

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
ФГБОУ ВО «Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»

На правах рукописи

Потехин Денис Владимирович

**РАЗРАБОТКА МЕТОДОЛОГИИ МНОГОВАРИАНТНОГО
ГЕОЛОГИЧЕСКОГО 3D-МОДЕЛИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ
ЗАЛЕЖЕЙ**

1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
доктора технических наук

Научный консультант:

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор Галкин Сергей Владиславович

Пермь – 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	6
Глава 1. Анализ мирового опыта применения многовариантного 3D-моделирования нефтяных залежей	18
1.1. Общая концепция и этапы построения 3D-моделирования нефтяных залежей	20
1.2. Методы оценки и учета неопределенности при построении 3D-моделей нефтяных залежей	23
1.3. Применение геостатистических исследований при 3D-моделировании нефтяных залежей	35
1.4. Анализ применения методов многовариантного геологического 3D-моделирования нефтяных залежей	46
1.5. Оптимизация выбора геологических 3D-моделей на основе метода планирования эксперимента	55
Глава 2. Разработка технологии выбора оптимальных реализаций при многовариантном 3D – геологическом моделировании	64
2.1. Постановка задачи многовариантного геологического 3D-моделирования с контролем реализаций	64
2.2. Обоснование входных и граничных характеристик геологического 3D-моделирования при планировании эксперимента	71
2.3. Влияние азимута эллипсоида интерполяции на результаты 3D-моделирования	80
2.4. Выбор оптимального направления азимута вариограммного эллипсоида при моделировании распространения коллекторов на основе данных 3D сейсморазведки	90

2.5. Выбор оптимальных рангов вариограмм при моделировании распространения коллекторов на основе данных 3D сейсморазведки	98
2.6. Критерии выбора оптимальных реализаций при построении 3D-модели распределения коллекторов в объеме нефтяной залежи	108
2.7. Критерии выбора оптимальных реализаций при построении фациальной и литологической 3D-модели	116
2.8. Выбор оптимальных реализаций 3D-моделей нефтяных залежей для территории Пермского региона	119
2.8.1. Литологическое моделирование. Расчет вероятностных критериев оптимизации при многовариантном геологическом 3D-моделировании. Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Тл1а.	121
2.8.2. Литологическое моделирование. Расчет вероятностных критериев оптимизации при многовариантном геологическом 3D-моделировании. Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Бб1.	132
2.8.3. Литологическое моделирование. Расчет вероятностных критериев оптимизации при многовариантном геологическом 3D-моделировании. Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Бб2.	142
2.8.4. Литологическое моделирование. Расчет вероятностных критериев оптимизации при многовариантном геологическом 3D-моделировании. Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Т.	152
2.9. Повышение достоверности выбора оптимальной модели распределения коллекторов пермокарбоновой залежи Усинского месторождения.	161

2.10. Обобщение и анализ результатов многовариантного литологического 3D-моделирования	173
2.11. Разработка вероятностных критериев оптимизации при многовариантном фациальном 3D-моделировании	175
Выводы по главе 2	185
Глава 3. 3D – моделирование насыщения переходной водонефтяной зоны в объеме нефтяной залежи.	186
3.1. Постановка задачи 3D-моделирования распределения насыщения коллекторов в нефтяной залежи.	186
3.2. Анализ современных методов моделирования распределения насыщения коллекторов по данным исследований керна.	193
3.3. Разработка 3D-модели распределения нефтенасыщенности коллекторов по данным исследования керна.	201
3.4. Комплексирование данных исследований керна и показаний электрического удельного сопротивления при 3D-моделировании нефтенасыщенности коллекторов.	212
3.5. Построение 3D-модели распределения нефтенасыщенности в условиях гидрофильных терригенных коллекторов.	222
3.6. Построение 3D-модели распределения нефтенасыщенности в условиях карбонатных коллекторов.	233
3.7. Построение 3D-модели распределения нефтенасыщенности для залежей сверхвысоковязких нефтей.	258
Выводы по главе 3	275
Глава 4. 3D-моделирование фильтрационно-емкостных свойств с учетом литотипизации пород на основе технологии машинного обучения	276
4.1. Принципы выделения литологических типов пород пермокарбоневой залежи Усинского нефтяного месторождения	277

4.2. Анализ кондиционности массива данных исследований керна и ГИС. Подготовка массива данных BigData для реализации технологии машинного обучения	279
4.3. Машинное обучение нейронной сети на обучающей выборке с прогнозом выделения пластов-коллекторов в 3D-модели залежи	289
4.4. Применение технологии машинного обучения при моделировании распространения литотипов пород в 3D-модели залежи	300
4.5. Применение технологии машинного обучения при моделировании трещиноватости пород в 3D-модели залежи	304
4.6. Применение технологии машинного обучения при моделировании распределения вязкости в 3D-модели залежи	311
4.7. Изучение геохимических процессов	324
4.8. Изучение процессов гидрофобизации коллектора на контакте нефтяной и водной фаз	328
Выводы по главе 4	332
Заключение	333
Список условных обозначений	337
Список использованной литературы	340
Акты о внедрении	375

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. В настоящее время при разработке нефтяных месторождений, согласно утвержденным отраслевым стандартам, требуется выполнять проектирование и обоснование производственных решений на цифровых прототипах, что предусматривает построение геологических 3D-моделей эксплуатационных объектов. Построение геологической модели связано с геометризацией в объеме залежи литологических типов пород с разнообразными фильтрационно-емкостными свойствами и характером насыщения коллекторов. На этапах геологического 3D-моделирования выполняется прогноз распределения в пространстве проницаемых и плотных пород, в объеме коллекторов оцениваются коэффициенты пористости (K_p) и нефтенасыщенности (K_n) [154, 138].

Прогноз распределения литологических типов пород осуществляется на основе методов интерполяции с применением как детерминистических, так и стохастических подходов. Геологическое строение месторождения наиболее полно изучается в основном косвенными методами, которые настраиваются на прямые исследования (керна, испытания скважин). Освещенность изучаемых объектов характеризуется неоднородностью и неопределенностью как по латерали, так и по глубине исследований. Исходной информацией при моделировании являются данные геофизических исследований скважин и 3D сейсморазведки. Данные методы характеризуются принципиально различной разрешающей способностью, погрешностью и объемом исследований в 3D-пространстве [170,168]. В результате существующая неоднородность геологического строения залежи всегда характеризуется неопределенностью первого рода, связанной с представительностью исследованиями месторождения (неравномерная плотность сетки скважин и сейсмических наблюдений и т.д.), и второго рода, которая связана с подбором методов и настроек

алгоритмов моделирования, в т.ч. интерполяции [150,173]. Неопределенности первого и второго порядка описывают геостатистические параметры, такие как математическое ожидание, дисперсия и вариограмма. Таким образом, при комплексировании всех исходных данных при геологическом моделировании особое внимание необходимо уделять настройкам интерполяторов, применяемых при построении геологической модели.

Анализ применения современных программных продуктов геологического 3D-моделирования (IRAP RMS, Petrel, DV SeisGeo, tNavigator) показывает, что имеющиеся в них опции не дают возможности выбора «прозрачного» инструмента настроек. В зависимости от имеющейся неопределенности исходных данных модели, изменяя настройки интерполяторов, можно получить принципиально различный ансамбль реализаций геологического строения. С учетом этого одной из задач исследования в диссертационной работе является разработка методологии выбора оптимальных настроек многовариантного моделирования. Результатом оптимизационных решений при этом является подбор критериев, ограничивающих наиболее вероятные реализации геологического строения на основе анализа погрешностей результатов исследований и их интерпретации. Для изучения неоднородности геологического строения месторождений в диссертации применены методы математического анализа на основе планирования эксперимента и теории многокритериальной оптимизации. При этом требуется обосновать ряд оптимизационных критериев, на основе которых будет оцениваться соответствие сгенерированных 3D-моделей получаемым фактическим результатам в части эффективности подтверждения прогноза бурением и историей работы скважин [158,153]. Дополнительно для геолого-технологических условий с высокой неоднородностью необходимо разработать вероятностные критерии оптимизации при многовариантном

фациальном 3D-моделировании (с учетом различных литотипов пород и степени их трещиноватости) [172]). В результате для комплексного учета разработанных критериев должен быть получен вероятностный параметр, который количественно оценивает достоверность каждой реализации модели. На основе комплексного критерия возможно ранжирование реализаций с выделением моделей по наибольшей сходимости геологического строения.

Одной из задач, значительно влияющих на достоверность геолого-технологического моделирования, является достоверный прогноз строения переходной водонефтяной зоны [117,140]. В настоящее время для месторождений Пермского края при проведении 3D-моделирования и подсчете запасов толщина переходной зоны в основном принимается равной нулю. В то же время исследования показывают, что в ряде случаев ее толщина может превышать 10 метров, в пределах которых нефтенасыщенность изменяется от нуля до значений в зоне предельного насыщения. Разработка методологии построения 3D-распределения нефтенасыщенности в пределах переходной зоны по данным комплексирования исследований керна и геофизических методов поставлена отдельной научной задачей диссертации. Исходной информацией для ее решения является комплексный учет результатов капилляриметрических исследований керна, фильтрационно-емкостных свойств и определений удельного электрического сопротивления пород. При этом в качестве основного критерия, контролирующего подъем воды по капиллярным каналам в пределах переходной зоны, может быть использован комплексный показатель квадрата отношения проницаемости пород к их пористости, который для идеальной пористой среды характеризует радиус капиллярных каналов [158,127,262].

Разработанная в диссертации технология обработки геостатистической информации позволяет выбирать оптимальные реализации геологической

3D-модели с подсчетом запасов углеводородов, что значительно повышает достоверность геологических построений. На этой основе строится модель распределения коллекторов с оценкой их нефтенасыщенности в каждой точке 3D-пространства, которая в наибольшей степени соответствует фактическим данным и может быть использована в дальнейшем при геолого-технологическом моделировании.

Степень разработанности темы исследований. Погрешности по определению геолого-геофизических свойств объекта как для прямых, так и для косвенных методов рассматривались различными авторами: В.С. Киселевым, В.А. Козловым, О.К. Готовым, В.М. Косовым, В.В. Ждановичем, Г.А. Габрельянцем, Н.Я. Куниным, В.И. Костицыным, В.Х. Кивелиди, Ю.П. Ампиловым, А.Е. Старобинцем, В.М. Эскиным, В.Б. Леврянтом, Т.Ф. Дьяконовой, В.П. Цирюльниковым и др.

Снижению неопределенностей моделей посвящены работы А.В. Авербуха, С.И. Билибина, С.Р. Бембель, Д.В. Бульгина, Н.Ф. Величкиной, И.С. Гутмана, А.Ф. Глебова, В.В. Гузеева, Г.Н. Гогоненкова, С.Б. Денисова, К.Е. Закревского, М.Л. Золоева, Т.С. Изотовой, А.С. Кашина, Н.Я. Кунина, Е.В. Кучерука, И.А. Мушина, М.Х. Серова, А.Е. Старобинца, А.В. Черницкого, И.М. Чуриновой, С. Пирсона, М. Райдера, Ч. Пейтона, Р. Шериффа, О. Серра и др.

Аспекты неоднородности рассмотрены в работах И.С. Гутмана, Л.Ф. Дементьева, А.И. Дмитриевского, М.М. Иванова, А.Б. Каражана, В.И. Пороскуна, С.Н. Поповым, М.В. Раца, З.К. Рябининой и др. Огромный вклад внесли и зарубежные ученые: A. Settari, O. Dubrul, Л.П. Дейк, 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. Теория планирования эксперимента излагается в работах Р.А. Фишера, Дж. Бокса, Дж. Кифера, Дж. Вольфовица, Г. Чернова, в работах отечественных исследователей Ю.П. Адлера, В.Г. Горского, В.И. Денисова, В.В. Налимова, А.А. Попова. Вопросами

моделированием нефтенасыщенности занимались М.С. Leverett, R.H. Brooks, A.T. Corey, D. Bass, J.H.M. Thomeer, С.Д. Пирсон, В.И. Петерсилье, Ф.З. Большаков, С.И. Билибин, Т.Ф. Дьяконова, А.В. Хабаров, А.Н. Михайлов, Т.Г. Исакова, Е.О. Беляков, А.В. Колонских, М.К. Капралова, А.Г. Борисов. Изучением наложено-эпигенетических процессов Р.С. Сахибгареев, В.Н. Быков, Г.А. Максимович, В.И. Азаматов, Е.В. Кречук, Б.А. Лебедев, С.Л. Шварцев, О.В. Постникова, А.В. Постников и др.

При этом к настоящему времени в научной литературе комплексно не рассмотрены вопросы использования теории планирования эксперимента и оптимизации для задач повышения достоверности геологической модели на этапах оценки настроек методов интерполяции. С практической точки зрения представляется актуальным нахождение оптимальных математических моделей и поиска уровня свободного насыщения по геологическим объектам. На этой комплексной основе может быть произведен выбор оптимальных реализаций с применением методологии многомерной многокритериальной оптимизации при геологическом 3D-моделировании.

Целью диссертационной работы является разработка методологических подходов по повышению качества и достоверности создания трехмерной геологической модели залежей нефти путем оптимизации этапов литолого-фациального и петрофизического построения цифрового прототипа геологического строения.

Основные задачи исследования:

1. Разработка критериев оптимизации для создания геологических 3D-моделей залежей нефти на этапе литолого-фациального моделирования, в том числе в части моделирования фациального строения, литологических разностей, распределения в объеме залежи пластов-коллекторов, пористости.

2. Разработка математических моделей выбора оптимальных реализаций для прогноза геологического строения залежей нефти при создании многовариантных геологических 3D-моделей залежей нефти.

3. Повышение достоверности 3D-распределения нефтенасыщенности с учетом переходной водонефтяной зоны на основе разработки трехмерной математической модели по данным комплексирования исследований керна и электрического каротажа.

4. Обоснование и разработка методики поиска уровня свободного водонасыщения на основе замеров удельного электрического сопротивления в скважинах и петрофизической модели, полученной по данным керна.

5. Использование дополнительного попластового подхода подготовки данных с целью обучения нейронных сетей для реализации задач по выделению литологических типов пород, пластов-коллекторов, параметров трещиноватости, вязкости и последующим построением геологических моделей.

6. Анализ геохимических процессов, проходящих в переходной водонефтяной зоне на контакте нефти с водой, в т.ч. процессов выщелачивания, переносящей и аккумулирующей деятельности в карбонатных породах, формирующих зоны цементации на пермокарбоневой залежи Усинского месторождения.

7. Анализ и разработка модели распределения высоковязкой нефти, полученной с использованием технологии машинного обучения по результатам замеров динамической вязкости нефти.

Объект исследования – месторождения нефти, приуроченные к территориям Пермского края и Республики Коми.

Предмет исследования – научно-методические подходы по повышению достоверного построения геологической 3D-модели на этапах

литолого-фациального и петрофизического моделирования месторождения нефти.

Научная новизна выполненной работы представлена следующими положениями:

- Научное обоснование комплексного критерия, дифференцирующего оптимальные реализации многовариантной геологической модели нефтяной залежи на этапах литолого-фациального и петрофизического проектирования.

- Обоснование и детализация закономерностей пространственного изменения начальной нефтенасыщенности, что позволило повысить достоверность оценки запасов нефти путем комплексирования результатов 3D петрофизической модели по данным керна и результатов УЭС геофизических исследований в скважинах.

- Исследование и анализ пространственного изменения фильтрационно-емкостных свойств различных литотипов пород, воспроизведенных на основе результатов обучения многослойных нейронных сетей по данным, ГИС, с целью повышения достоверности оценки геологического строения на 3D-геологической модели.

- Обоснование особенностей пространственного изменения динамической вязкости пластовой нефти, связанной с физико-химическими процессами взаимодействия флюидов в водонефтяной зоне карбонатного пласта, полученных с использованием технологии нейронных сетей.

Практическая и теоретическая значимость работы

Теоретическая значимость работы заключается в следующем:

- На основе метода многокритериальной оптимизации выполнено формирование процесса многовариантного геологического моделирования залежей нефти на этапах литолого-фациального и петрофизического проектирования. Разработаны и обоснованы критерии выбора оптимальных

реализаций при построении литолого-фациальных, петрофизических моделей при геостохастическом моделировании.

- Оптимизированы существующие методы прогноза 3D-распределения переходной водонефтяной зоны (высоты над уровнем свободного насыщения – $H_{у\text{св}}$) по данным комплексирования методов ГИС и капилляриметрических исследований керна. Для повышения аппроксимации трехмерной математической модели переходной зоны обосновано использование комплексного показателя $\sqrt{k/K_{п}}$, характеризующего для идеальной пористой среды радиус капиллярных каналов. На основе трехмерной математической модели $K_{в}=f(\sqrt{k/K_{п}}, H_{у\text{св}})$ выполнен анализ зон с различной водонасыщенностью.

- Разработана методология, позволяющая установить уровень свободного водонасыщения по данным удельных электрических сопротивлений (УЭС) в геологической 3D-модели залежи: через сопоставление модельных значений переходной зоны на разных уровнях с результатами интерпретации методов УЭС и анализа результатов накопленной корреляции данных УЭС и коэффициента водонасыщенности ($K_{в}$) по разрезу залежи.

- Для залежей визейских терригенных (пласты Т1а, Бб1, Бб2) и турнейских карбонатных отложений (пласт Т) Аспинского месторождения, Бш-Срп карбонатных отложений Уньвинского месторождения Пермского края, а также карбонатных отложений пермокарбоновой залежи Усинского нефтяного месторождения Республики Коми выполнено объемное распределение водонасыщенности.

- При формировании массива скважинных данных (BigData) для пермокарбоновой залежи Усинского месторождения разработана методика попластовой подготовки данных, позволяющая повысить достоверность прогноза выделения коллекторов, литологических разностей, параметров трещин.

- На основе метода обучения нейронной сети по скважинным данным выполнено выделение литологических типов пород и построена 3D-модель распределения литологических разностей пермокарбоневой залежи Усинского нефтяного месторождения. Построены 3D-модели изменения раскрытости и плотности трещин, трещинной проницаемости и прогноза изменения вязкости с учетом содержания высоковязкой нефти для пермокарбоневой залежи Усинского нефтяного месторождения.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

- На основе разработанных математических моделей построены 3D-модели строения переходной водонефтяной зоны Аспинского (пласты Тл1а, Бб1, Бб2), Уньвинского (пласты Бш-Срп, Т-Фм) нефтяных месторождений Пермского края и пермокарбоневой залежи Усинского месторождения Республики Коми (акт внедрения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»).

- Для программного комплекса создания трехмерных геологических моделей нефтяных залежей IRAP RMS создан функциональный модуль, представляющий собой набор скриптов, позволяющий реализовывать многовариантное геологическое 3D- моделирование с контролем качества реализаций сейсмических и геолого-геофизических данных (акт внедрения компании «Roxar Technologies AS»).

- Разработаны многовариантные геологические 3D-модели, позволяющие выполнить выбор достоверного прогноза строения нефтяных залежей нефти Пермского края – Аспинского (пласты Тл1а, Бб1, Бб2), Сосновского (пласты Тл1а, Бб1, Бб2, Т), Стретенского (пласты Бш, Т1) и месторождения Республики Коми – пермокарбоневой залежи Усинского месторождения. Усовершенствованные геологические 3D-модели позволили уточнить детализацию строения нефтяных залежей с использованием полученных результатов для подсчета запасов углеводородов и при выполнении геолого-технологического

моделирования разработки месторождений (акт внедрения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»).

Методология и методы исследования. Поставленные в диссертационной работе задачи решены на основе статистического анализа значительного объема геолого-геофизической информации, данных кривых капиллярных давлений, материалов исследования скважин и пластов, лабораторных исследований полноразмерных и стандартных образцов керна, с привлечением современных программных вероятностно-статистических методов (ПО STATISTICA), нейронных сетей в ПО «ПРАЙМ», методов планирования и оптимизации эксперимента, геологического моделирования в RMS ROXAR. В диссертационной работе использованы современные методы подготовки и обработки значительного объема данных.

Положения, выносимые на защиту:

- Научное обоснование комплексного критерия, дифференцирующего оптимальные реализации многовариантной геологической модели нефтяной залежи на этапах литолого-фациального и петрофизического проектирования.

- Обоснование и детализация закономерностей пространственного изменения начальной нефтенасыщенности с целью повышение достоверности оценки запасов нефти, на основе комплексирования результатов 3D петрофизической модели по данным керна и результатам УЭС по геофизическим исследованиям в скважинах.

- Исследование и анализ пространственного изменения фильтрационно-емкостных свойств различных литотипов пород, воспроизведённых на основе результатов технологии нейронных сетей с целью повышения достоверности оценки геологического строения.

- Обоснование особенностей пространственного изменения динамической вязкости пластовой нефти связной с физико-химическими

процессами взаимодействия флюидов в водонефтяной зоне карбонатного пласта, полученных с использованием технологии нейронных сетей с целью повышения достоверности геологической модели.

Степень достоверности результатов работы обусловлена привлечением значительного объема геолого-геофизических и промысловых данных и их обработкой с использованием методов математической статистики, теории планирования эксперимента, многофакторной/многокритериальной оптимизации и технологий машинного обучения. Обоснование методики выбора оптимальных реализаций геологической 3D-модели на основе многокритериальной оптимизации подтверждается высокой сходимостью с результатами геолого-геофизических и промысловых исследований.

Разработанные статистические 3D-модели распределения нефтенасыщенности с учетом строения переходной зоны характеризуются высокими значениями показателей качества моделирования оцениваемых показателей как для терригенных, так и для карбонатных пород-коллекторов для месторождений Пермского края и Республики Коми.

Для пермокарбоновой залежи Усинского месторождения со сверхвязкой нефтью разработанные методики прошли апробацию в рамках защиты промышленного подсчета запасов в ФБУ «ГКЗ» в 2023 году.

Апробация результатов исследований. Основные положения диссертационной работы докладывались: на международной научно-практической конференции «Чтения Хошбахта Юсифзаде. Нефтегазоносность и геоэкологические проблемы Каспийского региона», г. Баку, 4–5 декабря 2024 г.; научно-практической конференции «Гейдар Алиев и нефтяная стратегия Азербайджана: достижения нефтегазовой геологии и геотехнологий» Баку, Азербайджан, 2023 г.; всероссийской научно-практической конференции, Архангельск, 2023 г.; научно-практической конференций журнала "Нефтяное хозяйство", 2018 г.,

Geomodel 2016 - 18th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development; международной научно-практической конференции EAGE, 2016 г., Scientific-practical conference on oil and gas geological exploration and development, 2015 г.; международной научно-практической конференции «Нефтегазовая геология и геофизика», Калининград, 2014 г.; международной научно-практической конференции «Прогноз и разработка нефтегазоперспективных месторождений НК «ЛУКОЙЛ», 2014 г.; VII Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Геология в развивающемся мире», Пермь, 2014 г.; всероссийской научно-практической конференции с международным участием, посвященной 90-летию со дня рождения А.К. Урупова, Пермь, 2013 г.; международной конференции «Инновационные сейсмические технологии и подсчет запасов нефти и газа», Москва, 2013 г.; конференции «Новейшие технологии в нефтегазовой отрасли» в рамках Первого Пермского нефтегазового форума, Пермь, 2013; IV Российской конференции пользователей компании ROXAR, Москва, 2003; научно-практической конференции ОАО «СибНИИПП» «Проблемы развития нефтяной промышленности Западной Сибири», Тюмень, 2003.

Автор диссертационной работы отмечен поощрительной грамотой победителя II конференции молодых ученых и специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго» на лучшую научно-техническую разработку 2012 года; дипломом I степени Национальной общественной премии «Серебряный голубь», номинация «Наука и техника», за практическую реализацию изобретений, открывающих новые направления в технике и технологии (Москва, 2005, при РАЕН).

Публикации. Результаты выполненных исследований отражены в 54 научных работ, из них 6 в моноавторстве, 15 статей опубликованы в изданиях, включенных в перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты

диссертации на соискание учетной степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук, 4 работы опубликованы в изданиях, индексируемых в базах Scopus и Web of Science, получены 2 авторских свидетельства о регистрации программы для ЭВМ и 1 патент на изобретение.

Глава 1. АНАЛИЗ МИРОВОГО ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ МНОГОВАРИАНТНОГО 3D-МОДЕЛИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

В настоящее время при проектировании разработки нефтяных месторождений производственные решения обосновываются на их цифровых двойниках, что предусматривает построение геологических 3D-моделей эксплуатационных объектов. Поиск наиболее эффективного варианта разработки требует просчета большого числа альтернативных вариантов, в которых необходимо рассматривать возможные режимы работы скважин, сетки размещения скважин и др. Создание геологической цифровой модели нефтяной залежи, пригодной для прогнозирования добычи углеводородов, является итерационной задачей, требующей больших временных и ресурсных затрат. Информация о геологическом строении и распределении фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в объеме залежи всегда несет в себе некую погрешность, поэтому цифровая модель требует ее предварительной настройки – адаптации [141, 143]. В условиях эксплуатационных объектов сложного геологического строения, где наблюдается существенное увеличение геологических рисков (неопределенностей), задача построения адекватной реальности 3D-модели еще более усложняется. Технологией, позволяющей снизить неопределенности геологической информации, является многовариантное геологическое 3D-моделирование, при котором рассматриваются множество равновесных вариантов.

1.1. Общая концепция и этапы построения 3D-моделирования нефтяных залежей.

В общем понимании метод моделирования основан на построении прототипа реального объекта и получении результатов исследования поставленной целевой задачи. Под моделью (model – образец) следует понимать искусственно созданный объект в виде схемы, формул, физической конструкции, который отражает в более простом виде структуру, свойства, взаимосвязи и отношения между элементами моделируемого объекта, и тем самым облегчает процесс получения сведений о нем.

Построение достоверного прототипа является основной целевой задачей геологического 3D-моделирования. Рассмотрим общую схему построения математической модели (рис. 1.1).



Рис. 1.1. Общая схема построения математической модели.

Этапы построения математической модели:

1. формулируются предмет, цели и задачи исследования;
2. в рассматриваемой системе выбираются элементы, необходимые для решения данной цели, выявляются наиболее важные качественные характеристики этих элементов;
3. выполняется исследование реального геологического объекта (месторождения) методами изучения (бурение, керн, геофизические исследования скважин, сейсморазведка и т.д.), на основе чего производится построение информационной модели;
4. описываются общие взаимосвязи между элементами модели с построением концептуальной модели;
5. выполняется построение модели;
6. проводится проверка качества результатов моделирования при сопоставлении с исходными данными;
7. проводится исследование полученной модели на достоверность прототипу на основе проведения серии экспериментов;
8. исходя из результатов исследования модели, делается вывод о степени достоверности и рисках при использовании результатов полученного прототипа для выполнения необходимых расчетов.

Анализ мирового современного опыта геологического 3D-моделирования показывает, что все большее внимание при исследованиях уделяется этапу описания общих взаимосвязей между элементами модели (4 этап), в том числе с построением фациальной 3D-модели строения нефтяной залежи. Привлечение данных по детальному анализу формирования отложений на месторождении позволяет организовать входные данные в сложной системе, что увеличивает достоверность конечной геологической модели.

Важным этапом при моделировании является проведение экспериментов по оценке сходимости модели реальным фактическим данным (7 этап). Данный этап выполняется на основе вычислительного

эксперимента, что подразумевает численное исследование характеристик математической модели в различных условиях или в различных модификациях. При геологическом моделировании этап численного эксперимента реализуется с использованием многовариантного подхода, что подразумевает вероятностную оценку запасов углеводородов.

Численное исследование модели дает возможность определять разнообразные характеристики процессов, оптимизировать прототип строения. Эксперимент позволяет выявить основные неточности отражения модели особенностям исследуемого явления. В этом случае модель корректируется, вносятся соответствующие поправки в численные методы и реализующие их программы. Общая схема построения математической модели приведена на рисунке 1.2



Рис. 1.2. Общая схема построения математической модели.

В цикле вычислительного эксперимента можно выделить следующие этапы:

1. Математическое моделирование (подбор оптимальных уравнений, наиболее качественно описывающих изучаемый процесс).
2. Выбор методов, позволяющих выполнить представительные численные расчеты (оптимизация аппроксимирующей математической задачи, разработка алгоритма вычислительного эксперимента и т. д.).
3. Создание программы работ, определяемой числом варьируемых факторов и шагов проведения экспериментов, которые позволяют реализовать вычислительный алгоритм.
4. Выполнение собственно программы работ и серии расчетных экспериментов, обработка полученных результатов эксперимента.
5. Анализ расчетных результатов эксперимента, сравнение (если это возможно) с оригиналом и исходными данными.

1.2. Методы оценки и учета неопределенности при построении 3D-моделей нефтяных залежей.

При геологическом 3D-моделировании прогноз осуществляется на основе интерполяции с применением как детерминистических, так и стохастических методов. При этом строение месторождения изучается косвенными методами, которые всегда характеризуются неопределенностью как по латерали объекта, так и по глубине исследований.

Под неоднородностью геологического строения нефтяного месторождения (залежи) понимается изменение в пространстве вмещающих свойств пород и характера их насыщения. Формирование изменчивости литолого-фациального строения тесно связано с развитием отложений, особенностями процесса осадка образования, стадиями седиментогенеза и постседиментационных процессов. Учет неоднородности строения пласта

на этапе 3D-моделирования является одним из важных методов повышения достоверности создания качественной геологической модели.

На основе имеющихся представлений можно выделить следующие общие типы/виды неопределенности:

1-го рода – неопределенность или качество исходных данных, на которых принимаются решения и строится модель. Полнота, представительность или изученность исследуемого объекта или среды (соотношение/соответствие изученности и степени неоднородности геологического строения);

2-го рода – неопределенность принятия решений или применения методов прогноза, моделирования и их настроек;

3-го рода – неопределенность последствий решений по полученным данным.

Неоднородность строения моделируемого объекта месторождения характеризуется неопределённостью первого рода, обусловленной степенью изученности геологического объекта. Эта неопределённость первого рода, в свою очередь, порождает неопределённость второго рода, связанную с выбором методов моделирования и настройкой их алгоритмов. Количественно геологическая неопределённость может быть охарактеризована такими геостатистическими параметрами, как математическое ожидание, дисперсия и вариограмма.

Геологические симуляторы на основе геостатистики позволяют выполнять многовариантные расчеты и получать равновероятные геологические модели строения залежей. Получение ансамбля реализаций возможно за счет представительности исходных данных, а точнее, степени изученности и неоднородности реального моделируемого объекта. Основной проблемой при построении 3D-геологических моделей является охват изученностью и неоднородность реального геологического строения месторождения. Изученность месторождения должна отражать всю

имеющуюся неоднородность геологического строения. Однако на практике геологическое строение намного сложнее изученности объекта. Вторым по значимости критерием порождения множества равновероятных вариантов геологической модели является неопределенность используемых исходных данных. Однако вся цифровая информация, попадающая в пакет геологического моделирования, получена на основе косвенных данных (геофизические исследования в скважинах, сейсморазведочные работы и т.д.) и имеет погрешности, связанные с различными неопределенностями и ограничениями разработанных методов.

В зависимости от способа получения исходных данных методы построения геологической модели можно разделить на 3 группы:

- Прямые, которые характеризуют геологический объект (образцы керна породы, результаты отбора проб флюидов, испытания пластов и замеры притоков и др.). Такая информация является точечной, не характеризуя в целом значительный объем залежи, поэтому данная информация в основном используется для настройки модели и оценки ее достоверности.

- Косвенные, которые характеризуют отдельные свойства геологического объекта через различные физические характеристики, полученные на основе геофизических методов исследования скважин (ГИС). Переход к реальным свойствам объекта при этом выполняется через связи с информацией, полученной прямыми методами.

- Концептуальные, которые отражают представление о геологическом строении объекта на основе прямой, косвенной информации, анализа строения объектов-аналогов, практического опыта исследователя.

Погрешность по определению геолого-геофизических свойств объекта как для прямых, так и для косвенных методов состоит из разрешающей способности метода исследования, погрешности в интерпретации и обработки данных или подготовки данных керна. Методы

ГИС достаточно хорошо описывают изменчивость пород с глубиной, однако не характеризуют межскважинное пространство залежи. Данные результатов интерпретации сейсморазведки приносят информацию по неразбуренной части объекта моделирования, но в связи с разрешающей способностью метода имеют значительные погрешности в межскважинном пространстве. Особенно большая неопределенность характерна при прогнозировании распространения коллекторов и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по данным атрибутивного сейсмического анализа, что связано с определением осредненных геологических характеристик в пределах выделяемого объекта по глубине и выбираемого интервала изучения.

Вопросами неопределенности исходных данных по определению геологических параметров среды в части сейсмических исследований занимались О.К. Глотов, Г.А. Габрельянц, Н.Я. Кунин, В.Х. Кивелиди, Ю.П. Ампилов, В.И. Пороскун, А.Е. Старобинец, В.М. Эскин, В.Б. Леврянт, И.Ю. Хромова, И.Н. Керусов, Д.Е. Кащеев, В.В. Колесов, Н.Я. Мармалевский [44, 80, 79, 93, 94]; в части геофизических исследований скважин М.Г. Латышева, Т.Ф. Дьяконова, В.П. Цирюльников [44, 92].

Необходимо отметить, что исходные данные, загружаемые в пакет геологического моделирования, всегда являются априорными. Геологическая модель будет точно соответствовать используемым данным при отсутствии информации по неопределенности и размаху возможных отклонений от исходных данных. При моделировании неопределенность будет наблюдаться только в межскважинном пространстве. Таким образом, основным источником неопределенности на всех этапах построения 3D-модели (структурном, литологическом, петрофизическом) является изученность объекта по площади. Неопределенность геологического строения 3D-модели ранжируется на несколько уровней (табл. 1.1.):

Таблица 1.1

Неопределенности геологической модели

вид модели	неопределенности элементов модели	неопределенность моделирования	неопределенности исходных данных	
			результаты интерпретации	полевые исследования
геологическая	кровля, подошва пласта	погрешности методик построения и комплексирования разнородных данных настройки методов интерполяции	отражающий горизонт	петрофизические, ГИС, сейсморазведка плотность изученности (по площади и по разрезу)
	эффективные толщины		структурная неоднородность	
			литологическая неоднородность	
	флюидный контакт		обоснование уровня свободного водонасыщения ($N_{ув.}$)	
	пористость		прогнозы литологии и ФЕС по 3D сейсморазведке	
	нефтенасыщенность			

Неопределенности 1 рода связаны с неоднородностью геологического строения и степенью изученности моделируемого объекта методами изучения как по латерали, так и по вертикали, в том числе с разрешающей способностью полевых методов исследования геологического строения или методикой изучения геологического строения, погрешностями методов получения информации об объекте.

Неопределенности 2 рода связаны с погрешностями интерпретации, обработки полевых материалов, со степенью изученности строения и полученных на их основе материалов для построения геологической модели: петрофизической основы для интерпретации ГИС, результатов интерпретации ГИС, стратиграфической корреляции продуктивных отложений, результатов интерпретации сейсморазведки (отражающие

горизонты, результаты прогноза по данным сейсмических атрибутов), обоснования флюидного контакта. Неопределенность исходных данных и результатов интерпретации ГИС приводит к неопределенности результатов корреляции одновозрастных продуктивных пластов/объектов по скважинам, а также неопределенности обоснования флюидных контактов по глубине, в случае непредставительной изученности скважинами как по латерали, так и по вертикали. И, как следствие, идет влияние на неопределенность прогноза отражающего горизонта по данным сейсморазведки 3D (помимо имеющихся аппаратурных и методических неопределенностей), в том числе неопределенность прогноза литологии и ФЕС.

Неопределенности 3 рода связаны с неоднозначностью выбора методов прогноза, настроек методов интерполяции для прогноза геологической модели в межскважинном пространстве, т.е. связаны со степенью изученности геологического объекта и погрешностями методов его изучения. В том числе они отражают погрешности методов прогноза, методик комплексного использования данных с учетом имеющихся погрешностей исходных данных. Также к данной группе можно отнести неопределенности, связанные с выбором оптимальных решений из множества равновероятных реализаций или экспериментов, полученных на основе загруженных исходных данных. То есть данный тип неоднородности связан с принятием решений по выбору оптимального результата на основе имеющихся исходных данных, степенью изученности и неоднородностью геологического строения.

Неопределенности исходных данных, загруженных в геологический симулятор, и степень изученности залежи приводят к погрешности прогноза геологической 3D-модели и настроек интерполяторов на всех этапах построения (структурной, литологической и петрофизической модели), в том числе результатов построений элементов модели (отражающих горизонтов, кровель и подошв продуктивных пластов, эффективных и

эффективных нефтенасыщенных толщин, распределения пористости и проницаемости, насыщения коллекторов).

Выполнение построений на основе неопределенности исходных данных позволяет выполнять многовариантные расчеты в пределах выявленных погрешностей исходных данных, неоднородности и изученности геологического строения месторождения. Уменьшение общей погрешности возможно за счет увеличения количества используемых данных (литолого-фациальные исследования, сейсмо-фациальный анализ и др.) и их комплексирования на основе анализа разнородной информации. При комплексировании информация дополнительно привлекаемых методов должна снижать неопределенность прогноза. Одним из основных факторов получения достоверной модели является оптимизация подбора настроек интерполяторов как для отдельно моделируемых параметров, так и при комплексировании и систематизации разнородных данных.

Исходные данные при построении геологической модели (системе) принято разделить на два типа:

Связанные – характеризуют организованность, упорядоченность самой системы.

Свободные – несистематизированную информацию или информацию, не соответствующую существующей модели. Это данные, привносящие новую информацию, противоречащую уже имеющимся данным. Например, данные сейсморазведки привносят информацию по площадному строению, не отображающую скважинами из-за низкой плотности сетки по объекту.

В процессе изучения системы постоянно происходит процесс превращения свободной информации в связанную. Связанная информация служит мерой организованности или упорядоченности системы.

Наличие представительной информации обеспечивает степень организации, управление и регулирование элементов системы, определяет границы, свойственные системе, характеризующие разнообразие исходных

данных. В организованной системе новые данные накапливаются, закономерности усиливаются и систематизируются, модели становятся более устойчивы к новой информации. Основная задача состоит в правильном комплексировании исходных данных в геологической модели при выборе методов и настроек построения. С увеличением количества исходной геолого-геофизической информации и промысловых данных, полученных в результате комплексного подхода, происходит повышение уровня достоверности 3D-моделирования. Однако в случае привлечения данных, имеющих погрешность больше, чем уже имеющаяся достоверность моделируемого прототипа, достоверность прогноза снижается. Достоверность моделируемого объекта напрямую связана со степенью неоднородности и изученности имеющейся неоднородности на объекте. Чем меньше неоднородность геологического строения, тем меньше неопределенность при изучении прототипа, и тем меньше необходима изученность как по латерали объекта, так и его разреза.

Прогноз геологического строения на основе построения трёхмерной модели на персональном компьютере сопряжён с неопределённостью, обусловленной входящими в неё исходными данными, полученными с помощью геофизических методов. Эти методы могут иметь погрешности как в процессе измерений, так и при обработке и интерпретации данных, включая настройку на геологические параметры.

Чем меньше неопределённость трёхмерной геологической модели, тем ближе она к реальному геологическому строению изучаемого объекта и тем выше её прогнозная способность в межскважинном пространстве.

Неопределённость геологической модели может быть оценена степенью обоснованности модели фактическим материалом, включая состав, количество и качество данных. Также важно определить методические приёмы геологической интерпретации геолого-геофизических данных и методы комплексирования.

Процедуре повышения качества и достоверности 3D моделирования и снижению неопределенностей в том числе комплексированию разнородных данных посвящены работы множества авторов: А.В. Авербуха, С.И. Билибина, Д.Н. Болотника, Н.Ф. Величкиной, И.С. Гутмана, В.В. Гузеева, Г.Н. Гогоненкова, С.Б. Денисова, Т.Ф. Дьяконовой, К.Е. Закревского, М.Л. Золоева, Т.С. Изотовой, А.С. Кашина, Н.Л. Кунина, Е.В. Кучерука, И.А. Мушина, М.Х. Серова, А.Е. Старобинца, А.В. Черницкого, И.М. Чуриновой, С. Пирсона, М. Райдера, Ч. Пейтона, Р. Шериффа, О. Серра, А.Ф. Глебова и многих других. Чтобы улучшить качество и точность воспроизведения геологической среды при моделировании, были определены ключевые аспекты неопределённости и неоднозначности моделей. Кроме того, были оптимизированы методы использования информационных потоков и разработаны подходы к объединению разнородных данных, которые обеспечивают быстроту и полноту полученной информации. Также разработаны методы и принципы контроля качества результатов моделирования.

При построении геологической модели важно найти систематическую неоднородность, то есть в которой неоднородность будет подчиняться систематизации, а именно свойства объекта станут однородными и будет возможность выполнять их прогнозирование.

По генетическому признаку выделяются следующие типы неоднородности: литологический, тектонический, стратиграфический, техногенный. По масштабу выделяются уровни: микро (порода), мезо (слой) и макро (пласт, залежь). При геологическом моделировании мезоуровень ассоциируется с таким элементом 3D-модели как слой трехмерной сетки, макроуровень - с продуктивным пластом, который описывает трехмерная сетка.

Макронеоднородность геологического объекта характеризуется морфологией залегания, изменчивостью геометрии и формы строения тел,

литолого-фациального состава пласта-коллектора, изменением эффективных толщин в объеме залежи, расчлененностью пластов-коллекторов, прерывистостью, линзовидностью и т.д. При изучении макронеоднородности используются данные площадных исследований сейсморазведки и результаты анализа дебитов скважин по истории разработки месторождения, характеризующие дренируемый объем пласта.

По форме проявления и направлению анализируют зональную неоднородность продуктивного объекта, связанную, с выклиниванием или литологическим замещением пород в азимутальном направлении по площади, слоистую неоднородность пласта, обусловленную переслаиванием пород одного литологического типа с отличающимися геолого-физическими свойствами.

Неоднородности геологического объекта по генезису представлены первичной, т.е. образованной в процессе седиментогенеза, и вторичной, связанной с преобразованиями фильтрационно-емкостных свойств после накопления осадка [200, 89, 186, 37]. Литолого-седиментационный тип неоднородности связан с пространственно-временным накоплением материала, изменениями палеогеографической обстановки и скоростью привноса осадочных пород. Смена фаций контролирует первичную неоднородность разреза. Речная деятельность формирует врезные, проточные, флювиально-дельтовые, авандельтовые, шельфовые и склоновые фациальные комплексы. Многофакторность источников сноса осадочного материала и диагенетические процессы отражаются на распределении аутигенных глинистых минералов цемента коллекторов и продуктивной толщи.

Напряжения и деформации пород отражают тектоническую неоднородность отложений, характеризующую структурные элементы различных порядков. [Рац, Чернышев, 1970; Садовский и др., 1988; Ребецкий, 2007 и др.].

Изучение неоднородности определяется следующими расчетными параметрами:

1. Коэффициент расчлененности

$$K_p = l/n, \text{ где} \quad (1.1)$$

K_p – коэффициент расчлененности разреза;

l – число прослоев – коллекторов в каждой скважине (от 1 до n);

n – число скважин.

2. Коэффициент песчанистости

$$K_{\Pi} = H_{\text{эф}}/H_{\text{общ}}, \text{ где} \quad (1.2)$$

K_{Π} – коэффициент песчанистости;

$H_{\text{эф}}$ – эффективная толщина пласта;

$H_{\text{общ}}$ – общая толщина пласта.

3. Коэффициент литологической (гидродинамической)

связанности

$$K_{\text{св}} = S_{\text{св}}/S_{\text{общ}}, \text{ где} \quad (1.3)$$

$K_{\text{св}}$ – коэффициент литологической (гидродинамической)

связанности;

$S_{\text{св}}$ – площади участков, где пласты сливаются, тыс. м^2 ;

$S_{\text{общ}}$ – общая площадь залежи, тыс. м^2 .

4. Коэффициент литологической выдержанности пласта

$$K_{\text{л.в.}} = S_k/S_{\text{общ}}, \text{ где} \quad (1.4)$$

$K_{\text{л.в.}}$ – коэффициент литологической выдержанности пласта;

S_k – площадь распространения коллекторов, тыс. м^2 ;

$S_{\text{общ}}$ – общая площадь залежи, тыс. м^2 .

Чем больше коэффициент литологической выдержанности, тем благоприятнее условия для разработки объекта.

5. Коэффициент сложности границ распространения коллекторов пласта

$$K_{\text{сл}} = L_{\text{кол}}/П, \text{ где} \quad (1.5)$$

$K_{сл}$ – коэффициент сложности границ распространения коллекторов пласта;

$L_{кол}$ – суммарная длина границ участков с распространением коллекторов;

P – периметр залежи (длина внешнего контура нефтеносности);

6. Толщина единичного проницаемого пропластка

$$h_n/K_{расч}, \text{ где} \quad (1.6)$$

h_n – средняя толщина единичного проницаемого пропластка;

$K_{расч}$ – коэффициент расчлененности продуктивного пласта;

В работах [202, 13, 87, 212] в качестве одного из наиболее информативных показателей неоднородности рассматривается показатель средней толщины единичного проницаемого пропластка, который при оценке неоднородности по площади залежи может быть рассчитан как отношение нефтенасыщенной толщины к коэффициенту расчлененности продуктивного пласта ($h_n/K_{расч}$). Участки с низкими значениями $h_n/K_{расч} < 1$ характеризуются большей прерывистостью проницаемых интервалов и, соответственно, более неоднородны.

7. Эффективная мощность коллектора ($V_{эфф}$) [146]

$$V_{эфф} = h_n \cdot K_p, \text{ где} \quad (1.7)$$

h_n – нефтенасыщенная мощность коллекторов;

K_p – коэффициент пористости.

8. Методы геометризации с построением карт и геологических профилей, описанных и представленных выше методов. Основная проблема такого подхода связана с представительностью и достоверностью исходных данных как по латерали, так и по разрезу. Вертикальная неоднородность отображается с помощью геологических профилей и разрезов, а анализ неопределенности по площади проводится через построение карт распространения коллекторов каждого пласта с учетом границ фациальных тел (палеорусловых и палеодельтовых фаций). В данную группу также

можно отнести построение круговой диаграммы изменения свойств (роза анизотропии) [93], геолого-статистического (ГСР) и сводно-статистического (ССР) разрезов. ГСР – кривая вероятностей появления коллектора в интервале продуктивного горизонта; ССР – кривая вероятностей появления основных литолого-физических параметров в интервале продуктивного горизонта (пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и др.).

9. В работе В.И. Пороскуна [135] для структуры изменчивости предложен математический аппарат спектрального анализа с определением амплитуд или дисперсий геологических характеристик. В данной методике высокочастотная шумовая составляющая отвечает за случайную неконтролируемую составляющую, которую можно оценить дисперсией при стационарном поведении среды. Для приведения среды к стационарному состоянию необходимо исключить низкочастотную и среднечастотную составляющие.

10. Использование геостатистических методов предполагает для оценки анизотропии (неоднородности) использовать вариограммный анализ. Производится построение вертикальных и горизонтальных вариограмм. Вариограммный анализ производится на основе исходных скважинных данных, кубов или карт сейсмических атрибутов, для которых найдены корреляционные зависимости с моделируемым параметром (например, акустический импеданс – пористость). Именно данный вероятностный подход принят в качестве основного в данной диссертационной работе.

1.3. Применение геостатистических исследований при 3D-моделировании нефтяных залежей.

Идея описания геологического строения математическими законами в виде прототипа для получения представления о строении месторождения впервые предложена около 80 лет назад. Применение математических методов в геологии в современной литературе принято отождествлять с термином «геостатистика» [30].

Геостатистика – наука и технология для анализа, обработки и представления пространственно-распределенной информации с помощью статистических методов. Геостатистика моделирует распределение объектов, явлений и процессов в пространстве. Основной задачей геостатистики является пространственная оценка входных данных и поиск возможных зависимостей.

Геостатистическое моделирование, учитывающее неопределённость пространственного распределения свойств коллекторов, предоставляет возможность решения ряда практических задач:

1. Определение начальных запасов углеводородов в пласте.
2. Оценка степени неопределённости коллектора с целью выбора наиболее оптимальных мест для бурения скважин.
3. Согласование и интеграция данных, полученных с использованием методов различной степени достоверности.

В последнем случае к наиболее достоверным можно отнести данные исследований по керну, например, в части определения фаций, пористости, проницаемости. В случае отсутствия керна к достаточно достоверным можно отнести результаты интерпретации ГИС. Остальные данные, в том числе результаты площадных сейсмических 3D исследований, имеют значительно меньшую достоверность (точность), соответственно, их для

реализации комплексного подхода необходимо приводить в соответствии с более «уверенными» данными.

Геостатистические методы построения геологической модели можно разделить на детерминистические и стохастические [48,49,101,184, 185,225,249,231]. Отличительной особенностью применения методов детерминированной геостатистики является наличие единственной модели, построенной на основе статического набора данных.

При стохастическом моделировании ансамбль равновероятных стохастических моделей в среднем соответствует принимаемому решению, однако каждая отдельная модель характеризуется максимальным хаосом в данных. Задачей геостохастического моделирования является описание и воспроизведение непрерывности в пространстве природных процессов и явлений. К стохастическим методам относятся моделирование с использованием метода Monte-Carlo, последовательное гауссовское моделирование, комбинированное стохастическое моделирование, пиксельные методы. При этом воспроизводится множество реализаций, каждая из которых соответствует имеющимся скважинным данным и характеризует изменчивость геологической среды.

Одним из важных составляющих традиционной геостатистики является вариография, или пространственный корреляционный анализ, что позволяет сделать выводы о статистической природе данных и структуре адекватных моделей. В основе современных пакетов геологического моделирования лежат прикладные методы геостохастического моделирования, например, параметрический вариограммный анализ и последовательное гауссово моделирование.

Для того чтобы получить наиболее точную пространственную оценку с точки зрения статистики, применяются модели из семейства кригинга.

В работах [231, 251, 265] подробно рассматриваются теоретические основы метода кригинга — интерполяционного метода пространственной линейной регрессии.

В кригинге создаётся оценочная функция, а в качестве критерия оптимальности выбирается минимальное значение ожидаемой квадратичной ошибки отклонения оценочного значения от действительного.

Все методы, относящиеся к семейству кригинга, применяют одну и ту же функцию для достижения цели — минимизации погрешности. Эта функция — дисперсия $\sigma(\mathbf{x})$ оценки, которая показывает разницу между смоделированными и измеренными значениями:

$$\sigma(\mathbf{x}) = D\{Z^*(\mathbf{x}) - Z(\mathbf{x})\} \quad (1.8)$$

В рамках типового кригинга (universal kriging) применяется модель тренда, которая представляет собой линейную комбинацию набора базовых функций. Это позволяет избежать необходимости дополнительной настройки параметров.

Однако выбор базовых функций может быть затруднён, поэтому иногда используют полиномиальную модель (линейную комбинацию полиномов). Однако даже такая «жёсткая» модель не всегда способна адекватно описать многомасштабную пространственную структуру тренда.

На практике для работы с данными из нескольких источников применяют процедуру ко-кригинга.

Метод петрофизического моделирования, реализованный в программном обеспечении IRAP RMS (компания ROXAR), позволяет использовать сразу несколько типов данных: данные, полученные из скважин, и тренды, основанные на интерпретации сейсмических атрибутов. В процессе петрофизического моделирования [167,169] тренды сейсмических данных используются с помощью метода косимуляции,

который подразумевает применение коэффициента корреляции между трендами и реальными данными из скважин.

Тренд при петрофизическом моделировании должен быть представлен в трёхмерном виде. Для создания такого тренда эффективных толщин автор диссертации разработал технологию, которая позволяет на основе прогнозной карты эффективных толщин, данных скважин и геолого-статистического разреза получить трёхмерное представление.

$$Z_{\alpha_0}^*(x_0) = \sum_{\alpha=1}^K \sum_{i=1}^{n_{\alpha}} \lambda_i^{\alpha} Z_{\alpha}(x_i). \quad (1.9)$$

$Z_{\alpha}(x_0)$ – линейная комбинация значений различных переменных из окрестности точки x_0 .

В процессе стохастического моделирования оценивается совместное условное распределение для всего процесса. Поэтому каждая сгенерированная пространственная реализация стремится воспроизвести определённые свойства исходного распределения:

- плотность распределения;
- статистические характеристики исходных данных;
- пространственную корреляционную структуру.

Для оценки совместного условного распределения строится набор стохастических равновероятных пространственных реализаций. Разброс значений реализаций в каждой локальной точке определяет изменение модельной оценки.

Совместное пространственное распределение позволяет воспроизвести неопределённость оценки реальных распределений, а также локальные изменения значений неизвестного пространственного распределения.

Стохастическое моделирование может быть условным, то есть зависеть от данных, или безусловным, когда данные измерений отсутствуют. В случае условного моделирования данные измерений воспроизводятся точно, как и при оценке кригинга, и влияют на остальные значения реализации.

В случае безусловного моделирования воспроизводятся только заранее заданные функционалы — статистические моменты первого и второго порядка (математическое ожидание, дисперсия и вариограмма, определяющая пространственную корреляционную структуру).

Существуют различные подходы к стохастическому пространственному моделированию [Chiles, Delfiner, 1999]. Один из них основан на последовательном принципе моделирования. Другой подход использует методы глобальной минимизации целевой функции.

Основой последовательного подхода является возможность перейти от совместной условной функции распределения к произведению локальных условных функций распределения. На принципе последовательного моделирования основано большинство геостатистических стохастических методов.

В результате стохастического моделирования получаются равновероятные пространственные реализации переменной. Они характеризуют пространственные изменения и локальную неопределённость пространственной функции.

Возможные реализации геологической среды, полученные в результате стохастического моделирования, могут использоваться для вероятностной оценки.

Учитывая, что ошибка кригинга имеет безусловный характер (то есть она зависит не от данных измерений, а только от их плотности), можно сделать вывод, что модель кригинга не позволяет адекватно оценить неопределённость и изменение пространственного распределения в точке

оценивания. Поэтому для оценки изменения пространственной функции используются методы стохастического моделирования, которые, в отличие от кригинга, позволяют получить множество реализаций значений функции в точке оценивания для заданного набора данных и выбранных параметров модели.

Для внесения неопределённости в модель и оценки влияния исходных данных на качество выбранной модели используются различные количественные фрактальные методы: кросс-валидация, метод «складного ножа» и «бутстреп», которые разбивают выборку на группы, одна из которых является «обучающей», а другая — «проверочной».

Кросс-валидация — наиболее простой и часто используемый в геостатистике подход при сравнении результатов, получаемых различными методами или одним и тем же методом с разными параметрами. Кросс-валидация выполняется следующим образом: из базы данных временно исключается одна скважина, и для неё проводится оценка значения. Полученное значение сравнивается с известным и вычисляется разница между измеренными и оценёнными значениями.

$$\Delta Z(\mathbf{x}) = Z(\mathbf{x}) - Z^*(\mathbf{x}), \text{ где} \quad (1.10)$$

$Z^*(\mathbf{x})$ – моделируемое значение;

$Z(\mathbf{x})$ – известное значение на расстоянии h .

Метод складного ножа (jack-knife) представляет собой обобщение кросс-валидации, при котором оценка проводится не в одной точке, а в нескольких. Данные, которые используются для оценки, предварительно исключаются из рассмотрения.

Полученные в результате оценки невязки анализируются с помощью метода, описанного выше. Поскольку при использовании метода «джек-

найф» исключается произвольный набор данных, комбинации этого набора могут быть разными, что делает метод стохастическим.

Метод бутстреп (bootstrap) основан на оценке данных с использованием случайного выбора. Выбранная точка не исключается, она может быть выбрана несколько раз. Оценка проводится по оставшимся точкам. Обычно процедура выбора и оценки повторяется многократно.

При использовании этих методов оцениваются как локальные, так и глобальные характеристики.

1. Разница между измеренными и модельными значениями;
2. Изменение среднего значения (математического ожидания):

$$Dm = m - m^*, \quad (1.11)$$

где:

m — математическое ожидание, оцененное по исходным данным;

m^* — математическое ожидание, определённое по результатам моделирования;

3. Сумма квадратов невязки:

$$S = \sum (Z(x) - Z^*(x))^2 + R; \quad (1.12)$$

4. Дисперсия;

5. Коэффициент эффективности:

$$E = S/S_0 \quad (1.13)$$

где $S_0 = \sum (Z(x) - m)^2$.

Результаты $\Delta Z(x)$ могут быть визуализированы в виде карты невязок или графика невязки $Z(x) = f(Z(x))$, что позволяет определить области, в которых метод работает эффективно, и области, где его эффективность снижается.

Кригинг является базовой интерполяционной моделью геостатистики, на его основе выполняются методы интерполяции, вероятностного картирования, стохастического моделирования. Геостатистические методы

были разработаны в качестве средств описания пространственных моделей, в которых не проводились исследования. Такие методы предоставляют собой не только оптимальный результат интерполяции, но и способы прогноза неопределенности для полученных реализаций. Измерение неопределенности и регуляризация ее крайне важна для обоснования принятого решения, так как она предоставляет собой сведения о достоверности прогноза для всего месторождения, а не только для одной прогнозируемой реализации модели.

Таким образом, ключевым отличием геостатистических методов является применение вероятностных подходов, что позволяет сформировать ансамбли практически равновероятных моделей с крайне неопределённым описанием межскважинного пространства.

Решение задач выбора наиболее вероятных моделей, а также верификации межскважинного пространства связано с данными, полученными с помощью дистанционных методов, таких как сейсмические исследования.

К настоящему времени геостатистический анализ прошел путь от одномерного до многомерного, что сегодня представлено в виде разнообразных настроек комплексирования информации и позволяет учитывать весь набор имеющихся на изучаемом геологическом объекте данных. Применение многомерного вероятностного подхода систематизирует основные исходные данные, позволяя на основе интерполяции и неопределенности создавать более достоверные прототипы геологического строения [48, 49, 270].

При построении геологической модели необходимо решить задачу определения пространственной изменчивости геологического признака $Z(x)$ на основе имеющихся данных. Пространственная переменная представляется как сумма известной детерминированной части $m(x)$,

случайного стационарного остатка $r(x)$ и неконтролируемый шум C_0 (Ковалевский, Девис, Матерон, Пороскун В.И и тд.).

$$Z(x)=m(x) + r(x) + C_0, \text{ где} \quad (1.14)$$

$m(x)$ – известная детерминированная часть;

$r(x)$ – стационарный случайный остаток с известным средним и известной дисперсией;

C_0 – неконтролируемый шум.

При этом $r(x)$ представляет собой локальную составляющую изменения геологической неоднородности за вычетом детерминированной части. Параметр C_0 представляет собой высокочастотную составляющую спектра с известным средним и дисперсией.

Анализ неоднородности и изменчивости геологических элементной модели рассмотрены в работах В.И. Аронова, В.А. Букринского, А.Б. Вистелиуса, А. И. Каждана, Л.Д. Кноринга, В.И. Деча, А. М. Марголина, Ж. Матерона, П.К. Соболева, В.И. Пороскуна [135]. При интерполяции геостатистических методов используют три основные характеристики геологической среды: математическое ожидание, дисперсию и вариограмму. Для корректного использования данных геостатистических показателей необходимо привести среду в стационарное состояние, что решается путем разделения среды на различные уровни неоднородности.

Вариограммный анализ и выбор параметров вариограммы является одним из основных инструментов по настройке геостатистических методов моделирования. Вариограмма (ковариация) характеризует изменчивость случайной переменной. Принятая модель вариограммы в конечном итоге определяет результат интерполяции точечных данных посредством кригинга.

При малом количестве точек данных или не выявленной их стационарности выбор вида вариограммы является сложной оптимизационной задачей. В данном случае геостатистика может дать

множество реализаций элементов геологической модели (структурной модели, литологии, ФЕС, насыщения), каждая из которых будет соответствовать имеющимся скважинным данным и воспроизводить изменчивость геологической среды. Для решения данной задачи в работе [81] предлагается в дополнение к кригингу использовать следующие геостатистические методы: последовательное гауссовское моделирование, индикаторные методы, методы р-поля, пиксельное моделирование фракций.

В контексте нефтяной геологии использование 3D-моделирования охватывает множество аспектов как теоретического, так и практического характера. Этот метод позволяет решать разнообразные задачи, связанные с разведкой и разработкой месторождений.

С помощью 3D-моделирования можно планировать различные этапы геологоразведочных работ, актуализировать информацию о геологическом строении продуктивных отложений, оценивать начальные запасы углеводородов, проектировать эксплуатационный фонд скважин, в том числе проводить зарезку боковых стволов и бурение горизонтальных скважин.

Применение 3D-моделирования связано с решением широкого круга задач нефтяной геологии, включая планирование геологоразведочных работ, актуализацию геологического строения продуктивных отложений, оценку начальных геологических запасов углеводородов, проектирование эксплуатационного фонда скважин, в том числе зарезку боковых стволов и проводку горизонтальных скважин.

В разработку, практическую реализацию и совершенствование методов и методических подходов при выполнении процессов 3D-моделирования месторождений внесли вклад Российские ученые: В.М. Александров, В.В. Андреев, В.А. Бадьянов, К.С. Баймухаметов, С.Р. Бембель, С.И. Билибин, Д.В. Булыгин, В.А. Белкина, В.Н. Бородкин, П.М. Белаш, Ю.П. Борисов, Ю.Е. Батулин, А.М. Волков, А.В. Гавура, И.С.

Гутман, А.А. Дорошенко, В.И. Дзюба, С.А. Ермакова, Н.Я. Медведев, И.Г. Хорошев, Е.А. Щергина, А.И. Демина, К.Е. Закревский, К.В. Абабков, Е.В. Ковалевский, 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. А также многие зарубежные ученые, из трудов которых можно выделить основоположников методов A. Settari, O. Dubrul, 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.

Несмотря на встречающееся разнообразие методов и методических рекомендаций при 3D-моделировании, существует еще множество возможностей для научно-методологического развития, особенно в части практического построения многовариантных 3D-моделей. В теории при геостохастическом моделировании должны соблюдаться принципы стационарности и изотропности, что в строгих формах почти не встречается при работе с реальными геологическими объектами. Поэтому одна из основных задач при выполнении многовариантного геостатистического моделирования заключается в разработке математических методов для выбора оптимальных настроек стохастических интерполяторов [138]. Соответственно, задачей диссертационных исследований является научное обоснование методологии выбора оптимальных вариантов 3D-моделирования и параметров рангов вариограмм, получаемых при различных геолого-технологических условиях нефтяных месторождений.

1.4. Анализ применения методов многовариантного геологического 3D-моделирования нефтяных залежей.

Принятие решений по построению геологических моделей в условиях недостаточной изученности геолого-геофизической информации и ее

неопределенности, предопределяет использование вероятностных методов оценки запасов УВ. Основное различие геостохастического подхода к построению модели от детерминированного состоит в получении множества вариантов геологического строения с интервальной оценкой - диапазоном возможных решений, а детерминированная модель представляется одним оптимальным вариантом. Детерминированный подход также не всегда является оптимальным решением, так как может иметь недостаток изученности имеющейся неоднородности, то есть отсутствия представительности знаний о геологическом строении изучаемого объекта.

В России и за её пределами уже давно проводятся исследования, направленные на разработку вероятностного подхода к подсчёту и классификации запасов. Первые работы по оценке количественных характеристик месторождений и достоверности ресурсной базы в России были проведены ещё в 1970-х годах. В ходе анализа было предложено использовать вероятностный подход для оценки достоверности определения различных категорий запасов (А, В1, В2).

Применение вероятностно-статистических методов подсчета запасов за рубежом официально узаконено в 2000 г. в рамках утвержденной классификации запасов нефти и газа SPE/WPC/AAPG. На территории нашей страны в 2005 г. методы внесены в классификацию запасов и ресурсов РФ [134]. При этом под вероятностным методом оценки УВ понимается статистический анализ известных геологических и экономических, а также данных разработки, при котором оценка запасов и ресурсов осуществляется по непрерывным кривым распределения.

Вероятностная оценка начальных геологических запасов выполнялась рядом отечественных ученых Ю.П. Ампиловым, В.И. Деминым, Н.М. Емельяновой, А.Б. Золотухиным, О.П. Иоффе, Р.И. Коганом, А.Э.

Конторовичем, А.Е. Старобинцем, М.Ю. Стерниным, А.А. Трофимуком, Г.И. Шепелевым, Е.Ф. Фроловым, А.Я. Фурсовым и многими другими.

При вероятностно-статистическом подходе подсчетные параметры месторождений рассматриваются как случайные величины. Величина запасов представляет собой не одно значение, а распределение, которое отображает разнообразие и дисперсию изменения полученного решения. На практике в настоящее время большинство компаний используют имитационный подход «Monte-Carlo», при котором ставится определенное число экспериментов (случайных испытаний) с оценкой на каждом шаге влияния результатов на поведение системы. Завершающим этапом является подсчет запасов УВ, который выполняется объемным методом в каждой ячейке, являющейся коллектором и находящейся выше установленных флюидальных контактов. Запасы УВ при этом оцениваются путем перемножения значений полученных распределений. Таким образом, определяются минимальное (Q_{\min}), максимальное (Q_{\max}) и наиболее вероятное ($Q_{\text{вер}}$) значения величины запасов, соответствующие граничные значения вероятностей равны — 90%, 10% и 50% [132,133].

Затем из полученных распределений может быть сделана случайная выборка с целью расчета полного диапазона значений (и их распределения) объемов запасов УВ [44,248]. Вероятностная оценка запасов P90 (Q_{\min}) является наиболее осторожной (пессимистичный вариант), оценка P10 (Q_{\max}) – наиболее оптимистичной, P50 ($Q_{\text{вер}}$) – наиболее реалистичный вариант геологического строения залежей нефти и газа [48, 49, 54, 77, 90, 177, 178, 203] (рис.1.3).

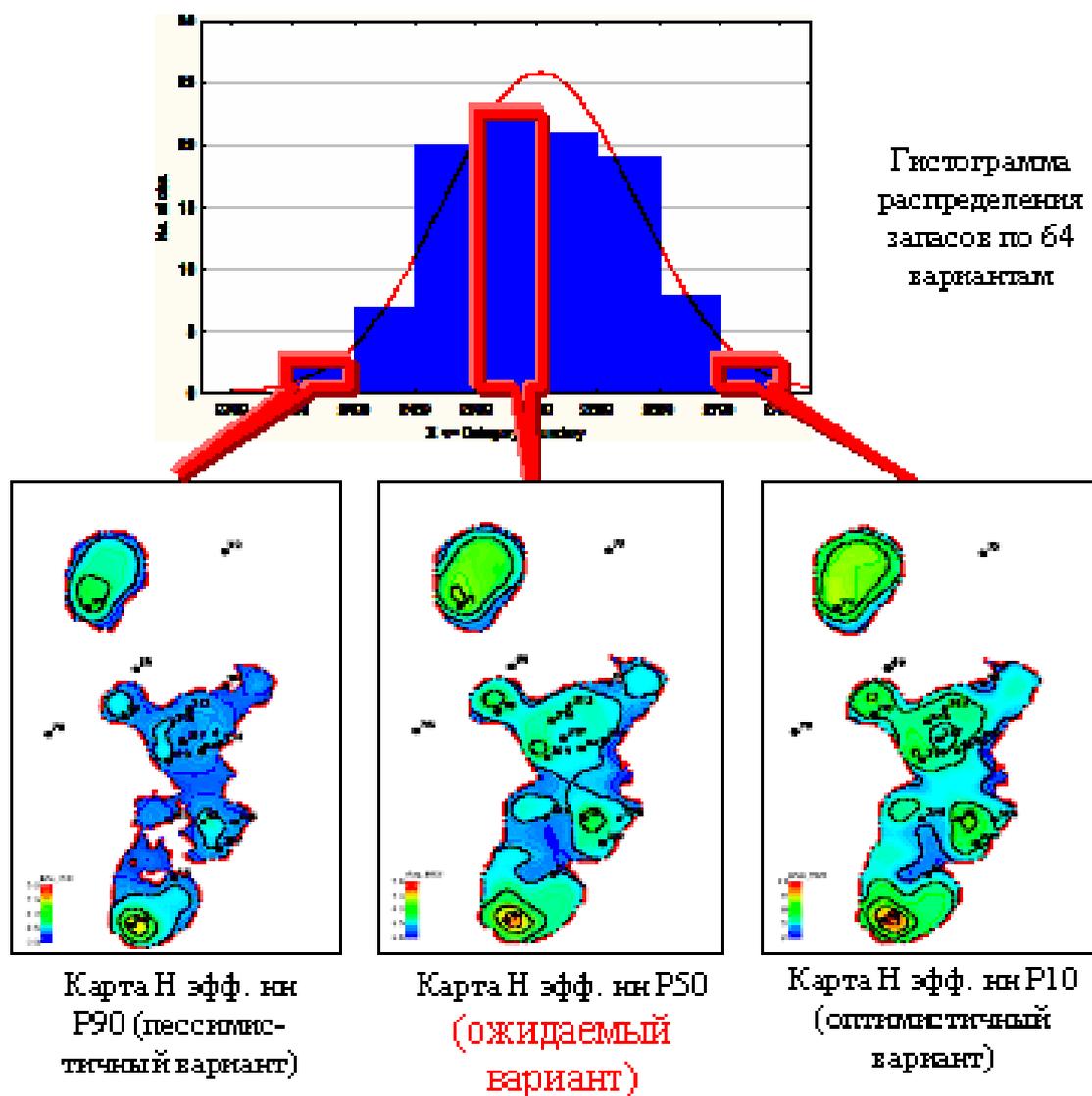


Рис.1.3. Оценка запасов углеводородов залежи на основе вероятностной оценки.

Классический алгоритм интерполяции позволяет использовать полученные нерегулярные реализации, которые приводят к значительному разбросу результатов между вариантами P90 и P10. Вариант P50 имеет множество равновероятных моделей с одинаковыми запасами углеводородов, но с принципиально различным геологическим строением.

Использование метода «Monte-Carlo» не позволяет оценить внутренние неоднородности строения, имеющие значительные неопределенности, что предопределяет отсутствие полного представительного покрытия реализации переменных. Также данный метод

не учитывает реальное геологическое строение, а перебор вариантов идет на уровне статистических распределений. Некоторые исследователи для сокращения количества вариантов и получения единственного варианта усредняют модели, попадающие в диапазон запасов Р50. Полученный таким образом вариант геологического строения близок к детерминистическому методу построения геологической модели.

Еще в 19-м веке Т. Чамберлин предложил так называемый метод многовариантных рабочих гипотез (MWH – Multiple Working Hypotheses). Впоследствии результаты данного подхода легли в основу предложенного Г.А. Габриэлянцем, В.А. Аракеяном и М.Б. Павловым метода «различия вариантов». Метод MWH позволял выполнить выбор системы размещения поисковых и оценочных скважин на основе не одного решения, а нескольких равновероятных моделей залежи УВС. Особенность применения многовариантного подхода состояла в том, чтобы максимально быстро получить различные варианты прогноза геологического строения, выполнения оценки и выбора оптимальных результатов с учетом имеющегося опыта квалифицированных специалистов. Специалист по построению геологической модели на основе распределений вероятностей параметров и гипотез о формировании месторождения должен осмысливать промежуточные результаты, полученные прогнозные варианты строения и владеть математическим аппаратом статистики. И на основе множества полученных реализаций выбрать результирующие варианты геологической модели [28, 188, 50].

3D-геологические модели нефтяных залежей используются при дальнейшем геолого-технологическом моделировании, что определяет необходимость выполнения на них многовариантных расчетов. Для уменьшения времени расчетов большинство современных производителей программных продуктов 3D-моделирования кроме реальных моделей используют интегральные характеристики геологического строения в виде

распределений. В программном продукте компании ROXAR данный алгоритм реализован в модуле EnABLE [177].

Геостатистические методы, применяемые при 3D-моделировании с использованием генератора случайных чисел для настроек вариограммного эллипсоида, являются более реалистичными, при которых вариограмма определяется как половина дисперсии отклонения $[Z(x) - Z(x+h)]$.

$$\gamma(h) = \frac{1}{2n_h} \sum_{i=1}^{n-h} (Z_i(x) - Z_i(x+h))^2 \quad (1.15)$$

Вариограмма представляет собой функцию, которая демонстрирует изменчивость геологической характеристики в зависимости от расстояния между двумя значениями этого параметра. При увеличении расстояния вариация также увеличивается [48, 49, 101, 225, 249, 231]. Основные элементы вариограммы представлены на рисунке 1.4.

При вариограммном анализе используются следующие основные понятия:

Lag – длина шага или расстояние (между сравниваемыми точками вариации);

Max. Lag – предельное расстояние, на котором рассчитывается дисперсия между точками;

Sill – значение дисперсии, при котором функция вариограммы выходит на постоянное значение;

Sill₀ – случайная составляющая или высоко частотная составляющая «белый шум», которая определяет насколько велико различие значений в очень близко расположенных точках.

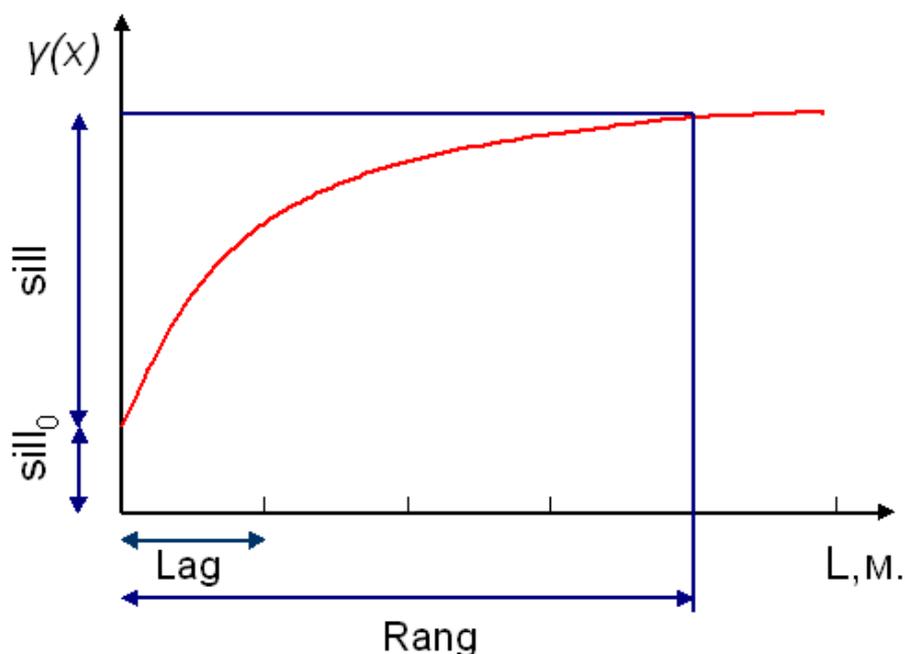


Рис. 1.4. Модель вариограммы.

Под рангом вариограммы подразумевается расстояние, в пределах которого между точками существует значимая корреляция. Если расстояние между двумя точками превышает ранг, то вариацию между ними невозможно достоверно описать с помощью какого-либо математического закона.

Ранг вариограммы определяет на каком расстоянии при распределении свойства вокруг ячейки с неопределённым значением программа будет искать точки с определённым значением.

Для практического применения вариограммы необходимо аппроксимировать её с помощью одной из стандартных математических моделей вариограмм. Наиболее распространёнными являются сферическая, экспоненциальная и гауссова модели.

Примеры видов вариограмм в координатах параметра $\gamma(h)$, по которому выполняется анализ, и расстояния между скважинами L представлены на рисунке 1.5.

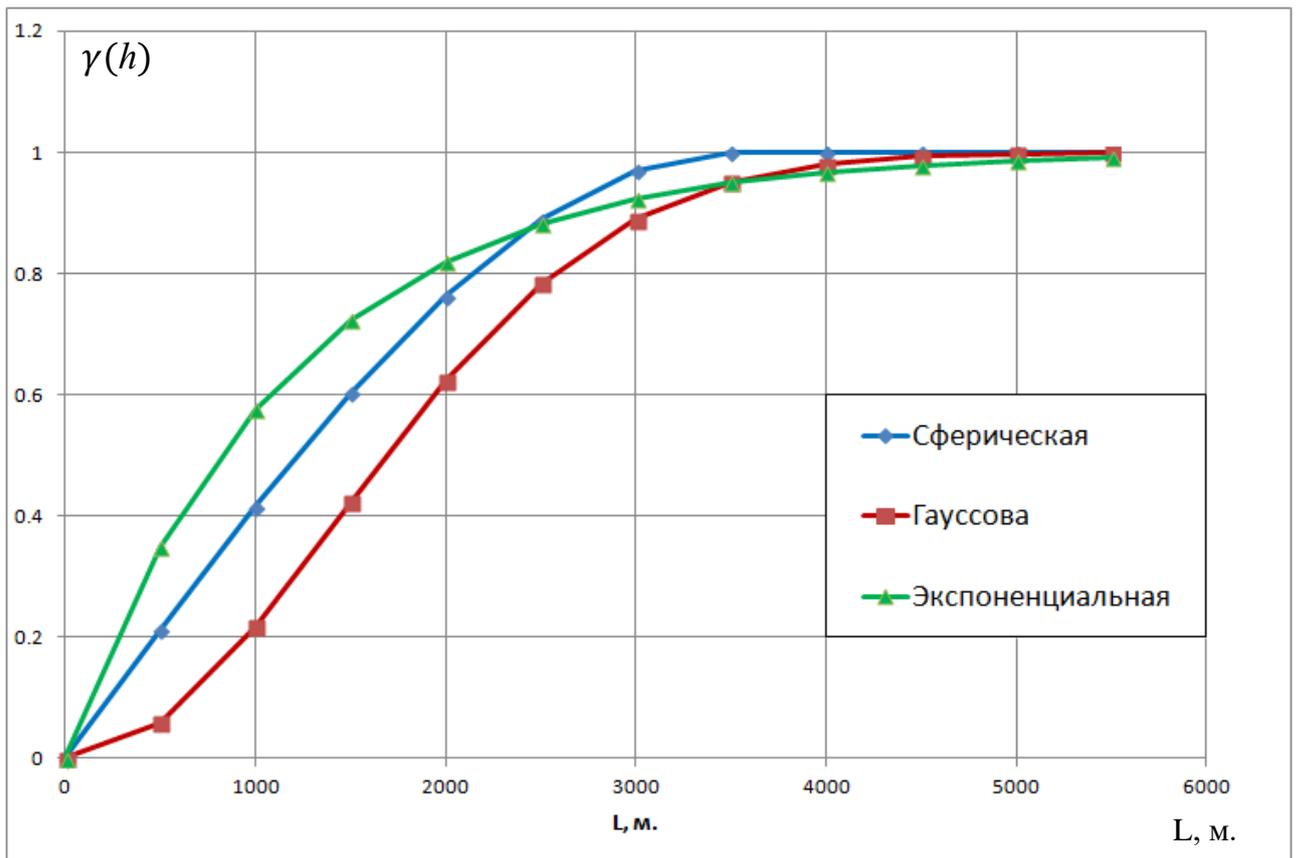


Рис.1.5. Основные модели вариограммы.

Специалистами по моделированию при выполнении интерполяции чаще всего применяется сферическая модель, которая отличается тем, что дисперсия между данными равномерно возрастает на всём интервале L и достигает максимума.

Сферическая модель описывается математической функцией:

$$\gamma(h) = c_0 + c(3h/2a - 1/2(h/a)^3), \text{ для } h > a \quad \gamma(h) = c_0 + c \quad (1.16)$$

В случае, когда дисперсия достигает своего максимального значения, рост становится наиболее интенсивным.

Примером геологической ситуации, которая хорошо описывается такой моделью, является геологическая среда, где в породе хаотично расположены небольшие участки пород схожих по своим свойствам.

Экспоненциальная модель может быть представлена в виде следующей функции:

$$\gamma(h) = c_0 + (c - c_0) \cdot (1 - e^{-3h/a}) \quad (1.17)$$

В рамках гауссовой модели вариограммы дисперсия сначала увеличивается постепенно, затем стремительно, а ближе к максимальному значению рост замедляется.

Гауссова модель может быть представлена в виде следующей функции:

$$\gamma(h) = c_0 + c(1 - e^{-3h^2/a^2}), \text{ где} \quad (1.18)$$

a — ранг вариограммы;

c_0 (sill₀) — низкочастотная шумовая составляющая;

c — максимальный sill;

h — расстояние между значениями.

Если вариограмма зависит от того, как расположены точки в пространстве относительно друг друга, то можно говорить о том, что исследуемая среда обладает анизотропией.

Все геологические среды имеют анизотропные свойства, то есть их характеристики изменяются в разных направлениях по-разному. Например, в отложениях, которые формируются в фациальных комплексах русел, радиус корреляции по горизонтали обычно в 10–20 раз больше, чем по вертикали. Поэтому для полноценного анализа необходимо исследовать среду во всех направлениях.

Количественно анизотропия вариограмм оценивается по двум основным параметрам: радиусу и плато. Если радиус вариограммы (ковариации) анизотропен, то вариограммные модели имеют одинаковую форму, но разные эффективные радиусы корреляции в разных направлениях. В этом случае значения вариограммы достигают плато на разных расстояниях в зависимости от направления, что создаёт неопределённость при моделировании геологических объектов с помощью вариограмм.

В процессе трёхмерного моделирования месторождений применяется трёхмерная модель вариограммы. Для этого определяются отдельные радиусы корреляции по трём направлениям: главному (R_x), перпендикулярному (R_y) и вертикальному (R_z) [54,55,56,148,105,171,183].

На основе этих радиусов создаётся вариограммный эллипсоид, за пределами которого данные не имеют корреляционной связи с ячейкой, для которой производится расчёт (рис. 1.6).

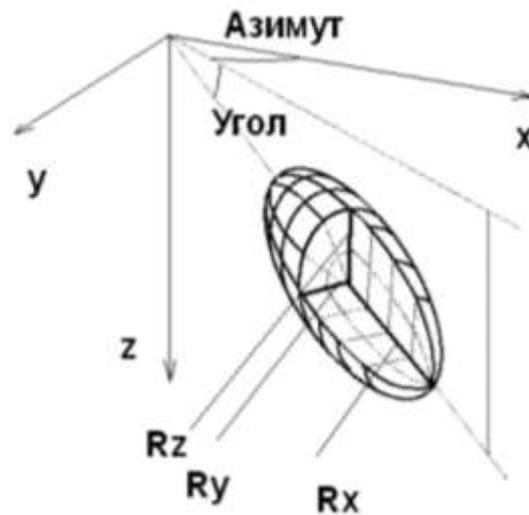


Рис. 1.6. Вариограммный эллипсоид интерполятора.

Ориентацию эллипсоида можно контролировать, используя азимут — направление, в котором наблюдаются наибольшие изменения. Дело в том,

что геологическая среда редко демонстрирует чёткую корреляцию в направлении север-юг или запад-восток.

На этапе кригинга основная формула для инструментов интерполяции представляет собой взвешенную сумму данных.

$$Z^*(x) = \sum_{i=1}^n \lambda(h)_i \cdot Z(h)_i \quad (1.19)$$

$Z^*(x)$ – моделируемое значение;

$Z(h)_i$ – известное значение на расстоянии h ;

$\lambda(h)_i$ – вес для известного значения на расстоянии h ;

n – количество известных значений.

1.5. Оптимизация выбора геологических 3D-моделей на основе метода планирования эксперимента.

Как уже было сказано выше, основная задача при многовариантном моделировании – это выбор оптимальных реализаций. Для решения задачи по регуляризации проведения опытов применено планирование эксперимента (ПЭ), а для выбора реализаций - многокритериальная оптимизация (МО). Планирование эксперимента и многокритериальная оптимизация напрямую связаны с исследованием реализаций математической модели объекта изучения. Одним из преимуществ метода ПЭ является его универсальность и способность применять практически во всех областях исследований.

Теория планирования эксперимента для классической регрессионной модели с аддитивной ошибкой излагается в работах Р.А.Фишера [235,236,199], Дж.Бокса [81,87,90,91], Дж.Кифера и Дж.Вольфовица [246, 247, 248], Г.Чернова [223, 224], Ю.П.Адлера [2, 3 ,4 ,5], В.Г.Горского [45, 46], В.И.Денисова [165, 51], В.В.Налимова [110, 111], А.А. Попова [130]

и др. Используемый в диссертации графический метод построения оптимального плана предложен в работе Элфвинга [179], в работе [197] метод применен для модели ускоренных испытаний; в работе [15] – для построения оптимального плана.

Для того чтобы реализовать методику планирования эксперимента, необходимо определить, сколько раз нужно провести эксперимент, чтобы достичь требуемой точности в решении задачи.

При этом к эксперименту предъявляются следующие требования:

- минимизировать общее количество экспериментов;
- одновременно варьировать всеми факторами, которые можно описать с помощью вычислительных алгоритмов;
- использовать формализующий математический аппарат;
- выбирать стратегию, которая будет обосновывать полученные решения после каждой реализации эксперимента.

Задачи планирования эксперимента включают в себя: поиск оптимальных реализаций, выбор аппроксимационных уравнений, оценку и уточнение констант теоретических моделей, выбор наиболее подходящих гипотез о механизме явлений из некоторого множества.

Для этого и используют вероятностно-статистические методы, реализованные в конце двадцатых годов английским математиком Рональдом Фишером. Ученый оценил значительный эффект одновременного варьирования всеми имеющимися факторами в отличие от однофакторного эксперимента [235,236,199].

При этом серия провидимых экспериментов после математической обработки позволяет оценить и выбрать условия проведения следующей серии и плана действий для выполнения нового количества реализаций. В отечественной науке планирование эксперимента развивается с 1960 г. под руководством В.В. Налимова [54]. Существующие в настоящее время

многочисленные методы оптимизации уже достаточно развиты, что позволяет эффективно использовать возможности компьютеров.

В различных областях науки, где имеются неопределенности, часто требуется из множества допустимых решений выбрать одно или отсеять менее оптимальные решения. Число допустимых вариантов может быть слишком велико, а выбор наилучшего из них представляет собой нетривиальную задачу. Выбор наиболее подходящих результатов выполняется путем сравнения результатов эксперимента по количественному критерию на основе решения задачи оптимизации [179]. Для поиска наилучшего решения используются научно обоснованные методы, в том числе математические методы моделирования. Для применения таких моделей исследуемый процесс должен быть представлен в виде математической модели, которая количественно описывает основные закономерности решений. Задачи нахождения наилучшего решения называются оптимизационными.

Математическая модель, имеющая строгую последовательность вычислительных операций, описывает объект, отображает его свойства и возможное поведение при изменении факторов. Изменение выбранных факторов порождает множество равновероятных реализаций, среди которых необходимо оценить наилучшую [197].

Для решения задачи оптимизации необходимо выразить критерий выбора оптимальных решений и выполнить оценку оптимизируемого объекта. К критерию оптимальности предъявляется ряд требований [15]:

- должен выражаться количественно;
- по возможности должен быть единственным (однокритериальная оптимизация);
- должен отражать наиболее существенные стороны процесса;
- иметь физический смысл и математически рассчитываться.

На основании разработанного критерия оптимальности определяется функция изменения критерия оптимальности от управляющих факторов, позволяющая в результате проведенных опытов получить экстремальные величины. Единственная целевая функция оптимизации называется однокритериальной (однокритериальная оптимизация), если функция представлена несколькими целевыми функциями, то оптимизация называется многокритериальной [197].

Получаемые при проведении экспериментов величины, входящие в математическую модель при выполнении оптимизации, называют переменными, а устанавливающие пределы изменения факторов – ограничениями [130].

При линейном ограничении целевой функции задача определяется как линейное программирование, при нелинейной математической связи – задача нелинейного программирования.

Задачи управления и планирования обычно сводятся к выбору некоторой системы параметров и системы функций, которые математически приводят к экстремальным задачам следующего вида: требуется найти переменные задачи x_1, x_2, \dots, x_n , их обычно записывают в виде вектора $X=(x_1, x_2, \dots, x_n)$, который обеспечивает экстремум целевой функции и удовлетворяет системе ограничений.

$$Z(X)=f(x_1, x_2, \dots, x_n) \rightarrow \max(\min) \quad (1.20)$$

Для решения задачи методом оптимизации необходимо выполнить ряд действий:

- найти математическую модель для оптимизации;
- разработать физически обоснованные критерии оптимальности для оценки изучаемого объекта;

- оценить возможные границы проведения экспериментов, которые должны соответствовать изменяемым факторам;

- подобрать метод оптимизации для выбора экстремальных значений оцениваемых величин.

Метод оптимизации – это методика определения оптимального результата.

На основании полученных данных эксперимента выполняется поиск экстремумов минимума или максимума [24]. Сложность связана с количеством факторов, числом получаемых результатов, количеством критериев оптимизации, задающих ограничения, и видом описывающей целевой функции.

Трёхмерная геолого-математическая модель залежи углеводородов представляет собой объёмный образ месторождения в виде многомерного объекта. В этой модели максимально точно отражено геологическое строение изучаемого объекта, и она используется для анализа процессов разработки месторождения. Модели должны максимально точно соответствовать реальному геологическому строению месторождения и подтверждаться результатами последующих исследований. Чем больше модель соответствует реальному строению, тем она более достоверна. На достоверность геологической модели в основном влияет количество исходных данных: чем больше исходных данных, тем более точно описано геологическое строение.

Наиболее представительно геологическое строение объекта как по латерали, так и по разрезу описывается геофизическими исследованиями, которые на основе физических характеристик оценивают геологические параметры. Данные методы имеют погрешности как по воспроизводимости определений различной аппаратурой, так и связанных с обработкой и интерпретацией результатов, порождая неопределенность исследований.

Точность и достоверность геологической модели в значительной степени зависят от количества исходных данных. Чем больше информации доступно, тем более точно можно описать геологическое строение.

Наиболее полное представление о геологическом строении объекта как по горизонтали, так и по вертикали можно получить с помощью геофизических исследований. Эти методы позволяют оценить геологические параметры на основе физических характеристик. Однако они не лишены погрешностей, связанных с воспроизводимостью результатов разными приборами, обработкой данных и интерпретацией результатов. Это может привести к неопределённости в исследованиях.

Впервые задача создания трёхмерных геологических и гидродинамических моделей при проектировании разработки российских месторождений углеводородов была поставлена в Регламенте по проектированию в 1996 году [178]. Это послужило толчком к массовому созданию таких моделей.

Необходимость разработки трёхмерных геологических и гидродинамических моделей при создании проектных документов была закреплена постановлением Центральной комиссии по разработке и регламентом по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений в 2000 году.

В России используются различные трёхмерные симуляторы для моделирования: IRAP RMS/Aspen RMS 3D от Emerson Electric, Petrel от Schlumberger, tNavigator от Rock Flow Dynamics, Gocad от Paradigm Geophysical, GeoPlat Pro-G от GridPoint Dynamics, DV-Geo от Центральной геофизической экспедиции, PIC-GeoM от ПетроИнфоКомплекс, TimeZYX от ЛИТ-ТРАСТ и PH-ГЕОСИМ от Роснефти.

Рассмотрим основные этапы создания трёхмерной геологической модели.

На первом этапе необходимо загрузить все необходимые данные в пакет геологического моделирования. Затем создаются структурные поверхности для всех необходимых горизонтов. Для моделирования используются алгоритмы двумерной интерполяции, которые позволяют построить поверхность на основе исходных данных и представлений о геологическом строении объекта. Сначала создаются поверхности, которые хорошо прослеживаются и выдержаны, и имеют больше всего исходных данных. Обычно это отражающие горизонты или реперные границы. На основе полученных основных поверхностей создаются остальные поверхности, необходимые для дальнейшего изучения продуктивных пластов. На этапе создания трёхмерной сетки определяется размер и форма сетки для учёта внутреннего строения изучаемого пласта. Затем ячейки сетки, через которые проходили скважины, заполняются данными, полученными из скважин.

Процесс литолого-фациального моделирования обычно состоит из трёх этапов:

1. Фациальное моделирование. На этом этапе создаётся модель условий осадконакопления, то есть определяются зоны с одинаковым фациальным строением.
2. Литологическое моделирование. Этот этап позволяет получить представление о том, как распределены породы различных литотипов на месторождении. Создаётся трёхмерный параметр литологии, который соответствует этим представлениям.

Литотип — это одна из разновидностей пород, которая выделяется по определённому признаку (литологии, условиям формирования, геофизическим и петрофизическим характеристикам). Этап, который завершает литолого-фациальное моделирование — это распределение коллектора в изучаемом пласте. Это необходимо для подсчёта запасов углеводородов.

На этапе петрофизического моделирования изучается пространственное распределение коллекторских свойств, характер насыщения и другие характеристики геологического строения.

В процессе моделирования распределения коллектора в объёме залежи возникает неопределённость первого типа, обусловленная степенью изученности месторождения. Это выражается в неравномерном распределении пробуренных скважин, а также в недостаточной достоверности и разрешающей способности сейсмических наблюдений.

Такая неопределённость приводит к возникновению неопределённости второго типа, связанной с применением различных методов и настроек алгоритмов, позволяющих корректно представить геологическое строение месторождения в межскважинном пространстве.

В процессе геостатистического моделирования неопределёнными являются моменты первого и второго порядка: математическое ожидание, дисперсия и вариограмма [48,49,101,225,249,231].

В результате геостатистических исследований было выявлено, что горизонтальная изменчивость является наиболее неопределённой. Это связано с тем, что плотность сетки скважинных данных низкая, а также с небольшим количеством данных. Исходные данные, которые используются в геостатистическом моделировании, не являются стационарными и не позволяют достоверно определить математическое ожидание, дисперсию и вариограмму. В зависимости от геологических особенностей формирования отложений, вариограммы по разным осям, описывающим пространство, могут быть анизотропными. Это означает, что радиусы рангов вариограмм зависят от азимутального направления [48,49,101,225,249,231].

Разработанная методика многовариантно-многофакторного моделирования, представленная в диссертационной работе, позволяет достичь повышения достоверности 3D-геологического строения на этапе литолого-фациального моделирования. В том числе повысить

достоверность распределения нефтенасыщенности в объеме залежи на этапе петрофизического моделирования. Исследования в диссертации выполнены на реальных геологических моделях нефтяных месторождений Пермского региона и Республики Коми. При выполнении работы для этапа литолого-фациального моделирования использованы методы теории планирования эксперимента и оптимизации (многокритериальная оптимизация МКО), на основе которой разработаны критерии выбора наиболее оптимальных реализаций моделей, использующие геологические критерии оценки. Также при проведении исследования использованы методы статистики, в том числе множественная регрессия, технологии машинного обучения нейронной сети для прогноза распределения коллекторов, литологических разностей, параметров трещин и оценки вязкости по скважинным данным на пермокарбоневой залежи Усинского месторождения.

Глава 2. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНЫХ РЕАЛИЗАЦИЙ ПРИ МНОГОВАРИАНТНОМ 3D-ГЕОЛОГИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ

2.1. Постановка задачи многовариантного геологического 3D-моделирования с контролем реализаций.

Конечной целью геологического моделирования является построение достоверной основы для проведения геолого-гидродинамических расчетов при проектировании разработки нефтяных месторождений. Построение геологической модели подразумевает выделение в объеме залежи литотипов пород с различными ФЕС и характером насыщения.

Процесс построения литолого-фациального 3D-моделирования нефтяного месторождения можно разделить на следующие этапы:

- 1) фациальное моделирование строения нефтяных залежей;
- 2) моделирование распределения литологических разностей;
- 3) моделирование распределения коллекторов в объеме залежи.

Данные этапы выполняются последовательно с увеличением детальности моделирования, начиная с изучения наиболее крупномасштабных фациальных особенностей строения нефтяных залежей и до распределения в объеме залежи пропластков коллекторов и непроницаемых пород.

В случае отсутствия кондиционных исходных данных первые два этапа могут не выполняться, что всегда приводит к снижению достоверности геологической модели месторождения. В процессе изучения литологического строения на этапе литолого-фациального моделирования постоянно происходит процесс превращения свободной информации в связанную, в результате чего происходит упорядочивание данных в системе геологической модели. В такой системе появляющиеся новые данные

накапливаются, закономерности усиливаются и систематизируются, модели становятся более устойчивы к новой информации.

Целью этапа фациального моделирования является получение пространственного распределения в объеме залежи фациальных особенностей осадконакопления. Применение фациального анализа при геологическом моделировании позволяет решить следующие задачи:

- 1) учет литолого-седиментационной и стратиграфической неоднородностей продуктивного пласта;
- 2) ранжирование ФЕС в пределах различных фациальных зон;
- 3) раздельное моделирование литотипов, коллекторов, ФЕС в зависимости от условий осадконакопления;
- 4) корректировка общих толщин (структурной модели) в соответствии с морфологией геологических тел;
- 5) уточнение фациальных переходов (для учета формы геологических тел и распределения эффективных толщин).

Цель моделирования литологических разностей при геологическом моделировании является учет литолого-седиментационного и эпигенетического типов неоднородности объекта в пределах фациальных комплексов. Основными задачами при этом являются:

- 1) учет седиментационной и эпигенетической неоднородностей продуктивного пласта;
- 2) ранжирование ФЕС с учетом различных литологических разностей пород;
- 3) раздельное моделирование коллекторов, ФЕС в зависимости от типов пород;
- 4) уточнение литологических переходов (для учета формы геологических тел и распределения эффективных толщин).

Цель моделирования распределения коллекторов (параметр песчаности NTG) – получение пространственного распределения типов

пропластков, встречаемых на месторождении, с созданием трехмерного параметра литологии, соответствующего этим представлениям, для дальнейшего определения эффективного объема пустотного пространства. На данном этапе в том числе проводится определение ФЕС пород с учетом выделенных литотипов, оценка неоднородности внутреннего строения месторождения, изучение и анализ гидродинамической сообщаемости пропластков.

На каждом этапе литолого-фациального моделирования выполняется прогноз распределения в пространстве исходных данных (полученных по данным ГИС и сейсморазведочных работ) на основе интерполяции – прогноза в трехмерном пространстве как детерминистических, так и стохастических методов. Необходимо заметить, что строение месторождения изучается косвенными методами, которые всегда характеризуются неопределенностью как по площади, так и по глубине исследования. Поэтому при геологическом моделировании особое внимание необходимо уделять настройкам интерполяторов, применяемым на каждом этапе построений.

Анализ применения современных программных продуктов 3D-геологического моделирования показывает, что имеющиеся в них опции не дают возможности выбора «прозрачного» инструмента настроек. При этом в зависимости от имеющейся неопределенности исходных данных литолого-фациальной модели, изменяя настройки интерполяторов, можно получить принципиально различный ансамбль геологического строения. Задачей диссертации поставлена разработка методологии выбора оптимальных настроек 3D-геологического многовариантного моделирования. Основой оптимизационных решений при этом является подбор критериев, ограничивающих наиболее вероятные реализации геологического строения на основе анализа погрешностей результатов исследований и их интерпретации. Для изучения неоднородности

геологического строения изучаемых месторождений в диссертации применены методы математического анализа на основе планирования эксперимента и теории оптимизации.

При создании 3D-модели распределения коллекторов в объёме залежи важно учитывать неопределённость первого типа, которая связана с тем, насколько полно и равномерно исследовано месторождение. Это может быть вызвано неравномерным расположением скважин и сейсмических наблюдений, а также упрощённым представлением о геологическом строении.

Неопределённость второго типа возникает из-за выбора методов и настроек алгоритмов моделирования, которые позволяют предсказать геологическое строение месторождения в пространстве между скважинами. Эта неопределённость также связана с неопределённостью первого типа. Математически неопределённости первого и второго типов можно оценить с помощью таких геостатистических параметров, как математическое ожидание, дисперсия и вариограмма. [48,49,101,225,249,231].

Известно, что основную степень неопределённости в структуре залежи определяет горизонтальная изменчивость её строения, которую невозможно точно изучить из-за плотности сетки пробуренных скважин.

Из-за этого при решении обратной задачи и построении геологической 3D-модели возникает эффект нестационарности, который не позволяет полностью полагаться на геостатистические показатели, связанные с количеством исходных данных.

Поэтому при создании моделей необходимо учитывать имеющуюся анизотропию геологического объекта. Например, для отложений, сформированных в фациальных комплексах русел, радиус корреляции по горизонтали обычно на порядок больше, чем по вертикали. Поэтому для полноценного анализа необходимо исследовать геологическую среду в разных направлениях.

При 3D-моделировании геологического строения нефтяных залежей используется трёхмерная модель вариограммы. Для этого задаются отдельные радиусы корреляции по трём направлениям: главному, перпендикулярному и вертикальному (Parallel, Normal и Vertical) [25,29,197,124,94,125,132,140].

Геологические особенности формирования продуктивных отложений как правило анизотропны, их можно отследить по разным осям вариограммы, описывающей геологическое пространство. Это эффект проявляется в различных величинах радиусов рангов вариограмм по разным направлениям [48,49,101,225,249,231]. На основании заданных радиусов можно получить вариограммный эллипсоид, за пределами которого данные не имеют корреляционной связи с рассчитываемой ячейкой. Направление эллипсоида регулирует азимут анизотропии, то есть направление максимальной вариации, так как геологическая среда очень редко четко коррелируется в северном/южном или западном/восточном направлении.

Разрабатываемый в диссертации подход использует в своей основе теорию планирования эксперимента для систематизации полученных реализаций модели и теорию оптимизации для поиска оптимальных решений. При этом для повышения достоверности геологического строения модели используется технология многовариантного 3D-моделирования залежей, что увеличивает как качество решаемых задач подсчета запасов, так и проектных решений при разработке и эксплуатации месторождений нефти.

В результате исследований, проведённых в работах [48,49,50,51,52,105,150], было установлено, что при геологическом моделировании основными параметрами, определяющими распределение коллектора в пространстве, являются ранги вариограммного эллипсоида (R_x и R_y).

В ходе эксперимента ранги вариограмм выступают в качестве факторов, влияющих на свойства коллектора в объеме залежи. При этом чем меньше ранги, тем сильнее изменяются свойства коллектора в объеме залежи.

Технология многовариантного 3D-моделирования в диссертации реализована на этапе литолого-фациального моделирования при распределении пород-коллекторов, а также при выделении литологических разностей (литотипов) пород. В том числе рассмотрен этап петрофизического моделирования при распределении пористости на основе данных интерпретации 3D-сейсморазведки.

В целом предлагаемые в диссертации статистические подходы могут применяться на любых этапах геологического моделирования, связанных с применением методов интерполяции на основе процедуры кригинга (kriging).

На рисунке 2.1 приведено сравнение стандартного и предлагаемого алгоритмов действий при многовариантном 3D-моделировании. В отличие от стандартного алгоритма (рис.2.1. а) в диссертации предлагается дополнительный этап, заключающийся в вероятностной оценке достоверности возможных реализаций геологической модели (рис.2.1. б).

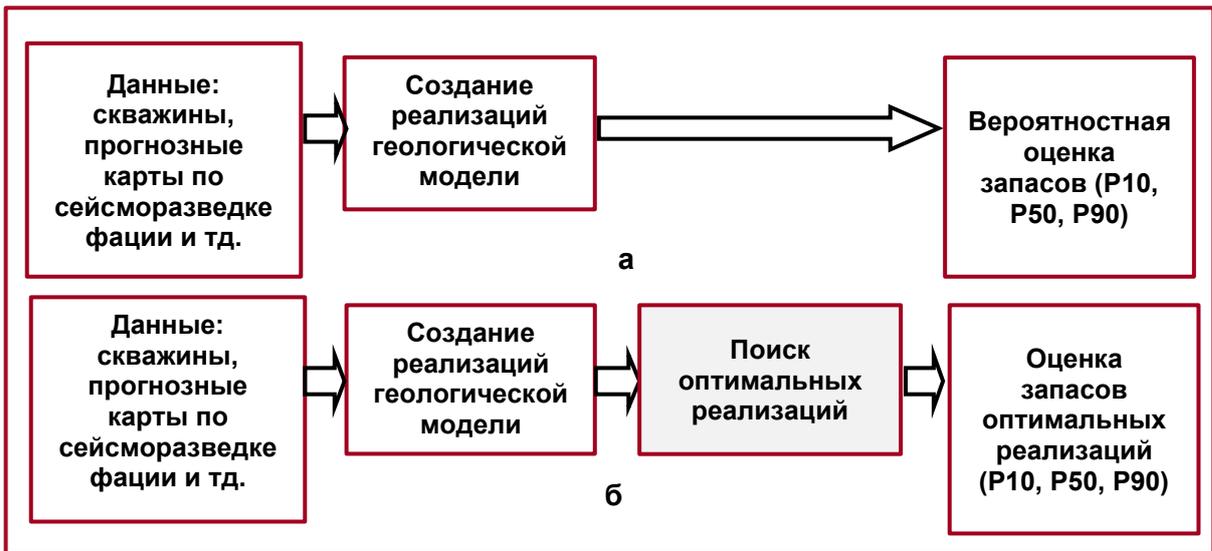


Рис. 2.1. Сопоставление двух схем технологии 3D многовариантного геологического моделирования: а – стандартный подход, б – моделирование с контролем качества реализаций.

На рисунке 2.2 показана последовательность действий при поиске оптимальных моделей геологического строения в рамках многовариантного 3D-моделирования.

В процессе многовариантного 3D-моделирования был добавлен новый этап, который позволяет выбрать наилучшие варианты моделей месторождений углеводородов.

Предложенная методика (рис.2.2) реализована автором диссертации (в соавторстве с И.С. Путиловым) в виде программного кода [94,105,124] и использована при построении 3D-моделей нефтяных месторождений Пермского края (залежи Тл, Бб, Мл Аспинского месторождения, залежи D_0 и T_1 Стретенского месторождения; залежи Бш, Тл, Бб, Мл Сосновского месторождения) и Республики Коми (залежь С-Р Усинского месторождения) [150,151,152,166,170,171,153].



Рис. 2.2. Этапы поиска оптимальных реализаций геологической модели при многовариантном 3D-моделировании.

2.2. Обоснование входных и граничных характеристик геологического 3D-моделирования при планировании эксперимента

В рамках диссертационной работы эксперимент представляет собой целенаправленное воздействие на объект исследования с целью получения достоверной 3D модели.

Эксперимент проводится на модели геологического объекта залежи, которая должна достаточно точно отражать его свойства. В настоящее время наряду с физическими моделями всё чаще используются математические модели, основанные на цифровых двойниках.

Планирование эксперимента — это процесс выбора количества и условий проведения опытов, которые необходимы и достаточны для решения поставленной задачи с требуемой точностью.

Планирование эксперимента делает его проведение целенаправленным и организованным, что способствует значительному повышению достоверности полученных результатов. В России планирование эксперимента для решения прикладных задач развивается под руководством В. В. Налимова с 1960-х годов.

Процедура планирования эксперимента основана на следующих принципах:

- минимизация общего количества опытов;
- одновременное изменение всех переменных, определяющих процесс, по определённым правилам — алгоритмам;
- использование математического инструментария, формализующего действия экспериментатора;
- выбор чёткой стратегии, позволяющей принимать обоснованные решения после каждой серии экспериментов.

Задачи, для решения которых может применяться планирование эксперимента, весьма разнообразны. К ним относятся: поиск оптимальных условий, построение интерполяционных формул, выбор значимых факторов, оценка и уточнение констант теоретических моделей, выбор наиболее подходящих гипотез из множества возможных.

Поиск оптимальных условий — одна из наиболее распространённых научно-технических задач. При этом предполагается, что процесс может быть осуществлён, и необходимо найти наилучшие (оптимальные) условия для его реализации. Задачи, которые при этом необходимо решить, называются задачами оптимизации.

Для описания объекта исследования удобно использовать представление о кибернетической системе, которая схематически изображена на рисунке 2.3.

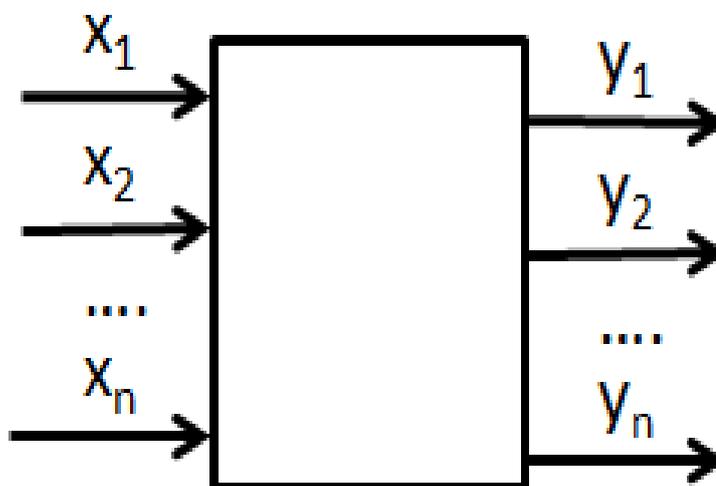


Рис. 2.3. Общая схема проведения планирования эксперимента.

В правой части рисунка представлены числовые характеристики целей исследования, которые называются параметрами оптимизации (критериями оптимизации) Y .

Для проведения эксперимента необходимо иметь возможность воздействовать на объект исследования. Все способы такого воздействия называются факторами X .

В процессе решения задачи мы будем применять математические модели исследования. Под математической моделью понимается уравнение, которое связывает отклики с факторами. Такая функция называется функцией отклика.

Каждый фактор в опыте может принимать одно из нескольких значений, которые называются уровнями. Чтобы упростить построение, фактор должен иметь определённое количество уровней. Набор уровней факторов определяет одно из возможных состояний изучаемого объекта.

Основные требования к факторам:

1. Факторы должны быть управляемыми, то есть выбранное значение фактора должно оставаться постоянным на протяжении всего эксперимента.
2. Факторы должны быть операциональными, то есть каждый фактор имеет чётко определённые уровни в виде конкретных значений.
3. Факторы должны быть однозначными. Трудно управлять фактором, который зависит от других факторов. Однако в планировании эксперимента могут участвовать такие факторы, как соотношения между компонентами, их логарифмы и т. п.
4. Факторы должны быть совместимыми, то есть все их комбинации должны быть возможны.
5. Факторы должны быть независимыми, то есть возможность установления фактора на любом уровне должна быть независимой от уровней других факторов.

Если рассмотреть все возможные комбинации состояний, то мы получим множество различных вариантов исследуемого объекта. Это число возможных экспериментов можно определить по формуле [68,82,190]:

$$N=p^k, \text{ где} \quad (2.1)$$

N – число опытов; p – число уровней; k – число факторов.

Следует подчеркнуть, что реальные объекты изучения обычно характеризуются значительной неоднородностью.

Система с пятью факторами на пяти уровнях, согласно формуле 2.1, имеет 3125 состояний. А если учесть десять факторов на четырёх уровнях, то количество возможных состояний уже превышает миллион. Очевидно, что в таких случаях проведение всех экспериментов на практике невозможно. Поэтому задачей планирования эксперимента становится

оптимизация количества опытов, которые необходимо включить в исследование.

При проведении исследований с использованием планирования эксперимента необходимо обеспечить воспроизводимость результатов и управляемость экспериментом. Это подразумевает возможность вмешательства в процесс и выбора уровней факторов, представляющих интерес, в каждом опыте. Такой эксперимент называется активным. Объект, на котором можно провести активный эксперимент, называется управляемым.

Согласно геостатистическим исследованиям [48, 49, 101, 225, 249, 231], основными характеристиками, влияющими на распределение коллектора в пространстве, являются ранги вариограмм (R_x , R_y) и азимут направления осей в случае анизотропной среды. Исследование по обоснованию поиска оптимального азимута вариограммного эллипсоида рассмотрено в главе 2.3.

Для достоверной оценки геологического строения необходимо определить размеры рангов вариограмм. Поэтому в эксперименте ранги вариограмм будут основными факторами поиска. Чем меньше ранги вариограмм, тем сильнее изменяются свойства в пространстве и тем выше неоднородность геологического строения.

Итак, главная цель при планировании эксперимента — определить степень геологической неоднородности и её изменения в пределах исследуемого объекта. Если в спектре преобладает низкочастотная составляющая, то месторождение можно отнести к простому, в противном случае — к сложному.

Анализ показывает, что реальные месторождения обычно имеют среднюю степень неоднородности, что затрудняет определение ранга, который лучше всего соответствует геологическому строению моделируемого объекта.

На рисунке 2.4 показан пример зависимости изменения эффективных толщин от расстояния между скважинами по осям X и Y для залежи Д0 Стретенского месторождения. Из графика видно, что определить точный ранг вариограмм не представляется возможным.

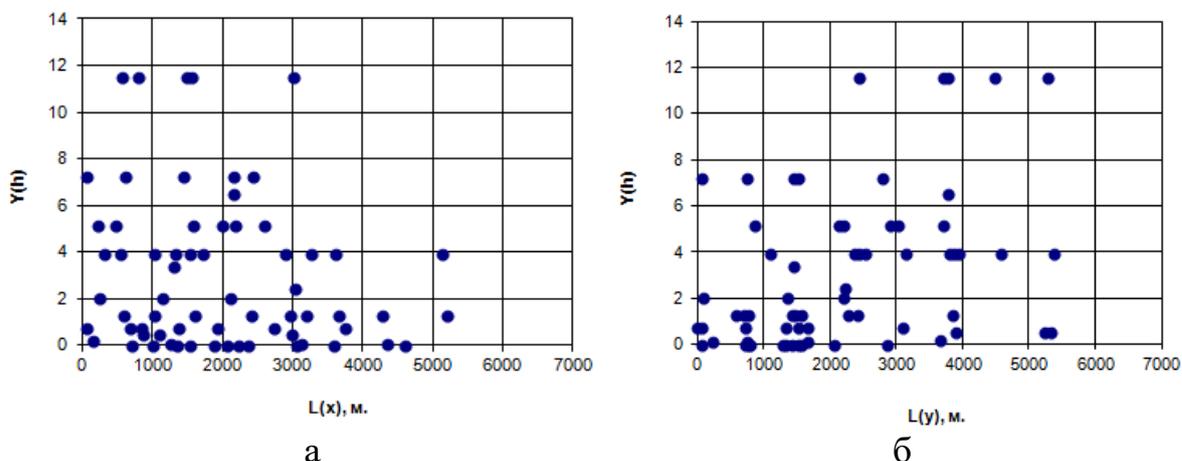


Рис. 2.4. Изменчивость скважинных данных по осям X (а) и Y(б) пласта Д0 Стретенского месторождения.

В результате проведения эксперимента и математической оптимизации были определены оптимальные реализации распределения коллектора, которые обеспечивают наиболее достоверные геологические модели.

Целью исследования было повышение качества прогноза геологического строения залежей нефти путём выбора оптимальных реализаций распределения коллектора при создании трёхмерных геологических моделей.

На основе планирования эксперимента [82,142,105,150,171,190] и математической многокритериальной оптимизации были определены изменения геологического строения залежей нефти в каждой реализации в зависимости от критериев оценки. Также были выбраны наиболее достоверные геологические модели на определённых рангах вариограмм.

После разработки критериев оценки (параметров оптимизации) реализаций геологической модели распределения коллектора была создана схема изучаемого процесса (рис. 2.5).

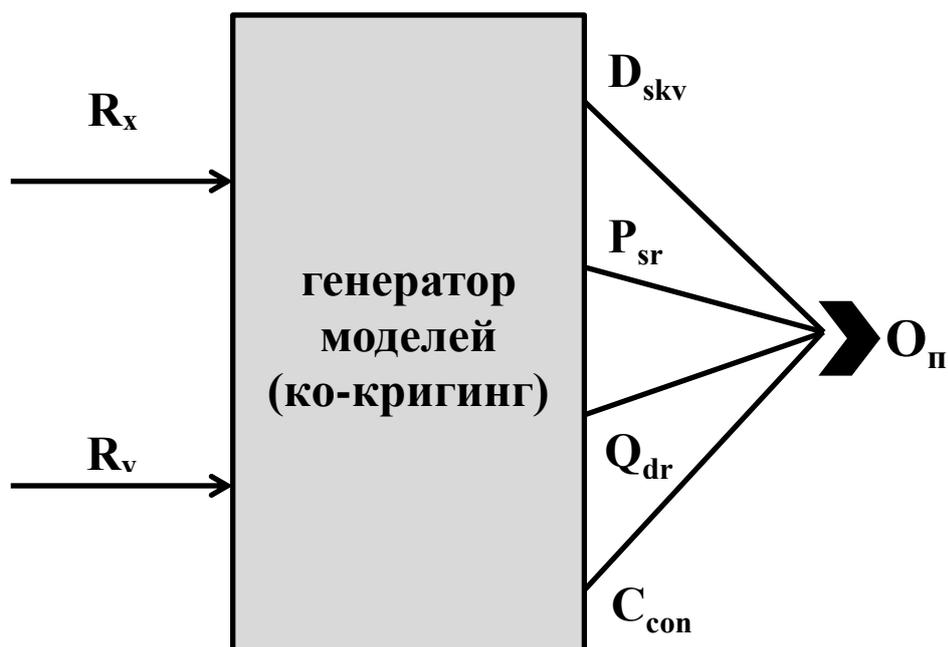


Рис. 2.5. Алгоритм методики определения достоверности сгенерированных реализации при многовариантном 3D-моделировании.

В процессе планирования эксперимента (рис. 2.5) необходимо определить оптимальное количество шагов и общее число опытов. В качестве примера рассмотрим моделирование нефтяной залежи пласта Т Асписнского месторождения [147].

Для практической реализации разработанной методики необходимо обосновать максимальные расстояния пределов рангов вариограмм R_x (в направлении запад-восток) и R_y (в направлении север-юг) с учётом плотности сетки скважин.

Согласно предварительным экспериментам и результатам работы [147], для достоверного учёта неопределённостей геологических объектов максимальные величины рангов вариограмм должны быть примерно равны половине максимального расстояния между скважинами. Для

рассматриваемого объекта максимальное расстояние между скважинами составляет 16000 м, что позволяет оценить диапазон R_x и R_y в 8000 м.

Шаг изменения рангов вариограмм R_x и R_y также выбирается исходя из плотности сетки, при этом нет смысла делать его больше, чем минимальное расстояние между скважинами, которое для рассматриваемого объекта составляет 250 м.

Для сокращения количества опытов и времени расчётов было проведено три эксперимента с различными шагами R_x/R_y : 100x100 (6561 опыт), 500x500 (289 опытов) и 1000x1000 (81 опыт). На рисунке 2.6 показаны два эксперимента с шагами 100x100 (6561 опыт) и 500x500 (289 опытов).

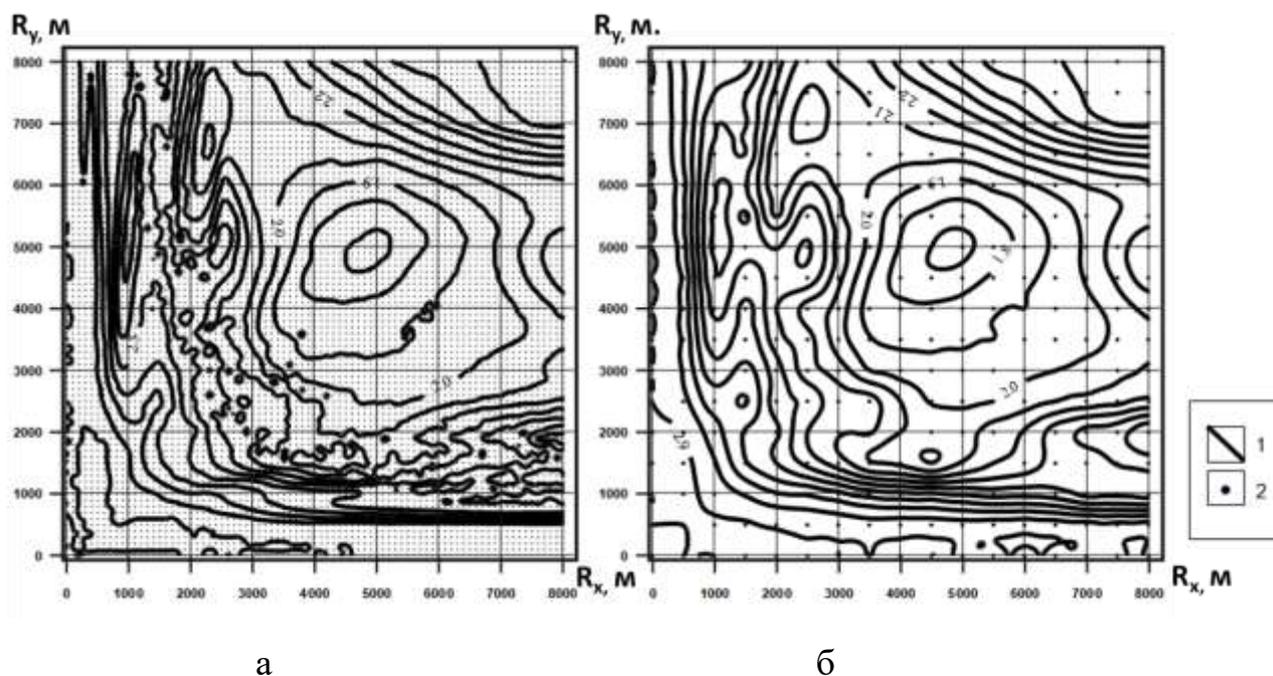


Рис. 2.6. Поверхность откликов процента отклонений толщин от предельных прогнозных значений критерия P_{sr} в зависимости от рангов вариограмм (R_x , R_y): а – для шага вариограмм 100 м; б – для шага вариограмм 500 м. Аспинское нефтяное месторождение. Пласт Т.

Условные обозначения:

1 - линии равных значений P_{sr} ; 2 – реализации геологической модели.

Для эксперимента с шагом вариограмм 100 м число уровней составило 81, число опытов – 6561; при шаге 500 м число уровней – 16, число опытов – 289. Для оценки необходимой детальности (количества) моделируемых экспериментов проведено сопоставление между экспериментом с 6561 и 289 опытами.

В процессе сравнения результатов трёхмерного моделирования распределения эффективных толщин с заведомо избыточной плотностью в 100 метров и шагом рангов вариограмм в 500 метров был получен коэффициент корреляции $r = 0,99$, что можно считать удовлетворительным результатом.

Однако при увеличении шага вариограмм до 1000 метров сходимость результатов значительно снижается ($r = 0,95$, рис. 2.7).

В связи с этим для рассматриваемого объекта был выбран шаг изменения R_x и R_y в 500 метров, что позволяет с достаточной точностью охарактеризовать неоднородность геологического строения [147].

Сравнительные результаты представлены на рисунке 2.7. Установлено, что между рассмотренными сериями экспериментов наблюдается практически полная сходимость. Линейное уравнение при этом имеет следующий вид:

$$P_{sr}(100) = 0,0431 + 0,98 \cdot P_{sr}(500), r=0,99; p=0,0001. \quad (2.2)$$

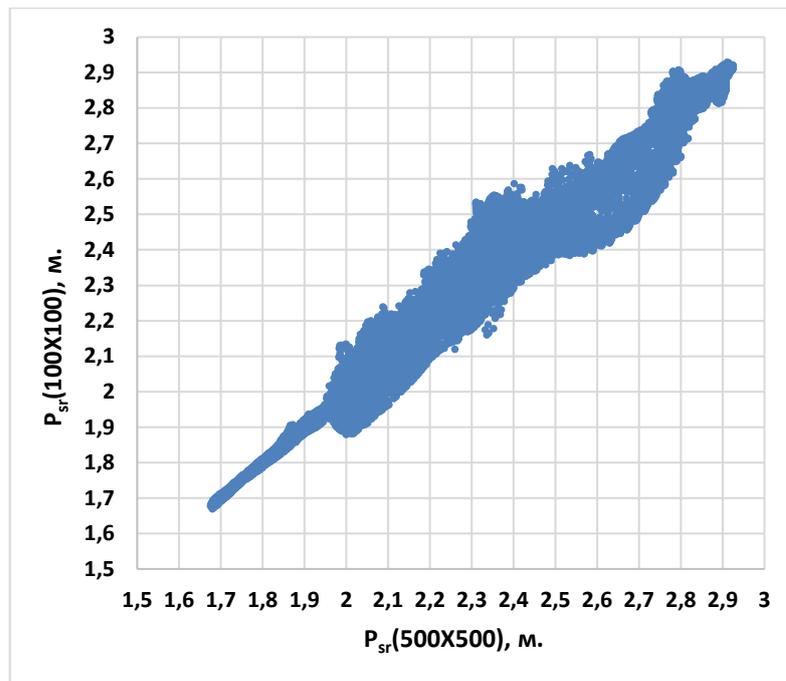


Рис. 2.7. Сопоставление экспериментов с 289 и 6561 опытами. Зависимость между критерием $P_{sr}(100)$ с шагом 100 м, $P_{sr}(500)$ с шагом 500 м; Усинское местрждение. Пермокарбонова залежь.

Таким образом, снижение количества моделируемых экспериментов с 6561 до 289 не приводит к снижению достоверности результатов, а шаг вариограммы 500 м может быть принят при дальнейшем моделировании. Тогда в качестве рекомендованных для моделирования число факторов в экспериментах равно 2 (изменение рангов вариограмм по осям X, Y), число уровней факторов – 16.

2.3. Влияние азимута эллипсоида интерполяции на результаты 3D-моделирования

Как было показано выше, одним из определяющих факторов при интерполяции геологических параметров является радиус направления вариограммного эллипсоида. Рассмотрим его влияние на примере моделирования зоны замещения (отсутствия) коллекторов в продуктивном

пласте. Первостепенной задачей при построении геологической модели залежей, осложненных литологическими замещениями, является обоснование границы зоны замещения пластов-коллекторов. При подсчете запасов данная граница обосновывается на середине расстояния между скважинами с присутствием коллекторов и без них. При использовании только скважинных данных ввиду их низкой плотности по площади неопределенность в решении данной задачи чрезвычайно высока. Поэтому на практике дополнительно привлекаются данные 3D сейсморазведки, которая имеет более плотную сеть наблюдений по площади месторождения.

Для рассмотрения процессов влияния азимута вариограммного эллипсоида на результаты 3D-моделирования в диссертации создана экспериментальная геологическая модель. Характеристики модели предполагают, что пласт по площади выдержанный, т.е. имеет место компенсированное осадконакопление. При этом общая толщина пласта равна 50 м, структурная кровля пласта расположена на 10 м, подошва – на 60 м. Геологическая модель месторождения изучена 5 скважинами (рис. 2.8). Скважины № 1, 2, 3, 4 имеют эффективную толщину пласта 30 м. В скважинах № 1, 2, 3, 4 кровля пласта-коллектора находится на глубине 25 м, а подошва на 55 м. Пористость (K_p) в пласте-коллекторе уменьшается снизу-вверх тремя интервалами от 45 до 55 м – 10%, от 35 до 45 м – 9%, от 25 до 35 м – 8% (Таблица 2.1).

Таблица 2.1

Изменение пористости по глубине для скважин № 1, 2, 3, 4

	Интервал изменения (кровля-подошва, м.)		
	25 - 35	35 - 45	45 - 55
K_p , %	8	9	10

В скважине №5, находящейся в центре залежи, весь продуктивный пласт сложен плотными породами, эффективная толщина пласта равна 0 м

и соответственно $K_{п} = 0\%$. Координаты скважин (x, y): Сква.1 (10, 10), Сква.2 (190, 10), Сква.3 (10, 190), Сква.4 (190, 190), Сква.5 (100, 100). Расстояние между крайними скважинными составляет 190 м. Минимальное расстояние между центральной и крайними скважинами 136 м, вертикальное и горизонтальное расстояние между скважинами по направлению север-юг запад-восток составляет 95 м. Обобщенная схема моделируемой залежи представлена на рис.2.8.

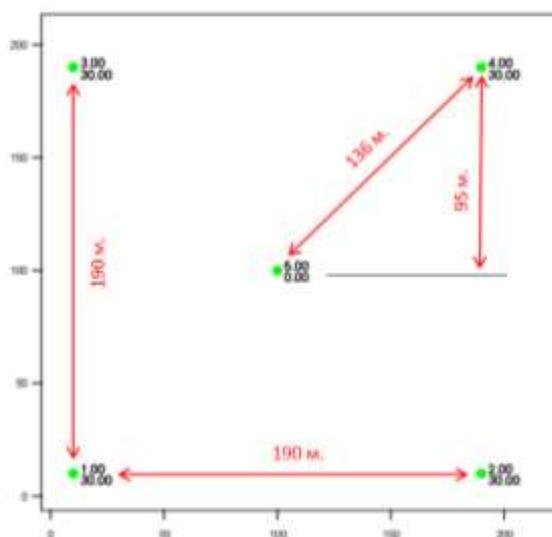


Рис. 2.8. Параметры геологической модели

Моделирование 3D-распределения коллекторов в объеме экспериментальной модели выполнялось через распределение значений $K_{п}$ с последующим его отсечением по предельному значению, которое принято равным 5%. Моделирование распределения пористости выполнялось методом кригинга в пакете трехмерного моделирования ПО «IrapRMS» (модуль «петрофизическое моделирование»).

Известно, что в рамках подсчета запасов при построении карт широко используется метод треугольников (линейная интерполяция), в математике данный подход известен как триангуляция. Результаты моделирования данным методом очень похожи на использование метода кригинга со

стандартными настройками, когда ранги вариограмм по осям x , y имеют значения, равные расстоянию между скважинами и одинаковые между собой ($R_x=100$ м, $R_y=100$ м). В связи с тем, что ранги вариограмм имеют одинаковые значения, они не будут зависеть от азимута вариограммного эллипсоида. Данные настройки не позволяют моделировать анизотропию свойств в пространстве.

На рисунке 2.9. представлено распределение эффективной толщины коллектора 3D-геологической модели. На примере данной модели хорошо видно, как происходит уменьшение толщины коллектора от краевых скважин к центру, в зону отсутствия коллектора. Контур замещения коллектора находится на середине расстояния между соседними скважинами. Данная методика является типичной для моделирования распределения коллектора по имеющимся исходным данным (скважинам), именно такой подход в настоящее время является основным при подсчете запасов в ФБУ «Государственная комиссия по запасам».

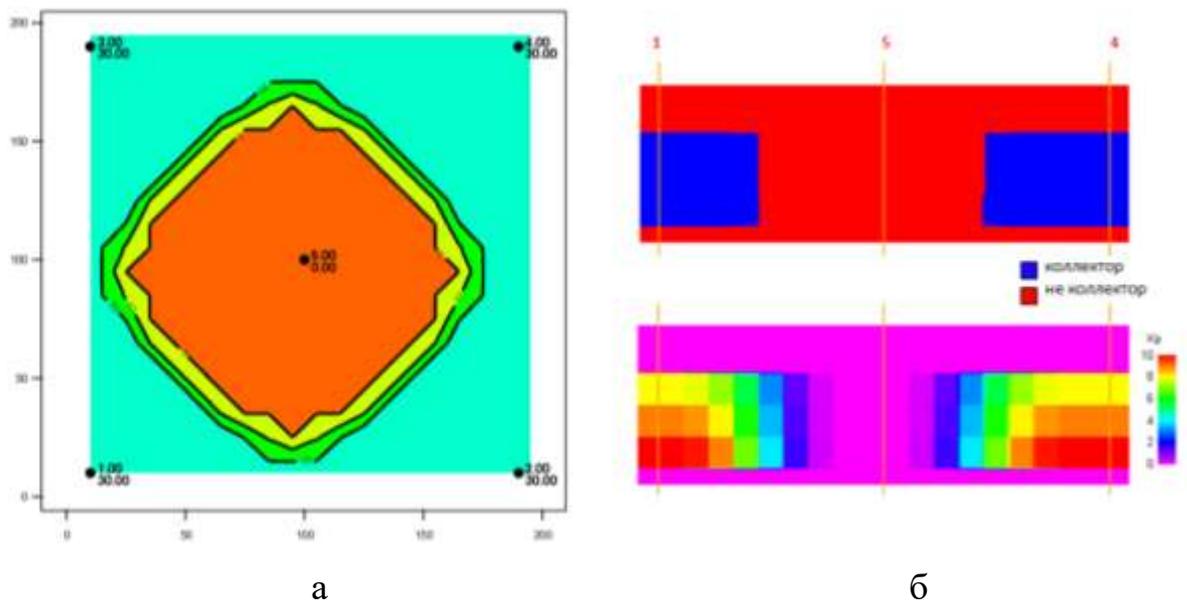


Рис. 2.9. Модель распределения коллектора при стандартных настройках интерполятора: а – карта распределения коллектора; б – разрез распределения коллектора и пористости.

Для получения всех вариантов геологического строения необходимо систематично перебрать настройки интерполятора, позволяющие получить различные варианты геологической модели. При этом основные настройки стохастического моделирования методом кригинг принимаются следующими:

- 1) ранги вариограмм эллипсоида по оси x, y, z (R_x, R_y, R_z);
- 2) азимут анизотропии вариограммного эллипсоида (A_z) задается в случае нахождения анизотропии свойств в одном из направлений интерполяции (направления, вдоль которого свойства остаются постоянными);
- 3) в случае, если есть зависимость изменения свойств в пласте и ранги вариограмм отличаются в пространстве, задается угол падения по основному направлению анизотропии.

Изменение любого параметра настройки трехмерного интерполятора приведет к получению различного по строению, но равновероятного в пределах существующей неопределенности варианта геологической 3D-модели. Полученный вариант будет полностью соответствовать исходным данным, загруженным в геологическую модель. При этом различия будут наблюдаться только в местах, имеющих неопределенность исходных данных, в том числе связанную со степенью освещенности объекта по площади и глубине.

В связи с тем, что изменение границ плотной зоны на картах отображается по площади месторождения, то для сокращения количества реализаций эксперимента настройки, связанные с изменением ранга по оси z и угла падения вариограммного эллипсоида по основному направлению изотропии, установлены константами ($R_z=0,2$ м; $Dip = 0^0$).

Таким образом, на моделирование плотных зон в экспериментальной модели будут влиять следующие настройки интерполятора: ранги вариограмм по осям x, y (R_x, R_y); азимут направления вариограммного

эллипсоида (A_z). Для получения всей совокупности вариантов геологического строения по площади на имеющихся фактических данных необходимо последовательно перебрать 3 фактора вариограммного эллипсоида (R_x , R_y и A_z).

Первоначально проведем двухфакторный эксперимент по латерали. Ранги по осям R_x , R_y в нем будут изменяться от 0 до 200 м, шаг изменения 10 м, максимальное количество экспериментов - 20 шагов на каждое направление. То есть один эксперимент по осям x и y будет включать 400 реализаций.

Азимут вариограммного эллипсоида будет изменяться от 0^0 до 170^0 через 10^0 , что соответствует 18 шагам в эксперименте. В результате моделирование по изменению азимута в интервале от 180^0 до 350^0 показывает, что реализации геологической модели повторяют реализации в интервале от 0^0 до 170^0 . В этом случае добавление в эксперимент фактора азимута анизотропии приводит эксперимент к трехфакторному виду, в результате чего количество реализаций эксперимента кратно увеличивается до 5850 ($18+18^3$) опытов. Для уменьшения количества опытов и более физически понятного анализа вариантов геологической модели принято решение разделить данный эксперимент на две фазы:

1. Проведение однофакторного эксперимента по определению оптимального азимута вариограммного эллипсоида.
2. Проведение двухфакторного эксперимента по определению оптимальных настроек рангов вариограмм (с учетом выбранного направления азимута вариограммного эллипсоида).

Такой подход позволяет снизить количество генерируемых реализаций геологической модели с заданным количеством шагов с 7200 до 342 ($18+18^2$) вариантов, что уменьшает время расчетов и поиск оптимальной модели.

Рассмотрим результаты эксперимента по генерации различных вариантов геологического строения за счет изменения азимута вариограммного эллипсоида. Для оценки работы данного параметра выбраны ранги вариограмм по осям $R_x = 200$ м и $R_y = 100$ м. Использование констант по осям связано с получением однофакторного эксперимента и отображением множества решений, связанных только с изменением одной настройки интерполятора (азимута направления свойств анизотропии).

На рисунке 2.10. представлены результаты однофакторного эксперимента по изменению азимута вариограммного эллипсоида от 0^0 до 170^0 с шагом 10^0 . Представленные реализации описывают возможные неоднородности геологического строения с учетом существующей неопределенности и являются равновероятными при имеющемся наборе исходных данных.

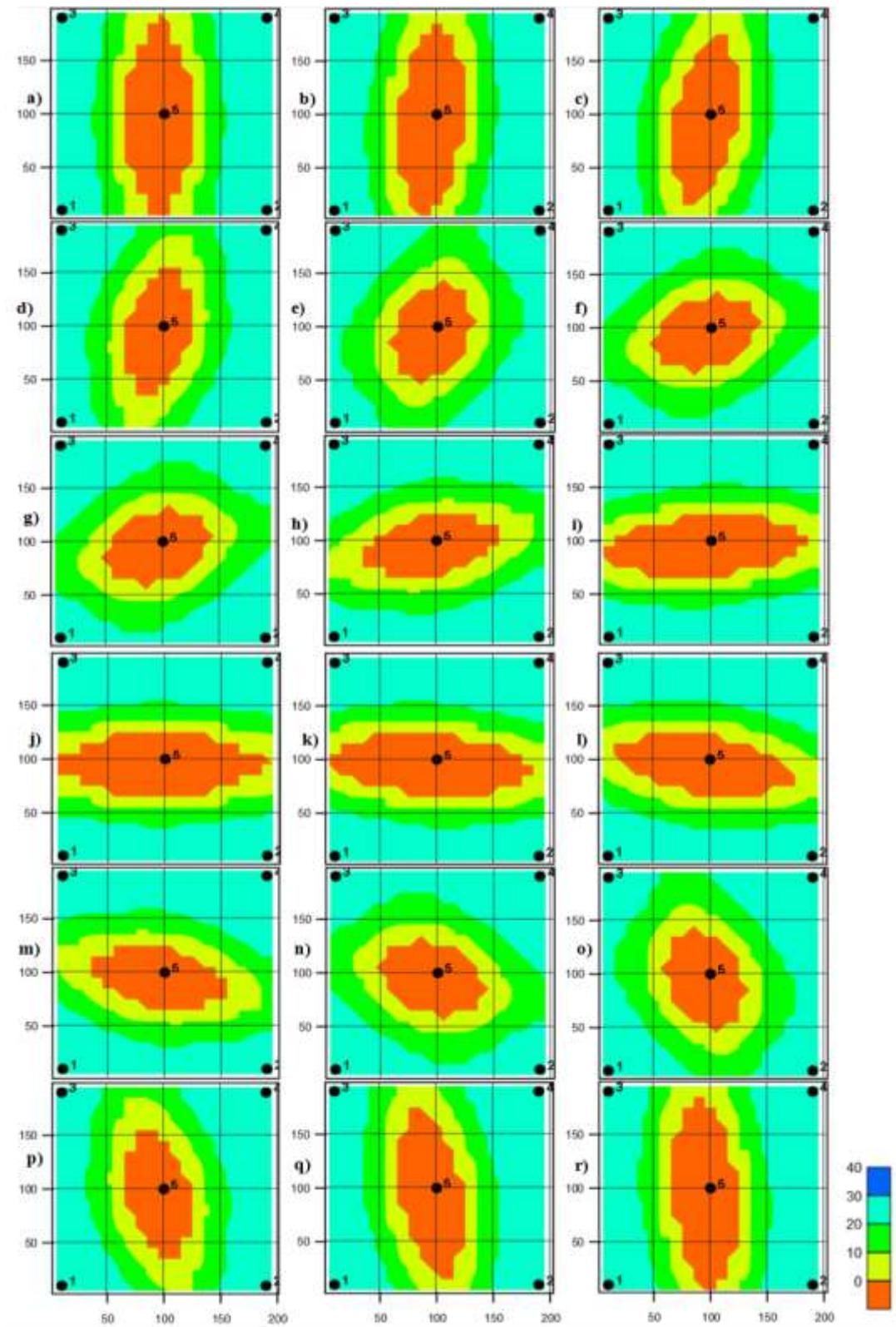


Рис. 2.10. Карты распределения эффективных толщин с учетом изменения азимута вариограммного эллипсоида. а) 0° б) 10° в) 20° г) 30° е) 40°

f)50⁰ g)60⁰ h)70⁰ i)80⁰ g)90⁰ k)100⁰ l)110⁰ m)120⁰ n)130⁰ o)140⁰ p)150⁰ q)160⁰
r)170⁰

Шаг эксперимента 10⁰ в данном случае выбран условно для того, чтобы отобразить множество различных реализаций на исходных данных с существующей неопределенностью. Выбор шага – это отдельная задача в рамках теории планирования эксперимента, которая направлена на снижение количества опытов для нахождения точного положения оптимума эксперимента.

Необходимо отметить, что данные об изменении эффективных толщин пласта в скважинах по площади всегда имеют высокую неопределенность. Если неоднородность геологического строения по месторождению выше, чем расстояние между скважинами, то получение моделей, достоверно отображающих геологическое строение реального объекта (пласта), не представляется возможным. На небольшом удалении от скважины модель будет незначительно отличаться от реального строения. В результате, используя данные модели, можно говорить только о более высокой достоверности прогноза геологического строения на небольшом удалении от скважин. Причем наиболее достоверный прогноз на имеющихся исходных данных будет считаться при расположении зоны замещения на середине расстояния между скважинами. Такой прогноз связан с тем, что данные по краевым скважинам, а именно коэффициент пористости, установлены константами и не изменяются как по площади, так и по разрезу. В случае если бы данные по скважинам имели изменения, то при оптимальном прогнозе граница плотной зоны не находилась бы на середине расстояния между скважинами.

Некоторые исследователи предполагают, что наиболее оптимальный вариант при многовариантном моделировании можно получить путем осреднения всех реализаций геологического строения. При осреднении всех

полученных вариантов модели, равномерно и представительно описывающих все возможные варианты геологического строения, распределение плотной зоны будет находиться на середине расстояния между скважинами. К такому же варианту приводит применение таких методов статистического фрактального анализа, как кросс-валидация, джекнайф и бутстреп. Перечисленные методы работают только со скважинными данными, и если в скважинах не будет проявляться неоднородность, то результат моделирования будет показывать самую грубую картину с высокой степенью неопределенности геологического строения.

Соответственно, единственным методом, повышающим плотность исследования по площади, является сейсморазведка 3D. Однако данный метод исследований имеет методические ограничения, и полученная при интерпретации данных информация также несет различные неопределенности. В филиале И.С. Путиловым разработан подход к интерпретации данных сейсморазведки методом МПК (многовариантного прогноза коллекторов), основанный на результатах выбора вариантов из нечеткого множества решений по результатам многомерной регрессии. Методика позволяет выполнить полное описание неопределенности геологического строения в распределении свойств по площади [205,251]. В рамках данной методики кроме прогнозного варианта распределения эффективных толщин в виде карт, также получают данные о пределах изменения (неопределенности) полученного прогноза в каждой точке площади залежи. Данные по изменению прогноза позволяют выполнять сопоставление результатов, полученных при построении геологической модели, распределения коллектора в пространстве (эффективной толщины) и пористости. В результате за счет настроек методов интерполяции выбирается оптимальный вариант геологической модели. При этом, если геологические тела имеют вытянутые формы, данный метод в том числе

позволяет оценить в каком направлении прогнозные модели в наибольшей степени соответствуют фактическим данным.

2.4. Выбор оптимального направления азимута вариограммного эллипсоида при моделировании распространения коллекторов на основе результатов 3D сейсморазведки

Как было показано выше, одним из определяющих факторов 3D-моделирования является достоверное построение параметров зоны замещения коллекторов плотными породами. Рассмотрим, как выбрать оптимальные геологические модели за счет привлечения результатов интерпретации методом МПК по данным сейсморазведки 3D.

Очевидно, что плотная зона в большинстве геологических обстановок будет иметь вытянутое строение, что делает основной при 3D-моделировании задачу обоснования азимута изменения ее основных характеристик. При этом возможны три основных варианта распространения геологического строения объекта:

1. Тело ориентировано по направлению на север, азимут простирания $0^{\circ} - 180^{\circ}$ (рис. 2.11, T₁)
2. Тело отклоняется в западном направлении на 30° , азимут простирания $150^{\circ} - 330^{\circ}$. (рис. 2.11, T₂)
3. Тело отклоняется в восточном направлении на 60° , азимут простирания $60^{\circ} - 300^{\circ}$ (рис. 2.11, T₃)

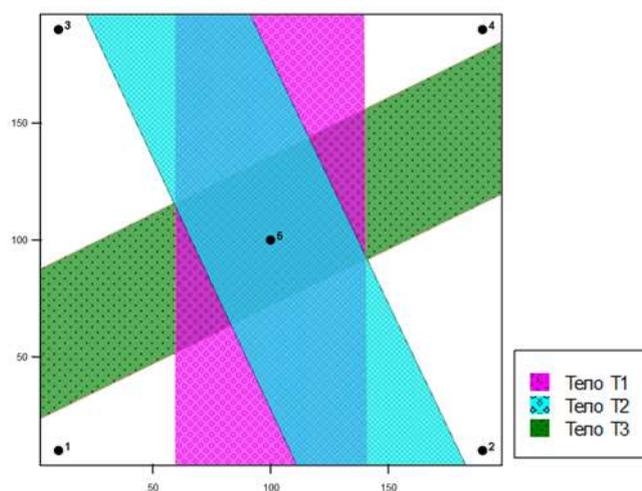


Рис. 2.11. Варианты распространения русловых тел.

Представленные варианты являются частным случаем распространения плотных зон и являются равновероятными. Также возможны и другие варианты распространения плотной зоны в различных направлениях, проходящие в межскважинном пространстве вне пределов краевых скважин, вскрывших эффективные толщины.

Для определения оптимального направления вариограммного эллипсоида зададим ранги вариограмм по осям x и y равными $R_x=95$ м и $R_y=190$ м. Размеры рангов вариограмм в данном случае обоснованы, исходя из следующего:

1. Ранг R_x учитывает значения, равные минимальному расстоянию между скважинами $x=95$ м (рис.2.8).
2. Ранг R_y учитывает значения, находящиеся на максимальном расстоянии между скважинами $y=190$ м (рис.2.8).

Размеры предполагаемых тел (рис 2.8) больше, чем расстояния между имеющимися скважинами. Однако при моделировании в вариограммный эллипсоид будут попадать данные, расположенные на удалении более 190 м, что соответствует предельному расстоянию между скважинами.

3. Данные по вертикальной оси имеют большую плотность определений, ввиду чего ранг R_z можно принять равным 0,2 м.

При эксперименте будет изменяться азимут направления эллипсоида интерполяции через 10^0 . Результаты геологического строения на каждом шаге эксперимента сопоставляются с данными, полученными при интерпретации сейсморазведки 3D, т.е. выполняется сравнение отклонений карт эффективных толщин от значений прогноза по результатам интерпретации сейсморазведки 3D (рис 2.12). При этом рассчитывается процент отклонения эффективной толщины, полученный при моделировании, от максимально и минимально возможного изменения прогноза P_{sr} (2.3).

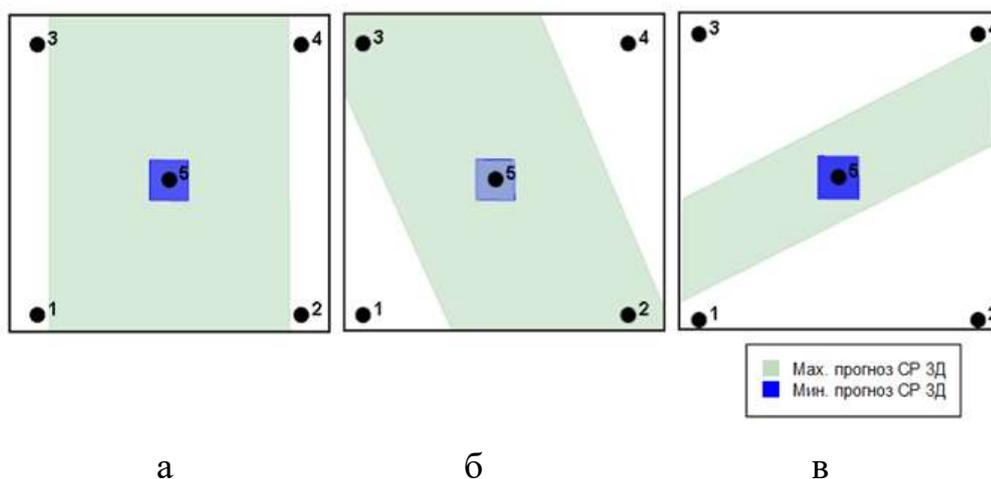


Рис. 2.12. Максимальный и минимальный прогноз изменения зон замещения.

а – пределы изменения прогноза распределения тела T_1 , б – пределы изменения прогноза распределения тела T_2 , в – пределы изменения прогноза распределения тела T_3 .

Результаты отклонений откладываются на номограмме в диапазоне от 0^0 до 360^0 в виде трех графиков: максимального, минимального и среднего откликов.

Данный эксперимент позволяет определить в каких реализациях геологической модели (в зависимости от изменения азимута вариограммного эллипсоида) эффективные толщины меньше всего отличаются от данных сейсмического прогноза. Именно эти модели наиболее достоверно отображают изотропию свойств в направлении распространения тела, определенного по сейсморазведке.

Минимальный прогноз по 3D сейсморазведке (рис. 2.12) во всех случаях представлен квадратом, ориентированным симметрично скважине №5 с замещением продуктивного пласта плотными породами. Размер стороны квадрата составляет 28 м при минимальном расстоянии в 14 м от скважины №5 до контура квадрата в направлении север-юг, запад-восток. Максимальное расстояние от скважины до углов квадрата составляет 19,8 м. Соотношение между минимальным и максимальным размерами квадрата составляет 5,8 м (менее 30%), что является незначительными размерами по определению неопределенности.

Максимальные расчетные значения при выполнении прогноза в каждом из вариантов будут соответствовать основному направлению распространения моделируемого объекта и характеризовать размер площади распространения тела по латерали.

Первый вариант (Тело 1):

В первом случае (рис. 2.12.а) неопределенность прогноза по площади больше, чем в последующих вариантах. Площадь распространения максимального прогноза занимает практически все возможное пространство между скважинами. Минимальные размеры тела по площади составляют $S_{\min}=784 \text{ м}^2$, при максимальном значении $S_{\max}=28500 \text{ м}^2$. В данном случае соотношение площадей отличается в 36 раз, зона неопределенности составляет 27716 м^2 .

Во втором случае (рис.2.12.б) максимальный прогноз по данным 3D сейсморазведки меньше и составляет $S_{\max}=26450 \text{ м}^2$, площадь зоны неопределенности составляет 25666 м^2 .

В третьем случае (рис. 2.12.в) максимальный прогноз по данным 3D сейсморазведки еще меньше, а $S_{\max}=10450 \text{ м}^2$, в результате площадь зоны неопределенности минимальна 9666 м^2 .

Результаты проведения эксперимента с тремя разными вариантами распространения плотных зон приведены на круговой диаграмме с диапазоном от 0^0 до 360^0 (рис. 2.12.а). Данное представление наглядно показывает в каком направлении отклонения от прогнозов будут минимальны, в каком - максимальны. Возможные результаты моделирования в зависимости от изменения азимутов рангов вариограмм представлены на рис.2.13, на которых отдельно отображены расчетные варианты среднего значения прогноза и предельные значения минимальных и максимальных отклонений.

Для того чтобы значения изменялись в едином масштабе на одном графике на номограммах полученные значения стандартизированы в пределах от (-1 до 1) и пересчитаны так, чтобы максимальные значения показывали наименьшие отклонения геологических моделей от результатов прогноза 3D сейсморазведки.

На всех трех диаграммах минимальные распределения $P_{sr\min}$ группируются симметрично в виде креста. Максимальные значения отклонений распространяются в направлениях север-юг, запад-восток и показывают минимальные расхождения между моделированием и прогнозом в тех местах квадрата, где расстояния от центра минимальны.

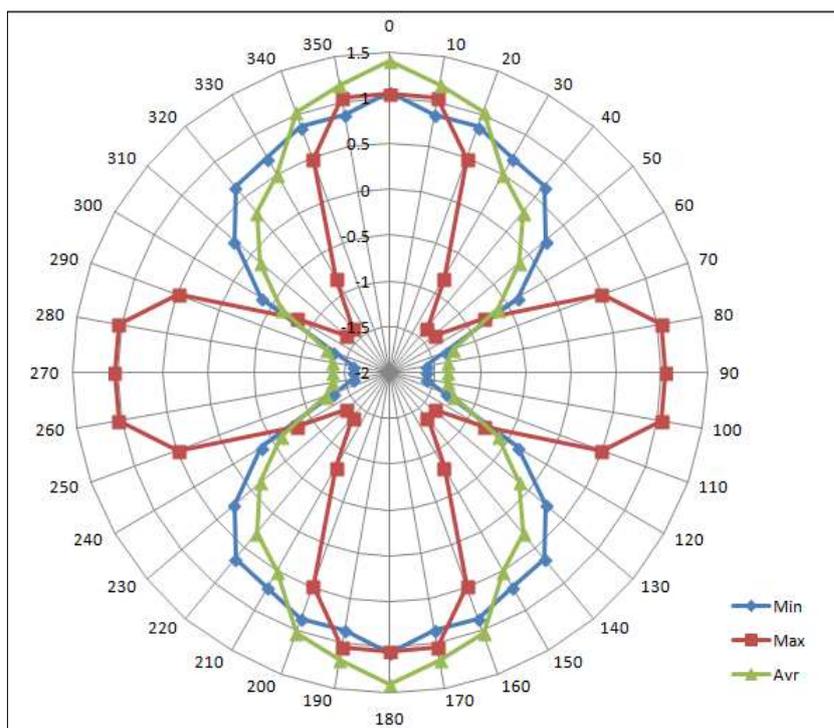


Рис. 2.13. Номограмма отклонения вариантов эффективных толщин от предельных значений прогноза P_{sr} в зависимости от изменения азимутов рангов вариограмм. Тело T1.

Размеры вариограммного эллипсоида при эксперименте для определения азимута составляют $R_x=95$ м и $R_y=190$ м, что значительно превышает размеры минимального прогноза изменения зоны замещения. Минимальные значения на диаграмме и максимальные расхождения получены на углах - вершинах квадрата, имитирующего минимальный прогноз распространения зоны замещения.

На полученных номограммах отклонений P_{max} от максимального прогноза отчетливо видно, что наименьшие отклонения эффективных толщин по 3D сейсморазведке наблюдаются в интервале азимутов от 320^0 до 40^0 и 140^0-220^0 ; наилучшее значение при 0^0 , интервал изменения 80^0 .

В пределах от 40^0 до 140^0 и от 220^0 до 320^0 в интервале 100^0 происходит постепенное увеличение расхождения модельных значений от данных сейсморазведки 3D. Полученные варианты максимально не похожи

на тренды от 80° до 100° и от 250° до 280° , что говорит о расположении максимальной оси вариограммного эллипсоида перпендикулярно основному направлению тренда, что соответствует максимальному направлению анизотропии. Стоит отметить, что в рассмотренном примере отсутствуют явно выделяющиеся расчетные значения, интервал нахождения максимальных отклонений составляет 30° .

Второй вариант (Тело 2): распространение зоны замещения отклоняется от направления С-Ю на 25° , азимут простирания (т.е. главное направление изотропии свойств тела) равен 335° (рис. 2.11. б). Сопоставляя результаты моделирования эффективной толщины по различным азимутам интерполяции с данными интерпретации сейсморазведки (рис. 2.12. б) в экспериментах получены 3 номограммы (рис. 2.14). Две из них – это отклонение значения P_{sr} от максимального S_{max} и минимального S_{min} предела. На суммарной номограмме отчетливо видно, что наименьшие отклонения эффективных толщин наблюдаются в направлении 65° на отметке 52%. Перпендикулярно ему выделяется еще одно положительное отклонение по азимуту 245° на отметке 54%. Данное отклонение связано с рангом вариограммы по оси R_x , который имеет радиус 95 м.

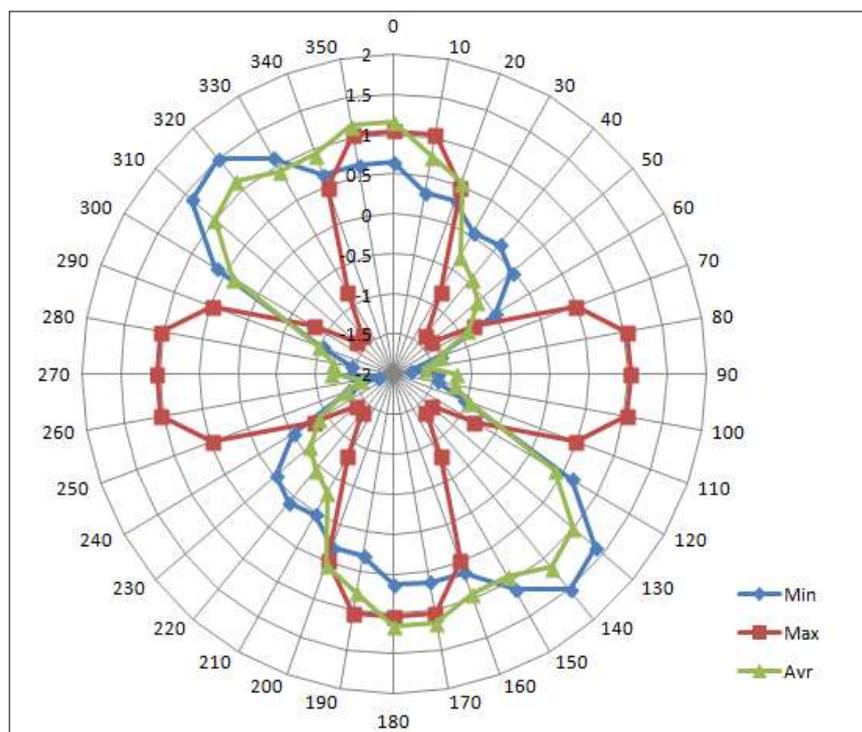


Рис. 2.14. Номограмма отклонения эффективных толщин от предельных значений прогноза P_{sr} в зависимости от изменения азимутов рангов вариограмм. Тело Т2.

Третий вариант (Тело 3): распространение зоны замещения отклоняется от направления С–Ю на 65° , азимут простираия (т.е. главное направление изотропии свойств геологического тела) равен 60° (рис. 2.11, Т3). Минимальное отклонение P_{sr} наблюдается в азимуте от 40° до 50° (рис. 2.12. в), что хорошо согласуется с номограммой максимального отклонения (рис.2.15), которое как раз характеризует основное направление. Причем реализация распределения эффективных толщин с азимутом 60° визуально похожа на реализацию с азимутом 50° , однако в данном случае отклонения эффективных толщин от прогноза превышают реализацию с азимутом вариограммного эллипсоида 50° . Данный факт говорит о том, что, определив направление на карте тренда, не всегда можно точно подобрать более достоверную реализацию.

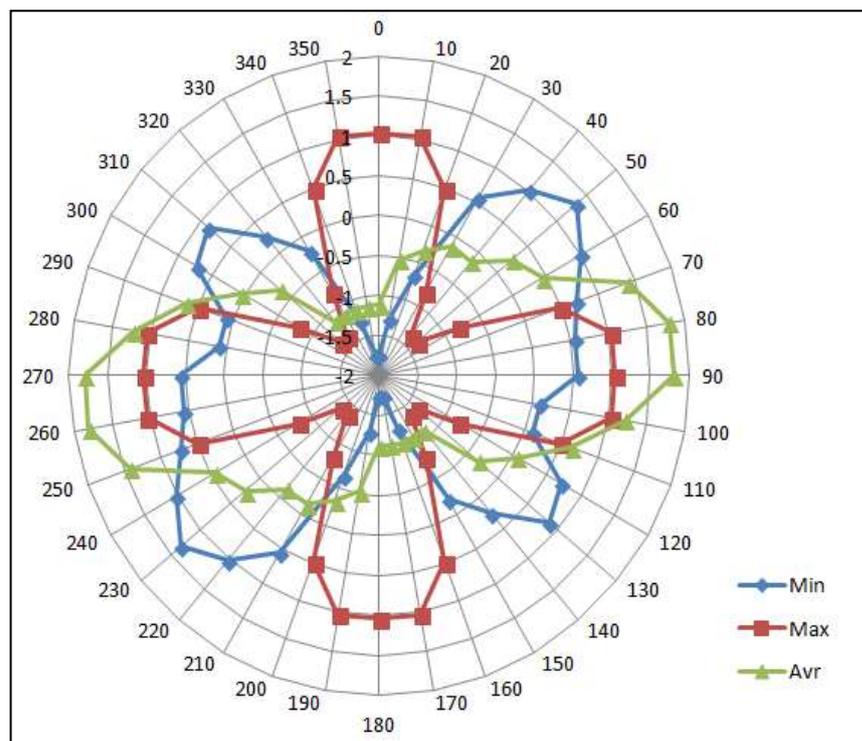


Рис. 2.15. Номограмма отклонения эффективных толщин от предельных значений прогноза P_{sr} в зависимости от изменения азимутов рангов вариограмм. Тело ТЗ.

2.5. Выбор оптимальных рангов вариограмм при моделировании распространения коллекторов на основе данных 3D сейсморазведки

Следующим после выбора направления изотропии является задача определения оптимальных рангов вариограмм. Рассмотрим, как меняется поверхность отклика P_{sr} в зависимости от изменения угла азимута изотропии модели. Для определения этого проведем серию экспериментов, в которых построим поверхность отклика критерия оценки достоверности созданных геологических моделей P_{sr} .

Данные эксперименты позволят последовательно решить следующие задачи:

- определить изменение поверхности отклика P_{sr} в зависимости от изменения азимута;

- оценить возможность установления закономерностей выбора наиболее оптимального азимута анизотропии;
- спрогнозировать как изменяется оптимальный отклик в зависимости от азимута вариограммного эллипсоида;
- разработать технологию выбора оптимального азимута вариограммного эллипсоида.

В качестве геологической модели первоначально рассмотрим тело плотной зоны, располагающееся строго в направлении север-юг (азимут простирания 0^0). Результаты моделирования (рис. 2.16) на первый взгляд показывают, что все полученные варианты поверхностей отклика P_{sr} имеют различия. В то же время некоторые похожи друг на друга в зеркальном перевернутом отображении, когда ранги вариограммного эллипсоида по осям x и y расположены перпендикулярно друг другу. Для подтверждения установленных закономерностей проведем серию экспериментов с двумя другими вариантами расположения плотной зоны (рис. 2.18, рис 2.19). Для более детального анализа результатов дополнительно выполнена корреляция полученных поверхностей откликов P_{sr} (рис.2.17).

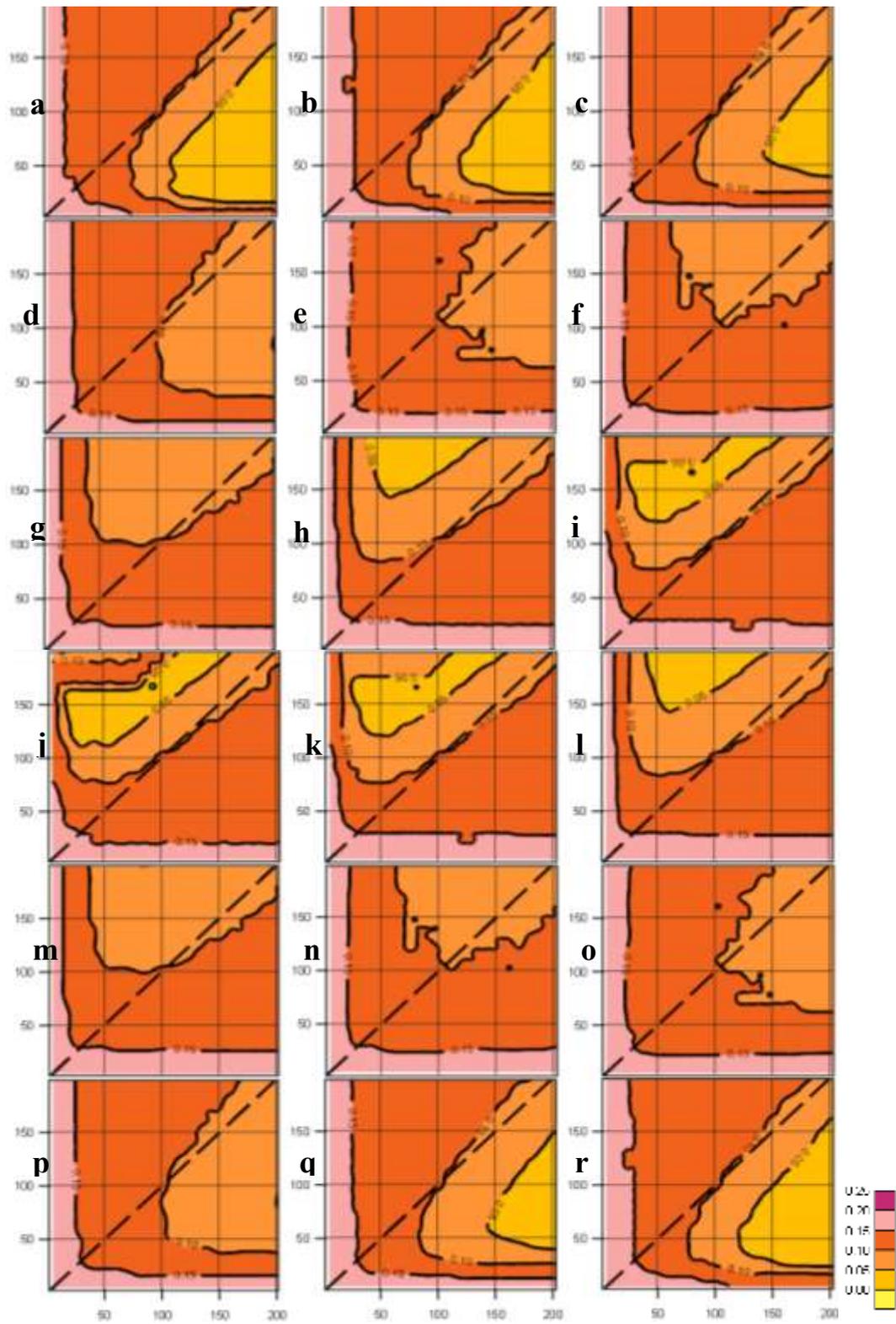


Рис. 2.16. Поверхность отклика отклонений толщин от предельных значений (Тело 1). Критерий достоверности P_{sr} .

Азимут эллипсоида вариограмм: а) 0° б) 10° в) 20° д) 30° и) 40° ф) 50° г) 60° h) 70° i) 80° j) 90° k) 100° л) 110° м) 120° n) 130° о) 140° р) 150° q) 160° r) 170° .

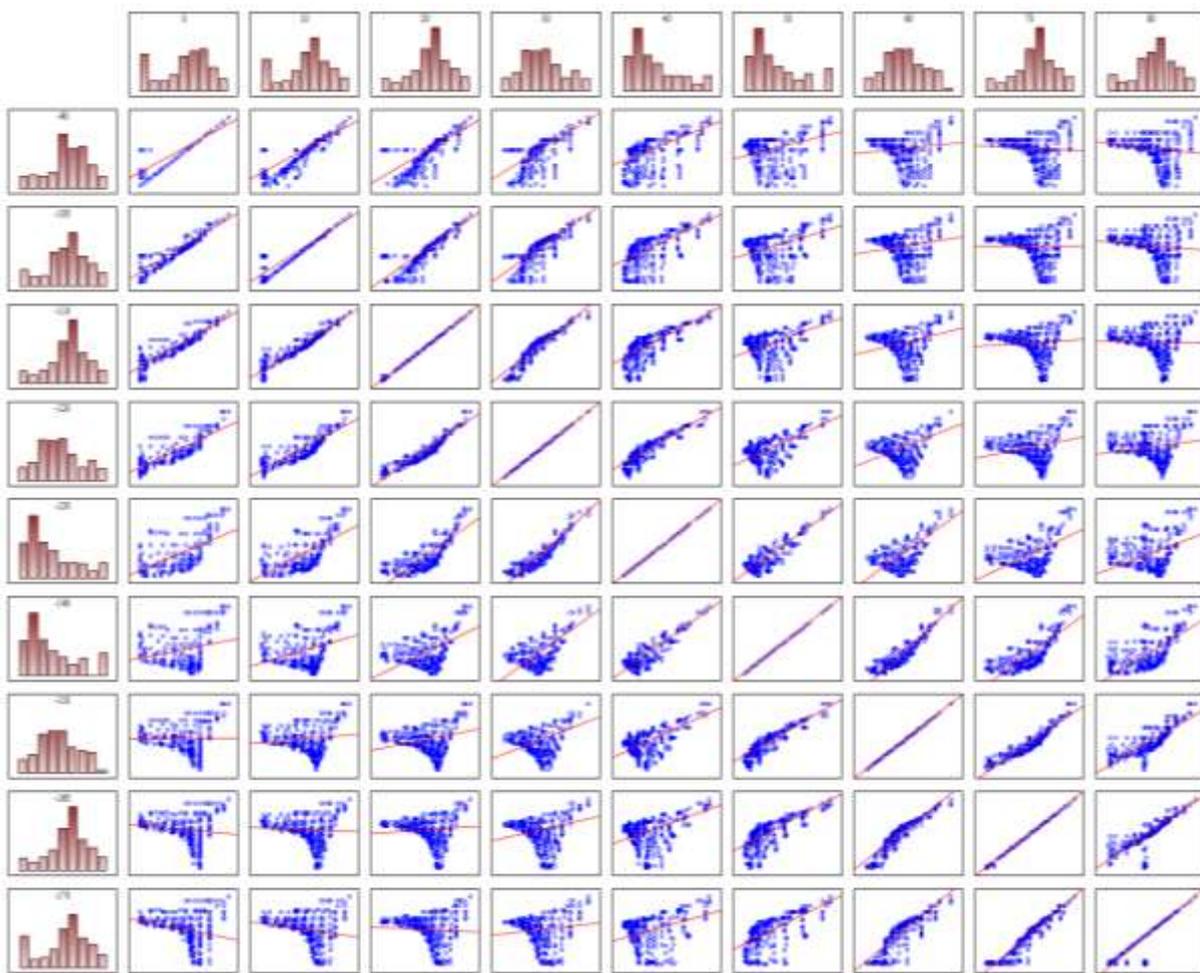


Рис. 2.17. Матрица коэффициентов корреляция поверхностей откликов P_{sr} (Тело 1).

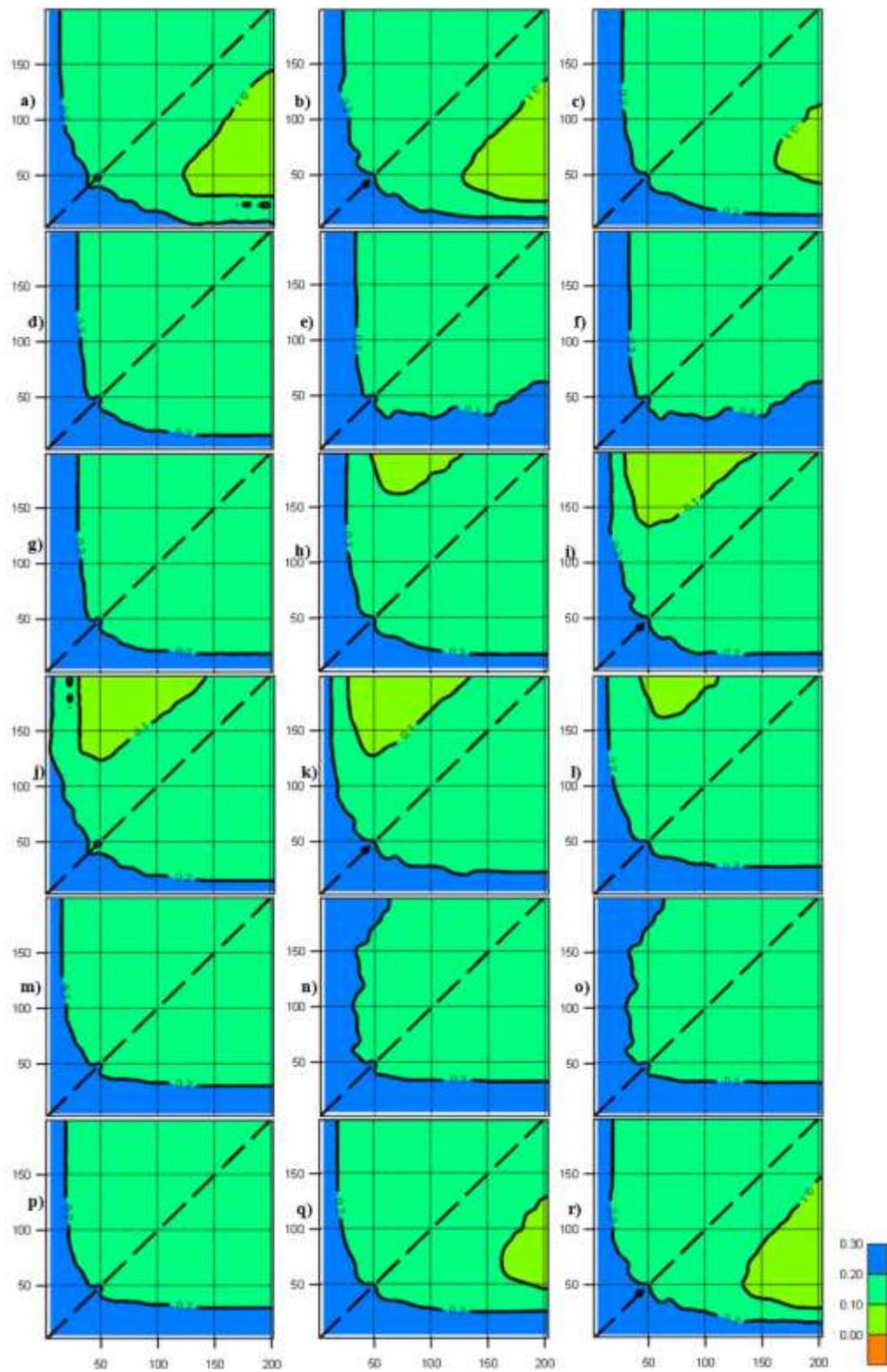


Рис. 2.18. Поверхность отклика отклонений толщин от предельных значений (Тело 2). Критерий достоверности P_{sr} .

Азимут эллипсоида вариограмм: а) 0° б) 10° в) 20° г) 30° и) 40° ф) 50° г) 60° х) 70° и) 80° ж) 90° к) 100° л) 110° м) 120° н) 130° о) 140° п) 150° қ) 160° р) 170° .

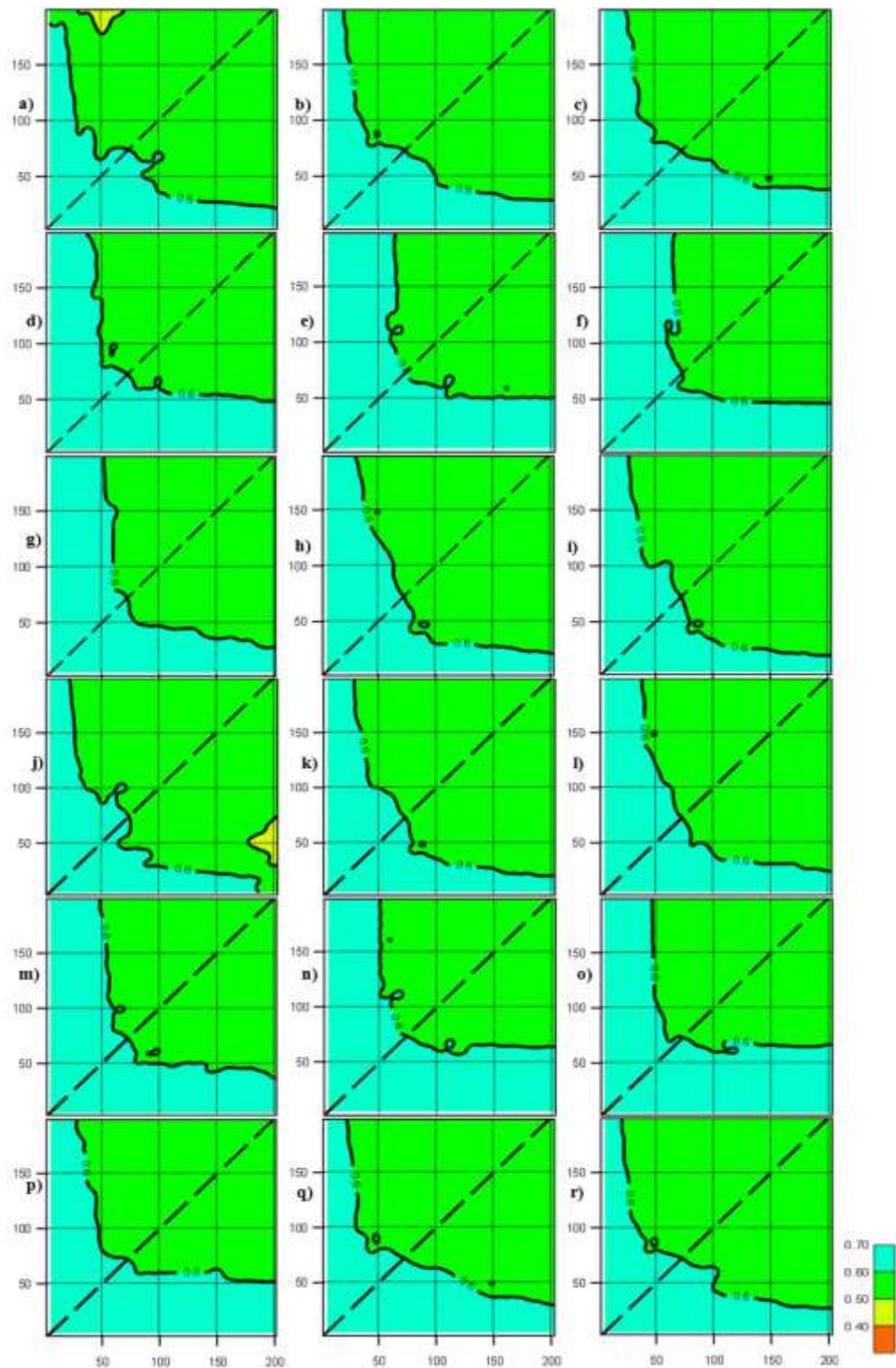


Рис.2.19. Поверхность отклика отклонений толщин от предельных значений (Тело 3). Критерий достоверности P_{sr} .

Азимут эллипсоида вариограмм: а) 0° б) 10° в) 20° д) 30° и) 40° ф) 50° г) 60° h) 70° i) 80° j) 90° к) 100° л) 110° м) 120° н) 130° о) 140° р) 150° q) 160° r) 170° .

В целом анализ полученных результатов показывает, что для исследования всего объема пространства (от 0° до 360°) достаточно ограничить серию экспериментов только диапазоном от 0 до 80° . Остальные варианты поверхностей отклика будут похожи на получаемые либо в зеркальном отражении в интервале 90° – 170° , 270° – 350° , либо полностью похожи в интервале 180° – 270° .

С учетом этого геологическая модель задана таким образом, чтобы оптимальная поверхность отклика соответствовала направлению азимута эллипсоида 65° при заданном изменении азимута в 10° в районе 60° – 70° (рис. 2.19 g, h).

Анализ показывает, что в целом оптимальные поверхности имеют наиболее симметричный вид относительно оси изотропии поверхности отклика. Для проверки этого предположения проведем сравнение значений, находящихся симметрично относительно оси, с вычислением разницы взаимно противоположных значений P_{sr} , полученных относительно линии равного коэффициента анизотропии. В результате полученные отклонения с отрицательным знаком будут говорить о том, что в правой части значения P_{sr} меньше, чем в левой (асимметрия поверхности отклика в левую сторону). Наоборот, если отклонения имеют положительные значения, то наблюдается асимметрия поверхности отклика в правую сторону.

На рисунке 2.20 представлены гистограммы отклонений симметричных реализаций отклика литологического строения относительно оси равных значений коэффициента анизотропии, проходящей через точки (0,0) и (100,1).

Видно, что асимметрия поверхности отклика при изменениях азимута вариограммного эллипсоида переходит из левой части в правую.

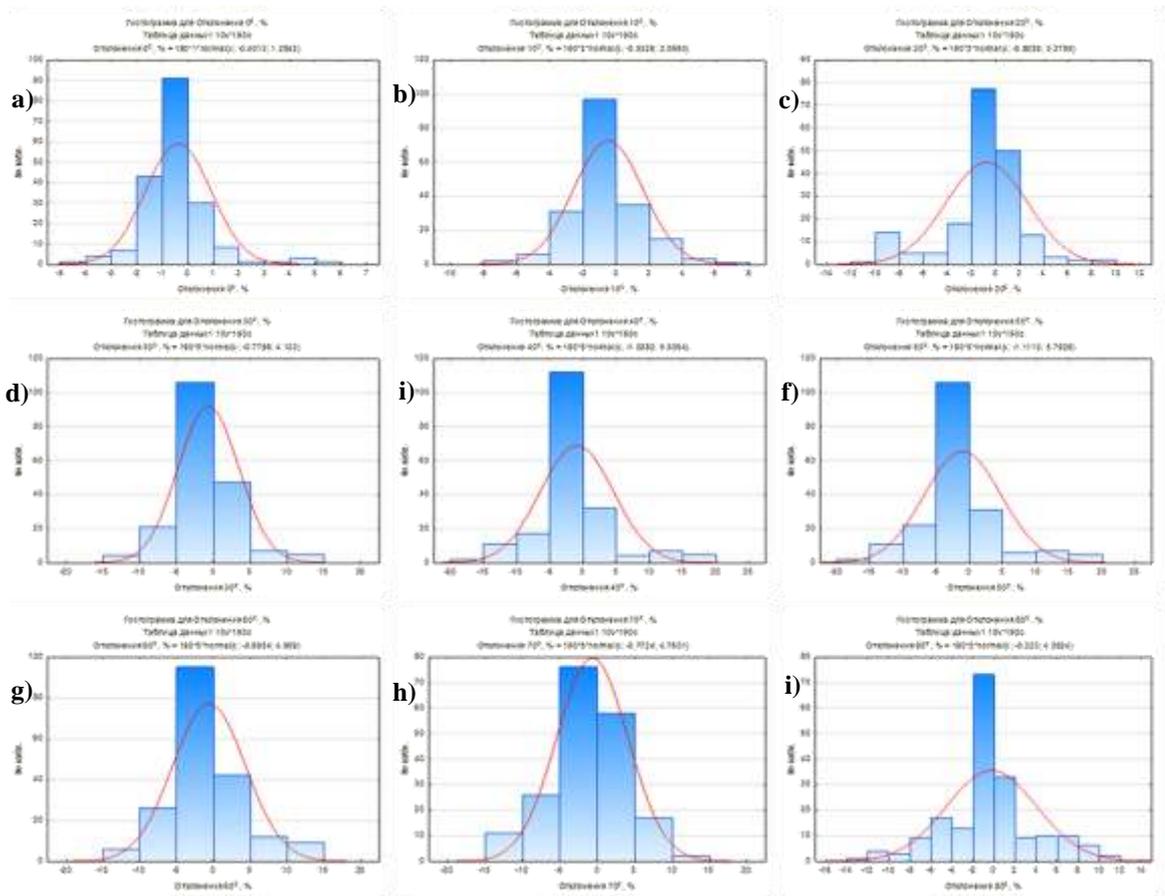


Рис. 2.20. Гистограммы отклонений симметричных реализаций отклика P_{sr} (Тело 1). Азимут эллипсоида вариограмм: а) 0° б) 10° с) 20° d) 30° i) 40° f) 50° g) 60° h) 70° i) 80° .

График изменения математического ожидания относительно изменения поверхности отклика (рис. 2.21) показывает, что с изменением азимута эллипсоида интерполяции происходит перемещение отклонения математического ожидания ошибки с отрицательных значений в область положительных, т.е. происходит изменение анизотропии поверхности отклика. Пересечение оси с нулевой ошибкой происходит между 60° и 70° , в азимуте 65° , что подтверждает заданное выше направление тела.

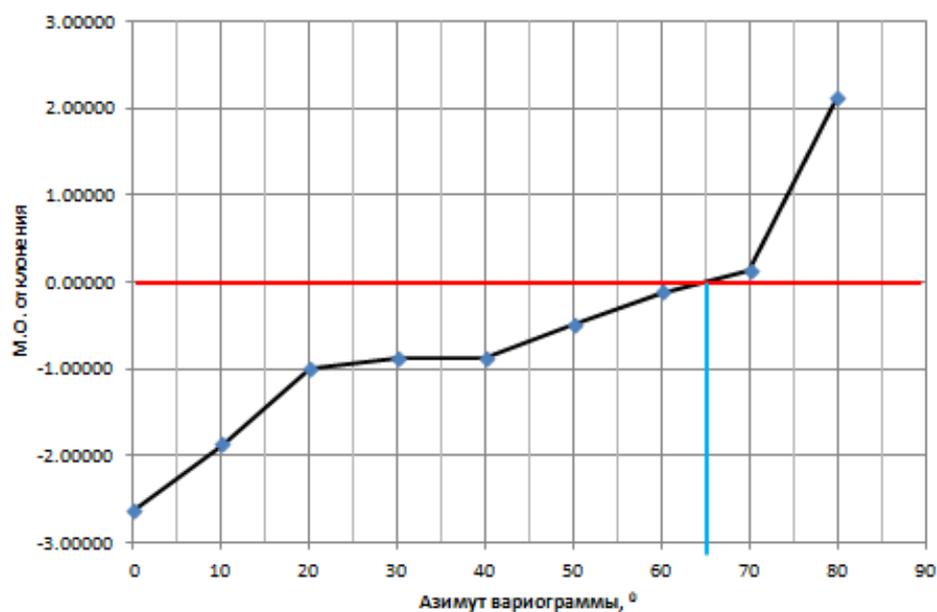


Рис. 2.21. Зависимость изменения математического ожидания отклонения от азимута эллипсоида вариограммы.

Таким образом, при использовании рангов вариограмм в рамках разработанной методики форма и направление оптимального отклика характеризуют изменение азимута вариограммного эллипсоида и, соответственно, анизотропию свойств в пространстве.

Анализ изменения оптимального отклика позволил сделать следующие выводы:

1. Чем дальше оптимальные отклики находятся от начала координат, тем более выдержаны по площади эффективные толщины в модели.
2. Чем дальше оптимальные отклики от линии коэффициента анизотропии, равного 1, тем более анизотропными они являются.

Также важными факторами являются форма и размер самого отклика (рис. 2.22).

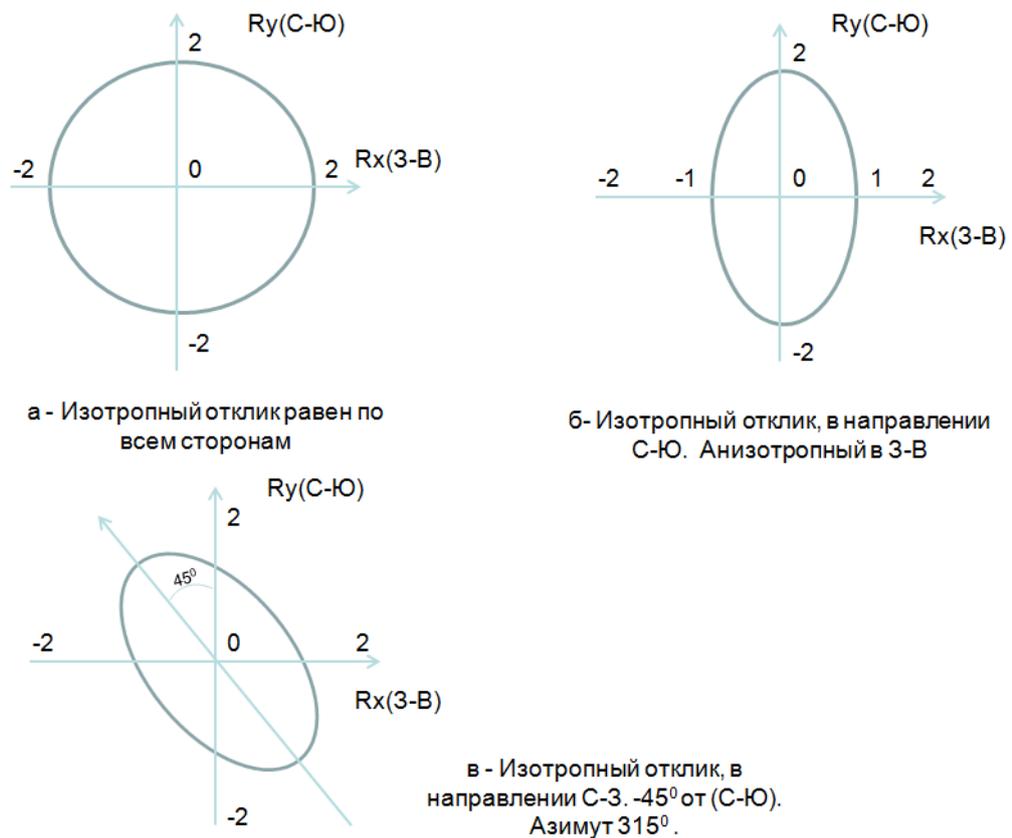


Рис. 2.22. Обоснование размеров и формы отклика.

В общем, чем больше отклик, тем больше вероятность того, что в него попадут похожие геологические модели. В данном случае модели в откликах похожи друг на друга, и выбор между ними не очевиден.

Отклики, которые по форме напоминают круг (рис. 2.22. а), обычно указывают на отложения с большой толщиной пласта.

Если же отклики имеют вытянутую форму (рис. 2.22. б и 2.22. в), то это говорит о том, что варианты геологических моделей, которые попадают в область оптимальных значений, наиболее похожи по одному из направлений.

2.6. Критерии выбора оптимальных реализаций при построении 3D-модели распределения коллекторов в объеме нефтяной залежи

В процессе оптимизации необходимо определить количественные характеристики объекта, которые будут служить индикаторами эффективности воздействия. Очевидно, что на результаты геологического моделирования влияет множество различных факторов, которые слабо связаны между собой. Поэтому выбор параметров оптимизации является одним из ключевых этапов уже на стадии предварительного изучения объекта исследования.

Рассмотрим основные требования к параметрам оптимизации:

1. Параметр должен иметь физический смысл, быть количественным и выражаться одним числом.
2. Параметр должен быть однозначным в статистическом смысле. Заданному набору значений факторов должно соответствовать только одно значение параметра оптимизации.
3. Параметр должен эффективно оценивать объект, и его значение должно уточняться по мере накопления информации и в зависимости от достигнутых результатов.

Конечным результатом многовариантного геолого-стохастического моделирования является множество реализаций трёхмерного распределения коллекторов и непроницаемых пород в объёме нефтяной залежи. С учётом этого необходимо обосновать применение критериев оптимизации, которые позволяют наиболее достоверно оценивать качество каждой сгенерированной реализации геологического строения залежей нефти.

В работе [142,105,150,171] предложен критерий оптимизации D_{kv} , который оценивает достоверность геологической модели в части её соответствия результатам фактического эксплуатационного бурения.

Основным параметром оптимизации является отклонение реализаций, полученных при моделировании эффективных (проницаемых) толщин, от их фактических значений по результатам пробуренных скважин. При этом используется фрактальный метод «кросс-валидации», который заключается в последовательном исключении данных по одной скважине с проведением по ней прогнозной оценки. Это позволяет разделить исходные данные на «обучающую» часть выборки, по которой строится модель, и «экзаменационную», на которой оценивается качество модели. Оптимальная формула для расчёта критерия D_{kv} :

$$D_{kv} = \sum_{i=1}^n |H_{ef} - H_{ef}^m| / n, \text{ где} \quad (2.2)$$

H_{ef} – фактическое значение эффективной толщины коллектора в скважине, м;

H_{ef}^m – модельное значение эффективной толщины коллектора, м;

n – количество скважин.

В результате применения критерия D_{kv} мы можем определить, насколько модельные значения эффективной толщины отличаются от фактических значений по каждой скважине. Это позволяет оценить, насколько модели подходят для размещения и проектирования новых скважин.

Критерий P_{sr} помогает определить, насколько полученные в реализациях модели площади эффективных толщин (S_{ef}^m) отличаются от предельно допустимых погрешностей прогноза сейсморазведки 3D. Мы можем оценить, насколько модельные значения занижены ($\Delta S_{min} = S_{ef}^m - S_{min}$) или завышены ($\Delta S_{max} = S_{ef}^m - S_{max}$) относительно реальных значений.

Таким образом, мы можем определить какая часть поверхности эффективных толщин, принятая в реализации модели, выходит за предельно допустимую погрешность прогноза сейсморазведки 3D.

Для расчёта используется оптимальная формула:

$$P_{sr} = 100 \cdot (\Delta S_{\min}/S + \Delta S_{\max}/S) / 2, \text{ где} \quad (2.3)$$

S – общая площадь эффективных толщин модели, км²;

ΔS_{\min} – площадь эффективных толщин модели, которые меньше минимальных эффективных толщин по сейсморазведке 3D, км²;

ΔS_{\max} – площадь эффективных толщин модели, которые больше максимальных эффективных толщин по сейсморазведке 3D, км².

Параметр P_{sr} может быть использован и в ситуации, когда при прогнозировании распределения эффективных толщин не удаётся определить диапазон неопределённости с максимальными и минимальными возможными значениями. В этом случае расчёт производится по следующей формуле:

$$P_{sr} = (H_{et} - H_m), \text{ где} \quad (2.4)$$

H_{et} – значения прогноза распределения эффективных толщин по данным 3D сейсморазведки, км²;

H_m – значения эффективных толщин по данным 3D модели, км².

Идея предложенного критерия заключается в сравнении отклонений значений прогнозной карты распределения эффективных толщин, полученных на основе данных сейсморазведки 3D, с результатами многовариантного 3D-моделирования.

Множество решений, полученных по критерию P_{sr} , позволяет ограничить реализацию геологической модели с учётом минимизации отклонений прогноза эффективных толщин на основе данных 3D сейсморазведки.

Критерий Q_{dr} рекомендуется использовать для добывающих скважин, которые уже завершили добычу из-за истощения запасов в пределах их радиуса дренирования. Для таких скважин при каждой реализации геологической модели в пределах условного радиуса дренирования скважин рассчитываются начальные геологические (НГЗ) и, с учётом утверждённого коэффициента извлечения нефти (КИН), извлекаемые запасы нефти (НИЗ).

Затем полученные при реализации моделей НИЗ сравниваются с фактическими накопленными объёмами добычи нефти. Расхождения между этими характеристиками для каждой скважины оцениваются по формуле:

$$Q_{dr} = \sum_{i=1}^n |Q_{низ} - Q_{доб}|, \text{ где} \quad (2.5)$$

$Q_{доб}$ – суммарная накопленная добыча нефти по скважине, усл. ед.;

$Q_{низ}$ – НИЗ нефти в пределах радиуса дренирования скважины, усл. ед.

Полученное множество решений по критерию Q_{dr} позволяет ограничить количество реализаций геологической модели по критерию их соответствия динамике фактической работы добывающих скважин.

Критерий S_{con} оценивает литологическую выдержанность распространенных коллекторов в трехмерном кубе. Его значения объединены коэффициентами литологической (гидродинамической) связанности и литологической выдержанности пласта. Чем больше величина S_{con} , тем лучше выдержанность моделируемых объектов, условия фильтрации к забоям добывающих скважин и, следовательно, в целом более эффективна выработка запасов нефти из пласта. Данный критерий

контролирует степень однородности проницаемого части залежи на основе выделения связанных между собой объемов коллекторов:

$$C_{\text{con}} = \sum_{i=1}^n M(C_{\text{con}}^m) - \sum_{i=1}^n (C_{\text{con}}^m), \text{ где} \quad (2.6)$$

$M(C_{\text{con}}^m)$ – математическое ожидание количества связанных объемов, шт.;

C_{con}^m – НГЗ нефти в пределах радиуса дренирования скважины, усл. ед.

Каждый из критериев D_{kv} , P_{sr} , Q_{dr} , C_{con} характеризует оптимальные варианты геологической модели месторождения (залежи). Комплексный учет критериев D_{kv} , P_{sr} и Q_{dr} , C_{con} посредством их нормализации и группировки на основе мультипликативной формулы позволяет рассчитать максимальный экстремум, который будет помогать выбирать оптимальные реализации геологической модели.

Нормализация выполняется по формулам типа:

$$D_{kv}^n = (D_{kv} - D_{kv}^{\min}) / (D_{kv}^{\max} - D_{kv}^{\min}), \text{ где} \quad (2.7)$$

D_{kv} – значение критерия для конкретной реализации;

D_{kv}^{\max} – максимальное значение из возможных реализаций;

D_{kv}^{\min} – минимальное значение из возможных реализаций.

Оптимальная формула для расчета комплексного критерия O_{Π} для всех реализаций:

$$O_{\Pi} = (1 - D_{kv}^n) \cdot (1 - P_{sr}^n) \cdot (1 - Q_{dr}^n) \cdot (1 - C_{\text{con}}^n), \text{ где} \quad (2.8)$$

D_{kv}^n – нормализованный критерий D_{kv} ;

P_{sr}^n – нормализованный критерий P_{sr} ;

Q_{dr}^n – нормализованный критерий Q_{dr} ;

C_{con}^n – нормализованный критерий C_{con} .

Для нахождения оптимальных решений по массиву реализаций $O_{п}$, полученных на основе изменения рангов вариограмм R_x (в направлении запад – восток по площади залежи) и R_y (в направлении север – юг по площади залежи), строится многомерная математическая модель поверхности (номограмма распределения $O_{п}$). Разработанный критерий $O_{п}$ в диапазоне от 0 до 1 д. е. комплексно характеризует особенности геологического строения залежей нефти. Максимальное значение (или интервал значений) $O_{п}$ соответствует наиболее достоверному представлению реализации модели реальному геологическому строению нефтяной залежи.

Таким образом, в предлагаемом способе на основе подбора оптимальных рангов вариограмм предполагается комплексный расчет критериев, которые позволяют количественно оценивать достоверность каждой сгенерированной реализации геологического строения нефтяных залежей и, соответственно, сократить выборку возможных реализаций.

На рисунке 2.23 представлена номограмма распределения комплексного критерия $O_{п}$, где 1 – линии равного отклика показателя $O_{п}$, 2 – положение показателя $O_{п}$ реализаций геологической модели относительно осей измерения рангов вариограмм R_x (в направлении запад-восток по площади залежи) и R_y (в направлении север-юг по площади залежи), 3 – линии равных значений коэффициента анизотропии, 4 – линии равных значений показателя $O_{п}$.

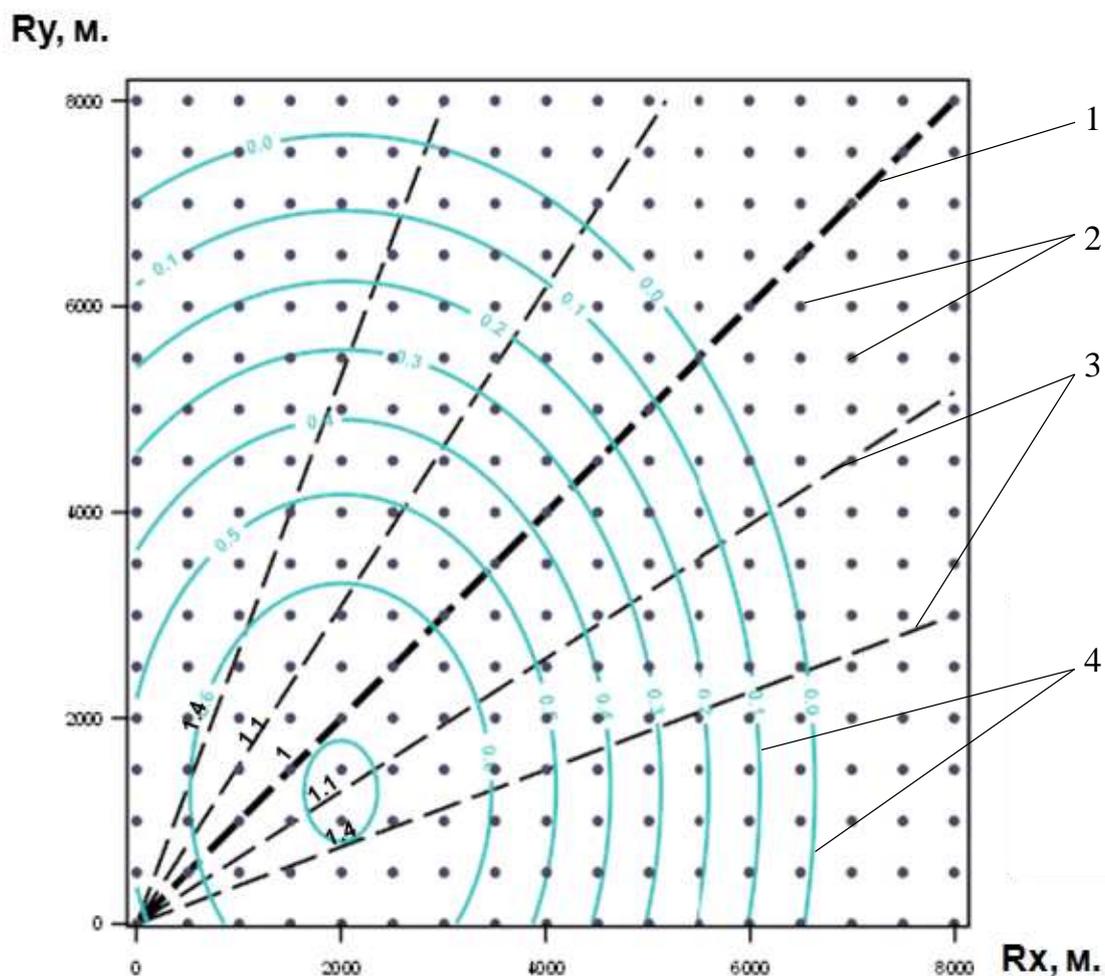


Рис. 2.23. Номограмма распределения комплексного критерия O_p . Стретенское месторождение нефти. Залежь пласта Т1.

На рисунке 2.24 на примере залежи Т1 Стретенского месторождения представлена зависимость НГЗ нефти в реализациях геологических моделей от расчетного комплексного критерия O_p . В таблице 2.2 приведены характеристики распределения НГЗ нефти реализаций геологических моделей для различных диапазонов комплексного критерия O_p [147]. Диапазон изменения критерия O_p позволяет выбрать оптимальный интервал, в котором будут находиться наиболее достоверные варианты геологического строения.

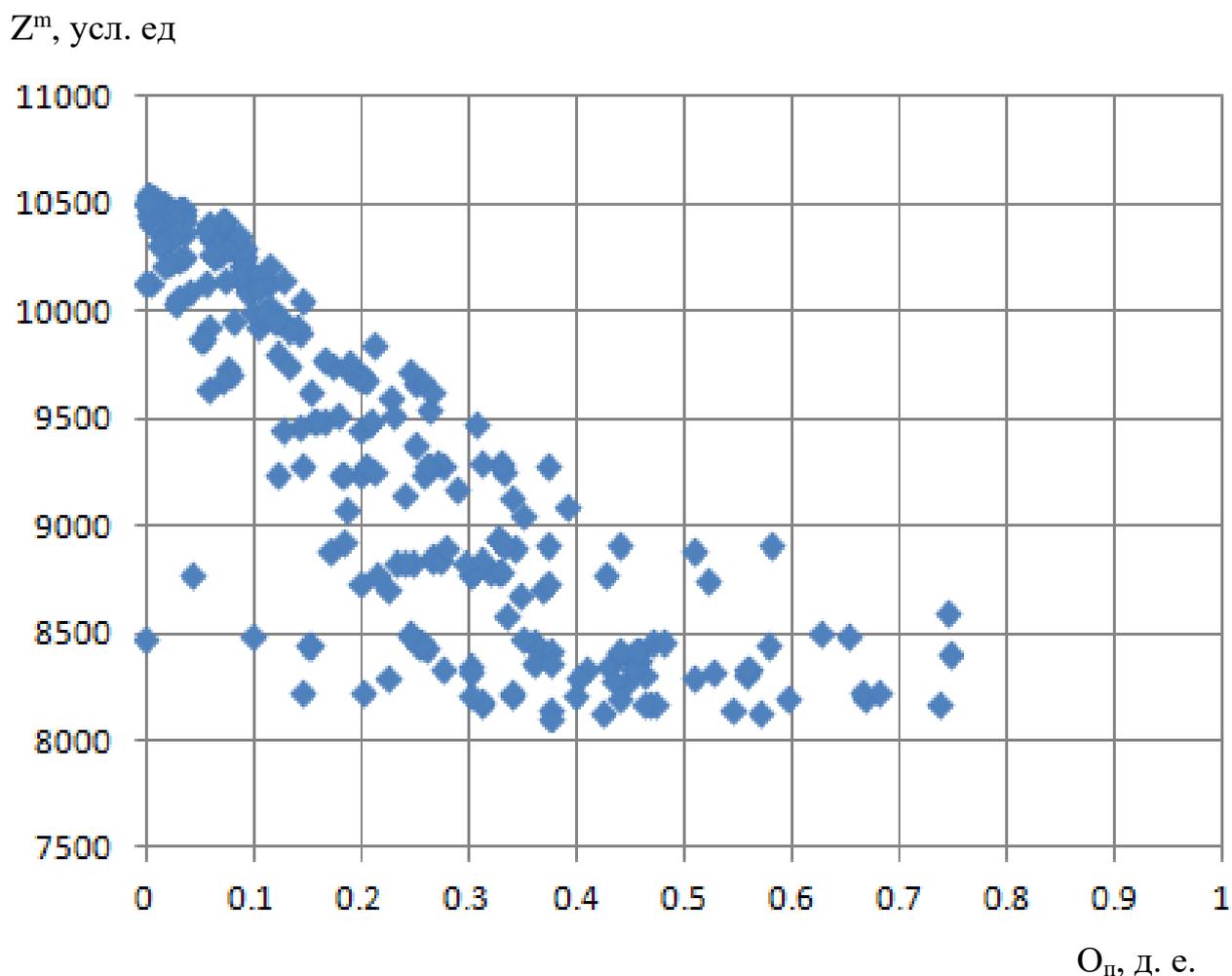


Рис. 2.24. Зависимость начальных извлекаемых запасов нефти в реализациях геологических моделей от расчетного комплексного критерия $O_{п}$.

Таблица 2.2

Характеристики распределения начальных извлекаемых запасов нефти реализаций геологических моделей для различных диапазонов комплексного критерия $O_{п}$.

запасы нефти	интервалы расчетных значений критерия $O_{п}$							
	0-0.1	0.1-0.2	0.2-0.3	0.3-0.4	0.4-0.5	0.5-0.6	0.6-0.7	0.7-0.8
Z_c , усл. ед	10244.7	9588.5	9070.1	8715.1	8375.1	8429.9	8337.0	8370.6
Z_{min} , усл. ед	8231.0	8231.0	8230.8	8113.8	8138.5	8135.8	8204.0	8194.6
Z_{max} , усл. ед	10548.4	10230.9	9850.6	9482.4	9157.5	8920.8	8562.4	8562.4

Таким образом, на приведенном примере показана возможность реализации теории планирования эксперимента на этапе распределения коллекторов при построении литологической модели. Аналогично теория планирования эксперимента может быть реализована на этапах фациального моделирования и распределения литологических разностей, а также ФЕС на этапе петрофизического моделирования.

2.7. Критерии выбора оптимальных реализаций при построении фациальной и литологической 3D-модели

Этапом фациального 3D-моделирования является построение карт изменения зон с различными условиями осадконакопления. Исходными данными при решении этой задачи являются результаты сейсмофациального и литолого-фациального анализа. В первом случае фактической информацией являются результаты интерпретации 3D сейсморазведки, во втором – кривые изменения фаций по глубинам скважин. Неопределенность при распределении фациальных зон связана с разными уровнями детализации данных 3D и скважинных данных (керна, ГИС). Возможности сейсморазведки дают площадное усредненное представление о распределении фаций в пределах мощности всего объекта, залежи, пласта. Это связано с размером длины упругой волны и возможностями расчета сейсмических атрибутов. Если фациальные условия не меняются по высоте залежи, то неоднородность объекта минимальная, и основная задача по распределению фациальных зон проявляется на границе смены условий осадконакопления. Однако по большинству реальных залежей проявляется изменчивость фациальных условий как по площади, так и по разрезу. В связи с этим возникает необходимость подбора настроек интерполяторов для получения многовариантных расчетов и поиска оптимальных вариантов модели, что решается путем сопоставления

реализаций геологической модели по данным площадного распределения и результатов интерпретации по скважинам.

Первый критерий используется при условии наличия данных по неопределенности прогноза по результатам интерпретации сейсморазведки, наличия карт минимально и максимально возможного прогноза распространения выявленных фациальных зон по площади. На таких картах отображаются зоны перекрытия фациальных зон по площади в межскважинном пространстве, по которым известны результаты литолого-фациального анализа.

Критерий F оценивает процент отклонения полученных в реализациях моделей площадей фациальных зон (F^m) от предельно допустимых погрешностей прогноза сейсморазведки 3D как в сторону их занижения ($\Delta F_{\min} = F^m - F_{\min}$), так и завышения ($\Delta F_{\max} = F^m - F_{\max}$). Таким образом оценивается доля площади поверхности эффективных толщин, принятой в реализации модели, которая выходит за границы поверхности предельно допустимой погрешности прогноза сейсморазведки 3D. Расчет выполняется по следующей формуле:

$$F = 100 \cdot (\Delta F_{\min} / F^m + \Delta F_{\max} / F^m) / 2, \text{ где} \quad (2.9)$$

F – площадь геологической модели, км²;

ΔF_{\min} – площадь распространения фаций в модели относительно минимального прогноза по сейсморазведке 3D, км²;

ΔF_{\max} – площадь распространения фаций в модели относительно максимального прогноза по сейсморазведке 3D, км².

В самом простом и распространенном на практике случае для залежи по результатам сейсмофациального анализа получен единственный наиболее достоверный прогноз распределения, т.е. имеется одна карта

наиболее вероятного распределения фаций. При этом расчет выполняется по следующей формуле:

$$F = (F_{sr} / F_m), \text{ где} \quad (2.10)$$

F_{sr} – значение прогноза распределения фациальных зон по данным 3D сейсморазведки, км²;

F_m – значение прогноза распределения фациальных зон по данным 3D-модели, км².

Даная формула может использоваться также в тех случаях, когда полученные карты распределения фаций имеют зоны неопределенной оценки («белые пятна») или при значительном перекрытии фациальных зон по разрезу.

Принцип выбора оптимальных моделей литологических разностей схож с моделированием фациальных зон, так как фациальные зоны во многом контролируют содержание литологических разностей. Существует два варианта представления литологических данных по результатам интерпретации сейсморазведки: карта с распределением максимально возможного преобладающего литологического типа породы по высоте моделируемого объекта или набор карт с процентным содержанием каждой отдельной литологической разности.

При наличии карты единственного прогноза распределения литотипов расчет выполняется по следующей формуле:

$$L = (L_{sr} / L_m), \text{ где} \quad (2.11)$$

L_{sr} – значение прогноза распределения литологических разностей по данным 3D сейсморазведки, км²;

L_m – значение прогноза распределения литологических разностей по данным 3D-модели, км².

При наличии нескольких карт процентного содержания прогноза распределения литотипов сумма процента отклонений литотипов, выделенных на залежи, от соответствующей прогнозной карты рассчитывается по следующей формуле:

$$L = \Sigma(L_i^{sr} - L_i^m), \text{ где} \quad (2.12)$$

L_{sr} – значение прогноза распределения литологических разностей по данным 3D сейсморазведки, км²;

L_m – значение прогноза распределения литологических разностей по данным 3D-модели, км².

Для количественной оценки коэффициента пористости рассчитан соответствующий критерий отклонения по формуле:

$$PORO_{sr} = 100 \cdot (\Delta S_{min}/S + \Delta S_{max}/S)/2, \text{ где} \quad (2.13)$$

S_{min} – площадь изменения коэффициентов пористости, выходящие за минимальные прогнозные значения сейсморазведки, км²;

S_{max} – площадь изменения коэффициентов пористости, выходящие за максимальные прогнозные значения сейсморазведки, км².

2.8. Выбор оптимальных реализаций 3D-моделей нефтяных залежей для территории Пермского региона

Как было показано выше, для создания возможных вариантов геологической модели используются различные методы интерполяции, которые настраиваются с помощью эксперимента. Это позволяет представить все возможные варианты геологического строения в условиях неопределённости.

Теория оптимизации позволяет выбрать наилучший вариант геологического строения и настроить методы моделирования (интерполятор).

Построение 3D-моделей на основе вероятностных оценок должно основываться на создании множества литологических кубов с различными рангами вариограмм. В качестве исходных данных используются данные бурения скважин, 3D сейсморазведки и история добычи нефти из скважин.

В диссертации разработана методология выбора оптимальных вариантов 3D-моделей для нефтяных залежей Пермского региона. Были рассмотрены залежи Тл1а, Бб1, Бб2, Т Аспинского месторождения, залежи Т1, Д0 Стретенского месторождения и залежи Бш, Тл, Бб, Мл Сосновского месторождения.

На этапе литологического моделирования этих залежей в экспериментах с крупной сеткой (до 12000 м) с шагом 500 м было установлено, что функция вариограммы выходит на асимптоту при ранге 4000 м, с оптимальным значением в диапазоне от 4000 до 7000 м.

Учитывая это, последующие эксперименты проводились в диапазоне изменения рангов вариограмм от 1 до 8000 м с шагом 500 м по осям в направлениях запад-восток (R_x) и север-юг (R_y). В результате был получен массив реализаций 3D-модели залежи методом кригинга (размер массива $17 \times 17 = 289$).

Для каждого элемента массива на этапе генерации литологических кубов 3D-модели были рассчитаны критерии D_{kv} , P_{sr} , Q_{dr} и C_{con} . После нормализации этих критериев был определён комплексный вероятностный критерий O_n .

На основе анализа расчётных значений O_n были выбраны реализации, наиболее соответствующие реальному геологическому объекту. Это позволило определить диапазон наиболее вероятных значений запасов нефти.

2.8.1. Литологическое моделирование. Расчет вероятностных критериев оптимизации при многовариантном геологическом 3D-моделировании. Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Т1а.

На первом этапе при определении критерия P_{sr} необходимо установить азимут основного направления свойств анизотропии. Для этого выполним для залежи Т1а Аспинского месторождения серию экспериментов с изменением азимутов анизотропии, на основе чего построим номограмму отклонений эффективных толщин от предельных значений прогноза. Минимальные отклонения будут показывать изотропное направление, по которому будет направлена основная ось вариограммного эллипсоида. Номограмма представлена на рисунке 2.25. Азимут имеет следующие основные направления – 80° , 170° , 260° , 350° .

В процессе вычисления показателя D_{kv} ключевым фактором оптимизации является разница между результатами моделирования проницаемых толщин и их реальными значениями, полученными в процессе бурения скважин.

Для вероятностной оценки D_{kv} используется фрактальный метод кросс-валидации. На каждом шаге итерации из обучающей выборки последовательно удаляется одна скважина, после чего проводится прогнозирование её характеристик.

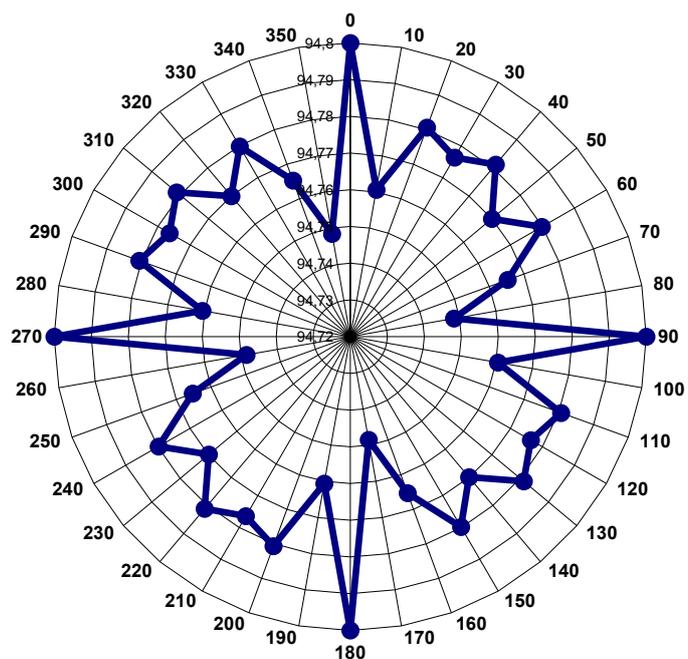


Рис. 2.25. Номограмма отклонения эффективных толщин от предельных значений прогноза P_{sr} в зависимости от изменения азимутов рангов вариограмм. Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Г1а.

С учетом того, что на пермокарбонатной залежи пробурено 578 скважин для реализации разработанной методики сгенерировано 167620 3D-моделей залежи. Такой подход позволил провести разделение данных на «обучающую» и «экзаменационную» выборки с оценкой, по последней, качества модели. Множество решений по критерию D_{kv} позволяет рассчитать отклонение модельных значений эффективной толщины от фактических значений, а также оценить устойчивость моделей при проектировании бурения новых скважин.

На рисунке 2.26 представлена номограмма распределения критерия D_{kv} , минимальные значения которого характеризуют наиболее оптимальные реализации модели. Минимальные отклонения по критерию ($D_{kv} < 0,4$) установлены в области вариограмм с $R_x = 3500 - 8000$ м и $R_y = 0 - 700$ м. В целом анализ распределения оптимальных рангов вариограмм по

данному критерию (рис. 2.26) показывает наличие анизотропии изменения эффективных толщин в северо-западном направлении.

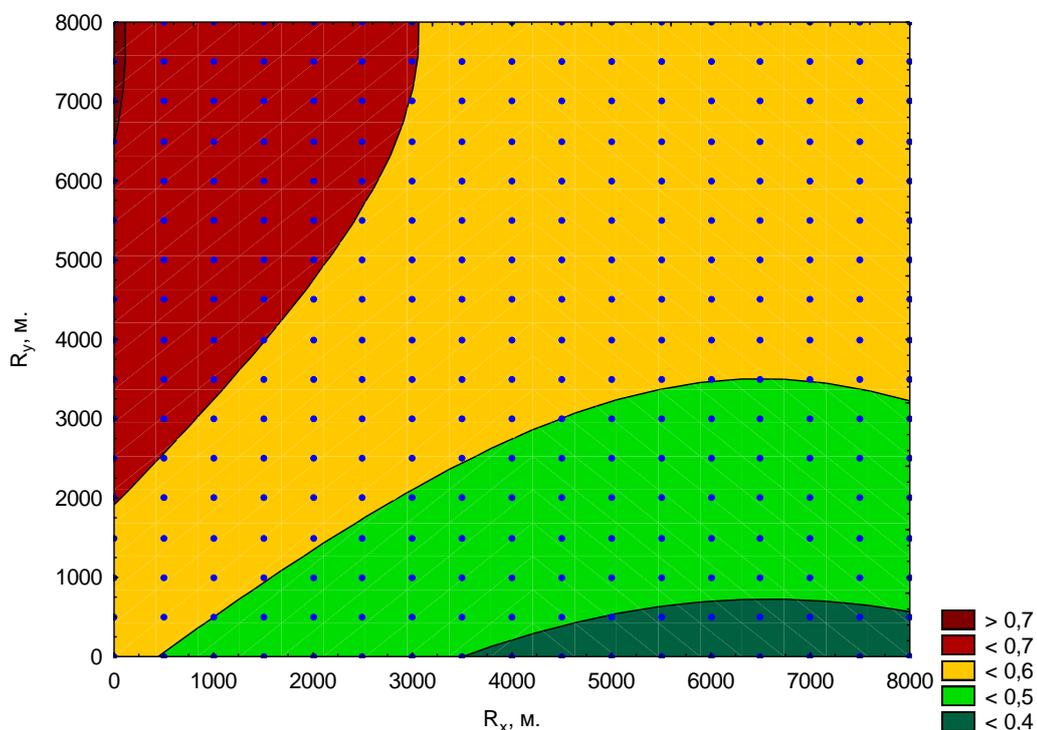


Рис. 2.26. Номограмма распределения вероятностного критерия оптимизации D_{kv} . Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Тл1а.

Критерий P_{sr} оценивает долю отклонения в сгенерированных 3D-моделях площадей проницаемых толщин (S_{ef}^m) от предельно допустимых погрешностей прогноза сейсморазведки 3D как при их занижении по сравнению с результатами бурения ($\Delta S_{min} = S_{ef}^m - S_{min}$), так и при их завышении ($\Delta S_{max} = S_{ef}^m - S_{max}$). В результате может быть определена доля площади поверхности коллекторов, принятая в реализации модели, которая выходит за границы поверхности предельно допустимой погрешности сейсморазведки 3D.

На рисунке 2.27 представлена номограмма распределения вероятностного критерия P_{sr} . Наиболее оптимальные реализации геологической модели, имеющие минимальные отклонения ($P_{sr} < 0,1$),

установлены в области с $R_x = 0 - 1200$ м, $R_y = 0 - 1500$ м. Расположение оптимального отклика вероятностной модели в данном случае говорит о наличии анизотропии в изменении эффективных толщин в северо-восточном направлении.

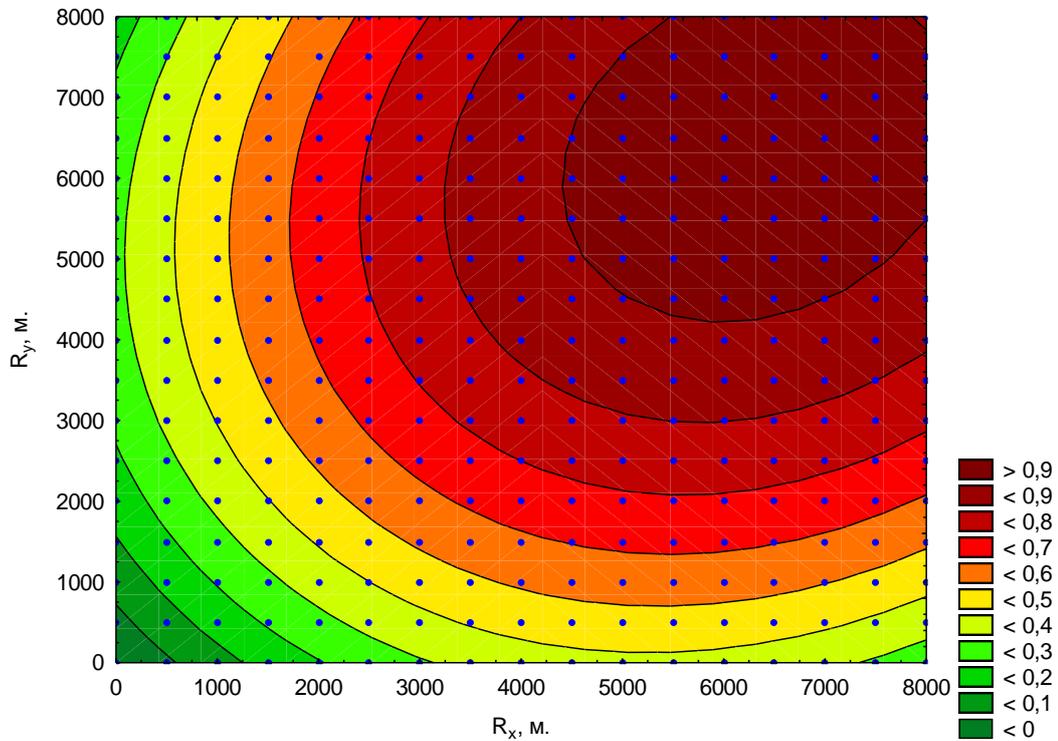


Рис. 2.27. Номограмма распределения вероятностного критерия оптимизации P_{sr} . Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Т1а.

Критерий Q_{dr} рассчитывается для добывающих скважин с завершенной добычей, связанной с выработкой запасов нефти. При этом для каждой реализации 3D-модели результаты НГЗ в пределах радиуса дренирования скважин сравнивались с результатами фактической накопленной добычей нефти. На рисунке 2.28 представлена номограмма распределения вероятностного критерия Q_{dr} . Наиболее оптимальные реализации геологической модели, имеющие минимальные отклонения ($Q_{dr} < 0,4$), установлены в области с $R_x = 0 - 8000$ м, $R_y = 250$ м. В данном

случае анизотропия изменения эффективных толщин установлена в северном направлении.

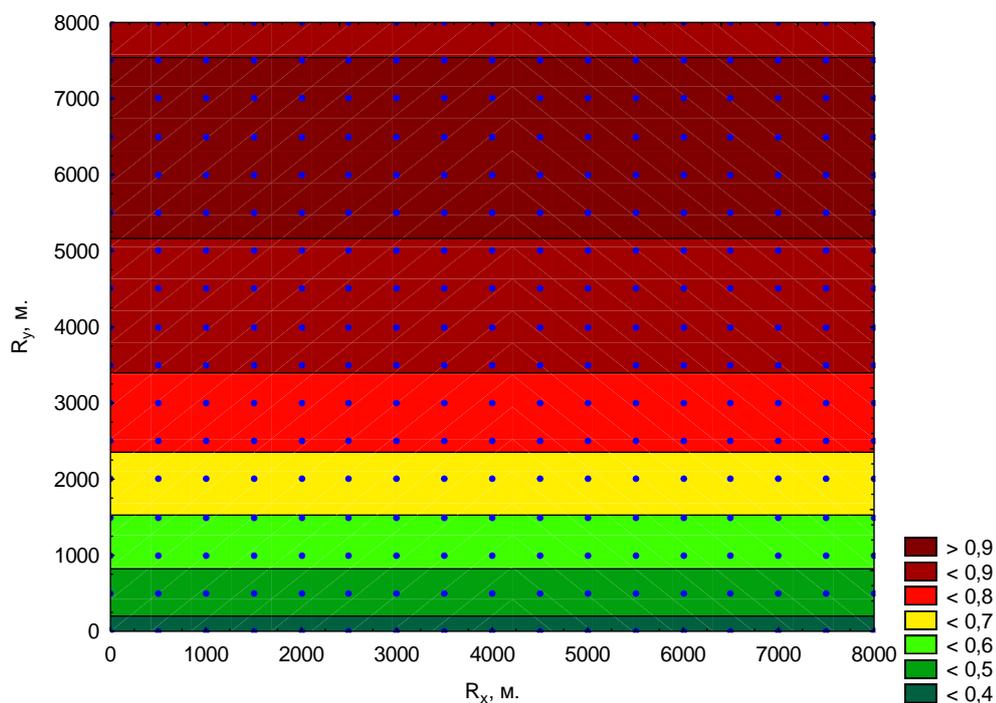


Рис. 2.28. Номограмма распределения вероятностного критерия оптимизации Q_{dr} . Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Тл1а.

Критерий S_{con} , оценивающий литологическую выдержанность распространенных коллекторов, связан с рангами вариограмм, т.к. чем больше принимается ранг вариограммы, тем больше выдержанность моделируемых объектов. Критерий контролирует степень однородности коллекторов на основе определения количества связанных между собой коллекторов в трехмерном пространстве. Номограмма распределения вероятностного критерия S_{con} для залежи Тл1а Аспинского месторождения приведена на рисунке 2.29.

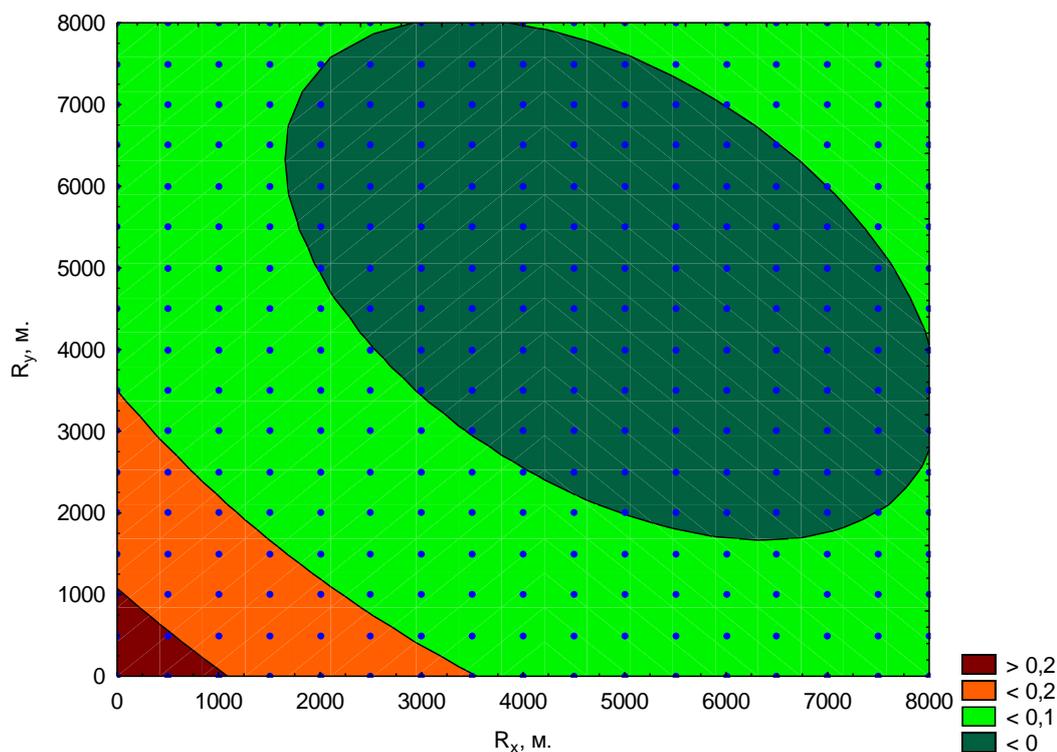


Рис. 2.29. Номограмма распределения вероятностного критерия оптимизации C_{con} . Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Тл1а.

В таблице 2.3 для вероятностных критериев D_{kv} , P_{sr} , Q_{dr} , C_{con} в пределах интервалов различных диапазонов рангов вариограмм приведено распределение количества реализаций 3D-моделей и расчетных средних, минимальных и максимальных (Z_{cp} , Z_{min} , Z_{max}) значений НГЗ нефти. Анализ таблицы 2.3 показывает, что в диапазон минимальных отклонений (менее 0,4) по критерию D_{kv} попадают 16 реализаций геологической модели, для которых НГЗ нефти изменяются от 247,1 до 522,1 усл. ед. Для критерия P_{sr} в интервал минимальных отклонений попадают 3 наиболее достоверные реализации, для которых диапазон НГЗ нефти находится в интервале от 384,5 до 409,2 усл. ед. Увеличение количества достоверных реализаций и снижение для них диапазона наиболее вероятных НГЗ в данном случае свидетельствует о высокой подтверждаемости по площади залежи сейсмических построений. Это в том числе достигается настройкой на

основе скважинных данных прогноза распределения коэффициента песчаности продуктивных пластов по сейсмическим атрибутам.

Таблица 2.3

Характеристики распределения начальных геолгических запасов нефти для реализаций геологических моделей в диапазонах критериев D_{kv} , P_{sr} , Q_{dr} , C_{con} . Аспинское месторождение нефти. Залежи пласта Т1а.

	интервалы рангов вариорграмм									
	0-0.1	0.1-0.2	0.2-0.3	0.3-0.4	0.4-0.5	0.5-0.6	0.6-0.7	0.7-0.8	0.8-0.9	0.9-1
	распределение количества 3D-моделей и НГЗ по критерию D_{kv}									
N					16,0	68,0	148,0	53,0	4,0	
Z_{cp}					368,5	514,0	703,9	702,1	428,4	
Z_{min}					247,1	324,6	343,3	327,5	339,9	
Z_{max}					522,1	847,3	1058,1	1146,3	506,7	
	распределение количества 3D-моделей и НГЗ по критерию P_{sr}									
N	3,0	4,0	9,0	22,0	27,0	30,0	30,0	35,0	33,0	43,0
Z_c	394,7	418,4	436,3	478,8	553,9	605,1	665,6	662,7	704,6	678,7
Z_{min}	384,5	363,4	339,9	276,6	322,7	247,1	324,6	351,6	375,6	343,3
Z_{max}	409,2	458,1	556,3	787,2	1146,3	887,7	986,2	953,0	1058,1	943,0
	распределение количества 3D-моделей и НГЗ по критерию Q_{dr}									
N				17,0	17,0	34,0	17,0	34,0	68,0	102,0
Z_c				365,4	425,1	550,8	564,9	604,6	704,9	725,9
Z_{min}				276,6	247,1	324,6	351,6	357,1	327,5	330,4
Z_{max}				414,2	555,9	927,2	822,6	966,7	1146,3	986,2
	распределение количества 3D-моделей и НГЗ по критерию C_{con}									
N	260.0	23.0	6.0							
Z_c	619.1	510.0	400.0							
Z_{min}	247.1	337.8	363.4							
Z_{max}	1146.3	927.2	453.7							

Для критерия Q_{dr} в диапазон с минимальными отклонениями отнесено 17 реализаций с НГЗ нефти от 276,6 до 414,2 усл. ед. При этом установлена определенная согласованность значений НГЗ для критериев D_{kv} и Q_{dr} , что является следствием корреляции между проницаемыми толщинами геологических моделей и динамикой добычи нефти.

На этапе выбора наиболее достоверных вариантов 3D-моделей для нахождения оптимальных решений по массиву реализаций $O_{п}$, полученных на основе изменения рангов вариограмм R_x и R_y , построена многомерная математическая модель поверхности (номограмма распределения $O_{п}$) (рис. 2.30).

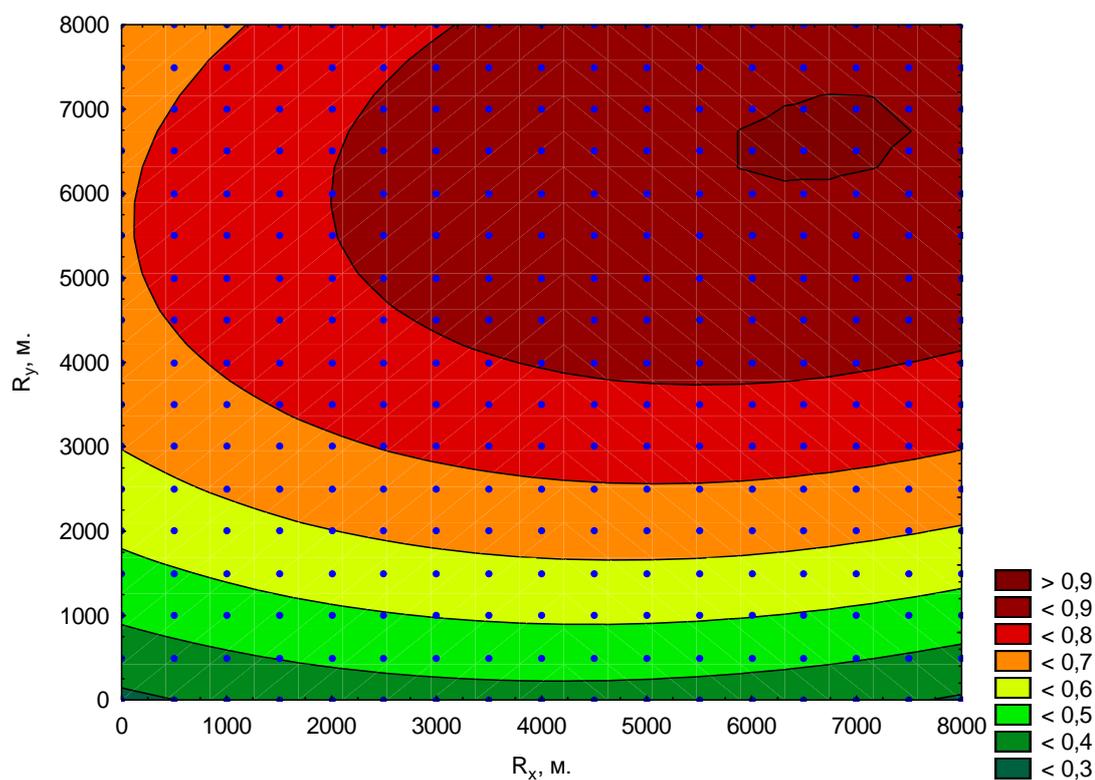


Рис. 2.30. Номограмма распределения комплексного вероятностного параметра $O_{п}$. Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Тл1а.

Математические модели поверхностей отклика для залежи Тл1а Аспинского месторождения имеют вид, представленный в таблице 2.4.

Математические модели поверхностей отклика. Аспинское
месторождение нефти. Залежь пласта Г1а.

Параметр	Уравнение
D_{kv}	$D_{kv} = 0,52 - 0,0005 \cdot R_x + 4,8 \cdot 10^{-5} \cdot R_y + 3,5 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_x + 1,9 \cdot 10^{-10} \cdot R_x \cdot R_y - 3,1 \cdot 10^{-9} \cdot R_y \cdot R_y,$ $n=289, R=0.83$
P_{sr}	$P_{sr} = -0,1015 + 0,0002 \cdot R_x + 0,0002 \cdot R_y - 1,7 \cdot 10^{-8} \cdot R_x \cdot R_x + 6,3 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_y - 1,5 \cdot 10^{-8} \cdot R_y \cdot R_y,$ $n=289, R=0.86$
Q_{dr}	$Q_{dr} = 0,3662 + 1,5 \cdot 10^{-18} \cdot R_x + 0,0002 \cdot R_y - 1,7 \cdot 10^{-23} \cdot R_x \cdot R_x - 1,6 \cdot 10^{-22} \cdot R_x \cdot R_y - 1,4 \cdot 10^{-8} \cdot R_y \cdot R_y,$ $n=289, R=0.89$
C_{con}	$C_{con} = 0,2603 - 6 \cdot 10^{-5} \cdot R_x - 6,1 \cdot 10^{-5} \cdot R_y + 4,2 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_x + 3,9 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_y + 4,2 \cdot 10^{-9} \cdot R_y \cdot R_y,$ $n=289, R=0.83$
$O_{п}$	$O_{п} = 0,2798 + 4,1 \cdot 10^{-5} \cdot R_x + 0,0001 \cdot R_y - 5 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_x + 3,8 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_y - 1,3 \cdot 10^{-8} \cdot R_y \cdot R_y,$ $n=289, R=0.85$

Расчетный показатель $O_{п}$ в диапазоне от 0,3 до 1 д. е. комплексно характеризует особенности геологического строения залежей нефти на основе обоснованных выше вероятностных критериев. При этом максимальные значения $O_{п}$ соответствуют наиболее достоверному представлению реализации модели реальному геологическому строению нефтяной залежи. Как видно из рисунка 2.30 наиболее оптимальные реализации геологической модели ($O_{п} > 0,9$) находятся в области рангов вариограмм $R_x = 6000 - 7500$ м и $R_y = 6000 - 7500$ м. Распределение

оптимального отклика критерия O_{Π} (рис. 2.30) свидетельствует о наличии анизотропии эффективных толщин в северо-восточном направлении.

В таблице 2.5 для комплексного параметра O_{Π} в пределах интервалов различных рангов вариограмм приведено распределение количества реализаций 3D-моделей и расчетных средних (Z_{cp}), минимальных (Z_{min}), максимальных (Z_{max}), среднеквадратического отклонения (σZ), коэффициента вариации (W) и размаха (ΔZ) значений НГЗ нефти.

Таблица 2.5

Характеристики распределения начальных геологических запасов нефти для реализаций геологических моделей в диапазонах комплексного параметра O_{Π} . Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Тл1а.

	интервалы рангов вариограмм									
	0-0.1	0.1-0.2	0.2-0.3	0.3-0.4	0.4-0.5	0.5-0.6	0.6-0.7	0.7-0.8	0.8-0.9	0.9-1
	распределение количества 3D-моделей и НГЗ по комплексному критерию O_{Π}									
N			3,0	19,0	24,0	30,0	47,0	65,0	96,0	5,0
Z_{cp}			378,3	382,9	473,4	566,8	574,4	720,7	727,5	697,5
Z_{min}			359,8	276,6	247,1	324,6	327,5	330,4	345,6	509,8
Z_{max}			390,5	555,9	787,2	927,2	1146,3	1005,3	1058,1	789,3
σZ			16,2	57,7	111,4	147,0	189,0	155,2	137,6	113,0
W			4,3	15,1	23,5	25,9	32,9	21,5	18,9	16,2
ΔZ			30,6	279,3	540,1	602,7	818,8	674,9	712,4	279,5

В диапазон со значениями O_{Π} более 0,9 попадает 5 реализаций геологической модели с диапазоном изменения НГЗ от 509,8 до 789,3 усл. ед, для которых $Z_{cp}=697,5$ усл. ед. На рисунке 2.31 приведено сопоставление значений НГЗ в реализациях геологических моделей от значений расчетного параметра O_{Π} .

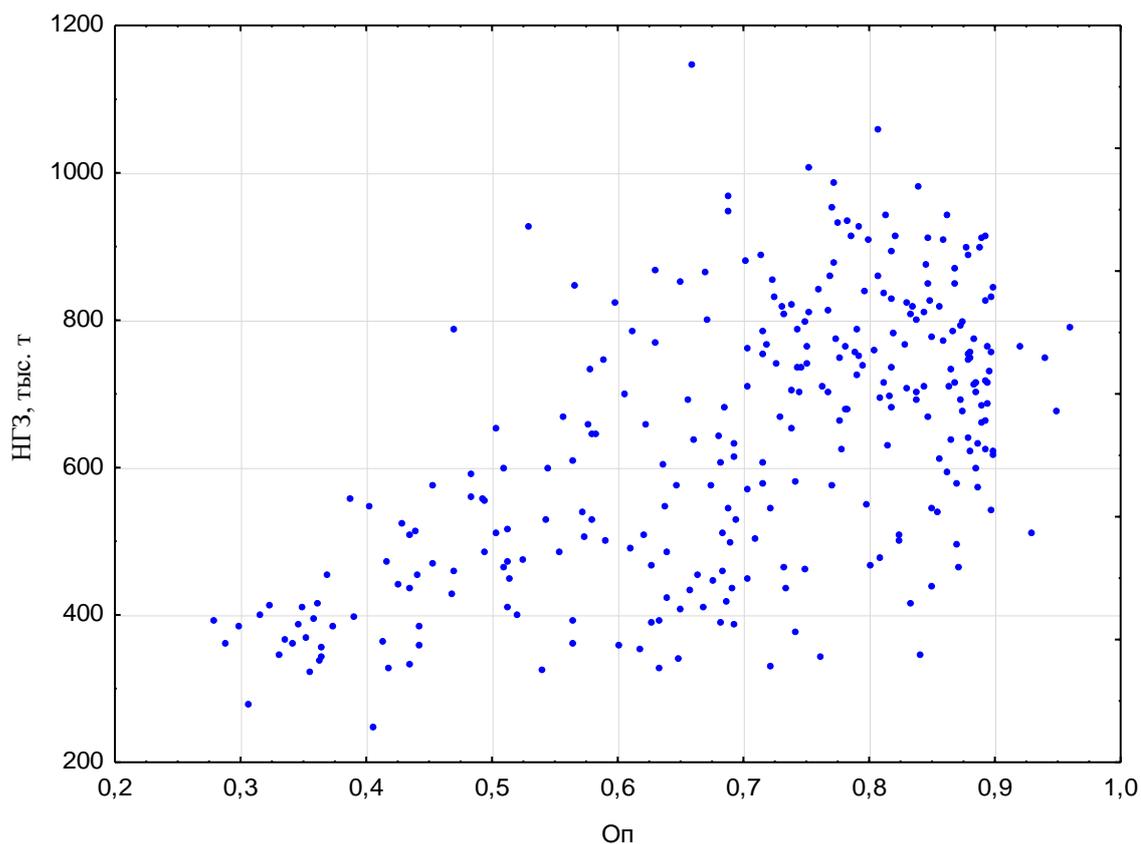


Рис. 2.31. Распределение начальных геологических запасов нефти в реализациях геологических моделей от комплексного параметра O_{Π} . Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Т1а.

Анализ данных таблицы 2.5 и рисунка 2.31 показывает, что в диапазоне оптимального отклика вместе со снижением количества наиболее вероятных реализаций НГЗ также происходит снижение размаха изменения НГЗ. При этом 5 реализаций геологических моделей характеризуются расчетным значением комплексного параметра O_{Π} более 0,9. Данные реализации могут рассматриваться при многовариантном геологическом 3D-моделировании как наиболее достоверные. Диапазон изменения НГЗ в процессе выбора реализаций сужается от 818,8 интервале изменения O_{Π} 0,6-0,7 до 275,9 усл. ед, а $Z_{\text{ср}}$ составляет 697,5 усл. ед. Именно это значение НГЗ для рассмотренной залежи может приниматься как наиболее вероятное.

2.8.2. Литологическое моделирование. Расчет вероятностных критериев оптимизации при многовариантном геологическом 3D-моделировании. Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта ББ1.

Аналогично предыдущему примеру для залежи ББ1 Аспинского месторождения проведена серия экспериментов с изменением азимутов анизотропии, на основе чего построена номограмма отклонений эффективных толщин от предельных значений прогноза. Номограмма представлена на рисунке 2.32. Азимут имеет следующие основные направления – 60° , 150° , 240° , 330° .

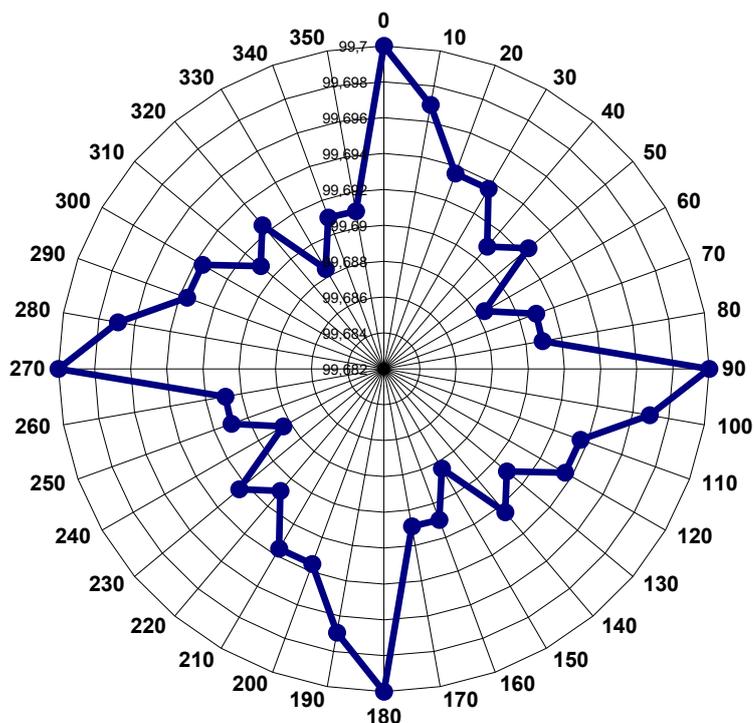


Рис. 2.32. Номограмма отклонения эффективных толщин от предельных значений прогноза P_{sr} в зависимости от изменения азимутов рангов вариограмм. Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта ББ1.

На рисунке 2.33 представлена номограмма распределения вероятностного критерия D_{kv} . Минимальные отклонения ($D_{kv} < 0,7$) установлены в области вариограмм с $R_x = 0 - 8000$ м и $R_y = 0 - 8000$ м.

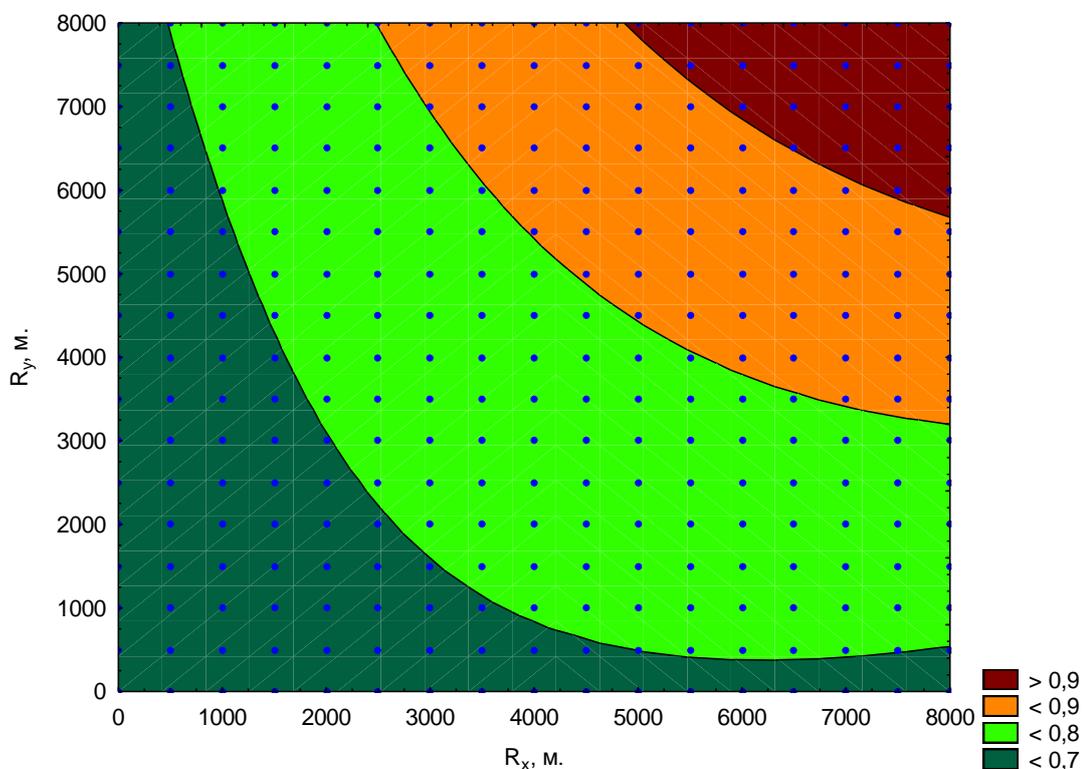


Рис. 2.33. Номограмма распределения вероятностного критерия оптимизации D_{kv} . Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Бб1.

На рисунке 2.34 представлена номограмма распределения вероятностного критерия P_{sr} . Наиболее оптимальные реализации геологической модели, имеющие минимальные отклонения ($P_{sr} < 0,1$), установлены в области с $R_x = 0 - 1700$ м, $R_y = 0 - 1700$ м.

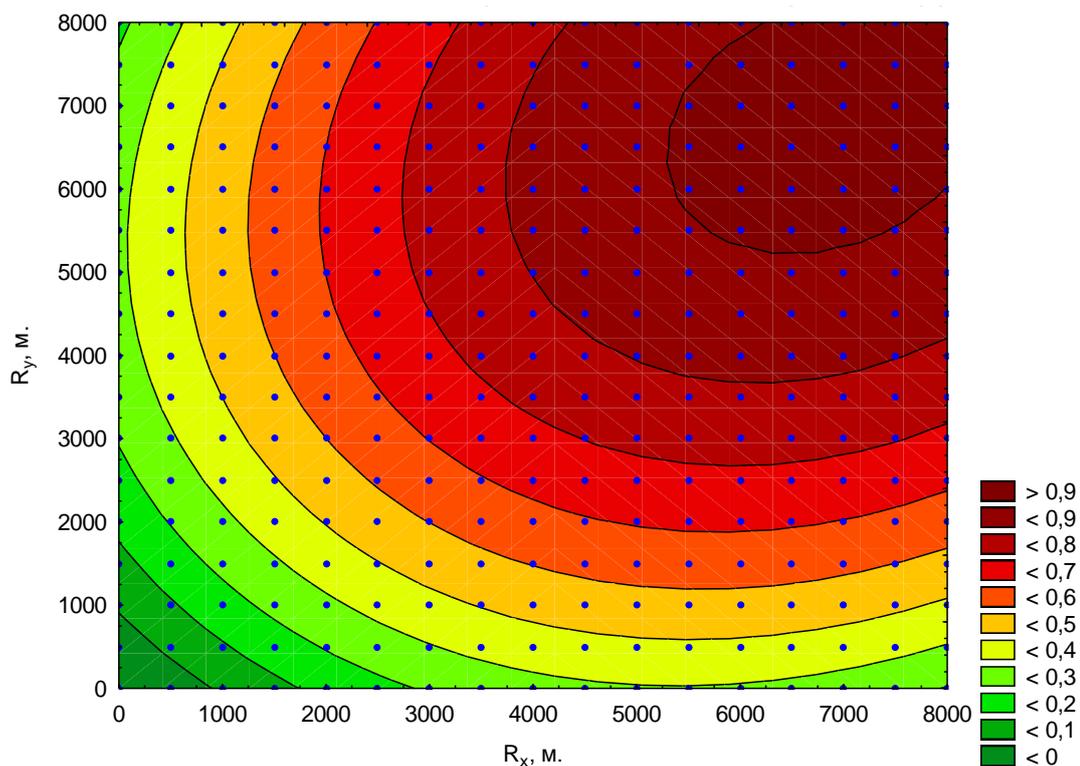


Рис. 2.34. Номограмма распределения вероятностного критерия оптимизации P_{sr} . Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта ББ1.

На рисунке 2.35 представлена номограмма распределения вероятностного критерия Q_{dr} . Наиболее оптимальные реализации геологической модели, имеющие минимальные отклонения ($Q_{dr} < 0,2$), установлены в области с $R_x = 0 - 8000$ м, $R_y = 4200 - 8000$ м. В данном случае анизотропия изменения эффективных толщин установлена в северном направлении.

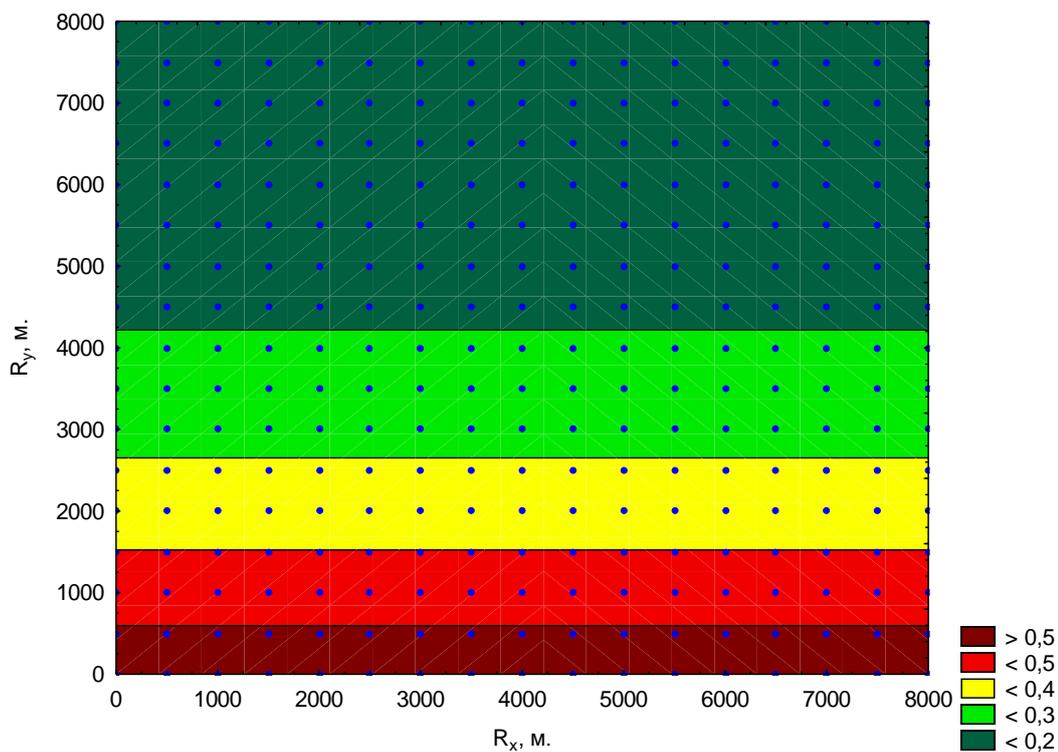


Рис. 2.35. Номограмма распределения вероятностного критерия оптимизации Q_{dr} . Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Бб1.

Номограмма распределения вероятностного критерия $S_{con.}$, оценивающего литологическую выдержанность коллекторов, представлена на рисунке 2.36.

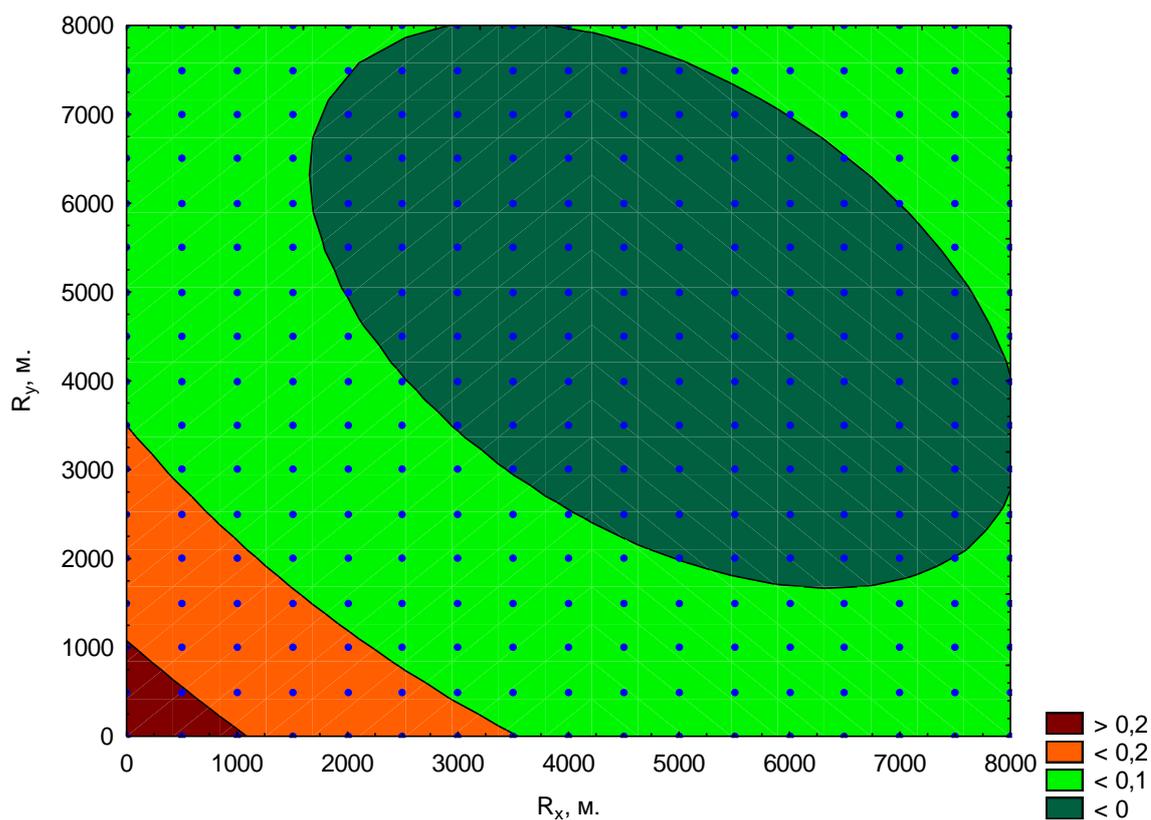


Рис. 2.36. Номограмма распределения вероятностного критерия оптимизации C_{con} . Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Бб1.

В таблице 2.6 для вероятностных критериев D_{kv} , P_{sr} , Q_{dr} , C_{con} в пределах интервалов различных диапазонов рангов вариограмм приведено распределение количества реализаций 3D-моделей и расчетных средних, минимальных и максимальных ($Z_{ср}$, Z_{min} , Z_{max}) значений НГЗ нефти. Анализ таблицы 2.6 показывает, что в диапазон минимальных отклонений (менее 0,7) по критерию D_{kv} попадает 85 реализаций геологической модели, для которых НГЗ изменяются от 2298,2 до 2891,8 усл. ед. Для критерия P_{sr} в интервал минимальных отклонений попадает 3 наиболее достоверные реализации, для которых диапазон НГЗ находится в интервале от 2733,4 до 2829,9 усл. ед. Увеличение количества достоверных реализаций и снижение для них диапазона наиболее вероятных НГЗ нефти в данном случае свидетельствует о высокой подтверждаемости по площади залежи сейсмических построений.

Таблица 2.6

Характеристики распределения начальных геологических запасов нефти для реализаций геологических моделей в диапазонах критериев D_{kv} , P_{sr} , Q_{dr} , C_{con} . Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Бб1.

	интервалы рангов вариорграмм									
	0-0.1	0.1-0.2	0.2-0.3	0.3-0.4	0.4-0.5	0.5-0.6	0.6-0.7	0.7-0.8	0.8-0.9	0.9-1
	распределение количества 3D-моделей и НГЗ по критерию D_{kv}									
N							85,0	119,0	61,0	24,0
Z_{cp}							2586,4	2386,8	2342,6	2306,5
Z_{min}							2298,2	2275,8	2276,3	2257,5
Z_{max} , тыс.т							2891,8	2530,1	2421,6	2346,0
распределение количества 3D-моделей и НГЗ по критерию P_{sr}										
N	3,0	7,0	9,0	33,0	28,0	30,0	32,0	36,0	36,0	47,0
Z_c	2778,9	2699,3	2680,0	2649,0	2482,4	2419,0	2394,9	2376,6	2350,4	2338,5
Z_{min}	2733,4	2562,1	2494,5	2382,2	2378,3	2298,2	2301,0	2308,2	2275,8	2276,3
Z_{max}	2829,9	2891,8	2774,3	2878,8	2561,1	2501,2	2467,3	2476,5	2421,6	2390,2
распределение количества 3D-моделей и НГЗ по критерию Q_{dr}										
N		136,0	51,0	34,0	34,0	34,0				
Z_c		2379,6	2388,9	2420,8	2466,4	2662,0				
Z_{min}		2257,5	2292,6	2321,8	2349,8	2394,7				
Z_{max}		2748,9	2784,7	2774,3	2768,8	2891,8				
распределение количества 3D-моделей и НГЗ по критерию C_{con}										
N	260,0	23,0	6,0							
Z_c	978,7	1045,7	1106,0							
Z_{min}	903,0	952,9	1037,3							
Z_{max}	1151,5	1113,7	1156,7							

Для критерия Q_{dr} в диапазон с минимальными отклонениями отнесено 136 реализаций с НГЗ от 2257,5 до 2748,9 усл. ед. При этом установлена определенная согласованность значений НГЗ нефти для критериев D_{kv} и Q_{dr} , что является следствием корреляции между проницаемыми толщинами геологических моделей и динамикой добычи нефти.

Математические модели поверхностей отклика параметров D_{kv}^n , P_{sr}^n , Q_{dr}^n , C_{con} , O_{II} представлены в таблице 2.7.

Математические модели поверхностей отклика. Аспинское
месторождение нефти. Залежь пласта ББ1.

Критерий	Уравнение
D_{kv}	$D_{kv} = 0,63 + 2,1 \cdot 10^{-5} \cdot R_x + 1,3 \cdot 10^{-6} \cdot R_y - 1,8 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_x + 4,2 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_y + 5,3 \cdot 10^{-10} \cdot R_y \cdot R_y,$ $n=289, R=0.79$
P_{sr}	$P_{sr} = -0,1293 + 0,0002 \cdot R_x + 0,0002 \cdot R_y - 1,5 \cdot 10^{-8} \cdot R_x \cdot R_x + 6,2 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_y - 1,6 \cdot 10^{-8} \cdot R_y \cdot R_y,$ $n=289, R=0.87$
Q_{dr}	$Q_{dr} = 0,5717 - 4,1 \cdot 10^{-18} \cdot R_x - 0,0001 \cdot R_y + 3,8 \cdot 10^{-22} \cdot R_x \cdot R_x + 2,1 \cdot 10^{-22} \cdot R_x \cdot R_y + 9,2 \cdot 10^{-9} \cdot R_y \cdot R_y,$ $n=289, R=0.92$
C_{con}	$C_{con} = 0,2603 - 0,00006 \cdot R_x - 6,1 \cdot 10^{-5} \cdot R_y + 4,2 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_x + 3,9 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_y + 4,2 \cdot 10^{-9} \cdot R_y \cdot R_y,$ $n=289, R=0.93$
O_п	$O_{п} = 0,2067 + 9,8 \cdot 10^{-5} \cdot R_x + 2 \cdot 10^{-5} \cdot R_y - 9,6 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_x + 1,7 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_y - 3,15 \cdot 10^{-9} \cdot R_y \cdot R_y,$ $n=289, R=0.78$

Для нахождения оптимальных решений по массиву реализаций $O_{п}$ построена многомерная математическая модель поверхности (номограмма распределения $O_{п}$) (рис. 2.37). Расчетный показатель $O_{п}$ в диапазоне от 0,1 до 0,6 д. е. комплексно характеризует особенности геологического строения залежей нефти на основе обоснованных выше вероятностных критериев. При этом максимальные значения $O_{п}$ соответствуют наиболее достоверному представлению реализации модели, реальному геологическому строению нефтяной залежи.

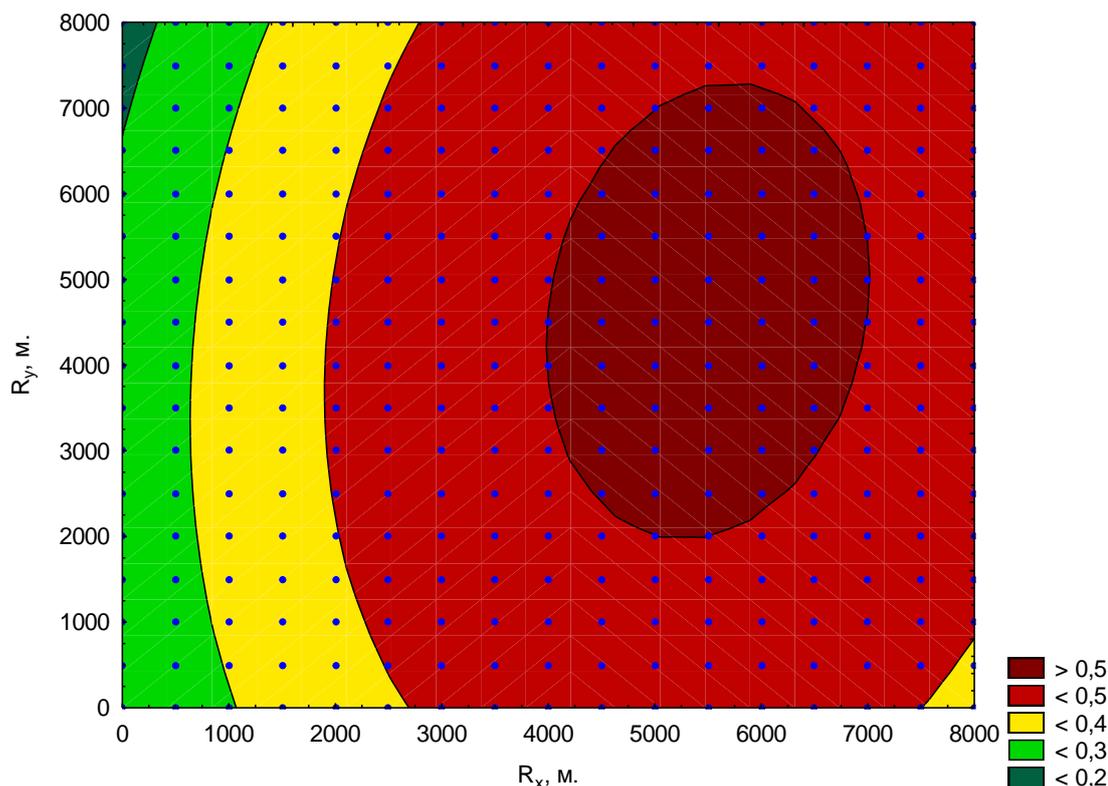


Рис. 2.37. Номограмма распределения комплексного вероятностного параметра O_{π} . Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта ББ1.

Как видно из рисунка 2.37 наиболее оптимальные реализации геологической модели ($O_{\pi} > 0,5$) находятся в области рангов вариограмм $R_x = 4000 - 7000$ м и $R_y = 2000 - 7300$ м. Распределение оптимального отклика критерия O_{π} свидетельствует о наличии анизотропии эффективных толщин в направлении север-юг.

В таблице 2.8 для комплексного параметра O_{π} в пределах интервалов различных рангов вариограмм приведено распределение количества реализаций 3D-моделей и расчетных средних (Z_{cp}), минимальных (Z_{min}), максимальных (Z_{max}), среднеквадратического отклонения (σZ), коэффициента вариации (W) и размаха (ΔZ) значений НГЗ нефти.

Таблица 2.8

Характеристики распределения начальных геологических запасов нефти для реализаций геологических моделей в диапазонах комплексного параметра O_{Π} . Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Бб1.

	интервалы рангов вариорграмм									
	0-0.1	0.1-0.2	0.2-0.3	0.3-0.4	0.4-0.5	0.5-0.6	0.6-0.7	0.7-0.8	0.8-0.9	0.9-1
	распределение количества 3D-моделей и НГЗ по комплексному критерию O_{Π}									
N	0	3,0	35,0	46,0	154,0	51,0				
Z_{cp}	0	2693,3	2615,1	2462,9	2401,3	2341,7				
Z_{min}	0	2675,1	2382,2	2298,2	2257,5	2283,8				
Z_{max}	0	2715,4	2891,8	2784,1	2878,8	2476,5				
σZ	0	20,4	130,5	116,8	119,3	32,7				
W	0	0,8	5,0	4,7	5,0	1,4				
ΔZ	0	40,3	509,7	485,9	621,3	192,7				

В диапазон со значениями O_{Π} более 0,5 попадает 51 реализация геологической модели с изменением НГЗ от 2283,8 до 2476,5 усл. ед, для которых $Z_{cp}=2341,7$ усл. ед. В целом увеличение количества моделей с оптимальным откликом O_{Π} (33,2% от всех реализаций) свидетельствует о высокой достоверности реализованного методического подхода. На рисунке 2.38 приведено сопоставление значений НГЗ в реализациях геологических моделей со значениями расчетного параметра O_{Π} .

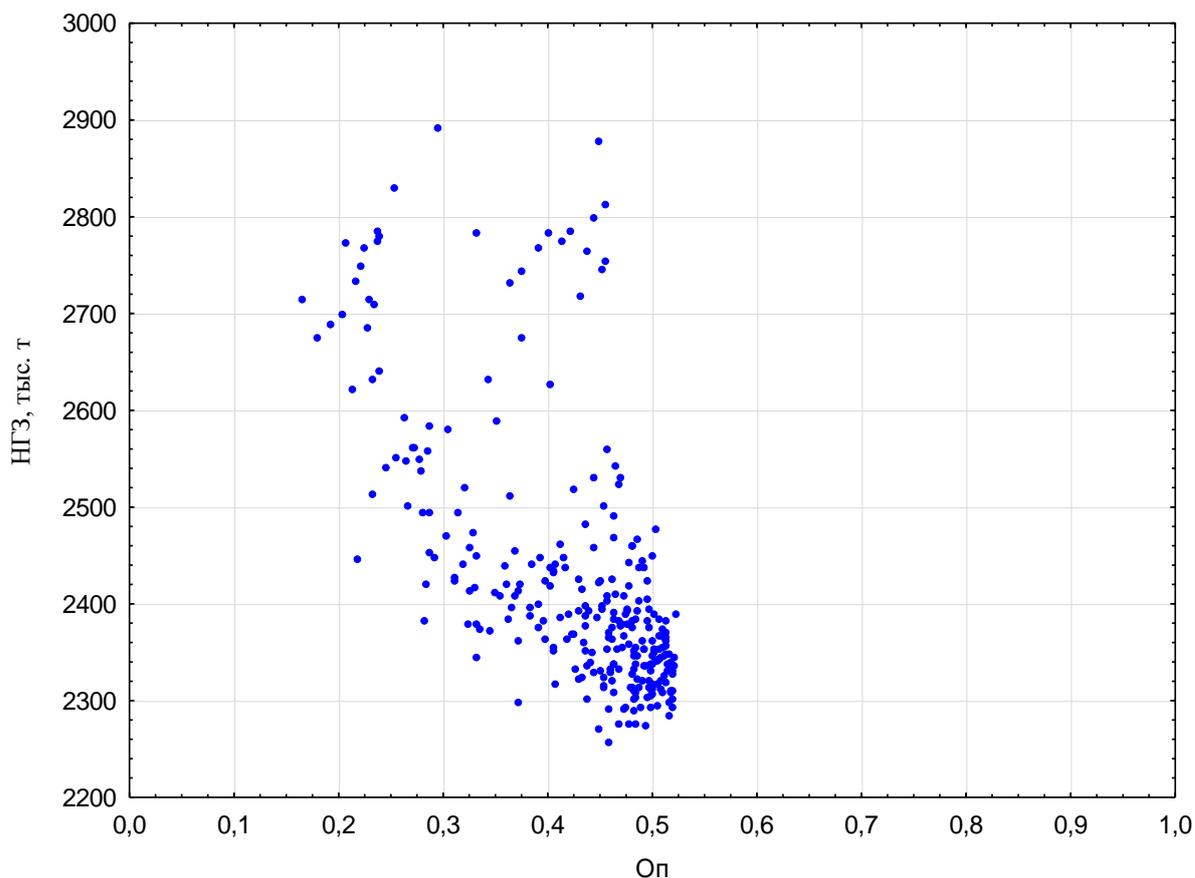


Рис. 2.38. Распределение начальных геологических запасов нефти в реализациях геологических моделей от комплексного параметра $O_{п}$. Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Бб1.

Анализ данных таблицы 2.8 и рисунка 2.38 показывает, что в диапазоне оптимального отклика вместе с сужением диапазона НГЗ наиболее вероятных реализаций также происходит снижение самих величин НГЗ. При этом 51 реализация геологических моделей характеризуются расчетным значением $O_{п}$ более 0,50. Данные реализации могут рассматриваться при многовариантном геологическом 3D-моделировании как наиболее достоверные. Диапазон НГЗ нефти в процессе выбора для них сужается с 621,3 усл. ед в интервале $O_{п}$ 0,4-0,5 до 192,7 усл. ед, а $Z_{ср}$ составляет 2341,7 усл. ед. Данное значение НГЗ для рассмотренной залежи может приниматься как наиболее вероятное.

2.8.3. Литологическое моделирование. Расчет вероятностных критериев оптимизации при многовариантном геологическом 3D-моделировании. Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Бб2.

Для залежи Бб2 Аспинского месторождения проведена серия экспериментов с изменением азимутов анизотропии, на основе чего построена номограмма отклонений эффективных толщин от предельных значений прогноза. Номограмма представлена на рисунке 2.39. Азимут имеет следующие основные направления – $0^{\circ}, 90^{\circ}, 180^{\circ}, 270^{\circ}$.

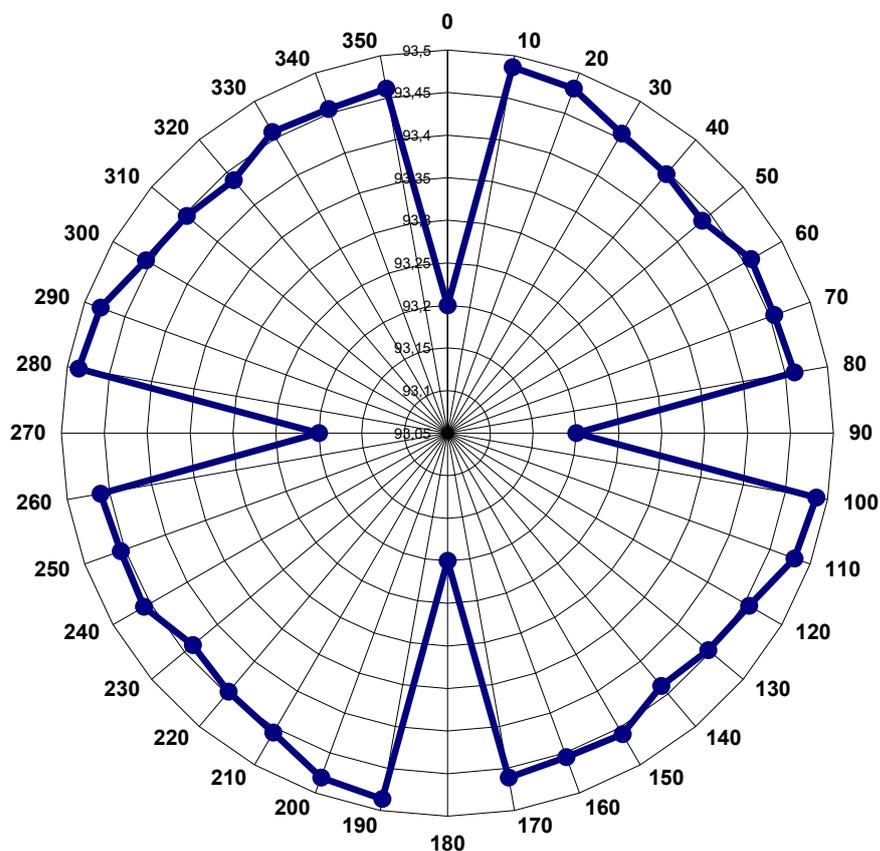


Рис. 2.39. Номограмма отклонения эффективных толщин от предельных значений прогноза P_{sr} в зависимости от изменения азимутов рангов вариограмм. Аспинское месторождение нефти. Залежи пласта Бб2.

На рисунке 2.40 представлена номограмма распределения вероятностного критерия D_{kv} . Минимальные отклонения по критерию ($D_{kv} < 0,6$) установлены в области вариограмм с $R_x = 700 - 8000$ м и $R_y = 0 - 6000$ м. В целом анализ распределения оптимальных рангов вариограмм по данному критерию (рис. 2.40) показывает наличие анизотропии изменения эффективных толщин в северо-западном направлении.

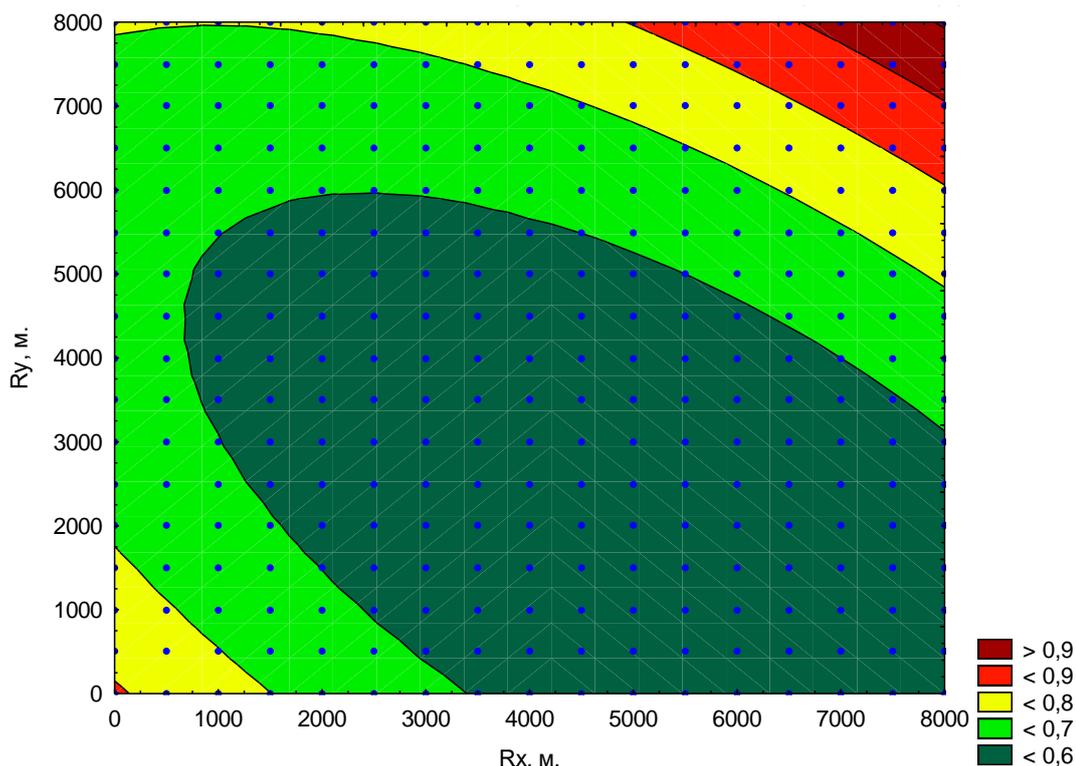


Рис. 2.40. Номограмма распределения вероятностного критерия оптимизации D_{kv} . Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Б62.

На рисунке 2.41 представлена номограмма распределения вероятностного критерия P_{sr} . Наиболее оптимальные реализации геологической модели, имеющие минимальные отклонения ($P_{sr} < 0,2$), установлены в области с $R_x = 3700 - 6900$ м, $R_y = 3300 - 6500$ м. Расположение оптимального отклика вероятностной модели в данном случае говорит о наличии анизотропии в изменении эффективных толщин в северо-восточном направлении.

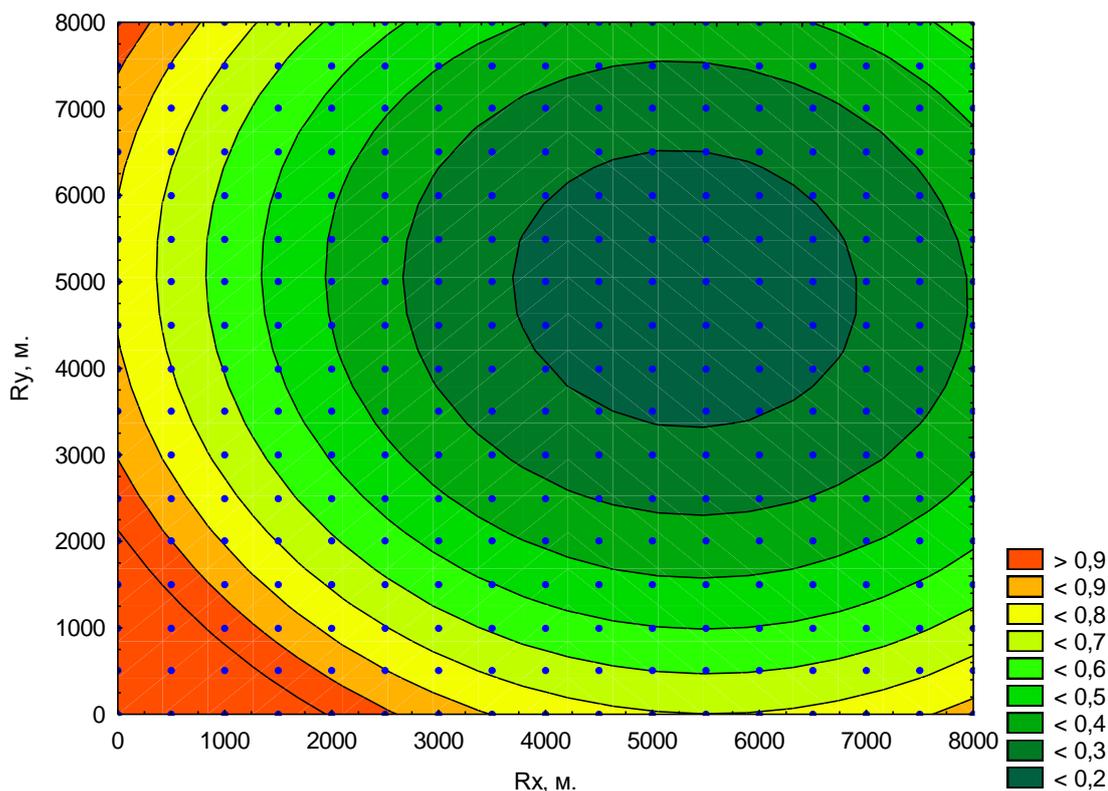


Рис. 2.41. Номограмма распределения вероятностного критерия оптимизации P_{sr} . Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта ББ2.

На рисунке 2.42 представлена номограмма распределения вероятностного критерия Q_{dr} . Наиболее оптимальные реализации геологической модели, имеющие минимальные отклонения ($Q_{dr} < 0,5$), установлены в области с $R_x = 0 - 8000$ м, $R_y = 300$ м. В данном случае анизотропия изменения эффективных толщин установлена в северном направлении.

Номограмма распределения вероятностного критерия $C_{con.}$, оценивающего литологическую выдержанность коллекторов, представлена на рисунке 2.43.

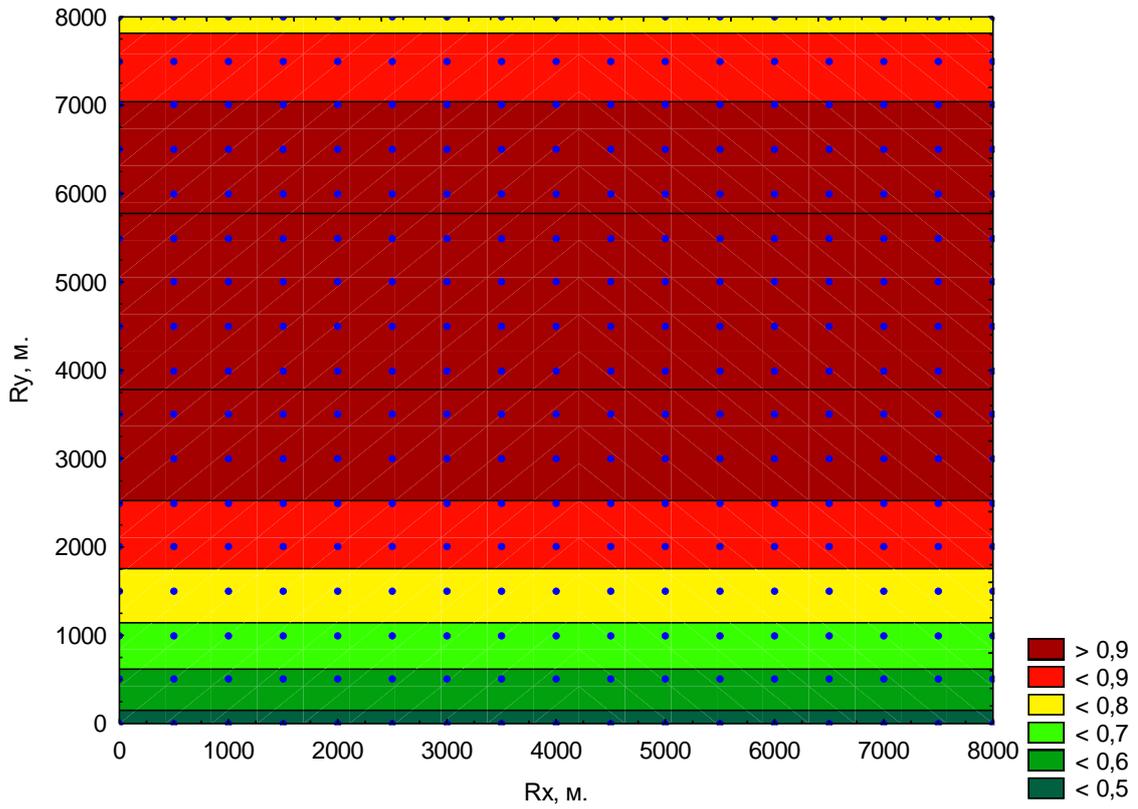


Рис. 2.42. Номограмма распределения вероятностного критерия оптимизации Q_{dr} . Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта ББ2.

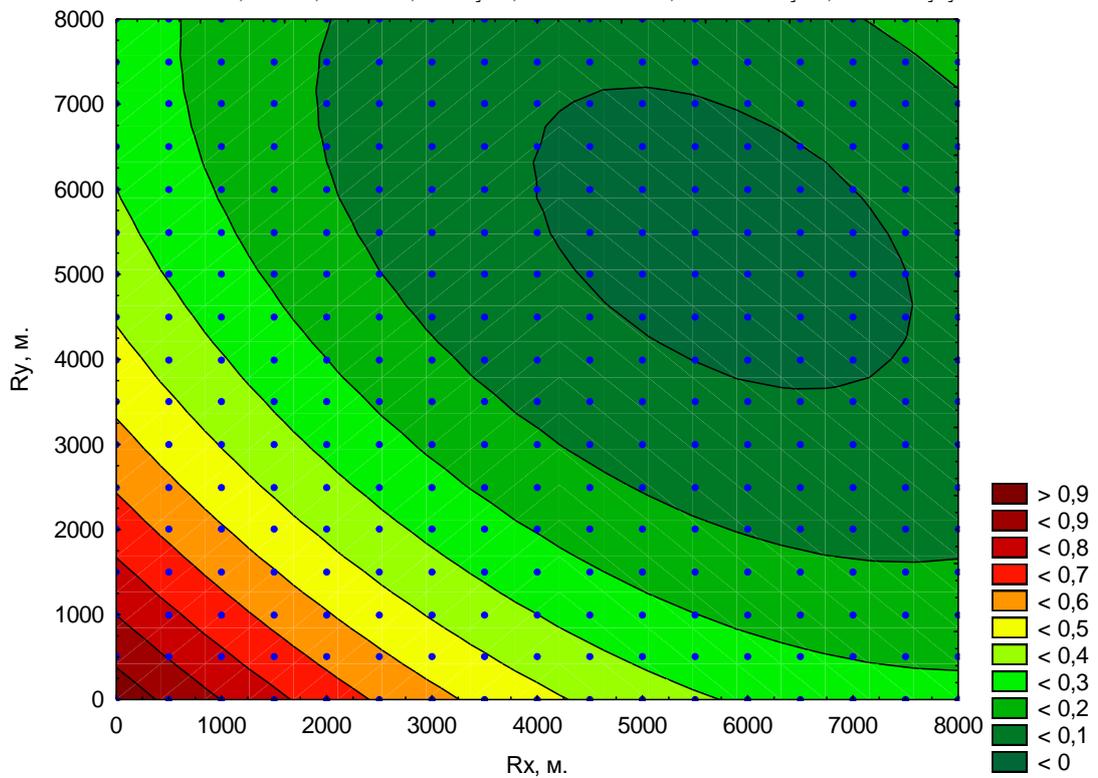


Рис. 2.43. Номограмма распределения вероятностного критерия оптимизации C_{con} . Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта ББ2.

В таблице 2.9 для вероятностных критериев D_{kv} , P_{sr} , Q_{dr} , C_{con} в пределах интервалов различных диапазонов рангов вариограмм приведено распределение количества реализаций 3D-моделей и расчетных средних, минимальных и максимальных (Z_{cp} , Z_{min} , Z_{max}) значений НГЗ нефти.

Таблица 2.9

Характеристики распределения НГЗ нефти для реализаций геологических моделей в диапазонах критериев D_{kv} , P_{sr} , Q_{dr} , C_{con} .

Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта ББ2.

	интервалы рангов вариограмм									
	0-0.1	0.1-0.2	0.2-0.3	0.3-0.4	0.4-0.5	0.5-0.6	0.6-0.7	0.7-0.8	0.8-0.9	0.9-1
	распределение количества 3D-моделей и НГЗ по критерию D_{kv}									
N						141,0	92,0	38,0	13,0	5,0
Z_{cp}						3551,9	3419,7	3423,4	3570,0	3656,1
Z_{min}						2739,9	2739,0	2663,4	2602,5	3638,5
Z_{max}						3727,5	3717,0	3706,8	3709,6	3668,9
	распределение количества 3D-моделей и НГЗ по критерию P_{sr}									
N		32,0	54,0	51,0	38,0	30,0	25,0	26,0	14,0	19,0
Z_c		3652,8	3647,5	3621,0	3578,2	3535,7	3471,4	3149,2	3145,6	2996,8
Z_{min}		3600,7	3508,6	3485,7	3393,7	3351,8	3302,6	2739,9	2739,0	2602,5
Z_{max}		3705,1	3727,5	3727,4	3688,0	3668,3	3678,7	3638,3	3581,2	3570,4
	распределение количества 3D-моделей и НГЗ по критерию Q_{dr}									
N					17,0	17,0	17,0	34,0	51,0	153,0
Z_c					2766,5	3449,5	3533,5	3529,2	3557,7	3549,2
Z_{min}					2602,5	2697,1	2729,5	2796,1	2782,5	2758,9
Z_{max}					2875,4	3555,8	3668,3	3688,0	3727,5	3724,9
	распределение количества 3D-моделей и НГЗ по критерию C_{con}									
N	39,0	94,0	53,0	41,0	22,0	12,0	13,0	5,0	7,0	3,0
Z_c	3655,5	3623,7	3555,2	3354,8	3346,3	3258,3	3293,7	3220,2	3061,7	2690,0
Z_{min}	3603,7	3437,2	3318,7	2739,9	2775,8	2758,9	2739,0	2814,3	2663,4	2683,0
Z_{max}	3717,0	3727,5	3727,4	3668,3	3678,7	3607,1	3638,3	3570,4	3474,4	2697,1

Анализ таблицы 2.9 показывает, что в диапазон минимальных отклонений (менее 0,6) по критерию D_{kv} попадает 141 реализация

геологической модели, для которых НГЗ изменяются от 2739,9 до 3727,5 усл. ед. Для критерия P_{sr} в интервал минимальных отклонений попадают 32 наиболее достоверные реализации, для которых диапазон НГЗ находится в интервале от 3600,7 до 3705,1 усл. ед. Увеличение количества достоверных реализаций и снижение для них диапазона наиболее вероятных НГЗ в данном случае свидетельствует о высокой подтверждаемости по площади залежи сейсмических построений. Для критерия Q_{dr} в диапазон с минимальными отклонениями отнесены 17 реализаций с НГЗ от 2602,5 до 2875,4 усл. ед. При этом установлена определенная согласованность значений НГЗ для критериев D_{kv} и Q_{dr} , что является следствием корреляции между проницаемыми толщинами геологических моделей и динамикой добычи нефти.

Математические модели поверхностей отклика параметров D_{kv}^n , P_{sr}^n , Q_{dr}^n , C_{con} , O_{Π} представлены в таблице 2.10. На их основе построена многомерная математическая модель поверхности оптимальных решений по массиву реализаций O_{Π} (рис. 2.44).

Расчетный показатель O_{Π} в диапазоне от 0 до 1 д. е. комплексно характеризует особенности геологического строения залежей нефти на основе выше обоснованных вероятностных критериев. Как видно из рисунка 2.44 наиболее оптимальные реализации геологической модели ($O_{\Pi} > 0,9$) находятся в области рангов вариограмм $R_x = 3500 - 7200$ м и $R_y = 1200 - 7000$ м. Распределение оптимального отклика критерия O_{Π} (рис. 2.44) свидетельствует о наличии анизотропии эффективных толщин в направлении север-юг.

Таблица 2.10

Математические модели поверхностей отклика. Пласт Б62. Аспинское месторождение нефти. Залежи пласта Б62.

Критерий	Уравнение
D_{kv}	$D_{kv} = 0,8113 - 8,3 \cdot 10^{-5} \cdot R_x - 7,8 \cdot 10^{-5} \cdot R_y + 6,1 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_x + 8,9 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_y + 8,1 \cdot 10^{-9} \cdot R_y \cdot R_y,$ $n=289, R=0.86$
P_{sr}	$P_{sr} = 1,4073 - 0,0003 \cdot R_x - 0,0002 \cdot R_y + 2,3 \cdot 10^{-8} \cdot R_x \cdot R_x + 2,2 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_y + 2,3 \cdot 10^{-8} \cdot R_y \cdot R_y,$ $n=289, R=0.89$
Q_{dr}	$Q_{dr} = 0,4662 - 4,1 \cdot 10^{-18} \cdot R_x + 0,0002 \cdot R_y + 1,2 \cdot 10^{-22} \cdot R_x \cdot R_x + 4,2 \cdot 10^{22} \cdot R_x \cdot R_y - 2,4 \cdot 10^{-8} \cdot R_y \cdot R_y,$ $n=289, R=0.91$
C_{con}	$C_{con} = 0,9651 - 0,0002 \cdot R_x - 0,0002 \cdot R_y + 1,1 \cdot 10^{-8} \cdot R_x \cdot R_x + 9,9 \cdot 10^{-10} \cdot R_x \cdot R_y + 1,1 \cdot 10^{-8} \cdot R_y \cdot R_y,$ $n=289, R=0.87$
O_п	$O_{п} = 0,0445 + 0,0002 \cdot R_x + 0,0001 \cdot R_y - 1,7 \cdot 10^{-8} \cdot R_x \cdot R_x - 8,8 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_y - 7,6 \cdot 10^{-9} \cdot R_y \cdot R_y,$ $n=289, R=0.84$

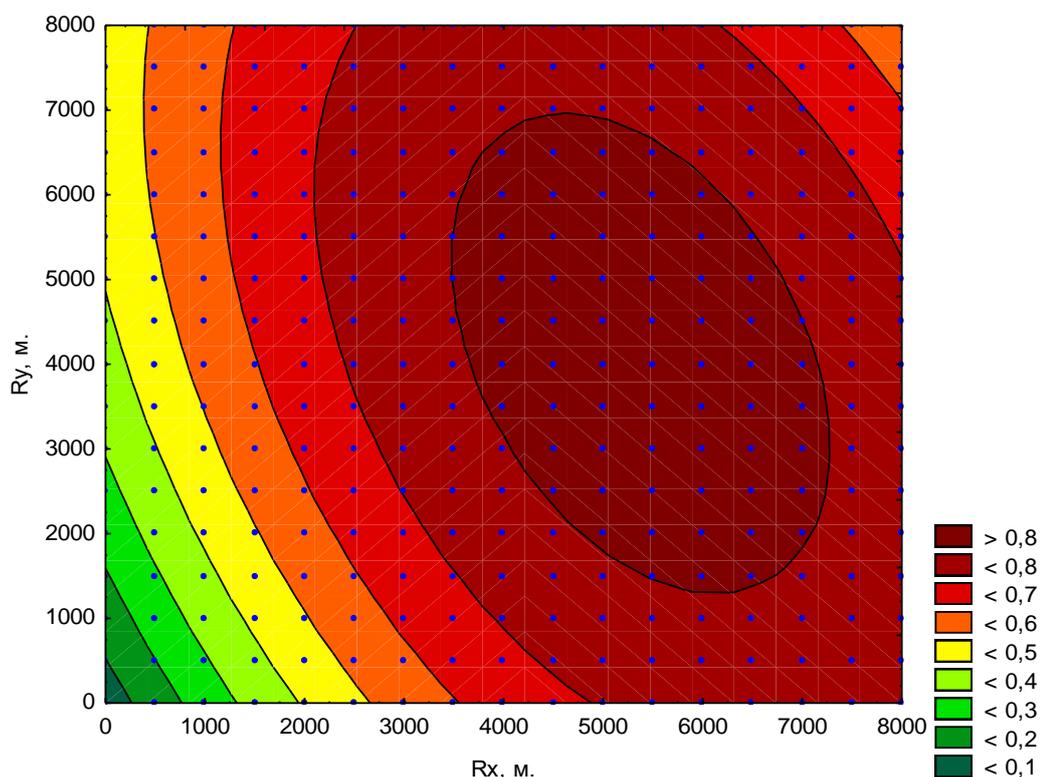


Рис. 2.44. Номограмма распределения комплексного вероятностного параметра O_p . Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Бб2.

В таблице 2.11 для комплексного параметра O_p в пределах интервалов различных рангов вариограмм приведено распределение количества реализаций 3D-моделей и расчетных средних (Z_{cp}), минимальных (Z_{min}), максимальных (Z_{max}), среднеквадратического отклонения (σZ), коэффициента вариации (W) и размаха (ΔZ) значений НГЗ нефти.

В диапазон со значениями O_p более 0,8 попадает 64 реализации геологической модели с изменением НГЗ от 3600,7 до 3727,5 усл. ед, для которых $Z_{cp}=3660,3$ усл. ед. В целом увеличение количества моделей с оптимальным откликом O_p (33,2% от всех реализаций) свидетельствует о высокой достоверности реализованного методического подхода.

Таблица 2.11

Характеристики распределения начальных геологических запасов нефти для реализаций геологических моделей в диапазонах комплексного параметра $O_{\text{п}}$. Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта ББ2.

	интервалы рангов вариограмм									
	0-0.1	0.1-0.2	0.2-0.3	0.3-0.4	0.4-0.5	0.5-0.6	0.6-0.7	0.7-0.8	0.8-0.9	0.9-1
	распределение количества 3D-моделей и НГЗ по комплексному критерию $O_{\text{п}}$									
N	2,0	4,0	6,0	11,0	21,0	32,0	43,0	106,0	64,0	
$Z_{\text{ср}}$	2649,8	2917,1	3094,1	3172,8	3229,9	3438,0	3521,5	3549,6	3660,3	
Z_{min}	2602,5	2683,0	2663,4	2758,9	2814,3	2739,0	2760,1	2739,9	3600,7	
Z_{max}	2697,1	3459,7	3474,4	3570,4	3638,3	3678,7	3709,6	3717,0	3727,5	
σZ	66,9	364,7	376,3	330,2	318,1	204,2	185,0	217,3	33,2	
W	2,5	12,5	12,2	10,4	9,8	5,9	5,3	6,1	0,9	
ΔZ	94,6	776,7	811,0	811,5	824,0	939,6	949,5	977,1	126,8	

На рисунке 2.45 приведено сопоставление значений НГЗ в реализациях геологических моделей от значений расчетного параметра $O_{\text{п}}$.

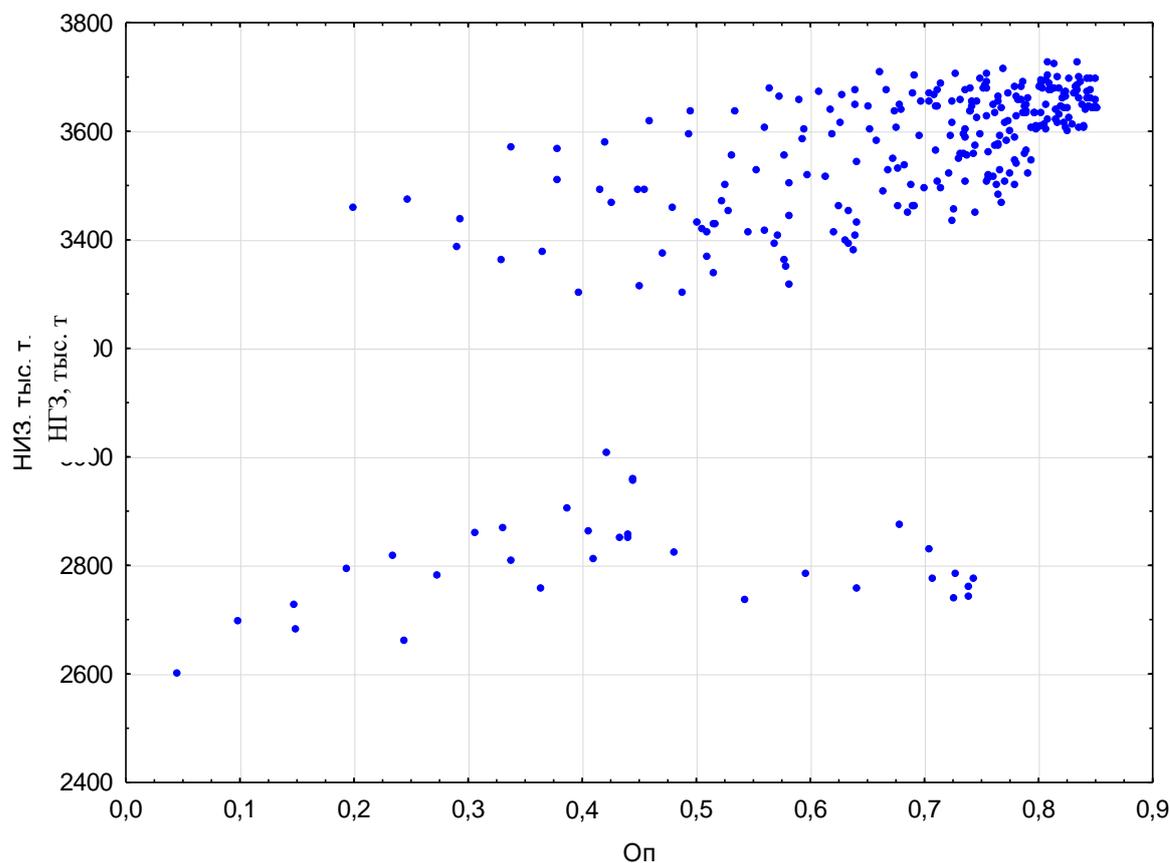


Рис. 2.45. Распределение начальных геологических запасов нефти в реализациях геологических моделей от комплексного параметра $O_{п}$. Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта ББ2.

Анализ данных таблицы 2.11 и рис. 2.45 показывает, что в диапазоне оптимального отклика вместе с сужением диапазона НГЗ наиболее вероятных реализаций также происходит увеличение значений НГЗ. Данные реализации могут рассматриваться при многовариантном геологическом 3D-моделировании как наиболее достоверные. Диапазон НГЗ нефти для них еще сужается от 977,1 в интервале $O_{п}$ 0,7-0,8 до 126,8 усл. ед, а $Z_{ср}$ составляет 3660,3 усл. ед. Данное значение НГЗ для рассмотренной залежи может приниматься как наиболее вероятное.

2.8.4. Литологическое моделирование. Расчет вероятностных критериев оптимизации при многовариантном геологическом 3D-моделировании. Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Т.

Для залежи Т Аспинского месторождения проведена серия экспериментов с изменением азимутов анизотропии, на основе чего построена номограмма отклонений эффективных толщин от предельных значений прогноза. Номограмма представлена на рисунке 2.46. Азимут имеет следующие основные направления – 40° , 130° , 220° , 310° .

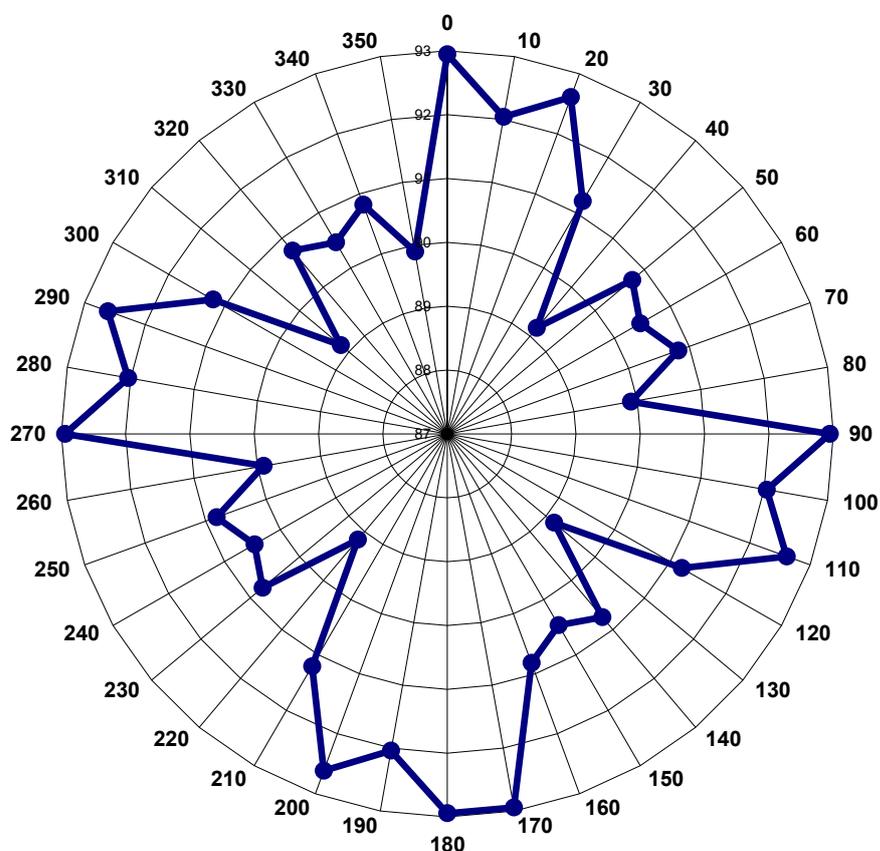


Рис. 2.46. Номограмма отклонения эффективных толщин от предельных значений прогноза P_{sr} в зависимости от изменения азимутов рангов вариограмм. Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Т.

На рисунке 2.47 представлена номограмма распределения вероятностного критерия D_{kv} . Минимальные отклонения по критерию

($D_{kv} < 0,6$) установлены в области вариограмм с $R_x = 200 - 6000$ м и $R_y = 1300 - 5600$ м.

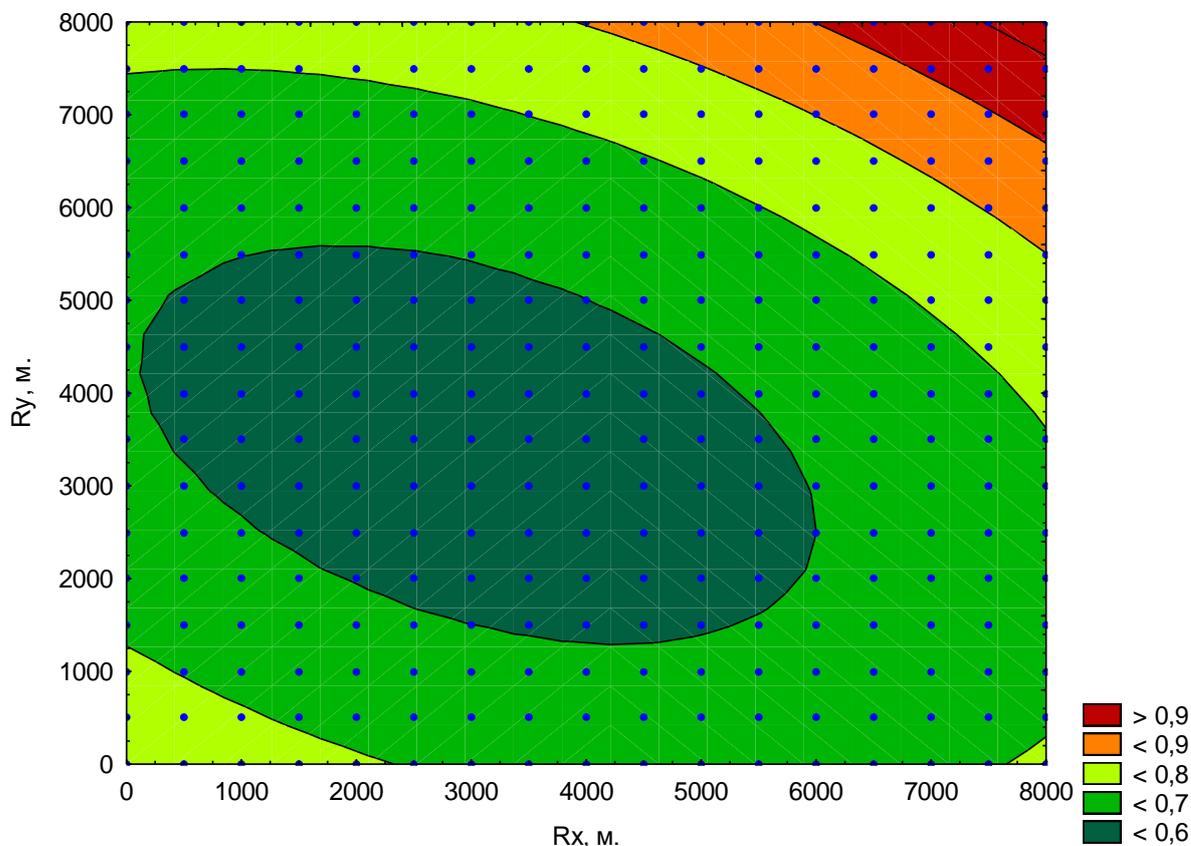


Рис. 2.47. Номограмма распределения вероятностного критерия оптимизации D_{kv} . Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Т.

В целом анализ распределения оптимальных рангов вариограмм по данному критерию (рис. 2.47) показывает наличие анизотропии изменения эффективных толщин в юго-западном направлении.

На рисунке 2.48 представлена номограмма распределения вероятностного критерия P_{sr} . Наиболее оптимальные реализации геологической модели, имеющие минимальные отклонения ($P_{sr} < 0,1$), установлены в области с $R_x = 3400 - 6100$ м, $R_y = 3500 - 6300$ м. Расположение оптимального отклика вероятностной модели в данном

случае говорит о наличии анизотропии в изменении эффективных толщин в северо-западном направлении.

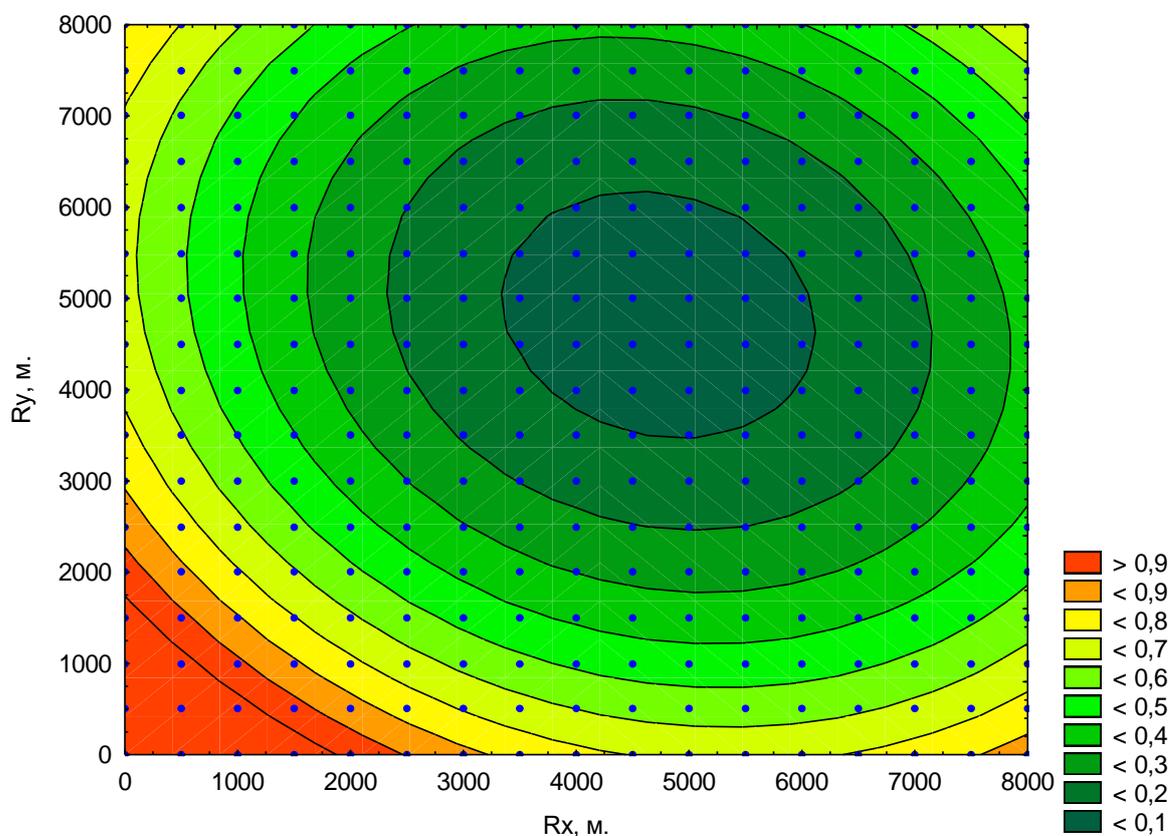


Рис. 2.48. Номограмма распределения вероятностного критерия оптимизации P_{sr} . Аспинское месторождение нефти. Залежи пласта Т.

На рисунке 2.49 представлена номограмма распределения вероятностного критерия Q_{dr} . Наиболее оптимальные реализации геологической модели, имеющие минимальные отклонения ($Q_{dr} < 0,2$), установлены в области с $R_x = 0-8000$ м, $R_y = 5200 - 6300$ м. В данном случае анизотропия изменения эффективных толщин установлена в северном направлении.

Номограмма распределения вероятностного критерия $C_{con.}$, оценивающего литологическую выдержанность коллекторов, представлена на рисунке 2.50.

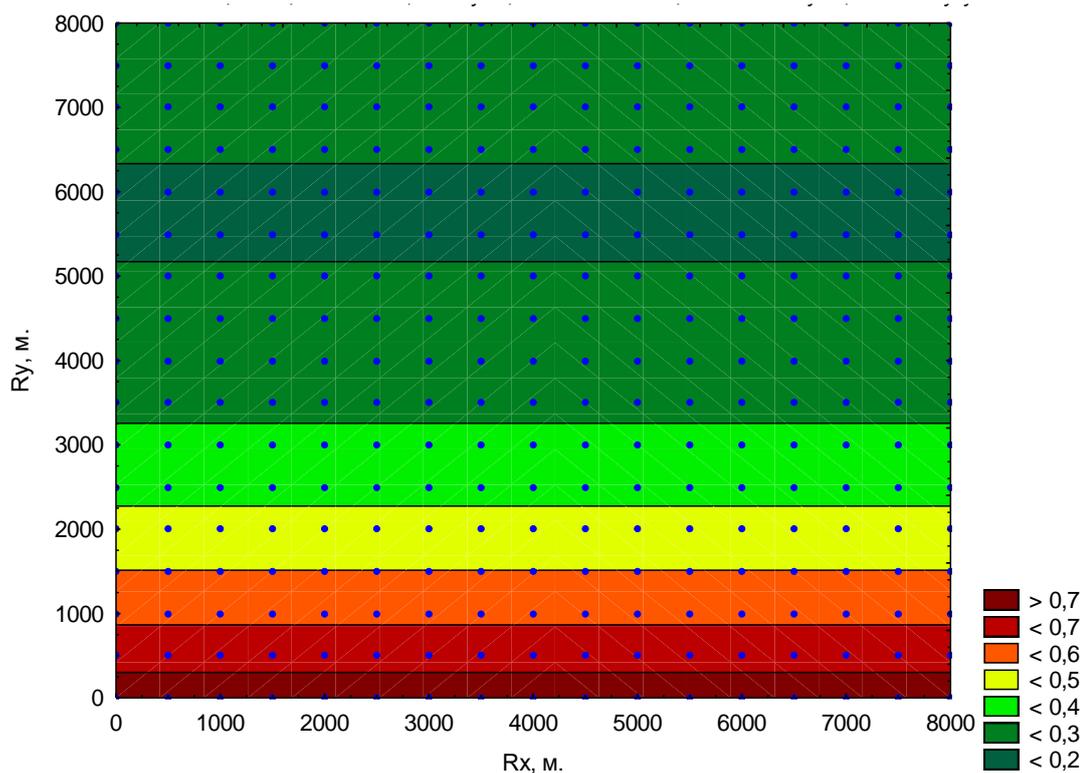


Рис. 2.49. Номограмма распределения вероятностного критерия оптимизации Q_{dr} Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Т.

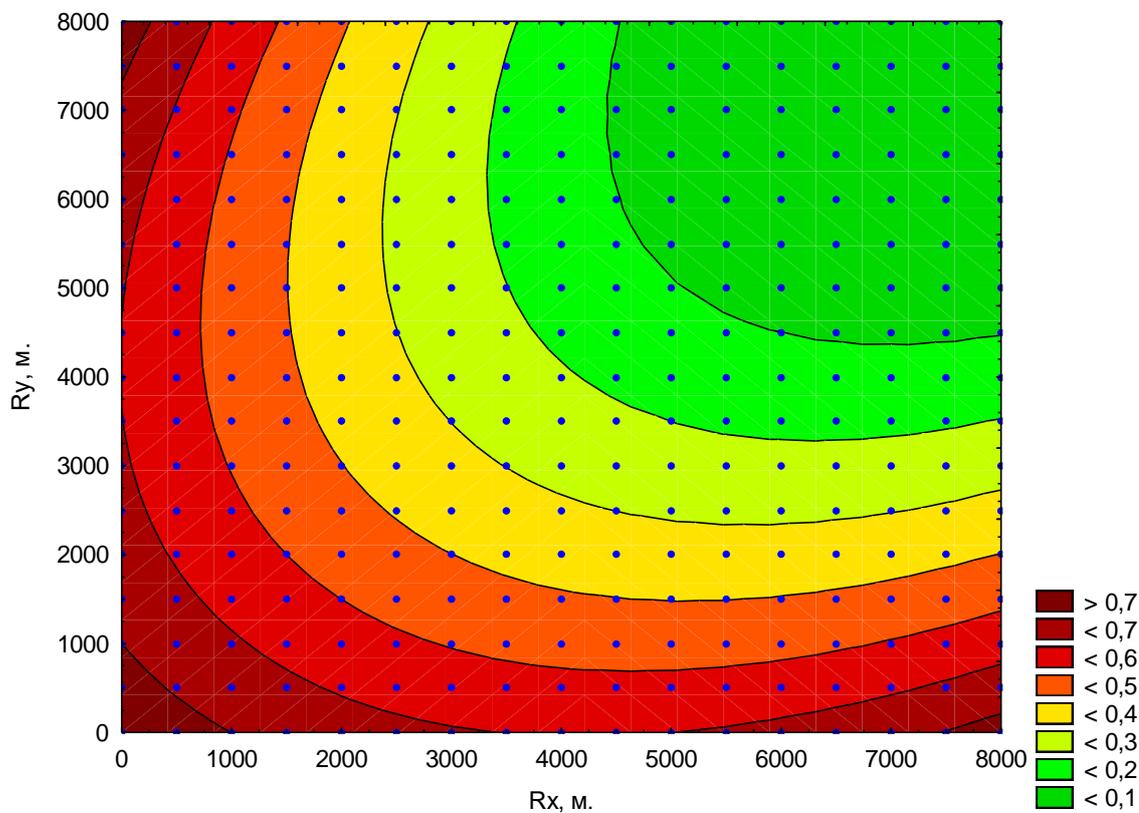


Рис. 2.50. Номограмма распределения вероятностного критерия оптимизации C_{con} . Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Т.

В таблице 2.12 для вероятностных критериев D_{kv} , P_{sr} , Q_{dr} , C_{con} в пределах интервалов различных диапазонов рангов вариограмм приведено распределение количества реализаций 3D-моделей и расчетных средних, минимальных и максимальных (Z_{cp} , Z_{min} , Z_{max}) значений НГЗ нефти.

Таблица 2.12

Характеристики распределения начальных геогических запасов нефти для реализаций геологических моделей в диапазонах критериев D_{kv} , P_{sr} , Q_{dr} , C_{con} . Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Т.

	интервалы рангов вариограмм									
	0-0.1	0.1-0.2	0.2-0.3	0.3-0.4	0.4-0.5	0.5-0.6	0.6-0.7	0.7-0.8	0.8-0.9	0.9-1
	распределение количества 3D-моделей и НГЗ по критерию D_{kv}									
N						74,0	139,0	51,0	16,0	9,0
Z_{cp}						989,0	904,3	915,0	1068,6	1058,4
Z_{min}						685,7	540,7	575,8	999,3	994,6
Z_{max}						1194,1	1185,6	1187,6	1170,8	1170,7
	распределение количества 3D-моделей и НГЗ по критерию P_{sr}									
N	25,0	49,0	45,0	44,0	34,0	28,0	26,0	14,0	9,0	15,0
Z_c	1055,9	1020,3	1015,9	1036,4	1002,1	898,4	739,0	705,5	710,5	649,9
Z_{min}	906,4	864,4	849,6	813,5	788,2	685,7	575,9	540,7	567,6	575,8
Z_{max}	1168,1	1190,5	1173,0	1170,8	1194,1	1110,3	1008,6	1034,1	971,0	858,3
	распределение количества 3D-моделей и НГЗ по критерию Q_{dr}									
N		34,0	136,0	34,0	17,0	34,0	17,0	17,0		
Z_c		963,9	979,1	980,7	983,6	969,3	773,4	592,8		
Z_{min}		582,2	575,9	540,7	584,9	612,6	591,5	567,6		
Z_{max}		1168,1	1187,6	1190,5	1164,7	1194,1	940,6	625,2		
	распределение количества 3D-моделей и НГЗ по критерию C_{con}									
N	56,0	35,0	39,0	34,0	47,0	41,0	30,0	7,0		
Z_c	1058,8	1035,2	1011,2	1015,1	982,7	795,4	656,5	595,5		
Z_{min}	976,3	906,4	864,4	849,6	788,2	575,9	540,7	575,8		
Z_{max}	1187,6	1168,1	1190,5	1164,7	1194,1	1034,1	869,3	610,1		

Анализ таблицы 2.12 показывает, что в диапазон минимальных отклонений (менее 0,6) по критерию D_{kv} попадают 74 реализации геологической модели, для которых НГЗ изменяются от 685,7 до 1194,1 усл. ед. Для критерия P_{sr} в интервал минимальных отклонений попадает 25 наиболее достоверных реализаций, для которых диапазон НГЗ находится в интервале от 906,4 до 1168,1 усл. ед. Увеличение количества достоверных реализаций и снижение для них диапазона наиболее вероятных НГЗ в данном случае свидетельствует о высокой подтверждаемости по площади залежи сейсмических построений. Для критерия Q_{dr} в диапазон с минимальными отклонениями отнесены 34 реализации с НГЗ от 582,2 до 1168,1 усл. ед. При этом установлена определенная согласованность значений НГЗ для критериев D_{kv} и Q_{dr} , что является следствием корреляции между проницаемыми толщинами геологических моделей и динамикой добычи нефти.

Математические модели поверхностей отклика параметров D_{kv} , P_{sr} , Q_{dr} , C_{con} , $O_{п}$ представлены в таблице 2.13. На их основе по массиву реализаций $O_{п}$ построена многомерная математическая модель поверхности распределения $O_{п}$. Как видно из рисунка 2.51 наиболее оптимальные реализации геологической модели ($O_{п} > 0,9$) находятся в области рангов вариограмм $R_x = 2800 - 7300$ м и $R_y = 3400 - 7000$ м. Распределение оптимального отклика критерия $O_{п}$ (рис. 2.51) свидетельствует о наличии анизотропии эффективных толщин в направлении север-юг.

Математические модели поверхностей отклика.
Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Т.

Критерий	Уравнение
D_{kv}	$D_{kv} = 0,79 - 5,4 \cdot 10^{-5} \cdot R_x - 8,9 \cdot 10^{-5} \cdot R_y + 5,5 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_x + 6,1 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_y + 1 \cdot 10^{-8} \cdot R_y \cdot R_y,$ $n=289, R=0.82$
P_{sr}	$P_{sr} = 1,43 - 0,0003 \cdot R_x - 0,0003 \cdot R_y + 2,6 \cdot 10^{-8} \cdot R_x \cdot R_x + 7,2 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_y + 2,3 \cdot 10^{-8} \cdot R_y \cdot R_y,$ $n=289, R=0.86$
Q_{dr}	$Q_{dr} = 0,76 - 5,15 \cdot 10^{-19} \cdot R_x - 0,0002 \cdot R_y + 9,8 \cdot 10^{-24} \cdot R_x \cdot R_x + 7,6 \cdot 10^{-23} \cdot R_x \cdot R_y + 1,7 \cdot 10^8 \cdot R_y \cdot R_y,$ $n=289, R=0.88$
C_{con}	$C_{con} = 0,77 - 8,6 \cdot 10^{-5} \cdot R_x - 8,6 \cdot 10^{-5} \cdot R_y + 1 \cdot 10^{-8} \cdot R_x \cdot R_x - 1,3 \cdot 10^{-8} \cdot R_x \cdot R_y + 1 \cdot 10^{-8} \cdot R_y \cdot R_y,$ $n=289, R=0.83$
O_{II}	$O_{II} = -0,0639 + 0,0002 \cdot R_x + 0,0003 \cdot R_y - 1,6 \cdot 10^{-8} \cdot R_x \cdot R_x - 1,4 \cdot 10^{-11} \cdot R_x \cdot R_y - 2,5 \cdot 10^{-8} \cdot R_y \cdot R_y,$ $n=289, R=0.84$

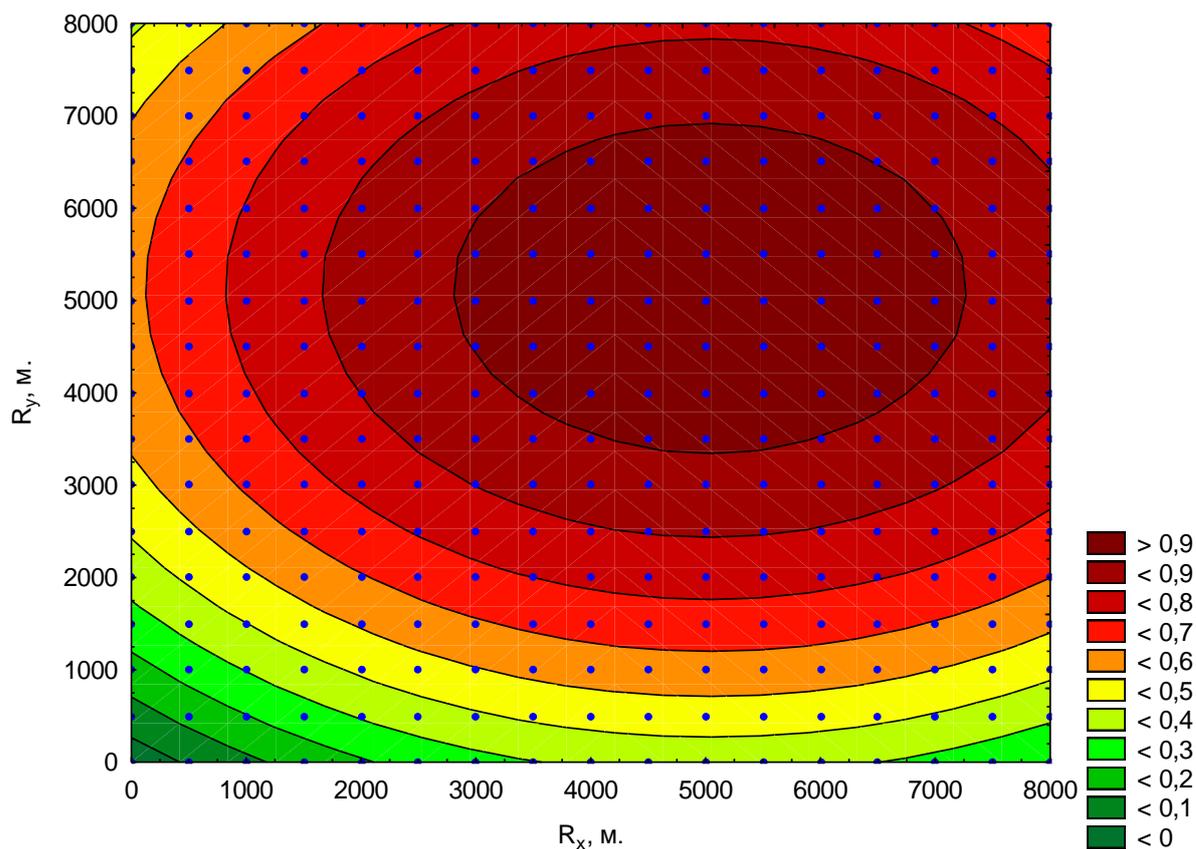


Рис. 2.51. Номограмма распределения комплексного вероятностного параметра O_p . Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Т.

В таблице 2.14 для комплексного параметра O_p в пределах интервалов различных рангов вариограмм приведено распределение количества реализаций 3D-моделей и расчетных средних (Z_{cp}), минимальных (Z_{min}), максимальных (Z_{max}), среднеквадратического отклонения (σZ), коэффициента вариации (W) и размаха (ΔZ) значений НГЗ нефти.

В диапазон со значениями O_p более 0,9 попадает 49 реализаций геологической модели с диапазоном изменения НГЗ от 881,8 до 1185,6 усл. ед, для которых $Z_{cp}=1037,3$ усл. ед. На рисунке 2.52 приведена зависимость расчетных НГЗ в реализациях геологических моделей от значений расчетного параметра O_p .

Характеристики распределения начальных геологических запасов нефти для реализаций геологических моделей в диапазонах комплексного параметра O_{Π} . Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Т.

	интервалы рангов вариограмм									
	0-0.1	0.1-0.2	0.2-0.3	0.3-0.4	0.4-0.5	0.5-0.6	0.6-0.7	0.7-0.8	0.8-0.9	0.9-1
	распределение количества 3D-моделей и НГЗ по комплексному критерию O_{Π}									
N	4,0	6,0	8,0	18,0	21,0	31,0	34,0	52,0	66,0	49,0
$Z_{\text{ср}}$	588,3	628,1	649,4	707,2	807,0	870,4	972,9	1017,3	1021,3	1037,3
Z_{min}	585,6	590,7	567,6	584,9	540,7	575,9	685,7	788,2	849,6	881,8
Z_{max}	591,5	713,4	858,3	971,0	1034,1	1194,1	1153,5	1170,7	1190,5	1185,6
σZ	3,0	45,5	103,6	133,9	131,2	189,2	119,3	86,1	81,3	73,3
W	0,5	7,2	16,0	18,9	16,3	21,7	12,3	8,5	8,0	7,1
ΔZ	5,9	122,7	290,7	386,1	493,3	618,2	467,8	382,5	340,9	303,8

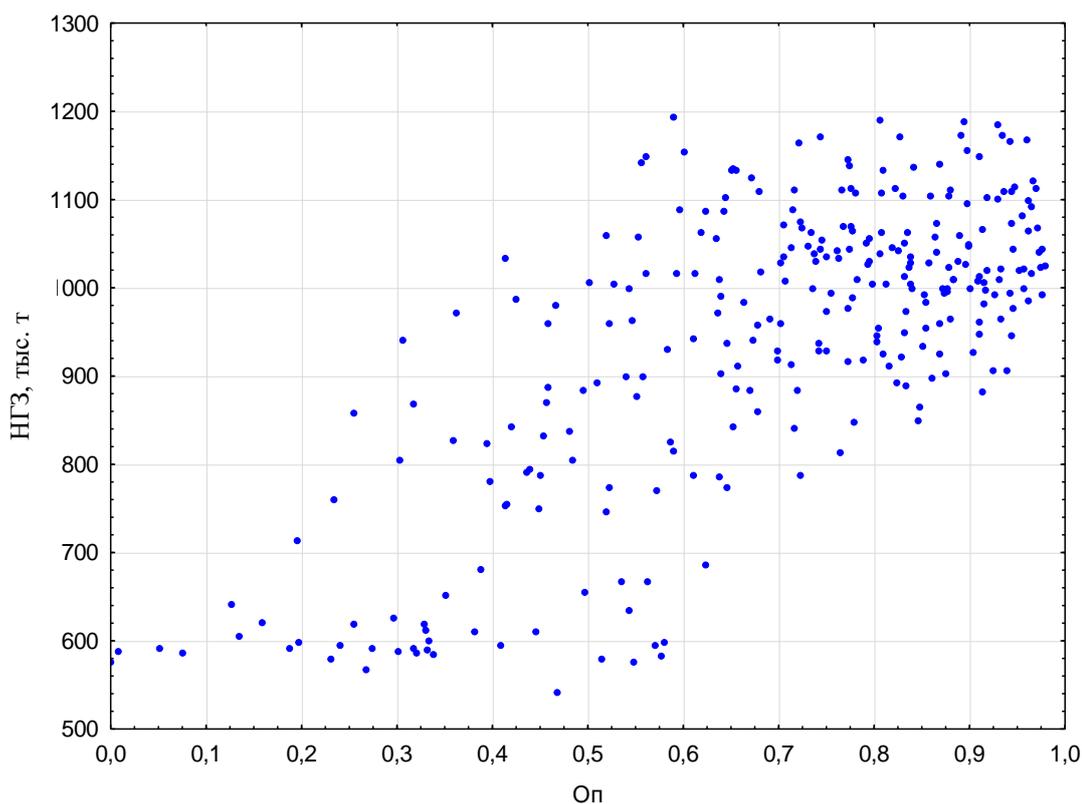


Рис. 2.52. Распределение начальных геологических запасов нефти в реализациях геологических моделей от комплексного параметра O_{Π} . Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Т.

Анализ данных таблицы 2.14 и рисунка 2.52 показывает, что в диапазоне оптимального отклика вместе с сужением диапазона наиболее вероятных реализаций также происходит увеличение величин НГЗ. При этом 49 реализаций геологических моделей характеризуются расчетным значением комплексного параметра $O_{\text{п}}$ более 0,9. Данные реализации могут рассматриваться при многовариантном геологическом 3D-моделировании как наиболее достоверные. Диапазон НГЗ нефти при выборе оптимальных реализаций сужается от 618,2 в интервале $O_{\text{п}}$ 0,5-0,6 до 303,8 усл. ед, $Z_{\text{ср}}$ составляет 1037,3 усл. ед. Данное значение НГЗ для рассмотренной залежи может приниматься как наиболее вероятное.

2.9. Повышение достоверности выбора оптимальной модели распределения коллекторов пермокарбоновой залежи Усинского месторождения.

Задача вероятностной оценки НГЗ нефти при многовариантном 3D-моделировании с учетом разработанного методологического подхода реализована для пермокарбоновой залежи Усинского месторождения. В тектоническом плане месторождение приурочено к одноименному поднятию в пределах крупной структуры I-го порядка – Колвинского мегавала. Расположено в северной части Усинского вала – структуры II-го порядка, в зоне сочленения Колвинского мегавала с Хорвейской впадиной (Сынянырдская депрессия).

Размеры пермокарбоновой залежи Усинского месторождения в пределах принятого контура нефтеносности составляют 16,6 × 9,1 км, этаж нефтеносности составляет 366 м. Нефть характеризуется аномально высокими значениями вязкости от 340 до 6000 мПа·с. Залежь представлена карбонатным типом коллектора. Согласно данным работ [1, 121] образование пустотного пространства коллекторов обусловлено

процессами выщелачивания и значительно усложняет строение залежи. С учетом этого в работе [146] для более детального изучения геологической неоднородности данного объекта сделан вывод о целесообразности использования технологий многовариантного 3D-моделирования.

На этапе литологического моделирования данной залежи в экспериментах с крупной сеткой (до 12000 м) при шаге 500 м установлено, что функция вариограммы выходит на асимптоту при ранге 4000 м, с оптимумом значений в диапазоне от 4000 до 7000 м. С учетом этого последующие эксперименты проводились в диапазоне изменения рангов вариограмм от 1 до 8000 м с шагом 500 м по осям в направлениях запад – восток (R_x) и север – юг (R_y).

В результате методом кригинга получена матрица реализаций 3D-модели залежи (размер матрицы $17 \times 17 = 289$). Для каждого из 289 элементов матрицы на этапе генерации литологических кубов 3D-модели задачей ставилось произвести расчет независимых критериев D_{kv} , P_{sr} , Q_{dr} , C_{con} с последующим определением комплексного критерия $O_{п}$.

На первом этапе литологического моделирования для пермокарбоновой залежи проведена серия экспериментов с изменением азимутов анизотропии, на основе чего построена номограмма отклонений эффективных толщин от предельных значений прогноза. Номограмма представлена на рисунке 2.53. Азимут имеет следующие основные направления – 0^0 , 90^0 , 180^0 , 270^0 .

от фактических значений, а также определить устойчивость модели при проектировании бурения новых скважин.

На рисунке 2.54 представлена номограмма распределения вероятностного критерия D_{kv} , минимальные значения которого характеризуют наиболее оптимальные реализации геологической модели. Минимальные отклонения по критерию ($D_{kv} < 0,1$) установлены в области вариограмм с $R_x = 500 - 5500$ м и $R_y = 3400 - 7300$ м. В целом анализ распределения оптимальных рангов вариограмм по данному критерию (рис. 2.54) показывает наличие анизотропии изменения эффективных толщин в северном направлении.

На рисунке 2.55 представлена номограмма распределения вероятностного критерия P_{sr} . Наиболее оптимальные реализации геологической модели, имеющие минимальные отклонения ($P_{sr} < 0,1$) установлены в области с $R_x = 3500 - 8000$ м, $R_y = 3500 - 7900$ м. Расположение оптимального отклика вероятностной модели в данном случае говорит о наличии анизотропии в изменении эффективных толщин в северо-западном направлении.

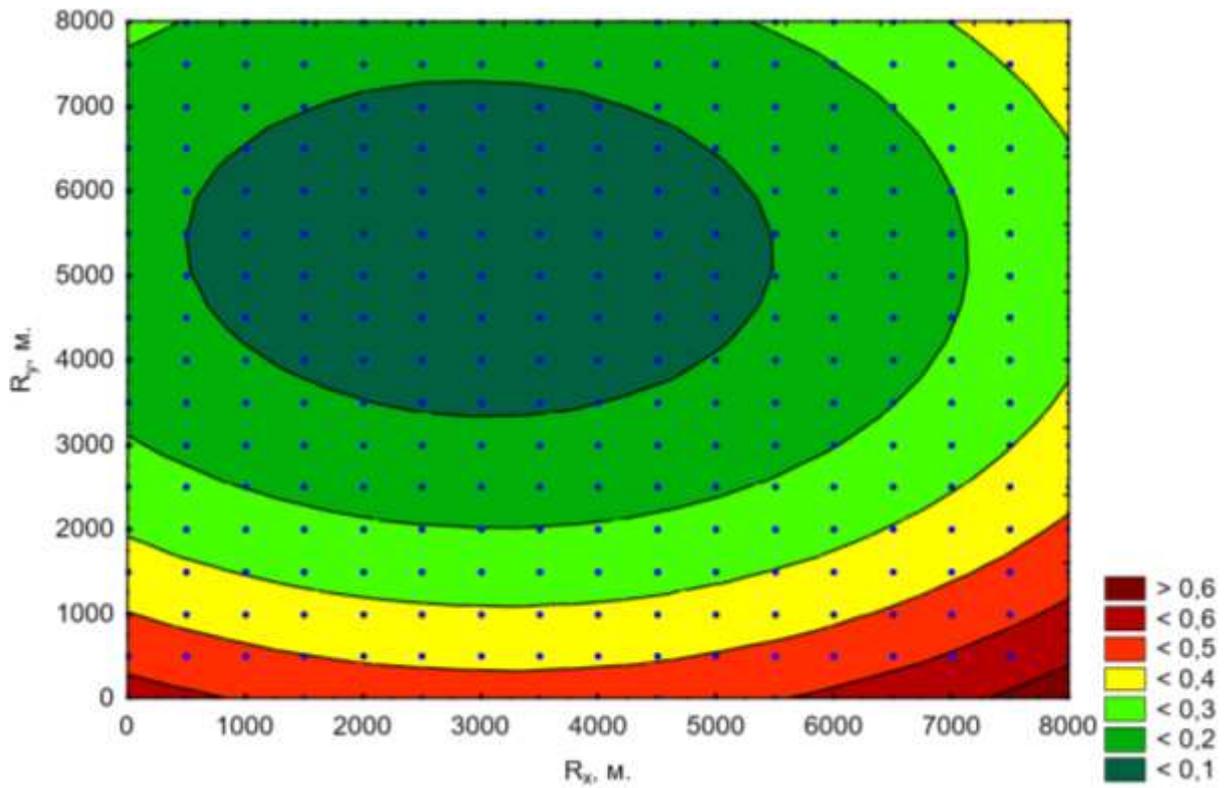


Рис. 2.54. Номограмма распределения вероятностного критерия оптимизации D_{kv} . Усинское месторождение. Пермокарбоновая залежь.

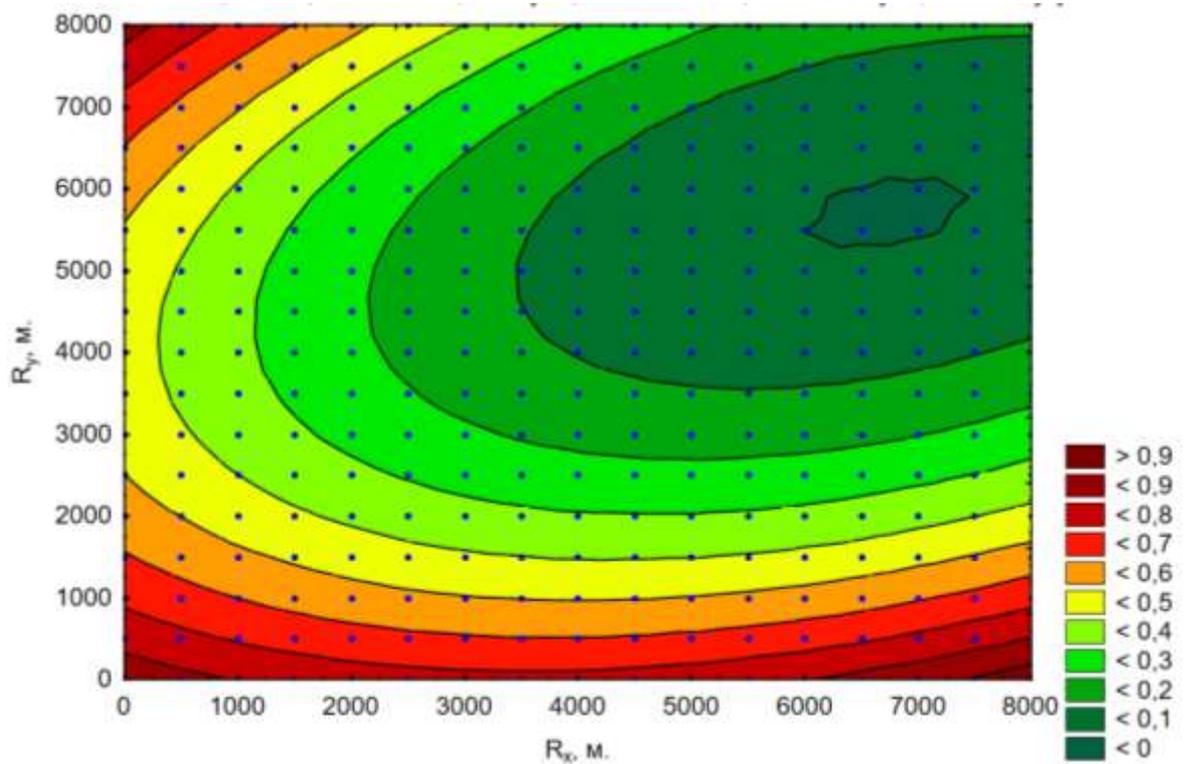


Рис. 2.55. Номограмма распределения вероятностного критерия оптимизации P_{sr} . Усинское месторождение. Пермокарбоновая залежь.

На рисунке 2.56 представлена номограмма распределения вероятностного критерия Q_{dr} . Наиболее оптимальные реализации геологической модели, имеющие минимальные отклонения ($Q_{dr} < 0,1$) установлены в области с $R_x = 6500 - 7800$ м, $R_y = 3000 - 4100$ м. В данном случае анизотропия изменения эффективных толщин установлена в северном направлении.

Номограмма распределения вероятностного критерия C_{con} , оценивающего литологическую выдержанность коллекторов, представлена на рисунке 2.57.

В таблице 2.15 для вероятностных критериев D_{kv} , P_{sr} , Q_{dr} , C_{con} в пределах интервалов различных диапазонов рангов вариограмм приведено распределение количества реализаций 3D-моделей и расчетных средних, минимальных и максимальных (Z_{cp} , Z_{min} , Z_{max}) значений НГЗ нефти.

Анализ таблицы 2.15 показывает, что в диапазон минимальных отклонений (менее 0,1) по критерию D_{kv} попадают 77 реализаций геологической модели, для которых НГЗ изменяются от 835481 до 862254 усл. ед. Для критерия P_{sr} в интервал минимальных отклонений попадает 82 наиболее достоверные реализации, для которых диапазон НГЗ находится в интервале от 832184 до 845696 усл. ед. Увеличение количества достоверных реализаций и снижение для них диапазона наиболее вероятных НГЗ в данном случае свидетельствует о высокой подтверждаемости по площади залежи сейсмических построений.

Для критерия Q_{dr} в диапазон с минимальными отклонениями отнесены 7 реализаций с НГЗ от 839237 до 842484 усл. ед. При этом установлена определенная согласованность значений НГЗ для критериев D_{kv} и Q_{dr} , что является следствием корреляции между проницаемыми толщинами геологических моделей и динамикой добычи нефти.

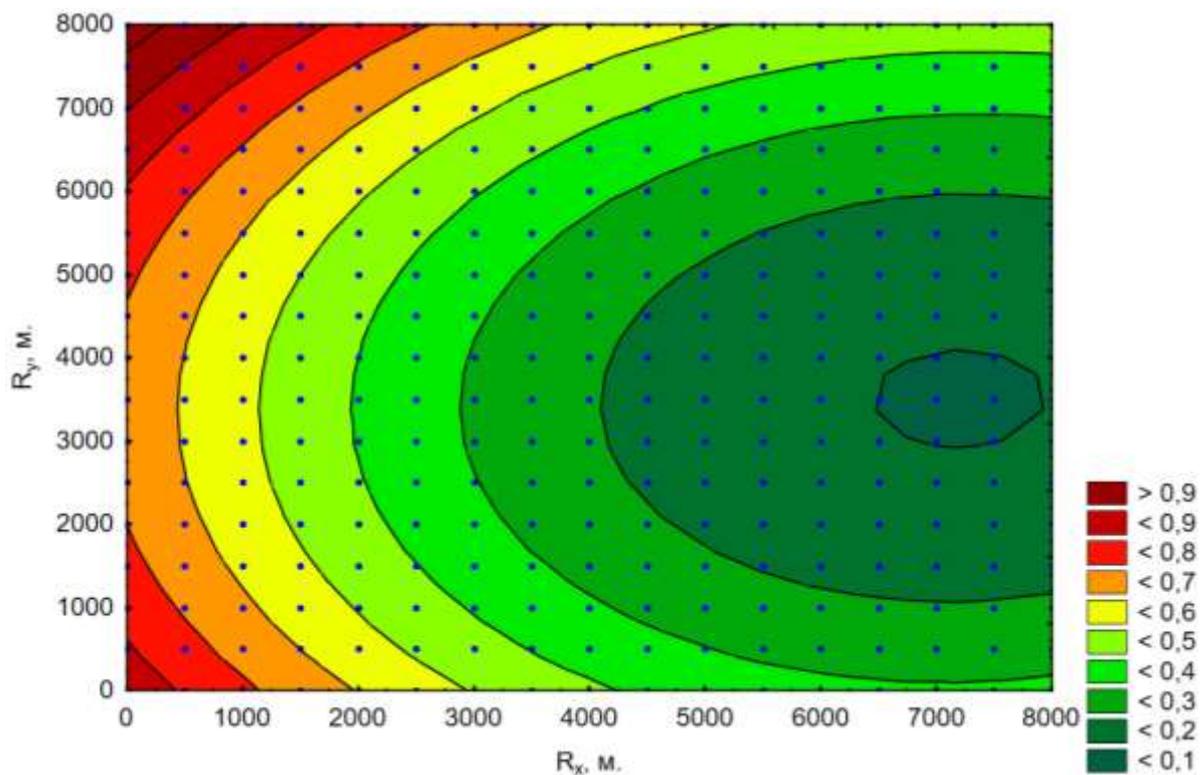


Рис. 2.56. Номограмма распределения вероятностного критерия оптимизации Q_{dr} Усинское месторождение. Пермокарбоновая залежь.

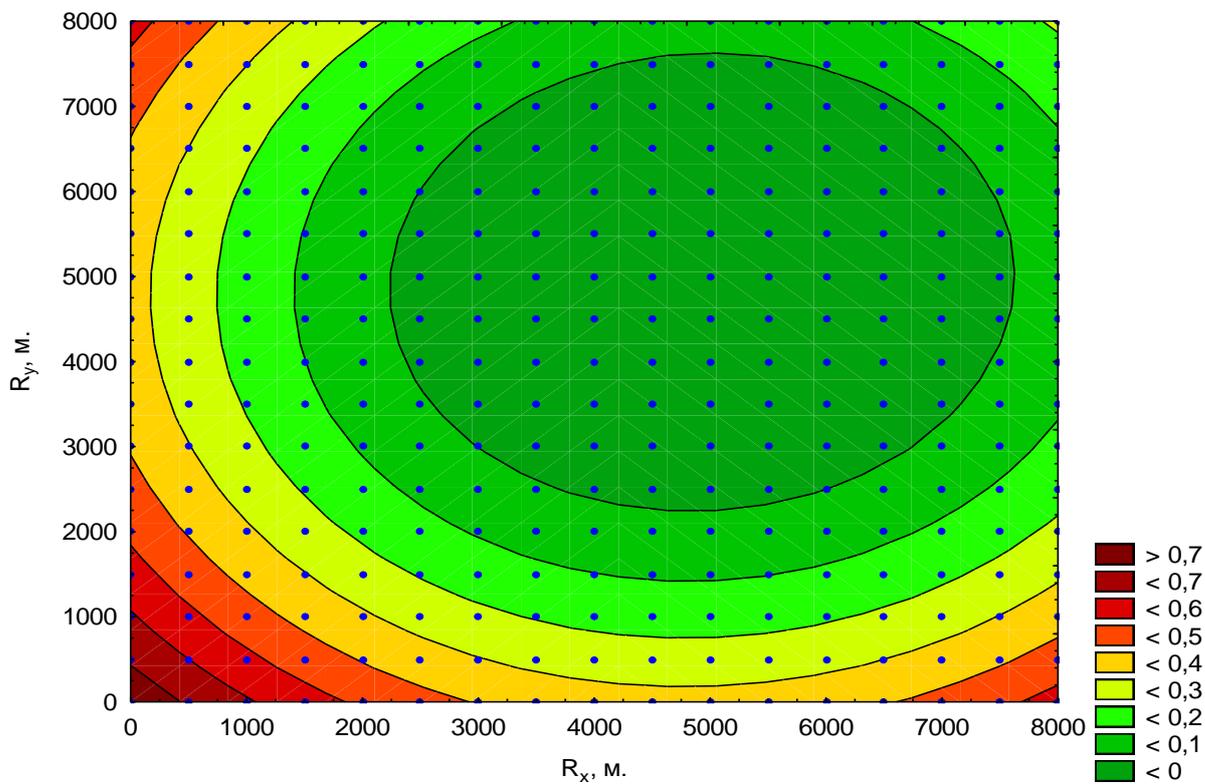


Рис. 2.57. Номограмма распределения вероятностного критерия оптимизации C_{con} Усинское месторождение. Пермокарбоновая залежь.

Таблица 2.15

Характеристики распределения начальных геологических запасов нефти для реализаций геологических моделей в диапазонах критериев D_{kv} , P_{sr} , Q_{dr} , C_{con} . Усинское месторождение. Пермокарбоновая залежь.

	интервалы рангов вариорграмм									
	0-0.1	0.1-0.2	0.2-0.3	0.3-0.4	0.4-0.5	0.5-0.6	0.6-0.7	0.7-0.8	0.8-0.9	0.9-1
	распределение количества 3D-моделей и НГЗ по критерию D_{kv}									
N	77	80	59	38	25	9	1			
Z_{cp}	844216	842277	843799	852206	868972	873368	881764			
Z_{min}	835481	833154	832620	832184	846429	852661	881764			
Z_{max}	862254	865468	867485	872123	881787	881836	881764			
распределение количества 3D-моделей и НГЗ по критерию P_{sr}										
N	82	49	33	29	23	21	19	10	5	18
Z_c	836746	842243	845221	849724	849055	856090	860096	858982	859556	881616
Z_{min}	832184	834384	836172	838929	840941	843088	846314	850793	858838	881219
Z_{max}	845696	854440	858650	865936	857734	872123	876959	864285	860367	881836
распределение количества 3D-моделей и НГЗ по критерию Q_{dr}										
N	7	59	53	51	38	30	25	14	8	4
Z_c	840448	841541	844749	849839	848290	853676	853479	854654	858200	840148
Z_{min}	839237	835100	833555	832620	832184	834384	837299	836241	835481	833154
Z_{max}	842484	850913	861649	881836	881681	881746	881457	881656	881764	858838
распределение количества 3D-моделей и НГЗ по критерию C_{con}										
N	154	44	31	35	13	7	4	1	60	
Z_c	841806	848209	856139	860152	862600	866885	875861	881615	841806	
Z_{min}	832618	832185	832767	835482	833676	833155	858418	881615	832618	
Z_{max}	850688	856776	864533	881824	881836	881764	881764	881615	850688	

Математические модели поверхностей отклика параметров D_{kv} , P_{sr} , Q_{dr} , C_{con} , $O_{п}$ представлены в таблице 2.16. Для нахождения оптимальных решений по массиву реализаций $O_{п}$ построена многомерная математическая модель поверхности (номограмма распределения $O_{п}$) (рис. 2.58). Расчетный показатель $O_{п}$ в диапазоне от 0,2 до 1 д. е. комплексно характеризует особенности геологического строения залежей нефти на основе обоснованных выше вероятностных критериев.

Математические модели поверхностей отклика. Усинское
месторождение. Пермокарбоновая залежь.

Критерий	Уравнение
D_{kv}	$D_{kv} = 0,54 - 5,1 \cdot 10^{-5} \cdot R_x - 0,0002 \cdot R_y + 7,9 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_x + 2 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_y + 1,4 \cdot 10^{-8} \cdot R_y \cdot R_y,$ $n=289, R=0.84$
P_{sr}	$P_{sr} = 0,85 - 7,3 \cdot 10^{-5} \cdot R_x - 0,0002 \cdot R_y + 1,1 \cdot 10^{-8} \cdot R_x \cdot R_x - 1,4 \cdot 10^{-8} \cdot R_x \cdot R_y + 2,5 \cdot 10^{-8} \cdot R_y \cdot R_y,$ $n=289, R=0.87$
Q_{dr}	$Q_{dr} = 0,86 - 0,0002 \cdot R_x - 0,0001 \cdot R_y + 1,1 \cdot 10^{-8} \cdot R_x \cdot R_x - 8,6 \cdot 10^{-10} \cdot R_x \cdot R_y + 1,8 \cdot 10^{-8} \cdot R_y \cdot R_y,$ $n=289, R=0.89$
C_{con}	$C_{con} = 0,78 - 0,0002 \cdot R_x - 0,0002 \cdot R_y + 2 \cdot 10^{-8} \cdot R_x \cdot R_x - 1,3 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_y + 1,9 \cdot 10^{-8} \cdot R_y \cdot R_y,$ $n=289, R=0.86$
O_{Π}	$O_{\Pi} = 0,23 + 0,0001 \cdot R_x + 0,0002 \cdot R_y - 1,4 \cdot 10^{-8} \cdot R_x \cdot R_x + 3,9 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_y - 2,2 \cdot 10^{-8} \cdot R_y \cdot R_y,$ $n=289, R=0.88$

Как видно из рисунка 2.58 наиболее оптимальные реализации геологической модели ($O_{\Pi} > 0,9$) находятся в области рангов вариограмм $R_x = 2000 - 8000$ м и $R_y = 2200 - 7000$ м. Распределение оптимального отклика критерия O_{Π} свидетельствует о наличии анизотропии эффективных толщин в направлении север-юг.

В таблице 2.17 для комплексного параметра O_{Π} в пределах интервалов различных рангов вариограмм приведено распределение количества реализаций 3D-моделей и расчетных средних (Z_{cp}), минимальных (Z_{min}), максимальных (Z_{max}), среднеквадратического отклонения (σZ), коэффициента вариации (W) и размаха (ΔZ) значений НГЗ нефти.

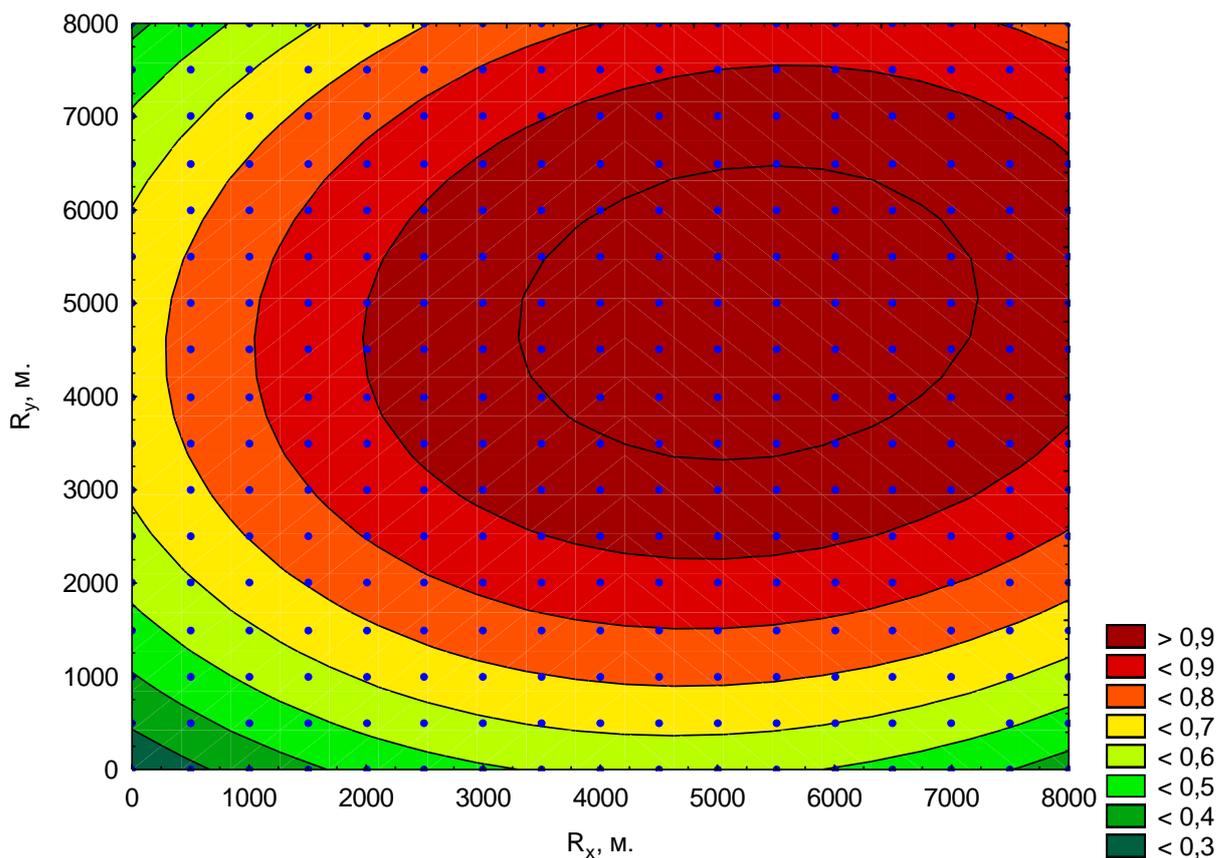


Рис. 2.58. Номограмма распределения комплексного вероятностного параметра O_p

Таблица 2.17

Характеристики распределения начальных геологических запасов нефти для реализаций геологических моделей в диапазонах комплексного параметра O_p . Усинское месторождение. Пермокарбоновая залежь.

	интервалы рангов вариорграмм									
	0-0.1	0.1-0.2	0.2-0.3	0.3-0.4	0.4-0.5	0.5-0.6	0.6-0.7	0.7-0.8	0.8-0.9	0.9-1
	распределение количества 3D-моделей и НГЗ по комплексному критерию O_p									
N			1	7	14	26	34	44	53	108
Z_{cp}			881612	870739	870562	861473	853035	851723	842529	838989
Z_{min}			881610	833154	833674	834927	836241	832184	832465	833218
Z_{max}			881614	881764	881836	881787	865468	864285	853000	847666
σZ			3	18620	14785	13390	9272	6830	6128	3557
W			0	6	5	5	3	2	2	1
ΔZ			4	48611	48161	46861	29228	32102	20536	14448

В диапазон со значениями O_{II} более 0,9 попадают 108 реализаций геологической модели с диапазоном изменения НГЗ от 833218 до 847666 усл. ед, для которых $Z_{cp}=838989$ усл. ед. В целом увеличение количества моделей с оптимальным откликом O_{II} (33,2% от всех реализаций) свидетельствует о высокой достоверности реализованного методического подхода. На рисунке 2.59 приведено сопоставление НГЗ в реализациях геологических моделей со значениями расчетного параметра O_{II} .

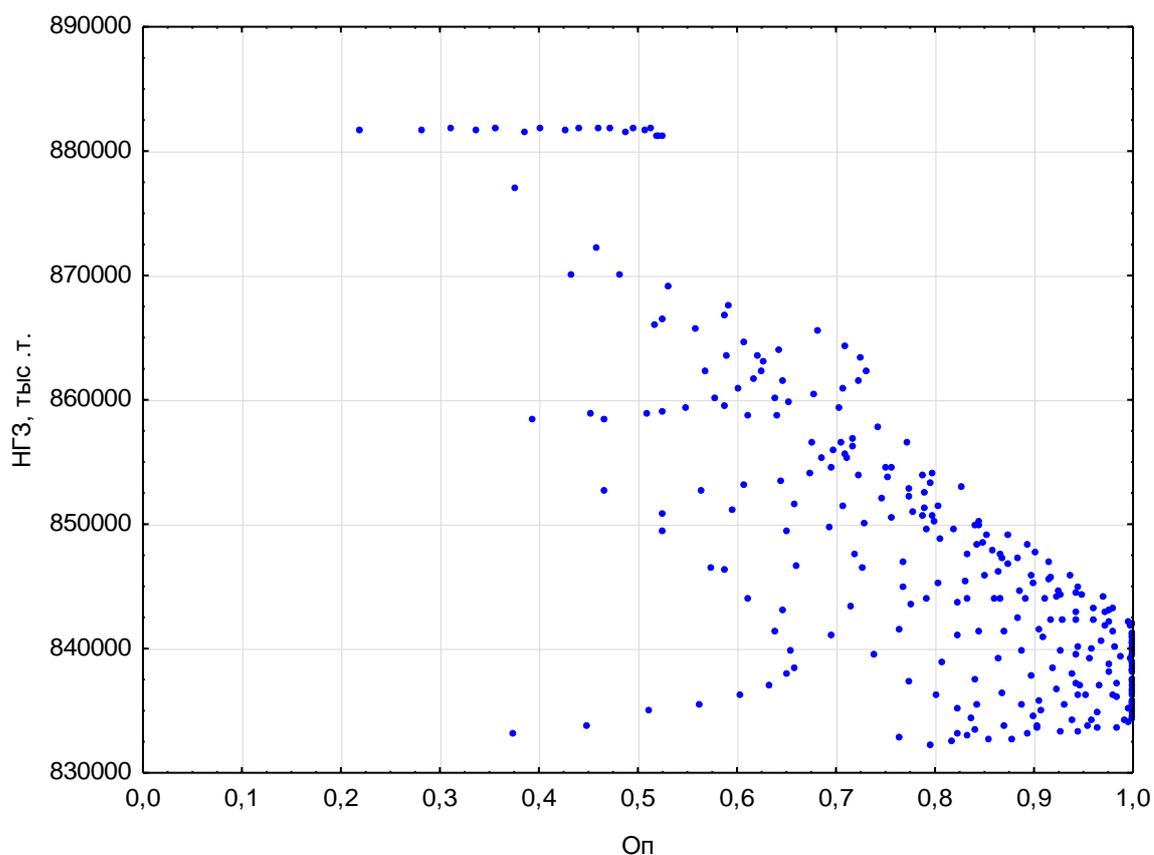


Рис. 2.59. Распределение начальных геологических запасов нефти в реализациях геологических моделей от комплексного параметра O_{II} . Усинское месторождение. Пермоярбоновая залежь.

Анализ данных таблицы 2.17 и рисунка 2.59 показывает, что в диапазоне оптимального отклика вместе с сужением диапазона НГЗ наиболее вероятных реализаций также происходит снижение самих величин

НГЗ. При этом 108 реализаций геологических моделей характеризуются расчетным значением Оп более 0,90. Данные реализации могут рассматриваться при многовариантном 3D-моделировании как наиболее достоверные. Диапазон НГЗ нефти уменьшается от 48611 (интервал Оп 0,3-0,4) до 14448 усл. ед. (интервал Оп 0,9-1) Соответственно $Z_{ср}$ равно 838989 усл. ед, что для рассмотренной залежи может приниматься как наиболее вероятное значение НГЗ.

На рисунке 2.60 представлено распределение нефтенасыщенных толщин, подсчитанных по стандартной методике и на основе многовариантного 3D-моделирования. В результате подсчитанные запасы на основе нового представления о геологической модели увеличились на 24 %, что связано именно с увеличением объема коллекторов в залежи. Изменения запасов нефти, связанные с учетом моделирования переходной водонефтяной зоны, рассмотрены ниже в главе 3.

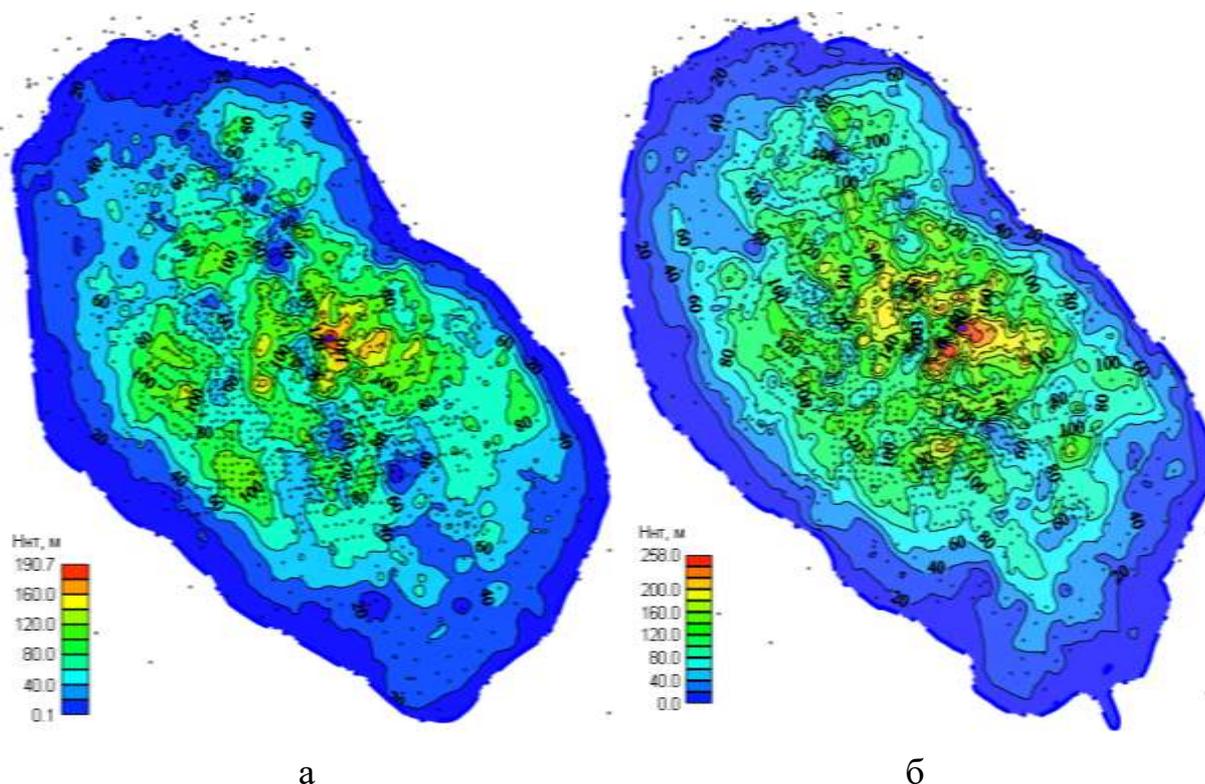


Рис. 2.60. Распределение нефтенасыщенных толщин для пермокарбоновой залежи Усинского месторождения; а – в утвержденном подсчете запасов (2023 г.); б – при многовариантном 3D-моделировании.

2.10. Обобщение и анализ результатов многовариантного литологического 3D-моделирования.

Распределение наиболее оптимальных комплексных параметров O_{Π} в координатах осей рангов вариограмм по изученным в диссертации залежам нефти представлено на рисунке 2.61. В целом анализ местоположения оптимальных значений O_{Π} в координатах R_x и R_y показывает их принципиальное различие, отражающее индивидуальность геологического строения и степень неоднородности залежей.

Анализ полученных результатов позволяет говорить, что чем дальше расчетное значение O_{Π} находится от начала координат, тем в меньшей степени на результаты 3D-моделирования при распределении эффективных толщин влияет высокочастотная шумовая составляющая. При этом среднечастотная составляющая отражает преимущественно локальные изменения литологии и ФЕС объекта. Также стоит отметить, что отсутствие этапа или неправильный выбор оптимального азимута анизотропии вариограммного эллипсоида приводит к приближению O_{Π} к началу координат, что отмечено при 3D-моделировании залежей нефти Стретенского и Сосновского месторождений.

Чем дальше оптимальные отклики O_{Π} находятся от линии коэффициента анизотропии, равного 1, тем в целом отклики более анизотропны, т.е. имеют более выраженное направление изменения свойств геологического объекта.

Увеличение размеров площади расчетных откликов O_{Π} свидетельствует о большой неопределенности прогноза. Это, прежде всего, связано с неопределенностями, связанными с качеством исходных данных, степенью геологической изученности объекта, установленной неоднородностью объекта по площади и разрезу. В таких условиях

увеличивается неопределенность в выборе оптимального варианта 3D-модели.

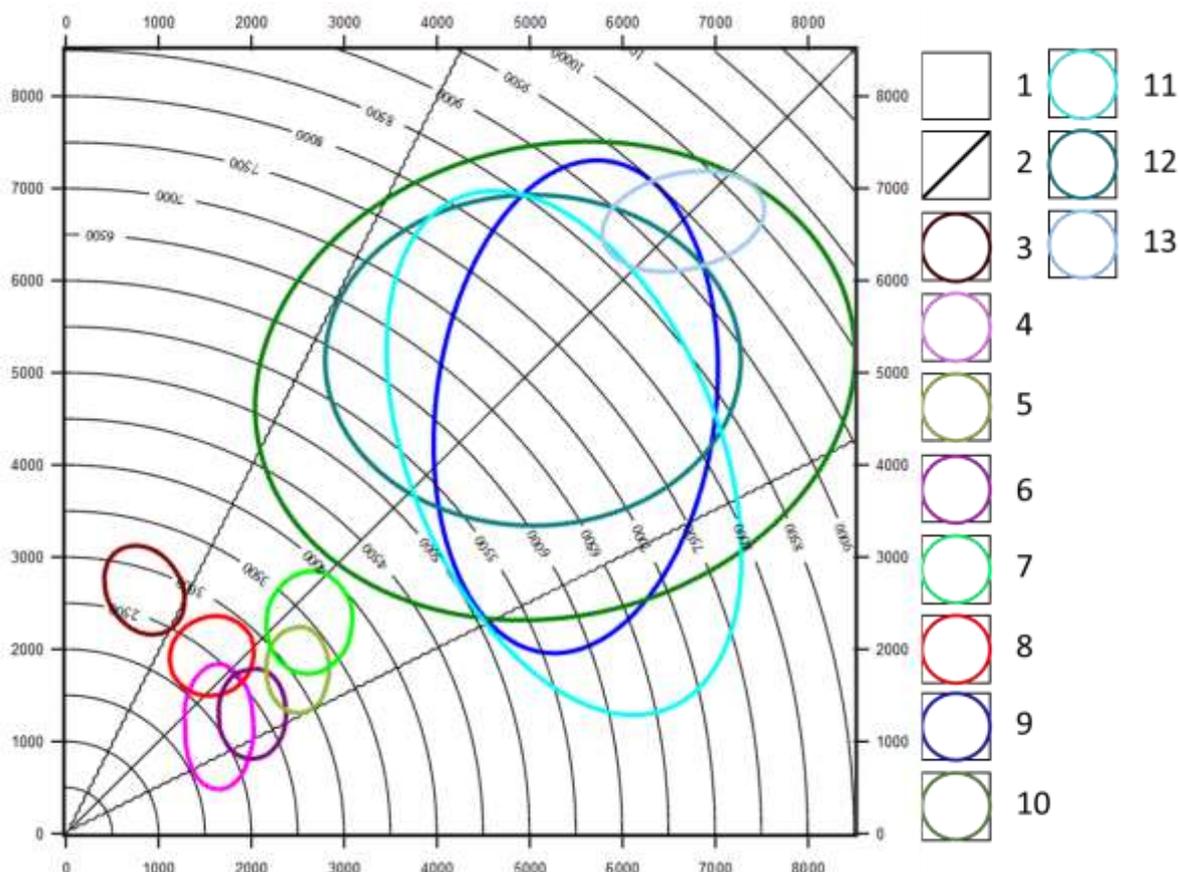


Рис. 2.61. Расположение оптимальных откликов в осях рангов вариограмм.

Условные обозначения: 1 - линии равных расстояний от начала координат; 2 - линии равных значений коэффициента анизотропии K_a ; 3 – оптимальный отклик Д0, Сретенское месторождение; 4 – оптимальный отклик Тл, Сосновское месторождение; 5 – оптимальный отклик Бб, Сосновское месторождение; 6 – оптимальный отклик Т1, Сретенское месторождение; 7 – оптимальный отклик Бщ, Сосновское месторождение; 8 – оптимальный отклик Мл, Сосновское месторождение; 9 – оптимальный отклик Бб1, Аспинское месторождение; 10 – оптимальный отклик Р-С отложения, Усинское месторождение; 11 – оптимальный отклик Бб2, Аспинское месторождение; 12 – оптимальный отклик Т, Аспинское месторождение; 13 – оптимальный отклик Тл, Аспинское месторождение.

Симметричные отклики характеризуют отложения с одинаковой анизотропией по площади исследования или уравнивание неоднородностей по осям вариограммного эллипсоида. Несимметричные отклики O_{Π} характеризуют геологическую обстановку, когда по одному из направлений полученные реализации геологических моделей имеют одинаковое строение с определенным азимутом распределения свойств.

2.11. Разработка вероятностных критериев оптимизации при многовариантном фациальном 3D-моделировании.

Как было показано выше, для пермокарбоновой залежи Усинского месторождения характерно чрезвычайно сложное геологическое строение, что, в том числе, проявляется в фациальной изменчивости продуктивных пластов по площади и разрезу. Согласно региональным геологическим исследованиям Тимано-Печорского региона (работам Жемчуговой В.А., Никонова Н.И. и др.) на протяжении каменноугольного и пермского периодов в пределах Печорской плиты располагался обширный пологопогружающийся карбонатный рамп. Усинское месторождение приурочено к его мелководной шельфовой части (средний рамп) (рис. 2.62).

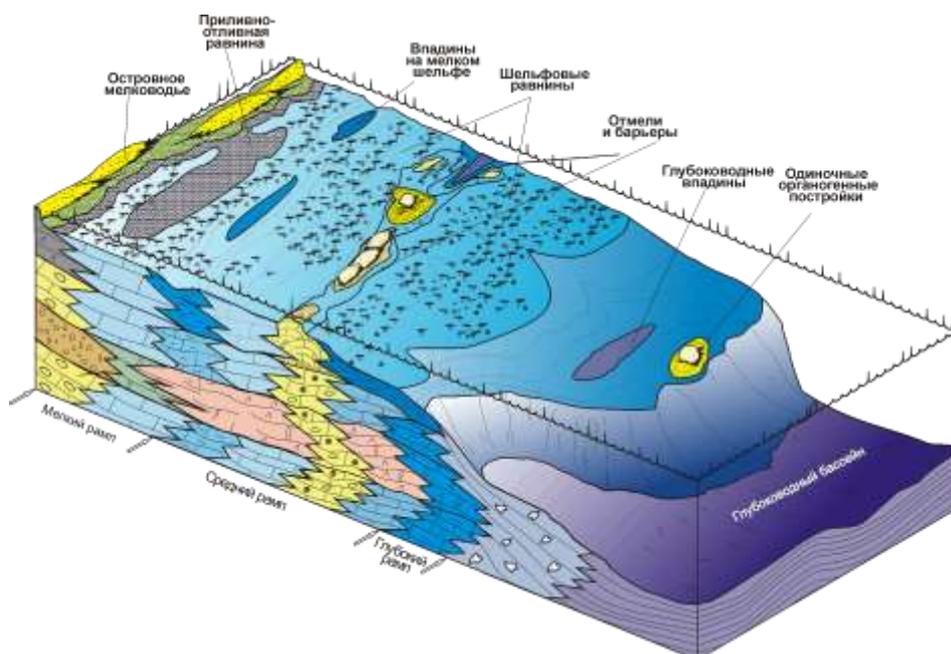


Рис. 2.62. Концептуальная модель карбонатного рампа Тимано-Печорского региона по Жемчуговой и др., 1998 г.

Положение месторождения на профиле седиментации предопределило преимущественное распространение в составе разреза отложений карбонатных отмелей, рифового мелководья и собственно отложений мелководно-шельфовых равнин.

Фация рифового мелководья (органогенных построек) объединяет отложения биогермных построек, представленных каркасными криноидными, мшанковыми, криноидно-мшанковыми, фораминиферовыми, палеоапличиновыми, полифитово-палеоапличиново-мшанковыми фреймстоунами, водорослевыми и микробиально-криноидно-мшанковыми баундстоунами, а также включает межбиогермные и отчасти шлейфовые отложения, представленные органогенно-детритовыми грейн-пакстоунами.

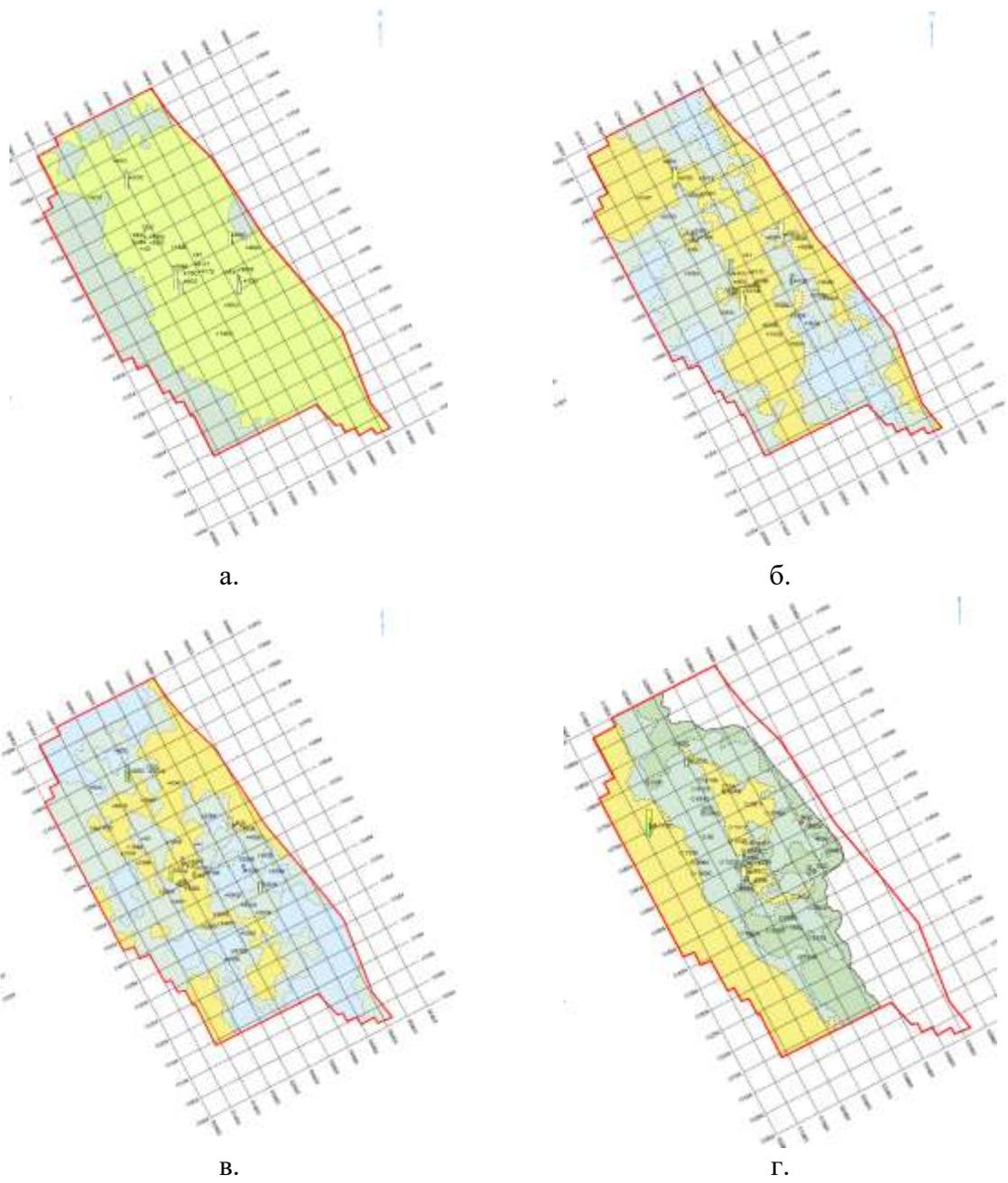
На Усинском месторождении фация органогенных построек выделяется в средне-позднекаменноугольных и нижнепермских отложениях. Область ее распространения тяготеет к вершинам палеоподнятий Усинской структуры и имеет северо-западную

направленность. Отложения фации органогенных построек отличаются повышенными значениями толщин.

Фация карбонатных отмелей представлена органогенно-детритовыми, органогенно-обломочными грейн-пакстоунами, а также водорослевыми и микробиальными баундстоунами. Отложения карбонатных отмелей отличаются покровным характером распространения, их толщина несколько ниже, чем в отложениях рифового мелководья. Часто наблюдается ее постепенное уменьшение в сторону мелководно-шельфовой равнины. Фация карбонатных отмелей выделяется для всех промышленных объектов Р-С залежи (рис. 2.63).

Фация мелководно-шельфовых равнин представлена преимущественно глинистыми и шламово-детритовыми мад-вакстоунами. Фация отчетливо картируется по пониженным толщинам, низким значениям фильтрационно-емкостных свойств, по всей видимости обусловленным глинизацией карбонатных отложений. На месторождении фация мелководно-шельфовых равнин выделена в отложениях средне-позднекаменноугольного возрастов. Область ее распространения приурочена к периферии структуры Усинского вала.

Фациальные карты, полученные ООО «СЖЖ ВОСТОК» в 2017 г. по данным сейсмофациального анализа (рис. 2.63), являются к настоящему времени наиболее достоверным прогнозом распределения коллекторов. Очевидно, что данная карта представляет единственный вариант распределения фаций без реализации многовариантного прогнозирования. С учетом выше изложенного нерешенная к настоящему времени задача реализована в данной диссертационной работе.



Условные обозначения:

- Фации органогенных построек:**
- Известняки биогермные криноидные, мшанковые, криноидно-мшанковые, микробально-криноидно-мшанковые, органогенно-детритовые
- Фации мелководно-шельфовых равнин:**
- Известняки органогенно-детритовые, глинистые, доломитистые

- Фации карбонатных отмелей:**
- Известняки водорослевые (полифитовые), криноидно-мшанково-микробальные, доломит детритово-микрозернистый
 - Известняки доломитизированные, глинистые
 - Известняки органогенно-детритовые, криноидно-мшанково-микробальные

Рис. 2.63. Литолого-фациальные схемы CGG 2017 год. Усинское месторождение. Пермокарбонатная залежь.

Расчет оптимального критерия выполнен по формуле (2.10) (раздел 2.7). Результаты расчетов на основе многовариантного моделирования представлены на рисунке 2.64. В диапазон наиболее оптимального отклика меньше 0,1 попадает 121 реализация, при отклике меньше 0,05 получено 60 реализаций модели. Оптимальный отклик изменяется в рангах вариограмм по оси R_x – от 3900 до 10100 м, по оси R_y – от 2100 до 7800 м.

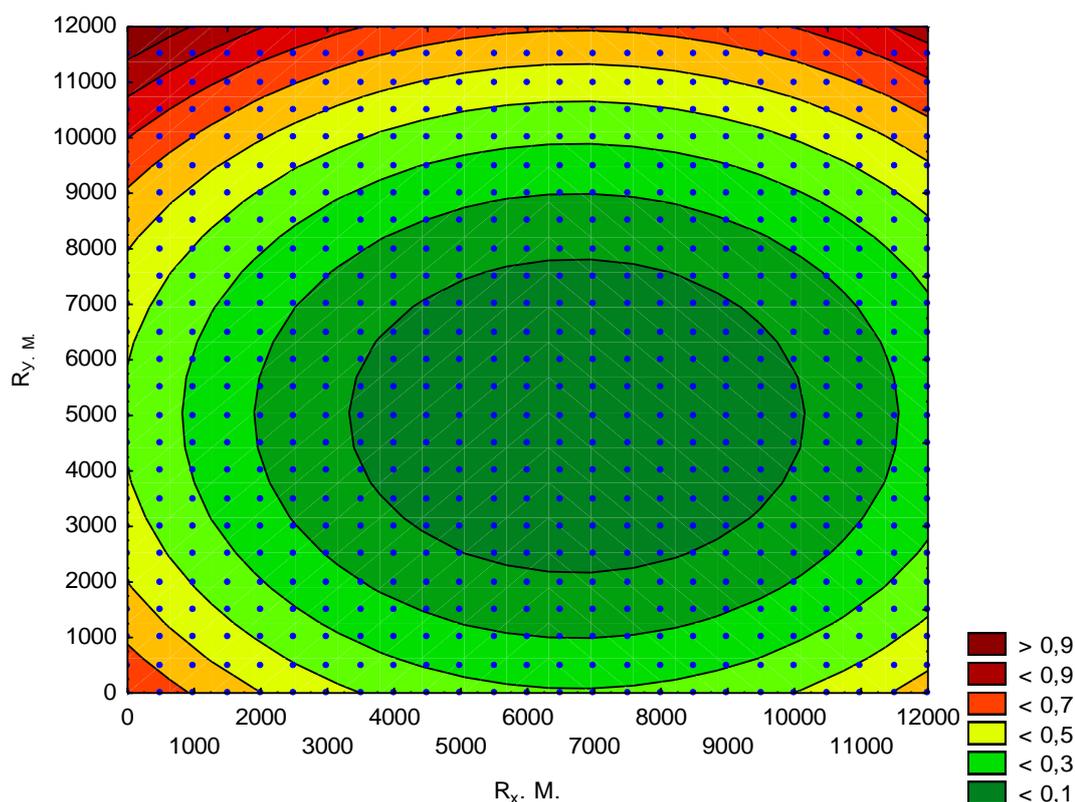
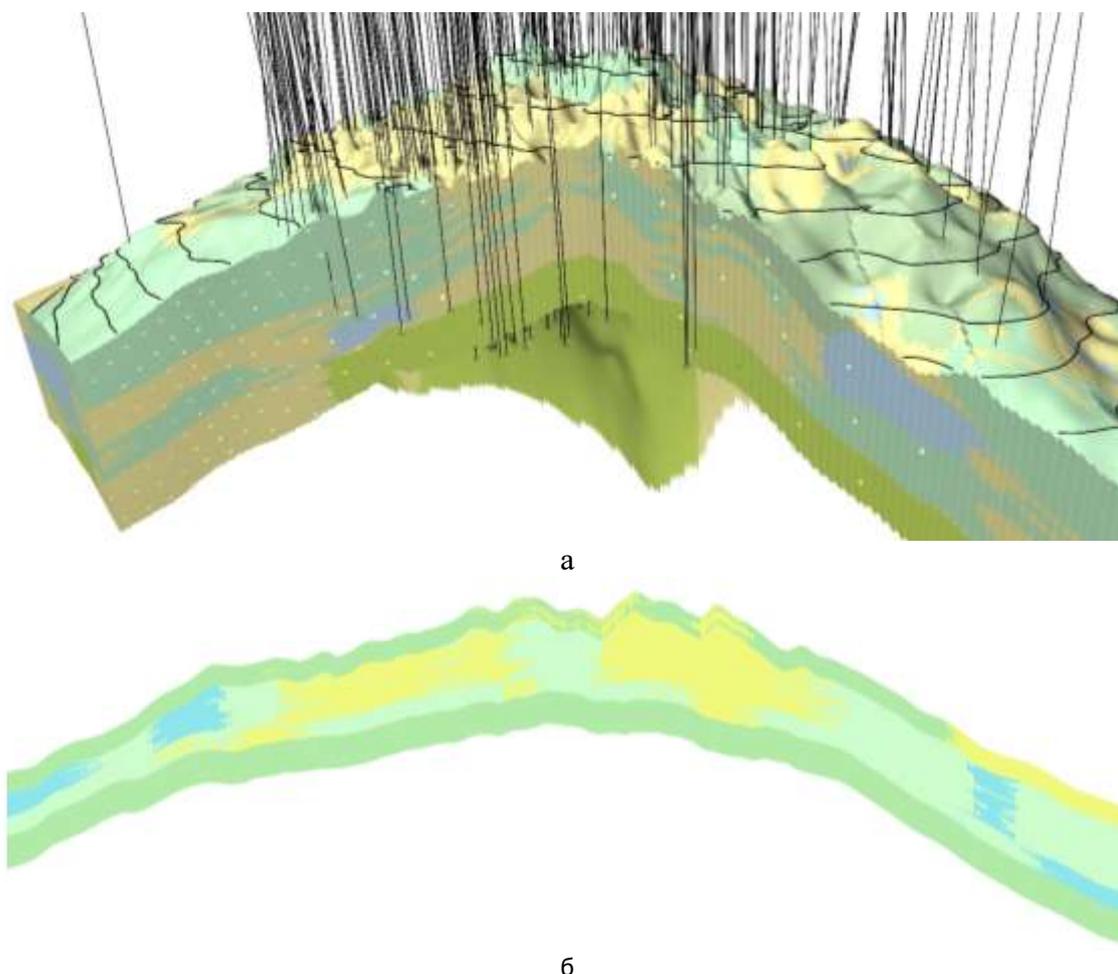


Рис. 2.64. Номограмма распределения комплексного вероятностного параметра F . Усинское месторождение. Пермокарбоновая залежь.

Математическая модель, описывающая поверхность отклика для выбора оптимальных реализаций, имеет следующий вид:

$$F = 1,64 - 5,2 \cdot 10^{-5} \cdot R_x - 5,6 \cdot 10^{-5} \cdot R_y + 3,8 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_x - 5,9 \cdot 10^{-12} \cdot R_x \cdot R_y + 5,6 \cdot 10^{-9} \cdot R_y \cdot R_y, n=841, R=0,78. \quad (2.14)$$

Оптимальный вариант трехмерной геологической модели на полученных результатах моделирования представлен на рисунке 2.65.



Условные обозначения:

- фации органогенных построек
- фации карбонатных отмелей
- фации мелководно-шельфовых равнин

Рис. 2.65. Трехмерная геологическая модель распределения фаций. а – 3Д модель распределения фаций, б – разрез 3Д куба распределения фаций.

Математическая модель, описывающая поверхность отклика для выбора оптимальных реализаций модели распределения литологических разностей:

$$L = 1,251 - 8,4 \cdot 10^{-5} \cdot R_x - 0,0001 \cdot R_y + 4,6 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_x - 5,7 \cdot 10^{-10} \cdot R_x \cdot R_y + 6,2 \cdot 10^{-9} \cdot R_y \cdot R_y, n=841, R=0,78. \quad (2.15)$$

В результате проведен расчет вероятностных критериев оптимизации при многовариантном геологическом 3D-моделировании нефтяных залежей. Распределения расчетного вероятностного параметра L представлено на рисунке 2.66.

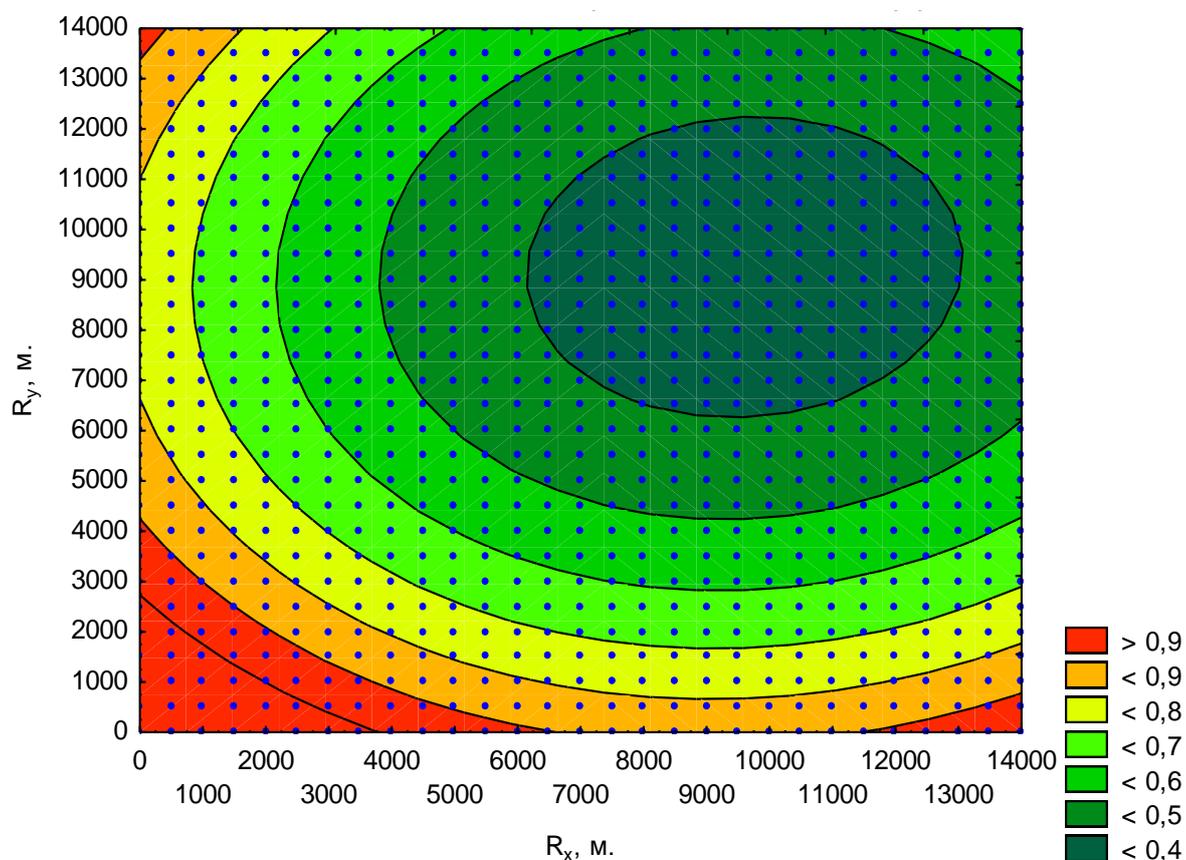


Рис. 2.66. Номограмма распределения комплексного вероятностного параметра L. Усинское месторождение. Пермокарбоновая залежь.

Изменение размера оптимального параметра $O_{\text{п}}$ в зависимости от разукрупнения объектов согласно этапности процесса литолого-фациального моделирования представлено на рисунке 2.67 и в таблице 2.18.

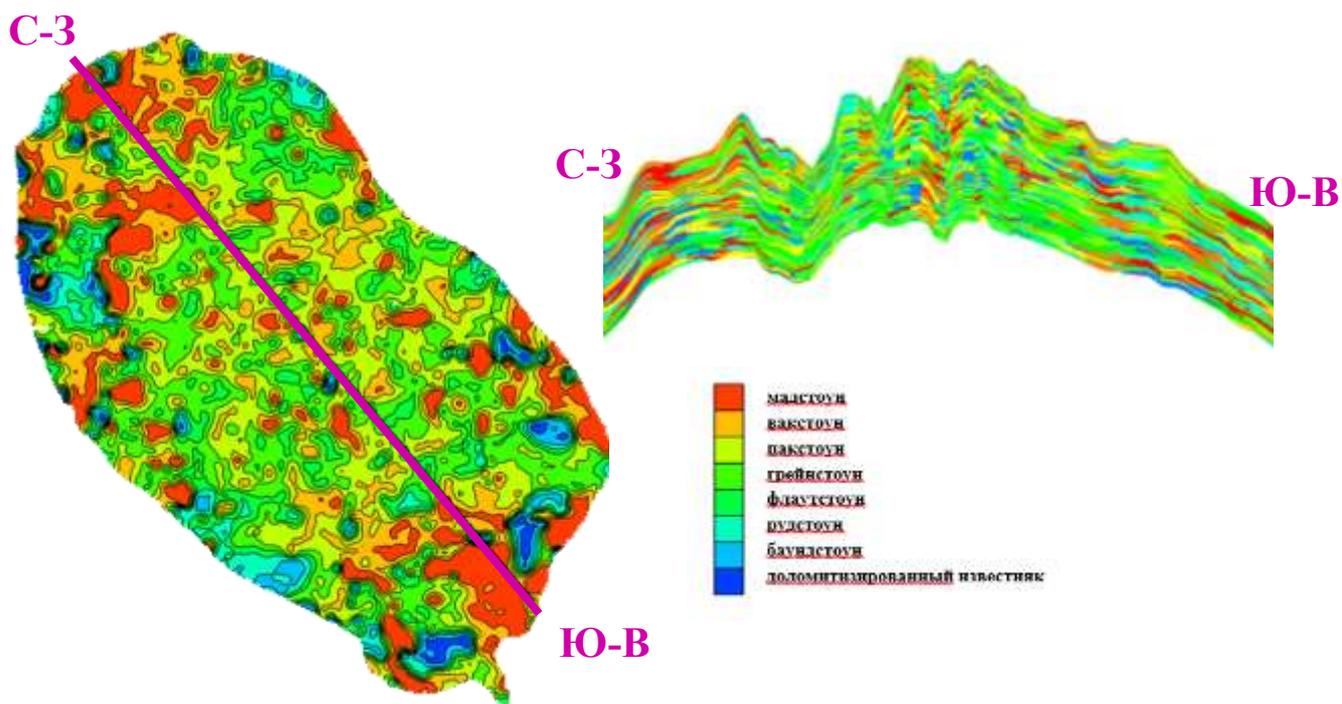


Рис. 2.67. Распределение литологических типов пород в 3D ГМ. Усинское месторождение. Пермокарбоновая залежь. а – карта распределения литотипов, б – разрез куба распределения литологических типов.

Таблица 2.18

Изменение размера комплексного параметра O_{Π} в зависимости от этапа моделирования. Усинское месторождение. Пермокарбоновая залежь.

этап литолого-фациального моделирования	параметр оптимизации	ранг	мин.	мах.	среднее	размах
фациальное моделирование	F	Rx	10200	14000	12100	3800
		Ry	7900	12000	9950	4100
прогноз литотипов	L	Rx	6500	13400	9950	6900
		Ry	6200	12200	9200	6000
распределение коллекторов	O_{Π}	Rx	2000	8500	5250	6500
		Ry	2500	7300	4900	4800

Анализ таблицы 2.18 показывает, что размер оптимального интервала реализаций зависит только от изменения неоднородности геологического

строения, причем чем больше неоднородность, тем больше размер оптимального отклика. Наиболее крупные однородные объекты моделируются на фаціальном этапе построения геологической модели, при этом размах оптимальных реализаций от середины оптимального отклика изменяется с интервала 9950 – 12100 м. Однако степень разбуренности месторождения, т.е. изученность неоднородности скважинными данными по площади и по глубине практически соответствует изученности по латерали данным 3D сейсморазведки. В связи с этим площадь и размер оптимального отклика имеют небольшие размеры, что позволяет значительно снизить выбор количества реализаций геологических моделей.

Анализ оптимальных значений $O_{\text{п}}$ в координатах R_x и R_y показывает, что они расположены в различных местах, что свидетельствует о высокой степени в различиях свойств полученных моделей. При этом уменьшение размеров моделируемых тел при последовательном выполнении этапов построения литолого-фаціальной модели приводит к уменьшению размеров рангов вариограмм (рис. 2.68).

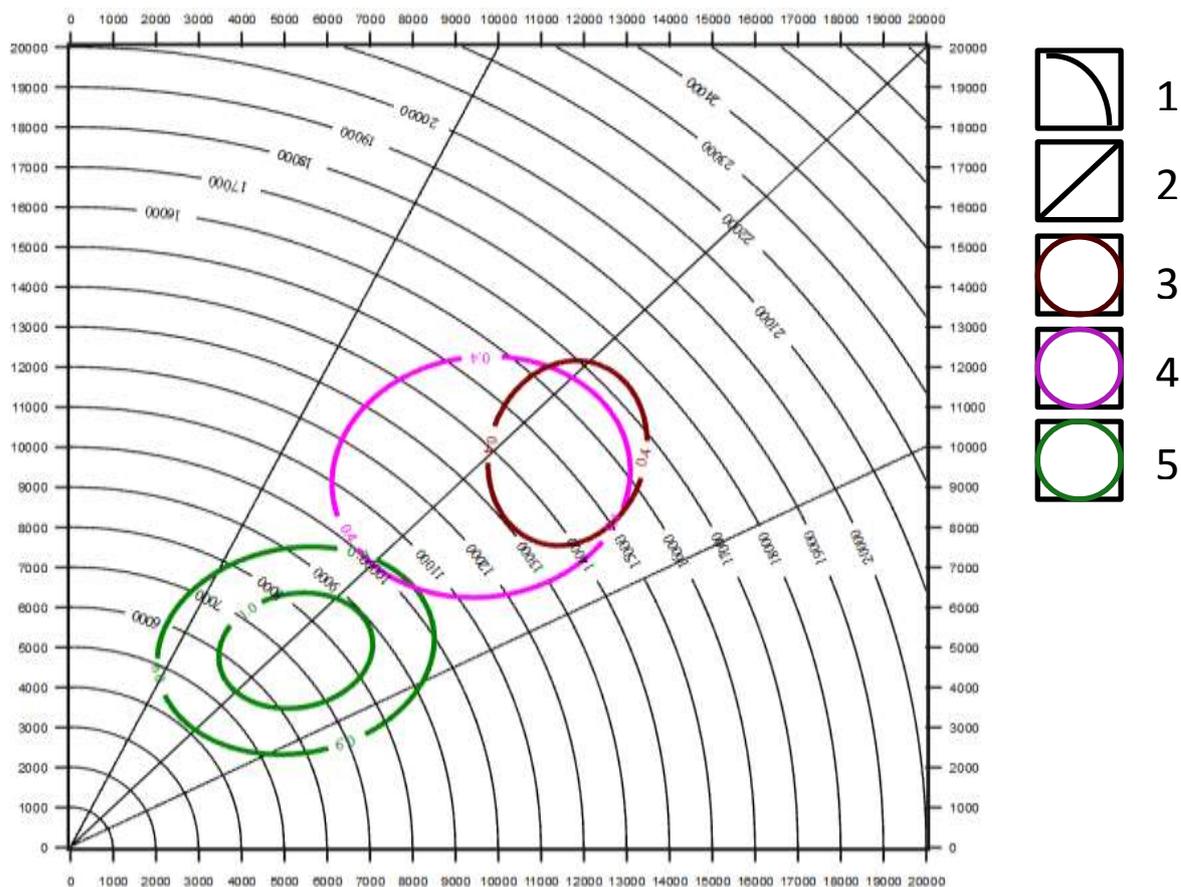


Рис. 2.68. Расположение оптимальных откликов в осях рангов вариограмм. Усинское месторождение. Пермокарбоновая залежь.

Условные обозначения: 1 – линии равных расстояний от начала координат; 2 – линии равных значений коэффициента анизотропии K_a ; 3 – оптимальный отклик F; 4 – оптимальный отклик L; 5 – оптимальный отклик $O_{п}$.

ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 2

Разработана технология многовариантного моделирования на основе планирования эксперимента. Методика позволяет выбрать оптимальные реализации геологической модели на основе определения оптимальных настроек метода ко-кригинг. Разработаны критерии, позволяющие обосновывать наиболее оптимальные реализации для создания трехмерных геологических моделей залежей нефти и распределение эффективных толщин на этапе литолого-фациального моделирования. Выполнено научное обоснование оптимальных параметров трехмерного моделирования на основе теории проведения эксперимента и оптимизации.

Разработаны геолого-математические модели для выбора оптимального прогноза геологического строения залежей нефти Аспинского (пласты Тл1а, Бб1, Бб2, Т), Сосновского (пласты Бш, Тл, Бб, Мл) [147], Стретенского (пласты Бш, Т1) [147], Усинского (пласт Р-С) месторождений. Выполнено ранжирование оптимальных реализаций трехмерных геологических моделей залежей нефти. Построены трехмерные многовариантные литологические модели данных нефтяных залежей.

Для пермокарбоневой залежи Усинского месторождения, в связи с ее чрезвычайно высокой фациальной изменчивостью, дополнительно реализована методика расчета вероятностных критериев оптимизации при многовариантном фациальном 3D-моделировании.

Распределение наиболее оптимальных значений $O_{п}$ в координатах R_x и R_y показывает принципиальное различие результатов, полученных для разных объектов, отражающее индивидуальность геологического строения. Расчетные значения запасов, полученные на основе многовариантного 3D-моделирования, сопоставлены с запасами, оцененными стандартным способом. Установлено, что применение вероятностного подхода существенно изменяет представление о строении залежи, прежде всего в части более достоверной оценки ее геологической неоднородности.

Глава 3. 3D-МОДЕЛИРОВАНИЕ НАСЫЩЕНИЯ ПЕРЕХОДНОЙ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЗОНЫ В ОБЪЕМЕ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

3.1. Постановка задачи 3D-моделирования распределения насыщения коллекторов в нефтяной залежи.

Достоверное моделирование распределения нефтяной и водной фаз в объеме залежи имеет важное значение для оценки начальных геологических и извлекаемых запасов нефти. При этом 3D-распределение переходной водонефтяной зоны, в том числе, определяет достоверность построения геолого-технологической модели, влияя на формирование оптимальной системы разработки нефтяных залежей и качество последующих проектных решений. Для решения данной задачи в диссертационной работе представлен анализ современного состояния проблемы изучения переходной водонефтяной зоны с распределением в ее объеме водной и нефтяной фаз.

На практике выводы о характере начального насыщения продуктивных пластов в залежи проводятся на основе данных исследований вертикальных и субвертикальных скважин, не подверженных влиянию разработки и вскрывших межфлюидный контакт [162, 126, 103]. При этом для установления промытых зон, помимо контроля за разработкой пласта, также должны привлекаться результаты адаптации модели на гидродинамическом симуляторе.

Для решения этой задачи использование прямых исследований керна не представляется оптимальным, поскольку при наличии следов нефти невозможно точно определить, из какой части переходной зоны был взят образец.

Кроме того, в образцах керна могут быть обнаружены вторичные изменения пород-коллекторов, вызванные окислением углеводородов в переходной зоне.

В современной практике в значительной степени распространены методические подходы, при которых определение насыщения коллекторов проводится по комплексу геофизических исследований скважин (ГИС), что позволяет проследить динамику изменения флюидонасыщения в геологическом разрезе. За рубежом при решении данной задачи одним из основных является метод ядерного магнитного резонанса (ЯМР) [266,267,268]. В отечественной практике ЯМР достаточно широко применяется для оценки структуры пустотного пространства при керновых исследованиях [201], однако массовые исследования в скважинах проводятся лишь в ряде нефтегазоносных регионов, к которым не относится территория Пермского края [175, 181].

Наиболее достоверными прямыми исследованиями характера насыщения пластов являются результаты испытаний скважин. При выводах о насыщении приоритет отдаётся поинтервальным испытаниям в колонне при контроле качества работ и исключении возможности заколонных перетоков.

Менее достоверными являются испытания в открытом стволе пластоиспытателем, так как они обычно захватывают чрезмерно большие интервалы толщин для дифференциации продуктивных пластов [126]. В интервалах, где испытания не проводились, характер насыщенности пропластков оценивается по данным УЭС в сочетании со значениями пористости коллекторов.

Необходимо отметить, что в научной литературе понятие водонефтяного контакта (ВНК) не имеет общепринятой однозначной трактовки [125,162,19]. В частности, в работе [162] отмечено, что существующие в настоящее время определения содержат противоречивые утверждения, причем под ВНК в ряде работ понимается поверхность, в других – зона. Кроме этого, на понятие «водонефтяного контакта» в значительной степени накладывается специфика решаемых задач.

Например, на основе геологической и экономической моделей часто принимают положение ВНК, при котором из залежи получен промышленный приток нефти [98]. При этом принятый ВНК может находиться в том числе в пределах переходной водонефтяной зоны. В ходе гидродинамических расчётов используется концепция динамического контакта, который представляет собой границу, выше которой нефть начинает двигаться. В контексте данной задачи положение ВНК соответствует уровню остаточной нефтенасыщенности.

В диссертационной работе за положение ВНК принимается отметка уровня свободного водонасыщения (зеркала чистой воды). Формирование начального положения ВНК контролируется особенностями строения переходных зон на границе вода-нефть. Таким образом, под переходной водонефтяной зоной в диссертации понимается объем продуктивного пласта с водонасыщенностью (K_B), изменяющейся от 100% у зеркала свободной воды до остаточной водонасыщенности (K_{OB}) в нефтяной части залежи. А значит, мощность переходной водонефтяной зоны соответствует ее высоте над уровнем свободной водонасыщенности ($H_{у\text{св}}$).

Известно, что распределение воды и нефти в пластовых условиях происходит под совместным влиянием гравитационных и капиллярных сил. Гравитационное распределение приводит к заполнению более легкими флюидами (газ, нефть) верхней части объема залежи. Это происходит с учетом капиллярно удерживаемой воды в случае гидрофильного типа порового коллектора. Однако в области переходной водонефтяной зоны капиллярные силы, возникающие на границе, нефть-вода, приводят к подъему воды из подстилающей чисто водяной зоны выше уровня, который мог возникнуть за счет гравитационного распределения флюидов. Таким образом, формируется переходная зона между нефтью и водой, высота которой контролируется по глубине от горизонтального уровня.

По характеру флюидонасыщения коллекторов в разрезе нефтяной залежи выделяют 4 области:

- зона свободного водонасыщения, где все связанное поровое пространство заполнено водой ($K_n=0$; $K_v=1$);

- зона недонасыщения, в пределах которой K_n увеличивается от нуля на нижней границе до значения остаточной нефтенасыщенности ($K_{но}$) при критическом K_v^* на верхней границе ($0 < K_n < K_{но}$; $1 > K_v > K_v^*$);

- переходная зона, в пределах которой K_n увеличивается от значения $K_{но}$ до заполнения всех открытых пор на верхней границе ($K_{но} < K_n < 1 - K_{ов}$; $K_v^* > K_v > K_{ов}$);

- зона предельного нефтенасыщения в повышенных участках залежи, где вся вода является капиллярно связанной ($K_v = K_{ов}$) [242,125,162].

Относительная фазовая проницаемость по нефти для зон свободного водонасыщения и недонасыщения равна нулю, что приводит к притокам чистой воды при их испытании. В переходной зоне получают двухфазные притоки нефти и воды. В зоне предельного нефтенасыщения подвижной фазой является нефть, которая и поступает при испытаниях скважин.

Существуют два физических процесса распределения флюидов в резервуаре залежи нефти: антиклинально-гравитационное и фильтрационное распределение. Первое связано с разделением флюидов за счет разности плотностей нефти и воды. Разность плотностей проявляется в виде давления вытеснения (закон Архимеда), определяемого плотностью воды и высотой над зеркалом чистой воды [120]:

$$P_v = (\rho_v - \rho_n) \cdot g \cdot \Delta H_{у\text{св}}, \text{ где} \quad (3.1)$$

где P_v – давление вытеснения; ρ_v – плотность воды; ρ_n – плотность нефти; g – градиент давления пресной воды; $\Delta H_{у\text{св}}$ – высота над уровнем свободного водонасыщения.

Ввиду того, что $\rho_n < \rho_v$ в пределах залежи, нефть выталкивается водой на более высокие гипсометрические отметки. Таким образом, фактором,

определяющим нефтенасыщение порового пространства (K_n), является высота данного участка залежи над зеркалом чистой воды. Такое распределение можно представить функциональной зависимостью:

$$K_n = f(\Delta H_{\text{усв}}), \text{ где} \quad (3.2)$$

где K_n – коэффициент нефтенасыщенности; f – функция; $\Delta H_{\text{усв}}$ – высота участка залежи над уровнем свободного водонасыщения.

Данный физический процесс, который принято называть гравитационным эффектом, описывает распределение нефти в объеме залежи без учета ФЕС, типа смачиваемости вмещающих пород, а также капиллярного эффекта. При этом разность плотностей нефти и воды является фактором, контролирующим положение флюидов в поровом пространстве резервуара. В коллекторах с большим радиусом пор капиллярное давление (P_k) на границе фаз незначительно, поэтому смачивающая фаза поднимается на малую высоту. В условиях малых поровых каналов P_k растет интенсивнее, что приводит к подъему воды в нефтяную часть залежи.

При этом фактическая водонасыщенность превышает значение $K_{\text{ов}}$. Таким образом, подъем воды увеличивается при уменьшении радиуса пор, что сопоставимо с пониженными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) пород. В работе [18] приведена схема нефтяной залежи, согласно которой высота зон насыщения от уровня свободной воды последовательно поднимается вверх залежи по мере снижения ФЕС коллекторов.

В связи с тем, что горная порода представляет собой набор капилляров матричного происхождения, капиллярное давление в ней обусловлено проявлением следующих факторов:

- наличием гидрофильной или гидрофобной пористой среды, пронизанной капиллярами;

- силами поверхностного натяжения между твердой фазой и флюидами.

В гидрофобном коллекторе смачивающая водяная фаза отсутствует в полном объеме. При гидрофильном типе коллектора в зоне предельного нефтенасыщения емкостное пространство даже в крупных капиллярах смачивается различными типами воды (адсорбированная, липосорбированная, капиллярная), что укладывается в модель остаточного водонасыщения. Распределение насыщенности пород при этом контролируется преимущественно их ФЕС [29]. Ввиду этого на практике используются аппроксимационные зависимости между пористостью и остаточной водонасыщенностью, которые контролируют зону предельного насыщения.

Формирование водонефтяной переходной зоны в гидрофильном типе коллектора происходит за счет действия капиллярных сил и подъема водяной фазы из зоны свободного водонасыщения в нефтяную. Данный эффект обусловлен способностью жидкостей изменять уровень в узких каналах произвольной формы, пористых телах как в трещинах, так и в матрице. Поднятие уровня происходит в случае смачиваемости жидкостью (гидрофильность), понижение уровня – при отсутствии смачиваемости жидкостью (гидрофобность). Подъем воды связан с размером капилляров, что главным образом контролируется ФЕС пород. Данный эффект наблюдается преимущественно в нижней части залежи (зона свободного водонасыщения).

Когда нефть и вода соприкасаются между ними возникает разница в давлении, которая называется капиллярным давлением (P_k). Если порода обладает свойством гидрофильности, то давление внутри нефти будет выше, чем внутри воды, и P_k будет больше нуля. В такой ситуации поверхность ВНК будет изогнута в сторону водной фазы.

Если же порода гидрофобна, то P_k будет меньше нуля. В этом случае нефть будет стремиться занять такое положение и форму, при которых её поверхность и капиллярная энергия (отношение капиллярного давления к плотности) будут минимальными.

В гидрофильном коллекторе нефти энергетически выгоднее занимать более крупные поры, а в гидрофобном — более мелкие.

Капиллярное давление рассчитывается по формуле [120, 126]:

$$P_k = 2\delta \cdot \cos\theta / R, \text{ где} \quad (3.3)$$

где P_k – капиллярное давление; δ – поверхностное натяжение; θ – угол смачивания стенки капилляра; R – радиус капилляра.

В соответствии с формулой (3.3), P_k возрастает при уменьшении радиуса капилляра, снижении угла смачивания и увеличении поверхностного натяжения. Увеличение P_k затрудняет заполнение капилляра нефтью. Таким образом, капиллярное давление противодействует силам, которые возникают из-за разницы плотностей жидкостей и стремятся вытеснить жидкость из капилляра. Важно отметить момент, что в формуле (3.3) присутствует именно радиус порового канала, тогда как нередко, в том числе в методических рекомендациях, при аппроксимации капиллярных давлений данную величину подменяют различными параметрами ФЕС (в основном величиной K_p), что является некорректным.

Неоднородность распределения ФЕС в пласте порождает неоднородность капиллярных свойств, что подтверждается различным видом кривых капиллярных давлений (ККД), наблюдаемых при лабораторных исследованиях керна. Различие форм и многообразие ККД для образцов из разных участков пласта связано с геологической неоднородностью строения продуктивных пластов. В связи с этим на

практике исследователи часто прибегают к необходимости построения моделей, позволяющих группировать полученные результаты, тем самым снижая реальную геологическую неоднородность. Это в том числе обеспечивает возможность увязки результатов оценки ФЕС по данным исследований керна и комплекса ГИС, при этом скважинные исследования очевидно имеют значительно меньшую разрешающую способность.

3.2. Анализ современных методов моделирования распределения насыщения коллекторов по данным исследований керна.

Задачу 3D-моделирования распределения насыщенности можно разделить на следующие этапы:

- 1) поиск оптимальной математической модели, описывающей распределение K_v по данным исследований керна в зависимости удаленности от уровня свободного водонасыщения;
- 2) определение уровня зеркала 100% водонасыщенности (уровня свободного водонасыщения);
- 3) моделирование 3D-распределения насыщения коллекторов в геологической модели залежи.

При решении задач первого этапа для приведения облака разнообразных кривых геологического объекта залежи и их описания в виде одной функции используют различные методы стандартизации, перечень которых представлен в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Методы математической аппроксимации кривых капиллярного давления.

Название модели	Формула	Входные петрофизические параметры
J-функция	$J = \frac{P_k \cdot \sqrt{k/K_p}}{\sigma \cos \theta}$ $K_B = \left(\frac{J}{a}\right)^{1/b}$	P_k – капиллярное давление, K_p – пористость, k – проницаемость, σ – межфазное натяжение, θ – краевой угол смачивания, $K_{ов}$ – остаточная водонасыщенность, r_0 – средний радиус пор
J-функция Модификация 1	$J = \frac{P_k \cdot k}{\sigma \cdot \cos \theta}$ $K_B = \left(\frac{J}{a}\right)^{1/b}$	
J-функция Модификация 2	$J = \frac{P_k \sqrt{\frac{k}{K_p}}}{\sigma \cos \theta} \cdot \left(\frac{\sqrt{k/K_p}}{r_0}\right)^\alpha$ $K_B = \left(\frac{J}{a}\right)^{1/b}$	
модель Брукса-Кори	$K_B = K_{ов} + (1 - K_B) \left(\frac{P_{к, ВХ}}{P_k}\right)^{1/n}$	
модель Митчелла	$\lg(K_B) = \lg(a) + b \lg(k) + c \cdot \lg(P_k)$	
кинетическая модель	$\frac{P_k - P_{кКов}}{P_{кВХ} - P_k} = a \cdot (K_B - K_{ов})^b$	
модель Мартынова и Михайлова	$P_k = a \left(\frac{1 - K_B}{K_B - K_{ов}}\right)^b$	
модель Уолкотта и Амикса	$K_B(P_k) = a + b \cdot \lg(k)$	
модель Гутри и Гринбургера	$K_B(P_k) = a + b \cdot \lg(k) + c \cdot K_p$	
модель Гутри и Гринбургера №2	$K_B(P_k) = a + b_1 \cdot \lg(k) + b_2 \cdot \lg(K_p^2) + c_1 \cdot K_p + c_2 \cdot K_p^2$	
модель Джонсона	$\lg(K_B) = \lg(a) + b \cdot \lg(k) + c \cdot P_k^n$	
модель Джонсона №2	$\lg(K_B) = c \cdot P_k^n - b \cdot \lg(k)$	

В России наиболее широкое применение получили модели на основе функций Бакли–Левретта и Брукса–Кори.

Применение J -функции Бакли–Леверетта [222, 154] позволяет нормализовать значения P_k по пропласткам с различными значениями пористости, проницаемости и физических свойств жидкости:

$$J = \frac{3,183 \cdot P_k \cdot \sqrt{k/K_p}}{\gamma \cdot \cos \theta}, \text{ где} \quad (3.4)$$

J – функция Бакли-Леверетта; P_k – капиллярное давление, 10^5 Па; k – коэффициент проницаемости, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$; K_p – коэффициент пористости, д. ед.; γ – поверхностное натяжение на границе нефть-пластовая вода, кг/см^2 ; θ – угол смачиваемости, град.

При аппроксимации кривых капиллярного давления по методике Брукса-Кори каждая кривая описывается функцией со своими уникальными величинами $K_{об}$, коэффициента кривизны капиллярных кривых в зависимости от размеров пор и входного капиллярного давления [145, 207].

Анализ практического применения методик Бакли-Леверетта и Брукса-Кори показывает их не всегда хорошую взаимную сходимость и значительное влияние на результаты даже небольших изменений ФЕС пород.

Для определения границ зон насыщения коллекторов, согласно методическим рекомендациям [126], по данным исследований керна строится номограмма сопоставления K_p – K_v с определением критических значений K_v^* . Расчет при этом выполняется на основе пересчета P_k для каждого уровня, начиная от зеркала воды. При этом предполагается, что, зная распределение зон насыщения в объеме залежи, для каждого нефтенасыщенного пропластка можно оценить его положение по высоте в геологическом разрезе ($H_{у\text{св}}$) и величину K_n .

В работе [19] приведена классификация и сделан анализ эффективности применения различных методик оценки K_n . В том числе для

залежей с небольшим размером зоны предельного нефтенасыщения и высокой анизотропией ФЕС рекомендовано использовать методики из работ [162, 47, 66], основанные на построении многомерных зависимостей с аргументами $H_{у\text{св}}$ и $K_{п}$.

В ряде работ предложены реализации зависимостей трехмерного вида $K_{в}=f(K_{п}, H_{у\text{св}})$ [47] и многомерного вида $K_{н}=f(K_{п}, k, P_{к}, H_{у\text{св}})$ [19]. В данных случаях применение капиллярной модели настраивается на параметры ФЕС пород с учетом высоты их залегания над уровнем зеркала воды. Уровень ВНК в объеме залежи условно принимается за горизонтальную поверхность, что с ростом толщины переходной зоны все в меньшей степени соответствует действительности. Кроме этого, ввиду недостоверного учета ФЕС по объему залежи используемые в расчетах кривые капиллярных давлений не полностью соответствуют глубине зеркала воды реальной залежи. Поиск оптимальной зависимости в этих случаях выполняется в классах функций Баркли-Левретта, Брукса-Кори, Томира, Скелт-Харрисона, Лямбда, Тексилье.

К недостаткам многомерного подхода прежде всего следует отнести его перегруженность входными данными, что говорит о редкой возможности корректно реализовать подход на практике для реальных геологических объектов. Кроме этого, такой подход не дает наглядного понимания оптимизационного процесса, тогда как двухмерные и трехмерные функции позволяют визуально описать и определить имеющиеся закономерности. С учетом этого в диссертации основным инструментом визуализации подбора моделей капиллярных давлений являются трехмерные математические модели.

Первым этапом исследований ставилось установление и анализ закономерностей изменения водонасыщенности пород. В основном в научной литературе и методических рекомендациях по подсчету геологических запасов углеводородов [162, 126] распределение зон

водонасыщенности рекомендуется определять на основе данных K_v от $K_{п.}$. При этом различные зоны водонасыщенности находятся по конечным точкам функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП) (рис. 3.1).

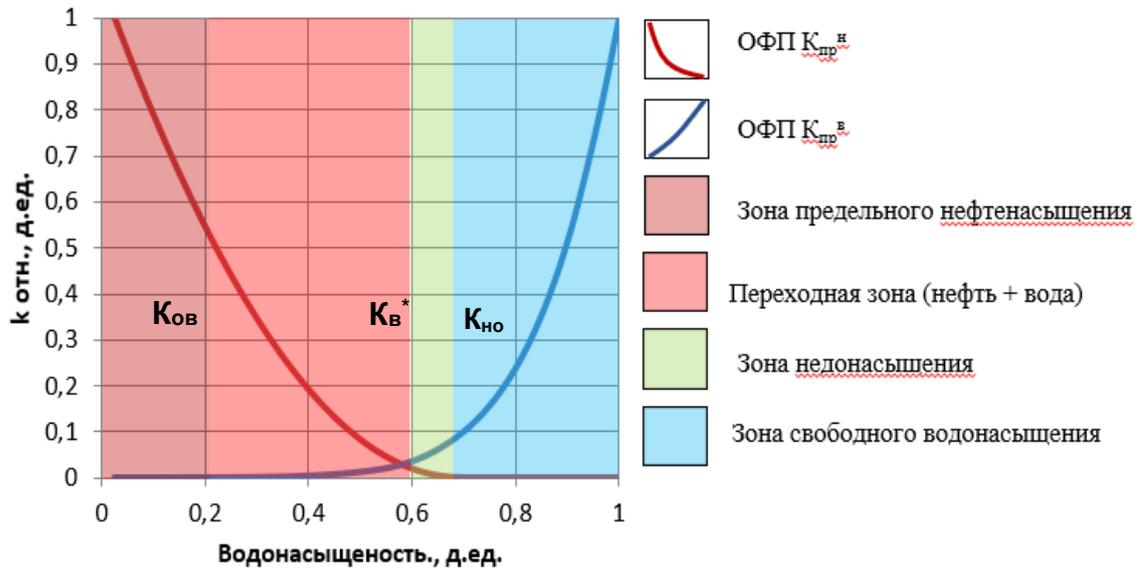


Рис. 3.1. Зависимость относительных фазовых проницаемостей от водонасыщенности. Уньвинское месторождение. Залежи пластов Тл и Бб.

Зависимости ОФП выбираются исходя из пересчета функций капиллярных давлений, полученных на экспериментальных исследованиях проницаемостей образцов керна и аппроксимации кривых. Известно большое количество методов математической аппроксимации функций ОФП (таблица 3.2).

Методы математической аппроксимации относительных фазовых проницаемостей.

Название модели ОФП (автор)	Формула	Входные петрофизические параметры
Кори	$k_n = \left(1 - \frac{K_B}{1 - K_{B\text{пред}}}\right)^4$ $k_B = K_B^3 \left(2 - \frac{K_B}{1 - K_{CB}}\right)$	k_n, k_B — относительные проницаемости породы по нефти и воде; K_B — текущая водонасыщенность; K_{CB} — связанная водонасыщенность, начиная с которой вода приобретает подвижность; $K_{B\text{пред}}$ — предельная водонасыщенность, при которой нефть перестает фильтроваться.
Наара—Гендерсон	$k_n = \frac{\left(1 - 2 \cdot \frac{K_B - K_{кр}}{1 - K_{OB}}\right)^{1/2}}{2 - \left(1 - 2 \cdot \frac{K_B - K_{кр}}{1 - K_{кр}}\right)^{1/2}}$ $k_B = K_B^4$	k_n, k_B — относительные проницаемости породы по нефти и воде; K_B — текущая водонасыщенность; $K_{кр}$ — критическая водонасыщенность, при которой начинается либо заканчивается движение одной из фаз
Х. Стоун	<p>при $K_B < K_{OB}$</p> $k_n = k_{n+CB} \cdot \frac{1 - K_B - K_{CB}}{1 - K_B - K_{OH}} \cdot \beta_B \cdot \beta_n$ <p>при $K_B < K_{OB}$</p> $k_B = k_{n+CB} \cdot \frac{K_B - K_{CB}}{1 - K_{OB} - K_{OH}} \cdot \beta_B \cdot \beta_n$ $\beta_n = \frac{K_B - K_{OB}}{k_{n+OB} \cdot \left(1 - \frac{1 - K_B - K_{OB}}{1 - K_B - K_{OH}}\right)}$ $\beta_B = \frac{K_{n+B}}{k_{n+OB} \cdot \left(1 - \frac{K_B - K_{OB}}{1 - K_B - K_{OH}}\right)}$	k_n, k_B — относительные проницаемости породы по нефти и воде; k_{n+OB} — относительная проницаемость по нефти при связанной водонасыщенности; k_{n+B} — относительная проницаемость по нефти в системе только с нефтью и водой; K_B — текущая водонасыщенность; K_{OB} — связанная водонасыщенность, начиная с которой вода приобретает подвижность; K_{OH} — водонасыщенность при остаточной нефтенасыщенности.
Чень Чжун-Сян	$k_B = 0, \text{ при } 0 \leq K_B \leq 0,2$ $k_B = \left(\frac{K_B - 0,2}{0,8}\right)^{3,5}, \text{ при } 0,2 \leq K_B \leq 1$ $k_n = 0 \text{ при } 0,85 \leq K_B \leq 1$ $k_n = \left(\frac{0,85 - K_B}{0,85}\right)^{2,8} \cdot (1 + 2,4 \cdot K_B), \text{ при } 0 \leq K_B \leq 1$	k_n, k_B — относительные проницаемости породы по нефти и воде; K_B — текущая водонасыщенность.
А.К. Курбанов и И.Ф. Курбанов	$k_B = \left(\frac{K_B - 0,1}{0,8}\right)^3$	k_n, k_B — относительные проницаемости породы по нефти и воде; K_B — текущая водонасыщенность.

	$k_H = \left(\frac{0,9 - K_B}{0,9} \right)^3$	
М.М. Хасанов и Г.Т. Булгакова	$k_B = A_1 \left(\frac{K_B - K_{OB}}{1 - K_{OB}} \right)^{N_1}$ $k_H = A_2 \left(\frac{K_{пред} - S_B}{K_{пред} - S_{CB}} \right)^{N_2}$	k_H, k_B – относительные проницаемости породы по нефти и воде; K_B – текущая водонасыщенность; K_{CB} – связанная водонасыщенность, начиная с которой вода приобретает подвижность; $K_{пред}$ – предельная водонасыщенность, при которой нефть перестает фильтроваться; параметры A_1, N_1, A_2, N_2 определяются из условий минимального отклонения теоретических зависимостей от экспериментальных данных.
Р. Коллинз	$x = \frac{K_B - K_{OB}}{K_{пред} - K_{CB}}$ $y_B = \frac{k_B}{k_B(K_{пред})}$ $y_H = \frac{k_H}{K_H(K_{OB})}$	k_H, k_B – относительные проницаемости породы по нефти и воде; K_B – текущая водонасыщенность; K_{CB} – связанная водонасыщенность, начиная с которой вода приобретает подвижность; $K_{пред}$ – предельная водонасыщенность; K_B – относительная фазовая проницаемость воды при предельной водонасыщенности $K = K_{пред}$; K_H – относительная фазовая проницаемость нефти при связанной водонасыщенности $K = K_{CB}$.
А.Т. Горбунов	$k_H = a(1 - K_B)^3 + b(1 - K_B)^2 + c(1 - K_B) + d$ $k_B = a_1 K_B^3 + b_1 K_B^2 + c_1 K_B + d_1$	Коэффициенты $a, b, c, d, a_1, b_1, c_1, d_1$ определяются по данным обработки фактических кривых фазовых проницаемостей, полученных при изучении пород рассматриваемого месторождения. $z = K - K_{OH} = 1 - K_B - K_{OH}$; K – насыщенность, K_B – величина водонасыщенности
Ф. Лоумланд, Е. Эбельтофт и У.Х. Томас.	$k_H = k_{H+CB} \frac{\left(\frac{1 - \frac{K_B - K_{CB}}{1 - K_{OB} - K_{OH}} \right)^{L_{H+H}}}{\left(1 - \frac{K_B - K_{CB}}{1 - K_{CB} - K_{OH}} \right)^{L_{H+H}} + E_{H+H} \left(\frac{K_B - K_{CB}}{1 - K_{CB} - K_{OH}} \right)^{T_{H+H}}}$ $k_B = k_{B+OH} \frac{\left(\frac{K_B - K_{CB}}{1 - S_{CB} - S_{OH}} \right)^{L_{B+H}}}{\left(\frac{K_B - K_{CB}}{1 - K_{CB} - K_{OH}} \right)^{L_{B+H}} + E_{B+H} \left(1 - \frac{K_B - K_{CB}}{1 - K_{CB} - K_{OH}} \right)^{T_{B+H}}}$	k_H, k_B – относительные проницаемости породы по нефти и воде; k_{H+CB} – относительная проницаемость по нефти при связанной водонасыщенности; k_{B+OH} – относительная проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности; K_B – текущая водонасыщенность; K_{CB} – связанная водонасыщенность, начиная с которой вода приобретает подвижность; K_{OH} – водонасыщенность при остаточной нефтенасыщенности; L_{H+H} – эмпирический параметр по нефти в присутствии воды; L_{B+H} – эмпирический параметр по воде в присутствии нефти; E_{H+H} – эмпирический параметр по нефти в присутствии воды; E_{B+H} – эмпирический параметр по воде в присутствии нефти; T_{H+H} – эмпирический параметр по нефти в присутствии воды;

		$T_{в+н}$ – эмпирический параметр по воде в присутствии нефти.
Бурдайн	$k_B = \left(\frac{K_B - K_{св}}{1 - K_{св}} \right)^2 \cdot \frac{\int_{S_{св}}^{S_B} \frac{dK_B}{P_k^n}}{\int_{S_{св}}^1 \frac{dK_B}{P_k^n}}$ $k_H = \left(1 - \frac{K_B - K_{св}}{1 - K_{св} - K_{пред}} \right)^2 \cdot \frac{\int_{S_{св}}^1 \frac{dK_B}{P_k^n}}{\int_{S_{св}}^1 \frac{dK_B}{P_k^n}}$	P_k – капиллярное давление; $K_{св}$ – связанная водонасыщенность; $K_{пред}$ – предельная водонасыщенность.

Большое разнообразие предложенных методов, помимо сложности задачи, связано с разнообразием возможных геологических объектов, неоднородностью, а также с их различной степенью изученности исследованиями керна и ГИС. В результате известные методы приводят зачастую к разным результатам в части получения кривых ОФП, конечных точек и, соответственно, распределения насыщенности коллекторов.

Очевидно, что представленные в таблице методы имеют свои преимущества и недостатки. Например, зависимости ОФП, полученные зарубежными учеными, основаны на принципе подбора функции подобия, которая, в идеале, наилучшим образом согласуется с экспериментальными данными. Практически все они выведены эмпирически путем введения в модель большого количества входных показателей, часто весьма специфичных и неприменяемых массово в отечественной практике. Очевидно, что применение эмпирических зависимостей, полученных для конкретных эксплуатационных объектов, на других объектах не будет столь же эффективным. Поэтому отечественные регламенты по подсчету геологических запасов нефти и газа [162, 126] рекомендуют для получения кривых ОФП использовать формулы Бурдайна.

Таким образом, анализ методических материалов и научной литературы позволяет сделать вывод об отсутствии единого методического

подхода при прогнозе распределения флюидонасыщения в нефтяной залежи. Эмпирические методики, разработанные для построения модели нефтенасыщенности на основе образцов керна, не дают столь же точных результатов на образцах другой породы. Методология расчета зависимостей ОФП в настоящее время также не имеет единого подхода. В связи с этим задачей диссертации поставлена оптимизация методологического подхода по получению модели распределения флюидонасыщенности по керновым данным.

3.3. Разработка 3D-модели распределения нефтенасыщенности коллекторов по данным исследования керна.

Одним из важных этапов геолого-технологического моделирования является достоверное построение переходной водонефтяной зоны с распределением в ее объеме коэффициента начальной нефтенасыщенности. Данная задача может быть решена на основе совместного учета удельного электрического сопротивления (УЭС) пород по данным ГИС и капилляриметрических исследований керна. При этом в качестве основного критерия, контролирующего ФЕС коллекторов и, соответственно, влияние капиллярных сил, может быть использован комплексный показатель квадрата отношения проницаемости пород к их пористости. Данный параметр для идеальной пористой среды характеризует площадь фильтрации капиллярных каналов. В результате должна быть построена 3D-модель распределения начальной нефтенасыщенности коллекторов, которая может быть использована в дальнейшем при геолого-технологическом моделировании.

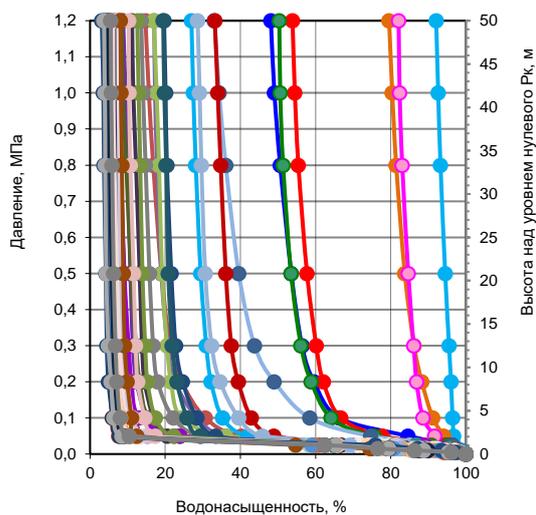
Предлагаемый подход первоначально реализован на примере терригенной залежи визейского возраста Аспинского нефтяного месторождения (Пермский край, Волго-Уральская НГП). При анализе для

данного эксплуатационного объекта привлечены капилляриметрические исследования 70 образцов керн с широким диапазоном ФЕС (K_p от 7,2 до 26,8%, k от 0,5 до 3295 мкм²). Значения K_v снимались на 12 последовательных ступенях давления дренирования (P_k от 0,005 до 1,2 МПа), общий массив данных составил 840 экспериментов (70x12). В экспериментах во всем диапазоне ФЕС кернов считалось, что остаточная водонасыщенность формируется до значений 1,2 МПа. При этом согласно методическим указаниям [122] значения P_k в экспериментах пересчитывались по зависимости:

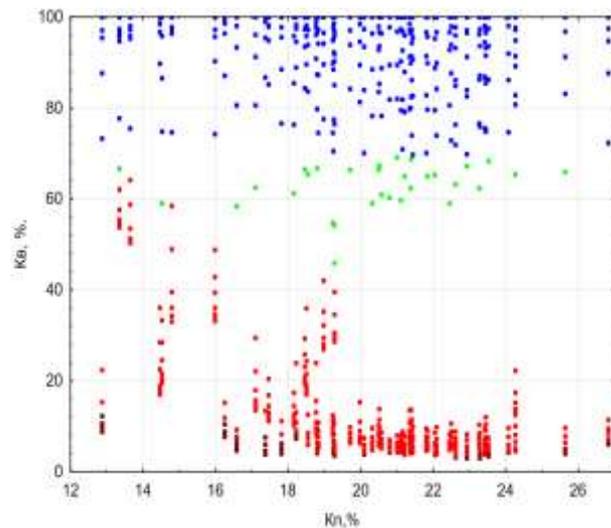
$$H_{уcв} = \frac{10 \cdot P_k \cdot \sigma_{пл}}{d_v - d_n \cdot \sigma_{лаб}}, \text{ где} \quad (3.5)$$

P_k – капиллярное давление в эксперименте на керне, МПа; $\sigma_{пл}$ и $\sigma_{лаб}$ – поверхностные натяжения на границе раздела «нефть-вода» при пластовых условиях и экспериментах на кернах, $\sigma_{пл}=20$ дин/см, $\sigma_{лаб}=73$ дин/см; d_v и d_n – плотности воды и нефти при пластовых условиях, г/см³.

Распределение капилляриметрических исследований (рис.3.2.а) имеет достаточную полноту и представлено во всем диапазоне значений $P_k - K_v$. Причем использование метода аппроксимации Бакли–Левретта [222, 254] через J -функцию не позволяет нормализовать значения P_k и K_v с имеющимися значениями пористости и проницаемости, и получить оптимальное уравнение аппроксимации.



а



б

Условные обозначения:

- — зона свободного водонасыщения
- — зона недонасыщения
- — переходная зона
- — зона предельного нефтенасыщения

Рис. 3.2. Изменение коэффициента водонасыщенности по данным капилляриметрии в зависимости ФЕС и $H_{у\text{св}}$ а. $P_k - K_v\%$, б. $K_v\% - K_p\%$. Аспинское месторождение нефти. Пласты Тл, Бб.

По примеру рекомендаций [126] по результатам проведенных экспериментов в диссертации проведено сопоставление определений K_p и K_v . Из рисунка 3.2.б видно, что зоны различного насыщения группируются в диапазонах различных K_v . При этом в пределах самих зон зависимости $K_v = f(K_p)$ характеризуются низкой сходимостью. Это связано с тем, что пористость опосредованно отображает влияние капиллярных сил на вытеснение флюида из емкостного пространства.

Согласно формуле (3.5), капиллярное давление зависит от поверхностного натяжения, угла смачивания стенки капилляра, радиуса капилляра. Очевидно, что величина пористости не в полной мере отображает комплекс данных параметров, поэтому использование при прогнозе P_k показателя K_p не может быть признано оптимальным.

Соответственно, более целесообразно в данном случае использовать при прогнозе не показатель $K_{п}$, а параметры, характеризующие именно площадь фильтрации капилляров.

На взгляд автора диссертации, для решения данной задачи наиболее рационально использовать параметр отношения $\sqrt{(k/K_{п})}$, который в отличие от $K_{п}$ характеризует не только объем пустот, но и размеры капилляров. В качестве обоснования данного утверждения можно дополнительно привести следующие доводы.

Согласно теоретическим представлениям для идеальной пористой среды (без учета извилистости пор) радиус поровых каналов коллекторов связан с $\sqrt{(k/K_{п})}$ следующим образом:

$$R_{пор} = 2,86 \cdot \sqrt{k/K_{п}}, \text{ где} \quad (3.6)$$

$R_{пор}$ – радиус поровых каналов, мкм; k – коэффициент проницаемости, мкм²·10⁻³; $K_{п}$ – коэффициент пористости, д. ед.

Следует отметить, что $\sqrt{(k/K_{п})}$ является основным параметром, характеризующим J -функцию Бакли–Левретта, так как остальные множители являются в ней константами.

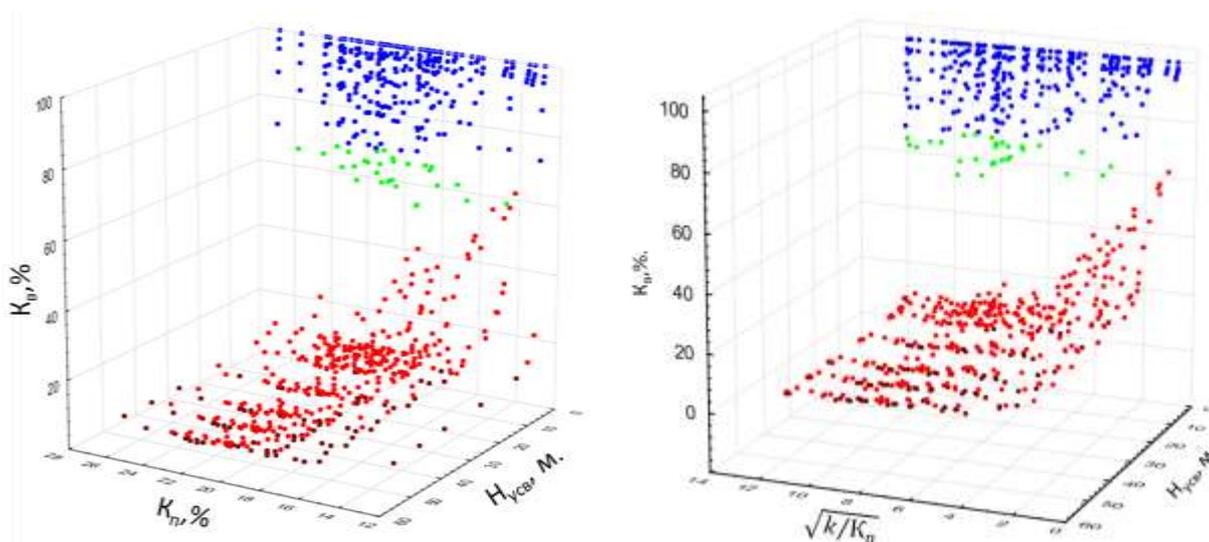
Также использование параметра $\sqrt{(k/K_{п})}$ позволяет выполнить выделение гидравлической единицы потока, которое базируется на расчете параметра индикатора гидравлической единицы FZI (Flow Zone indicator):

$$FZI = \frac{0.0314\sqrt{\frac{k}{K_{п}}}}{\frac{K_{п}}{1 - K_{п}}}, \text{ где} \quad (3.7)$$

k – коэффициент проницаемости в мкм²; $K_{п}$ – коэффициент пористости в %.

Таким образом, использование параметра $\sqrt{(k/K_{п})}$ методически обосновано и успешно применяется на практике при решении сходных задач, поэтому его расчет лежит в основе дальнейших построений.

Эффективность использования такого подхода видна на примере из рис.3.3, на котором представлено сравнение кривых капиллярных давлений в трехмерном пространстве показателей K_v , $H_{у\text{св}}$, $K_{п}$ (рис.3.3.а) и K_v , $H_{у\text{св}}$, $\sqrt{(k/K_{п})}$ (рис.3.3.б).



а

б

Условные обозначения:

- – зона свободного водонасыщения
- – зона недонасыщения
- – переходная зона
- – зона предельного нефтенасыщения

Рис. 3.3. Изменение коэффициента водонасыщенности по данным капилляриметрии в зависимости от ФЕС и $H_{у\text{св}}$. а. $K_v\%$ – $(K_{п}\%, H_{у\text{св}})$, б. $K_v\%$ – $(\sqrt{k/K_{п}}, H_{у\text{св}})$. Аспинское месторождение нефти. Пласты Тл, Бб.

Трехмерное представление данных на рис.3.3 в том числе позволяет детально, в динамике изменения глубин, наблюдать за процессами влияния как гравитационных, так и капиллярных сил. В целом анализ (рис. 3.3) показывает, что значения K_v для зон свободного водонасыщения и недонасыщения находятся в плоскости, параллельной осям $K_v - \sqrt{(k/K_{п})}$. Поля точек для данных зон ограничены значениями $H_{у\text{св}}$ менее 1 м. Причем для

всего диапазона ФЕС изменение K_v происходит постепенно с небольшим наклоном относительно оси $H_{у\text{св}}$. Физически это объяснимо тем, что при низких P_k (менее 0.4 МПа) насыщенные образцы во всем диапазоне ФЕС отдают воду достаточно равномерно. Данное явление связано с влиянием капиллярного давления в порах на высоту подъема воды от $H_{у\text{св}}$ [154].

Подбор параметров математических моделей в диссертации выполнен для скалярной функции с несколькими переменными на основе последовательного квадратичного программирования. В результате получены многомерные зависимости, с высокой достоверностью описывающие изменение параметра $K_v/\sqrt{(k/K_p)}$ на основе данных метода капилляриметрии в любой точке 3D-пространства.

Математическое описание такого физического изменения можно представить единой квадратичной функцией (таблица 3.3). Коэффициент множественной корреляции функции равен $R=0.93$, уравнение значимое, $p<0.005$. Изменение водонасыщенности с глубиной в уравнении показывают предикторы $-12.33 \cdot H_{у\text{св}}^2$. Предиктор $1.98 \cdot \sqrt{(k/K_p)}$ не является значимым при составлении уравнения $p=0.44$ (табл. 3.3, 3.4.), что показывает отсутствие значительного влияния ФЕС.

Модели изменения K_B над уровнем зеркала воды ($H_{у\text{св}}$) и $\sqrt{(k/K_{\text{п}})}$.

Аспинское месторождение нефти. Пласты Тл, Бб.

Зона	Уравнение
Свободного водонасыщения $K_B > K_B^{**+}$	$K_B = 101.6 - 1.98 \cdot \sqrt{k/K_{\text{п}}} - 0.73 \cdot H_{у\text{св}} + 0.07 \cdot \sqrt{k/K_{\text{п}}}^2 - 2.4 \cdot \sqrt{k/K_{\text{п}}} \cdot H_{у\text{св}} - 12.33 \cdot H_{у\text{св}}^2$ $R=0.93$ при $n=53$, $p < 0.005$.
недонасыщения $K_B^{**} < K_B < K_B^*$	$H_{у\text{св}} = -3.85 + 0.197 \cdot \sqrt{k/K_{\text{п}}} + 0.121 \cdot K_B - 0.0022 \cdot \sqrt{k/K_{\text{п}}}^2 - 0.0008 \cdot K_B^2 - 0.002 \cdot \sqrt{k/K_{\text{п}}} \cdot K_B$ $R=0.88$ при $n=53$, $p < 0.005$.
Переходная $K_B^* < K_B < K_{\text{ов}} +$ Предельного насыщения $K_B < K_{\text{во}}$	$K_B = (134.8 + 14.8 \cdot \sqrt{k/K_{\text{п}}} - 1.98 \cdot H_{у\text{св}}) / (1 + 5.8 \cdot \sqrt{k/K_{\text{п}}} - 0.13 \cdot H_{у\text{св}})$ $R=0.94$ при $n=115$, $p < 0.005$.
	$H_{у\text{св}} = 19.28 + 4.41 \cdot \sqrt{k/K_{\text{п}}} + 1.79 \cdot K_B - 0.16 \cdot k/K_{\text{п}} - 0,022 \cdot K_B^2 - 0,59 \cdot \sqrt{k/K_{\text{п}}} \cdot K_B,$ $R=0.51$ при $n=115$, $p < 0.005$.

Таблица 3.4

Уравнение регрессии для зон свободного водонасыщения и зоны недонасыщения. Аспинское месторождение нефти. Пласты Тл, Бб.

Коэффициент	Предиктор	Стандартная ошибка оценки предиктора	t	p- знач.
$\sqrt{(k/K_{\text{п}})}$	1,98	2,55	0,78	0,44
$H_{у\text{св}}$	-0,73	0,33	-2,18	0,03
$\sqrt{(k/K_{\text{п}})}^2$	0,07	0,025	2,79	0,006
$\sqrt{(k/K_{\text{п}})} \cdot H_{у\text{св}}$	-2,4	0,21	-11,32	0,0001
$H_{у\text{св}}^2$	-12,33	1,9	-6,51	0,0001

Во всех случаях при значениях $H_{у\text{св}}$ более 2 м результаты экспериментов отнесены к переходной зоне и зоне предельного насыщения. Рисунок 3.3 показывает, что для полей точек в данных зонах характерен принципиально иной вид. При $\sqrt{(k/K_{\text{п}})} > 5$ они, преимущественно, распределены параллельно плоскости $\sqrt{(k/K_{\text{п}})} - H_{у\text{св}}$, что свидетельствует о равномерной отдаче флюида при высоких ФЕС. При $\sqrt{(k/K_{\text{п}})} < 5$ поле точек

находится в плоскости $H_{у\text{св}} - K_{\text{в}}$, что объяснимо при низких ФЕС влиянием капиллярных сил на процессы распределения флюидов.

В целом, установленные закономерности позволяют сделать вывод, что на формирование переходной зоны и распределение в ней нефтенасыщенности значимо влияют капиллярные силы, которые прежде всего связаны с радиусом поровых каналов. С учетом этого в дальнейшем аргументом в математических моделях являлись не сами значения $K_{\text{в}}$, а комплексный параметр $K_{\text{в}}/\sqrt{(k/K_{\text{п}})}$. Ввиду того, что знаменатель пропорционален радиусу поровых каналов, физический смысл при определении $K_{\text{в}}/\sqrt{(k/K_{\text{п}})}$ по ГИС заключается в оценке водонасыщенности пород в зависимости от гипсометрического положения от ВНК ($H_{у\text{св}}$) без учета влияния ФЕС. Это подтверждается в том числе тем, что на рисунке 3.3. наблюдается закономерное группирование полей точек в зависимости от зон насыщения. Распределения этих двух зон описываются уравнениями, представленными в таблице 3.5.

Таблица 3.5

Уравнение регрессии для зон предельного насыщения и переходной зоны.

Аспинское месторождение нефти. Пласты Тл, Бб.

Коэффициент	Предиктор	Стандартная ошибка оценки предиктора	t	p- знач.
$\sqrt{(k/K_{\text{п}})}$	14,8	-3,30	0,16	0,00001
$H_{у\text{св}}$	-1,98	-0,10	0,03	0,0004
$\sqrt{(k/K_{\text{п}})}$	5,8	0,17	0,01	0,000001
$H_{у\text{св}}$	-0,13	0,004	0,002	0,13

Анализ математической модели переходной зоны свидетельствует о высокой тесноте связи с исходными данными (коэффициент множественной корреляции $R=0.94$), что является значимым при $n=115$. Наибольшее влияние на распределение водонасыщенности оказывает показатель $\sqrt{(k/K_{\text{п}})}$, имеющий предикторы 14.8 и 5.8. При этом величины

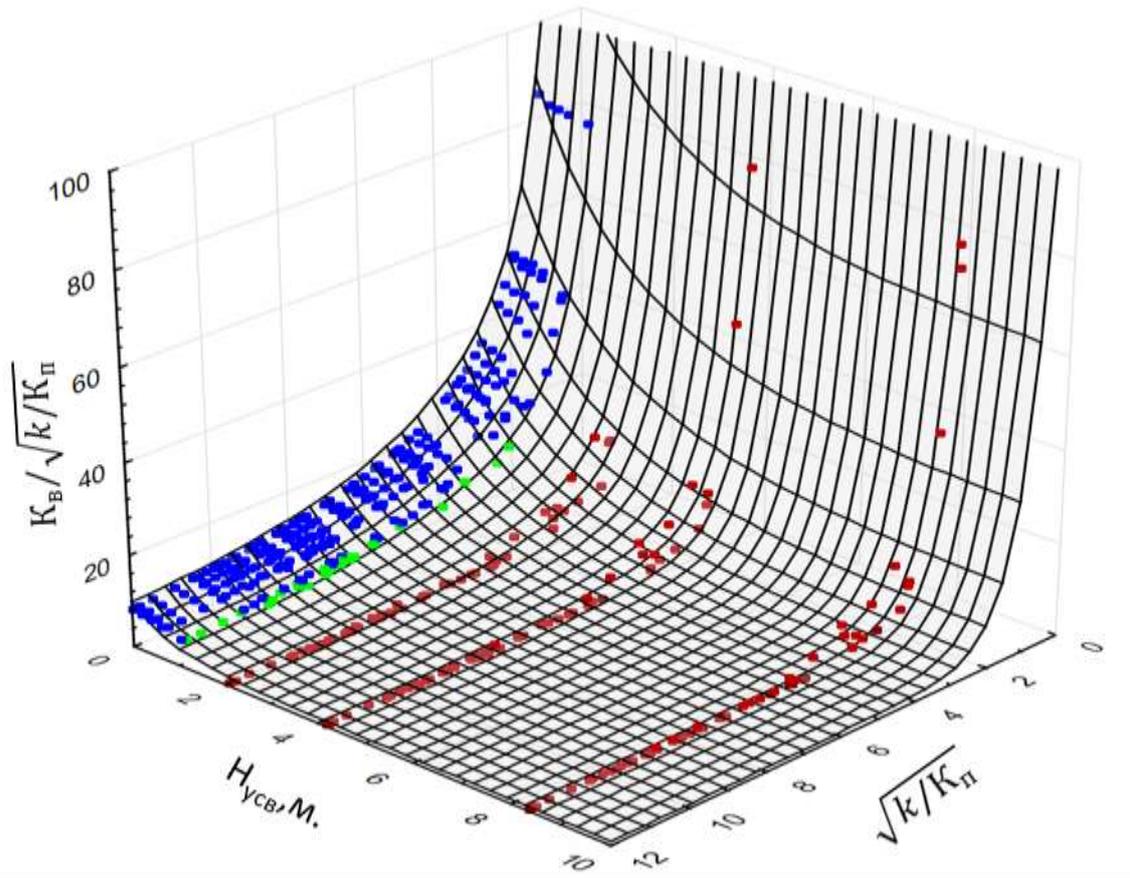
предикторов уравнения (табл. 3.5.) показывают влияние их с глубиной (-1.98 и -0.13). Для данной модели, характеризующей связь изменения высоты залежи от водонасыщенности и ФЕС, также установлена значимая сходимость ($R=0.51$). Это связано с использованием в расчетах именно показателя $\sqrt{(k/K_{п})}$ (предиктор 4,41; 0,59) в сравнении с меньшим влиянием $K_{в}$ (предиктор 1,79; 0,022).

Необходимо отметить, что, даже используя для преобразования параметр $\sqrt{(k/K_{п})}$, построить обобщенную модель совместно для всех зон насыщения с высокими аппроксимационными характеристиками не представляется возможным. В связи с этим для получения оптимальной математической модели учета изменения водонасыщенности по высоте залежи требуется введение дополнительных преобразований исходных данных. Очевидно, что ось $H_{у\text{св}}$ преобразованиям подвергать недопустимо, ввиду чего для повышения сходимости модели целесообразно провести преобразование самого коэффициента водонасыщенности.

С учетом этого в дальнейшем в математических функциях показатель $K_{в}$ заменен на комплексный параметр $K_{в}/\sqrt{(k/K_{п})}$. Практическое использование данного параметра обосновано тем, что его значение легко пересчитывается обратно в показатель $K_{в}$. Кроме этого, величину $K_{в}/\sqrt{(k/K_{п})}$ возможно достоверно оценить по данным ГИС, что позволяет полученные по керну модели переходных зон сопоставлять со скважинными исследованиями. В комплексе это позволяет использовать разработанную методологию при геологическом моделировании и оценке уровня зеркала воды реальных геологических объектов.

На рисунке 3.4 показаны результаты группировки данных в трехмерном пространстве при применении комплексного параметра $K_{в}/\sqrt{(k/K_{п})}$. Использование преобразования позволило сместить значения зоны свободного водонасыщения и зоны недонасыщения к зонам

предельного насыщения и переходной зоне, оцененным согласно критическим значениям ОФП по формулам Бурдайна.



- Условные обозначения:
- – зона свободного водонасыщения
 - – зона недонасыщения
 - – переходная зона
 - – зона предельного нефтенасыщения

Рис. 3.4. Изменение комплексного показателя в зависимости от ФЕС и $H_{св}$. Аспинское месторождение нефти. Пласты Тл, Бб.

Анализ рисунка 3.4 иллюстрирует влияние действия капиллярных сил от уровня свободного водонасыщения вверх по геологическому разрезу (динамика изменения синих и зеленых точек). Причем в пределах переходной зоны данное явление наиболее четко проявляется в области с низкими ФЕС.

Для математического описания полученного распределения значений осуществлен подбор параметров математической модели для скалярной функции с несколькими переменными на основе последовательного квадратичного программирования, которое выполнялось с привлечением программных средств пакета `Kscipy.optimize` на языке Python, а также специализированных пакетов обработки статистических данных. В результате получена многомерная зависимость:

$$K_v/\sqrt{k/K_p} = 100 \cdot (2,59 \cdot \exp(-16,9 \cdot \sqrt{k/K_p}/10) + 0,075 \cdot \exp(-13,53 \cdot H_{ycb}/10) + 0,727 \cdot \exp(-3,23 \cdot \sqrt{k/K_p}/10) \cdot \exp(-4,20 \cdot H_{ycb}/10) + 0,009) \text{ при } R=0.98; \\ n=840 \quad (3.8)$$

Полученная зависимость с высокой достоверностью описывает изменение параметра $K_v/\sqrt{(k/K_p)}$ на основе данных метода капилляриметрии в любой точке 3D-пространства нефтяной залежи. При построении аналогичных прогнозных моделей без преобразований показателя K_v их достоверность, согласно статистическим оценкам, значительно ниже ($R < 0.75$ против $R = 0.97$). При попытке разделить статистическую выборку на две части (зона предельного насыщения – переходная зона и зона свободного водонасыщения – зона недонасыщения) R увеличивается. Однако при этом сходимость модели, построенной для K_v , все равно заметно уступает моделям с использованием комплексного показателя $K_v/\sqrt{(k/K_p)}$ (табл.3.3.).

3.4. Комплексование данных исследований керна и показаний электрического удельного сопротивления при 3D-моделировании нефтенасыщенности коллекторов.

В отличие от исследований керна, комплекс ГИС выполняется во всех пробуренных скважинах, непрерывно обеспечивая полноту исследований свойств горных пород как по площади залежи, так и по геологическому разрезу. Ввиду этого, именно данные ГИС являются основой детальных построений при геологическом 3D-моделировании нефтяных залежей. Вместе с тем детальность и информативность методов ГИС значительно уступает керновым исследованиям, их разрешающая способность не превышает 0,2 м при качественных, и 0,5–0,8 м при количественных оценках. С учетом этого возникает необходимость комплексования информации, полученной указанными методами, что ввиду разномасштабности исследований керна и ГИС является сложной оптимизационной задачей.

Согласно известному уравнению Арчи-Дахнова через показания УЭС может быть оценен коэффициент водонасыщенности:

$$K_B = \left(\frac{\rho_{в.п.}}{\rho_{п.}}\right)^{1/n} = \left(\frac{P_{п.} * \rho_{в.}}{\rho_{п.}}\right)^{1/n} = \left(\frac{m^{-b} * \rho_{в.}}{\rho_{п.}}\right)^{1/n}, \text{ где } (3.9)$$

K_B – коэффициент водонасыщенности; $\rho_{в.п.}$ – удельное сопротивление водонасыщенного пласта; $\rho_{в.}$ – удельное сопротивление пластовой воды; $P_{п.}$ – параметр пористости, $P_{п.}=f(K_{п.})$; $K_{п.}$ – коэффициент пористости; $\rho_{п.}$ – удельное сопротивление нефтенасыщенного пласта; b – структурный показатель; n – показатель смачиваемости.

Структурный показатель b изменяется в зависимости от степени уплотнения породы: 1,3 – несцементированные; 1,4-1,5 – очень

слабосцементированные; 1,6-1,7 – слабосцементированные; 1,8-1,9 – умеренно сцементированные; 2-2,2 – хорошо сцементированные породы.

При определении УЭС пород в скважинах выше ВНК, не подверженных влиянию разработки, считают, что определенные по формуле (3.9) величины K_v можно отождествлять с $K_{об}$. Величина $K_{об}$ также может быть определена альтернативным методом на основе исследований ядра через зависимость от коэффициента пористости $K_{об}=f(K_p)$ [67, 180]. Недостатком последнего метода является недоучет в нем динамики изменения водонасыщенности в пределах переходной зоны. В обоих случаях стандартом определения коэффициента начальной нефтенасыщенности (K_n) для всего объема залежи выше ВНК являлся расчет по формуле $K_n=1-K_{об}$.

Среди массово применяемых методов ГИС в наибольшей степени флюидонасыщение пустотного пространства нефтяной залежи контролирует боковой электрический каротаж (БК). При исследованиях пород методом БК замеряется УЭС пород, которое в том числе характеризует пустотность пространства, занятое водной фазой. Благодаря конструктивным особенностям зонда БК снижаются экранирующие эффекты, что позволяет с приемлемой достоверностью оценивать УЭС пластов-коллекторов мощностью 0,6 м и более [74, 85, 86]. Исследования БК входят в стандартный комплекс и выполняются в разрезе всех пробуренных скважин, что дает возможность использовать данные УЭС коллекторов при моделировании 3D-распределения флюидонасыщения в объеме нефтяной залежи.

При капилляриметрических исследованиях ядра на каждой ступени производится измерение УЭС в атмосферных условиях, что позволяет определить параметр насыщения, являющийся основным компонентом формулы Арчи-Дахнова. В связи с этим целесообразно моделировать динамику изменения УЭС в осях $N_{у\text{св}}-\sqrt{(k/K_p)}$, что позволяет подобрать

многомерную модель изменения УЭС коллекторов относительно положения зеркала воды. Для практического применения такой модели необходимо предварительно достоверно определить положение уровня зеркала воды.

Зеркало чистой воды (или уровень свободной воды) – это горизонтальная поверхность, на которой коэффициент нефтенасыщенности равен нулю, коэффициент водонасыщенности равен единице, капиллярное давление равно нулю [11, 162, 103].

Для определения положения зеркала чистой воды предложен ряд методик. Необходимо отметить, что результаты прямых исследований керна, которые в данном случае отождествляются с нахождением интервалов без признаков углеводородов при экстракции, требуют полного выноса керна. Очевидно, что полный вынос керна в массовом объеме недостижим на практике. Результаты интерпретации гидродинамического каротажа, которые предполагают нахождение точки пересечения кривых давления в нефтяной и водной фазе, для достоверных результатов требуют в большом количестве кондиционных замеров давлений с малым шагом по глубине разреза, что также редко выполнимо.

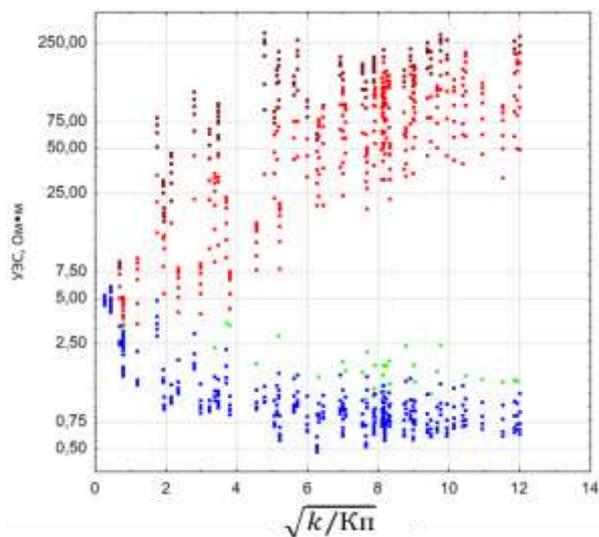


Рис. 3.5. График зависимости давления от глубины [128].

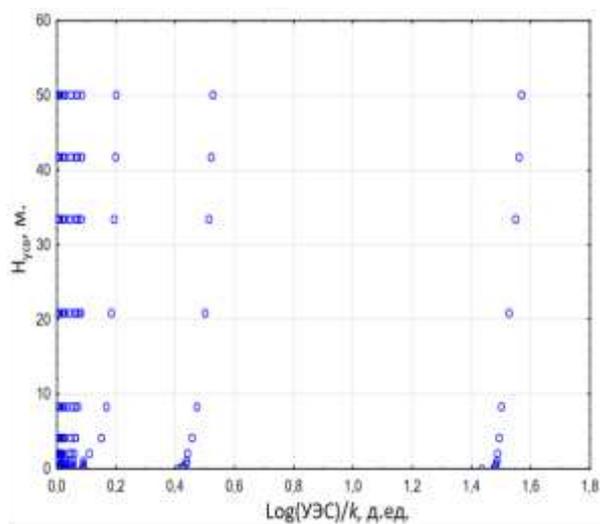
На практике основным методом для определения положения зеркала чистой воды является использование критических точек кривых ОФП, в качестве примера которого можно привести методику Н.Ю. Москаленко [109].

Известно, что наибольшую достоверность исследования БК для нефтяной части залежи имеют при определении УЭС терригенных гидрофильных коллекторов [74, 85, 86]. Установив принципы 3D-моделирования насыщения коллекторов в этих наиболее благоприятных геолого-геофизических условиях, в дальнейшем можно выйти на решение более сложных задач, в том числе в карбонатном разрезе.

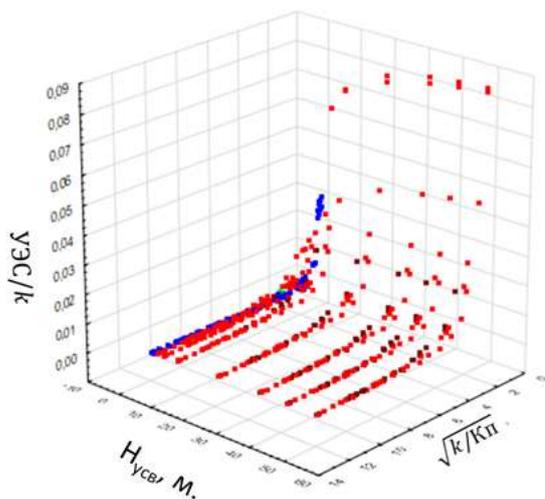
Таким образом, на первом этапе задача 3D-моделирования насыщения коллекторов путем комплексирования данных УЭС, ФЕС коллекторов и капилляриметрических исследований керна решалась на примере залежи пласта Бб Аспинского купола Аспинского месторождения, коллекторы которой представлены преимущественно гидрофильными терригенными породами. В диссертации выполнен анализ изменения значений УЭС, полученных через K_v по керну, с расчетными значениями УЭС на основе перечета K_v на УЭС по уравнению Арчи - Дахнова. Наиболее оптимальное преобразование получено путем деления логарифма УЭС на проницаемость ($\text{Log}(УЭС)/k$) (рис.3.6).



а



б



в

●	$K_v > K_v^{**}$ – зона свободного водонасыщения
●	$K_v^{**} < K_v < K_v^*$ – зона недонасыщения
●	$K_v^* < K_v < K_{ov}$ – переходная зона
●	$K_v < K_{vo}$ – зона предельного нефтенасыщения

Рис. 3.6. Изменение данных параметров: а - УЭС и $\sqrt{(k/K_{п})}$; б - $H_{уcв}$ и $\log(U_{ЭС})/k$ и $H_{уcв}$, м. в. $U_{ЭС}/k$ и $K_v/\sqrt{(k/K_{п})}$ и $H_{уcв}$. Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Бб.

Для математического описания полученного распределения значений осуществлен подбор параметров математической модели для скалярной функции с несколькими переменными на основе последовательного квадратичного программирования. Данные операции выполнялось с

привлечением программных средств пакета Kscipy.optimize на языке Python, а также специализированных пакетов обработки статистических данных.

В результате для залежи пласта Бб Аспинского месторождения получена прогнозная многомерная зависимость с высокой сходимостью:

$$\text{Log}(УЭС)/k = 193.98/(1+2.72^{(3.24+6.21 \cdot \sqrt{k/K_{\text{п}}}} \cdot (1+2.72^{(-2.42-0.069 \cdot H)})), R=0.99, n=840 \quad (3.10)$$

Определение уровня свободного водонасыщения по трехмерной модели распределения водонасыщенности, полученного по кривым капиллярного давления и через уравнение Арчи-Дахнова по данным замеров УЭС по ГИС, выполнялось отдельно для параметров $K_{\text{в}}$ и $K_{\text{в}}/\sqrt{k/K_{\text{п}}}$. Для коллекторов исследуемого объекта по модельной зависимости (3.8) с шагом вычислений в 1 м выполнялись расчеты величин $K_{\text{в}}$ и $K_{\text{в}}/\sqrt{k/K_{\text{п}}}$, начиная с верхних отметок залежи и последовательно вниз (на 50 м ниже принятого официально уровня ВНК). На каждом шаге расчета путем построения линейной зависимости с определением коэффициента корреляции (r) выполнялось сопоставление расчетных модельных и фактических результатов (таблица 3.6). При этом предполагается, что наибольшие значения r , которые характеризуют максимальную сходимость между модельными результатами и скважинными данными, показывают в объеме залежи оптимальное положение отметки зеркала чистой воды. Об этом же будет свидетельствовать приближение для линейного уравнения углового члена к 1 и свободного члена к 0, что характеризует максимальную сходимость по абсолютным величинам модельных расчетов и скважинных данных.

Результаты экспериментов представлены в таблице 3.6, из которой видно, что в обоих случаях максимальная теснота соответствия модели и данных ГИС установлена для глубины -1294 м. При этом также видно, что

для модели с показателем $K_B/\sqrt{k}/K_{\Pi}$ установленная в экспериментах теснота связи с данными ГИС (при количестве определений $n=61$) заметно выше ($r=0,88$), чем для не модифицированной модели с K_B ($r=0,65$).

Таблица 3.6

Фрагмент проведения эксперимента по определению уровня зеркала воды.

Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Бб2.

Н _{усв} , м	кол-во определений	K _B (ГИС) = f (K _{B мод}), %		K _B /√k/K _Π (ГИС)=f (K _B /√k/K _{Π мод})	
		Уравнение	r	Уравнение	r
-1283	32	$y = 0,62x + 20,09$	0.17	$y = 2,18x + 0,51$	0.86
-1284	36	$y = 1,18x + 12,15$	0.35	$y = 1,90x + 0,71$	0.87
-1285	40	$y = 1,03x + 13,50$	0.28	$y = 1,70x + 1,04$	0.87
-1286	42	$y = 1,37x + 3,56$	0.65	$y = 1,62x + 0,26$	0.85
-1287	46	$y = 1,40x + 2,51$	0.62	$y = 1,92x - 0,73$	0.85
-1288	48	$y = 1,12x + 3,91$	0.57	$y = 1,70x - 0,51$	0.86
-1289	50	$y = 0,87x + 5,82$	0.50	$y = 1,55x - 0,67$	0.86
-1290	52	$y = 0,78x + 4,63$	0.55	$y = 1,47x - 0,99$	0.86
-1291	54	$y = 0,65x + 7,19$	0.35	$y = 1,40x - 0,79$	0.86
-1292	55	$y = 0,73x + 3,41$	0.61	$y = 1,29x - 1,06$	0.86
-1293	59	$y = 0,77x + 3,85$	0.64	$y = 1,19x - 0,39$	0.87
-1294	61	$y = 0,65x + 5,37$	0.65	$y = 1,08x - 0,14$	0.88
-1295	62	$y = 0,57x + 5,27$	0.56	$y = 1,42x - 2,08$	0.85
-1296	63	$y = 0,58x + 3,84$	0.64	$y = 1,26x - 1,83$	0.87
-1297	64	$y = 0,45x + 6,17$	0.49	$y = 1,16x - 1,35$	0.85

Наглядные преимущества использования комплексного показателя $K_B/\sqrt{k}/K_{\Pi}$ при моделировании демонстрирует анализ рис. 3.7 и рис.3.8. При этом на рис.3.8 для глубины -1294 м приведено сопоставление результатов модельных расчетов с определением параметров по ГИС. Для модели с показателем K_B , помимо низкой корреляции, в целом наблюдается занижение модельных значений относительно определений по ГИС (не соответствие синей и красной линий на рис. 3.8.а).

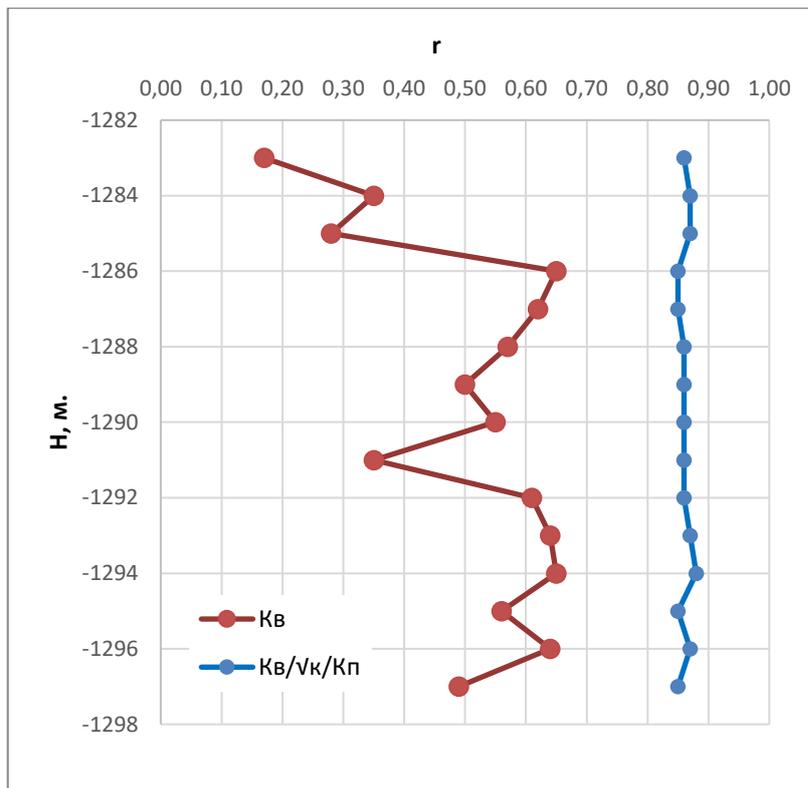


Рис. 3.7. Изменение r от глубины при сопоставлении ГИС – Модель K_v и $K_v/\sqrt{k}/K_p$. Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта ББ2.

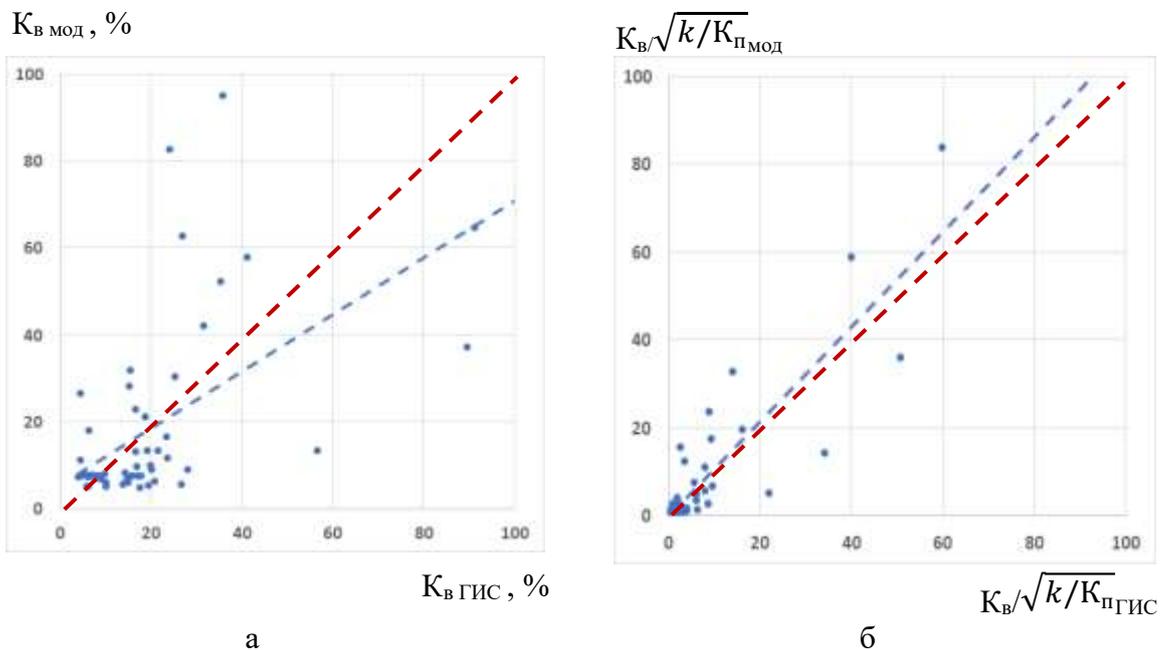


Рис. 3.8. Сопоставление данных: а. K_v (УЭС) и K_v (Рк), б. $K_v/\sqrt{k}/K_p$ (УЭС) и $K_v/\sqrt{k}/K_p$ (Рк). Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта ББ2.

Для модели с показателем $K_B/\sqrt{k/K_{II}}$, напротив, линия тренда практически совпадает с линией равных значений по модели и ГИС (рис. 3.8.б). Отсутствие систематической ошибки в определении показателя $K_B/\sqrt{k/K_{II}}$ также следует из вида полученной зависимости, для которой наблюдается приближение углового члена уравнения к единице (табл. 3.6.). Таким образом, максимальное соответствие результатов моделирования с данными ГИС установлено на глубине -1294 м, что позволяет определить данную абсолютную отметку в качестве наиболее оптимального положения зеркала воды. С учетом этого в дальнейшем расчетные значения $H_{уэв}$ при 3D-моделировании залежи Бб Аспинского месторождения отстраивались от глубины -1294 м.

На следующем этапе дополнительно для обоснования уровня зеркала чистой воды на основе определения накопленного коэффициента корреляции проведен поиск закономерностей изменения с глубиной значений УЭС, полученных по данным ГИС, и величин K_B , рассчитанных через уравнение Арчи-Дахнова. Динамика изменения с глубиной величины накопленного r представлена на рисунке 3.9.

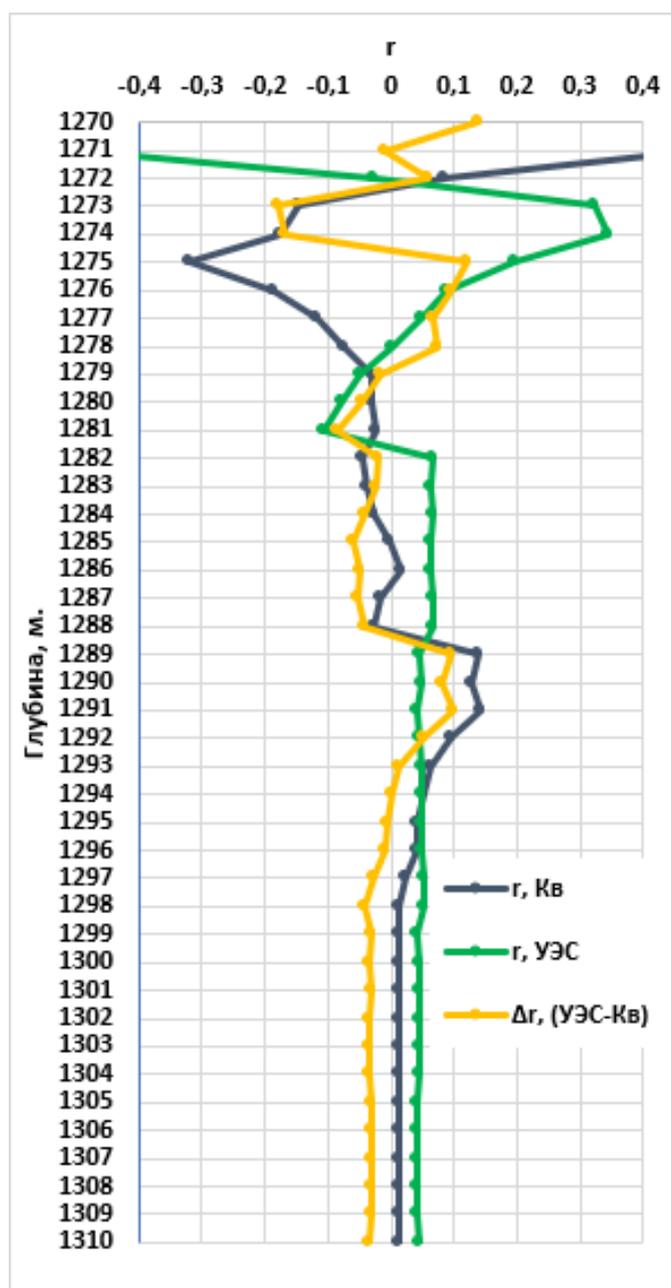


Рис. 3.9. Изменение коэффициентов корреляции с глубиной. Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта ББ2.

На графике отчетливо выделяются зоны изменения коэффициента r как по УЭС, так и по K_v . Описание данных интервалов выполнено ниже и характеризует изменение зон с различным типом водонасыщенности. Для рассмотренной залежи по данным УЭС и испытаний скважин ВНК в утвержденном подсчете запасов (на 2023 г.) является наклонным, наиболее

низкая отметка ВНК обоснована на глубине 1292,5 м. Выполненный расчет по определению отклонений между УЭС и K_v показывает, что линии r , УЭС и r , K_v пересекаются на глубине -1294 м, где также пересекает нулевую отметку желтая линия, характеризующая разницу между коэффициентами корреляции.

Таким образом, в результате проведенных исследований разработана методика прогноза K_v и K_n на основе комплекса методов ГИС и капилляриметрических исследований керна. Методика с помощью применения методов статистической обработки предусматривает последовательное определение зеркала чистой воды с дальнейшим расчетом динамики изменения параметров насыщения вверх по геологическому разрезу. Для решения задачи привлечены методы многомерного математического моделирования, при реализации которых в качестве основного критерия, контролирующего влияние капиллярных сил, использован показатель $K_v/\sqrt{(k/K_n)}$. На основе полученных данных возможно построение цифровой 3D-модели с учетом детального изучения строения переходной водонефтяной зоны. Методологический подход построения 3D-распределения начальной нефтенасыщенности реализован далее по тексту для различных геолого-геофизических условий разработки нефтяных месторождений.

3.5. Построение 3D-модели распределения нефтенасыщенности в условиях гидрофильных терригенных коллекторов.

Разработанная выше методика моделирования водонефтяной зоны применена для ряда нефтяных залежей визейского комплекса (C_{1v}) Аспинского нефтяного месторождения, коллекторы в котором представлены терригенными породами. На Аспинском месторождении в визейских отложениях эксплуатируются следующие нефтяные залежи: Тл и

Бб на Аспинском, Восточно-Аспинском и Грядовом куполах; Бб на Забродовском куполе; Тл на Хохлачевском куполе.

По данным гранулометрии продуктивные пласты рассмотренных объектов сложены песчаниками мелкозернистыми и средне-мелкозернистыми неравномерно алевритистыми и глинистыми, а также алевролитами крупно-мелкозернистыми, песчанистыми и песчаными неравномерно глинистыми. По данным макро- и микроописаний песчаники преимущественно кварцевые мелкозернистые с примесью среднепесчаного материала, алевритистые, реже алевритовые. Зерна угловато-окатанные и полуокатанные, сцементированы за счет уплотнения, поры угловатые и неправильные, величиной в основном от 0,01 до 0,15 мм. Алевролиты сложены зернами угловатыми, угловато-окатанными, сцементированными путем уплотнения, поры тонкие (до 0,1 мм).

Обоснование флюидных контактов по визейским объекта в рамках подсчета запасов представлено в таблице 3.7, из которой видно, что для ряда куполов ВНК четко не определен, а запасы подсчитаны в пределах условных подсчетных уровней (УПУ). В целом это говорит о низкой степени обоснования флюидных контактов и необходимости повышения достоверности геологических построений, в том числе за счет моделирования переходных водонефтяных зон.

Таблица 3.7

Высотное положение ВНК/УПУ для визейских залежей Аспинского месторождения нефти.

Пласт	Купол	Залежь, р-н скв. №	Значение контакта, м	Тип контакта
C _{1tl} (Тл2-б)	Аспинский	р-н скв. 111	-1294,0	ВНК
	Восточно-Аспинский	р-н скв. 244+226	- 1283,5-1287,4	УПУ
	Грядовой	р-н скв. 53	-1290,8	ВНК
C _{1bb} (Б61)	Хохлачевский	р-н скв. 237	-1281,8	УПУ
	Аспинский	р-н скв. 15	-1291,9	ВНК
		р-н скв. 111	-1295,1	ВНК
	Восточно-Аспинский	р-н скв. 226	-1287,5-1295,7	ВНК
	Грядовой	р-н скв. 53	-1302,8	УПУ
		р-н скв. 241	-1293,7-1297,6	ВНК
		р-н скв. 242	-1292,1	УПУ
C _{1bb} (Б62)	Аспинский	р-н скв. 111	-1282,9-1292,5	ВНК
	Восточно-Аспинский	р-н скв. 244	-1304,7	ВНК
		р-н скв. 226	-1291,9	ВНК

До активного внедрения технологий цифрового геологического 3D-моделирования для залежей Волго-Уральской НГП величины $H_{у\text{св}}$ оценивались как невысокие (менее 1 м), близкие к разрешающей способности структурных построений. При таком подходе геологическая модель упрощалась, а поверхность ВНК для всей залежи принималась горизонтальной на уровне, выше которого при опробовании получают чистую нефть.

Согласно современным представлениям в зависимости от неоднородности и проницаемости $H_{у\text{св}}$ может изменяться в широких пределах [6], для залежей Пермского региона часто превышая 5-10 метров. С учетом этого достоверное определение переходных или недонасыщенных зон в совокупности с распределением K_n в 3D-модели залежи имеют определяющее значение при проведении геолого-технологического моделирования [196, 83].

Как было показано выше, разработанная методика наиболее применима для оценки флюидонасыщения в условиях гидрофильных коллекторов. Согласно работам [120, 192], при значениях $n > 2$ нефтенасыщенные коллекторы можно считать гидрофобизированными. В работе [229] на основе экспериментов изменения смачиваемости образцов ядра показано, что уже при частичной гидрофобизации коллекторов на показания УЭС в наибольшей степени влияет именно их гидрофобизация. Выполненный для территории исследования в работах [84, 261, 35] анализ сопоставления смачиваемости терригенных нефтенасыщенных коллекторов по ядру с показаниями БК показал, что даже частичная гидрофобизация ведет к резкому росту УЭС (до 200 Ом·м и более), что приводит к неприемлемым погрешностям оценки $K_{об}$. Для гидрофильных коллекторов при расчетах по формуле 3.9 наибольшее влияние на УЭС оказывают водонасыщенность и пористость [240]. Таким образом, для гидрофильных коллекторов ($n < 2$) показания УЭС достоверно контролируют флюидонасыщение порового пространства.

Необходимо заметить, что анализ исследований методом БК для нефтенасыщенных интервалов всех рассмотренных залежей пластов Гл и Бб Аспинского месторождения показал, что значения УЭС во всех случаях не превышают 120 Ом·м, что согласно работе [261], позволяет судить об отсутствии гидрофобизации.

Аналитические выражения зависимостей для расчета нефтенасыщенности для визейских залежей представлены в таблице 3.8. Согласно им коллекторы являются умеренно сцементированными $b = -1.72$.

Таблица 3.8

Аналитические зависимости определения параметров пористости и насыщения для визейских залежей Аспинского месторождения нефти.

пласт	$R_{п}$	$R_{н}$
C_{1v}	$R_{п} = K_{п}^{-1.72}; \quad r = 0.92$	$R_{н} = K_{в}^{-1.75}; \quad r = 0.98$

Лабораторные исследования керн подтверждают гидрофильность пород, согласно им по эмпирической зависимости Арчи-Дахнова параметр смачиваемости $n=1,75$ ($n<2$). Соответственно, для рассмотренных визейских объектов коллекторы при капилляриметрических исследованиях определены как гидрофильные.

Таким образом, для всего объема нефтенасыщенных коллекторов визейских залежей Аспинского месторождения показания УЭС являются информативными, а при прогнозе K_v и K_n имеется принципиальная возможность совместного использования исследований керн и ГИС, что и поставлено основной задачей работы. Выше в подразделе 3.3 приведен анализ капилляриметрических исследований с обоснованием методики расчета значений P_k по зависимости (3.8).

Отнесение единичных экспериментов к стадиям насыщения проводилось путем построения зависимостей ОФП и получения на их основе критических значений K_v^* . В результате 346 определений (41%) отнесено к зоне свободного водонасыщения, 31 (4%) – к зоне недонасыщения, 327 (39%) – к переходной водонефтяной зоне, 136 (16%) – к зоне предельного нефтенасыщения.

После получения 3D-распределения $H_{уsv}$ для выделенных эксплуатационных объектов во всем объеме залежи по формуле (3.8) произведен расчет значений показателя $K_v/\sqrt{k/K_n}$. Затем с учетом определений по ГИС показателей k и K_n последовательно оценены модельные значения K_v и K_n .

На рисунке 3.10 для залежи пласта Бб2 Аспинского купола в разрезе представлено распределение различных зон насыщения, которые были получены путем реализации методики, представленной выше по тексту [158]. Из рисунка 3.10 видно, что основной объем залежи занимает именно переходная зона, что говорит об особой важности моделирования ее

детального строения для рассмотренного объекта. Как видно из геологического профиля в направлении юго-запад северо-восток (рис.3.10) в пределах центральной части залежи установлены участки с зонами предельного насыщения, которые в структурном плане, как правило, связаны с наличием небольших локальных поднятий. Анализ распределения зон с различным типом насыщения пустотного пространства показывает, что 6% объема залежи относится к зоне недонасыщения, 72% - к переходной водонефтяной зоне, 22% - к зоне предельного нефтенасыщения. Таким образом, при моделировании строения переходной зоны структура запасов нефтяной залежи изменилась в значительной степени.

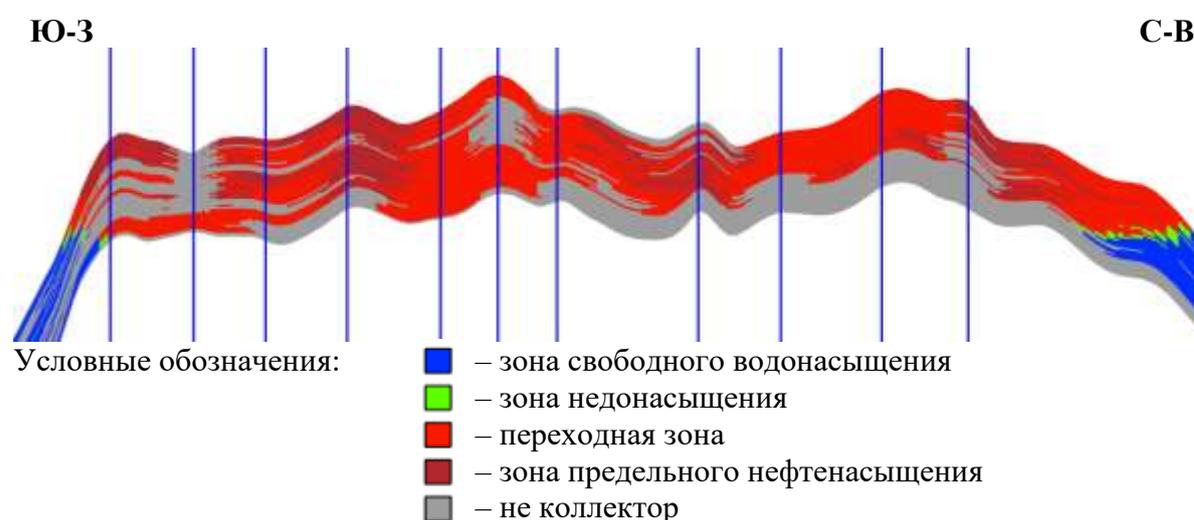


Рис. 3.10. Геологический профиль с распределением зон с различным типом насыщения. Аспинское месторождение нефти. Аспинский купол. Залежь пласта Бб2.

С учетом выделенных зон насыщения по многомерным зависимостям, обоснованным в предыдущей главе, в объеме залежи рассчитаны величины K_v и K_n . Для залежи пласта Бб2 Аспинского купола с учетом моделирования строения переходной водонефтяной зоны построена 3D-модель распределения K_n . Результаты 3D-моделирования представлены на рис.3.11 и 3.12.

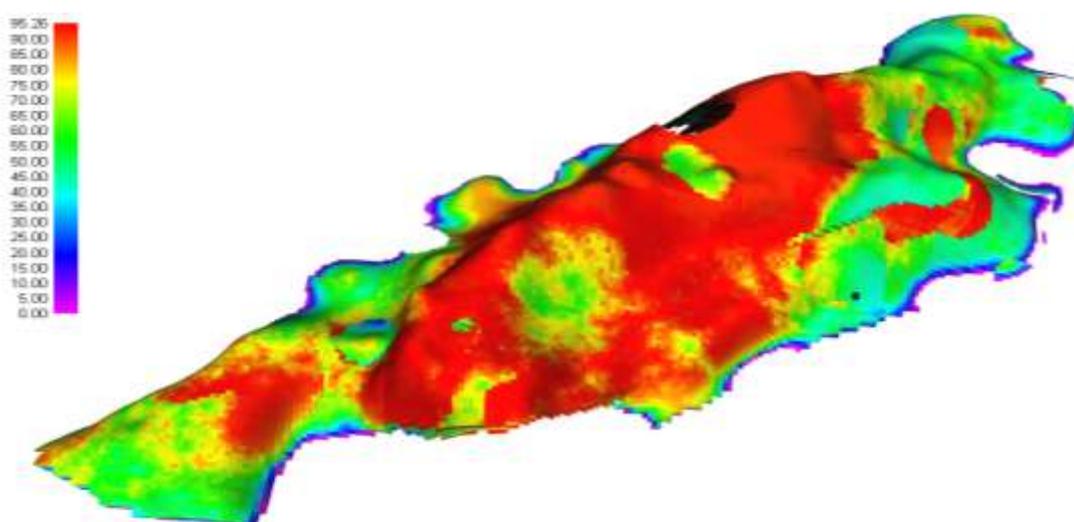


Рис. 3.11. 3D-модель распределения нефтенасыщенности, построенная с учетом разработанной методологии. Аспинское месторождение нефти. Аспинский купол. Залежь пласта ББ2.

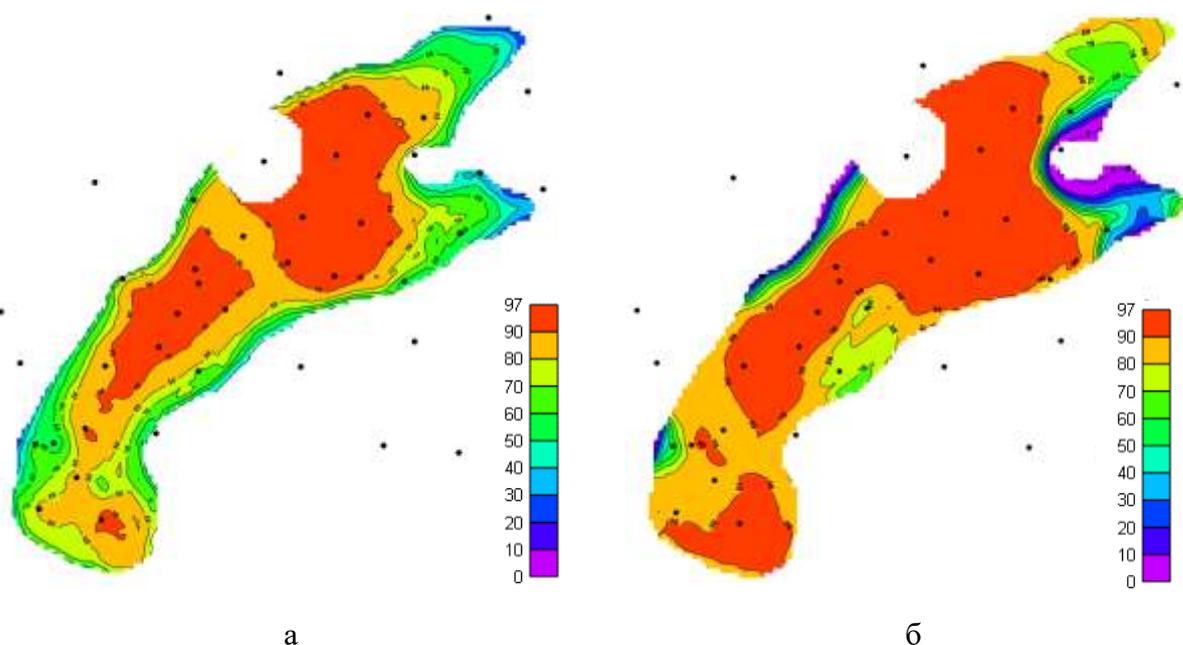


Рис. 3.12. Карты распределения нефтенасыщенности, построенные на основе методики. Аспинское месторождение нефти. Аспинский купол. Залежь пласта ББ2. а – модель с учетом выделения переходной водонефтяной зоны; б - согласно данным модели 2020 г.

На рисунке 3.11 приведено полученное на основе 3D-моделей сопоставление средней нефтенасыщенности по площади залежи при

стандартном и реализованном подходе. В целом необходимо отметить, что модель (рис.3.12. а), полученная по разработанной в диссертации методологии, значительно более неоднородна в сравнении с принятой ранее при подсчете запасов (2020 г.) (рис.3.12. б). При этом существенно расширяется диапазон значений K_n , что отражает более детальное представление о строении переходной водонефтяной зоны.

Ввиду того, что в новой 3D-модели уровень зеркала воды находится ниже ранее принятого ВНК, продуктивная толщина нефтяной залежи увеличивается на 1,5 м, что приводит к увеличению объема нефтенасыщенных коллекторов. Однако, как видно из рис.3.12. б, в северо-восточной части залежи значительно увеличивается мощность переходной зоны, в результате чего осредненное по залежи значение K_n снижается с 90 до 85 % (табл. 3.9). В конечном итоге фактор уменьшения K_n в большей степени влияет на структуру начальных геологических запасов, которые по залежи увеличиваются на 1 %.

Аналогичным образом построены 3D-модели распределения K_n для остальных эксплуатационных объектов Аспинского месторождения.

На рисунке 3.13 приведено полученное на основе 3D-моделей сопоставление средней нефтенасыщенности по площади залежи пласта Тл2-б Аспинского месторождения.

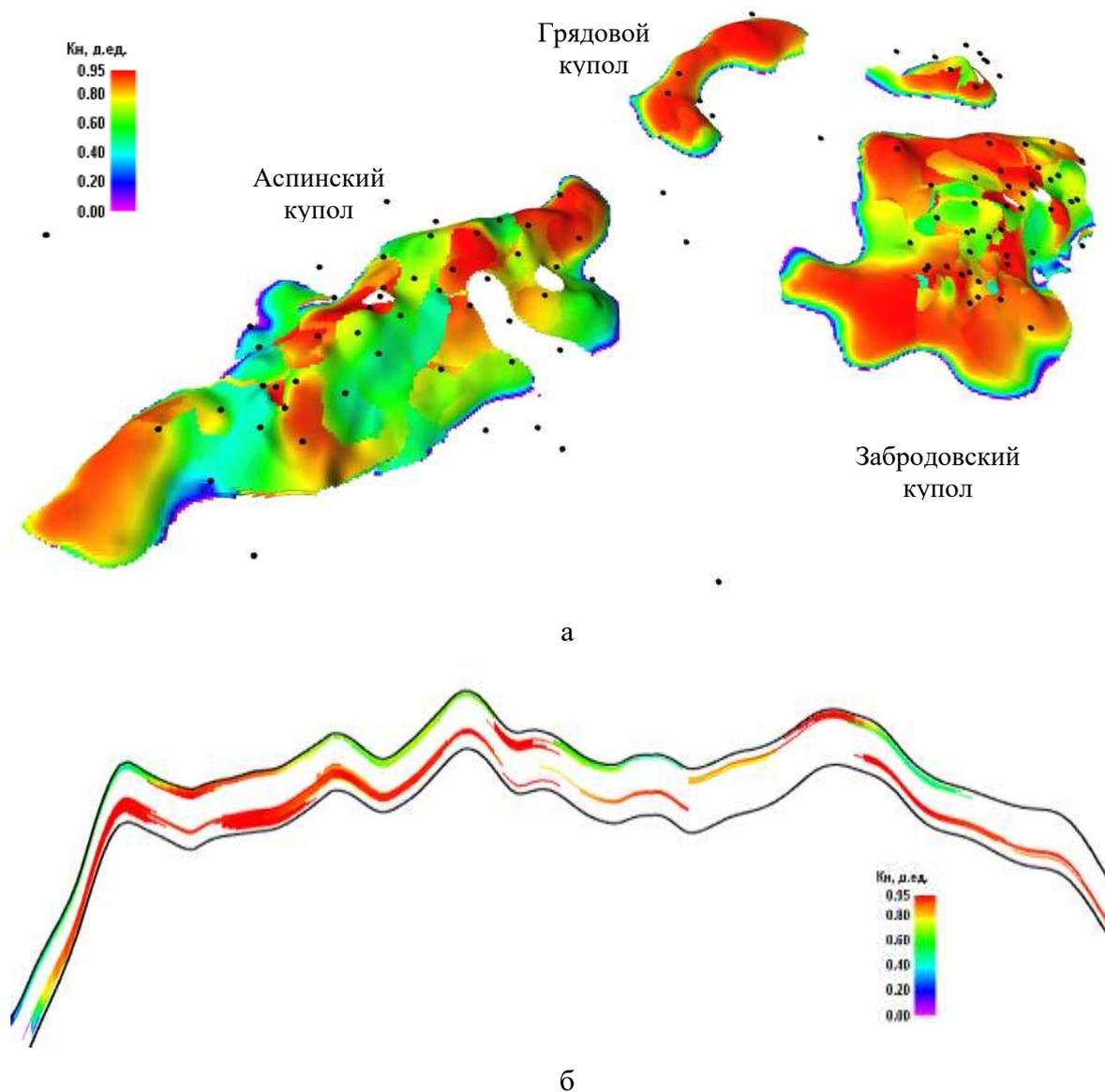


Рис. 3.13. 3D-модель распределения нефтенасыщенности, построенная с учетом разработанной методологии. Аспинское месторождение нефти. Залежь пласта Тл2-б. а – трехмерное распределение нефтенасыщенности; б – профиль изменения насыщенности по Аспинскому поднятию

На рис.3.14 в качестве примера приведено сравнение модели залежи пласта Тл2-б Аспинского купола с учетом выделения переходной водонефтяной зоны и без нее.

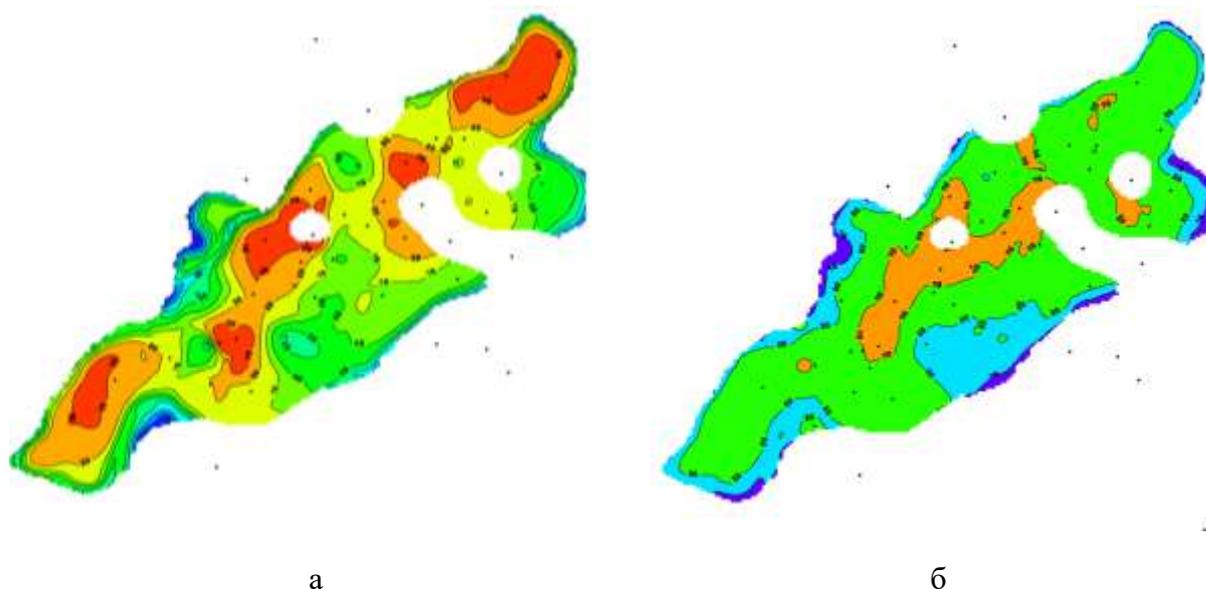


Рис. 3.14. Распределение нефтенасыщенности по площади залежи. Аспинское месторождение нефти. Аспинский купол. Залежь пласта Тл2-б. а – модель с учетом выделения переходной водонефтяной зоны; б - согласно данным модели 2020 г.

Полученная по разработанной методологии модель распределения нефтенасыщенности, как и в предыдущем примере, значительно более неоднородна в сравнении с принятой ранее (2020 г.) (рис.3.14). При этом существенно расширяется диапазон значений K_n , что отражает более детальное представление о строении переходной водонефтяной зоны.

Ввиду того, что в новой 3D-модели уровень зеркала воды находится ниже ранее принятого ВНК, продуктивная площадь нефтяной залежи увеличивается на 609 м². Однако в северо-восточной части залежи значительно увеличивается мощность переходной зоны, в результате чего, как видно из рис.3.14. а, осредненное по залежи значение K_n снижается с 84 до 78 % (табл. 3.9). В конечном итоге фактор уменьшения K_n в большей степени влияет на структуру начальных геологических запасов, которые по залежи снижаются на 1%.

Аналогичным образом приведены расчеты для остальных изученных визейских объектов Аспинского месторождения, которые представлены в сводной таблице 3.9.

Таблица 3.9

Изменения подсчетных паромеров по методике.

Аспинское месторождение нефти.

Пласт	Параметр	ПЗ	Новая методика	Расхождение, абс.ед.	Расхождение, %
С1т1 (Тл2-6)	Аспинский				
	Нефтенасыщенный объем, тыс. м3	12255	13051	+785	+6
	Коэффициент нефтенасыщенности, %	0.84	0.78	-0.06	-7
	НГЗ, у.е.	1448	1433	-15	-1
	Восточно-Аспинский				
	Нефтенасыщенный объем, тыс. м3	14614	15052	+438	+3
	Коэффициент нефтенасыщенности, %	0.87	0.82	-0.06	-6
	НГЗ, у.е.	1820	1896	+78	+4
	Грядовой				
	Нефтенасыщенный объем, тыс. м3	2327	2676	+349	+13
	Коэффициент нефтенасыщенности, %	0.89	0.79	-0.1	-11
	НГЗ, у.е.	357	364	+7	+2
С1бб (Б61)	Хохлачевский				
	Нефтенасыщенный объем, тыс. м3	909	1018	+109	+12
	Коэффициент нефтенасыщенности, %	0.83	0.85	+0.02	+2
	НГЗ, у.е.	154	175	+21	+12
	Аспинский				
	Нефтенасыщенный объем, тыс. м3	13760	14904	+1144	+7
	Коэффициент нефтенасыщенности, %	0.86	0.81	-0.05	-6
	НГЗ, у.е.	1818	1840	+22	+1
	Восточно-Аспинский				
	Нефтенасыщенный объем, тыс. м3	2874	2903	+29	+1
	Коэффициент нефтенасыщенности, %	0.80	0.82	+0.02	+3
	НГЗ, у.е.	388	404	+16	+4

	Грядовой				
	Нефтенасыщенный объем, тыс. м3	13929	14904	+975	+7
	Коэффициент нефтенасыщенности, %	0.74	0.71	-0.03	-4
	НГЗ, у.е.	1877	1933	+56	+3
C1bb (Б62)	Аспинский				
	Нефтенасыщенный объем, тыс. м3	19811	22068	+2187	+10
	Коэффициент нефтенасыщенности, %	0.9	0,91	+0.01	+1
	НГЗ, у.е.	3133	3478	+355	+10
	Восточно-Аспинский				
	Нефтенасыщенный объем, тыс. м3	1292	1331	+39	+3
	Коэффициент нефтенасыщенности, %	0.86	0.94	+0.08	+9
	НГЗ, у.е.	195	218	+23	+12

Таким образом, в результате исследований установлено, что при определении начальной нефтенасыщенности терригенных гидрофильных коллекторов возможно эффективно комплексировать данные методов БК и капилляриметрических исследований керна.

3.6. Построение 3D-модели распределения нефтенасыщенности в условиях карбонатных коллекторов.

В условиях нефтяных залежей с карбонатным типом коллектора проблема достоверного моделирования переходной водонефтяной зоны не менее актуальна. Однако в связи с более высокими значениями сопротивлений карбонатных пород использование УЭС при реализованной в диссертации методики является более сложной задачей.

Возможности решения поставленных проблем рассмотрены на примере турнейско-фаменского (Т-Фм) и башкирско-серпуховского (Бш-Срп) эксплуатационных объектов Уньвинского месторождения. На Уньвинском месторождении рассматривались отдельно два поднятия (собственно Уньвинское и Палашерское). Для Уньвинского месторождения

во всех скважинах в полном объеме проведен стандартный комплекс ГИС, в том числе исследования методом БК.

Уравнения регрессии, описывающие связь между значениями параметра пористости и емкостной характеристики, определенные в атмосферных и пластовых условиях, а также между величинами параметра насыщения и водонасыщенностью для расчета нефтенасыщенности представлены в таблице 3.10.

Таблица 3.10

Аналитические зависимости определения параметров пористости и насыщения для карбонатных залежей Уньвинского месторождения нефти.

Пласт	P_{Π}	$P_{Н}$
Бш-Срп	$P_{\Pi} = K_{\Pi}^{-2,152}; r = 0,78$	$P_{Н} = K_{В}^{-1,58}; r = 0,93$
Т-Фм	$P_{\Pi} = K_{\Pi}^{-2,13}; r = 0,83$	$P_{Н} = K_{В}^{-1,45}; r = 0,92$

Коэффициент нефтенасыщенности для зоны предельного нефтенасыщения определялся через остаточную водонасыщенность по зависимостям $K_{ов}=f(K_{\Pi})$, построенным по данным лабораторных исследований керна. Соответственно, используемые зависимости выглядят следующим образом:

$$\lg K_{ов} = -0.3003 \cdot \lg K_{\Pi}^2 - 0.6019 \cdot \lg K_{\Pi} + 2.3 \text{ при } r = 0.63 \text{ - для пласта Т-Фм;} \quad (3.11)$$

$$K_{ов} = -0,0248 \cdot K_{\Pi}^3 + 1,3082 \cdot K_{\Pi}^2 - 23,795 \cdot K_{\Pi} + 159,4 \text{ при } r = 0.58 \text{ - для пласта Бш-Срп.} \quad (3.12)$$

Из таблицы 3.10 видно, что лабораторные исследования керна свидетельствуют о гидрофильности коллекторов ($n < 2$), согласно им по эмпирической зависимости Арчи-Дахнова параметр смачиваемости соответственно равен для пласта Т-Фм - $n=1,45$ и для пласта Бш-Срп - $n=1,58$. Соответственно, для рассмотренных карбонатных объектов Уньвинского месторождения коллекторы при капилляриметрических

исследованиях определены как преимущественно гидрофильные, а показания УЭС являются информативными.

Отметим, что зависимости по выделению различных зон водонасыщенности, определенные по кривым фазовых проницаемостей на основе аппроксимационных формул Бурдайна, имеют низкие коэффициенты корреляции. Для зоны свободного водонасыщения $r=0.66$, для переходной зоны $r=0.76$, для зоны предельного нефтенасыщения $r=0.72$. В целом это говорит о необходимости проведения дополнительной трансформации кривых с целью получения более оптимальных моделей распределения водонасыщенности с глубиной.

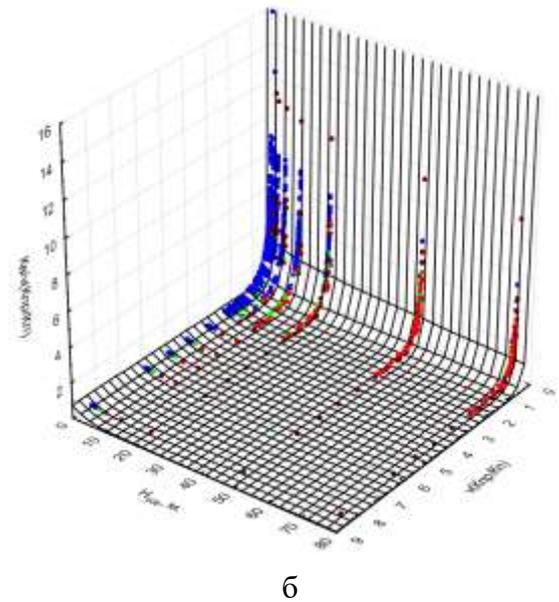
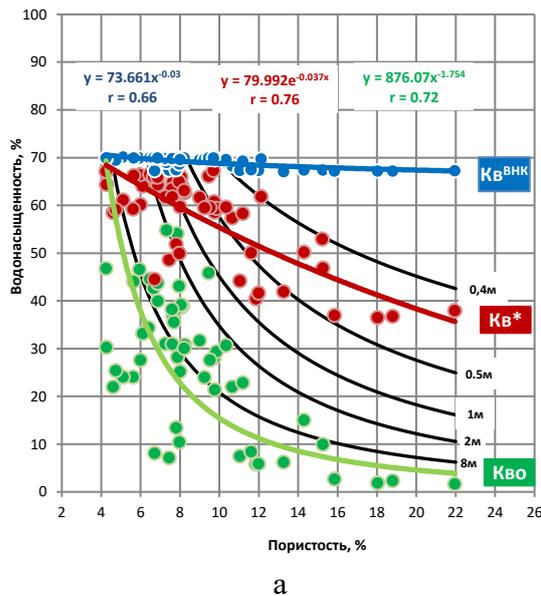
Известно, что для территории Соликамской депрессии (где находится Уньвинское месторождение) ФЕС продуктивных пластов Т-Фм и Бш-Срп существенно различны. Прежде всего необходимо отметить свойственную для турнейско-фаменских отложений трещиноватость коллекторов Соликамской депрессии [21, 65, 99, 213, 234]. С учетом этого 3D-моделирование флюидонасыщенности коллекторов проводилось отдельно для пластов Т-Фм и Бш-Срп.

Коллекторы пласта Т-Фм Уньвинского нефтяного месторождения по данным микроописаний представлены известняками детритово-комковатыми, комковатыми и сгустковыми, детритовыми и обломочными разностями. Структурные компоненты пород – сгустки и комочки пелитоморфного кальцита, по форме изометричные, биогенные компоненты представлены микритизированными раковинами фораминифер, фрагментами водорослей и иглокожих, сферами водорослевого и раковинного происхождения. Цемент – разномерный (от микро- – тонко- – среднезернистый) кальцит, редко доломит, тип цемента неполно-поровый, поровый, регенерационный, крустификационный. Поры – межформенные, реже внутриформенные (по фаунистическим остаткам) и межзерновые (первичные и диа- и эпигенетической перекристаллизации и

выщелачивания). Известняковые песчаники сложены окатанными обломками пелитоморфного кальцита, остатками гранулированной фауны и детритом иглокожих.

В турнейско-фаменских отложениях наряду с поровым также развит и порово-каверновый тип коллектора. По данным шлифов распространение имеет вторичная пористость, связанная с растворением карбонатного материала. Для всего разреза установлены открытые трещины, трещины с нефтью или примазками битума. По раскрытости трещины узкие (до 0,03, участки до 0,24 мм) и извилистые, некоторые заполнены кальцитом или глинистым материалом. Средние значения пористости и проницаемости для коллекторов нефтяной части пласта по керну составляют 9,6% (от 4,1 до 18,0%) и $4 \cdot 10^{-3} \cdot \text{мкм}^2$ (от 0,13 до $430 \cdot 10^{-3} \cdot \text{мкм}^2$).

Построение модели изменения водонасыщенности по высоте залежи Т-Фм Уньвинского месторождения по предлагаемой методике представлено на рисунке 3.15.б.



Условные обозначения:

- – зона свободного водонасыщения
- – зона недонасыщения
- – переходная зона
- – зона предельного нефтенасыщения

Рис. 3.15. Построение модели изменения водонасыщенности по высоте залежи; а - сопоставление пористости и водонасыщенности на различных уровнях относительно ВНК; б. Изменение комплексного показателя $K_v/\sqrt{(k/K_{п})}$ от ФЕС и $H_{уcв}$. Уньвинское месторождение нефти. Залежи пласта Т-ФМ.

Для построения зависимости использованы исследования по 92 образцам керна. По каждому образцу выполнены замеры водонасыщенности на 12 ступенях изменения давления (0; 0,005; 0,01; 0,015; 0,025; 0,05; 0,10; 0,20; 0,50; 0,80; 1,0; 1,2 МПа). В результате для построения трехмерного распределения модели $K_v/\sqrt{(k/K_{п})} = f(\sqrt{(k/K_{п})}, H_{уcв})$ проведен анализ 1104 исследований.

Как было показано выше, высота переходной водонефтяной зоны (от зеркала чистой воды) определяется капиллярными силами и подъемом воды из зоны свободного водонасыщения. Анализ рисунка 3.15.б показывает, что в $H_{уcв}$ имеет относительно небольшие величины при значениях параметра $\sqrt{(k/K_{п})} > 3$, увеличиваясь до 9 м при минимальных значениях $\sqrt{(k/K_{п})}$.

Путем подбора параметров на основе последовательного квадратичного программирования получена следующая модель изменения водонасыщенности по высоте залежи:

$$K_v/\sqrt{(k/K_p)} = 10 \cdot (3,1 \cdot \exp(-30,8 \cdot \sqrt{(k/K_p)}) + 0,0718 \cdot \exp(-6,48 \cdot H_{ycb}/30) + 0,96 \cdot \exp(-4,21 \cdot \sqrt{(k/K_p)} - 0,22 \cdot H_{ycb}/30) + 0,004) \text{ при } R=0,96; n=1104 \quad (3.13)$$

График сопоставления значений по $K_v/\sqrt{(k/K_p)}$ по керну и полученных по данным математическом модели (3.13) дает представление о сходимости модельных и фактических данных и достоверности полученной аппроксимации (рис.3.16).

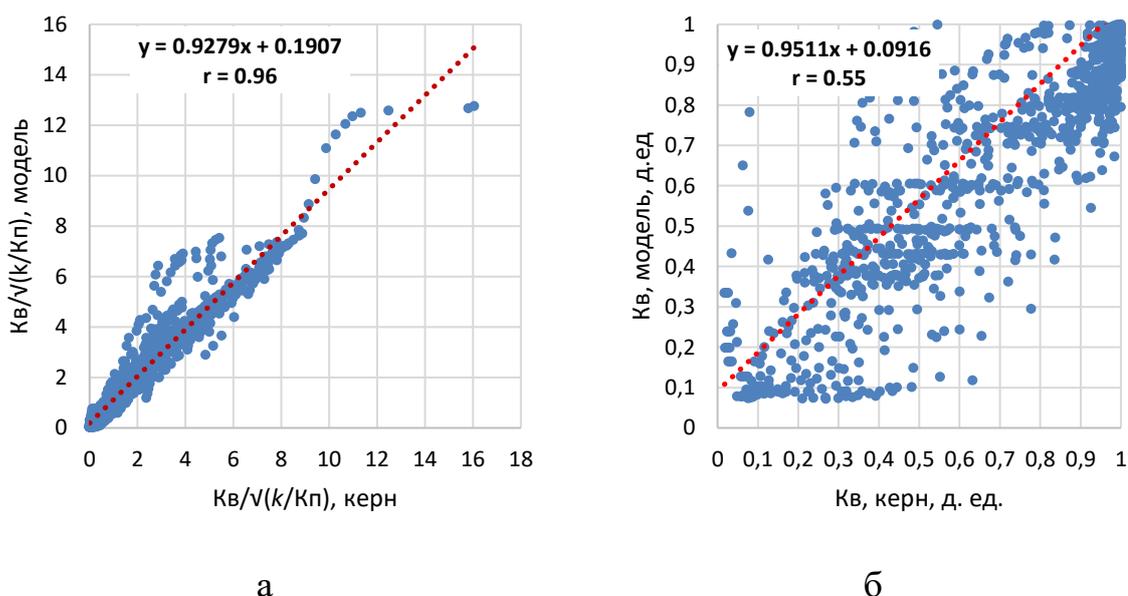


Рис. 3.16. Сопоставление данных по керну и по математической модели; а – для комплексного показателя $K_v/\sqrt{(k/K_p)}$; б - для коэффициента водонасыщенности K_v . Уньвинское месторождение нефти. Залежи пласта Т-Фм.

При этом аналогичное сопоставление, выполненное для комплексного параметра $K_v/\sqrt{(k/K_p)}$ (рис.3.16.а), показывает значительно лучшие результаты чем для K_v (рис.3.16.б). Для параметра $K_v/\sqrt{(k/K_p)}$ при его

минимальных значениях (менее 2) наблюдается минимальный разброс значений; в диапазоне от 2 до 9 установлено некоторое завышение модельных расчетов; при $K_B/\sqrt{(k/K_{II})}>9$ количество экспериментов не является статистически представительным. Для моделей, построенных через показатель K_B , разброс отклонений ($R=0,55$) на всем диапазоне значений существенно выше (рис.3.16.б), что не позволяет выполнить достоверные построения.

С целью поиска положения глубины зеркала чистой воды проведен поиск закономерностей на основе определения накопленного коэффициента корреляции с глубиной (начиная от верхней отметки пласта и вниз). На рис.3.17.а приведен график изменения r от глубины при сопоставлении данных ГИС соответственно с модельными значениями K_B и $K_B/\sqrt{k/K_{II}}$. Кроме этого, для наглядного отображения построен график накопленной корреляции (рис.3.17.б). При этом четко установлена отметка глубин с пересечением кривой r для УЭС с нулевой осью (рис.3.17.а) и выходом на асимптоту максимального значения r между фактическими значениями по ГИС и модельными расчетами (рис.3.17.б) на абсолютной отметке -2032 м. Ранее при подсчете запасов (2020 г.) ВНК был обоснован на отметке -2018 м.

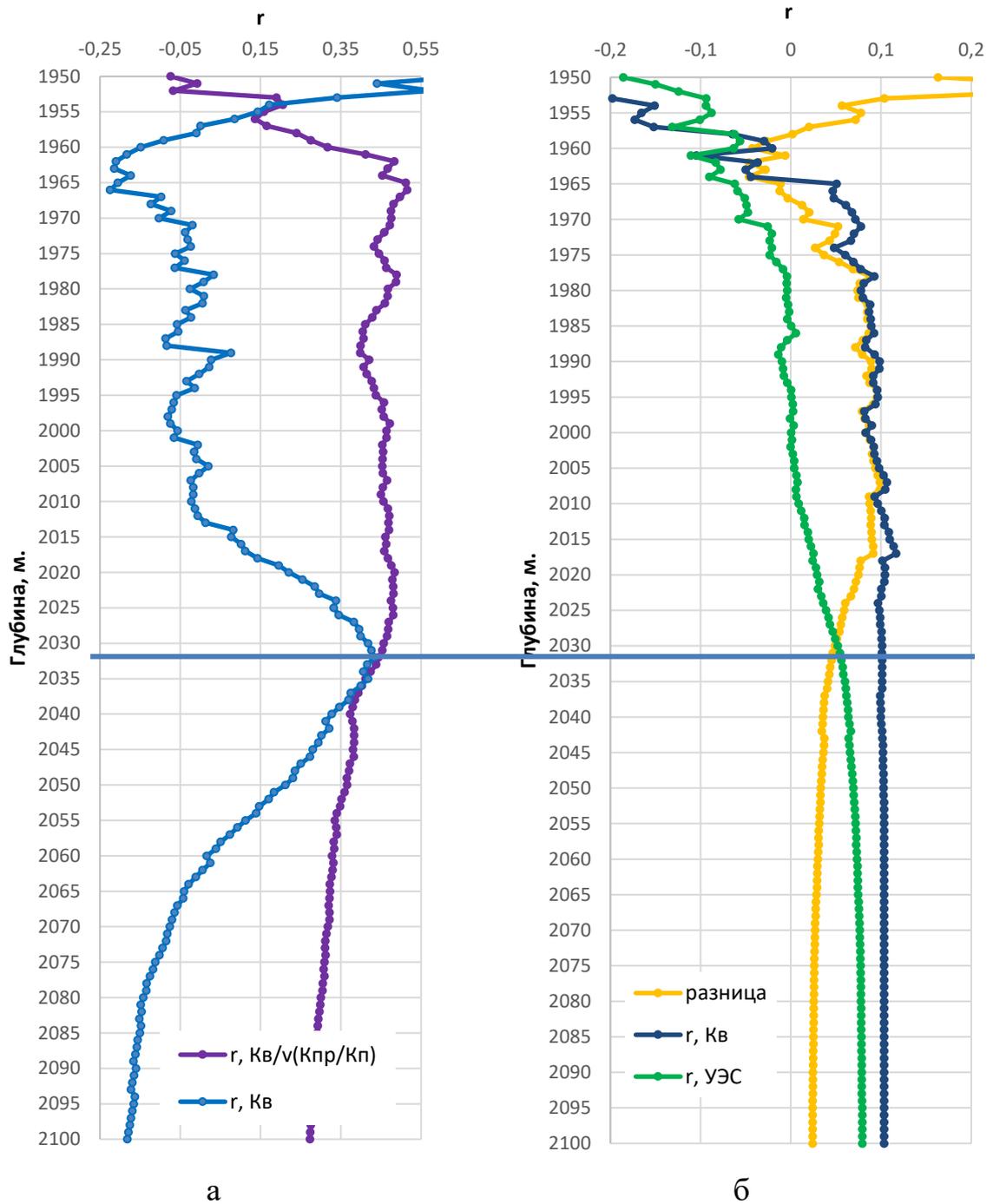


Рис. 3.17. Определение глубины нахождения положения зеркала чистой воды в нефтяной залежи; а - изменение r от глубины при сопоставлении ГИС – Модель K_v и $K_v/\sqrt{k}/K_{п.}$; б - модель накопленной корреляции с глубиной для параметров УЭС и K_v . Уньвинское месторождение нефти. Залежи пласта Т-Фм.

На основе обоснованных выше результатов построена 3D-модель распределения коэффициента нефтенасыщенности для залежи Т-Фм Уньвинского месторождения с учетом параметров переходной водонефтяной зоны (рис. 3.18). Из рисунка 3.18 видно, что для залежи Т-Фм Уньвинского месторождения установлена обширная переходная зона, при этом зона предельного насыщения занимает только самые верхние части объекта. Данное заключение говорит о том, что только коллекторы с низкими ФЕС верхней части пласта способны содержать остаточную воду. При этом несмотря на то, что зеркало чистой воды в данном случае является горизонтальным, также установлен наклон плоскости между зоной недонасыщения и переходной зоной. В направлении с запада на восток происходит подъем плоскости, в том числе увеличение зоны недонасыщения за счет изменения ФЕС.

На рисунке 3.19 представлен анализ полученной геологической 3D-модели изменений накопленных коэффициентов корреляции с глубиной для K_v и УЭС (рис.3.19.а) и вероятности встречаемости различных зон насыщения по данным капиллярных исследований (рис. 3.19.б). При этом установлена высокая сходимость динамики изменения данных показателей с глубиной. Наблюдаемые скачки γ для показателей K_v и УЭС (рис.3.19.б) достаточно четко фиксируют размеры переходной зоны, связанной как с подъемом водонасыщенности из зоны свободного водонасыщения, так и с капиллярным давлением, которое препятствует заполнению коллектора нефтью в верхней части залежи. Также необходимо отметить, что в интервале глубин 2010-2020 м вероятностные кривые для зоны свободного водонасыщения и переходной зоны идут параллельно друг другу. Выше данного интервала водонасыщение уменьшается, ниже - влияние переходной зоны снижается.

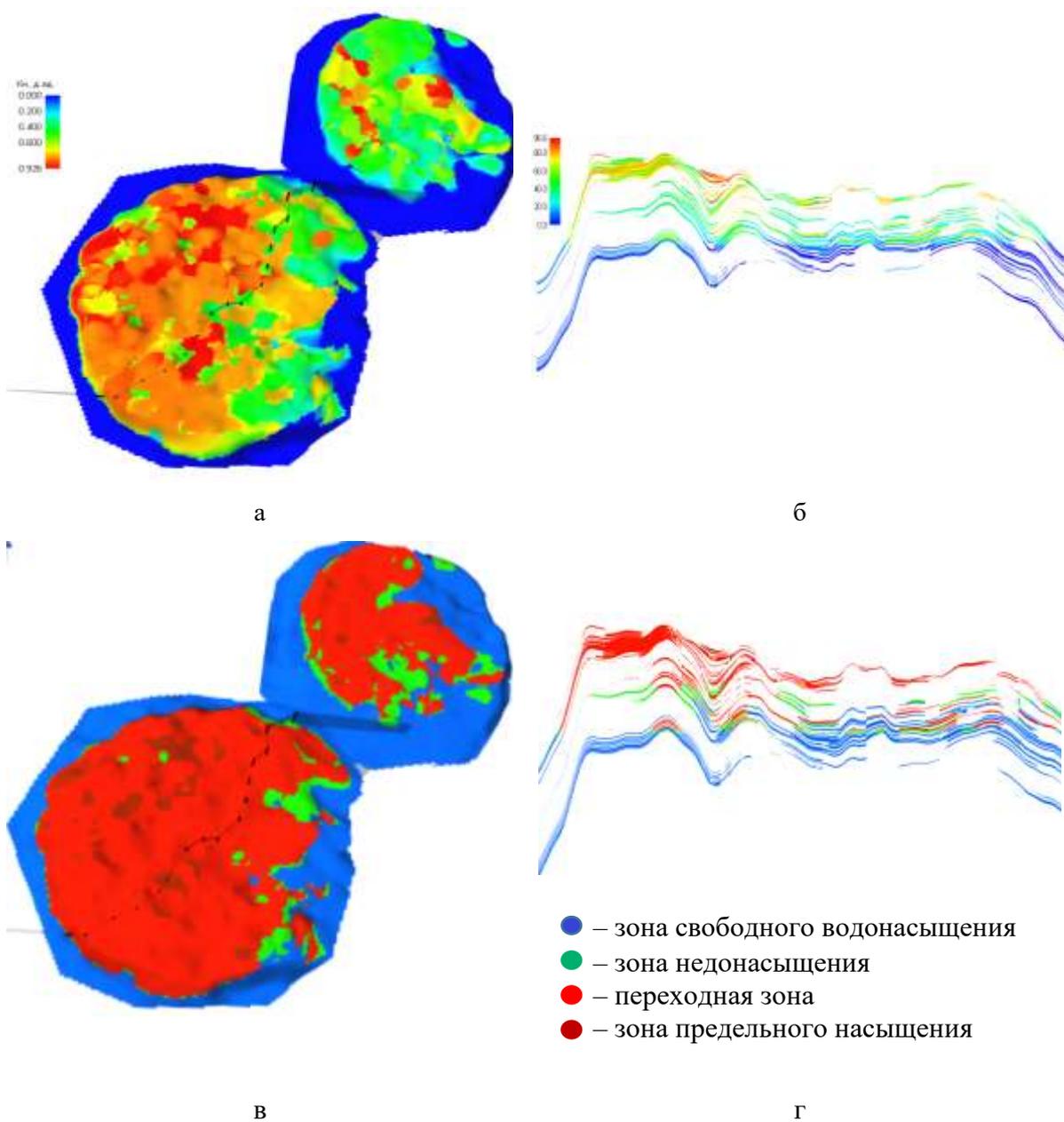
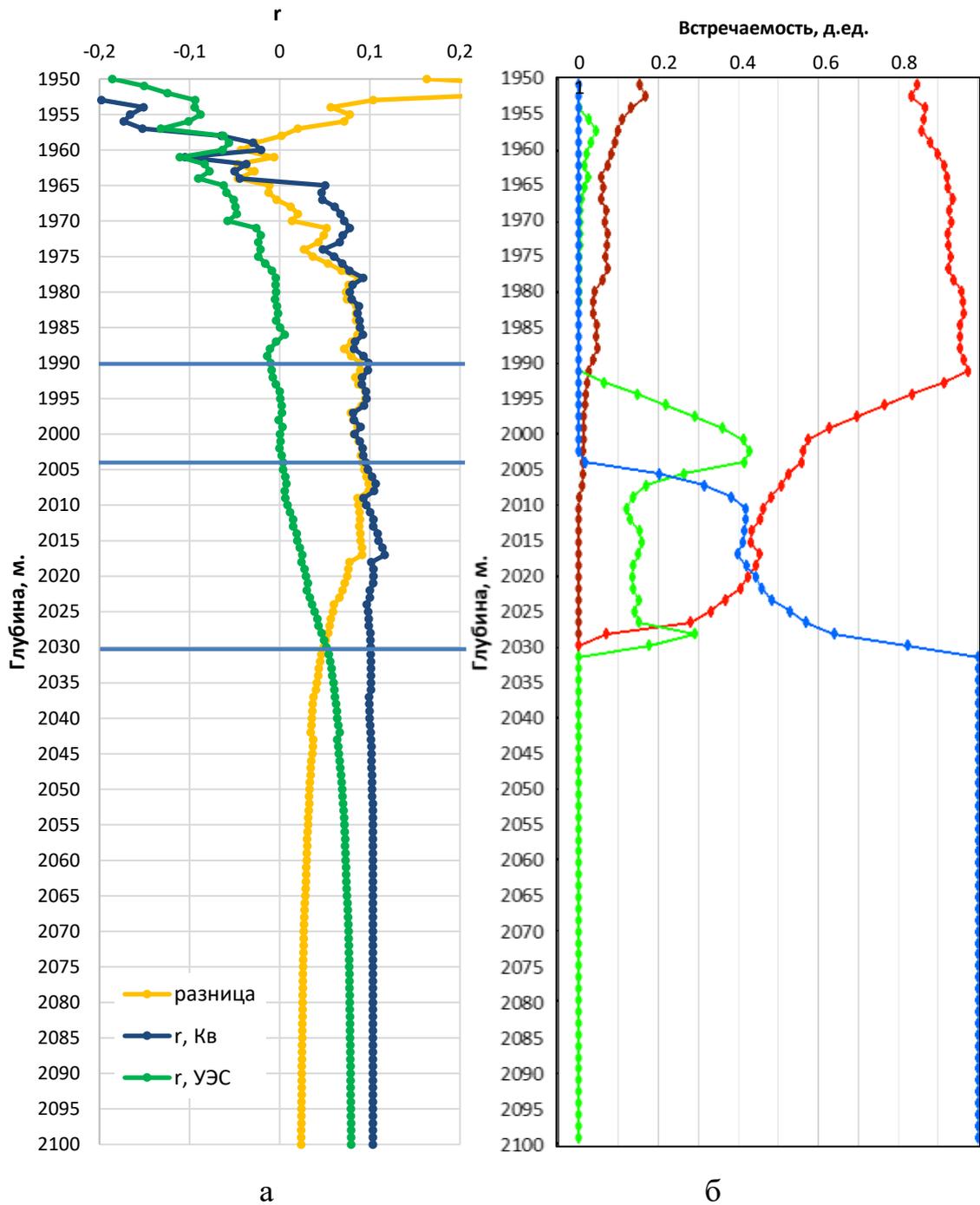


Рис. 3.18. 3D-модель распределения нефтенасыщенности, построенная с учетом разработанной методологии. Уньвинское месторождение, Т-Фм пласт. Уньвинское месторождение нефти. Залежи пласта Т-Фм. а – трехмерное распределение нефтенасыщенности; б – профиль изменения насыщенности; в – трехмерное распределение зон с различным типом насыщения; г – геологический профиль с распределением зон с различным типом насыщения.



Условные обозначения:

- – зона свободного водонасыщения
- – зона недонасыщения
- – переходная зона
- – зона предельного нефтенасыщения

Рис. 3.19. Распределение в геологической 3D-модели флюидонасыщения коллекторов по глубинам; а – динамика изменения накопленных коэффициентов корреляции для K_v и $УЭС$; б - вероятность

отнесения участка залежи к зонам различного насыщения. Уньвинское месторождение нефти. Залежи пласта Т-Фм.

Необходимо отметить, что установленная выраженная зона недонасыщения пласта Т-Фм Уньвинского месторождения вероятно характеризует процесс с неоконченным формированием в залежи гравитационного распределения нефти и воды.

Для анализа процессов формирования переходной водонефтяной зоны проанализированы динамики изменения накопленных коэффициентов корреляции для пропластков с УЭС менее и более 200 Ом·м. Как было показано выше, с ростом УЭС коллекторов растет их потенциальная гидрофобизация. Поэтому сравнительный анализ для низко- и высокоомных пород в данном случае можно рассматривать как разделение пород на гидрофильные и частично гидрофобизированные. С учетом этого графики изменения накопленной корреляции перестроены в зависимости от диапазонов УЭС пород (рис.3.20).

Для гидрофильных коллекторов с $УЭС < 200$ Ом·м установлено, что ниже зеркала чистой воды (-2032 м) наблюдается зона с небольшим ростом корреляции по УЭС до глубины -2043 м, где сходимость показателей резко нарушается. Данное явление вероятно связано с уменьшением пористости и доломитизацией пород ниже зеркала воды, а также ввиду увеличения УЭС пород на контакте нефть-вода вследствие проявления окислительно-восстановительных реакций. Аналогичной динамики накопленной корреляции не отмечается на графике, построенном для водонасыщенности (рис.3.20.а).

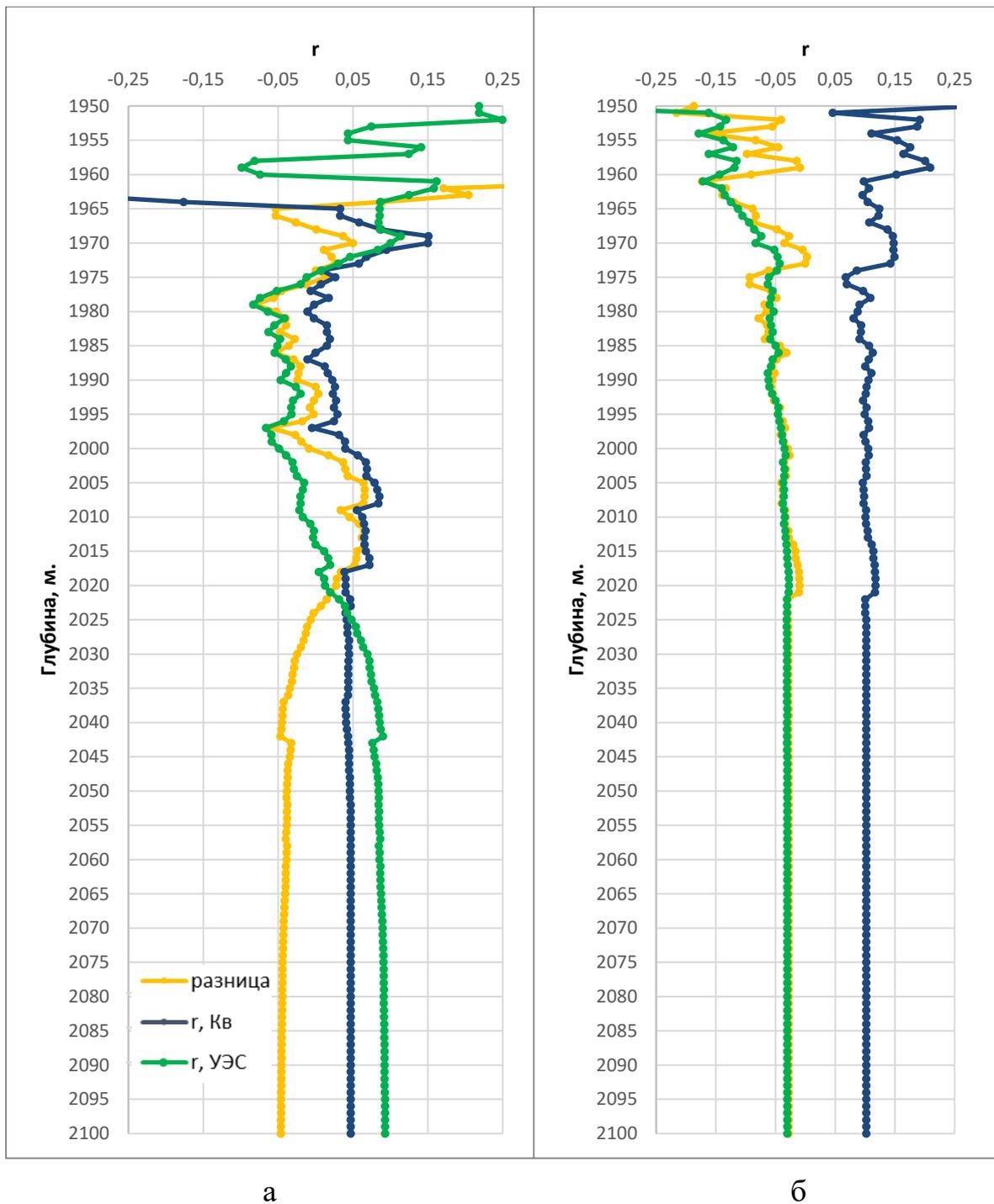


Рис. 3.20. Изменение коэффициентов накопленной корреляции с глубиной по УЭС и K_v ; а - гидрофильные коллектора ($U_{ЭС} < 200 \text{ Ом}\cdot\text{м}$); б - частично гидрофобизированные коллектора ($U_{ЭС} > 200 \text{ Ом}\cdot\text{м}$). Уньвинское месторождение нефти. Залежи пласта Т-Фм.

Для выборки с частично гидрофобизированным типом коллектора ($УЭС > 200 \text{ Ом}\cdot\text{м}$) анализ динамики коэффициентов корреляции позволяет выделить 4 цикла миграции углеводородов и три уровня стабилизации палеоВНК с отложением высоковязкой нефти на контакте нефть-вода. Первый установлен на отметке глубин -1959 м, второй – на глубине -1972 м, третий – на глубине -2021 м. Последним является современный контакт на глубине -2032 м (рис. 3.20 б).

В результате на основе построенной 3D-модели нефтенасыщенности с учетом строения переходной водонефтяной зоны проведен расчет запасов нефти залежей пласта Т-Фм Уньвинского месторождения. На рис.3.21 приведено сравнение 3D-модели распределения нефтенасыщенности, разработанной в диссертации, с ранее существующей.

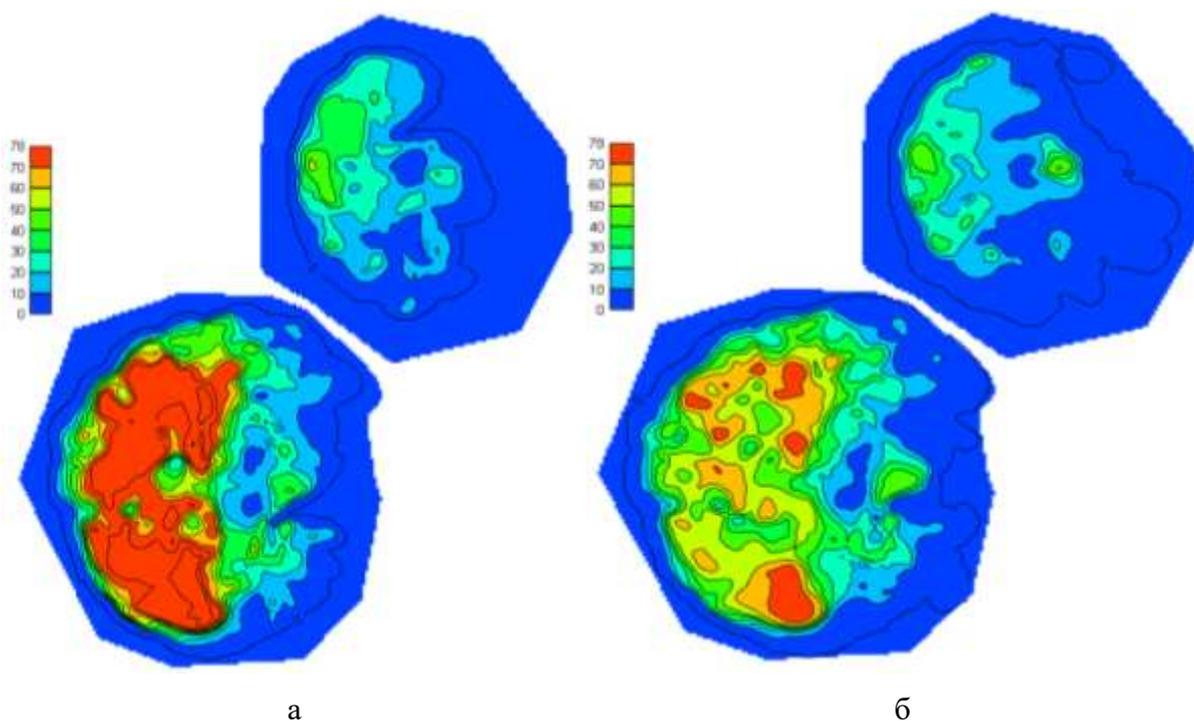


Рис. 3.21. Сравнение 3D-модели распределения нефтенасыщенности; а - модель по состоянию на 2020 г; б - модель с учетом выделения переходной водонефтяной зоны. Уньвинское месторождение нефти. Залежи пласта Т-Фм.

Сравнительный анализ 3D-моделей показывает, что выделение и включение в 3D-модель залежи Т-Фм параметров переходной зоны и фактическое опускание отметки ВНК с -2018 до -2032 м привело к увеличению объема залежи по Уньвинскому куполу относительно Государственного баланса с 243448 до 253033 м³. Однако изменение в 3D-модели параметров переходной зоны и зоны недонасыщения привело к значительному снижению средних значений K_n относительно стоящих на Государственном балансе с 0.92 до 0.73 д.ед. (рис. 3.21).

Таким образом, учет параметров переходной воднонефтяной зоны для залежи Т-Фм Уньвинского месторождения привел к небольшому уменьшению геологических запасов нефти, относительно стоящих на Государственном балансе (-0,5%). Следует отметить, что при этом принципиально изменилось представление о распределении нефтенасыщенности в пределах продуктивной части турнейско-фаменской залежи.

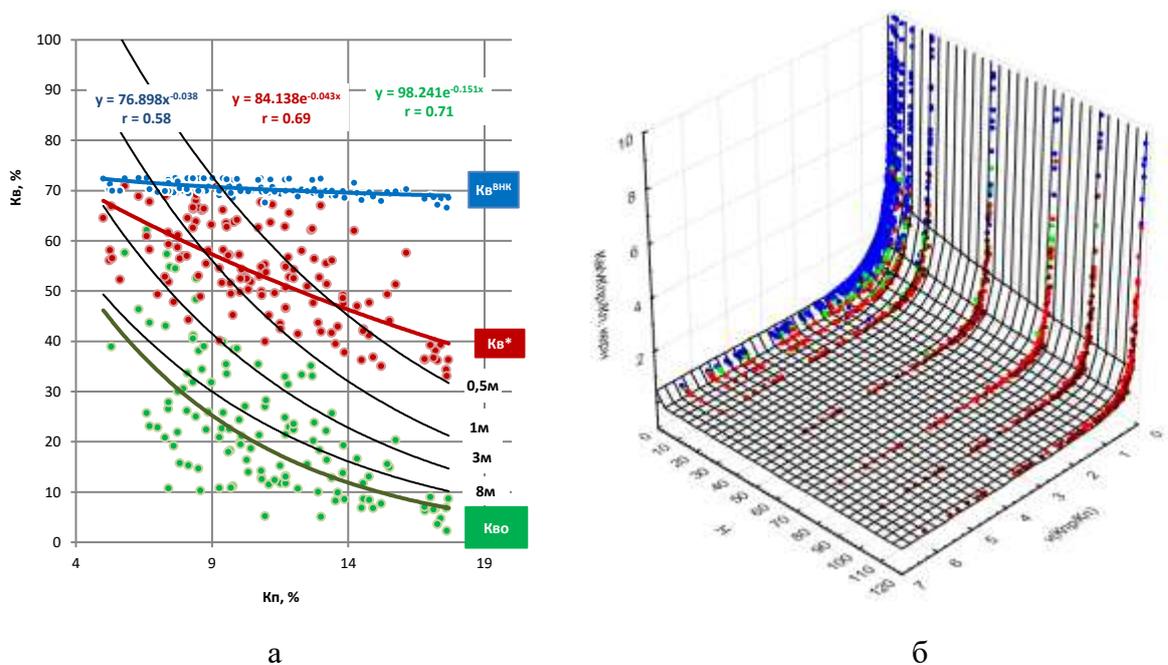
Аналогичный методологический подход реализован для эксплуатационного объекта Бш-Срп. Коллекторы в башкирско-серпуховских отложениях Уньвинского месторождения представлены по данным макро- и микроописаний в основном биоморфными (преимущественно водорослевыми) и детритовыми известняками. В известняках биоморфных, детритово-биоморфных (водорослевые и фораминиферовые разности) преобладают водорослевая составляющая или фораминиферы. Цемент преимущественно кальцитовый, иногда доломитовый, регенерационного и крустификационного типов. Детритовые известняки сложены частично микритизированными раковинами разнообразных фораминифер, остатками водорослей, обломками иглокожих, брахиопод, остракод, отмечаются кораллы и мшанки. Известняки комковато-детритовые (сгустково-детритовые) и детритово-комковатые в разных соотношениях сложены комочками пелитоморфного

кальцита и органометаллическим материалом. Пores межформенные и внутриформенные, редко межзерновые, по форме округлые, неправильные, вытянутые. По данным кернa отмечаются окремнение, кавернозность, микротрещиноватость. Pores межформенные, посткристификационные и pores выщелачивания, нередко сообщающиеся, размером от 0,02 до 0,3 мм.

Основной объем представительной выборки составляют данные исследований кернa на Уньвинском куполе. Пористость коллекторов нефтенасыщенной части пласта изменяется от 5,2 до 22,9%, проницаемость от 0,14 до $1048 \cdot 10^{-3} \cdot \text{мкм}^2$.

На рисунке 3.22.а представлены результаты построения зависимостей по аппроксимационным формулам Бурдайна для различных зон насыщения, из которых видна низкая сходимость данных параметров. Для зоны свободного водонасыщения – $r=0.58$, для переходной зоны – $r=0.69$, для зоны предельного нефтенасыщения – $r=0.71$. Как было сказано выше, это свидетельствует о необходимости дополнительной трансформации модельных кривых распределения водонасыщенности с глубиной.

Модель изменения водонасыщенности по высоте залежи Бш-Срп по предлагаемой методике через комплексный показатель $K_B/\sqrt{k}/K_{\text{п}}$ представлена на рисунке 3.22.б. Для построения зависимости использованы исследования по 158 образцам кернa. Пределы изменения по керну: проницаемости от 0,03 – $603,7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, пористости от 1 до 18 %. По каждому образцу выполнены замеры водонасыщенности на 12 ступенях изменения давления (0; 0,005; 0,01; 0,015; 0,025; 0,05; 0,10; 0,20; 0,50; 0,80; 1,0; 1,2 МПа). В результате для построения модельного 3D-распределения показателей с глубиной использовано 1896 определений.



Условные обозначения:

- – зона свободного водонасыщения
- – зона недонасыщения
- – переходная зона
- – зона предельного насыщения

Рис. 3.22. Моделирование динамики изменения водонасыщенности в объеме нефтяной залежи; а - сопоставление пористости и водонасыщенности на различных уровнях относительно положения ВНК; б - изменение комплексного показателя $K_v/\sqrt{k}/K_p$ в зависимости от ФЕС и $H_{усв}$. Уньвинское месторождение нефти. Залежи пласта Бш-Срп.

Из рисунка 3.22.б видно, что переходная водонефтяная зона (считая от зеркала чистой воды) изменяется от 7 м при значениях \sqrt{k}/K_p порядка 9 до 50 м при минимальных ФЕС ($\sqrt{k}/K_p < 3$).

Полученная на основе последовательного квадратичного программирования математическая модель изменения водонасыщенности по высоте залежи описывается уравнением:

$$K_v/\sqrt{k}/K_p = 10 \cdot (2.90 \cdot \exp(-15.53 \cdot \sqrt{k}/K_p) + 0.05 \cdot \exp(-8.10 \cdot (H/10)) + 0.43 \cdot \exp(-1.98 \cdot \sqrt{k}/K_p) - 0.11 \cdot (H/10)) - 0.0022 \text{ при } R=0.99; n=1896 \quad (3.14)$$

Графики сопоставлений значений по керну и рассчитанных по формуле (3.14) математическом модели соответственно для $K_B/\sqrt{k}/K_{\Pi}$ и K_B приведены на рисунке 3.23. Как видно из рисунка 3.23.а для комплексного параметра $K_B/\sqrt{k}/K_{\Pi}$ сходимость модели с данными керна очень высокая ($R=0,99$). При этом для моделей, построенных через показатель K_B , установлен более высокий разброс отклонений по моделям, что является недопустимым для достоверного прогноза (рис.3.23.б)

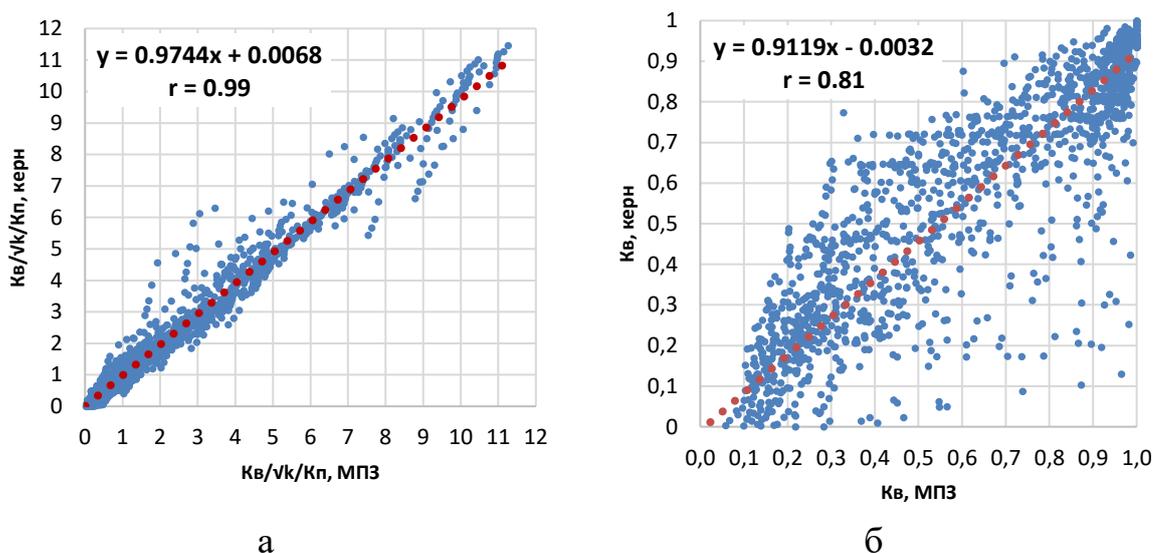


Рис. 3.23. Сопоставление данных по керну и по математической модели; а –для комплексного показателя $K_B/\sqrt{k}/K_{\Pi}$; б - для коэффициента водонасыщенности K_B . Уньвинское месторождение нефти. Залежи пласта Бш-Срп.

Для решения задачи нахождения глубины положения зеркала чистой воды проведен поиск закономерностей на основе определения накопленного коэффициента корреляции с глубиной. Для наглядного отображения данного процесса построен график изменения r от глубины при сопоставлении данных ГИС с модельными значениями K_B и $K_B/\sqrt{k}/K_{\Pi}$ (рис.3.24.а). Для наглядного отображения также построен график накопленной корреляции (рис.3.24.б).

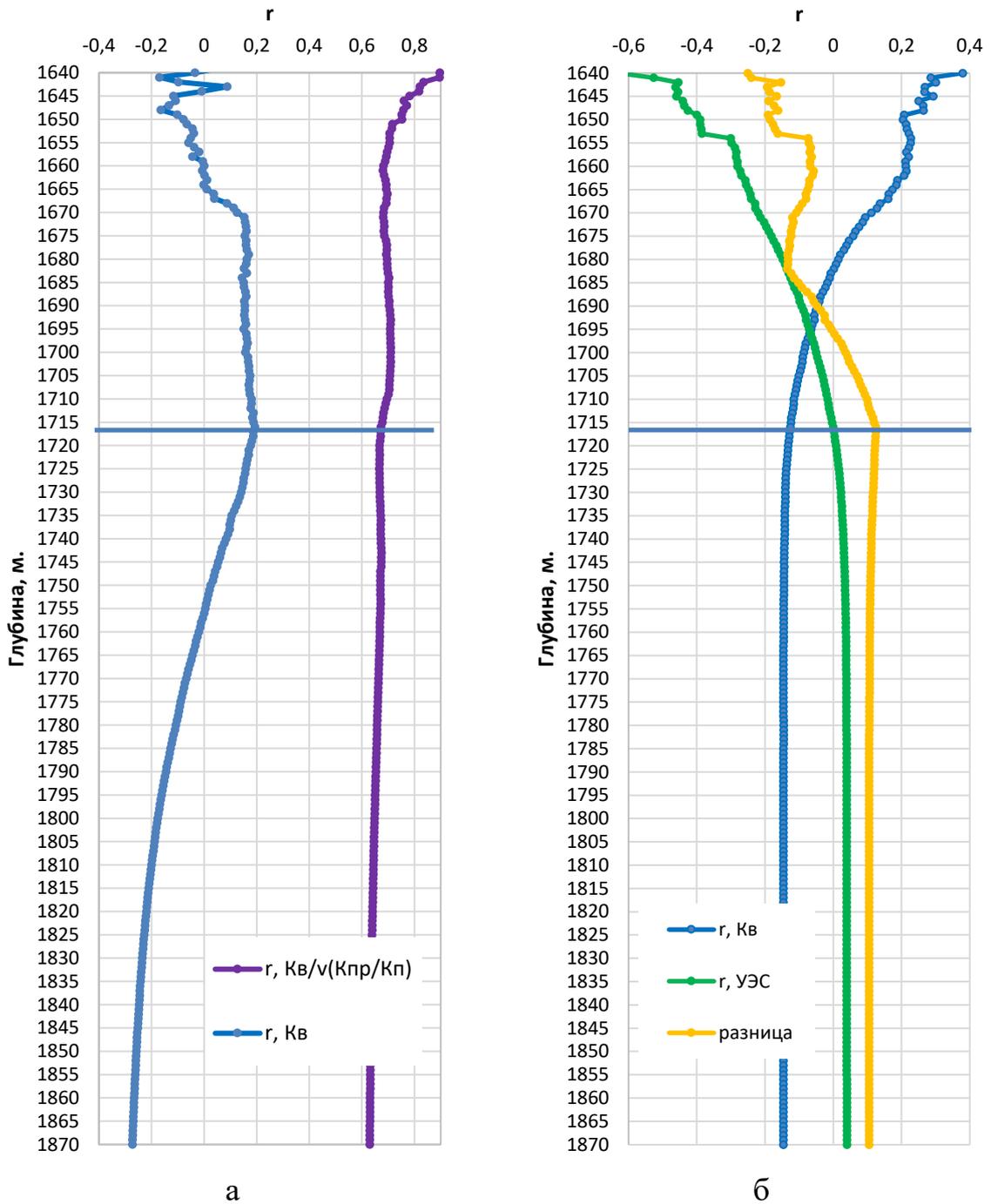


Рис.3.24. Определение глубины нахождения положения зеркала чистой воды в нефтяной залежи; а - изменение r от глубины при сопоставлении ГИС – Модель K_v и $K_v/\sqrt{k}/K_p$; б - модель накопленной корреляции с глубиной для параметров УЭС и K_v . Уньвинское месторождение нефти. Залежи пласта Бш-Срп.

В результате установлена отметка глубин пересечения кривой γ для УЭС с нулевой осью (рис.3.24.а) и выходом на асимптоту максимального значения γ между фактическими значениями по ГИС и модельными расчетами (рис.3.24.б) на абсолютной отметке -1718 м. Необходимо отметить, что ранее при подсчете запасов (2020г.) ВНК был обоснован существенно выше на отметке -1708 м.

На рисунке 3.25 представлен анализ полученной геологической 3D-модели изменений накопленных коэффициентов корреляции с глубиной для K_v и УЭС (рис.3.25.а) и вероятностей отнесения участков залежи к различным зонам насыщения по данным капиллярных исследований (рис. 3.25.б). Анализ в целом показывает соответствие 3D-модели выделяемых зон различной насыщенности с результатами метода накопленной корреляции. Изменение расчетных величин γ , в том числе направленности корреляции, в динамике глубин для K_v и УЭС показывают наличие переходной зоны.

По результатам 3D-моделирования насыщения коллекторов (рис. 3.25 б) на данном объекте установлена обширная по высоте зона недонасыщения, что говорит о текущем динамическом процессе гравитационного распределения флюидов.

По аналогии с объектом Т-Фм для пласта Бш-Срп проведен анализ изменения накопленных коэффициентов корреляции отдельно для пропластков с УЭС менее и более 200 Ом·м. Соответственно, графики изменения γ перестроены в зависимости от потенциальной гидрофобизации коллекторов (рис.3.26).

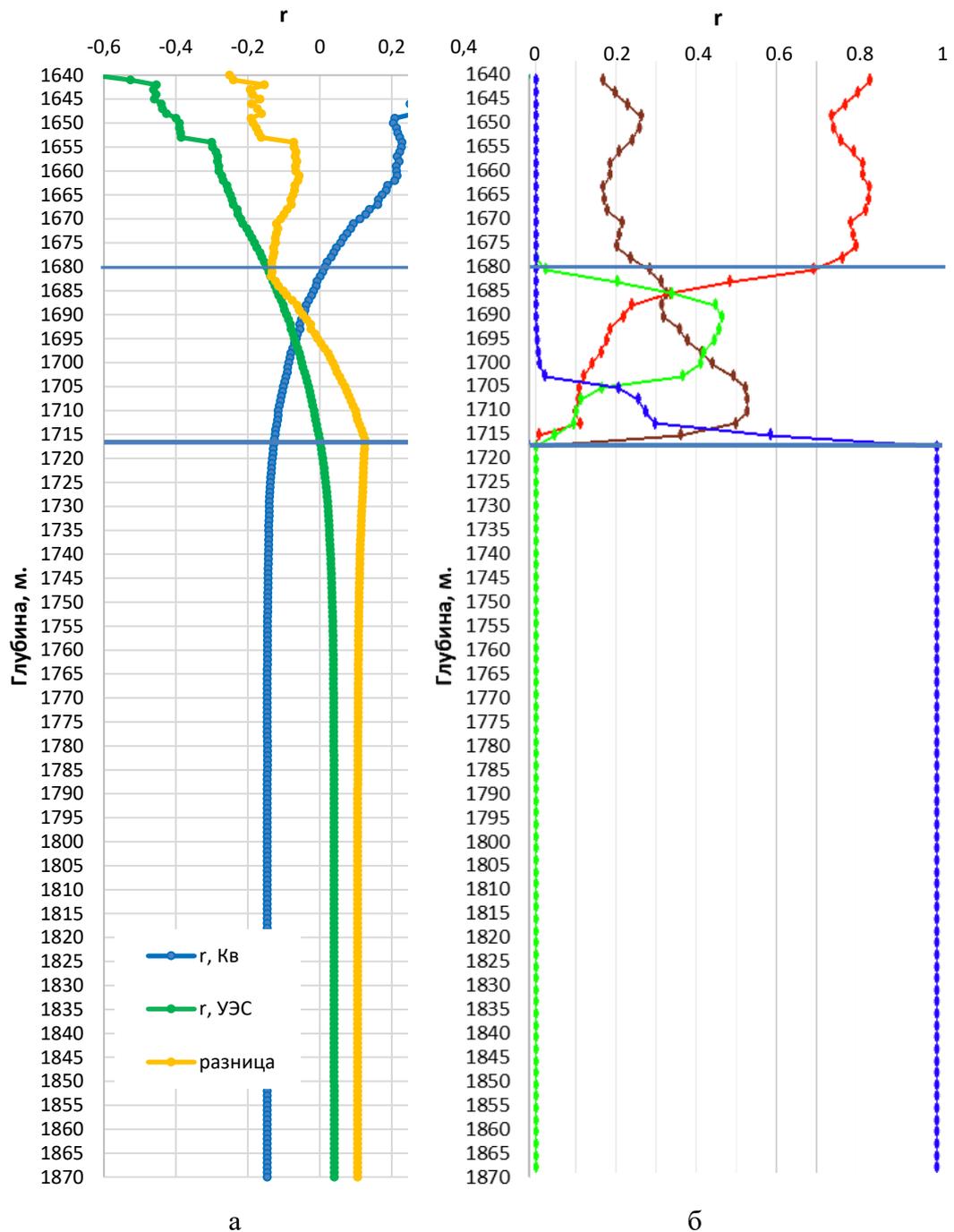


Рис. 3.25. Распределение в геологической 3D-модели флюидонасыщения коллекторов по глубинам; а – динамика изменения накопленных коэффициентов корреляции для K_v и УЭС; б - вероятность отнесения участка залежи к зонам различного насыщения. Уньвинское месторождение нефти. Залежи пласта Бш-Срп.

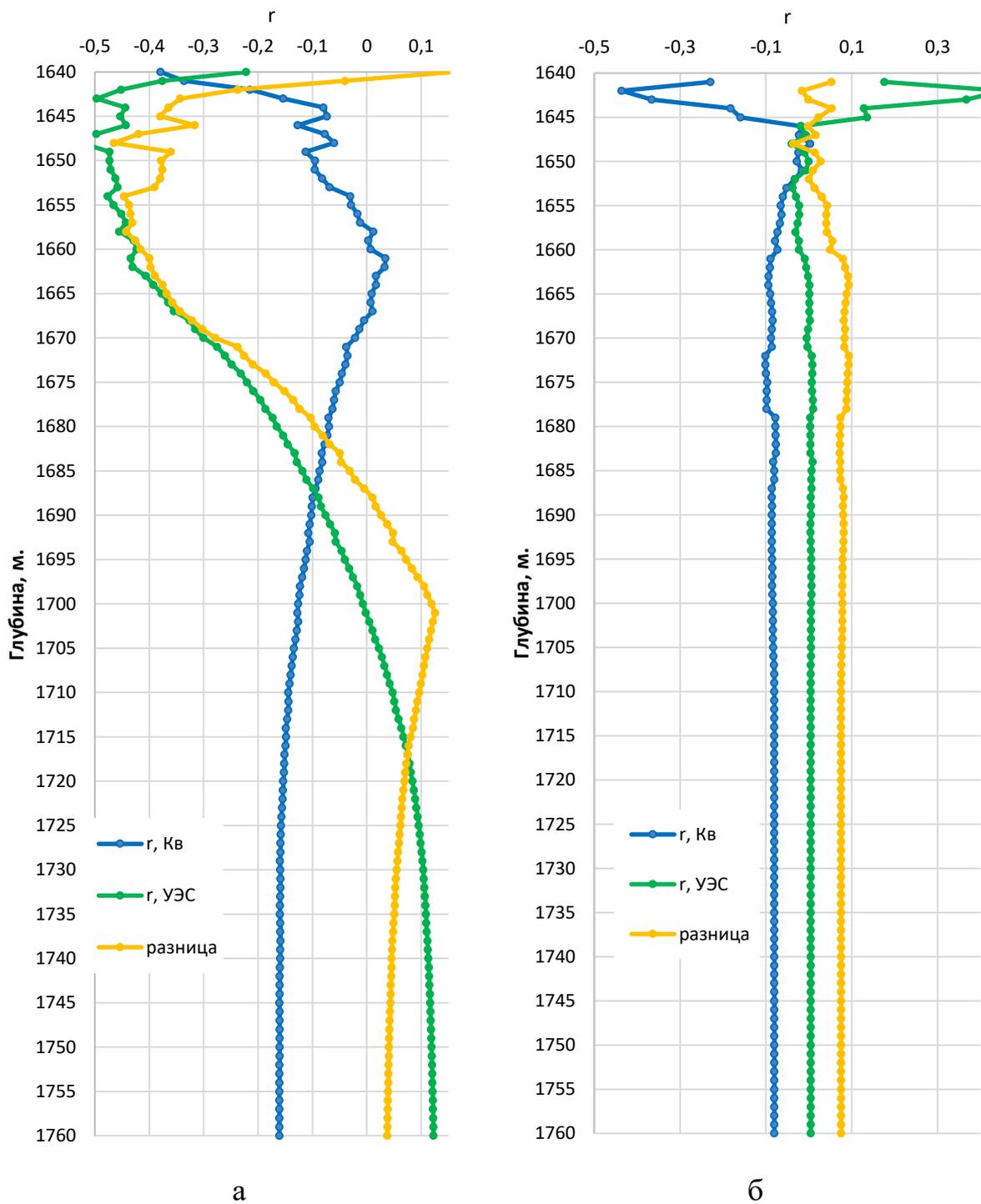


Рис. 3.26. Изменение коэффициентов накопленной корреляции с глубиной по УЭС и K_B ; а - гидрофильные коллектора ($УЭС < 200 \text{ Ом}\cdot\text{м}$); б – частично гидрофобизированные коллектора ($УЭС > 200 \text{ Ом}\cdot\text{м}$). Уньвинское месторождение нефти. Залежи пласта БШ-Срп.

Для гидрофильных коллекторов ($УЭС < 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$) на отметке ранее обоснованного зеркала воды (-1718 м) отмечается выход на асимптоту графиков (r , K_v , r , $УЭС$), что подтверждает наличие уровня свободного водонасыщения на данной отметке (рис.3.26.б)

Выборка с $УЭС > 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ отражает распределение, связанное в большей мере с присутствием гидрофобизации коллекторов (рис.3.26.б). На графике можно отметить 3 цикла миграции УВ и три уровня стабилизации палеоВНК (на отметках глубин -1646 м; -1679 м; современный -1718 м). При этом согласно исследованиям керна и флюидов, на глубинах верхнего палеоконтакта (-1646 м) установлено присутствие окислительных реакций с повышением вязкостей нефтей и частичной гидрофобизацией коллектора.

С учетом установленных параметров переходной водонефтяной зоны построена 3D-модель залежи Бш-Срп Уньвинского месторождения. Как видно из полученного на основе 3D-модели профиля (рис.3.27), в восточной части залежи отмечается значительная мощность зоны недонасыщения. Мощность зоны недонасыщения уменьшается с восточной части структуры к западной. Это подтверждается динамикой работы скважин, которые уже в начальный период разработки эксплуатировались на данных участках большей частью с водой. В то же время верхняя часть залежи в западной части купола и ее склоновая часть отнесены по 3D-модели к зоне предельного нефтенасыщения. При этом зона предельного нефтенасыщения и переходная зона насыщения в западной части очень близки к уровню свободного водонасыщения. Это подтверждается безводной работой фонда скважин в начальный период эксплуатации западной части залежи.

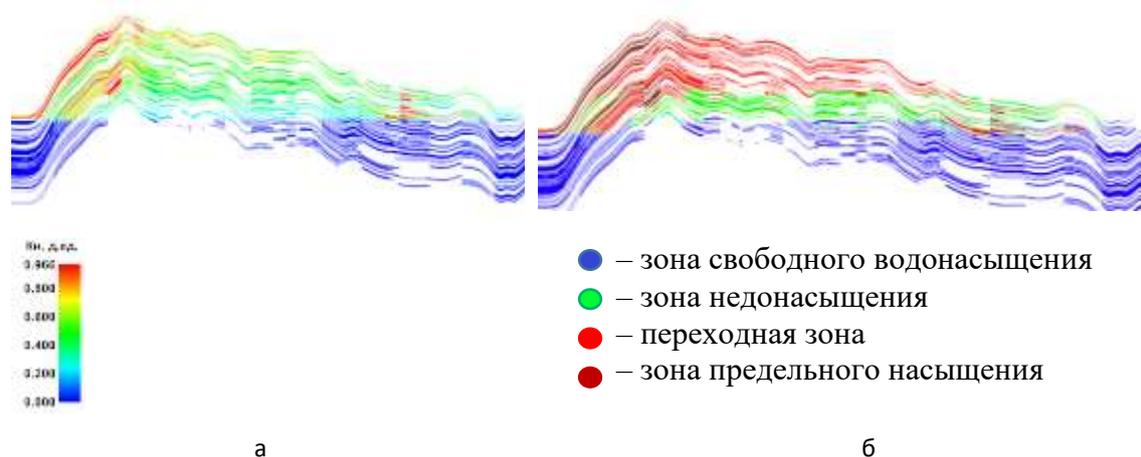


Рис. 3.27. Разрез геологической модели. Уньвинского месторождение, Бш-Срп пласт. а. Распределение нефтенасыщенности б. Распределение зон различных типов насыщения.

На основе построенной 3D-модели нефтенасыщенности с учетом строения переходной водонефтяной зоны проведен расчет запасов нефти залежей пласта Бш-Срп Уньвинского месторождения. На рисунке 3.28 приведено сравнение 3D-модели распределения нефтенасыщенности, разработанной в диссертации, с ранее существующей.

Установлено, что учет в 3D-модели залежи Бш-Срп параметров переходной зоны и фактическое опускание ВНК с отметки -1708 м до -1718 м привело к увеличению объема залежи по Уньвинскому куполу с 494425 до 737575 м³. Однако изменение в 3D-модели параметров переходной зоны и зоны недонасыщения (рис. 3.29) привело к значительному снижению средних значений K_n , относительно стоящих на Государственном балансе, с 0.81 до 0.64 д. ед.

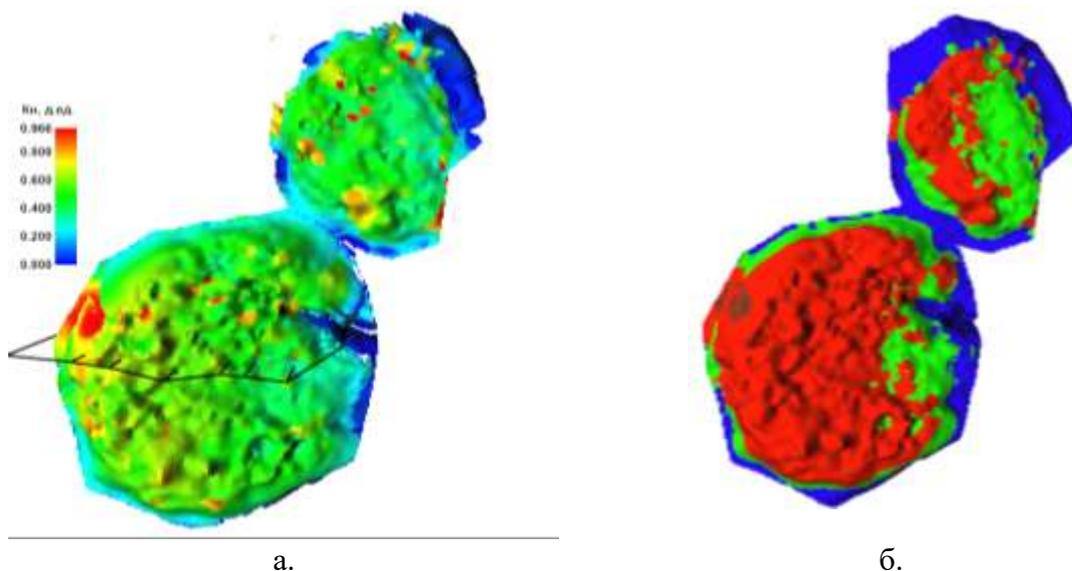


Рис. 3.28. Сравнение 3D-модели распределения нефтенасыщенности; а - 3Д модель по состоянию на 2020 г.; б – 3Д модель с учетом выделения переходной водонефтяной зоны. Уньвинское месторождение нефти. Залежи пласта Бш-Срп.

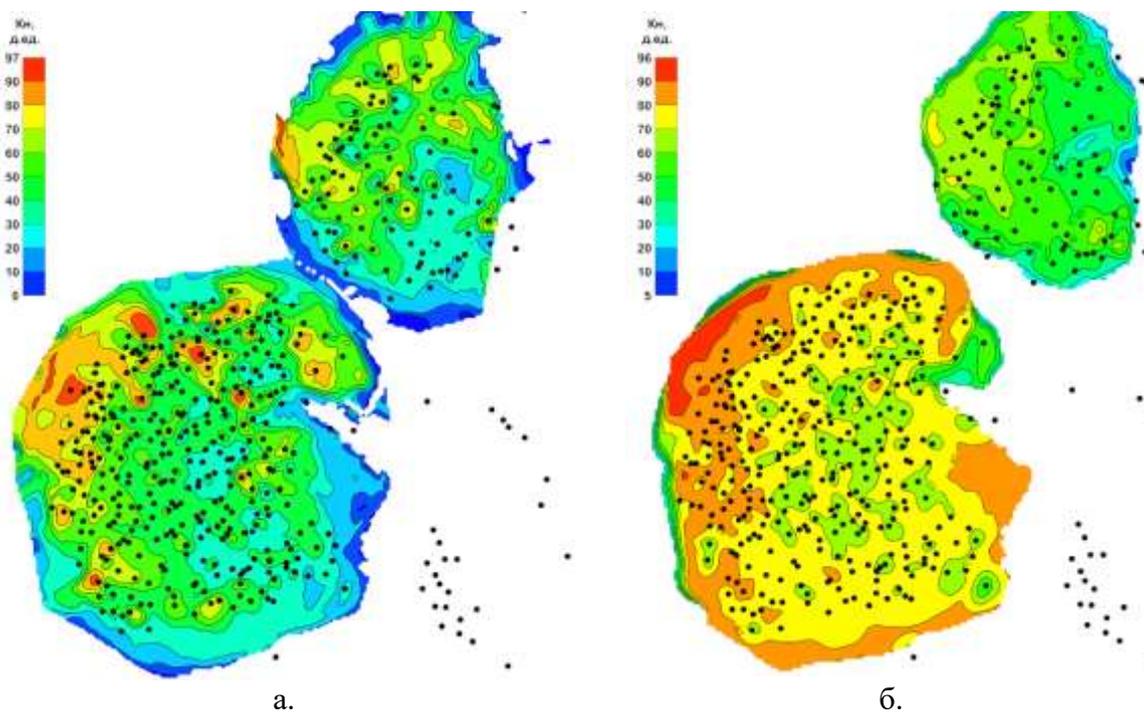


Рис. 3.29. Сравнение распределения нефтенасыщенности; а – карта по состоянию на 2020 г.; б – карта с учетом выделения переходной водонефтяной зоны. Уньвинское месторождение нефти. Залежи пласта Бш-Срп.

Таким образом, в целом по пласту Бш-Срп геологические запасы нефти относительно числящихся на Государственном балансе уменьшились примерно на 7 %. При этом значительно изменилось представление о распределении нефтенасыщенности в пределах объема залежи. Так, согласно полученной 3D-модели, отмечается увеличение мощности переходной зоны и зоны недонасыщения с запада на восток. Зона предельного нефтенасыщения находится преимущественно на западном склоне структуры. Также можно отметить, что ВНК в рамках подсчета запасов утвержден на отметке -1708,1 м, однако согласно результатам испытаний по пласту и данным УЭС пластов-коллекторов должна прослеживаться неровная горизонтальная поверхность контакта, а наклонный контакт с подъемом поверхности с запада на восток [182, 186].

В целом учет параметров переходных воднонефтяных зон при 3D-моделировании залежей пластов Т-Фм и Бш-Срп Уньвинского месторождения показывает, что принципиально изменилось представление о распределении нефтенасыщенности в пределах объема данных залежей, что, несомненно, значительно влияет на проведение технологических расчетов при последующем геолого-гидродинамическом моделировании.

3.7. Построение 3D-модели распределения нефтенасыщенности для залежей сверхвысоковязких нефтей.

Примером территории с высокими перспективами потенциального наращивания добычи УВ является Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция (НГП). Для данной территории добыча нефти обеспечивается активным применением технологий интенсификации добычи, в разработку вовлекаются сверхвязкие нефти [10, 182]. Возможности применения разработанной методики 3D-моделирования распределения нефтенасыщенности в геолого-технологических условиях нефтей с

динамической вязкостью (μ) от 340 до 2000 мПа·с рассмотрены на примере пермокарбонатовой залежи Усинского нефтяного месторождения, которая является одной из наиболее значимых по объему запасов для Тимано-Печорской НГП.

Усинское месторождение в тектоническом плане расположено в пределах северной части Усинского вала в зоне сочленения Колвинского мегавала с Сынъянырдской депрессией. Данная территория характеризуется исключительно сложным геологическим строением, высокой неоднородностью продуктивных пластов, разбитием залежей на отдельные блоки системой трещин [186, 182]. Для данного эксплуатационного объекта нередко потенциальные коллекторы насыщены битуминозно-органическим веществом, что негативно влияет на производительность работы скважин.

В геологическом разрезе пермокарбонатовой толщи встречены как пористые, так и кавернозные интервалы. Согласно исследованиям керн, образование ФЕС коллекторов связано с процессами выщелачивания, что предопределило сложный тип емкостного пространства [160, 186]. На развитие кавернозности геологического разреза указывает часто встречающийся неполный вынос керн. При этом также встречены хорошо работающие интервалы с низкой матричной пористостью, что свидетельствует о влиянии трещиноватости на добычу нефти [205]. Таким образом, залежь в пермокарбонатных отложениях принято рассматривать как единый резервуар трещинно-каверно-порового типа с этажом нефтеносности более 350 м.

В скважинах Усинского месторождения проводился принятый для Тимано-Печорской НГП комплекс ГИС в объеме общих исследований по всему стволу скважин и детальным исследованиям в перспективных интервалах разреза. Исследования проводились как российскими (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»), так и зарубежными («Schlumberger», «Baker Hughes», «ПетроАльянс») компаниями. При этом метод БК во всех

скважинах проведен трехэлектродным зондом в интервалах продуктивных объектов в масштабе глубин 1:200 в 1399 скважинах (77,9%). Многозондовый боковой каротаж проведен в 131 скважине (120 эксплуатационных скважин и 11 оценочных). Данные БК в 17 скважинах (из выборки для интерпретации) забракованы (срывы, фрагментарный брак, некорректные показания). В остальных скважинах качество записи удовлетворительное.

В рамках подсчета запасов углеводородов (2022 г.) по данным ГИС выполнена прогнозная оценка характера насыщения пластов. Необходимо отметить, что для данного эксплуатационного объекта оценка характера флюидонасыщения осложняется изменчивостью коллектора по пористости, сложным строением порового пространства и, в ряде случаев, искажением результатов вследствие проникновения фильтрата бурового раствора в пласт. Вышеуказанные причины приводят к тому, что коллекторы с разным насыщением характеризуются, зачастую, УЭС одного и того же порядка.

В продуктивных пермокарбоневых отложениях Усинского месторождения проанализированы и изучены данные лабораторных исследований керн по 35 скважинам. В целом коллекцию образцов, составленную для продуктивных объектов, можно считать представительной. Для построения зависимости использованы исследования по 1092 образцам керн. По каждому образцу выполнены замеры водонасыщенности на 7 ступенях изменения давления (0; 0,01; 0,05; 0,10; 0,20; 0,50; 1,2 МПа). В результате для построения трехмерного распределения модели $K_v/\sqrt{(k/K_{п})} = f(\sqrt{(k/K_{п})}, H_{уэв})$ проведен анализ 7644 исследованиях. На образцах керн Усинского месторождения выполнены капилляриметрические и ОФП исследования, результаты которых использованы для построения палеток УЭС- $K_{п}$. Для оценки характера насыщения коллекторов выполнено сопоставление результатов

опробования и интерпретации ГИС, получены уравнения зависимостей граничного значения УЭС от $K_{п}$ (рис. 3.30).

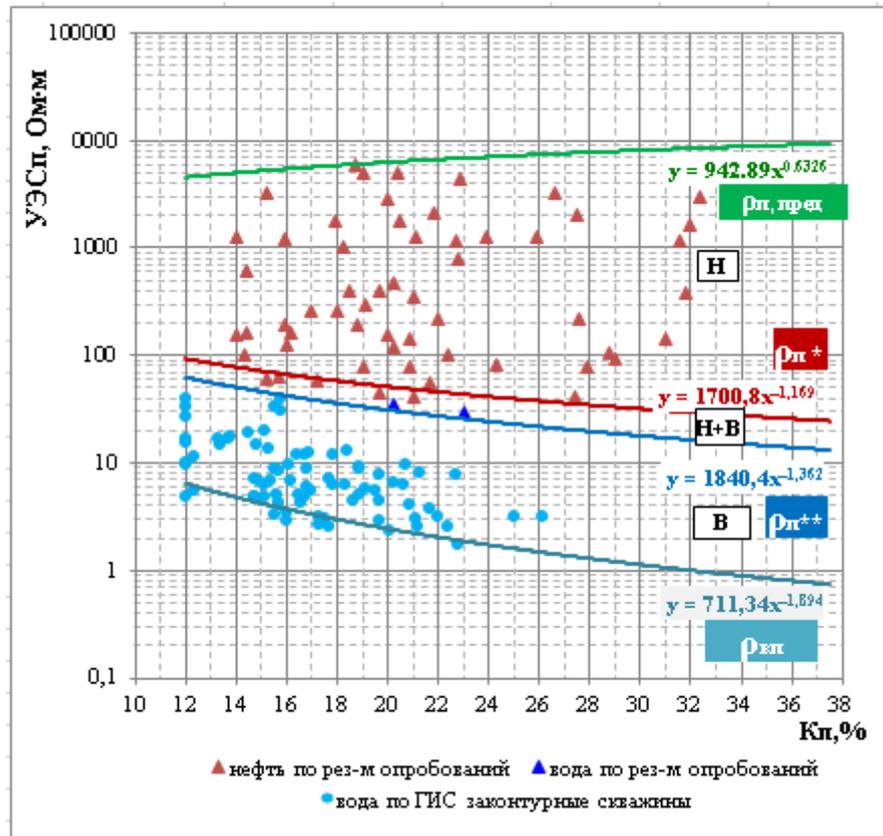


Рис.3.30. Сопоставление УЭС коллекторов разной насыщенности с коэффициентом пористости в интервалах с получением притоков нефти и воды. Усинское месторождение нефти. Пермокарбоновая залежь.

Граничное значение УЭС, разделяющее нефть и воду по результатам испытаний, составляет 40 Ом·м, при этом в диапазоне от 36 до 45 Ом·м находится зона неоднозначного насыщения. В 20 водонасыщенных прослоях (1,7% из 1165 прослоев с определениями УЭС в водонасыщенной части), расположенных по глубине значительно ниже поверхности ВНК, отмечаются повышенные значения УЭС порядка 60 Ом·м, что обусловлено сложным литологическим составом коллекторов и наличием битуминозности.

В скважинах после начала разработки характер начальной насыщенности принимался с учетом принятого начального уровня ВНК, который установлен в диапазоне глубин от -1318,7 до -1337,0 м (средний уровень -1327,0 м). Определение значений K_n при подсчете запасов углеводородов принято по методике Арчи-Дахнова (табл. 3.11).

По результатам исследований коллекторов на экстраированном керне коллектор в целом отнесен к гидрофильному типу, что позволяет применить к данному эксплуатационному объекту разработанную в диссертации методику оценки насыщенности коллекторов. При этом исследования на не экстраированном (или при щадящей экстракции) керне показали, что породы в ряде случаев гидрофобизированы.

Таблица 3.11

Аналитические зависимости определения параметров пористости и насыщения для пермокарбоневой залежи Усинского месторождения нефти.

Залежь	P_n	P_n
Пермокарбоневая	$P_n = 1,0348 \cdot K_n^{-1,894}$	$P_n = K_B^{-2,921}$

На рисунке 3.31 приведены результаты группировки данных в трехмерном пространстве при использовании комплексного параметра $K_B/\sqrt{k/K_n}$. Для построения зависимости использованы исследования по 1092 образцам керна. По каждому образцу выполнены замеры водонасыщенности на 7 ступенях изменения давления (0; 0,01; 0,05; 0,10; 0,20; 0,50; 1,2 МПа). В результате для построения трехмерного распределения модели $K_B/\sqrt{(k/K_n)} = f(\sqrt{(k/K_n)}, H_{у\text{св}})$ проведен анализ 7644 исследованиях. Примененное преобразование позволило сместить значения зоны свободного водонасыщения и зоны недонасыщения к зонам предельного нефтенасыщения и переходной зоне. При этом анализ рисунка 3.31 показывает, что в диапазоне значений $H_{у\text{св}}$ порядка 25-30 м прослеживается значительное влияние капиллярных сил. Причем при

максимальных значениях $K_B/\sqrt{k}/K_{II}$ значения подъема идут с резкой динамикой, а при низких $K_B/\sqrt{k}/K_{II}$ – с более плавной.

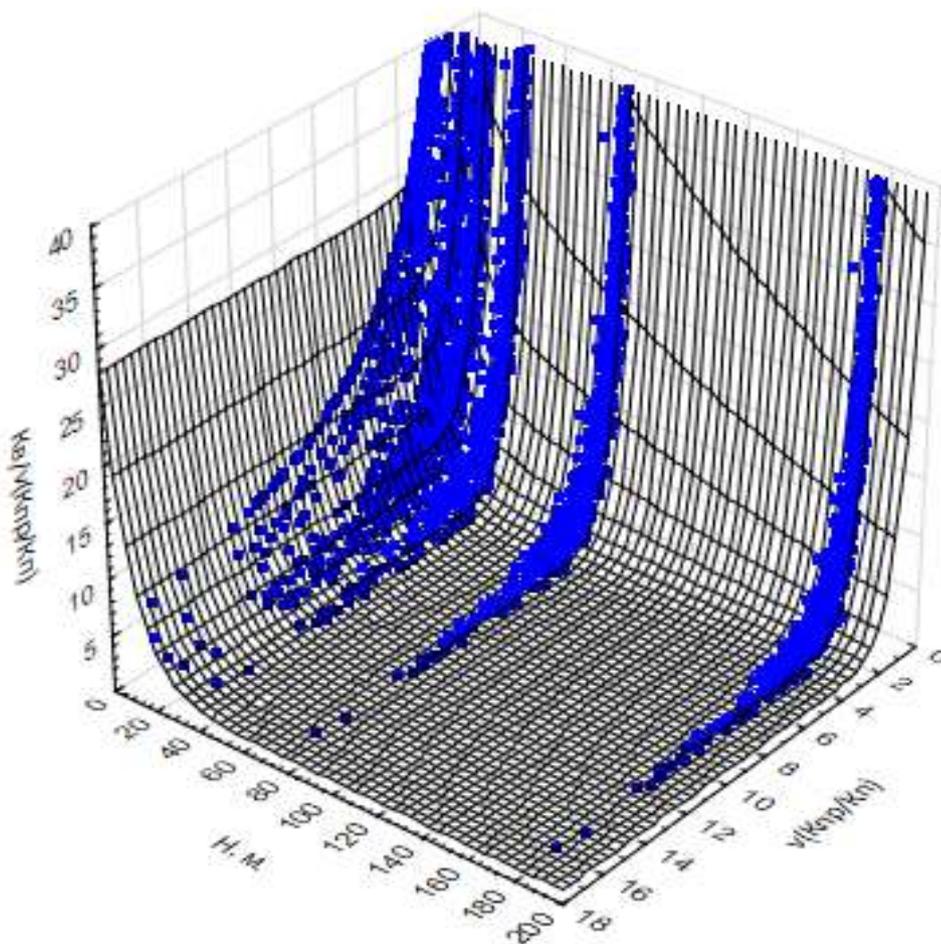


Рис. 3.31. Изменение комплексного показателя $K_B/\sqrt{k}/K_{II}$ в зависимости ФЕС и $H_{усл}$. Усинское месторождение нефти. Пермокарбоновая залежь.

Полученная на основе последовательного квадратичного программирования математическая модель изменения водонасыщенности по высоте залежи описывается уравнением:

$$K_B/\sqrt{k}/K_{II}=200 \cdot (8.981 \cdot \exp(-10.47 \cdot \sqrt{k}/K_{II})+0.13 \cdot \exp(-9.46 \cdot H/100)+1.82 \cdot \exp(-1.65 \cdot \sqrt{k}/K_{II}) \cdot \exp(-0.59 \cdot H/100)+0.007), \text{ при } R=0.98; n=7644 \quad (3.15)$$

Данная зависимость с высокой достоверностью описывает изменение параметра $K_v/\sqrt{k}/K_{\Pi}$ на основе данных метода капилляриметрии в любой точке 3D-пространства. При попытках построения аналогичных прогнозных моделей без преобразований показателя K_v их достоверность, согласно статистическим оценкам, значительно ниже ($R < 0.55$ против $R = 0.98$).

Для оценки достоверности определения полученной модели выполнено сопоставление результатов 3D-моделирования с данными исследований керн (рис.3.32).

Анализ рис.3.32 показывает, что лучшая сходимость модельных представлений и данных керн наблюдается при использовании предложенного в диссертации комплексного параметра $K_v/\sqrt{k}/K_{\Pi}$ (рис. 3.32.а). При использовании коэффициента водонасыщенности (рис. 3.32.б) коэффициент корреляции значительно снижается ($r = 0,66$), что говорит в пользу использования комплексного параметра. При этом между K_v и \sqrt{k}/K_{Π} установлена низкая корреляционная сходимость (рисунок 3.32.в).

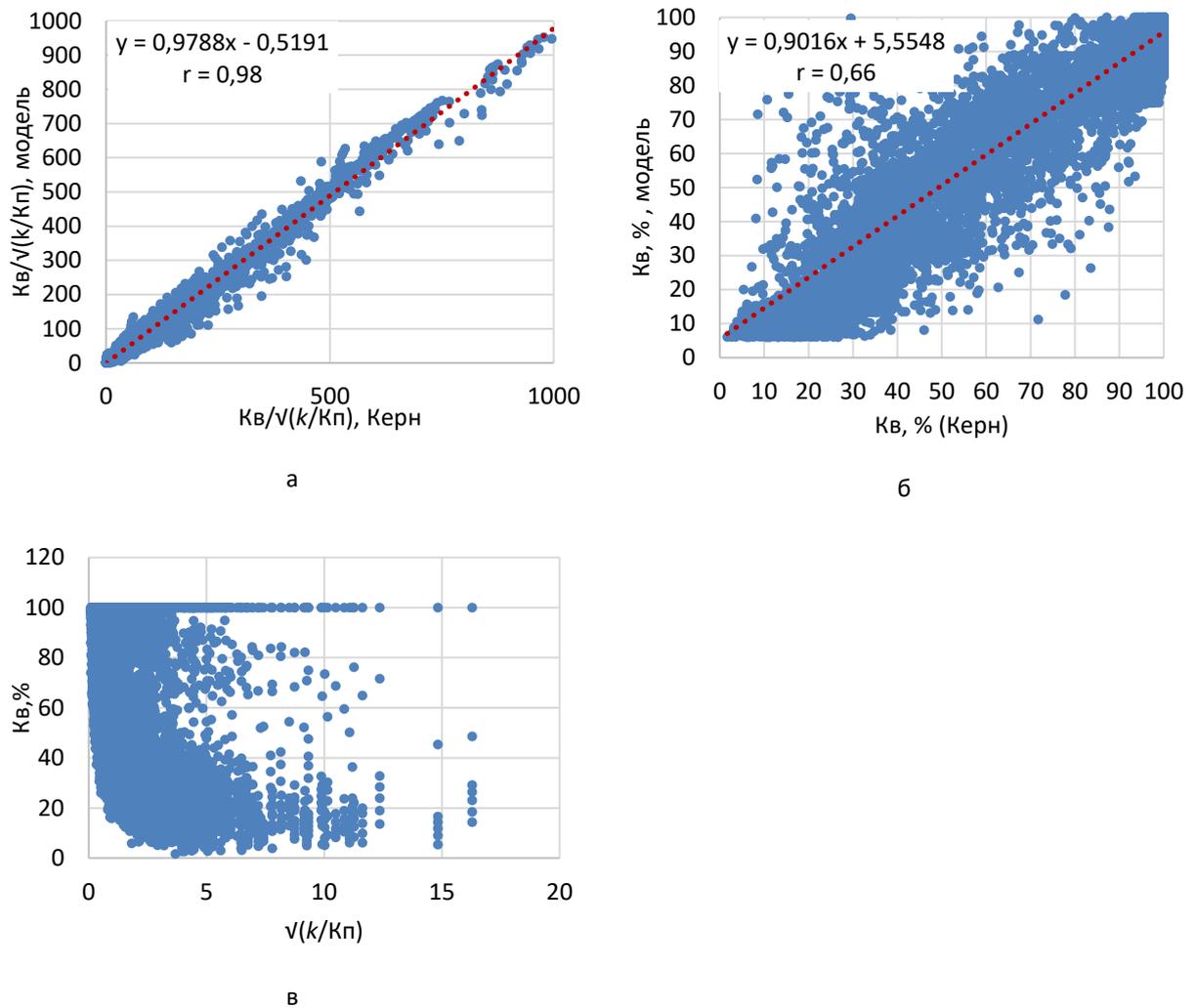


Рис. 3.32. Сопоставление значений комплексного показателя $K_v/\sqrt{k}/K_{п}$ и K_v . а. $K_v/\sqrt{k}/K_{п}$ б. K_v в. $K_v - \sqrt{k}/K_{п}$. Усинское месторождение. Пермокарбонная залежь.

Сопоставление коэффициентов K_v и $K_v/\sqrt{k}/K_{п}$, полученных по модельным зависимостям (3.15) и по данным интерпретации ГИС, приведено на рис. 3.33. Как видно из рисунка 3.33 максимальный коэффициент корреляции между скважными данными и модельными значениями установлен на глубине -1367 м. Однако при этом комплексный параметр $K_v/\sqrt{k}/K_{п}$ увеличивается до глубины -1460 м, что в данном случае связано с резким уменьшением количества определений параметров на данных глубинах ($n < 66$). С учетом этого выполнены комплексные

преобразования коэффициента корреляции $K_B/\sqrt{k}/K_{II}$ и количества определений с их предварительной нормализацией по формуле:

$$\text{компл. пар.} = \text{Norm}(K_B/\sqrt{k}/K_{II}) \cdot \text{Norm}(n) \quad (3.16)$$

Результат выполненных преобразований представлен на рис.3.33, из которого видно, что максимальный уровень данного расчетного показателя наблюдается на глубине -1337 м. Данная отметка может быть сопоставлена с оптимальной глубиной зеркала воды, что соответствует ВНК, обоснованному по результатам испытаний при подсчете запасов.

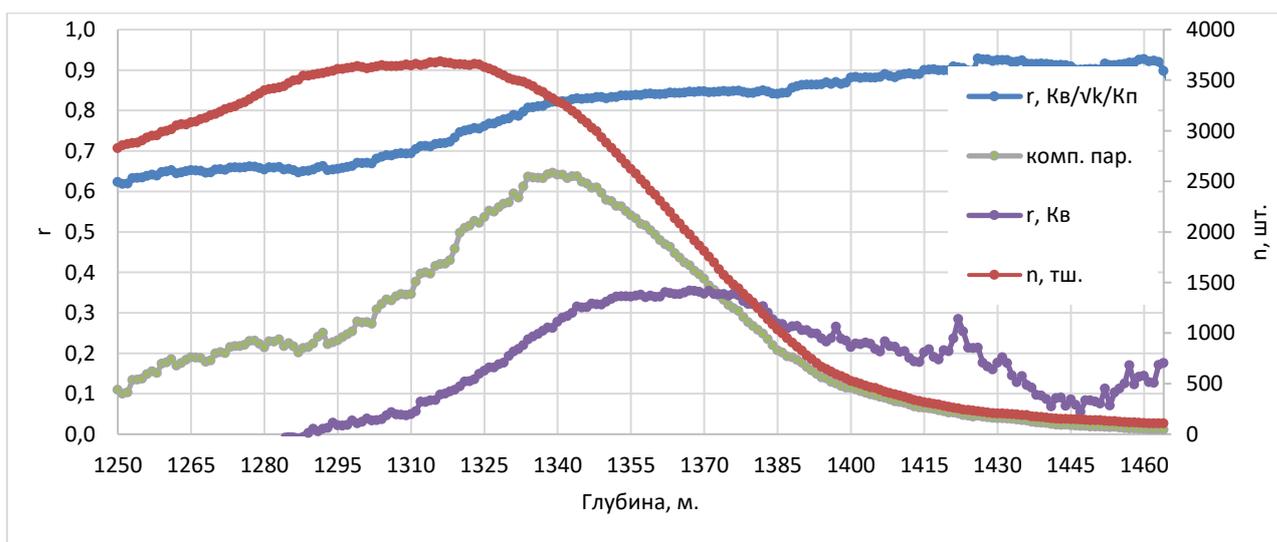


Рис. 3.33. Изменение r от глубины при сопоставлении ГИС – Модель K_B и $K_B/\sqrt{k}/K_{II}$. Усинское месторождение. Пермокарбоновая залежь.

Для подтверждения установленного уровня зеркала воды выполнен поиск закономерностей на основе определения коэффициента корреляции с глубиной, начиная от самой верхней отметки пласта. При этом в качестве параметров использованы УЭС по данным ГИС и K_B , рассчитанные по уравнению Арчи-Дахнова через УЭС. Динамика изменения r с глубиной

представлена на рисунке 3.34. а, из которого видно, что пересечение коэффициентов корреляции с нулевой линией наблюдается именно на глубине -1337 м.

На рисунке 3.34.б в интервале глубин геологического разреза приведены по данным 3D-модели (расчет по формуле 3.16) вероятностные оценки встречаемости различных зон насыщения и уровней, полученные по данным относительных фазовых проницаемостей. Взаимное сопоставление в диапазоне глубин рис.3.33.а и рис.3.33.б показывает, что установленные выше закономерности четко укладываются в различные зоны насыщения. При движении снизу-вверх по глубинам прослеживается зона свободного водонасыщения (25 м). Выше по разрезу последовательно установлены переходная зона и зона предельного нефтенасыщения (суммарно 40 м). Зона недонасыщения согласно данным 3D-моделирования практически отсутствует. В комплексе вышеприведенный анализ показывает, что для пермокарбоневой залежи Усинского месторождения уровень зеркала воды на глубине -1367 м обоснован достаточно надежно.

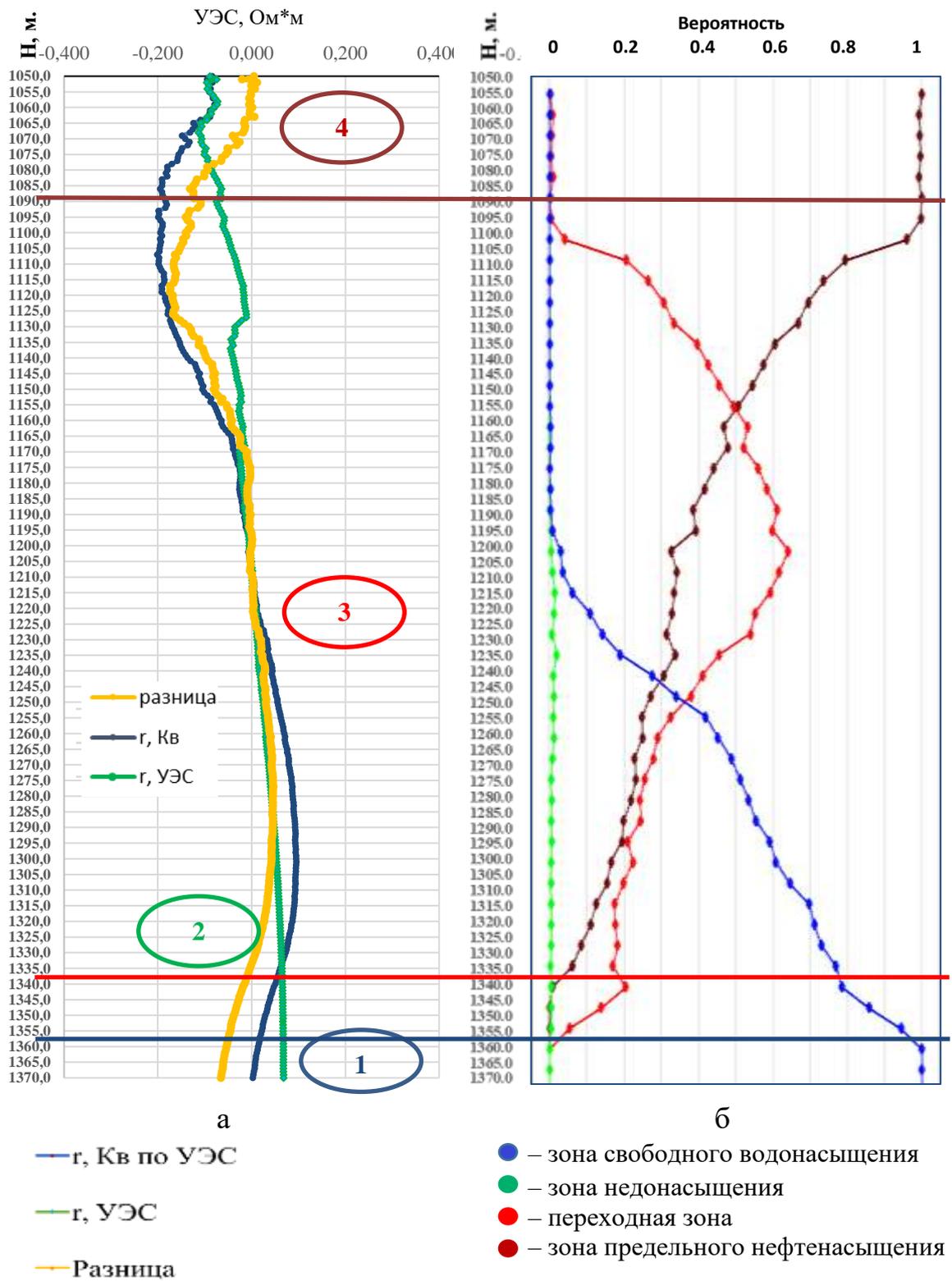


Рис. 3.34. Анализ изменения уровней водонасыщенности. а. – Изменение накопленных коэффициентов корреляции с глубиной, б - вероятности наличия зон в 3D-геологической модели. Усинское месторождение. Пермокарбоновая залежь.

Распределение водонасыщенности в 3D-модели по высоте залежи представлено на рисунке 3.35, из которого видно, что выше отметки зеркала воды отмечается значительная зона с неравномерным подъемом воды в нефтяную часть залежи.

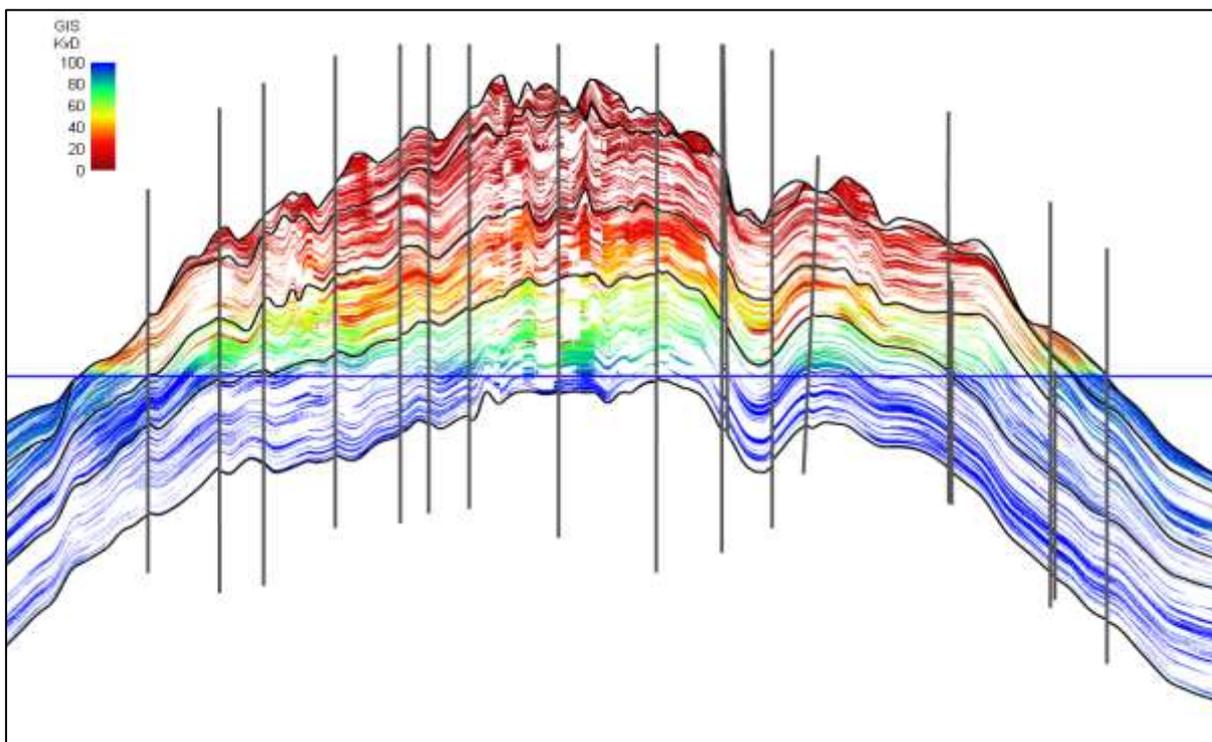


Рис. 3.35. Распределение водонасыщенности. Усинское месторождение. Пермокарбоновая залежь.

Распределение различных зон по высоте залежи также показывает, что выше уровня свободного водонасыщения вверх по разрезу установлена зона сводного водонасыщения и недонасыщения. При этом зона предельного нефтенасыщения занимает только самую верхнюю центральную часть залежи (рис. 3.36). Также из геологического разреза видно, что в краевых частях залежи нефть находится ниже, чем в центральной. В целом результаты выполненного в диссертации 3D-моделирования показывают, что практически вся пермокарбоновая залежь, кроме ее самого верха,

содержит воду в свободной фазе, что подтверждается быстрым обводнением скважин.

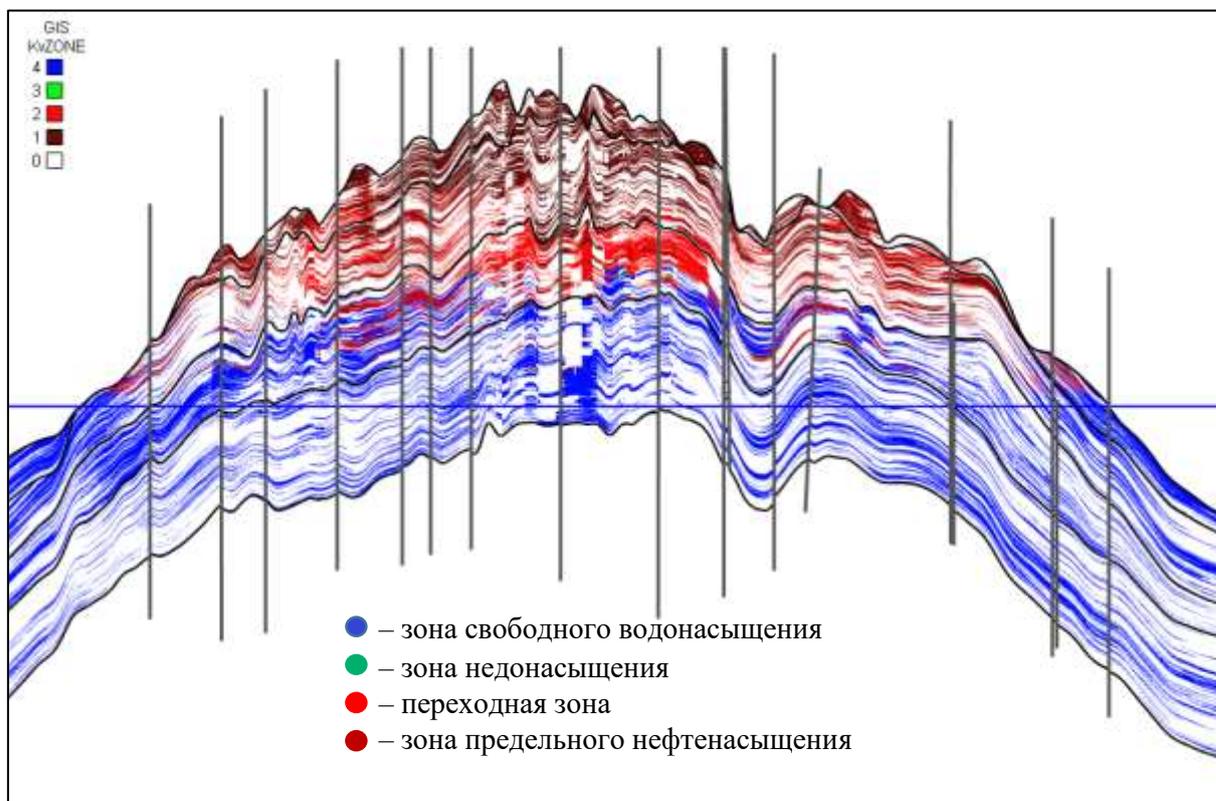


Рис. 3.36. Распределение зон различных типов насыщения. Усинское месторождение, пермокарбоновая залежь.

Анализ структурной поверхности (рис.3.37) между переходной зоной, зонами недонасыщения и свободного водонасыщения показывает, что центральная часть залежи с высокими коэффициентами нефтенасыщенности находится на глубине -1200 – -1170 м. Двигаясь к бортам структуры залежи данная поверхность значительно снижается до глубины -1367 м.

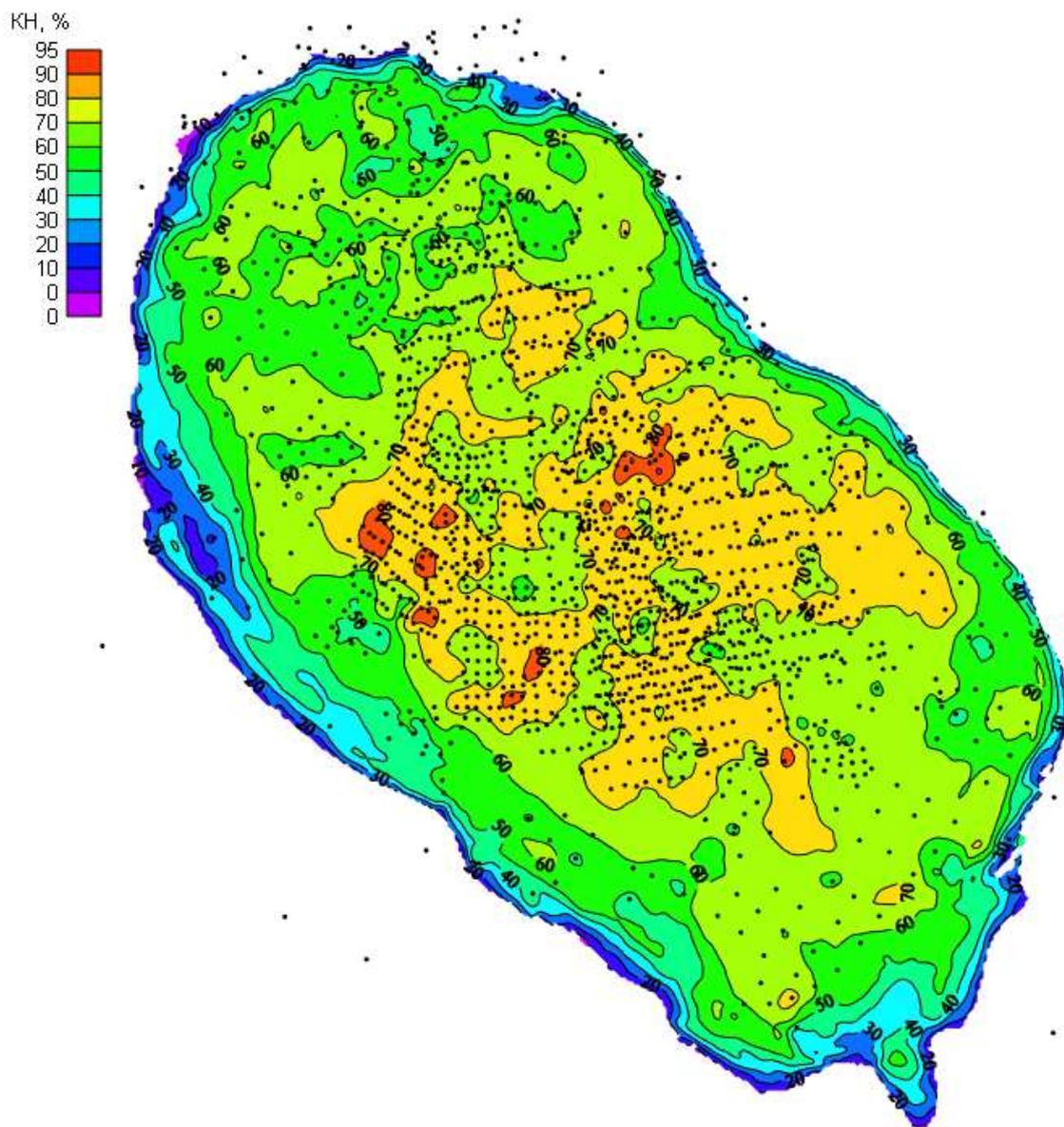


Рис. 3.37. Распределение нефтенасыщенности. Усинское месторождение, пермокарбоновая залежь.

На рисунке 3.38 представлена поверхность, разграничивающая зону свободного водонасыщения + зону недонасыщения и переходную зону + зону предельного нефтенасыщения, что условно можно принять за границу с притоком УВ и без. Из рис. 3.38 видно, что данная поверхность представляет собой перевернутую чашку, при этом центральная часть относительно краевых приподнята на 137 м. Установленное опускание к

бортам вероятно связано с присутствием в краевых частях залежи преимущественно сверхвязкой нефти (в диапазоне от 3000 до 5800 мПа·с), которая в процессе анаэробного окисления опускается на глубину от -1080 м до -1367 м. На западе от купала структуры также отмечается зона с опусканием поверхности, связанная с увеличением плотности трещин и как следствие с трещинной проницаемостью. Данные исследования более подробно описаны ниже по тексту в главе 4.

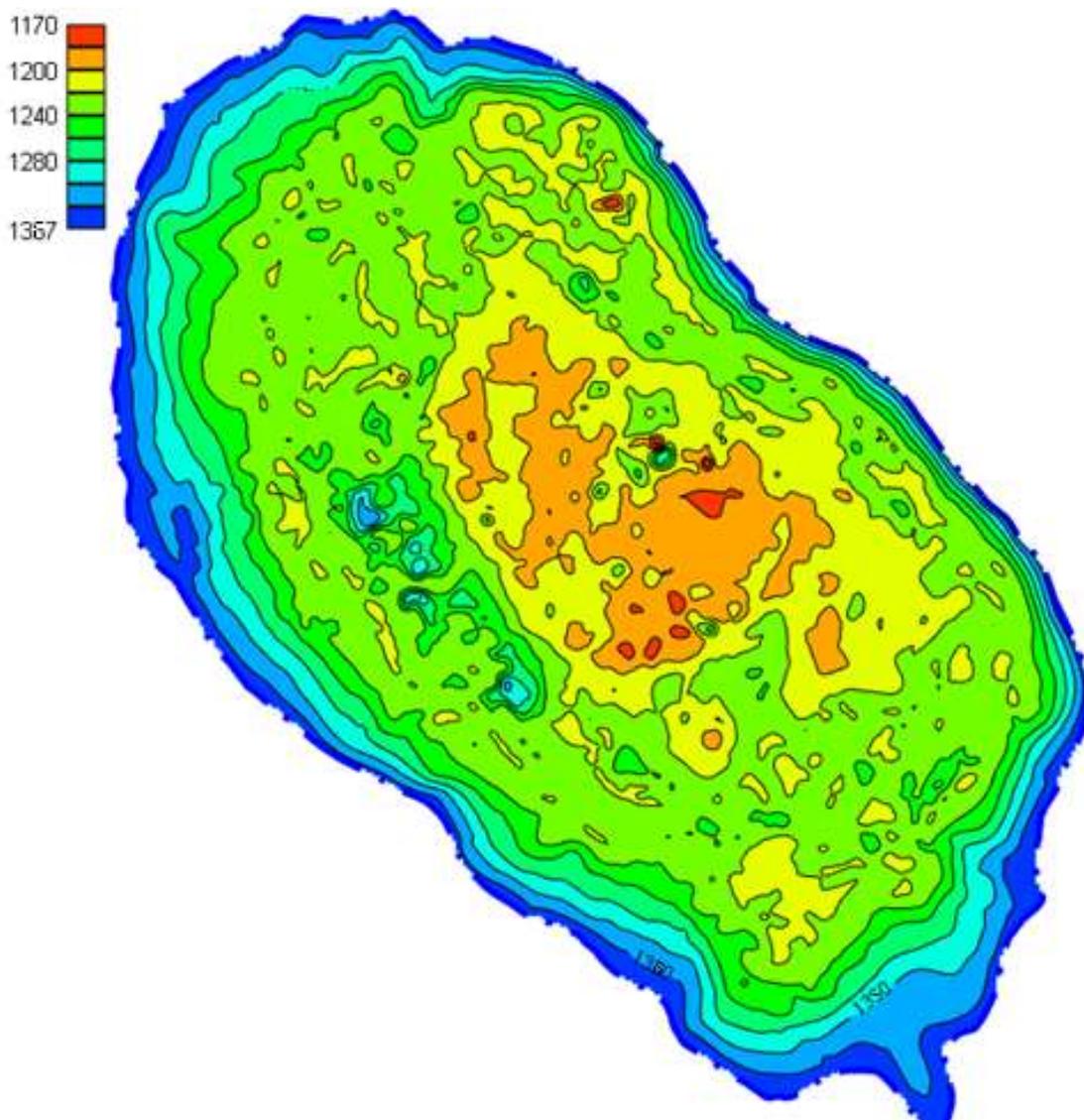


Рис. 3.38. Поверхность, разграничивающая зону свободного водонасыщения + зону недонасыщения и переходную зону + зону предельного нефтенасыщения. Усинское месторождение, пермокарбонвая залежь.

Распределение нефтенасыщенных толщин принятых в подсчет запасов 2023 года и с учетом моделирования переходной зоны представлены на рисунке 3.39.

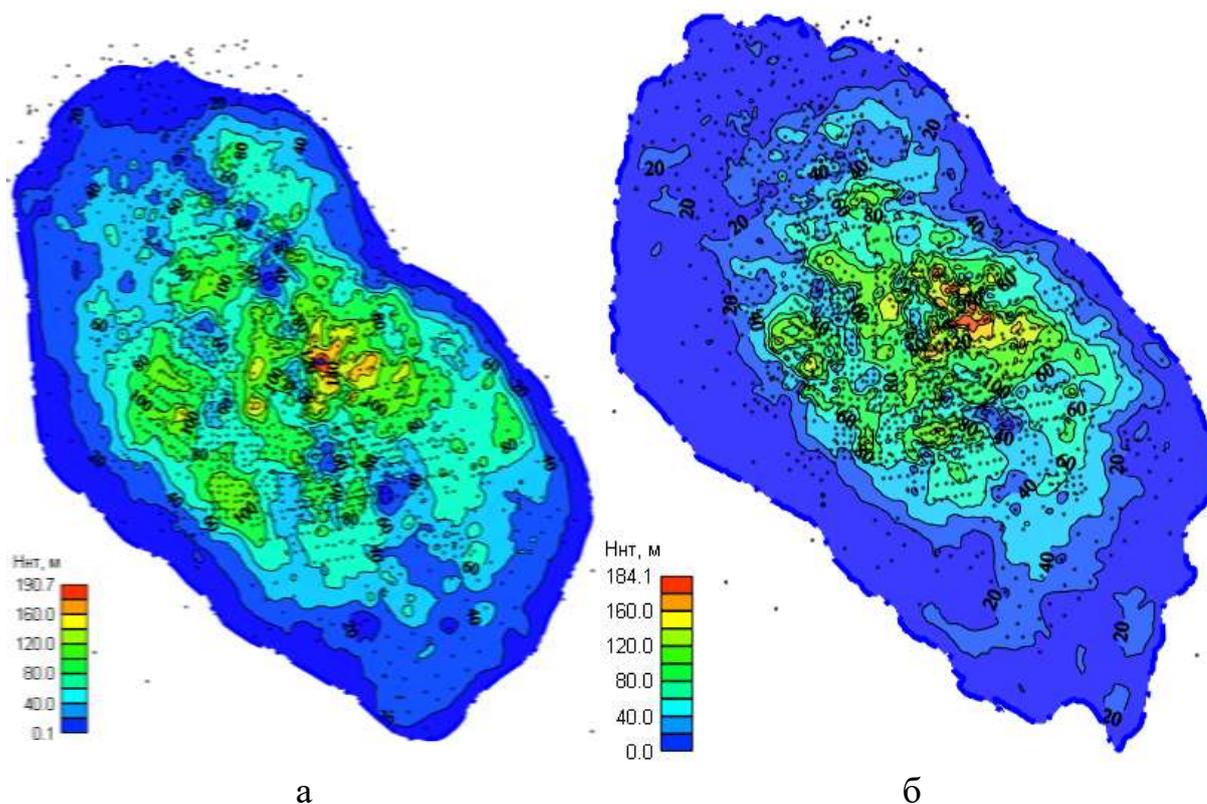


Рис. 3.39. Распределение нефтенасыщенных толщин. Усинское месторождение. Пермокарбоновая залежь. а – принятых в ПЗ 2023г; б – с учетом моделирования переходной зоны.

Таким образом, в целом по пермокарбоновой залежи геологические запасы относительно стоящих на Государственном балансе увеличились на 13,4 % (табл. 3.12).

Изменение подсчетных параметров по методике.
Усинское месторождение, пермокарбоновая залежь.

Параметр	ПЗ 2023	МПЗ	Расхождение, абс. ед.	Расхождение, %
Сравнение с ПЗ 2023				
Нефтенасыщенный объем, тыс. м ³	5 870 449	5 397 174	- 473 275	-8,1
Коэффициент нефтенасыщенности, %	0.74	0.72	- 0.02	- 2,7
НГЗ, у.е.	786 361	705 365	80 996	-10,3
МВМ +МПЗ				
Параметр	ПЗ 2023	МВМ +МПЗ	Расхождение, абс. ед.	Расхождение, %
Нефтенасыщенный объем, тыс. м ³	5 870 449	6 815 591	945 142	+16,1
Коэффициент нефтенасыщенности, %	0.74	0.72	- 0.02	- 2,7
НГЗ, у.е.	786 361	891 733	105 372	+13,4

В целом учет параметров переходных воднонефтяных зон при 3D-моделировании пермокарбоновой залежи Усинского месторождения показывает, что принципиально изменилось представление о распределении нефтенасыщенности в пределах объема данной залежи, что значительно влияет на проведение технологических расчетов при последующем геолого-гидродинамическом моделировании.

ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 3

Проанализированы и доработаны существующие методы построения модели переходной зоны по данным комплексирования методов ГИС и капилляриметрических исследований керна. Для решения данной задачи привлечены методы многомерного математического моделирования, при реализации которых в качестве основного критерия, контролирующего ФЕС пород и, соответственно, влияние капиллярных сил, использован комплексный показатель $\sqrt{(k/K_{п})}$, характеризующий для идеальной пористой среды площадь фильтрации капиллярных каналов.

Разработаны подходы к определению уровня зеркала чистой воды по данным УЭС с построением поверхности водонефтяного контакта в 3D-геологической модели залежи.

Разработанная методика реализована для нефтяных залежей в гидрофильных терригенных и карбонатных коллекторах, а также для пермокарбонатной залежи со сверхвязкой нефтью Усинского месторождения. В результате для всех рассмотренных геолого-геофизических условий построены цифровые 3D-модели распределения начальной нефтенасыщенности коллекторов. Полученные 3D-модели более достоверно отражают неоднородность залежи и могут использоваться как при подсчете запасов, так и при геолого-технологическом моделировании разработки месторождения.

Глава 4. 3D-МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ С УЧЕТОМ ЛИТОТИПИЗАЦИИ ПОРОД НА ОСНОВЕ ТЕХНОЛОГИИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ.

Среди наиболее значимых по объему запасов в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции выделяется пермокарбонатная залежь Усинского месторождения. Согласно результатам изучения керн с помощью петрофизических методов, формирование пустотного пространства в коллекторах этой залежи в основном обусловлено процессами выщелачивания.

Геологический разрез пермокарбонатных отложений на Усинском месторождении имеет явно выраженное циклическое строение, что проявляется в смене литотипов пород. Причем постседиментационная история развития отложений характеризуется разнонаправленными изменениями относительно уровня моря, что определило развитие пустотности различных генераций. В итоге фациальная неоднородность горных пород отразилась на структуре емкостного пространства и ФЕС пород [96, 119, 39].

Пермокарбонатную карбонатную толщу можно отнести к трещинно-каверно-поровому типу с высокой степенью неоднородности, которая, прежде всего, связана с литологическими условиями осадконакопления [41, 60]. Вынос керн указывает на развитие кавернозности геологического разреза. Также встречены интервалы с низкой матричной пористостью, что свидетельствует о влиянии трещиноватости на добычу нефти. [88].

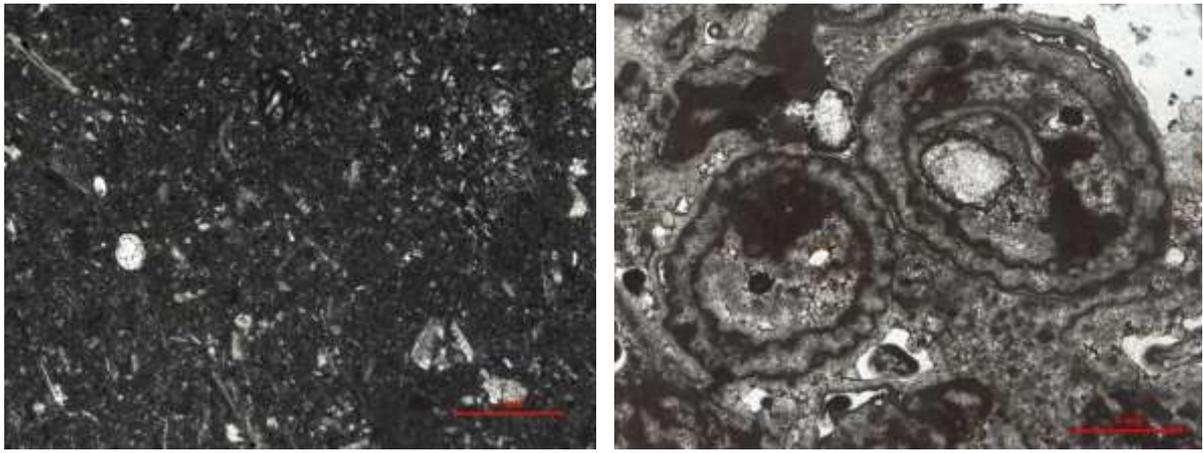
Таким образом, при 3D-моделировании ФЕС коллекторов одним из определяющих факторов является изучение литотипизации пород в объеме залежи.

4.1. Принципы выделения литологических типов пород пермокарбонтовой залежи Усинского нефтяного месторождения.

В мировой практике при выделении литологических типов пород используются различные критерии по признакам зернистости, вторичной трещиноватости и др. Наибольшее применение для территории Тимано-Печорской НГП нашла система классификации литотипов Р. Данхема [232]. Выделяются два основных типа карбонатных отложений: баундстоуны и биокластовые известняки. В баундстоунах исходные компоненты пород сцементированны в процессе седиментации. Биокластовые известняки представляют собой обломки организмов и микритового материала (вак-, пак-, мадстоуны и др.) [61, 131].

Основой для литофациальной геологической модели являются керновые исследования скважин. Для изучаемой залежи они проведены в атмосферных условиях на 7855 стандартных образцах ($d=30$ мм), ориентированных параллельно напластованию. Также проведены исследования на 1416 полноразмерных образцах ($d=64$ мм, $d=110$ мм). Коллекторы представлены известняками, доломитизированными известняками и их переходными разностями. Трещины преимущественно вертикальные, открытого типа или выполнены мелкозернистым кальцитом. Раскрытость трещин 0,005-0,600 мм.

На основе классификации Р. Данхема проведен анализ более 1000 шлифов для пермокарбонтовой залежи Усинского месторождения [160, 174], целью которого было установление связи литологии пород с ФЕС. На рис. 4.1 представлены шлифы, отражающие структуру емкостного пространства различных литотипов.



а

б

Рис. 4.1. Фотографии шлифов для литотипов вакстоун (а) и баундстоун (б). Усинское месторождение. Пермокарбоновая залежь.

Мад-, вак-, пак-, грейн-, флаут- и рудстоуны, состоящие из биогенного и обломочного материала, не скреплены во время накопления. Они различаются типом цементации и размерами зерен. На рис.4.1.а представлен шлиф непроницаемого рудстоуна. Баундстоуны отличаются биоморфной цельносkeletalной структурой, представленной на рис.4.1.б для кавернозно-пористого баундстоуна. Доломитизированный известняк (кристаллический карбонат по Данхему [9]) отнесен к отдельному типу, так как первичная структура в нем не распознается.

Анализ керна показал, что проницаемость руд-, пак-, грейн- и флаутстоунов низкая (до 50 мД), а мадстоунов составляет от 50 до 200 мД. Баундстоуны характеризуются трещиноватостью и широким диапазоном варьирования проницаемости. Значения проницаемости более 1000 мД обнаружены у баундстоунов и доломитизированных известняков. Доломитизированные карбонаты имеют поровую структуру, баундстоуны – порово-каверновую. Структура пустотности и ФЕС пород связаны с их минеральным составом [174].

4.2. Анализ кондиционности массива данных исследований керна и ГИС. Подготовка массива данных BigData для реализации технологии машинного обучения.

В последние годы технологии машинного обучения эффективно применяются в различных областях народного хозяйства. В нефтегазовой отрасли они широко используются для дифференциации пород по коллекторским свойствам и оценки влияния литологии пород на производительность скважин [137, 70, 74, 157]. Модель машинного обучения заключается в трансформации исходных данных на основе методов многоклассовой классификации. Основными этапами машинного обучения являются:

1. Подготовка данных для обучения нейронной сети;
2. Машинное обучение нейронной сети на обучающей выборке;
3. Выполнение прогнозных расчетов выделения коллекторов по всем скважинам;
4. Анализ и проверка результатов расчетов выделения коллекторов на имеющихся данных.

Для последовательной реализации данных этапов необходимым условием является большой массив исходной информации (BigData). При этом на этапах подготовки данных и обучения нейронной сети на скважинах с отбором керна, должны быть построены математические модели, увязывающие информацию между керном, и ГИС. Как было показано выше для изучаемой залежи проведены керновые исследования 7855 стандартных ($d=30$ мм) и 1416 полноразмерных ($d=64$ мм, $d=110$ мм) образцов керна. На основе моделей, полученных на обучающей выборке по скважинам (интервалам), по ГИС выполняется прогноз выделения коллекторов во всем объеме залежи. С учетом этого первоочередной задачей на этапе подготовки

данных для обучения нейронной сети является выделение информативного комплекса ГИС для решения поставленных задач [155].

Для территории Тимано-Печорской нефтегазовой провинции применяется стандартный набор геофизических исследований скважин (ГИС), который включает в себя: измерение диаметра скважин (ДС); метод собственной поляризации (ПС); гамма-каротаж (ГК); нейтронный-гамма или нейтрон-нейтронный каротаж (НК); акустический каротаж (АК).

Полный комплекс ГИС был проведён только в 22% скважин (320 из 1438). Кроме того, в 104 скважинах были проведены дополнительные исследования методом гамма-гамма плотностного каротажа (ГГК-п).

Полнота выполнения комплекса и качество измерений в каждой из скважин зависят от технического состояния ствола, качества подготовки к исследованиям скважинной и измерительной аппаратуры. Анализ промысловой информации показал, что в 40 % случаев обязательный комплекс либо не выполнен, либо полученные материалы низкого качества, что не позволяет их использовать для поставленных задач. В скважинах с кондиционной записью ГИС определение общей пористости коллекторов осуществлялось по комплексу данных «НК–АК» или «НК–ГГК-п». В целом по данным ГИС и керна имеется большой массив информации (BigData), который может быть использован для реализации технологий машинного обучения.

Подготовка исходных данных — это важный этап, который позволяет улучшить качество обучения нейронных сетей, сделать результаты более достоверными и сократить время, необходимое для решения задач. Чтобы достичь этого, нужно последовательно выполнить ряд действий:

- приведение мнемоник кривых методов ГИС к единым названиям;
- стандартизация кривых ГИС;

- получение попластовых кривых ГИС;
- нормализация кривых ГИС.

Одной из проблем практического применения методов машинного обучения является применение в цифровых базах данных различных наименований кривых методов ГИС. Это объяснимо использованием различных программных продуктов при интерпретации ГИС в разный временной период и различными сервисными организациями. В таблице 4.1 приведены названия мнемоник всех методов, встречаемых на месторождении, которые будут использоваться в дальнейшем для пакетной обработки и выполнения обучения нейронной сети.

Таблица 4.1

Набор мнемоник, приводимых к единому названию.

название кривой ГИС	Названия, встречаемые в фонде скважин Усинского месторождения
ГК	gk1, ГК_об, gr, gk, hcgr, gamma, гамма_каротаж
АК	dt1, акред, dtco, dtc, dt, dtp, dtac, АК, DTAC
ГГК-п	density1, ГГКП_РЕД, density, DTP, zden, rhoz, zdnc, ggkb, plot, ggk2, rhob
НК	ngk1, нгк_об, нгкрасч, ngk, nnkb, cftc, lsn, nktb, nknb, nkt, nkt1, nkn, ннкб, ННКтб
ПС	sp1, sp, ps, пс, SPDH
ДС	ds1, ДС, ds, cali, ds\$, calx, CAL4, HСAL, CAL

Для интерпретации и анализа данных в комплексе по всем методам одновременно необходимо привести к единым мнемоникам весь фонд скважин. Для решения данной задачи автором диссертации написан скрипт на встроенном языке программирования, позволяющий проверять наличие всех встречаемых названий кривых. При нахождении соответствующего

названия происходит создание и запись кривой с соответствующей обобщенной принятой мнемоникой. В случае появления двух одинаковых названий в одной скважине выбирается первое по значимости название мнемоники. Так проведена переиндексация по всему фонду скважин с методами ГИС (ГК, АК, ГГК-п, НК, ПС, ДС). При отсутствии информации в скважинах по методам ГИС производилась идентификация и запись результатов в текстовый файл. Для выполнения процедуры автоматического поиска и переименования всех названий автором диссертации написан модуль программного кода, реализованной в ПО «ПРАЙМ».

Стандартизация данных ГИС в диссертации выполнена на основе кунгурского яруса пласта Р1к с контрастными границами и однородными морфологическими свойствами. Данный пласт аргиллитов прослеживается во всех скважинах и является опорным пластом (репером) при выполнении стандартизации методов на основе расчета двойного разностного параметра при интерпретации ГИС. При стандартизации данных определялись математическое ожидание и среднеквадратическое отклонение. Данные статистические величины в пределах пласта Р1к позволили выполнить нормировку каротажных кривых по всей толще продуктивных отложений пермокарбоновой залежи Усинского месторождения. Стандартизация, а также визуальный анализ результатов, выполнялись в модуле «многоскважинные гистограммы» ПО «ПРАЙМ». Окно работы программы для построения гистограммы по каждой скважине в одном окне представлено на рисунке 4.2.

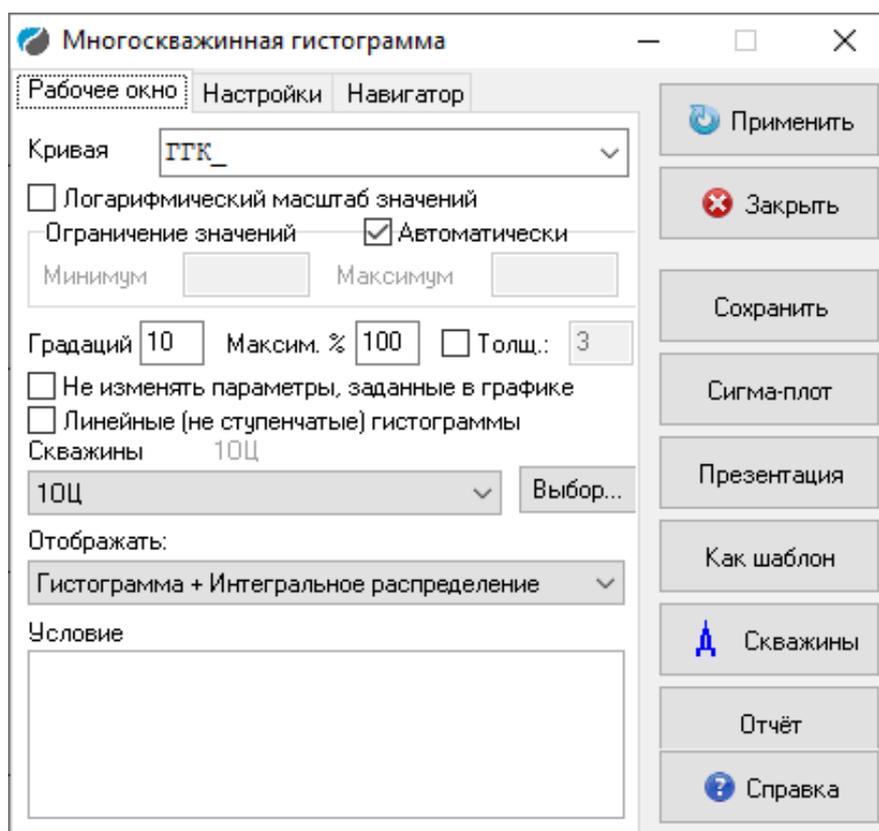


Рис. 4.2. Окно работы программы построения гистограмм в модуле ПО «ПРАЙМ».

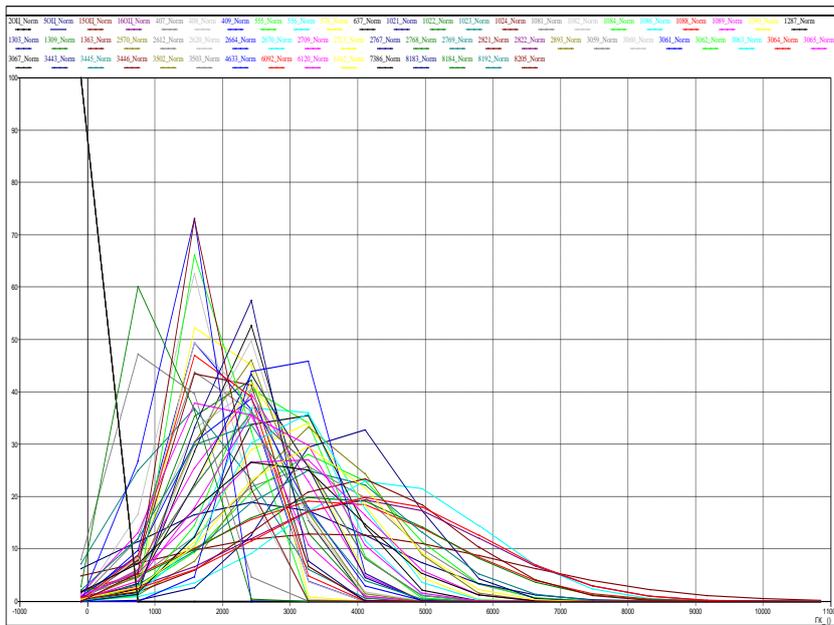
В таблице 4.2 представлены номера опорных скважин и методов ГИС, по которым выбирались рассчитанные статистические характеристики, принимаемые в качестве опорных для стандартизации кривых ГИС. Данные скважины и их статистические параметры оценивались, руководствуясь следующими принципами:

- математическое ожидание находится посередине группы имеющихся значений по всем скважинам метода ГИС;
- гистограмма опорной скважины отображает общую закономерность большинства скважин;
- распределение по скважине имеет минимальное среднеквадратическое отклонение.

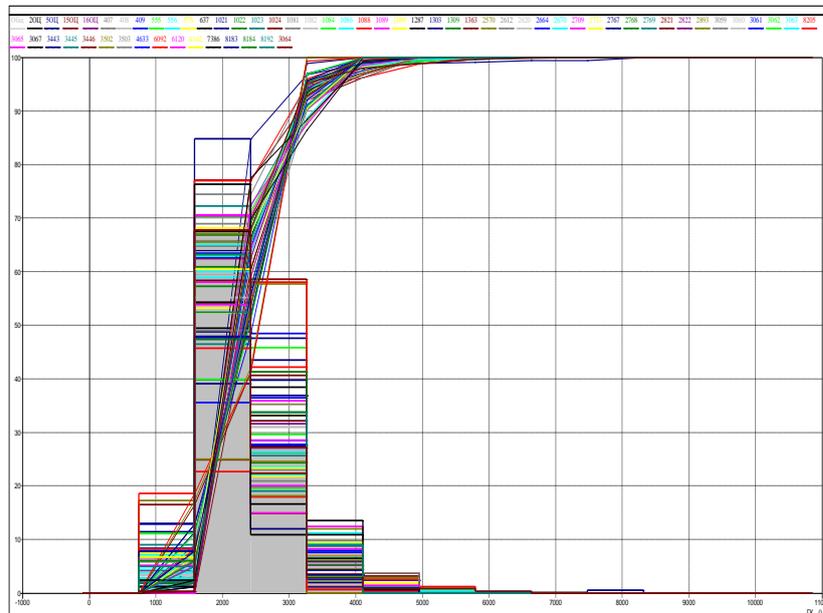
Статистические геофизические
характеристики опорных скважин.

метод ГИС	№ скважины	математическое ожидание	среднеквадратическое отклонение
ГК	11	567	23
НК	11	8911	127
ГГК-п	3438	114	10
АК	3061	351	57
ПС	3061	59	1,26
ДС	11	0,2459	0,07

Примеры результатов стандартизации кривых ГИС методов ГК и ПС представлены на рисунках 4.3, 4.4.



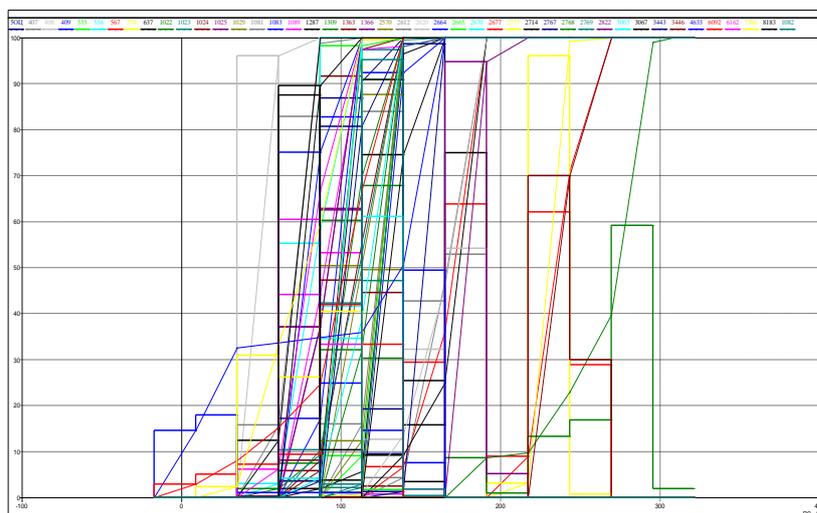
а.



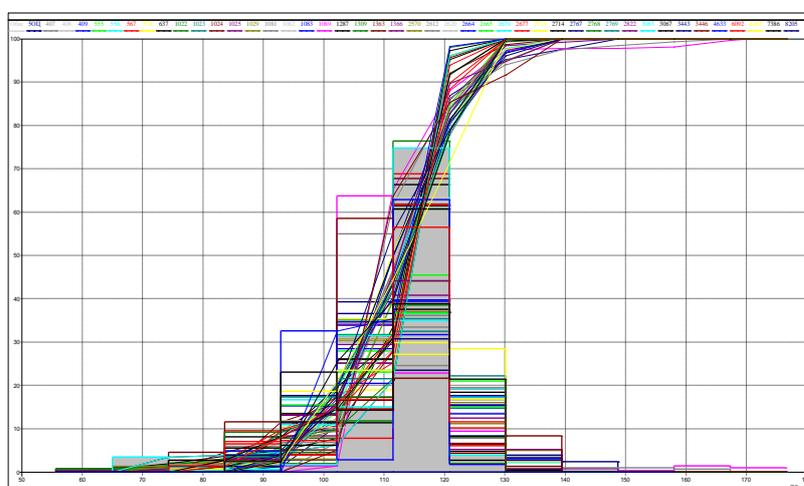
б.

Рис. 4.3. Стандартизация данных метода ГК.

а - данные ГК до нормировки; б - данные ГК после нормировки.



а.



б.

Рис. 4.4. Стандартизация данных метода ПС.

а - данные ПС до нормировки; б - данные ПС после нормировки.

Необходимость этапа нормализация данных обусловлена тем, что исходные значения признаков могут изменяться в различном диапазоне и отличаться друг от друга на несколько порядков. Дисбаланс между значениями признаков может вызвать неустойчивость работы модели, ухудшить результаты обучения и замедлить процесс моделирования. Параметрические методы машинного обучения (нейронные сети, метод «растущих деревьев») требуют симметричного и унимодального распределения данных. Метод «ближайших соседей», часто используемый

в задачах классификации и иногда в регрессионном анализе, также чувствителен к диапазону изменений входных переменных. Таким образом, работа аналитических моделей машинного обучения с такими показателями является заведомо некорректной. Результатом нормализации данных в диссертации являлось приведение всех числовых значений входных признаков к области их изменения от 0 до 1, что позволило обеспечить корректную работу вычислительных алгоритмов.

Задача интерпретации ГИС по выделению коллекторов по прямым качественным и косвенным количественным критериям сводится к так называемой «попластовой интерпретации», т.е. к выделению единичных пропластков коллекторов и непроницаемых пород. Поэтому, помимо нормализованных непрерывных данных ГИС [141,164], основным источником входящих данных для настройки нейронных сетей должны являться дискретные кривые, которые представлены значениями по разрезу с однородными свойствами. Соответственно, перед реализацией машинного обучения непрерывные кривые ГИС должны быть преобразованы в дискретные. Для получения попластовых (дискретных) кривых в диссертации последовательно выполнены следующие задачи:

1. С помощью написанного автором в среде ПО «ПРАЙМ» специального модуля проведено автоматическое выделение границ пропластков по одной или нескольким непрерывным кривым ГИС. В результате получены попластовые колонки контрастных границ изменения кривых. Основной модуль программы – OPEN\AUTOINTERLAYEREX.DLL, вызываемая функция – NewBeddingColumn;

2. Для получения дискретных значений кривых в каждом выделенном пропластке написана программа автоматического снятия средних отсчетов с кривой одного из метода ГИС, по которому проводилось выделение границ пропластков.

В результате реализации данных этапов для всех скважин в пределах разреза пермокарбонной залежи выполнено переформатирование информации с непрерывных кривых ГИС в дискретные с разбиением на пропластки с одинаковыми количественными значениями. Результаты представлены на рис. 4.5.

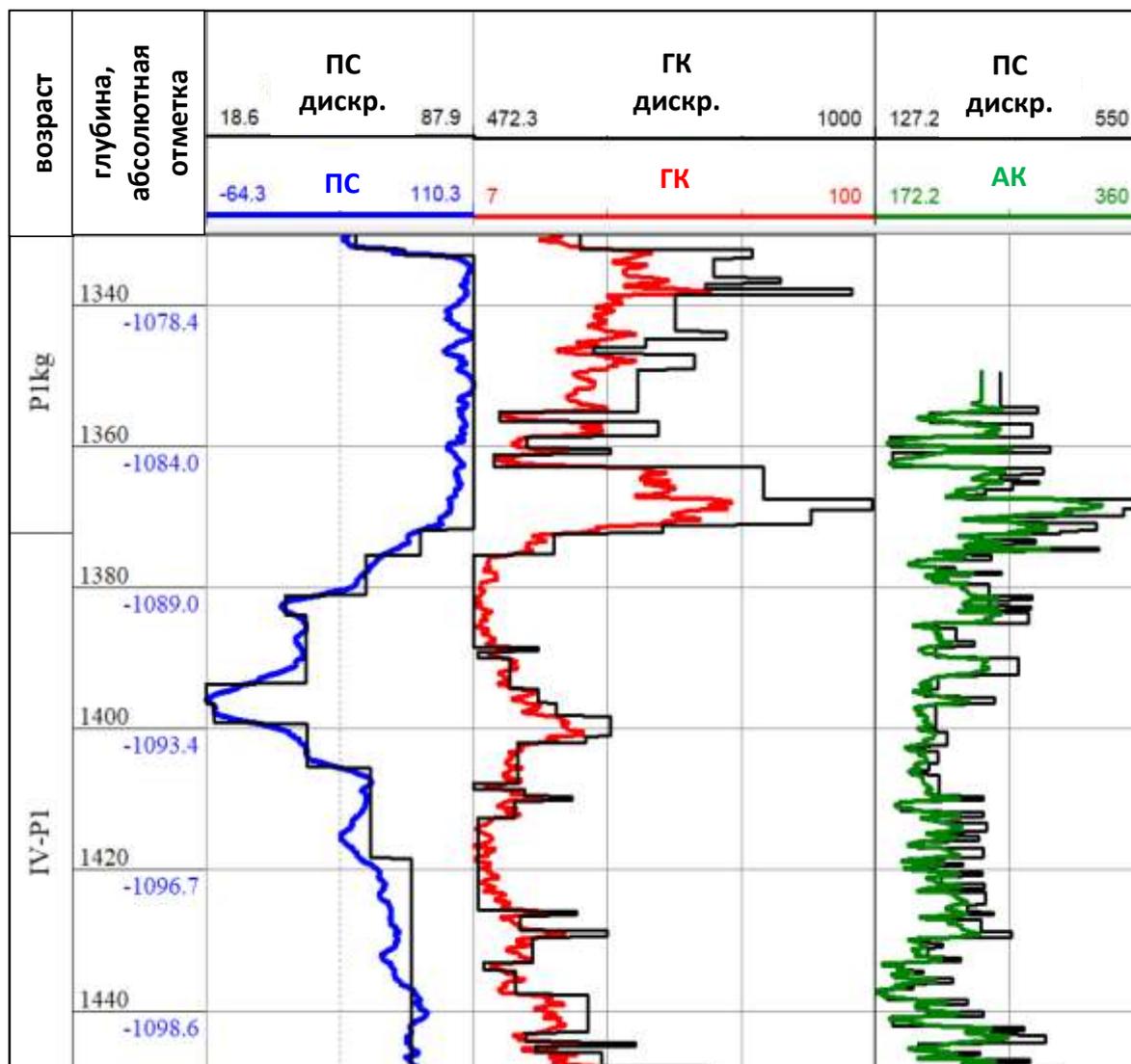


Рис. 4.5. Результат попластовой обработки интервала скважины комплексом методов ГИС.

В диссертации при решении поставленных задач использовался стандартный комплекс ГИС, включающий измерение ДС, ПС, ГК, НК, АК.

Важно подчеркнуть, что из всех шести методов ГИС только в 22% скважин (320 из 1438) были проведены все необходимые процедуры.

Также в 104 скважинах были проведены дополнительные исследования с использованием метода гамма-гамма плотностного каротажа (ГГК-п).

В анализе данных использовано 581 непрерывных и 544 попластовых кривых метода АК, проведенных по скважинам; 1146 непрерывных и попластовых кривых ДС; 1287 непрерывных и 1246 попластовых кривых ГК; 1145 непрерывных и 1113 попластовых кривых ПС; 932 непрерывные и 865 попластовых кривых НК; 288 непрерывных и 166 попластовых кривых ГГК-п.

4.3. Машинное обучение нейронной сети на обучающей выборке с прогнозом выделения пластов-коллекторов в 3D-модели залежи

Для реализации технологии машинного обучения в диссертации применена технология нейронных сетей с использованием ПО «ПРАЙМ» [156], применяемые при этом настройки нейронных сетей представлены на рисунке 4.6. При реализации машинного обучения использовались 2 типа входных данных: непрерывные стандартизированные кривые ГИС (ГК_Norm; АК_Norm; ПС_Norm; НК_Norm; ГГК_Norm; ДС_Norm) и попластовые непрерывные кривые (ГК_ИТОГ_Norm; АК_ИТОГ_Norm; ПС_ИТОГ_Norm; НК_ИТОГ_Norm; ГГК_ИТОГ_Norm; ДС_ИТОГ_Norm).

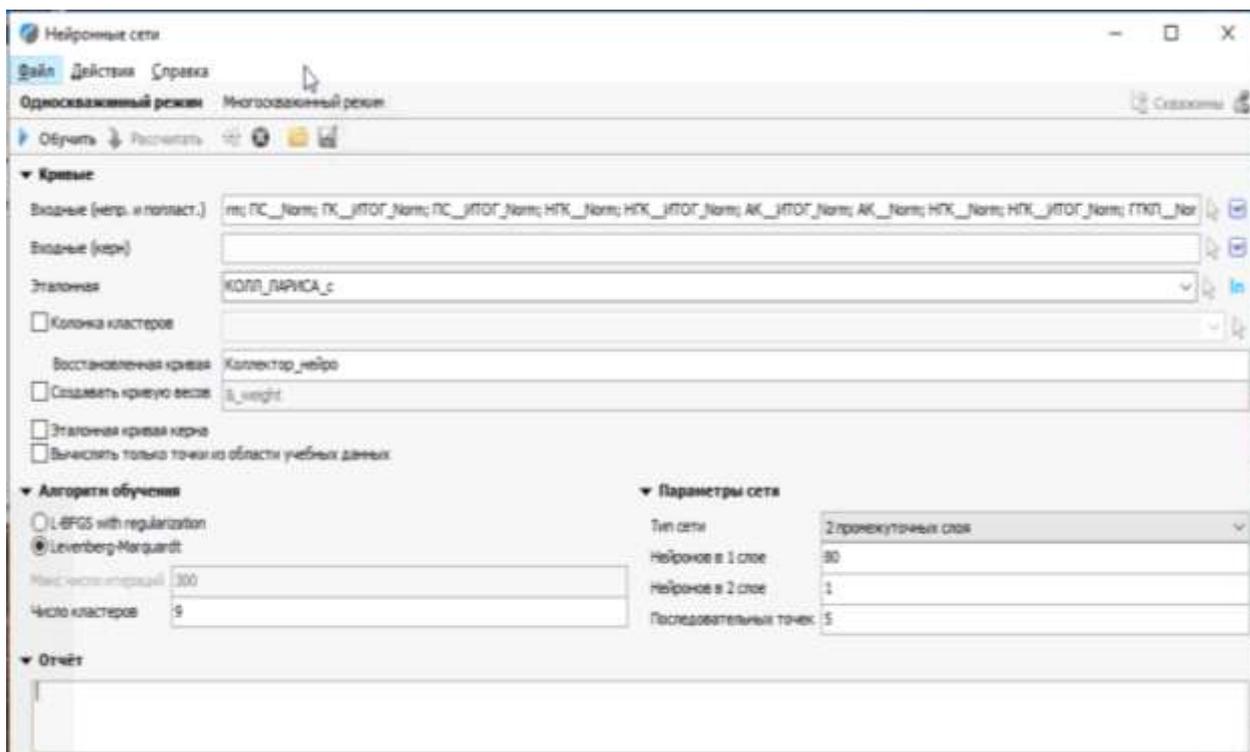


Рис. 4.6. Окно программы ПО «ПРАЙМ» модуля нейронные сети.

В настройках ПО «ПРАЙМ» входными данными, попадающими на первый слой нейронной сети, являются непрерывные, пластовые кривые ГИС и результаты интерпретации данных по керну. Эталонными являются данные, на которые настраивается и обучается нейронная сеть. Эталонная кривая выделенных коллекторов принимается на основе интерпретации ГИС, выполненной специалистом при стандартной процедуре интерпретации.

В обучающую выборку вошло 122 скважины № 1ОЦ, 2ОЦ, 4ОЦ, 5ОЦ, 6ОЦ, 7ОЦ, 8ОЦ, 9ОЦ, 1, 15, 15ОЦ, 16ОЦ, 17ОЦ, 368, 407, 408, 409, 555, 556, 567, 568, 570, 578, 637, 1013, 1021, 1022, 1023, 1024, 1025, 1029, 1081, 1082, 1083, 1084, 1086, 1088, 1089, 1090, 1107, 1108, 1109, 1287, 1303, 1309, 1344, 1363, 1366, 1505, 1506, 1508, 1553, 1571, 2570, 2610, 2611, 2612, 2620, 2664, 2665, 2670, 2677, 2709, 2713, 2714, 2767, 2768, 2769, 2821, 2822, 2893, 2952, 2955, 2957, 2966, 3035, 3059, 3060, 3061, 3062, 3063, 3064, 3065, 3066, 3067, 3146, 3443, 3444, 3445, 3446, 3500, 3501, 3502, 3503, 3504, 3506, 4633, 5002,

5020, 5108, 5300, 5317, 6092, 6120, 6162, 7081, 7364, 7384, 7386, 8171, 8183, 8184, 8192, 8205, 9280, 20070, 20071, 20072, 20073, 20076, 20076_1, 20078, 20078_1.

Настройки при обучении нейронной сети связаны с вычислением точки из области учебных данных. Расчет кривой будет происходить только в точках, которые находятся в области, ограниченной точками учебных данных. Если опция отключена, то расчет будет производиться во всех точках. При этом в точках, не использованных при обучении, возможно некорректное восстановление кривой, т.к. за пределами области обучения модель может повести себя неожиданно. Для успешного восстановления кривых желательно проводить обучение на достаточно представительной области значений (по возможности в полном диапазоне изменения входных и результирующей кривых).

При настройке обучения нейронных сетей важным вопросом является выбор алгоритмов обучения. В диссертации использован алгоритм обучения Левенберга–Марквардта (LMA), который хорошо подходит для относительно небольших сетей [263].

В процессе LMA происходит последовательное приближение к искомому локальному оптимуму с помощью заданных начальных значений параметров. Этот метод часто рассматривается как алгоритм Гаусса–Ньютона с использованием параметра регуляризации и доверительной области подхода.

В качестве критерия оптимизации применяется среднеквадратичная ошибка модели на обучающей выборке [156, 17, 18]. Согласно современным представлениям, результаты классификации, полученные с помощью LMA, считаются более надёжными, чем результаты, полученные с помощью алгоритма Гаусса–Ньютона [19].

Основное отличие алгоритма LMA от метода сопряжённых градиентов заключается в том, что в LMA используется матрица Якоби, а не градиент

вектора параметров. В отличие от алгоритма Гаусса-Ньютона, в LMA используется параметр регуляризации.

Направление поиска определяется как решение системы уравнений:

$$(J^T J + \lambda_k I) p_k = -J^T f_k \quad (4.1)$$

J – Якобиан

$$J(x) = \begin{pmatrix} \frac{\partial u_1}{\partial x_1}(x) & \frac{\partial u_1}{\partial x_2}(x) & \dots & \frac{\partial u_1}{\partial x_n}(x) \\ \frac{\partial u_2}{\partial x_1}(x) & \frac{\partial u_2}{\partial x_2}(x) & \dots & \frac{\partial u_2}{\partial x_n}(x) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial u_m}{\partial x_1}(x) & \frac{\partial u_m}{\partial x_2}(x) & \dots & \frac{\partial u_m}{\partial x_n}(x) \end{pmatrix}$$

λ_k – некоторое неотрицательное число, своя для каждого шага;

I – единичная матрица;

p_k – направление поиска, ($X_{k+1} = X_k + p_k$);

p_k – представляет собой решение задачи на поиск минимума $1/2 \|J_k p + f_k\|_2^2$ при ограничении $\|p\|^2 \leq \Delta$;

Δ – параметр, связанный с λ_k ;

f_k – функция невязки.

Выбор λ можно осуществлять, ориентируясь на монотонное уменьшение функции невязки f_k . Для этого параметр λ_k увеличивают до тех пор, пока не будет выполнено условие $f_{k+1} < f_k$.

Также можно установить параметр λ_k , основываясь на соотношении между фактическими изменениями функции f_k , достигнутыми в результате пробных шагов, и ожидаемыми изменениями при интерполяции.

Монотонное уменьшение минимизированной функции достигается за счёт подбора оптимальных значений λ_k .

При настройке обучения есть возможность задать максимальное число итераций, которое будет выполнено при обучении. Программа автоматически разбивает входные данные на заданное число кластеров. Выбор оптимальных настроек LMA для каждого прогнозируемого

параметра осуществлялся в диссертации на основе теории оптимизации, критерием оптимизации решений являлась максимизация близости модельных значений к дискретной фактической кривой коллектор-неколлектор.

В программном модуле реализованы настройки параметров сети. При этом на входе должно быть задано число промежуточных слоев–нейронов (слои 2 и 3 на рис. 4.7). Также при настройке задается число последовательных точек. При этом на каждой глубине на вход сети подаются значения из «скользящего окна», содержащего n последовательных точек входных кривых.

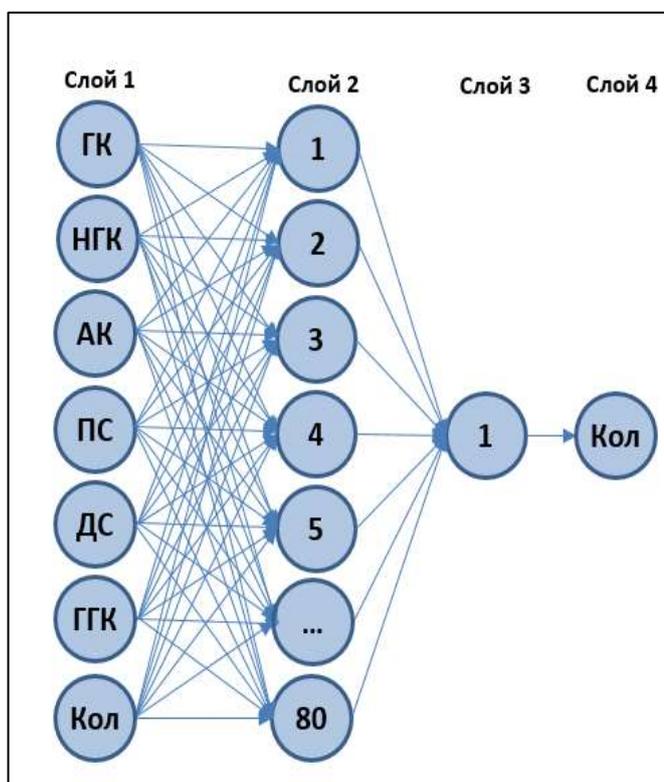


Рис. 4.7. Модель процесса машинного обучения.

В диссертации выполнен следующий выбор оптимальных гиперпараметров обучения нейронных сетей с использованием алгоритма Левенберга–Марквардта;

1. Выбор количества кластеров. Сегментация всего множества обучающих данных на заранее заданное количество непересекающихся подмножеств, имеющих сильные отличия между кластерами, но со схожими свойствами внутри кластера. Используется Метод k-средних (k-means), который заключается в минимизации суммарного квадратического отклонения точек кластеров от их центров.

2. Выбор количества последовательных точек входных кривых для подачи на вход сети значений из «скользящего окна».

3. Выбор количества нейронов во 2-м и 3-м слое. Выделение коллекторов является дискретной задачей, имеющей только два варианта решения (коллектор или неколлектор), поэтому для сокращения вариабельности значений экспериментально установлено, что во втором промежуточном слое количество нейронов должно быть не более 1.

Для определения количества кластеров и последовательных точек был проведён эксперимент с тремя факторами [2,3]. На рисунке 4.8 показана поверхность отклика, которая отражает изменение погрешности отклонения в зависимости от количества кластеров и последовательных точек.

Наиболее подходящие параметры обучения нейронной сети обеспечивают минимальную погрешность отклонения от исходных данных.

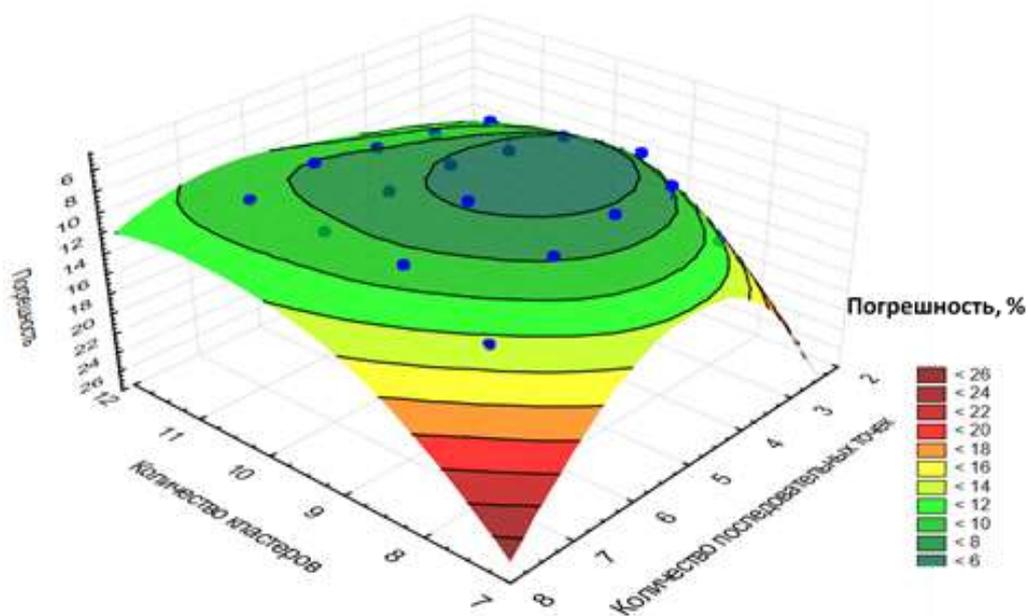


Рис. 4.8. Выбор оптимальной настройки нейронной сети.

В процессе работы с коллекторами на исследуемом объекте специалисты применяют стандартные методы анализа. Они основываются на прямых качественных признаках:

- Низкие значения кривой гамма-каротажа (ГК).
- Пониженные показания кривой нейтронного каротажа (ННК-т).
- Наличие глинистой корки.
- Положительные приращения на кривых микрозондов.
- Радиальный градиент удельного электрического сопротивления (УЭС).
- Повышение значений на кривой акустического каротажа (АК).
- Понижение показаний на кривой плотности по данным гамма-каротажа (ГГК-п).

Однако при работе с коллекторами специалисты могут столкнуться с некоторыми сложностями. Например, наличие трещиноватости и присутствие битуминозного вещества могут затруднить выделение коллекторов. Также могут возникнуть проблемы из-за завышенных показаний каротажа естественной гамма-активности.

Задача специалистов — разработать методику выделения литотипов пород с различными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) на основе комплексирования геофизических исследований скважин (ГИС) и исследований керна. Для этого они используют аппарат нейронных сетей.

Из-за сложной структуры пустотного пространства, неоднородного минералогического состава и гетерогенной смачиваемости пород интерпретация ГИС с применением технологии машинного обучения для пермокарбоневой залежи является нетривиальной задачей.

При использовании технологии нейронных сетей специалисты использовали данные геофизических исследований АК, ГК, НК, ПС, ГГК-п, ДС.

Обучение сети проводилось по 122 скважинам на основе эталонной выборки, полученной при интерпретации ГИС по стандартной методике с учётом исследований керна, испытаний скважин и специальных исследований.

При обучении основной фонд скважин с разной степенью изученности был разделён на 6 групп (таблица 4.3). Обучение проводилось в каждой группе отдельно.

Ошибка обучения нейронной сети увеличивается от скважин с наиболее полным комплексом ГИС к менее изученным (таблица 4.3). Минимальная ошибка обучения составляет 7 % в первой группе, имеющей полный комплекс геофизических исследований. Ошибка обучения в 12% отмечается в 6 группе, построенной по 75 скважинам с отсутствующими данными каротажа по АК, ГГК-П, ДС.

Таблица 4.3

Итоговые попластовые результаты обработки кривых.

№	методы ГИС						кол-во скважин	ошибка прогноза, %
	АК	ГК	НГК	ПС	ГГК-П	ДС		
1	+	+	+	+	+	+	104	7
2	+	+	+	+	-	+	176	8
3	-	+	+	+	-	+	367	10
4	+	+	-	+	-	+	164	11
5	-	+	-	+	-	-	97	11
6	-	+	+	+	-	-	75	12
ИТОГО:							983	

Все этапы процесса машинного обучения были выполнены с использованием программного обеспечения «ПРАЙМ». Для автоматизации процесса по всему фонду скважин автор диссертации дополнительно написал специальные программы.

Для решения задачи прогнозирования распространения пород-коллекторов был использован метод нейронных сетей. В качестве исходных данных использовались данные 122 скважин, которые были полностью исследованы с помощью ГИС и отбора керна. Для этих скважин были проведены промысловые испытания, что позволило получить высококачественные результаты интерпретации и точно определить наличие коллекторов.

Массив скважин был разделён на две равные части. Половина скважин была использована для обучения модели, а другая половина — для проверки её эффективности. Таким образом, на 61 скважине из обучающей выборки были разработаны оптимизационные алгоритмы, а на 61 скважине из экзаменационной выборки была проверена точность прогноза.

Для скважин из обучающей выборки был использован оптимизационный алгоритм обучения на основе модификации LMA. Модель LMA состояла из двух промежуточных скрытых слоёв, в которых было 80 и 2 нейрона, соответственно. Количество последовательных точек «скользящего окна» было установлено равным 2.

В результате было обнаружено, что без использования данных геофизических исследований и каротажа результаты применения машинного обучения были неудовлетворительными. Поэтому было решено включить эти методы в модель.

Было создано 36 возможных ситуационных моделей машинного обучения, в которых использовались от 4 до 6 методов геофизических исследований. Результаты классификации были проверены на скважинах из экзаменационной выборки.

Ошибки прогнозирования менее 13 % были получены для 6 моделей:

1. Модель с комплексом из 6 методов.
2. Модель с комплексом из 5 методов, но без гамма-каротажа.
3. Две модели с комплексом из 4 методов.
4. Модель с комплексом из 3 методов (гамма-картаж, потенциал самопроизвольной поляризации, нейтронный картаж).
5. Модель с комплексом из 2 методов (гамма-картаж, потенциал самопроизвольной поляризации).

Пример результата выделения коллекторов по одной из скважин методом машинного обучения представлен на рисунке 4.9. В целом, максимальная сходимость входных и прогнозных результатов составила 93%, что было достигнуто при использовании данных полного комплекса геофизических исследований (6 методов).

По мере исключения методов из комплекса сходимость снижалась и составила 89 % при использовании 2 методов. Учитывая удовлетворительную достоверность прогнозных решений, алгоритмы

автоматизированного выделения коллекторов были применены к остальным 983 скважинам.

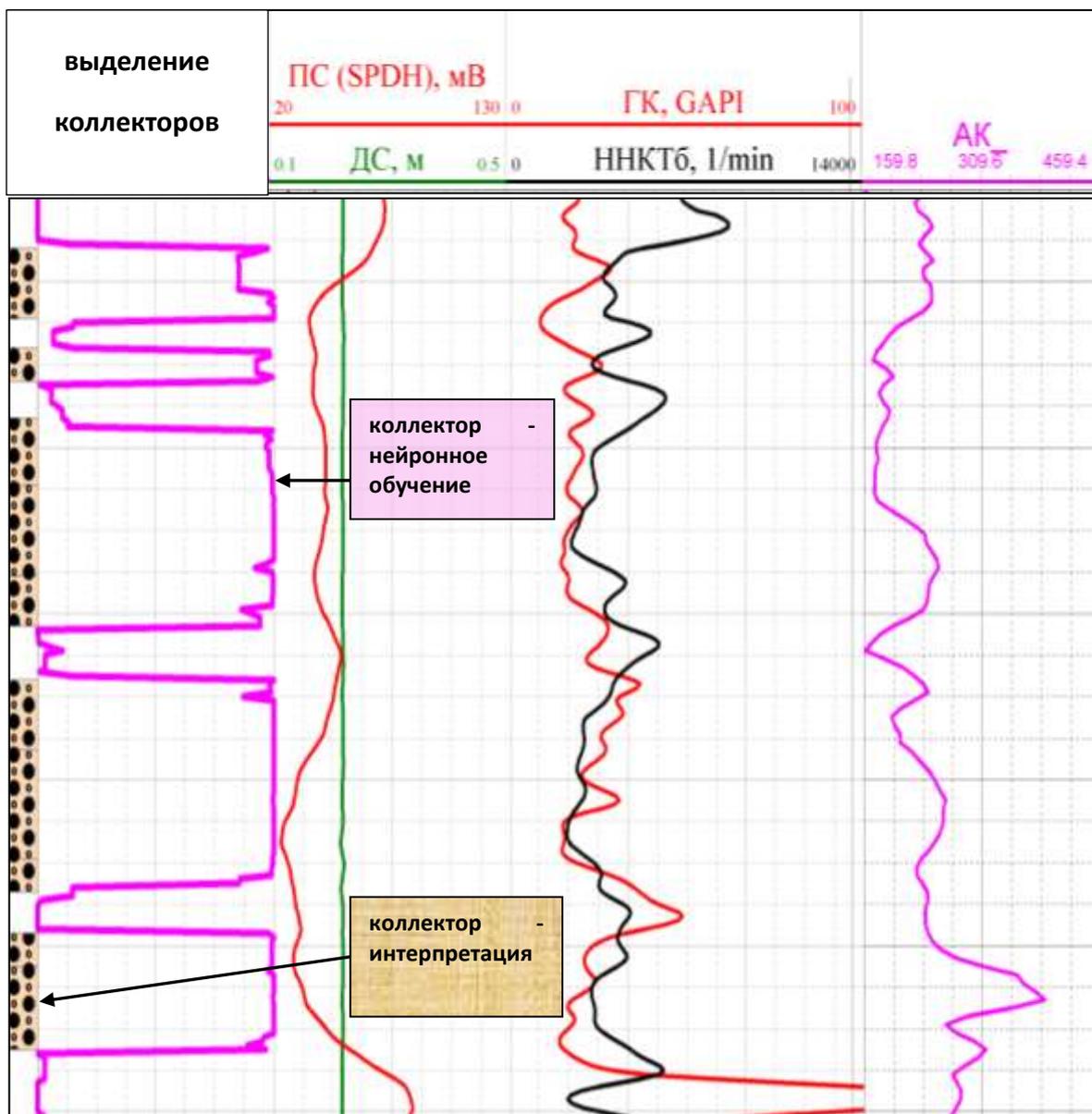


Рис. 4.9. Результат выделения коллекторов по скважине методом машинного обучения. Усинское месторождение. Пермокарбоновая залежь.

4.4. Применение технологии машинного обучения при моделировании распространения литотипов пород в 3D-модели залежи.

В диссертации применена классификация Р.Ж. Данхема, согласно которой по структурному принципу выделяется 8 литотипов карбонатных пород: мадстоуны, вакстоуны, пакстоуны, грейнстоуны, флаутстоуны, рудстоуны, баундстоуны и доломитизированный известняк. Задачей машинного обучения являлось отнесение интервалов пермокарбонтовой толщи к литотипам карбонатных пород.

Процесс создания трёхмерной геологической модели месторождения с учётом литотипов пород можно разделить на два последовательных этапа. На первом этапе необходимо определить объём коллекторов, сопоставляя данные исследований керна и геофизических исследований скважин. На втором этапе, используя дополнительную информацию, полученную при изучении шлифов, можно определить литотипы пород. Это позволит более точно описать фильтрационно-емкостные свойства пород и их структурные особенности в трёхмерной модели. Большой объём фактических данных (BigData) позволяет использовать технологии машинного обучения для решения этой задачи. На рисунке 4.10 показана схема расположения скважин. Видно, что скважины с отбором керна расположены неравномерно, но достаточно редко. Ещё меньше информации о всей площади месторождения дают 12 скважин, где проводился анализ шлифов.

Более полное представление о месторождении даёт комплекс геофизических исследований, который проводился во всех скважинах. Он является основой для создания геологической трёхмерной модели. Для скважин с отбором керна необходимо обосновать зависимость показаний геофизических исследований от фильтрационно-емкостных свойств пород.

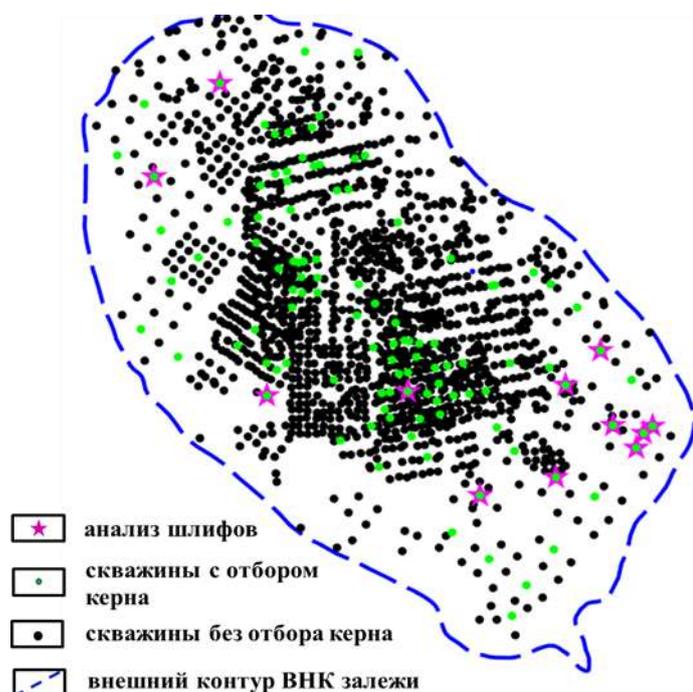


Рис. 4.10. Изученность керновыми и геофизическими исследованиями скважин. Усинское месторождение. Пермокарбоновая залежь.

На данном этапе использовались те же, что и ранее, обучающая и экзаменационная выборки, с дополнительным анализом информации по 12-ти скважинам с исследованиями шлифов. Полученные алгоритмы были применены для определения литотипов в остальных скважинах. В результате была создана трёхмерная модель, которая показывает, как распределяются литотипы. После применения метода LMA геологический разрез скважин был описан с помощью дискретной кривой литотипизации. Всего было выделено восемь классов литотипов (см. рис. 4.11). На рисунке 4.11 можно увидеть, как результаты выделения литотипов по образцам и результаты автоматизированного анализа данных ГИС хорошо согласуются между собой.

Сходимость входных и прогнозных результатов определений литотипов по шлифам и ГИС для скважин обучающей выборки составила 97%.

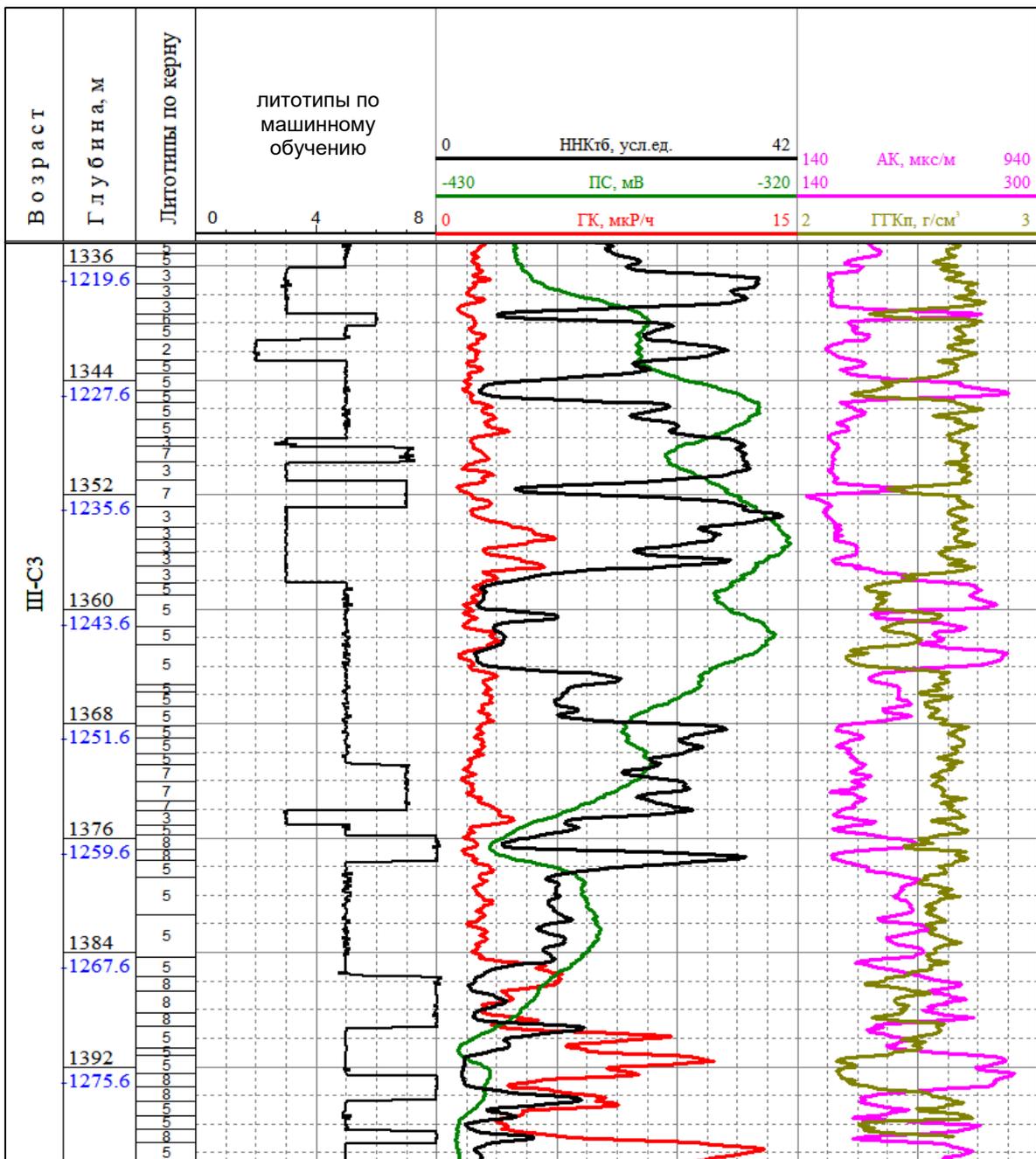


Рис. 4.11. Результаты выделения литотипов методом машинного обучения. Усинское месторождение. Пермокарбоновая залежь.

Сравнение литотипов с результатами определения коллекторов показывает, что наиболее часто проницаемые слои связаны с баундстоунами, реже — с доломитизированными известняками. В некоторых случаях тонкие слои проницаемых пород представлены флаут- и рудстоунами. Для мад-, вак-, пак- и грейнстоунов почти всегда

фильтрационно-ёмкостные свойства (ФЕС) ниже граничных значений коллекторов.

Полученные алгоритмы были использованы для определения литотипов пород по геологическому разрезу других скважин. Результатом стал трёхмерный (3D) макет распределения литотипов. На рисунке 4.12 показана схема преобладающей зональности распределения различных литотипов на площади залежи, полученная с помощью метода нейронных сетей.

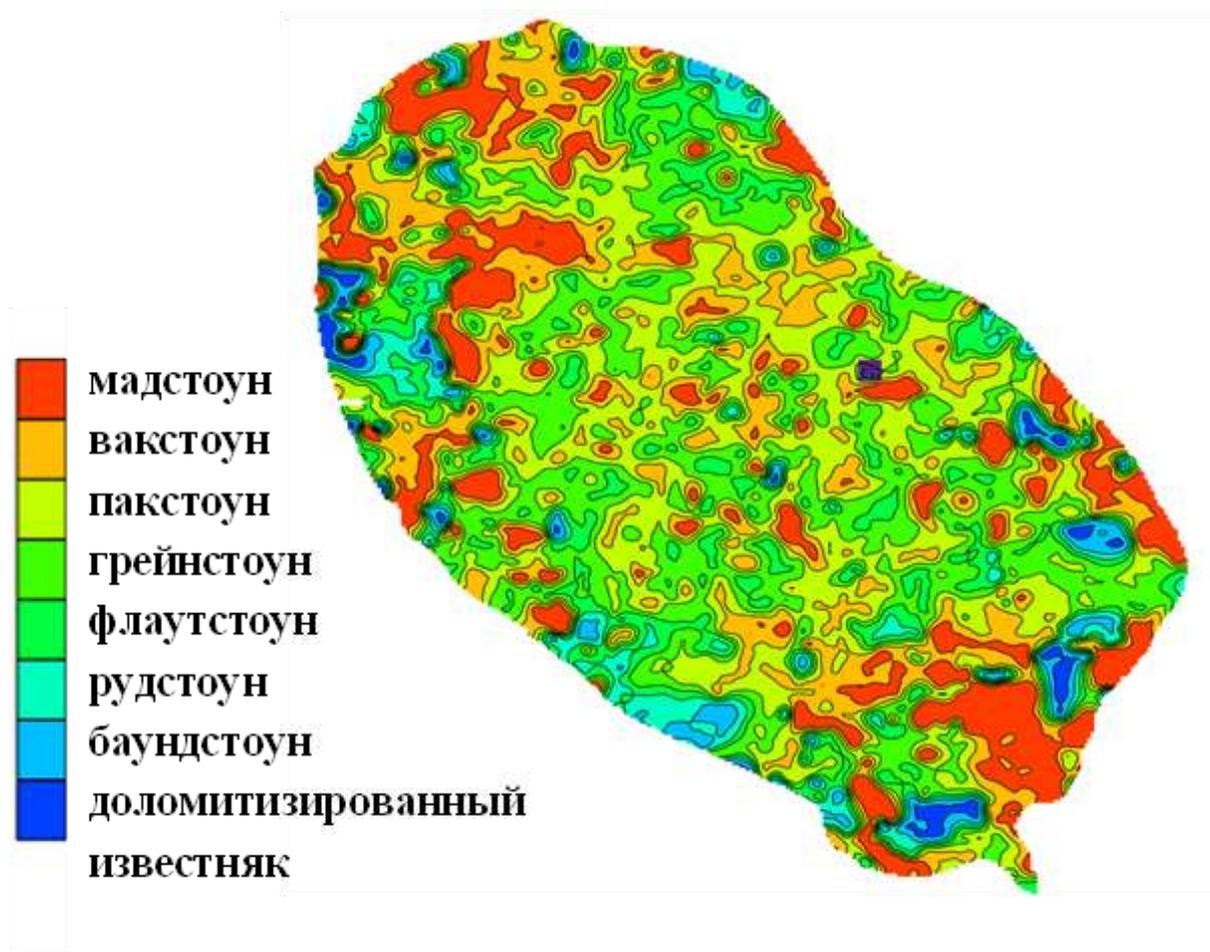


Рис. 4.12. Распределение литологических типов пород по данным машинного обучения. Усинское месторождение. Пермоярбоновая залежь.

Анализ зональности распределения различных литотипов показывает, что баундстоуны, рудстоуны и доломитизированные карбонаты тяготеют к бортам пермокарбонатовой залежи, преимущественно формируя ее северо-восточную, западную и южную части. В центральной части данные литотипы изредка встречаются в виде слабо прослеживаемых в объеме залежи коридоров. Литотипы мадстоун и вакстоун приурочены в основном к северной и южной частям структуры. Для сводовой части залежи характерно преимущественное развитие флаутстоунов, грейнстоунов, пакстоунов с более редким включением мадстоунов и вакстоунов. Распространение всех пород в центральной части имеет слабо отражаемую полосовидную-коридорную направленность на север, северо-восток в направлении распространения тектонических нарушений.

4.5. Применение технологии машинного обучения при моделировании трещиноватости пород в 3D-модели залежи.

Как было показано ранее, ФЕС пород пермокарбонатовой залежи Усинского месторождения во многом определяются их потенциальной трещиноватостью.

Характеристики трещиноватости могут быть оценены комплексно на основе данных различных исследований. Среди них: исследования напряжённого состояния керна; гидродинамические исследования скважин; методы ГИС.

Построение геологической модели требует анализа трещиноватости, поскольку она играет важную роль не только в геометрии резервуара и контроле структурно-фациальной зональности продуктивных комплексов, но и в распределении емкостного пространства.

В породах-коллекторах, где присутствуют каверны, трещины играют важную роль в формировании дополнительных фильтрационных свойств

резервуара. В породах с преобладанием пор и каверн трещины могут соединять пустоты и обеспечивать фильтрацию.

Структурно-текстурные особенности пород определяют закономерности развития трещиноватости в различных литотипах карбонатных комплексов. Для баундстоунов характерна хаотичная система трещин, которые имеют извилистые каналы и секущие элементы породы.

В некоторых случаях трещины в объекте имеют волосяную раскрытость, что указывает на их природное происхождение. Однако процессы выщелачивания и частичной вторичной минерализации, развивающиеся в некоторых трещинах, также могут указывать на их природное происхождение.

Трещины часто соединяют каверновое и поровое пустотное пространство и могут быть единственным фактором, определяющим продуктивность участков биогермной постройки.

В баундстоунах с выраженной биогенной слоистостью преобладает седиментационно унаследованная субгоризонтальная трещиноватость, которая может определять латеральную сверхпроницаемость толщи в целом.

Для пород, представленных сгустковыми известняками, отлагающимися в условиях низкой гидродинамической активности среды осадконакопления, характерно отсутствие системы связанных пор. В этих породах может формироваться преимущественно трещинно-каверновый тип коллектора.

В грейнстоунах, где степень цементации форменных элементов относительно низка, трещины, как правило, затухают, и основную роль в структуре пустотного пространства играют первичные седиментационные поры и пустоты выщелачивания.

Вторичные доломиты нижнедевонско-силурийского возраста характеризуются разнокристаллической структурой и высокой

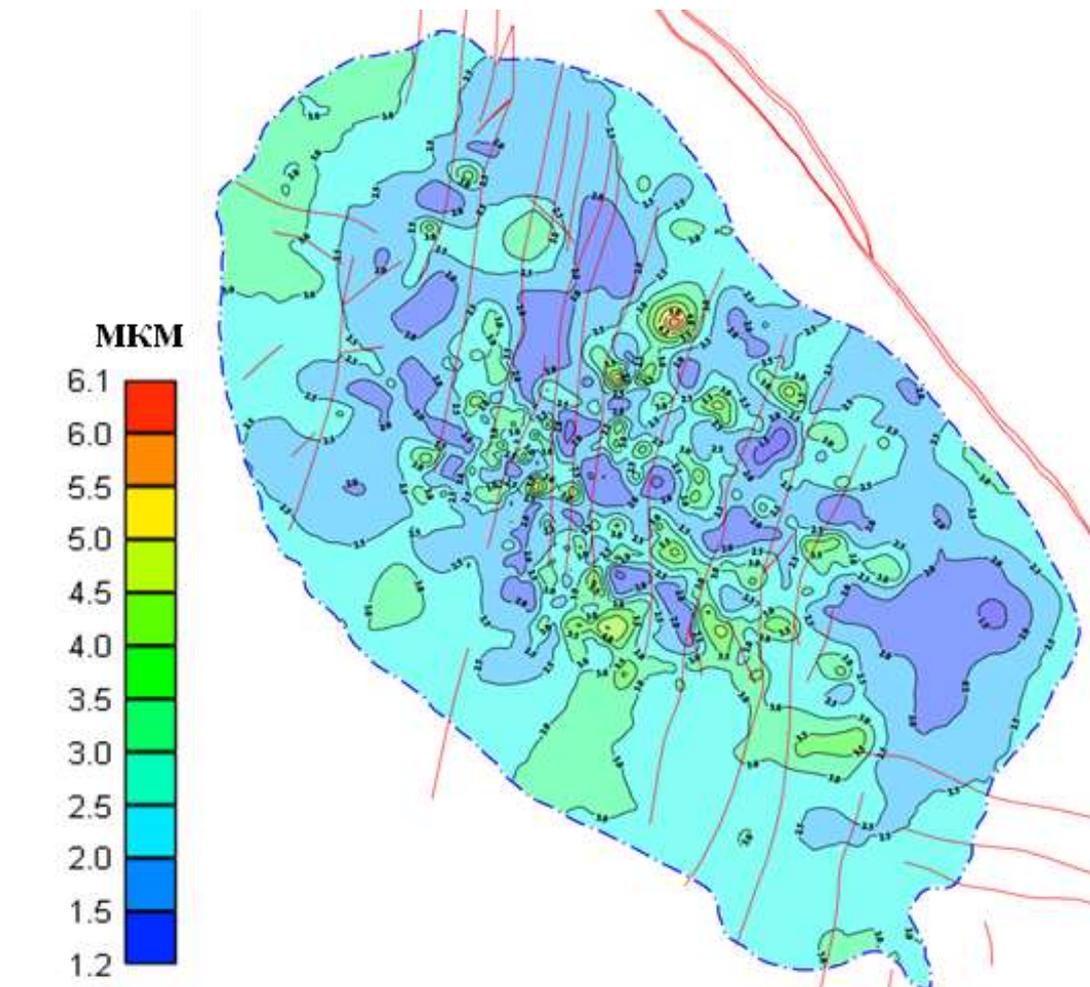
геомеханической жёсткостью. В таких доломитах основная роль связана с трещинами, соединяющими развивающиеся крупные пустоты.

Развитие открытой трещиноватости в первично низкопористых породах-коллекторах может приводить к увеличению их фильтрационно-ёмкостных свойств. Однако миграция флюидов по трещинам может вызывать выщелачивание не только стенок трещин, но и матрицы прилегающих пород, формируя тип коллектора, в котором трещинное пустотное пространство окружено зонами проникновения, обладающими вторичной пористостью.

Наличие трещиноватости играет важную роль в строении карбонатных резервуаров и должно учитываться при проведении поисково-разведочных работ, подсчёте запасов и разработке месторождений. Недоучёт этих факторов может привести к раннему обводнению месторождений и снижению эффективности разработки. В связи с этим необходимо выполнить прогноз распределения трещин в трёхмерной геологической модели.

Для пермокарбоневой залежи в части специальных ГИС наиболее массовые исследования трещиноватости проведены азимутальным электрическим микроимиджером. Низкие значения удельных сопротивлений интерпретируются как интервалы крупных пор и открытых трещин.

По данным интерпретации 35 скважин раскрытость трещин находится в диапазоне от 0,01 до 9,2 мкм, а плотность трещин — от 0,01 до 23 1/м. Для этой выборки был реализован метод LMA, который позволил прогнозировать раскрытость и плотность трещин на основе данных FMI [206] и стандартных методов ГИС.



Условные обозначения:

— тектонические нарушения

Рис. 4.13. Распределение раскрытости трещин по площади залежи.
Усинское месторождение. Пермокарбоновая залежь.

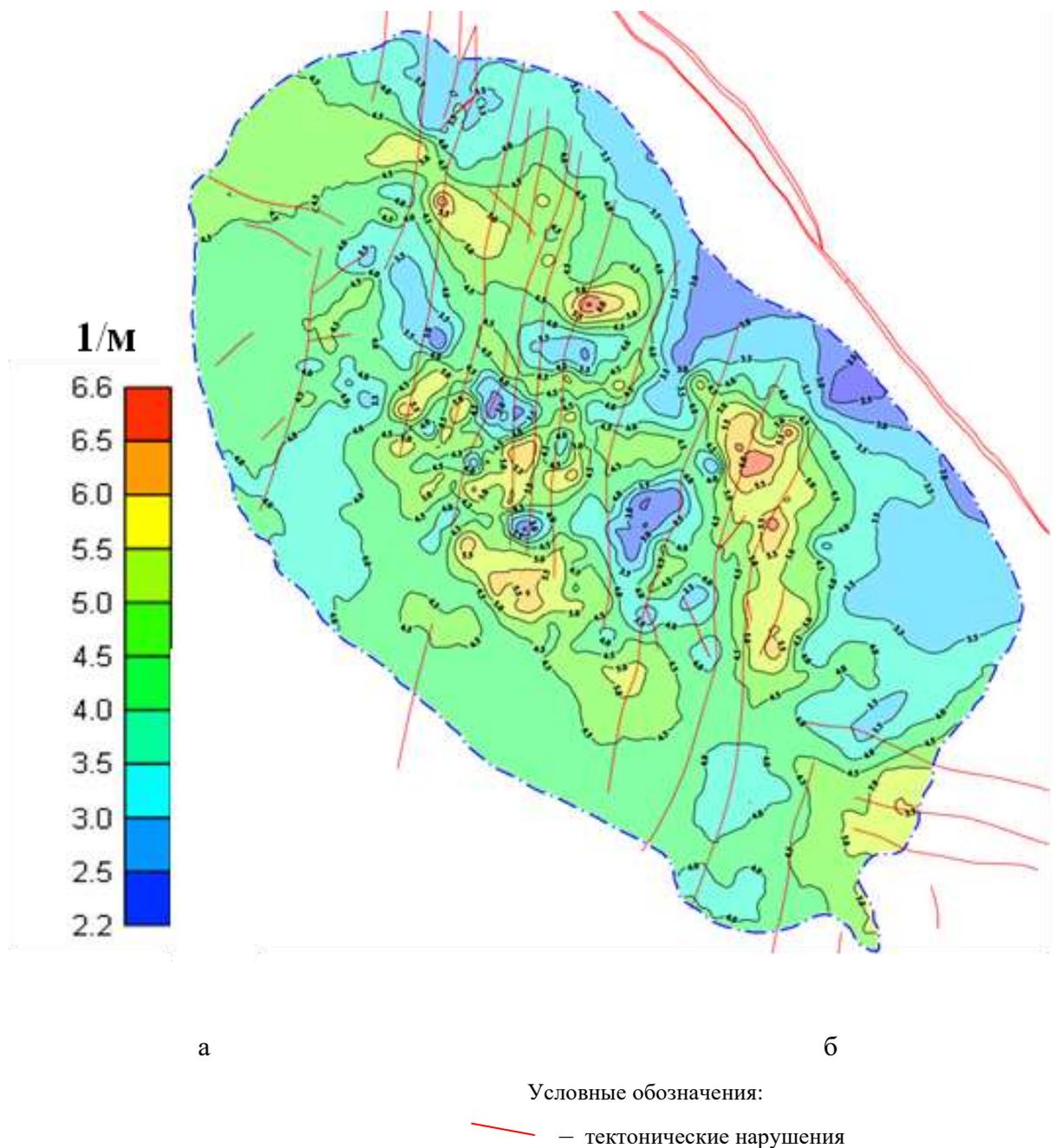


Рис. 4.14. Распределение плотности трещин по площади залежи. Усинское месторождение. Пермокарбоновая залежь.

Через раскрытость трещин согласно расчетной формуле Е.С. Ромма [35] рассчитана проницаемость трещин ($k_{тр}$):

$$k_{тр} = W / a \cdot (dA/h) \cdot E \cdot R_m^b \cdot R_{xo}^{(1-b)} \quad (4.2)$$

где $k_{тр}$ – проницаемость трещин, мД;

W – раскрытость трещин, мкм;

R_m – сопротивление бурового раствора, Ом·м;

R_{xo} – фоновое сопротивление, Ом·м;

dA – область исследования, м;

h – длина сегмента, м;

E – сумма превышающей электропроводимости в трассе трещины над полем плотной породы, См;

$a=0,218$, $b=0,85$ – индивидуальные коэффициенты прибора FMI, учитывающие охват ствола скважины и фактический диаметр скважины в точке замера.

Результаты распределения $k_{тр}$ по площади залежи приведены на рис. 4.15.

Как видно из рисунка 4.15 повышенные значения $k_{тр}$ установлены в северо-западной и южной частях залежи, что согласуется с преимущественным распространением баундстоунов и доломитизированных карбонатов (рис. 4.12). В связи с этим можно предположить, что изменение трещинной проницаемости на месторождении в первую очередь связано с особенностями развития построек барьерного рифа по объектам. В сводовой части залежи прослеживаются коридоры распространения повышенной проницаемости, имеющие поясовидное строение преимущественно меридионального простирания, что согласуется с направлением установленных тектонических нарушений. В целом сопоставление полученных результатов с фациальным анализом показывает, что развитие процессов трещиноватости в основном приурочено к зоне карбонатной отмели.

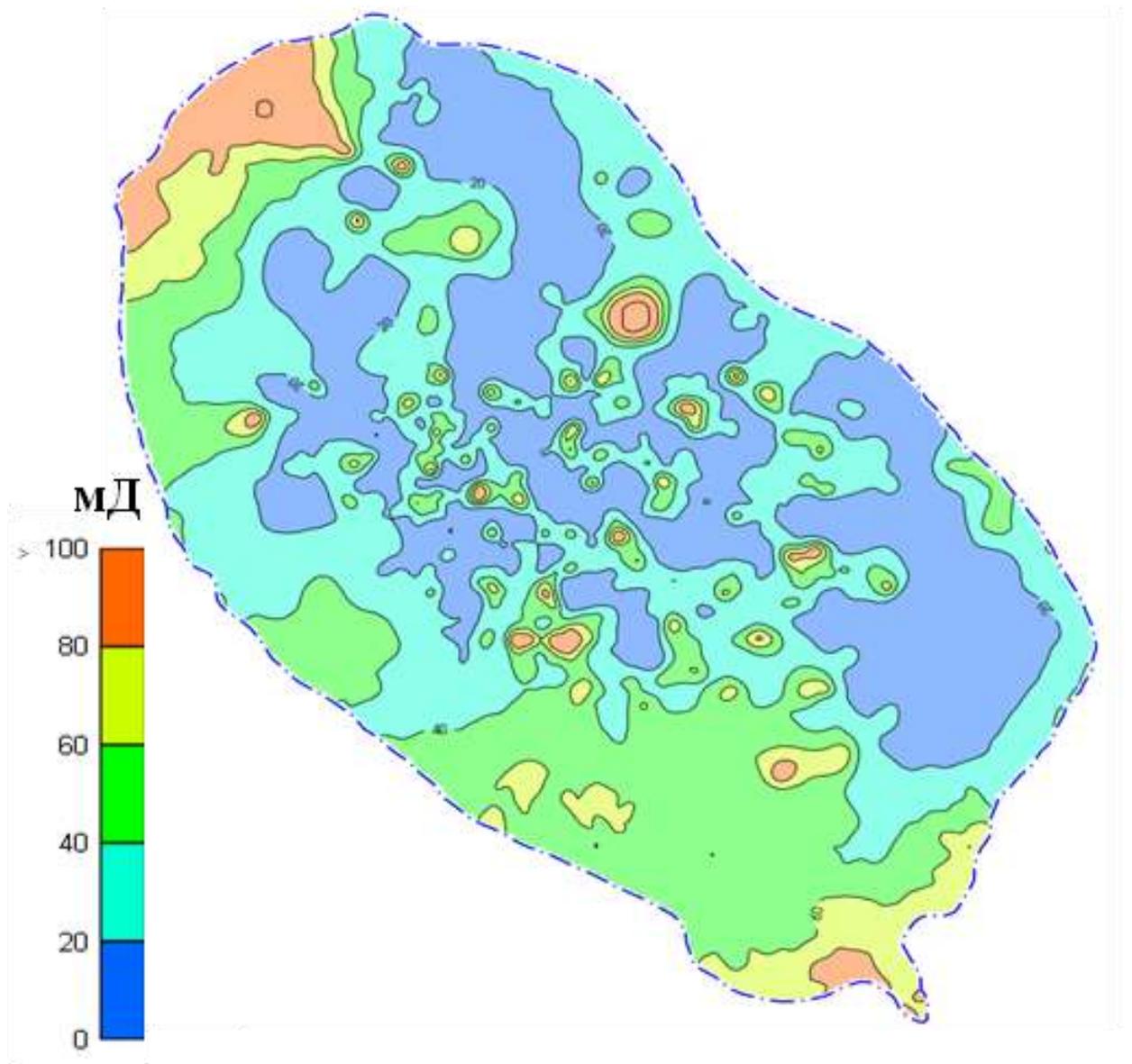


Рис. 4.15. Распределение проницаемости трещин по площади залежи.
Усинское месторождение. Пермокарбоновая залежь.

4.6. Применение технологии машинного обучения при моделировании распределения вязкости в 3D-модели залежи.

Как было показано выше, пермокарбоновая залежь Усинского месторождения характеризуется аномально высокой вязкостью нефти, причем по объему залежи установлен широкий диапазон изменения μ от 340 до 6000 мПа·с. При этом породы даже в плотных разностях часто насыщены нефтью либо битуминозно-органическим веществом, что еще больше усложняет строение данного эксплуатационного объекта. Негативное влияние процессов битумизации на производительность скважин усугубляется приуроченностью данного процесса к литологическим типам пород со сниженными ФЕС [7, 8, 29].

Известно, что на контакте нефтяной и водной фаз происходит анаэробное окисление нефти, которая постепенно переходит сначала в мальту, а затем в асфальт [186]. Длительный контакт нефти с породой изменяет их свойства, причем для нефти легкие адсорбированные компоненты могут изменять смачиваемость породы, что в том числе увеличивает ее неоднородность. Широко идущие процессы биохимического окисления углеводородного вещества приводят в том числе к процессу выработки большого количества CO_2 и H_2S . Кроме окисления нефти такая обстановка способствует вторичным преобразованиям карбонатов, в том числе появлению горизонтальных стилолитовых швов, выполненных битумом. При повышении концентрации растворов также происходит выпадение в породе карбонатов кальция и цементация пород в виде вторичного доломита на ВНК. Появление признаков кальцитизации пород рассматривается как результат нейтрализации слабых растворов карбонатами [186]. Сероводородное заражение подошвенных вод объясняется редукцией иона SO_4^{2-} в водах по следующему уравнению:



H_2CO_3 – гидрокарбонаты (диоксид углерода или уголекислота);

H_2S – водный раствор сероводорода.

Продукты реакции, такие как водные растворы гидрокарбонатов, всегда имеют слабощелочную или щелочную реакцию. Водный раствор сероводорода является очень слабой кислотой, имеющей высокий окислительно-восстановительный потенциал. Таким образом, высоковязкие углеводороды связаны с процессами анаэробного окисления нефти и растворения пород-коллекторов. Причем эти реакции будут иметь максимальный эффект на поверхности зеркала чистой воды и уменьшаться вверх по разрезу залежи по мере проникновения или поднятия воды над поверхностью контакта. В процессе изучения нефтяных месторождений рядом авторов отмечено, что в таких условиях увеличивается гидрофобность пород-коллекторов. При этом в процессе растворения коллектора на контакте с водой породы становятся гидрофобными и воды все выше проникают вверх по разрезу, вступая в реакцию с гидрофильными коллекторами. А также подъему воды вверх по разрезу способствует капиллярный эффект, в результате которого возникает переходная зона между нефтью и водой.

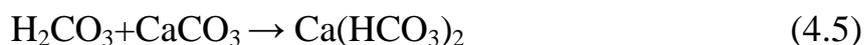
Анализ пермокарбонатовой залежи Усинского месторождения показывает, что для нее отмечены наибольшие средние значения параметра содержания SO_4 и HCO_3 по сравнению с залежами нефти в пластах D_2 и C_{1s} (табл. 4.4). Увеличение в составе вод ионов SO_4^{2-} и HCO_3 подтверждает гипотезу об окислении углеводородов, выделении легкой, газообразной фазы нефти, и увеличении вязкости жидкого остатка. Причем подобное окисление установлено для объекта исследования только на границе контакта нефть-вода.

Сравнение гидрогеологических показателей пластовых вод.

Параметр	Статистика	Пласт		
		D2	C1s	P-C
SO ₄ ²⁻ , мг/л	Сред.	917.85	821.65	1180.05
	Мин.	515.2	11.1	1.17
	Макс.	2027.87	2065.3	2640
	Ст. откл.	698.81	746.26	3252.55
HCO ₃ ⁻ , мг/л	Сред.	281.35	289.5	348.84
	Мин.	207.4	6.1	0
	Макс.	372.1	689.3	1342
	Ст. откл.	83.49	174.41	182.86
рН	Сред.	6.7	6.86	7.53
	Мин.	6.3	4	5.16
	Макс.	7	7.8	9
	Ст. откл.	0.29	1	7.13

Также отмечается, что на границе ВНК происходят процессы растворения, а затем и выпадения кальцита, подтверждаемые высокими значениями рН пластовой воды (табл. 4.4) и результатами растворения минеральных порошков по У. Энерглин и Л. Брили [204,186], в которых указано, что кальцит полностью растворим при рН = 7,5-8,5. В работе К.Б. Аширова [16] приведены примеры из практики эксплуатации нефтяных месторождений с выпадением кальцита в приконтурной области карбонатных резервуаров и указано на взаимосвязь аутигенного кальцита и твердого битума.

При взаимодействии угольной кислоты с карбонатами образуются гидрокарбонаты:



Появление признаков вторичной кальцитизации пород рассматривается как результат нейтрализации слабокислых растворов карбонатами. Химический состав и свойства пластовой воды пермокарбоновой залежи косвенно объясняют причины наличия высоковязкой нефти.

В результате проведенного исследования на рассматриваемом объекте были выявлены эпигенетические процессы, при которых агрессивные флюиды, находящиеся в химическом неравновесии с породами, оказывают интенсивное воздействие на осадочные отложения. Это приводит к мощным процессам окисления-восстановления, растворения и осаждения вещества.

На контакте нефть подвергается окислению, что способствует повышению кислотности поровых растворов. Это, в свою очередь, приводит к растворению и выносу компонентов с формированием зон выщелачивания и переотложения их в виде зон цементации.

При окислении нефти происходит увеличение кислотности поровых растворов, что способствует увеличению их агрессивных свойств. Компоненты вмещающих пород при этом подвергаются интенсивному растворению.

Интенсивность преобразований обусловлена исходным составом и структурой пород, а также составом нефти и агрессивной среды. Индикаторами происходящих процессов в зоне контакта нефти с водой являются структурные, минералогические и геохимические преобразования, отражающие специфику и последовательность процессов.

В результате в зоне контакта отчётливо проявляется геохимическая зональность, сформированная за счёт химических процессов в системе «нефть-вода-порода».

В зонах стабилизации нефти с водой выделяют различные уровни геохимической зональности, связанные с процессами наложенного

эпигенеза. Эти процессы сформированы за счёт химических процессов в системе «нефть-вода-порода».

Зона слабоизменённых пород характеризуется заполнением нефтью всего ёмкостного пространства, не занятого связанной водой. В данной зоне происходит консервация вмещающей породы и дальнейшее её преобразование.

В зоне выщелачивания выделяют две подзоны. В битумсодержащей подзоне происходит окисление нефти, сопровождающееся формированием битумов и доломитов. В безбитуминозной подзоне происходит более интенсивное растворение пород агрессивными растворами, поступающими из битумсодержащей подзоны. Снижение подтока кислоты и обогащение растворов щелочными и щелочноземельными элементами способствуют снижению кислотности среды.

Зона цементации пород формируется в слабощелочной среде, где происходит геохимическая разгрузка растворов из зоны выщелачивания и растворения. Даная зона может являться литологическим экраном [7,38,73]. В зоне цементации отмечается увеличение УЭС породы по данным ГИС ниже определенного на уровне $N_{уэв}$.

Таким образом, данные зоны связаны с зонами изменения водонасыщенности по характеру распределения коллекторов, описанных в главе 3. Сопоставление основных характеристик рассмотренных зон представлено в таблице 4.5.

Сравнение гидрогеологических показателей пластовых вод.

Геохимическая зональность		Зоны флюидонасыщения
Зона малоизмененных пород		Зона предельного нефтенасыщения
Зона выщелачивания/ разуплотнения/ гидрофобизация пород/ битубизации нефти. (окислительно-восстановительные процессы)	Малобитумно содержащая подзона	Переходная зона флюидонасыщения
	Битумная подзона	
Зона цементации		Зона свободного водонасыщения
Зона малоизмененных пород		

Очевидно, что разработка зон месторождения с различной вязкостью требует принципиально различных проектных подходов, что делает первостепенной задачей прогноза распространения высоковязких нефтей по объему залежи. Прямыми методами изучения являются отбор проб нефти, однако изученность пробами нефти по площади пермокарбоновой залежи не представительна (32 скважины). Представление по разрезу скважин о свойствах нефти может дать анализ информации по комплексу ГИС. Поэтому в диссертации на основе имеющихся данных проб нефти и стандартных методов ГИС на основе обучения нейронных сетей в

программном комплексе ПО «ПРАЙМ» выполнен прогноз распределения вязкости нефти. Моделирование по площади и разрезу месторождения выполнено в ПО RMS «ROXAR».

На первом этапе необходимо обосновать методы ГИС, которые в комплексе являются информативными при оценке величин μ . Конечной задачей является разработка методики определения вязкости по результатам комплексирования ГИС и исследований проб нефти на основе использования аппарата нейронных сетей.

Метод СП (потенциалов собственной поляризации) описывает естественное электрическое поле, которое возникает в процессе физико-химической диффузии солей в растворах электролитов. Этот метод связан с окислительно-восстановительными реакциями в коллекторе на границе породы и флюида, а также с их фильтрацией.

Когда растворы электролитов с разной концентрацией контактируют друг с другом, ионы, на которые диссоциирует электролит, начинают диффундировать из раствора с большей концентрацией в раствор с меньшей концентрацией. В результате этого процесса на границе растворов образуется двойной электрический слой с разностью потенциалов.

Метод СП отражает физические реакции, связанные с окислительно-восстановительными процессами, которые происходят в переходной водонефтяной зоне. Этот метод информативен при прогнозировании μ .

Перспективным методом для обучения нейронной сети при прогнозе μ также является метод ГК. В карбонатном разрезе большинство пород обладают низкой гамма-активностью, исключением являются породы, обогащенные калием, битуминозные породы и карбонаты с современными процессами доломитизации [16,76]. Согласно геохимическим особенностям радиоактивных элементов семейства можно считать, что повышенная естественная радиоактивность нефти обусловлена ураном, который всегда в незначительных количествах содержится в пластовых водах. При

взаимодействии с нефтью пластовые воды обогащаются углеводородами, свободной углекислотой и сероводородом. Последние образуются за счет сульфатов при окислении органических веществ сульфатообразующими бактериями и являются сильным восстановителем урана. Это создает благоприятные условия для накопления урана на разделе нефть-вода и ниже, поскольку уран удерживается тяжелыми компонентами нефти, сохраняющимися в пласте после разрушения залежи [186].

В тех частях разреза, где происходит обводнение, наблюдается радиогеохимический эффект [26], который связан с увеличением содержания радия в пластовых водах. Это происходит из-за вытеснения нефти из пород-коллекторов и последующей сорбции цементным камнем радиоактивных элементов из обогащённой воды. В результате происходит увеличение радиоактивности в эксплуатационных скважинах, что позволяет обнаружить обводнённые участки разреза. Также отмечается значительное повышение гамма-активности при проведении гамма-метода (ГМ).

Исследование демонстрирует, что для оценки вязкости нефти можно использовать сочетание методов ПС и ГК.

В рамках проекта «Прайм» была проведена подготовка нейронной сети на основе данных, полученных из 32 скважин. На этих скважинах были проведены промысловые отборы нефти с измерением значений μ .

Для обучения нейронной сети данные по скважинам были разделены на две равные части. Первая половина скважин была использована для обучения, а вторая — для проверки.

На 16 скважинах из обучающей выборки были разработаны и оптимизированы алгоритмы, проведено обучение нейронной сети и оценена точность прогноза. Затем эти алгоритмы были применены к 16 скважинам из экзаменационной выборки для оценки достоверности прогноза.

В результате обучения должен быть составлен прогноз распределения вязкости нефти по методам ПС и ГК на 878 скважинах.

Для автоматизации этого процесса по всему фонду скважин автором диссертации были разработаны программные коды на внутреннем языке программирования ПО «ПРАЙМ».

Оптимальные параметры обучения нейронной сети, такие как количество кластеров и последовательных точек, были оценены с помощью трёхфакторного эксперимента (таблица 4.6).

Таблица 4.6

Оценка гиперпараметров нейронной сети.

кол-во кластеров	кол-во последовательных точек			ошибка прогноза, %
		1 слой	2 слой	
5	3	30	30	6.16
5	5	30	30	2.67
5	8	30	30	4.52
5	5	40	40	2.15
8	5	40	40	1.05

Набор оптимальных параметров для обучения нейронной сети с помощью математических методов обеспечивает минимальное отклонение от исходных данных на проверочной выборке — всего 1,05%. В ходе серии экспериментов была определена оптимальная погрешность обучения нейронной сети, которая составила менее 2%.

Для нефтяных залежей, как правило, по мере возрастания глубины залегания пласта в связи с уменьшением газосодержания нефти наблюдается увеличение μ . Однако для высоковязких нефтей характерны более сложные изменения величин μ по площади и геологическому разрезу залежей. На формирование высоковязкой нефти влияние также оказывают геохимические процессы изменения пород при выщелачивании и окислении нефти в пределах переходной водонефтяной зоны. При этом основными

наиболее контролирующими величины μ параметрами являются: глубина, параметр $k/K_{п}$ и $K_{в}$ (рис. 4.16) [159].

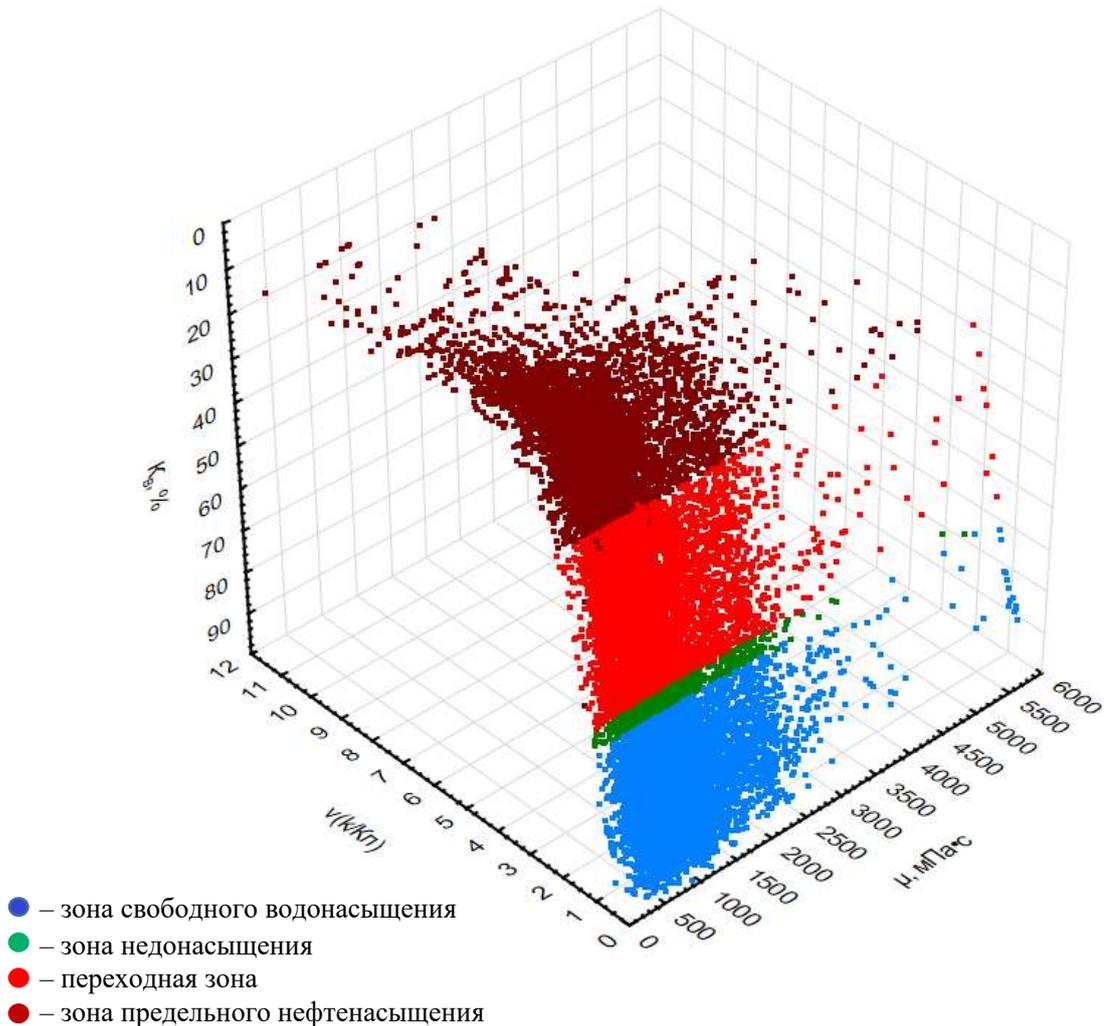


Рис. 4.16. Изменение водонасыщенности в зависимости от динамической вязкости (μ , мПа·с) нефти и комплексного параметра $\sqrt{k/K_{п}}$.

Анализ распределения на рис. 4.16 показывает, что по перегибу изменения водонасыщенности отмечается две области. Первая в зоне предельного насыщения, со значениями $K_{в} < 21\%$, $\sqrt{k/K_{п}} > 6$, μ 560- 2500 мПа·с, где отмечается уменьшение вязкости, связанное с ростом $\sqrt{k/K_{п}}$ и остаточной водонасыщенности до 21%. Вторая зона ниже перегиба, где $K_{в}$ зависит от снижения значений $\sqrt{k/K_{п}}$. Вязкости более 2500 мПа появляются

в нижней части зоны предельного насыщения, переходной зоны, зоне недонасыщения. Наибольшее количество высоковязкой нефти наблюдается при $\sqrt{(k/K_n)} < 3$ и $K_v > 30\%$. Высоковязкие нефти приурочены к коллекторам с низкими значениями ФЕС. [12].

Полученный прогноз в скважинах позволил моделировать и получить 3D-распределение вязкости по объему нефтяной залежи, результаты представлены на рисунке 4.16.

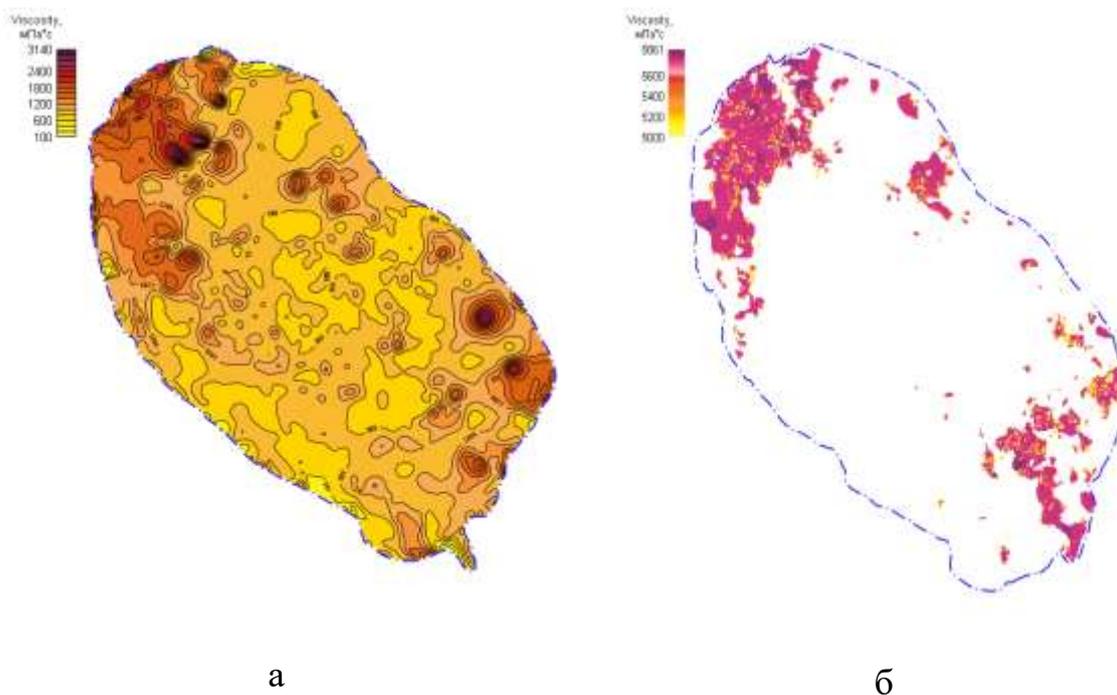


Рис. 4.16. Изменение вязкости нефти. а – карта распределения вязкости; б – зоны распределения вязкости более 5000 мПа·с;

В результате 3D-моделирования установлено, что для пермокарбоновой залежи Усинского месторождения наибольшие значения вязкости приурочены к областям, близким к контуру нефтеносности залежи, а именно в северной, северо-западной и юго-восточной частях залежи (рис. 4.17). Пониженные значения μ приурочены к своду и юго-западной частям залежи. Данные факты хорошо согласуются с исследованиями Р.С. Сахибгареева [43], согласно которым происхождение высоковязких нефтей обусловлено процессами анаэробного окисления в приконтурной зоне.

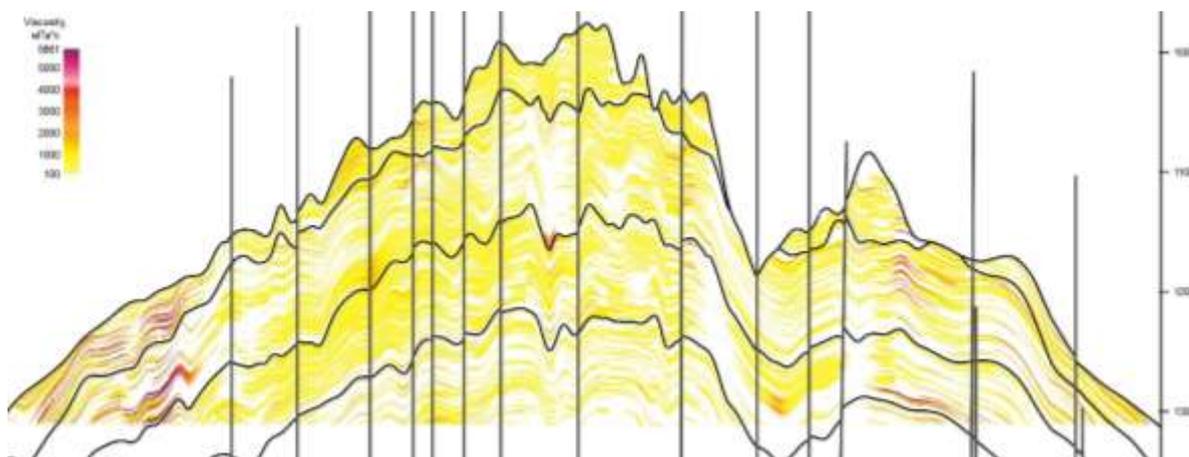
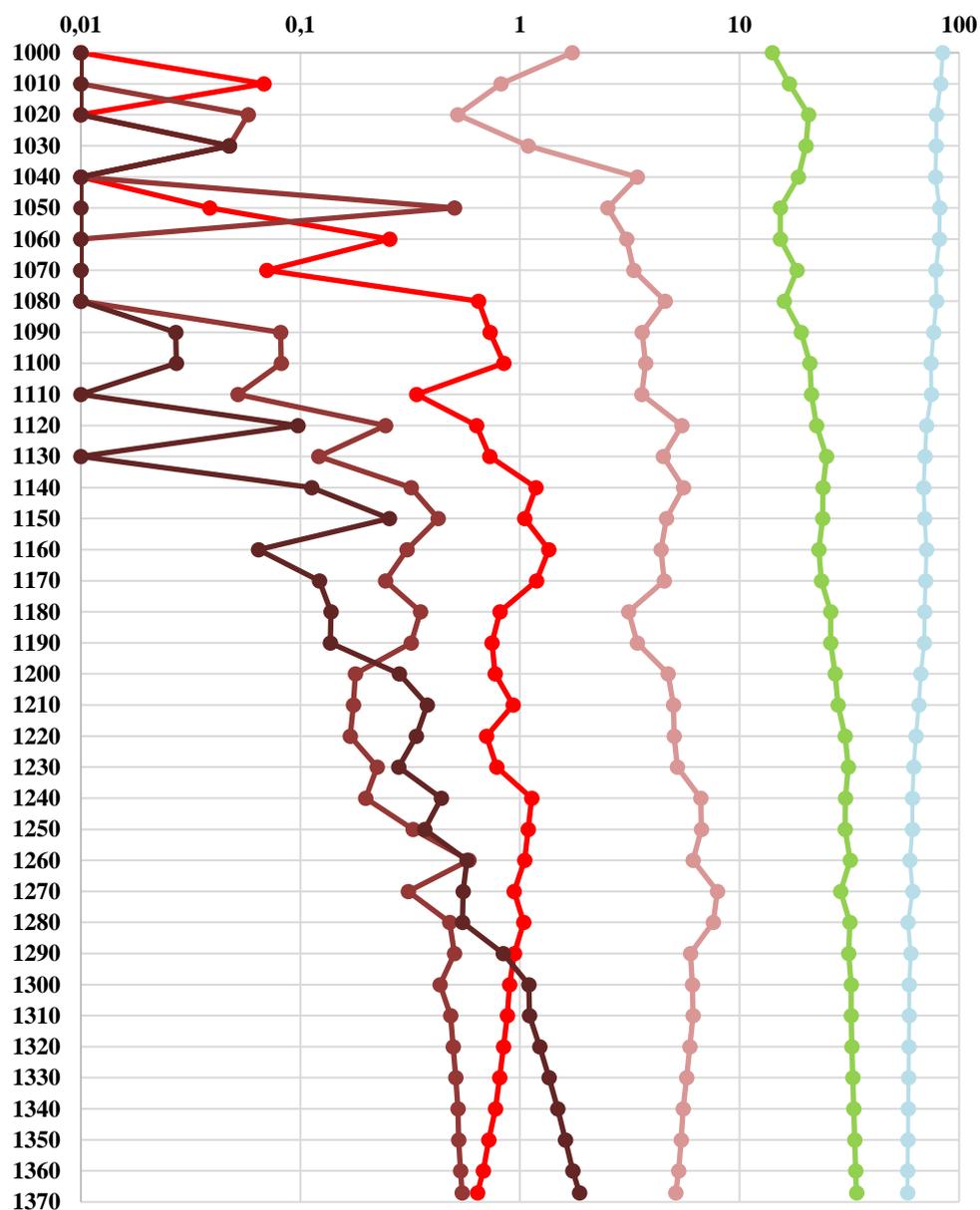


Рис. 4.17. Изменение вязкости нефти на геологическом разрезе в направлении С-Ю.

С помощью результатов прогнозирования, полученных с использованием нейронных сетей на основе данных из скважин, была создана трёхмерная геологическая модель распределения вязкости в пласте. Эта модель даёт представление о том, как можно использовать и применять технологии разработки высоковязкой нефти на месторождении.

В центральной части залежи находится нефть с высокой вязкостью, которая изменяется от 600 до 800 мПа·с. В северо-восточной и юго-западных частях пермокарбоновой залежи наблюдаются проявления тяжёлой нефти с вязкостью, которая в среднем превышает 3000 мПа·с, а в некоторых локальных участках достигает 5000 мПа·с и более в нижней части залежи, ближе к уровню зеркала воды (рис. 4.18).

Максимальная глубина залегания высоковязкой нефти от зеркала воды составляет 1200 м, а мощность пласта с высоковязкой нефтью — 167 м.



Вязкость мПа·с:

- <1000
- 1000-2000
- 2000-3000
- 3000-4000
- 4000-5000
- >5000

Рис. 4.18. Дифференциация групп вязкости по глубине. Усинское месторождение, пермокарбоновая залежь.

4.7. Изучение геохимических процессов

Сопоставление сводно-статистических разрезов ряда скважин с выделением геохимической и флюидной зональности представлено на рисунке 4.19. В связи с окислительно-восстановительными реакциями в переходной зоне на контакте нефть-вода происходит увеличение содержания в нефти тяжелых смолисто-асфальтовых соединений. В зонах с различной флюидонасыщенностью нефтяной залежи также происходят процессы вторичного преобразования пород, формирующиеся за счет химических процессов окисления [39,38]. В агрессивных пластовых водах происходят процессы коррозии пород, а ниже – отложение вторичного кальцита. Это в целом приводит к структурному преобразованию пород с формированием зон выщелачивания, гидрофобизации, цементации и битумизации нефтенасыщенных пород (рис. 4.19,д).

Зона слабоизмененных пород соответствует зоне предельного насыщения, характеризуется заполнением нефтью всего порового пространства, не занятого связанной водой, в интервале 1150-1083 м. В интервале 1083-1108 м выделяется палео-переходная зона, а ниже палеозона цементации. В интервале 1135-1340 выделяется зона выщелачивания/растворения/разуплотнения, соответствующая появлению переходной зоны [106,37,41]. Зона делится на две подзоны: активного окисления нефти и выщелачивания /гидрофобизации (рис. 4.19).

В подзоне активного окисления нефти в интервале 1135-1185 м происходят процессы увеличения кислотности среды, растворения первичных пород, гидрофобизации, и частичная битумизация пород. При этом доля коллектора увеличивается, что связано с активными процессами растворения карбонатных пород первичного генезиса. В интервале 1187-1328 м отмечается появление вторичного доломита (рис. 4.19,б).

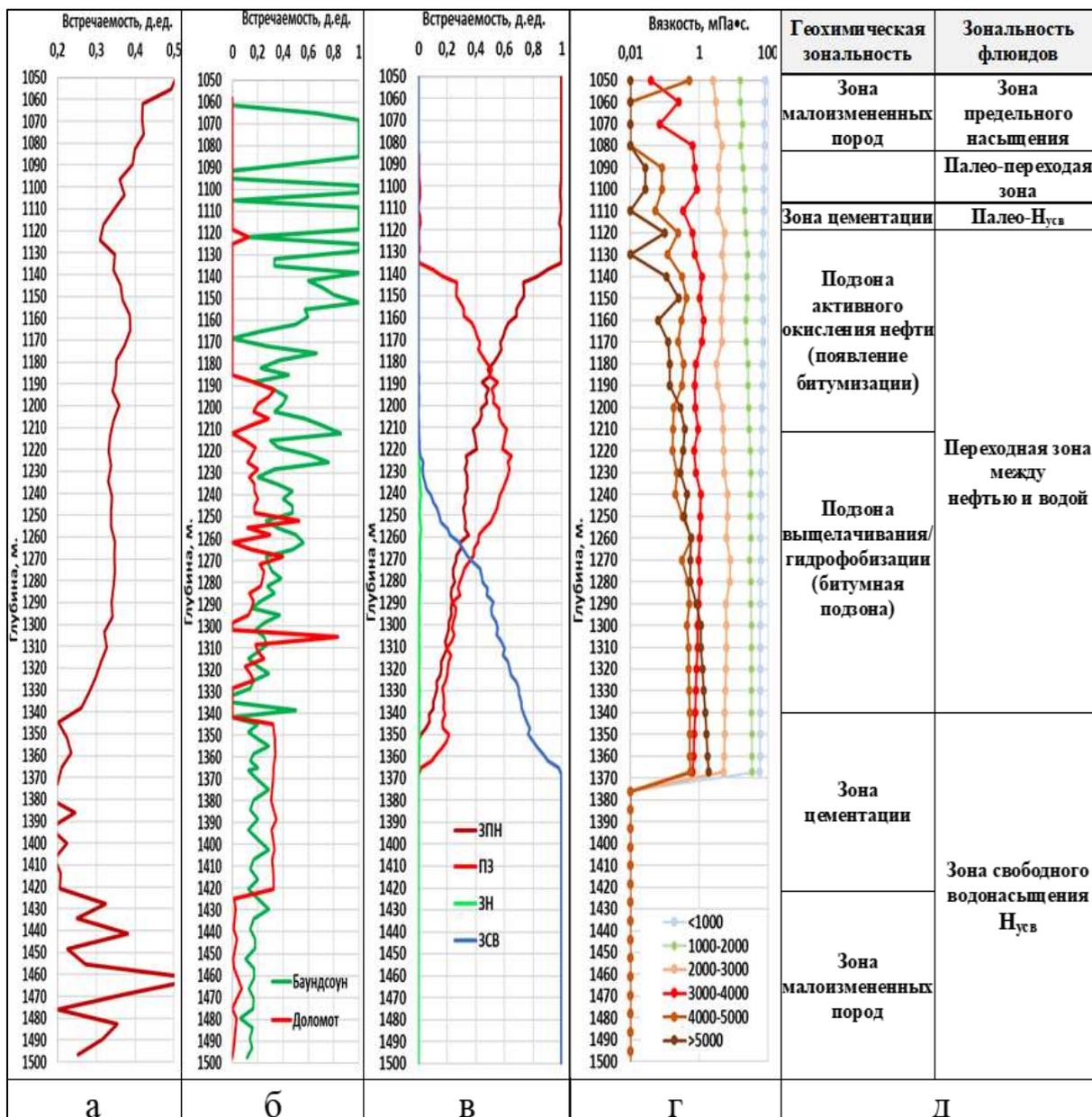


Рис. 4.19. Сводно-статистические разрезы по скважинам с выделением геохимической и флюидной зональности. Пермоярбоновая залежь Усинского месторождения: а – песчанность; б – литотипы пород (баундстоун, доломитов); в – зоны распределения уровней водонасыщенности; г – изменение вязкости нефти; д – зоны геохимической зональности и распределения флюидов.

Битумная подзона характеризуется более интенсивным растворением пород агрессивными растворами, поступающими из подзоны активного

окисления нефти, что сопровождается вторичным минералообразованием, в том числе выпадением доломита (рис. 4.19). В интервале 1295-1345 м происходит резкое снижение доли коллектора, что связано с выпадением в верхней части вторичных доломитов. К уровню свободного водонасыщения происходит снижение подтока кислоты и обогащение растворов щелочными и щелочноземельными элементами. В интервале 1343-1420 м (мощностью 77 м) отмечается зона цементации с отсутствием коллекторов. Зона цементации пород формируется в слабощелочной среде, где происходит геохимическая разгрузка растворов из зоны выщелачивания и растворения. Ниже, с глубины 1420 м начинается зона малоизмененных пород, где доля коллекторов резко увеличивается до 0,4-0,5 д. ед.

На рисунке 4.20. представлены основные характеристики зоны цементации: мощность плотных пород (рис. 4.20.,а), песчаность (рис. 4.20.,б) и расчлененность (рис. 4.20.,в).

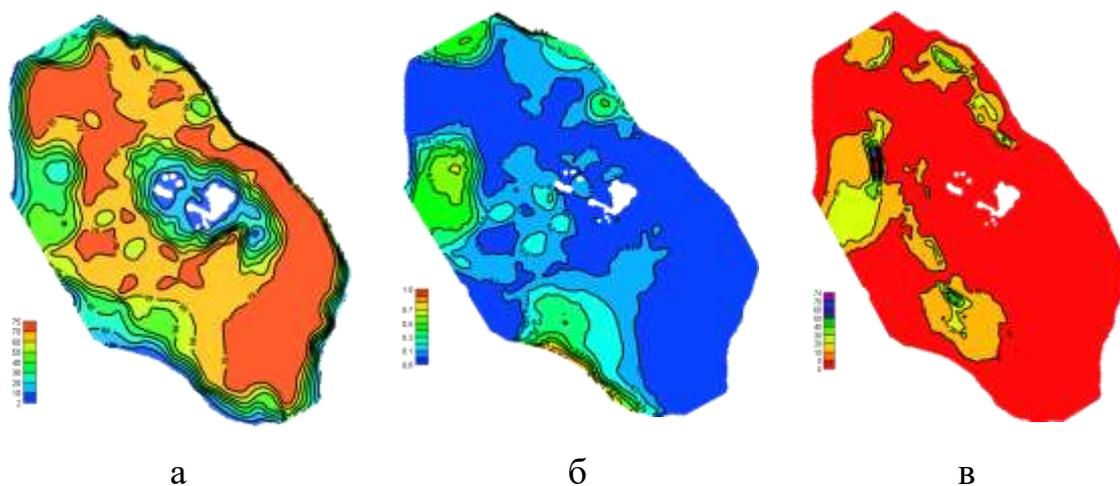


Рис. 4.20. Основные характеристики зоны цементации. Пермокарбоновая залежь Усинского месторождения: а – мощность плотных пород; б – песчаность; в – расчлененность.

В основном мощность зоны плотных пород изменяется от 60 до 77 м (рисунок 4.20.,а). В краевой части северо-восточного склона отмечается появление коллекторов до 40% мощности всего слоя. В юго-западной части

так же отмечается рост доли коллектора до 70%. В западной части центральной зоны так же отмечен рост доли коллектора до 50 %. Степень заполнения вторичным кальцитом слоя составляет в среднем 71% (от 40 до 97%), по классификации изолированности относится к значительной. Проведя анализ распространения литологических разностей пород, можно констатировать факт, что основная причина связана с отсутствием заполнения вторичными карбонатами ввиду появления глинистых микритовых известняков с редкими биокластами (вакстоуны/мадстоуны), развивающимися в фации умеренно-глубоководной шельфовой равнины [41].

В целом выделение геохимической зональности в объеме пермокарбоневой залежи Усинского месторождения требует для столь сложного геологического объекта при проведении литолого-фациального моделирования в переходной зоне последовательного использования двух видов интерполяции. На этапе прогнозирования первичных процессов осадконакопления выполняется стандартная стратиграфическая интерполяция, когда эллипсоид интерполяции расположен согласно слоям осадконакопления. На этапе прогнозирования вторичных процессов, связанных с растворением пород и последующим перераспределением осадков, необходимо выполнять горизонтальную интерполяцию.

4.8. Изучение процессов гидрофобизации коллектора на контакте нефтяной и водной фаз

Как было показано выше, на контакте нефть-вода происходят окислительно-восстановительные реакции, связанные с окислением нефти, увеличением содержания в нефти тяжелых компонентов (смолисто-асфальтеновых соединений - САВ) и появлением слабого раствора уголекислоты.

Изменение смачиваемости изначально гидрофильного коллектора связано с присутствием в нефти полярных соединений, которые содержатся в смолах и асфальтенах.

При контакте породы с нефтью происходят процессы, связанные с гидрофобизацией поверхности под воздействием поверхностно-активных веществ (ПАВ), содержание которых составляет от 1% и которые присутствуют в смолисто-асфальтеновых фракциях углеводородов.

ПАВ легко проходят через тонкие плёнки воды, покрывающие гидрофильные участки породы, и накапливаются на поверхности порового пространства, что приводит к изменению характера смачиваемости породы в сторону гидрофобности [103, 104, 106, 108].

При небольшой толщине водной плёнки в крупных капиллярах, удерживаемой капиллярным давлением, полярные компоненты нефти могут непосредственно адсорбироваться на минеральной поверхности горной породы.

Устойчивость водных плёнок характеризуется показателем рН. Щелочная поверхность карбонатных пород приобретает положительный заряд при значениях рН воды ниже 7–8. В этом случае на поверхности карбонатной породы происходит реакция щелочь-кислота, которая приводит к нарушению толщины и стабильности плёнок воды [60, 88].

В результате кислая поверхность пород приобретает отрицательный заряд при рН воды выше 7, что приводит к утончению и разрушению водных плёнок и повышению способности полярных компонентов нефти адсорбироваться на поверхности пор.

Устойчивость водных плёнок также зависит от минерализации и типа пластовой воды [60]. С увеличением минерализации и содержания в солевом составе двухвалентных хлоркальциевых и хлормагниевого ионов, плёнка воды в поровом пространстве становится менее устойчивой.

В первую очередь гидрофобизации подвергаются поверхности крупных капилляров. Поры размером менее 1 мкм остаются заполненными водой из-за недостаточного капиллярного давления, а радиусы поровых каналов меньше размеров смолисто-асфальтеновых компонентов, которые отвечают за гидрофобность [103, 104, 106, 108].

На рисунке 4.21 приведено изменение коэффициентов корреляции с глубиной для гидрофильных и гидрофобных участков пермокарбоневой залежи Усинского месторождения. На глубине 1200-1220 м выделяется зона, где коэффициенты корреляции $УЭС$ и K_v как для гидрофобной части разреза (рис. 4.19. б), так и гидрофильной (рис. 4.21. а) соединяются между собой. Так же эта зона отмечается переходом состояния коэффициентов корреляции из положительных в отрицательные значения.

Данный процесс протекает в зоне, где происходит реакция окисления нефти, связанная с подъемом воды от уровня свободного насыщения. Также на данном уровне глубин происходит возрастание вязкости нефти и начало процесса гидрофобизации коллекторов. На графике 4.21.б, построенном для пород с $УЭС$ более 200 Ом·м, отмечаются сближения кривых накопленной корреляции $УЭС$ и K_v , связанные с проявлением палеоконтактов ВНК. На данных уровнях также вероятно происходили окислительные процессы, которые, в том числе помимо гидрофобизации породы приводили к росту вязкости нефти.

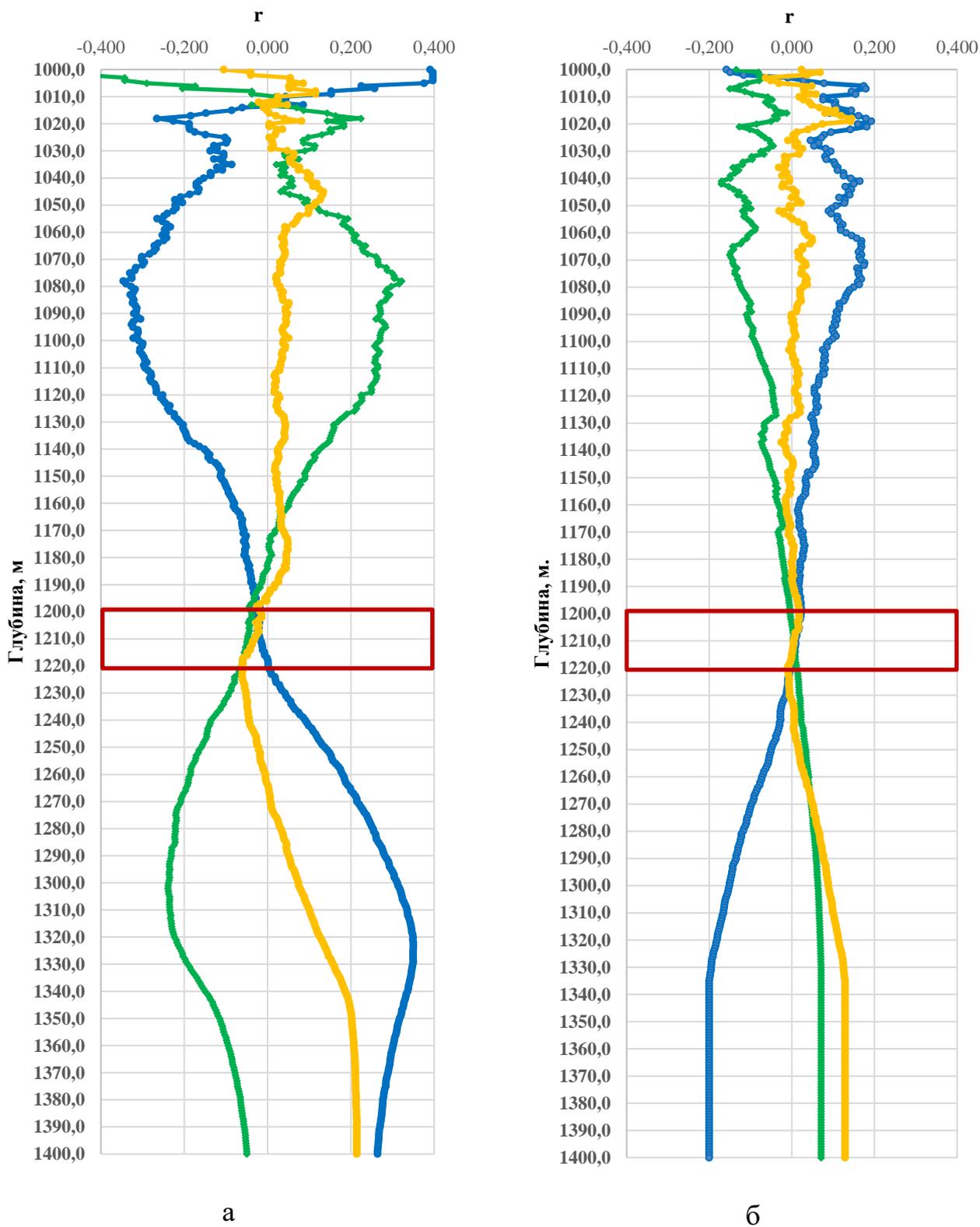


Рис. 4.21. Изменение коэффициентов корреляции с глубиной. Усинское месторождение. Пермокарбонирования залежь.

а – гидрофильные коллектора ($УЭС < 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$);

б – гидрофобные коллектора ($УЭС > 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$).

Описание разреза по типу смачиваемости по скважинам №3500 и 3503 выполнены Центром исследования керна и пластовых флюидов филиала ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г.Перми. Исследования по методике Б.И. Тульбовича с целью обнаружения закономерностей представлены совместно с накопленной корреляцией данных по K_v и УЭС на рис. 4.22.

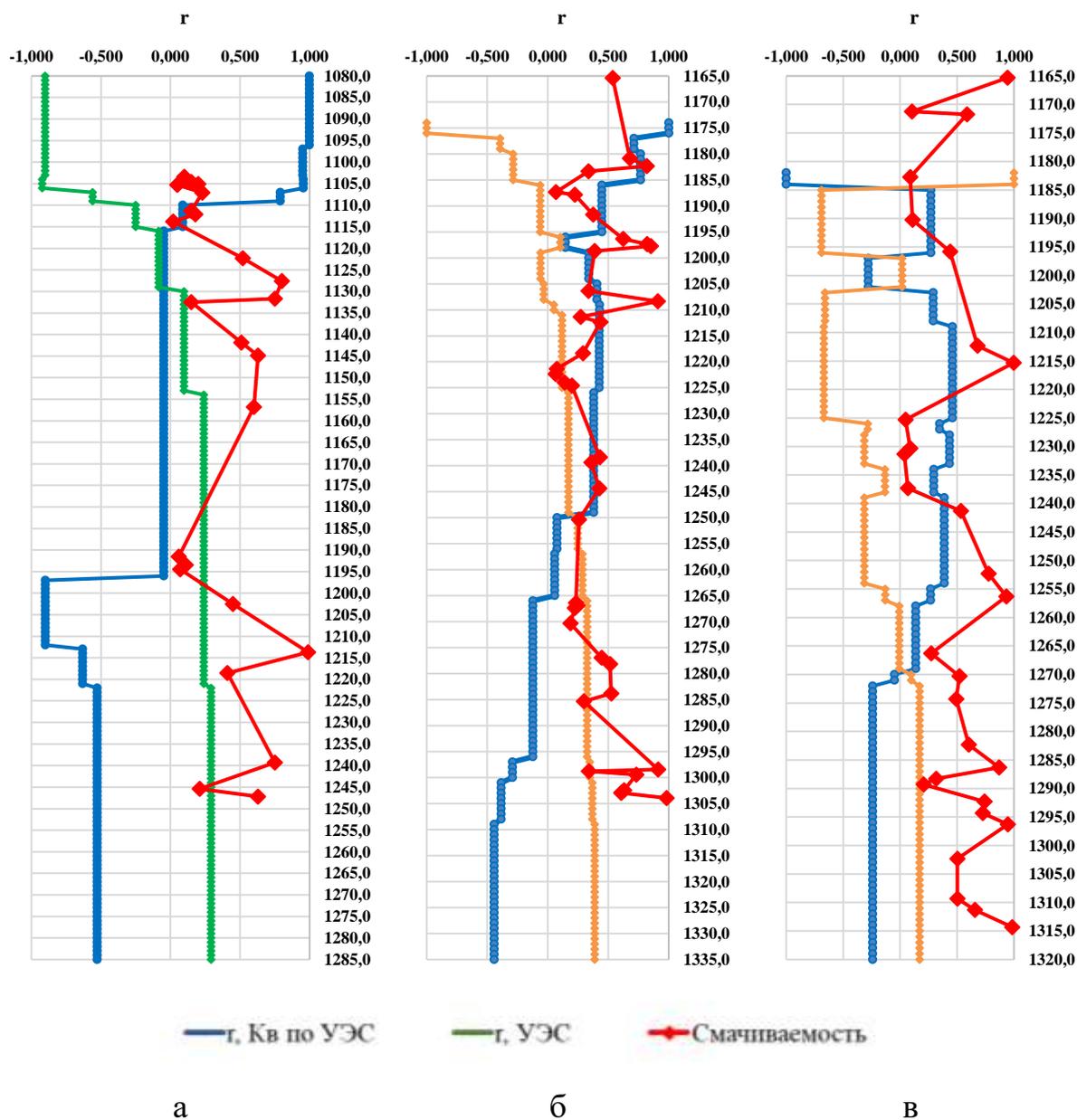


Рис. 4.22. Изменение коэффициентов корреляции с глубиной по скважинам и изменение смачиваемости по керну. Усинское месторождение, пермокарбонатная залежь. а - скв. 90Ц; б - скв. 3500; в - скв. 3505.

На рисунке 4.22 отмечаются явления, связанные с пересечением кривых коэффициентов корреляции для параметров K_v и УЭС. Данные участки для скважины 9ОЦ связаны со снижением смачиваемости, то есть на границах перехода коллектора породы из гидрофильного состояния в гидрофобный или смешанный тип. Данный процесс наблюдается в интервале на абсолютных отметках -1115 – -1130 м, где кривые идут параллельно до глубины -1200 м.

В целом для интервалов глубин -1200 – -1220 м пермокаброновой залежи Усинского месторождения явление пересечения коэффициентов корреляции для параметров K_v и УЭС характерно для подавляющего большинства скважин (рис. 4.22). По скважине №3500 начало сближения кривых отмечается с глубины -1195 м с параллельной динамикой кривых до глубины -1250 м. По скважине № 3505 данное явление наблюдается в интервале глубин -1200 – -1270 м. Таким образом, можно отметить факты наличия уровней гидрофибизации пород, установленные по методике кривых накопленной корреляции УЭС и K_v , которые связаны с анаэробными процессами окисления на границе контакта нефть-вода.

ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 4

В результате проведенных исследований разработаны методы подготовки данных и выбор оптимальных настроек обучения нейронных сетей в ПО «ПРАЙМ». На основе использования аппарата нейронных сетей Левенберга-Марквардта разработана методология решения задач по выделению литологических типов пород, пластов-коллекторов и параметров трещиноватости (плотности и раскрытости трещин).

Для пермокарбоневой залежи нефти Усинского месторождения установлена объемная зональность распределения литотипов пород по классификации Данхема. В каждом из выделенных литотипов на основе алгоритмов машинного обучения определены плотность и раскрытость трещин, в результате чего в объеме залежи рассчитана трещинная проницаемость. В целом ошибки при реализации машинного обучения составили порядка 3-5%, что свидетельствует о достоверности полученных прогнозных решений.

На основе использования аппарата нейронных сетей Левенберга-Марквардта, определений вязкости по отобранным пробам нефти и данным стандартного комплекса ГИС выполнен прогноз определения вязкости нефти по скважинам, а также распределения вязкости в объеме резервуара. Выполнен анализ изменения и причин появления аномально вязких нефтей. Разработана методика прогноза как вязкости, так и гидрофобизации коллектора.

Результаты исследований могут быть использованы для повышения технологической эффективности при реализации геолого-гидродинамического моделирования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В исследовании, материалы которого представлены в диссертационной работе, выполнено научное обоснование разработки технологии достоверного применения метода многовариантного геологического моделирования на основе планирования эксперимента и многокритериальной оптимизации. Для выполнения многокритериальной оптимизации научно обоснованы критерии, позволяющие дифференцировать оптимальные реализации.

Построены математические модели выбора оптимальных реализаций для месторождений Пермского края: терригенных отложений Аспинского (пласты Т1а, Бб1, Бб2, Т), Сосновского (пласты Бш, Тл, Бб, Мл), Стретенского (пласты Бш, Т1), карбонатных отложений Аспинского (пласт Т), Стретенского (пласт Т1) месторождений и Усинского месторождения Республики Коми (пласт Р-С) [13; 14; 18]. Сложность и высокая литолого-фациальная изменчивость геологического строения пермокарбоневой залежи Усинского месторождения позволили доработать и реализовать разработанную многовариантную методику на всех этапах построения литолого-фациального моделирования (построение фациальной модели; распределение литологических разностей пород; моделирование распределения коллекторов) [11]. Индивидуальность геологического строения нефтяных залежей приводит к принципиальному различию результатов как 3D-геологической модели, так и полученных математических аппроксимативных функций для разных объектов [37; 38].

На основе изучения опыта и рассмотрения методов построения модели водо- и нефтенасыщенности разработана и апробирована авторская методика, позволяющая комплексировать методы ГИС и капилляриметрические исследования керна. На основе многомерного математического 3D-моделирования в исследовании обосновано

использование комплексного показателя $\sqrt{(k/K_{\text{п}})}$ в качестве основного критерия, характеризующего площадь фильтрации капиллярных каналов. В результате для переходной водонефтяной зоны залежи реализована методика подбора 3D-функции $K_{\text{в}} = (H_{\text{усв}}, \sqrt{k/K_{\text{п}}})$, что позволило моделировать влияние капиллярных сил при подъеме подошвенных вод в процессе формирования залежи. 3D-модели для всех объектов, на которых выполнялась практическая реализация метода, позволили получить высокие коэффициенты корреляции для используемых данных капилляриметрических исследований керна. Аппроксимирующие функции уравнений имеют следующие коэффициенты корреляции: для Уньвинского месторождения нефти пласта Бш=0,99, пласта Т-Фм R=0,96; для Аспинского месторождения пластов Тл и Бб R=0,98; по Усинскому месторождению пермокарбоневой залежи R=0,98.

В рамках исследований для залежей нефти разработано два подхода обоснования уровня свободного водонасыщения (зеркала чистой воды): 1) на основе накопленной корреляции по глубине залежи УЭС скважин моделируемого объекта; 2) на основе сопоставления модели изменения водонасыщенности (по данным керна) и данных УЭС по ГИС [17]. Обе методики, взаимно дополняя друг друга, позволяют повысить достоверность результатов 3D-моделирования строения переходной водонефтяной зоны.

В рамках исследований разработан подход подготовки данных, ключевым элементом которого является подготовка пластовых исследований, а также методы выбора оптимальных настроек обучения нейронных сетей для решения геологических задач. На основе алгоритма Левенберга – Марквардта реализована задача по выделению литологических типов пород, пластов-коллекторов и параметров трещиноватости. На основе полученных данных трехмерного геологического моделирования выявлена объемная зональность

распределения литотипов пород по классификации Данхема, определены плотность и раскрытость трещин. При реализации машинного обучения ошибки для каждой модели составили порядка 3–5 %, что свидетельствует о высокой достоверности полученных прогнозных решений.

На примере пермокарбоневой залежи Усинского месторождения выполнен анализ проходящих в переходной водонефтяной зоне геохимических процессов, связанных с выщелачиванием пород и формированием зоны цементации [4; 1; 2].

Научно обоснована возможность применения методов стандартного комплекса ГИС при оценке вязкости пластовой нефти, что позволило выполнить прогнозирование вязкости по отобранным пробам нефти и данным ГИС на основе метода нейронных сетей. С использованием технологии машинного обучения и математической статистики для пермокарбоневой залежи сверхвязкой нефти Усинского месторождения разработаны модели прогноза распределения динамической вязкости.

Результаты исследований использованы при реализации геолого-гидродинамического 3D-моделирования и повышения технологической эффективности разработки месторождений.

СПИСОК УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- ВНК – водонефтяной контакт;
- ГДК – гидродинамический каротаж;
- ГИС – геофизические исследования скважин;
- ГКЗ – государственная комиссия по запасам полезных ископаемых;
- ГНК – газонефтяной контакт;
- ГСР – геолого- статистический разрез;
- ЗЧВ – зеркало чистой воды;
- K_v – коэффициент текущей водонасыщенности;
- K_{vo} – коэффициент остаточной водонасыщенности;
- КИН – коэффициент извлечения нефти;
- КМ – капиллярная модель;
- K_n – коэффициент нефтенасыщенности;
- $K_{но}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности;
- $K_{обв}$ – коэффициент обводненности;
- K_p – коэффициент пористости;
- k – коэффициент проницаемости;
- МВМ – многовариантное моделирование;
- МКО – многокритериальная оптимизация;
- МПЗ – модель переходной зоны;
- МПК – множественный прогноз коллекторов;
- НГБ – нефтегазоносный бассейн;
- НГЗ – начальные геологические запасы;
- НИЗ – начальные извлекаемые запасы;
- ОПК – опробование на кабеле;
- ОФП – относительная фазовая проницаемость;
- ПЗ – подсчет запасов;
- ПЭ – планирование эксперимента;

P_v – давление в водной фазе;
 $P_{выт}$ – давление вытеснения;
 P_g – давление в газовой фазе;
 P – давление в нефтяной фазе;
 P_n – параметр насыщенности (коэффициент увеличения удельного электрического сопротивления пласта);
 $P_{п}$ – параметр пористости (относительное электрическое сопротивление пласта);
 P_c – капиллярное давление;
 $P_{с, лаб}$ – лабораторное капиллярное давление;
 $P_{с, пл}$ – пластовое капиллярное давление;
САВ – смолисто-асфальтеновые вещества;
 C_v – минерализация воды;
СППР - система поддержки принятия решений;
ССР – сводно-статистический разрез;
ТПНП – Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция;
УВ – углеводороды;
УВС – углеводородное сырье;
УЭС – удельное электрическое сопротивление;
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
ЭМ – электрическая модель;
ЯМР – ядерно-магнитный резонанс;
1D – одномерное моделирование;
2D ГМ – двухмерное геологическое моделирование;
3D ГМ – трехмерное геологическое моделирование;
 g – ускорение свободного падения;
 m – показатель цементации, экспонента цементации;
MWH – Multiple Working Hypotheses;
 n – показатель насыщенности, гидрофобизации, экспонента насыщенности;

N – число образцов, прослоев;
 $Q_{н(в)}$ – дебит нефти (воды);
 $R_{анг}$ – ранг вариограммы;
 $R_{пор}$ – радиус пор;
 W – коэффициент вариации значений НИЗ нефти;
 Z_{min} – минимальные значения НИЗ нефти;
 $Z_{ср}$ – средние значения НИЗ нефти;
 ΔZ – размах значений НИЗ нефти;
 $\delta_{в}$ – плотность воды;
 $\delta_{г}$ – плотность газа;
 $\Delta_{внк}$ – расстояние от зеркала чистой воды до ВНК;
 $\delta_{н}$ – плотность нефти;
 $H_{у_{св}}$ – уровень свободного насыщения;
 $\Delta_{нвнк}$ – высота над водонефтяным контактом;
 $\Delta_{нзчв}$ – высота над зеркалом чистой воды;
 θ – угол смачиваемости;
 $\rho_{в}$ – удельное электрическое сопротивление пластовой воды;
 σ – межфазовое натяжение;
 σZ – среднеквадратическое отклонение значений НИЗ нефти;
 Z_{max} – максимальные значения НИЗ нефти.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агеева, А.Ю. Влияние литолого-фациальных зон на эффективность пароциклических обработок (на примере пермокарбоновой залежи сверхвязкой нефти Усинского месторождения Республики Коми). / Агеева А.Ю., Путилов И.С. // Недропользование. – 2020. – Т. 20, – №4. – С. 331–343.
2. Адлер, Ю.П. О планировании экспериментов по исследованию эффективности и надежности систем «человек -техника». / Адлер Ю.П., Губинский А.И., Гречко Ю.П – М., – 1971. – 25 с.
3. Адлер, Ю.П. Обзор прикладных работ по планированию экспериментов. / Адлер Ю.П., Грановский Ю.В. – Изд-во МГУ. –1967. – 96 с.
4. Адлер, Ю.П. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. / Адлер Ю.П. – М.: Наука. – 1976. – 286 с.
5. Адлер, Ю.П. Предпланирование эксперимента. / Адлер Ю.П. – М.: Знание. –1980. – 72 с.
6. Азаматов, В.И. Методы изучения неоднородных коллекторов в связи с оценкой запасов нефти и газа. /Азаматов В.И., Свихнувшин Н.М. – М.: «Недра». – 1976. – 216 с.
7. Азаматов, В.И. Об изоляции нефтяных залежей в подошве битумным слоем. / Азаматов В.И., Кучерук Е.В., Спасибко В.Д. // Нефтегазовая геология и геофизика: Материалы научно-техн. совещ. – 1982. – № 5. С.27–30.
8. Азаматов, В.И. Опыт применения методов математической статистики в решении некоторых вопросов подсчета запасов. / Азаматов, В.И. // Материалы семинара маркшейдерского дела в нефтедоб. Пром-сти. Перми. – М.:Недра. – 1965. – С.75-79.

9. Айвазян, С.А. Прикладная статистика. Основы моделирования и первичная обработка данных. / Айвазян С.А., Енюков И.С., Мешалкин Л.Д. – М.: Финансы и статистика. – 1983. – 472 с.
10. Аметов, И.М. Добыча тяжелых и высоковязких нефтей. /Аметов И.М., Байдилов Ю.Н., Рузин Л.М., Спиридонов Ю.А. – М.: Недра. –1985. – 205 с.
11. Амикс, Д. Физика нефтяного пласта. /Амикс Д., Басс Д., Удмтинг Р. – М.: Гостоптехиздат. – 1962. – 569 с.
12. Ампилов, Ю.П. Сейсмическая интерпретация: опыт и проблемы. /Ампилов Ю.П. – М.: Геоинформарк. – 2004. – 286 с.
13. Анализ эффективности применения циклической закачки жидкости на месторождениях с различными геолого-технологическими условиями. / Чумаков Г.Н., Зотиков В.И., Колычев И.Ю., Галкин С.В // Нефтяное хозяйство. – М., 2014, – №9, –С.96-99.
14. Атласман, Ю.Е. Морфология древних рифовых массивов Пермского приуралья и особенности их нефтеносности. /Атласман Ю.Е. // Геологи нефти и газа. – 2001. – №6. – С.56–61.
15. Аттетков, А.В. Методы оптимизации. / А.В. Аттетков, С.В. Галкин, В.С. Зарубин; под ред. В.С. Зарубина, А.П. Крищенко. – 2-е изд. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана. – 2003. – 440 с.
16. Аширов, К.Б. Цементация приконтурного слоя нефтяных залежей в карбонатных коллекторах и влияние ее на разработку. / Аширов К.Б. // Труды Гипрвостокнефть. – 1959. – Вып. 2. – С. 163–174.
17. Банди, Б. Основы линейного программирования. /Банди, Б.; Пер. с англ. – М.: Радио и связь. – 1989. – 176 с..
18. Басниев, К.С. Подземная гидромеханика. /Басниев К.С., Кочина И.Н, Максимов В.М. – М.: Недра, – 1993. – 416 с.
19. Белкина, В. А. Построение трехмерных моделей нефтенасыщенности. Основные проблемы и подходы к их решению. / Белкина В. А., Антипин Я. О., Забоева А. А. // Известия Томского политехнического университета.

- Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 33. – № 9. – С. 223–237.
20. Белоновская, Л.Г. Роль трещиноватости в формировании емкостно-фильтрационного пространства сложных коллекторов. /Белоновская Л.Г., Булач М.Х., Гмид Л.П. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. –Т. 2. –С. 28.
21. Бельтюков, Д.А. Формирование куба проницаемости геолого-гидродинамической модели с учетом зональной неоднородности сложнопостроенного карбонатного коллектора. / Бельтюков Д.А, Кочнев А.А., Галкин С.В. // КОСАР ProceedingК. Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2022. – Кресіал ІККие №2. С. 80-89.
22. Беляков, Е.О. Практические аспекты моделирования переходных нефтеводонасыщенных зон в терригенных коллекторах Западной Сибири по данным анализа керна и геофизических исследований скважин. / Беляков Е.О. // ПРОнефть. – Вып. 1(7). – 2018. – С. 38–43.
23. Березин, В.И. Адсорбция асфальтенов продуктивными породами нефтяных месторождений. / Березин В.И. //Нефтепромысловое дело. - №5, – 1979. – С.25-27.
24. Бузлаев, Д. Проблемы и решения в моделировании листовой штамповки современных сталей и сплавов. / Д.Бузлаев. //САПР и графика. – 2014. – № 4. – С. 96-100.
25. Бурлин, Ю.К. Природные резервуары нефти и газа / Ю.К. Бурлин. – М.: Изд-во МГУ, 1976. – 136 с.
26. Быков, В.Н. Распространение изолирующего слоя в подошве нефтяных залежей в карбонатных коллекторах. / Быков В.Н., Данилова Л.Ю. // Геология и разработка нефтяных месторождений. –1971. С.2431.
27. Варламов, А.И. О новой классификации запасов и ресурсов углеводородов / Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 1. – С. 89–94.

28. Викторин, В.Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей. /Викторин В.Д. – М.:Недра. – 1988. – 150 с.
29. Вилесов, А.П. Литолого-фациальное строение карбонатной толщи башкирского яруса Озерного месторождения нефти (Соликамская депрессия). / Вилесов А.П. – Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья. – М.: ООО “Геоинформарк”. – 2005. – 40 с.
30. Вистелиус, А.Б. Основы математической геологии. / Вистелиус А.Б. – Л.: Наука, 1980. – 389 с.
31. Возможности оперативного контроля остаточных извлекаемых запасов на различных стадиях разработки нефтяных эксплуатационных объектов / С.В. Галкин, Т.Б. Поплаухина, Н.Г. Лузина, Д.С. Лобанов, Р.И. Емашов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т.19, – №4. – С.322–334.
32. Галкин, С.В. О возможности использования многомерных статистических моделей при оценке открытой пористости / Галкин С.В., Сафин Д.К. // Вестник Пермского государственного технического университета. Нефть и газ. – 2000. – Т. 2. – № 4. – С. 25–27.
33. Галкин, В.И. О влиянии обучающей выборки на эффективность локального прогноза нефтегазоносности (на примере северо-востока Волго-Урала). /Галкин В.И., М.Э.Мерсон // М. Наука производству. – №1. – 2006. –С.18–20.
34. Галкин, В.И. Связь коэффициента нефтенасыщенности с другими геолого-технологическими характеристиками объектов, находящихся на завершающей стадии разработки. / Галкин В.И., Потехин Д.В., Путилов И.С // Наука производству. – 2006. – № 1 – С.9–14.

35. Галкин, С.В. Возможности определения типа смачиваемости коллекторов по данным каротажа при оптимизации системы заводнения нефтяных пластов. / Галкин С.В., Колычев И.Ю., Ракинцев В.А // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 1. – С. 34–44.
36. Галкин, С.В. Возможности статистической оценки систематического занижения определений пористости по данным ГИС при использовании частных петрофизических зависимостей. / Галкин С.В. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2000. – №8. – С.17-20.
37. Галкин, С.В. Изучение вторичных изменений визейских коллекторов Соликамской депрессии в условиях стабилизации древних водонефтяных контактов. /Галкин С.В., Колычев И.Ю., Потехин Д.В., Илюшин П.Ю // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т. 19. – № 2. – С. 104–116.
38. Генетические типы и закономерности распространения трещин в карбонатных природных резервуарах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. / Путилов И.С., Потехин Д.В., Саетгараев А.Д., Постников А.В., Постникова О.В., Рахматуллина А.С., Алмазов Д.О // Территория Нефтегаз. – 2022. – №11– 12. – С.14–19.
39. Генетические типы пустотного пространства и закономерности их распределения в карбонатных природных резервуарах Тимано-Печорской провинции. /Постников А.В., Оленова К.Ю., Козионов А.Е., Козимиров Е.Т., Путилов И.С., Потехин Д.В., Саетгараев А.Д. // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – №1(86). – С. 22-28.
40. Геологические факторы и диагностические признаки пород с негидрофильной смачиваемостью на месторождениях Тимано-Печорской провинции. /Дьяконова Т.Ф., Бата Л.К., Саетгараев А.Д., Бронскова Е.И. // Каротажник. – 2021. – Т. 307. – № 1. –С. 19–30.

41. Геохимические процессы наложенного эпигенеза, при формировании водонефтенасыщенности пермокарбонатовой залежи. /Д.В. Потехин, А.В. Плотников, Лей Ван, С.В. Галкин // Бурение и нефть. – 2024. – № 12. – С. 26-31.
42. Геохимические критерии выявления коллекторов и прогноза их нефтегазоносности в терригенных отложениях Пур-Тазовской нефтегазоносной области / Е. Р. Исаева, В. Г. Ворошилов, Т. В. Тимкин, Z. Mansour. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329, – № 4. – С. 132-141.
43. Глебов А. Ф. Геолого-математическое моделирование нефтяного резервуара: от сейсмиков до геофлюидодинамики / А. Ф. Глебов – Москва: Науч. Мир. – 2006. – 343 с.
44. Глотов, О.К. Оценка точности построений отражающих горизонтов. Разведочная геофизика. / Глотов О.К., Косов В.М. – Москва: Недра, 1971.
45. Горский, В.Г. Планирование промышленных экспериментов (модели статики). / Горский В.Г., Адлер Ю.П., Талалай А.М. – М.: Металлургия. – 1974. – 264 с.
46. Григорьев, Ю.Д. Разработка и исследование алгоритмов анализа моделей нелинейной регрессии. Автореферат диссертации на соискание ученой степени Доктора Технические Наук. Новосибирск, 1994.
47. Грищенко, М.А. Современные подходы к моделированию нефтенасыщенности сложнопостроенных залежей с целью создания гидродинамических моделей. / Грищенко М.А. // Геология нефти и газа. – 2008. – № 5. – С. 75–80.
48. Девис, Дж.С. Статистический анализ данных в геологии. / Девис, Дж.С. – Кн.1.– М.: Недра. – 1990. – 319 с.
49. Девис, Дж.С. Статистический анализ данных в геологии. / Девис, Дж.С. – Кн.2. – М.: Недра. – 1990. – 426 с.

50. Дементев, Л.Ф. Системные исследования в нефтегазопромысловый геологии. / Дементев Л.Ф. – М.: Недра. – 1988. – 204 с.
51. Дементьев, Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии. / Дементьев Л.Ф. – М.: Недра. – 1983. 189 с.
52. Дементьев, Л.Ф. Применение информации мер в нефтепромысловый геологии. / Дементьев Л.Ф., Хитров Е.А., Шурубор Ю.В. // Пермь: Тр.ПермНИПИнефть. – 1974. – вып.10.
53. Денисов, С.Б. Построение детальных геологических моделей нефтяных месторождений. / Денисов С.Б. // Геофизика. – 1998. – №1. – С.45-57.
54. Дерюшев, А.Б. Применение многовариантного моделирования при распределении Кп с целью оценки достоверности построения трехмерных литолого-фациальных моделей на примере нижнетиманских отложений Кирилловского месторождения нефти. / Дерюшев А.Б., Потехин Д.В. // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – №2. – С. 10–19.
55. Дерюшев, А.Б. Применение стохастического алгоритма при моделировании терригенных отложений девона (на примере нижнетиманских отложений Кирилловского месторождения нефти). / Дерюшев А.Б., Потехин Д.В. // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2011. – №1. – С. 8-19.
56. Дерюшев, А.Б. Применение стохастического моделирования для распределения коэффициента пористости по разрезу терригенного девона на примере нижнетиманских отложений Кустовского, Кирилловского, Андреевского и Мало-Усинского месторождений нефти. / Дерюшев А.Б., Потехин Д.В. // Научные исследования и инновации. – 2011. – Том 5. - №3. – С. 7–9.
57. Добрынин, В. М. Геофизические исследования скважин. / Добрынин В. М., Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А., Африкян А. Н. - Под ред. В. М.

- Добрынина. – М.: «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. – 2014. Учебное пособие для ВУЗа. – 400 с.
58. Добыча тяжелых и высоковязких нефтей. / И.М. Аметов, Ю.Н. Байдиков, Л.М. Рузин, Ю.А. Спиридонов. – М.: Недра. – 1985. – 205 с.
59. Дэвис, Дж.С. Статистический анализ данных в геологии / Дж.С. Дэвис. – Москва: Недра, – 1990. – 426 с.
60. Евдокимов, И.Н. Молекулярные механизмы вязкости жидкости и газа. Часть 1. Основные понятия. / Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю; под ред. проф. В.Б. Нагаева. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2005. – 59 с.
61. Евдокимов, Н.В. Раннепермские органогенные постройки севера Тимано-Печорского бассейна. /Евдокимов Н.В., Жемчугова В.А. // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2020. – № 3. – С. 57-65.
62. Ермаков, С.М. Математическая теория оптимального эксперимента. / Ермаков С.М., Жиглявский А.А – М.: Наука. – 1987. – 320 с.
63. Жданов, М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. / Жданов М. А. – М.: Недра. – 1970. – 488 с.
64. Жуков, В.С. Экспериментальная оценка коэффициентов сжимаемости трещин и межзерновых пор коллектора нефти и газа. / Жуков В.С., Кузьмин Ю.О. // Записки Горного института. –2021. –Т. 251. – С. 658-666.
65. Заключение, И.С. Прогноз коллекторов Падунского месторождения с использованием усовершенствованного способа сопоставления сейсмических атрибутов и скважинных данных. / Заключение И.С., Путилов И.С. // Геофизика. – 2021. – № 5. – С. 19-23.
66. Закревский, К.Е. Геологическое 3D моделирование. / Закревский К.Е. – М.: ООО «ИПЦ Маска», 2009. – 376 с.
67. Закревский, К.Е. История развития трехмерного геологического моделирования как метода изучения залежей нефти и газа. / Закревский К.Е., Попов В.Л. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. –Том. 332. – № 5. – С. 89–100.

68. Зейдель, А.Н. Элементарные оценки ошибок измерений. /Зейдель А.Н. – М.: Наука. – 1967. – 88 с.
69. Злобин, А.А. Закономерности изменения смачиваемости пород-коллекторов по лабораторным данным. /Злобин А.А., Эбзеева О.Р. //Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. –2013. – №8. – с.52-61.
70. Злобин, А.А. О механизме гидрофобизации поверхности пород-коллекторов нефти и газа. / Злобин А.А., Юшков И.Р. // Вестник Пермского ун-та. Геология. – 2014. – Т. 3, – № 24. – С. 68–79.
71. Злобин, А.А. О механизме гидрофобизации поверхности пород-коллекторов нефти и газа. /Злобин А.А., Юшков И.Р. // Вестник Пермского ун-та. Геология. – 2014. – Т. 3, № 24. – С. 68–79.
72. Ивченко, Г.И. Математическая статистика. / Ивченко Г.И., Медведев Ю.И. – М.: Высшая школа. –1981. – 248с.
73. Изоляция нефтяных залежей в процессе постседиментационных изменений. / С. В. Матяшов, В. И. Зотиков, В. А. Слизовский [и др.] // Вестник Пермского государственного технического университета. Нефть и газ. – 2004. – Т. 3, – № 5. – С.27–30.
74. Изучение вторичных изменений визейских коллекторов Соликамской депрессии в условиях стабилизации древних водонефтяных контактов. / Галкин С.В., Колычев И.Ю., Потехин Д.В., Илюшин П.Ю. // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т. 19. – № 2. – С. 104-116.
75. Изучение неоднородности и анизотропии проницаемости сложно построенного карбонатного резервуара. / Галкин С.В., Кочнев А.А., Кривошеков С.Н., Боталов А.Н., Южаков А.Л., Ожгибесов Е.С. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 3 (375). – С. 25-32.

76. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин / под ред. В. М. Добрынина. – М.: Недра. – 2015. – 456 с.
77. Итенберг, С.С. Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов. / Итенберг С.С., Шнурман Г.А. – М.: Недра. – 1984. – 255с.
78. Каюков, В.В. Инвестиционная привлекательность нефтегазового комплекса Республики Коми. / Каюков В.В., Зайцев Е.В. // Ресурсы Европейского Севера. Технологии и экономика освоения. – 2015. – № 1. – С. 91–96.
79. Кивелиди, В.Х. Вероятностные метода в сейсморазведке. / Кивелиди В.Х., Старобинец М.Е., Эскни В.М. – Москва: Недра, 1982.
80. Киселев, В.С. Машинный алгоритм оценки вероятности существования объектов (аномалий) при анализе полей геофизических параметров. / Киселев В.С., Козлов В.А., Жданович В.В. – Москва: Недра, 1985.
81. Клейтон, В.Дойч. Геостатистическое моделирование коллекторов. /Клейтон В.Дойч. – М.: Ижевск – Институт компьютерных исследований. – 2011. – 400 с.
82. Клепиков, Н.П. Анализ и планирование экспериментов методом максимума подобия. /Клепиков Н.П., Соколов С.Н – М.: Наука. – 1964. – 181 с.
83. Козырев, Н.Д. Оценка влияния параметров неопределенности на прогнозирование показателей разработки. / Козырев Н.Д., Вишняков А.Ю., Путилов И.С. // Недропользование. – 2020. – Том 20, – №4. – С. 356–368.
84. Колычев, И.Ю. Изучение зональности распределения показателей смачиваемости по данным бокового каротажа для нефтенасыщенных визейских коллекторов Соликамской депрессии. / Колычев, И.Ю. // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т.16, – №4. – С.331–341.

85. Компьютерная интерпретация данных геофизических исследований скважин. /Губина А.И., Костливых Л.Н., Зрячих Е.С., Шумилов А.В. – Пермь:Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – 2016. – 218 с.
86. Костицын, В.И. Геофизика. / Костицын В.И., Хмелевской В.К. – Пермь: Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – 2018. – 428 с.
87. Кочнев, А.А.. Анализ влияния геолого-технологических показателей на эффективность технологии радиального бурения на примере эксплуатационных объектов Пермского края. /Кочнев А.А., Зотиков В.И., Галкин С.В. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 12. – С. 20-29.
88. Кошляк, В. А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа: специальность 25.00.12 "Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений»: автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук / Кошляк В.А. – Уфа, – 2004. – 51 с.
89. Кошляк, В.А. Изучение нефтеотдачи пластов методами промысловой геофизики. / Кошляк В.А., Султанов Т.А. – М.: Недра, – 1986. – 193 с.
90. Кулагин, А.В. Моделирование геологических процессов при интерпретации геофизических данных. / Кулагин А.В., Мушин И.А., Павлова Т.Ю. – М.: Недра. – 1994. – 251с.
91. Кунин, Н.Я. Подготовка структур к глубокому бурению для поисков заделай нефти и газа. – Москва: Недра, 1981.
92. Латышова, М.Г. Достоверность геофизической и геологической информации при подсчете запасов нефти и газа /Латышова М.Г., Дьяконова Т.Ф., Цирюльников В.П. – Москва: Недра, 1986.
93. Левянт, В.Б. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа [текст] / В.Б. Левянт, Ю.П. Ампилов, В.М. Глоговский. – М.: МПР. - ЦГЭ. – 2006. – 40 с.

94. Левянт, В.Б. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа. / Левянт В.Б., Хромова И.Ю., Козлов Е.А. и др. – М.: ОАО «ЦГЭ». – 2010. – 250 с.
95. Литологические модели пород-коллекторов для верхнемеловых отложений Восточного Предкавказья. / Сивальнева О.В., Рахматуллина А.С., Постников А.В., Постникова О.В., Зуева О. А., Идрисова Е.К., Пошибаев В.В. // Георесурсы. – 2021. – №23(3). – С. 83–89.
96. Литолого-петрофизическая неоднородность карбонатных резервуаров Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. / Постникова О.В., Постников А.В., Козионов А.Е., Путилов И.С., Потехин Д.В., Саегараев А.Д. // Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – № 4/2021. – С. 5-20.
97. Лобанов, Д.С. Анализ современной эффективности геолого-технических мероприятий при оперативном контроле извлекаемых запасов на основе многомерных статистических моделей / Лобанов Д.С., Аббасова Г.Г., Галкин С.В. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 10 (370). – С. 38-43.
98. Лузина, Д.В. Закономерности изменения водонефтяного контакта Башкирского свода (Верхнедевонско-турнейские отложения) / Лузина Д.В., Потехин Д.В // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – №18. – Т.15 – С.7–15.
99. Мартюшев, Д.А. Влияние напряженного состояния горных пород на матричную и трещинную проницаемость в условиях различных литолого-фациальных зон турне-фаменских нефтяных залежей Верхнего Прикамья. / Мартюшев Д.А., Галкин С.В., Шелепов В.В // Вестник Московского университета. – Серия 4: Геология. – 2019. – № 5, – С. 44-52.

100. Маскет, М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. /Маскет М. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований. – 2004. 628 с.
101. Матерон, Ж. Основы прикладной геостатистики. / Матерон Ж. – М.: Мир.; Пер. из.: фран. – 1968. 408 с.
102. Методика выделения по данным рентгеновской томографии керна и электрического каротажа интервалов битумо- и нефтесодержащих коллекторов с определением типа их смачиваемости. / Галкин С.В., Лекомцев А.В., Колычев И.Ю., Потехин Д.В., Шао Цайжуй, Шумилов А.В. // Геофизика. – 2020. – №4. – С.112–119.
103. Михайлов, А. Н. Основные представления о переходных зонах и водяных контактах в неоднородных пластах [Электронный ресурс] / А. Н. Михайлов //Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика №1, 2012.
104. Михайлов, Н.Н. Физика нефтяного и газового пласта. / Н.Н. Михайлов – М: МАКС ПРЕСС. – 2008. – 447 с.
105. Многовариантное геологическое 3Д моделирование с контролем качества реализаций по сейсмическим данным / Путилов И.С., Потехин Д.В. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2013661302, 5.12.2013. Заявка №2013619430 от 18.10.2013.
106. Моделирование распределения вязкости пластовой нефти на пермокарбоневой нефтяной залежи Усинского месторождения на основе технологии машинного обучения. / Д.В. Потехин, А.В. Плотников, А.Л. Южаков, С.В. Галкин // Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – № 3/2023. – С.43–55.
107. Модель пропорциональных интенсивностей в задаче исследования надежности изоляции. /Григорьев Ю. Д., Карманов В. С., Лях Т. Е., Щеглов Н. В. // Сборник научных трудов НГТУ. – изд-во НГТУ. – Вып. 3(16). 1999. С.20-22.

108. Молекулярные механизмы вязкости жидкости и газа. Часть 1. Основные понятия. / Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю; под ред. проф. В.Б. Нагаева. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2005. – 59 с.
109. Москаленко, Н. Ю. Использование относительных фазовых проницаемостей для определения критических водонасыщенностей и темпа обводнения пласта на примере месторождений ООО «Газпромнефть» / Н. Ю. Москаленко, Н. В. Гильманова, С. В. Самороков, А. Г. Орлов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 12. – С. 28–40.
110. Налимов В.В., Чернова Н.А. Статистические методы планирования экстремальных экспериментов. М.: Наука, 1965. - 340 с.
111. Налимов, В.В. Теория эксперимента. / Налимов В.В. – М: Наука. – 1971. – 205 с.
112. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / под ред. М. М. Ивановой. – М.: Недра. – 1983. – 262 с.
113. Нижнепермские карбонатные холмы севера Тимано-Печорского бассейна как основные объекты поиска скоплений углеводородов. / Жемчугова В.А., Евдокимов Н.В., Poort J., Ахманов Г.Г // Литология и полезные ископаемые. – 2020. – № 4. – С. 291–308.
114. О возможности построения статистических моделей определения коэффициентов извлечения нефти по обобщенным данным условий разработки. / Галкин В.И., Галкин С.В., Савич А.И., Акимов И.А. // Геология геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – №9. – 2007. – С.6-10.
115. О необходимости комплексного определения коэффициентов извлечения нефти (КИН) различными методами (на примере Пермского края). / Галкин В.И., Галкин С.В., Савич А.И., Акимов И.А. // Геология геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – №9. – 2007. – С.24–27.

116. О связи коэффициентов трещиностойкости и геофизических характеристик горных пород месторождений углеводородов. /Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Кухтинский А.Э., Шустов Д.В. // Записки Горного института. –2020. –Т. 241. –С. 83–90.
117. Обоснование изменения водонасыщенности по высоте залежи нефти и газа при геолого-гидродинамическом моделировании. / Некрасов А.С., Д.В. Потехин, А.В. Шилов, А.В. Габнасыров А.В., Присяжнюк М.А. // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №10. – С.78-81.
118. Обоснование положения водонефтяного контакта при геолого-гидродинамическом моделировании залежей нефти и газа. / Некрасов А.С., Потехин Д.В., Шилов А. В., Присяжнюк М.А. // Материалы международной научно-практической конференции EAGE. –2016. – 4 с.
119. Органическое вещество в карбонатных коллекторах ТПНП и его влияние на структуру и свойства пустотного пространства. / Постникова О.В., Постников А.В., Козионов А.Е., Путилов И.С., Потехин Д.В., Саегараев А.Д. // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2021. – № 3, –С.5-18
120. Основы смачиваемости. / Абдалла В., Бакли Д.С., Карнеги Э. и др. // Нефтегазовое обозрение. – 2007. – Том. 19. – № 2. – С. 54–75.
121. Особенности геологического строения залежи Усинского месторождения и состава добываемой нефти / Д.И. Чуйкина, О.В. Серебренникова, Л.Д. Стахина, Л.К. Алтунина // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – Т. 61. – № 1. – С. 18–21.
122. ОСТ 39-204-86. Нефть. Метод определения остаточной водонасыщенности. – М.: Миннефтепом. – 1986. – 23 с.
123. ОСТ 39-235-89 Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. – М.: Миннефтепом. – 1989. – 37 с.

124. Пат. Российская Федерация. Способ размещения поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин на месторождениях нефти и газа на основе многовариантных трехмерных геологических моделей. №2578733 RU / Путилов И.С., Потехин Д.В.; заявитель и патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» – № 2013157446; зарегистрировано 01.03.2016; срок действия 24.12.2033.
125. Пестов, В.В. Определение начальной нефтенасыщенности терригенных коллекторов миоцен-олигоцена Западного Предкавказья на основе капилляриметрических исследований керна. / Пестов В.В., Москаленко И.В., Александров Б.Л // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 28–30.
126. Петерсилье, В.И. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. / Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. – 2003. – Москва: Тверь. – 261 с.
127. Петухова, Ю.А. Математическое моделирование фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. / Петухова Ю.А., Потехин Д.В. // Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли. Сборник докладов научно-практических конференций журнала "Нефтяное хозяйство" – 2018. – С.39–47.
128. Пирсон, С.Д. Учение о нефтяном пласте (перевод с английского). /Пирсон С.Д. – М.: Гостоптехиздат. – 1961. – 570 с.
129. Повышение эффективности гидродинамического моделирования посредством применения усовершенствованных методик обработки данных гидродинамических исследований скважин (На примере Озерного месторождения). / Латышева М.В, Устинова Ю.В., Кашеварова В.В., Потехин Д.В. // Вестник ПНИПУ. Геология Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – №15. – С.73–80.
130. Попова, Т. М. Методы одномерной оптимизации: методические указания и задания к выполнению лабораторных работ по дисциплине

«Методы оптимизации» / Т. М. Попова. – Хабаровск: Изд-во Тихоокеан. гос. ун-та. – 2011. – 26 с.

131. Пороскун, В.И. Система поддержки принятия решений ОП при оценке месторождений нефти и газа. / Пороскун В.И., Стернин М.Ю., Шепелев Г.И. //Геологическое изучение недр. Э.И. – 1995. – №1-3. – С.25

132. Пороскун, В.И. Вероятностный метод подсчета и классификации запасов нефти и газа (анализ методических подходов) / В.И. Пороскун, Емельянова Н. М. //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – №7. – С.4-12

133. Пороскун, В.И. Интервальная оценка запасов месторождения в системах классификации запасов / Пороскун В.И., Н.М. Емельянова. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – №11. – С. 4–9.

134. Пороскун, В.И. Новая классификация запасов и ресурсов нефти и горючего газа. / В.И Пороскун, Габриэлянц Г.А., Коваленко Е.Г. //ТехнологииТЭК. – 2004. – №4. – С.6-13

135. Пороскун, В.И. Теоретические и методические основы принятия решений при поисках и разведке месторождений нефти и газа с использованием компьютерных технологий. Диссертация на соискание ученой степени Доктора геолого-минералогических Наук. Москва, 2006.

136. Постников, А.В. Взаимосвязь палеотектоники и литофациальной зональности нижнедевонских отложений северо-востока Хорейверской впадины. / Постников А.В., Сивальнева О.В., Рахматуллина А.С.//Четвертая молодежная тектонофизическая школа-семинар ИФЗ РАН: Тезисы доклада Всерос. Конф. – 2015. – С. 252-257.

137. Потехин Д. В. Применение технологии машинного обучения при моделировании распределения литотипов на пермокарбоневой залежи нефти Усинского месторождения. / Галкин С. В. //Записки Горного института. – 2023. – Том 259. – С. 41-51

138. Потехин, Д. В. Обзор неопределенностей методов трехмерного геологического моделирования и выбора достоверных моделей / Д. В. Потехин // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2014. – № 1. – С. 59-62.
139. Потехин, Д. В. Адаптация трехмерной геологической модели к материалам подсчета запасов (на примере Полазненского месторождения) / Д. В. Потехин, И. С. Путилов // Горные ведомости. – 2007. – № 11(42). – С. 28-31.
140. Потехин, Д.В. Анализ учета изменения нефтенасыщенности в пределах переходной зоны при трехмерном геологическом моделировании (на примере Трифионовского месторождения). / Потехин Д.В. // Известия вузов. Нефть и газ. Пермь. – 2004. – №5. – С.105–110.
141. Потехин, Д.В. Использование поточечных данных ГИС для построения трехмерных геологических моделей в программном комплексе IRAP RMS (на примере Шершневого месторождения). / Потехин Д.В // Материалы XXXIII научно-практической конференции горно-нефтяного факультета ПГТУ. – 2004. – С.41–44.
142. Потехин, Д.В. Количественное обоснование параметров многовариантного моделирования для повышения достоверности трехмерных геологических моделей нефтяных месторождений. / Потехин Д.В., Путилов И.С // М.: Территория НЕФТЕГАЗ. – 2014. – №2. – С.20-23.
143. Потехин, Д.В. Комплексная оценка границы коллектор-неколлектор в отложениях нижнего мела и юры месторождений Западной Сибири. / Потехин Д.В., Рубцов Е.В. // Проблемы развития нефтяной промышленности западной Сибири: Материалы научно-практической конференции молодых ученых и специалистов в ОАО «СибНИИНП». – 2001. – С.53–54.
144. Потехин, Д.В. Методика изменения нефтенасыщенности в пределах переходной зоны при трехмерном геологическом моделировании на

примере Трифоновского месторождения. / Потехин Д.В // Материалы XXXIII научно-практической конференции горно-нефтяного факультета ПГТУ. Пермь: – 2004. – С.45–49.

145. Потехин, Д.В. Методологическое обеспечение контроля подтверждаемости геолого-гидродинамических моделей и прогнозных дебитов по результатам эксплуатационного бурения скважин / Потехин Д.В., Путилов И.С., Галкин С.В. // SOCAR Proceedings. Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2022. – Special Issue №2. – С. 65-71.

146. Потехин, Д.В. Методологическое обеспечение контроля подтверждаемости геолого-гидродинамических моделей и прогнозных дебитов по результатам эксплуатационного бурения скважин / Потехин Д.В., Путилов И.С., Галкин С.В. // SOCAR Proceedings. – 2022. – Special Issue №2. – Р. 65-71.

147. Потехин, Д.В. Оптимизация технологии многовариантного трехмерного геологического моделирования залежей нефти и газа. Диссертация на соискание ученой степени Кандидата Технические Наук. Пермь. 2014 г.

148. Потехин, Д.В. Опыт трехмерного моделирования терригенного девона на примере нижнетиманских отложений Кирилловского месторождения нефти. / Потехин Д.В., Дерюшев А.Б. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – №4. – С. 25-31.

149. Потехин, Д.В. Особенности трехмерного моделирования месторождений сложного строения. / Потехин Д.В., Башков А.Н., Рубцов Е.В. // Сборник докладов IV –й Российской конференции пользователей компании ROXAR. – 2003. – С. 8.

150. Потехин, Д.В. Повышение достоверности геологических моделей залежей нефти и газа на основе усовершенствованной технологии многовариантного трехмерного моделирования. /Потехин Д.В., Путилов И.С., Галкин В.И. // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №7. –С. 16–19.

151. Потехин, Д.В. Повышение достоверности представлений о геологическом строении залежи за счет выбора реалистичных решений многовариантной модели. Международная научно-практическая конференция «Прогноз и разработка нефтегазоперспективных месторождений / Потехин Д.В., Путилов И.С. // НК «ЛУКОЙЛ» – 2014. – С.44.
152. Потехин, Д.В. Повышение достоверности представлений о геологическом строении залежи за счет выбора реалистичных решений многовариантной модели. / Потехин Д.В., Путилов И.С. // Четвертая международная научно-практическая конференция ЕАГО «Нефтегазовая геология и геофизика» – 2014. – С. 92–96.
153. Потехин, Д.В. Построение 3D геологических моделей нефтяных залежей на основе метода вероятностных множественных реализаций / Д.В. Потехин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 7(379). – С.12–18.
154. Потехин, Д.В. Построение 3D-модели переходной водонефтяной зоны на основе методов комплексирования методов исследований керна и каротажа. / Потехин Д.В., Галкин С.В. – Научно-практическая конференция «Гейдар Алиев и нефтяная стратегия Азербайджана: достижения нефтегазовой геологии и геотехнологий» г. Баку, Азербайджан – 2023.
155. Потехин, Д.В. Применение нейронных сетей для интерпретации геофизических исследований скважин пермокарбоневой залежи Усинского месторождения нефти. / Потехин Д.В., Путилов И.С. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – №4(364). – С.24–27.
156. Потехин, Д.В. Применение технологии машинного обучения при моделировании распределения литотипов на пермокарбоневой залежи нефти Усинского месторождения / Потехин Д.В., Галкин С.В. // Записки Горного института. – 2023. – Т. 259. – С. 41-51.

157. Потехин, Д.В. Разделение карбонатных коллекторов на типы по данным ГИС. / Потехин Д.В. // Геология западного Урала по пороге XXI века, перм. гос. ун-т Пермь, –1999. – С.272–273.
158. Потехин, Д.В. Технология 3D-моделирования начальной нефтенасыщенности в переходной водонефтяной зоне по комплексу методов капилляриметрии и электрического каротажа. /Потехин Д.В., Ширяев Е.О., Галкин С.В. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – С.98–107.
159. Потехин, Д.В. Исследование и анализ распределения вязкости пластовой нефти пермокарбонатной залежи. /Потехин Д.В., Галкин В.И. – 2024. – № 12. – С. 106-109.
160. Потехин, Д. В. Адаптация трехмерной геологической модели к материалам подсчета запасов (на примере Полазненского месторождения) / Д. В. Потехин, И. С. Путилов // Горные ведомости. – 2007. – № 11(42). – С. 28-31.
161. Применение технологий глубокого обучения для изучения шлифов на примере Усинского месторождения нефти. /Попов Н.А., Путилов И.С., Гуляева А.А., Винокурова Е.Е. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. –2020. –Т. 331. –№ 6. –С. 100-112.
162. Проблемы обоснования водонефтяного контакта по материалам геофизических исследований скважин при построении детальных геологических моделей / Дьяконова Т.Ф., Билибин С.И., Дубина А.М. и др. // Каротажник. – 2004. – № 3–4. –С. 83–97.
163. Прогнозирование фаций терригенных отложений на основе высокоинформативных сейсмических данных 3D и машинного обучения. / С.В. Ладейщиков, И.С. Путилов, Е.В. Пятунина, А.П. Лаптев // Геофизика. – 2018. – № 5. – С. 31-37.
164. Программа подготовки данных для трехмерного моделирования / Путилов И.С., Потехин Д.В. Свидетельство о государственной регистрации

программы для ЭВМ № 2007614719, 14.11.2007. Заявка № 2007613795 от 24.09.2007.

165. Прудников, А.П. Интегралы и ряды (элементарные функции). / Прудников А.П., Брычков Ю.А., Маричев О.И. – М.: Наука. – 1981. – 800 с.

166. Путилов, И.С. Многовариантное 3D геологическое моделирование с контролем качества реализаций для повышения достоверности геологической модели. / Путилов И.С., Потехин Д.В., Галкин В.И. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – №10 – С.17-20.

167. Путилов, И.С. Моделирование неоднородности петрофизических свойств пропластков при построении трехмерной геологической модели. / Путилов И.С., Потехин Д.В. // Проблемы геологии и разработки нефтяных залежей Пермского Прикамья: сб.научн.тр. ООО "ПермНИПИнефть". – 2006. – С.91– 96.

168. Путилов, И.С. Оценка кондиционности данных на этапе подготовки и загрузки в пакет трехмерного геологического моделирования. / Путилов, И.С., Потехин Д.В. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – №5-6 – С.48–50.

169. Путилов, И.С. Прогноз коллекторов поданным 3D сейсморазведки на территории Пермского края. / Путилов И.С., Потехин Д.В. // Материалы конференции EAGE Геомодель. – 2014. – 5 с.

170. Путилов, И.С. Разработка методики многовариантного моделирования 3D моделирования с контролем качества реализации для повышения достоверности геологических моделей. / Путилов И.С., Потехин Д.В. // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №1. – С.15–17.

171. Путилов, И.С. Разработка технологии многовариантного трехмерного моделирования с контролем качества реализаций для повышения достоверности геологических моделей. / Потехин Д.В. // Материалы научно-

практической конференции «Теория и практика нефтяной геофизики» – Пермь 2013 г.

172. Путилов, И.С. Распределение петрофизических свойств в трехмерных геологических моделях нефтяных залежей. / Путилов И.С., Потехин Д.В. // Геология и ископаемые Западного Урала: сб.ст. по материалам регион. науч.-практ. конф./Перм. гос. ун-т. – 2006, – С.122–123.

173. Путилов, И.С. Рекомендации по выявлению и устранению ошибок на этапе подготовки исходных данных для трехмерного геологического моделирования месторождений нефти и газа. / Путилов И.С., Потехин Д.В. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – №9–10. – С.28-29.

174. Путилов, И.С. Создание концептуальной геологической модели, основанной на литолого-петрографических исследованиях, на примере пермокарбонной залежи Усинского месторождения / Путилов И.С., Винокурова Е.Е., Южаков А.Л. [и др.] // Недропользование. – 2020. – Т. 20, №3. – С. 214-222.

175. Разницын А.В. Интерпретация данных исследований методом ядерного магнитного резонанса в комплексе лабораторных работ по изучению керна (на примере терригенных отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции). / Разницын А.В. // Недропользование. – 2022. – Том. 22, – №3. – С.109–115.

176. Рао, С.Р. Линейные статистические методы и их применение. /Рао С.Р. – М.: Наука. – 1968. - 547 с.

177. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений. РД 153-39.0-047-00 – Москва. Минэнерго. – 2000. – 143с.

178. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39-007-96 – Москва. ВНИИ. – 1996.– 265с.

179. Рейзлин, В.И. Численные методы оптимизации. / В.И. Рейзлин. – Томск: Изд-во Томского государственного университета. – 2011. – 105 с.
180. Репина, В.А. Применение комплексного учета петрофизических характеристик при адаптации геолого-гидродинамических моделей (на примере визейской залежи Гондыревского месторождения нефти). /Репина В.А., Галкин В.И., Галкин С.В. // Записки Горного института. 2018. – Том. 231. – С.268-274.
181. Рогозин, А.А. Комплексирование данных ЯМР-релаксометрии и электрометрических исследований на примере пород-коллекторов месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. / Рогозин А.А., Игнатъева Т.С., Чурков А.В. // Экспозиция Нефть Газ. – 2021. – № 6. – С. 62–66.
182. Рузин, Л.М. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов. / Л.М. Рузин, И.Ф. Чупров; под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ. – 2007. – 244 с.
183. Руководство пользователя программного продукта IRAP RMS. – Москва. – 2002.
184. Сабельников, И.С. Геостатистические методы определения достоверности трехмерной литологической модели месторождения. / Сабельников И.С., Потехин Д.В. // Материалы конференции EAGE Геомодель. – 2014. – 5 с.
185. Сабельников, И.С. Оценка достоверности литологического строения модели месторождения методом cross-validation и jackknife. / Сабельников И.С., Потехин Д.В. // Геология в развивающемся мире. Сборник научных трудов (по материалам VII научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых с международным участием ПГНИУ) – 2014. – С.403–407.

186. Сахибгареев, Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. / Сахибгареев Р.С. – Л.: Недра. – 1989. – 260 с.
187. Сергеев, В.Л. Модели и алгоритмы адаптивной интерпретации результатов комбинированных газогидродинамических исследований интеллектуальных скважин. /Сергеев В.Л., Нгуен Тхак Хоай Фыонг. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. –Т. 329. – № 10. – С. 67–75.
188. Система поддержки принятия решений в задачах стоимостной оценки нефтегазовых месторождений — СППР OIL. / Пороскун В.И., Стернин М.Ю., Шепелев Г. И., Аракелян В.А. – Матем. методы и автоматиз. Системы в геологии, АОЗТГеоинформмарк. – М., – 1996. – 37 с.
189. Система управления ресурсами и запасами жидких, газообразных и твердых углеводородов. /Подготовлена Комитетом по запасам нефти и газа Общества инженеров-нефтяников США (SPE). //Консультанты: Подтуркин Ю.А., Фурсов А.Я., Климушин И.М. // Перевод TechInput, Inc.© по заказу ФГУ "Государственная комиссия по запасам РФ" (переводчик: Агеев Ю.Е.). – 2007. – 60с.
190. Скворцов, В.В. Математический эксперимент в теории разработки нефтяных месторождений. /Скворцов В.В. – М.: Наука. – 1970. – 248 с.
191. Словарь по геологии нефти и газа. – Л.: Недра, 1988. – 679 с.
192. Смачиваемость пород-коллекторов в процессе разработки залежей нефти / М.Т. Абасов, Р.Ю. Алияров, Ю.М. Кондрушкин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2004. –№8. – С.69–71.
193. Создание концептуальной геологической модели, основанной на литолого-петрографических исследованиях, на примере пермокарбоновой залежи Усинского месторождения. / Путилов И.С., Винокурова Е.Е., Гуляева А.А. и др. // Недропользование. –2020. –Т. 20. –№ 3. –С.214–222.

194. Тимонина, Н.Н. Пути инновационного развития нефтегазового комплекса Республики Коми. / Тимонина Н.Н. // Вестник Института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. – 2014. – Т. 237. – № 9. – С. 25-28.
195. Тимонина, Н.Н. Стратегия развития нефтегазового комплекса Республики Коми. /Тимонина Н.Н., Никонов Н.И. // Георесурсы. – 2013. – Т. 52. – № 2. – С. 39–44.
196. Уточнение геолого-гидродинамической модели сложнопостроенной залежи нефти путем комплексного анализа данных. / Козырев Н.Д., Кочнев А.А., Менгалиев А.Г., Путилов И.С., Кривощев С.Н. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Том. 331. – № 10. – С. 164–177.
197. Учаев, П.Н. Оптимизация инженерных решений в примерах и задачах. / П.Н. Учаев, С.А. Чевычелов, С.П. Учаева; под общ. ред. проф. П.Н. Учаева. – Старый Оскол: ТНТ. – 2013. – 176 с.
198. Учет геомеханических свойств пласта при разработке многопластовых нефтяных месторождений. / Галкин С.В., Кривощев С.Н., Козырев Н.Д. и др. // Записки Горного института. – 2020. – Т. 244. – С. 408–417.
199. Фишер, Р.А. Статистические методы для исследователей. /Фишер Р.А. – М.: Госстатиздат. – 1958. – 267 с.
200. Холодов, В.Н. Об эпигенетической зональности уровня оруденения в нефтеносных карбонатных породах. /Холодов В.Н. и др. //Изв. АН СССР Сер. Геол. – 1961. – №11. – С. 50.
201. Чистяков, А.А. Применение компьютерной томографии и ЯМР для петротипизации сложнопостроенных терригенных коллекторов. / Чистяков А.А., Швалюк Е.В., Калугин А.А. // Георесурсы. – 2022. – Том. 24. – № 4. – С. 102–116.

202. Чумаков, Г.Н. Вероятностная оценка эффективности применения метода циклической закачки жидкости в пласт. / Чумаков Г.Н. // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014 – № 13 – С. 49–58.
203. Чуринова, И.М. Интерактивная система обработки материалов геофизических исследований скважин (ИНГИС). / Чуринова И.М., Шабельникова Т.Г. и др. – ЦГЭ. – 1991. – 188 с.
204. Энерглин, У. Аналитическая геохимия. / Энерглин У., Брили Л. – Недра. – 1975. – 295 с.
205. Эпоха полноразмерного керна при лабораторных исследованиях технологий повышения нефтеотдачи пластов / И.С. Путилов, П.Н. Рехачев, И.П. Гурбатова, Н.Н. Барковский, О.И. Якимов, О.А. Морозюк // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т.15. – № 19. – С. 155-164.
206. Эффективность применения метода электрического микросканирования на месторождениях Пермского Прикамья / А. С. Некрасов., Д. В. Потехин, В. Ф. Рыбка, Ю. В. Уточкин // Геофизика. – 2020. – № 5. – С. 56–63.
207. Akhmetov, R.T. Application of the Brooks–Corey model in the conditions of lower cretaceous deposits in terrigenous reservoirs of Western Siberia. / Akhmetov R.T., Kuleshova L.S., Mukhametshin V.V. // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2018. – V. 560. – P.4–12.
208. Amini, K. An efficient Levenberg – Marquardt method with a new LM parameter for systems of nonlinear equations. Amini K., Rostami F., Caristi G. // Optimization. – 2018. – Vol. 67. Iss. 5. – P. 637-650.
209. An integrated approach for formation micro-image rock typing based on petrography data: a case study in shallow marine carbonates. / Kharitontseva P.,

- Gardiner A., Chernov D. et al. // *Geosciences (Switzerland)*. –2021. –Vol. 11. Iss. 6. –№ 235.
210. An integrated approach of numerical well test for well intersecting fractures based on FMI image. /Guodong Jin, Huilin Xing, Tianbin Li et al. // *Lithosphere*. – 2022. Iss. 1. – № 4421135.
211. Analysis of fractures in the Dalan and Kangan carbonate reservoirs using FMI logs: Sefid-Zakhur gas field in the Fars province, Iran. /Nabiei M., Yazdjerdi K., Asadi A., Soleimany B. // *Carbonates and Evaporites*. – 2021. –Vol. 36. – № 28.
212. Application of machine learning algorithms to predict the effectiveness of radial jet drilling technology in various geological conditions. / Kochnev A., Galkin S., Krivoshchekov S., Kozyrev N., Chalova P. // *Applied Sciences (Switzerland)*. – 2021. – Vol.11. – N.4487.
213. Beltiukov, D. A. The combining different-scale studies in a reservoir simulation model of a deposit with a fractured-cavernous type of carbonate reservoir / D. A. Beltiukov, A. A. Kochnev, S. V. Galkin // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* : 14, Perm, Virtual, 09–12 ноября 2021 года. Vol. 1021. – Perm, Virtual, 2022. – P. 012027. – DOI 10.1088/1755-1315/1021/1/012027.
214. Beltiukov, D.A. The possibilities of combining different-scale researches in creating a rock permeability array in a reservoir simulation model of a deposit with a fractured-cavernous type of carbonate reservoir / Beltiukov D.A., Kochnev A.A., Galkin S.V. // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2022. – T. 1021(1). – No. 012027.
215. Box, G. E. P. Design of experiments in Non-Linear Situations. /Box G. E., Lucas H.L. // *Biometrika*. – 1959. – P.77– 90.
216. Box, G. E. P. Multifactor Experimental Designs for Exploring Response Surfaces, Ann. /Box G. E. P., Hunter J. S – *Math. Stat* 28, – № 1. – 1957. – 195c.

217. Box, G. E. P. On the Experimental Attainment of Optimum Conditions. /Box G. E. P., Wilson K.B. //Journal of the Royal Statistical Society. Series B. – Vol. – No.13. –1951. – 45 p.
218. Box, G. E. P. Sequedal design of experiments for nonlinear models, Proc. / Box G. E. P., Hunter J. S // In Proceedings of the IBM Scientific Computing Symposium on Statistics,. – 1963. – P. 113–137.
219. Buckley, J. S. Mechanisms and consequences of wettability alterations by Crude oils: PhD Thesis. / Buckley J. S. // Heriot–Watt University. –1996. – vol. 9. – 177 c.
220. Buckley, J.S. Mechanisms of wetting alteration by crude oils. / Llu Y., Monsterleet S. // SPE Journal. –1998. –vol. 3. – P. 54–61.
221. Buckley, J.S. Solubility of the Least–Soluble Asphaltenes. /Buckley J.S., Wang J., Creek J.L. // Asphaltenes, Heavy Oils, and Petroleomics. –2007. –vol. 16. – P.401–437.
222. Buckley, S.E. Mechanism of fluid displacement in sands. / Buckley S.E., Leverett M.C. // Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers. – 1942. – V. 146. – P. 107–116.
223. Chernoff, H. Localy optimal designs for estimating paramaters. /Chernoff H. // Institute of Mathematical Statistics . Vol. 24. – 1953. – P.586-602.
224. Chernoff, H. Optimal accelerated life designs for estimation. /Chernoff H. // Tech-nometrics. – 1962. – №3. – P.381-408.
225. Chiles, J. P. Geostatistics. Modeling Spatial Uncertainty, Wiley Series in Probability and Statistics, Wiley & Sons. / J. P. Chiles, P. Delfiner. – 1999. – 695 p.
226. Clarifying the concept of operational risk assessment in the oil and gas industry. /Yang, X., Haugen, S., Paltrinieri, N. Clarifying // Safety Science. – 2018. – Vol. 108. – P. 259-268.
227. Collins, S.H. Adsorbtion of asphaltenes and water on reservoir rock minerals. /Collins S.H., Melrose J.C. // SPE Journal. – 1983. –P. 249–256.

228. Consistent porosity – permeability modeling, reservoir rock typing and hydraulic flow unitization in a giant carbonate reservoir. /Ghadami N., Rasaei M.R., Hejri Sh. et al. // Journal of Petroleum Science and Engineering. –2015. Vol. 131. –P. 58-69.
229. Dual neural network architecture for determining permeability and associated uncertainty. / Kausik, R., Prado, A., Gkortsas, V.-M., Venkataramanan L., Datir, H., Johansen, Y.B. // Petrophysics. – 2021. – Vol. 62. – No. 1. – P. 122–134.
230. Dubey, S. T. Asphaltene adsorption and desorption from mineral surfaces. /Dubey S. T., Waxman M. H. // SPE Reservoir Eng. –1991. –8. –P.389–395.
231. Dubrule, O. Geostatistics for seismic data integration in earth models. /Dubrule O. SEG/EAGE Distinguished Instructor Series. Disc No. 6. – 2005. – 296 p.
232. Dunham, R.J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. /Dunham R.J. // Classification of Carbonate Rocks: Classification of Carbonate Rocks Symposium. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, – 1962. –P.108–121.
233. Dyskin, A. Fracture mechanics approach to the problem of subsidence induced by resource extraction. /Dyskin A., Pasternak E., Shapiro S. // Engineering Fracture Mechanics. –2020. –Vol. 236. – № 107173.
234. Evaluation of void space of complicated potentially oil-bearing carbonate formation using X-ray tomography and electron microscopy methods / S. V Galkin, D. A. Martyushev, B. M. Osovetsky, [et. al.] // Energy Reports. – 2022. – Vol. 8. – P. 6245-6257.
235. Fisher, R. A. Statistical methods for Research workers, 13th ed. /Fisher R. A. – Oliver and Boyd – 1958. – 372 p.
236. Fisher, R. A. Theory of statistical estimation. / Fisher, R. A. // Proc. Camb. Phil. Soc. A. Vol-22. – 1925. P.700-725.

237. Fuhg, J.N. State-of-the-Art and Comparative Review of Adaptive Sampling Methods for Kriging / J.N. Fuhg, A. Fau, U. Nackenhorst // Archives of Computational Methods in Engineering. – 2021. – V. 28. – № 4. – P. 2689-2747.
238. Garcia, A.P. Improved assessment of hydrocarbon saturation in mixed-wet rocks with complex pore structure. / Garcia A.P., Heidari Z., Rostami A. // Petrophysics. – 2017. – Vol. 58. – No. 5. – P. 454–469.
239. Hauser, D. Vulnerability of Arctic marine mammals to vessel traffic in the increasingly ice-free North west Passage and Northern Sea Route. /Hauser, D., Laidre, K., Stern, H. L. // Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America. – 2018. – Vol. 115(29). – P. 7617–7622.
240. Iskenderov, M. Some results of modeling electrical resistivity (on the example of deposits of the South-Absheron aquatorium zone and the northern part of the Baku archipelago). / Iskenderov M. // SOCAR Proceedings. – 2017. – Vol. 2. – No.2. – P. 4–12.
241. James, N.P. Reefs and mound. / James N.P., Bourque P.A. // Facies models – response to sea-level change. Hamilton: Geological Association of Canada, – 1992. – P. 323–347.
242. Jennings, J.B. Capillary pressure techniques application to exploration and development geology. / Jennings J.B. // The American Association of Petroleum Geologist Bulletin. – 1987. – V. 71. – P. 1196–1209.
243. Jiawei, Li. Integrated study of gas condensate reservoir characterization through pressure transient analysis. /Jiawei Li, Gang Zhao, Xinfeng Jia, Wanju Yuan. // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2017. –Vol. 46. – P.160–171.
244. Jinyan, Fan. An adaptive multi-step Levenberg – Marquardt method. /Jinyan Fan, Jianchao Huang, Jianyu Pan. // Journal of Scientific Computing. – 2019. –Vol. 78. –P. 531–548.

245. Kewen, Li. Theoretical development of the brooks-corey capillary pressure model from fractal modeling of porous media. / Kewen, Li. // Symposium on Improved Oil Recovery. – Tulsa, Oklahoma, – 2004. – P. 3–9.
246. Kiefer, J. The Equivalence to Two Extremum Problems. / Kiefer J., Wolfowitz J. // Canadian Journal of Mathematics – 1962. P. 363-366.
247. Kiefer, J. Optimum designs in regression problems. / Kiefer J. // Institute of Mathematical Statistics. Vol. 30. No. 2. – 1961. P.271-294.
248. Kiersztyn, S.E. Formal theoretical foundation of electrical aging of dielectrics. /Kiersztyn S.E. //IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. – Vol. pas 100. – №11. – 1981.
249. Klayton, V. Deutsch Geostatistical Reservoir modeling. – OXFORD university. –2002. – P. 378.
250. Kovalevskiy, E.V. Fuzzy geological model. / Kovalevskiy E.V – Petroleum Geostatistics, Cascais, Portugal. – 2007. – 122 с.
251. Li, Y. An adaptive Kriging method with double sampling criteria applied to hydrogen preparation case. / Y. Li, J. Shi, J. Shen [et al.] // International Journal of Hydrogen Energy. – 2020. – T. 45. – № 56. – P. 31689-31705
252. Liang, Chen. Shamanskii-like Levenberg – Marquardt method with a new line search for systems of nonlinear equations. /Liang Chen, Yanfang Ma. // Journal of Systems Science and Complexity. – 2020. – Vol. 33. – P. 1694-1707.
253. Modeling of fracturing of limestone petroleum reservoir using Fraca technology. / A.A. Shchipanov, A.S. Nekrasov, O. Fonta, D.V. Potekhin. // International Conference & Exhibition, Saint Petersburg, Russia, – 2006. – 0,5 печ. листа.
254. Niab, D. Petrophysics. /Niab D., Dinaldson E.C. – 2004. – Oxford: Elsevier. – 926 p.
255. NMR Wettability of Carbonate Reservoir Cores: Best Practices. / Sauerer B., Valori A., Krinis D., Abdallah W. // The SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. Manama, Bahrain. – 2019. P. 1-17.

256. On damping parameters of Levenberg – Marquardt algorithm for nonlinear least square problems. /Umar A.O., Sulaiman I.M., Mamat M. et al. // International Conference on Recent Trends in Applied Research (ICoRTAR), 14-15 August 2020, Nigeria. Journal of Physics: Conference Series. – 2021. – Vol. 1734. – № 012018.
257. Petroleum Resources Management System / approved by SPE, WPC, AAPG and SPEE,2007. // <http://www.spe.org/industry/docs/PetroleumResourcesManagementSystem2007.pdf>.
258. Production prediction for fracture-vug carbonate reservoir using electric imaging logging data. / Xie Fang, Zhang Chengsen, Liu Ruilin, Xiao Chengwen. // Petroleum Exploration and Development. –2018. – Vol. 45. Iss. 2. –P. 349-356.
259. Sait I, Özkaya. Fracture modeling from borehole image logs and water invasion in carbonate reservoirs with layer – bound fractures and fracture corridors. /Sait I Özkaya. // Journal of Petroleum Science and Engineering. –2019. – Vol. 179. –P. 199–209.
260. Study of the geological characteristics and development of statistical models forecast owc of upper-devonian-tournaisian oil-and-gas complex of the bashkir arch. / Luzina D.V., Potekhin D.V. // Geomodel 2015 - 17th scientific-practical conference on oil and gas geological exploration and development. – 2015. – C.451–456.
261. Study of wettability of reservoirs of oil fields by the method of x-ray tomography core. / Efimov A., Savitskiy Ya., Galkin S., Soboleva E., Gurbanov V. // SOCAR Proceedings. – 2016. – Vol. 4. – No. 4. – P. 55–63.
262. Substantiation of oil-water contact location for the purposes of its geological and hydro-dynamic modeling. / Nekrasov A.S., Potekhin D.V., Shilov A.V., Prisyazhnyuk M.A. // Geomodel 2016 - 18th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development – 2016.

263. Umar A.O., Sulaiman I.M., Mamat M. et al. On damping parameters of Levenberg – Marquardt algorithm for nonlinear least square problems // International Conference on Recent Trends in Applied Research (ICoRTAR), 14-15 August 2020, Nigeria. Journal of Physics: Conference Series. 2021. Vol. 1734. № 012018.
264. Using formation micro-imaging, wireline logs and onshore analogues to distinguish volcanic lithofacies in boreholes: Examples from Palaeogene successions in the Faroe-Shetland Basin NE Atlantic. /Watton T.J., Cannon S., Brown R.J. et al. // Geological Society London Special Publications. –2014. –Vol. 397. Iss. 1. – P. 173-192.
265. Varouchakis, E. A. Median Polish Kriging and Sequential Gaussian Simulation for the Spatial Analysis of Source Rock Data / E. A. Varouchakis // Journal of Marine Science and Engineering. – 2021. – T. 9. – № 7. – P. 717-726.
266. Wang, H. Convergence rate of the Levenberg – Marquardt method under Hölderian local error bound. /Wang H., Fan J. // Optimization Methods and Software. –2020. –Vol. 35. Iss. 4. – P. 767–786.
267. Wang, M. Determination of NMR T2 Cutoff and CT Scanning for Pore Structure Evaluation in Mixed Siliciclastic–Carbonate Rocks before and after Acidification. / Wang, M., et al. // Energies. – 2020. – Vol. 13. – No. 1338. <https://doi.org/10.3390/en13061338>.
268. Washburn, K.E. A New Laboratory Approach to Shale Analysis Using NMR Relaxometry. / Washburn K.E., Birdwell J.E. // The Unconventional Resources Technology Conference. – 2013. – P. 1–8.
269. WasteNet: waste classification at the edge for smart bins. / White G., Cabrera C., Palade A. et al. // School of Computer Science and Statistics. – 2020. – P. 1-8.
270. Xuesong, Wang. Heavy Metals in Urban Soils of Xuzhou, China: SpatialDistribution and Correlation to Specific Magnetic Susceptibility.

/Xuesong, Wang. // International Journal of Geosciences. – 2013, – vol. 4, – issue 02, – P. 309-316.

АКТЫ О ВНЕДРЕНИИ

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора
по геологии и разработке месторождений – главный геолог
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
Б.Г. Алексеев



АКТ ВНЕДРЕНИЯ

Трехмерное моделирование насыщения переходной
водонефтяной зоны в объеме нефтяной залежи

Настоящий акт подтверждает внедрение научной разработки, выполненной Потехиным Денисом Владимировичем, начальником управления подсчета запасов Республики Коми Филнала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИГПИнефть» в г. Перми.

Вовлечение в разработку все более сложных и неоднородных по геологическому строению месторождений, расположенных как на территории Республики Коми, так и Пермского края, а также максимально полное извлечение остаточных запасов нефти на разрабатываемых месторождениях накладывает высокие требования к пониманию их геологического строения.

Научное исследование, выполненное Потехиным Денисом Владимировичем, направлено на решение важной с точки зрения науки и производства задачи – детализацию распределения начальной нефтенасыщенности на месторождениях нефти Республики Коми и Пермского края на основе усовершенствованной технологии прогноза начальной модели распределения нефтенасыщенности с учетом переходной зоны по скважинам и в межскважинном пространстве геологической модели.

Предлагаемые в научной работе усовершенствованные подходы прогноза модели переходной водонефтяной зоны в объеме нефтяной залежи позволяют уточнить геологическое строение залежей и использовать эти результаты для геолого-гидродинамического моделирования, подсчета запасов, а также при планировании разработки и эксплуатации продуктивных объектов.

Разработаны подходы и математические модели распределения нефтенасыщенности по данным капиллярметрических исследований ядра для построения геологических моделей пермокарбонатной залежи Усинского месторождения Республики Коми. Результаты исследований использованы при выполнении работ в рамках промышленного подсчета запасов и утверждены в ФБУ «ГКЗ» по данному объекту. Кроме того, указанный подход апробирован на турнейско-фаменских отложениях Уньвинского месторождения нефти и пластах Тд, Бб Аспинского месторождения нефти Пермского края.

На основе разработанных усовершенствованных математических моделей построены трехмерные геологические модели, которые позволили уточнить детализацию трехмерного распределения начальной нефтенасыщенности и начальные геологические запасы. Результаты использованы при выполнении адаптации фильтрационного моделирования с последующим составлением проектно-технологического документа.

Рекомендуется дальнейшее применение усовершенствованных подходов к прогнозу распределения начальной нефтенасыщенности в межскважинном пространстве, как на месторождениях нефти Республики Коми, так и Пермского края.

Начальник Управления геологии
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», к.т.н.

Начальник геологического отдела
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», к.т.н.

 А.Ю. Назаров

 С.В. Варушкин

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель генерального директора
по геологии и разработке месторождений – главный геолог
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
Б.Г. Алексеев



АКТ ВНЕДРЕНИЯ

Разработка технологии выбора оптимальных реализаций при многовариантном 3D – геологическом моделировании

Настоящий акт подтверждает внедрение научной разработки, выполненной Потехиным Денисом Владимировичем, начальником управления подсчета запасов Республики Коми Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

Вовлечение в разработку все более сложных и неоднородных по геологическому строению месторождений, расположенных как на территории Пермского края, так и Республики Коми, а также максимально полное извлечение остаточных запасов на разрабатываемых месторождениях накладывает высокие требования к пониманию их геологического строения.

Научное исследование, выполненное Потехиным Денисом Владимировичем, направлено на решение важной с точки зрения науки и производства задачи – повышение достоверности геологического строения на основе усовершенствованной технологии многовариантного геологического моделирования с внедрением в процесс теории планирования эксперимента и выбора оптимальных реализаций с применением теории многокритериальной оптимизации. Комплексирование научно обоснованных и разработанных критериев позволяет ранжировать наиболее оптимальные реализации для создания трехмерных геологических моделей залежей нефти на этапе литолого-фациального моделирования, что позволяет контролировать распределение эффективных толщин, литологических типов и фаций. Также, контролирует распределение ФЕС при петрофизическом моделировании на основе подбора оптимальных настроек, используемых при построении методом кригинга.

Для разработки и практической реализации технологии многовариантного моделирования разработаны геолого-математические модели, позволяющие выполнить выбор оптимального прогноза геологического строения залежей нефти Пермского края – Аспинского (пласты Т_{1а}, Бб₁, Бб₂, Т), Сосновского (пласты Бш, Тл, Бб, Мл) и Стретенского (пласты Бш, Т₁) и месторождений Республики Коми – пермокарбоновой залежи Усинского месторождения.

Для Усинского месторождения дополнительно реализована методика расчета вероятностных критериев оптимизации при многовариантном фациальном 3D-моделировании.

Рекомендуется дальнейшее применение усовершенствованной технологии многовариантного моделирования, как на месторождениях нефти Пермского края, так и Республики Коми.

Начальник Управления геологии
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», к.т.н.


_____ А.Ю. Назаров

Начальник геологического отдела
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», к.т.н.


_____ С.В. Варушкин

«14» ноября 2016 г.

Директор департамента
технической поддержки
Roxar Technologies AS


_____ А.В. Рыбников
(подпись)

АКТ

об использовании технологии

**"Многовариантное геологическое 3D моделирование с контролем качества
реализаций по сейсмическим данным"**

в программном продукте Igar RMS компании Roxar Technologies AS

Наименование:

«Технология Многовариантного геологического 3D моделирования с контролем качества реализаций по сейсмическим данным».

Авторы:

*Путинцов Иван Сергеевич, Потехин Денис Владимирович
Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ТермНИИ-Инсофт"*

Описание реализации:

Технология реализована в виде отдельного функционального модуля, представляющего собой набор скриптов, написанных на внутреннем языке программирования PL программного комплекса Igar RMS.

Это позволило тесно интегрировать разработанные авторами методики обработки и анализа сейсмических и геолого-геофизических данных и эффективно использовать полученные результаты в процессе создания многовариантных геологических моделей в рамках единой технологической цепочки в ПК Igar RMS.

Опыт применения:

Технология внедрена и активно применяется в производственном процессе создания трехмерных многовариантных геологических моделей с использованием программного комплекса Igar RMS в большинстве филиалов ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг". Эффективность технологии подтверждается повышением реалистичности и предикативных способностей 3D геологических моделей месторождений, созданных с применением данной технологии по результатам последующего анализа и оптимизации разработки и бурения скважин.

Менеджер по развитию Бизнеса
Roxar Technologies AS



Г.Г. Серкисов