгоритмы определения подсчетных параметров для продуктивных пластов месторождения

Параметр	Пласты ВК ₁ и ВК ₂
Критерий выделения коллектора	$\alpha_{пс} \geq 0,58; \Delta J_{ГК} \leq 0,45$
Критерий определения характера насыщения коллектора	Уравнения 4.1, 4.2
Коэффициент пористости	$K_{п}^{интегр} = 0,16 * W - 8 * \lg(10 * \Delta J_{ГК} + 1) + 23$ W - водородосодержание
Коэффициент проницаемости	$K_{пр} = 10^{**}(0,1393 * K_{п} - 2,33)$
Коэффициент нефтенасыщенности по «Арчи - Дахнову»	$K_{в} = ((a * R_w) / (R_{п} * K_{п}^m))^{(1/n)}$ $R_w = 0,17 \text{ Ом} * \text{м}$ $K_{нт} = 1 - K_{в}$
Коэффициент остаточной водонасыщенности	$K_{во} = -0,16 * \lg K_{пр} + 0,7233533$
Подвижная вода	$bv_{w_irr} = K_{во} * K_{п}$
Связанная вода	$bv_{w} = (K_{в} - K_{во}) * K_{п}$
Подвижная нефть	$bv_{о} = (1 - K_{в}) * K_{п}$
Матрица породы	$matrix = 1 - bv_{о} - bv_{w} - bv_{w_irr} - K_{гп}$

Итоговая карта эффективных нефтенасыщенных толщин по пласту ВК₁ представлена на рисунке 4.53, карта эффективных нефтенасыщенных толщин согласно утвержденной модели на рисунке 4.54. Таким образом, путем перестроения модели с учетом вышеописанной методики произошло существенное уточнение первоначальной утвержденной модели и уменьшение геологических запасов месторождения. Существенные расхождения по запасам связаны со сменой концепции строения модели, то есть переход от пликативной модели строения к разломной, от пластово-сводовой залежи к литологически-экранированной, также изменения произошли за счет структурных изменений, разницы в подсчетных параметрах, пересмотром ВНК, различия в контурах нефтеносности представлены на рисунках 4.55 и 4.56.

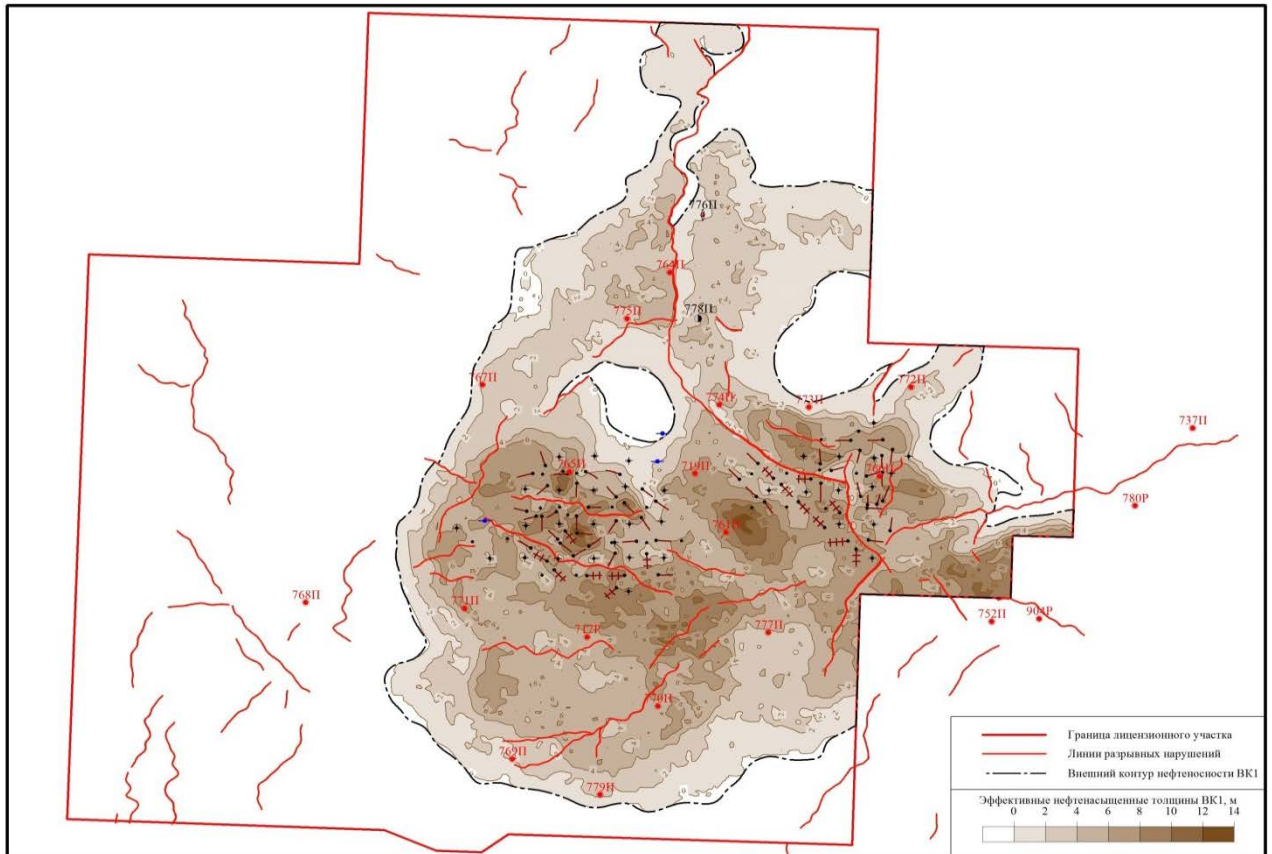


Рисунок 4.53 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта BK₁
 (авторская модель)

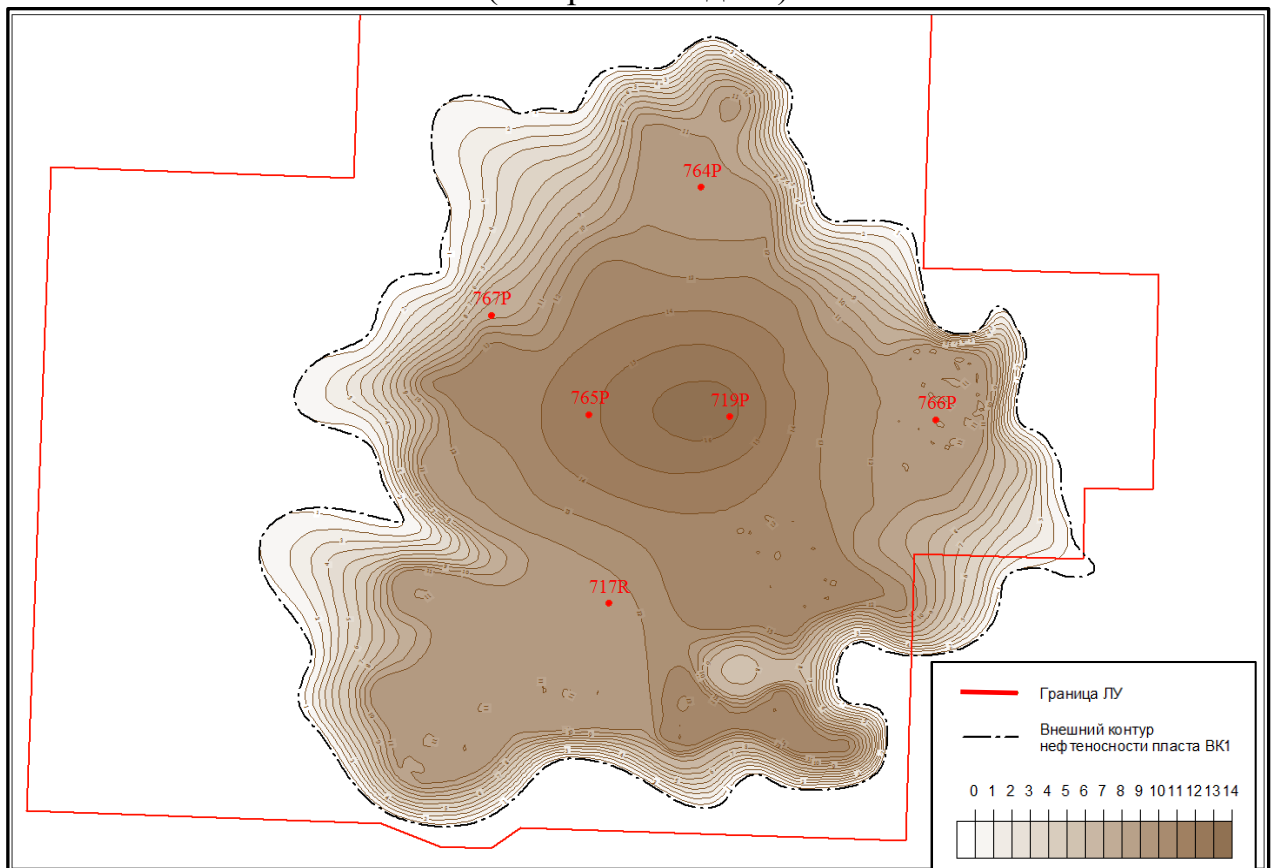
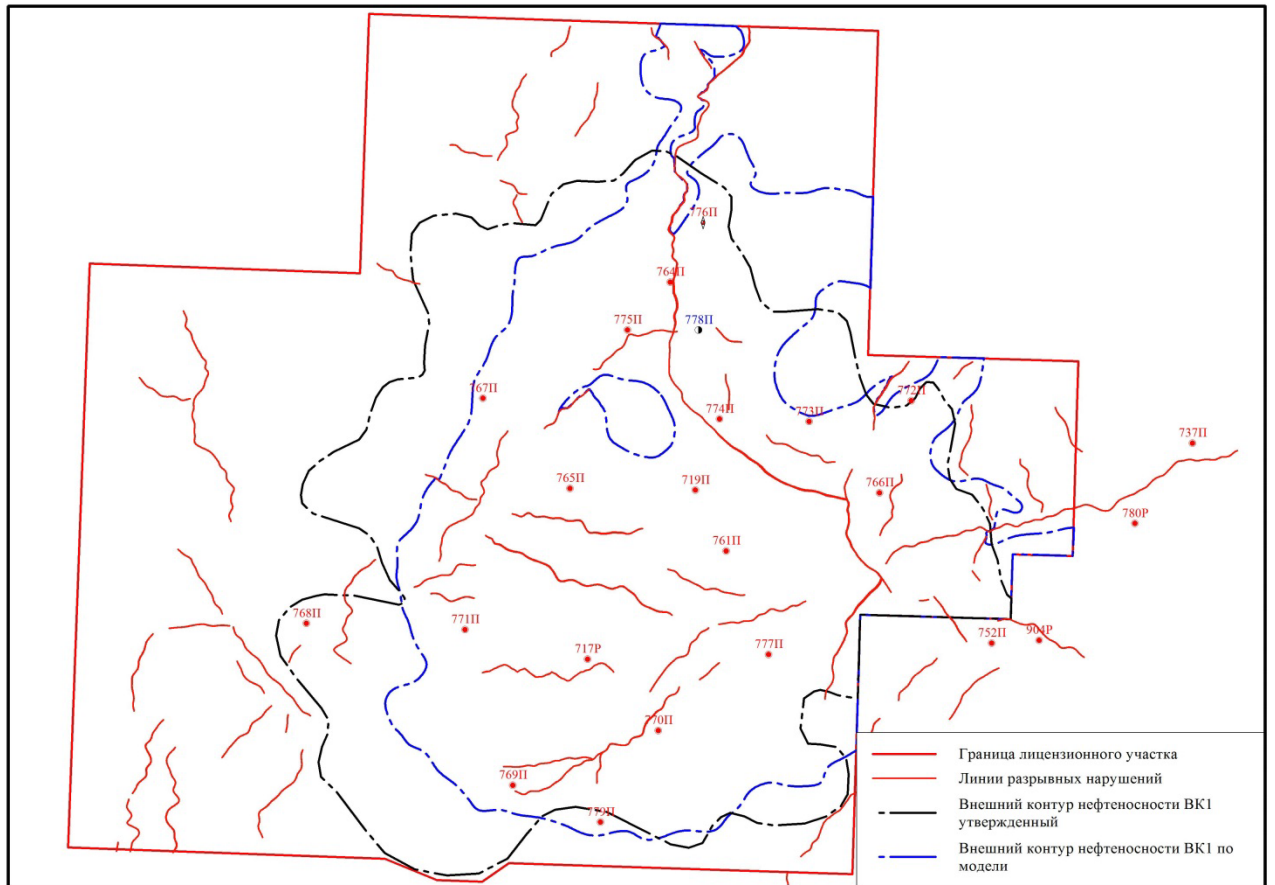
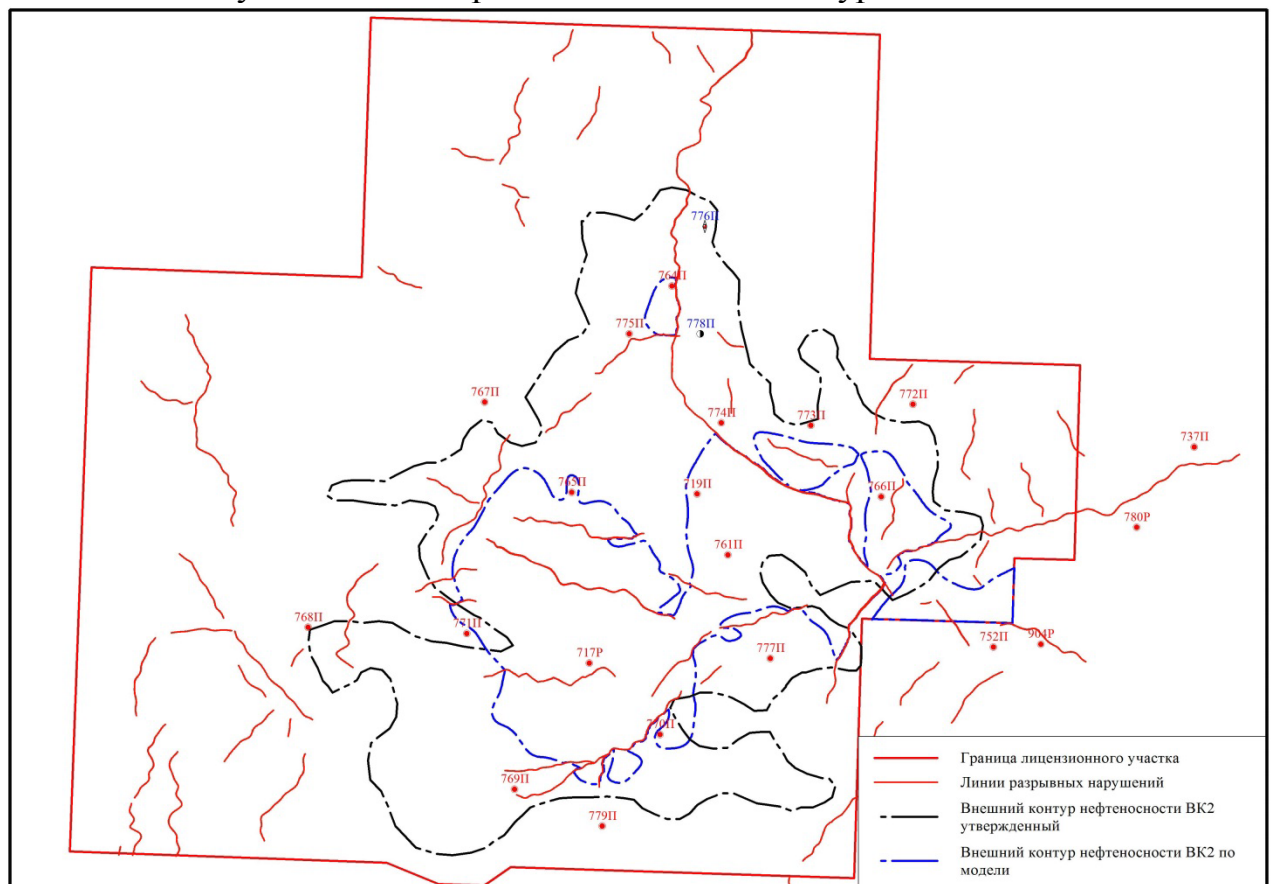


Рисунок 4.54 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта BK₁
 (утвержденная модель)

Рисунок 4.55 – Карта совмещенных контуров пласта BK₁Рисунок 4.56 – Карта совмещенных контуров пласта BK₂

По созданной геолого-гидродинамической модели пластов ВК₁ и ВК₂ месторождения W осуществлено обоснование точек заложения эксплуатационных скважин. По данным двадцати шести пробуренных наклонно-направленных скважин проведена оценка качества геологических моделей, результаты которой представлены в таблице 4.7. Из приведённых данных видно, что среднее отклонение абсолютных отметок кровли пласта по авторской модели от фактических результатов составляет 1,3 м, а по утвержденной модели – 8,2 м, среднее отклонение эффективных нефтенасыщенных толщин по авторской модели равно 0,9 м (по утвержденной модели – 7,1 м), что говорит о достаточно хорошей прогнозной способности.

Таблица 4.7 - Сопоставление данных по новым наклонно-направленным скважинам и по геологическим моделям

Скважина	Первоначальная модель				Авторская модель				Фактические результаты		
	А.о. кровли, м	Нэф. нн, м	Δ а.о кровли (модуль), м	Δ Нэф. нн, м	А.о. кровли, м	Нэф. нн, м	Δ а.о кровли (модуль), м	Δ Нэф. нн, м	А.о. кровли, м	Нэф. нн, м	
5684	-1398,8	11,5	0,7	6,4	-1398,0	4,7	2,0	0,4	-1396,0	5,1	
5609	-1410,2	12	8,3	6	-1399,0	7,9	0,8	1,9	-1399,8	6,0	
5611	-1408,4	12,3	10,2	3,6	-1398,2	6,4	2,0	2,3	-1396,2	8,7	
5675	-1405,5	12,1	13,6	7	-1390,8	5,2	1,4	0,1	-1389,4	5,1	
5727	-1389,4	14,3	10,2	7,7	-1397,0	6,7	0,5	0,1	-1397,5	6,6	
5657	-1403,3	16,1	0,6	10	-1402,4	8,1	0,7	2,0	-1401,7	6,1	
5683	-1397,5	11,2	3,8	4,5	-1401,5	6,0	1,6	0,7	-1399,9	6,7	
5700	-1399,7	12	8,7	6,7	-1392,3	5,5	3,1	0,2	-1389,2	5,3	
5720	-1400,3	13,5	10,9	10,2	-1386,0	4,0	0,6	0,7	-1386,6	3,3	
5711	-1401,6	12,7	16,6	9,3	-1382,8	6,5	0,2	3,1	-1383,0	3,4	
5707	-1401,1	12,7	18,7	3,8	-1381,6	9,0	1,6	0,1	-1380,0	8,9	
5677	-1405,9	12,7	8,9	9,2	-1394,4	5,1	0,6	1,6	-1395,0	3,5	
5667	-1402,9	13,3	7,2	10,1	-1396,0	4,4	2,3	1,2	-1393,7	3,2	
5673	-1406	12,7	11,7	8,2	-1391,5	5,0	0,7	0,5	-1392,2	4,5	
5721	-1398,8	13,9	4	9	-1392,5	5,5	0,4	0,6	-1392,9	4,9	
5729	-1387,3	14	6	9,7	-1393,5	4,5	2,5	0,2	-1391,0	4,3	
5726	-1393,3	14,4	1,1	9,9	-1391,1	5,0	1,1	0,5	-1390,0	4,5	
5727	-1389,3	14,2	10,3	7,6	-1397,0	6,7	0,5	0,1	-1397,5	6,6	
5644	-1399,6	13,4	11,2	5,7	-1387,9	8,0	1,3	0,3	-1386,6	7,7	
5704	-1411,7	10,6	9,3	0,9	-1398,9	9,1	1,7	0,6	-1400,6	9,7	
5799	-1394,7	12	6,4	8,1	-1398,5	4,0	0,3	0,1	-1398,8	3,9	
5801	-1402,9	12,2	2,2	7	-1397,2	5,5	2,1	0,3	-1399,3	5,2	
5717	-1401,3	12	13,3	6,9	-1383,7	7,0	2,4	1,9	-1386,1	5,1	
5802	-1388,9	13,5	8,5	9,6	-1395,5	5,1	0,2	1,2	-1395,7	3,9	
5805	-1388,6	13,1	10,7	6,3	-1398,8	8,0	1,2	1,2	-1397,6	6,8	
5795	-1393,1	12,4	0,3	0,6	-1393,8	8,3	2,8	3,5	-1391,0	11,8	
Среднее отклонение по модулю, м			8,2	7,1	Среднее отклонение по модулю, м			1,3	0,97		

В целом из вышеизложенного следует, что использование предложенного подхода дает возможность более эффективно и согласованно оценивать неопределенности различной природы, использовать широкий комплекс данных и критериев при создании геологических моделей, что значительно повышает их достоверность, а значит, снижает риски и повышает технологические показатели разработки месторождения. При этом, время, затрачиваемое на адаптацию гидродинамической модели за счет выбора геологической модели с учетом связности пород - коллекторов, снижается в 3 - 5 раз.

Таким образом, традиционный и предлагаемый алгоритм построения геологической модели представлен на рисунках 4.57 – 4.58.



Рисунок 4.57 – Традиционный алгоритм построения модели

ПРЕДЛАГАЕМЫЙ ПОДХОД

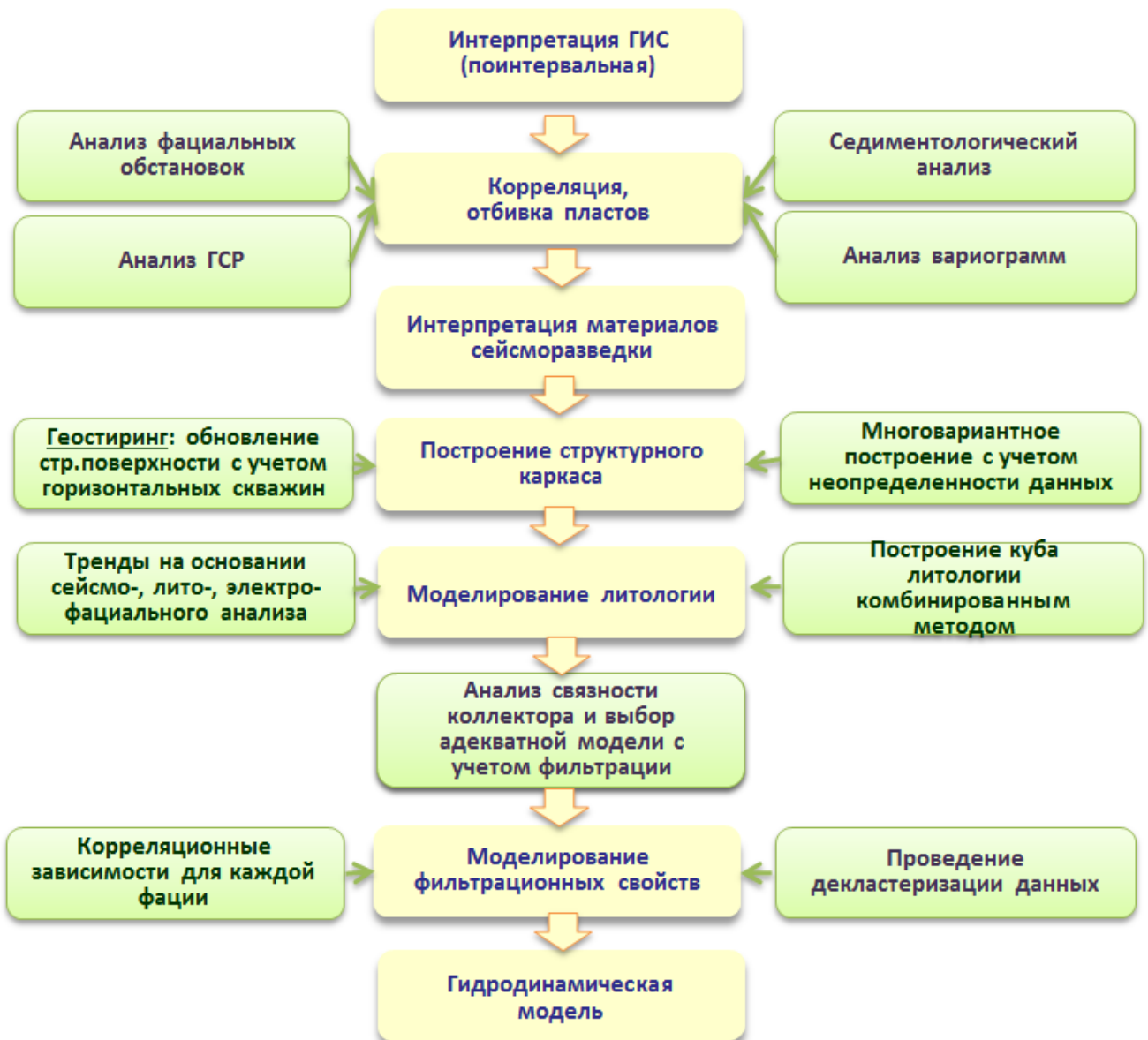


Рисунок 4.58 – Предлагаемый алгоритм построения модели

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

За последние 10 - 15 лет отмечается тенденция значительного повышения доли месторождений со сложным геологическим строением. Решение геологических задач для таких месторождений требует повышение точности и адекватности геолого-гидродинамических моделей. Для этого необходимо дальнейшее интенсивное развитие алгоритмической базы моделирования.

Стремительное развитие высокотехнологичных программных продуктов и вычислительных мощностей создает благоприятные предпосылки для получения более адекватных моделей, путем внедрения в процесс комплексного подхода с применением многовариантных геолого-гидродинамических расчетов.

В диссертационной работе проанализированы и проклассифицированы неопределенности геологических, эмпирических данных и их влияние на достоверность геолого-гидродинамических моделей и, как следствие, на точность решения геологических задач, в частности, на оценку запасов углеводородов.

В настоящее время на повышение точности ГГМ влияет ряд негативных факторов:

- дефицит исследований, проводимых на месторождениях, в связи с дороговизной,
- недостаточная точность замеров, длительность проведения исследований, технологические проблемы,
- низкая степень разрешенности сейсмических данных,
- отсутствие или низкая степень статистических зависимостей между различными геологическими и геофизическими параметрами,
- несовершенство математического аппарата моделирования геологических задач.

Комплексирование методов и алгоритмов на каждом этапе построения геолого-гидродинамических моделей, привлечение дополнительной информации к построению, таких как, данные по горизонтальным скважинам, проведение анализа связности пород коллекторов, моделирование структурных поверхностей,

моделей литологических и фильтрационно-емкостных свойств с учетом многовариантности реализаций, повышение детальности моделирования месторождений, способствует повышению точности значений абсолютных отметок целевых объектов, обеспечивает достоверный прогноз нефтенасыщенных толщин и качество оценки запасов УВ для дальнейшего обоснования и уточнения проекта эксплуатационного разбуривания.

Основные научные и практические результаты диссертационной работы

1. Составлена классификация причин возникновения неопределенностей при геологическом и гидродинамическом моделировании месторождений: по источникам информации, по характеру и масштабу исследования, по разрешающей способности и по характеру причин возникновения погрешностей (погрешности оборудования, не соблюдение технологии, проблемы интерпретации данных и проблемы построения модели). В рамках изложенной классификации проведен анализ используемых методов исследований и замеров: бурение с отбором керна, геофизические, гидродинамические, сейсмические исследования, испытания в скважинах.

2. Составлена схема причинно-следственных связей между характеристиками извлечения нефти. Проведена оценка взаимосвязи методов исследования, исходных данных и моделей. Рассмотрены способы получения данных для гидродинамической модели, степень неопределенности данных в рамках существующего рабочего процесса. На основе полученных оценок неопределенностей данных сформирован перечень переменных, которые могут быть использованы на различных этапах калибровки модели.

3. Усовершенствована методика построения структурной модели с учетом анализа неопределенности входных данных. Эта методика особенно актуальна для месторождений с низкой степенью изученности и/или существенной неравномерностью сети наблюдений. Усовершенствована методика построения геологической модели, позволяющая также использовать критерий связности коллектора в межскважинном пространстве и данные по

горизонтальным скважинам. Окончательный выбор наиболее вероятной и адекватной модели для гидродинамического моделирования проводится по суммарной погрешности ряда геолого-промысловых параметров.

4. Созданные детальные трехмерные геологические модели пластов AC_{10}^2 и $AC_{10}^{2/1}$ месторождения R и пластов BK_1 , BK_2 месторождения W Западной Сибири на основе разработанных и усовершенствованных методик позволили существенно уточнить геологическое строение и пространственную структуру запасов месторождения. Существенные расхождения по запасам с первоначальной утвержденной моделью связаны со сменой концепции строения модели, то есть переход от пликативной модели строения к разломной, от пластово-сводовой залежи к литологически-экранированной, также изменения произошли за счет структурных изменений, учитывающих изменчивость структуры в неразбуренной части пласта, уточнения подсчетных параметров, особенно коэффициента нефтенасыщенности, уточнения уровня ВНК и контуров нефтеносности.

5. Проведена внешняя проверка и оценка качества построенных геологических моделей по данным 26 пробуренных наклонно-направленных скважин, которая показала, что среднее отклонение абсолютных отметок кровли пласта по авторской модели от фактических результатов составляет 1,3 м (по утвержденной модели – 8,2 м), среднее отклонение эффективных нефтенасыщенных толщин по авторской модели равно 0,9 м (по утвержденной модели – 7,1 м), что говорит о достаточно хорошей прогнозной способности авторской модели.

6. Предложенный подход к построению постоянно действующих геолого-гидродинамических моделей с учетом анализа неопределенностей и анализа связности пород коллекторов и данных по горизонтальным скважинам используется на ряде других месторождений на предприятии «СургутНИПИнефть» ОАО «Сургутнефтегаз».

СОКРАЩЕНИЯ И УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

2D – двухмерный;

3D – трехмерный;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ГДИС – гидродинамические исследования скважин;

УВ – углеводороды;

СЕЙСМИКА – сейсмические исследования;

ГС – горизонтальная скважина;

НГР – нефтегеологическое районирование;

ГМ – геологическая модель;

ГГМ – геолого-гидродинамическая модель;

ПДГГМ – постоянно действующая геолого-гидродинамическая модель;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

МПЗ – модель переходной зоны;

РИГИС – результаты интерпретации геофизических исследований скважин;

ГК – гамма каротаж;

ННК – нейтрон-нейтронный каротаж;

ГГКп – гамма-гамма плотностной каротаж;

СФ – свойства флюидов;

ОФП – относительные фазовые проницаемости;

ГНК – газонефтяной уровень;

ВНК – водонефтяной уровень;
ЗЧВ – зеркало чистой воды;
ГСР – геолого-статистический разрез;
КИН – коэффициент извлечения нефти;
МОГТ – метод общей глубинной точки;
ОГ – отражающий горизонт;
ПО – программное обеспечение;
Q – дебит скважины;
 ΔP – перепад давлений;
 $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости;
 \bar{k} – относительная проницаемость;
 β – сжимаемость;
 $K_{п}$ – коэффициент пористости;
H – глубина;
 $h_{об}$ – общая толщина;
 $h_{эф}$ – эффективная толщина;
B – объемный коэффициент;
 σ – насыщенность;
ЗО – законтурная область;
V – объем;
 $k_{пес}$ – песчанность;
P – давление;
ГФ – газовый фактор;
 μ – вязкость флюида;
 $\rho_{ф}$ – плотность флюида;
 $P_{к}$ – капиллярное давление;
 $\delta_{инт}$ – интегральная погрешность;
 $\delta_{стохаст}$ – стохастическая погрешность;

$K_{\text{изм}}$ – коэффициент изменчивости;

$K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения;

$K_{\text{во}}$ – коэффициент водоудерживающей способности;

$K_{\text{ов}}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности;

$K_{\text{св}}$ – связанная вода;

$K_{\text{в.кр}}$ – критическая водонасыщенность;

$K_{\text{но}}$ – остаточная нефтенасыщенность;

$K_{\text{в}}$ – начальная водонасыщенность;

$V_{\text{подв}}$ – подвижные запасы нефти;

$V_{\text{геол}}$ – геологические запасы нефти;

$V_{\text{извл}}$ – извлекаемые запасы нефти

χ – анизотропия проницаемости;

$\alpha_{\text{пс}}$ – величина относительной амплитуды потенциала самополяризации;

$\Delta I_{\text{ГК}}$ – двойной разностный параметр гамма-каротажа;

$\chi_{\text{гл}}$ – параметр глинистости;

$K_{\text{песч}}$ – коэффициент песчаности;

r – коэффициент корреляции;

R^2 – коэффициент детерминации

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абабков К.В. Построение карт геолого-геофизических параметров и геометризация залежей нефти и газа // Учебное пособие. – Уфа: Нефтегазовое дело. – 289с.
2. Абабков К.В., Сулейманов Д.Д., Султанов Ш.Х., Котенев Ю.А., Варламов Д.И. Основы трехмерного цифрового геологического моделирования // Учебное пособие. – Уфа. – Нефтегазовое дело. – 2008. – 192с.
3. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем // М.: Недра. – 1982. – 416с.
4. Александров В.М., Казанская Д.А., Белкина В.А. Особенности геологического строения темпеститов в отложениях викуловской свиты // Нефть и газ. – Тюмень. – 2015. – №5. – С.10-15.
5. Алексеев В.П. Состав, строение и условия формирования коллекторов группы ВК восточной части Красноленинского нефтяного месторождения (Западная Сибирь) // Екатеринбург. – 2011. – 325 с.
6. Алтунин А.Е., Семухин М.В., Кузяков О.Н. Технологические расчеты при управлении процессами нефтегазодобычи в условиях неопределенности // Тюмень: ТюмГНГУ. – 2015. – 187 с.
7. Андреев В.В., Уразаков К.Р., Далимов В.У. и др. // Справочник по добыче нефти / под ред. Уразакова К.Р. – 2000. – 374 с.
8. Атлас «Геология и нефгазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» // Ханты-Мансийск. – 2004. – 148 с.
9. Ахмадуллин Ф.Ф., Гильманова Р.Х., Грищенко А.С., Михеев Ю.В., Осепян С.С. Особенности 3D геологического моделирования локальных клиноформ пласта БВ10/1-2 Самотлорского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – №12. – с.38-41.
10. Байков В.А., Бакиров Н.К., Яковлев А.А. Математическая геология: Т.1: Введение в геостатистику // М.: – Ижевск. Институт компьютерных исследований. – 2012. – 228с.

11. Барабошкин Е.Ю. Практическая седиментология (терригенные коллектора) // Томский политехнический университет. Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела (ХЕРИОТ-ВАТТ ЦЕНТР). – 2005. – 154с.
12. Баранов В.Е., Куреленков С.Х., Шевелева Л.В. Прикладное моделирование пласта // Учебное пособие, центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск. – 102с.
13. Батурин Ю.Е., Майер В.П. Фильтрационная модель «Техсхема» в программном комплексе «ТРАСТ» // Вестник ЦКР. – 2005. – №2. – С.367-371.
14. Белозеров Б.В., Буторин А.В., Герасименко П.Н., Журавлева Е.В., Фаизов Р.З. Практические советы по 3D геологическому моделированию // Санкт-Петербург. – ООО «Газпромнефть НТЦ». – 2015. – 354с.
15. Бирун Е.М., Гаврилова Е.В., Ставинский П.В., Левин Д.Н., Лисунова О.В., Савичев К.С., Меркушина О.В., Сальникова Н.В., Сидоркина Е.А., Федчук В.В., Охотина С.В. Типичные ошибки моделирования: методическое пособие // Москва. – ОАО «НК «Роснефть». – 2009. – 84с.
16. Боженюк Н.Н. Анализ и классификация причин возникновения неопределенностей при геологическом моделировании // Нефтегазовое дело. – 2015. – №3. – 19с.
http://ogbus.ru/issues/3_2015/ogbus_3_2015_p1-19_BozhenyukNN_ru.pdf
17. Боженюк Н.Н. Уточнение петрофизических данных и подбор оптимальных параметров построения геологической модели // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №07. – С.72-75.
18. Боженюк Н.Н. Создание постоянно действующей геологической модели месторождения для сопровождения эксплуатационного разбуривания // Сборник статей международной исследовательской организации «Cognitio» по материалам XXIV международной научно-практической конференции: «Актуальные проблемы науки XXI века», г. Москва: сборник со статьями

- (уровень стандарта, академический уровень). – М.: Международная исследовательская организация «Cognitio». – 2017. – 68с.
19. Боженюк Н.Н., Бабынин П.А., Вознюк С.А. Многовариантная адаптация гидродинамической модели в условиях неопределенности входных данных. Опыт использования в ОАО «Сургутнефтегаз», перспективы и возможности для работы и бизнеса // Бурение и нефть. – 2015. – №6. – 5с.
 20. Боженюк Н.Н., Жовнер С.А. Отображение неоднородностей терригенных коллекторов методом выделения гидравлических единиц потока // Инженер «Сургутнефтегаза». – 2014. – №4. – С.54-59.
 21. Боженюк Н.Н., Коробков М.Д. Создание геологической модели викуловских отложений с учетом анализа неопределенности // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №08. – С.89-93.
 22. Боженюк Н.Н., Стрекалов А.В. Некоторые приемы адаптации гидродинамической модели к истории разработки // Нефтегазовое дело. – 2016. – т.15. – №2. – С.42-49.
 23. Боженюк Н.Н., Стрекалов А.В. Параметры неопределенности гидродинамических моделей – допустимость варьирования и степень влияния на конечный результат // Бурение и нефть. – 2016. – №07-08. – С.18-22.
 24. Ботвинкина Л.И., Алексеев В.П. Цикличность осадочных толщ и методика ее изучения // Свердловск.: Изд. Уральского ун-та. – 1991. – 336с.
 25. Бояршин Е., Чоловский В., Рэкли С. («Сахалин Энерджи Инвестмент Компани, Лтд»). Постоянно действующие геолого-технологические модели – основа эффективного проектирования и управления процессами разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа // Нефтяное хозяйство. – 2004. – №9. – С.30-32.
 26. Васильев В.В., Бобылев О.А. (ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр» ТНК-ВР). Практическое использование постоянно действующих геолого-технологических моделей при решении задач разработки (на примере Котовского месторождения) // Нефтяное хозяйство. – 2004. – №12. – С.39-41.

27. Воробьев В.С., Петров А.Н. Использование горизонтальных скважин при построении геологических моделей. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – №12. – С. 24-32.
28. Галеев Р.Р., Зорин А.М., Колонских А.В., к.т.н., Хабибуллин Г.И. (ООО «РН-УфаНИПИнефть»), Мусабилов Т.Р., к.т.н., Судеев И.В. (ОАО «НК «Роснефть»). Выбор оптимальной системы разработки низкопроницаемых пластов с применением горизонтальных скважин с множественными трещинами гидроразрыва // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №10. – С.62-65.
29. Гармаш В.А. Использование динамических характеристик при выборе представительных реализаций геологической модели // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №12. – С.110-111.
30. Гималтдинова А.Ф. Определение коэффициента нефтенасыщенности при трехмерном геологическом моделировании на основе J-функции Леверетта // Материалы с сайта «Всё о Геологии» <http://geo.web.ru/> С.180-183.
31. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта // М.: Учебник. Второе переработанное и дополненное издание «Недра». – 1971. – С.52-54.
32. Гладков Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа // Томский политехнический университет. – 2012. – 99с.
33. Гладков Е.А. О корректности 3D геолого-технологических моделей месторождений углеводородов // Oil & Gas Journal Russia. – Январь-февраль. – 2013. – С.50-55.
34. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. (Томский государственный университет). Трехмерная геолого-технологическая модель месторождения УВ на основе индивидуальной поскважинной адаптации // Газовая промышленность. – 2010. – №5. – С.36-39.
35. Глебов А.Ф., Гузеев В.В., Закревский К.Е., Семянов А.А. ГУГР ОАО «Лукойл». Пути повышения точности и достоверности цифровых геологических моделей // «Новые ресурсосберегающие технологии недропользования и повышения нефтеотдачи» - Труды V Международного

- технологического симпозиума. – М., Институт нефтегазового бизнеса. – 2006. – С.254-260.
36. Градзиньский Р., Костецкая А., Радомский А., Унруг Р. Седиментология // М.: Недра. – 1980. – 640с.
37. Грищенко М.А. Современные подходы к моделированию нефтенасыщенности сложнопостроенных залежей с целью создания гидродинамических моделей // Геология нефти и газа. – 2008. – №5. –С.45-51.
38. Грищенко М.А., Авраменко Э.Б., Лыткин А.Э. Оценка качества запасов на основе анализа геологических неопределенностей // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №11. – С.32-36.
39. Грищенко М.А., Светлов К.В. Некоторые методические приемы построения трехмерной литологической модели неоднородных пластов на примере Пермьяковского месторождения // Вестник недропользователя. – 2007. – №18. <http://www.oilnews.ru/18-18/nekotorye-metodicheskie-priemy-postroeniya-trekhmernoj-litologicheskoy-modeli-neodnorodnyx-plastov-na-primere-permyakovskogo-mestorozhdeniya/>
40. Гроссгейм В.А. Методы палеогеографических реконструкций // Л.: Недра. – 1984. – 271с.
41. Грязнов А.Н., Гречнева О.М. (ООО «ТННЦ»). Создание геологической модели пласта Ач3-4 лицензионного участка Н с применением 3D сейсмического тренда // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №11. – С.22-25.
42. Гутман И.С. Методические рекомендации к корреляции разрезов скважин // М.: ООО «Издательский дом Недра». – 2013. – 112с.
43. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород // М.: Недра. – 1975. – 344с.
44. Девис Дж.С. Статистический анализ данных в геологии. Кн.1 // М.: Недра. – 1990. – 319с.
45. Девис Дж.С. Статистический анализ данных в геологии. Кн.2 // М.: Недра. – 1990. – 426с.

46. Дейк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров // Москва-Ижевск. Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». – 2008. – 668с.
47. Демина А.И. Методы решения геолого-промысловых задач на основе трехмерных геологических моделей продуктивных пластов (на примере нефтегазоконденсатных месторождений севера Западной Сибири) // Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. – Тюмень. – 2007. – 243с.
48. Денисов С.Б. Построение детальных геологических моделей нефтяных месторождений // Геофизика. – 1998. – №1. – С.45-57.
49. Денисов С.Б. Системы моделирования месторождений и их роль в процессах освоения и разработки месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. – 1998. – №12. – С.14-19.
50. Денисов С.Б., Алешина А.В. (ЦГЭ). Снижение неопределенности при построении геологических моделей по данным сейсморазведки 3Д и каротажа // Нефтяное хозяйство. – 1999. – №10. – С.51-55.
51. Джерри Л.Ф. Построение геолого-гидродинамической модели карбонатного коллектора: Интегрированный подход // М.: -Ижевск. НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Ижевский институт компьютерных исследований. – 2010. – 384с.
52. Дьяконова Т.Ф., Билибин С.И., Дубина А.М., Исакова Т.Г., Юканова Е.А. Проблемы обоснования водонефтяного контакта по материалам геофизических исследований скважин при построении детальных геологических моделей // Каротажник. – 2004. – №3-4. – С.83-97.
53. Дюбруль Оливье. Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных // SEG, EAGE. – 2002. – 296с.
54. Дюбруль Оливье. Геостатистика в нефтяной геологии // М.: – Ижевск. Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». – 2009. – 256с.

55. Ендалова Ю.В., Малыгина О.С., к.г.-м.н., Янкова Н.В. (ООО «ТННЦ»). Микроклиноформная модель валанжинских отложений Восточно-Уренгойского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №10. – С.24-27.
56. Ермакова С.А., Топычканова Е.Б., Шерстнов В.А. (ОАО «Сургутнефтегаз», СургутНИПИнефть). Геологическое моделирование сложнопостроенных залежей // Нефтяное хозяйство. – 2004. – №10. – С.26-28.
57. Забоева Александра Александровна. Разработка методик трехмерного геомоделирования в условиях неоднородности и неравномерности геолого-геофизической информации (на примере месторождений Западной Сибири) // Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. – Тюмень. – 2012. – 154с.
58. Закиров И.С. (ОАО «ТНК-ВР»), Васильев В.В., Данилин М.А., Романчев М.А. (ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр» ТНК-ВР). Применение секторного геолого-гидродинамического моделирования для оптимизации разработки Верхне-Колик-Еганского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2004. – №12. – С.29-31.
59. Закиров С.Н., Лацук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений // Москва. Недра. – 1974. – 376с.
60. Закревский К.Е. «Геологическое 3D моделирование» // М., ООО «ИПЦ Маска». – 2009. – 376с.
61. Закревский К.Е. Практикум по геологическому 3D - моделированию. Построение тестовой модели в Petrel 2011 // Москва. – 2012. УДК 553.98:004.94. – 114с.
62. Закревский К.Е. Практикум по геологическому 3D моделированию. Построение тестовой модели в Petrel 2009 // Москва. – 2010. УДК 553.9:551.252. – 110с.
63. Закревский К.Е., Майсюк Д.М., Сыртланов В.Р. Оценка качества 3D моделей // М., ООО «ИПЦ Маска». – 2008. – 272 с.

64. Закревский К.Е., Нассонова Н.В. Геологическое моделирование клиноформ неокома Западной Сибири // Тверь. ООО «Издательство ГЕРС». – 2012. – 80с.
65. Захарова А.А. Модели, алгоритмы и программы, развивающие технологию 3D-моделирования нефтегазовых месторождений // Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. – Томск. – 2009. – 35с.
66. Золоева Г.М., Жемжурова З.Н., Рыжков В.И., Чекунова В.А., Черноглазов В.Н. Практический курс геологического моделирования // Москва. – Недра. – 2010. – 319с.
67. Изюмова Е.А, Колбикова Е.С., Левин С.Ф. Технология моделирования зависимости насыщенности от уровня свободной воды по кривым капиллярного давления // ООО «Парадайм Геофизикал». Балтийская школа-семинар «Петрофизическое моделирование осадочных пород». – 2015.
68. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин // М.: Недра. – 1987. – 375с.
69. Итенберг С.С., Шнурман Г.А. Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов // М.: Недра. – 1984. – 255с.
70. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов // Москва - Ижевск. Институт компьютерных исследований. – 2002. – 140с.
71. Кашик А.С., Билибин С.И., Гогоненков Г.Н., Кириллов С.А. (ОАО «Центральная геофизическая экспедиция»). Сопровождение компьютерных геологических моделей при мониторинге разработки месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. – 2004. – №7. – С.95-99.
72. Кирилов А.С., Закревский К.Е. Практикум по сейсмической интерпретации в Petrel // Москва. МАИ-ПРИНТ. – 2014. – 288с.
73. Кобрунов А.И., Кулешов В.Е., Могутов А.С., Художилова А.Н. Метод нечетких петрофизических композиций при прогнозировании петрофизических параметров // Вестник Института геологии Коми научного центра УрО РАН. – 2011. – №9. – С. 18-23.

74. Кобрунов А.И., Кулешов В.Е., Могутов А.С. Оценка достоверности подсчета запасов Восточно-Сотчемью-Тальюского месторождения на основе метода нечетких петрофизических композиций // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т.7. – № 1. – С. 1-11.
75. Кобрунов А.И., Кулешов В.Е., Могутов А.С., Дорогобед А.Н. Прогнозирование геолого-физических параметров месторождений углеводородов в условиях неопределенности данных // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №7. – С.78-80.
76. Ковалевский Е.В. Адаптация модели к истории разработки методом EnKF на основе программной системы DV-Geo // http://geovers.com/base/files/gr12/papers/14_gr2012_KovalevskiyEV.pdf
77. Ковалевский Е.В. Геологическое моделирование на основе геостатистики // Учебный курс. – ОАО «Центральная геофизическая экспедиция (ЦГЭ)». – Москва. – 2011. – 119с.
78. Коваленко К.В. Система петрофизического обеспечения моделирования залежей нефти и газа на основе эффективной пористости гранулярных коллекторов // Диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. – Москва. – 2015. – 358с.
79. Козлова А.К., Чертовских Р.А., Чехонин Е.М., Чугунова Т.Л. Математические методы моделирования в нефтегазовой отрасли: Учебное пособие под ред. проф. Е.В. Гливенко и проф. В.М. Ентова // М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2004. – 82с.
80. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Гуревич Г.С., Демин В.И., Лившиц В.Р., Моделевский М.С., Страхов И.А., Вымятнин А.А., Растегин А.А. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов // М.: Недра. – 1988. – 223 с.
81. Конторович А.Э., Трофимук А.А., Фотиади Э.Э. Главные факторы формирования и современного размещения залежей нефти и газа // Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в

- мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. М.: Недра. – 1972. – С.279-285.
82. Корников Р.О., Грищенко М.А., к.т.н. (ООО «ТННЦ»). Итеративный подход в процессе геологического моделирования девонских отложений Гаршинского месторождения // Нефтяное хозяйство.– 2013. – №11. – С.17-21.
83. Косентино Л. Системные подходы к изучению пластов // М.-Ижевск. – Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». – 2007. – 400с.
84. Кошовкин И.Н., Белозеров В.Б. Отображение неоднородностей терригенных коллекторов при построении геологических моделей нефтяных месторождений // Известия Томского политехнического университета. – 2007. – Т. 310. – № 2. – С.26-32.
85. Красавчиков В.О., Беляев С.Ю., Букреева Г.Ф., Деев Е.В., Зиновьев С.В., Панин П.С., Леус В.А., Новикова С.Н. Региональные структурные карты повышенной детальности по опорным отражающим горизонтам чехла северных и центральных районов Западно-Сибирской плиты // Актуальные вопросы геологии и географии Сибири. – Издательство Томского университета. – 1998. – С.80-82.
86. Кричлоу Генри Б. Современная разработка нефтяных месторождений - проблемы моделирования // Пер. изд. США. – М., Недра. – 1979. – 303с.
87. Крючкова Т.В., Игошкин В.П., Куклин А.В., Давиташвили Г.И. Прогнозирование нефтегазоносности в низкопроницаемых коллекторах клиноформных осадочных образований нижнего мела в Кондинско-Приобской нефтегазоносной зоне // SPE 116955. – SPE Российская нефтегазовая техническая конференция. – Москва. – 2008.
88. Куваев И., Уваров И., Пайразян К. ПО Геонавигации. Современные подходы к оптимизации горизонтального бурения. // Oil & Gas Journal Russia. – 2016. – № 06. – С.48-52.

89. Кулагин А.В., Мушин И.А., Павлова Т.Ю. Моделирование геологических процессов при интерпретации геофизических данных // М.: Недра. – 1994. – 251с.
90. Кульчицкий В.В. Геонавигация горизонтальных скважин и геореакторов на месторождениях Западной Сибири // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – №3. – С.8-12.
91. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А., Ларионов А.С., Щебатов А.В. Геонавигация скважин // М.:МАКС Пресс. – 2008. – 312с.
92. Лидер М.С. Седиментология // М.: Мир. – 1986. – 439с.
93. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений // М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». – 2001. – 562с.
94. Маклакова Е.А., Рафиков И.А. Факторы, влияющие на оценку качества запасов на месторождениях Западной Сибири // Нефть и газ. – 2011. – №4. – С.19-22.
95. Мангазеев В.П., Белозеров В.Б., Кошовкин И.Н., Рязанов А.В. Методика отображения в цифровой геологической модели литолого-фациальных особенностей терригенного коллектора // Нефтяное хозяйство. – 2006. – №5. – С.66-70.
96. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде // М.: - Ижевск. Институт компьютерных исследований. – 2004. – 628с.
97. Матерон Ж. Основы прикладной геостатистики // М.: Мир. – 1967. – 387с. – Пер.из.: фран.1968.
98. Методические рекомендации по созданию цифровых геологических моделей терригенных коллекторов // Москва. – Лукойл. – 2006. – 140с.
99. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (Часть 1. Геологические модели) // Москва ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2003. – 164с.
100. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (Часть 2. Фильтрационные модели) // Москва ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2003. – 228с.

101. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность // Москва–Ижевск. Институт компьютерных исследований. – 2004. – 368с.
102. Михайлов А.Н. Особенности формирования переходных зон и водяных контактов в неоднородных разрезах // Вестник ЦКР Роснедра. – 2012. – №4. – С.19-27.
103. Михайлов Н.Н. Новые направления повышения информативности геолого-гидродинамического моделирования залежи // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №3. – С.69-73.
104. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел литологических ловушек нефти и газа // М.: Недра. – 1984. – 260с.
105. Мушин И.А., Корольков Ю.С., Чернов А.А. Выявление и картирование дизъюнктивных дислокаций методами разведочной геофизики // М.: Научный центр. – 2001. – 120с.
106. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОГТ 2D СП№10/2005-2006 гг., проведенных на Жумажановском и Сурьеганском лицензионных участках // ООО «Геология резервуара». – Тюмень. – 2007. – 332с.
107. Петерсилье В.И., Асташкин Д.А. О построении кривых капиллярного давления при петрофизических исследованиях коллекторов нефти и газа (ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт») // Геология нефти и газа. – 2014. – №3. – С.83-88.
108. Петерсилье В.И., Пороскуна В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом // Москва - Тверь. – ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика». – 2003. – 261с.
109. Пинус О., Куренко М., Шульев Ю., Билинчук А. Особенности интерпретации и моделирования фациального строения продуктивных пластов Ю1 Западной Сибири // Нефтесервис. – 2008. – С.78-82.
110. Пирсон Сильвейн Дж. Справочник по интерпретации данных каротажа // М.: – 1996. – 413с.

111. Потехин Д.В. Оптимизация технологии многовариантного трехмерного геологического моделирования залежей нефти и газа // Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Пермь. – 2014. – 151с.
112. Потрясов А.А. Изучение неоднородности пласта по геофизическим данным // Вестник недропользователя. – 2006. – №17. – С.60-64.
113. Прошляков Б.К., Кузнецов В.Г. Литология и лито-фациальный анализ // М.: Недра. – 1981. – 284с.
114. Птецов С.Н. Анализ волновых полей для прогнозирования геологического разреза // М.: Недра. – 1989. – 135с.
115. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений. РД 153-39.0-047-00 // Москва. Минэнерго. – 2000. – 143с.
116. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39-007-96 // Москва. ВНИИ. – 1996. – 265с.
117. Рединг Х. Обстановки осадконакопления и фации // М.: Мир. – 1990. – 352с.
118. Рейнек Г.Э, Сингх И.Б. Обстановки терригенного осадконакопления // М.: Недра. – 1981. – 440с.
119. Рекомендации к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья // Москва. – 2014. – 98с.
120. Руководство по интерпретации сейсмических атрибутов // Schlumberger. – 119с.
121. Салихов И.М. (НГДУ «Нурлатнефть»), Шавалиев А.М., Низаев Р.Х., Сидоров С.В., Кульмамиров А.Л., Лисин А.С. (ТатНИПИнефть). Проблемы и принципы построения трехмерных геологических и гидродинамических моделей нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2004. – №7. – С.23-26.

122. Сарваретдинов Р.Г., Кравец Д.А., Рыжов С.Л., Байгазин Р.Р. Методика введения поправок на абсолютные отметки при обосновании положения ВНК // Нефтепромысловое дело. – 2010. – №10. – С.7-12.
123. Селеменев С.И., Васильев А.А., Колесова М.П., Шемян А.Ю. ОАО «Независимая ресурсная компания». Интегрированный подход к оценке возможностей разработки сложнопостроенных низкопроницаемых коллекторов // SPE 117084. – SPE Российская нефтегазовая техническая конференция. – Москва. – 2008.
124. Селли Р.Ч. Древние обстановки осадконакопления // М.: Недра. –1989. – 294с.
125. Симаков А.Е., Чинаров А.С., Сначев М.В. (ООО «Газпромнефть-НТЦ»). Опыт вертикального масштабирования фазовых проницаемостей при гидродинамическом моделировании юрских отложений Ярайнерского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №12. – С.52-54.
126. Сыртланов В.Р., Сыртланова В.С., Санников И.Н., Иксанов К.Н. К вопросу об автоматизации инженерных методик адаптации гидродинамических моделей нефтяных месторождений // Вестник ЦКР Роснедра. – 2011. – №4. – С.31-38.
127. Тазиев М.М., Кипоть В.Л., Клейдман Д.М. Обоснование выбора относительных фазовых проницаемостей по промысловым данным // Нефть. Газ. Новации . –2012. – №10. – С.24-29.
128. Тер-Саркисов Р.М., Максимов В.М., Басниев К.С., Дмитриевский А.Н., Сургучев Л.М. Геологическое и гидротермодинамическое моделирование месторождений // М.-Ижевск. Институт компьютерных исследований. – 2012. – 452с.
129. Технологическая схема опытно-промышленной разработки нефтяного месторождения // Сургутский научно-исследовательский и проектный институт «СургутНИПИнефть». – 2014. – 337с.

130. Тиаб Джеббар, Эрл Ч.Доналдсон. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов // М.: ООО «Премиум Инжиниринг». – 2009. – 868с.
131. Тоби Дарлинг. Практические аспекты геофизических исследований скважин // Перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг». – 2008. – 400с.
132. Хисамов Р.С. (ОАО «Татнефть»), Дияшев Р.Н. (Волго-Камское региональное отделение РАЕН), Смыков В.В. , Полушин В.И. (НГДУ «Ямашнефть»). Построение и применение постоянно действующей геолого-технологической модели для длительно разрабатываемого месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2005. – №3. – С.72-75.
133. Хромова И.Ю. Технология построения цифровой сейсмогеологической модели на примере программного комплекса Landmark // М.: – 2007. – 1 часть – 315с.
134. Хромова И.Ю. Технология построения цифровой сейсмогеологической модели на примере программного комплекса Landmark // М.: – 2007. – Часть 2. – Методические рекомендации к практическим занятиям. – 150с.
135. Цепелев В.П., Пислегин М.Н., Тимчук А.С. Автоматизированная адаптация гидродинамических моделей с использованием настраиваемых полей коэффициентов проницаемости // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №10. – С.98-100.
136. Чернова О.С. Литолого-фациальный и формационный анализ нефтегазоносных толщ // Томск. –2009. – 250с.
137. Чернова О.С. Седиментология резервуара: Учебное пособие по короткому курсу // Томск. – ЦППС НД. – 2008. – 250с.
138. Чуринова И.М., Шабельникова Т.Г. и др. Интерактивная система обработки материалов геофизических исследований скважин (ИНГИС) // ЦГЭ. – 1991. – 188с.
139. Шишлов С.Б. Структурно-генетический анализ осадочных формаций. СПб.: Санкт-Петербургский горный институт. – 2010. – 276 с.

140. Шпуров И.В., Шиманский В.В. Геолого-технологическое моделирование средне - верхнеюрских отложений Западной Сибири с целью поиска и разработки месторождений углеводородов // Санкт-Петербург. – Недра. – 2012. – 159с.
141. Щергина Е.А. Изучение геологического строения пласта ЮВ1 западной части Нижневартовского свода и разработка цифровых литолого-фациальных моделей залежей // Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. – Тюмень. – 2010. – 175с.
142. Щергина Е.А. Создание литолого-фациальных моделей сложнопостроенных залежей нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – №3. – С.24-28.
143. Элланский М.М. Извлечение из скважинных данных информации для решения поисково-разведочных задач нефтегазовой геологии // Учебное пособие для вузов. – М.:РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. – 2000. – 80с.
144. Chiles J.P., Delfiner P. Geostatistics. Modeling Spatial Uncertainty, Wiley Series in Probability and Statistic // Wiley & Sons. – 1999. – 695p.
145. Cosentino L. Integrated Reservoir Studies // Paris. – Editions Technip. – 2001. – 310p.
146. FrontSim Technical Description 2014.1.
147. Gene M. Narahara, John J. Spokes, David D. Brennan, Gregor Maxwell, Michael S. Bast. Incorporating Uncertainties in Well-Count Optimization with Experimental Design for the Deepwater Agbami Field // SPE91012. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2005. – №6.– 8p.
148. G. Michael Shook, Kameron M. Mitchell. A Robust measure of heterogeneity for ranking earth models: The F-PHI curve and Dynamic Lorentz Coefficient. // SPE124625. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 4-7 October. – New Orleans, Louisiana. – 2009.
149. Idrobo EduardoA., Choudhary Manoj K., Datta Gupta A. Swept Volume Calculations and Ranking of Geostatistical Reservoir Models Using Stream-line

- Simulation // SPE 62557. SPE/AAPG Western Regional Meeting, 19-22 June. – Long Beach, California. – 2000.
150. James R. Gilman. Hai-Zui Meng. Michael J. Uland (et. al). Statistical Ranking of Stochastic Geomodels Using Streamline Simulation // SPE 77374. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 29 September - 2 October. – San Antonio, Texas. – 2002.
151. Jan F. van Elk, Ritu Gupta, David J. Wann. Probabilistic Aggregation of Oil and Gas Field Resource Estimates and Project Portfolio Analysis // SPE 116395. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2010. – №1. – 13p.
152. Jonkman R.M., Bos C.F.M., Breunese J.N., Morgan D.T.K., Spencer J.A., Sondena E. Best Practices and Methods in Hydrocarbon Resource Estimation, Production and Emission Forecasting, Uncertainty Evaluation, and Decision Making // SPE 77280. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2002. – №2. – 5p.
153. Harun Ates, Asnul Bahar, Salem El-Abd, Mohsen Charfeddine, Mohan Kelkar, Akhil Datta-Gupta. Ranking and upscaling of geostatistical models by use of streamline simulation: A field case study. // SPE81497. Middle East Oil Show, 9-12 June. – Bahrain. – 2003.
154. Kaveh Dehghani, Dennis J. Fisher, Mark Skalinski. Application of Integrated Reservoir Studies and Techniques to Estimate Oil Volumes and Recovery – Tengiz Field, Republic of Kazakhstan // SPE102197. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2008. – №2. – 11p.
155. Klayton V. Deutsch Geostatistical Reservoir modeling // OXFORD university. – 2002. – 378p.
156. Larry Neal Jr. Use of Decision Quality Process for Strategic Planning in the Duri Field, Indonesia // SPE28743. Asia Pacific Oil & Gas Conference. – Melbourne, Australia. – 1994. – P.31-46.
157. Marcio Albuquerque Silveira, Ana Paula Araujo Costa, Conzalo Javier Zamora. Utilization of the GRM (Geological Representative Models) to integrate different types of uncertainties in the decision making process. // SPE120924.

- EUROPE/EAGE Conference and Exhibition. – Amsterdam, The Netherlands. – 2009.
158. McGee M.D., DeFoe P.R., Robertson D.I., McConnell J.D. Improving Asset Performance through Application of a Structured Decision Process // SPE60852. Journal of Petroleum Technology. – 2000. – №3. – 52p.
159. Muhammad Muneeb Ali Virk. Ranking of Stochastic Seismic Inversion Realizations Using Streamline Simulation // SPE156206. SPE/PAPG Annual Technical Conference. – Islamabad, Pakistan. – 2011.
160. Saad N., Maroongroge V. Ranking Geostatistical Models Using Tracer Production Data // SPE 35494. – 1996. – P.131-142.
161. Wolff Martin. Probabilistic Forecasting – What do we really know? // SPE 118550. Journal of Petroleum Technology. – 2010. – №5. – 62p.
162. Wongnapapisan B., Flew S., Boyd F., Hassa Z. Optimising Brown Field Redevelopment options Using a Decision Risk Assessment: Case Study – Bokor Field, Malaysia // SPE87047. SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management. – Kuala Lumpur, Malaysia. – 2004.