

Общество с ограниченной ответственностью
«РН — Геология Исследования Разработка»
(ООО «РН-ГИР»)

На правах рукописи

Глухов

Глухов Тимофей Вадимович

**ОЦЕНКА РЕСУРСОВ ГАЗА ПЛАСТА НБ₁ ВЕРХНЕГО МЕЛА
НАДЫМ-ПУР-ТАЗОВСКОГО РЕГИОНА**

Специальность 1.6.11 — Геология, поиски, разведка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
доктор геолого-минералогических наук,
Лебедев Михаил Валентинович

Тюмень — 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ	2
ВВЕДЕНИЕ	4
1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ	12
1.1. История изучения надсеноманского комплекса Западной Сибири.....	12
1.2. Литолого-стратиграфическая характеристика отложений надсеноманского комплекса	17
1.3. Тектонический режим и условия осадконакопления отложений нижней подсвиты березовской свиты	22
1.4. Строение и газоносность нижней подсвиты березовской свиты.....	30
1.5. Седиментация и преобразование кремнезема.....	42
Выводы.....	48
2. ПРОГНОЗ И КАРТИРОВАНИЕ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ЗАЛЕЖЕЙ ПЛАСТА НБ ₁ НАДЫМ-ПУР-ТАЗОВСКОГО РЕГИОНА.....	50
2.1. Определение подсчетных параметров геофизическими методами	50
2.2. Методика прогноза подсчетных параметров	56
2.3. Результаты прогноза подсчетных параметров.....	60
Выводы.....	87
3. МЕТОДИКА ВЕРОЯТНОСТНОЙ ОЦЕНКИ ЛОКАЛИЗОВАННЫХ РЕСУРСОВ ГАЗА ПЛАСТА НБ ₁	89
3.1. Вероятностный подход в геологоразведочных работах	89
3.2. Методика вероятностной оценки ресурсов.....	93
3.3. Обоснование подхода к вероятностной оценке локализованных ресурсов газа пласта НБ ₁	99
Выводы.....	116
4. РЕЗУЛЬТАТЫ ВЕРОЯТНОСТНОЙ ОЦЕНКИ ЛОКАЛИЗОВАННЫХ РЕСУРСОВ ГАЗА ПЛАСТА НБ ₁	119
4.1. Оценка ресурсов пласта НБ ₁	119
4.2. Ранжирование объектов оценки	122

4.3. Рекомендации по проведению исследований	125
Выводы.....	127
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	129
ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	132
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	134

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Природный газ является одним из ключевых энергетических ресурсов, обеспечивающих промышленные и бытовые нужды во всем мире. Среднесрочная перспектива мировой энергетики нацелена на увеличение роли этого топлива: в сравнении с каменным углем, нефтепродуктами, атомной и возобновляемой энергией природный газ является дешевой, безопасной и экологичной альтернативой [122].

Добыча природного газа в Российской Федерации обеспечивает значимую часть его потребления в мире [143]. Значительная доля отечественной газодобычи приходится на месторождения севера Западной Сибири, открытые в интервале отложений апт-альб-сеноманского возраста во второй половине прошлого века. Переход месторождений на стадию падающей добычи закономерно поднимает вопрос восполнения запасов. Новым источником природного газа могут стать залежи, приуроченные к кремневым резервуарам верхнего мела (нижние подсвиты березовской и часельской свит).

Кремневые коллекторы, залегающие выше сеноманского яруса, обладают доказанной газопродуктивностью: открыты и поставлены на баланс запасы на Медвежьей и Харампурской площадях. Залежи газа, приуроченные к этим отложениям, могут рассматриваться как возвратные объекты разработки для залежей сеноманского возраста севера Западной Сибири [9]. Поскольку запасы газа, заключенные в интервале березовской свиты, относятся к трудноизвлекаемым, к их добыче применяется льготное налогообложение [78], что позволяет рассматривать их и как самостоятельные объекты разработки.

Кремневые отложения верхнего мела Западной Сибири малоизучены: специфика приуроченных к ним коллекторов не позволяет применять традиционные методы исследования, используемые при изучении классических терригенных отложений. Это затрудняет получение оценки ресурсов кремневых резервуаров с достаточной степенью достоверности.

Вместе с тем в последние годы разработаны принципиально новые методические подходы к исследованию кремневых отложений верхнего мела Западной Сибири. Благодаря этому получен значительный объем новых данных о строении, составе и свойствах этих отложений, и в настоящее время стало возможным изучить закономерности изменения подсчетных параметров кремневых коллекторов в региональном масштабе.

Степень разработанности темы исследования

Березовская свита выделена Н. Н. Ростовцевым в 1955 г. [105]. Газоносность в ее интервале установлена позднее, в 1970-е годы: впервые об интенсивных газопроявлениях при проходке интервала нижней подсвиты березовской свиты отмечено в статье С. В. Стригоцкого и В. В. Масленникова [112]. В начале 1990-х публикуются первые работы, посвященные оценке перспектив надсеноманского комплекса — статья С. Е. Агалакова и О. В. Бакуева, в которой предложены новые объекты поиска залежей газа в интервале березовской свиты [7].

В 2000–2010-х годах на фоне падения добычи газа из апт-альб-сеноманского комплекса началось активное изучение надсеноманского интервала, включая перспективные кремневые отложения нижней подсвиты березовской свиты. С. Е. Агалаковым, О. В. Бакуевым, А. И. Кудамановым, Н. Х. Кулахметовым, В. А. Мариновым, А. А. Неждановым, М. Ю. Новоселовой, В. В. Огибениным, С. А. Скрылевым исследованы геологическое строение кремневых резервуаров, раскрыты особенности осадконакопления и формирования кремневых коллекторов, обоснованы и оценены перспективы их газоносности [1, 2, 5, 7, 16, 66, 81 и др.].

Петрофизические свойства кремневых отложений по керну и данным ГИС изучены в работах А. А. Дорошенко, Я. И. Гильманова, Я. О. Карымовой, И. О. Ошнякова, Д. Б. Родивилова [32, 33, 44, 52, 53, 87, 102 и др.]. Авторами предложен новый методический подход к исследованию нетрадиционных коллекторов и определены их фильтрационно-емкостные свойства, получены петрофизические модели порового пространства для отдельных площадей исследования.

Биостратиграфию верхнего мела изучали В. А. Маринов, В. М. Подобина и другие исследователи [69, 93, 94 и др.]. Результаты их работы положены в основу

реконструкций условий формирования осадков и взаимоотношения стратиграфических подразделений верхнего мела, выполненных С. Е. Агалаковым, А. И. Кудамановым, В. А. Мариновым и их соавторами [6, 13, 60, 68, 72 и др.]. Авторами определена необходимость пересмотра региональных стратиграфических схем.

Объемы ресурсов газа, заключенных в отложениях нижней подсвиты березовской свиты, оценили О. В. Бакуев, В. В. Черепанов, С. Е. Агалаков [16, 17, 117]. В связи с низкой изученностью объекта исследования оценка выполнялась в пределах отдельных структур или в обобщенном виде — в целом по региону, методом аналогии.

В 2024 г. коллективом авторов (С. Е. Агалаков, М. А. Александров, Н. Н. Аржиловская, О. В. Бакуев, А. О. Гордеев, Я. И. Гильманов, Т. В. Глухов, Н. П. Девятка, Л. Р. Дистанова, С. А. Заночуев, А. А. Калабин, Т. М. Карих, Е. С. Климова, А. И. Кудаманов, О. В. Кудряшова, А. А. Кузовков, О. А. Лознюк, В. А. Маринов, Д. Г. Митрофанов, Н. В. Нассонова, М. Ю. Новоселова, С. В. Осипов, И. О. Ошняков, И. Г. Павлуткин, А. В. Соловьева) опубликована монография, в которой обобщены и систематизированы результаты всесторонних исследований кремневых отложений верхнего мела Западной Сибири [19].

Объектом исследования является пласт НБ₁ верхнего мела (поздний сантон) в пределах Надым-Пур-Тазовского региона, что в плане нефтегеологического районирования соответствует Надым-Пурской и части Пур-Тазовской нефтегазоносных областей, в системе административного деления — Ямало-Ненецкому автономному округу.

Площадь территории исследования — 185 600 км².

Цель исследования — выполнить вероятностную оценку ресурсов газа пласта НБ₁ верхнего мела в пределах Надым-Пур-Тазовского региона.

Для достижения поставленной цели необходимо решить **научную задачу**: разработать методику вероятностной оценки ресурсов объекта исследования.

Решение научной задачи включает следующие этапы:

1. Изучение закономерностей накопления, формирования и преобразования кремневых коллекторов верхнего мела Западной Сибири.

2. Анализ зависимостей свойств и параметров залежей пласта НБ₁ верхнего мела.
3. Прогноз подсчетных параметров на основе полученных трендов и оценка ошибки прогноза.
4. Обоснование диапазонов неопределенности подсчетных параметров и величин вероятности существования залежей.
5. Оценка локализованных ресурсов газа пласта НБ₁ верхнего мела Надым-Пур-Тазовского региона.

Фактический материал, использованный в работе:

1. Результаты интерпретации ГИС 700 скважин.
2. Региональная модель изучаемых отложений (карты кровли ОГ Г и ОГ С4, границы распространения отложений пласта НБ₁, которые получены в рамках региональной работы по данным 11 тыс. скважин и 270 тыс. пог. км профилей СРР 2D).
3. Подсчетные планы и параметры залежей на Государственном балансе запасов.

Научная новизна

1. Впервые для пласта НБ₁ Надым-Пур-Тазовского региона выполнен прогноз коэффициента газонасыщенности по зависимости от априорных свойств изучаемой геологической системы.
2. Впервые для ловушек пласта НБ₁ Надым-Пур-Тазовского региона определены вероятности существования залежи на основе критического значения параметра, контролирующего продуктивность резервуаров.
3. Впервые на основе полученных результатов для ловушек пласта НБ₁ Надым-Пур-Тазовского региона выполнена вероятностная оценка локализованных ресурсов газа.

Теоретическая и практическая значимость работы

Предложенный подход к оценке вероятности существования залежи на основе критических величин подсчетных параметров имеет значение для развития теории вероятностной оценки локализованных ресурсов.

Методика прогноза емкостных свойств применена при оценке ресурсов газа березовской свиты на территории лицензионных участков ПАО НК «Роснефть» в Западной Сибири.

Полученные в результате работы карты емкостных параметров применимы для оценки перспективности территории и выбора первоочередных направлений поисково-разведочных работ.

Методология и методы исследования

Основным методом решения научной задачи являлся комплексный анализ накопленных данных об объекте исследования: геологического строения, условий накопления, формирования и преобразования кремневых коллекторов, результатов интерпретации ГИС пласта НБ₁. Зависимости свойств и параметров залежей пласта НБ₁ установлены по результатам применения метода регрессионного анализа. Для построения карт прогноза параметров применен метод интерполяции — кригинг. В рамках этого подхода построены карты прогнозных значений параметра и карты стандартного отклонения. Полученные карты использовались для задания функций плотности вероятности в рамках вероятностного моделирования оценки ресурсов газа, выполненного методом Монте-Карло на основе объемной формулы подсчета запасов газа.

Положения, выносимые на защиту

1. Коэффициент газонасыщенности коллекторов пласта НБ₁ в Надым-Пур-Тазовском регионе закономерно возрастает с глубиной залегания отложений, что обусловлено увеличением степени преобразованности кремневого вещества.
2. Вероятность существования залежей в пределах положительных антиклинальных структур в интервале пласта НБ₁ в Надым-Пур-Тазовском регионе определяется вероятностью наличия эффективного резервуара.
3. Наиболее перспективными по соотношению вероятностных оценок локализованных ресурсов и вероятности существования залежи являются ловушки, приуроченные к северной части территории исследования.

Личный вклад автора

Геологическая модель и основные научные результаты получены в рамках работ по уточнению ресурсного потенциала березовской свиты Западной Сибири, выполненной в ООО «РН — Геология Исследования Разработка» (ПАО НК «Роснефть»). Автор разработал методику вероятностного моделирования оценки ресурсов газа в интервале березовской свиты, обосновал модели функций плотности вероятности параметров по результатам исследования керна. Также автор принимал участие в построении региональной геологической модели, межскважинной корреляции, оценке генерационного потенциала отложений березовской свиты.

В рамках диссертационного исследования автор уточнил результаты оценки ресурсов газа пласта НБ₁ в пределах Надым-Пур-Тазовского региона за счет привлечения новых данных и актуализации прогноза подсчетных параметров. Лично автором выполнен сбор и систематизация геолого-геофизической информации (геологических данных о строении и условиях залегания пласта НБ₁, РИГИС), проведен ее анализ: выявлены зависимости подсчетных параметров (общей толщины пласта, коэффициента содержания коллекторов, коэффициента пористости, коэффициента газонасыщенности) от априорных свойств геологической среды. По результатам анализа построены карты их прогноза.

Автором выполнено обобщение и критический анализ существующих методических подходов к оценке вероятностей существования залежей и оценке ресурсов вероятностными методами, применяемыми в геологоразведочных работах. На основании результатов анализа автором разработана методика оценки вероятности существования залежи, применимая к нетрадиционным кремневым отложениям объекта исследования.

Степень достоверности полученных результатов обеспечена:

1) использованием в качестве теоретической основы результатов исследований и научных обобщений по вероятностной оценке ресурсов и анализу вероятности существования залежи Н. М. Емельяновой, П. Дельфинера, Ф. Демирмена, Дж. Мурза, А. А. Полякова, В. И. Пороскуна, П. Роуза, Д. Уайта, С. В. Шатрова и

других авторов, а также ряда методических руководств по оценке ресурсов и анализу вероятности существования залежи [45, 46, 47, 95, 96, 118, 126, 141, 142, 146, 149 и др.];

2) использованием в качестве региональной геологической основы апробированных результатов С. Е. Агалакова, А. А. Дорошенко, Я. О. Карымовой, А. И. Кудаманова, В. А. Маринова, А. А. Нежданова, И. О. Ошнякова, Д. Б. Родиилова и других исследователей [1, 2, 5, 44, 52, 53, 58, 62, 63, 68, 72, 81, 87, 88, 104 и др.];

3) большим объемом использованных в исследовании фактических данных.

Апробация работы

Результаты научных исследований представлены на восьми конференциях: IX Всероссийском литологическом совещании (с международным участием) «Литология осадочных комплексов Евразии и шельфовых областей» (г. Казань, 2019), Научно-практической молодежной конференции «Росгеология. В поисках новых открытий» (г. Иркутск, 2019), Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии — нефтегазовому региону» (г. Тюмень, 2020), Национальной научно-практической конференции (с международным участием) «Нефть и газ: технологии и инновации» (г. Тюмень, 2020 и 2021 гг.), конференции «EAGE Тюмень 2021. Управление недрами как кросс-функциональный процесс» (г. Тюмень, 2021), 76-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2022» (г. Москва, 2022), IX Международной молодежной научной конференции «Tatarstan UpExPro 2025» (г. Казань, 2025).

Основные результаты работ по теме диссертационного исследования изложены в восьми научных публикациях, из них три работы опубликованы в рецензируемых научных изданиях из перечня ВАК («Нефтегазовая геология. Теория и практика», категория К₁; «Известия высших учебных заведений. Нефть и газ», категория К₂).

Результаты работы автора по теме диссертационного исследования также отражены в монографии «Березовская свита Западной Сибири — геология и газоносность» (Тюмень, 2024) [19].

Структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы. Текст работы изложен на 151 странице, содержит 51 рисунок и 1 таблицу. В список литературы входит 150 наименований.

Благодарности

Диссертационная работа выполнена под руководством доктора геолого-минералогических наук Лебедева Михаила Валентиновича, которому автор благодарен за регулярные консультации и проявленный интерес к работе.

Автор выражает глубокую благодарность д-ру геол.-минерал. наук С. Е. Агалякову за помощь в первых шагах исследования березовской свиты и научное наставничество.

Автор также выражает благодарность своим коллегам и старшим товарищам из ООО «РН-ГИР»: д-ру геол.-минерал. наук А. И. Кудаманову, канд. геол.-минерал. наук В. А. Маринову, М. Ю. Новоселовой, И. О. Ошнякову за редакцию научных трудов, помощь в проведении исследований и интерпретации их результатов.

Особо автор благодарит канд. геол.-минерал. наук Г. Л. Розбаеву за организационную, научную поддержку и мотивацию к труду на всем протяжении работы над диссертацией.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ

1.1. История изучения надсеноманского комплекса Западной Сибири

Впервые вопрос о перспективности Западной Сибири как потенциально нефтегазоносной был поднят в 1932 г. академиком И. М. Губкиным на Уральской сессии Академии наук СССР в г. Свердловске. Последовавшие исследования заключались в геологосъемочных работах, исследовании обнажений пород, бурении неглубоких колонковых скважин и проверке сообщений местных жителей о нефтегазопроявлениях. Преимущественное сосредоточение этих работ в краевых частях Западной Сибири привело к тому, что основные перспективы низменности связывали с палеозойским фундаментом и частично — с нижнемезозойскими отложениями [31].

Вышележащие отложения охарактеризовывались палеонтологическими исследованиями — в силу доступности материалов. Изучение микроорганизмов (особенно фораминифер) Западной Сибири проводятся с 1936 г. Коллективом авторов ВНИГРИ (Н. Н. Субботина, А. К. Богданович и др.) были выполнены первые работы по расчленению отложений осадочного чехла Западно-Сибирской низменности на основе результатов исследований микрофауны [94]. Под руководством А. Н. Субботиной составлены первые биостратиграфические схемы мезозойско-кайнозойских отложений территории. В 1944 г. А. К. Богдановичем обобщены материалы палеонтологических исследований и впервые вычленены толщи Западно-Сибирского осадочного чехла (иртышские, тавдинские, макушинские, ганькинские, асановские, киялинские и полудинские слои). В дальнейшем было установлено региональное распространение выделенных А. К. Богдановичем слоев [105, 94].

В период 1948–1949 гг. в пределах Западной Сибири были широко развернуты поисковые геологоразведочные работы, сопровождавшиеся бурением глубоких скважин и проведением полевых геофизических работ. Слабое проявление ме-

таморфизма мезозойских и кайнозойских осадочных пород, что является признаком отсутствия процессов нефтеобразования, отмечалось Д. Л. Степановым. В связи с этим был сделан вывод о низких перспективах обнаружения залежей в пределах мезокайнозойского осадочного чехла Западной Сибири. Исследования были нацелены преимущественно на палеозойские отложения фундамента (первичные залежи) и нижнемезозойские отложения осадочного чехла (вторичные залежи палеозойской нефти) [31].

В период с 1954 по 1960 г. опубликован ряд монографий, раскрывающих геологическое строение Западно-Сибирской низменности и высоко оценивающих их нефтегазоносный потенциал. Тем не менее, ряд исследователей (В. А. Успенский, В. Ф. Никонов, Л. А. Назаркин) отмечали невозможность нефтегазообразования в отложениях мезозоя [31].

Велись работы по созданию стратиграфических схем осадочного чехла Западно-Сибирской плиты. В рамках этих работ Н. Н. Ростовцевым в 1955 г. в результате обобщения имеющейся геолого-геофизической информации были выделены в отдельные стратиграфические подразделения кузнецовская, березовская и ипатовская свиты [105].

В 1956 г. на первом Межведомственном совещании была разработана наиболее полная на то время стратиграфическая схема Западной Сибири. В дальнейшем на втором (1960 г.), третьем (1967 г.) и четвертом (1976 г.) совещаниях схемы в отношении верхнего мела Западно-Сибирской низменности претерпевали значительные изменения, дополнялись и корректировались. Пятое Межведомственное стратиграфическое совещание (1990 г.) заключило, что границы стратиграфических подразделений сохранены, новых свит не выделено, т. е., несмотря на наличие новых геолого-геофизических данных, схемы фактически не изменялись с 1976 г. Позже, на совещании 2003 г., верхнемеловая часть разреза не рассматривалась [11].

В 1961 г. сотрудниками СНИИГГиМС (Ф. Г. Гурари, В. П. Казаринов, М. В. Касьянов, И. И. Нестеров, Н. Н. Ростовцев, М. Я. Рудкевич), Новосибирского геологического управления (Ю. К. Миронов) и ИГиГ СО АН СССР

(А. А. Трофимук) была обобщена вся геолого-геофизическая информация — результаты поисковых и разведочных работ в пределах Западно-Сибирской низменности. В результате были пересмотрены представления о ресурсном потенциале мезозойских отложений Западной Сибири [31].

Масштабным поисково-разведочным бурением, развернувшимся в пределах Западной Сибири, была доказана продуктивность практически всего разреза осадочного чехла — от верхней части палеозоя до туронского яруса [80]. В 1962 г. из скважины Охтеурьевской площади был получен первый газовый фонтан из отложений ипатовской свиты с глубины 413 м дебитом 20 тыс. м³/сут [31]. В 1965 г. была открыта туронская залежь на Заполярном месторождении. Несмотря на наличие признаков газонасыщенности, отложения надсеноманского комплекса не рассматривались как потенциально продуктивные. С развитием идеи широкой вертикальной миграции появился понятный механизм формирования залежей в верхних частях осадочного чехла без строгой привязки к фациальной принадлежности изучаемых отложений и глубин их погружения. Это позволило обратить внимание исследователей на возможность наличия залежей газа в отложениях выше сеномана, в том числе в виде газогидратов [80].

Впервые об интенсивных газопроявлениях при проходке интервала отложений нижней подсвиты березовской свиты упоминается в работе С. В. Стригоцкого и В. В. Масленникова [112]. Позднее, в 80–90-х годах из этого интервала и получены непромышленные притоки газа на Комсомольской и Ван-Еганской площадях [19].

В конце 1980-х – начале 1990-х ряд исследователей (С. Е. Агалаков, О. В. Бакуев, А. Р. Курчиков и др.), публикуют работы, касающиеся перспектив надсеноманского комплекса Западной Сибири. А. Р. Курчиковым изучена гидрогеологическая характеристика надсеноманского комплекса с целью оценки ресурсного потенциала газогидратов. С. Е. Агалаковым исследован вопрос нахождения газовых гидратов и оценены перспективы газоносности криолитозоны Западной Сибири [8]. В соавторстве с О. В. Бакуевым в 1992 г. в качестве новых перспективных

объектов поиска нефти и газа были предложены предполагаемые скопления углеводородов березовской и ганькинской свит [7].

В период 2000–2010-х годов внимание исследователей отложения выше сеномана привлекали как перспективный газоносный комплекс. Катализатором этого является постепенное истощение значительного по запасам и добыче комплекса в России — апт-альб-сеноманского. С. Е. Агалаковым опубликованы результаты исследования строения надсеноманских резервуаров [2]. В соавторстве с А. Р. Курчиковым им изучен температурный режим надсеноманского комплекса [65] и оценены ресурсы газовых гидратов севера Западной Сибири [10]. В соавторстве с В. А. Стариковым дана петрографическая характеристика опок березовской свиты и выполнена оценка заключенных в них ресурсов природного газа [9]. О. В. Бакуевым изучены перспективы нефтегазоносности березовской свиты на территории Ханты-Мансийского автономного округа [16], а в рамках исследования по выделению новых залежей углеводородов выделены перспективные объекты в интервале березовской свиты [17]. Д. А. Огнев опубликовал ряд научных работ, посвященных перспективам нефтегазоносности надсеномана Западной Сибири [85] и вопросам стратиграфии верхнемеловой части разреза [84].

В этот период выходит ряд научных публикаций, в которых приводятся первые оценки подсчетных параметров и ресурсов газа в интервале березовской свиты: 1,4–5,0 трлн м³ в пределах отдельных структур и до 5,6–50,0 трлн м³ на всей территории Западно-Сибирской провинции [16, 17, 19, 117].

В 2007 г. выполнены испытания интервала березовской свиты в пределах Медвежьей площади, в результате которых получен слабый приток газа [91].

Накопление геолого-геофизической информации и результатов испытаний привело к росту интереса ученых и нефтегазовых компаний к надсеноманскому комплексу в 2010-х годах. С 2013 г. впервые начинается бурение специальных скважин с отбором кернa из отложений надсеноманского комплекса с применением технологий 100 % выноса из интервала отбора. В этом же году выполнены испытания интервала березовской свиты с применением гидроразрыва пласта: получены

притоки газа максимальным дебитом 13,1 тыс. м³/сут [91]. В 2014 г. выполнены испытания интервала в пределах Харампурской площади, получен приток газа.

В 2014 г. впервые поставлены на государственный баланс запасы газа в интервале нижней подсвиты березовской свиты на Медвежьем месторождении. В 2018 г. поставлены на баланс запасы на Харампурском месторождении [19].

В этот период А. А. Неждановым, В. В. Огигениным и С. А. Скрылевым выполнено исследование по уточнению строения и перспектив газоносных отложений сенона в северной части Западной Сибири [81]. Я. О. Карымовой изучены закономерности изменения состава кремнисто-глинистых отложений сенона [53], разработана модель пустотного пространства кремнисто-глинистых коллекторов [52]. Д. Б. Родивиловым разработаны комплексная петрофизическая модель резервуаров нижней подсвиты березовской свиты Медвежьего месторождения и методики выделения эффективных толщин и подсчетных параметров их коллекторов [102, 103, 104]. А. С. Пережогинным разработана методика прогноза продуктивных зон по данным сейсморазведки МОГТ 3D [90, 92]. И. О. Ошняковым разработаны петрофизическая модель кремнисто-глинистых отложений сенона в пределах Харампурского месторождения, методики определения пористости [88] и эффективных толщин по данным расширенного комплекса ГИС [87].

С. Е. Агалаков с соавторами выполнили исследования литолого-седиментологических особенностей верхнемеловых отложений [5]. А. И. Кудамановым рассмотрены условия осадконакопления в турон-коньякское [58], коньяк-сантонское [62] и кампанское [59] время в Западной Сибири. В. А. Маринов исследовал палеонтологические, палеогеографические особенности надсеноманских отложений Западной Сибири, взаимоотношение стратиграфических подразделений. Им опубликован ряд работ, рассматривающих условия формирования свит [73, 74], вопросы взаимоотношения стратиграфических подразделений верхнего мела [71, 70], результаты возрастных определений [69]. В. М. Подобина опубликовала ряд статей по биостратиграфии верхнемеловых отложений [93, 94]. В ее работах по находкам фораминифер показано несоответствие возраста стратиграфических подразделений надсеноманского комплекса в смежных фациальных районах.

Выявление и обобщение проблем корреляции верхнего мела Западной Сибири [12] вкупе с разносторонним изучением надсеноманского комплекса позволило пересмотреть региональные литофациальные и стратиграфические модели верхнемеловых отложений [11]. В результате С. Е. Агалаковым, В. А. Мариновым и А. И. Кудамановым в 2018 г. опубликован макет региональной стратиграфической схемы верхнего мела, в котором предложена новая стратиграфическая модель отложений выше сеномана. В основу макета легла модель клиноформного строения отложений верхнего мела Западной Сибири [6].

В 2019 г. создана рабочая группа для подготовки Методических рекомендаций по подсчету запасов газа березовской свиты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В 2021 г. они были приняты в качестве временных [19, 100].

Отложения верхнего мела Западной Сибири вызывают большой исследовательский интерес и привлекают внимание множества исследователей из разных областей геологического знания. За последние десятилетия накоплен значительный объем данных и достигнуты принципиальные результаты в формировании методического подхода к изучению отложений верхнего мела Западной Сибири, что послужило основой для выполнения представленного научного исследования автора.

1.2. Литолого-стратиграфическая характеристика отложений надсеноманского комплекса

В соответствии с утвержденной региональной стратиграфической схемой верхнемеловых отложений Западно-Сибирской равнины (без сеномана) [101] территория исследования охватывает преимущественно Ямало-Тюменский (Ямало-Уренгойский и частично Березово-Вартовский подрайоны) и Тазовский фациальные районы (Рисунок 1.1).

В разрезе надсеноманского комплекса Западно-Сибирского осадочного бассейна выделено четыре горизонта (снизу вверх): кузнецовский, ипатовский, славгородский и ганькинский. Нижняя часть нижней подсвиты березовской свиты и ее

стратиграфические аналоги относятся к ипатовскому горизонту, подстилаются отложениями кузнецовского и перекрываются отложениями славгородского горизонтов.

Кузнецовский горизонт (K_{2t} – K_{2k})

Кузнецовский горизонт на территории исследования (Ямало-Тюменский и Тазовский фациальные районы) представлен отложениями кузнецовской свиты толщиной до 100 м, сложенной глинами, аргиллитами, в краевых частях — с пропластками алевролитов и песков (Рисунок 1.2).

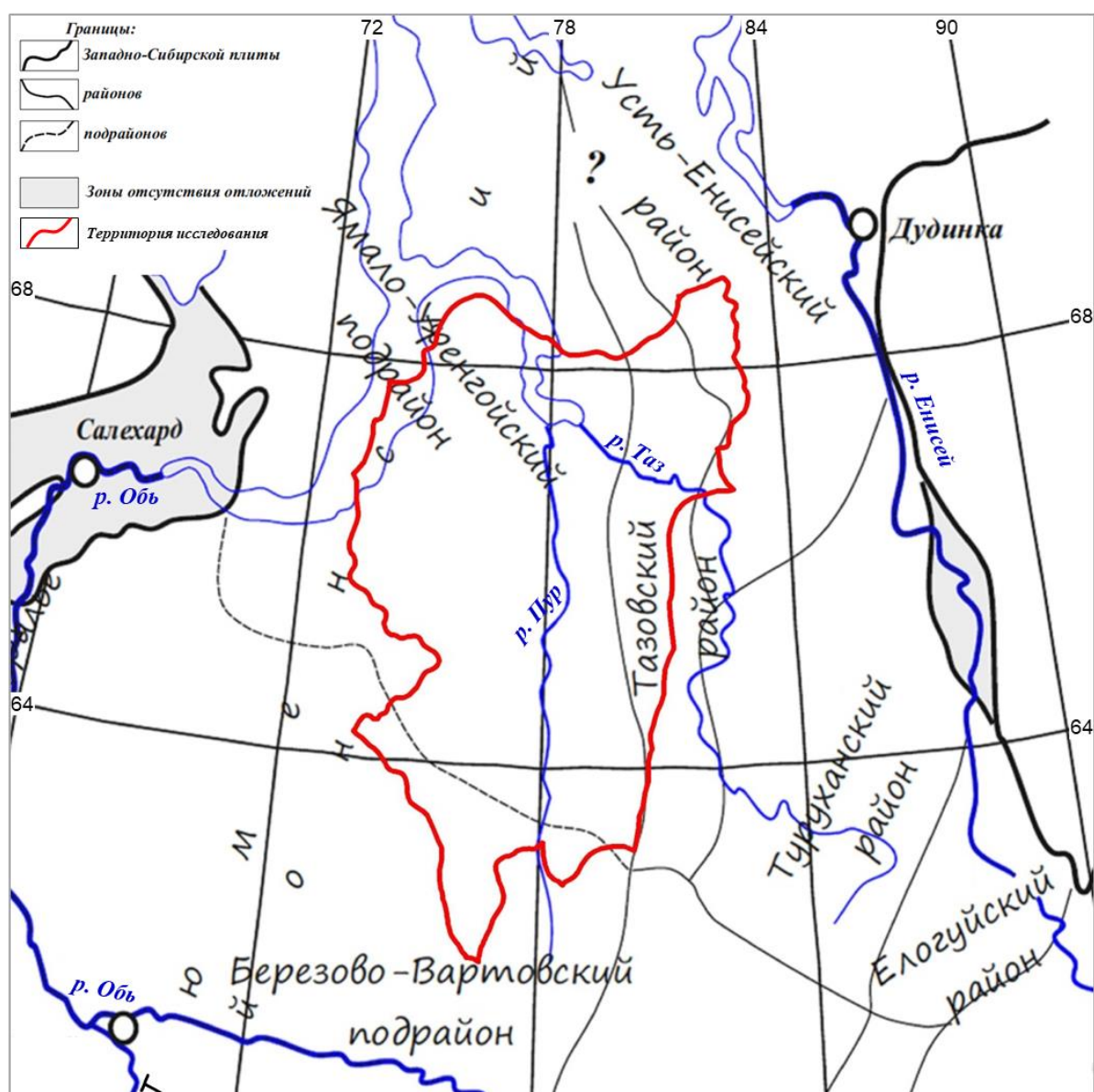


Рисунок 1.1 – Фрагмент схемы районирования по типам разрезов верхнемеловых (без сеномана) отложений Западной Сибири (с дополнениями) [101]



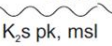

ГОРИЗОНТ	Я м а л о - Т ю м е н с к и й р а й о н			Тазовский район
	3а Тюменско-Васюганский подрайон	3б Березово-Вартовский подрайон	3в Ямальско-Уренгойский подрайон	
КУЗНЕЦОВСКИЙ	К у з н е ц о в с к а я с в и т а			Пачка 4. Глины серые с редкими включениями глауконита. КФ: <i>Ammobaculites dignua</i> - <i>Pseudoclavulina hastata adfoma</i> . 5-20 м
	Глины серые и зеленовато-серые, с зернами глауконита. В краевых частях с пропластками глауконитовых алевролитов и песков. На севере в нижней части прослой слабобитуминозных разностей. На востоке в верхах появляются прослой опоковидных глин. В основании пески, алевролиты слабо отсортированные с фосфатными стяжениями. По всему разрезу отмечаются остатки пиритизированных водорослей, чешуя рыб. Моллюски: <i>Baculites romanovskii</i> , <i>Inoceramus cf. labiatus</i> . КФ: <i>Pseudoclavulina hastata</i> , <i>Gaudryinopsis filiformis angusta</i> Диноцисты: Слои с <i>Chlonoviella agapica</i> - <i>Euridinium saxoniense</i> , Слои с <i>Chlamydothorea nyei</i> - <i>Chatangiella tripartita</i> , Слои с <i>Subtiliasphaera hyalina</i> , Слои с <i>Chatangiella spectabilis</i> - <i>Heterosphaeridium difficile</i> . СПК VIII(2)			Пачка 3 (газалинская). Пески, алевролиты зеленовато-серые, глауконитовые с прослоями зеленовато-серых алевролитовых глин с <i>Inoceramus kleini</i> G.Muller. КФ: <i>Pseudoclavulina hastata</i> - <i>Neobulimina albertensis</i> , <i>Cibicides westsibiricus</i> . 10-115 м
				Пачка 2. Глины зеленовато-серые, алевролитистые с <i>Inoceramus ex gr. labiatus</i> Schloth. КФ: <i>Gaudryinopsis filiformis angusta</i> . 20-60 м
				Пачка 1. Глины темно-серые, до черных слабо битуминозные с <i>Inoceramus labistua</i> Schloth. КФ: <i>Trochammina wetteri</i> . СПК VIII(2). 6-10 м
				7-100 м
 K ₂ s uv, pk		 K ₂ s pk		 K ₂ s pk, msl
				 K ₂ s pk, dr

Рисунок 1.2 – Фрагмент РСС верхнемеловых отложений Западной Сибири, кузнецовский горизонт (Ямало-Тюменский и Тазовский районы) [101]

Ипатовский горизонт (K₂k–K₂st)

Ипатовский горизонт в пределах Ямало-Тюменского района представлен отложениями нижней подсвиты березовской свиты. Подсвита толщиной 40–120 м сложена опоками, глинами монтмориллонитового состава с прослоями опоковидных глин. В кровле подсвиты прослеживается хэяхинская пачка глинисто-кремнистого состава толщиной 10–20 м (Рисунок 1.3).

В пределах Тазовского района аналогом нижней подсвиты березовской свиты является нижняя подсвита часельской свиты толщиной 50–150 м, представленная глинами с прослоями глинистых алевролитов. В кровле нижней подсвиты часельской свиты прослежена хэяхинская пачка. В восточном направлении кремнисто-глинистые и глинистые отложения заменяются терригенными (см. рисунок 1.3).

Славгородский горизонт (K₂kt)

Славгородский горизонт на территории Ямало-Тюменского района представлен верхней подсвитой березовской свиты, имеющей толщину 40–150 м и сложенной глинами с прослоями опоковидных глин (Рисунок 1.4).

ГОРИЗОНТ	Я м а л о - Т ю м е н с к и й р а й о н			Тазовский район
	3а Тюменско-Васюганский подрайон	3б Березово-Вартовский подрайон	3в Ямальско-Уренгойский подрайон	
ИПАТОВСКИЙ	Н и ж н я я п о д с в и т а			Н и ж н я я п о д с в и т а
Березовская свита	<p>Опоки серые и голубовато-серые, глины темно-серые и черные, монтмориллонитового состава, прослоями опоковидные, в окраинных частях площади распространения подсвиты с прослоями песчаников и алевролитов.</p> <p>Двустворки: <i>Oxytoma tenuicostata</i></p> <p>КФ: обедненных агглютинирующих фораминифер, <i>Discorbis sibiricus</i>, <i>Ammobaculites dignus</i>-<i>Pseudoclavulina hastata admota</i>, <i>Pseudoclavulina haetata hastata</i>.</p> <p>Комплекс радиолярий <i>Ommatodiscus mobilis</i>.</p> <p>Диноцисты: слои с <i>Spinidinium sverdrupianum</i>.</p> <p>СПК IX(2).</p> <p>Сейсмогоризонт С приурочен к кровле.</p>			<p>Хэжхинская гряда</p> <p>Хэжхинская гряда. Глины темно-серые кремнистые 10-20 м</p> <p>Часельская свита</p> <p>Глины серые и темно-серые с зеленоватым оттенком, с прослоями глинистых алевролитов.</p> <p>Фауна: <i>Oxytoma cf. tenuicostata</i> (Roem.)</p> <p>КФ: <i>Ammobaculites dignus</i>-<i>Pseudoclavulina hastata admota</i></p> <p>Сейсмогоризонт С приурочен к кровле.</p>
	40-120 м			50-150 м

Рисунок 1.3 – Фрагмент РСС верхнемеловых отложений Западной Сибири, ипатовский горизонт (Ямало-Тюменский и Тазовский районы) [101]

ГОРИЗОНТ	Я м а л о - Т ю м е н с к и й р а й о н			Тазовский район
	3а Тюменско-Васюганский подрайон	3б Березово-Вартовский подрайон	3в Ямальско-Уренгойский подрайон	
СЛАВГОРОДСКИЙ	В е р х н я я п о д с в и т а			В е р х н я я п о д с в и т а
Березовская свита	<p>Глины серые, зеленовато-серые, темно-серые, слабоалевритистые, с редкими прослоями опоковидных глин и опок. На западе с конкрециями пирита и сидерита, редкими зернами глауконита.</p> <p>КФ: с <i>Spiroplectammina optata</i>, с <i>Spiroplectammina senonana pocurica</i>-<i>Spiroplectammina lata</i>.</p> <p>Комплекс радиолярий: <i>Prunobrachium articulatum</i> и <i>Euchitonidae</i>, <i>Pronobrachium eraason</i> и <i>Dictyomitra uralia</i></p> <p>СПК X(2).</p>			<p>Верхняя подсвита</p> <p>Ритмичное переслаивание серых алевролитов глинистых и глин алевритистых, серых с зеленоватым оттенком. Встречаются пиритизированные остатки водорослей и гнезда мелвокристаллического пирита.</p> <p>В основании маломощный прослой опоковидных глин</p>
	40-150 м			400-450 м

Рисунок 1.4 – Фрагмент РСС верхнемеловых отложений Западной Сибири, славгородский горизонт (Ямало-Тюменский и Тазовский районы) [101]

В пределах Тазовского района верхней подсвите березовской свиты соответствует верхняя подсвита часельской свиты толщиной 400–450 м, образованная ритмичным переслаиванием алевролитов и глин с пиритизированными растительными остатками (см. рисунок 1.4).

Ганькинский горизонт (K_2kt-K_2m)

Ганькинский горизонт в пределах Ямало-Тюменского района представлен отложениями ганькинской свиты. Литологический состав отложений ганькинской свиты не выдержан по площади распространения. В пределах Березово-Вартовского района свита представлена глинами известковистыми с прослоями алевролитов (толщиной 25–160 м). Ямало-Уренгойский подрайон охарактеризован отложениями глин, прослоями известковистыми, толщиной 40–240 м (Рисунок 1.5).

ГОРИЗОНТ	Я м а л о - Т ю м е н с к и й р а й о н			Тазовский район
	3а Тюменско-Васюганский подрайон	3б Березово-Вартовский подрайон	3в Ямальско-Уренгойский подрайон	
ГАНЬКИНСКИЙ	Г а н ь к и н с к а я с в и т а			?
	<p>Мергели серые, светло-серые с зеленоватым оттенком и глины известковые серые, светло-серые, чередующиеся между собой в сложном сочетании с прослоями алевролитовых разностей, с редкими зернами глауконита, пиритизированными водорослями, с обломками раковин моллюсков. Кокколитофориды: Archangelskiella cymbiformis. КФ:с Brotzenella praecuta, Spiroplectammina kasanzevi, S.variabilis - Gaudryina rugosa, с S.optata. СПК XI(2) 30-160 м</p>	<p>Глины известковые, серые, реже светло-серые, с зеленоватым оттенком, на востоке с прослоями алевролитов, иногда глауконитовых, с пиритизированными водорослями, с сидеритовыми стяжениями, с обломками раковин моллюсков. КФ:с Brotzenella praecuta, Spiroplectammina kasanzevi, с S.variabilis-Gaudryina rugosa, с S.optata СПК XI(2). 25-160 м</p>	<p>Глины серые, иногда с зеленоватым оттенком, прослоями известковистые, алевролитистые, с пиритизированными водорослями, с единичными обломками гастропод. КФ:с Spiroplectammina kasanzevi 40-240 м</p>	<p>Танамская свита Серые, желтовато-серые и зеленовато-серые пески и алевролиты с прослоями глин. Фауна: Baculites sp., Oxyotoma cf. uglica, Peecten (Aequipeecten) pseudopulchellus Glas. КФ:со Spiroplectammina kasanzevi, S. variabilis СПК XI(2) до 100 м</p>

Рисунок 1.5 – Фрагмент РСС верхнемеловых отложений Западной Сибири, ганькинский горизонт (Ямало-Тюменский и Тазовский районы) [101]

На территории Тазовского района ганькинский горизонт охарактеризован отложениями танамской свиты толщиной до 100 м, представленными песками и алевролитами с прослоями глин (см. рисунок 1.5).

Следует отметить, что в ряде научных публикаций поднимается вопрос о несоответствии утвержденных региональных стратиграфических схем фактическим данным по отложениям верхнего мела Западной Сибири [6, 10, 41, 66, 67, 68, 72]. С учетом этих материалов коллективом авторов (В. А. Маринов, С. Е. Агалаков, Т. В. Глухов, А. И. Кудаманов, М. Ю. Новоселова) предложен ряд существенных изменений региональных стратиграфических схем [6, 68, 72]. В частности, предложено относить объем опок и опоквидных глин к березовской свите (Рису-

нок 1.6). Автор, хоть и разделяет эту точку зрения, в представленном диссертационном исследовании опирается на утвержденные региональные стратиграфические схемы [101].

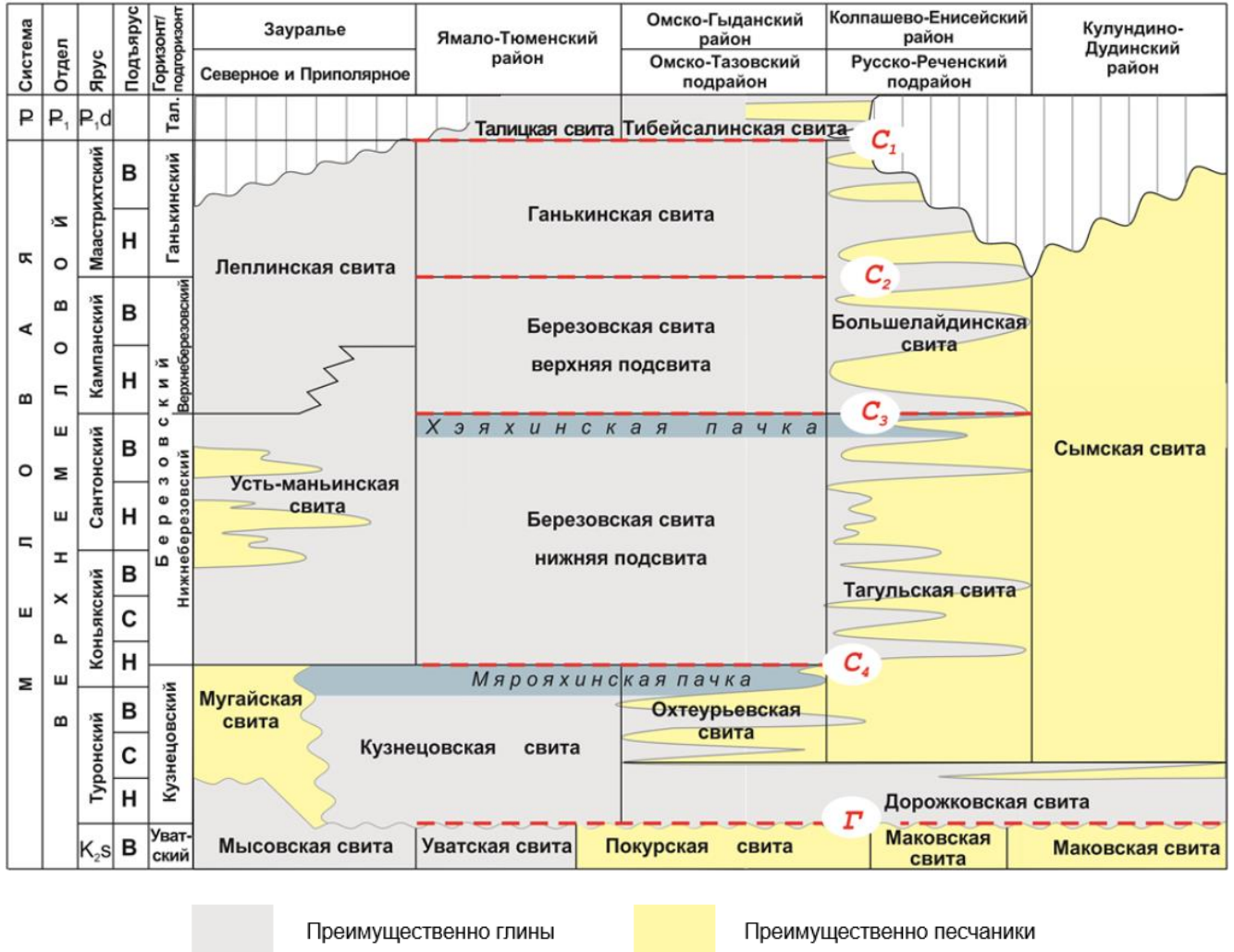


Рисунок 1.6 – Схема корреляции отложений верхнего мела в центральных районах Западной Сибири [6, 68]

1.3. Тектонический режим и условия осадконакопления отложений нижней подсвиты березовской свиты

Тектоническую историю развития Западно-Сибирского осадочного бассейна в мел-четвертичное время подразделяют на два крупных этапа [57]: раннемеловой-туронский и коньяк-кайнозойский.

Раннемеловой-туронский этап тектонического развития — это время активного погружения северной части Западной Сибири. На этом этапе сформирована Ямало-Карская региональная депрессия (включающая в себя Карскую, Антипаютинско-Тадебеяхинскую и Большехетскую мегасинеклизы). Положительные движения испытывала Мессояхская наклонная гряда. Изометричные структуры, заложенные в юрское время, продолжили рост в раннемеловом-туронском этапе: большинство из них окончательно сформировались к концу аптского века [57].

Накопление отложений нижней подсвиты березовской свиты (и ее аналогов) происходило в коньяк-кайнозойский этап тектонического развития Западной Сибири. В эту эпоху юго-восточные районы плиты испытывали интенсивные положительные движения, а западные и северо-западные — относительное погружение (расширившееся по сравнению с предыдущим этапом на юг, захватывая Среднепурский наклонный желоб). Центральная часть Западно-Сибирской геосинеклизы погружалась относительно периферии, а Ямало-Карская депрессия — относительно Среднеобской региональной ступени. На этом этапе сформированы линейные структуры — на фоне процесса погружения Колтогорско-Уренгойского регионального мегажелоба [57].

Погружение северо-западной и воздымание юго-восточной частей Западно-Сибирского бассейна привели к формированию регионального наклона, что прослеживается по структурной поверхности кровли юрских отложений (Рисунок 1.7).

Территория исследования охватывает большую часть Большехетской мегасинеклизы (на севере), на юге — Среднепурского наклонного желоба. С запада от территории исследования выделена Надымская мегасинеклиза, на юге — Хантейская гемиянтеклиза и Обь-Васюганская гряда. На севере территория исследования ограничена Мессояхской наклонной грядой. В северо-западном направлении от территории исследования по кровле юрского структурного комплекса выделены Антипаютинско-Тадебеяхинская и Карская мегасинеклизы (Рисунок 1.8).

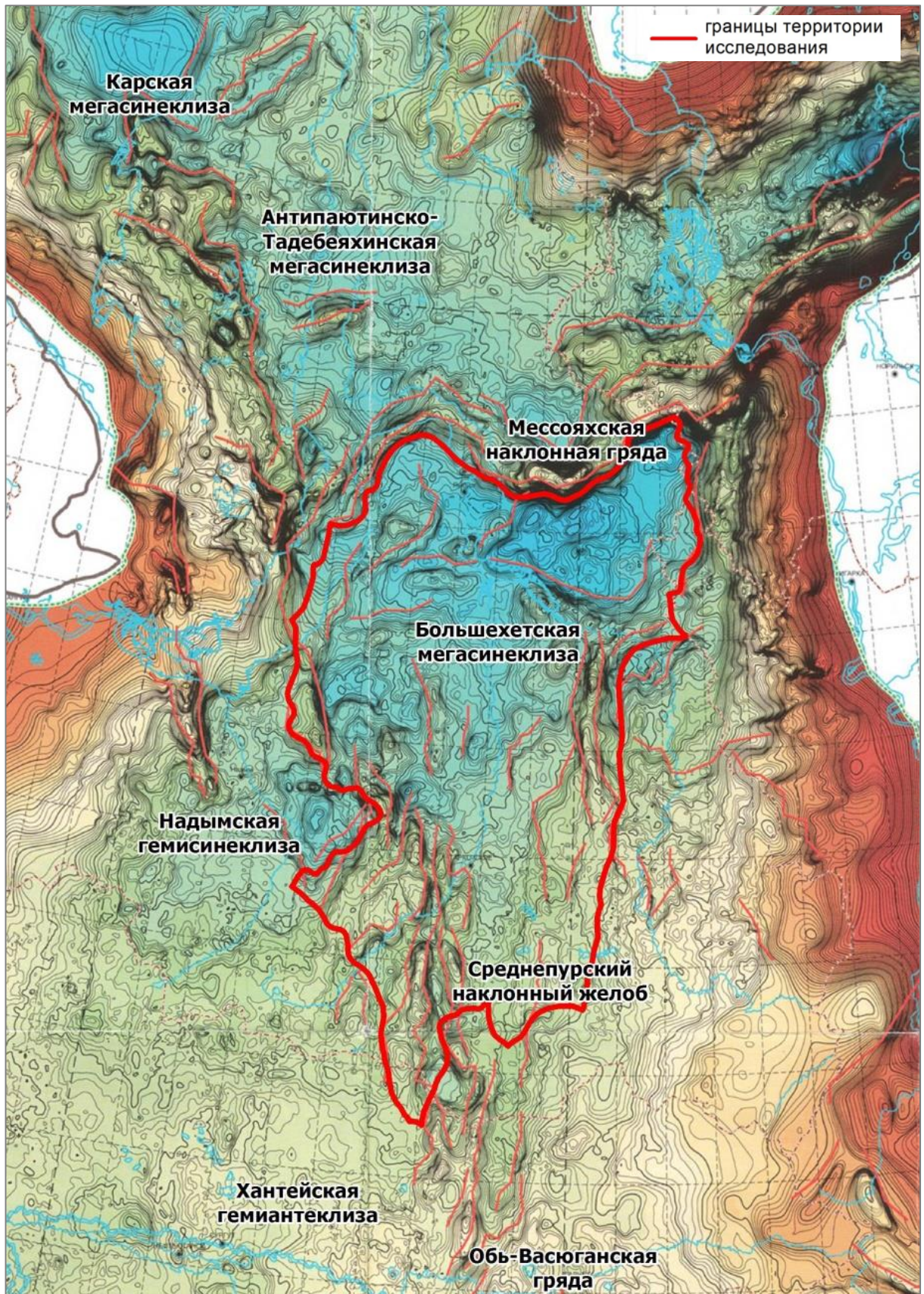


Рисунок 1.7 – Фрагмент структурной карты Западно-Сибирской плиты по кровле юрского комплекса (под ред. А. Э. Конторовича, 2001)

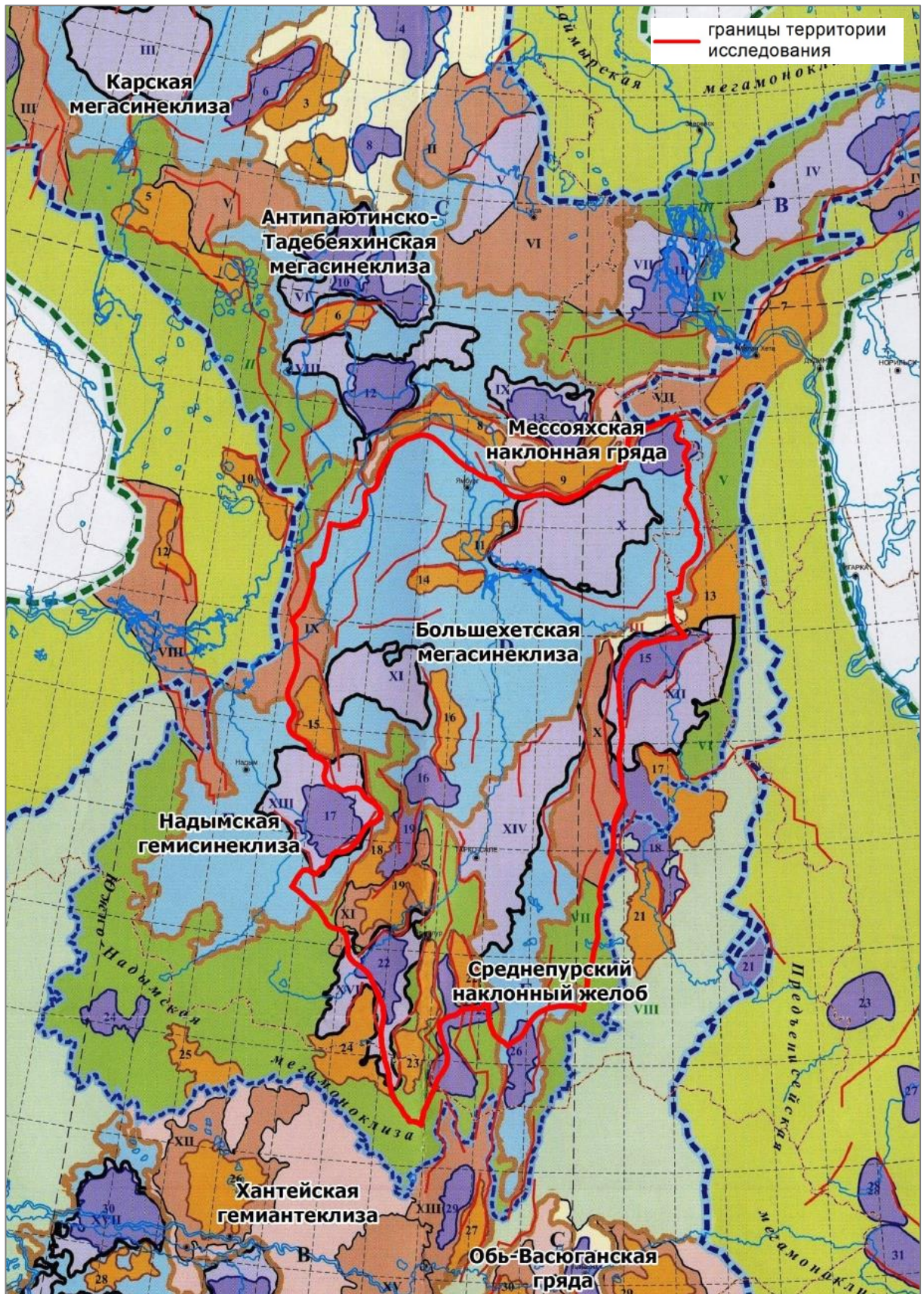


Рисунок 1.8 – Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (под ред. А. Э. Конторовича, 2001)

На рубеже нижнего и верхнего мела происходит крупная глобальная трансгрессия [83]: практически на всей территории Западно-Сибирского бассейна установился режим морского осадконакопления на относительно выравненном рельефе в условиях низкой тектонической активности [56], климат — влажный субтропический [109]. Относительное погружение северо-восточной и восточной частей бассейна привело к накоплению мощной (до 200 м и более) песчано-алевритовой толщи к востоку от рифтовой системы (пласт НБ₃, русско-реченская толща). Накопление терригенной толщи происходило на рубеже коньяк-сантона, в стадию регрессии морского бассейна, обозначенной резким увеличением сноса с востока и северо-востока [60]. Ограниченное распространение терригенных отложений предположительно обусловлено наличием уступа вдоль рифтовой зоны [61].

Таким образом, накопление кремнисто-глинистых отложений нижней подсвиты березовской свиты (и ее аналогов) происходило в эпоху глобальной трансгрессии, в условиях мелководного шельфа с относительно выравненным унаследованным рельефом, за исключением восточной и северо-восточной частей бассейна, где погружение компенсировалось активным сносом терригенного материала с востока и северо-востока [98]. Возраст отложений установлен по останкам фауны и флоры в отложениях Западного Сибирского бассейна [69, 70, 72].

Накопление кремневых отложений происходит в специфических условиях, обеспечивающих, с одной стороны, благоприятные условия для размножения планктонных водорослей с кремневым скелетом и осаждения кремнезема хемогенным путем, и с другой — недостаток терригенного и карбонатного осадконакопления. Исходя из низкой скорости седиментации диатомитов (до 4 мм / 1000 лет [114]) при довольно мощных отложениях силицитов на огромной территории, благоприятные условия должны были сохраняться в течение длительного времени — достаточного для отражения в палеофациальных обстановках Западной Сибири.

Согласно палеогеографическим построениям [83], территория Западной Сибири в коньякское время представляла собой морской бассейн, имеющий свободное сообщение с арктическими водами и Русской платформой (Рисунок 1.9). Зна-

чительная доля сноса терригенного материала в коньякское время поступала с Сибирской платформы и Алтае-Саянской горной системы. В центральной части бассейна условия осадконакопления соответствовали глубоководной части шельфа, с преимущественным осаждением глин и кремнезема. На периферии бассейна формировались условия мелководно-морского осадконакопления, преимущественно терригенно-осадочного. В юго-восточной части Западной Сибири, где условия осадконакопления спокойнее, терригенные отложения перемежаются железными рудами. Влияние бореального течения, идущего вдоль восточного склона Уральских гор, обусловило бурное развитие диатомовой флоры. Северо-восточная и восточная части бассейна — область развития континентального осадконакопления: с каолиновыми песками, гравием, галечником и углистым детритом.

Сопоставимые условия осадконакопления отражены в [37]. В коньяк-сантонское время на большей части бассейна формируется область мелководно-морской седиментации с активным накоплением кремневого вещества и бедными комплексами фауны (Рисунок 1.10). Недостаток терригенного осадконакопления компенсируется активным осаждением кремнезема — в условиях нестабильной солёности бассейна, благоприятной для обитания диатомовых водорослей.

Восточная и южная части бассейна характеризуется преимущественно континентальными и переходными условиями осадконакопления, где формируются терригенные и хемогенные отложения — с глауконитом и оолитовыми железными рудами. Северо-восточная часть бассейна — область активной терригенной седиментации, сопровождавшейся формированием области с максимальной толщиной отложений (вплоть до 200 м). Область морской седиментации сокращается, что в конечном счете обусловило появление зоны эрозии в кровле отложений нижних подсвит березовской и часельской свит [60, 129]: в северной части бассейна в кровле отложений хэяхинской пачки найдены остатки корневых систем растений, трещины высыхания [63].

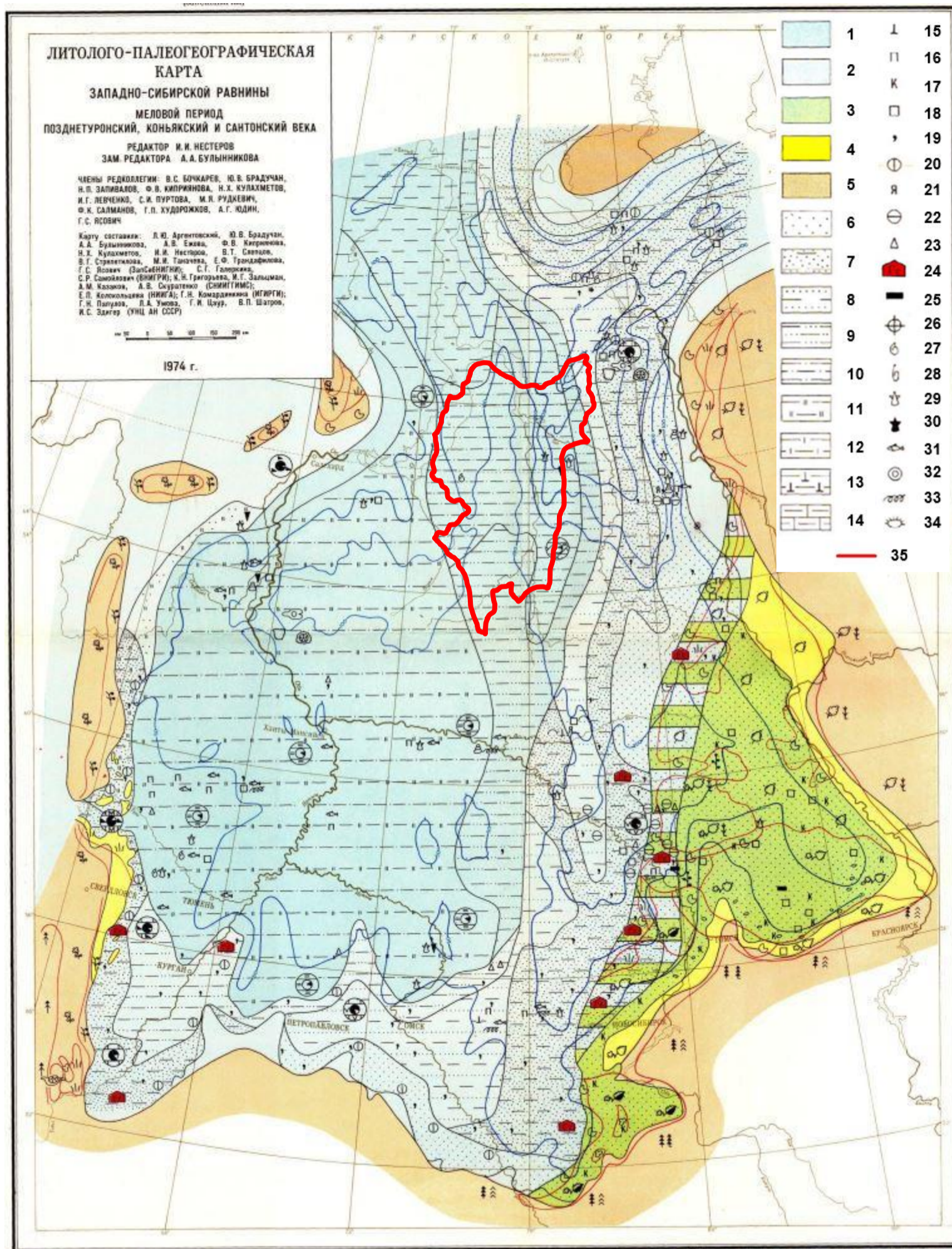


Рисунок 1.9 – Литолого-палеогеографическая карта Западно-Сибирской равнины (меловой период, позднетуронский, коньякский и сантонский века) (под ред. И. И. Нестерова, 1974 г.)

1–5 — палеогеографические области: 1 — глубоководный шельф; 2 — мелководный шельф и прибрежная зона; 3 — прибрежная равнина, заливаемая морем; 4 — равнина денудационно-аккумуляционная; 5 — равнина возвышенная; 6–14 — литологический состав осадочных отложений: 6 — песчаные (песчаных свыше 80 %); 7 — песчаные (то же 80–61 %); 8 — глинисто-песчаные (то же 60–41 %); 9 — песчано-глинистые (то же 40–21 %); 10 — песчано-алеврито-глинистые (то же менее 20 %); 11 — глины опоковые; 12 — глины диатомовые; 13 — глины известковистые; 14 — мергели и глинистые известняки; 15–23 — аутигенные минералы: 15 — изветковистость; 16 — пирит; 17 — каолинит; 18 — сидерит; 19 — глауконит; 20 — фосфорит; 21 — янтарь; 22 — оолиты шамозитовые; 23 — ожелезнение; 24–25 — полезные ископаемые: 24 — осадочные железные руды; 25 — уголь; 26–34 — характерные группы фауны и флоры: 26 — радиолярии; 27 — аммониты; 28 — бакулиты; 29 — двустворки стеногалинные; 30 — двустворки пресноводные; 31 — рыбы; 32 — кокколитофориды; 33 — ходы илоедов; 34 — морские ежи; 35 — территория исследования.

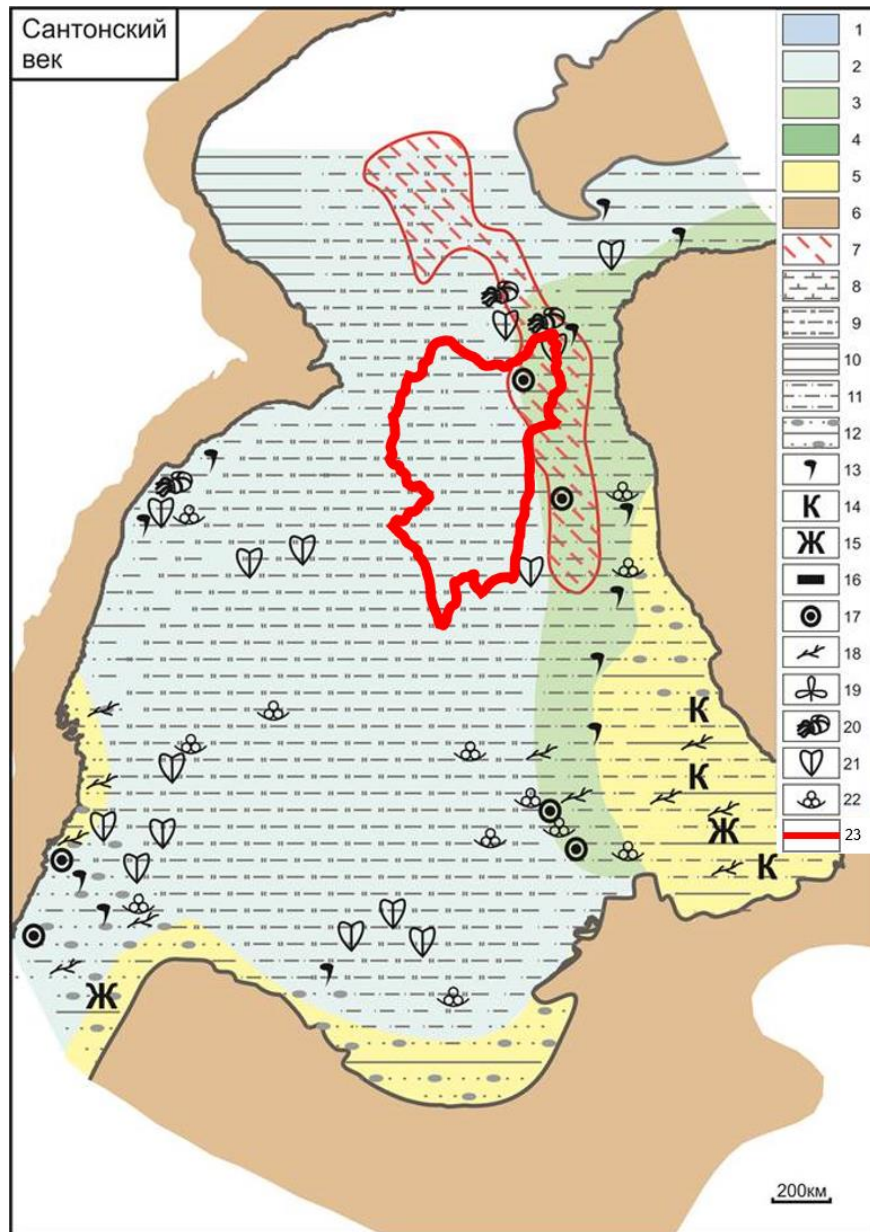


Рисунок 1.10 – Палеогеографическая карта Западной Сибири на сантонское время [37]

1–5 — обстановки: 1 — морские; 2 — мелководно-морские; 3 — прибрежно-морские; 4 — внутреннего моря; 5 — озерные, дельтовые, лагунные; 6 — отложения отсутствуют; 7 — зона максимальных толщин; 8–12 — отложения: 8 — карбонатные; 9 — кремнистые; 10 — алеврито-глинистые; 11 — песчано-глинисто-алевритовые; 12 — гравийно-песчано-глинистые; 13–18 — включения: 13 — глауконит, 14 — каолинит, 15 — пестроцветность; 16 — угли; 17 — гидрогетит, шимозит, лептохлорит; 18 — растительный детрит; 19–22 — органические остатки: 19 — флора; 20 — головоногие моллюски; 21 — морские двустворчатые моллюски; 22 — фораминиферы; 23 — территория исследования.

Еще одним важным аспектом накопления осадочных силицитов является стабильная поставка кремнезема в воды бассейна. Площадь распространения кремневых отложений в Западной Сибири составляет более 1,5 млн км², что предполагает существование в течение длительного времени мощного источника кремневого вещества [63]. С точки зрения А. И. Кудаманова [63], этим источником являлись вулканические процессы, о чем косвенно свидетельствует «вспышка заражения» химическими элементами, впоследствии отложенных в составе набухающих глин, и присутствие кластических зерен кварца и полевого шпата — реликтов вулканического пепла. Эти данные подтверждаются и другими исследователями [98, 99]. Еще одним источником кремнезема могли являться подводные гидротермы, сформированные в пределах системы Колтогорско-Уренгойских рифтов — в эпоху их предположительной верхнемеловой активизации [63].

1.4. Строение и газоносность нижней подсвиты березовской свиты

В соответствии с нефтегеологическим районированием Западно-Сибирского осадочного бассейна территория исследования охватывает Надым-Пурскую нефтегазоносную область (НГО) (за исключением Варьеганского нефтегазоносного района (НГР)) и часть Пур-Тазовской НГО (Большехетский, Тазовский и Харампурский НГР). Выбор территории исследования обусловлен сосредоточением в этой части региона ключевых газовых промыслов, приуроченных к залежам в интервале отложений апт-альб-сеноманского комплекса (Рисунок 1.11).

Интервал отложений нижней подсвиты березовской свиты входит в турон-сантонский нефтегазоносный горизонт [55]. На большей части территории бассейна горизонт представлен кремнисто-глинистыми и глинистыми отложениями морского генезиса, на периферии — терригенными отложениями прибрежно-морского генезиса.

О газоносности кремневых отложений сенона Западной Сибири было известно достаточно давно. При бурении скважин на Медвежьей площади были описаны газопроявления при прохождении кремнисто-глинистых отложений нижней

подсвиты березовской свиты [112]. В [7] кремневые отложения обоснованы в качестве нового перспективного газоносного горизонта с промышленно значимыми ресурсами газа. Согласно опубликованным оценкам, кремнисто-глинистые отложения нижней подсвиты березовской свиты и ее аналогов заключают в себе ресурсы газа в объеме до 50 трлн м³ [16, 17, 117].

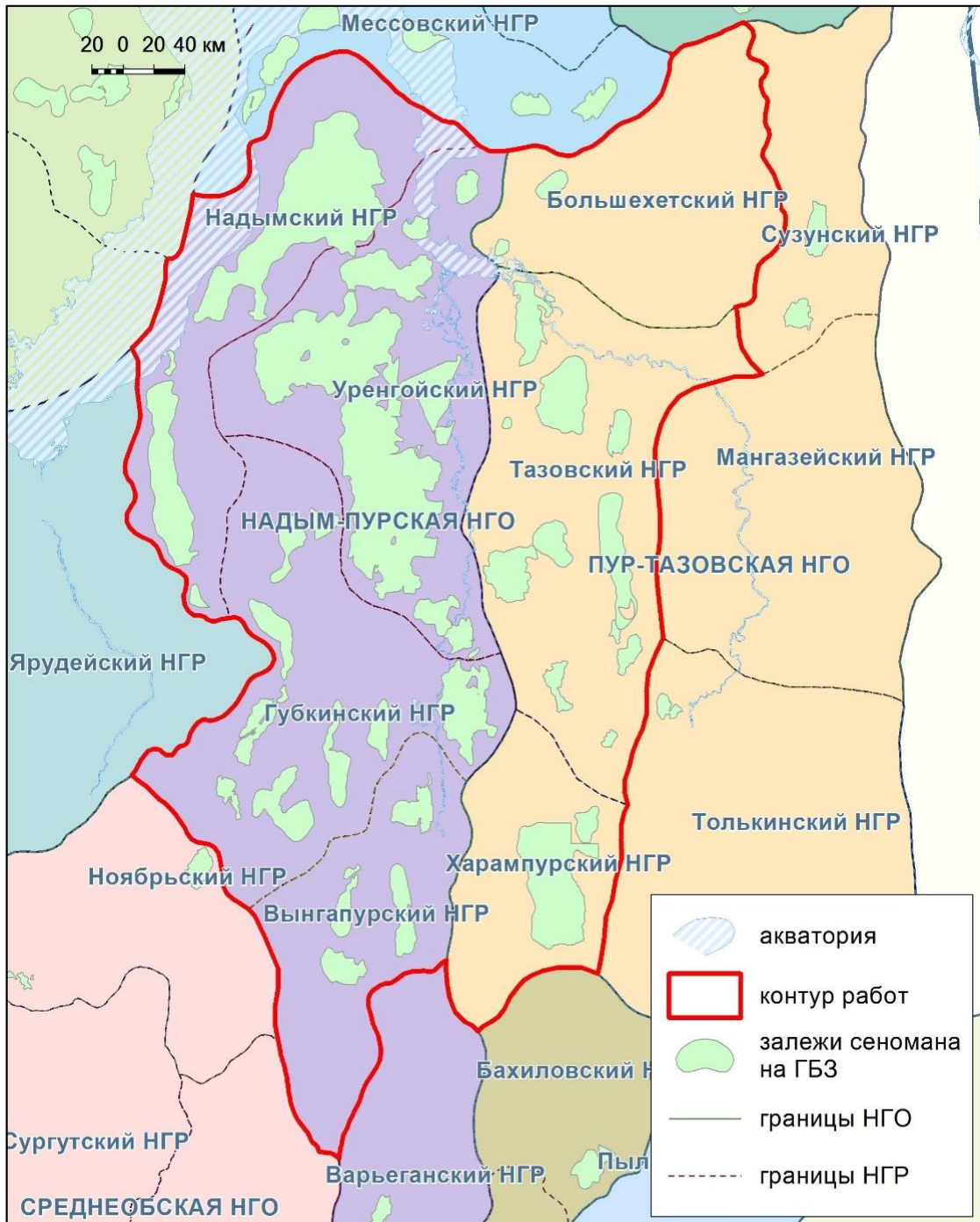


Рисунок 1.11 – Фрагмент карты нефтегеологического районирования ЗСНГП (ЦРН им. В. И. Шпильмана) [51]

Кремнисто-глинистые отложения коньяк-сантонского и подстилающие отложения глин туронского возраста в большом количестве содержат рассеянное органическое вещество (РОВ) сапропелево-гумусового состава, способное к генерации газовых углеводородов (и в значительно меньшей степени нефтяных). Преобразованность РОВ находится в диапазоне от прото- до мезокатагенеза [107]. По результатам анализа генерационного потенциала турон-коньяк-сантонских отложений установлена возможность их собственной генерации газа до 4 % от общего объема углеводородов — преимущественно в юго-западной части бассейна (Рисунок 1.12) [36]. Из этого следует, что верхнемеловые кремневые резервуары в пределах территории исследования заполнены газом миграционного происхождения.

Основной объем миграции газа в северной части Западной Сибири происходил в неогеновое время — одновременно с ростом линейных тектонических структур, что обеспечило раскрытие трещинной емкости в нижних частях осадочного чехла [113]. Вследствие миграции значительных объемов флюидов из нижележащих горизонтов в отложения сенона изолированные резервуары нижней подсвиты березовской свиты находятся под давлением, значительно превышающим гидростатическое.

Аномально высокие пластовые давления (АВПД) были установлены еще при освоении Медвежьего месторождения [112]. В дальнейшем при испытаниях кремневых отложений сенона АВПД фиксировали неоднократно [91]. По данным А. И. Гальченко и соавторов [28], в отложениях верхнего мела зона аномально высоких давлений ($K_{ан} = 1,3–1,8$) распространена в северо-западной части Западной Сибири, в восточном направлении давления снижаются в плоть до гидростатических. По современным данным [7, 91], коэффициент аномальности обычно достигает величины 1,3 в отдельных интервалах и увеличивается от крыльев к своду антиклинальных структур. Наличие АВПД является косвенным признаком газоносности резервуара в интервале нижней подсвиты березовской свиты [91].

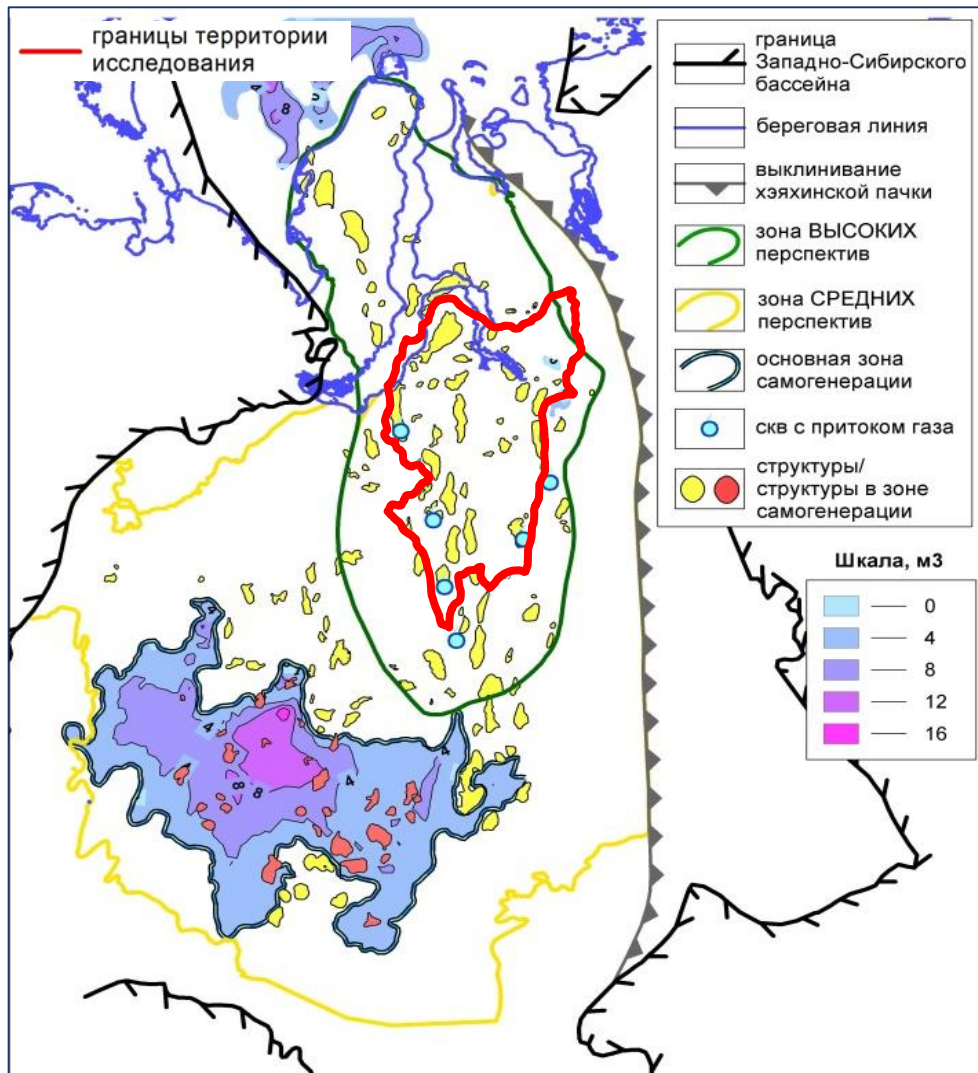


Рисунок 1.12 – Карта объемов генерации углеводородов потенциальными НГМП кузнецовской и березовской свит [19, 36]

В соответствии с «Временными методическими рекомендациями по подсчету запасов свободного газа в залежах березовской свиты и ее аналогов <...>» [24], в интервале нижней подсвиты березовской свиты «выделяется по соотношению глин и кремнезема четыре пласта (пачки, стратоны): НБ₄, НБ₃ (русско-реченская), НБ₂, НБ₁ (хэяхинская)». Аналогичное разделение интервала на пласты приводится в материалах ряда научных публикаций [1, 14, 116 и др.].

Следует отметить, что в некоторых исследованиях (например, [44, 115]) по данным изучения минерального состава и химических свойств отложения нижней подсвиты березовской свиты выделяют три пласта: НБ₀, НБ₁ и НБ₂. Однако в рабо-

тах Д. Б. Родивилова на основе литолого-петрофизической типизации пород (по содержанию кварца, ОКТ и глинистых минералов в составе и соотношению аномалий методов ГИС) отложений нижней подсвиты березовской свиты предложено выделить в интервале пласта $НБ_2$ подошвенную часть в отдельный пласт под индексом $НБ_3$ [104]. Помимо этого, установлено наличие двух литотипов пласта $НБ_1$ (которые, однако, могут либо перекрывать, либо подстилать друг друга в различных скважинах, что затрудняет выделение литотипов в отдельные пласты в интервале $НБ_1$) [103]. В работе [14] авторы отмечают, что к интервалу нижней подсвиты березовской свиты пласт $НБ_0$ не относится (по определению кровля подсвиты совпадает с реперным горизонтом (хэяхинская пачка), соответствующим пласту $НБ_1$) — т. е., подсвита разделена на два пласта ($НБ_1$ и $НБ_2$). Также авторы заключают, что деление интервала на четыре пласта следует рассматривать как детализированный вариант двухпластовой стратификации, при этом интервал $НБ_1$ соответствует пластам $НБ_1+НБ_2$, а пласт $НБ_2$ — пластам $НБ_3+НБ_4$.

В региональном масштабе пласты $НБ_{1-4}$ достаточно надежно дифференцируются по данным ГИС (рисунки 1.13–1.14) и имеют литологический состав, характеризующийся разнящейся ролью кремневого вещества. Промышленная газоносность подтверждена по всем пластам [1]: в скважинах, вскрывающих интервал в пределах Ван-Еганской (пласт $НБ_1$), Вынгапуровской (пласт $НБ_4$), Медвежьей (пласты $НБ_3-НБ_4$), Ново-Часельской (пласт $НБ_3$), Комсомольской (пласт $НБ_1$), Харампурской (пласт $НБ_1$) площадей.

Пласт $НБ_4$ выделен в подошвенной части нижней подсвиты березовской свиты. Пласт сложен преимущественно кремнисто-глинистыми породами (с содержанием SiO_2 до 75 % [62], с преобладанием кристаллического кварца [14]).

Согласно [62] по данным ГИС пласт $НБ_4$ выделен только в северо-восточной части бассейна (в пределах распространения терригенных отложений пласта $НБ_3$). В центральной части Западно-Сибирского бассейна прослежен в составе нерасчлененной толщи отложений пластов $НБ_2+НБ_4$. В более поздних работах пласт $НБ_4$ обособлен по пониженным значениям радиоактивных методов ГИС и по повышенным — по методам удельного сопротивления [14, 82].

З

В

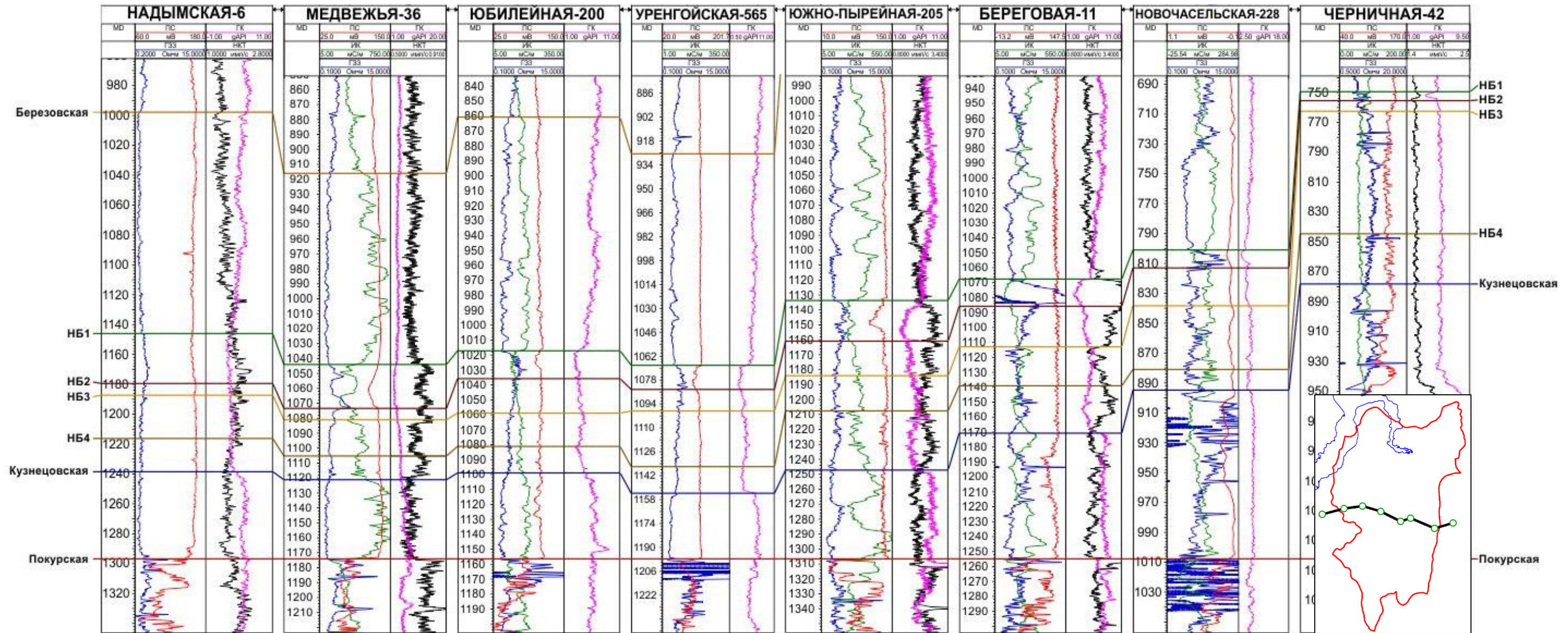


Рисунок 1.13 – Широтная схема корреляции скважин через территорию исследования

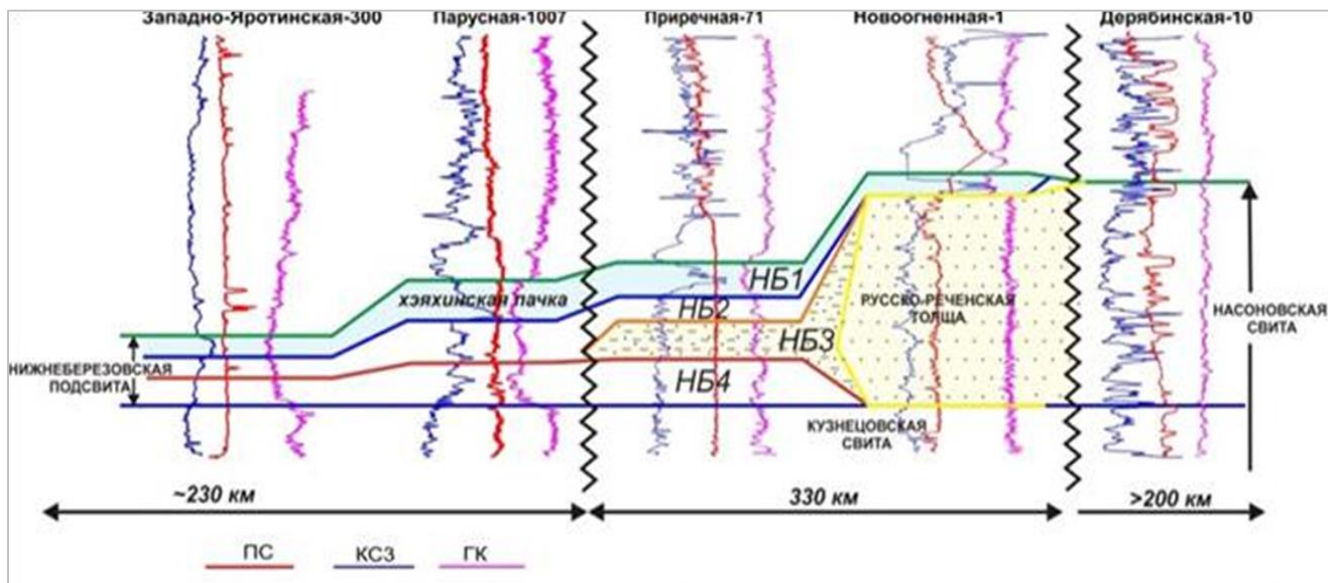


Рисунок 1.14 – Концептуальная субширотная схема строения нижней подсвиты березовской свиты (и ее аналогов) [25]

По данным рентген-структурного анализа (РСА) образцов керна из интервала нижней подсвиты березовской свиты (Таблица 1.1), отобранных в пределах Харампурского и Медвежьего месторождений, в минеральном составе отложений пласта НБ₄ преобладают кристаллический кварц и глинистые минералы (39,0 % и 21,8 % на Харампурском, 66,8 % и 30,2 % на Медвежьем соответственно). Доля ОКТ-фазы при этом на разных площадях отличается на порядок (18,3 % и 1,4 %) [79].

Пласт НБ₃ (русско-реченская пачка [24]) залегает на отложениях пласта НБ₄. В северо-восточной части Западно-Сибирского бассейна пласт сложен глинистыми алевролитами. Согласно [62] полностью выклинивается в центральной части бассейна, в поздних работах прослежен на большей части территории (где представлен схожими с пластом НБ₄ кремнисто-глинистыми отложениями и выделен по повышенным значениям гамма-каротажа) [14, 82].

По данным РСА (см. Таблицу 1.1), в минеральном составе отложений пласта НБ₃ преобладает кристаллический кварц (34,4 % и 60,0 %) (в том числе представленный терригенными разностями), глинистые минералы (19,2 % и 33,6 %). Доля ОКТ-фазы отличается на порядок в пределах Харампурского и Медвежьего месторождений (20,0 % и 1,8 %) [79].

Таблица 1.1 – Минералогический состав пород по данным РСА, % [79]

Харампурское месторождение								
Содержание	Кварц	ОКТ-фаза	Σ глин	Σ карбонаты	Глауконит	Пирит	Цеолит	Монтмориллонит
Пласты								
НБ ₁	18,1	54,9	15,2	4,6	4,1	3,1	0,5	8,6
НБ ₂	24,4	37,9	20,9	5,2	5,7	3,6	1,2	13,4
НБ ₃	34,4	20,0	19,2	3,7	8,6	3,5	8,1	10,5
НБ ₄	39,0	18,3	21,8	6,7	4,3	2,9	6,3	15,1
Медвежье месторождение								
НБ ₁	32,8	35,0	25,4	≈4,8	2,5	0,8	1,6	20,7
НБ ₂	44,9	21,2	28,8	≈4,8	1,0	0,8	2,3	23,8
НБ ₃	60,0	1,8	33,6	≈4,4	3,1	0,9	3,6	24,0
НБ ₄	66,8	1,4	30,2	≈4,4	1,0	0,8	1,5	21,0

Пласт НБ₂ распространен на большей части территории Западно-Сибирского бассейна. Пласт сложен кремнисто-глинистыми породами, с примесью кварцевого алеврита. Содержание SiO₂ увеличивается от подошвы к кровле. В подошвенной части пласта со значительной примесью алевритового материала [62].

Граница между пластами НБ₂ и НБ₃ (вне зоны опесчанивания пласта НБ₃) не имеет четких критериев выделения по данным ГИС. В работе [14] предлагается использовать литологический критерий (содержание вулканогенных минералов (клиноптилолита) и элементов (в частности, стронция)).

По данным РСА (см. таблицу 1.1), минеральный состав отложений пласта НБ₂ на Харампурской и Медвежьей площадях представлен кремневыми минералами: кварцем (24,4 % и 44,9 %) и ОКТ (37,9 % и 21,2 %), а также глинистыми (20,9 % и 28,8 %).

Пласт НБ₁ (хэяхинская пачка [63]) распространен практически на всей территории Западной Сибири. Пласт трансгрессивного генезиса выделен в кровле нижней подсвиты березовской свиты и представлен практически чистыми кремневыми породами (опоки, порцелланиты) без терригенных примесей (Рисунок 1.15). Отложения пласта НБ₁ хорошо выделяются по ГИС: по минимальным значениям гамма-каротажа и максимальным — удельного электрического сопротивления (Рисунок 1.16) [14, 62].



Рисунок 1.15 – Фотографии шлифа образца пород пласта НБ₁ с описанием [137]

Пласт НБ₁ характеризуется наименьшими в интервале подсвиты значениями плотности (и, соответственно, наибольшими значениями $K_{\text{п}}$) и пониженными показаниями гамма-каротажа. В минеральном составе пород пласта НБ₁ преобладают кремневые минералы (до 65–97 %), наиболее широко представлена опал-кристобалит-тридимитовая фаза (ОКТ): ее содержание в среднем составляет 25–35 % [44]. Глинистыми минералами (монтморрилонит, иллит, реже каолинит и хлорит [33]) представлено в среднем 15–25 % состава отложений пласта НБ₁, еще 5 % состава представлено слюдами [44].

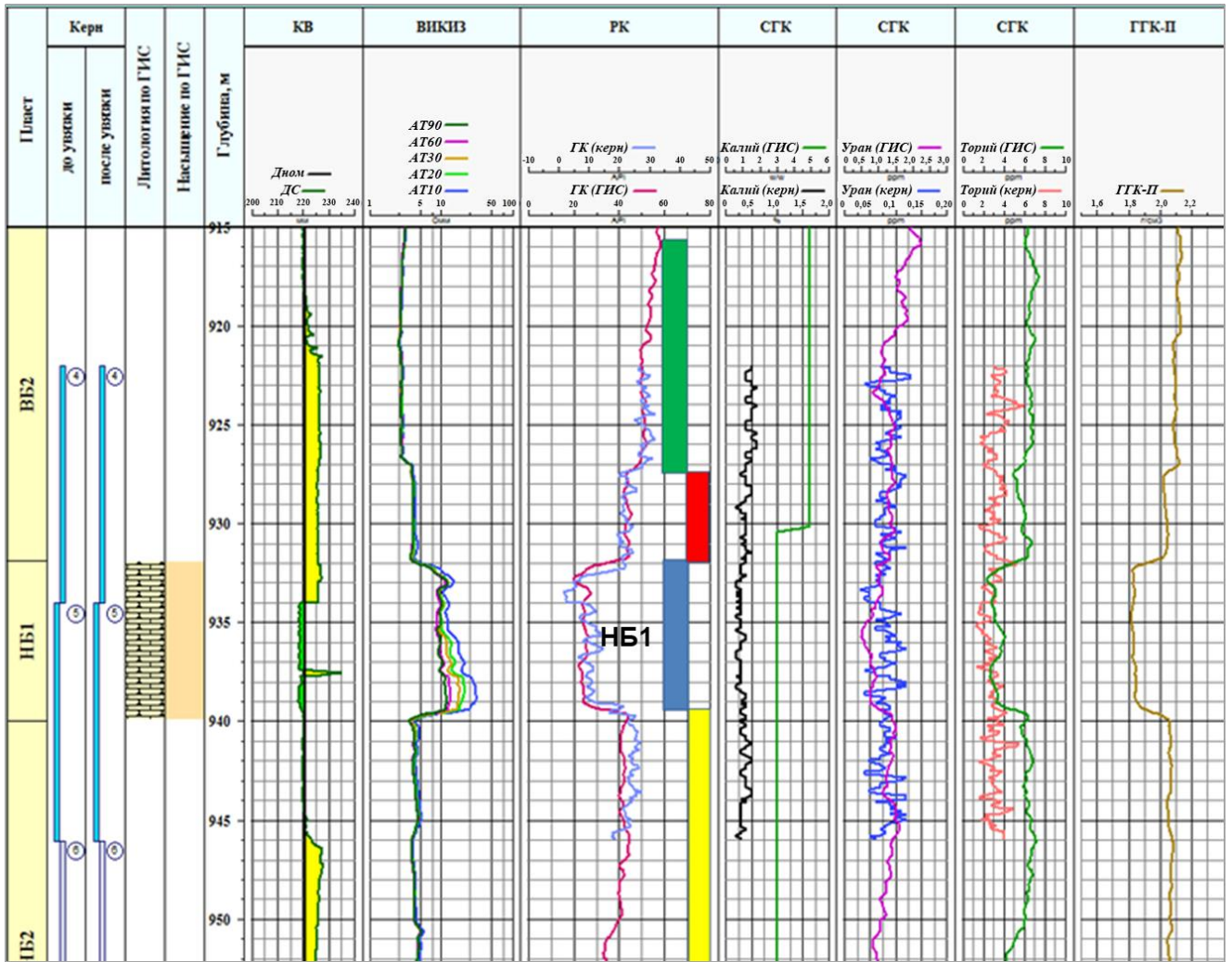


Рисунок 1.16 – Выделение пласта НБ₁ нижней подсвиты березовской свиты по диаграммам ГИС [19]

В региональном масштабе отложения пласта НБ₁ выдержаны по толщине на значительной части территории Западно-Сибирского бассейна (в среднем толщина составляет 10–30 м) (Рисунок 1.17), что обусловлено сопоставимыми условиями биогенно-хемогенного осадконакопления на большой площади бассейна (в отсутствии выраженного вноса терригенного материала) (см. раздел 1.3).

В распределении толщин пласта НБ₁ выделяется закономерность: в пределах крупных поднятий и в периферийных частях бассейна толщина пласта снижена (до 15–20 м) по сравнению с погруженными частями (до 25–30 м). Это явление может быть обусловлено совокупностью двух факторов: временем существования благоприятных условий осадконакопления кремнезема и эрозией кремневых отложений.

Во время накопления отложений пласта НБ₁ в пределах территории исследования сохранялся тренд погружения Большехетской мегасинеклизы относительно Среднеобской региональной ступени и восточной периферии бассейна. Наличие регионального уклона, в свою очередь, обеспечило раннее затопление погруженных частей бассейна в трансгрессию и более позднее осушение — в регрессию. В результате благоприятные для накопления кремневого вещества условия в этих частях бассейна существовали более продолжительное время по сравнению с положительными структурами, что могло обеспечить развитие кремневых осадков большей мощности.

В ходе регрессии положительные структуры подверглись эрозии, что также могло внести значительный вклад в сокращение толщин пласта НБ₁ в пределах поднятий. По керновому материалу в пределах поднятий выявлены трещины усыхания, следы корней растений и другие признаки выветривания [63]. Масштаб этого процесса, по всей видимости, был значительным: продукты разрушения пласта НБ₁, переотложенные в интервале верхней подсвиты березовской свиты, привели к сильному окремнению отложений ее подошвенной части (Рисунок 1.18), а в восточной части Западно-Сибирского бассейна вследствие процессов эрозии кремневые отложения нижней подсвиты березовской свиты выклиниваются полностью [60, 129].

В рамках представленной научной работы пласт НБ₁ выбран в качестве целевого объекта изучения. В первую очередь это обусловлено тем, что пласт характеризуется наиболее чистым кремневым составом: таким образом, разработку методов прогноза подсчетных параметров в осадочных силицитах следует выполнять именно в этом интервале. Во-вторых, на момент проведения исследования пласт НБ₁ наиболее полно охарактеризован керновыми данными и данными РИГИС, что обеспечивает большую достоверность получаемых результатов (по сравнению с пластами НБ₂ и в особенности НБ₃ и НБ₄, охарактеризованных гораздо меньшим объемом данных, вплоть до единичных скважин).

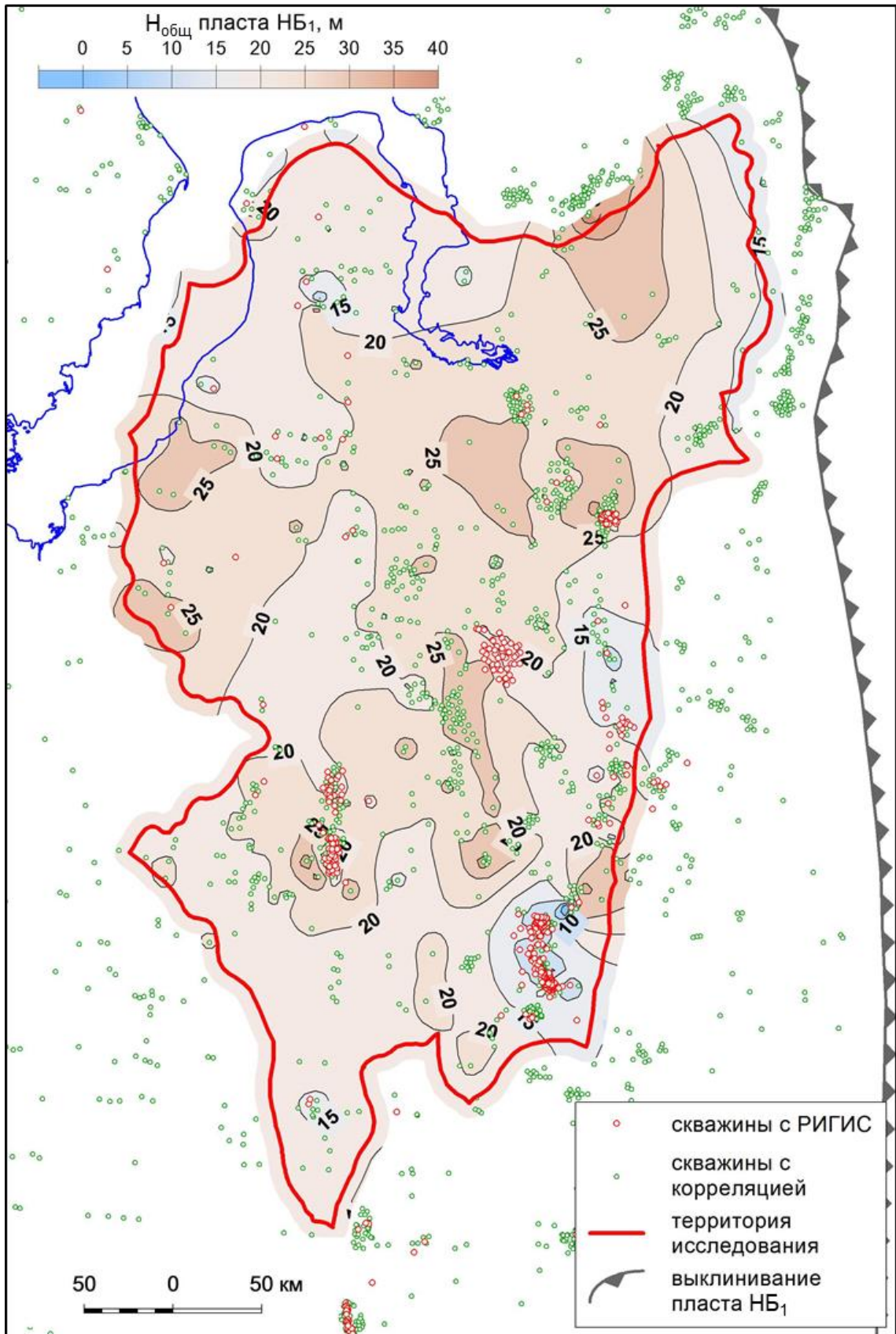


Рисунок 1.17 – Карта толщин пласта НБ₁ нижней подсвиты березовской свиты (по скважинным данным)

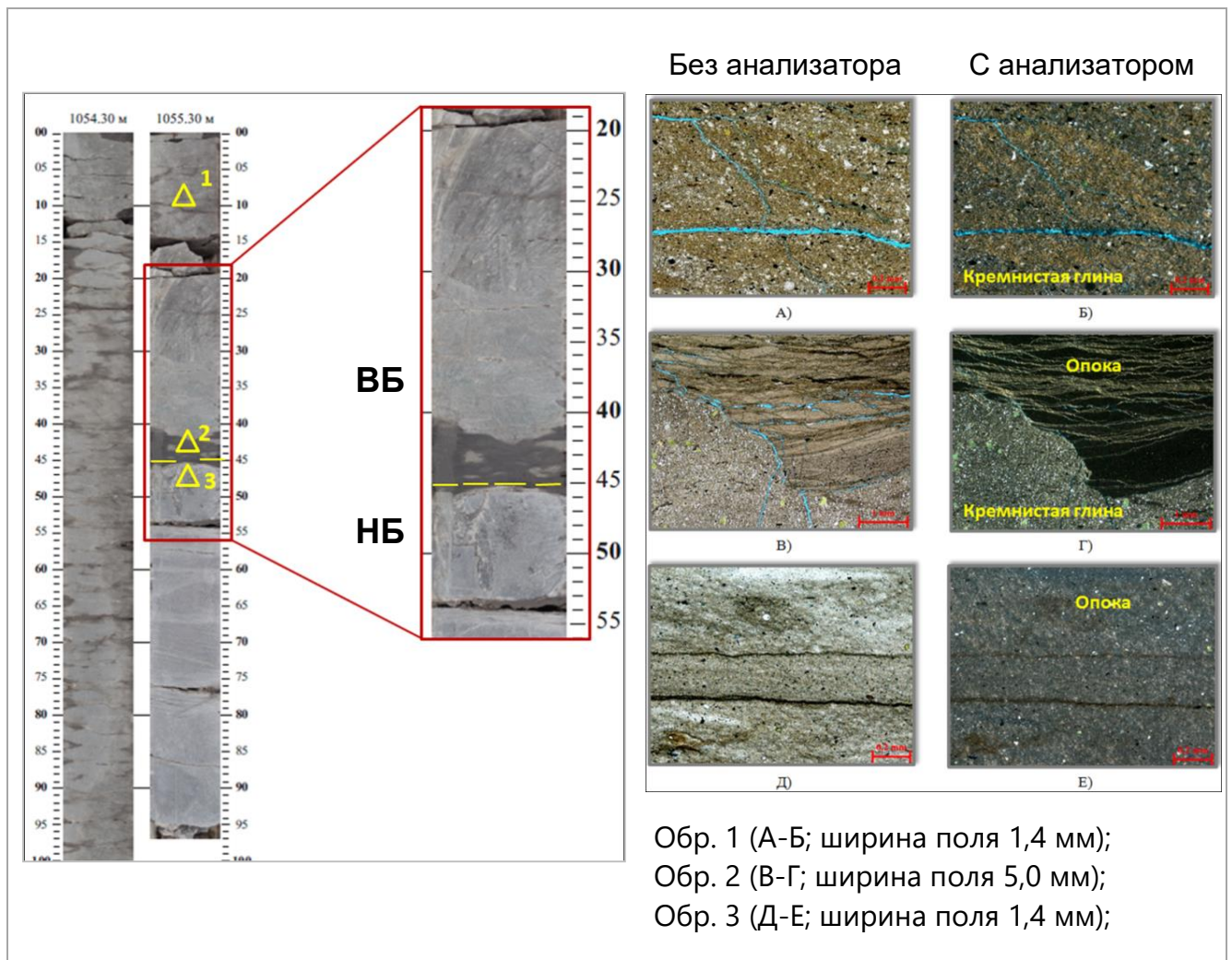


Рисунок 1.18 – Признаки эрозии в граничной зоне между отложениями нижней и верхней подсвит березовской свиты ([63])

1.5. Седиментация и преобразование кремнезема

Кремнистые илы накапливаются в условиях недостатка терригенного сноса, в спокойных водах, благоприятных для осаждения тонкодисперсного материала. В современном научном представлении основными являются две теории о механизме формирования толщ силицитов: биогенная и хемогенная. Под механизмом формирования подразумевается преимущественный способ седиментации, источником материала при этом могут выступать континентальные отложения, продукты жизнедеятельности организмов, вулканизм и др. [22].

Биогенный механизм формирования силицитов — это накопление кремневых илов из остатков планктонных организмов с кремнистым скелетом: диатомовых и радиоляриевых водорослей. Этот механизм наглядно представлен в современных бассейнах (бассейны эстуарного типа циркуляции вод).

Накопление карбонатных илов ограничивается уровнем карбонатной компенсации: глубиной моря, на которой скорость растворения карбонатов сравнивается со скоростью его осаждения [124]. Ниже уровня карбонатной компенсации накапливаются преимущественно кремнистые илы и глины, состоящие главным образом из монтморрилонита и иллита с локальными примесями каолинита, хлорита, железо-марганцевых гидроксидов.

Основными источниками кремневого материала в современных бассейнах являются подповерхностные воды, речные и эоловые потоки. Кварц, иллит и каолинит выносятся преимущественно речными [43, 50] и частично эоловыми потоками. Последние могут обеспечивать до 30 % поступления кремния [150].

В процессе погружения остатков кремневых водорослей органическая часть окисляется. Это приводит к формированию подповерхностного слоя вод, содержащего большое количество питательных солей, двуокиси углерода и не содержащего растворенного кислорода. Подповерхностный слой может служить источником питательных веществ для кремневых водорослей: массы богатых минеральными солями вод поднимаются вверх за счет апвеллингов. В малых океанических бассейнах, обрамленных островными дугами, подповерхностные воды поступают из открытых океанов и поднимаются, вызывая бурный рост биопродуктивности водорослей [120].

Современным примером бассейнов с преимущественно биогенным кремне-накоплением является Мексиканский залив, в котором на глубинах 300–1200 м развита зона кислородного минимума, ниже которой накапливаются диатомовые и глинистые илы без биотурбации. Еще одним современным примером бассейнов с активным накоплением биогенных кремнистых осадков являются задуговые бассейны северной части Тихого океана (в особенности Берингово, Охотское и Япон-

ское моря) [138]. В Беринговом и Японском морях диатомовые осадки накапливаются с миоцен-плиоцена, характеризуются наличием прослоев вулканокластических турбидитов и рассеянного карбоната [135, 147]. В бассейнах наблюдается деятельность гидротермальных источников, формирующих металлоносные отложения [121, 125, 128].

Современные примеры биогенного накопления кремневых отложений объединяет относительно большая глубина и малая площадь бассейнов. Однако накопление силицитов Западной Сибири в верхнемеловое время происходило на огромной площади и в условиях мелководного бассейна (с глубинами, соответствующими относительно глубокой части шельфа, до 200 м) (см. раздел 1.3), что не является благоприятными условиями для активного биогенного кремненакопления. Отложения формировались с бедными комплексами макро- и микрофауны (с отдельными находками остатков стеногалинных организмов на периферии бассейна [37]). Это отличается от условий формирования черносланцевой кремнисто-аргиллитовой формации баженовской свиты в позднеюрское время, когда акватория бассейна содержала угнетенный бентос с широким развитием микрофитопланктона (зеленые, золотистые, пирокфитовые микроводоросли и акритархи) и микропланктона (радиолярии). Наряду с остатками радиолярий, количество которых в отдельных прослоях достигает 85–90 %, породы баженовской свиты содержат остатки костистых рыб, мягкотелых теутид, силикофлагеллят, спикулы губок, примесь пирокластического материала и характеризуются аномально высокими концентрациями биогенного кремнезема (до 70–90 %) [108].

Хемогенный механизм формирования силицитов — это осаждение кремневого вещества из раствора при достижении предельных концентраций. Хемогенное кремненакопление в близких к насыщению вод бассейна кремнеземом условиях (вплоть до 100–120 мг/л) подавляет биогенное [22]. Интенсивная деятельность вулканов чаще всего сопровождается обширным накоплением кремнистых силицитов, хотя эти процессы могут быть разведены во времени [15]. Питание бассейна кремнеземом при хемогенном кремненокоплении происходит преимущественно за счет удаленных или скрытых на глубине бассейна источников [22]. В соответствии

с положениями вулканогенно-осадочной гипотезы образования кремнистых толщ [22], вулканизм играет следующие роли в формировании отложений силицитов:

1) является прямым источником формирования силицитов (подводные извержения, выщелачивание продуктов извержений, накапливаемые в виде хемогенных осадков);

2) стимулирует биопродуктивность планктона и обеспечивает сохранность их останков (за счет вноса в бассейн массы кремнезема и загрязнения вод продуктами извержения);

3) повышает уровень карбонатной компенсации (за счет закисления вод бассейна, что обеспечивает отсутствие карбоната накопления на меньших глубинах).

В глобальном и временном масштабах фации кремнистых отложений слабо коррелируют друг с другом: к примеру, стратиграфический диапазон отложений биогенного кремнезема океана Тетис охватывает промежуток от юры до позднего мела. Более того, в [86] отмечена приуроченность областей кремненакопления к геосинклинальным поясам (при отсутствии их соответствия климатической зональности). Предположительно, это свидетельствует о большей роли локально развитых условий осадконакопления кремнезема по сравнению с глобальными событиями [132]. Еще одним фактором усиления роли кремнистого вещества в осадконакоплении играет тектоническая активность, приводящая к появлению благоприятной для накопления кремнезема конфигурации бассейнов [133].

Хемогенный механизм формирования силицитов в большей степени объясняет происхождение огромной массы кремневого вещества, накопленного в верхнемеловое время в Западной Сибири.

Таким образом, в интервале нижней подсвиты березовской свиты присутствуют признаки как биогенного, так и хемогенного формирования кремневых толщ [79, 99].

Кремниевые отложения в процессе литогенеза подвергаются изменениям. В первую очередь, мелкие частицы кремнистых скелетов растворяются в толщах

воды и непосредственно в осадке — в ходе литификации кремнистых илов. Затем, по мере диагенетических преобразований в отложениях, наблюдаются фазовые переходы кремнезема по следующей эволюционной системе: опал аморфный (опал-А) → опал-кristобалит-тридимит (опал-КТ или ОКТ) → халцедоновидный опал → опаловидный халцедон → кварц. Преобразование кремневого вещества сопровождается потерей биоморфной структуры, повышением содержания кремния в минеральном составе породы и увеличению плотности скелета. На примере формации Монтерей наблюдается преобразование кремневого вещества сверху вниз по разрезу: от светлых кремнистых пород к кристобалит-тридимитам и порцелланитам, затем — к кварцевым кремням. Наиболее литифицированные и диагенетически преобразованные кремнистые осадки приурочены к подошве отложений [134, 145]. Несмотря на это, возраст не является главным фактором, определяющим степень преобразованности кремневого вещества. В молодых породах Акрышевского месторождения присутствует опал-КТ, нахождение которого способствует литификации и окремнению пород. В то же время в более древних диатомитах разреза Брусяна новообразования кремнезема отсутствуют, а сами отложения литифицированы в значительно меньшей степени [110]. Степень преобразованности осадка, по всей видимости, контролируется в первую очередь величиной теплового потока. Высокий температурный градиент в Беринговом море (50,4 °С/км) сопровождается повышенной степенью преобразования кремнистых отложений: уже на глубине всего 500 м кремнистое вещество приобретает слоистость [140]. Помимо температуры, играет роль и уплотнение осадка. При одинаковой нагрузке глинистый ил уплотняется в большей степени, чем кремневый. Увеличение содержания глинистой составляющей в кремнисто-глинистом осадке приводит к более быстрому увеличению плотности отложений и, как следствие, к росту скорости преобразования кремневого вещества [15]. Присутствие карбонатов в осадке также ускоряет преобразование [136].

Процесс образования диатомовых кремневых отложений начинается с момента гибели водоросли с аморфным опаловым скелетом. При погружении сквозь

толщу вод скелеты диатомовых и радиоляриевых водорослей подвергаются растворению. При высокой активности организмов в поверхностном слое вод и интенсивном осаждении их остатков, в форме осадка накапливаются лишь около 1 % массы кремнезема [131].

Непосредственно в осадке кремневые скелеты организмов подвергаются дальнейшему растворению (до 80 % массы кремнезема растворяется в первый метр погружения [131]) с образованием неустойчивого соединения кремниевой кислоты. В присутствии электролитов кремниевая кислота полимеризуется с образованием геля. Стремительный рост внутренней вязкости вещества препятствует формированию четкой кристаллической решетки. В условиях достаточно низких температур из гелей кремнезема, состоящих из комплекса поликремниевых кислот, образуется стеклообразное вещество: опал-А [20]. В процессе литификации по всему объему диатомового осадка его пористость уменьшается (в связи с утратой биоморфной структуры), а плотность увеличивается [110]. В результате формируется порода, сохраняющая биоморфную структуру скелетов диатомовых водорослей — диатомиты [114]. Нарушение или полная потеря биоморфной структуры вследствие растворения и литификации приводит к ухудшению фильтрационных и емкостных свойств диатомита [110].

В осадке, богатом кремневым веществом, развивается деятельность силикатных бактерий [79, 99]. Последние занимают поры и пустоты форменных элементов — спикул губок и скелетов радиолярий, при этом формируют новые пустоты, возникающие на скоплениях бактериальной пленки — гликокаликса. На гликокаликс, в свою очередь, осаждаются глинистые минералы, а на поверхности пленки растут кристаллы кварца. Формирование кристаллов внутри геля приводит к росту пористости породы — за счет уплотнения минеральной части [106].

Диagenетическое преобразование диатомитов характеризуется изменением состава породы: полиморфного перехода опала-А в опал-КТ, характеризующийся более высокой степенью кристалличности. Переход сопровождается образованием леписфер кристобалит-тридимитового состава, выполняющих трещины и пустоты

породы. Формирование леписфер является типичным для вязких сред при перенасыщении вещества и наличии примесей. Рост леписфер внутри диатомита приводит к его большей литификации [136]. Опал-А, содержащий большое количество связанной воды (до 5–10 %), по мере преобразования в опал-КТ теряет воду (с уменьшением объема). Уменьшение объема минеральной части породы способствует увеличению пористости [20].

Переход опала-КТ в опаловидный халцедон сопровождается отдачей связанной воды (вплоть до содержания в доли процента). Переход связанной воды в свободное состояние сопровождается увеличением ее объема: адсорбированная вода имеет большую плотность, чем свободная. Рост объема свободной воды приводит к возрастанию порового давления. Наличие рассеянного органического вещества усиливает процесс: созревание РОВ характеризуется образованием жидких и газообразных углеводов из твердых органических частиц. Рост порового давления в конечном счете приводит к цепной реакции микроразрывов породы, приводящих к повышению ее трещиноватости [20].

Таким образом, эволюция силицитов является сложным разнонаправленным процессом, в ходе которого фильтрационно-емкостные свойства коллекторов претерпевают значительные изменения. Понимание сущности этих процессов является основой для выдвижения гипотез о влиянии на них региональных факторов, что станет основой для прогноза подсчетных параметров залежей в пределах территории исследования.

Выводы

Пласт НБ₁ в пределах территории исследования выделен в кровельной части нижней подсвиты березовской и нижней подсвиты часельской свит. Отложения пласта представлены практически чистыми кремневыми породами (опоками и порцелланитами), обладают высокой пористостью (до 40 %) и низкой проницаемостью (не более 0,1 мД в отдельных пропластках). Пласт газonosный, продуктивность подтверждена на ряде площадей.

Залежи, приуроченные к отложениям пласта НБ₁, сформировались за счет миграции газа из нижележащих интервалов (апт-альб-сеноманского газоносного комплекса). Это обуславливает выбор территории исследования: она ограничена Надым-Пурской и частью Пур-Тазовской НГО, где открыто множество газовых месторождений в интервале покурской свиты, находящихся на стадии падающей добычи.

Формирование кремневых отложений нижней подсвиты березовской свиты происходило в коньяк-кайнозойский этап тектонического развития. В эту эпоху Западно-Сибирский бассейн испытывал погружение на северо-западе, вздымание на юго-востоке и погружение Колтогорско-Уренгойского регионального мегажелоба (на фоне которого испытали активный рост линейные структуры вдоль мегажелоба). Это обусловило формирование благоприятной для хемогенной и частично биогенной аккумуляции силицитов обстановки осадконакопления в пределах территории исследования.

В ходе литогенеза кремневые отложения подвергаются различным процессам, влияющим на их ФЕС: растворению в осадке — в ходе литификации илов, переработке силикатными бактериями, уплотнению под весом отложений, созреванию (от опала-А до халцедона) — под действием температуры и давления, разрыхлению — за счет разрыва пор под давлением флюида в пустотном пространстве. Процессы созревания кремневых отложений контролируются в первую очередь тектоникой региона, что является ключом к прогнозу свойств кремневых коллекторов по априорным региональным данным.

2. ПРОГНОЗ И КАРТИРОВАНИЕ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ЗАЛЕЖЕЙ ПЛАСТА НБ₁ НАДЫМ-ПУР-ТАЗОВСКОГО РЕГИОНА

2.1. Определение подсчетных параметров геофизическими методами

Для оценки ресурсов и подсчетов запасов газа используется объемный метод, который предполагает расчет объема газа на основе ряда подсчетных параметров: площади газоносности залежи, эффективной газонасыщенной толщины, коэффициента пористости, коэффициента газонасыщенности, давления, температуры, поправки на отклонения свойств газа от идеального. Подсчетные параметры определяются с различной достоверностью при помощи широкого круга методов: начиная от прямых качественных определений параметров (например, по керновому материалу, анализу проб или геофизическими методами) и заканчивая косвенными методами (например, экстраполяции с аналогов, в качестве которых выступают изученные залежи, локализованные в сопоставимых геологических условиях).

Отложения силицитов, приуроченные к верхнему мелу Западной Сибири, являются малоизученными. Методики, позволяющие достоверно определять подсчетные параметры кремневых пластов надсеноманского комплекса, активно развиваются [21, 33, 44, 88, 102 и др.]. В качестве исходных материалов для выполнения работы использованы материалы ООО «РН — Геология Исследования Разработка» (ООО «РН-ГИР»), включающие в себя скважинные данные (межскважинные корреляции и данные РИГИС) и региональную геологическую модель строения изучаемых отложений [3].

Поскольку результаты определений параметров являются основой для выполнения представленного диссертационного исследования, следует подробнее рассмотреть методы, которыми эти данные были получены.

Оценка площади продуктивности (площадь залежи). На ранних этапах изучения перспектив надсеноманского комплекса С. Е. Агалаковым и О. В. Бакуевым [7] определены закономерности изменения электрического сопротивления пород нижней подсвиты березовской свиты. Установлено, что потенциальное газовое

насыщение кремнистых коллекторов в сводовых структурах в пределах северной части Западно-Сибирского бассейна является причиной повышенных значений удельных электрических сопротивлений (УЭС), достигающих 25–30 Ом·м (по сравнению с отрицательными структурами, где УЭС составляет 2–2,5 Ом·м). По этому же признаку перекрывающие отложения глиин верхней подсвиты березовской свиты отнесены к флюидоупорам.

Сопоставление характера насыщения сеноманских отложений и отложений березовской свиты с аномалиями индукционного и гамма-каротажа в скважинах Северо-Уренгойского месторождения позволило выдвинуть предположение о потенциальном газовом насыщении коллекторов березовской свиты: УЭС отдельных интервалов кровельной части свиты были сопоставимы с УЭС продуктивных интервалов сеноманского яруса. Позже при бурении западного купола в интервале надсеномана выделена пачка кремнистых аргиллитов, обладающих коллекторскими свойствами [76].

Аномалии типа «яркое пятно» (выявленные по материалам СРР МОГТ 2D и 3D) соотносятся в плане с областями развития высоких УЭС в интервале нижней подсвиты березовской свиты. Аномалии «плоское пятно» предположительно указывают на наличие газовых залежей массивного типа и наличие границы раздела газ-вода (по аналогии с залежами в отложениях сеноманского возраста) [7, 76].

Приуроченность залежей газа к положительным структурам закономерна, если учесть пути их возможного формирования. Ранее в работе (см. раздел 1.4) приводились данные геохимических исследований, с одной стороны, показавшие низкий потенциал собственной генерации углеводородов отложениями березовской свиты, и с другой — высокую вероятность миграционного генезиса (из низзалегających залежей сеноманского возраста).

В рамках научно-исследовательской работы подсчетные объекты выделены по последней замыкающей изогипсе структурной карты кровли нижней подсвиты березовской свиты. Такой подход обоснован:

- 1) низким качеством региональных данных СРР МОГТ 2D, не позволяющим надежно оконтурить залежи газа по аномалиям сейсмических атрибутов;

2) нехваткой каротажных материалов в интервале перспективных отложений, не позволяющих надежно выделить залежи по аномалиям на диаграммах ГИС.

Объекты выделены по структурному фактору в пределах унаследованных положительных структур антиклинального типа, к которым приурочены залежи газа в интервале отложений сеноманского возраста — в соответствии с установленной миграционной природой залежей.

В региональном масштабе, с учетом высокой точности структурных построений, используемый подход позволил локализовать поисковые объекты с достаточной степенью достоверности.

Выделение эффективных толщин ($H_{эф}$). Под эффективной толщиной понимают суммарную толщину всех отдельных прослоев пласта, способных к фильтрации флюида [30]. В традиционных терригенных отложениях коллектор и неколлектор дифференцируются достаточно надежно, поскольку представлены отличными друг от друга литологическими разностями с различными петрофизическими свойствами. Коллекторы и неколлекторы пласта НБ₁ обладают схожими свойствами и сложены литологически однотипными кремнисто-глинистыми породами. Как следствие, выделение интервалов коллекторов затруднено отсутствием его прямых качественных признаков. В свою очередь, это значительно усложняет изучение силицитов надсеномана Западной Сибири [88].

Решения этой задачи предложены в работах И. О. Ошнякова [87, 88]. Наиболее надежным способом выделения эффективных толщин в интервале кремнисто-глинистых пород является метод ядерно-магнитного каротажа (ЯМК), применяемый в скважинах, пробуренных с использованием раствора на углеводородной основе (РУО). Керосин, входящий в состав РУО, проникает в поры, что отражается в виде дополнительной моды времени релаксации молекул керосина на распределении показаний ЯМК. По наличию дополнительной моды могут быть выделены участки, способные к фильтрации керосина — т. е., являющиеся коллекторами. Соответственно, мода не появляется в интервалах, в которые не проник керосин из РУО.

Для выделения коллекторов в скважинах, пробуренных с использованием раствора на водной основе (РВО), метод выделения по ЯМК неприменим. В скважинах на РВО эффективные толщины выделены с использованием граничных значений эффективной пористости. Эффективная пористость определяется по удельному электрическому сопротивлению породы (поскольку газонасыщенный коллектор имеет сопротивление большее, чем насыщенный минерализованной водой). Таким образом, при равных значениях пористости коллектор имеет эффективную пористость большую, чем неколлектор. Недостатком такого подхода является то, что он не позволяет отделить водонасыщенный коллектор от неколлектора [87].

Определение коэффициента пористости (K_n). Поровое пространство кремнисто-глинистых коллекторов надсеномана в Западной Сибири имеет сложное строение. При очень низкой проницаемости (не более 0,1 мД в цельных образцах) общая пористость коллекторов нижней подсвиты березовской свиты достигает 40 % [9, 21, 33, 44, 88, 102]. Высокая пористость обусловлена недоуплотненностью отложений нижней подсвиты березовской свиты, глубина залегания которых в среднем составляет около 1 км. Низкая проницаемость (при высокой пористости) обусловлена размерами пор: основную массу пустотного пространства представляют поры субкапиллярного размера [33, 52]. Размер пор напрямую связан с соотношением в минеральном составе породы-коллектора ОКТ-фазы и кристаллического кварца: преобразование ОКТ в кварц сопровождается уменьшением объема скелета и увеличением объема пустот [20] (см. раздел 1.5).

В отличие от классических терригенных систем, где коллектор представлен песчано-алевритовыми породами, а неколлектор — глинистыми, строгой дифференциации «коллектор-неколлектор» в кремнисто-глинистых отложениях нижней подсвиты березовской свиты нет. Как следствие, диапазоны пористости коллекторов и неколлекторов в интервале березовской свиты пересекаются (Рисунок 2.1).

Петрофизической основой для выполнения интерпретации данных РИГИС являются результаты лабораторных исследований образцов керна. Стандартные методы, применяемые при изучении терригенных коллекторов, чаще всего неприменимы к кремнисто-глинистым отложениям [44, 89]. Определение K_n кремневых

коллекторов — сложная задача, поскольку на результат оказывают сильное влияние подготовка образцов и тип насыщающего флюида. Наличие в минеральном составе кремнисто-глинистых пород набухающих глин (иллит, монтморрилонит) приводит к завышению пористости при использовании воды в качестве насыщающего флюида [32, 102]. Высушивание образца приводит к занижению $K_{п}$, определенного по гелию и керосину. Наиболее достоверные определения $K_{п}$ получены на образцах, отобранных в скважинах, пробуренных на РУО, методом ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) с донасыщением образцов керосином [32].

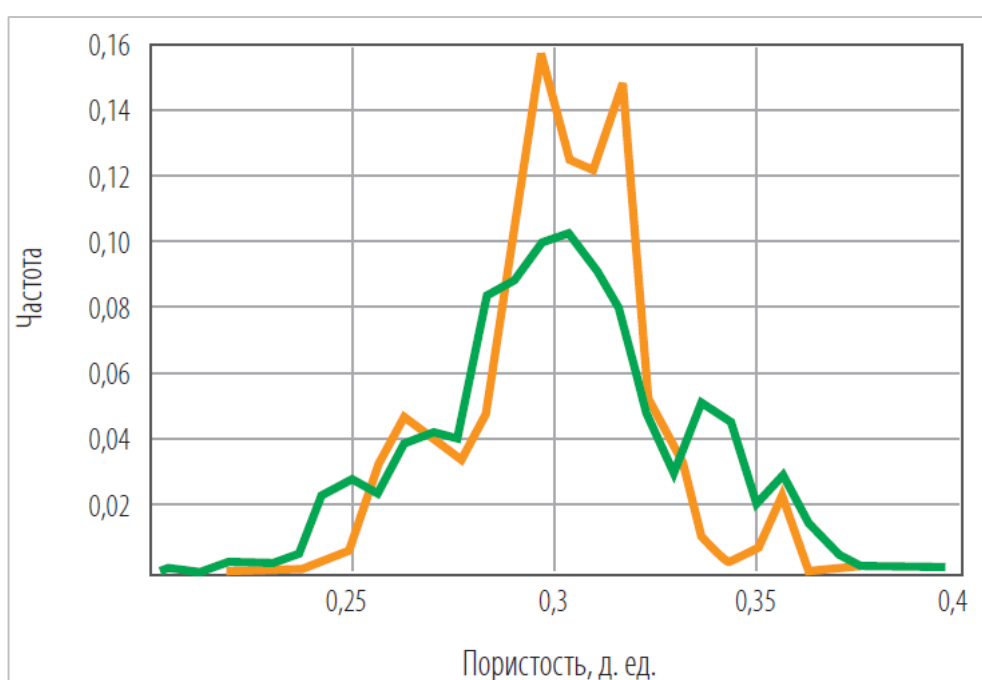


Рисунок 2.1 – Гистограмма распределения коэффициентов пористости для коллекторов (оранжевая гистограмма) и неколлекторов (зеленая гистограмма) в интервале березовской свиты Харампурского месторождения [87]

В сравнении с классическими терригенными коллекторами, определение коэффициента пористости по данным ГИС в кремневых коллекторах является значительно более сложной задачей. Ни один метод не позволяет самостоятельно определить $K_{п}$: методы гамма-гамма-плотностного, нейтронного и акустического каротажей требуют введения поправки на содержание глин, ОКТ-фазы и газа в коллек-

торе; метод ядерно-магнитного каротажа требует учета содержания газа. Для получения наиболее достоверной оценки $K_{\text{п}}$ используется метод комплексирования РИ-ГИС, полученных несколькими методами. В условиях ограниченных данных ГИС коэффициент пористости определяется по обратной зависимости $K_{\text{п}}$ от двойного разностного параметра ГК. Метод применим только в интервале коллекторов: пористость глин вследствие недоуплотненности породы имеет прямую зависимость от естественной радиоактивности [88].

Определение коэффициента газонасыщенности ($K_{\text{г}}$). Значительная доля пустотного пространства кремнисто-глинистых коллекторов представлена порами субкапиллярного размера [21]. Движение флюида в порах столь малой размерности практически невозможно вследствие того, что их объем занят связанной водой, толщина двойного слоя которой сопоставима с диаметром субкапилляра (около 60 нм и 200 нм соответственно) [52]. Коэффициент газонасыщенности определяется структурой порового пространства, которая, в свою очередь, зависит от степени преобразованности силицитов: доля пор, способных к фильтрации, обратно пропорциональна содержанию ОКТ-фазы в породе [21, 102, 115]. Таким образом, чем больше в пустотном пространстве коллектора доля пор капиллярного размера, тем выше значение $K_{\text{г}}$, и наоборот [52, 102, 115].

Наличие набухающих глин и изменение структуры порового пространства в кремнисто-глинистых породах значительно усложняют оценку газонасыщенности пород пласта НБ₁. По этой причине единственный прямой метод определения $K_{\text{г}}$ по керну — это метод экстрагирования образцов, отобранных на РУО [115]. При этом следует учитывать дегазацию ближней зоны пласта, что несущественно при исследовании $K_{\text{г}}$ методами ГИС, но оказывает значительное влияние на оценку $K_{\text{г}}$ по керну [102].

Высокую достоверность расчетных значений $K_{\text{г}}$ по данным ГИС можно достичь в результате применения методики определения через коэффициент объемной влажности ($K_{\text{во}}$) [88]. В соответствии с методикой, $K_{\text{во}}$ определяется как произведение $K_{\text{п}}$ и $K_{\text{в}}$ (коэффициент водонасыщенности) и характеризует долю порового пространства, занимаемого водой. Коэффициент объемной влажности находится в

обратной зависимости от размера пор (чем ниже $K_{во}$, тем больше размер пустот). $K_{во}$ имеет хорошую логарифмическую зависимость от удельного электрического сопротивления породы [88], что позволяет выполнить прогноз K_r по данным $K_{во}$ и $K_{п}$.

Таким образом, в диссертационном исследовании в качестве исходных данных использованы следующие параметры, которые определены:

1) площади газоносности — по замыкающей изогипсе унаследованных положительных антиклинальных структур, к которым приурочены залежи газа в интервале отложений сеноманского возраста;

2) эффективные толщины — по данным ЯМК (в скважинах на РУО), по данным УЭС и граничным значениям коэффициента пористости (в скважинах на РВО и с ограниченным комплексом ГИС);

3) коэффициенты пористости — в скважинах с расширенным комплексом ГИС комплексированием нескольких методов, в скважинах с ограниченным комплексом — по зависимостям двойного разностного параметра ГК;

4) коэффициенты газонасыщенности — по эмпирическим зависимостям УЭС от объемной влажности.

Определение характеристик залежей, приуроченных к кремневым отложениям, является сложной задачей. Достоверная оценка параметров требует использования специальных методов исследований керна и ГИС, бурения специальных скважин на РУО. Это обуславливает практическую значимость разработки альтернативных методов прогноза параметров залежей, приуроченных к кремнистым резервуарам пласта НБ₁.

2.2. Методика прогноза подсчетных параметров

Достоверность оценки ресурсов зависит от точности определения подсчетных параметров в пределах залежи: не только в точках скважин (надежность данных РИГИС обеспечена результатами ряда опубликованных исследований, см. раз-

дел 2.1), но и в межскважинном пространстве. Задача на текущем этапе исследования формулируется следующим образом: с наименьшей ошибкой определить величины параметров на территориях, не изученных бурением. Для решения этой части задачи использованы методы интерполяции и тренд-анализа.

Интерполяция — метод нахождения промежуточных неизвестных по набору дискретных известных [18] (в частности — значений параметра в межскважинном пространстве). Существует множество различных методов интерполяции (метод наименьших квадратов, линейная интерполяция, аппроксимация сплайнами и другие). Ключевым недостатком метода интерполяции применительно к прогнозу параметров в межскважинном пространстве является неучет априорной информации. Недостаток устраняется применением априорных данных в качестве тренда. Классический пример применения такого подхода — построение структурных карт по данным сейморазведочных работ (СРР) и скважин. В результате обработки и интерпретации данных СРР строят карты по отражающим горизонтам, которые соответствуют общему плану структурной поверхности, но лишь на приблизительной к фактической глубине. Корректировка структурных построений выполняется по фактическим данным глубины горизонта в скважине: рассчитывают невязки между фактической отметкой в скважине и трендовой поверхностью и строят карту невязок, затем поверхность «подсаживают» на отметку в скважине, прибавляя карту невязки к тренду.

Данный подход реализован в представленном исследовании в отношении подсчетных параметров залежей пласта НБ₁. Вследствие неаддитивности геологических систем все их свойства так или иначе связаны между собой с различной степенью корреляции; некоторые связи очевидные и заметные (например, рост температуры связан с ростом глубины), другие — малозначимые, и потому ими допустимо пренебречь [38]. Это позволяет выполнить прогноз параметров по зависимостям от априорной информации, которые необходимо определить — при помощи тренд-анализа.

Так, в исследовании прогноз и построение карт параметров выполнены в два этапа:

1. Построение карты тренда — методом тренд анализа.
2. Построение карты невязок — методом кригинга.

Метод тренд-анализа. Метод тренд-анализа заключается в определении аппроксимирующей функции (тренда), представляющей собой непрерывное поле значений. Разброс фактических значений от тренда описывается стандартным отклонением [23].

Построение карты тренда — задача, решаемая посредством регрессионного анализа. Для этого проанализированы связи между прогнозируемым параметром и известными свойствами геологической системы. Для анализа отбирались те связи, которые имеют физический смысл (например, коэффициент пористости и глубина — уплотнение пород с глубиной приводит к снижению пористости, и т.д.).

Зависимость с наилучшей корреляцией принята как базовая для получения аппроксимирующей функции и построения карты тренда — с последующим расчетом невязок. По невязкам выполнено построение карт прогнозных параметров методом кригинга.

Метод кригинга. В основе кригинга лежит расчет весовых коэффициентов по данным вариограммы — функции, описывающей пространственную изменчивость данных в зависимости от расстояния между точками наблюдения. Преимуществом кригинга является то, что, помимо сети прогнозных значений, рассчитываются стандартные отклонения в каждой точке, где есть прогнозное значение. Набор стандартных отклонений, в свою очередь, может быть использован при оценке диапазона неопределенности прогнозируемой величины. Недостатком кригинга является то, что в окрестности точек с фактическими данными касательная к прогнозным значениям ориентирована горизонтально. Этот недостаток устраняется детрендированием (вычитанием тренда из набора фактических данных); после детрендирования методом кригинга интерполируются значения невязок [97].

В основе применения вариограммного анализа лежит гипотеза, что результаты измерений зависят от расположения сети наблюдений: при ее изменении результаты определений будут отличаться, однако, среднеквадратичное (стандарт-

ное) отклонение измеряемой величины будет сохраняться на определенном расстоянии R от точки наблюдения. На расстоянии, превышающем R , вариограмма принимает значение дисперсии измеряемой величины: влияние точки наблюдения на результат измерения отсутствует [97]. Вариограмма строится по эмпирическим данным, затем данные точек аппроксимируются моделью вариограммы, наиболее подходящей к эмпирической. Полученная модель вариограммы используется как основа для расчета стандартного отклонения интерполяции.

В результате применения методов тренд-анализа и интерполяции методом кригинга к исходным данным получены три поля (карты) значений:

- 1) карта тренда (описывающая усредненную геологическую зависимость для параметра в пределах территории исследования, например, зависимость пористости от глубины);
- 2) карта невязок (разница между картой тренда и фактическими значениями в точках скважин);
- 3) карта стандартных отклонений прогноза (описывающая среднюю ошибку, с которой выполнен прогноз параметра, в единицах измерения этого параметра).

Результирующая карта прогнозного параметра — это сумма карты тренда и карты интерполированных невязок. Преимущества использования методов интерполяции и тренд-анализа для прогноза подсчетных параметров следующие:

- 1) используются фактические данные в точках скважин;
- 2) в основе прогноза — геологические зависимости параметров, установленные на различных площадях в пределах распространения исследуемых отложений и обобщенные для исследуемой территории;
- 3) карта стандартных отклонений позволяет оценить ошибку прогноза и представить подсчетный параметр в виде функции плотности распределения.

2.3. Результаты прогноза подсчетных параметров

Территория исследования охватывает значительную площадь в пределах Надым-Пур-Тазовского региона (185 600 км²). Всего в исследовании использованы данные 3800 скважин (Рисунок 2.2), из них:

- 1900 скважин — в пределах территории исследования;
- 1900 скважин — за пределами, использованы для повышения качества трендов.

Во всем объеме скважин выполнена межскважинная корреляция по данным ГИС: выделены кровля, подошва и общая толщина пласта НБ₁.

Данные интерпретации ГИС представлены в 800 скважинах; в прочих скважинах объем исследований недостаточен для достоверного определения петрофизических свойств отложений пласта НБ₁. Наиболее полно данными РИГИС охарактеризованы Береговая, Ван-Еганская, Губкинская, Ново-Часельская, Русская, Харампурская площади, отдельные данные приведены по скважинам в пределах еще 35 различных площадей (Кынская, Северо-Варьеганская, Тазовская и др.) (всего 41 площадь).

Интерпретация ГИС выполнена по методикам, перечисленным в разделе 2.1 представленной работы.

Доступными для исследования результатами керновых исследований пород пласта НБ₁ охарактеризованы 12 скважин. Этих данных недостаточно для оценки региональных трендов, потому в настоящем исследовании результаты лабораторных анализов керна использованы в качестве вспомогательных данных.

Прогноз общих толщин. Для построения карт толщин используются карты временных толщин. Общие толщины пласта НБ₁ не превышают 30 м, что сопоставимо с разрешающей способностью региональных сейсморазведочных работ МОГТ 2D. Это не позволяет использовать временные толщины для построения карт Н_{общ}.

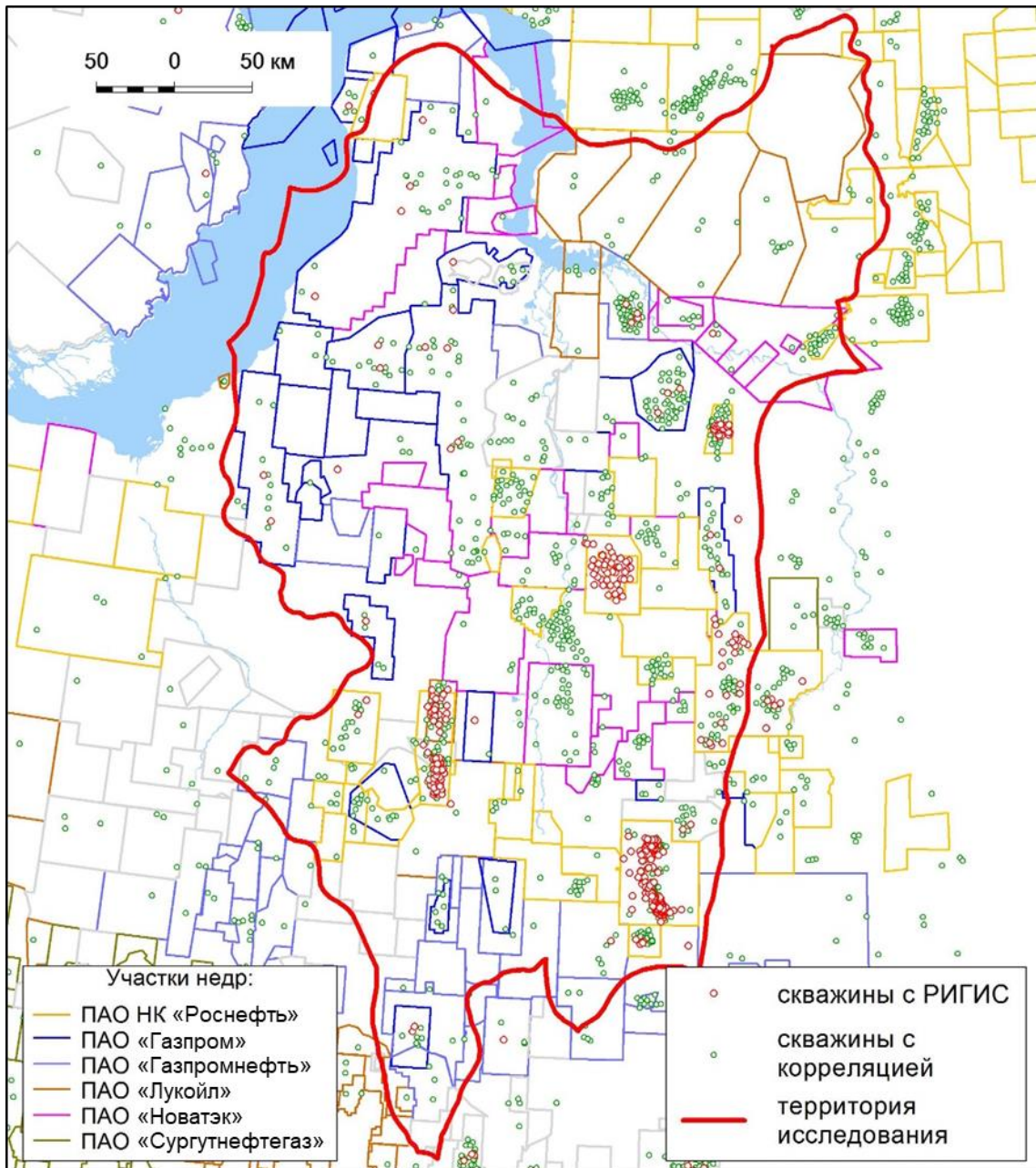


Рисунок 2.2 – Изученность отложений пласта НБ₁ скважинными данными в пределах территории исследования

В качестве основного метода построения карты общих толщин в рамках региональной работы [3] использована прямая интерполяция скважинных данных. Этот подход в силу высокой плотности скважин с выполненной корреляцией по диаграммам ГИС позволил получить карту $H_{\text{общ}}$ с достаточной для решения задачи оценки перспектив газоносности отложений пласта НБ₁ точностью. Однако такая

карта не учитывает особенностей распространения $N_{\text{общ}}$ в межскважинном пространстве, что в конечном счете снижает достоверность оценки ресурсов на территориях, не изученных бурением.

Кремневые и глинистые отложения нижней подсвиты березовской свиты имеют хемогенно-органогенное происхождение (см. раздел 1.5). Их накопление происходило в условиях обширного мелководного бассейна с благоприятным климатом и недостатком терригенного осадконакопления. Такая обстановка обеспечивает выдержанную по площади интенсивность формирования отложений кремнистых илов. Неравномерность толщины илового осадка в масштабе региона определяется рельефом морского дна и временем, в течение которого существовали благоприятные для осаждения условия, в случае исследуемой территории — временем, в течение которого территория была погружена и затоплена.

История тектонического развития бассейна в нижнемеловом-туронском этапе (см. раздел 1.3) характеризуется погружением северной части бассейна (Ямало-Карская депрессия, включающая Большехетскую мегасинеклизу) относительно центральной части и периферии. Эта тенденция сохранилась и в последующем коньяк-кайнозойском этапе, в течение которого Ямало-Карская депрессия испытывала дальнейшее погружение относительно Среднеобской ступени. Наличие уклона на север обеспечивало существование благоприятных для накопления кремневых отложений условий в течение более длительного времени: море в погруженных областях наступало раньше (в эпоху трансгрессии), а отступало позже (в эпоху регрессии). Этот принцип распространялся и на унаследованные положительные структуры, в пределах которых отмечается уменьшение толщин кремневых отложений (см. раздел 1.4). Следствием этого процесса являются следы эрозии (трещины усыхания, корни растений и др.) в кровле кремневых отложений нижней подсвиты березовской свиты, обнаруженные в пределах положительных структур [63]. Регрессия моря привела к обнажению и размыву пород в кровле пласта $НБ_1$ с последующим переотложением обломков в вышележащем интервале верхней подсвиты березовской свиты [60, 129].

Направления тектонического развития территории, определившие условия накопления кремневых отложений пласта $НБ_1$, отражены в современном строении поверхности кровли юрских отложений (Рисунок 2.3, А). Современная поверхность юры зафиксировала погружение севера Западной Сибири и роста крупных положительных структур (происходивших в неоком-туронский этап тектонического развития, см. раздел 1.3). Эти процессы, в свою очередь, оказали значительное влияние на распределение толщин пласта $НБ_1$ в региональном масштабе. Таким образом, общие тенденции изменения $Н_{общ}$ пласта $НБ_1$ в пределах территории исследования могут быть спрогнозированы при помощи карты глубины залегания кровли юрских отложений.

Выполнена оценка зависимости $Н_{общ}$ пласта $НБ_1$ (по скважинным данным) от глубины залегания кровли отложений юры. По фрагменту «Структурной карты Западно-Сибирской плиты по кровле юрского комплекса» (под ред. А. Э. Конторовича) получен тренд (Рисунок 2.3, Б). С карты тренда сняты значения в точках скважин и изучена связь общей толщины пласта $НБ_1$ и значения карты тренда кровли юрских отложений (всего 1949 наблюдений) (Рисунок 2.4). Получена прямая значимая связь: с увеличением глубины тренда $Н_{общ}$ пласта $НБ_1$ увеличивается. Достаточно высокая значимость этой связи позволяет использовать тренд кровли юрских отложений для построения карты общих толщин, более точно прогнозирующей изменения $Н_{общ}$ в межскважинном пространстве (в сравнении с методом прямого построения по точкам).

На втором этапе полученная зависимость использована для построения карты прогноза $Н_{общ}$ пласта $НБ_1$ в пределах территории исследования. По линейному уравнению, соответствующему аппроксимирующей функции на рисунке 2.4, выполнен расчет значений общей толщины пласта $НБ_1$ и невязок (между расчетным и фактическим значениями в точках скважин). По невязкам построена эмпирическая вариограмма, к которой подобрана модель вариограммы (Рисунок 2.5).

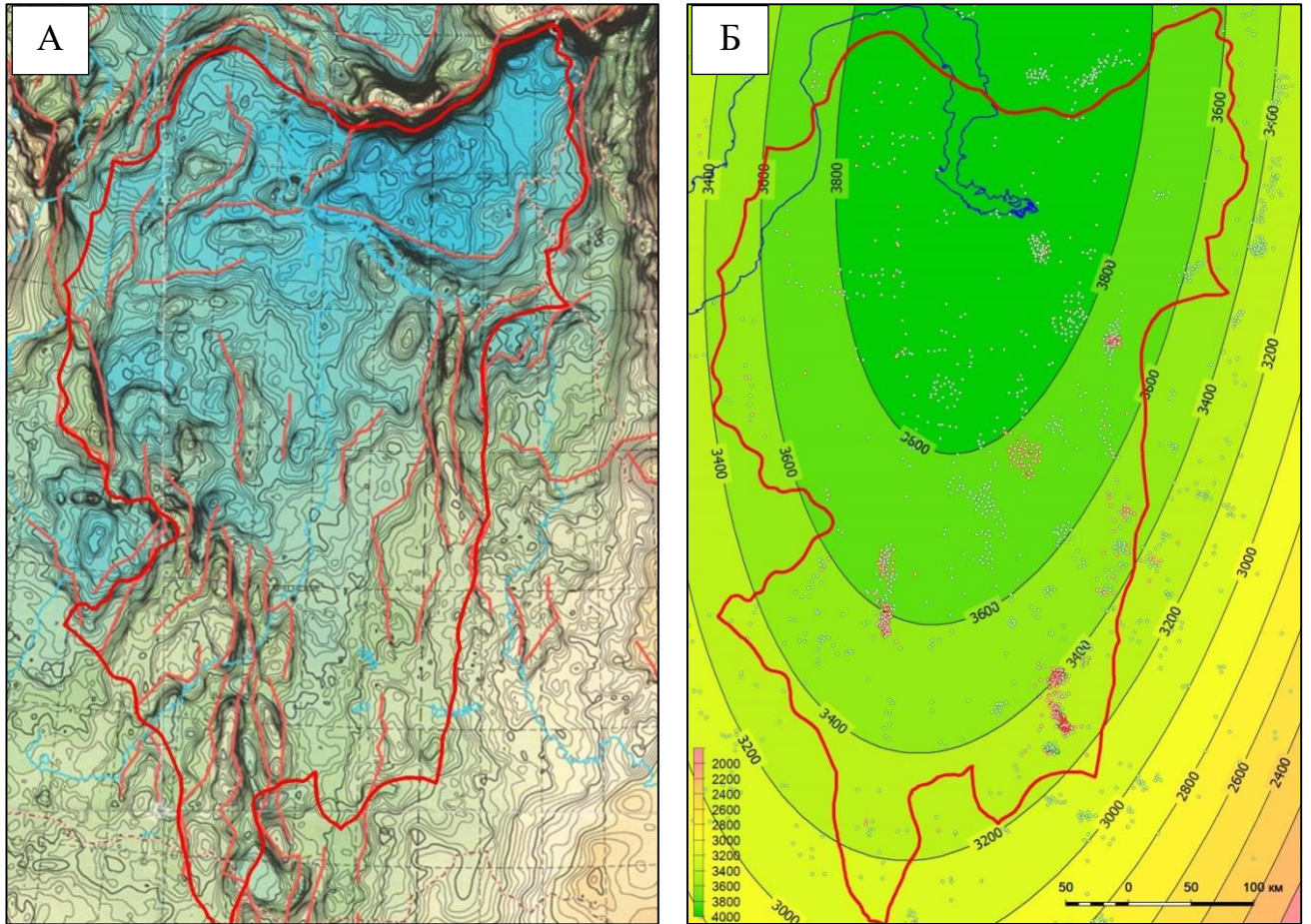


Рисунок 2.3 – Фрагмент Структурной карты Западно-Сибирской плиты по кровле юрского комплекса (под ред. А. Э. Конторовича) и карта его тренда

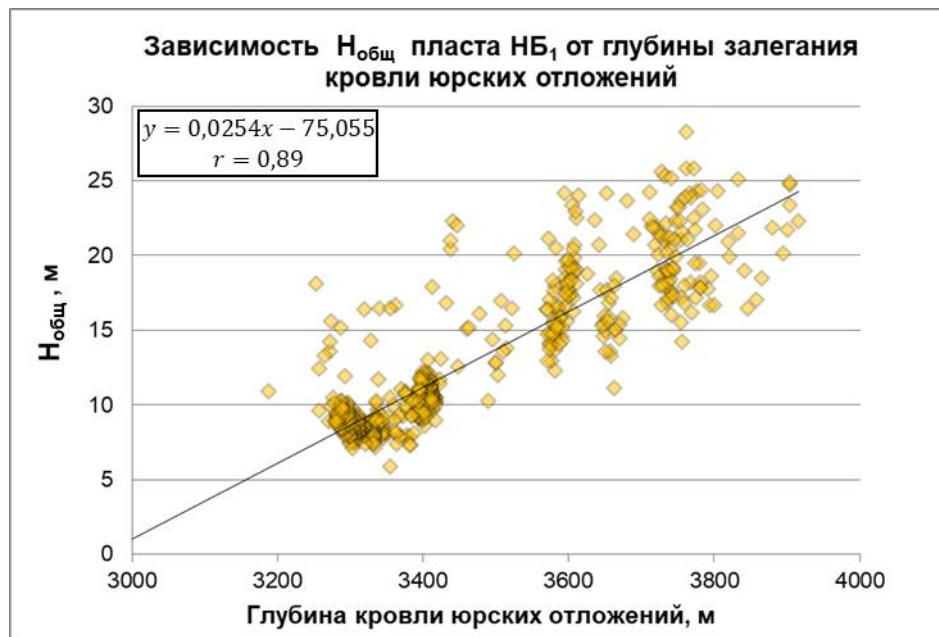


Рисунок 2.4 – Зависимость $H_{\text{общ}}$ пласта НБ₁ от глубины залегания кровли юрских отложений

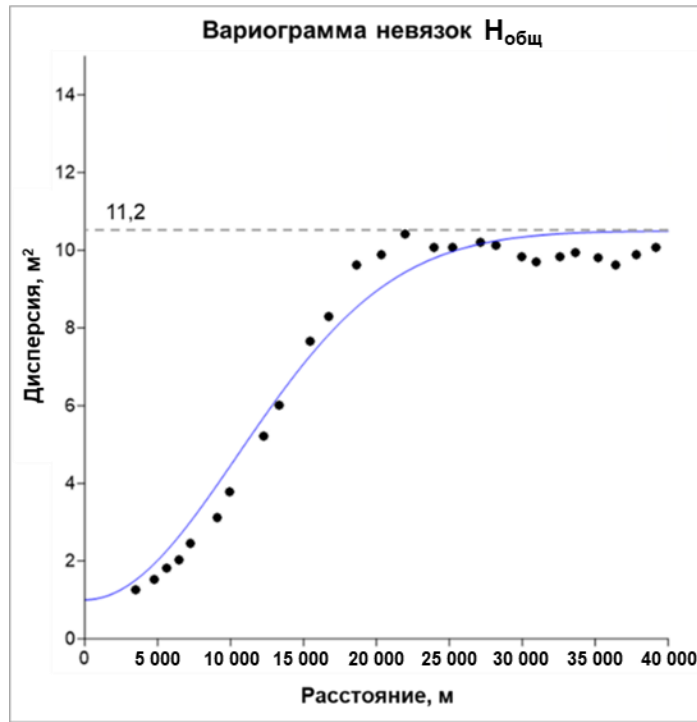


Рисунок 2.5 – Модель вариограммы для невязок $H_{общ}$ пласта НБ₁

Модель вариограммы использована для построения карты $H_{общ}$ пласта НБ₁ методом кригинга. Далее по методике, описанной в разделе 2.2, получен следующий набор карт (показаны на рисунке 2.6):

1. Карта тренда $H_{общ}$ пласта НБ₁ (Рисунок 2.6, А). Получена пересчетом карты тренда по кровле юрских отложений (см. рисунок 2.3, Б) с помощью аппроксимирующей функции (определена по диаграмме на рисунке 2.4). Эта карта показывает общие тенденции изменения $H_{общ}$ в пределах территории исследования: увеличение от периферийных и южных частей территории исследования на север, в район Большехетской мегасинеклизы.

2. Карта невязок (между трендом $H_{общ}$ пласта НБ₁ и фактическими значениями $H_{общ}$ в точках скважин) (см. рисунок 2.6, Б). Отражает расхождение между картой тренда $H_{общ}$ и фактическими значениями в точках скважин. Построение карты выполнено методом кригинга, с учетом модели вариограммы (показана на диаграмме на рисунке 2.5).

3. Карта стандартных отклонений невязок (см. рисунок 2.6, В). Получена по модели вариограммы (см. рисунок 2.5) и показывает величину ошибки прогноза

$H_{\text{общ}}$: в точках скважин имеет нулевые значения или близкие к нулевым (вследствие «эффекта самородка»), по мере удаления от точек скважин возрастает (вплоть до величины дисперсии $H_{\text{общ}}$), достигая предельного расстояния, на котором скважинные данные влияют на прогноз. Например, такие удаленные зоны выделены на северо-востоке и северо-западе территории исследования — где отсутствуют определения $H_{\text{общ}}$ по скважинным данным. Карта стандартных отклонений невязок используется в рамках вероятностной оценки ресурсов (раздел 4.1) для обоснования неопределенности $H_{\text{общ}}$ в пределах объектов оценки.

4. Результирующая карта $H_{\text{общ}}$ (см. рисунок 2.6, Г). Карта получена в результате сложения карт тренда $H_{\text{общ}}$ и карты невязок. Используется в рамках вероятностной оценки ресурсов для расчета средней величины $H_{\text{общ}}$ в пределах объектов оценки.

На рисунке 2.7 приведено сравнение двух карт: построенной с учетом тренда (Рисунок 2.7, А) и прямой интерполяцией без учета тренда (Рисунок 2.7, Б). Поскольку скважины с данными $H_{\text{общ}}$ (полученными по межскважинной корреляции по диаграммам ГИС) распределены практически по всей территории исследования, карты имеют значительное сходство. Существенные отличия карты имеют в областях с редкой сетью данных (например, в западных и северо-восточных частях территории исследования).

Карта $H_{\text{общ}}$ пласта $НБ_1$, полученная в соответствии с принятой методикой, с одной стороны, сохраняет точность отображения данных в точках скважин, с другой — позволяет прогнозировать значения в межскважинном пространстве с учетом тренда (полученного в результате анализа тектонической истории развития бассейна). Учет тренда повышает достоверность прогноза в межскважинном пространстве. Еще одним преимуществом полученных результатов является карта стандартных отклонений, позволяющая оценить точность прогноза $H_{\text{общ}}$ в пределах всей территории исследования и в отдельных ее локализованных частях.

Результирующие карты $H_{\text{общ}}$ и стандартных отклонений использованы в рамках применения метода вероятностной оценки локализованных ресурсов газа (см. раздел 4.1).

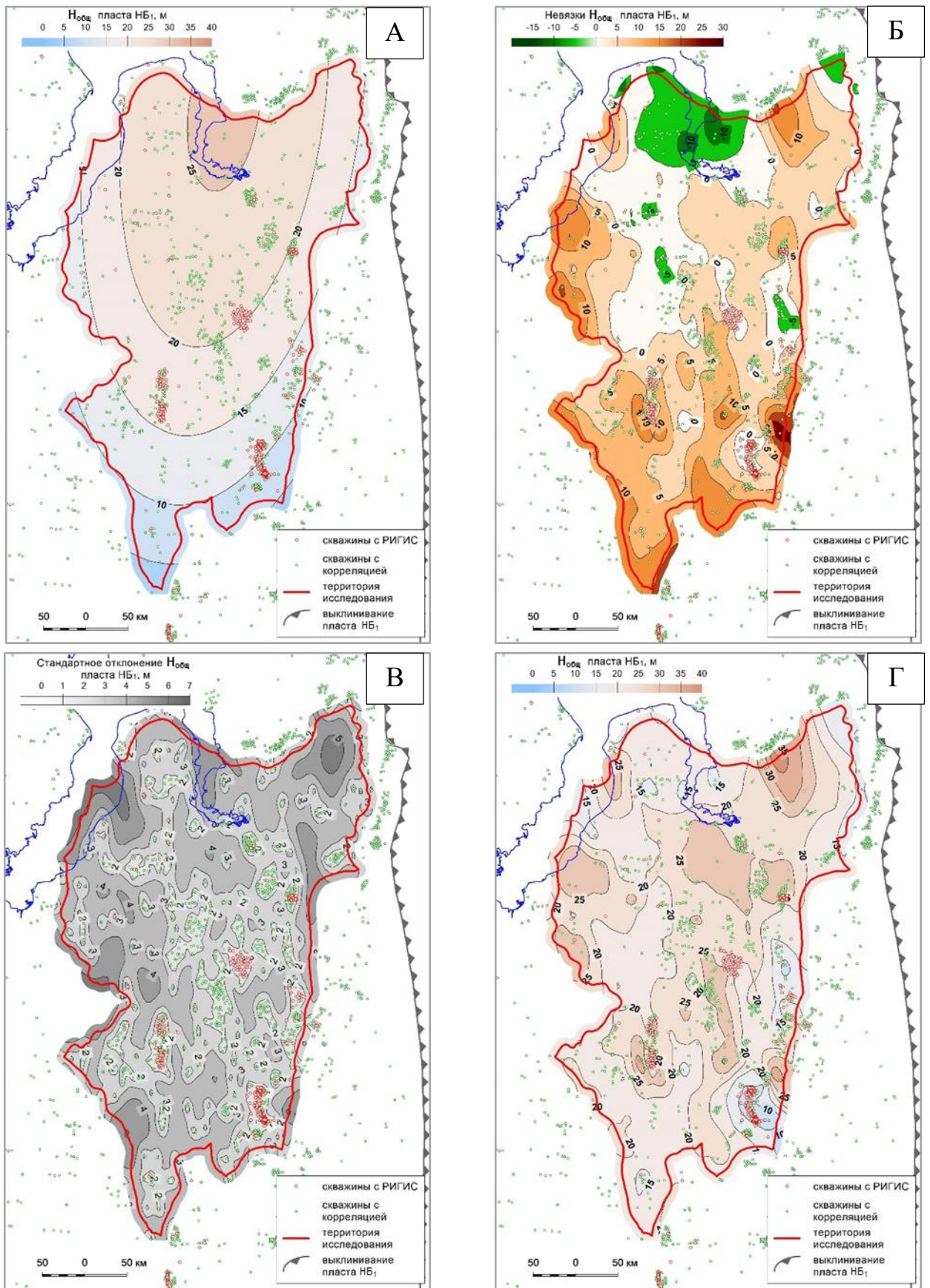


Рисунок 2.6 – Построение карты общей толщины пласта NB₁

А — карта тренда $H_{общ}$; Б — карта невязок $H_{общ}$; В — карта ошибки интерполяции $H_{общ}$; Г — результирующая карта $H_{общ}$

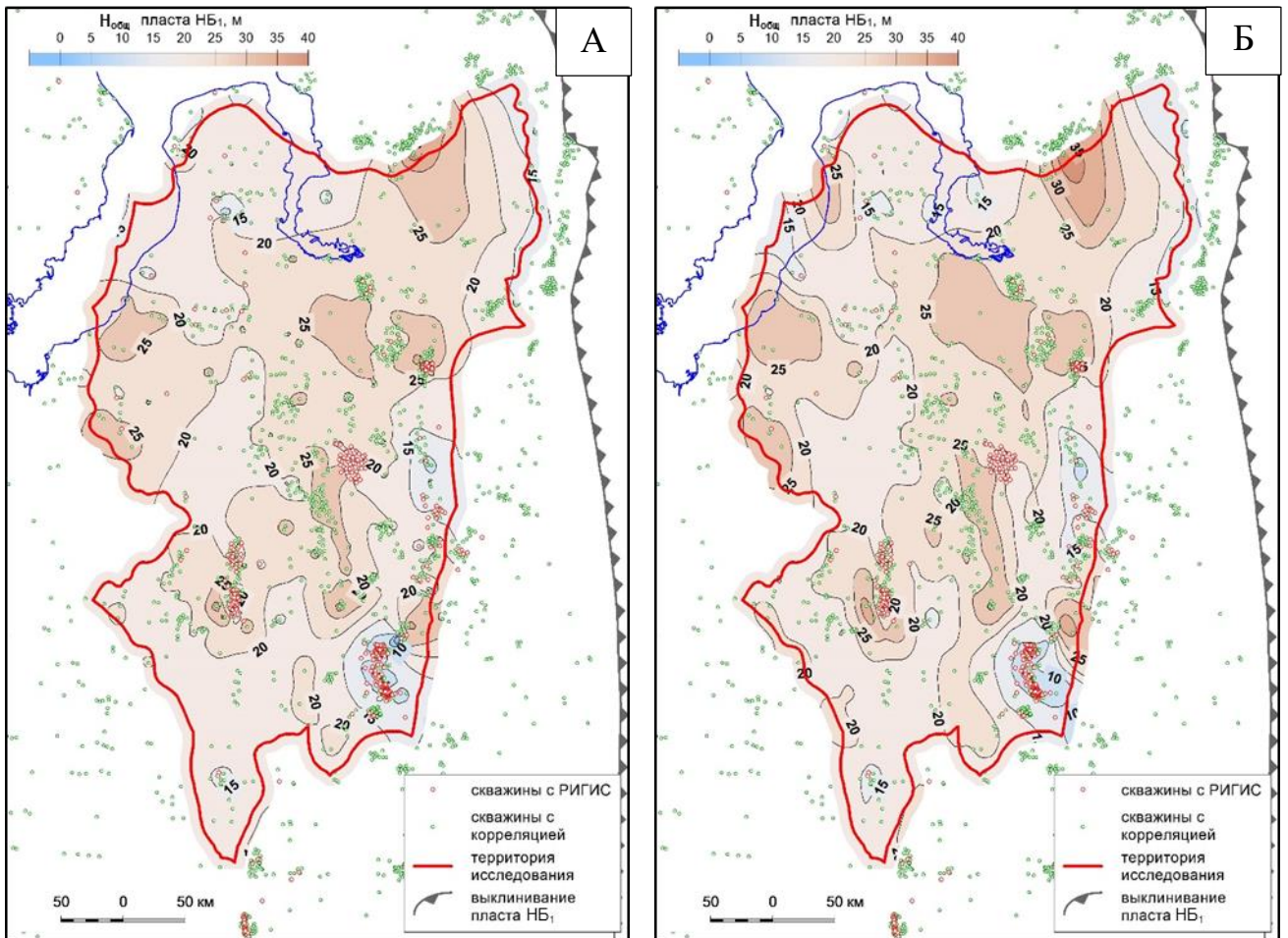


Рисунок 2.7 – Сравнение карт $H_{общ}$ пласта NB₁, построенных разными методами
 А — прямая интерполяция; Б — с учетом зависимости от априорных данных

Прогноз коэффициента содержания коллекторов ($K_{ск}$). Отношение суммарной толщины песчаных прослоев к общей толщине пласта называется коэффициентом песчаности [30], поскольку коллектор и неколлектор в традиционных терригенных отложениях дифференцируется по литологическому признаку. Пласт NB₁ сложен силицитами и глинами, песчано-алевритовые разности в его составе, как правило, не встречаются: коллектор (как и неколлектор) представлен кремневыми породами и глинами. В этом случае использование термина «коэффициент песчаности» является некорректным, и автором далее в работе используется термин «коэффициент содержания коллекторов», или $K_{ск}$ — коэффициент, отражающий отношение суммарной толщины прослоев коллектора к общей толщине пласта.

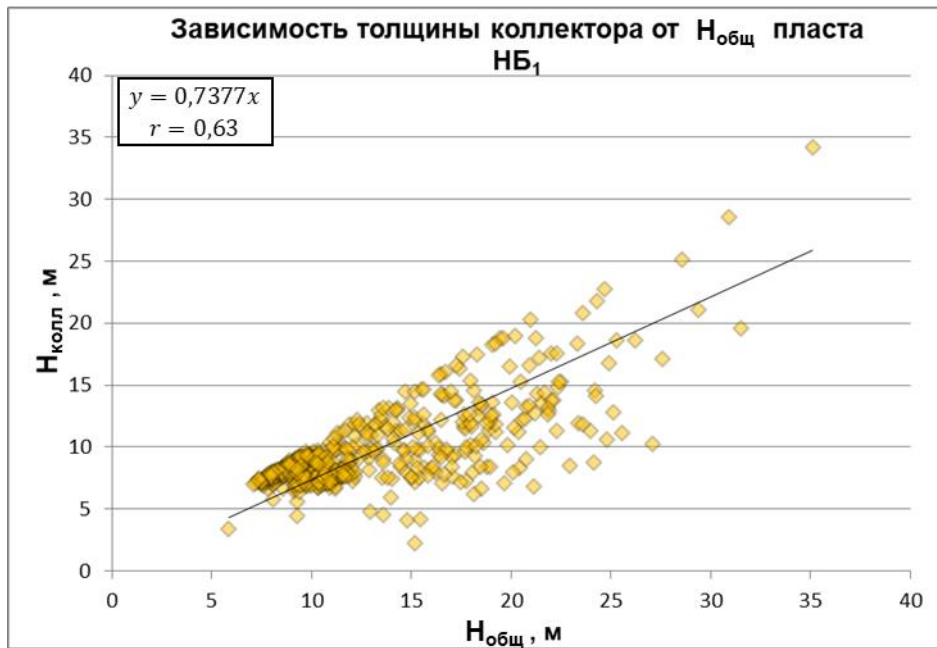
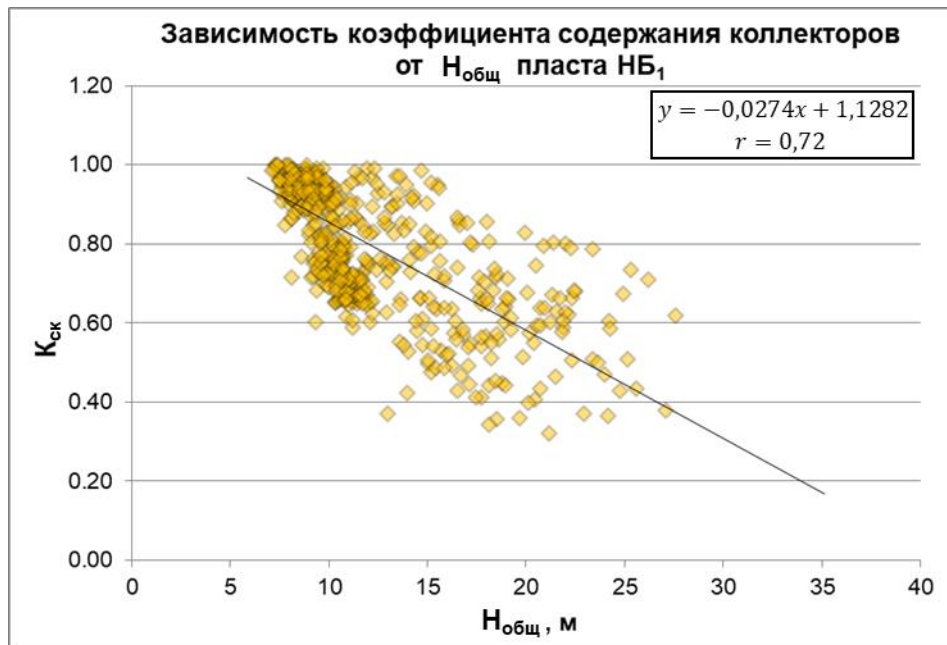
В ходе литогенеза под действием температуры и давления кремнистое вещество, изначально представленное преимущественно аморфным опалом биогенного происхождения (с содержанием воды до 20 %), преобразуется в опал-кристобалит-тридимит и далее — в халцедон (практически не содержащим воду в связанном виде) [139]. Процесс созревания кремневого вещества провоцирует изменения в структуре порового пространства: увеличение содержания кварца и уменьшение доли опала в кремневом веществе сопровождается увеличением доли мезопор и капилляров, способных к фильтрации флюида (и, как следствие, вмещать газ) [52] (см. раздел 1.5). Метод выделения коллектора по РИГИС в скважинах, пробуренных на растворе на водяной основе, предлагает выделение коллекторов по удельному сопротивлению и граничной пористости [88] (см. раздел 2.1).

Процессы, контролирующие преобразование кремнисто-глинистого вещества нижней подсвиты березовской свиты, имеют сложный и разнонаправленный характер (см. раздел 1.5). Формирование пор достаточного для фильтрации газа размера обеспечивается созреванием аморфного опала, преобразующегося в кристобалит-тридимитовую фазу (а затем и в микрокристаллический кварц) с высвобождением свободной воды. Вместе с тем уменьшение объема твердого скелета, приводящее к увеличению пористости, сопровождается ростом леписфер и закупориванием пор. Преобразование кремневого вещества преимущественно контролируется величиной теплового потока, но также на этот процесс оказывают заметное влияние и степень уплотнения осадка, наличие карбонатных примесей и рассеянного органического вещества. Таким образом, существует комплекс различных по природе факторов, контролирующих формирование коллектора в интервале кремневых отложений. Отсутствие строгой литологической дифференциации кремневых пород по степени преобразованности также не позволяет однозначно локализовать коллектор. В интервале подсвиты промышленная газоносность установлена в различных по соотношению глин, ОКТ-фазы и микрозернистого кварца отложениях на различных территориях бассейна (см. раздел 1.4).

В качестве параметра, участвующего в оценке ресурсов газа, применяются эффективные газонасыщенные толщины — суммарная толщина проспластков коллектора, насыщенных газом. Поскольку заранее неизвестно, какая часть пласта по разрезу более вероятно является газонасыщенным коллектором, принято, что коллектор равновероятно может быть в любой части интервала пласта $НБ_1$. Такой подход позволяет избежать необходимости выделения газонасыщенного интервала по разрезу и усреднить результаты оценки ресурсов. В соответствии с этим подходом, вместо прогноза эффективных толщин выполнен прогноз коэффициента содержания коллекторов — с целью независимого варьирования $K_{ск}$ и коэффициента заполнения. Независимое варьирование этих параметров позволяет отойти от деления коллектора по принципу «высокие ФЕС — газонасыщенный коллектор» и учесть возможный вариант наличия коллектора с высокими ФЕС и отсутствием продукта.

Отложения пласта $НБ_1$ в региональном плане достаточно хорошо выдержаны по толщине: от 10–15 м в пределах положительных структур и до 25–30 м — в погруженных частях (см. раздел 1.4). Методом регрессионного анализа установлены две значимые зависимости. Эффективная толщина пласта $НБ_1$ имеет прямую линейную связь с $Н_{общ}$ (Рисунок 2.8), а $K_{ск}$ — обратную линейную связь с $Н_{общ}$ (Рисунок 2.9). Интервал коллектора увеличивается пропорционально общей толщине пласта, при этом доля неколектора возрастает непропорционально (что показывает уменьшение $K_{ск}$ при увеличении $Н_{общ}$). Такое поведение зависимостей объясняется тем, что в интервале пласта $НБ_1$ коллекторскими свойствами обладает не весь интервал по разрезу, а только его часть, которая, в сравнении с $Н_{общ}$, более выдержана по площади. Тем не менее высокий коэффициент детерминации зависимости $K_{ск}$ от $Н_{общ}$ позволяет выполнить прогноз с достаточной в рамках региональной оценки достоверностью.

Прогноз $K_{ск}$ выполнен по зависимости от общей толщины пласта $НБ_1$ (Рисунок 2.9). В точках скважин выполнен расчет трендовых значений $K_{ск}^{тр}$ (по полученной аппроксимирующей функции) и рассчитаны невязки с фактическими значениями $K_{ск}$. Данные невязок использованы для построения эмпирической вариограммы, к которой подобрана модель (Рисунок 2.10).

Рисунок 2.8 – Зависимость $H_{\text{колл}}$ от $H_{\text{общ}}$ пласта НБ₁Рисунок 2.9 – Зависимость $K_{\text{ск}}$ от $H_{\text{общ}}$ пласта НБ₁

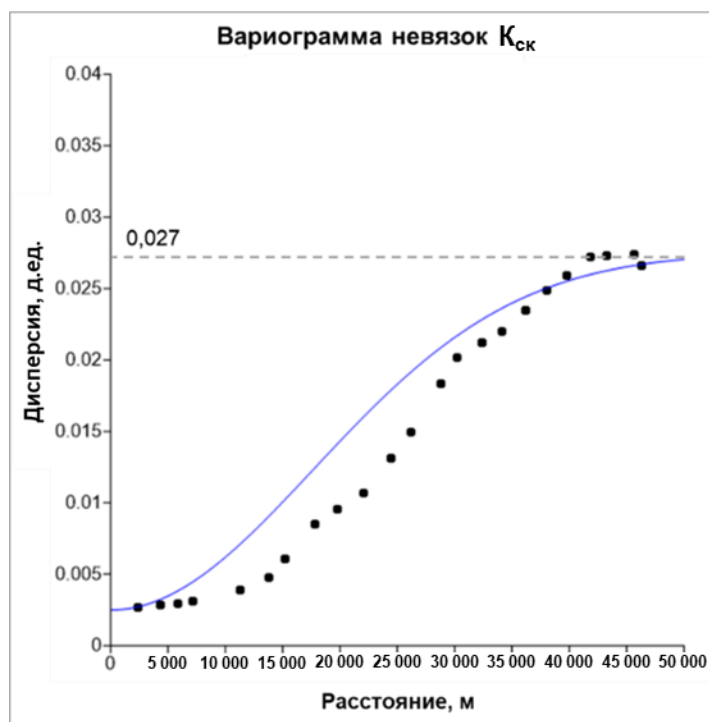


Рисунок 2.10 – Модель вариограммы для невязок $K_{ск}$ коллекторов пласта НБ₁

Далее по методике, подробно описанной в разделе 2.2, получен следующий набор карт (показаны на рисунке , А–В):

1. Карта тренда $K_{ск}$ пласта НБ₁ (Рисунок 2.11, А). Получена пересчетом карты $H_{общ}$ пласта НБ₁ (полученной на предыдущем этапе) с помощью аппроксимирующей функции (определена по диаграмме на рисунке 2.9). Карта показывает усредненное прогнозное значение $K_{ск}$ в пределах территории исследования.

2. Карта невязок между трендом $K_{ск}$ и фактическими значениями в точках скважин (Рисунок 2.11, Б). Показывает расхождение между трендовым значением $K_{ск}^{тр}$ и фактическими — с учетом радиуса корреляции фактических значений. Построение карты выполнено методом кригинга, по данным модели вариограммы (показана на диаграмме на рисунке 2.10).

3. Результирующая карта $K_{ск}$ (Рисунок 2.11, В). Получена в результате сложения карты тренда $K_{ск}$ и карты невязок. Используется в рамках вероятностной оценки для расчета средней величины $K_{ск}$ в пределах объектов оценки.

Поскольку $K_{ск}$ является производным от $N_{общ}$ параметром, стандартное отклонение прогноза коэффициента содержания коллекторов определяется двумя независимыми величинами: ошибкой интерполяции $N_{общ}$ и собственной ошибкой аппроксимации $K_{ск}$ (по данным РИГИС, см. рисунок 2.8). Результирующая величина стандартного отклонения прогноза $K_{ск}$ рассчитывается по закону сложения случайных ошибок:

$$SD = \sqrt{SD_1^2 + SD_2^2}, \quad (2.1)$$

где SD — стандартное отклонение $K_{ск}$;

SD_1 — стандартное отклонение интерполяции $N_{общ}$ (в единицах измерения $K_{ск}$);

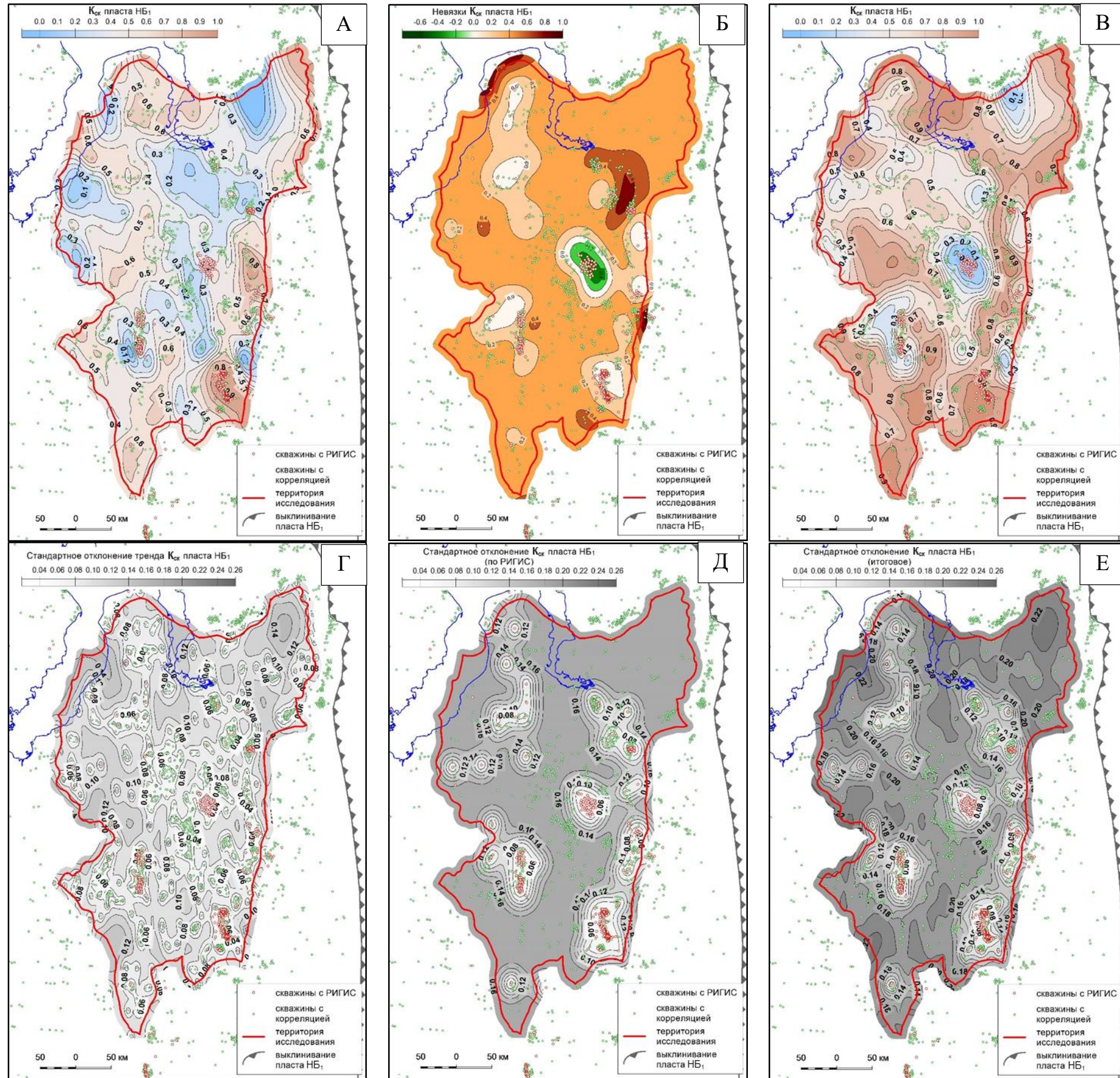
SD_2 — стандартное отклонение аппроксимации $K_{ск}$.

Таким образом, для обоснования неопределенности $K_{ск}$ получен следующий набор карт (показаны на рисунке 2., Г–Е):

1. Карта стандартных отклонений интерполяции $N_{общ}$ (в единицах измерения $K_{ск}$) (Рисунок 2.11, Г). Получена пересчетом карты невязок $N_{общ}$ (Рисунок 2.11, В) по уравнению аппроксимации $K_{ск}$ (по данным РИГИС, см. рисунок 2.9). Учитывает ошибку интерполяции $N_{общ}$ в межскважинном пространстве.

2. Карта стандартных отклонений интерполяции $K_{ск}^{TP}$ (относительно аппроксимирующей функции) (см. рисунок 2., Д). Построена с использованием модели вариограммы (см. рисунок 2.10) (методом кригинга) и показывает стандартное отклонение прогноза $K_{ск}^{TP}$ в зависимости от удаления от точек скважин (в которых значение стандартного отклонения интерполяции близко к нулю).

3. Карта стандартных отклонений $K_{ск}$ (Рисунок 2.11, Е). Получена сложением стандартных отклонений интерполяции $N_{общ}$ (в единицах измерения $K_{ск}$) и стандартных отклонений интерполяции $K_{ск}^{TP}$ по закону сложения случайных ошибок (формула 2.1). Результирующие величины стандартного отклонения $K_{ск}$ используются для расчета диапазона неопределенности $K_{ск}$ при варьировании параметра в рамках вероятностной оценки.

Рисунок 2.11 – Построение карты коэффициента содержания коллекторов пласта НБ₁А — карта тренда K_{sk} ;Б — карта интерполированных невязок K_{sk} ;В — результирующая карта K_{sk} ;Г — карта стандартного отклонения K_{sk} (по тренду);Д — карта стандартного отклонения K_{sk} (по РИГИС);Е — карта итогового стандартного отклонения K_{sk} .

На рисунке 2.12 приведено сравнение карт, построенных по принятой методике (Рисунок 2.12, А) и методом прямой интерполяции (Рисунок 2.12, Б). В пределах территории исследования данные РИГИС представлены неравномерно. Это ограничивает возможности прогноза $K_{ск}$ по карте, построенной методом прямой интерполяции. В свою очередь, это не позволяет ранжировать объекты по величине $K_{ск}$. Карта, построенная в соответствии с принятой методикой, позволяет прогнозировать целевой параметр на удалении от точек скважин по данным тренда.

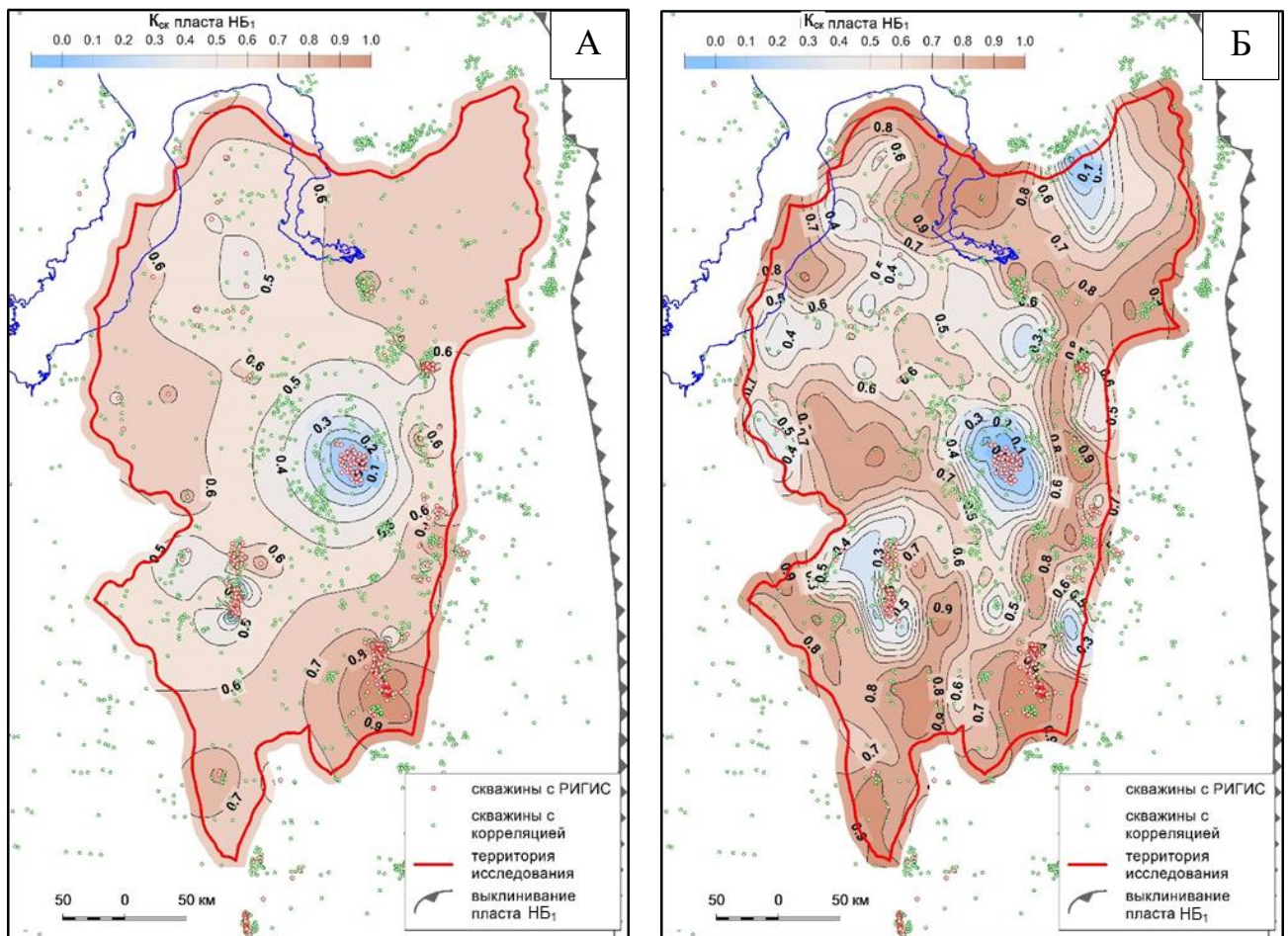


Рисунок 2.12 – Сравнение карт $K_{ск}$ пласта НБ₁, построенных разными методами
 А — прямая интерполяция; Б — с учетом зависимости от априорных данных

Прогноз коэффициента пористости. В процессе созревания силицитов изменяется структура порового пространства кремневых коллекторов, что отражено в зависимости ФЕС от содержания ОКТ-фазы и кварца [21, 102, 115] (см. раз-

дел 1.5). Во-первых, за счет перехода опала в кварц уменьшается объем минерального скелета, что приводит к увеличению объема пустотного пространства в породе и размера поровых каналов. Во-вторых, связанная вода, переходящая в свободное состояние, увеличивает поровое давление, что при определенных условиях приводит к микроразрывам пустотного пространства и увеличению связности поровых каналов [20]. Из этого можно предположить наличие прямой зависимости глубины и пористости (поскольку с увеличением глубины преобразованность силицитов возрастает). В отдельных скважинах это подтверждается: коэффициент пористости пласта НБ₁ имеет тенденцию незначительного роста с увеличением глубины. Однако более справедливым в отношении пласта НБ₁ будет утверждение, что в пределах отдельных площадей пористость выдержана во всем интервале пласта от кровли до подошвы, и, что немаловажно, неколлектор и коллектор имеют сопоставимые величины $K_{п}$, что не позволяет их различать по этому параметру.

В региональном масштабе влияние преобразования кремневого вещества на пористость уступает другому процессу — уплотнению пород. По мере погружения отложений их пористость закономерно уменьшается: под давлением вышележащих толщ породы сжимаются, уменьшается объем пустотного пространства, растет общая плотность, возрастают пластовое и поровое давление. Это обуславливает наличие значимой обратной связи коэффициента пористости и палеоглубины отложений пласта НБ₁ [39].

Тектонический режим в пределах территории исследования в коньяк-кайнозойскую эпоху характеризовался следующими основными чертами (см. раздел 1.3): расширением площади погружения Ямало-Карской депрессии на юг (с полным охватом территории исследования), отрицательным движением Колтогорско-Уренгойского мегажелоба и формированием на этом фоне линейных положительных структур (распространенных на юго-западе и востоке территории исследования). Отсутствие крупных тектонических событий во время и после накопления отложений нижней подсвиты березовской свиты, дальнейшее развитие заложенных ранее тектонических процессов в пределах территории исследования поз-

воляют заключить, что тренды палеоглубины и современной глубины кровли отложений пласта НБ₁ не имеют значительных различий, поэтому связь коэффициента пористости и современной глубины сохранилась.

По результатам анализа РИГИС в пределах территории подтверждается наличие регионального тренда уменьшения пористости с глубиной залегания кремневых отложений (Рисунок 2.13). По уравнению тренда выполнен расчет прогнозных значений K_p (по данным карты кровли пласта НБ₁) и невязок фактических значений K_p и прогнозных в точках скважин. Данные невязок использованы для построения модели вариограммы (Рисунок 2.14). Далее, в соответствии с принятой в работе методикой, получен следующий набор карт:

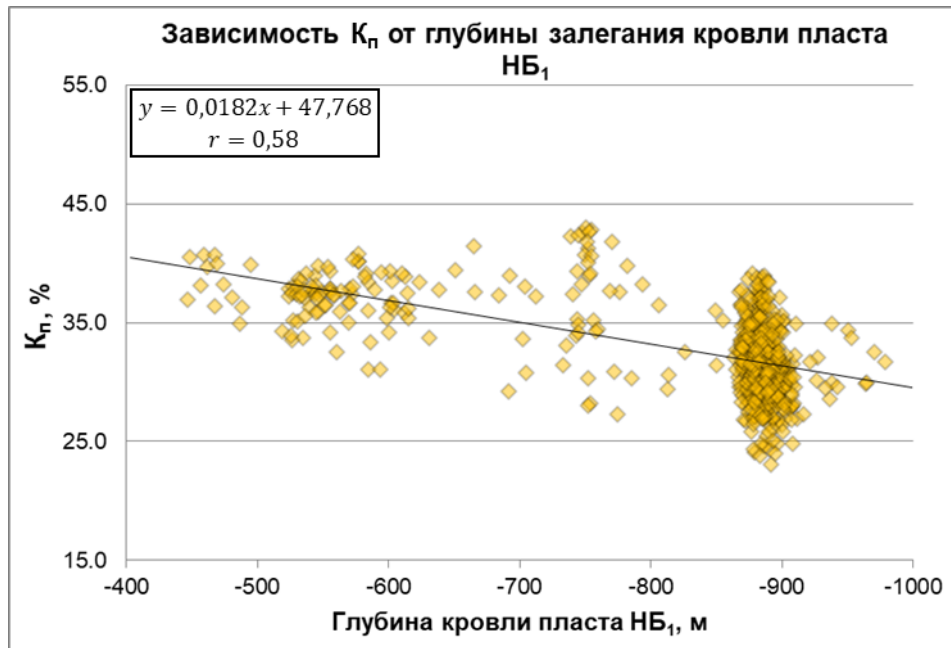


Рисунок 2.13 – Зависимость K_p от глубины залегания кровли пласта НБ₁

1. Карта тренда K_p пласта НБ₁ (Рисунок 2.15, А). Получена пересчетом карты кровли пласта НБ₁ с помощью аппроксимирующей функции (определена по диаграмме на рисунке 2.13). В соответствии с установленной зависимостью в погруженных частях территории исследования K_p характеризуется пониженными значениями, в пределах положительных структур — повышенными.

2. Карта невязок (между картой тренда K_{Π} и фактическими значениями K_{Π} в точках скважин (Рисунок 2.15, Б). Показывает отклонение значения K_{Π} от фактического в пределах территории исследования. Построение выполнено методом кригинга с учетом модели вариограммы (получена по эмпирическим данным на рисунке 2.14).

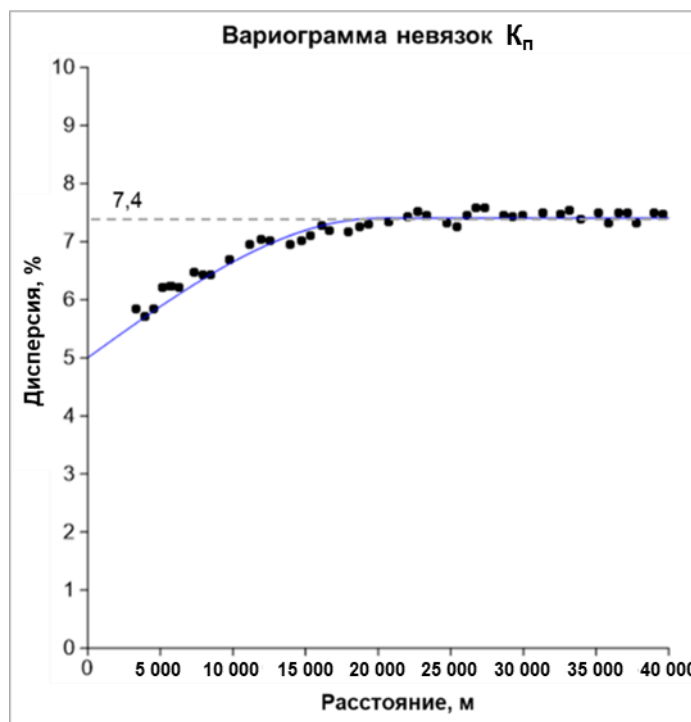


Рисунок 2.14 – Модель вариограммы для невязок K_{Π} коллекторов пласта НБ₁

3. Карта стандартных отклонений невязок K_{Π} (Рисунок 2.15, В). Получена с использованием модели вариограммы и характеризует распределение ошибки прогноза K_{Π} в зависимости от расстояния до точек скважин: от нулевых (или близким к нулевым) значений дисперсии до ее максимальной величины (достигнув предельного расстояния). Далее в работе карта используется в рамках вероятностной оценки ресурсов для обоснования диапазона неопределенности K_{Π} в пределах объектов оценки (раздел 4.1).

4. Результирующая карта K_{Π} (Рисунок 2.15, Г). Получена сложением карты тренда K_{Π} и карты невязок. Используется в рамках вероятностной оценки для расчета средней величины K_{Π} в пределах объектов оценки.

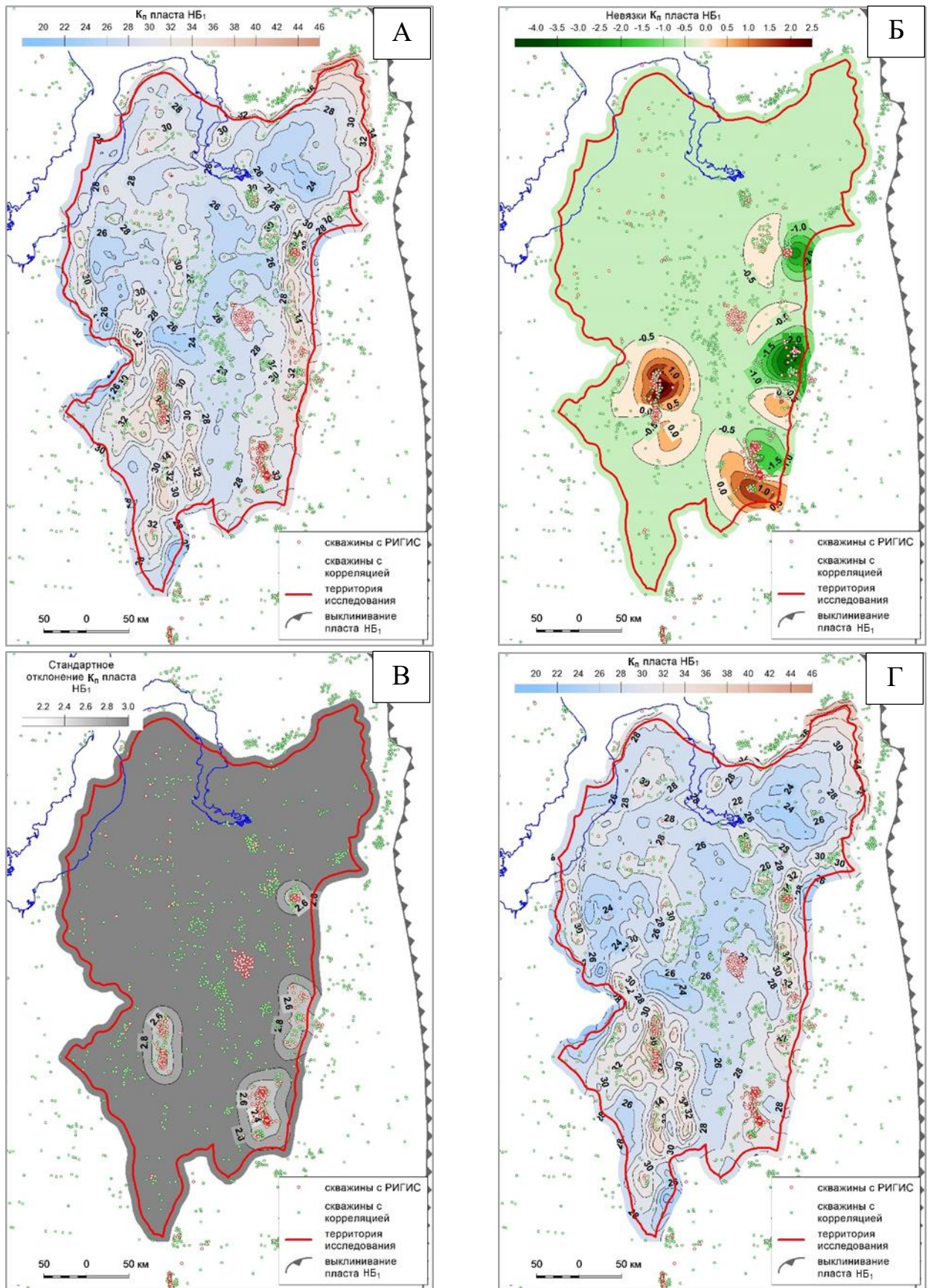


Рисунок 2.15 – Построение карты коэффициента пористости пласта НБ₁

А — карта трендовой поверхности K_p ; Б — карта невязок K_p ; В — карта ошибки интерполяции K_p ; Г — результирующая карта K_p

На рисунке 2. приведено сравнение карт, построенных в соответствии с принятой методикой (Рисунок 2.16, А) и методом прямой интерполяции (Рисунок 2.16, Б). Карта, построенная с применением тренда, позволяет выполнять прогноз коэффициента пористости в пределах областей, не охарактеризованных скважинными данными, в отличие от карты, построенной методом прямой интерполяции. Повышение достоверности прогноза коэффициента пористости повышает качество оценки, позволяет закартировать области с более перспективными параметрами.

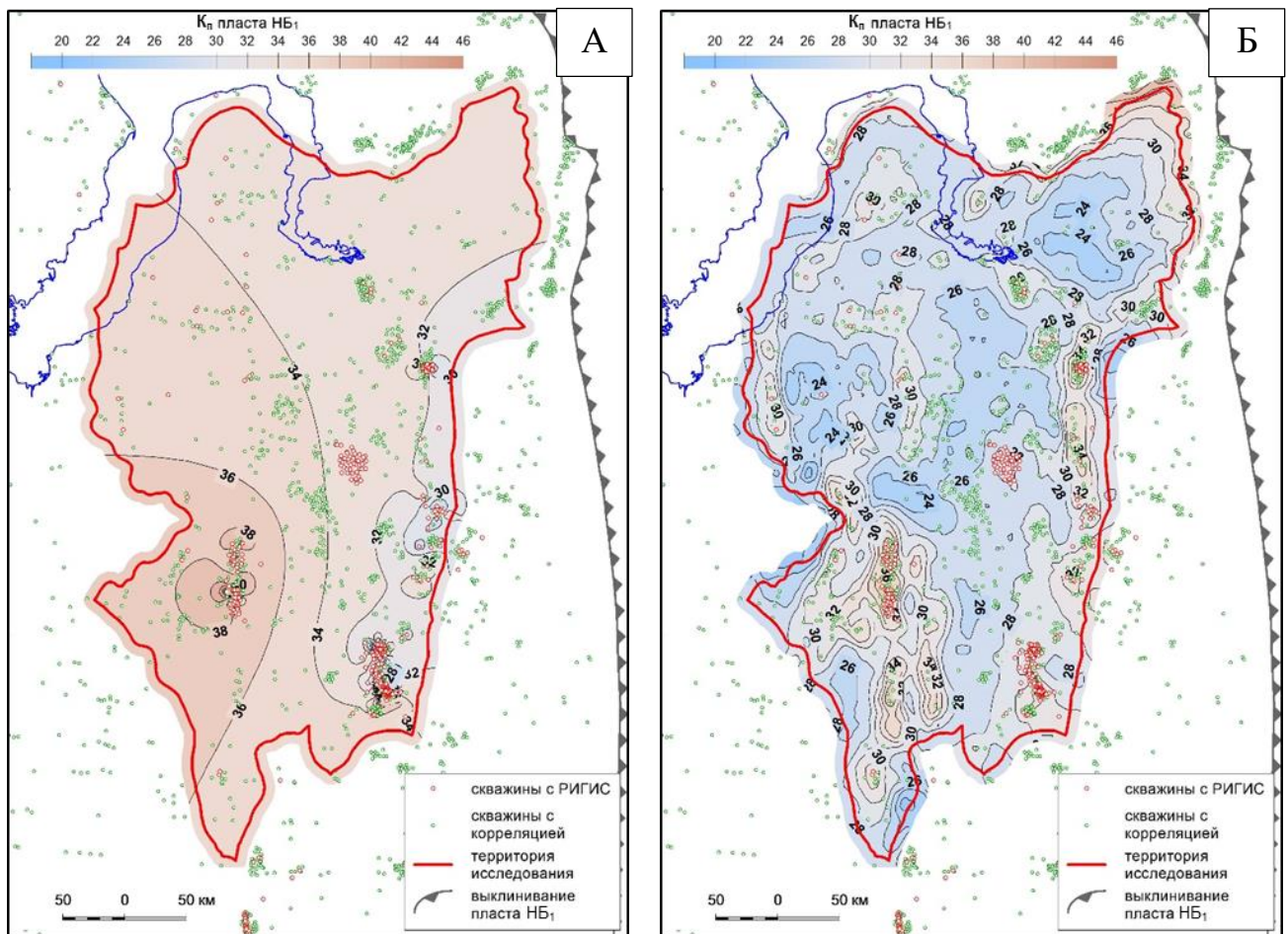


Рисунок 2.16 – Сравнение карт K_p пласта $НБ_1$, полученных разными методами
 А — прямая интерполяция; Б — с учетом зависимости от априорных данных

Результирующие карты K_p и стандартных отклонений далее (раздел 4.1) использованы в рамках применения метода вероятностной оценки локализованных ресурсов газа.

Прогноз коэффициента газонасыщенности. Коэффициент газонасыщенности в традиционных терригенных коллекторах имеет выраженную связь с коэффициентом пористости. Эта закономерность прослеживается и в интервале коллекторов пласта НБ₁, однако, в различных частях территории исследования зависимость описывается различными линейными функциями (Рисунок 2.17). Это явление обусловлено влиянием на газонасыщенность структуры порового пространства: адсорбированная вода, смачивающая поверхность пустотного пространства слоем толщиной 30 нм, занимает значительный объем пор субкапиллярного размера (менее 200 нм) — то есть, чем больше пора, тем меньшую ее долю занимает связанная вода, и наоборот [52]. В результате коллекторы пласта НБ₁ могут при сопоставимом коэффициенте пористости иметь различный коэффициент газонасыщенности. Газонасыщенность силицитов коррелирует с фазовой проницаемостью: по результатам исследований, пониженные значения K_r соответствуют низким значениям фазовой проницаемости породы [102].

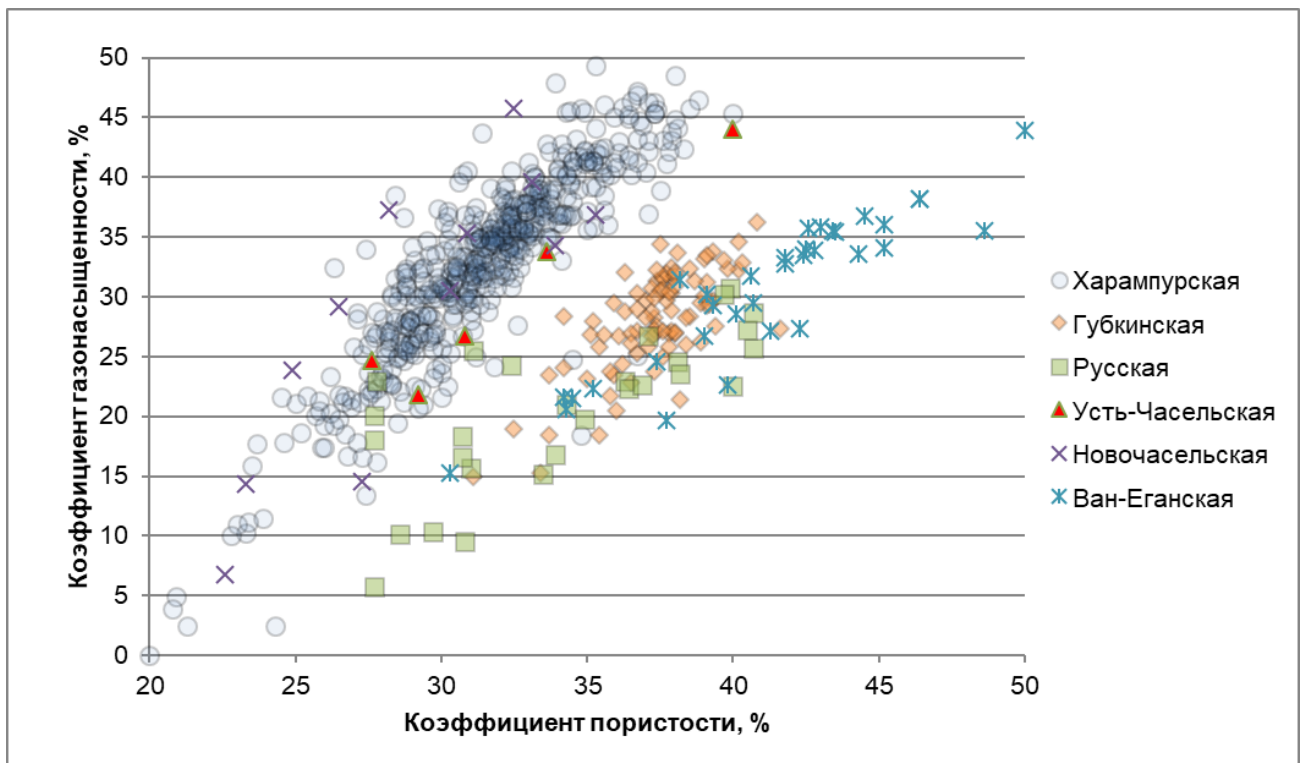


Рисунок 2.17 – Зависимость K_r от K_p пласта НБ₁ (по данным РИГИС)

Для отложений пласта НБ₁ коэффициент газонасыщенности определен по данным РИГИС через объемную влажность [88]. Коэффициент объемной влажности ($K_{во}$) характеризует объем воды, заключенный в объеме породы, и выражается как произведение коэффициента водонасыщенности и коэффициента пористости. Расчет K_r по данным $K_{во}$ выполняется по формуле

$$K_r = 1 - \frac{K_{во}}{K_p}. \quad (2.2)$$

Поскольку прогноз коэффициента пористости выполнен, задача прогноза коэффициента газонасыщенности сводится к решению задачи прогноза коэффициента объемной влажности коллекторов пласта НБ₁. Прогноз K_r через $K_{во}$ и K_p позволяет учитывать не только объем, но и структуру порового пространства (при сопоставимых величинах K_p коэффициент объемной влажности имеет обратную зависимость от размера поровых каналов).

Главными факторами, влияющими на перекристаллизацию кремневого вещества, являются температура и давление (см. раздел 1.5), под действием которых с течением времени необратимо изменяется структура порового пространства кремневых коллекторов: размер пор увеличивается, растет их проницаемость и увеличивается эффективная пористость, вследствие чего уменьшается коэффициент объемной влажности породы. Температура и давление, в свою очередь, контролируются глубиной погружения отложений.

В соответствии с историей тектонического развития Западно-Сибирского бассейна в раннемеловое время преобладал северо-западный тренд погружения отложений. В позднемеловое и кайнозойское время отрицательное движение охватывает практически всю территорию исследования, активное погружение испытывает Колтогорско-Уренгойский региональный мегажелоб (пересекающий территорию исследования с юга на север), вдоль которого формируются линейные положительные структуры. Эти процессы, происходящие после аккумуляции кремнистого осадка, оказывают влияние на скорость преобразования силицитов. С увеличением глубины залегания преобразованность силицитов растет, увеличивается размер пор и уменьшается коэффициент объемной влажности кремневых коллекторов.

Анализ зависимости $K_{во}$ от глубины кровли пласта $НБ_1$ в точках скважин показывает наличие значимой связи. С увеличением глубины коэффициент объемной влажности уменьшается: преобразованность силицитов возрастает, увеличивается размер пор и уменьшается доля порового пространства, заполненная связанной водой (Рисунок 2.18).

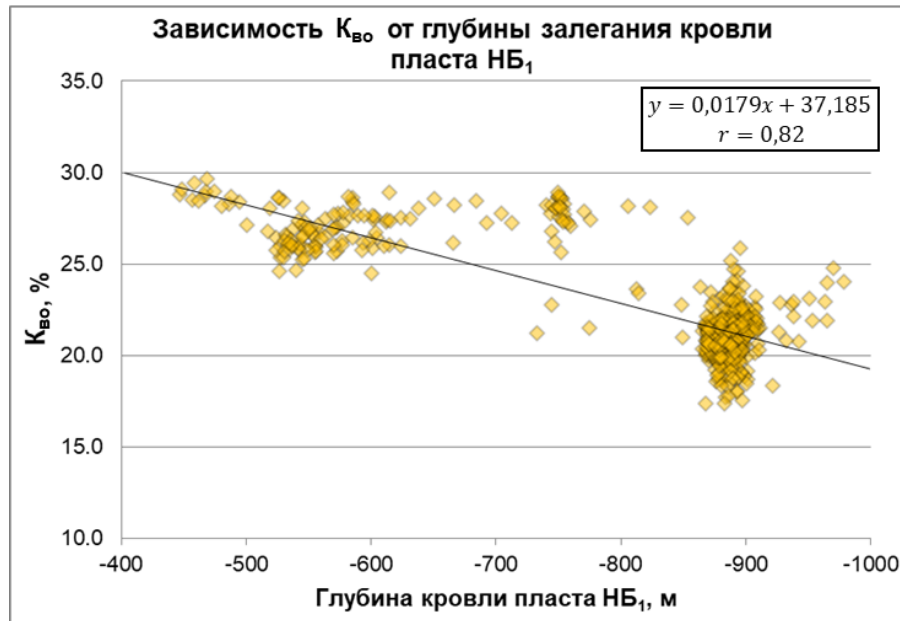


Рисунок 2.18 – Зависимость $K_{во}$ от глубины залегания кровли пласта $НБ_1$

По аппроксимирующей функции, определенной по диаграмме на рисунке 2.18, выполнен расчет прогнозных значений $K_{во}$, рассчитаны невязки с фактическими данными $K_{во}$ в точках скважин. По данным невязок построена эмпирическая вариограмма, к которой подобрана модель (Рисунок 2.19).

В соответствии с принятой методикой (см. раздел 2.2) получен набор карт для прогноза $K_{во}$ в пределах поисковых объектов:

1. Карта тренда $K_{во}$ пласта $НБ_1$ (Рисунок 2.20, А). Получена пересчетом карты кровли пласта $НБ_1$ с помощью аппроксимирующей функции (по диаграмме на рисунке 2.18). Эта карта показывает усредненное значение $K_{во}$ в пределах территории исследования: в соответствии с принятой гипотезой, $K_{во}$ уменьшается в погруженных областях пласта $НБ_1$ и увеличивается в пределах положительных структур.

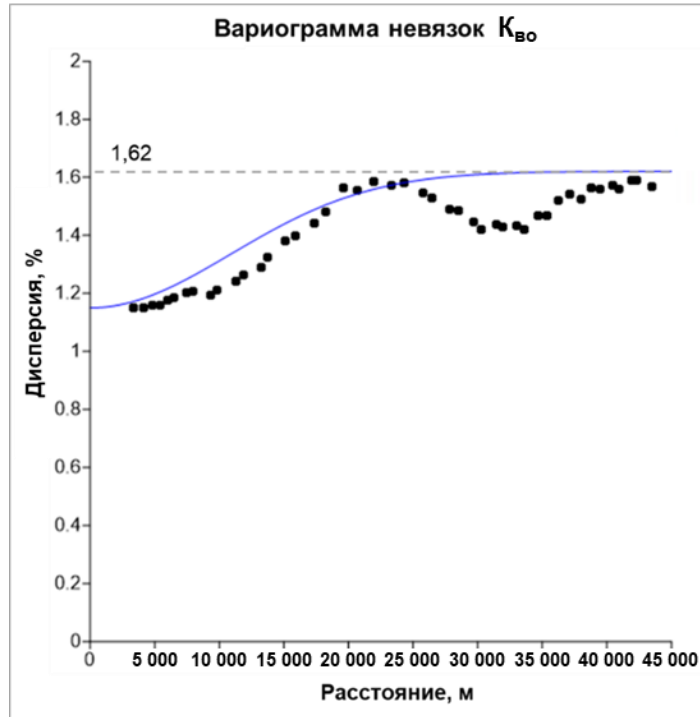


Рисунок 2.19 – Модель вариограммы для невязок $K_{во}$ коллекторов пласта НБ₁

2. Карта невязок (между трендом $K_{во}$ пласта НБ₁ и фактическими значениями $K_{во}$ в точках скважин по данным РИГИС) (Рисунок 2.20, Б). Показывает отклонение значения $K_{во}$ от фактического в пределах территории исследования. Построение выполнено методом кригинга, с учетом модели вариограммы (получена по эмпирическим данным на рисунке 2.19).

3. Карта стандартных отклонений невязок (см. рисунок 2.20, В). Получена по модели вариограммы и показывает величину стандартного отклонения в зависимости от расстояния до точек с фактическими значениями (вплоть до максимального стандартного отклонения на предельном расстоянии от скважин). Эти данные используются в рамках вероятностной оценки ресурсов для обоснования вероятности существования залежи и неопределенности $K_{во}$ в пределах подсчетных объектов.

4. Результирующая карта $K_{во}$ (см. рисунок 2.20, Г). Получена в результате сложения карт тренда $K_{во}$ и карты невязок. Используется в рамках вероятностной оценки ресурсов для расчета средней величины $K_{во}$ в пределах объектов оценки — и дальнейшего подсчета коэффициента газонасыщенности.

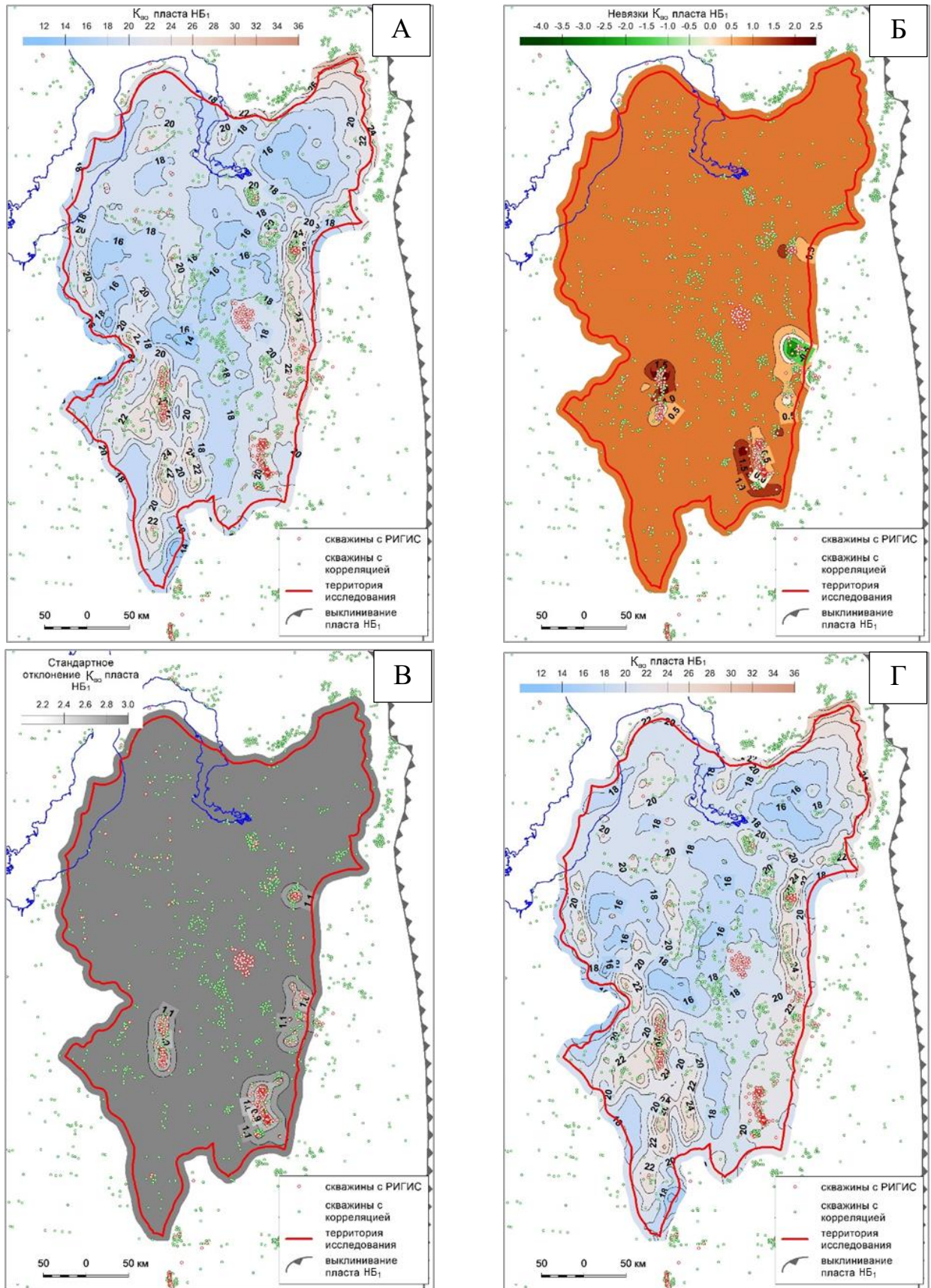


Рисунок 2.20 – Построение карты коэффициента влажности пласта НБ₁

А — карта трендовой поверхности $K_{во}$; Б — карта невязок $K_{во}$; В — карта ошибки интерполяции $K_{во}$; Г — результирующая карта $K_{во}$

На рисунке приведено сравнение карт, построенных в соответствии с принятой методикой (Рисунок 2.21, А) и методом прямой интерполяции (см. рисунок, Б). Построения $K_{во}$, выполненные с использованием тренда, характеризуют территорию исследования значительно более вариативно: метод позволяет выполнять прогноз с известной точностью при ограниченных данных, что значительно повышает качество оценки ресурсов (в сравнении с методом интерполяции).

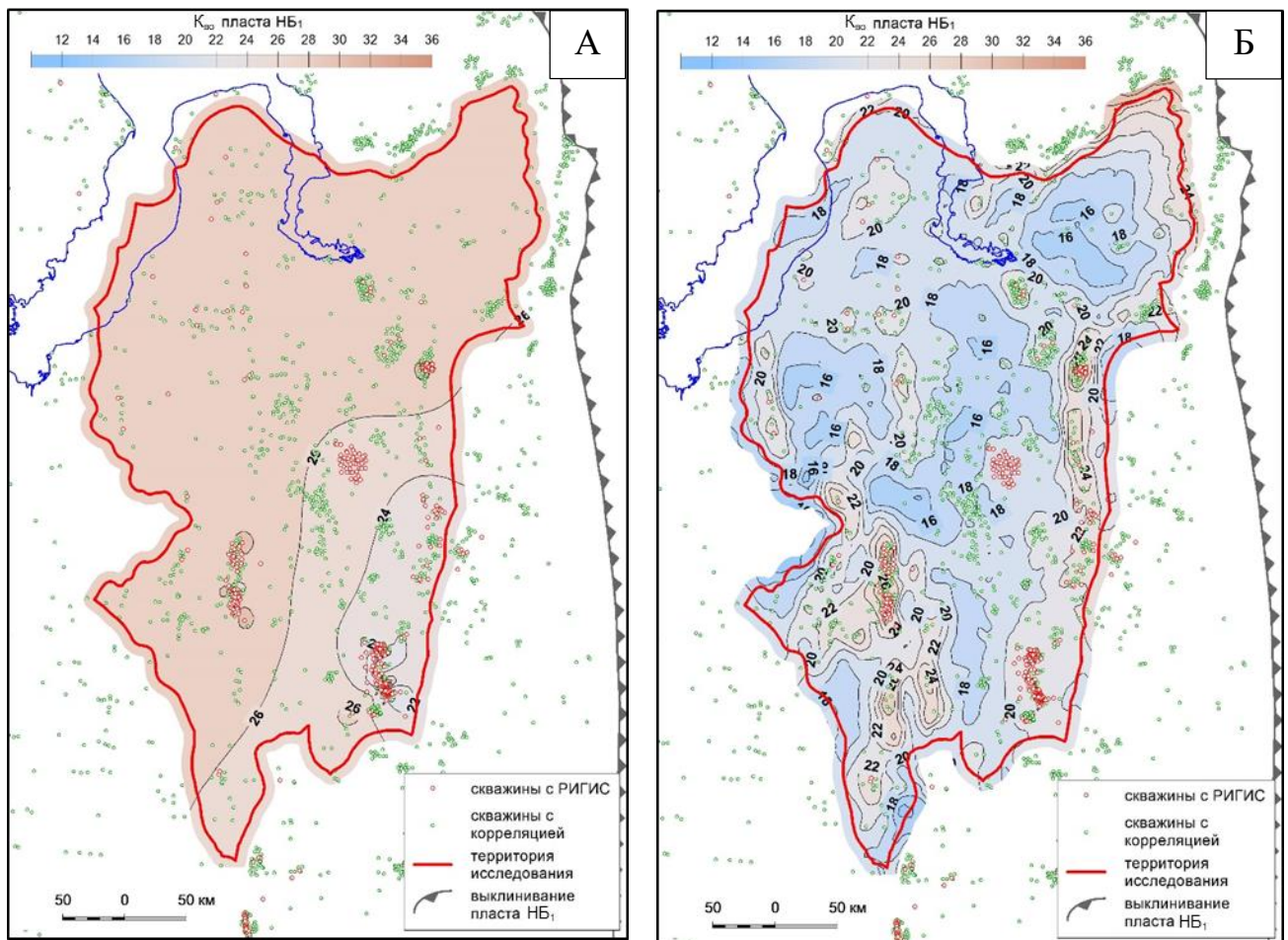


Рисунок 2.21 – Сравнение карт $K_{во}$ пласта НБ₁, полученных разными методами
 А — прямая интерполяция; Б — с учетом зависимости от априорных данных

Выводы

Определение подсчетных параметров залежей, приуроченных к кремневым коллекторам надсеномана является сложной задачей и требует применения специальных методик оценки. Этим вызвана необходимость разработки альтернативных методов прогноза коллекторских свойств (в рамках региональных исследований и планирования стратегии геологоразведочных работ).

Результаты изучения тектонического развития территории исследования, особенностей геологического строения и преобразования коллекторов пласта НБ₁ (см. главу 1) использованы для выявления зависимостей между подсчетными параметрами и региональными трендами. Анализ параметров, полученных по скважинным данным, и априорной геологической информации позволил выявить и обосновать следующие связи между:

1. $H_{\text{общ}}$ и глубиной залегания кровли юрских отложений. Распределение общей толщины пласта контролируется тектоническим строением исследуемой территории, определившим существование благоприятных условий для накопления кремневых осадков и эрозию в кровле отложений пласта НБ₁ в пределах положительных структур.

2. $K_{\text{ск}}$ и общей толщиной пласта НБ₁. Связь обусловлена отсутствием литологической дифференциации коллектора от неколектора и выдержанностью эффективных толщин в пределах территории исследования.

3. $K_{\text{п}}$ и глубиной залегания кровли пласта НБ₁. В локальном масштабе $K_{\text{п}}$ выдержан по всему разрезу пласта. В региональном масштабе уплотнение пород является наиболее значимым фактором, контролирующим объем порового пространства породы.

4. $K_{\text{во}}$ и глубиной залегания кровли пласта НБ₁. С увеличением глубины залегания кремневых отложений под действием температуры и давления возрастает преобразованность силицитов, как следствие — увеличивается размер пор и уменьшается доля пустотного пространства, занимаемая связанной водой.

Результирующие карты прогноза подсчетных параметров обеспечивают согласованность фактических данных и данных регионального тренда. Совместно с картами стандартных отклонений полученные результаты являются основой для прогноза подсчетных параметров в пределах территории исследования с учетом неопределенности прогноза, что имеет ключевое значение для ранжирования участков и планирования стратегии ГРП на отложения пласта в регионе.

3. МЕТОДИКА ВЕРОЯТНОСТНОЙ ОЦЕНКИ ЛОКАЛИЗОВАННЫХ РЕСУРСОВ ГАЗА ПЛАСТА НБ₁

3.1. Вероятностный подход в геологоразведочных работах

Неопределенность (как неполнота знаний о процессе, из-за которой невозможно точно предсказать его будущее состояние или поведение) начала подробно изучаться в XX веке. Фрэнк Найт, экономист, в 1921 г. в фундаментальном труде «Риск, неопределенность и прибыль» [77] сформулировал различие между риском (вероятности неблагоприятных исходов известны или могут быть оценены, «исчисляемая неопределенность») и неопределенностью (вероятности неблагоприятных исходов оценить невозможно). Такое понимание риска и неопределенности оказало значительное влияние на развитие экономической науки и теории принятия решений.

Во второй половине XX в. получил развитие сценарный анализ — метод, используемый для гибкого долгосрочного планирования, получивший широкое развитие в стратегической военной разведке. Бурное развитие в финансовой сфере метод получил после первого и крупнейшего в истории нефтяного кризиса 1973 г., что в том числе побудило нефтяные компании к внедрению сценарного анализа при планировании долгосрочной стратегии своей деятельности [123].

В 1980-х годах стало очевидным, что размер новых открытых месторождений уменьшается. Поиски новых месторождений-гигантов устаревшими подходами привели к снижению рентабельности геологоразведочных работ до менее чем 1 % — в том числе потому, что объем открытых запасов значительно уступал прогнозным. В свою очередь, это привело к острой проблеме необходимости повышения эффективности геологоразведочных работ [146]. В это время закладываются теоретические и практические основы методов количественной оценки перспектив нефтегазоносности. Масштабное внедрение этих методов произошло в 1990-е годы — с развитием вычислительных машин, позволивших анализировать боль-

шие объемы данных и представлять результаты анализа в доступной форме. Методы вероятностной оценки стали краеугольным камнем управления активами нефтегазодобывающих компаний: вероятностный подход предоставил возможность объективно рассматривать потенциал поисковых объектов и количественно измерять вероятность существования и неопределенности параметров залежей [146].

Развитие методов количественной оценки перспектив нефтегазоносности связано с именами таких исследователей, как А. А. Бакиров, Л. М. Бурштейн, Ф. Г. Гулари, В. И. Демин, А. Э. Конторович, В. В. Лапковский, В. Р. Лившиц, С. Г. Неручев, И. И. Нестеров, А. А. Трофимук, Э. Э. Фотиади, В. И. Шпильман и другими. Наряду с ними, значительный вклад в развитие методов вероятностной оценки ресурсов и их внедрение в геологоразведочную отрасль внесли М. Д. Белонин, В. И. Галкин, С. В. Галкин, Л. С. Грекова, Н. М. Емельянова, О. П. Иоффе, Ю. В. Подольский, А. А. Поляков, В. И. Пороскун, С. В. Шатров и другие. За рубежом значительный вклад в разработку вероятностных методов оценки ресурсов внесли П. Дельфинер, Ф. Демирмен, Дж. Мурза, П. Роуз, Д. Уайт и другие.

В настоящее время прогноз перспектив нефтегазоносности и экономическая оценка ресурсного потенциала являются неотъемлемой частью геологоразведочных проектов. В «Методическом руководстве по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России» [75] отражены вероятностное моделирование и экономическая составляющая оценки ресурсов нефти и газа.

Специфической особенностью геологоразведочных работ является дефицит информации, не позволяющий построить геологические модели с достаточной точностью [26]. Некорректная оценка геологоразведочного проекта влечет за собой значительные негативные последствия [127, 146]: переоценка может привести к превышению затрат на ГРП над прибылью, недооценка — к дополнительным издержкам (а в худшем случае — закрытию проекта из-за нерентабельности). Возможностью для повышения объективности принятия решений в условиях высокой неопределенности является переход от детерминированных оценок к вероятностным, количественно отражающим неопределенность прогноза [46].

В современной геологоразведке понятия «неопределенность» и «вероятность существования залежи» играют ключевую роль в процессе оценки и принятия решений относительно залежей углеводородов. Оба понятия используются для описания потенциальных проблем и вызовов, связанных с прогнозом наличия и объема ресурсов нефти и газа [144].

Неопределенность описывает отсутствие точности и уверенности в знаниях об условиях и свойствах геологической системы: например, неопределенность объема ресурсов углеводородов, геологического строения залежи, свойств породы-коллектора и другие [148]. Вследствие неточности информации модели нельзя описать как детерминистические; неопределенность модели, в свою очередь, является источником вероятности, что в результате поисковых работ залежь не будет обнаружена [96]. Чем больше неопределенность свойств объекта геологического изучения, тем больший разброс имеет результат его оценки и, как следствие, выше риски инвестиций в геологоразведочный проект [146].

Неопределенность оценки ресурсов исходит из неопределенности одномерных данных (РИГИС, исследования керна, испытания скважин), на которую накладываются неопределенность их экстраполяции (от точек скважин в межскважинное пространство) и, наконец, собственная неопределенность процедуры оценки. Результирующая неопределенность, таким образом, имеет сложную многоуровневую структуру [127].

Оценка вероятностей в контексте поиска залежей углеводородов позволяет прогнозировать наличие залежей, снижать риски поискового бурения и инвестиций в геологоразведочный проект. В геологоразведочном производстве для описания вероятностей используется три взаимосвязанных понятия:

1. Вероятность существования залежи — количественная оценка вероятности, что поисковый объект содержит промышленно значимые запасы нефти или газа. Понятие характеризует геологическую обоснованность прогноза, потому в литературе часто обозначается как «вероятность геологического успеха» (Probability of Geologic Success, сокращенно Pg [146]). Не учитывает технологические или экономические ограничения.

2. Вероятность открытия — более широкое понятие, включающее в себя вероятность существования залежи, технологическую осуществимость открытия и экономические ограничения (например, рентабельность применения технологий увеличения нефтеотдачи, целесообразность бурения на глубокие залежи и т. п.).

3. Геологический риск — часто интерпретируется как количественное выражение вероятности неудачи ГРП [45, 146] (хотя, например, в современной экономической теории понятие риска включает не только вероятность неудачи, но и оценку ущерба). Характеризует меру неопределенности, связанную как с отсутствием геологических предпосылок для существования залежи (например, отсутствие флюидоупора или коллектора), так и с другими факторами, которые могут привести к неудаче при поисковых работах (технологические ошибки при бурении или испытании и т. п.).

В представленной работе рассматривается вопрос прогноза наличия залежей, но не технологические или экономические аспекты их выявления. В исследовании анализируется только геологическая обоснованность поисковых объектов — вероятность существования залежи.

Вероятность существования залежи оценивается методом анализа мультипликативного влияния факторов, контролирующего существование залежи углеводородов [95]. Факторы рассматриваются как условно независимые: оценка каждого фактора выполняется при допущении, что все прочие факторы подтверждены [126]. Не существует общепринятой методики оценки: в разных компаниях применяют собственный подход. С. В. Шатровым выполнено обобщение методик и выделено шесть основных факторов [118]: наличие нефтегазоматеринских пород, наличие коллектора, наличие структуры, наличие путей миграции, наличие заполнения и сохранность залежи.

При рассмотрении геологической системы, включающей множество поисковых объектов, геологические факторы подразделяются на локальные (независимые) и региональные (зависимые) [146]. Например, наличие региональной покровы, унаследованной структуры или нефтегазоматеринской породы являются

общими факторами для ряда объектов одновременно. Учесть влияние региональных факторов для множества залежей позволяет применение алгоритмов оценки вероятностей с учетом взаимной зависимости геологических факторов между поисковыми объектами. Значимые результаты исследований в этом направлении опубликованы в [47, 118, 126, 141].

Вероятность существования залежи учитывается при выполнении вероятностной оценки ресурсов, результаты которой имеют ключевое значение для оценки рентабельности геологоразведочного проекта. Вероятностная оценка ресурсов выполняется на основе функций распределений подсчетных параметров и математической модели (на практике в качестве модели выступает формула объемного метода подсчета запасов). Результат оценки количественно характеризует неопределенность величины ресурсов, представляя ее в виде распределения вероятностей [45, 47].

Вероятностная оценка ресурсов позволяет объективно сопоставить потенциал различных по объему ресурсов и вероятностям существования залежей, запланировать программу геологоразведочных работ, оценить объем инвестиций в проект и возможные дополнительные издержки в соответствии с ожидаемыми приростами. Успешное решение этих задач требует как можно более достоверного и объективного обоснования вероятности существования залежи и неопределенностей подсчетных параметров [146, 149].

3.2. Методика вероятностной оценки ресурсов

В основе метода вероятностной оценки ресурсов лежит объемный метод, широко применяемый в геологоразведочном производстве. В представленной научной работе оценка локализованных ресурсов газа пласта НБ₁ выполнена по формуле объемного метода подсчета запасов (с дополнениями) [42]:

$$Q_{\Gamma} = F \times h_{\Gamma H} \times K_{CK} \times K_{\Pi} \times K_{\Gamma} \times P_{\Pi L} \times \alpha \times f, \quad (3.1)$$

где Q_{Γ} — начальные геологические ресурсы газа, млн м³;

F — площадь газоносности, тыс. м²;

- $h_{гн}$ — общая газонасыщенная толщина, м;
- $K_{ск}$ — коэффициент содержания коллекторов;
- $K_{п}$ — коэффициент пористости;
- $K_{г}$ — коэффициент газонасыщенности;
- $P_{пл}$ — пластовое давление в залежи, атм;
- α — поправка на отклонение от закона идеального газа (поправка на сверхсжимаемость);
- f — поправка на температуру.

Стохастическое моделирование выполнено методом Монте-Карло.

Неопределенность подсчетных параметров. Неопределенность подсчетных параметров задается (в рамках вероятностного моделирования) с помощью функции плотности вероятности. Модель функции рекомендуется [142, 146] подбирать в соответствии с эмпирическим вероятностным распределением значений параметров в пределах территории исследования, по объектам-аналогам либо экспертно [45]. Такие подходы обладают существенными недостатками:

- Распределение фактических скважинных данных нетождественно распределению среднего значения параметра в пределах залежи [130, 142]. Например, максимальное значение $K_{п}$ в точке скважины является единичным значением, не характеризующим среднее значение параметра в пределах всей залежи;
- Распределение параметров в пределах территории исследования (средних по нескольким залежам) не отражает распределение параметра в пределах конкретного изучаемого объекта. К примеру, в работе [119] авторы отмечают, что распределение площади продуктивности близлежащих залежей не может применяться для оценки неопределенности площади продуктивности изучаемого объекта.

В представленной работе модели функции распределения параметров подобраны по результатам анализа точности прогнозирующего аппарата [45]. В рамках предыдущего этапа (см. главу 2) выполнен прогноз подсчетных параметров с применением тренд-анализа, получены карты стандартных отклонений. Каждая точка

в пределах территории исследования охарактеризована необходимым набором данных для применения такого подхода:

- 1) прогнозным значением подсчетного параметра (получено по карте тренда);
- 2) стандартным отклонением (получено в результате интерполяции методом кригинга).

Прогнозное значение и стандартное отклонение прогноза для поисковых объектов рассчитаны как средние значения в пределах контура. При расчете среднего значения вид распределения параметров определяется центральной предельной теоремой [142] как близкое к нормальному: расчет среднего представляет собой суммирование распределений параметра в каждой точке внутри контура залежи с последующим делением на константу — площадь залежи. Это позволяет моделировать неопределенности параметров при оценке ресурсов как нормальные функции распределения. Для построения модели распределения нормального вида используются две величины: прогнозное значение (в качестве моды) и ошибки прогноза (стандартного отклонения).

Применение описанного выше подхода к обоснованию неопределенности подсчетных параметров обеспечивает согласованность оценки ресурсов, скважинных данных и региональных трендов [34]: расчет функций распределения параметров выполняется по фактическим данным, с использованием обоснованных зависимостей и расчетными величинами стандартного отклонения прогноза.

Вероятность существования залежи (P_g). Вероятность существования залежи рассчитывается в соответствии с правилом оценки вероятности совместного наступления независимых событий [95]:

$$P_g = P_1 \times P_2 \times P_3 \times P_4, \quad (3.2)$$

где P_1 — вероятность наличия резервуара;

P_2 — вероятность наличия ловушки;

P_3 — вероятность заполнения ловушки углеводородами,

P_4 — вероятность сохранности залежи после формирования.

Анализ геологических факторов выполняется на основе объективных данных. В условиях недостатка геолого-геофизической информации факторы существования залежи рекомендовано оценивать по субъективным представлениям геолога о закономерностях изменения геологических факторов в пространстве, сравнивая их значимость по отдельным объектам, или экспертно — на основе собственного опыта [95]. Как результат применения такого подхода, одной из ключевых проблем оценки вероятности существования залежи является ее субъективность.

В качестве альтернативной методики в [149] предлагается использовать накопленный опыт открытий, представленный в виде матрицы вероятностей. Каждому фактору, в зависимости от качества геолого-геофизических данных, условий осадконакопления, изученности и других характеристик, присвоены величины условной вероятности. Матрицы вероятностей широко применяются в отечественных геологоразведочных проектах: они просты в применении и предоставляют фиксированную шкалу вероятностей, применимой для большинства изучаемых объектов, что позволяет минимизировать субъективное влияние геолога на результат оценки. Существенным недостатком матриц вероятностей является отсутствие гибкости: в основе матриц лежит обобщение данных по хорошо изученным месторождениям. Это не позволяет применить матрицы к объектам, приуроченным к малоизученным и нетрадиционным геологическим системам (например, трещинным коллекторам, трудноизвлекаемым запасам и т. п.).

Экспертный метод и метод матриц вероятностей не учитывают неопределенность прогноза параметров оцениваемых поисковых объектов: то есть, неопределенности подсчетных параметров и вероятность существования залежи рассматриваются как независимые факторы оценки ресурсов. Универсальной зависимости между этими факторами в действительности нет: высокая вероятность существования залежи не обеспечивает высокую точность прогноза ее характеристик. Однако в масштабе ограниченной в пространстве геологической системы неопределенность и вероятность существования залежи закономерно связаны: с ростом изученности неопределенность уменьшается, а вероятность увеличивается [96]. Более

того, для единичного объекта независимость вероятности существования и неопределенности параметров при стохастическом моделировании может приводить к противоречию: одна залежь в различных итерациях может быть объявлена успешной при ухудшенных (или вовсе невозможных для существования залежи) параметрах, и неуспешной — при улучшенных. На практике обнаружение лучших свойств (например, улучшенного коллектора) по сравнению с ожидаемыми повышает вероятность обнаружения залежи в результате проведения ГРП (например, за счет повышения вероятности наличия коллектора как фактора вероятности существования залежи). Для решения этого противоречия в работе [146] предлагается ограничивать диапазоны неопределенности: например, принимать такие значения коэффициентов пористости, газо- или нефтенасыщенности, при которых будет обеспечена рентабельность добычи. Такой подход потребует дополнительно рассматривать экономический и технологический аспекты разработки залежей углеводородов, что выходит за рамки текущего исследования. Помимо этого, усечение распределения приведет к завышению математического ожидания, как следствие — к завышению результатов стохастического моделирования ресурсной оценки.

Альтернативным подходом является метод оценки вероятности существования залежи как части распределения ее подсчетных параметров, при которых существование залежи невозможно [34] (Рисунок 3.1). В рамках метода выполняется оценка критических величин прогнозного параметра (например, для коэффициента пористости может быть принято граничное значение K_p , ниже которого по ГИС будет установлен неколлектор). Критические величины используются для разграничения функций распределения прогнозного параметра на зону успеха и зону неуспеха. Под зоной успеха следует понимать часть распределения прогнозного параметра, где параметр принимает такое значение относительно критического, при котором существование залежи (в условиях подтверждения прочих факторов) будет установлено в результате поисковых работ. В случае примера с K_p , зоной успеха следует понимать часть распределения K_p , где его величина (коэффициента пори-

стости) превышает критическое значение. Отношение зоны успеха ко всему распределению, таким образом, следует интерпретировать как компонент вероятности существования залежи: для K_p , например, это будет фактор наличия коллектора.

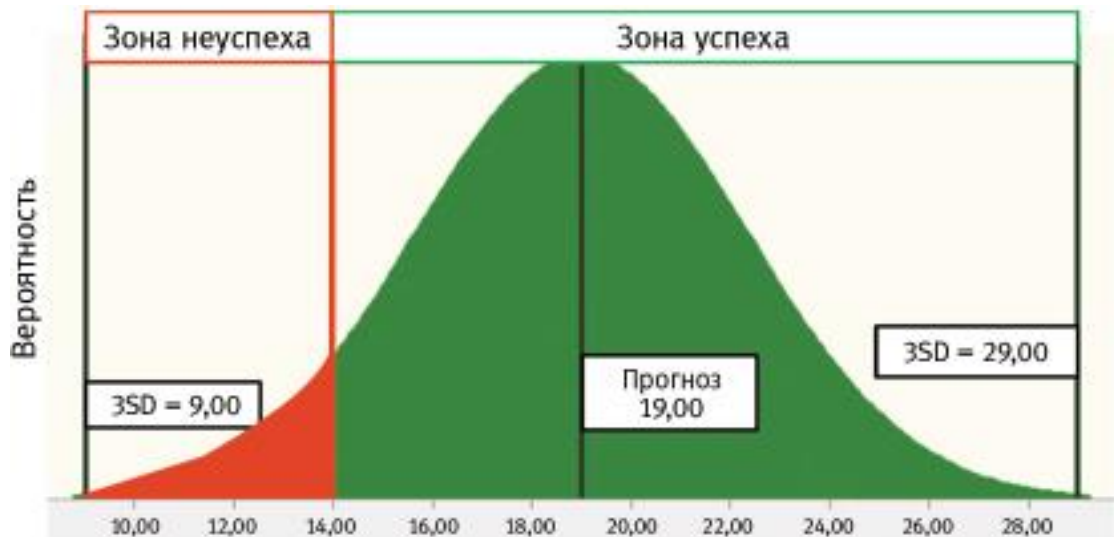


Рисунок 3.1 – Пример разграничения диаграммы распределения на зону успеха и неуспеха по критическому значению [34]

Ранее эта методика применялась для решения задачи адаптации матриц вероятностей для конкретного региона: диапазоны значений геологических факторов существования залежи уточнялись по результатам проведения поискового бурения [49].

Поскольку метод оценки вероятности с использованием критических величин параметров основан на фактических данных и их распределениях, полученные оценки вероятностей существования залежей характеризуются высокой степенью объективности по сравнению с методом экспертной оценки. Использование в качестве исходных данных для оценки вероятности существования залежи фактических данных по объекту исследования позволяет применить метод в том числе к малоизученным или нетрадиционным отложениям, в отличие от метода матриц вероятностей. Оценка факторов вероятности существования залежи как части распределений подсчетных параметров позволяет в результате получить оценку ресурсов,

согласованную с объемом и точностью геолого-геофизических данных и учитывающую региональные тренды изменения свойств изучаемой геологической системы [34].

Метод Монте-Карло. Методы Монте-Карло — это группа численных методов решения задач при помощи стохастического моделирования случайных величин [111]. Основа методов — сведение решения задачи к расчету математических ожиданий результатов моделирования.

Методы Монте-Карло строятся на трех принципах:

- 1) генерации случайных чисел — моделирование случайных величин с заданным распределением;
- 2) статистическом усреднении — многократное проведение эксперимента для оценки искомой величины;
- 3) законе больших чисел — при увеличении количества экспериментов результат стремится к точному значению.

Для решения задачи оценки ресурсов нефти и газа выполнено методом Монте-Карло — непосредственное моделирование отдельных элементов оценки (подсчетных параметров). В качестве основы используется формула подсчета запасов объемным методом. Подсчетные параметры задаются в виде вероятностных распределений. Для получения результирующего распределения величины ресурсов выполняется многократная случайная выборка значений параметров с входных распределений и расчет ресурсов [144].

3.3. Обоснование подхода к вероятностной оценке локализованных ресурсов газа пласта НБ₁

Выполнение вероятностной оценки ресурсов методом Монте-Карло предполагает случайный выбор параметров в соответствии с заданными моделями функций распределения. Подсчетные параметры обладают статистической зависимостью (например, коэффициенты пористости и газонасыщенности), неучет которой приводит к ошибочным или противоречивым результатам оценки. Это определяет

необходимость при стохастическом моделировании выполнять совместную генерацию подсчетных параметров с учетом их зависимостей [27, 47].

Для выполнения вероятностной оценки локализованных ресурсов газа пласта НБ₁ разработан алгоритм, объединяющий параметры в единую логическую структуру. Задача, решаемая на этом этапе, — это обеспечение связи региональных трендов, критических значений подсчетных параметров, точности прогнозирующего аппарата с величиной ресурсной оценки в пределах территории исследования. Основу алгоритма составляют следующие принципы, позволяющие выполнить оценку ресурсов газа в соответствии с принятой методикой:

1. Функции распределения вероятностей подсчетных параметров имеют нормальный вид. Модель распределения задается с помощью средних в пределах залежи величин прогнозного параметра и ошибки прогноза (см. раздел 3.2).

2. Прогноз параметров выполнен с учетом результатов регрессионного анализа (см. раздел 2.2). Наличие зависимостей должно быть учтено при совместном моделировании, чтобы обеспечить непротиворечивость прогноза.

3. Вероятность существования залежи рассчитывается как вероятность того, что все фактические подсчетные параметры примут такое значение (относительно критических величин), при котором будет установлен факт наличия залежи (см. раздел 3.2).

В основе алгоритма лежит объемный метод подсчета запасов газа (формула 3.1).

Газонасыщенный объем залежи. В зависимости от типа залежи отличается подход к стохастическому моделированию ее площади, газонасыщенной толщины и объема. Для пластово-сводовых залежей объем рассчитывается как произведение площади газоносности на общую газонасыщенную толщину. Толщина пласта не зависит от площади структуры, что позволяет выполнять независимую генерацию этих параметров. Для массивных залежей газонасыщенный объем рассчитывается как произведение площади газоносности на высоту залежи: в этом случае независимая генерация площади и высоты невозможна, поскольку эти параметры взаимозависимы.

Чтобы избежать применения отдельных методик для залежей разных типов, в работе выполнено стохастическое моделирование газонасыщенного объема с использованием трех параметров: коэффициента заполнения ($K_{\text{зап}}$), площади ловушки и общей газонасыщенной толщины пласта.

Коэффициент заполнения — это отношение высоты залежи к высоте ловушки. $K_{\text{зап}}$ изменяется в диапазоне от 0 до 1, где 0 — фактическое отсутствие залежи в пределах структуры, а 1 — залежь занимает объем ловушки полностью. Для прогноза газонасыщенного объема залежи выполнен анализ изменения геометрических параметров залежей в зависимости от коэффициента заполнения. Анализ выполнен для структур антиклинального типа, выделенных в пределах территории исследования по кровле пласта НБ₁.

В рамках анализа смоделировано заполнение выделенных ловушек в шести вариантах $K_{\text{зап}}$: 0; 0,2; 0,4; 0,6; 0,8; 1,0. По каждому варианту $K_{\text{зап}}$ рассчитаны соответствующие газонасыщенные объемы залежей (V_3) (с использованием карты прогноза $H_{\text{общ}}$ пласта НБ₁) и отношение объема залежи к объему ловушки ($V_3/V_{\text{л}}$). Результаты моделирования, представленные в виде диаграммы, показаны на рисунке 3.2.

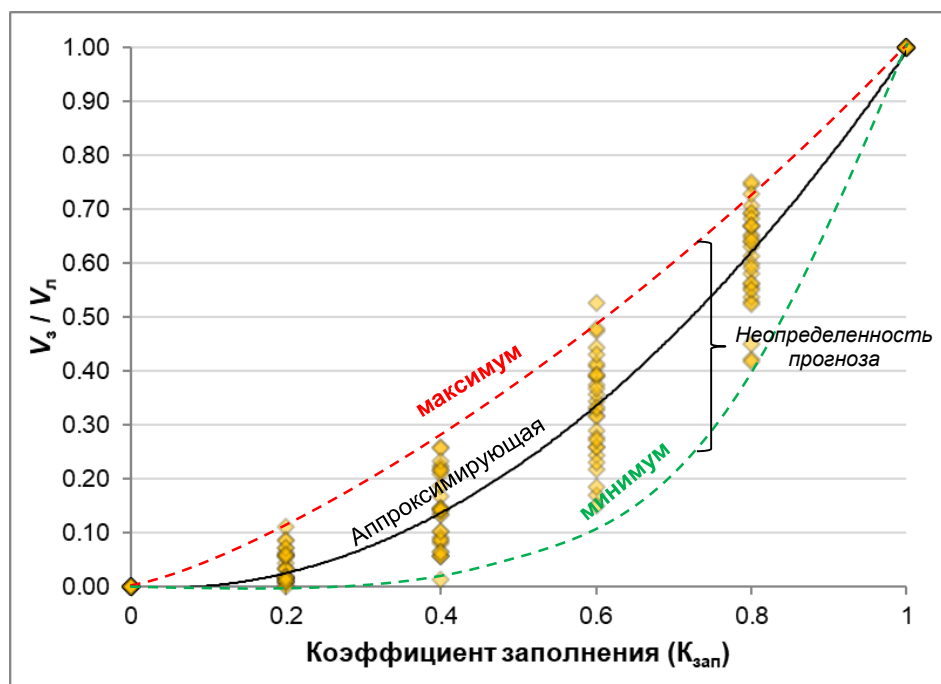


Рисунок 3.2 – Зависимость отношения объема залежи к объему ловушки от коэффициента заполнения структуры

Результат анализа полученных данных показал наличие прямой значимой связи отношения V_3/V_L и $K_{зап}$. По диаграмме получено три модели функции:

$$\begin{aligned}
 \text{Максимум:} & \quad \frac{V_3}{V_L} = 0,42K_{зап}^2 + 0,58K_{зап}, \\
 \text{Аппроксимирующая:} & \quad \frac{V_3}{V_L} = 1,08K_{зап}^2 - 0,08K_{зап}, \\
 \text{Минимум:} & \quad \frac{V_3}{V_L} = 1,78K_{зап}^3 - 0,91K_{зап}^2 + 0,13K_{зап}.
 \end{aligned} \tag{3.3}$$

Установленные зависимости позволяют подобрать модель функции распределения газонасыщенного объема по двум параметрам: объему ловушки (V_L) и коэффициенту заполнения. Функции необходимы для подбора модели распределения объема залежи для любых величин $K_{зап}$.

По результатам анализа установлено, что влияние типа залежи (пластово-сводового или массивного) для ловушек пласта НБ₁ на величину ее объема незначительно, и потому этим фактором при выполнении стохастического моделирования в рамках решения научной задачи допустимо пренебречь.

Структурные карты, используемые в работе, получены в рамках региональной работы в пределах территории исследования [3, 19]. Структурные построения выполнены по надежно прослеживаемому в региональном плане горизонту с учетом всей имеющей на тот момент информации. Это позволяет заключить, что влияние точности структурных построений на качество прогноза вероятностной оценки мало, потому этот фактор не учитывается при моделировании.

Таким образом, неопределенность объема залежи имеет двухуровневую структуру: объем залежи наследует неопределенность $H_{общ}$ и $K_{зап}$ и имеет собственную неопределенность (описанную системой уравнений 3.3).

Коэффициент заполнения. В интервале отложений нижней подсвиты березовской свиты открыто и числится на балансе две залежи: залежь пласта НБ₂ Медвежьего месторождения и залежь пласта НБ₁ Харампурского месторождения (см. раздел 1.4). Этих данных недостаточно для достоверной оценки коэффициента

заполнения залежей газа, приуроченных к кремневым отложениям верхнего мела Западной Сибири.

Залегающие ниже по разрезу газоносные отложения сеноманского возраста являются источником миграционного газа, сформировавшего в результате вертикальной миграции в кремневые отложения коньяк-сантонского возраста. Резервуары покурской свиты перекрыты глинами кузнецовской свиты, резервуары нижней подсвиты березовской свиты — глинами верхней подсвиты березовской свиты. Эти глины имеют сопоставимые толщины, подверглись сопоставимым деформациям и имеют схожий литологический состав (см. разделы 1.2, 1.3). Исходя из этого в работе принято, что перекрывающие отложения обладают схожими флюидоупорными свойствами, т. е. обеспечивают сопоставимый уровень заполнения ловушек в уватском и ипатовском горизонтах. Это подтверждается фактическими данными по Харампурскому месторождению: в соответствии с оценкой $K_{\text{зап}}$, выполненной по подсчетным планам залежей пластов НБ_1 и ПК_1 , числящихся на государственном балансе, фактические коэффициенты заполнения составляют 0,78 и 0,83 соответственно.

В условиях недостатка информации о заполнении залежей в интервале нижней подсвиты березовской свиты и «наследования» заполнения, для прогноза коэффициента заполнения построено распределение $K_{\text{зап}}$ по залежам покурской свиты (Рисунок 3.3). Модель функции распределения, подобранная к эмпирической диаграмме распределения, использована при вероятностной оценке локализованных ресурсов газа (раздел 4.1).

Коэффициент содержания коллекторов. Коэффициент содержания коллекторов характеризует отношение толщины пласта, способную к фильтрации флюида, к общей толщине пласта. Коэффициент содержания коллекторов позволяет перейти от газонасыщенного объема залежи (V_3) к эффективному газонасыщенному объему залежи ($V_{3 \text{ эф}}$).

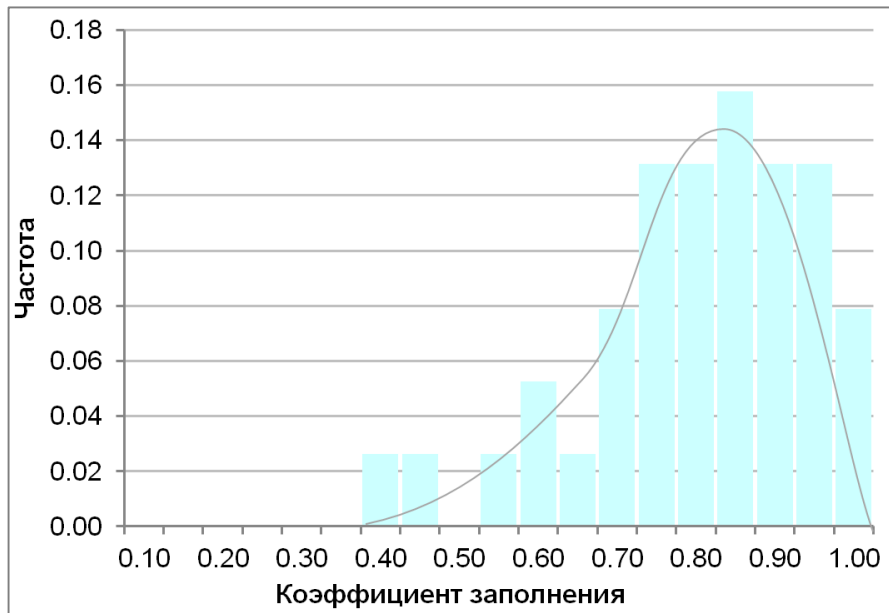


Рисунок 3.3 – Диаграмма распределения $K_{\text{зап}}$ по залежам газа сеноманского возраста

В соответствии с принятой методикой, $K_{\text{ск}}$ прогнозируется как самостоятельный подсчетный параметр. В отличие от прогноза эффективной толщины, прогноз $K_{\text{ск}}$ позволяет при стохастическом моделировании заполнения залежи избежать необходимости локализации интервала коллектора по разрезу (целесообразность такого подхода рассмотрена в разделе 2.3).

Подбор модели функции распределения $K_{\text{ск}}$ для каждой залежи выполнен с использованием прогнозных карт. В соответствии с принятой методикой по картам рассчитаны средние величины прогнозного $K_{\text{ск}}$ и стандартного отклонения прогноза в пределах залежи. Эти величины использованы для подбора модели нормального распределения $K_{\text{ск}}$.

Коэффициент пористости. Коэффициент пористости является независимым параметром, прогноз которого выполнен с использованием структурной карты кровли пласта НБ₁ в качестве трендовой поверхности. В соответствии с принятой методикой средние величины прогнозного $K_{\text{п}}$ и стандартного отклонения прогноза в пределах залежи использованы для подбора функции распределения $K_{\text{п}}$, имеющей нормальный вид.

Коэффициент газонасыщенности. Коэффициент газонасыщенности имеет сложную связь с коэффициентом пористости, обусловленную структурой пустотного пространства коллекторов пласта НБ₁ (подробнее этот вопрос рассмотрен в разделе 2.3). Коэффициент газонасыщенности связан с коэффициентом объемной влажности и коэффициентом пористости следующей зависимостью:

$$K_r = 1 - \frac{K_{во}}{K_{п}}. \quad (3.4)$$

В отличие от коэффициента газонасыщенности, $K_{п}$ и $K_{во}$ имеют значимую связь с региональными трендами. Эта связь объясняется литогенетическими процессами, протекающими в кремнисто-глинистых отложениях. На этом основании выполнен прогноз $K_{п}$ и $K_{во}$, и оба этих параметра включены в алгоритм.

Как и в случае с $K_{п}$, в соответствии с методикой, среднее значение $K_{во}$ и среднее стандартное отклонение его прогноза в пределах залежи использованы для подбора функции распределения $K_{во}$ нормального вида.

Пластовое давление. Расчет давления выполнен на абсолютную отметку условного подсчетного уровня (УПУ). Природный газ обладает высокой подвижностью, что обеспечивает стабилизацию давления внутри залежи [48].

Залежи газа, приуроченные к отложениям пласта НБ₁, находятся под давлением, превышающим гидростатическое — вплоть до $K_{ан} = 1,3$. АВПД является косвенным признаком газоносности — поскольку причиной его возникновения является поступление значительных объемов газа в изолированные кремневые резервуары (см. раздел 1.4).

Для подбора вероятностного распределения коэффициента аномальности и определения его критической величины (ниже которой не получен приток) выполнен анализ результатов испытаний интервала пласта НБ₁ на Харампурской, Береговой, Ново-Часельской, Ван-Еганской, Самотлорской, Медвежьей площадях. Всего проанализированы результаты испытаний 20 объектов.

В интервале пласта НБ₁ коэффициент аномальности пластового давления изменяется в диапазоне 0,87–1,18. По данным испытаний построена эмпирическая

диаграмма вероятностного распределения коэффициентов аномальности и подобрана модель функции вероятностного распределения (Рисунок 3.4). Функция использована для стохастического моделирования в рамках выполнения вероятностной оценки ресурсов.

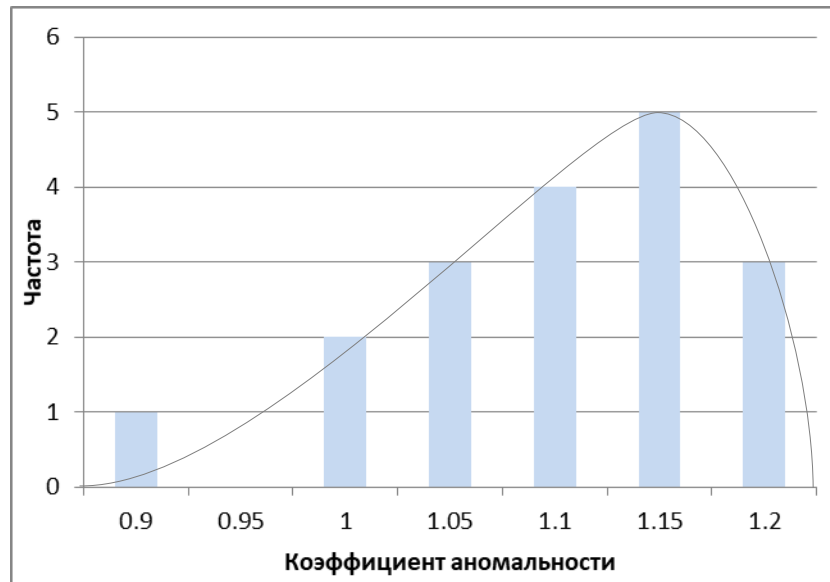


Рисунок 3.4 – Диаграмма распределения $K_{ан}$ по результатам испытаний

Поправка на температуру. Температурные условия в недрах в пределах Западно-Сибирского бассейна практически повсеместно подчинены строгой прямой пропорциональной зависимости от глубины залегания пластов. Оценка пластовой температуры для залежей пласта НБ₁ выполнена через термический градиент. Термический градиент изменяется по площади и глубине и составляет в среднем в Западной Сибири 3,0–3,3 °С на каждые 100 м.

Расчет температуры выполнен на глубину УПУ. При стохастическом моделировании температура связана функциональной зависимостью с коэффициентом заполнения и наследует его неопределенность.

Отклонение свойств пластового газа от свойств идеального газа. Поправочный коэффициент на сжимаемость газа определяется его молекулярным составом. Залежи газа в интервале пласта НБ₁ сформированы за счет миграции: это обуславливает практически полную идентичность его состава с залегающими ниже

по разрезу залежами газа, приуроченными к отложениям сеноманского возраста (см. раздел 1.4). Это позволяет принять величину поправки на свойства газа по аналогии с залежами сеномана.

Выполнен анализ распределения поправки по залежам пластов ПК на государственном балансе в пределах территории исследования. По результатам анализа установлено, что разница между максимальным и минимальным значениями поправки составляет менее 2 %. Такой низкой неопределенностью параметра в масштабах региональной оценки допустимо пренебречь, и потому в расчете используется среднее значение отклонения свойств газа от идеального.

Учет стабильности газогидратов. Еще одним аспектом, требующим учета, является глубина стабильности газогидратов. Залегающие на небольших глубинах отложения могут находиться в газогидратном состоянии. Этот фактор играет значительную роль для планирования геологоразведочных работ: газогидратные залежи требуют отдельного подхода к разработке и добыче.

Стабильность газогидратов зависит от множества факторов: температуры, пластового давления, компонентного состава газа и минерализации пластовых вод. Горизонт стабильности газогидратов не обязательно соответствует подошве вечной мерзлоты. К примеру, на северо-востоке Западной Сибири, в пределах Мессояхского, Тазовского и Соленинского месторождений толщина многолетнемерзлых пород достигает 450 м [29], а глубина стабильности газогидратов — 750 м [4].

Для анализа фазового состояния флюида в интервале пласта НБ₁ нижней подсвиты березовской свиты выполнен анализ распространения зоны стабильности газогидратов. В рамках региональных работ по изучению отложений верхнего мела Западной Сибири [3, 19] построена карта подошвы стабильности газогидратов (Рисунок 3.5, А). В рамках анализа выполнено построение зоны стабильности газогидратов в интервале пласта НБ₁ (Рисунок 3.5, Б). Зона выделена по пересечению поверхностей подошвы стабильности газогидратов и кровли пласта НБ₁.

В тех частях территории исследования, где кровля пласта НБ₁ поднимается выше подошвы стабильности, прогнозируется газогидратное состояние газовых за-

лежей в интервале коллектора. Эта зона распространена в пределах северо-восточной части территории исследования (в районе Большехетской террасы и Малохетско-Мессояхского вала) и в пределах линейных положительных структур — в восточной части (Часельский мегавал). За исключением указанных областей, в пределах территории исследования залежей газа в гидратном состоянии, приуроченных к отложениям коньяк-сантонского возраста, не прогнозируется: рассматриваемые отложения залегают ниже прослеженного уровня стабильности газогидратов.

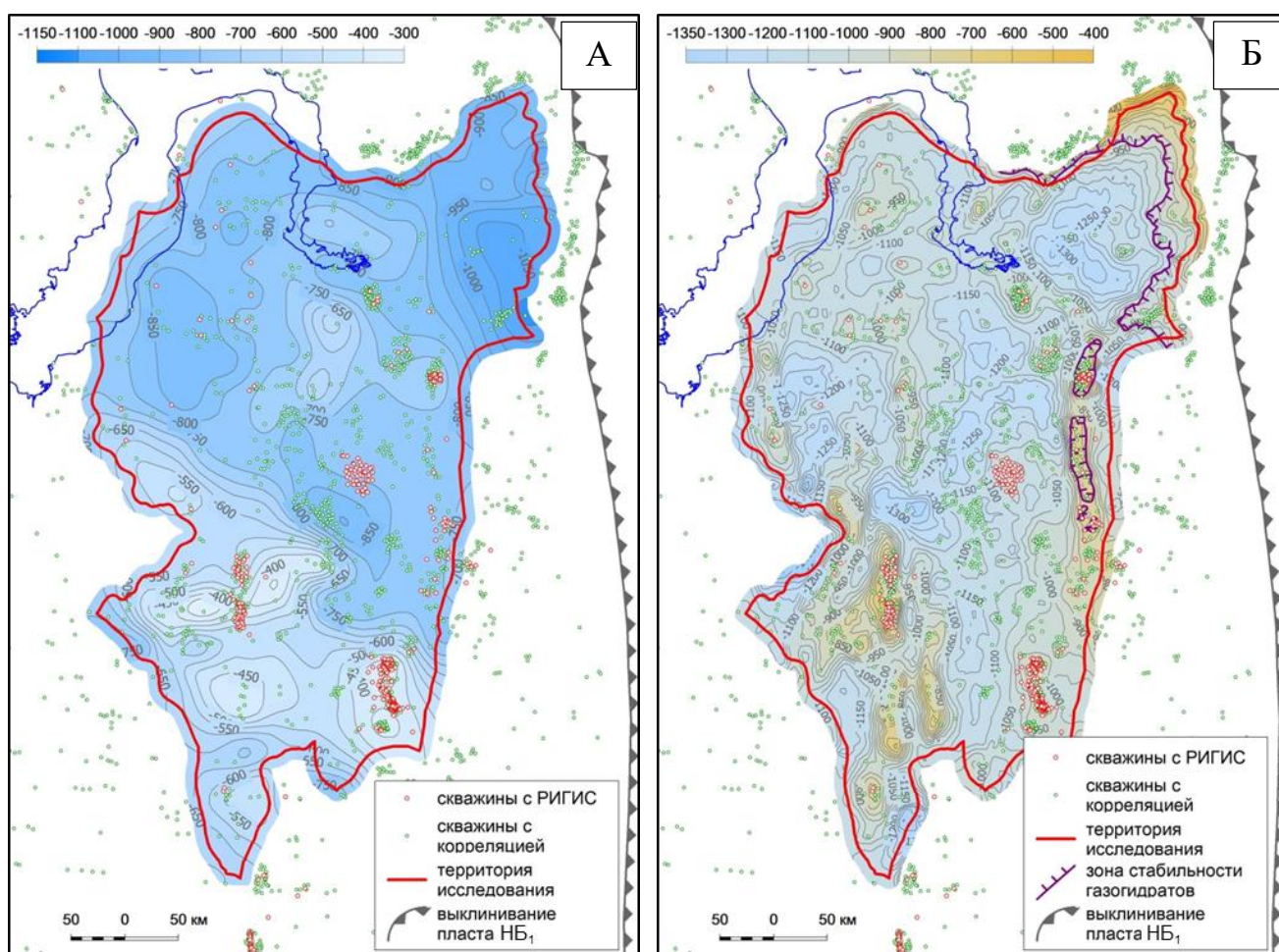


Рисунок 3.5 – Карта подошвы стабильности газогидратов [3, 19] и выделение зоны стабильности по кровле пласта НБ₁

Вероятность существования залежи. В соответствии с методикой оценки вероятность существования залежи — это произведение четырех условно независимых факторов: вероятности наличия резервуара, вероятности наличия ловушки,

вероятности заполнения ловушки и вероятности сохранности залежи (см. раздел 3.2).

Вероятность наличия резервуара (P_1). Пористость коллекторов и неколлекторов пласта НБ₁ находится в сопоставимых интервалах (см. раздел 2.1) — потому по величине K_{Γ} невозможно достоверно установить, является ли интервал коллектором. Поровое пространство преимущественно представлено каналами субкапиллярного размера (см. раздел 2.2): значительная часть пространства таких каналов заполнена связанной водой, толщина двойного слоя которой сопоставима с размерами пор. Для таких коллекторов определяющее значение для эффективности резервуара имеет структура порового пространства: высокая доля связанных пор достаточной для фильтрации газа размерности является фактором, обеспечивающим возможность получения значимого притока газа из интервала кремневого коллектора. Структура порового пространства, в свою очередь, зависит от степени зрелости кремневого вещества: преобразование опала-А в опал-КТ сопровождается уменьшением объема минерального скелета и увеличением размера поровых каналов (см. разделы 1.5, 2.2). Таким образом, коэффициент газонасыщенности имеет связь со структурой порового пространства коллектора пласта НБ₁ (более подробно природа этой зависимости раскрыта в разделе 2.2): чем выше преобразованность коллектора (а следовательно, связанность и размер пор), тем выше K_{Γ} . Следовательно, вероятность существования резервуара пласта НБ₁ может быть оценена как вероятность существования резервуара с величиной K_{Γ} , достаточной для установления факта наличия залежи по результатам бурения.

В рамках оценки вероятности существования резервуара выполнена оценка критического значения коэффициента газонасыщенности. Критическое значение коэффициента газонасыщенности определено по результатам анализа связи продуктивности интервала пласта НБ₁ и коэффициента газонасыщенности (Рисунок 3.6). Из интервалов пласта, охарактеризованных $K_{\Gamma} < 0,32$, притоков не получено. На этом основании K_{Γ} , равное 0,32, принято в качестве критического.

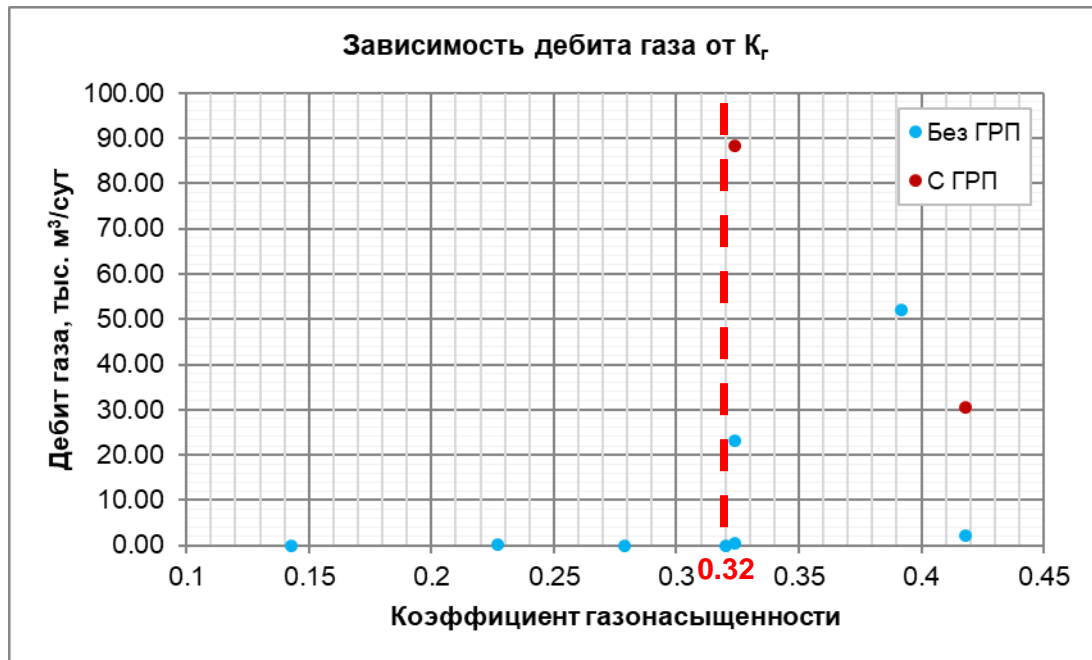


Рисунок 3.6 – Диаграмма зависимости дебитов газа от коэффициента газонасыщенности пласта НБ₁ в интервале испытания

В рамках предыдущего этапа работ получены данные для прогноза средневзвешенного (на толщину интервала) значения \bar{K}_r (по картам $K_{п}$ и $K_{во}$ (см. раздел 2.3) через формулу 3.4). Однако даже при условии $\bar{K}_r < 0,32$ в интервале пласта могут существовать отдельные пропластки коллектора с $K_r \geq K_r^{крит}$ — по результатам испытания которых могут быть получены притоки газа и доказано существование залежи газа. Таким образом, в качестве критерия оценки вероятности существования резервуара следует принимать вероятность существования интервала пласта НБ₁ с $K_r \geq 0,32$ [35].

Для оценки вероятности существования эффективного коллектора автором введен коэффициент — доля эффективного коллектора (ДЭК), который характеризует отношение суммарной толщины эффективных интервалов к общей толщине коллектора. Вероятность существования ДЭК > 0 , таким образом, характеризует существование в интервале пласта эффективного коллектора — т. е., вероятность существования резервуара.

По данным РИГИС скважин в пределах территории исследования выполнен анализ ДЭК для интервала пласта НБ₁. Выполнены расчет ДЭК в точках скважин

(по фактическим данным) и анализ статистической зависимости ДЭК от других свойств геологической системы. По результатам анализа установлена прямая линейная зависимость ДЭК и \bar{K}_r (Рисунок 3.7) [35].

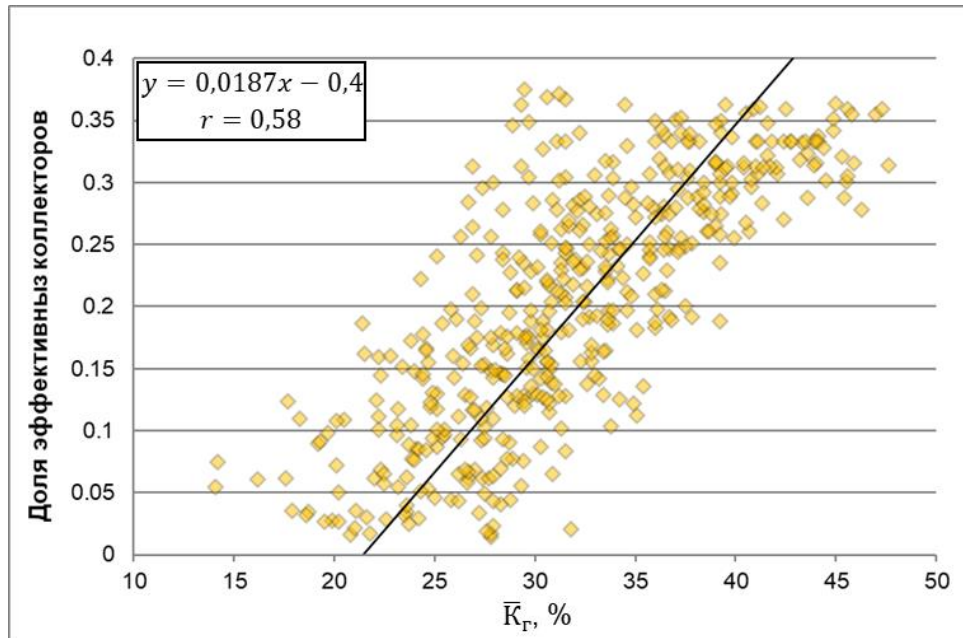


Рисунок 3.7 – Диаграмма зависимости ДЭК от \bar{K}_r по точкам скважин

Оценка вероятности существования эффективного резервуара для объектов прогноза выполнена в соответствии с методикой, сформулированной в разделе 3.2. В рамках процедуры оценки ресурсов выполняется стохастическое моделирование ДЭК на основе исходных данных:

1. Функция вероятностного распределения K_r в пределах подсчетного объекта. Функция построена по данным прогноза K_r и стандартного отклонения невязок прогноза.
2. Аппроксимирующей функции, полученной в результате анализа зависимости ДЭК от K_r (Рисунок 3.7).
3. Функция вероятностного распределения невязок прогноза ДЭК.

Пример результирующего фактического распределения ДЭК показано на рисунке (Рисунок 3.8). Часть диаграммы распределения находится в области положи-

тельных значений — что интерпретируется как область существования эффективного резервуара. Таким образом, вероятность существования резервуара соответствует площади фигуры, ограниченной слева нулевым значением ДЭК. Технически при стохастическом моделировании вероятность существования резервуара рассчитывается как отношение итераций с положительной величиной ДЭК к общему числу итераций.

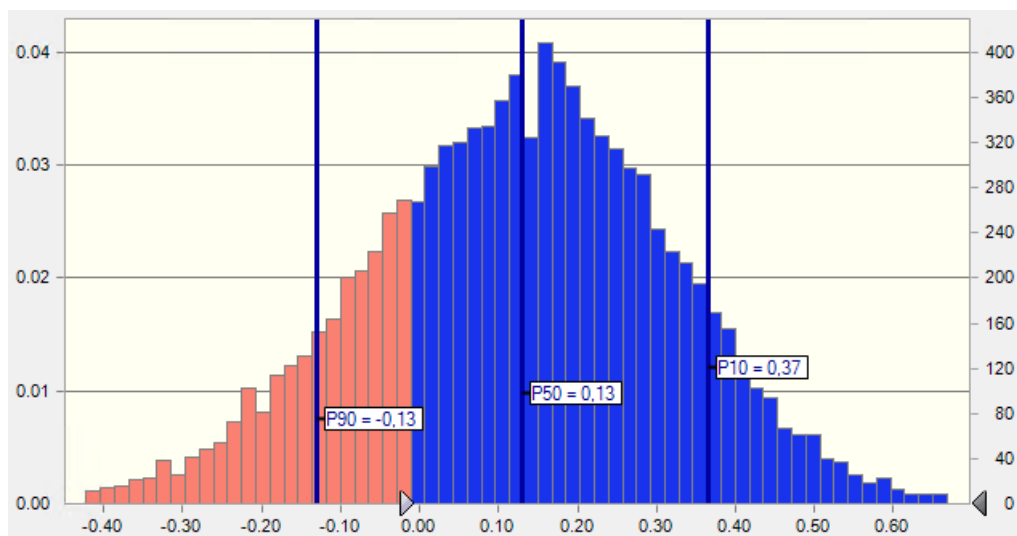


Рисунок 3.8 – Диаграмма плотности вероятности значений ДЭК для поискового объекта

Вероятность наличия ловушки (P2). Вероятность существования ловушки определяется как произведение двух условно независимых факторов: вероятности существования структуры (или замкнутого контура) и вероятности существования флюидоупора.

Газовые залежи в исследуемом интервале кремневых отложений сформированы в результате миграции газа из нижележащих залежей апт-альб-сеноманского газоносного комплекса (см. раздел 1.4). Основные месторождения этого комплекса в пределах территории исследования приурочены к унаследованным положительным структурам — в соответствии с представлением о миграционной природе залежей, объекты оценки в интервале нижней подсвиты березовской свиты в рамках

работы выделены по структурному фактору. Таким образом, объекты оценки приурочены к унаследованным структурам антиклинального типа с открытыми залежами газа в нижележащем комплексе. Такие структуры хорошо изучены бурением, что позволяет принять вероятность существования замкнутого контура равной 1,0.

Резервуары ипатовского горизонта перекрыты в пределах территории исследования регионально распространенными глинами верхней подсвиты березовской свиты. Эти глины хорошо выдержаны по площади распространения и имеют достаточную толщину для обеспечения надежных флюидоупорных свойств. Помимо этого, кремневые отложения нижней подсвиты березовской свиты сами обладают крайне низкой проницаемостью. Вероятность наличия надежного флюидоупора для объектов оценки в рамках данной работы принята равной 1,0.

Таким образом, вероятность существования ловушки для подсчетных объектов, оцениваемых в рамках исследования, принята равной единице.

Вероятность заполнения ловушки (P3). Вероятность заполнения ловушки углеводородами определяется существованием источника заполнения и существованием путей миграции. Источником миграции являются залежи в интервале отложений апт-альб-сеноманского возраста (см. раздел 1.4), наличие которых подтверждено по результатам бурения. Вероятность существования вертикальной миграции за счет диффузии газа через покрывку (глины кузнецовской свиты) допустимо принять равной единице, поскольку глины не могут быть абсолютным флюидоупором.

Таким образом, на текущем этапе изученности отложений верхнего мела в пределах территории исследования вероятность наличия заполнения ловушек пласта НБ₁ в пределах унаследованных положительных структур антиклинального типа с подтвержденной газоносностью апт-альб-сеноманского комплекса принята равной единице.

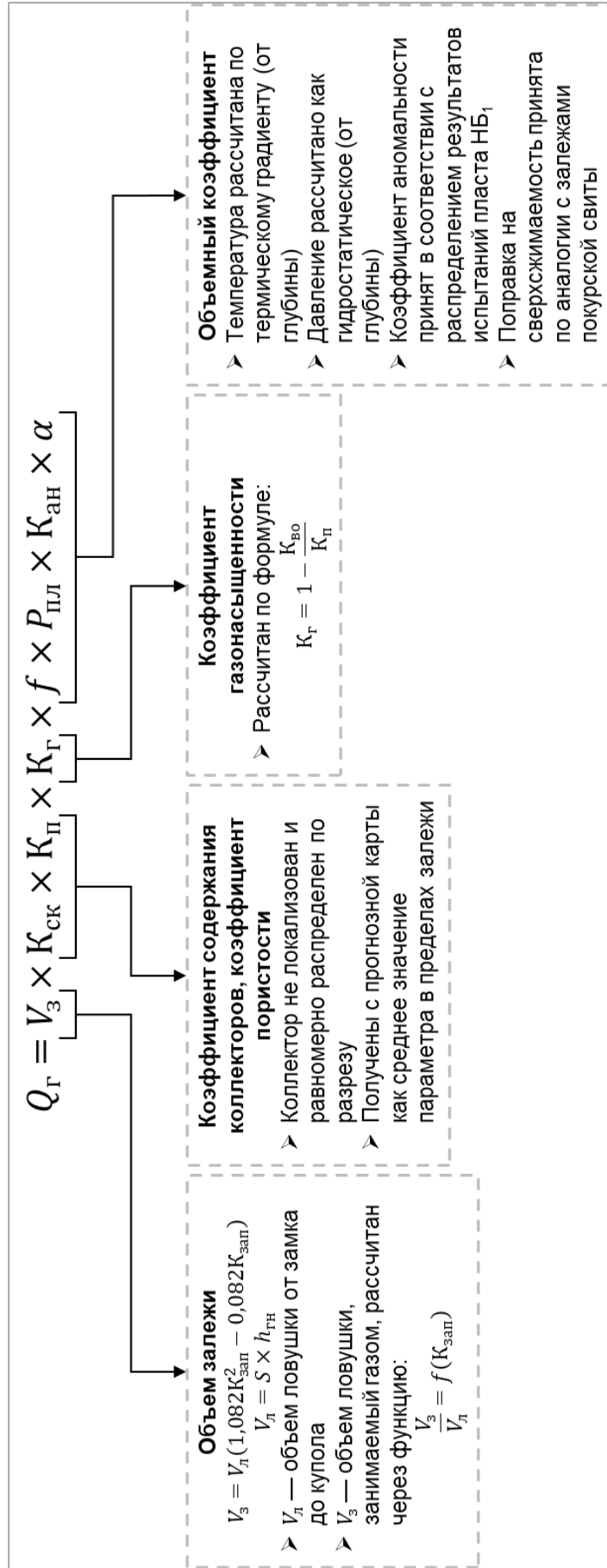
Вероятность сохранности залежи (P4). Основным фактором, приводящим к разрушению залежей газа, является тектоническая активность после аккумуляции (тектонические разломы, приводящие к нарушению экранов) [149]. Тектонические

нарушения, повлекшие разрушение залежей в интервале нижней подсвиты березовской свиты, неминуемо повлекли бы и разрушение залежей апт-альб-сеноманского газоносного комплекса в пределах анализируемых структур. Сохранность же залежей нижележащего комплекса, таким образом, является подтверждением сохранности залежей выше по структуре. Поэтому вероятность сохранности залежей пласта НБ₁, приуроченных к унаследованным положительным структурам с доказанной газоносностью в интервале апт-альб-сеноманского комплекса, принята равной единице.

Таким образом, вероятность существования залежей для объектов в интервале нижней подсвиты березовской свиты в рамках представленной работы полностью определяется фактором существования эффективного резервуара.

Схема оценки. Подсчетные параметры, используемые для оценки локализованных ресурсов газа пласта НБ₁, объединены в целостную систему, построенную на основе формулы объемного метода. Расчет, выполненный в соответствии с полученным алгоритмом, обеспечивает согласованность объема газа, подсчетных параметров и вероятности существования залежи между собой (см. раздел 3.2). Система учитывает результаты прогноза подсчетных параметров и изучения связей между параметрами, что позволяет при стохастическом моделировании исключить противоречивости подсчетных параметров.

Визуализация схемы вероятностной оценки локализованных ресурсов газа пласта НБ₁, являющаяся подытогом этого раздела, приведена на рисунке 3.9.

Рисунок 3.9 – Логическая схема вероятностной оценки локализованных ресурсов пласта НБ₁

Выводы

Вероятностная оценка ресурсов позволяет объективно сопоставить потенциал залежей и вероятности их обнаружить, запланировать программу геологоразведочных работ, оценить объем инвестиций в проект и возможные дополнительные издержки в соответствии с ожидаемыми приростами. Успешное решение этих задач требует как можно более достоверного и объективного обоснования вероятности существования залежи и неопределенностей подсчетных параметров.

Неопределенность подсчетных параметров при вероятностном моделировании оценки ресурсов задается при помощи моделей функций распределения подсчетных параметров. Модели функций рекомендуется подбирать в соответствии с эмпирическим вероятностным распределением значений параметров в пределах территории исследования, по объектам-аналогам либо экспертно. В работе применена методика подбора моделей функций распределения по результатам анализа точности прогнозирующего аппарата: исходя из оценки стандартного отклонения прогноза. На практике функции распределения подсчетных параметров определены следующим образом: выполнен расчет средних в пределах объекта оценки значений прогнозного параметра и стандартного отклонения невязок (по картам, полученным в главе 2). По этим данным построены модели функций распределения, имеющие нормальный вид (в пределах подсчетных объектов). Такой подход позволяет обеспечить согласованность оценки ресурсов, скважинных данных и региональных трендов.

Анализ вероятности существования залежи выполняется на основе объективных данных. В условиях недостатка геолого-геофизической информации факторы существования залежи рекомендовано оценивать по субъективным представлениям геолога о закономерностях изменения геологических факторов в пространстве, сравнивая их значимость по отдельным объектам, или экспертно — на основе собственного опыта. Как результат применения такого подхода, одной из ключевых проблем оценки вероятности существования залежи является ее субъективность.

В качестве альтернативной методики предлагается использовать накопленный опыт открытий месторождений, представленный в виде матрицы вероятностей. Каждому фактору в зависимости от качества геолого-геофизических данных, условий осадконакопления, изученности и других характеристик присвоены величины условной вероятности. Существенным недостатком матриц вероятностей является отсутствие гибкости: в основе матриц лежит обобщение данных по хорошо изученным месторождениям, что не позволяет применить матрицы к объектам, приуроченным к малоизученным и нетрадиционным геологическим системам (например, трещинным коллекторам, трудноизвлекаемым запасам и т. п.).

Альтернативным подходом является метод оценки вероятности как части неопределенности параметров. В рамках метода выполняется оценка критических величин прогнозного параметра, которые используются для разграничения функций распределения прогнозного параметра на зону успеха и зону неуспеха. Оценка факторов вероятности существования залежи как части распределений подсчетных параметров позволяет в результате получить объективную оценку ресурсов, согласованную с объемом и точностью геолого-геофизических данных и учитывающую региональные тренды изменения свойств изучаемой геологической системы.

В рамках обоснования подхода выполнен анализ факторов, определяющих вероятность существования залежей газа пласта НБ₁ в пределах унаследованных положительных структур антиклинального типа с доказанной газоносностью в интервале апт-альб-сеноманского газоносного комплекса. Установлено, что для объектов оценки вероятность существования залежей определяется только одним фактором — вероятностью существования резервуара.

Для оценки вероятности существования резервуара выполнен анализ успешности испытаний в зависимости от величины коэффициента газонасыщенности: установлено, что при $K_r < 0,32$ притоков из интервала изучаемых отложений получено не было. Выполнена оценка доли эффективного коллектора — коэффициента, определяющего отношение суммарной толщины интервалов, способных к фильтрации газа (т. е. с $K_r > 0,32$), к общей толщине коллектора. Выполнен прогноз ДЭК

в зависимости от средневзвешенной величины K_r для подсчетных объектов. Вероятность существования резервуара, таким образом, оценена как вероятность того, что будет получен положительный ДЭК, т. е., обнаружен интервал пласта $НБ_1$ с K_r выше критической величины.

4. РЕЗУЛЬТАТЫ ВЕРОЯТНОСТНОЙ ОЦЕНКИ ЛОКАЛИЗОВАННЫХ РЕСУРСОВ ГАЗА ПЛАСТА НБ₁

4.1. Оценка ресурсов пласта НБ₁

Выделение подсчетных объектов выполнено по карте кровли хэяхинской пачки (пласт НБ₁), построенной в рамках создания региональной геологической модели верхнемеловых надсеноманских отложений Западной Сибири [3, 19]. В пределах территории исследования выделено 23 объекта (Рисунок 4.1). Все объекты выделены в пределах унаследованных структур антиклинального типа, к которым в интервале апт-альб-сеноманских отложений приурочены месторождения газа, поскольку промышленно значимые залежи в надсеномане могли быть сформированы только в результате миграции газа из нижележащих отложений (см. раздел 1.4).

Объекты, приуроченные к Часельскому мегавалу в восточной части территории исследования, исключены из оценки: по результатам анализа распространения зоны стабильности газовых гидратов в них прогнозируется газогидратное насыщение. Рентабельная разработка этих залежей в текущих технологических и экономических условиях затруднительна.

Расчет выполнен в соответствии с методикой, разработанной для учета взаимосвязи параметров залежей пласта НБ₁ (см. главу 3).

В разделе 2 по результатам применения тренд-анализа и интерполяции методом кригинга получены карты прогноза параметра и стандартных отклонений. На основе средних значений параметра и ошибки (в пределах прогнозной залежи) подобраны модели функций вероятностного распределения параметров для каждого объекта пласта НБ₁.

Объем ловушки рассчитан как произведение площади ловушки и общей толщины пласта НБ₁.

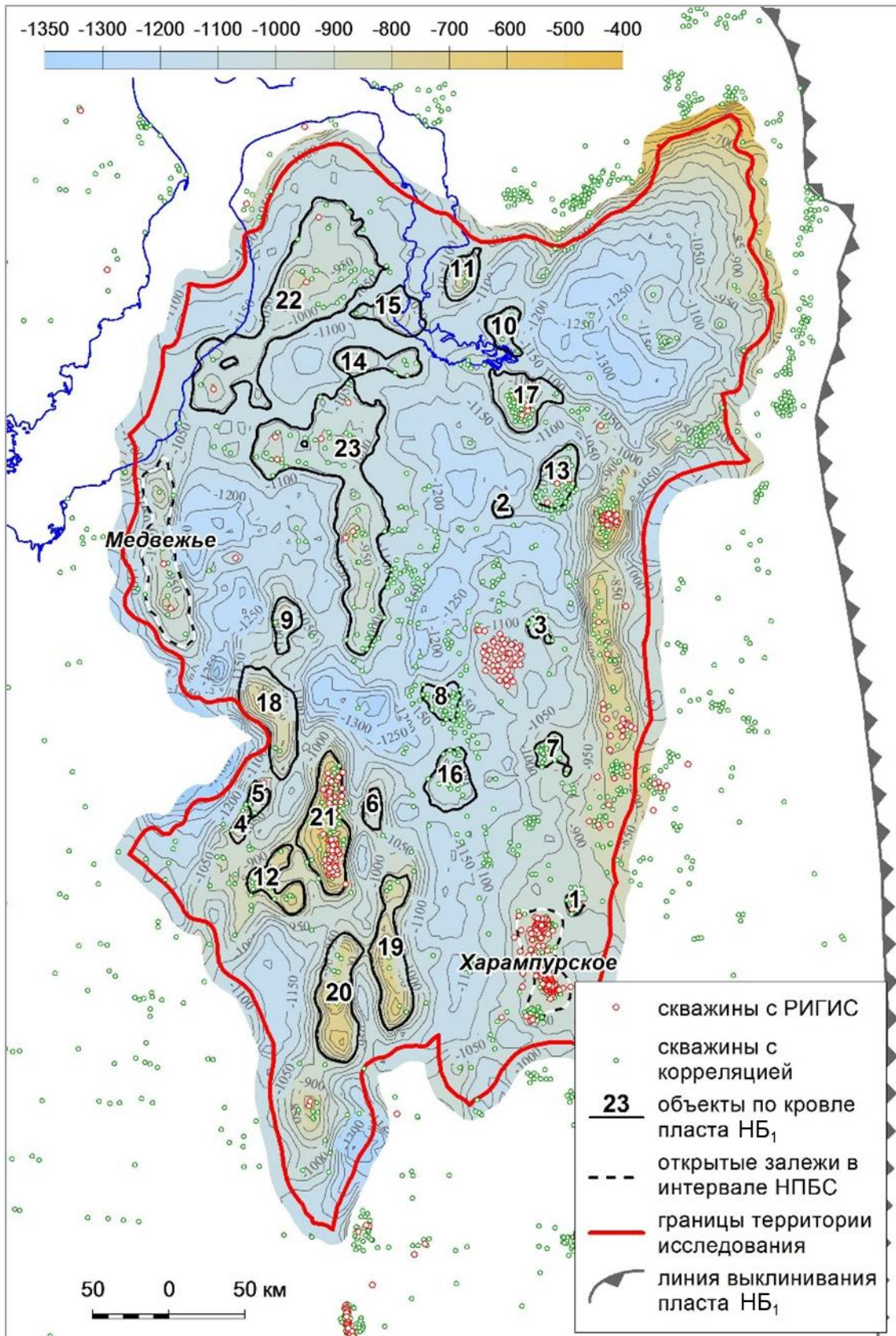


Рисунок 4.1 – Фрагмент структурной карты кровли пласта НБ₁ [3, 19] (с объектами оценки)

Общая толщина пласта получена как среднее значение по карте прогноза $H_{\text{общ}}$. Модель функции вероятностного распределения имеет нормальный вид, подобрана по стандартному отклонению, полученному как среднее по карте ошибки прогноза.

Объем залежи рассчитан от объема ловушки по зависимости от коэффициента заполнения по трем вариантам. Результирующая неопределенность объема залежи обоснована неопределенностью $H_{\text{общ}}$, $K_{\text{зап}}$ и неопределенностью аппроксимации $V_z/V_l = f(K_{\text{зап}})$.

Коэффициент содержания коллекторов, коэффициент пористости и коэффициент объемной влажности получены как средние по соответствующим картам прогноза. Модели функции вероятностного распределения имеют нормальный вид, стандартные отклонения получены как средние по соответствующим картам ошибки прогноза.

Коэффициент газонасыщенности рассчитывается в процессе стохастического моделирования по формуле через значения коэффициентов пористости и объемной влажности (в текущей итерации). Неопределенность K_r наследуется от неопределенности K_p и $K_{\text{во}}$.

Давление и поправка на температуру зависят от текущего в итерации коэффициента заполнения. В зависимости от $K_{\text{зап}}$ рассчитывается условный подсчетный уровень, на который выполняется расчет давления и температуры. Неопределенность наследуется от $K_{\text{зап}}$.

Коэффициент аномальности принят по данным подсчета запасов залежи пласта НБ₁ Харампурского месторождения. Поправка на сверхсжимаемость газа принята по аналогии с залежами сеномана.

Вероятность существования залежи учитывается при стохастическом моделировании с учетом величины ДЭК. В соответствии с методикой итерация объявляется неуспешной, если в подсчетном объекте не получено положительной ДЭК. Вероятность существования залежи рассчитана как отношение количества успешных итераций к их общему количеству.

В результате вероятностной оценки локализованных ресурсов газа пласта НБ₁ в Надым-Пур-Тазовском регионе получены следующие суммарные величины геологических ресурсов газа:

- пессимистичная оценка (P90) — 1,173 трлн м³;
- наиболее вероятная оценка (P50) — 1,715 трлн м³;
- оптимистичная оценка (P10) — 2,373 трлн м³.

4.2. Ранжирование объектов оценки

Вероятностная оценка ресурсов выполняется с целью сравнения перспектив различных по величине ресурсов и вероятности существования залежи поисковых объектов. Результаты оценки используются для планирования программы геологоразведочных работ, оценки объема инвестиций и возможных издержек. С целью выявления наиболее перспективных объектов в интервале пласта НБ₁ в пределах Надым-Пур-Тазовского региона выполнено ранжирование объектов по величине оценки ресурсов (Рисунок 4.2).

В соответствии с результатами ранжирования по величине оценки ресурсов наилучшие перспективы Надым-Пур-Тазовского региона связаны с крупными объектами в северо-западной части территории исследования: в соответствии с результатами прогноза в этой области в интервале пласта НБ₁ могут быть сосредоточены значительные (суммарно около 1 трлн м³) геологические ресурсы. Умеренные перспективы территории исследования приурочены к юго-западной зоне, в пределах которой сосредоточен ряд крупных антиклинальных поднятий с существенными геологическими ресурсами в интервале пласта НБ₁ (объекты с прогнозными ресурсами от 80 до 150 млрд м³). Объекты, сопряженные с минимальными перспективами, преимущественно сосредоточены в восточной и северной частях территории исследования (вплоть до отдельных объектов с потенциалом в 5 млрд м³ геологических ресурсов газа).

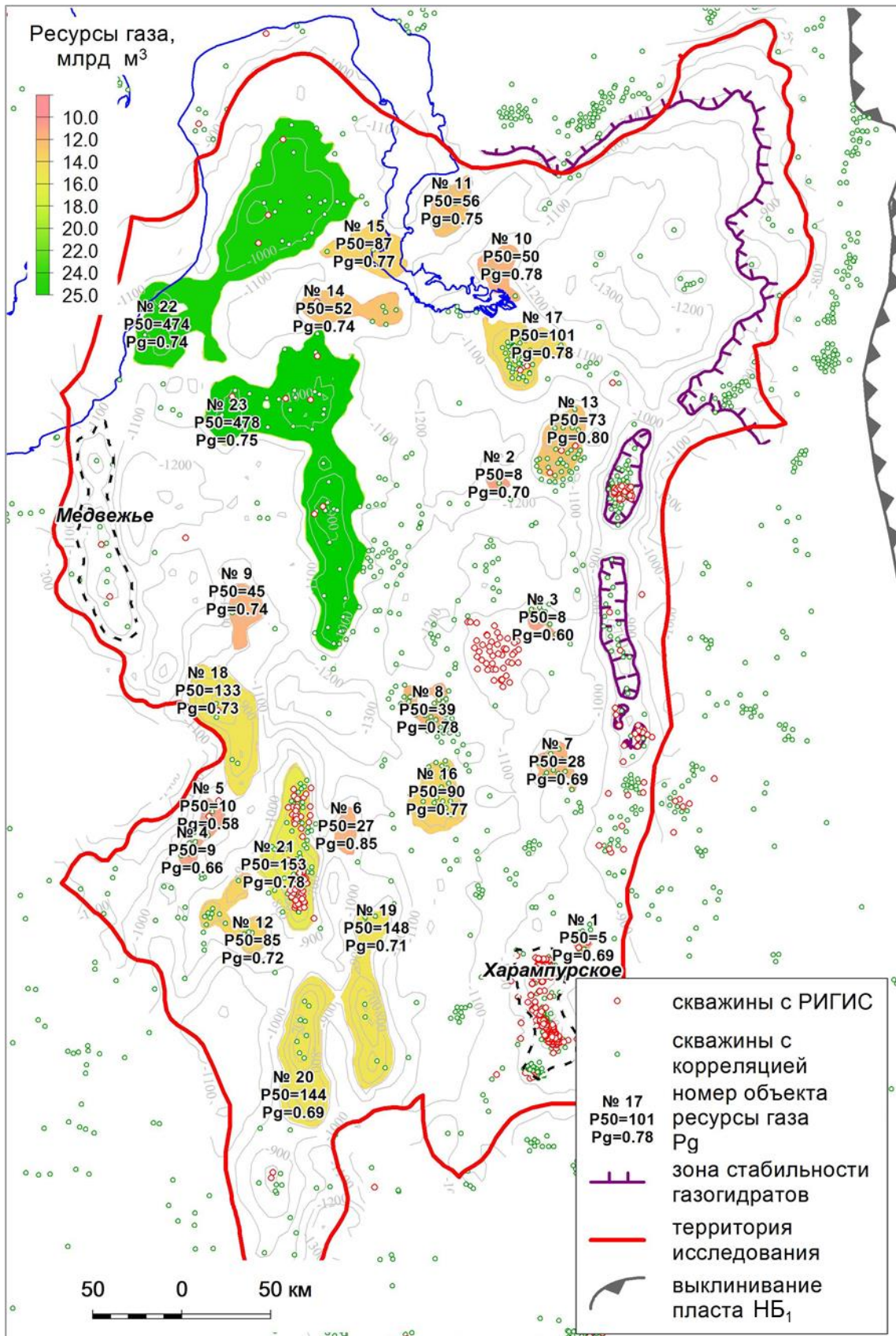


Рисунок 4.2 – Итоговое ранжирование объектов пласта НБ₁ по величине ресурсов

Приведенное на рисунке 4.2 ранжирование, однако, не позволяет однозначно выделить очередность объектов опозискования, поскольку отражает только потенциальный прирост геологических ресурсов в результате успешного открытия, т. е., не учитывает вероятность того, что залежь может не существовать в пределах объекта оценки. Для выявления очередности выполнения геологоразведочных работ построена диаграмма «вероятность – ресурсы» (Рисунок 4.3).

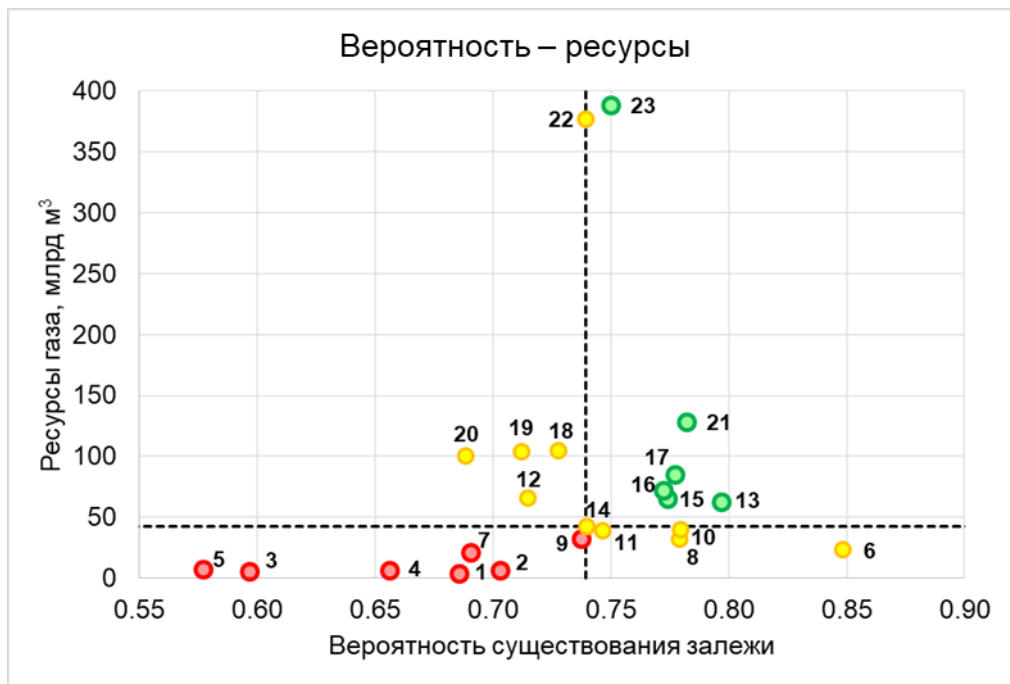


Рисунок 4.3 – Диаграмма «вероятность – ресурсы» для объектов в интервале пласта НБ₁

Диаграмма «вероятность – ресурсы» разделена на четыре сектора: по оси абсцисс поле разделено медианным значением вероятности существования залежей, по оси ординат поле разделено медианным значением ресурсной оценки. Это позволяет разделить подсчетные объекты на три категории:

1. Первоочередные объекты (выделены зеленым) — вероятность существования и оценка ресурсов объектов выше медианных значений. Объекты преимущественно сосредоточены на севере территории исследования.

2. Объекты с умеренными перспективами (выделены желтым) — вероятность существования залежи или оценка ресурсов объектов выше медианных значений. Объекты преимущественно сосредоточены на юге территории исследования.

3. Наименее перспективные объекты (выделены красным) — вероятность существования залежи и оценка ресурсов объектов ниже медианных значений. Объекты преимущественно приурочены к восточной части территории исследования.

4.3. Рекомендации по проведению исследований

В основе представленной диссертационной работы лежит накопленный различными исследователями опыт изучения кремневых отложений березовской свиты: научные исследования охватывают множество аспектов объекта изучения — от особенностей седиментации кремнезема до методов интерпретации геофизических данных. Общей чертой, объединяющей эти исследования, является недостаток исходной информации. Малый объем накопленных данных обусловлен, с одной стороны, сложностью изучения нетрадиционных кремневых отложений, с другой стороны, малой значимостью для промышленной газодобычи кремневых резервуаров в период освоения газовых месторождений апт-альб-сеноманского комплекса.

Разработка методики прогноза параметров залежей пласта НБ₁ нижней подсвиты березовской свиты (с привлечением априорных данных) является существенным результатом исследования. Это решение позволяет локализовать и оценить потенциал перспективных залежей в условиях, когда достоверные результаты бурения отсутствуют либо находятся на значительном удалении от объекта оценки. Исходя из вышеизложенного, первоочередной задачей проведения геологоразведочных работ на отложения нижней подсвиты березовской свиты является снижение рисков и неопределенностей за счет получения новых данных:

1. Расширенного комплекса ГИС в скважинах, пробуренных на растворе с углеводородной основой. Наиболее кондиционные данные, характеризующие отложения, получены по результатам интерпретации специальных методов ГИС (в том числе ядерно-магнитных методов) (см. раздел 2.1).

2. Отбор изолированного керна (в том числе для калибровки ГИС).

Проведение этих мероприятий позволяет расширить набор кондиционных данных, увеличить количество опорных точек (особенно это важно для малоизученных областей). С точки зрения методики прогноза новые данные существенно увеличат качество оценки за счет увеличения выборки для расчета прогнозных функций, позволят уточнить связь априорных свойств геологической системы и прогнозных параметров.

В первую очередь следует расширять набор кондиционных данных в соответствии с результатами ранжирования (см. раздел 4.2) — в северных и северо-западных областях территории исследования: объекты в этих районах имеют наилучший потенциал газоносности с учетом вероятности существования залежи (в пределах Надым-Пур-Тазовского региона).

Одним из решений проблемы дефицита информации является расширение сотрудничества между нефтегазодобывающими компаниями и формирование общего банка данных об отложениях нижней подсвиты березовской свиты. Опыт исследований (в особенности последнего десятилетия) показывает, что свойства кремневых отложений от площади к площади варьируются в широком диапазоне (это демонстрируют и результаты представленной научно-исследовательской работы). Методики исследования в компаниях «калибруются» на узкую и ограниченную территориально выборку, а результаты экстраполируются на обширные территории с высокой степенью неопределенности. Сложность геологического строения, несовершенство методических подходов и высокая стоимость получения новых данных свидетельствуют о необходимости широкого обмена исходными геолого-геофизическими данными, результатами исследований керна, интерпретации ГИС, опытом специалистов.

Методика прогноза, разработанная в ходе работы над диссертационным исследованием, может быть применена в отношении традиционных, но малоизученных отложений: например, севера Красноярского края (в районе Енисей-Хатангского регионального прогиба) в рамках текущей деятельности по научному сопровождению геологоразведочных работ. В современных условиях сложность обнаружения новых залежей высока, что требует применения вероятностных подходов для обеспечения стабильного приращения ресурсной базы. Вероятностные методы позволяют адекватно управлять инвестиционными рисками, однако являются требовательными к исходной информации (см. раздел 2.2) и к навыкам работы с большими объемами данных. С точки зрения автора, это обуславливает необходимость широкого внедрения информационных технологий в геологоразведочный процесс, обучения специалистов и интеграции современных методов анализа данных.

Выводы

Всего в пределах территории исследования выделено 23 подсчетных объекта, приуроченных к унаследованным структурам антиклинального типа с доказанной продуктивностью апт-альб-сеноманского комплекса. Выполнена вероятностная оценка локализованных ресурсов газа пласта НБ₁ в Надым-Пур-Тазовском регионе. По результатам оценки выполнено ранжирование объектов по их потенциалу газоносности. Наиболее перспективными являются объекты, находящиеся в северной части территории исследования: они характеризуются наилучшей комбинацией подсчетных параметров, обеспечивающих как высокий объем ресурсов, так и вероятность существования залежи. Юго-западная часть территории исследования — зона пониженных величин плотности. В этой зоне поисковое бурение связано с наибольшими рисками, и потому объекты в этой области не следует рассматривать в качестве приоритетных направлений для дальнейшего изучения.

Первоочередной задачей проведения геологоразведочных работ на отложения нижней подсвиты березовской свиты является получение новых данных, снижение рисков и неопределенностей. Новые данные позволят существенно увеличить качество оценки за счет увеличения выборки для расчета прогнозных функций и уточнить связь априорных свойств геологической системы и прогнозных параметров.

Подходы, разработанные под задачу прогноза параметров кремнисто-глинистых отложений нижней подсвиты березовской свиты, являются универсальными. В современных условиях сложность обнаружения новых залежей высока, что требует применения вероятностных подходов для обеспечения стабильного приращения ресурсной базы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате научного исследования впервые выполнена оценка локализованных ресурсов газа пласта НБ₁ верхнего мела в пределах Надым-Пур-Тазовского региона вероятностным методом.

В первом разделе работы проанализированы геологическое строение и газоносность пласта НБ₁ в пределах территории исследования, история тектонического развития региона, особенности седиментации и преобразования кремневого вещества. Полученные данные послужили теоретической основой для научного исследования.

Во втором разделе приведены результаты прогноза и картирования подсчетных параметров пласта НБ₁. Выполнен прогноз общей толщины, коэффициента содержания коллекторов, коэффициента пористости и коэффициента объемной влажности по априорным данным (с использованием РИГИС скважин), построены карты параметров и карты оценки стандартного отклонения невязок прогноза. По результатам прогноза сформулировано первое защищаемое положение: коэффициент газонасыщенности коллекторов пласта НБ₁ в Надым-Пур-Тазовском регионе закономерно увеличивается с глубиной залегания отложений, что обусловлено увеличением степени преобразованности кремневого вещества.

В третьем разделе приведена авторская методика оценки локализованных ресурсов пласта НБ₁ в Надым-Пур-Тазовском регионе. В ее основе лежит стохастическое моделирование простым методом Монте-Карло. В качестве базовой модели величины ресурсов использована формула объемного метода подсчета запасов газа с дополнениями автора. Моделирование заполнения залежей и обоснование подсчетных параметров выполнено по результатам прогноза с использованием данных о строении и закономерностях изменения геологических свойств объекта исследования.

Проведен анализ существующих методик вероятностной оценки локализованных ресурсов с учетом вероятностей существования залежей. Показано, что су-

существующие шаблоны вероятности геологических факторов контроля нефтегазонасности слабо применимы к такому нетрадиционному объекту как кремневые отложения верхнего мела Западной Сибири.

Автором разработан новый подход, в рамках которого вероятности отдельных факторов вероятности существования залежи рассматриваются как части неопределенности подсчетных параметров. В результате анализа факторов, контролирующих вероятность существования залежей в интервале пласта НБ₁, сформулировано второе защищаемое положение: вероятность существования залежей в пределах положительных антиклинальных структур в интервале пласта НБ₁ в Надым-Пур-Тазовском регионе определяется вероятностью наличия эффективного резервуара.

В четвертом разделе приведены результаты оценки локализованных ресурсов пласта НБ₁ в Надым-Пур-Тазовском регионе и ранжирование поисковых объектов по критерию их перспективности. Получены следующие величины суммарных геологических ресурсов газа:

- пессимистичная оценка (P90) — 1,173 трлн м³;
- наиболее вероятная оценка (P50) — 1,715 трлн м³;
- оптимистичная оценка (P10) — 2,373 трлн м³.

В соответствии с результатам ранжирования, в северной части Надым-Пур-Тазовского региона сосредоточены крупные объекты в интервале пласта НБ₁ со значительными (суммарно до 1 трлн м³) ресурсами газа. Умеренные перспективы территории исследования связаны с антиклинальными объектами в юго-западной зоне с ресурсами от 80 до 150 млрд м³. Наименьшие перспективы связаны с объектами в восточной и северо-восточной части территории. Анализ результатов ранжирования позволил сформулировать третье защищаемое положение: наиболее перспективными по соотношению вероятностных оценок локализованных ресурсов и вероятности существования залежи являются ловушки, приуроченные к северной части территории исследования.

Значительный ресурсный потенциал пласта НБ₁ прогнозируется в областях, удаленных от скважин, в которых получен достаточный для достоверного прогноза

объем информации — за счет проведения расширенного комплекса ГИС и отбора керна.

Перспективы дальнейших исследований по теме связаны с уточнением достоверности прогноза перспектив газоносности за счет новых данных бурения скважин со специальным комплексом ГИС, особенно в малоизученных областях территории исследования. Не менее перспективным направлением является применение разработанной автором методики оценки ресурсов газа к залежам пластов НБ₂, НБ₃ и НБ₄ нижней подсвиты березовской свиты, обладающих схожим кремнисто-глинистым литологическим составом и доказанной газоносностью в пределах Надым-Пур-Тазовского региона.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

а. о. — абсолютная отметка;

АВПД — аномально высокое пластовое давление;

ГИС — геофизические исследования скважин;

ГК — гамма-каротаж;

ГРР — геологоразведочные работы;

ДЭК — доля эффективного коллектора;

$K_{ан}$ — коэффициент аномальности;

$K_{в}$ — коэффициент водонасыщенности;

$K_{во}$ — коэффициент объемной влажности;

$K_{г}$ — коэффициент газонасыщенности;

$K_{зап}$ — коэффициент заполнения;

$K_{п}$ — коэффициент пористости;

$K_{ск}$ — коэффициент содержания коллекторов;

НГМП — нефтегазоматеринская порода;

НГО — нефтегазоносная область;

НГР — нефтегазоносный район;

$H_{общ}$ — общая толщина;

$H_{эф}$ — эффективная толщина;

ОГ — отражающий горизонт;

ОКТ — опал-кристобалит-тридимит;

РВО — раствор на водной основе;

РИГИС — результаты интерпретации ГИС;

РОВ — рассеянное органическое вещество;

РСА — рентген-структурный анализ;

РУО — раствор на углеводородной основе;

СРР МОГТ — сейсморазведочные работы методом общей глубинной точки;

УПУ — условный подсчетный уровень;

УЭС — удельное электрическое сопротивление;

ФЕС — фильтрационно-емкостные свойства;

ЯМК — ядерно-магнитный каротаж;

ЯМР — ядерно-магнитный резонанс;

$P_{\text{пл}}$ — пластовое давление;

V_3 — объем залежи;

$V_{\text{л}}$ — объем ловушки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агалаков, С. Е. Газоносность надсеноманских отложений Западной Сибири / С. Е. Агалаков, М. Ю. Новоселова // Известия вузов. Нефть и газ. – 2019. – № 4. – С. 10–23.
2. Агалаков, С. Е. Геологическое строение надсеноманских резервуаров Западной Сибири: Тезисы докладов научно-практической конференции / С. Е. Агалаков, Ю. В. Брадучан, С. Б. Черепанов // Малоизученные нефтегазоносные регионы и комплексы России (прогноз нефтегазоносности и перспективы освоения). – М. : ВНИГНИ, 2001. – С. 37–39.
3. Агалаков, С. Е. Геология и газоносность верхнемеловых надсеноманских отложений Западной Сибири : дис. ... д-ра геол.-минерал. наук : 25.00.12 / Агалаков Сергей Евгеньевич. – Тюмень, 2019. – 221 с.
4. Агалаков, С. Е. Геолого-геофизические предпосылки существования газогидратов в туронских отложениях Восточно-Мессояхского месторождения / С. Е. Агалаков, А. Р. Курчиков, А. Н. Бабурин // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42, № 11-12. – С. 1785–1791.
5. Агалаков, С. Е. Кремнистая формация верхнего мела Западной Сибири / С. Е. Агалаков, А. И. Кудаманов, М. В. Лебедев, В. А. Маринов // Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге: Труды 3-го Всероссийского совещания. – Томск: Изд-во ЦППС НД, 2017. – С. 9–14.
6. Агалаков, С. Е. Макет региональных стратиграфических схем верхнего мела Западной Сибири нового поколения / С. Е. Агалаков, В. А. Маринов, А. И. Кудаманов // Материалы IX Всероссийского совещания «Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии». – Белгород: Политерра, 2018. – С. 21–24.
7. Агалаков, С. Е. Новые объекты поисков углеводородов в надсеноманских отложениях Западной Сибири / С. Е. Агалаков, О. В. Бакуев // Геология нефти и газа. – 1992. – № 11. – С. 25–28.

8. Агалаков, С. Е. О возможной гидратонасыщенности газовой залежи Гыданского месторождения / С. Е. Агалаков // Передовой производственный и научно-технический опыт, рекомендуемый для внедрения в газовой промышленности. – М. : ВНИИЭГАЗПРОМ. – 1989. – Вып. 5. – С. 14–17.
9. Агалаков, С. Е. Оценка ресурсов газа в опоках березовской свиты на севере Западной Сибири / С. Е. Агалаков, В. А. Стариков // Геология и геофизика. – 2003. – № 6. – С. 511–516.
10. Агалаков, С. Е. Оценка ресурсов газогидратов на Севере Западной Сибири / С. Е. Агалаков, А. Р. Курчиков // Материалы международной конференции «Криосфера нефтегазоносных провинций» 22–29 мая 2004. – Тюмень, 2004. – 118 с.
11. Агалаков, С. Е. Предпосылки к пересмотру региональной литофациальной и стратиграфической моделей кузнецовского и ипатовского горизонтов Западной Сибири / С. Е. Агалаков, А. И. Кудаманов, В. А. Маринов // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (научно-практическая конференция) / Под ред. В. А. Волкова. – Ханты-Мансийск, 2016. – С. 245–255.
12. Агалаков, С. Е. Проблема корреляции верхнемеловых (без сеномана) отложений севера Западной Сибири / С. Е. Агалаков, Ю. В. Брадучан // Актуальные проблемы нефтегазоносных бассейнов / Под ред. Ю. Н. Карогодина. – Новосибирск: Издательский центр НГУ, 2003. – С. 70–80.
13. Агалаков, С. Е. Соотношение турон-коньяк-сантонских стратиграфических подразделений севера Западной Сибири / С. Е. Агалаков, Ю. В. Брадучан // Горные ведомости. – Тюмень, 2004. – № 6. – С. 30–38.
14. Ананьева, Л. Г. Литолого-минералогическое обоснование стратификации нижнеберезовской подсвиты Медвежьего и Вынгапуровского месторождений / Л. Г. Ананьева, А. А. Дорошенко, А. А. Дорошенко и др. // Изв. Томск. политехн. ун-та. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 5. – С. 89–99.
15. Баженова, О. К. Аутигенная нефтеносность кремнистых толщ : дис. ... д-ра геол.-минерал. наук : 25.00.12 / Баженова Ольга Константиновна. – Москва, 1991. – 489 с.

16. Бакуев, О. В. Перспективы нефтегазоносности березовской свиты на территории ХМАО и сопредельных районов / О. В. Бакуев // Вестник недропользователя ХМАО. – 2002. – № 11. – С. 30–37.
17. Бакуев, О. В. Прогноз залежей нефти и газа в мезозойских отложениях основных районов Западной Сибири : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук : 25.00.12 / Бакуев Олег Вениаминович. – СПб., 2003. – 26 с.
18. Берг, Й. Интерполяционные пространства. Введение / Й. Берг, Й. Лефстрем. – М. : Мир, 1980. – 264 с.
19. Березовская свита Западной Сибири – геология и газоносность : монография / С. Е. Агалаков и др. – Тюмень: ИПЦ «Экспресс», 2024. – 380 с.
20. Бурлин, Ю. К. Фазовые переходы кремнезема в нефтеносных толщах / Ю. К. Бурлин, И. И. Плюснина // Вестн. Московского университета. Сер. 4. Геология. – 2008. – С. 24–31.
21. Варягов, С. А. Методы и результаты изучения пустотного пространства газонасыщенных глинистых опок нижнеберезовской подсвиты Медвежьего месторождения / С. А. Варягов, С. В. Нерсесов, А. А. Никишин и др. // Вести газовой науки. – 2018. – № 3 (35). – С. 216–223.
22. Волохин, Ю. Г. Мезо-кайнозойское кремненакопление в окраинных бассейнах востока Азии : автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук : 25.00.12 / Волохин Юрий Германович. – Владивосток, 2010. – 53 с.
23. Ворошилов, В. Г. Математическое моделирование в геологии / В. Г. Ворошилов. – Томск: Издательство ТПУ, 2001. – 124 с.
24. Временные методические рекомендации по подсчету запасов свободного газа в залежах березовской свиты и ее аналогов в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. – ФБУ «ГКЗ». – Тюмень, Москва, 2021. – 13 с. – URL: <https://gkz-rf.ru/ets/metodiki> (дата обращения: 03.07.2023).
25. Выполнение работ по стратиграфическому, палеобиогеографическому, седиментологическому и литофациальному анализу верхнемеловых отложений Большехетского проекта и прилегающих территорий : отчет о НИР / Розбаева Г. Л. – Тюмень: ООО «ТННЦ», 2014. – 361 с.

26. Габриэлянц, Г. А. Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений / Г. А. Габриэлянц. – М. : Недра, 2000. – 587 с.
27. Галкин С. В. Методология учета геологических рисков на этапе поисков и разведки нефтяных месторождений / С. В. Галкин // Вестн. ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 4. – С. 23–32.
28. Гальченко, А. И. Характеристика поровых и пластовых давлений в геологических разрезах Западной Сибири / А. И. Гальченко, Н. И. Громонщикова, И. Н. Лебедев // Эффективность геофизических исследований при разведке нефтяных и газовых месторождений Тюменской области: сб. науч. тр. – Тюмень: Изд-во ЗапСибНИГНИ, 1988. – С. 78–85.
29. Геокриология СССР. Средняя Сибирь / Под ред. Э. Д. Ершова. – М. : Недра, 1989. – 414 с.
30. Геологический словарь. Изд. третье, перераб. и доп. / Гл. ред. О. В. Петров. – СПб. : Изд-во ВСЕГЕИ. – 2012. – Т. 3. – 440 с.
31. Геология СССР. Том XLIV. Западно-Сибирская низменность. Часть II. Нефтегазоносность и гидрогеологические условия. – М. : Недра, 1964. – 276 с.
32. Гильманов, Я. И. Опыт лабораторных исследований керн для определения емкостного пространства нетрадиционных коллекторов верхнемеловых надсеноманских отложений / Я. И. Гильманов, Е. Н. Саломатин, Э. С. Абдрахманов // Нефтяная провинция. – 2019. – № 4 (20). – С. 86–104.
33. Гильманов, Я. И. Оценка емкостного пространства березовской свиты современными лабораторными методами / Я. И. Гильманов // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – М. : Газпром ВНИИГАЗ. – № 1 (46). – 2021. – С. 170–175.
34. Глухов, Т. В. Новый подход к оценке рисков и неопределенностей параметров резервуаров в геологоразведочном процессе / Т. В. Глухов // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 6. – С. 34–38. – DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-34-38.
35. Глухов, Т. В. Оценка вероятности существования залежи в интервале пласта НБ₁ верхнего мела Надым-Пур-Тазовского региона / Т. В. Глухов, М. В. Лебедев // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2025. – Т. 20, № 4. – 14 с.

36. Глухов, Т. В. Оценка генерационного потенциала отложений кузнецовской и березовской свит Западной Сибири / Т. В. Глухов, Т. А. Рязанова, М. Ю. Новоселова, С. Е. Агалаков // Материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии – нефтегазовому региону». – Тюмень : ТИУ. – 2020. – С. 20–22.
37. Глухов, Т. В. Палеогеография Западной Сибири в позднемеловое время / Т. В. Глухов, А. И. Кудаманов, С. Е. Агалаков, В. А. Маринов // Литология осадочных комплексов Евразии и шельфовых областей: Материалы IX Всероссийского литологического совещания (с международным участием) (Казань, 30 сентября – 3 октября 2019 г.). – Казань: Изд-во Казанского университета, 2019. – С. 100–101.
38. Глухов, Т. В. Проблемы математизации геологии при решении производственных задач / Т. В. Глухов, Л. Н. Шабатура // Сборник научных статей по материалам национальной научно-практической конференции аспирантов и магистрантов «Проблемы истории и философии науки и техники». – Тюмень : ТИУ. – 2020. – С. 43–46.
39. Глухов, Т. В. Прогноз емкостных свойств пород нижнеберезовской подсвиты Западной Сибири по априорным геологическим данным / Т. В. Глухов // Тезисы докладов 76-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2022» 25–29 апреля 2022 г. – М. : Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2022. – Т. 1. – С. 14–15.
40. Глухов, Т. В. Прогноз коэффициента газонасыщенности в отложениях пласта НБ₁ верхнего мела в пределах Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири / Т. В. Глухов // Известия вузов. Нефть и газ. – 2024. – № 3 (165). – С. 11–23.
41. Глухов, Т. В. Фациальное районирование верхнемеловых (без сеномана) отложений Западной Сибири / Т. В. Глухов, С. Е. Агалаков, В. А. Маринов // Материалы четвертой научно-практической конференции «Росгеология. В поисках новых открытий» 17–18 октября 2019. – Иркутск: Изд-во Оттиск. – 2019. – С. 10.

42. ГОСТ Р 56676-2015. Проектирование разработки и освоение газовых и газоконденсатных месторождений // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200125962> (дата обращения: 15.10.2023)
43. Дистанов, У. Г. Закономерности формирования высококремнистых осадков в мезозое–кайнозое / У. Г. Дистанов // Геохимия морей и океанов. – М. : ИО АН СССР. – 1986. – Т. 1. – С. 45–46.
44. Дорошенко, А. А. Характеристика пустотного пространства опок сенонских отложений севера Западной Сибири / А. А. Дорошенко, Я. О. Карымова // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 6 (59). – С. 23–27.
45. Емельянова, Н. М. Вероятностные оценки ресурсов нефти и газа локальных объектов с учетом геологического риска / Н. М. Емельянова, В. И. Пороскун // Недропользование XXI век. – 2010. – № 2. – С. 24–29.
46. Емельянова, Н. М. Методика вероятностной оценки ресурсов нефти и газа участков недр на поисково-оценочном этапе / Н. М. Емельянова, В. И. Пороскун // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т. 15, № 1. – 3 с. – DOI: 10.17353/2070-5379/5_2020.
47. Емельянова, Н. М. Моделирование зависимых случайных величин в методе Монте-Карло / Н. М. Емельянова, В. И. Пороскун // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 9. – С. 45–49.
48. Жданов, М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. Учебное пособие для вузов. – М.: Недра, 1981. – 453 с.
49. Икон, К. О. Методический подход к оценке рисков поисково-разведочного бурения и опыт прогноза количества открытий в результате реализации программы ГРП (на примере северо-восточных районов Западной Сибири) / К. О. Икон, О. А. Олюнина // Материалы Всероссийской молодежной научной конференции «Трофимуковские чтения – 2019» (Новосибирск, 07–12 октября 2019). – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2019. – С. 170–173.
50. Казаринов, В. П. Выветривание и литогенез / В. П. Казаринов, Ю. П. Казанский. – М.: Недра, 1969. – С. 384–400.

51. Карта нефтегеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / НАЦ РН им. В. И. Шпильмана. – URL: https://www.crru.ru/koord_ngr.html (дата обращения: 17.09.2023)
52. Карымова, Я. О. Литолого-емкостная модель пустотного пространства нанокolleкторов нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ, 2018. – № 3 (63). – С. 20–24.
53. Карымова, Я. О. Литолого-минералогическая неоднородность газонасыщенных глинистых опок нижнеберезовской подсвиты Медвежьего месторождения / Материалы I научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Геологоразведка. Проблемы и пути их решения» 28–30 ноября 2017 г. – Тюмень: ООО «Газпром геологоразведка», 2017. – С. 14–15.
54. Карымова, Я. О. Роль минералогического фактора в формировании фильтрационно-емкостных свойств газонасыщенных кремнистых отложений нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири : дис. ... канд. геол.-минерал. наук : 25.00.12 / Карымова Яна Олеговна. – Тюмень, 2020. – 153 с.
55. Конторович, А. Э. Геология нефти и газа Западной Сибири. / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов и др. – М.: Недра, 1975. – 679 с.
56. Конторович, А. Э. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде / А. Э. Конторович, С. В. Ершов, В. А. Казаненков и др. // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 5-6. – С. 745–776.
57. Конторович, В. А. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В. А. Конторович, С. Ю. Беляев, А. Э. Конторович и др. // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42, № 11–12. – С. 1832–1845.
58. Кудаманов, А. И. К вопросу о турон-раннеконьякском осадконакоплении в пределах Западно-Сибирской плиты / А. И. Кудаманов, С. Е. Агалаков, В. А. Маринов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 7. – С. 19–26.

59. Кудаманов, А. И. К вопросу об условиях седиментации кампана (верхний мел) Западной Сибири / А. И. Кудаманов, С. Е. Агалаков, В. А. Маринов и др. // Нефтяная провинция. – 2018. – № 4 (16). – С. 38–54.
60. Кудаманов, А. И. Периодизация геологической истории Сибирского осадочного бассейна в позднемеловое время / А. И. Кудаманов, В. А. Маринов, Т. М. Карих и др. // Материалы Всероссийской конференции с международным участием «Динамика и взаимодействие геосфер земли» 8–12 ноября 2021 г. – Томск: Изд-во Томского государственного университета, 2021. – С. 188–191.
61. Кудаманов, А. И. Следы тектонического контроля осадконакопления в туроне Западной Сибири / А. И. Кудаманов, С. Е. Агалаков, В. А. Маринов и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 10 (346). – С. 12–21.
62. Кудаманов, А. И. Трансгрессивно-регрессивный характер осадконакопления в коньяк-сантонских отложениях верхнего мела в Западной Сибири / А. И. Кудаманов, С. Е. Агалаков, В. А. Маринов // Нефтяное хозяйство, 2018а. – № 7. – С. 58–63.
63. Кудаманов, А. И. Хэяхинская пачка опок и перекрывающие кремнисто-глинистые отложения (верхний мел, Западная Сибирь). Особенности строения / А. И. Кудаманов, Т. М. Карих, С. Е. Агалаков, В. А. Маринов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 11. – С. 21–30.
64. Кудаманов, А. И. Цикличность осадкообразования отложений верхнего мела Западно-Сибирской плиты / А. И. Кудаманов, С. Е. Агалаков // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. – 2018б. – Т. 1. – С. 183–190.
65. Курчиков, А. Р. Температурный режим верхней части разреза Севера Западной Сибири / А. Р. Курчиков, С. Е. Агалаков // Материалы международной конференции «Криосфера нефтегазоносных провинций», Тюмень, Россия, 22–29 мая 2004 г. – С. 38.
66. Кулахметов, Н. Х. К вопросу о перспективах нефтегазоносности верхнемеловых отложений северо-востока Западно-Сибирской низменности и

западной части Енисей-Хатангского прогиба / Н. Х. Кулахметов, В. И. Кислухин // Новые материалы по геологии и нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности: Труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень. – 1972. – Вып. 58. – С. 151–154.

67. Кулахметов, Н. Х. Новая нефтегазоносная толща в разрезе верхнего мела севера Западной Сибири / Н. Х. Кулахметов, И. Л. Левинзон, Б. В. Никулин // Материалы научной конференции «Актуальные вопросы геологии и географии Сибири». – Томск: ТГУ. – 1998. – С. 88–91.

68. Маринов, В. А. Региональные и местные подразделения верхнего мела центральных и северных районов Западной Сибири / В. А. Маринов, С. Е. Агалаков, Т. В. Глухов и др. // Бюллетень Московского общества испытателей природы (МОИП). Отдел геологический. – 2021. – Т. 96. – Вып. 3. – С. 12–39.

69. Маринов, В. А. Слои с фораминиферами в разрезе коньякского яруса северо-западных районов Западной Сибири / В. А. Маринов, О. В. Хоментовский // Бюллетень Московского общества испытателей природы (МОИП). Отдел геологический. – 2004. – Т. 79. – Вып. 2. – С. 40–47.

70. Маринов, В. А. Стратиграфия верхнемеловых отложений северо-восточных районов Западной Сибири / В. А. Маринов, И. Валашик, Т. В. Глухов, М. Ю. Новоселова // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии: Сб. науч. трудов. Белгород: Белгородский гос. ун-т. – 2018. – С. 173–177.

71. Маринов, В. А. Стратиграфия нижнего и среднего турона (верхний мел) Приенисейской (левобережной) части Западной Сибири по иноцерамам и фораминиферам / В. А. Маринов, С. Е. Агалаков, И. Н. Косенко и др. // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2018. – Т. 28. – С. 40–58.

72. Маринов, В. А. Строение комплекса верхнемеловых отложений Западной Сибири / В. А. Маринов, С. Е. Агалаков, Т. В. Глухов и др. // Известия вузов. Нефть и газ. – 2021. – № 5. – С. 51–68.

73. Маринов, В. А. Условия формирования дорожковской свиты (верхний мел, турон, Западная Сибирь) / В. А. Маринов, С. Е. Агалаков, И. Н. Косенко и др. //

Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге: Труды 3-го Всероссийского совещания. – Томск: Изд-во ЦППС НД. – 2017. – С. 101–107.

74. Маринов, В. А. Условия формирования песчаных пластов уватского горизонта (верхний мел) северных районов Западной Сибири / В. А. Маринов, А. Ю. Нехаев // Материалы международного научного конгресса Интерэкспо Гео-Сибирь. Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология. – 2018. – Т. 1. – С.159–167.

75. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. – М. : ВНИГНИ, 2000. – 189 с.

76. Молчанов, О. А. Перспективы газоносности надсеноманских отложений западного купола Северо-Уренгойского месторождения / О. А. Молчанов, И. В. Устьянцев, И. Д. Дикамова // Геология нефти и газа. – 2019. – № 1. – С. 55-61.

77. Найт, Ф. Х. Риск, неопределенность и прибыль / Ф. Х. Найт, пер. М. Я. Каждан, ред. В. Г. Гребенников. – М. : Дело, 2003. – 360 с.

78. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 № 117-ФЗ (ред. от 14.07.2022). – Ст. 342.4. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/ (дата обращения: 05.08.2022).

79. Нассонова, Н. В. Неоднородности литолого-минералогического состава нижнеберезовской подсвиты Медвежьего и Харампурского месторождений / Н. В. Нассонова, Д. В. Яновский, М. Ю. Новоселова, А. О. Гордеев // Нефтяная провинция. Спецвыпуск. – 2021. – № 4 (28). – Ч. 1. – С. 1–21.

80. Наумов, А. Л. Проблемы поисков залежей нефти и газа на севере Западной Сибири / А. Л. Наумов. – М., 1986. – 56 с.

81. Нежданов, А. А. Строение и перспективы газоносности сенонских отложений севера Западной Сибири / А. А. Нежданов, В. В. Огибенин, С. А. Скрылев // Газовая промышленность, спецвыпуск «нетрадиционные ресурсы газа». – 2012. – № 676. – С. 32–37.

82. Новоселова, М. Ю. Характеристика верхнемеловых флюидоупоров Западной Сибири / М. Ю. Новоселова, С. Е. Агалаков, А. И. Кудаманов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 10 (346). – С. 35–46.
83. Объяснительная записка к атласу литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины в масштабе 1:5 000 000 / Под ред. И. И. Нестерова. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ. – 1976. – 87 с.
84. Огнев, Д. А. К вопросу выделения кровли березовской и часельской свит в Пур-Тазовском междуречье / Д. А. Огнев, С. Г. Черданцев // Горные ведомости. – 2005. – № 8. – С. 44–50.
85. Огнев, Д.А. Перспективы нефтегазоносности надсеноманского нефтегазоносного комплекса / Огнев Д.А. // Горные ведомости. – 2006. – № 1. – С. 46–51.
86. Осадкообразование и полезные ископаемые вулканических областей прошлого. Том 1. Осадкообразование. Труды Геологического института АН СССР / Под ред. А. В. Пейве, К. И. Кузнецова, В. В. Меннера, П. П. Тимофеева, И. В. Хворовой. – М. : Наука, 1968. – Вып. 195. – 272 с.
87. Ошняков, И. О. Выделение эффективных толщин в опоковидных отложениях березовской свиты по данным расширенного комплекса ГИС и керновых исследований / И. О. Ошняков // Научно-технический вестник «Каротажник». – Тверь. – 2021. – Вып. 8 (314). – С. 110–120.
88. Ошняков, И. О. Изучение отложений березовской свиты по данным расширенного комплекса ГИС и керновых исследований на примере Харампурского месторождения / И. О. Ошняков, А. В. Хабаров, Д. А. Митрофанов, О. А. Лознюк // Научно-технический вестник «Каротажник». – Тверь. – 2019. – Вып. (300). – С. 103–117.
89. Паршуков, А. В. Первый опыт изучения петрофизических, литолого-минералогических и фильтрационно-емкостных свойств сенонских отложений Медвежьего месторождения. Возникшие проблемы и сложности / А. В. Паршуков, А. А. Дорошенко // Тезисы докладов I Международной научно-практической

- конференции «Актуальные вопросы исследования нефтегазоносных пластовых систем (SPRS-2016)». – М. : Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – С. 44–45.
90. Пережогин, А. С. Перспективы нефтегазоносности сенонских отложений Медвежьего месторождения / А. С. Пережогин // Известия вузов. Нефть и газ. – 2014. – № 3. – С. 26–32.
91. Пережогин, А. С. Перспективы нефтегазоносности сенонских отложений севера Западной Сибири : дис. ... канд. геол.-минерал. наук : 25.00.12 / Пережогин Александр Сергеевич. – Тюмень, 2017. – 196 с.
92. Пережогин, А. С. Перспективы освоения сенонского нефтегазоносного комплекса севера Западной Сибири / А. С. Пережогин, А. А. Нежданов, А. С. Смирнов // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 6. – С. 42–45.
93. Подобина, В. М. Биостратиграфия верхнего сеномана северного района Западной Сибири / В. М. Подобина, Т. Г. Ксенева // Меловая Система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии. – Краснодар: Изд-во Кубанского государственного университета. – 2012. – С. 239–241.
94. Подобина, В. М. Фораминиферы и зональная стратиграфия верхнего мела Западной Сибири / В. М. Подобина. – Томск : ТГУ. – 1989. – 175 с.
95. Поляков, А. А. Международный опыт анализа геологических рисков / А. А. Поляков, Ш. М. Мурзин // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7. – № 4. – 29 с.
96. Поляков, А. А. Системный подход к анализу и снижению риска при поисках и разведке месторождений нефти и газа / Поляков А. А. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11, № 1. – 22 с. – DOI: 10.17353/2070-5379/3_2016
97. Поротов, Г. С. Математические методы моделирования в геологии [текст] / Г. С. Поротов. – СПб : СПбГИ им. Плеханова, 2006. – 223 с.
98. Постников, А. В. Кремнистые породы-коллекторы позднемеловых отложений Надым-Пур-Тазовского региона / А. В. Постников, О. В. Постникова, Н. К. Кулагина и др. // Разведка и охрана недр. – 2023. – № 6. – С. 3–8.
99. Постникова, О. В. Минеральный парагенез бактериальных силицитов позднего мела Западной Сибири / О. В. Постникова, А. В. Постников, Н. К. Кулагина и др. //

«Фундаментальные проблемы изучения вулканогенно-осадочных, терригенных и карбонатных комплексов (Литол 2025)»: Материалы Всероссийской научной конференции (с иностранным участием). – М : Геос, 2025. – С. 213–215.

100. Протокол № 29 Заседания секции углеводородного сырья Экспертно-технического совета Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых от 29.11.2021. – 2 с. – URL:

https://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/protokol_no_29_sekcii_uvs_ets_gkz_ot_29.11.2021.pdf (дата обращения: 05.08.2024).

101. Решение 5-го Межведомственного стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ. – 1991. – 54 с.

102. Родивилов, Д. Б. Газонасыщенность нетрадиционного коллектора нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири и ее связь с минеральным составом и структурой пустотного пространства / Д. Б. Родивилов, П. Н. Кокарев, В. Г. Мамяшев // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 3(63). – С. 26–31.

103. Родивилов, Д. Б. Обоснование литолого-петрофизической характеристики и фазового состояния залежей сенонского газоносного комплекса севера Западной Сибири (на примере Медвежьего месторождения) : дис. ... канд. геол.-минерал. наук : 25.00.10 / Родивилов Данил Борисович. – Тюмень, 2020. – 156 с.

104. Родивилов, Д. Б. Разработка методики выделения эффективных толщин и оценки подсчетных параметров коллекторов трудноизвлекаемых запасов газа нижнеберезовской подсвиты / Д. Б. Родивилов // «Проблемы развития газовой промышленности»: Сборник тезисов докладов XX научно-практической конференции молодых ученых и специалистов. – Тюмень: ООО «Газпром проектирование», 2018. – С. 79–80.

105. Ростовцев, Н. Н. Стратиграфический словарь мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности / Н. Н. Ростовцев. – Л. : Недра, 1978. – 183 с.

106. Рыбьяков, А. Н. Генезис силицитов и пустотного пространства коллекторов коньяк-сантонских отложений Медвежьего месторождения / А. Н. Рыбьяков,

С. В. Нерсесов, Р. А. Соколовский и др. // Газовая промышленность. – 2020. – №8. – С. 54–62.

107. Рязанова, Т. А. Характеристика генерационного потенциала березовской свиты Западной Сибири / Т. А. Рязанова, В. В. Марков, И. Г. Павлуткин // Материалы Всероссийской конференции с международным участием «Динамика и взаимодействие геосфер Земли» (Томск, 08–12 ноября 2021). – Томск: Томский центр научно-технической информации, 2021. – С. 219–221.

108. Сапьяник, В. В. Палеоэкологические обстановки седиментации волжских доманикитов Западной Сибири / В. В. Сапьяник, А. Н. Алейников, Н. К. Могучева и др. // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО – Югры: материалы XVIII научно-практической конференции (Ханты-Мансийск, 17–21 ноября 2014 г.) – Ханты-Мансийск, 2015. – Т. 1. – С. 94–104.

109. Сеницын, В. М. Палеогеография Азии / В. М. Сеницын. – М. : Изд-во АН СССР. – 1962. – 268 с.

110. Смирнов, П. В. Фазовые переходы кремнезема в опал-кристобалитовых породах как фактор качества кремнистого сырья / П. В. Смирнов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – № 9. – С. 6–15.

111. Соболев, И. М. Численные методы Монте-Карло / И. М. Соболев. – М. : Наука, 1973. – 312 с.

112. Стригоцкий, С. В. О газопроявлениях при бурении скважин на Медвежьем месторождении / С. В. Стригоцкий, В. В. Масленников // Реф. сборник: Бурение газовых и газоконденсатных скважин. – ВНИИЭГазпром, 1974. – Вып. 4. – С. 8–12.

113. Флюидодинамическая интерпретация сейсморазведочных данных: Учебное пособие / А. А. Нежданов, А. С. Смирнов. – Тюмень: ТГУ, 2021. – 286 с.

114. Фролов, В. Т. Литология : Учебное пособие / В. Т. Фролов. – Книга 1. – М. : Изд-во МГУ, 1992. – 336 с.

115. Хабибуллин, Д. Я. Литолого-минералогические и промыслово-геологические критерии выделения продуктивных зон в сенонских отложениях /

Д. Я. Хабибуллин, А. Н. Рыбьяков, Н. Р. Ситдинов и др. // Газовая промышленность. – 2018. – № 8 (772). – С. 34–41.

116. Черданцев, С. Г. Стратиграфия и индексация продуктивных пластов надсеноманского газоносного комплекса Западной Сибири / С. Г. Черданцев, И. И. Нестеров (мл.), Д. А. Огнев и др. // Горные ведомости. – 2017. – № 2 (150). – С. 14–27.

117. Черепанов, В. В. Проблемы оценки нефтегазоперспективности отложений нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири / В. В. Черепанов, С. Н. Меньшиков, С. А. Варягов и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 2. – С. 11–26.

118. Шатров, С. В. Расчет вероятности открытия месторождения с учетом взаимной зависимости параметров в пределах оцениваемых пластов и структур / С. В. Шатров // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10, № 2. – 14 с.

119. Яневиц, Е. А. Стохастическое моделирование структурных неопределенностей как основа вероятностной оценки ресурсов углеводородов / Е. А. Яневиц, В. В. Лапковский, М. В. Лебедев // Материалы XXV научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири». – Ханты-Мансийск: АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана», 2022. – С. 154–164.

120. Berger, W.H. Biogenous deep-sea sediments: fractionation by deep-sea circulation // Geological Society of America Bulletin. – 1970. – Vol. 81. – P. 1385–1402.

121. Bonatti E., Kollo V., Moore W. S., Stern C. Metallogenesis in marginal basins: Fe-rich basal deposits from the Philippine Sea // Marine Geology. – 1979. – Vol. 32. – P. 21–37.

122. BP Energy Outlook: 2020 edition. – London : BP p.l.c., 2020.

123. Bradfield R., Wright G., Burt G., Cairns G., van der Heijden K. The origins and evolution of scenario techniques in long-range business planning // Futures. – 2005. – Vol. 37. – No. 8. – P. 795–812. – DOI: 10.1016/j.futures.2005.01.003.

124. Chave K. E., Schmalz R. F. Carbonate–seawater interactions // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1966. – Vol. 30. – No. 10. – P. 1037–1048.
125. Cronan D. S., Glasby G. P., Moorby S. A., Thomson J., Knedler K. E., McDougall J. C. A submarine hydrothermal manganese deposit from the south-west Pacific island arc // *Nature*. – 1982. – Vol. 298. – P. 456–458.
126. Delfiner P. Modeling dependencies between geologic risks in multiple targets // *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*. – 2003. – Vol. 6. – No. 1. – P. 57–64.
127. Demirmen F. Reserves estimation: the challenge for the industry // *Journal of Petroleum Technology*. – 2007. – P. 80–89.
128. Ferguson J., Lambert I. B. Volcanic exhalations and metal enrichments at Matupi Harbour, New Britain, T. P. N. G. // *Economic Geology*. – 1972. – Vol. 67. – P. 25–37.
129. Glukhov T. V., Kudamanov A. I., Novoselova M. J. Origin of siliceous sediments in the lower part of Verkhneberezovskaya Suite // *EAGE Conference Proceedings, Tyumen 2021*. – EAGE, 2021. – DOI: 10.3997/2214-4609.202150074.
130. Guidelines for application of the Petroleum Resources Management System. – Richardson, TX : Society of Petroleum Engineers, 2011. – 221 p.
131. Hein I. R., Susan K. M. Comparisons between open-ocean and continental margin chert sequences // *Siliceous Deposits in the Pacific Region*. – 1983. – Vol. 36. – P. 25-43.
132. Hsu K. J. The Odyssey of Geosyncline // *Evolving Concepts in Sedimentology* / Ed. by R. N. Ginsburg. – Baltimore : Johns Hopkins University Press, 1973. – P. 66–92.
133. Ingle J. C. Origin of Neogene diatomites around the North Pacific Rim // *The Monterey Formation and Related Siliceous Rocks of California* / Ed. by R. E. Garrison, R. G. Douglas et al. – Los Angeles : Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, 1981. – P. 159–179.
134. Johnston W. A. The character of the stratification of the sediments in the Recent delta of the Fraser River, British Columbia, Canada // *Journal of Geology*. – 1922. – Vol. 30. – P. 115–129.
135. Karig D. E., Ingle J. C. et al. Initial Reports of the Deep Sea Drilling Project. – Washington : U.S. Government Printing Office, 1975. – Vol. 31. – 927 p.

136. Kastner M., Keene J. B., Gieskes J. Diagenesis of siliceous oozes. I. Chemical controls on the rate of opal-A to opal-CT transformation – an experimental study // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1977. – Vol. 41. – P. 1041–1059.
137. Kudamanov A. I., Agalakov S. E., Novoselova M. J. et al. Tectonics impact on sedimentation process of Western Siberian Upper Cretaceous deposits // *EAGE Conference Proceedings, Tyumen 2021*. – EAGE, 2021. – DOI: 10.3997/2214-4609.202150075.
138. Lisitzin A. P. Distribution of siliceous microfossils in suspension and in bottom sediments // *The Micropaleontology of Oceans* / Ed. by B. M. Funnell, W. R. Riedel. – Cambridge : Cambridge University Press, 1971. – P. 173–195.
139. Lonsdale P., Bischoff J. L., Burns V. M., Kastner M., Sweeney R. E. A high-temperature hydrothermal deposit on the seabed at a Gulf of California spreading center // *Earth and Planetary Science Letters*. – 1980. – Vol. 49. – P. 8–20.
140. Murata I. J., Larson R. R. Diagenesis of Miocene siliceous shales, Temblor Range // *Journal of Research of the U.S. Geological Survey*. – 1975. – Vol. 3. – P. 553–566.
141. Murtha J. A. Estimating reserves and success for a prospect with geologically dependent layers // *SPE Reservoir Engineering*. – 1995. – Vol. 11. – No. 1. – P. 37–42.
142. Murtha J. A. Risk Analysis for the Oil Industry. Article Supplement to Hart's E&P. – 2001. – 24 p.
143. OPEC Annual Statistical Bulletin 2020. – OPEC, 2020. – URL: <https://asb.opec.org/> (accessed 04.03.2022).
144. Petroleum Resources Management System. – Richardson, TX : Society of Petroleum Engineers, 2018. – URL: <https://www.spe.org/en/industry/reserves/> (accessed 08.01.2022).
145. Pisciotto K. A., Garrison R. E. Lithofacies and depositional environments of the Monterey Formation, California // *The Monterey Formation and Related Siliceous Rocks of California* / Ed. by R. E. Garrison, R. G. Douglas et al. – Los Angeles : Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, 1981. – P. 97–122.
146. Rose P. R. Risk analysis and management of petroleum exploration ventures // *AAPG Methods in Exploration Series*. – 2001. – No. 12. – 164 p.

147. Scholl D. W., Creager J. S. Geologic synthesis of Leg 19 (DSDP) results: Far North Pacific and Aleutian Ridge, and Bering Sea // Initial Reports of the Deep Sea Drilling Project. – 1973. – Vol. 19. – P. 897–913. – Washington : U.S. Government Printing Office.
148. Smalley P. C., Begg S. H., Naylor M. et al. Handling risk and uncertainty in petroleum exploration and asset management: an overview // AAPG Bulletin. – 2008. – Vol. 92. – No. 10. – P. 1251–1261.
149. Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospects. – Bangkok : CCOP, 2000. – 35 p.
150. Windom H. L. Eolian contributions to marine sediments // Journal of Sedimentary Petrology. – 1975. – Vol. 45. – P. 520–529.