

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

На правах рукописи



Олейник Елена Владимировна

АНАЛИЗ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ СТРОЕНИЯ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ
В СВЯЗИ С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ КЛИНОФОРМНОЙ ЧАСТИ
НЕОКОМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ ХМАО.

Специальность 25.00.12 – Геология, поиски и разведка
нефтяных и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
доктор геолого-минералогических наук,
профессор Мясникова Г.П.

Тюмень, 2019.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	3
1. Общая характеристика верхнеюрско-нижнемеловой части разреза на территории ХМАО. 10	
1.1. Строение нефтегазоносных комплексов верхнеюрско-нижнемеловой части разреза ... 10	
1.1.1. Строение баженовско-абалакского НГК..... 11	
1.1.2. Строение неокомского НГК..... 18	
1.2. Выявленная нефтеносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений..... 31	
1.2.1. Нефтеносность баженовско-абалакского НГК..... 31	
1.2.2. Нефтеносность неокомского НГК 35	
2. Выделение и картирование пачек баженовской свиты в центральной части ХМАО..... 42	
2.1. Современные представления о критериях расчленения разреза баженовской свиты... 42	
2.2. Литологическая характеристика пачек, выделенных в разрезе баженовской свиты 47	
3. Оценка изменчивости вещественного состава отложений баженовской свиты и ее возрастных аналогов. 66	
3.1. Основные породообразующие составляющие отложений баженовской свиты. 66	
3.2. Характеристика вещественного состава пачек баженовской свиты 73	
4. Тип органического вещества..... 86	
4.1. Дифференцированное выделение типов органического вещества по скважинам..... 86	
4.2. Уточнение районирования типов органического вещества..... 93	
4.3. Взаимосвязь типов органического вещества и состава нефтей в клиноформных резервуарах неокома. 100	
5. Зоны аномального строения баженовской свиты 105	
5.1. Взгляды исследователей на условия формирования аномальных разрезов баженовской свиты..... 105	
5.2. Тектурные особенности пород в аномальных разрезах баженовской свиты. 109	
5.3. Распределение зон аномального строения баженовской свиты на территории ХМАО- Югры. 115	
5.4. Строение зоны аномального разреза в районе Урьевской и Поточной площадей. 121	
6. Выбор параметров и их количественные зависимости с плотностью ресурсов для клиноформной части неокомского комплекса 129	
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	138
Список литературы	141

ВВЕДЕНИЕ

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является основной ресурсной базой углеводородного сырья России. Большая часть запасов нефти провинции сосредоточена в неомском нефтегазоносном комплексе (НГК), содержащем более 55% начальных суммарных ресурсов ХМАО-Югры. За 50 лет освоения Западной Сибири запасы комплекса преимущественно выявлены и в основном находятся в разработке, большая часть выявленных запасов нефти добыта.

Открытия крупных новых скоплений углеводородов в отложениях этого комплекса на территории ХМАО в связи с высокой буровой и сейсмической изученностью не ожидается. Однако существует высокая вероятность обнаружения в этих отложениях большого количества мелких по запасам залежей нефти, способных восполнить ресурсную базу провинции. Поисковое бурение в пределах всех, выявленных сейсмическими работами мелких структур, не выгодно с экономической точки зрения. Одним из путей повышения вероятности положительного результата бурения является изучение особенностей строения верхнеюрской нефтематеринской толщи и ее влияния на прилегающие нефтегазоносные комплексы.

Отложения волжского времени формирования в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции являются уникальными в разрезе осадочного чехла. С одной стороны, эти породы являются нефтематеринскими как для вышележащих отложений неомского НГК мелового возраста, так и для залегающих ниже юрских комплексов. В то же время, в благоприятных условиях они являются резервуаром, вмещающим нефтяные залежи. Таким образом, изучение их строения необходимо не только для повышения эффективности опосредованного поиска нижнемеловой части разреза, но и для выявления направлений поиска в отложениях нефтематеринской толщи.

Поэтому *актуальность работы*, основная цель которой выявить закономерности строения нефтематеринской толщи и взаимосвязь с нефтеносностью и геологическими особенностями строения отложений

неокомского НГК, и их влияние на распределение в нем залежей углеводородов, что необходимо для обеспечения высокой вероятности положительного результата поисковых работ, очевидна.

Степень разработанности. Объектом исследований выбраны отложения баженовской свиты и ее возрастных аналогов и нижнемеловые отложения центральной части ХМАО. Территория исследований хорошо изучена бурением, следовательно, достоверность работы обеспечена достаточным количеством фактического материала. Изучением как нефтематеринской толщи, так и вышележащих нижнемеловых отложений Западно-Сибирского бассейна, в пределах территории работ занимались многие исследователи, опубликованные материалы которых лежат в основе понимания строения верхнеюрско-нижнемеловой части разреза в пределах ХМАО. В разные годы региональными геологическими и сейсмогеологическими исследованиями верхнеюрско-нижнемеловых отложений занимались В.И. Белкин, Н.М. Белкин, В.Б. Белозеров, М.М. Биншток, Ф.Я. Боркун, В.Н. Бородкин, Ю.В. Брадучан, Н.А. Брылина, Л.М. Бурштейн, В.А. Волков, Г.М. Гогоненков, И.В. Гончаров, В.Ф. Гришкевич, Ф.Г. Гурари, Е.Е. Даненберг, Т.В. Дорофеева, В.Г. Елисеев, А.Е. Еханин, М.Ю. Зубков, В.П. Игошкин, Г.А. Калмыков, Ю.Н. Карагодин, А.Э. Конторович, В.А. Корнев, Т.А. Коровина, А.Р. Курчиков, Н.В. Лопатин, О.М. Мкртчян, А.Г. Мухер, Г.П. Мясникова, А.Л. Наумов, А.А. Нежданов, С.Г. Неручев, И.И. Нестеров, И.И. Нестеров(мл.), А.С. Никольская, Г.И. Плавник, Н.Н. Ростовцев, Т.В. Рубина, М.Я. Рудкевич, Л.Г. Судат, Н.В. Судат, Л.О. Сулейманова, Л.Л. Трусков, Л.Я. Трушкова, И.Н. Ушатинский, С.И. Филина, В.В. Хабаров, Ф.З. Хафизов, В.В. Шиманский, А.В. Шпильман, В.И. Шпильман, Г.С. Ясович и другие исследователи.

Основной целью исследований является изучение детального строения отложений баженовской свиты и ее возрастных аналогов, выявление влияния особенностей строения этих отложений на нефтеносность залегающих выше пород неокома для выбора наиболее эффективных направлений поисковых работ в отложениях верхнеюрско-нижнемеловой части разреза и обеспечения высокой вероятности положительного результата поисковых работ.

В ходе исследований решались следующие *задачи*:

- выделение в отложениях баженовской свиты и ее возрастных аналогов в пределах изучаемой территории слоев, отличных по литологическому составу пород;
- уточнение модели строения баженовской свиты и ее возрастных аналогов с учетом результатов минералогических и геохимических исследований;
- уточнение границ распространения зон аномального строения баженовской свиты с использованием данных поисково-разведочного бурения;
- анализ закономерностей распределения залежей нефти в клиноформных резервуарах неокомского НГК;
- выявление особенностей геологического строения верхнеюрско-нижнемеловой части разреза, влияющих на процессы миграции и аккумуляции углеводородов в отложениях ачимовской толщи и в шельфовых пластах неокома.

Степень достоверности. Работа основана на обширном фактическом материале. Используются данные ГИС по поисковым и разведочным скважинам, пробуренным в пределах изучаемой территории и вскрывшим отложения нижнего мела и верхней юры. Учтены материалы региональных сейсморазведочных работ, обработка которых выполнена коллективом лаборатории интерпретации сейсмической информации АУ ХМАО-Югры «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана», возглавляемым Кулагиной С.Ф. Проанализированы описания керн по скважинам, выполненные различными исследователями, в том числе и автором, проведено описание керн верхнеюрских отложений по 200 скважинам, пробуренным на территории ХМАО. Изучены данные биостратиграфии (возраст пород, определенный по фаунистическим данным, сотрудниками ЗапСибНИГНИ и СНИИГГиМС), нефтегеологическая информация (результаты испытания скважин). Проанализированы результаты лабораторных исследований керн баженовской свиты и ее возрастных аналогов, в том числе пиролитические

данные 3995 образцов по 208 скважинам, данные минералогических исследований керн (РСА, РФА) по 3408 образцам из 191 скважины. В НАЦ РН в осложненной части неокомского нефтегазоносного комплекса выделено 14 резервуаров клиноформного типа по результатам корреляции поисково-разведочного бурения и материалам региональных сейсморазведочных работ. По всем резервуарам построена серия карт, характеризующих их строение. По резервуарам пластов группы БВ (7 резервуаров) автором проведена корреляция и расчленение нижнемеловой части разреза более 4000 скважин. При непосредственном участии автора построена карта толщин флюидоупора, перекрывающего баженовские отложения, использованы выделенные автором толщины флюидоупора в разрезе 3318 скважин. Проанализированы свойства нефтей по залежам клиноформной части неокома (1917 залежей), построены схемы изменения параметров нефтей по 12 клиноформным резервуарам с выявленной нефтеносностью ачимовских и шельфовых пластов.

Научная новизна диссертации заключается в следующем:

Установлено, что пачки в разрезе баженовской свиты (БС), отличающиеся по литологическим и геофизическим характеристикам, прослеживаются на значительной территории в пределах ХМАО. Выделены зоны отсутствия в разрезе свиты двух нижних пачек. Разработана методика построения карт пиролитических и минералогических параметров баженовских отложений, учитывающая неравномерность отбора керн. Разработана схема расположения областей с различным типом органического вещества (ОВ) в отложениях БС и ее возрастных аналогов, установленным на основе идентификации типа ОВ в скважинах. На основании данных поисково-разведочного бурения построена региональная схема распространения зон аномального строения БС на территории ХМАО. Установлено влияние площади зон аномальных разрезов БС и толщины флюидоупора над ней на нефтеносность отложений клиноформной части неокома.

Методология и методы исследования.

Методология исследования основана на интегрировании большого количества геологической и геофизической информации. Для корреляции верхнеюрско-нижнемеловой части использованы геофизические методы – ГИС, данные региональных сейсмических исследований, материалы площадных сейсмических работ. Для уточнения границ объекта исследования и выделения внутри объекта границ слоев различного литологического состава использован керновый материал и результаты его изучения методом пиролиза, РСА и РФА. Связь геологических параметров, влияющих на нефтеносность неокомских отложений, устанавливалась методом регрессионного анализа.

Защищаемые положения:

1. Пачки баженовской свиты и ее возрастных аналогов прослеживаются на значительной части территории ХМАО. Области распространения пачек расширяются снизу вверх, из чего следует, что формирование баженовских отложений началось в области развития абалакской свиты, а затем распространилось в восточном направлении.

2. Выявлены закономерности изменения литологических и геохимических характеристик БС и ее возрастных аналогов. Повсеместно вверх по разрезу наблюдается увеличение содержания органического вещества. В западной части территории ХМАО вверх по разрезу увеличивается содержание глинистого и снижается доля кремнистого вещества. Восточнее встречается обратная закономерность или сохранение пропорций по разрезу. Проявляется тенденция увеличения кремнистости и снижения глинистости с запада на юго-восток и восток.

3. Тип органического вещества баженовской свиты и ее возрастных аналогов меняется по территории ХМАО. Наряду с традиционно выделяемым ОВ типа II, закартированы зоны распространения керогена БС с пиролитическими характеристиками, соответствующими ОВ типа I и смешаного типа I-II. В отдельных скважинах западных районов округа характеристики ОВ баженовских отложений соответствуют типам II-III и III.

4. Выявлена корреляционная зависимость плотности ресурсов нефти в отложениях клиноформных резервуаров неокомского НГК с площадью зон аномального строения баженовской свиты и толщины флюидоупора над баженовскими отложениями.

Теоретическая и практическая значимость. Исследования автора использованы в работах по оценке потенциальных ресурсов углеводородов неокомского НГК в пределах Ханты-Мансийского автономного округа в федеральных тематических работах 2004 и 2012 гг и генерационного потенциала баженовской свиты 2016 г в рамках федеральной тематики «Дифференцированная оценка перспектив нефтеносности баженовской свиты Западно-Сибирской НГП». В период проведения поисково-разведочных работ в ХМАО-Югре за счет ВМСБ и бюджета автономного округа результаты исследований использовались при формировании программ ГРП на нераспределенном фонде недр округа. В настоящее время они используются при подготовке программ лицензирования территории ХМАО-Югры.

Апробация работ. Результаты исследований и основные положения диссертации представлялись на международных и региональных конференциях: с 2001 по 2017 год в г.Ханты-Мансийске на научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала», в 2008 году в г.Санкт-Петербурге на научно-практических конференциях «Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности» и «Теория и практика геолого-экономической оценки разномасштабных нефтегазовых объектов. Актуальные проблемы подготовки и освоения углеводородной и сырьевой базы», в 2014 и 2016 гг на X и XI Уральских литологических совещаниях в г.Екатеринбурге, IV и V научно-технических конференциях «Проблемы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов нефтегазоконденсатных месторождений» (г. Санкт-Петербург, 2015 и 2016 гг), в 2015 году на Международной научно-практической конференции «Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов» в г. Казань, на Восьмом Всероссийском совещании «Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии»

в 2016 году, совместном семинаре EAGE/SPE 2017 «Наука о сланцах: проблемы разведки и разработки» (Москва, 2017 г).

Публикации. Автором опубликованы 30 статей, в том числе по теме диссертации 13. Кроме того, результаты исследований изложены в научно-производственных отчетах.

Структура работы. Диссертация состоит из введения, 6 глав и заключения и содержит 154 страницы текста, 65 рисунков. Приведенная в работе библиография включает 102 наименования.

Благодарности. Выражаю признательность Волкову Владимиру Андреевичу за плодотворное сотрудничество на протяжении многих лет, при поддержке которого реализованы многие идеи, использованные в работе. Благодарю своего научного руководителя Мясникову Галину Петровну, способствовавшего появлению этой работы. Автор признателен своим коллегам по работе в НАЦ РН им. В.И. Шпильмана.

1. Общая характеристика верхнеюрско-нижнемеловой части разреза на территории ХМАО

1.1. Строение нефтегазоносных комплексов верхнеюрско-нижнемеловой части разреза

Основной этаж нефтеносности Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНГП) приурочен к верхнеюрско-нижнемеловой части разреза. За долгие годы освоения провинции выявлена значительная доля запасов углеводородного сырья. Невыявленные ресурсы в первую очередь связывают с нетрадиционными коллекторами, со сложно-построенными фациально-изменчивыми толщами, с глубокозалегающими горизонтами. Однако и в хорошо-изученной нижнемеловой части разреза есть вероятность открытия мелких по запасам скоплений углеводородов. За многие годы накоплен большой багаж знаний по строению верхнеюрско-нижнемеловой части разреза. Многие исследователи занимались региональным и детальным изучением этих отложений. В формирование модели строения исследуемой части разреза Западной Сибири вложили труд многие ученые - В.И. Белкин, Н.М. Белкин, В.Б. Белозеров, М.М. Биншток, Ф.Я. Боркун, В.Н. Бородкин, Ю.В. Брадучан, Н.А. Брылина, Л.М. Бурштейн, В.А. Волков, Г.М. Гогоненков, И.В. Гончаров, В.Ф. Гришкевич, Ф.Г. Гурари, Е.Е. Даненберг, Т.В. Дорофеева, В.Г. Елисеев, А.Е. Еханин, М.Ю. Зубков, В.П. Игошкин, Г.А. Калмыков, Ю.Н. Карагодин, А.Э. Конторович, В.А. Корнев, Т.А. Коровина, А.Р. Курчиков, Н.В. Лопатин, О.М. Мкртчян, А.Г. Мухер, Г.П. Мясникова, А.Л. Наумов, А.А. Нежданов, С.Г. Неручев, И.И. Нестеров, И.И. Нестеров(мл.), А.С. Никольская, Г.И. Плавник, Н.Н. Ростовцев, Т.В. Рубина, М.Я. Рудкевич, Л.Г. Судат, Н.В. Судат, Л.О. Сулейманова, Л.Л. Трусов, Л.Я. Трушкова, И.Н. Ушатинский, С.И. Филина, В.В. Хабаров, Ф.З. Хафизов, В.В. Шиманский, А.В. Шпильман, В.И. Шпильман, Г.С. Ясович и многие другие.

Отложения волжского времени формирования в пределах ЗСНГП являются уникальными в разрезе осадочного чехла. Характеризуясь максимальной концентрацией органического вещества, отложения рассматриваются в качестве основной нефтегазоматеринской толщи. Нефтегенерационные характеристики толщи подтверждены исследованиями многих специалистов (И.В. Гончаров, М.В. Дахнова, Г.А. Калмыков, А.Э. Конторович, С.Г. Неручев, И.И. Нестеров и другие). После открытия промышленных скоплений углеводородов в баженовской свите, ее отложения многими исследователями изучаются как перспективный объект поисковых работ. Уникальность отложений баженовской свиты описана в большом количестве публикаций (Ф.К. Салманов 1970, И.И. Нестеров 1973, Т.В. Дорофеева 1992, М.Ю. Зубков 1999 и другие). Всеми авторами подчеркивается сложность строения этого объекта и проблематичность выявления зон, перспективных для поиска залежей в отложениях баженовской свиты. С точки зрения нефтегазонакопления в анализируемой части разреза выделено два нефтегазоносных комплекса – баженовско-абалакский и неокомский.

1.1.1. Строение баженовско-абалакского НГК

Баженовско-абалакский нефтегазоносный комплекс (НГК) распространен практически на всей территории ХМАО. На основной части территории развития комплекса в его состав входят отложения баженовской свиты, помимо которых комплекс включает в себя ее возрастные аналоги – нижние подсвиты тутлеймской и мулымьинской свит. Отложения баженовской свиты и ее возрастных аналогов принимаются в объеме верхов нижневолжского (J_3v_1) – низов нижеберриасского (K_1b_1) подъярусов [82].

Мощность отложений баженовской свиты и ее возрастных аналогов (рис.1.1) в целом изменяется от 15-20 до 60-65 м. В тектоническом отношении толщины более 30 м приурочены к отрицательным тектоническим элементам, например, в пределах Толькинского мегапрогиба толщины баженовской свиты

достигают 60 м и более. Уменьшение толщин свиты характерно для положительных форм рельефа, на территории Нижневартовского свода толщины свиты составляют 10-15м. Карта толщин баженовской свиты и ее возрастных аналогов получена путем вычитания структурных поверхностей кровли и подошвы этих стратонов, построенных в рамках работ по созданию структурного каркаса региона в НАЦ РН им. В.И. Шпильмана. По данным сейсмических исследований поверхность кровли баженовской свиты и ее возрастных аналогов соответствует отражающему горизонту Б, который уверенно прослеживается по всей территории ХМАО. Подошва свиты соответствует отражающему горизонту Б1, прослеженному по нижней фазе сложного волнового пакета Б. При построении карт использованы данные бурения как в пределах округа, так и на прилегающей к нему территории, всего использованы данные более 10000 скважин, а так же материалы около 1800 площадных сеймопартий [Волков В.А. 2012].

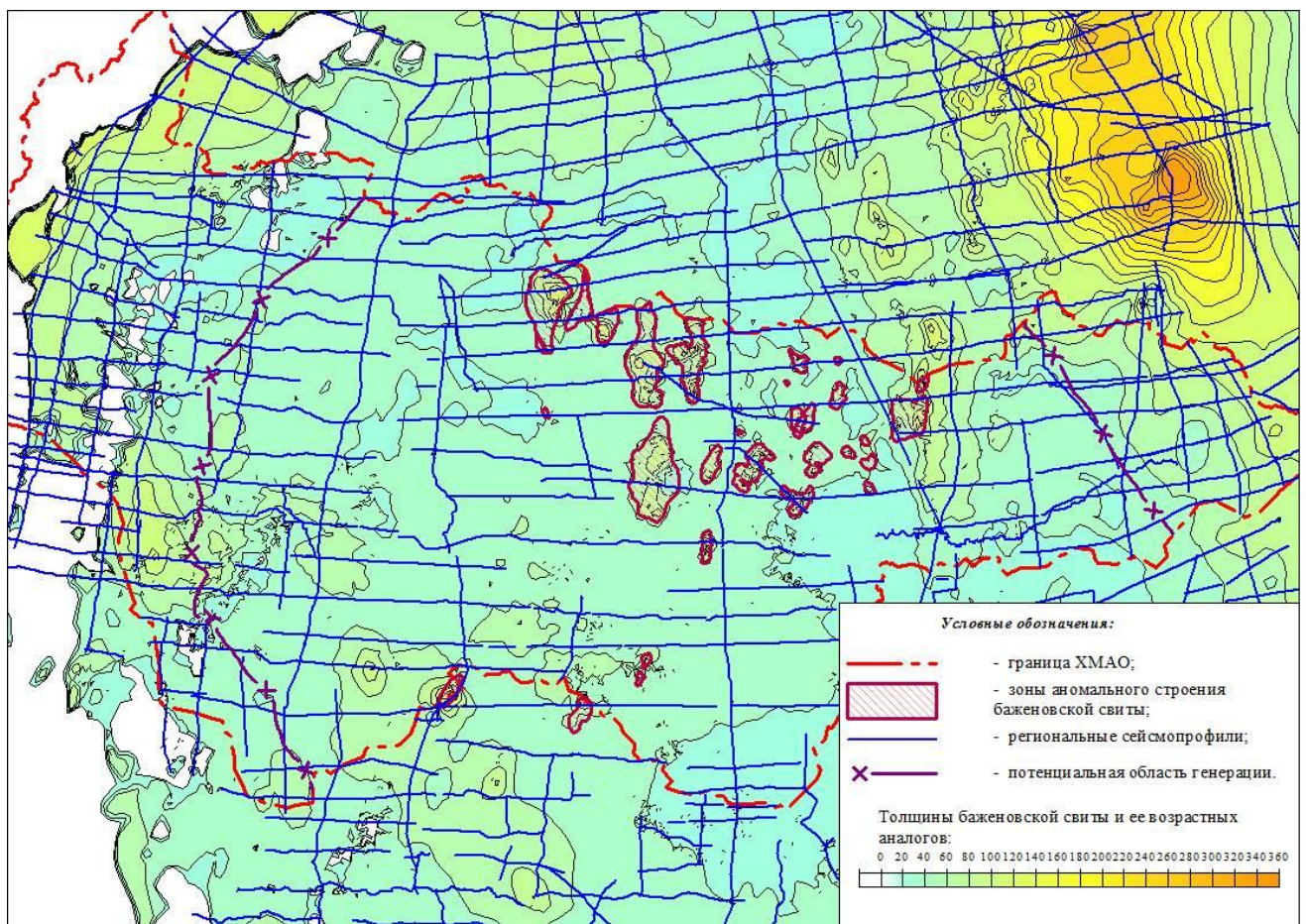


Рис. 1.1. Карта толщин баженовской свиты и ее возрастных аналогов.

Отложения баженовской свиты отличаются повышенной концентрацией органического углерода, среднее содержание которого достигает 12% и более. По мере приближения к границе обрамления бассейна отложения возрастного уровня баженовской свиты по своим параметрам не отличаются от выше- и нижезалегающих отложений. Так в западной части ХМАО породы даниловской свиты характеризуются низким (менее 4-5%) содержанием органического углерода, что сопоставимо с отложениями нижнемеловой части разреза. Поэтому потенциальная область генерации углеводородов баженовской нефтематеринской толщей ограничена. Граница проводилась с учётом ряда характеристик. Кроме концентрации Сор_г учитывались глубины залегания пород, пластовые температуры и характеристики ГИС в пределах границ горизонта. Поскольку количество данных исследования крена особенно в краевых зонах незначительно, приоритетными при проведении границы были геофизические характеристики как исследуемых пород, так и выше- и нижезалегающих отложений.

В западной части ХМАО граница генерации практически совпадает с границей Казым-Кондинского и Ямало-Тюменского структурно-фациальных районов, то есть проведена в районе перехода тутлеймской свиты в даниловскую. Концентрация органического углерода в районе границы не превышает 5-6%. Глубины залегания позднеюрских отложений составляют 1500-1700 м, пластовые температуры около 90°.

В восточной части округа граница генерации более условна, чем в западных хорошо изученных районах округа. Граница проходит в пределах Ажарминского структурно-фациального района в зоне развития марьяновской свиты. Отложения марьяновской свиты менее изучены бурением, в связи со слабой изученностью сейсмическими работами глубины залегания позднеюрских отложений в этой части округа не достоверны. По данным ГИС, полученным на Боровой площади описываемые отложения отличаются от вышележающих пород куломзинской свиты повышенными значениями радиоактивности [Олейник Е.В. 2012]. Значения сопротивлений не высокие и не превышают значений, характеризующих глинистые пропластки нижнемеловых отложений. Концентрация органического

углерода сопоставима с западными районами и не превышает 5-6%. Однако глубина залегания свиты больше, чем на западе, в скважинах Боровой площади достигает 2100-2200 м, пластовые температуры около 80°.

Выделенная область генерации принята за границу развития баженовско-абалакского НГК на возрастном уровне баженовской свиты. Западнее и восточнее выделенной территории существенно уменьшаются глубины залегания возрастных аналогов баженовских отложений, снижаются современные пластовые температуры. Учитывая эти факторы даже при значительных средних концентрациях органического вещества на этих территориях исследуемые породы не являются нефтепроизводящими.

Область выявленной нефтеносности в юрско-меловых отложениях в пределах ХМАО шире выделенной области генерации нефтематеринской толщи. За ее пределами на расстоянии не более 80-90 км на территории округа выявлены преимущественно газовые залежи, в меньшей степени газоконденсатные, газонефтяные и нефтяные залежи. Это, с одной стороны, объясняется описанными моделями латеральной миграции углеводородов [Тиссо Б. 1981; Лившиц В.Р. 2014], а с другой – возможными источниками углеводородов в более глубокозалегающих отложениях. Собственно в отложениях баженовской свиты и ее возрастных аналогов залежей нефти за пределами выделенной области генерации не выявлено.

В пределах Фроловско-Тамбейского и Казым-Кондинского структурно-фациальных районов НГК согласно «Региональной стратиграфической схеме келловей и верхней юры Западной Сибири» [82] баженовско-абалакский НГК включает в себя отложения абалакской свиты, время формирования которых датируется позднебатским (J_2bt_3) - ранневолжским (J_3v_1) веками. Западнее и восточнее выше обозначенных структурно-фациальных районов отложения одновозрастные абалакской свите существенно опесчаниваются. В Ямало-Тюменском районе возрастным аналогом абалакской свиты является нижняя подсвита даниловской свиты. В разрезе подсвиты выделяются песчано-гравелитовые пласты вогулкинской толщи, появление которых фиксируется и в

южной части территории Казым-Кондинского района. Восточнее территории развития абалака в пределах Пурпейско-Васюганского структурно-фациального района возрастным аналогом свиты являются отложения георгиевской свиты и песчано-алевритовые породы васюганкой свиты.

Структурную поверхность кровли абалакской свиты (подошвы баженовской свиты) контролирует отражающий горизонт B_1 . Структурная поверхность подошвы свиты приурочена к отражающему горизонту Т. Оба горизонта являются основными корреляционными реперами для всей Западной Сибири и по территории ХМАО прослежены по всем имеющимся в наличии материалам сейсмических работ.

Карта толщин абалакской свиты получена путем вычитания структурных поверхностей кровли абалакской (отражающий горизонт B_1) и тюменской свит (в окрестностях отражающего горизонта Т). Свита распространена согласно региональной стратиграфической схемы келловоя и верхней юры Западной Сибири [2004г] на территории Фроловско-Тамбейского и Казым-Кондинского структурно-фациальных районов. Толщины отложений свиты в пределах области ее распространения изменяются от 15-20 до 80-85 м, и на большей части территории не превышают 40 м. В западной части округа, преимущественно глинистые отложения свиты с прослоями карбонатных пород осложняются песчаниками вогулгинской толщи, приуроченными к выступам пород фундамента.

В восточной части территории Фроловско-Тамбейского структурно-фациального района наблюдается увеличение толщин абалакской свиты до 80 м и более, что в два раза больше, чем на остальной части территории ее развития, где толщины свиты не превышают 40 м. Эту часть территории можно рассматривать в качестве переходной зоны отложений абалакской свиты в одновозрастные отложения георгиевской и васюганской свит, распространенных в Пурпейско-Васюганском районе (рис.1.2).

Западная граница переходной зоны абалакских отложений в породы васюганской и георгиевской свит принята по изолинии толщин отложений

абалакской свиты 40 м. Восточной границей переходной зоны является граница распространения васюганской свиты согласно региональной стратиграфической схемы келловоя и верхней юры Западной Сибири. Переход свит носит постепенный характер, что прослеживается по данным ГИС и имеющимся в наличии описаниям керн. Общая мощность отложений абалакской свиты в переходной зоне сопоставима с суммарной мощностью георгиевской и васюганской свит и достигает 80 м, кроме того в разрезе свиты появляются прослой песчано-алевритовых пород, не характерных для абалакских отложений в этой части территории ХМАО.

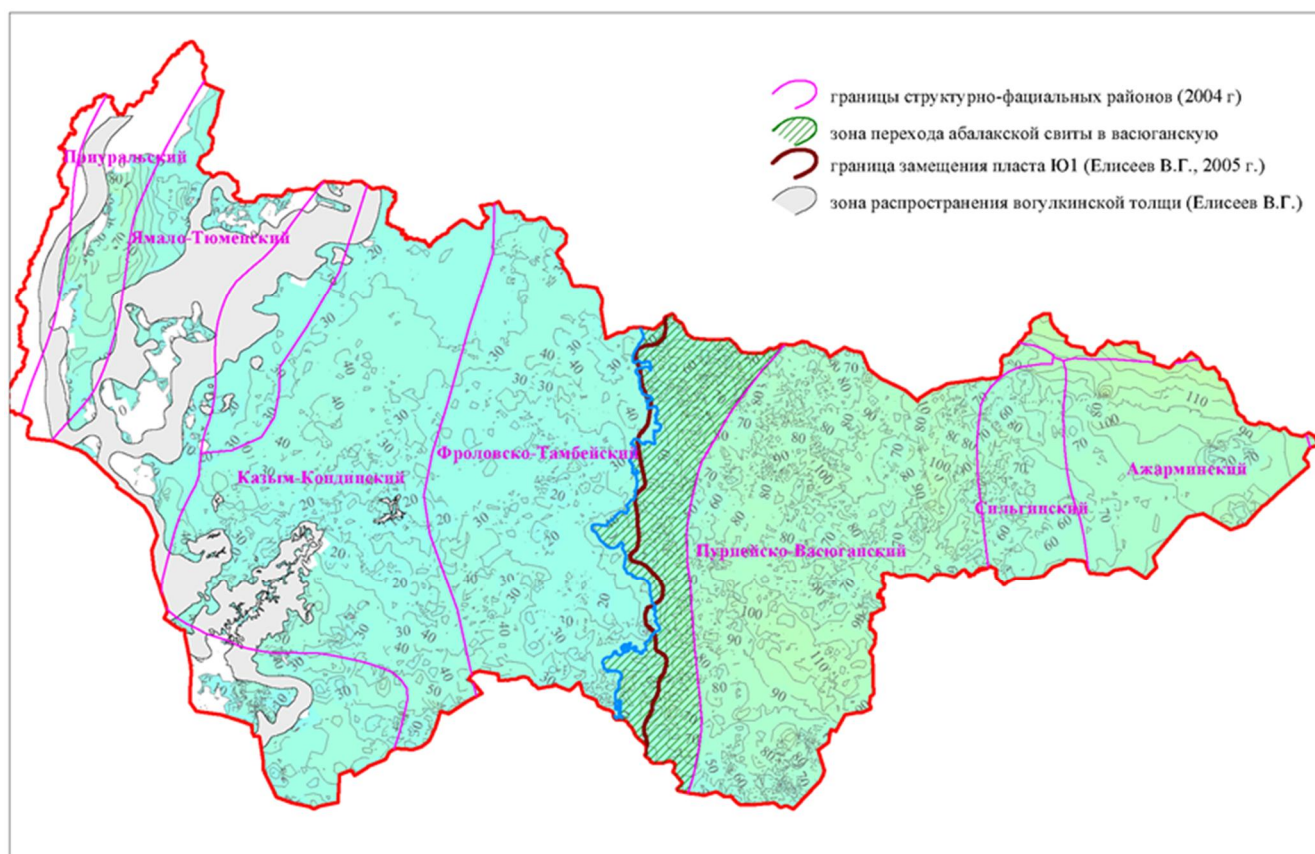


Рис.1.2. Карта общих толщин абалакской свиты и ее возрастных аналогов.

Переходная зона согласно региональной стратиграфической схемы [82] расположена на территории развития абалакской свиты. Однако по мощности, по появлению в верхней части разреза маломощных песчано-алевритовых прослоев сопоставима с васюганскими отложениями, а по появлению в кровельной части

геофизических характеристик, таких как понижение сопротивлений и появление каверны, сходна с особенностями георгиевской свиты. На рисунке 1.2 представлены границы замещения группы пластов Ю1, прослеженных в разрезе васюганской свиты В.Г. Елисеевым [Атлас 2004, В.Г. Елисеев 2005], границу замещения пласта Ю1/1 существенно отличную от официально принятой МСК, Елисеев В.Г. описывал как границу перехода абалакской свиты в георгиевскую и васюганскую свиты. За последние годы граница замещения пласта Ю1/1 уточнена и представлена в данной работе как западная граница переходной зоны. Учитывая отличия переходной зоны и от большей части территории развития абалакской свиты и от существенно опесчаненного разреза васюганской свиты, возможно есть необходимость выделения этой территории в самостоятельный структурно-фациальный район, либо подрайон в составе или Фроловско-Тамбейского или Пурпейско-Васюганского районов.

Граница развития баженовско-абалакского НГК на возрастном уровне абалакской свиты принята по появлению в разрезе коллекторов порового типа, в западной части территории это граница развития вогулкинской толщи, в восточном направлении это граница переходной зоны, в кровельной части свиты на территории которой появляются прослои песчано-алевритовых пород пласта Ю₁¹.

Все свиты, объединенные в баженовско-абалакский комплекс, сложены глинисто-карбонатно-кремнистыми породами. Отложения баженовской свиты и ее возрастных аналогов отличаются повышенным содержанием органического углерода и традиционно рассматриваются в качестве основной нефтематеринской толщи как для вышележащих отложений неокома, так и для нижележащих нефтесодержащих пород верхней и средней юры. Вместе с тем, отложения баженовской свиты являются нефтесодержащими, в них на территории Ханты-мансийского автономного округа на 1.01.2015 года открыто 85 залежей нефти. Породы абалакской свиты не обладают сколько-нибудь существенным генерационным потенциалом и могут рассматриваться лишь как нефтесодержащий резервуар.

Согласно схеме нефтегеологического районирования в пределах ХМАО баженовско-абалакский НГК распространен на территории Красноленинской, Фроловской, Среднеобской, Каймысовской и Надым-Пурской НГО.

Начальные геологические ресурсы баженовско-абалакского комплекса по оценке на 1.1.2009 года (официально утвержденные в январе 2012 года) составляют 11.044 млрд.т.

1.1.2. Строение неокомского НГК

Неокомский нефтегазоносный комплекс распространен практически на всей территории ХМАО и включает в себя нижнемеловые отложения от берриаса до апта (K_{1b} – K_{1a}). По особенностям строения эти отложения разделяются на осложненную и неосложненную части. Площади распространения частей комплекса не совпадают в плане. Неосложненная часть неокомского НГК распространена практически на всей территории округа за исключением территории Восточно-Уральской ПНГО и восточной части ХМАО (восточнее границы раскрытия алымской покрывки). Отложения этой части комплекса формировались преимущественно в континентальных и субконтинентальных обстановках осадконакопления, лишь на территории Фроловской нефтегазоносной области (НГО) в районе оси бассейна фациальные условия осадконакопления сменяются на мелководные. В неосложненном неокоме выявлены крупные и даже уникальные по запасам залежи УВ на Самотлорском, Федоровско-Сургутском, Покачевско-Урьевском и других месторождениях.

Осложненная часть неокома представляет собой переслаивание групп регрессивных проницаемых пластов с трансгрессивными глинистыми пачками, то есть совокупность проницаемых резервуаров, содержащих скопления углеводородов, клиноформного типа, перекрытых зональными покрывками. Отложения осложненной части неокома в отличие от неосложненной формировались преимущественно в морской обстановке. На востоке территории ХМАО осложненная часть неокомского НГК ограничена раскрытием покрывки

над наиболее древним клиноформным резервуаром. На западе условно ограничена осью бассейна на конец формирования отложений комплекса и, частично, границей примыкания быстринской покрышки клиноформного резервуара АС₇₋₉ к кровле баженовской свиты. Этот резервуар является наиболее молодым по времени формирования среди всех включенных в состав осложненного неокома резервуаров клиноформного типа.

Отложения неокомского возраста имеют клиноформное залегание и западнее оси бассейна. Однако в качестве самостоятельных объектов подсчета начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти на территории ХМАО клиноформные резервуары выделяются в составе осложненной части неокомского НГК только восточнее оси. Клиновидные тела восточного падения, развитые западнее оси бассейна, имеют более пологое залегание относительно отложений баженовской свиты и ее возрастных аналогов, возможно в следствие более низкой динамики привноса обломочного материала с западных источников сноса, и существенное увеличение в разрезе глинистой составляющей. Нефтяных залежей в предполагаемых аналогах осложненной части неокомского НГК западнее оси в пределах Красноленинской НГО не выявлено. В Приуральской НГО отложения неокома залегают на небольших глубинах, изучены бурением неравномерно. В отложениях пачки Н - предполагаемом возрастном аналоге пластов осложненной части неокома выявлены мелкие по запасам залежи газа на С.-Алясовском, Ю.-Алясовском и Деминском месторождениях. В целом, отложения неокома западнее оси выделены в единый объект оценки НСР – неокомский НГК и оцениваются как малоперспективные.

В разрезе неокомский НГК в зоне его разделения на осложненную и неосложненную части восточнее оси бассейна выглядит следующим образом (рис.1.3). Верхняя часть комплекса, неосложненная, представлена существенно опесчаненными отложениями, нижняя часть комплекса, осложненная, представляет собой чередование клиноформных резервуаров и перекрывающих их покрышек. Кровлей осложненного неокома является ступенчатая граница, формирующаяся трансгрессивными пачками и

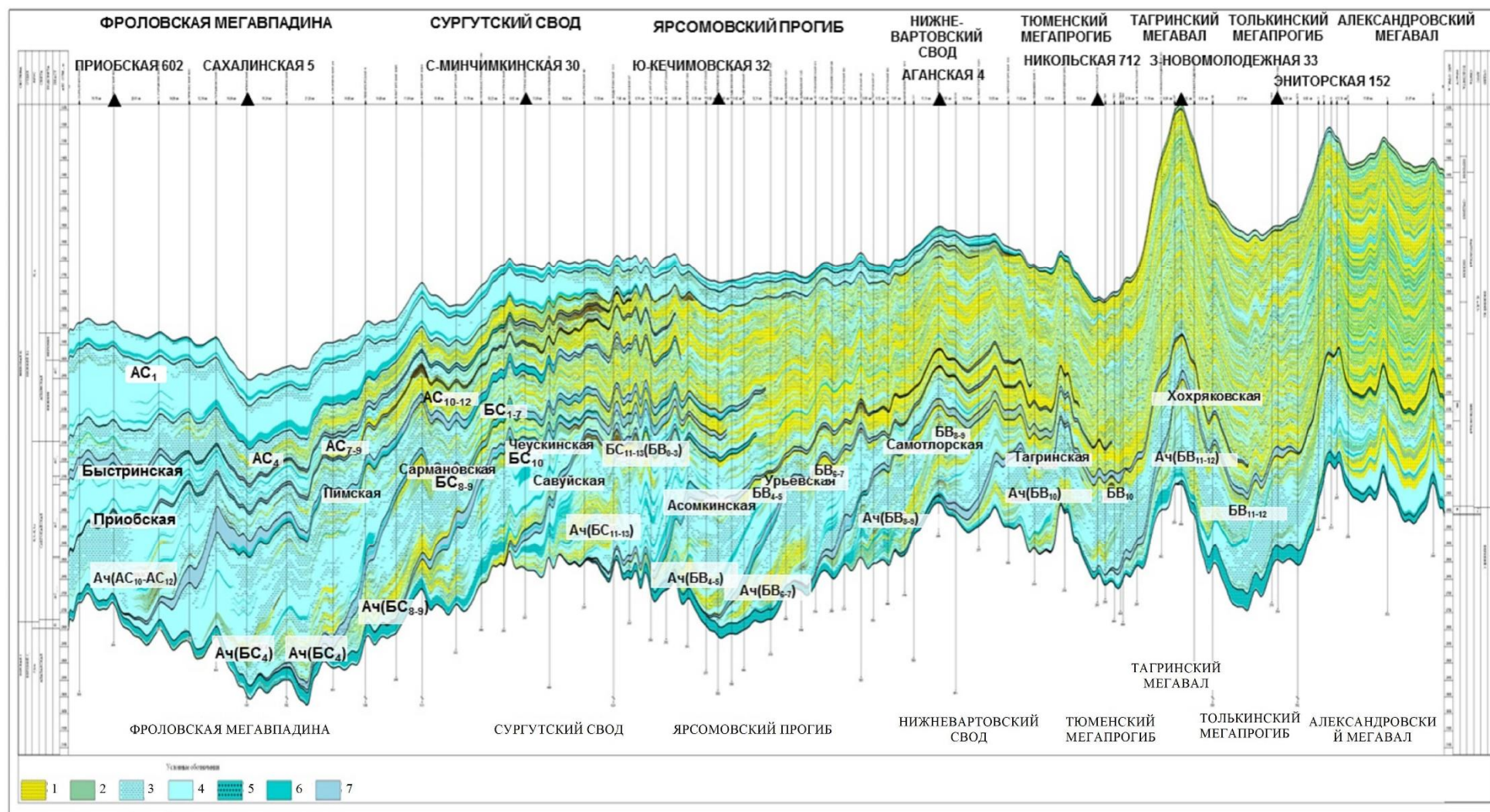


Рис.1.3. Геологический разрез неокомского НГК по линии скважин Сынеганская 2 – В.-Хохряковская 1 вдоль регионального сейсмического профиля 11. Условные обозначения: 1 – проницаемые породы, 2 – слабопроницаемые породы, 3 – алевритовые глины, 4 – глины, 5 – битуминозные породы, 6 – слабобитуминозные породы, 7 – зональные покрывки.

обусловленная границами их раскрытия. Покрышками резервуаров являются наиболее выдержанные по площади глинистые пачки, такие как быстринская, приобская, пимская, правдинская, сармановская, чеускинская, савуйская, асомкинская, урьевская, самотлорская, тагринская, бахилловская и лабазная.

Впервые схема формирования нижнемеловых отложений Западно-Сибирской равнины, отражающая их клиноформное строение, была опубликована в 1977 году А.Л. Наумовым, который основываясь на сейсмических материалах пришел к выводу, что ачимовские и шельфовые пласты песчаные пласты имеют седиментационный уклон, и что в берриасском и валанжинском веках раннемеловой эпохи в Западной Сибири существовал морской бассейн в течение времени постепенно заполнявшийся обломочным материалом, поступавшим с юго-востока в центральную часть бассейна. Вслед за опубликованными материалами А.Л. Наумова и в связи с появлением более информативного метода сейсморазведки - МОГТ, в 80-х годах последовала серия публикаций, содержащих сейсмический анализ строения неомских отложений. Наиболее значимыми являются работы В.Н. Бородкина, В.Я. Гидиона, Г.Н. Гогоненкова, Е.Е. Даненберга, А.Н. Задоевко, В.П. Игошкина, В.А. Корнева, Ю.Н. Карогодина, О.М. Мкртчяна, А.А. Нежданова, Л.Я. Трушковой, С.П. Тюнегина. Публикации вышеперечисленных авторов, основанные на результатах комплексной интерпретации данных сейсморазведки и бурения, посвящены методическим вопросам выделения сеймостратиграфических комплексов неомских отложений Западной Сибири и изучению особенностей их строения.

Количество клиноформ авторами определяется по-разному. Сформировалось несколько подходов к классификации клиноформ, выделяются клиноформы по характеру сейсмической записи, по составу вмещающих пород. За длительный период исследований предложено большое количество индексаций клиноформ, которые как правило основываются на индексах, включенных в состав клиноформ пластов.

Актуальная стратиграфическая схема неомских отложений ЗСНГП утверждена МСК России в 2005 году. В схеме учтена признанная многими

исследователями клиноформная модель неокомских отложений. Однако представленные в схеме границы распространения свит в неокомской части разреза повсеместно пересекают границы распространения клиноформ. Изменение литолого-фациальной принадлежности отложений в каждом клиноформном образовании как в широтном направлении, так и по простирацию и наложение в плане границ разновозрастных клиноформ существенно усложняет вопрос выделения границ свит [А.А. Нежданов 2003, Ю.Н. Карогодин 2006, В.Н. Бородкин, А.Р. Курчиков 2011].

В НАЦ РН им. В.И. Шпильмана для оценки НСР на территории ХМАО-Югры выделено 14 резервуаров клиноформного типа: АС₇₋₉, АС₁₀₋₁₂, БС₁₋₅, БС₆₋₇, БС₈₋₉, БС₁₀, БС₁₁₋₁₃, БВ₄₋₅, БВ₆₋₇, БВ₈₋₉, БВ₁₀, БВ₁₁₋₁₄, БВ₁₅₋₁₆ и БВ₁₇₋₁₈. Автором построены модели клиноформных резервуаров группы пластов БВ. При их построении автором выполнено расчленение и корреляция разрезов более чем 4000 скважин. По каждому из клиноформных резервуаров в «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» построена серия карт, характеризующих их строение [Атлас 2007], и эти карты постоянно уточняются данными скважин ранее не использовавшихся при картировании объектов. На всех картах в качестве восточной границы резервуаров используется граница раскрытия покрышки.

Клиноформные резервуары представляют собой полосовидные тела субмеридионального простираения, с юго-юго-запада на северо-северо-восток. Их формирование определялось процессами бассейнового масштаба, трансгрессивно-регрессивными циклами заполнения бассейна осадками. Протяженность полосы контролируется длиной береговой линии в восточной части нижнемелового бассейна, а ширина – длительностью цикла осадконакопления и скоростью продвижения береговой линии. Строение резервуаров клиноформного типа приведено на примере резервуара БВ₈₋₉.

Структурная поверхность кровли выделенных объектов имеет различное строение в восточных и западных частях. От бровки шельфового пласта и до границы примыкания покрышки подкомплекса к баженовской свите структурная поверхность наклонена по отношению к опорным региональным границам (ОГ Б

и М), углы наклона составляют от 5 до 15 м/км. Близкие значения имеет наклон и большинства ачимовских проницаемых пластов.

В пределах распространения шельфовых пластов характер структурной поверхности в полной мере определяется строением крупных тектонических элементов, поверхность в основном конформна поведению горизонта Б.

Покрышкой каждому резервуару служит пачка глин вышележащего трансгрессивного цикла осадконакопления. В самом общем виде строение покрышек выглядит следующим образом. В зоне склона это глинистые пачки, повсеместно содержащие пропластки тонкоотмученных глин. В восточном направлении в объеме пачек увеличивается содержание песчано-алевритовых пород, тонкоотмученные разности в отложениях пачек в восточной части их развития отсутствуют. В подошвенной части пачек наблюдается опесчанивание за счет появления в разрезе нулевых пропластков (например, БВ₈₋₀, БВ₁₀₋₀), образовавшихся на фоне общей трансгрессии моря. Песчаники в кровле пачек образовались уже на фоне следующего регрессивного цикла осадконакопления. Таким образом, породы, слагающие выделяемые в разрезе клиноформного неокома пачки, формировались в периоды трансгрессий и в начале последующей регрессии моря.

По данным ГИС это выглядит следующим образом. На рисунке 1.4 представлена схема корреляции самотлорской пачки. Синим цветом показана наиболее глинистая часть в разрезе пачки, которая и является покрышкой клиноформного резервуара БВ₈₋₉. В подошве видно появление проницаемого пласта БВ₈⁰. В кровле пачки на представленной схеме так же прослеживается появление песчаников.

Глинистые экраны являются одним из ведущих факторов, контролирующих аккумуляцию скоплений углеводородов в природных резервуарах. Изучением экранирующих свойств покрышек занимались многие исследователи [В.И. Осипов 2001г, Г.Э. Прозорович 1972 г, И.Н. Ушатинский 1974 г]. Среди факторов, определяющих их качество, описываются пористость, трещиноватость, мощность, неоднородность и другие особенности строения покрышек. Мощность покрышек,

по мнению многих авторов, является одним из решающих факторов, определяющих их надежность. Однако толщины глинистых пачек в осложненной части неокома, включая пласты, формирующиеся в начале трансгрессии и начале регрессии моря, достаточно выдержаны по площади их развития. Поэтому в качестве картируемого параметра для отображения изменения мощности покрывки в работе использована толщина максимального монолитного глинистого пропластка в разрезе пачек. В качестве примера приведена карта толщин самотлорской покрывки, построенная автором (рис.1.5), при ее построении которой учтены данные по 1124 поисково-разведочным скважинам.

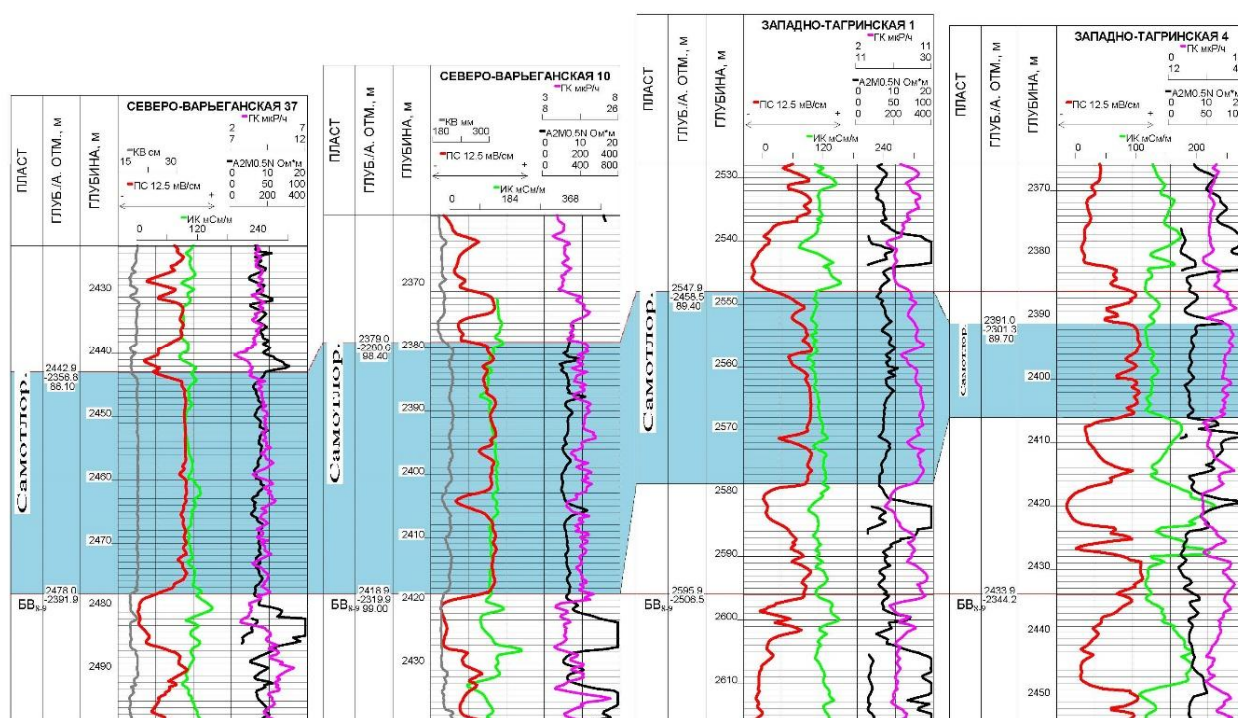


Рис.1.4. Схема корреляции самотлорской пачки

По карте территорию развития покрывки можно разделить на три зоны. Западная зона характеризуется значительными толщинами глин (10 м и более, на локальных участках достигает 100 м), т.е. в этой части покрывка обладает надежными изоляционными свойствами, и в разрезе пачек встречаются единичные прослои песчано-алевритовых пород. В центральной зоне, которая на рисунке выделена штриховкой, наблюдается ухудшение экранирующих свойств

покрышки, т.к. здесь появляются участки с незначительными толщами глин в разрезе пачек – менее 10 м. В этой части территории в разрезе пачек выделяются

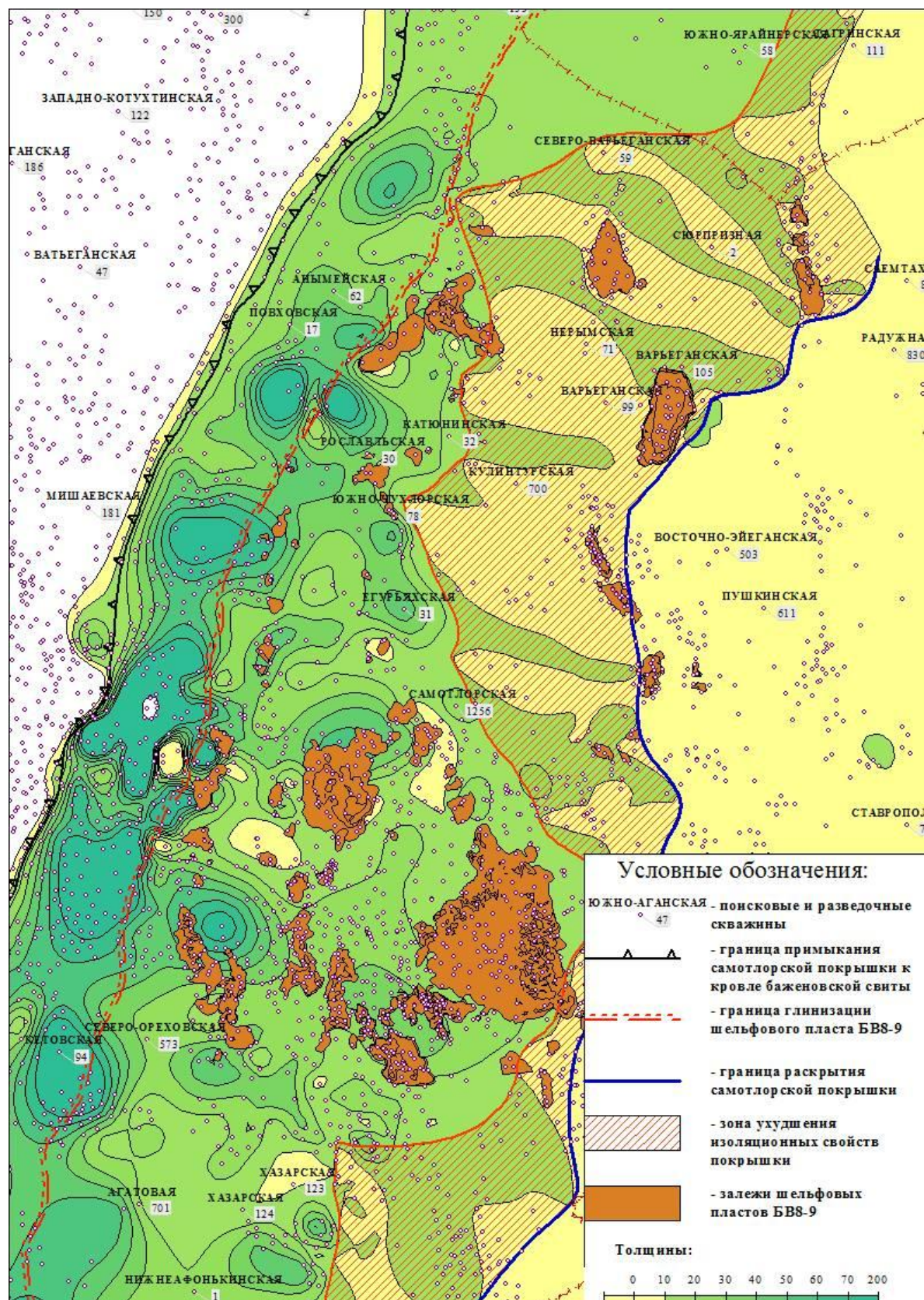


Рис.1.5. Карта толщин максимального глинистого пропластка самотлорской пачки [Е.В. Олейник 2012]

проницаемые песчано-алевритовые пропластки, на локальных территориях отложения пачек значительно опесчанены. В восточной зоне толщина глинистого пропластка в объеме пачки не превышает 10м, т.е. отложения пачек представлены переслаиванием песчано-алевритовых и глинистых прослоев, толщины которых практически одинаковы. Границу между центральной и восточной зонами развития пачки можно считать границей раскрытия покрышки над резервуаром.

Самотлорская покрышка контролирует нефтегазоносность шельфовых пластов БВ₈₋₉. Распределение залежей углеводородов в шельфовых пластах клиноформного резервуара БВ₈₋₉ представлено на рисунке 1.5. Основные запасы сосредоточены на территории, где мощность покрышки составляет более 10 м. В зоне ухудшенных изоляционных свойств самотлорской покрышки сосредоточено лишь 15 % начальных геологических запасов шельфовых пластов БВ₈₋₉. Восточнее границы раскрытия покрышки залежей углеводородов в пластах не выявлено. Исключение составляет уникальное по своему строению Верхнеколикъ-Еганское месторождение, отличающееся высоким этажом нефтегазоносности от нижнеюрских до верхнемеловых отложений.

Общая толщина клиноформных резервуаров закономерно изменяется вкрест их простираия, подчиняясь палеогеографическим условиям накопления осадков. Общие мощности резко сокращаются в западном направлении, где осадки формировались у глубоководного основания, и на восток – к границе раскрытия покрышки. Вдоль простираия полосы изменение ее толщин носит не столь выраженный характер (рис.1.6 А). Наибольший объем осадков накапливался в склоновой части резервуаров и у основания склона. Соответственно, наибольшими значениями общих толщин характеризуется центральная часть полосы. С востока на запад наблюдается увеличение максимальных общих толщин клиноформных резервуаров, от 180-190 м в клиноформном резервуаре БВ₁₇₋₁₈ до 420-500 м в клиноформных резервуарах АС₁₀₋₁₂ и АС₇₋₈.

Распределение проницаемых пород в резервуарах в целом сопоставимо с закономерностями изменения их общих мощностей (рис.1.6 Б). Наблюдается

сокращение толщин в западном и восточном направлениях. Максимальные мощности проницаемых пород прослеживаются в центральной части резервуаров. Объем песчано-алевритовых пород клиноформных резервуаров изменяется по площади распространения осложненного подкомплекса. Максимальными толщинами проницаемых пород характеризуются клиноформные резервуары пластов групп БС и БВ – БС₁₀, БС₁₁₋₁₃, БВ₄₋₅, БВ₆₋₇, БВ₈₋₉, БВ₁₀. Максимальные значения суммарных толщин песчаников и алевролитов в этих резервуарах достигают 100-160 м. Меньшими значениями толщин песчано-алевритовых пород характеризуются клиноформные резервуары в западной и восточной части территории распространения подкомплекса, т.е. наиболее древние и наоборот, наиболее молодые по времени формирования резервуары. Максимальные

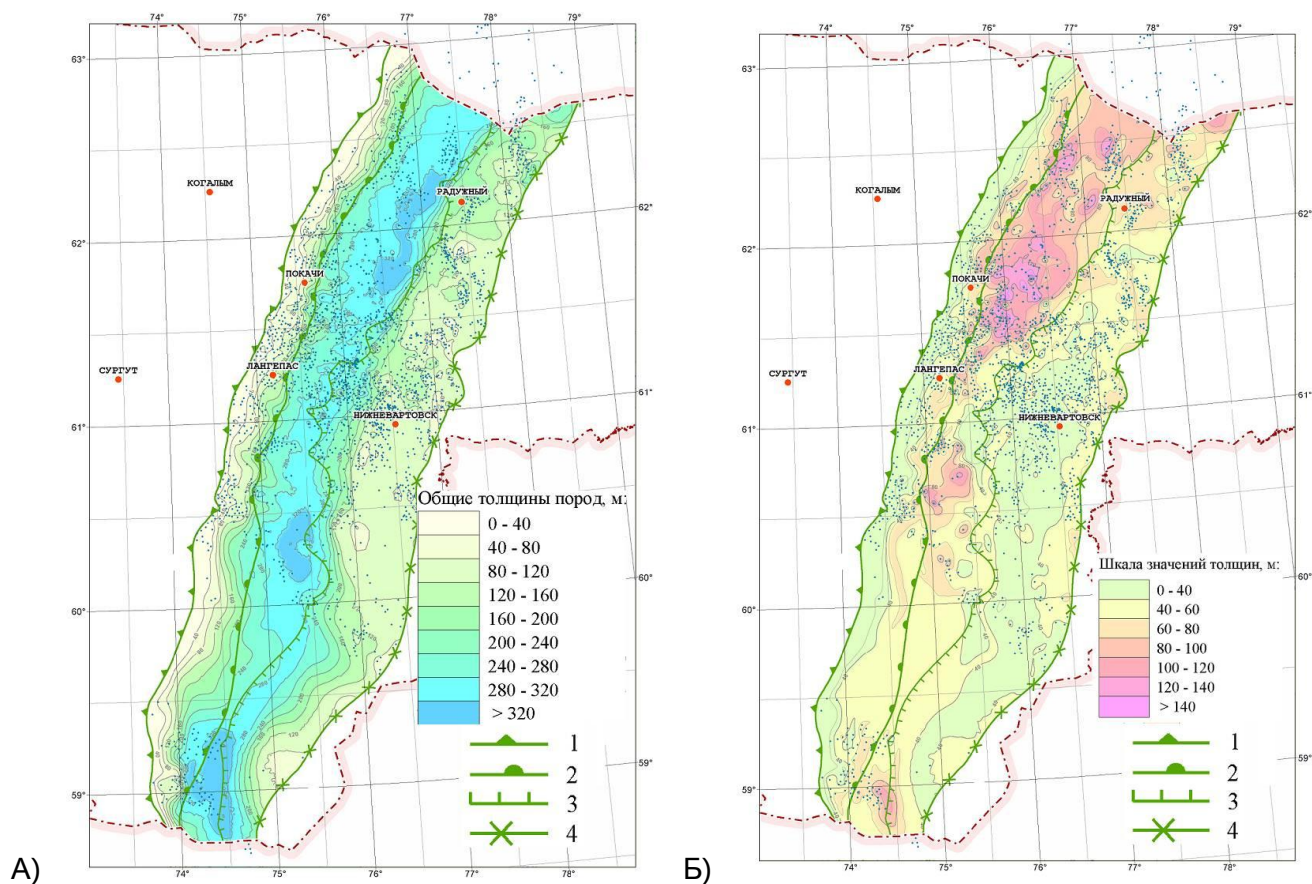


Рис.1.6. Карты толщин клиноформного резервуара БВ₈₋₉: А) Общих; Б) толщин песчано-алевритовых пород.

Условные обозначения: 1 – граница примыкания покрывки резервуара к кровле баженовской свиты; 2 – граница глинизации шельфовых пластов; 3 – граница распространения ачимовских отложений резервуара; 4 – граница раскрытия покрывки.

значения толщин проницаемых пород в клиноформных резервуарах АС₇₋₉, АС₁₀₋₁₂, БВ₁₅₋₁₆, БВ₁₇₋₁₈ не превышают 60-80 м.

В каждом из выделенных клиноформных резервуаров выделяется два основных горизонта, где происходила аккумуляция углеводородов и формирование залежей. Первый горизонт включает шельфовые пласты, второй горизонт – пласты ачимовской толщи и песчано-алевритовые линзы в склоновой части резервуаров. Толщины песчано-алевритовых пород построены по шельфовому и по ачимовскому горизонту каждого из клиноформных резервуаров.

Ачимовские отложения содержат значительную долю проницаемых пород клиноформных резервуаров. Об этом можно судить, сопоставляя карты толщин песчано-алевритовых пород шельфовых и ачимовских пластов резервуаров (рис.1.7). В ачимовских отложениях выделяются крупные участки с заметно повышенными значениями мощностей проницаемых пород 90 и более метров (рис.1.8). Эти участки представляют собой группы конусов выноса осадков, поставляемых к основанию склона потоками, которые трассируются по картам толщин проницаемых пород шельфовых пластов.

Шельфовый горизонт содержит, как правило, наибольшие по размерам и добычным возможностям скопления углеводородов, несмотря на меньшие значения по сравнению с ачимовским горизонтом толщин проницаемых пород. В нем содержатся крупные и даже уникальные по запасам скопления углеводородов.

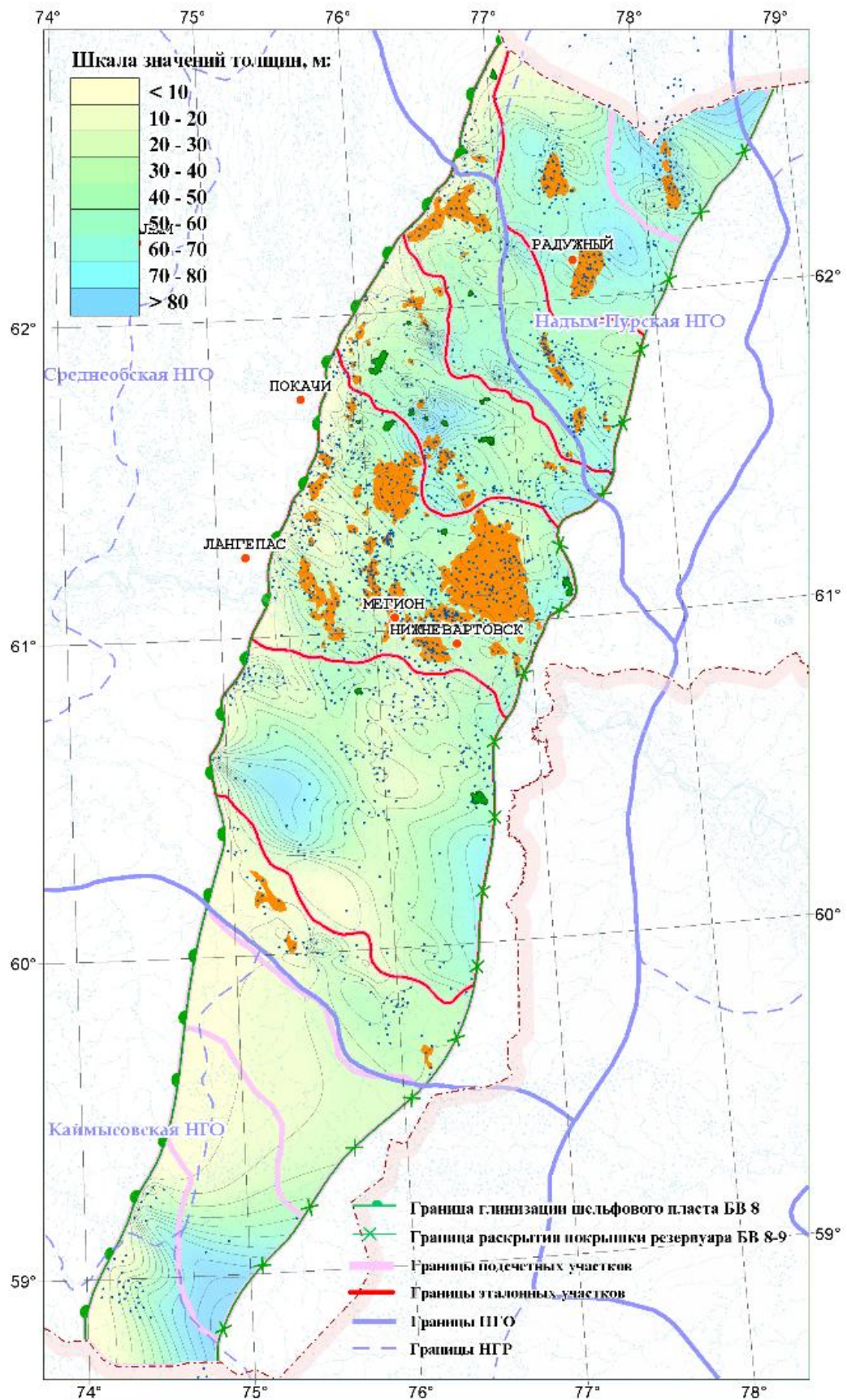


Рис.1.7. Карта толщин песчано-алевритовых пород шельфовых пластов клиноформного резервуара БВ8-9.

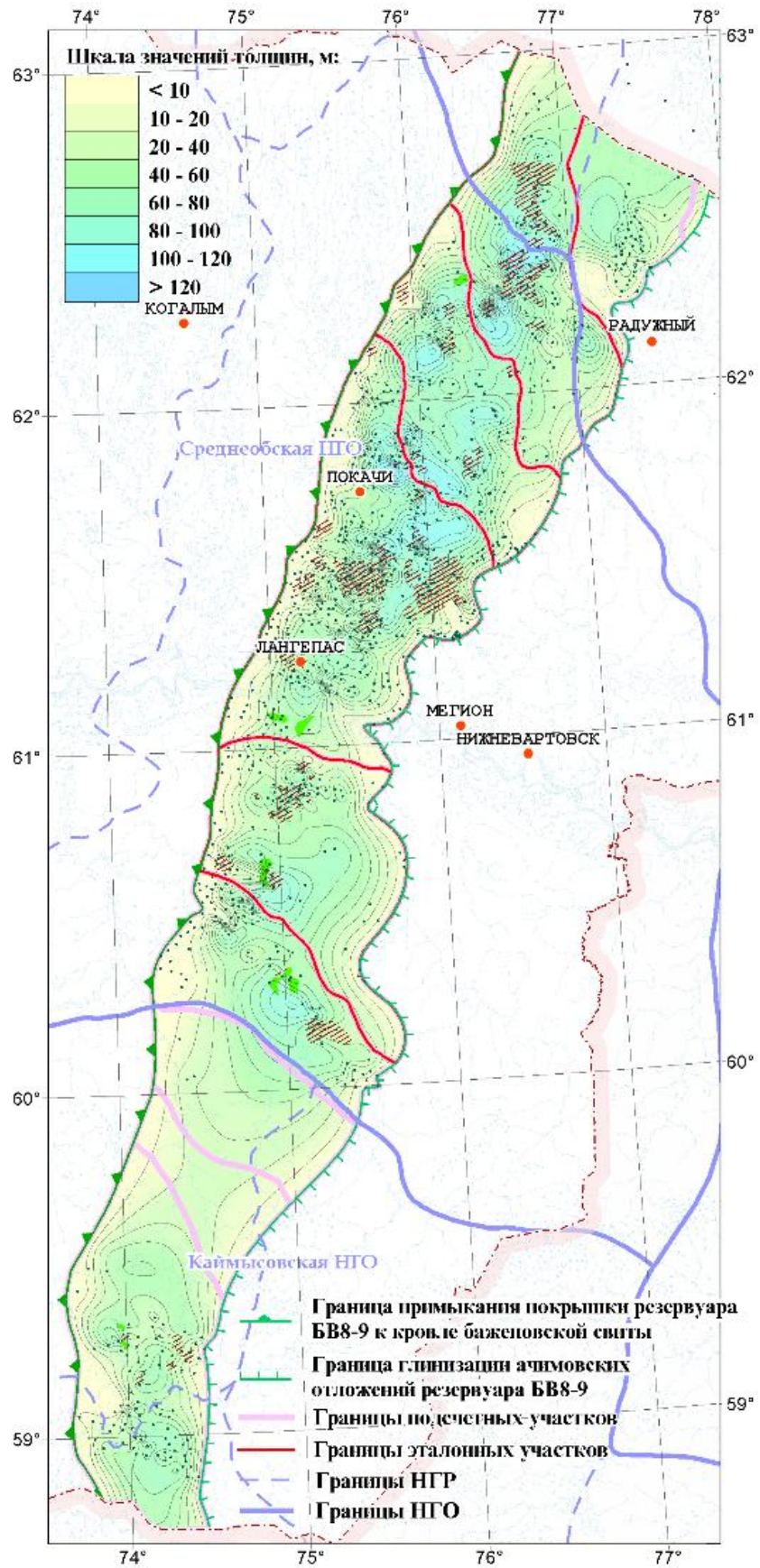


Рис.1.8. Карта толщин песчано-алевритовых пород ачимовских отложений клиноформного резервуара БВ8-9.

1.2. Выявленная нефтеносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений

1.2.1. Нефтеносность баженовско-абалакского НГК

Выявленные залежи баженовско-абалакского НГК можно разделить на три группы (рис.1.9). Это залежи баженовской свиты, всего в пределах ХМАО-Югры, по состоянию на 01.01.2015 г, открыто 85 таких залежей с суммарными геологическими выявленными запасами 1978.555 млн.т. Следующая группа - это залежи абалакской свиты, таких залежей 50, выявленные запасы по ним составляют 270.822 млн.т. Третья группа - это 13 залежей, в которых в единый объект подсчета запасов включены отложения обеих свит, суммарные выявленные запасы по этим залежам составляют 115.746 млн.т.

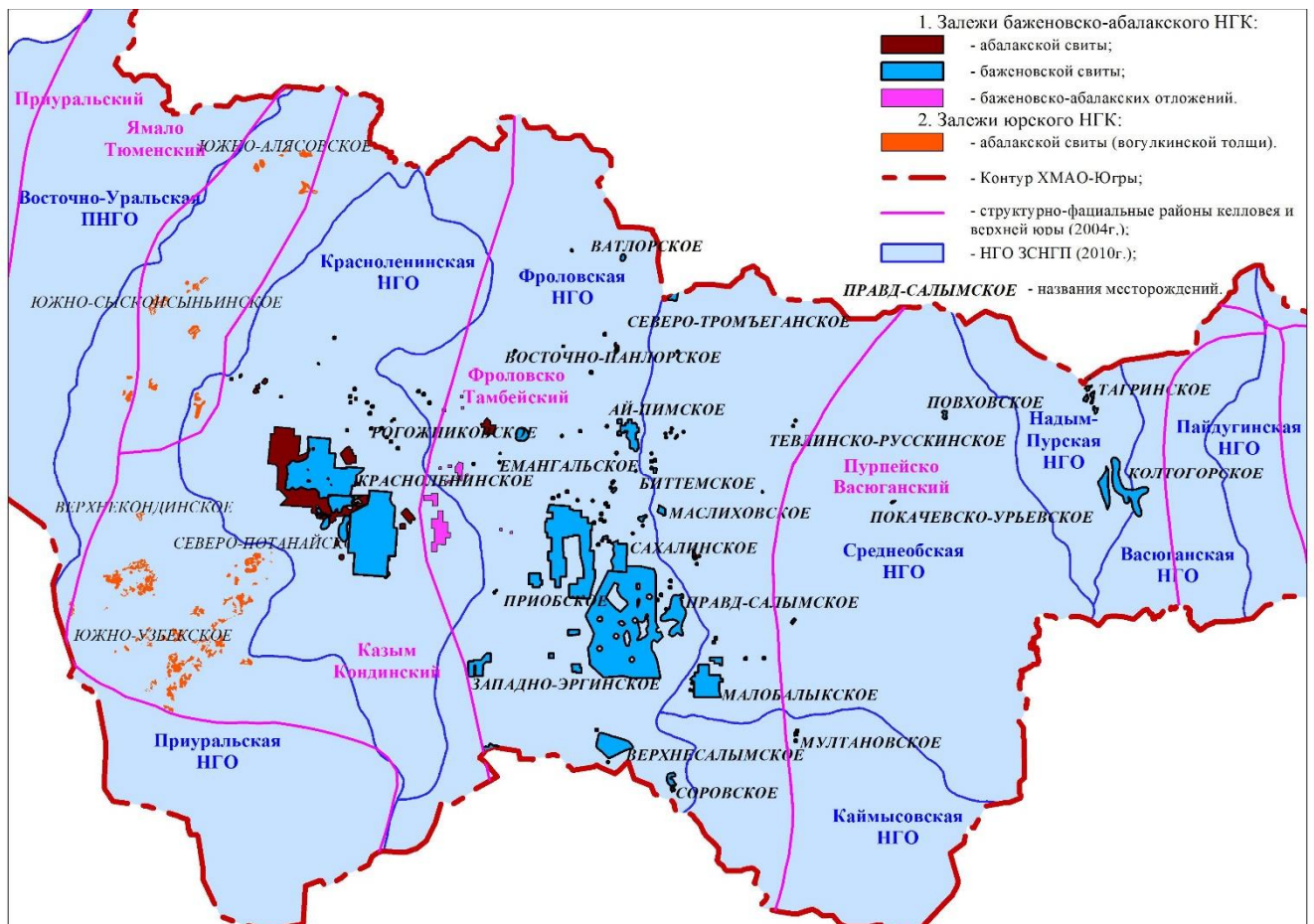


Рис.1.9. Схема распространения залежей баженовской и абалакской свит в пределах ХМАО.

Основные запасы, выявленные в отложениях баженовской свиты (нижней подсвиты тутлеймской свиты), приурочены к Фроловской и Красноленинской нефтегазоносным областям. Максимальными по запасам и площади скоплениями углеводородов являются Красноленинское и Салымское месторождения. Остальные залежи, открытые в отложениях баженовской свиты мелкие по запасам, в большинстве случаев запасы оценены по площади 4 км² вокруг скважины, давшей промышленный приток нефти. Суммарные начальные выявленные геологические запасы (ABC1C2) нефти залежей баженовской свиты Фроловской и Красноленинской НГО составляют 1831.228 млн.т.

В восточной части округа в пределах Среднеобской, Каймысовской и Надым-Пурской нефтегазоносных областей выявлены мелкие по запасам единичные залежи нефти. Исключение составляет открытая в 2014 году залежь Западно-Колтогорского месторождения, которая по величине относится к средним за счет большой площади оцененной по категории C2. Постановка на баланс по этой категории – исключение из правил последних лет, когда C2 снимались даже по ранее поставленным на баланс залежам. Сумма начальных выявленных запасов нефти по залежам баженовской свиты, открытым в пределах этих трех нефтегазоносных НГО составляет 147.327 млн.т, что на порядок меньше чем на территории Фроловской мегавпадины и Красноленинского свода.

Отложения баженовской свиты опробуются на приток нефти преимущественно совместно с породами абалакской свиты. Испытания внутри баженовской свиты проводятся значительно реже и не все залежи баженовской свиты подкреплены испытаниями внутри этого объекта. К баженовским отнесены интервалы испытаний, глубина нижней отметки которых не глубже кровли абалакской свиты, а верхняя отметка не выше 15 м от кровли баженовской свиты. Дебиты, получаемые из отложений баженовской свиты, преимущественно не превышают 3 м³/сут, реже достигают 50 м³/сут. В единичных скажинах Ай-Пимского, Маслиховского и Салымского месторождений дебиты достигают 100 м³/сут, и превышают это значение лишь на Салымском и Красноленинском месторождениях (рис.1.10).

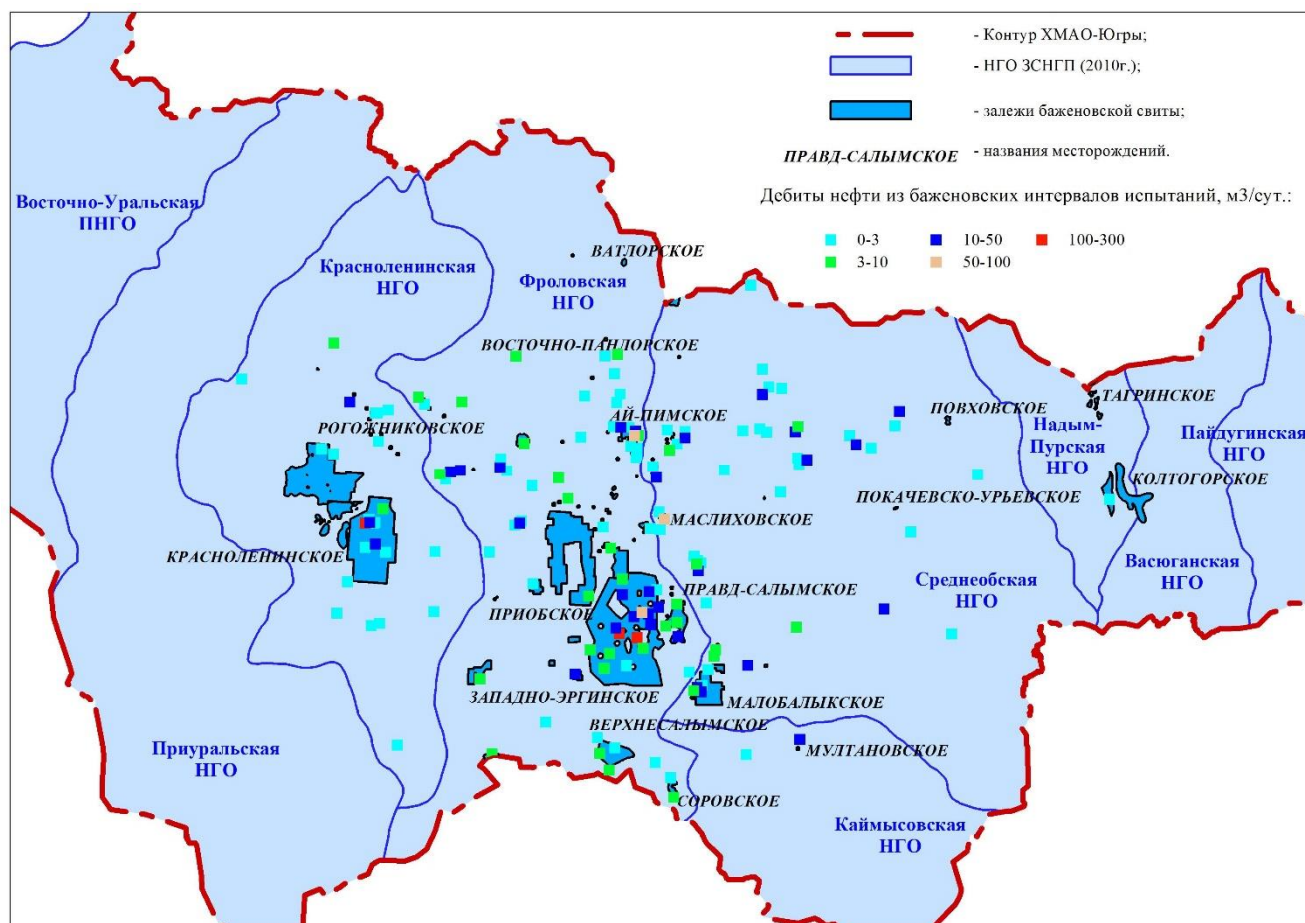


Рис. 1.10. Дебиты нефти из бажендовских интервалов испытаний в контуре ХМАО.

По данным НАЦ РН всего отложения бажендовской свиты и ее возрастных аналогов (за исключением зон аномального строения свиты) пройдены поисково-разведочным бурением в пределах территории развития бажендовско-абалакского комплекса в ХМАО в 5648 скважинах. Исследования же на приток проведены всего в 339 скважине, из них в 198 скважинах испытания объекта проведены в западной части ХМАО (Красноленинская и Фроловская НГО) и лишь 49 скважин исследовано на приток в восточной части территории развития комплекса (Среднеобская, Каймысовская и Надым-Пурская НГО) (табл. 1.1). Притоки нефти (включая непромышленные дебиты) получены лишь в около 40% этих скважин, причем процент успешности в западной части ХМАО (Фроловская и Красноленинская НГО) составляет 50, а в восточной части значительно меньше — около 35%. На ряде площадей в результате испытаний отложений бажендовско-

абалакского НГК получены притоки воды, что по-видимому связано с ненадлежащим качеством испытаний и возможным заколонным перетокам.

Следует отметить, что по ряду скважин в НАЦ РН нет информации об исследованиях на приток продуктивных пластов осадочного чехла, в том числе и отложений баженовско-абалакского комплекса. Поэтому не все залежи, поставленные на Государственный баланс охарактеризованы испытаниями. Кроме того, притоки из отложений баженовской свиты получены за пределами открытых в баженовско-абалакском комплексе залежей. Как правило, полученные дебиты за пределами залежей не превышают 3 м³/сут. Промышленный приток нефти дебитом 18.1 м³/сут на 6 мм штуцере получен в скважине №17 С-Островной площади, расположенной на западном склоне Нижневартовского свода.

Интервалы испытаний	Количество скважин с испытаниями из интервала баженовско-абалакского НГК в контуре ХМАО-Югры									
	Всего	результаты испытания:								
		промышленный приток нефти ($> 3\text{ м}^3/\text{сут}$)					непромышленный приток нефти ($< 3\text{ м}^3/\text{сут}$)	нет притока	ФБР	ФБР с пленкой нефти
		Всего	в том числе с дебитами ($\text{м}^3/\text{сут}$):							
			3-10	10-50	50-100	100-400				
баженовские	339	70	33	31	3	3	78	166	20	5
баженовско-абалакские	444	151	74	53	12	12	120	147	14	4
абалакские	102	16	8	5	1	2	29	41	5	1

Таблица 1.1. Скважины с испытаниями отложений в интервале баженовско-абалакского НГК в пределах ХМАО

Территория развития осложненной части неокомского НГК – проницаемых пород, непосредственно залегающих на нефтематеринских отложениях – значительно меньше площади развития баженовско-абалакского НГК в представленных выше границах. Территория выявленной нефтеносности баженовско-абалакских отложений так же превышает площадь развития

осложненной части неокомского НГК. Дебиты нефти из баженовских отложений подстилающих клиноформные резервуары группы пластов БВ не превышают 50 м³/сут. В районе развития клиноформных резервуаров группы пластов БС дебиты нефти из баженовских отложений превышают 50 м³/сут и на отдельных месторождениях (Салымское, Маслиховское, Ай-Пимское) значительно превышают притоки, полученные в восточных районах.

1.2.2. Нефтеносность неокомского НГК

Нефтеносность неокомского НГК выявлена практически на всей территории его развития (рис.1.11), месторождения углеводородного сырья открыты как в осложненной, так и в неосложненной его части. Залежи углеводородов в отложениях осложненной части неокомского НГК открыты в каждом из описанных в разделе 1.1.2 клиноформных резервуаров. Нефтеносность выявлена как в шельфовых пластах, так и в их ачимовских аналогах. В результате проведенного анализа выявлен ряд особенностей распределения залежей углеводородов в коллекторах шельфового и ачимовского нефтегазоносных горизонтов.

Нефтегазоносность пластов, сформированных в мелководной части шельфа каждого из выделенных на территории ХМАО-Югры клиноциклитов, в общем, контролируется двумя региональными литологическими границами. Западной границей является граница глинизации пласта в районе бровки шельфа. С востока нефтеносность шельфового горизонта контролируется опесчаниванием перекрывающих регрессивные отложения циклитов трансгрессивных пачек, которые являются покрывками для пластов шельфовой части клиноциклитов. Опесчанивание трансгрессивных пачек происходит постепенно. По картам толщин максимального глинистого пропластка в трансгрессивных отложениях валанжина выделяется зона ухудшения экранирующих свойств покрывок. В этой зоне появляются участки с незначительными толщинами покрывки - менее 10 м.

Западнее этой зоны толщины покрывки составляют 10 м и более, восточнее – не превышают 10 м.

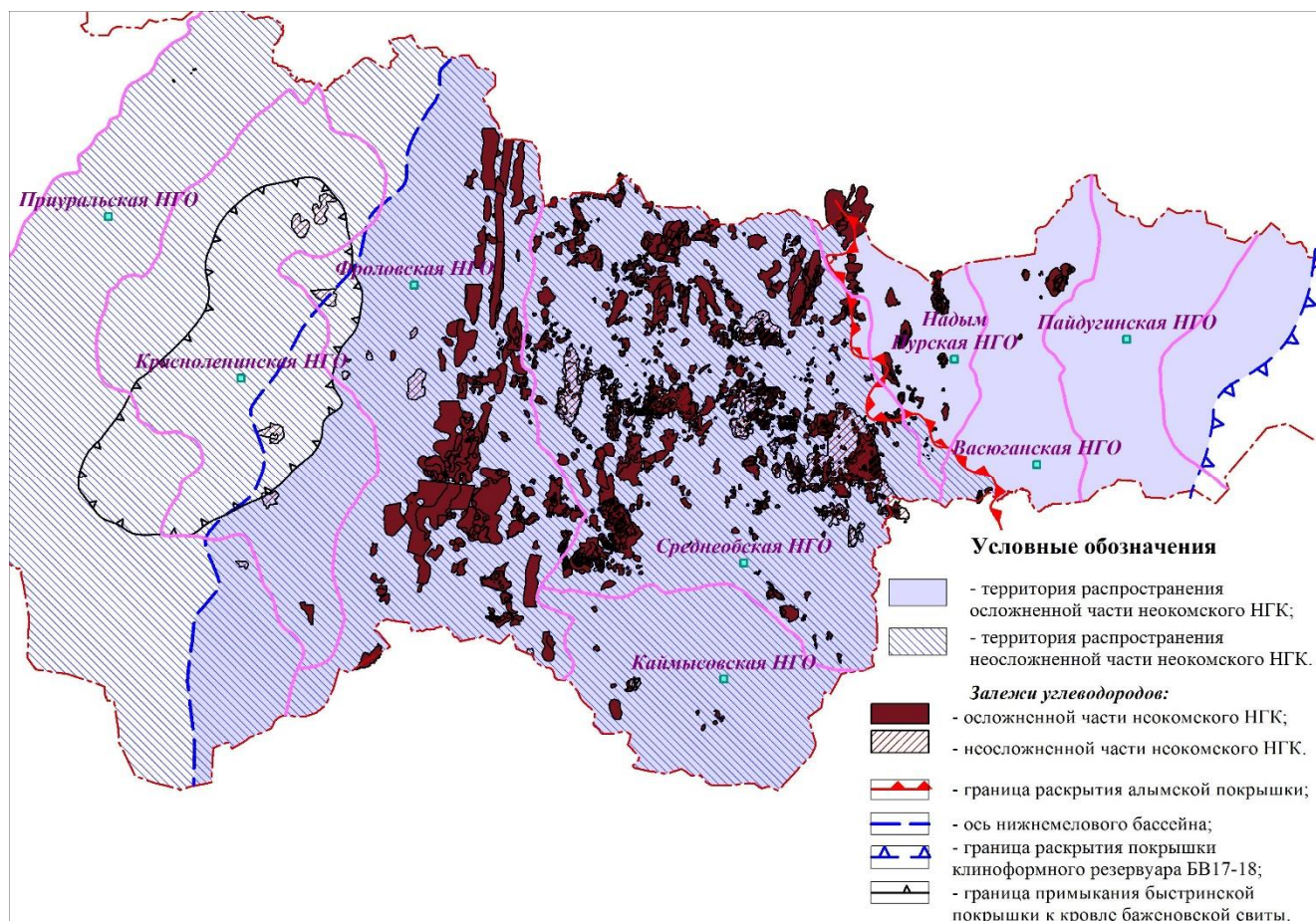


Рис.1.11. Схема распространения отложений неокомского НГК и распределения нефтеносности.

Максимальные по мощности и запасам скопления углеводородов в шельфовых пластах клиноциклитов приурочены к зоне развития покрывки с толщинами более 10 м. Как описано в главе 1.1.2, в пластах БВ₈₋₉ в зоне увеличенных толщин глин самотлорской пачки расположены крупные и даже уникальные по запасам месторождения, такие как Самотлорское, Аганское, Покачевско-Урьевское и др. Что касается зоны ухудшенных экранирующих свойств покрывки, то в ней расположены мелкие залежи углеводородов, такие как залежь пласта БВ₉ Малочерногорского месторождения. Однако, в зоне ухудшения изоляционных свойств самотлорской пачки в пластах БВ₈₋₉ выявлены

и достаточно крупные залежи. Это залежи месторождений с высоким этажом нефтеносности, например, Ваньеганское, расположенные севернее Вартовского НГР в пределах Варьеганского и Тагринского мегавалов. Эта часть территории распространения пластов БВ₈₋₉ характеризуется отличной от территории Вартовского НГР историей тектонического развития.

Формирование мегавалов происходило в более позднее время, чем осадконакопление валанжинских пластов, что привело к деформации этих отложений. Обилие тектонических нарушений практически во всей толще меловых отложений на этой территории является причиной вертикальных перетоков углеводородов. Поэтому толщина покрышки здесь не является ее существенным свойством, даже при значительной толщине глинистые пачки в силу высокой степени трещиноватости не являются изоляторами.

Подобное распределение залежей углеводородов наблюдается и в шельфовых пластах клиноформного резервуара БВ₆₋₇. Покрышкой для залежей являются глинистые отложения урьевской пачки. Максимальные скопления углеводородов в пластах БВ₆₋₇ наблюдаются западнее выделенной зоны ухудшенных экранирующих свойств урьевской пачки, например, залежь пласта БВ₆ (на Государственном балансе БВ₈) Повховского месторождения. Восточнее этой зоны залежей нефти в этих пластах не выявлено.

В пределах выделенной зоны аналогично описанным выше пластам БВ₈₋₉ выявлены незначительные по запасам залежи нефти. В северной части территории развития резервуара БВ₆₋₇ скопления углеводородов выявлены на Ваньеганском и Варьеганском месторождениях, где, как уже описывалось, герметичность покрышек нарушена, и скопления углеводородов выявлены в выше- и нижележащих отложениях.

Распределение углеводородов в ловушках шельфовых пластов отличается для каждого из клиноформных резервуаров. Более 50 % залежей шельфовых пластов резервуара БВ₈₋₉ приурочены к ловушкам структурного типа. Остальные залежи шельфа выявлены в ловушках, осложненных литологическим экраном, встречаются как литологически экранированные, так и литологически

ограниченные залежи, причем литологически ограниченные залежи выявляются крайне редко. В плане залежи разного типа распределены следующим образом. Залежи, осложненные литологическим экраном, выявлены вдоль границы глинизации шельфовых пластов, где практически отсутствуют залежи структурного типа. Структурные ловушки в основном распространены на территории удаленной от бровки шельфа в восточном направлении вплоть до линии опесчанивания покрывки. В зоне распространения структурных залежей встречаются скопления углеводородов и в литологически экранированных ловушках, приурочены они к песчано-алевритовым пропласткам покрывки, то есть к регрессивным песчаникам накопление которых проходило на фоне общей трансгрессии моря.

В шельфовых пластах клиноформного резервуара БВ₆₋₇ в отличие от пластов БВ₈₋₉ основная доля запасов содержится в ловушках литологически ограниченного типа Повховского месторождения, расположенного в зоне бровки шельфа. Залежи структурного типа хоть и выявлены в пластах, но содержащиеся в них запасы существенно меньше запасов в аналогичных ловушках клиноформного резервуара БВ₈₋₉.

В шельфовых отложениях резервуара БВ₄₋₅ на территории Вартовского НГР 80% залежей приурочены к ловушкам структурного типа. Залежи литологически экранированные выявлены в районе глинизации отложений шельфа в зоне бровки на Выинтойском, Покачевско-Урьевском и Федоровско-Сургутском месторождениях. Литологически ограниченных залежей в пластах этого резервуара на территории его развития в пределах ХМАО не выявлено.

Таким образом, аккумуляция углеводородов в шельфовых пластах в целом контролируется структурным фактором. Литологический фактор оказывает влияние на аккумуляцию преимущественно в зоне бровки шельфа и в проницаемых пластах трансгрессивной части клиноформных резервуаров, имеющих эпизодический характер развития. Аккумуляция углеводородов в ловушках шельфовых пластов происходит лишь в зонах развития глинистых

покрышек, восточнее границ опесчанивания которых залежей в шельфовых отложениях резервуаров не выявлено.

Распределение залежей углеводородов в ачимовских пластах клиноформных резервуаров в отличие от шельфовых пластов носит более сложный характер на всей территории развития ачимовских отложений, что связано с особенностями строения толщи. Выявленные залежи ачимовской толщи по типу ловушки, как правило, литологически экранированные, реже встречаются структурные и литологически ограниченные. Ачимовский нефтеносный горизонт на порядок беднее шельфовых пластов в связи с более низкими фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов. Кроме того, причиной относительной бедности горизонта, является то, что в ачимовской толще находится меньшее количество структурных ловушек, и ловушки имеют меньшие размеры.

На размер ловушек влияет литологический фактор. Шельфовые пласты являются покровными и, как правило, коллекторы здесь распространены на всей площади структурной ловушки. Так как ачимовские пласты имеют линзовидное строение, площадь ловушки может уменьшаться в связи с глинизацией коллекторов на части структуры. По этой же причине литологические экраны могут ограничивать залежь с любой стороны, либо полностью контролировать залежь.

Поиск литологически ограниченных залежей углеводородов в ачимовских отложениях, то есть поиск неантиклинальных ловушек, вызывает особый интерес. На сегодняшний день выявлено незначительное количество литологически ограниченных залежей в отложениях ачимовской толщи. Например, на территории Вартовского НГР в ачимовских пластах клиноформного резервуара БВ₈₋₉ открыто всего 8 залежей такого типа, 7 залежей на Покачевско-Урьевском месторождении и 1 залежь на Усть-Котухтинском месторождении. Исходя из особенностей строения ачимовских отложений, литологически ограниченных залежей в них должно быть гораздо больше. Скорее всего, низкая выявляемость залежей такого типа связана с тем, что поисковые работы в Западно-Сибирской

нефтегазоносной провинции ориентированы на разбуривание структур. Вне структурных условий поиск практически не ведется.

Исследователи неомских отложений неоднократно поднимали в публикациях проблему поиска неантиклинальных ловушек [А.А. Нежданов 2000, А.М. Жарков 2001]. Различные типы неантиклинальных ловушек выделены не только в глубоководной ачимовской части клиноформных резервуаров, но и в шельфовых пластах, а также в склоновой части клиноформ.

В качестве литологических экранов для ловушек в отложениях ачимовской толщи могут служить границы зон оползневых тел, то есть границы зон аномального строения баженовской свиты. Залежи ограниченные такого рода экранами, выявлены как внутри зон аномалий, так и на прилегающих к ним территориях.

Границы раскрытия покрышек клиноформных резервуаров не только контролируют нефтеносность осложненной части неомского НГК, но прослеживается также их взаимосвязь с нефтеносностью неосложненной части комплекса. Границы раскрытия асомкинской, урьевской и самотлорской пачки пересекают Нижневартовский свод в районе уникальных по запасам залежей в неосложненном неоме Самотлорского месторождения. Раскрытие сармановской, чеускинской и савуйской покрышек – в районе крупных скоплений углеводородов в отложениях неосложненного неокома на Ватьеганском и Покачевско-Урьевском месторождениях. Раскрытие пимской покрышки – в районе Федоровско-Сургутского месторождения. Из этого можно предположить, что скопления углеводородов неосложненного неокома формируются не только за счет преобразования собственного ОВ, но и являются следствием перетоков углеводородов из отложений клиноформных резервуаров в зонах раскрытия покрышек.

Таким образом, площадь развития выявленной нефтеносности в рассмотренных нефтегазоносных комплексах практически совпадает. Исключение составляет южная часть Нижневартовского свода и территория Юганской мегавпадины. Отсутствие значимых по запасам скоплений

углеводородов в обоих комплексах может быть связано с особенностями строения баженовской свиты. Следующие главы работы посвящены строению нефтематеринской толщи и условий благоприятных как для формирования залежей собственно в отложениях баженовской свиты, так и в неокомской части разреза.

2. Выделение и картирование пачек баженовской свиты в центральной части ХМАО

2.1. Современные представления о критериях расчленения разреза баженовской свиты.

История изучения основной нефтематеринской толщи Западной Сибири насчитывает не одно десятилетие. С 50-х гг двадцатого столетия пачка черных тонкослоистых аргиллитов отмечена многими исследователями в разрезе различных нефтегазоносных районов провинции. Кроме высокой битуминозности этих отложений исследователями отмечены высокие изоляционные свойства позднеюрских пород, благодаря чему эта часть разреза рассматривается как регионально выдержанная глинистая покрывка. С конца 60-х гг выделена в самостоятельное стратиграфическое подразделение Ф.Г. Гурари, сначала как баженовская пачка, позже переведена в ранг свиты. В эти же годы была доказана промышленная нефтеносность этой части разреза. После получения притоков нефти на Салымском месторождении отложения свиты стали рассматриваться не только как нефтепроизводящие, но и как нефтесодержащий резервуар в составе баженовско-абалакского нефтегазоносного комплекса.

Корреляции разреза баженовской свиты и ее возрастных аналогов, выделению в этой части разреза реперных слоев и пачек посвящено большое количество трудов исследователей Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [В.И. Белкин 1985, Ю.В. Брадучан 1986, М.Ю. Зубков 1999, В.Д. Немова 2012, В.В. Хабаров 1981, В.Г. Эдер 2015]. Методики выделения пачек преимущественно основаны на изменении литологического состава пород по разрезу баженовской свиты и ее возрастных аналогов и на изменениях их геофизических характеристик.

Ряд авторов в первую очередь при расчленении разреза опираются на геофизические методы исследования скважин. Так в работах В.И. Белкина [3,5] показано детальное расчленение баженовского разреза по данным гамма-

каротажа, нейтронного теплового и электрического бокового каротажа. В результате выделено более 20 коррелируемых слоев (КС), количество которых не совпадает по перечисленным геофизическим методам. На диаграммах ГК выделено 27 слоев, по данным электрометрии – 22 слоя. Сводный разрез баженновской свиты с выделением по разрезу коррелируемых слоев представлен на рисунке 2.1. Однако в результате анализа кернового материала разрез баженновской свиты по ряду литологических признаков разделен на пять пачек. Прослеженные геофизические коррелируемые слои объединены в группы, сопоставимые с литологическими характеристиками пачек.

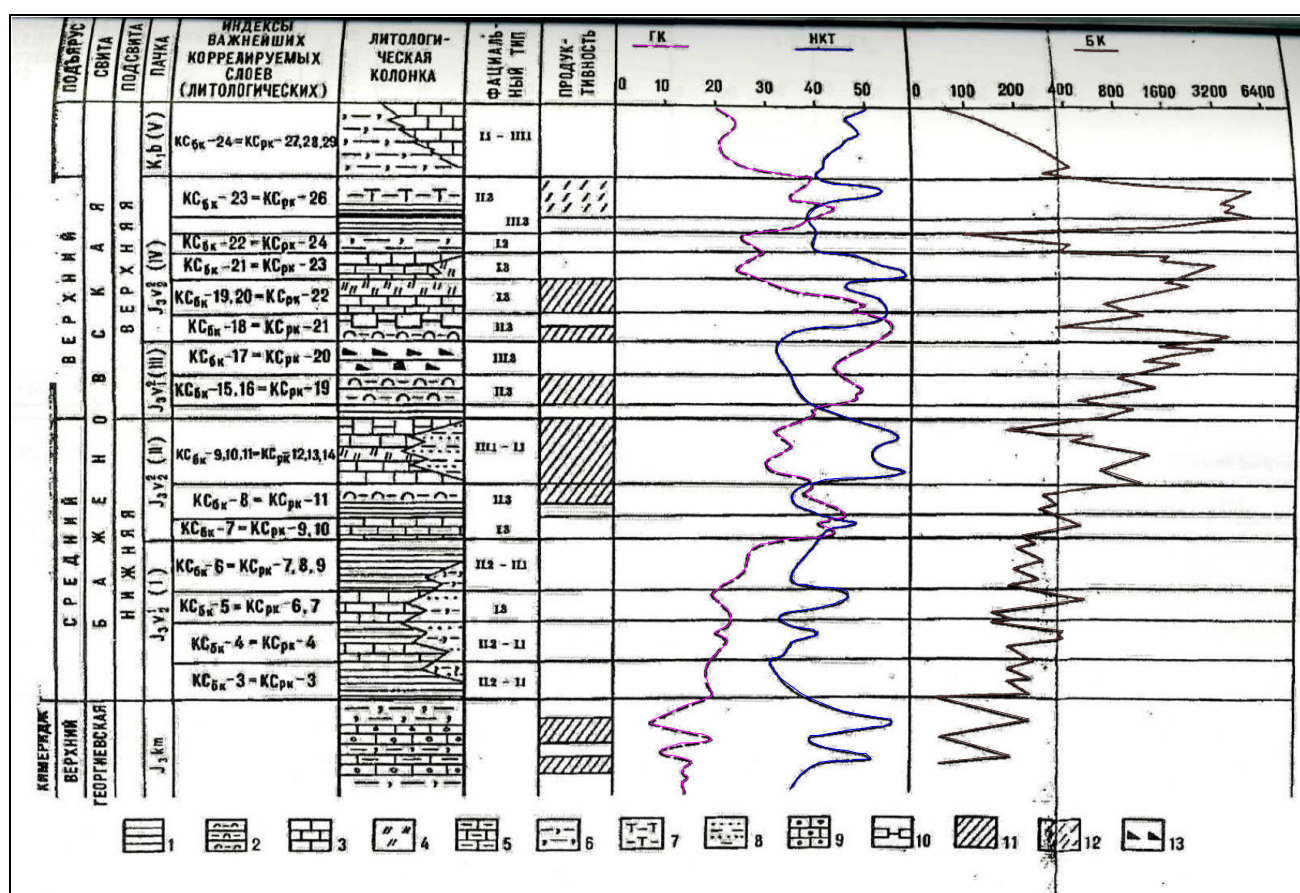


Рис.2.1. Сводный разрез баженновской свиты Салымского месторождения (Белкин В.И. 1986г.)

В.В. Хабаров [94], используя те же геофизические методы, что и В.И. Белкин выделил в разрезе баженновской свиты шесть литостратиграфических пачек пород. Разрез свиты представляет собой чередование высокорadioактивных

пачек с пачками с пониженной радиоактивностью и повышенными значениями плотности по данным гамма-гамма каротажа. Выявленная ритмичность строения свиты интерпретируется автором как чередование трансгрессивных и регрессивных циклов осадконакопления в баженовское время. В каждой из выделенных пачек прослежены подпачки, таким образом, в целом в разрезе свиты в пределах Салымского нефтегазоносного района выделено 16 коррелирующихся между собой слоев.

Имеются публикации о расчленении отложений баженовского времени формирования, основанных в первую очередь на изучении кернового материала без привязки к данным геофизических исследований в скважинах. В.Д. Немова выделила в разрезе пять циклитов, каждый из которых представляет собой чередование глинисто-кремневых отложений и карбонатизированных прослоев. Перекрывающие каждый из циклитов прослой карбонатизированных пород определяются по данным ГИС, что, по-видимому, и должно лежать в основе привязки кернового материала к данным геофизики.

Изучению строения баженовской свиты посвящена серия публикаций исследователей из Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН [97], которыми в составе отложений по результатам исследования керна выделено четыре пачки разного литологического состава. Формирование пачек связано с изменением стояния уровня моря и соответственно с удаленностью изученных скважин от береговой линии на время формирования каждой из пачек.

В опубликованных работах М.Ю. Зубкова обосновано выделение границ баженовской свиты в разрезе Красноленинского свода. Отложения свиты накапливались в условиях пиритовой геохимической фации, в отличие от перекрывающих и подстилающих отложений, которые соответствуют условиям хлорит-сидеритовой фации. Внутри прослеженных границ баженовские отложения по особенностям вещественного состава и соотношению глинистых минералов разделены на четыре зоны.

Ю.В. Брадучаном с соавторами при выделении по площади распространения разновозрастных с баженовской свитой отложений типовых разрезов кроме литологических и геофизических характеристик учтены изменения по разрезу палеонтологических данных. Монография «Баженовский горизонт Западной Сибири» [12] до сегодняшнего дня является единственным обобщением большого количества возрастных определений из отложений баженовской свиты и ее аналогов на всей территории нефтегазоносной провинции.

Большинство публикаций на эту тему опираются в первую очередь на данные, полученные по скважинам месторождения Большой Салым. В публикации М.Ю. Зубкова приведено сопоставление расчленения баженовской свиты в районе Салыма с разрезом нижней подсвиты тутлеймской свиты на открытом позднее не менее крупном месторождении нефти в верхнеюрских отложениях на Красноленинской площади. Публикации последних лет о строении баженовской свиты охватывают большую площадь ее распространения. Так, в материалах В.Д. Немовой (2012г) изложены результаты литологического расчленения разреза нижней подсвиты тутлеймской свиты в районе сочленения Красноленинского свода и Фроловской мегавпадины, в более поздней публикации 2016 года приведено сопоставление Красноленинского, Салымского, Фроловского и Нижневартовского типов разреза баженовской свиты [79]. Сопоставление расчленения автором Салымского типа разреза с вариантом разбивок В.Д. Немовой представлено на рисунке 2.2. В.Г. Эдер (2015г) представлено сопоставление разреза баженовской свиты по семи площадям западной части Широтного Приобья, включая разрез Салымского месторождения.

Таким образом, в разрезе свиты исследователями выделяется различное количество пачек, не всегда совпадают районы исследований этих отложений и не однозначно выделение кровли и подошвы свиты и ее аналогов. Кроме того, осложняет сопоставление авторских вариантов расчленения разреза чаще всего обобщенное представление выделения слоев и пачек свиты для месторождения или для значительного по площади района без указания номера скважины. Чем

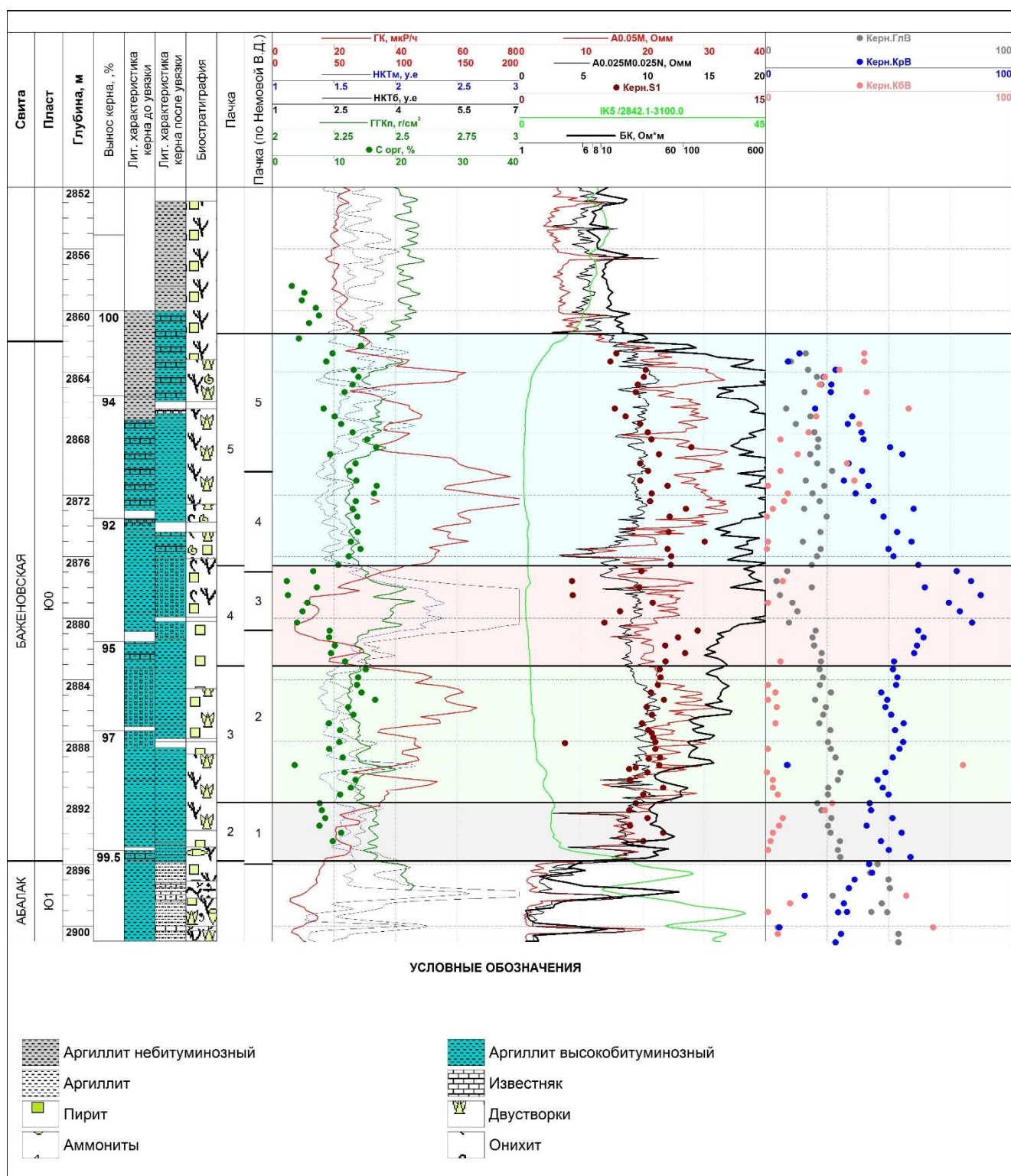


Рис.2.2. Сопоставление выделенных автором пачек с вариантом расчленения баженовской свиты В.Д. Немовой.

больше количество выделяемых в разрезе свиты слоев, тем меньше вероятность их слежения по площади развития свиты. Сопоставление различных вариантов выделения пачек в разрезе свиты наиболее вероятно на скважинной информации

группы месторождений Большой Салым, которая является отправной точкой всех проводимых в этом направлении работ

Согласно схеме структурно-фациального районирования келловей и верхней юры Западной Сибири [82] в пределах Ханты-Мансийского автономного округа выделены следующие районы: Приуральский, Ямало-Тюменский, Казым-Кондинский, Фроловско-Тамбейский, Пурпейско-Васюганский, Сильгинский и Ажарминский. Из них баженовская свита развита во Фроловско-Тамбейском, Пурпейско-Васюганском и Сильгинском районах. Большинство из вышеперечисленных исследователей изучали разрез баженовской свиты в пределах Фроловско-Тамбейского района, хотя площадь распространения свиты значительно больше. В данной работе проведено расчленение и корреляция гораздо большей территории распространения баженовского горизонта.

2.2. Литологическая характеристика пачек, выделенных в разрезе баженовской свиты

Одной из отличительных особенностей эпиконтинентальных морей является то, что отдельные слагающие их слои прослеживаются на значительные расстояния (возможно с небольшими фациальными изменениями) [Халлем 1983г]. Поэтому выделяемые разными авторами в разрезе свиты отличные по характеристикам слои, их замещения или выпадение из разреза свиты возможно, как на всей территории ее развития, так и на прилегающих территориях, где развиты возрастные аналоги баженовской свиты – нижняя подсвита тутлеймской и мулымьинской свит и марьяновская свита.

В ходе работ по изучению верхнеюрских отложений автором было проведено макроскопическое описание кернового материала исследуемой части разреза, имеющегося в распоряжении НАЦ РН. Изучен керн около 200 скважин (рис.2.3). Как видно на рисунке, исследования проведены по скважинам практически всех структурно-фациальных районов верхней юры. А это баженовская свита Сильгинского, Пурпейско-Васюганского и Фроловско-Тамбейского районов, нижние подсвиты тутлеймской и мулымьинской свит

Казым-Кондинского районов и марьяновская свита Ажарминского района. Кроме того, изучался керн отложений абалакской свиты, согласно районированию развитой в Казым-Кондинском и Фроловско-Тамбейском районе, и керн георгиевской свиты Пурпейско-Васюганского района. По всем этим скважинам проведено описание отложений баженовской (и ее возрастных аналогов), абалакской и георгиевской свит суммарной мощностью более 3000 метров. С редким шагом проведены геохимические и минералогические исследования образцов из отложений этих свит, а также с редким шагом проведены петрофизические исследования.

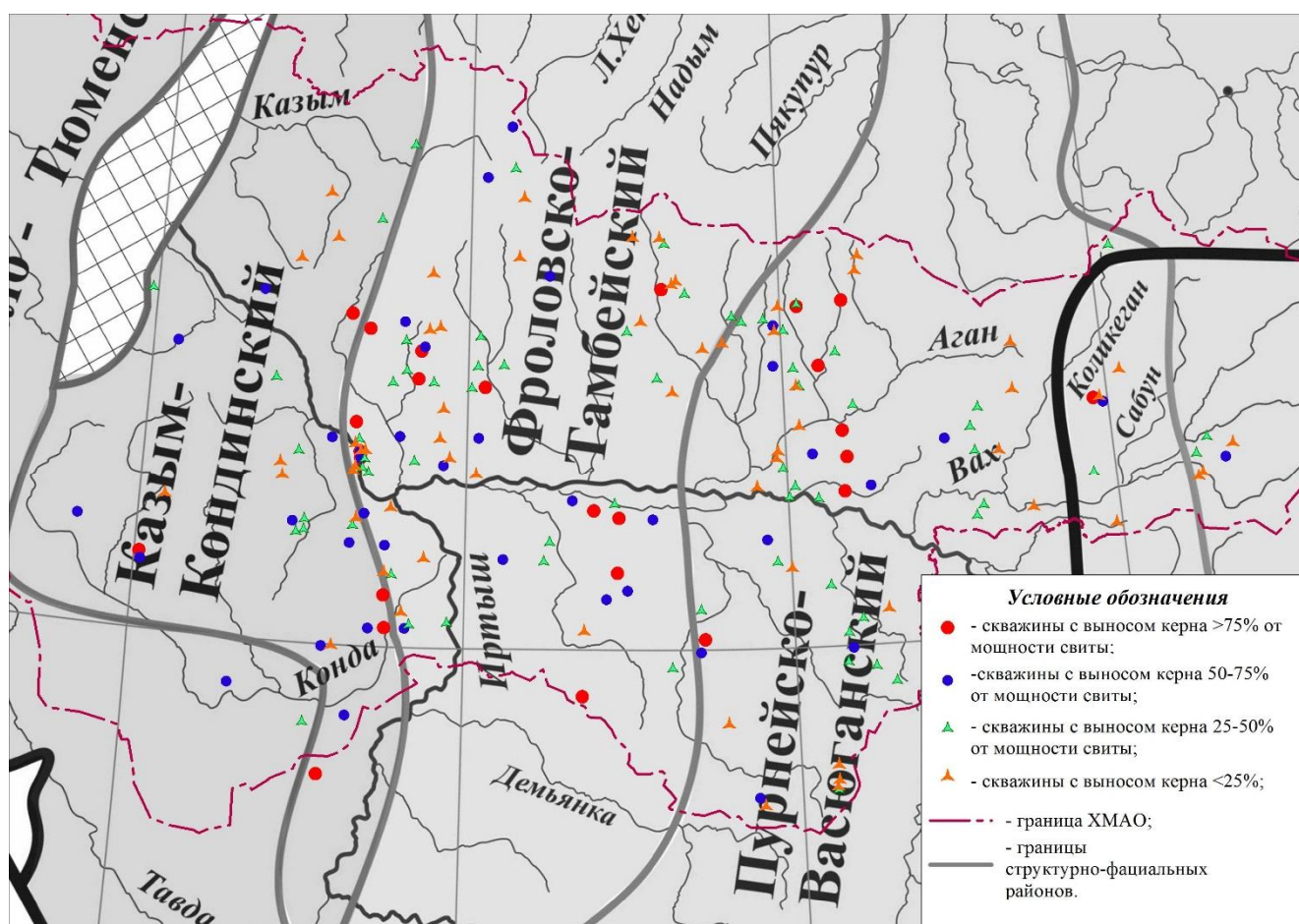


Рис.2.3. Схема расположения скважин с макроскопическим описанием керна верхнеюрских отложений.

Керном баженовская свита охарактеризована в достаточном количестве скважин, которые равномерно распределены по территории округа. Однако

проблема в неполном отборе керна в пределах границ свиты, это может быть исключительно кровельная ее часть, либо только подошвенная ее части. Поэтому информация, получаемая по данным керна из разных «уровней» свиты не всегда сопоставима между собой и не годна для обобщения данных по свите в целом. Кроме того, доступ к керновому материалу компаний в значительной мере ограничен, что так же не способствует повышению уровня познания этих отложений. Надо отметить, что изучался преимущественно не свежесобранный керн, основной процент скважин пробурен более 5 и даже 10 лет назад. Не весь отобранный по этим скважинам керн сохранился, кроме того это материал, оставшийся после проведенных за время хранения исследований. Основной процент скважин (примерно 2/3) охарактеризован керном баженовской свиты менее чем на 50%, а половина из них и того меньше – вынос керна составляет менее 30% общей толщины свиты.

В первую очередь изучение верхней юры проводилось по скважинам с наибольшим процентом выноса керна из отложений баженовской части разреза и с наличием керна в подстилающих и перекрывающих отложениях для увеличения достоверности привязки керна к данным ГИС. То есть, определены основные границы – кровля и подошва отложений баженовской свиты и ее возрастных аналогов, как в керне, так и по данным ГИС.

Кровля баженовской свиты практически не прослеживается при визуальном осмотре керна, что говорит о постепенном переходе вышележащих слабо-битуминозных отложений свит нижнемеловой части разреза (верхней подсвиты тутлеймской свиты, фроловской, черкашинской и других свит нижнемеловой части разреза) в высоко-битуминозные породы баженовской свиты. По геофизическим исследованиям скважин и по лабораторным исследованиям керна граница более очевидна (рис.2.4). По данным ГИС кровля баженовской свиты фиксируется по существенному увеличению значений сопротивлений по данным зондов КС и соответственно, понижением значений проводимости индукционного каротажа. Кроме того, кровля свиты характеризуется увеличением значений радиоактивности по гамма-каротажу. По данным пиролиза граница

характеризуется существенным повышением концентрации органического углерода, по минералогическим исследованиям понижением доли количества глинистого вещества относительно перекрывающих отложений неокома и повышением кремнистой составляющей.

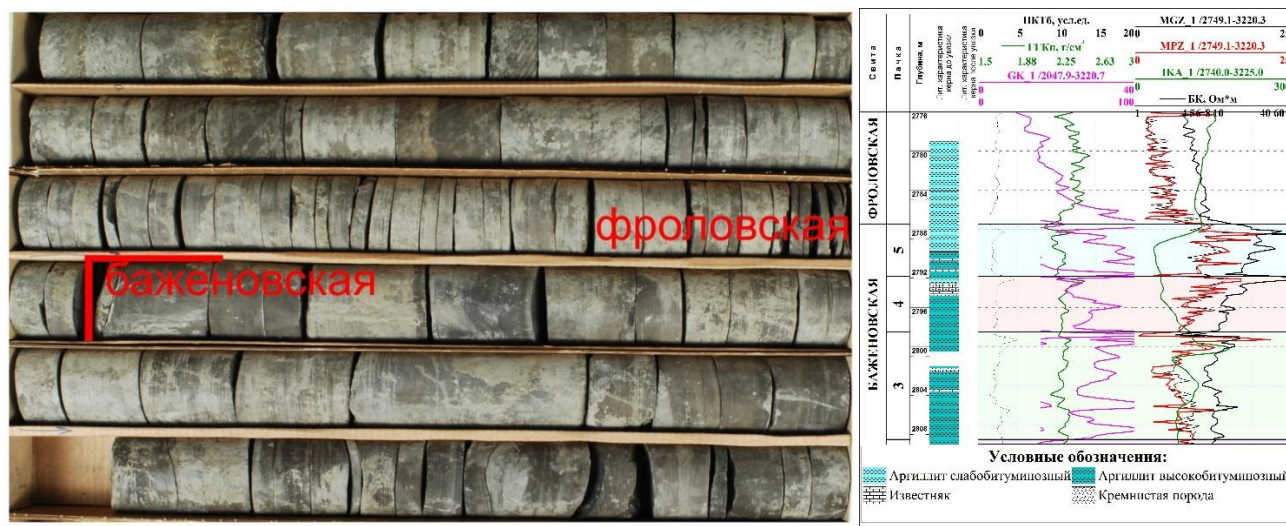


Рис.2.4. Контакт фроловской и баженовской свит (фрагмент ядра и ГИС скважины №42 Лисорской площади).

Некоторыми исследователями в кровле баженовской свиты выделяется пачка преимущественно глинистого состава с невысоким содержанием органического углерода, такой минералогический состав характерен для отложений неокомского НГК. Некоторое повышение радиоактивности и концентрации органического углерода наблюдается в пачках неокомского комплекса (асомкинская, урьевская, самотлорская и т.д.), особенно в зонах близких к границам примыкания неокомских пачек к отложениям баженовской свиты. Например, в работе [И.В. Панченко, 2016] эта часть разреза описана как пачкаб. Такого типа отложения выделяются не во всех разрезах скважин.

В данном исследовании кровля баженовской свиты определена по резкому увеличению концентрации органического углерода, повышению кремнистости в разрезе, что на диаграммах ГИС соответствует значительному повышению значений сопротивлений и естественной радиоактивности, что в той же

публикации соответствует кровле пачки 5. Эта граница повсеместно определяется в разрезе по данным ГИС на всей территории развития баженовской свиты.

Контакт баженовской и абалакской либо георгиевской свит представлен керном во многих скважинах. В отличие от вышеописанного, этот контакт хорошо прослеживается в керне по повышению содержания алевритового материала и по появлению дымчатого голубоватого или зеленоватого оттенка. Изменение цвета пород обусловлено появлением в разрезе глауконита, что отличает эти отложения от вышележащих темно-серых с коричневатым оттенком пород баженовской свиты. Контакт хорошо прослеживается и по данным ГИС (рис.2.5). Кроме значительного понижения значений кажущегося удельного сопротивления по данным зондов Кс и понижением значений кажущейся проводимости по методам ИК, контакт фиксируется по появлению каверн по данным кавернометрии.

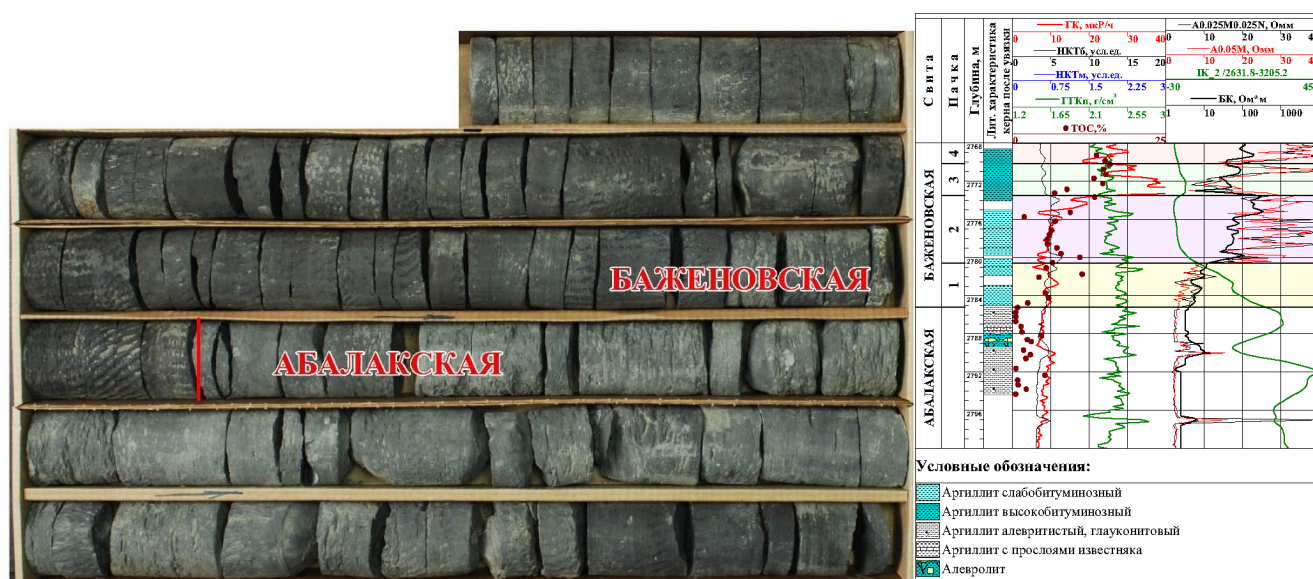


Рис.2.5. Контакт баженовской и абалакской свит (фрагмент керна и ГИС скважины №96 Емангальской площади).

По данным пиролиза контакт баженовской свиты с подстилающими породами характеризуется понижением концентрации органического углерода. Породы абалакской и георгиевской свит не битуминозные, концентрация органического углерода в них не превышает 2%. Минералогические исследования пород в зоне контакта баженовской свиты с абалакской либо георгиевской свитой

не повсеместно показывают значительное изменение вещественного состава, и подошвенная часть баженовской свиты, и кровельная часть абалакской свиты характеризуются повышенным содержанием кремнистой составляющей. На фоне общего постепенного повышения глинистой составляющей в отложениях абалакской (георгиевской) свиты не во всех скважинах наблюдается преобладание глинистого вещества в кровле подстилающих баженовскую свиту отложений. Подошва баженовской свиты, как и ее кровля не всегда однозначно определяется геологами как на территории развития абалакской свиты, так и в пределах распространения георгиевской свиты.

В разрезе свиты выделены отдельные пачки, отличающиеся по литологическому составу слагающих их пород. После привязки керна к данным геофизических исследований выявлены отличия пачек по различным методам ГИС, что послужило основой для вовлечения в корреляцию скважин с небольшим отбором керна. Всего в разрезе свиты выделено пять пачек – 1, 2, 3, 4, 5.

Пачка 1 выделена в подошве баженовской свиты, по данным макроописания керна отложения представлены аргиллитом серым до темно-серого с коричневатым оттенком. Порода не всегда однородная, в ряде скважин текстура породы слоистая, слоистость слабовыраженная горизонтальная, равномерная за счет слойков более светлого алевроитового материала толщиной доли мм (рис.2.6). По пересчету данных рентгенофлуоресцентного анализа породы слоя преимущественно силициты. Содержание глинистого вещества в аргиллитах слоя изменяется от 19 до 43%, в среднем составляет 28-34%. По всему слою прослеживаются крупные стяжения и линзы пирита размером до 3х7см, содержание пирита в породах слоя до 15%. Встречаются ростры белемнитов.

Толщина пачки достигает 14-16 м, существенно увеличивается в юго-западном направлении в районе Ханты-Мансийской котловины, осложняющей Фроловскую мегавпадину.

Отложения пачки имеют локальное распространение на территории ХМАО-Югры. Отсутствуют в западной части округа в зоне развития песчаников вогулгинской толщи и в восточной части округа, где граница отсутствия

отложений проходит по восточному склону Сургутского свода и центральной части Юганской мегавпадины. Эти отложения в стратиграфических каталогах часто относят к абалакской свите, сходство с которыми действительно есть. Одним из отличий является повышение битуминозности в этой части разреза. Отложения слоя слабобитуминозные с прослоями битуминозных разностей, концентрация органического углерода изменяется от 0.5 до 12-13% в единичных образцах, в среднем по пачке содержание Сорг составляет 5.3%.

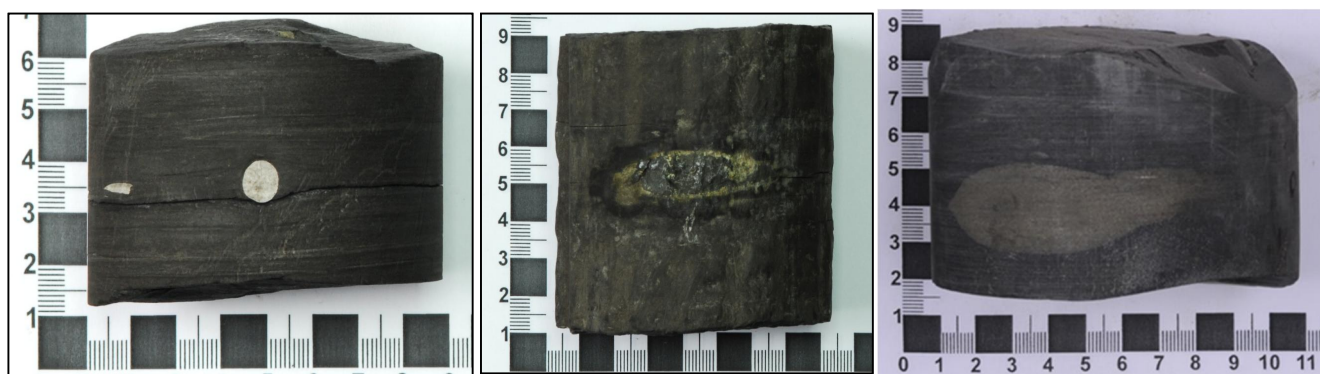


Рис. 2.6. Образцы керна пород пачки 1.

По данным микроскопии породы пачки глинисто-кремнистые или кремнисто-глинистые. Отмечаются реликты и фрагменты радиолярий часто с пиритизированными стенками, радиолярии как карбонатизированные, так и кремнистые. В отдельных скважинах встречаются единичные зерна глауконита. Возможно отложения пачки соответствуют выделенной Зубковым М.Ю. в подошвенной части свиты глауконитовой подфации [Зубков М.Ю. 2005].

Согласно описанию керна, следующая **пачка 2** в отложениях баженовской свиты представляет собой чередование аргиллитов с кремнистыми и карбонатными прослоями. Аргиллит темно-серый до черного с коричневатым оттенком, местами трещиноватый. Прослои и линзы карбонатных и кремнистых пород встречаются по всему разрезу слоя (рис.2.7). Глинисто-карбонатная порода темно-серого цвета, трещиноватая, трещины разнонаправленные. Контакт перехода карбонатной породы в глинистую четкий, неровный, волнистый. По данным рентгеноструктурного анализа основным литотипом пачки являются

силициты. Содержание глинистых минералов в силицитах изменяется от 11 до 37%, кремнезема 35-73%. Встречаются прослои известняков с содержанием карбонатного вещества 51-95% и мергелей – 40-55%. В отложениях слоя встречаются остатки и отпечатки фауны, ростры белемнитов. В кремнистых и карбонатных разностях по данным микроскопических исследований описаны округлые структуры радиоларий часто карбонатизированные.

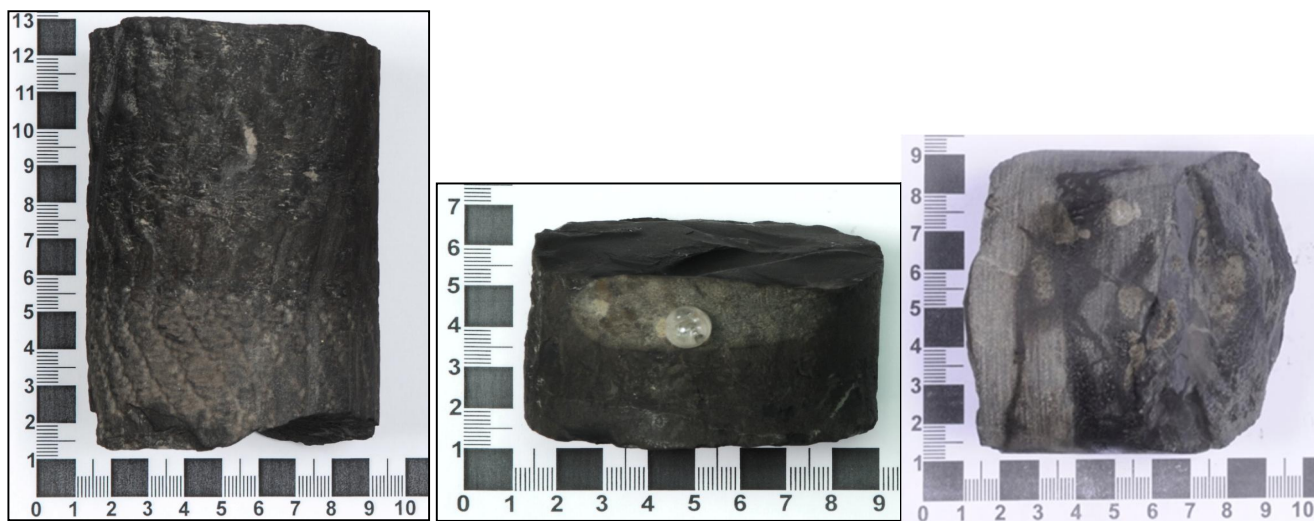


Рис. 2.7. Образцы керна пород пачки 2.

Толщина пачки изменяется от 1-2 м до 16-20 м. Повышенные значения толщин приурочены к территориям мегавпадин – южной части Фроловской мегавпадины, западной части Юганской мегавпадины и к Толькинскому прогибу. В пределах положительных структур толщины уменьшаются вплоть до полного отсутствия в пределах наиболее возвышенной части Нижневартовского свода.

Породы пачки битуминозные, концентрация органического углерода в целом выше чем, в предыдущей пачке, изменяется от 4 до 13.5%, и в среднем составляет 7.15%.

Проследить изменение разреза баженовских отложений по данным керна важная задача, изучением которой занимались многие исследователи. За годы освоения провинции в пределах ХМАО пробурено порядка 10000 поисково-разведочных скважин. Керна отбирался, как правило, фрагментарно, но накоплен

большой массив данных геофизических исследований осадочного чехла, которые наиболее полно характеризуют разрез. По сопоставлению объемов материала этих двух видов исследования отложений, можно сказать что керн – это вспомогательный вид информации для анализа материалов ГИС.

Выявленные закономерности распределения литологического состава по керновым данным необходимо сопоставить с данными геофизики. Все тонкости изменения литологии разреза по геофизическим методам выделить сложно, и наоборот, каждое изменение записи кривых ГИС невозможно уловить по материалам исследования керна. Поэтому необходимо максимальное обобщение литологических и геофизических данных, как по разрезу, так и по площади развития свиты.

Кровля пачки 2 наиболее уверенно прослеживается по всей территории развития баженовской свиты и ее аналогов. По данным ГИС по сравнению с вышележащими породами свиты резко изменяются значения радиоактивности, значения $J_{гк}$ менее 30-40 мкр/ч. По данным пиролиза наблюдается снижение концентрации органического углерода, что прослеживается и при визуальном осмотре керна по изменению цветности пород. То есть эта граница разделяет исследуемые отложения на более радиоактивные и менее радиоактивные, или высокобитуминозные и слабобитуминозные породы. Эту границу можно принять, как дополнительный репер при привязке керна внутри свиты. Граница не охарактеризована возрастными определениями, утверждать, что она одновозрастная нельзя.

По данным ГИС для пачки 2 характерны средние значения радиоактивности 16-17 мкр/ч. Значения удельного сопротивления в среднем составляют 60 Ом, в отдельных прослоях достигают 400 и более Ом. Повышенные значения сопротивлений в отложениях пачки связаны с встречающимися в этой части разреза прослоями карбонатных пород, что коррелируется с литологическими данными, с другой стороны - с гидрофобностью отдельных нефтенасыщенных прослоев свиты [Белкин, 1985].

Кровля пачки 1 по данным ГИС прослеживается в первую очередь по уменьшению значений сопротивлений, значение радиоактивности в этой части разреза понижается относительно пачки 2 незначительно и в среднем составляет 11-12 мкр/ч, значение близкое к фоновому. Удельное сопротивление повышается относительно нижележащих пород абалакской (георгиевской) свиты, где его значения не превышают 5 Омм (за исключением встречающихся в разрезе плотных прослоев карбонатного состава). Средние значения удельного сопротивления, определенные в скважинах, по площади развития пачки изменяются от 5 до 20 Омм (в среднем 13 Омм).

Верхняя высокобитуминозная часть разреза свиты разделена на три пачки. Для всех пачек характерно повышение относительно нижних двух пачек радиоактивности и удельного сопротивления. Наблюдается изменение по разрезу минералогического состава пород.

По материалам макроописания кернового материала следующая вверх по разрезу свиты **пачка 3** сложена аргиллитом темно-серым до черного с коричневатым оттенком. Порода однородная, излом раковистый, полураковистый, землистый. Встречаются остатки рыбного детрита и, выполненные битумом, напыление и вкрапление пирита на плоскостях сколов (рис. 2.8). Согласно данным, полученным в результате обработки рентгеноструктурного анализа, отложения пачки характеризуются высоким содержанием кремнистого вещества. Таким образом, пачка сложена в основном глинистыми и слабоглинистыми силицитами, реже известковисто-глинистыми. Содержание глинистого вещества в среднем составляет 19-23%, кремнистого вещества – 50-58%. Микрофауна представлена реликтами раковин радиолярий и пелициподами. Толщина пачки изменяется от 0.5 м до 16-18 м, закономерности изменения толщин в целом сопоставимы с описанной выше пачкой 2. Порода битуминозная, концентрация органического углерода достигает 16.5 %, в среднем по пачке составляет 8.8%.

Эта часть разреза свиты существенно отличается по данным ГИС от нижележащих отложений пачек 1 и 2. В два раза увеличиваются значения радиоактивности пород, в среднем по пачке составляет 40 мкр/ч, изменяясь от 15 до

90 мкр/ч по площади распространения пачки. Радиоактивность, как правило, увеличивается вверх по разрезу пачки. Среднее значение удельного сопротивления увеличивается относительно пачки 2 незначительно, составляет 85 Омм.

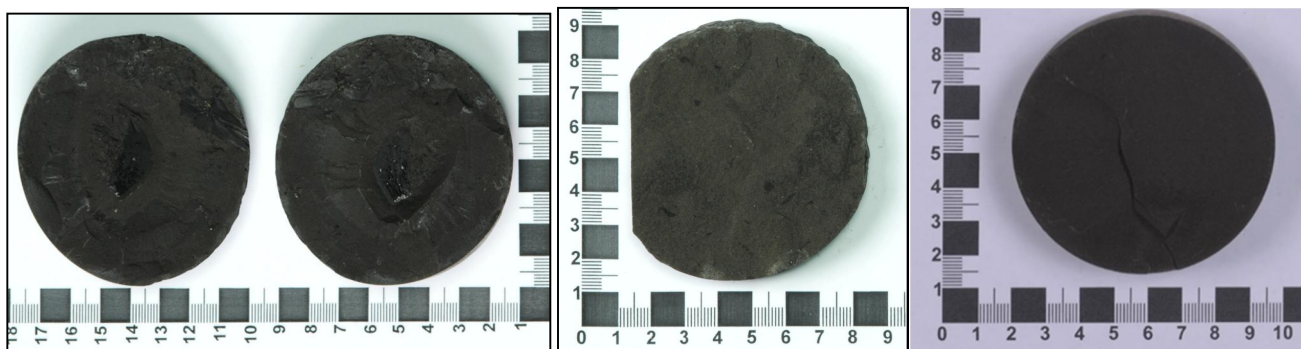


Рис. 2.8. Образцы керна пород пачки 3.

Следующая **пачка 4** охарактеризована керном во многих скважинах. Не всегда надежно и однозначно коррелируется по данным ГИС, в первую очередь характеризуется понижением значений гамма-каротажа, однако внутри пачки зачастую встречаются высокорadioактивные прослои. Пачка имеет сложное строение, представляет собой переслаивание аргиллитов с глинисто-карбонатными и кремнистыми породами (рис.2.9). Аргиллит темно-серый до черного в прослоях черный, плотный, крепкий, однородный, слюдистый. В отдельных скважинах встречаются зеркала скольжения. По данным РСА аргиллиты кремнистые и известковисто-кремнистые. Содержание глинистых минералов в среднем составляет 28-33%, кремнистого вещества 25-32%, содержание карбонатного вещества изменяется от 0 до 20%. Карбонатное вещество представлено кальцитом и доломитом. Порода кавернозная, разбита многочисленными трещинами, заполненными кальцитом. Контакт перехода карбонатной породы в глинистую четкий, резкий. По данным рентгеноструктурного анализа содержание карбонатного вещества в отдельных прослоях пачки достигает 95%. Карбонатное вещество преимущественно представлено кальцитом, в меньшей степени доломитом. Силициты по данным РСА встречаются реже относительно нижележающих пачек баженовской свиты. В отложениях пачки встречаются многочисленные остатки и отпечатки раковин

двустворок вплоть до прослоев ракушняка, аммонитов, рыбные остатки. Встречаются напыления и линзочки пирита. Толщина пачки изменяется от 0.5 -1 м до 18-20 м. Уменьшенными толщинами характеризуются территории Красноленинского свода, юго-восточного склона Нижневартовского свода, а также Верхнеляминского, Туманного и Ай-Пимского валов, осложняющих северную часть Фроловской мегавпадины. Породы пачки высокобитуминозные, встречаются битуминозные и слабобитуминозные прослои. Концентрация Сорг изменяется от 1 до 22% и в среднем по пачке составляет 9.2%.

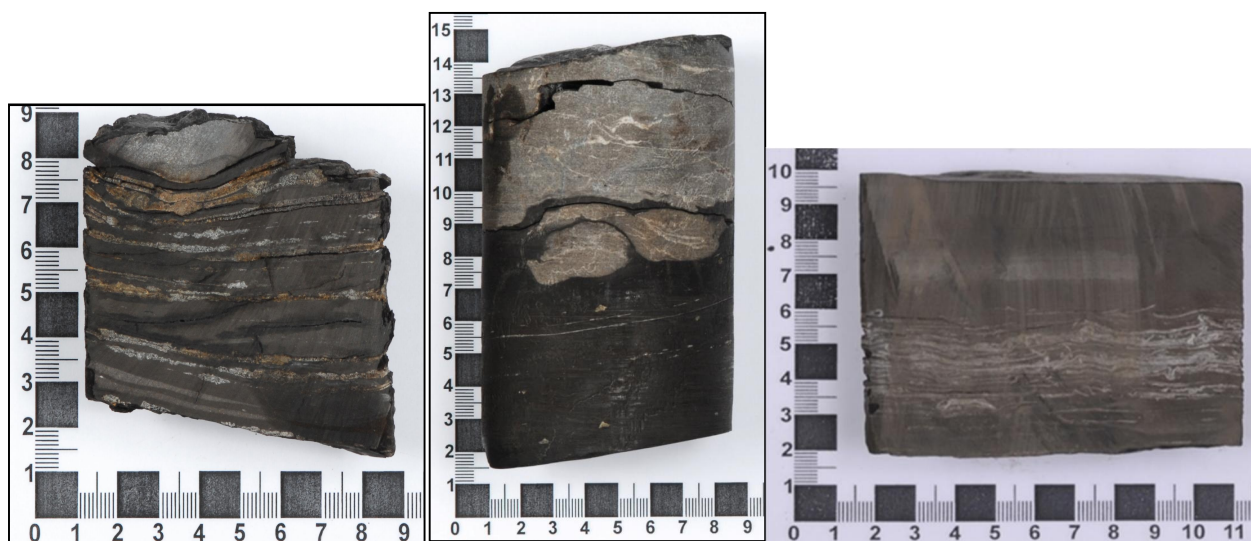


Рис. 2.9. Образцы керна пород пачки 4.

В разрезе верхней части свиты этот слой выделяется по данным ГИС понижением значений радиоактивности пород, среднее значение по пачке составляет 32 мкр/ч. Наблюдается повышение удельных сопротивлений, которые в среднем по пачке составляют 142 Омм.

Залегающая в кровле баженовской свиты (нижней подсвиты тутлеймской свиты) **пачка 5** по данным макроскопического описания керна сложена аргиллитом черным с коричневым оттенком за счет напыления пирита на плоскостях. Порода тонкоотмученная, однородная, слабослюдистая, в разной степени карбонатная (рис.2.10). Карбонаты по данным И.В. Панченко [78] биогенные, породы пачки насыщены остатками кокколитофорид. Излом неровный, раковистый. Встречаются отпечатки фауны. В отдельных скважинах

встречаются зеркала скольжения. По данным РСА аргиллиты кремнистые и известковисто-кремнистые. Содержание глинистых минералов в некоторых районах несколько преобладает над содержанием кремнистой составляющей - 28-33%, кремнистого вещества 20-28%, Карбонатное вещество встречается в отдельных прослоях, содержание его достигает 28%. Порода пиритизированная, содержание пирита в отдельных прослоях достигает 20-25%.

В отложениях пачки встречаются единичные прослои карбонатных пород, отмечаются как известняки, так и мергели. По данным РСА содержание карбонатного вещества изменяется от 25 до 95 %. Карбонатные прослои в основном слабобитуминозные и небитуминозные с концентрацией органического углерода менее 6%. В отдельных прослоях породы высокобитуминозные с содержанием органики 16-17%.

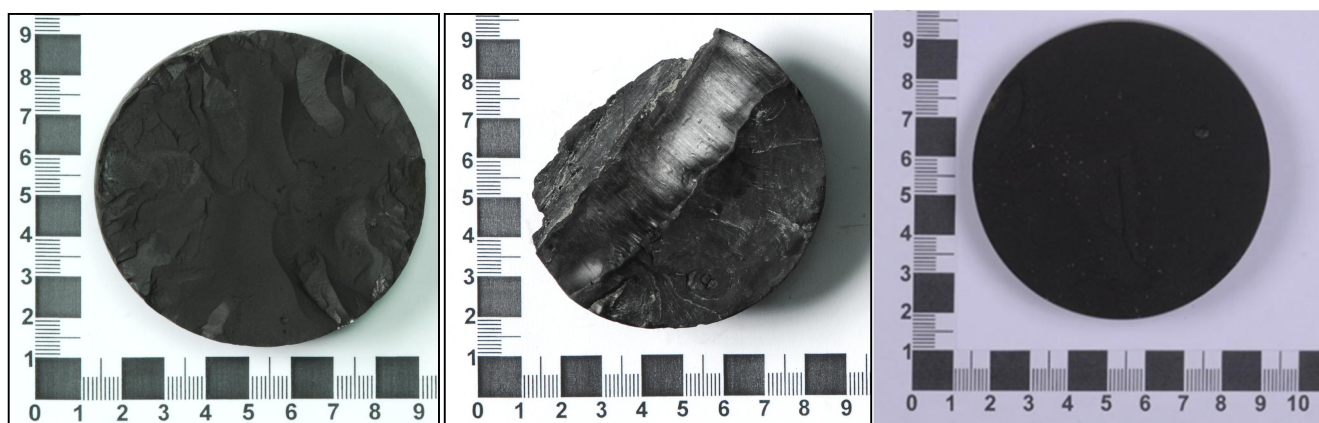


Рис. 2.10. Образцы керна пород пачки 5.

Порода охарактеризована большим количеством шлифов. Описаны образцы кремнисто-глинистой породы и карбонатные прослои. В кремнисто-глинистых разностях присутствуют однокамерные формы планктона с карбонатными стенками и с битумом и кремнием внутри, пиритизированные реликты радиолярий халцедонового состава.

Толщины пачки изменяются от 1-2 до 20-25 м. Максимальные толщины приурочены к территории Тундринской котловины, расположенной в восточной части Фроловской мегавпадины, и к территории Колтогорско-Толькинской

шовной зоны. Аргиллиты преимущественно высокобитуминозные, концентрация органического углерода достигает 25-26%, в единичных прослоях до 30%. Среднее значение содержания Сорг по площади развития пачки составляет 10.6%.

Эта часть разреза свиты по геофизическим данным скважин характеризуется максимальными значениями как радиоактивности пород, так и удельных сопротивлений. Средние значения этих методов по пачке составляют 44 мкр/ч и 152 Омм соответственно.

По всем пачкам построены карты толщин. Эти карты, изображенные на рисунке 2.11, иллюстрируют неожиданный и интересный результат: выделенные

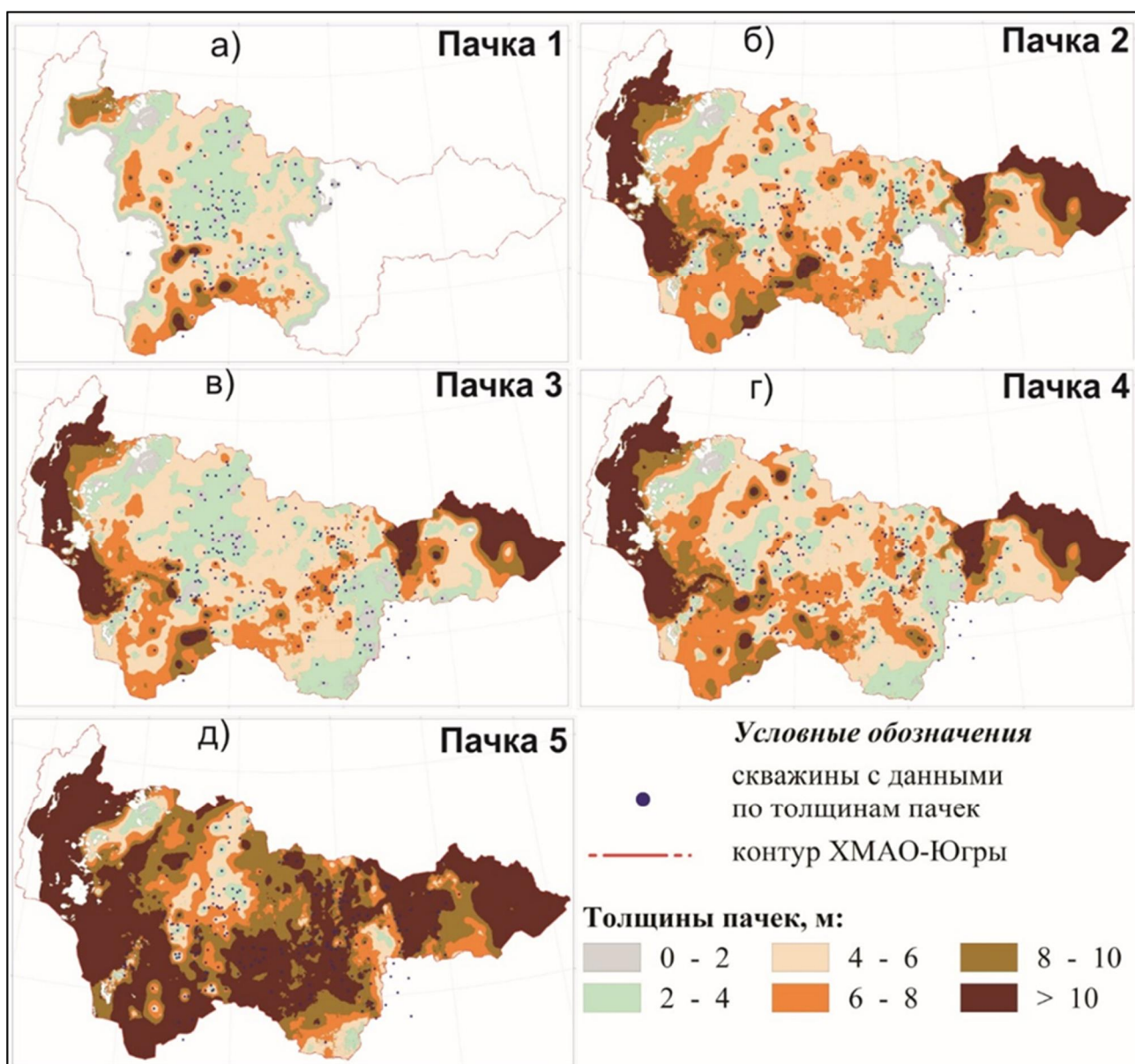


Рис. 2.11. Карты толщин пачек баженовской свиты

пачки распространены на изученной территории не повсеместно. Полученные результаты допускают историко-палеогеографическую интерпретацию. Постепенное увеличение глубины мелководного васюганского моря имело следствием формирование специфической обстановки, характерной для баженовского моря и обусловившей накопление органогенно-терригенных осадков, первоначально в более глубокой части бассейна, в зоне предшествующего развития абалакских отложений. Затем, по мере нарастания трансгрессии, эти условия распространились на большую часть Широтного Приобья, за исключением наиболее возвышенного участка Нижневартковского свода, и только к моменту начала накопления пачки 3 охватили всю территорию. Углубление бассейна сопровождалось увеличением доли органического материала в формирующихся баженовских осадках.

С другой стороны, выделенные в разрезе баженовских отложений пачки не обязательно являются синхронными образованиями. Возможно их выделение обусловлено изменениями литологических характеристик в разрезе позднеюрских отложений, которые прослеживаются на значительной территории бассейна.

Конечно, для полной уверенности в справедливости этой модели необходимо выполнить расчленение и корреляцию на порядок большего числа скважин, а также подтвердить или опровергнуть разновозрастность выделенных пачек палеонтологическими и палинологическими данными. Тем не менее, в качестве рабочей гипотезы модель выглядит достаточно обоснованной.

Таким образом, выделенные в разрезе баженовской свиты пачки отличаются по литологическим характеристикам при визуальном описании керна. После его привязки пачки прослеживаются и по данным геофизических исследований в скважинах (рис.2.12). Основными информативными методами ГИС, на которых базируется расчленение разреза свиты являются методы радиоактивного каротажа и электрические методы. На рисунках 2.13 и 2.14 представлены изменения по разрезу пачек значений естественной гамма-активности пород по методу ГК и значений кажущегося сопротивления по методу БК. Используются данные ГИС по скважинам, в которых проводилось макроскопическое описание керна.

В целом по пачкам наблюдается увеличение в верх по разрезу свиты обоих параметров. Надо отметить, что изменения касаются только центральной части территории округа, в краевых частях, где по данным керна разрез аналогов баженовской свиты не расчленяется, слабо прослеживаются и изменения геофизических данных. Радиоактивность пород увеличивается постепенно от 1 до 3 пачки, в пачке 4 наблюдается на основной части территории некоторое понижение радиоактивности пород. Исключение составляет восточный и северо-восточный склоны Нижневартовского свода. Здесь баженовская свита отличается минимальными толщинами, которые составляют 10-15 метров. Кроме того, разрез свиты в этом районе по данным ГК слабо дифференцирован. Учитывая небольшие толщины пачек и незначительные изменения по разрезу радиоактивности, возможна ошибка в расчленении разреза. Пачка 5 отличается максимальными значениями радиоактивности в разрезе свиты.

Значения кажущихся сопротивлений, как уже отмечалось выше, увеличиваются вверх по разрезу свиты (рис.2.13). Пачки существенно отличаются друг от друга по значениям этого параметра, за исключением пачек 4 и 5. Сопротивления пород этой части разреза в целом сопоставимы.

Расчленение разреза баженовской свиты и корреляция разрезов проведены для 240 скважин, распределенных по всей территории округа. Большинство скважин охарактеризовано результатами геохимических и минералогических исследований. В результате привязки керна образцы лабораторных исследований распределены по выделенным в разрезе пачкам. Материалы исследований в ходе работ опубликованы в ряде статей [13,14,74] и неоднократно докладывались на конференциях.

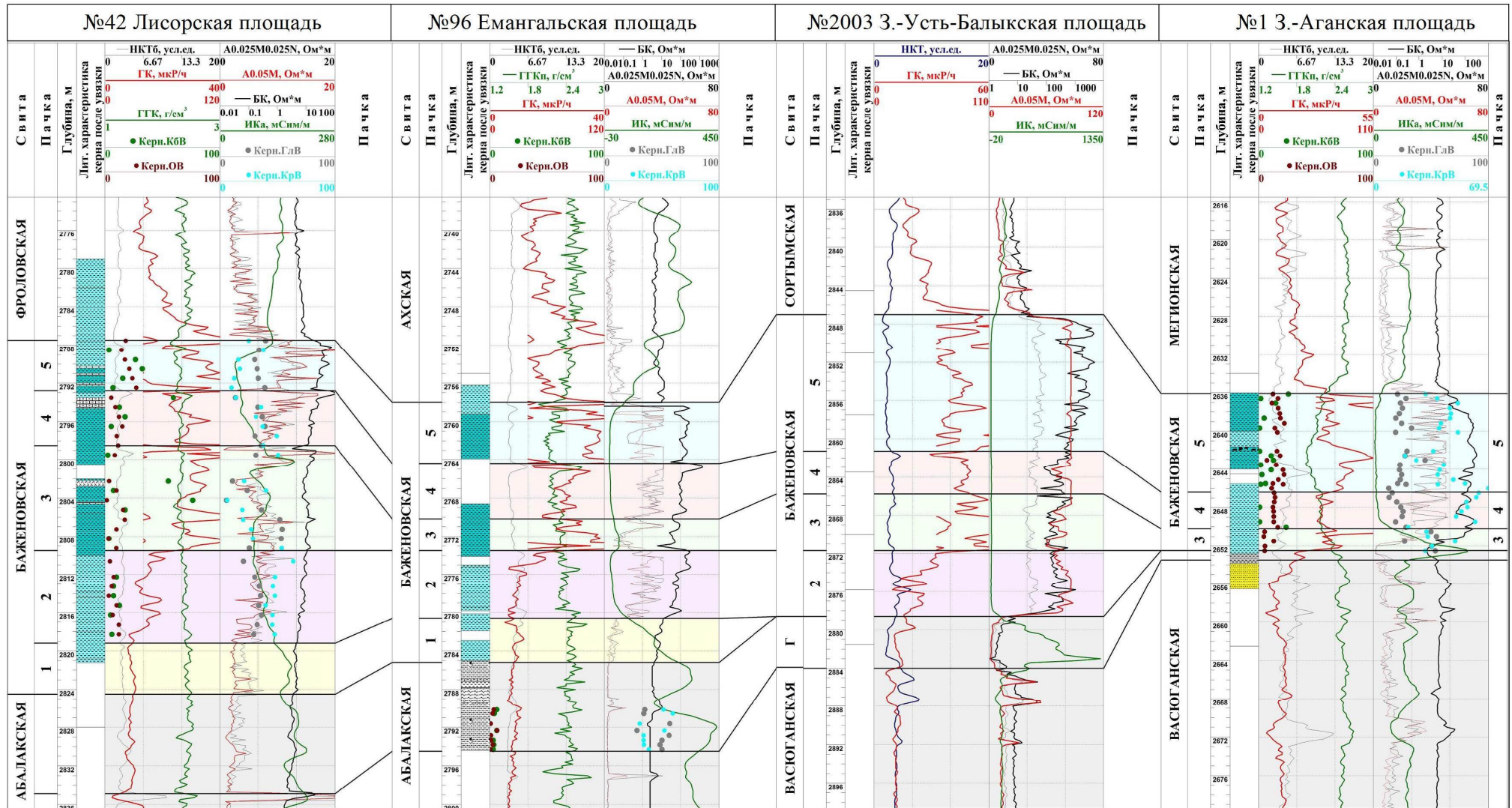


Рис. 2.12. Геофизическая характеристика пачек базеновской свиты

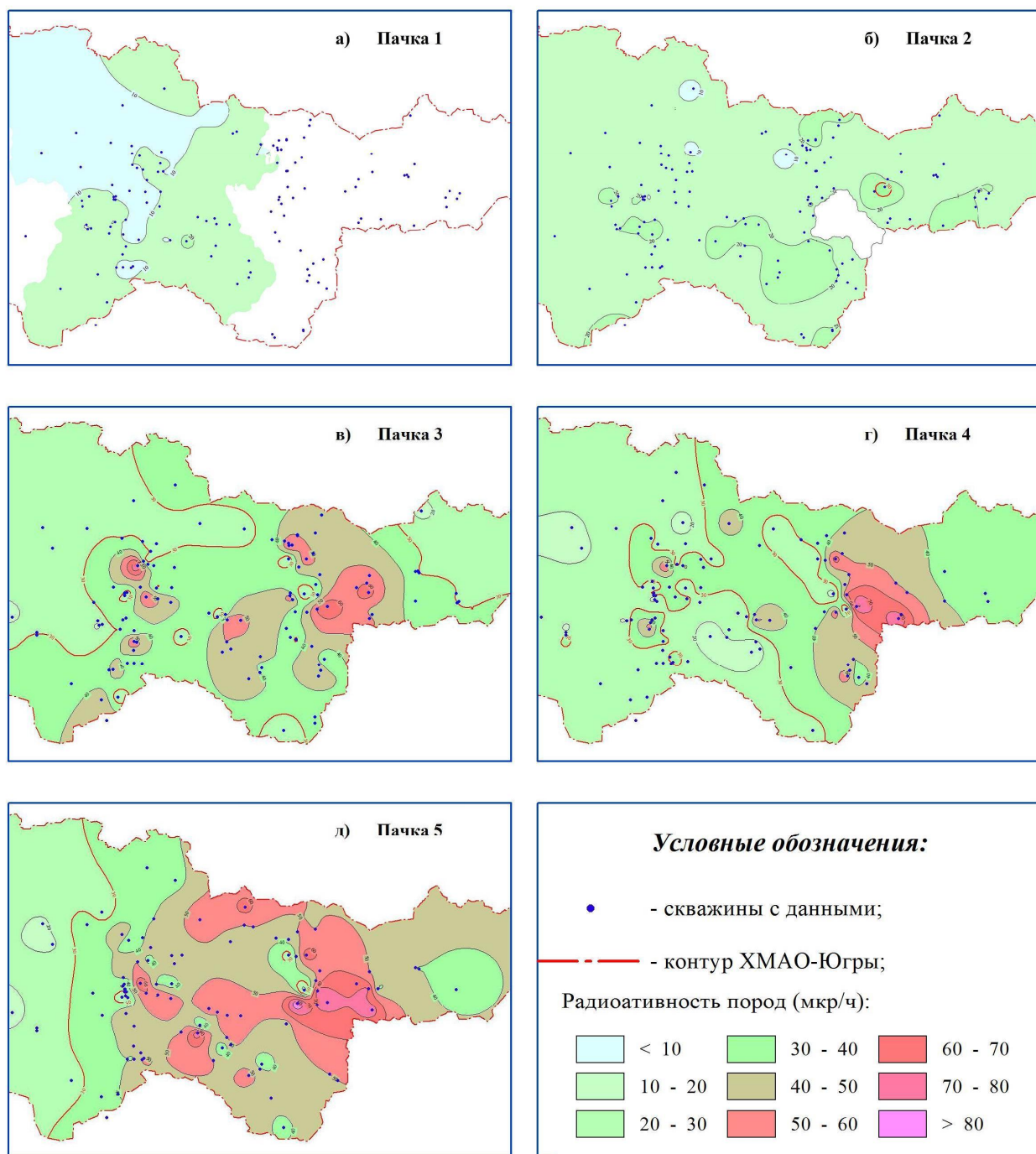


Рис. 2.13. Карты значений радиоактивности по пачкам баженовской свиты

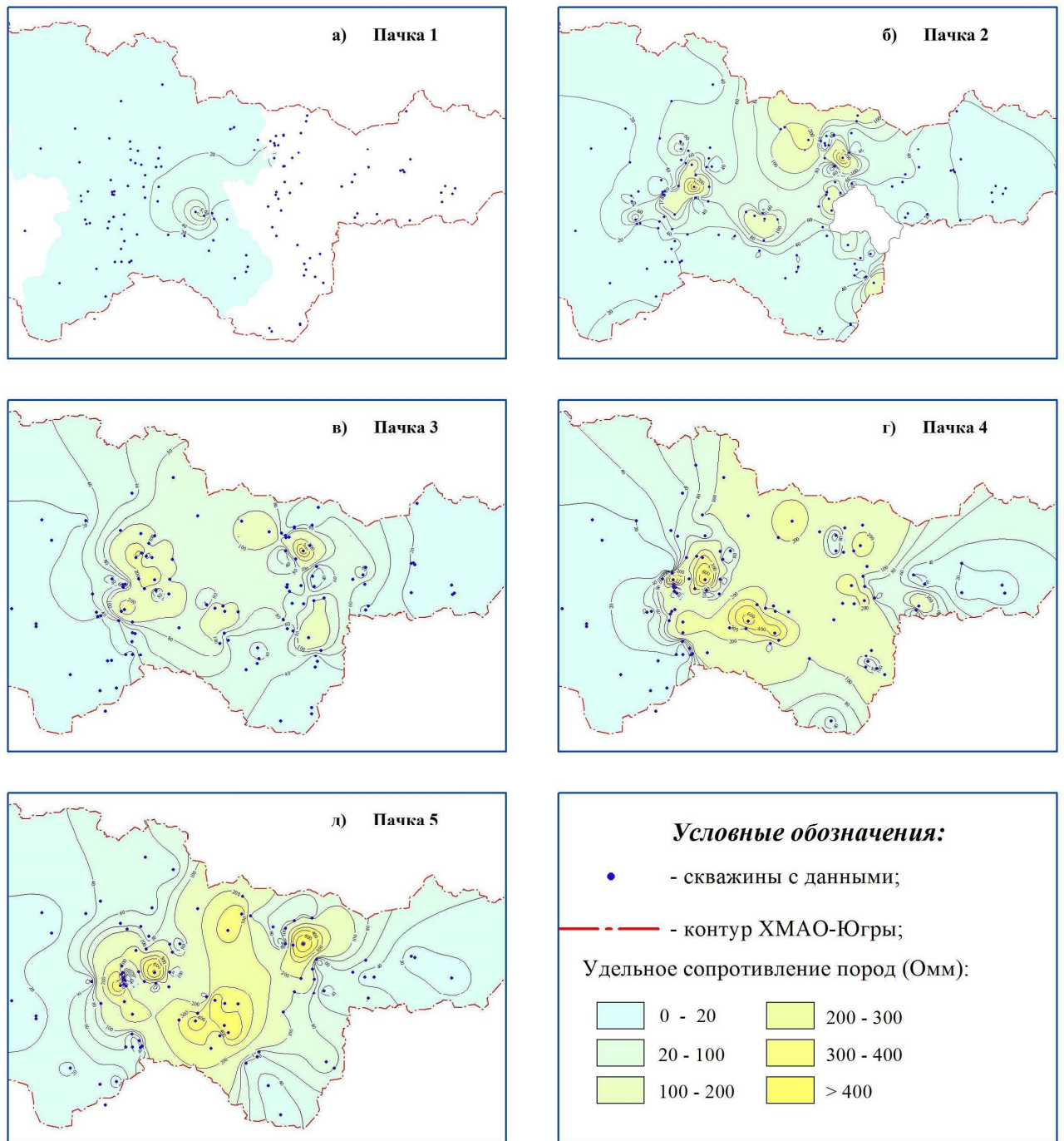


Рис. 2.14. Карты значений кажущихся сопротивлений по пачкам баженовской свиты

3. Оценка изменчивости вещественного состава отложений баженовской свиты и ее возрастных аналогов.

3.1. Основные породообразующие составляющие отложений баженовской свиты.

Как показано в главе 2 даже при визуальном осмотре керна свиты прослеживается изменение ее литологического состава по разрезу. В разные годы фундаментальные исследования вещественного и минерального состава отложений баженовской свиты проводили И.Н. Ушатинский, И.И. Нестеров, А.Э. Конторович, Ф.Г. Гурари, М.Ю. Зубков, С.И. Филина, В.Г. Эдер, А.Г. Замирайлова, Ю.Н. Занин и другие.

В НАЦ РН собран значительный по объему массив данных лабораторных исследований керна. После проведения привязки керна к данным ГИС к баженовской свите отнесены 5485 образцов пород из 322 скважин. Пиролитические исследования проведены по 3995 образцам из их общего объема. Скважин достаточно много, однако основной процент скважин (около 50%) представлен керном баженовской свиты менее чем на 30%.

Данных с минералогическими исследованиями меньше. Объем имеющихся в НАЦ РН результатов минералогических исследований керна (РСА и РФА) баженовской свиты составляет 3408 образцов из 191 скважины. Из этого количества скважин с высоким процентом выноса керна и равномерным отбором образцов для исследований минералогического состава не так много. Наряду с этим, явной проблемой является неравномерное расположение скважин с информацией по территории ХМАО (рис.3.1). Кроме того, не совпадают выборки скважин с пиролитическими и минералогическими исследованиями.

В большинстве скважин отбор образцов проводился равномерно через 50 см, а в отдельных скважинах – 20 см. По части скважин (а это почти треть) даже при хорошем выносе керна в распоряжении НАЦ РН есть незначительное количество исследованных образцов. Это скважины изучение керна в которых

проводилось предыдущими исследователями, данные взяты из существующих отчетов и опубликованной литературы.

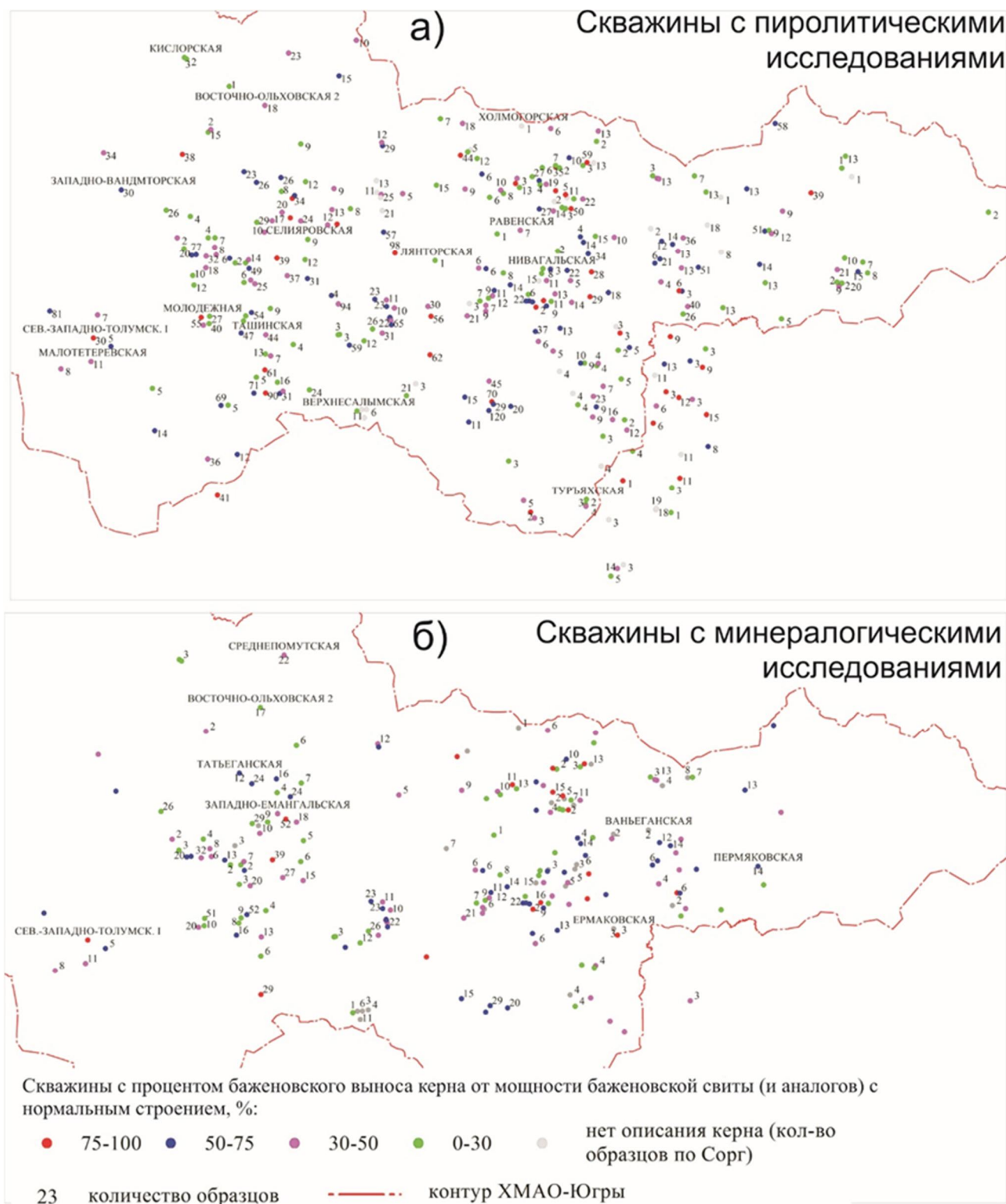


Рис.3.1. Схемы расположения скважин с геохимическими и минералогическими исследованиями пород баженовской свиты [В.А. Волков 2016]

Увязка имеющихся данных керна с данными ГИС играет важную роль при исследованиях отложений баженовско-абалакского комплекса. Как отмечалось выше, привязка керна к данным геофизических исследований позволила выявить отличия пачек по различным методам ГИС и привлечь в корреляцию скважины с небольшим отбором керна или даже вообще без отбора керна из исследуемых отложений. Учитывая фрагментарный отбор керна из отложений свиты, даже при равномерном отборе образцов из него полученная характеристика будет относиться к определенной части разреза свиты.

В первую очередь рассматривались скважины с максимальным процентом выноса керна из верхнеюрских отложений, где проведен спектрометрический вариант замера естественной радиоактивности пород (СГК). В таких случаях увязка керна с геофизическими характеристиками более достоверна. Сложнее осуществляется привязка в скважинах с незначительным отбором керна. В этих скважинах неоднозначна увязка даже при наличии замера СГК по керну. В таких случаях учитывается макроскопическое описание, которое можно сопоставить со скважинами с высоким процентом выноса. По значительному числу скважин с лабораторными исследованиями керна в наличии нет, привязка к данным ГИС проведена условно по материалам полевого описания. В условиях малых отборов и при отсутствии керна по скважинам при увязке керна учитывается описание керна по близ расположенным интервалам отбора.

Наиболее значимыми при увязке керна являются контакты. В рассматриваемых отложениях это четкий эрозионный контакт абалакской и тюменской свит и, менее выраженный, но все же прослеживаемый и в керне и по данным ГИС, контакт баженовской и абалакской (георгиевской) свиты. На рисунке 3.2 представлена увязка керна по скважине №308 З.-Унлорской площади, в которой в керне прослеживаются оба описанных выше контакта.

Кроме контактов, реперами при привязке керна являются прослои кремнистых и карбонатных пород. Даже при незначительных мощностях (около 0.1м) плотные породы отображаются по данным ГИС повышением сопротивления, и кроме того фиксируются по данным акустического и

нейтронного каротажа. Более надежно плотные прослои распознаются в разрезе абалакской (георгиевской) свиты. В разрезе баженовской свиты на фоне общего повышения сопротивлений привязка плотных прослоев неоднозначна.

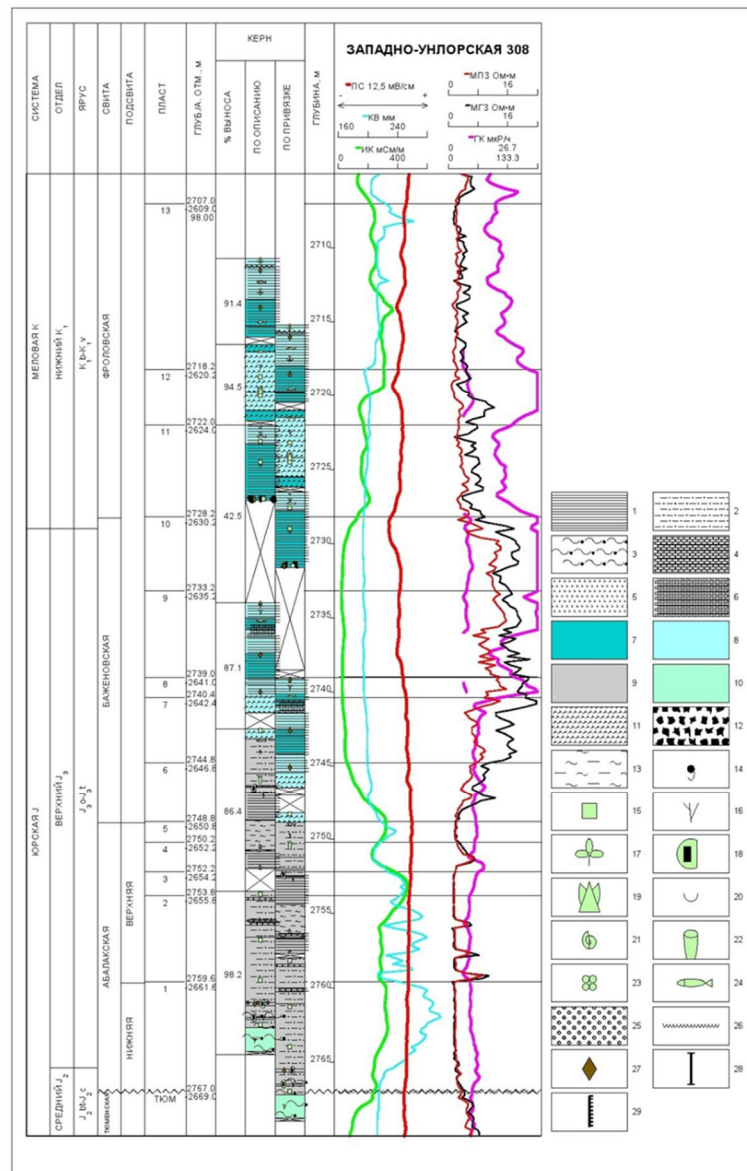


Рис.3.2. Привязка керна по скважине №308 Западно-Унлорской площади.

Условные обозначения: 1 - аргиллит; 2 - аргиллит алевритистый; 3 - алеврит; 4 - карбонатная порода; 5 - кремнисто-карбонатная порода; 6 - глинисто-карбонатная порода; 7 - высоко битуминозная, битуминозная порода (Сорг. более 7 %); 8 - слабо битуминозная порода (Сорг. 3-7 %); 9 - небитуминозная порода (Сорг. менее 3 %); 10 - породы тюменской свиты; 11 - трещиноватость; 12 - куски, обломки породы; 13 - зеркала скольжения; 14 - глауконит; 15 - скопления пирита; 16 - углистый детрит; 17 - растительный детрит; 18 - конкреции сидерита; 19 - двустворки; 20 - раковины, обломки раковин; 21 - аммониты; 22 - ростры белемнитов; 23 - водоросли; 24 - рыбный детрит; 25 - оолиты; 26 - границы размыва; 27 - запах нефти; 28 - интервал опробования испытателем пластов в процессе бурения; 29 - интервал перфорации при испытании в эксплуатационной колонне.

При привязке керна учитывались данные лабораторных геохимических исследований. Концентрация органического углерода, полученная по данным пиролиза, хорошо сопоставляется с данными гамма-каротажа особенно в разрезе верхней подсвиты тутлеймской свиты и подошвенной части фроловской свиты. По резкому повышению содержания органического углерода в разрезе фиксируется кровля баженовской свиты и ее возрастных аналогов, которая по данным макроскопического описания керна практически не выделяется. Таким образом, данные пиролиза являются вспомогательным критерием при привязке керна, особенно керна баженовской свиты. Не всегда керна и данные его лабораторных исследований однозначно коррелируются с данными геофизических исследований скважин. В некоторых скважинах выявленные по большей части скважин критерии не помогают в привязке к данным ГИС. Скорее всего, это может быть связано с нарушением порядка укладки керна в ящиках.

Таким образом, в скважинах с максимальным отбором керна увязан с данными ГИС. В скважинах с неполным комплексом ГИС керна оставлен без привязки в силу отсутствия возможности таковой. Увязка керна помогла из всего массива данных лабораторных исследований исключить образцы, выходящие за границы баженовской свиты в нижнемеловую часть разреза или в залегающие ниже отложения абалакской и георгиевской свит.

При обобщении всех имеющихся данных лабораторных исследований выделены основные породообразующие составляющие отложений свиты, это кремнистое, глинистое, органическое, карбонатное вещество и пирит. Все составляющие за исключением органического вещества учитывались по данным РСА. Дополнительно использовались данные химического состава пород баженовской свиты в 54 скважинах из литогеохимической картотеки ЗапСибНИГНИ. Пересчет содержаний глинистой, кремнистой и карбонатной компонент по данным о химическом составе проведен по выведенным при сопоставлении данных РСА и РФА уравнениям по выборке скважин, в которых присутствуют исследования керна двумя этими методами [В.А. Волков 2016].

Доля органического вещества вычислена по содержанию в породе органического углерода по данным пиролитического метода.

По глинистой, кремнистой и карбонатной составляющим построены предварительные схемы их распространения (рис.3.3). Использованы только скважины с отбором керна от интервала залегания отложений свиты не менее 75%, по которым вычислены средние значения содержания глинистого, кремнистого и карбонатного вещества по образцам баженовской свиты. Скважин крайне мало, но тем не менее, видна тенденция к увеличению глинистости разреза свиты к краевым частям бассейна и уменьшением глинистой составляющей к центральной части бассейна. По распределению кремнистого вещества намечается тенденция увеличения его содержания с запада на восток. В центральной части округа, где понижается глинистость в разрезе, прослеживается увеличение кремнистой составляющей. Карбонатное вещество так же имеет области локализации – это центральная часть округа, восточный склон Нижневартовского свода. И намечается тенденция к уменьшению карбонатной составляющей к периферийной части округа.

В целом по предварительным исследованиям в вещественном составе отложений свиты доминирует кремнистая составляющая, что коррелирует с многими опубликованными данными. Так специалистами ЗАО «МиМГО» отмечено преобладание кремнистого вещества в изученных образцах пород баженовской свиты в западной части Широкого Приобья [В.Д. Немова 2012]. Преобладание кремнистого материала практически по всему разрезу свиты отмечено в работах специалистов института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН по материалам площадей северной части Широкого Приобья [В.Г. Эдер 2015]. Хотя многие исследователи отмечали ранее преимущественно глинистый состав отложений свиты [В.И. Белкин 1983]. Кремнезем баженовской свиты по мнению большинства исследователей имеет биогенное происхождение [В.Д. Немова 2012, В.Г. Эдер 2015 и др].

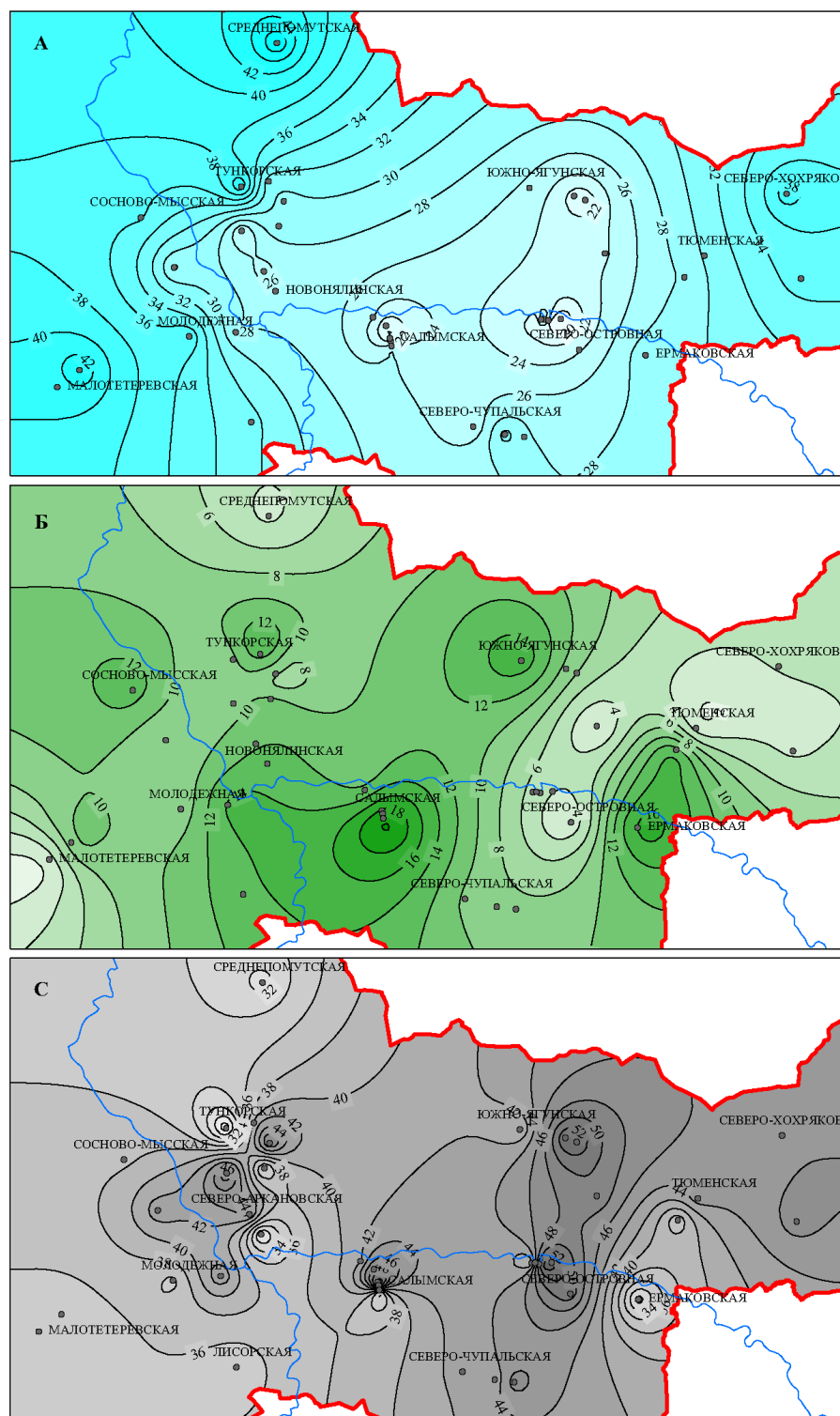


Рис.3.3. Схемы распределения средних содержаний породообразующих компонентов базеновской свиты по скважинам с отбором керна больше 75% интервала залегания: А. глинистое вещество; Б) карбонатное вещество; С) кремнистое вещество.

3.2. Характеристика вещественного состава пачек баженовской свиты

Расчленение баженовской свиты на пачки позволило решить вопрос получения статистически несмещенных оценок геохимических и минералогических характеристик отложений. Отбор керн всего интервала залегания баженовской свиты осуществлен в относительно небольшом числе скважин. Обычно отбор керн выполняется совместно с выше- или нижележащими отложениями, значительно реже керн отбирается из средней части свиты. Поскольку минеральный состав и геохимические характеристики пород баженовской свиты существенно изменяются по разрезу, их значения, осредненные в одной скважине по верхней, средней или нижней части свиты, могут ощутимо (кратно) различаться. Например, содержание органического углерода (Сорг) в нижней части свиты составляет 5-7%, а в верхней может достигать 20% и более. Поэтому, карты минералогических и геохимических характеристик пород баженовской свиты, построенные по средним по скважинам значениям этих параметров, оказываются неоправданно дифференцированными. На рисунке 3.4 показана значительно дифференцированная карта Сорг, построенная по средним значениям имеющихся в скважинах определений этого параметра. То есть необходимо картировать средние величины параметров для каждой части свиты отдельно, а затем находить средневзвешенные по толщинам значения. Возможен формальный подход к разделению свиты на отдельные слои, например, в работе А.Э.Конторовича, Е.В. Пономаревой, Л.М. Бурштейна и др. [44] отложения свиты разделены на три равные по мощности части. В данной работе модель свиты построена по выделенным в ее разрезе пачкам, взвешивание по пачкам проведено при построении карт по всем основным составляющим отложений свиты, это органическое, кремнистое, глинистое и карбонатное вещество [14].

Органическое вещество в отложениях свиты охарактеризовано максимальным количеством образцов. Содержание этой компоненты вещественного состава баженовской свиты вычислено из остаточной

концентрации органического углерода (Сорг), полученной по данным пиролитического метода, как 1.2 Сорг , где 1.2 – коэффициент, учитывающий степень катагенетической преобразованности органического вещества свиты. На рисунке 3.5 приведены карты средних значений содержания Сорг для пяти выделенных в разрезе свиты пачек и результирующая карта содержания Сорг средневзвешенного по толщинам пачек свиты. Набор данных для построения карт для каждой пачки свой. По картам видно увеличение содержания органического углерода вверх по разрезу свиты от 2-8% в подошве свиты до 16-18% в кровле.

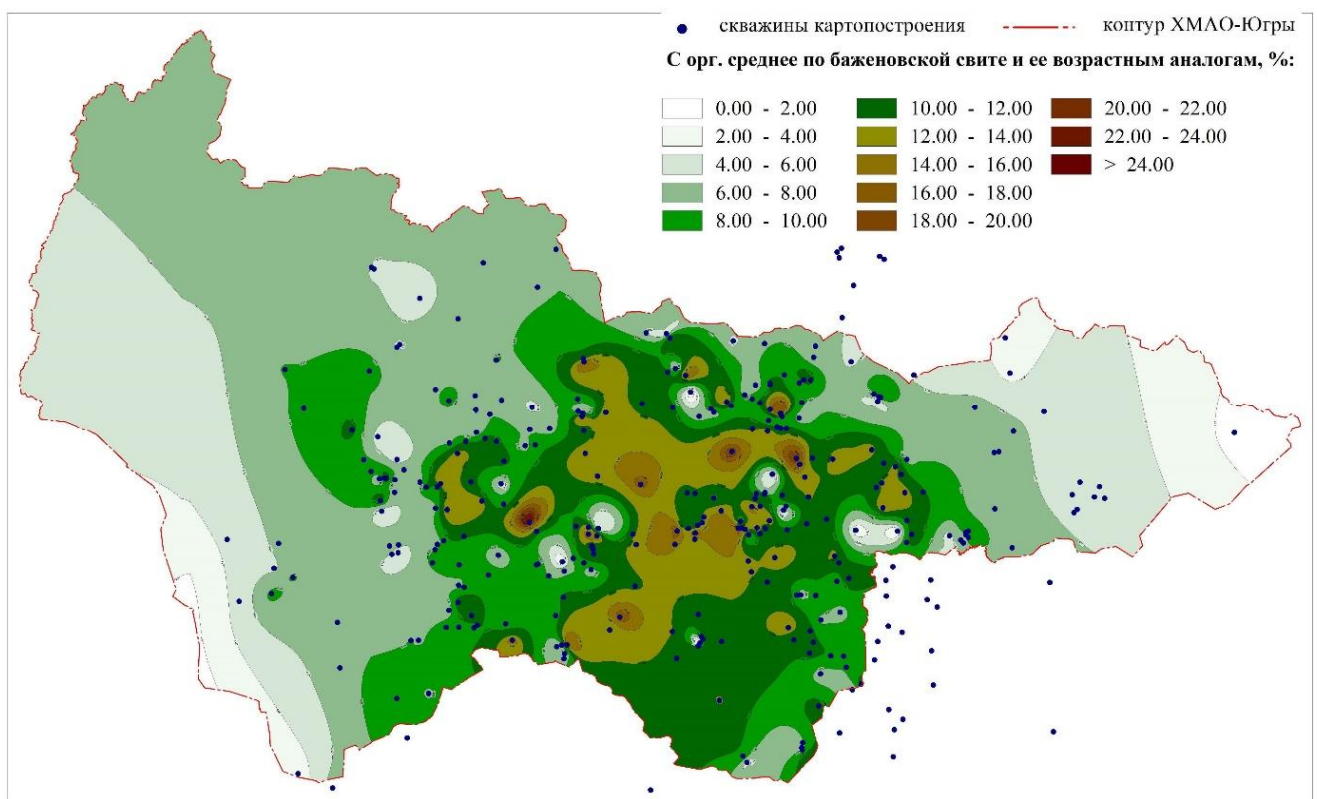


Рис. 3.4 Карта средних по скважинам значений Сорг в отложениях баженовской свиты [Волков В.А. 2016].

Полученная взвешиванием по толщине пачек карта Сорг отличается от карты средних значений этого параметра, приведенной на рисунке 3.4. Сопоставление вариантов карт подтверждает целесообразность изложенного подхода. В области, охарактеризованной результатами лабораторных анализов, тренды обеих карт весьма схожи: от периферии к центру Среднеобской НГО

содержание органического углерода в породах баженовской свиты возрастает от 4 до 12% и более. Изолинии 8% оконтуривают почти одинаковые области. Однако это касается только трендов. Карта, построенная по средним по скважинам значениям $S_{орг}$, изобилует небольшими по площади положительными (до 23%) и отрицательными (до 2%) экстремумами.

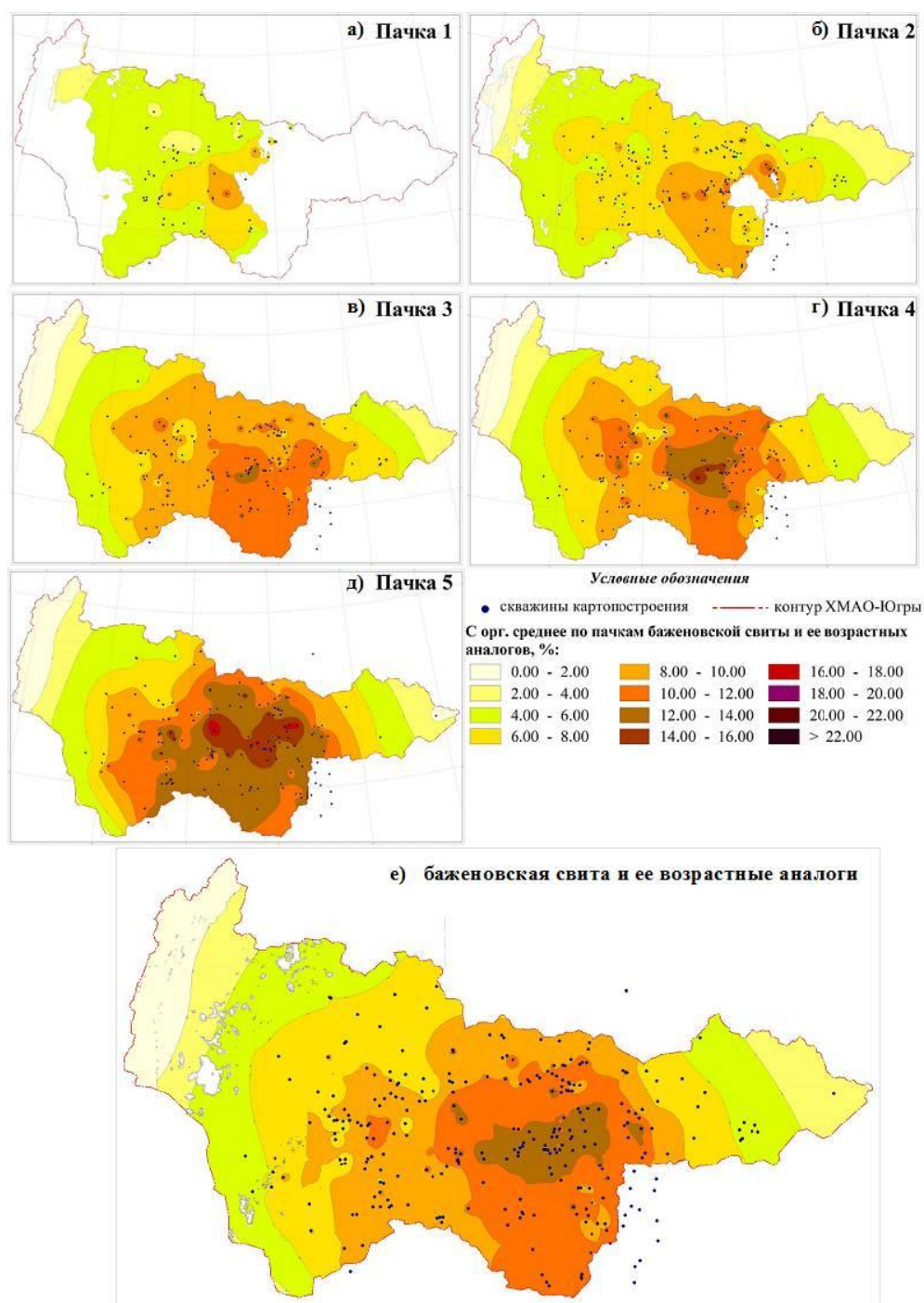


Рис. 3.5 Карты средних значений $S_{орг}$ по пачкам баженовской свиты и $S_{орг}$ средневзвешенное по толщинам пачек.

Особенно ярко незакономерность поведения построенной таким способом карты проявляется при сближенных скважинах с отбором керна в верхней и нижней части свиты. Например, на Северо-Кочевской площади в скважине 112 среднее значение Сорг, определенное по керну из 1-2 пачек, составляет 5.6%, а в скважине 109 величина Сорг составила 17% по керну из пачки 5. На Нивагальской площади в скв. 260 в керне пачки 2 Сорг составляет 4.7%, а в расположенной северо-восточнее скв. 99 Северо-Покачевской керн отобран во 2-5 пачках и Сорг составляет 21.1%.

Таким образом, взвешивание по пачкам проведено при построении карт по всем составляющим отложений свиты. На рисунке 3.6 приведены карты средневзвешенных по толщине пачек баженовской свиты содержания глинистого, кремнистого, карбонатного вещества и пирита. Карты построены с учетом и без учета граничных условий. На картах, построенных без определения граничных условий, тенденция увеличения содержания кремнистого вещества от 30 до 45-50% и снижения содержания глинистого вещества от 45 до 25-30% в направлении с запада на восток и юго-восток ХМАО-Югры, отмеченная на предварительных схемах, проявляется отчетливо.

Средневзвешенные по толщине пачек карты параметров вещественного состава хорошо отражают закономерности их распределения в пределах охарактеризованной лабораторными данными области. За ее пределами области данных в направлении краевых частей бассейна поведение карт случайно.

Снижение неопределенности в поведении параметров геохимических и минералогических исследований на периферии Широкого Приобья при отсутствии материалов изучения керна скважин возможно посредством определения граничных условий. Однако, это решение автоматически влечет за собой построение карт с изолиниями, субпараллельными границам ЗС НГП или границам распространения баженовской свиты и ее аналогов. Вместо определения тенденций распределения по площади геохимических и минералогических характеристик свиты на основе информации, наблюдаемой в скважинах, приходится соглашаться с упрощенной «бассейноцентрической» моделью. Тем не

менее, поскольку полученные в результате работы карты могут использоваться для оценки величины запасов (ресурсов) УВ в баженовской свите, эта модель более предпочтительна, т.к. она не завышает средние по площади величины параметров.

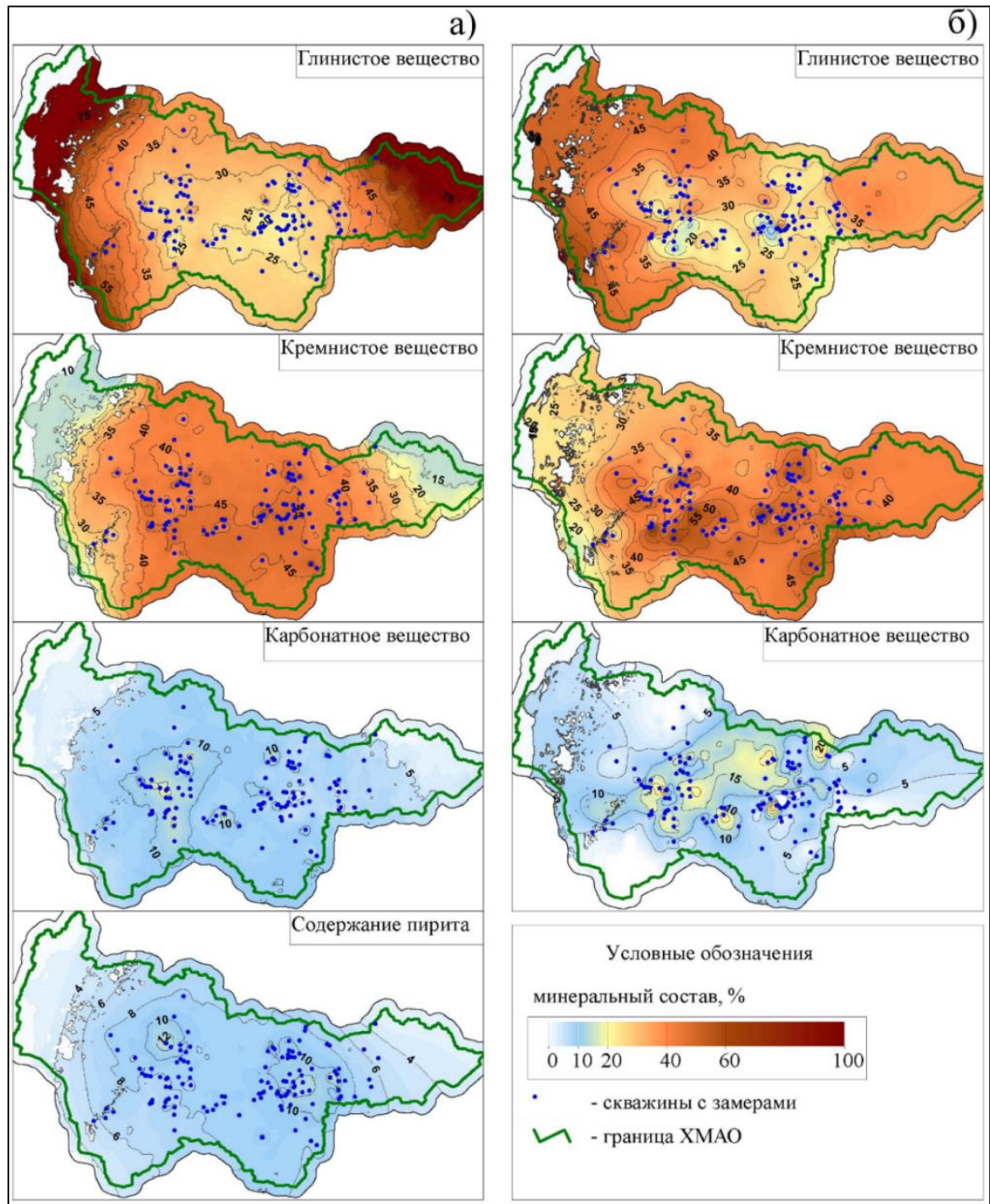


Рис.3.6. Карты средневзвешенных содержаний породообразующих компонентов, построенные (а) с учетом и (б) без учета граничных условий

Границы распространения в ЗСНГП баженовской свиты и ее возрастных аналогов представлены на схеме структурно-фациального районирования келловей и верхней юры Западной Сибири, принятой МСК в 2004 году. Из границ распространения баженовского горизонта исключены Приуральский, Баганский, Чулымо-Тасеевский и Тазо-Хетский районы, в которых в составе горизонта появляется значительное количество пластов песчаников и алевролитов, определений минерального состава которых нет в наличии. На полученной в результате границе основные геохимические и минералогические параметры приняты в соответствии с их значениями во вмещающих (перекрывающих и подстилающих) глинах: содержание органического вещества (1.2 Сорг) – 2%; содержание глинистого вещества – 78.5%; содержание кремнистого вещества – 14.5%; содержание карбонатного вещества и пирита – по 2,5%. На рисунке 3.6 показаны карты средневзвешенного по мощности пачек содержания глинистого, кремнистого, карбонатного вещества и пирита, причем карты построены в двух вариантах – с учетом (а) и без учета (б) граничных условий.

Выводы о тенденциях изменения вещественного состава пород баженовской свиты по площади и по разрезу, сделанные на основе результатов изучения керн из ограниченного числа скважин и объединения литературных данных, полученных на несистематическом керновом материале, требуют верификации на представительных выборках скважин, пробуренных с максимальным выносом керн из интервала залегания свиты. Из имеющихся в НАЦ РН скважин с минералогическими исследованиями баженовского керн отобраны 55, в которых отбор керн составляет более 75% интервала залегания свиты, либо от 50 до 75%, но при условии равномерного распределения керн по разрезу баженовской свиты. По данным о содержании глинистого, кремнистого, карбонатного, органического вещества и пирита построены разрезы вещественного состава (рис. 3.7).

Расположение разрезов на рисунке 3.7 примерно соответствует расположению скважин на территории автономного округа. Помимо проявляющегося на значительной части скважин увеличения содержания органического вещества вверх по разрезу, от подошвы к кровле баженовской

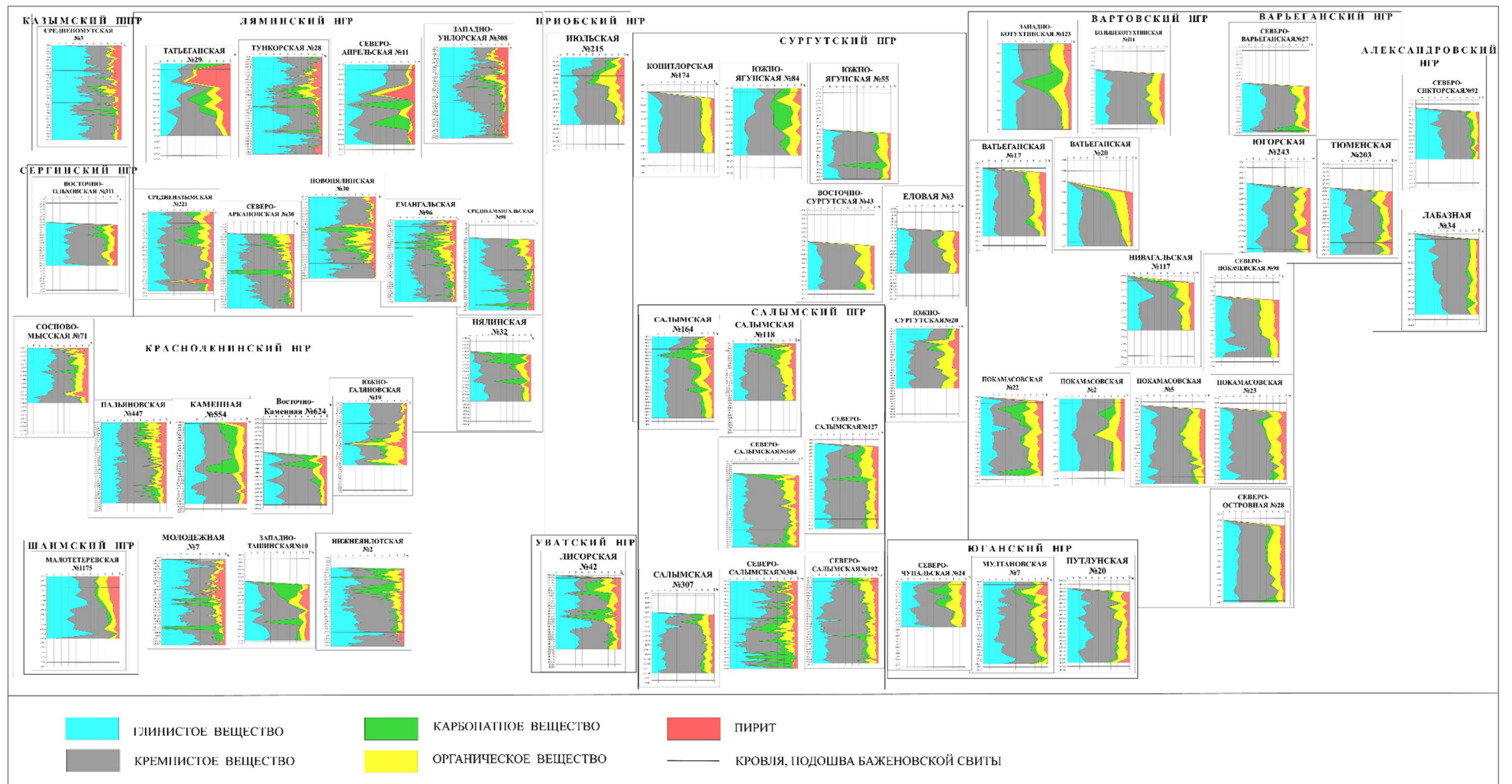


Рис.3.7. Разрезы содержания породообразующих компонентов в интервалах залегания баженовской свиты по скважинам

свиты, других визуально ясно выраженных тенденций изменения вещественного состава по данным 55 скважин не наблюдается. Число таких скважин необходимо увеличить в несколько раз. Это ставит задачу не только бурения новых скважин с проходкой с отбором керна всего интервала залегания баженовской свиты, но также обмена информацией, накопленной в различных научных организациях и нефтяных компаниях.

На картах содержания глинистого, кремнистого и карбонатного вещества, построенных по выделенным в разрезе свиты пачкам с использованием всех имеющихся данных минералогических исследований (рис.3.8), наиболее отчетливо проявляются две тенденции.

Распределения по территории ХМАО содержаний глинистого и кремнистого вещества связаны обратной зависимостью – снижение содержаний глинистого вещества как правило сопровождается возрастанием содержания кремнистого вещества и наоборот. Противоположные экстремумы распределений территориально не совпадают только во второй пачке, в которой полоса максимальных содержаний кремнистого вещества располагается несколько севернее полосы минимальных содержаний глинистого вещества, приуроченной к площадям Толумская, Молодежная, Салымская, Федоровская, Локосовская, Кумская.

Повышенные значения содержания карбонатного вещества в верхних трех пачках тяготеют к полосе от Каменной и Турмеевской площадей на юго-западе и Южно-Ягунской на северо-востоке. Во второй пачке максимумы содержания карбонатов находятся на Покамасовской, Кустовой и Северо-Варьеганской площадях.

Вторая тенденция заключается в наличии субширотных трендов изменения содержаний глинистого и кремнистого вещества в верхних трех пачках баженовской свиты: содержание глинистого вещества снижается с запада на восток и юго-восток, а содержание кремнистого вещества возрастает с запада на восток и юго-восток. На картах средневзвешенных по мощности пачек содержаний глинистого и кремнистого вещества, построенных без учета

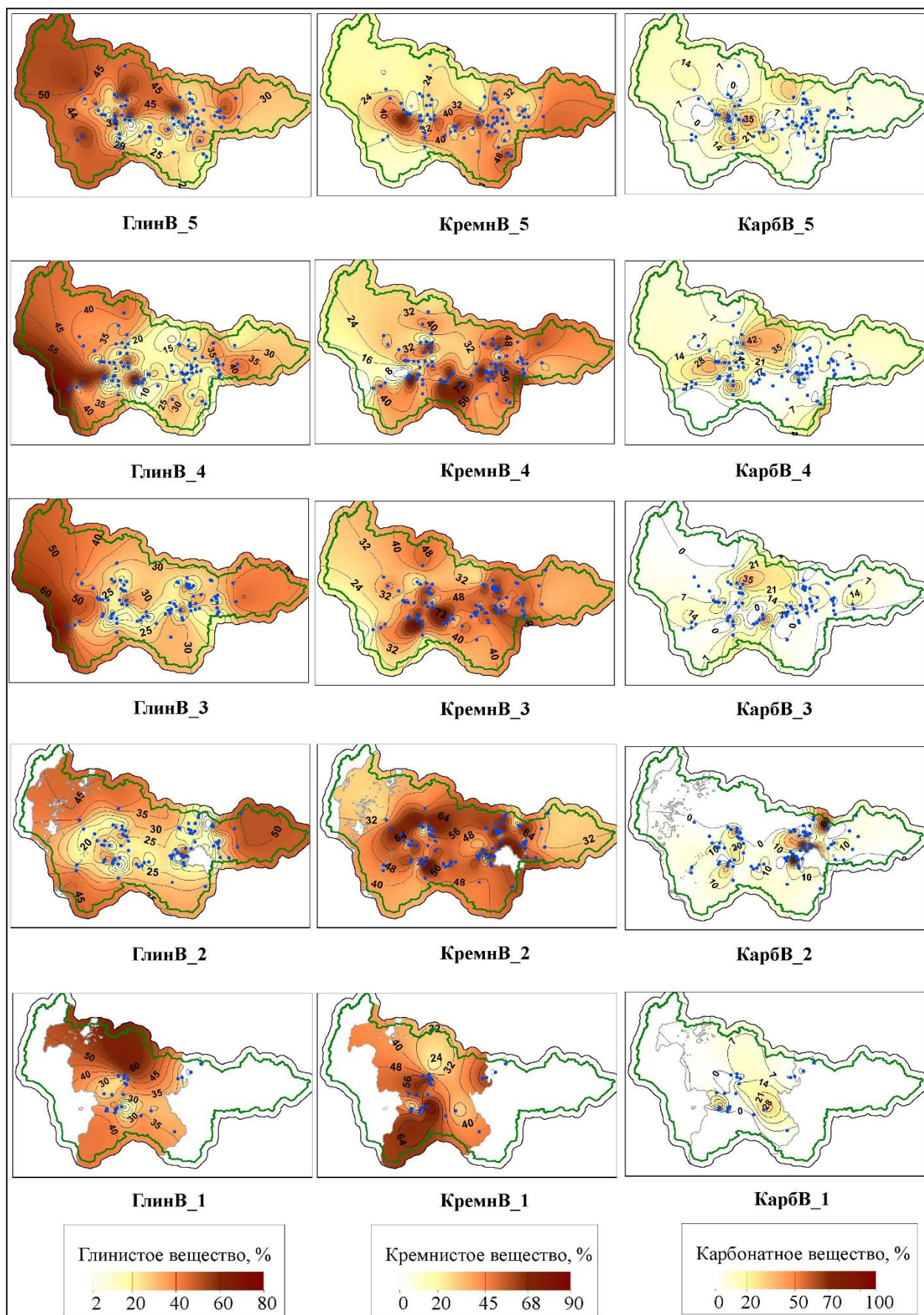


Рис.3.8. Карты средних по пачкам значений глинистого, кремнистого и карбонатного вещества

граничных условий, эта тенденция увеличения содержания кремнистого вещества от 30 до 45-50% и снижения содержания глинистого вещества от 45 до 25-30% в направлении с запада на восток и юго-восток ХМАО-Югры выражена лучше (рис.3.8).

В таблице 3.1 приведены вычисленные по всем данным образцов средние значения компонент вещественного состава по пачкам баженовской свиты. В целом по территории округа в отложениях свиты вверх по разрезу увеличивается содержание органического вещества и пирита, уменьшается кремнистая составляющая, содержание глинистого вещества практически не изменяется по разрезу, содержание карбонатного вещества понижено в 1 и 3 пачках. Тенденция изменения содержания органического вещества коррелируется с изменением по разрезу значений радиоактивного и бокового каротажа.

ПАЧКА	Минеральный состав, %					Значения методов ГИС	
	Глинистое вещество	Кремнистое вещество	Карбонатное вещество	Органическое вещество	Пирит	Лгк	БК
5	29.28	35.21	11.42	13.66	10.86	44.08	152.00
4	25.85	44.87	8.82	11.57	8.60	34.24	142.22
3	24.94	49.49	7.05	11.14	6.90	38.02	84.63
2	24.21	51.97	9.51	8.51	4.96	16.73	60.39
1	31.16	51.42	6.80	7.30	4.84	11.52	11.38

Таблица 3.1. Сопоставление средних по пачкам значений содержаний компонент вещественного состава в сопоставлении со средними значениями характеристик методов ГИС.

Таким образом, в результате анализа данных по вещественному составу свиты автором прослежено его изменение как по разрезу свиты и ее возрастных аналогов, так и по территории ХМАО. Стабильно высокое содержание кремнистого вещества и низкое глинистой составляющей в центральной части округа указывает на сохранение на этой территории одних и тех же условий седиментации осадков с 1 по 4 пачки. Площадь повышенных значений глинистости увеличивается в кровле свиты – пачка 5, что может быть связано с

«усилением» источника сноса терригенного материала западной и северо-западной окраины бассейна, с другой стороны учитывая изменение возрастного диапазона свиты в центральной части бассейна время формирования ее возрастного аналога – тутлеймской свиты включает валанжинский ярус нижнего мела. Поэтому привнос глинистой составляющей может быть связан с формированием клиноформных резервуаров нижнего подъяруса валанжина.

Распределение карбонатного вещества сильно дифференцировано по территории развития пачек и не закономерно изменяется по разрезу, что можно объяснить равномерными отборами образцов по разрезу. При визуальном осмотре керна карбонатные прослои локализуются в определенной части разреза свиты, однако толщина прослоев часто меньше шага отбора образцов и в части скважин фиксируемые при описании керна карбонатные прослои не попадают на лабораторное изучение. Чтобы охарактеризовать все особенности изменения литологических характеристик по разрезу свиты, необходим более плотный отбор образцов керна через 0.1 - 0.2 м.

Изучение по разрезу и площади распространения вещественного состава пород свиты необходимо для определения наиболее благоприятных для притока интервалов в отложениях свиты. Существует несколько гипотез, объясняющих механизм формирования коллектора в отложениях свиты. Одна из них – формирование листоватого коллектора, описанная в трудах Ф.Г. Гурари (1988), И.И. Нестерова (1979), И.Н. Ушатинского (1981) и других. Согласно этой гипотезы, коллектор формируется за счет трещин гидроразрыва в микрослоистых глинах при преобразовании органического вещества в углеводороды под действием глубинного тепла и увеличения пластовой температуры. Глинистая составляющая по всему разрезу свиты имеет подчиненное значение относительно кремнистого вещества, лишь в кровельной части свиты содержание этих компонент выравнивается, а на отдельных площадях глинистость даже превалирует в составе пачки 5 свиты, то есть этот тип коллектора должен быть характерен для кровельной части баженовской свиты.

Описанные М.Ю. Зубковым (2005) потенциально продуктивные пласты (ППП) кремнистого и карбонатного состава наоборот, должны тяготеть к подошвенной части баженовской свиты, для нижних пачек в два раза содержание кремнистой составляющей превышает содержание глинистой компоненты. Кроме того, карбонатные прослои, известняки с содержанием карбонатного вещества более 75%, согласно описанию керн, характерны для пачек 2 и 4.

В публикациях специалистов геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова [Г.А. Калмыков и др 2015] в отложениях свиты кроме трещинного и кавернозного типов пустотного пространства описана «корогеновая пористость», как часть общей пористости этих отложений, выявленная ранее американскими исследователями [102]. Учитывая, что максимальное содержание органического вещества характерно для верхних пачек свиты, то формирование такого типа коллектора можно ожидать в кровельной части свиты.

Оценить наиболее вероятный тип коллектора в разрезе свиты достаточно сложно. Используя пиролитические показатели можно на качественном уровне определить в разрезе наиболее благоприятные интервалы, содержащие потенциально извлекаемые, не сорбированные УВ. Индекс нефтенасыщения $OSI = (S_1 * 100 / TOC)$ при величине >100 позволяет выделить зоны нефтепроявлений. На рисунке 3.9 представлен график изменения индекса по выделенным в разрезе пачкам. Величина индекса более 100 встречается в образцах всех пачек. Однако максимальными значениями индекса и количеством образцов с величиной индекса более 100 характеризуются 2, 3 и 4 пачки.

Таким образом, закономерности изменения литологических характеристик в разрезе прослеживаются на всей территории развития собственно баженовской свиты и некоторых ее возрастных аналогов. Выделение пачек позволило проанализировать изменение литологических и геохимических характеристик по разрезу свиты и учесть полученные данные при построении среднестатистической модели строения свиты. Вещественный состав волжских отложений изменяется по разрезу и площади их развития в пределах ХМАО.

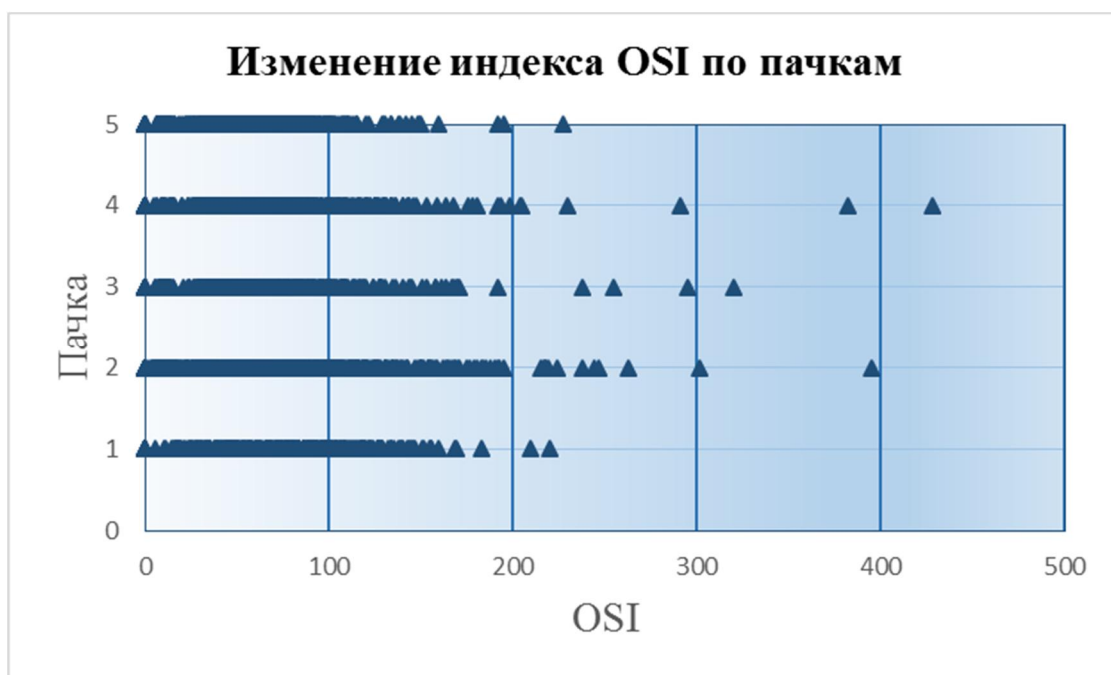


Рис.3.9. График изменения величины индекса OSI по пачкам бажендовской свиты.

В составе отложений выделяется пять основных компонентов, это кремнистое, глинистое, карбонатное, органическое вещество и пирит. На всей территории распространения исследуемых отложений вверх по разрезу наблюдается увеличение содержания органического вещества. В западной наиболее погруженной части верхнеюрско-нижнемелового бассейна наблюдается увеличение вверх по разрезу содержания глинистого вещества, в то время как кремнистая составляющая наоборот имеет тенденцию к уменьшению к кровле свиты. В центральной и восточной части территории ХМАО встречается равномерное распределение глинистого и кремнистого вещества по разрезу и обратная закономерность — уменьшение глинистости вверх по разрезу и увеличение кремнистой составляющей. На картах средневзвешенных по толщине пачек содержаний составляющих вещественного состава по площади развития отложений проявляется тенденция увеличения кремнистости и снижения глинистости с запада на юго-восток и восток.

4. Тип органического вещества

4.1. Дифференцированное выделение типов органического вещества по скважинам

В последнее время отложениям баженовско-абалакского нефтегазоносного комплекса уделяется большое внимание. Баженовская свита изучается как нефтесодержащая порода, нетрадиционный источник углеводородного сырья. Породы свиты содержат запасы нефти, на территории ХМАО на ряде месторождений в отложениях баженовской и абалакской свит получены притоки нефти, открыты нефтяные залежи. Однако традиционно баженовская свита рассматривается в качестве основной нефтепродуцирующей толщи в разрезе Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Изучением геохимических характеристик нефтематеринской баженовской толщи занимаются многие исследователи – Дахнова М.В., Гончаров И.В., Спасенных М.Ю., Конторович А.Э., Лопатин Н.В. и другие.

Органическое вещество является одним из основных породообразующих компонентов баженовских отложений. Основными характеристиками органического вещества, определяющими качество нефтематеринских пород, являются тип органического вещества (ОВ) и его содержание в породе. Изменение по территории округа содержания в отложениях баженовской свиты органического вещества (рис.3.5) представлено в главе 3. Тип органического вещества (и, отчасти, степень его термической зрелости) обычно определяют по пиролитическим аналогам диаграммы Ван Кревелена, причем чаще используют модифицированные диаграммы в осях $HI - T_{max}$ [Козлова Е.В. и др., 2015], реже – псевдодиаграммы в осях $HI - OI$.

Водородный индекс HI - это доля в керогене углеводородов S_2 , которые могут образоваться при полной реализации его генерационного потенциала при достижении температуры максимума генерации T_{max} . Для незрелых пород классификация типов керогена по величине водородного индекса выглядит как

показано в таблице 4.1. При вхождении породы в главную зону нефтеобразования и при более высокой степени ее катагенетической преобразованности, значения водородного индекса, характеризующие типы керогена, уменьшаются.

Тип керогена	HI, мг УВ/г ТОС
I	>600
II	300-600
II/III	200-300
III	50-200
IV	<50

Таблица 4.1. Типы керогена по Peters, Cassa, 1994г.

Многие специалисты [39,46] относят исходное органическое вещество пород баженовской свиты ко II типу. По материалам Тиссо [88, с.145] – это «смесь остатков фитопланктона, зоопланктона и микроорганизмов (бактерий), накапливавшееся в восстановительной обстановке», характерное для морских осадков. Все имеющиеся данные пиролитических исследований после привязки керна разделены на две группы – это образцы баженовской свиты и ее возрастных аналогов и группа образцов абалакской и георгиевской свит. Как видно на рисунке 4.1 спектр распространения образцов баженовской свиты значительно шире границ поля эволюции органического вещества типа II. Образцы баженовской свиты преимущественно располагаются в поле эволюции керогена I и II типа значения водородного индекса для которых составляет более 300 мгУВ/гСорг. Образцы абалакской и георгиевской свит характеризуются более низкими значениями параметра HI и в основном расположены в эволюционном поле керогена типов III и II/III.

Согласно Б. Тиссо и Д. Вельте интерпретация типа ОВ только по водородному индексу без анализа кислородного индекса (OI) «остаётся сомнительной, если не проведена независимая оценка зрелости ОВ» [88, с. 413].

Индекс показывает долю в керогене кислородсодержащих летучих веществ. Поэтому данные пиролитических исследований кроме диаграммы в осях HI – Tmax, вынесены и на диаграмму в осях HI – OI.

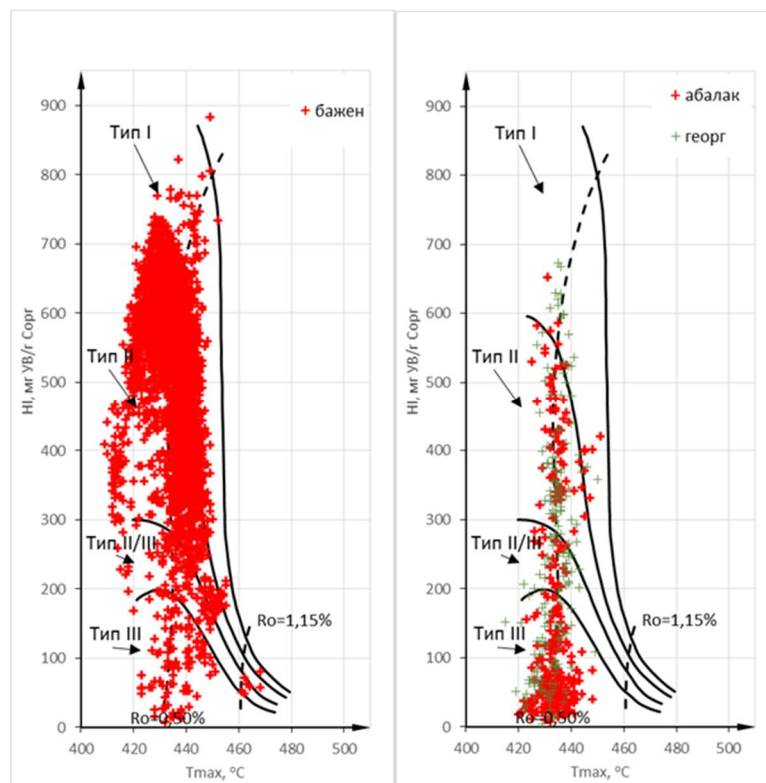


Рис.4.1. Сопоставление зависимости Tmax-HI для отложений баженовской и абалакской(георгиевской) свит.

Породы баженовской свиты и ее возрастных аналогов характеризуются низким содержанием кислорода в основной массе образцов. Для образцов абалакской (георгиевской) свиты наряду с понижением значений водородного индекса наблюдается увеличение значений кислородного индекса (рис.4.2), что свидетельствует об увеличении в абалакских отложениях доли террагенного органического вещества. Среднее значение кислородного индекса для имеющихся определений из отложений баженовской свиты составляет 3 мг CO₂/г ТОС, для пород абалакской и георгиевской свит среднее значение OI увеличивается до 15.23 мгCO₂/гТОС.

Всего по отложениям баженовской свиты проанализированы 3995 образцов керн из 208 скважин. Достаточно большой объем образцов, в том числе по отдельным скважинам, позволил автору диссертационной работы предположить, что можно осуществить районирование баженовской свиты по типу ОВ как по площади ее развития, так и по разрезу. По расположению точек на диаграммах был определен тип органического вещества для каждой скважины. После выполнения этой процедуры для всех скважин все точки каждого типа были вынесены на отдельные диаграммы $HI - T_{max}$. Точки каждого типа лежат в своем поле эволюции компактными группами, практически не выходя за границы типа (рис.4.3).

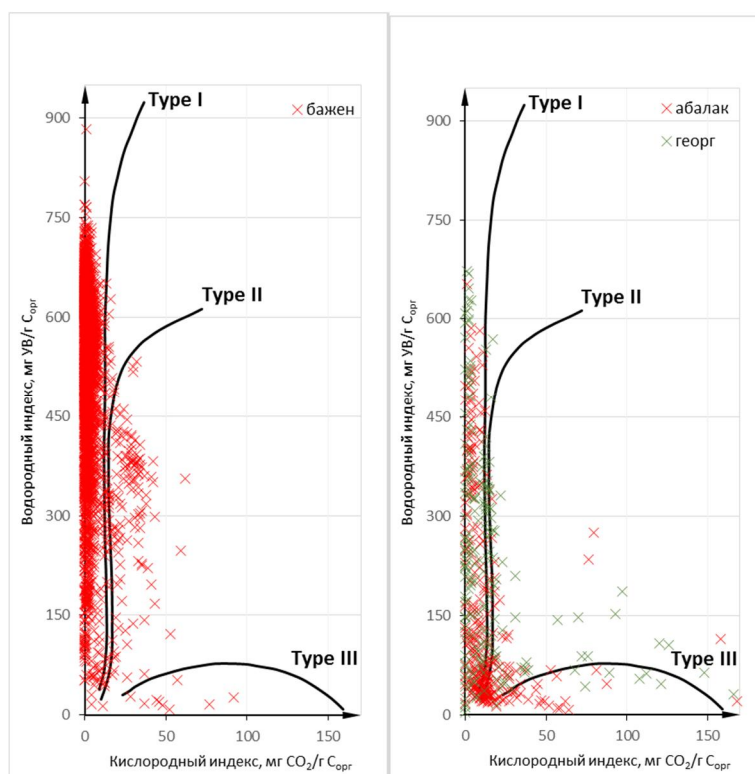


Рис.4.2 Сопоставление зависимости ОI-HI для отложений баженовской и абалакской(георгиевской) свит.

Исключение составляют отдельные скважины, в которых разброс значений водородного индекса очень большой, перекрывающий поля нескольких типов керогена. Например, в типе II большая часть точек, выходящих за его нижнюю границу, относится к образцам из скважины 102 Северо-Даниловская, 3/4 которых располагается в поле типа II, а 1/4 – в поле типа II-III.

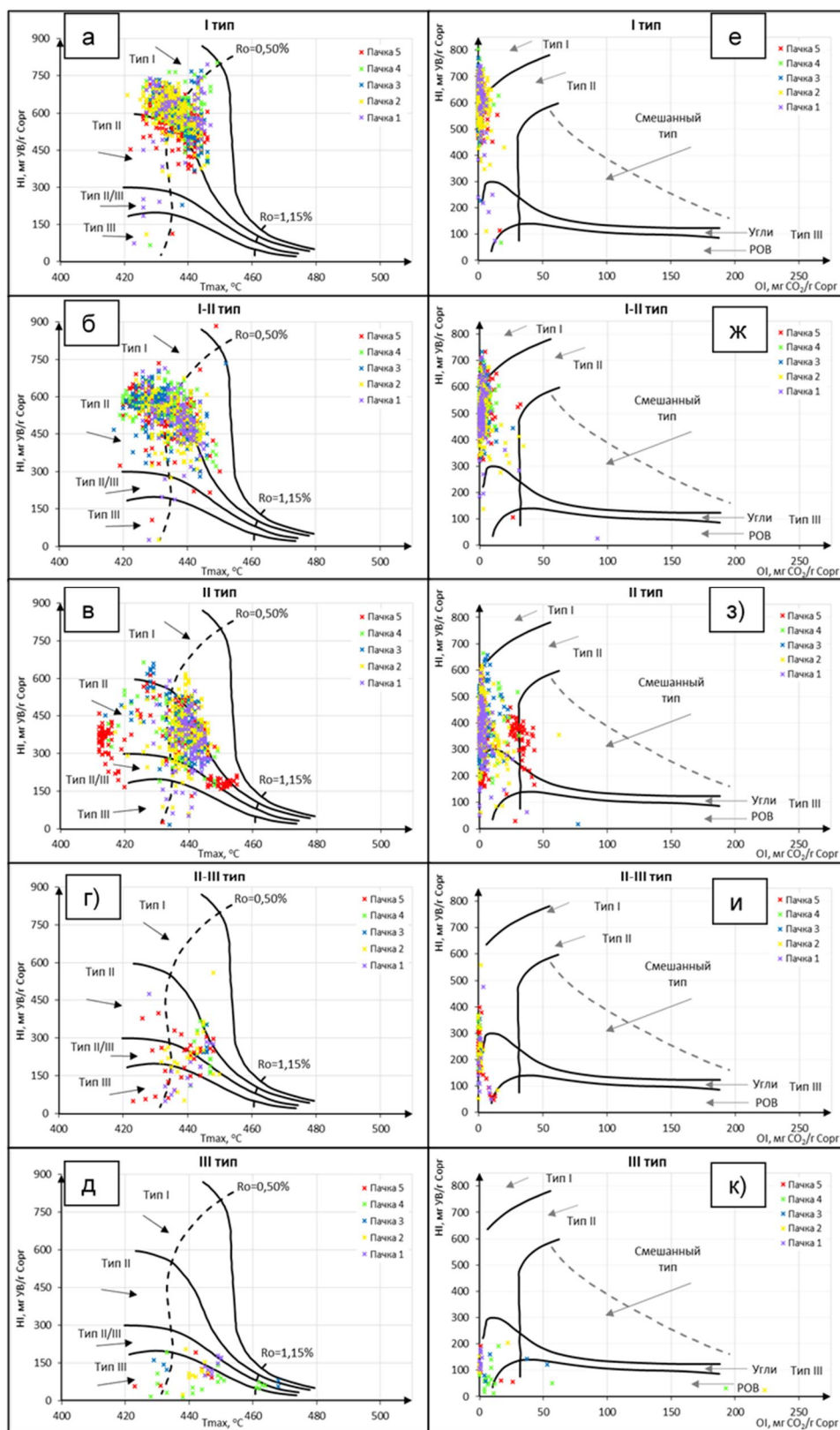


Рис.4.3. Распределение пиролизических данных по типам ОБ

Все имеющиеся данные разделены на пять групп. Это три группы скважин, данные которых однозначно отнесены к одному из типов керогена – I, II и III, и

две группы с керогеном смешанного типа – I-II и II-III. На рисунке 4.3 показаны характеристики всех пяти групп скважин.

Большая часть пиролитических данных соответствует типу I органического вещества (рис.4.3а), еще одна группа находится (рис.4.3в) в поле эволюции типа II. К типу I-II отнесены данные по скважинам, в которых диапазон изменений водородного индекса перекрывает поля обоих типов. Данные 11 скважин расположились на диаграмме в области, не характерной для баженовской свиты: по 7 скважинам они легли в поле эволюции органического вещества смешанного (аквагенно-террагенного) типа (рис.4.3г), а данные по 4 скважинам по положению на диаграмме соответствуют типу III органического вещества (рис.4.3д).

В главах 2 и 3 в разрезе баженовской свиты описано выделение 5 пачек, различающихся содержанием основных породообразующих компонентов. Пиролитические данные в скважинах были разделены по выделенным пачкам и показаны на диаграммах (рис.4.3) разными знаками с целью выявить изменение типа ОВ по разрезу, однако проследить закономерности изменения типа керогена в разрезе баженовской свиты по территории округа не представляется возможным, так как скважин с полным выносом керна крайне мало. В большинстве скважин данные пиролиза сходны по всему разрезу свиты и на графиках образуют облако близких по значению точек. Встречаются единичные скважины, в которых тип керогена меняется по разрезу, причем качество керогена может как ухудшаться вниз по разрезу, так и наоборот улучшаться (рис.4.4). Наряду с этим в отдельных скважинах на диаграмме HI-Tmax наблюдается изменение зрелости керогена преимущественно от более зрелого в подошве к менее зрелому в кровле свиты.

Рассмотрим распределение типов ОВ по площади. Расположение скважин с разным типом ОВ баженовской свиты (по пиролитическому аналогу диаграммы Ван Кревелена) показано на рис.4.5. Скважины с различным типом керогена хорошо группируются в плане. Зона распространения керогена типа I в разрезе баженовской свиты в пределах ХМАО-Югры занимает значительную территорию Нижневартовского, Сургутского и Каймысовского сводов и Юганской

мевпадины. Кроме того, первый тип керогена определен в отдельных скважинах в западной части округа (на северо-восточном склоне Сергинского КП, в южной части Фроловской мегавпадины) и в восточной части ХМАО-Югры (в Ларьеганском мегапрогибе). Смешанный тип керогена I-II обрамляет зоны распространения керогена первого типа.

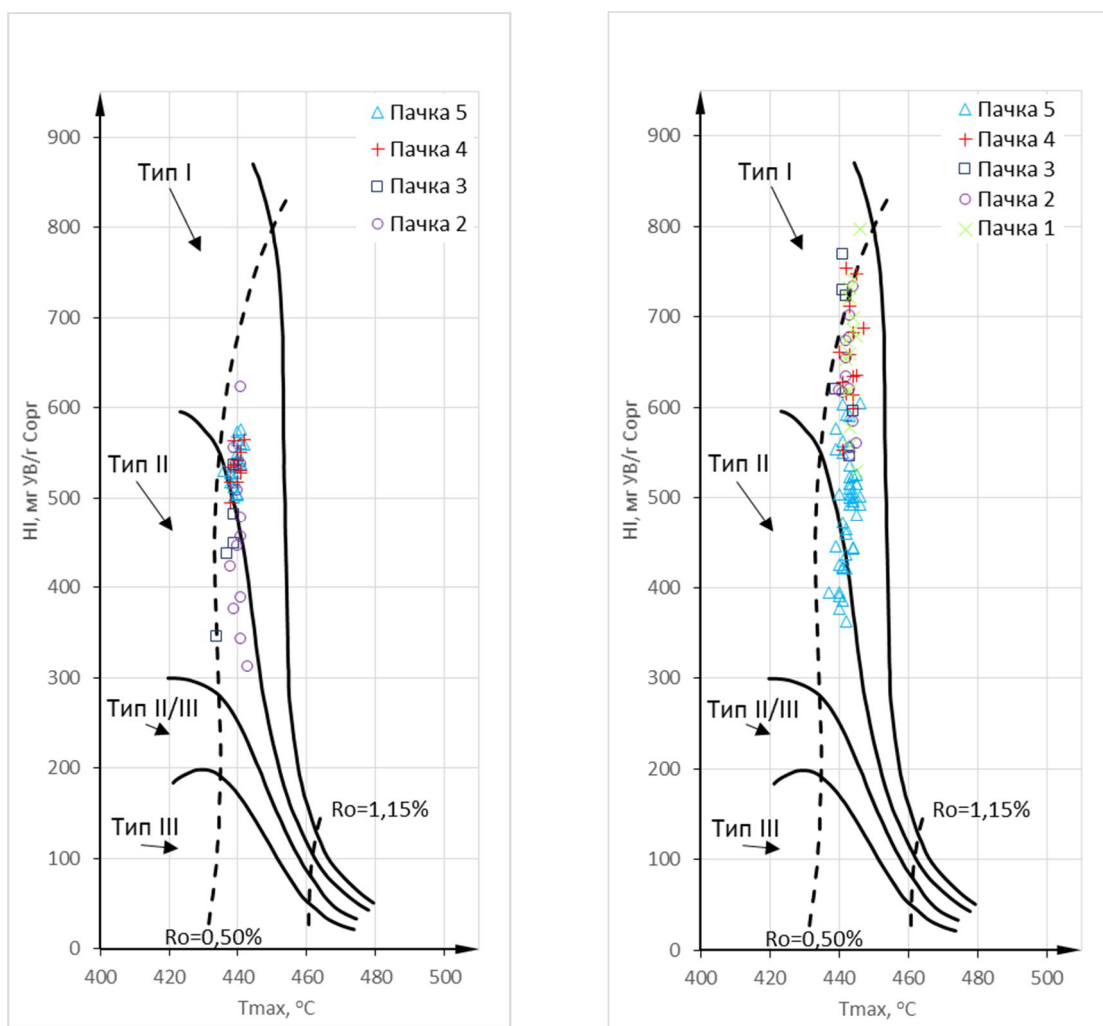


Рис. 4.4. Пример разнонаправленного изменения индекса HI по разрезу свиты в двух скважинах с полным выносом керна.

Четыре скважины с III типом ОВ расположены в центральной части Фроловской мегавпадины, и одна скважина на Каменной вершине Красноленинского свода. Скважины с керогеном смешанного типа II-III расположены в северо-западной части Фроловской мегавпадины, в зоне ее сочленения с Полуйским и Красноленинским сводами. На остальной части территории ХМАО-Югры определен кероген типа II, что в центральной части

округа подтверждается данными пиролитических исследований, западная и восточная части округа за неимением лабораторных исследований кернa отнесены к типу керогена II условно.

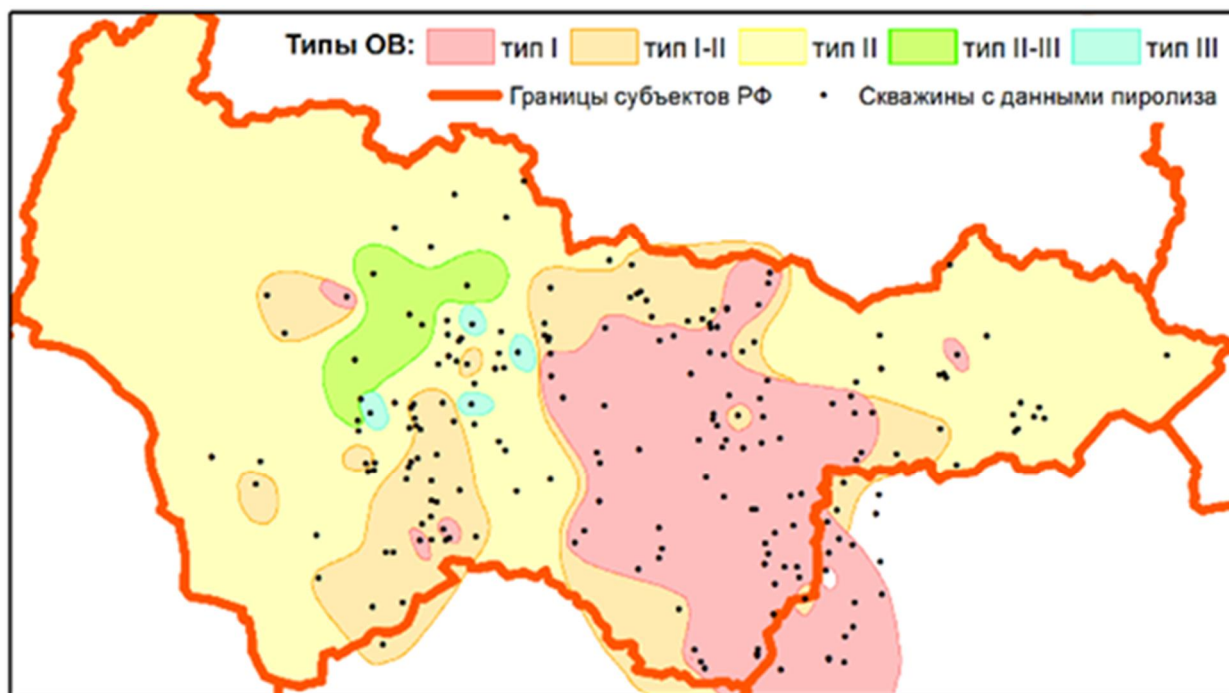


Рис. 4.5. Расположение областей развития ОВ разных типов.

4.2. Уточнение районирования типов органического вещества

Характеристика углей и процесса углефикации на диаграмме ван Кревелена представлена в осях H/C – O/C . В литературе опубликовано несколько видов пиролитических аналогов этой диаграммы, на которых представлена классификация типов керогена, не всегда описан способ их получения. В работе [15] представлен предложенный В.А. Волковым способ обратного пересчета одного из вариантов псевдодиаграммы, приведенной в монографии Б. Тиссо и Д. Вельте со ссылкой на Ж. Эспиталье, что позволило преобразовать пиролитические индексы HI и OI в атомные соотношения и построить еще один тип графика для имеющихся в наличии данных пиролиза по баженовской свите.

Тип керогена, полученный по распределению данных пиролиза на диаграмме $HI-T_{max}$, уточнен с учетом их распределения как на диаграмме $HI-OI$ по [88], так и (после пересчета) на диаграмме Ван Кревелена $H/C-O/C$. Вследствие

низких значений кислородного индекса, наблюдаемых практически по всему разрезу и площади распространения баженовской свиты и ее аналогов, выделение типов керогена на диаграмме пиролитических параметров HI и OI неоднозначно. Более информативным является анализ распределения данных пересчета кислородного и водородного индексов в атомные отношения H/C и O/C на диаграмме Ван Кревелена. Тип керогена в ряде скважин с учетом этого графика изменен. Например, данные по скважине №2 Западно-Вэнгапуровской площади (рис.4.6), изначально по диаграмме Hi-Tmax отнесены к керогену первого типа, так как практически все точки замеров попадают в область эволюции керогена этого типа.

На диаграмме атомных отношений Ван-Кревелена большая часть точек группируется между кривыми эволюции керогенов первого и второго типа, что говорит о возможном смешении двух типов керогена в разрезе баженовской свиты в районе этой скважины, поэтому в результате тип керогена для этих данных определен как I-II.

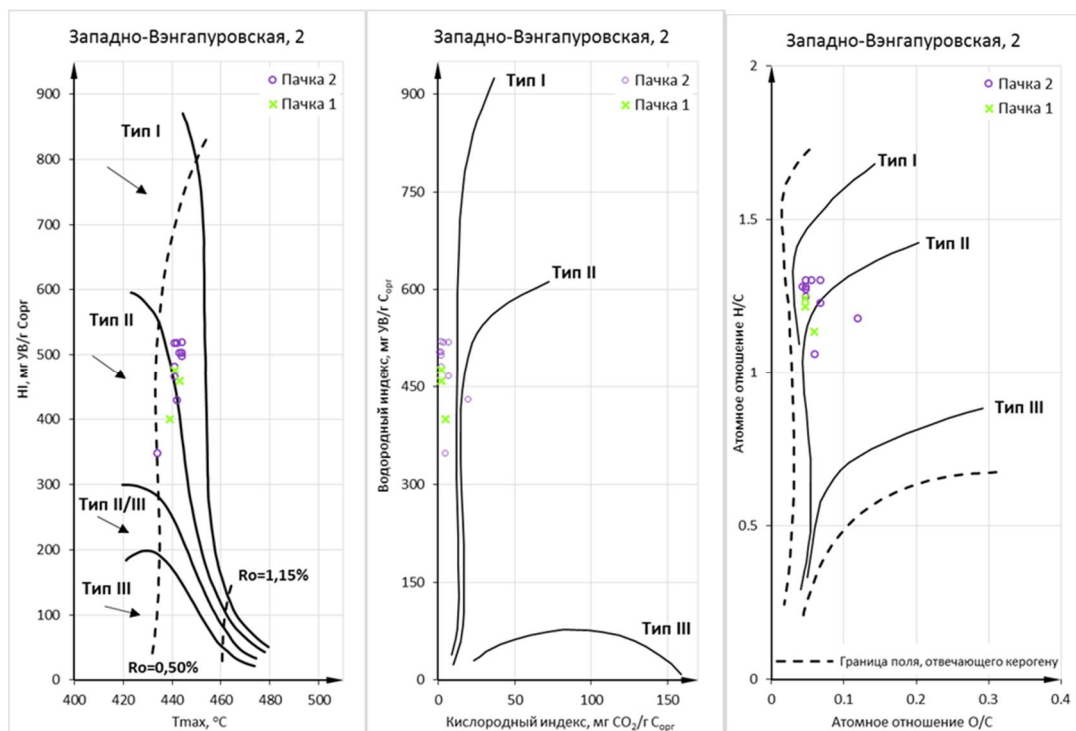


Рис. 4.6. Идентификация типа ОВ в скважинах по трем диаграммам по скважине №2 З.-Вэнгапуровской площади.

Аналогично, в скважине 3 Восточно-Панлорской (рис.4.7) на диаграмме HI-Tmax большая часть образцов располагается в поле эволюции типов II-III и даже III и только один – в поле эволюции типа II, вследствие чего ОВ было первоначально отнесено к типу II-III. Однако, после пересчета на диаграмму Ван Кревелена все образцы легли за кривую эволюции типа II, к этому типу и было отнесено ОВ в скважине.

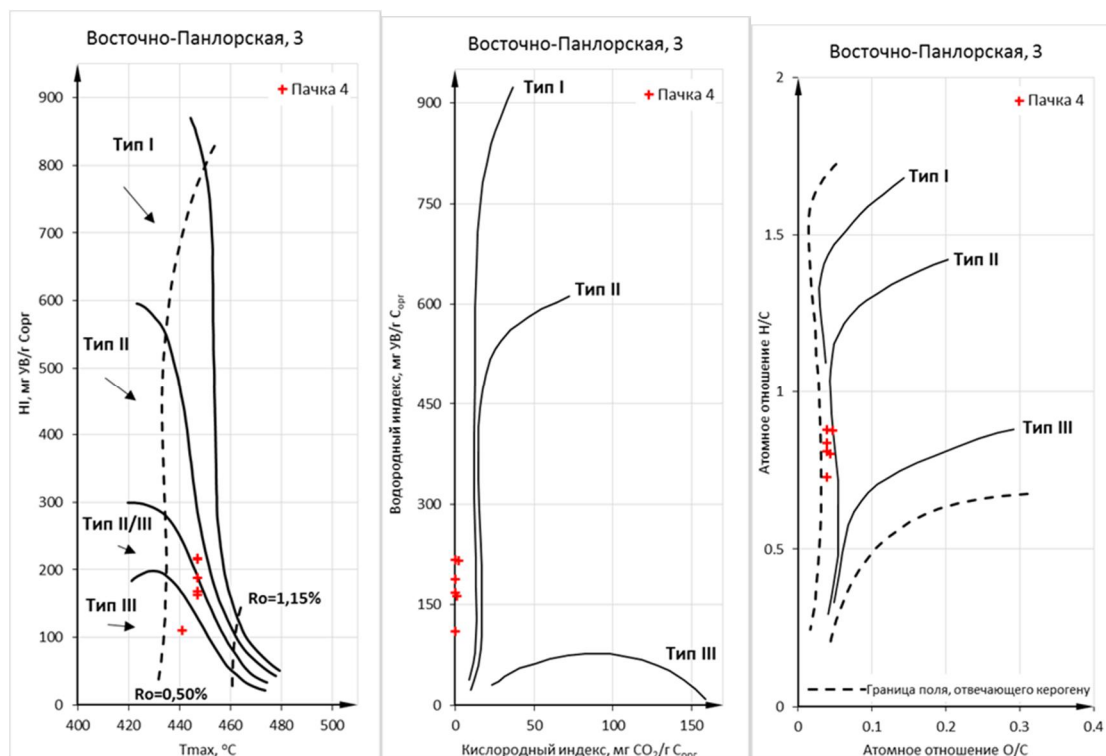


Рис. 4.7. Идентификация типа ОВ по трем диаграммам по скважине №2 В.-Панлорской площади.

Таким образом, после анализа распределения точек на трех видах диаграмм все имеющиеся данные заново разделены на пять групп. Из 208 скважин в 26 идентификация типа была изменена после пересчета пиролизических данных в атомные соотношения. На рис.4.8 приведены характерные примеры диаграмм всех пяти типов ОВ, а на рис.4.9 показано распределение пиролизических данных по всем скважинам, ОВ которых отнесено к соответствующему типу с учетом результатов пересчета водородного и кислородного индексов в атомные соотношения.

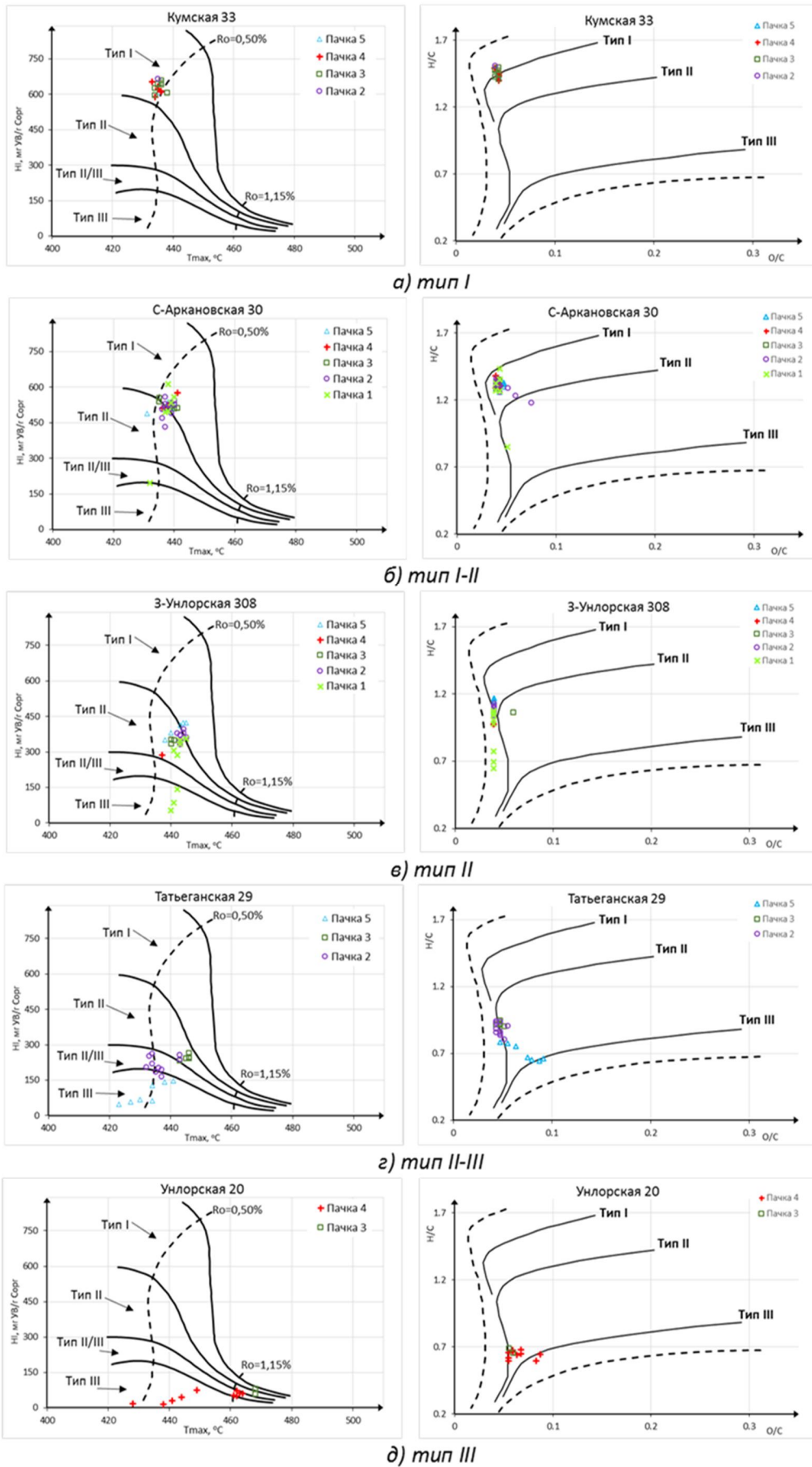


Рис.

Рис. 4.8. Примеры диаграмм выделенных типов ОБ.

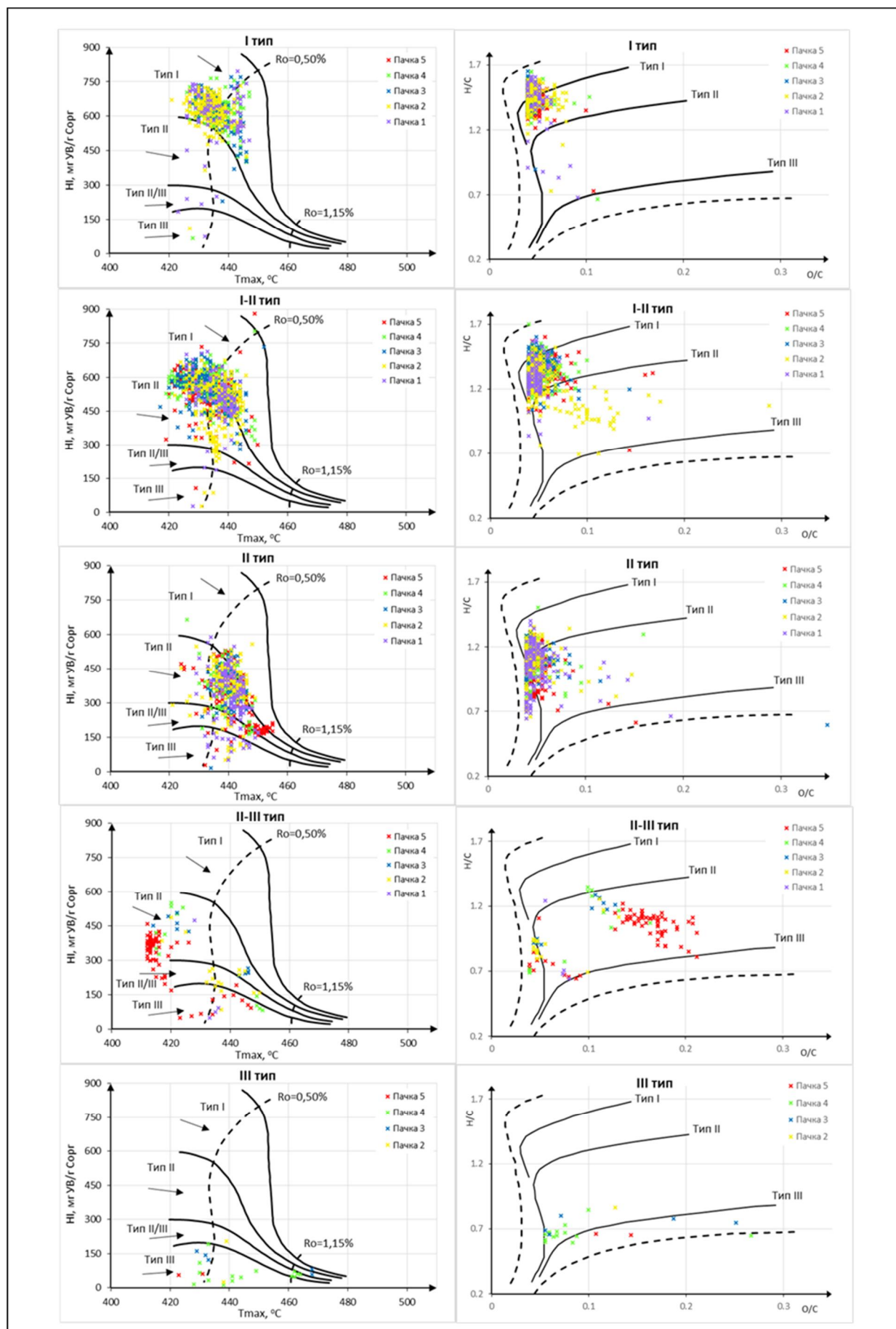


Рис.4.9. Распределение пиролизических данных по типам ОБ после пересчета в атомные соотношения

Карта типов органического вещества изменилась незначительно: сократилась по площади область развития типа II-III и появился дополнительный участок этого типа в скважине 102 С-Даниловской; из четырех скважин с ОВ типа III осталось две; немного изменился контур области типа I-II (рис.4.10).

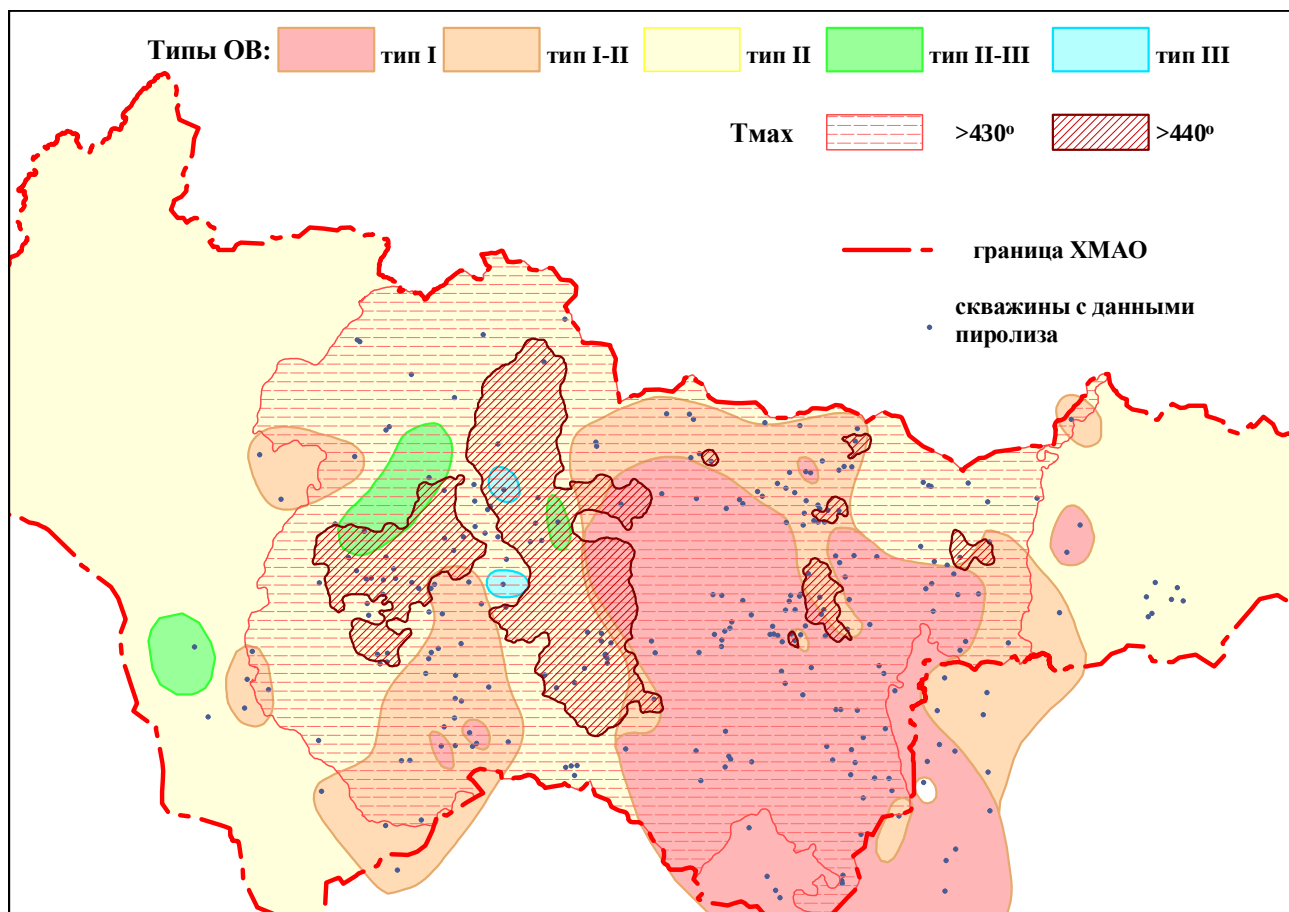


Рис.4.10. Расположение областей развития разных типов ОВ после пересчета

Как уже отмечалось выше, органическое вещество баженовской свиты большинством исследователей отнесено к типу II. Это сопоставимо с условиями формирования этих отложений. Однако, в результате работы в центральной части ХМАО выделена значительная по площади зона, по пиролитическим характеристикам соответствующая типу керогена I. Органическое вещество с высокими значениями водородного индекса превышающими 700 мгУВ/гСорг в отложениях баженовской и ее возрастного аналога марьяновской свиты описано в публикациях Гончарова И.В. и др. [18,84] по юго-восточным районам Западно-Сибирской провинции. Учитывая, что кероген типа I традиционно принято

ассоциировать с отложениями обогащенными водорослевой органикой пресноводных озерных форм, присутствие этого типа керогена в краевых частях бассейна на начало формирования баженовского моря объяснимо, однако появление озерных фаций в центральной его части не вполне соответствует палеогеографическим условиям верхнеюрского времени.

Согласно Б. Тиссо и Д. Вельте [88, с. 145] ОВ типа I образуется из водорослевой органики не только озерного, но и морского (тасманиты и др.) происхождения. С учетом сказанного, можно выделять в баженовской свите I и, возможно, смешанный I-II типы органического вещества.

Выделение в западной части ХМАО зон развития керогена типов II/III и III так же требует объяснения. Присутствие этого типа органического вещества в отложениях возрастных аналогов баженовской свиты в северо-восточных районах Западной Сибири отмечено в работах специалистов Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука [83], где его наличие объясняется увеличением роли терригенной седиментации по сравнению с биогенной. Снос терригенного материала возможен и с западной окраинной части бассейна.

Одним из показателей катагенетической преобразованности безвитринитовых пород является температура максимума генерации углеводородов при пиролизе – $T_{мах}$. Главная зона нефтеобразования определяется значениями $T_{мах}$ от 430° до 475° . Как показано на рисунке 4.10 практически на всей территории с районированием по типам ОВ среднее значение параметра $T_{мах}$ имеет значения более 430° , на отдельных участках территории в большей степени в западных ее районах $T_{мах}$ составляет более 440° , но не превышает 450° . Территории повышенных значений $T_{мах}$ и выделенных зон развития керогена типов II/III и III в общих чертах совпадают, то есть понижение значений водородного индекса в западных районах отчасти может быть связано с большей степенью преобразованности ОВ на этой территории. Однако наблюдаемое изменение величины водородного индекса при равных значениях $T_{мах}$ не исключает возможности развития различных типов органического вещества в баженовской свите по территории ее распространения в пределах

ХМАО. Как видно на рисунке 4.1 корреляционной зависимости значений водородного индекса с параметром Тмах по всей выборке данных не наблюдается.

Таким образом, качество органического вещества по территории развития баженовской свиты по-видимому меняется. Однозначно выделить тип по пиролитическим диаграммам нельзя, необходимы дополнительные геохимические исследования молекулярных параметров керогена пород свиты.

Е.Е. Оксенойд обратила внимание на возможность отнесения ОВ, идентифицированных как тип I и I-II, к типу IIS, образующемуся при недостаточном привносе в бассейн терригенного материала и внедрении избытка серы в ОВ. В работе [69] представлено сопоставление закономерностей изменения свойств органического вещества баженовской свиты и ее возрастных аналогов с закономерностями изменения свойств нефтей неокомского, баженовского и васюганского нефтегазоносных комплексов. Свойства нефтей по трем нефтегазоносным комплексам взяты из баланса, картирование проведено по данным 3806 залежей. Методика определения типа органического вещества в отложениях свиты и распределение областей развития выделенных типов органики по территории ХМАО представлена в работе [15]. Тип органического вещества, продуцирующий нефти с повышенным содержанием серы определен как IIS.

Построенные карты дифференциации ОВ баженовской свиты по территории ХМАО использованы при выполнении работ по федеральной теме «Дифференцированная оценка перспектив нефтеносности баженовской свиты Западно-Сибирской НГП» при оценке плотности геологических ресурсов нефти в породах свиты.

4.3. Взаимосвязь типов органического вещества и состава нефтей в клиноформных резервуарах неокома.

Опираясь на гипотезу о том, что органика баженовской свиты является источником углеводородов для выше и ниже залегающих нефтегазоносных

комплексов, проведено сопоставление закономерностей изменения свойств органического вещества баженовской свиты и ее возрастных аналогов с закономерностями изменения свойств нефтей неокомского нефтегазоносного комплекса. В составе неокомского нефтегазоносного комплекса выделяются неосложненный и осложненный подкомплексы. Осложненный подкомплекс представляет собой совокупность клиноформных резервуаров. Сопоставление выделенных типов органического вещества в отложениях баженовской свиты проведено для каждого клиноформного резервуара осложненной части неокомского нефтегазоносного комплекса.

Во всех клиноформных резервуарах на территориях, в плане совпадающих с зоной развития керогена типа I (по пиролитическим данным значение водородного индекса превышает 600 мг УВ/г Сорг), выявлены более тяжелые нефти с плотностью более 0.85 г/см³ с высоким содержанием серы более 1% характерные для морских осадков восстановительной обстановки. В неокомских отложениях на территориях за пределами зоны развития керогена типа I выявлены более легкие нефти с низким содержанием серы, формирующиеся по данным Тиссо в пластах более мелководных и прибрежных осадков.

На рисунке 4.11 представлена схема изменения сернистости нефтей залежей клиноформного резервуара БС1-7, учтены свойства нефти ачимовской и шельфовой частей резервуара. Содержание серы в нефтях резервуара увеличивается в восточном направлении от границы примыкания резервуара (пимская пачка глиин) к кровле баженовской свиты, максимальное содержание серы более 1.5% наблюдается в залежах восточной части развития резервуара. Граница распространения нефтей с сернистостью более 1 % практически полностью совпадает с границей зоны ОВ с пиролитическими характеристиками типа I.

Таким образом, взаимосвязь изменения типов органического вещества баженовских отложений и свойств нефтей неокома прослеживается. Совпадение границ развития разных типов керогена в отложениях баженовской свиты с изменением свойств нефтей клиноформной части неокома свидетельствует в

пользу изменения типа органического вещества по территории развития баженовских отложений и является косвенным доказательством того, что органика баженовской свиты является источником углеводородов для неокомского НГК.

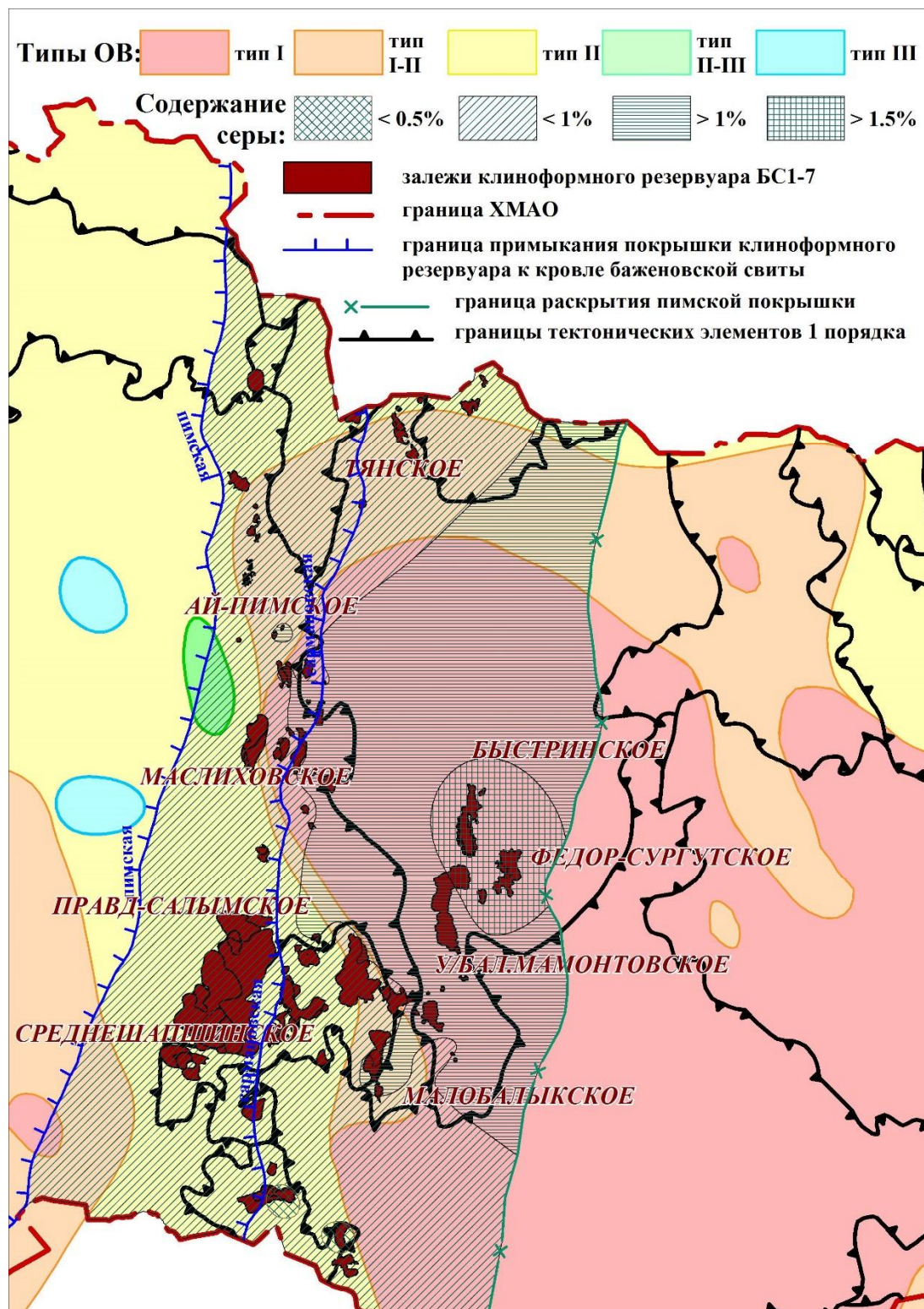


Рис. 4.11. Сопоставление содержания серы в нефтях залежей клиноформного резервуара БС1-7 и типов ОВ баженовской свиты.

Полное совпадение в плане областей различных типов ОВ баженовской свиты и свойств нефтей в клиноформных резервуарах не соблюдается в случае, если ачимовская часть резервуара расположена в зоне развития ОВ одного из выделенных в баженовской свите типов, а шельфовая часть попадает в другую область ОВ. Нефти залежей шельфовой части попадая в область другого типа ОВ, сохраняет свойства ачимовских нефтей. То есть наблюдается сохранение свойств нефтей внутри резервуара по пути сноса материала, что может свидетельствовать о миграции генерированных породами баженовской свиты углеводородов внутри клиноформных резервуаров, а в отдельных случаях – о гидродинамической связи ачимовских и шельфовых пластов.

Рассмотрим это на примере представленного на рисунке 4.11 клиноформного резервуара БС1-7. Нефтеносность шельфовой части резервуара в основном приурочена к крупным положительным тектоническим элементам 1 порядка – Сургутскому своду, Верхнесалымскому и Салымскому мегавалам (согласно тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты под редакцией В.И. Шпильмана и др). Залежи ачимовской части резервуара расположены в пределах Фроловской мегавпадины. Отложения резервуара залегают в непосредственной близости к породам баженовской свиты в пределах зоны между границами примыкания пимской и сармановской пачек. Территорию развития резервуара можно разделить на две нефтесборных области. Северная включает в себя территорию Сургутского свода и примыкающую к нему с запада часть территории Фроловской мегавпадины. Южная нефтесборная область включает в себя территорию Салымского и Верхнесалымского мегавалов. Области разделяются по наиболее погруженной части структурного плана резервуара Тундринской котловине.

Характеристики ОВ баженовской свиты в зоне примыкания различны, вещество основной площади северной части зоны отнесено к типам I и I-II. Содержание серы в нефтях ачимовских и шельфовых пластов северной нефтесборной области составляет более 1%, изменяется от 0.8-0.9% до 2%. В южной части зоны примыкания ОВ свиты соответствует характеристикам II типа.

Содержание серы в пластах резервуара южной нефтесборной области не превышает 1% и изменяется от 0.3 до 0.8-0.9%. Нефти залежей северной и южной частей территории развития резервуара в пределах ХМАО отличаются по содержанию серы, что сопоставимо с изменением характеристик ОВ баженовской свиты в зоне примыкания к ней отложений резервуара откуда могла осуществляться вторичная миграция сгенерированных УВ в пласты резервуара БС1-7.

Результаты, изложенные в главе, опубликованы в статьях [14,15,69,73] и позволили выполнить дифференцированную оценку перспектив нефтеносности баженовской свиты на территории ХМАО-Югры.

5. Зоны аномального строения баженовской свиты

5.1. Взгляды исследователей на условия формирования аномальных разрезов баженовской свиты.

В каждом из выделенных на территории ХМАО-Югры клиноциклитов в районе примыкания регрессивных отложений к кровле баженовской свиты по данным бурения выделяется несколько зон аномального строения баженовской свиты. В этих зонах битуминозные прослои залегают выше своего нормального положения и переслаиваются (часто незакономерно, хаотично) с не битуминозными глинами и песчано-алевролитовыми породами. По данным исследования кернов установлено, что в аномальных зонах битуминозные породы расколоты многочисленными трещинами, расчленены на отдельные прослои и линзы, а также встречаются в виде обломков различных размеров и степени окатанности в небитуминозных осадках.

Общая мощность аномальных разрезов, фиксируемая по нижнему и верхнему прослоям битуминозных пород, достигает на отдельных площадях 150м против 20-25м средней мощности битуминозных пород в нормальных разрезах баженовской свиты. В некоторых случаях отмечается наличие нижнего, обычно маломощного (1-3м) битуминозного прослоя, залегающего на породах георгиевской (абалакской) свиты. Общая мощность аномальных разрезов, фиксируемая по верхнему и нижнему битуминозным прослоям, возрастает с запада на восток. Битуминозные породы, сливающиеся в единое тело баженовской свиты на западе таких зон, в восточном направлении расклиниваются песчано-глинистыми прослоями. Еще далее на восток на коротком расстоянии происходит переход к нормальному залеганию битуминозных отложений. В меридиональном сечении аномальная зона в ряде случаев выглядит в виде линзы небитуминозных пород, облекаемых битуминозными глинами. Чаше такое строение наблюдается в западной части аномальной зоны. В других случаях северная и южная границы аномальных зон

носят характер нарушений. Здесь аномальный разрез, иногда мощностью более 100м непосредственно контактирует с нормально залегающими породами ачимовской толщи и баженовской свиты. Такие случаи вероятнее всего объясняются проявлением оползневых явлений.

Изучением строения и условий образования зон с аномальным строением баженовской свиты в разные годы занимались В.С. Бочкарев, Ф.Г. Гурари, В.А. Корнев, К.И. Микуленко, О.М. Мкртчян, Г.П. Мясникова, А.Л. Наумов, А.А. Нежданов, И.И. Нестеров, Г.С. Ясович и другие. По вопросу образования зон, содержащих аномальное сочетание в разрезе битуминозных и не битуминозных пород, существуют две основные точки зрения. Первая - это модель подводно-оползневого генезиса зон аномальных разрезов. Наиболее глубоко она проработана А.А. Неждановым [А.А. Нежданов и др. 2000г]. Согласно этим представлениям в раннем мелу в процессе лавинного заполнения осадками морского бассейна имели место подводно-оползневые явления. Оползающие массы пород приводили к смятию, разрыву и отрыву литифицированных битуминозных глин от подстилающих пород, их деформации и раскалыванию по вертикали на отдельные, в том числе и выдержанные по мощности пластины. Между этими пластинами и подстилающими породами проникали на запад оползающие терригенные массы, иногда на достаточно большие расстояния (до 15 и более км). Этой модели придерживаются многие исследователи. А.В. Осыка [77] на основании текстурного анализа пород показал, что зоны «аномальных» разрезов на территории деятельности ТПП «Когалымнефтегаз» являются результатом оползневого осадконакопления, по результатам минералогического петрографического анализа выявил сходство пород «аномальных» разрезов с отложениями ачимовской толщи.

Вторая точка зрения предложена и достаточно подробно изложена О.М. Мкртчяном. Согласно его модели «в пределах Западно-Сибирской плиты с востока на запад происходит неоднократное региональное выклинивание баженовских литофаций и появление новых подобных литофаций на несколько более высоком стратиграфическом уровне, ... в тесной пространственно

генетической связи и по тому же закону, что и миграция ачимовских клиноформ» [О.М. Мкртчян и др. 1990]. Предполагается, что концентрированное накопление битуминозных глин происходит на отложениях предыдущего циклита, в узкой полосе примыкающей к основанию склона дельтовой платформы. В результате между баженовскими породами и георгиевской свитой (или между двумя битуминозными пачками) появляется дополнительное клиновидное тело, образованное во время предыдущего регрессионного цикла.

В.Ф.Гришкевич [19] предложил теоретическую модель механизма процесса формирования зон аномального строения, которая объясняет накопление богатых органикой пород в узкой полосе подножия склона в период относительно кратковременных трансгрессивных циклов формирования неомских клиноформ. Суть этой модели в двух словах заключается в следующем. На мелководном шельфе располагаются опресненные, хорошо прогреваемые воды, обогащенные минеральными взвесями глинистых фракций. Такие районы моря обладают максимальной биологической продуктивностью. Избыток опресненной воды вместе с органикой поступает в сторону открытого моря за кромку шельфа, где он в результате штормовых явлений интенсивно перемешивается с подстилающими солеными водами. В результате происходит массовое отмирание планктонных организмов, разрушение целостности клеток и коагуляция активного вещества клеток вокруг минеральных частиц. Органоминеральные коагуляты быстро осаждаются на дно и захороняются в условиях сероводородного заражения вод.

Большинство исследователей считают, что формирование аномальных зон строения баженовской свиты связано с седиментационными оползневыми явлениями. Эта гипотеза основывается с одной стороны на общетеоретических представлениях об условиях осадконакопления на склонах аванделъта, когда поступление обломочного материала опережало возможности его перераспределения в морском бассейне. С другой стороны, на этот факт указывает наличие в песчаниках ачимовской толщи интенсивно дислоцированных битуминозных аргиллитоподобных глин, которые часто имеют удлиненную и

остроугольную форму, что свидетельствует об отсутствии их активного транспортирования.

Кроме того, И.С. Гутманом предложена модель клавишного погружения отдельных блоков фундамента в период формирования верхнеюрско-нижнемеловых отложений [24], что на отдельных площадях территории Западной Сибири стало причиной аномального строения этой части разреза. Аномальные разрезы образовались до формирования беженовской свиты «в результате клавишных блоковых погружений по конседиментационным разломам».

Ряд исследователей считают формирование аномальных разрезов одновозрастным вмещающим их типичным баженовским породам. В статьях Кропотовой Е.П., Коровиной Т.А., Федорцова И.В. и др [Кропотова Е.П. 2001, 2003, Минченков Н.Н. 2002] об аномальных разрезах баженовских отложений не отрицается их оползневой механизм формирования, однако по мнению авторов поступление терригенного материала происходило на этапе баженовской трансгрессии. Предложенная авторами сейсмостратиграфическая модель генезиса аномальных разрезов основана на комплексных исследованиях результатов сейсморазведки, данных бурения и анализа керна аномальных зон в пределах Сургутского свода.

Палеонтологических исследований подтверждающих или опровергающих разновозрастность битуминозных и песчано-алевритовых пород аномальных разрезов мало. Опубликованы единичные определения по скважине №307 С.-Конитлорского месторождения [Брадучан Ю.В. 2005] и по скважине №412 Имлорского месторождения [Гришкевич В.Ф. и др 2017]. Битуминозные породы аномалий по микрофаунистическим и палинологическим данным датируются волжским ярусом верхней юры, а терригенные породы имеют нижневаланжинский возраст. Незначительное количество палеонтологического материала, обусловленное с одной стороны малым отбором керна из аномальных разрезов баженовской свиты и недостаточным количеством биофоссилий с другой стороны, не дает возможности однозначно определить одновозрастность

ачимовских пластов и песчано-алевритовых отложений аномальных разрезов баженовской свиты.

5.2. Тектурные особенности пород в аномальных разрезах баженовской свиты.

Из доступных материалов керном полный разрез аномального строения баженовской свиты не охарактеризован ни в одной из вскрывших его скважин. Чаще всего керном представлена перспективная с точки зрения нефтегазоносности проницаемая часть аномального разреза, в которой на ряде площадей на территории ХМАО открыты нефтяные залежи. В ходе работ автором изучен керн двух зон аномального разреза баженовской свиты. Проведено описание керна разреза аномалий в трех скважинах Нонг-Еганской площади и в одной скважине Усть-Котухтинской площади.

Скважины Нонг-Еганской площади характеризуют северную часть значительной по площади зоны аномалии, территория которой включает в себя Кечимовскую, Ключевую, Нонг-Еганскую, С.-Покачевскую площади. В тектоническом отношении зона приурочена к Покачевской вершине, осложняющей северо-западный склон Нижневартовского свода. Мощность аномальной части разреза в пределах зоны изменяется от 40 до 130 м. Зона аномального строения баженовских отложений в районе Усть-Котухтинской площади имеет меньшую площадь распространения, мощности аномального разреза сопоставимы с Нонг-Еганской аномальной зоной и достигают 100м.

В ходе работы рассматривались тектурные особенности отложений баженовской свиты аномального строения. Ввиду фрагментарного отбора керна нет возможности сопоставления аномальных разрезов в разных скважинах в пределах одной аномалии и тем более сложно сопоставить разрезы разных аномальных зон. Поэтому проведен анализ встречающихся текстур по имеющемуся керновому материалу в сопоставлении с текстурами нормального разреза баженовской свиты и ачимовской толщи.

В двух скважинах Нонг-Еганской площади вынос керна проведен в подошвенной части аномального разреза из пород, залегающих непосредственно на отложениях георгиевской свиты. Керн в обеих скважинах представлен переслаиванием песчаника с аргиллитами черного цвета, характерными для баженовских отложений. Прослеживаются своеобразные ритмы, как правило, прослой с чередованием песчаников и аргиллитов со сложными текстурами деформаций чередуются с прослоями черных битуминозных однородных аргиллитов толщиной от 1-2 до 50-70 см, что может свидетельствовать о перерывах между двумя и более мутьевыми потоками. Границы переходов как правило резкие четкие.

Из текстур деформаций в подошвенной части аномального разреза встречаются знаки нагрузки, текстуры оползания и текстуры внедрения осадка (рис.5.1), присущие отложениям мутьевых потоков [по Ботвинкиной Л.Н.]. В скважинах Нонг-Еганской площади в подошвенной части аномального разреза баженовской свиты наиболее распространены текстуры внедрения осадка, характерные для дистальных турбидитов. Такие текстуры встречаются и в отложениях ачимовской толщи вне зон аномального строения баженовской свиты.

В аномальном разрезе встречаются значительные по мощности прослой песчаников однородных, либо с неявно-выраженной слоистостью как горизонтальной, так и наклонной, характерные для многих типов отложений, в том числе и для мутьевых потоков. Контакты с выше- и нижезалегающими прослоями битуминозных аргиллитов резкие, четкие чаще наклонные. Песчаные пропластки преимущественно «немые», редко встречаются единичные ходы илюедов секущие первичную слоистость пород (рис.5.2). Отсутствие фауны так же является одним из признаков отложений мутьевых потоков.

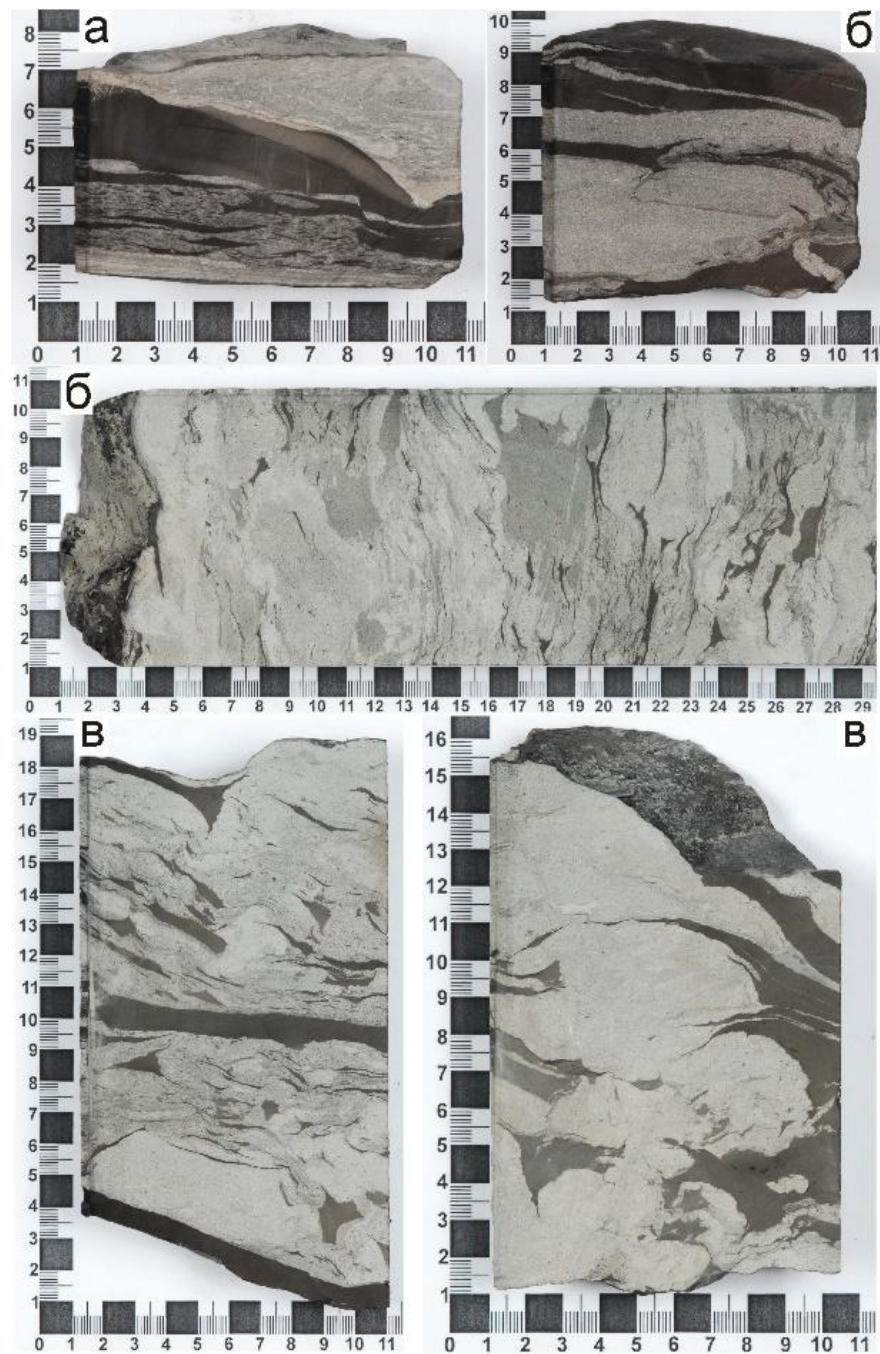


Рис.5.1. Текстуры деформаций на Нонг-Еганской площади: а) знаки нагрузки, б) текстуры оползания, в) текстуры внедрения.

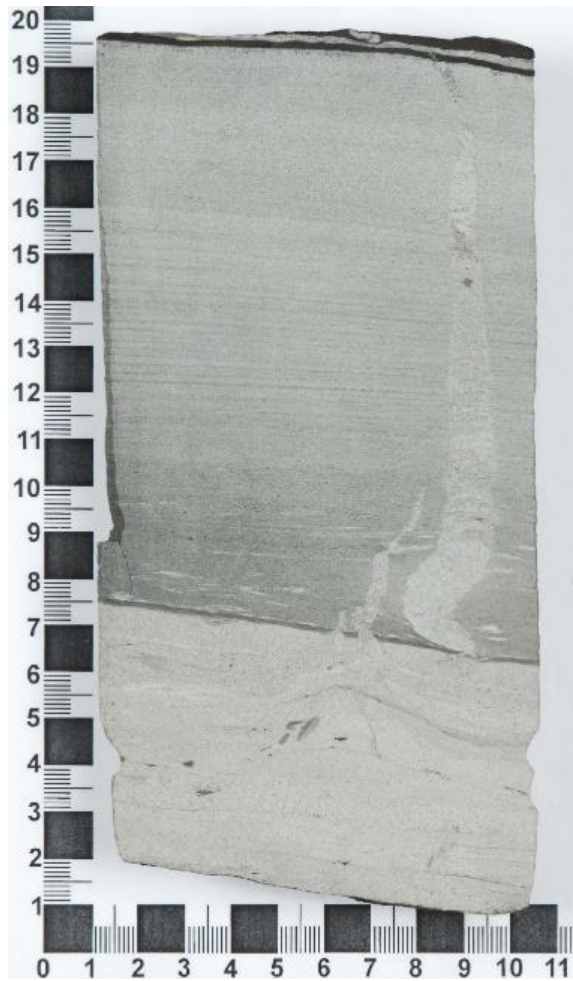


Рис.5.2. Текстуры нарушенной слоистости биогенного происхождения.

В скважине Усть-Котухтинской площади керном представлена кровельная часть аномального разреза баженовской свиты. Керн представлен чередованием битуминозных аргиллитов с песчано-алевритовыми породами, с явным преобладанием аргиллитов в разрезе. Как и в подошвенной части аномального разреза на Нонг-Еганской площади, для кровельной части аномального разреза характерны текстуры деформаций. Однако в этой части аномального разреза текстуры внедрения представлены чаще не перемешиванием материала различных литологических разностей, а преимущественно инъецированием песчано-алевритового материала в подстилающие битуминозные аргиллиты (рис.5.3).

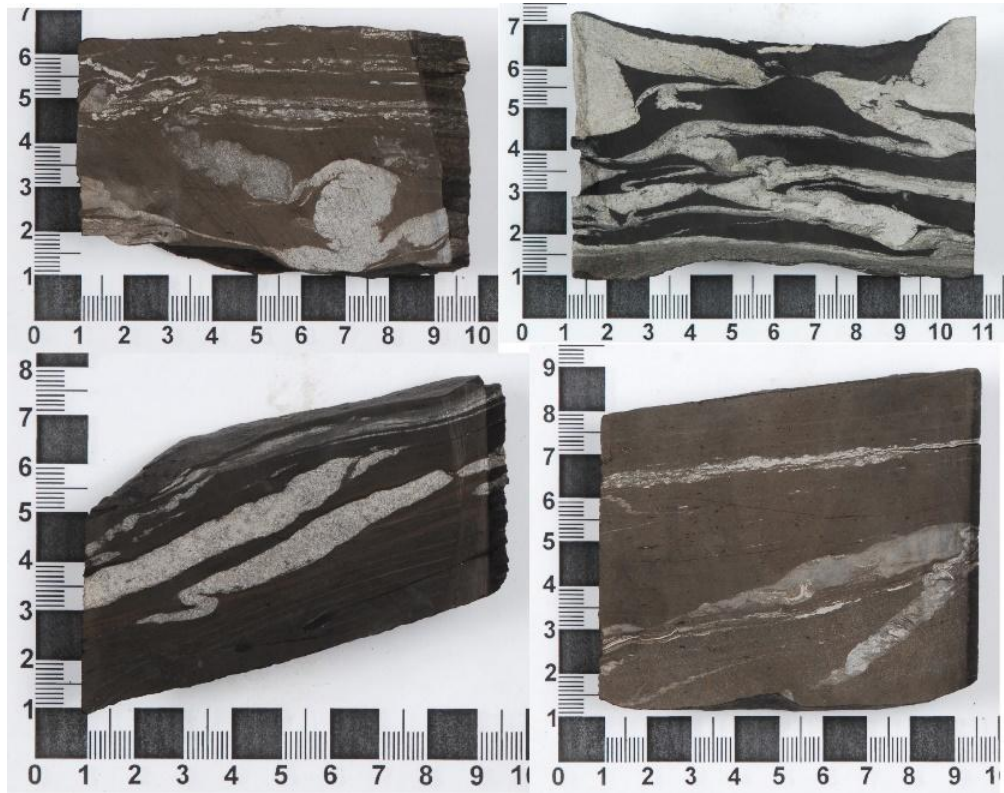


Рис.5.3. Текстуры деформаций на Усть-Котухтинской площади

Битуминозные аргиллиты, встречающиеся в аномальном разрезе, по своим литологическим характеристикам идентичны породам баженовской свиты нормального залегания. Встречаются как отдельные обломки баженинов в образцах с текстурами внедрения осадка, так и прослои черных аргиллитов.

Аргиллиты зон аномального строения, так же как и аргиллиты нормального залегания баженовской свиты, черного цвета, крепкие, плотные, плитчатые, с отпечатками раковин двустворок часто пиритизированными (рис.5.4). В кровельной части аномального разреза в аргиллитах встречаются прослои раковин двустворок толщиной 2-3 мм.

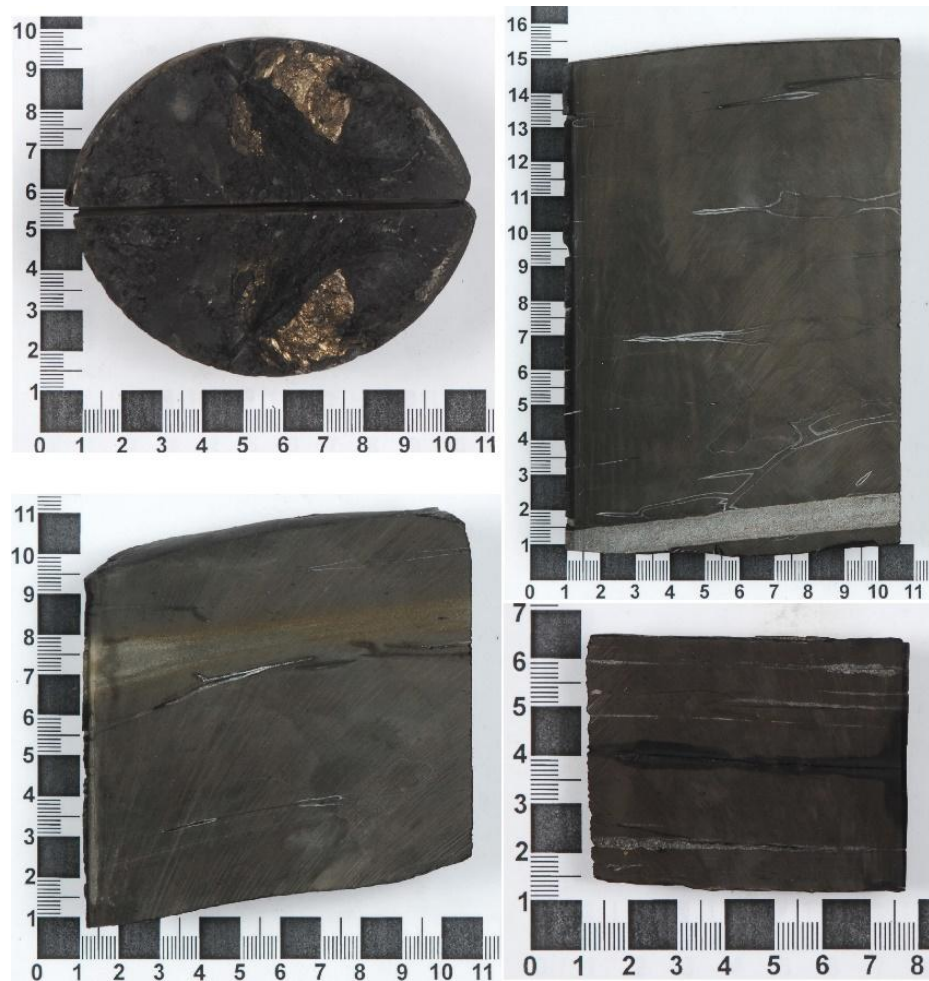


Рис.5.4. Образцы битуминозных аргиллитов аномального разреза баженовской свиты.

Таким образом, в результате работы в пределах двух зон аномального строения баженовской свиты выявлены схожие текстурные особенности. Текстуры, встречающиеся в аномальном разрезе баженовской свиты, свидетельствуют в пользу оползневой модели формирования аномалий. Учитывая наличие в разрезе значительных по мощности прослоев битуминозных аргиллитов, выявляемые в разрезе верхнеюрско-нижнемеловых отложений зоны аномального строения являются результатом более чем одного оползневого процесса.

5.3. Распределение зон аномального строения баженовской свиты на территории ХМАО-Югры.

Региональная схема размещения зон аномального строения отложений баженовской свиты выделенным по данным сейсморазведки А.А. Неждановым [63], приведена на рисунке 5.5 в сопоставлении с границами зон аномального разреза баженовской свиты, выделенными автором в НАЦ РН. Граница зон проведена автором по данным геофизических исследований поисково-разведочных скважин. В контур зоны попадают скважины, в которых породы баженовской свиты раздроблены и переслаиваются с песчано-алевритовыми отложениями ачимовской толщи. Общая мощность аномальных разрезов, фиксируемая по верхнему прослою битуминозных пород, достигает на отдельных площадях 160-180м, что существенно превышает среднюю мощность пород баженовской свиты в нормальных разрезах (20-25м).

В целом местоположение зон обоих вариантов совпадает. В некоторых случаях отличаются контуры зон, как правило по данным ГИС площадь аномалии существенно больше, чем по сейсмическим данным. Кроме того, некоторые контуры, выделенные по аномальной записи сейсмики не подтверждаются данными бурения. Встречается и обратная ситуация, аномалия выделена только по данным ГИС, что можно объяснить отсутствием сейсмической информации на момент обобщения материалов автором.

По данным ГИС аномальные разрезы характеризуются отличными от типичной «баженовской» записи показаниями геофизических методов. Как правило это равномерное чередование по разрезу высокоомных с повышенной радиоактивностью прослоев битуминозных пород и прослоев с характеристиками песчано-алевритовых пород (рис.5.6А). Есть вариант записи аномалии, который характеризуется преобладанием в разрезе битуминозных пород, причем основная мощность их приурочена к кровельной части разреза (рис.5.6Б).



Рис.5.5. Сопоставление распределения зон аномальных разрезов на территории ХМАО, выделенных по сейсмическим материалам (по А.А.Нежданову) и по данным ГИС (Е.В. Олейник). 1 - зоны аномальных разрезов по А.А.Нежданову; 2 - зоны аномальных разрезов по данным ГИС (НАЦ РН).

В западной части зон аномального строения баженовской свиты, между монолитными битуминозными породами баженовской свиты и отложениями георгиевской свиты по данным бурения выделяется пропласток песчано-алевритового состава. По данным материалов сейморазведочных работ выделение этого, как правило, незначительного по мощности пропластка не возможно. Прослеживается он только по данным ГИС, но на многих территориях с аномальным строением отложений баженовской свиты. Поэтому можно предполагать его развитие повсеместно в западной части прослеживаемых по сейсмическим материалам аномальных зон. За счет такого типа разреза площади

аномальных зон, выделенные по данным ГИС, превосходят площади аномалий по сейсмическим материалам.

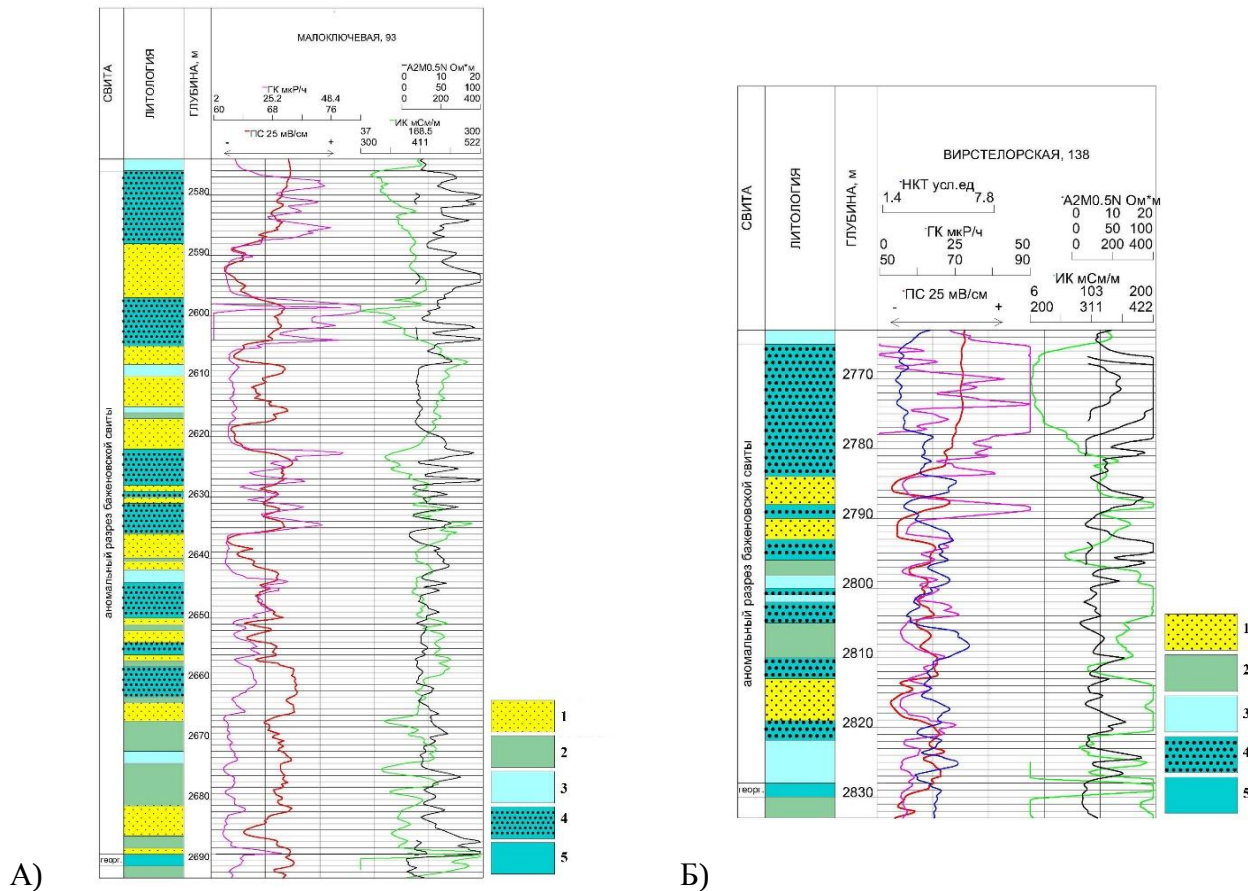


Рис.5.6. Геолого-геофизическая характеристика аномального разреза баженовской свиты. условные обозначения: 1 – проницаемые породы, 2 – слабопроницаемые породы, 3 – глины, 4 – битуминозные породы, 5 – тонкоотмученные глины.

Пласт является перспективным объектом для поиска углеводородов в разрезе клиноформных резервуаров. Нефтеносность в нем выявлена на ряде площадей с аномальным строением баженовской свиты. Например, на Повховском месторождении в одной из скважин при испытании объекта в интервале глубин 2924-2934 м получен приток фильтрата бурового раствора дебитом 0.6 м³/сут с пленкой нефти, после проведения гидроразрыва пласта дебит нефти составил 7 м³/сут, воды – 55.3 м³/сут (рис.5.7).

В диссертационной работе Осыка А.В. [77] по территории деятельности предприятия «Когалымнефтегаз» представлена схема распространения зон аномальных разрезов, выделенных по сейсмическим материалам, ГИС и керновым данным. Аномальные разрезы сгруппированы в 4 типа. Типы различаются по преобладанию в разрезе битуминозных или небитуминозных пород и по характеру распределения битуминозных аргиллитов по разрезу – либо в кровле, либо и в кровле, и в подошве, либо равномерно по разрезу. Тип аномалии, представленный на рисунке 5.7 по описанию соответствует типу 2 в работе Осыка А.В. [77].

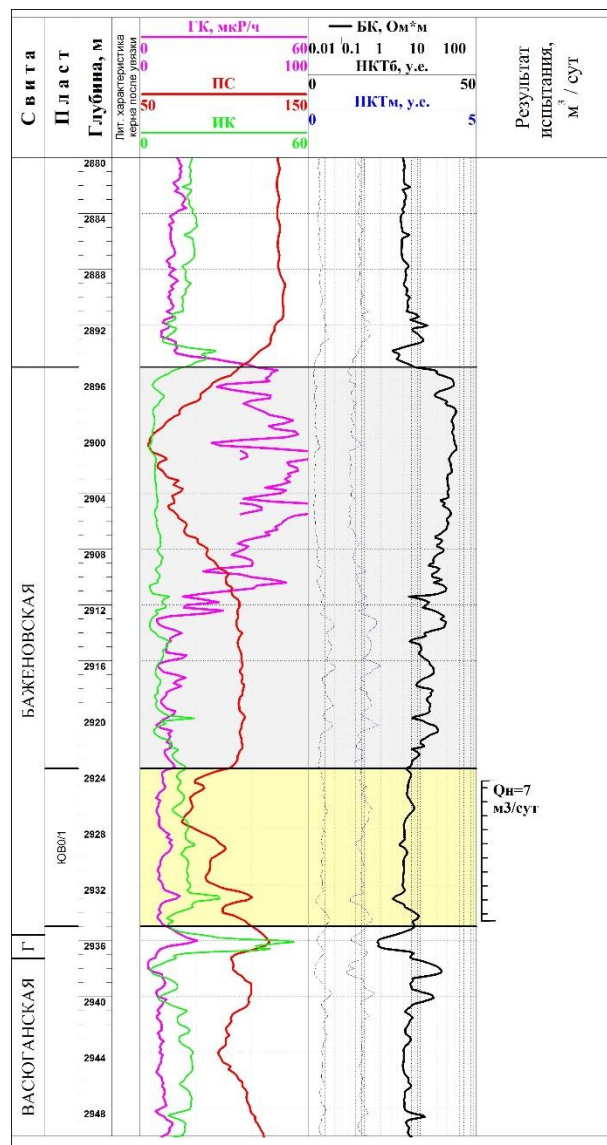


Рис.5.7. Геолого-геофизическая характеристика аномального разреза базеновской свиты в скважине Повховского месторождения.

В зоны аномального строения включены несколько площадей с отсутствием баженовской свиты. Однако утверждать, что в этих скважинах отсутствуют волжские отложения нельзя. Как правило, в этой части разреза не осуществляют отборы керн и как следствие нет определений возраста, минералогических и геохимических исследований, необходимых для подтверждения полного отсутствия отложений свиты. По данным ГИС не прослеживаются привычные для битуминозных пород характеристики, не наблюдается ни повышения радиоактивности, ни повышенных сопротивлений в разрезе. При этом разрезы верхнеюрских свит – георгиевской и васюганской в скважинах Сургутского свода и абалакской свиты во Фроловской мегавпадине – хорошо сопоставляются с близ расположенными площадями с нормальным залеганием баженовских отложений. Скважины с отсутствием баженовской свиты располагаются как правило в восточной части зон аномального разреза. Объяснить их появление в этой части зон можно опираясь на физический опыт, подтверждающий оползневую модель формирования аномалий, механизм которого представлен в работе Гришкевича В.Ф. [20], и учитывая направления сноса обломочного материала в неокомское время с юго-востока на северо-запад. Площадь отсутствия битуминозных пород можно интерпретировать как место внедрения потока оползневой пульпы и затекания ее под баженовские отложения.

В зоны аномального строения в публикации А.А. Нежданова попали площади, в пределах которых наблюдается увеличение толщин баженовской свиты, но при этом нет нарушения ее строения. Например, Заозерная площадь, расположенная в пределах Заозерного выступа в южной части Фроловской мегавпадины. По сейсмическим данным в этом районе выделяется значительная по площади зона аномальной сейсмической записи (рис.5.5). По данным ГИС свита однозначно выделяется в разрезе, закономерности изменения геофизических характеристик идентичны нормальному разрезу свиты, отличие только в мощности отложений практически в два раза превышающей среднюю мощность свиты на территории округа. Аналогичная толщина баженовской свиты характерна для таркосалинского типа разреза, выделенного Бладучаном [12] в

северо-восточной части провинции в районе Колтогорско-Толькинской шовной зоны, где мощность свиты достигает 80 м. Сопоставление разрезов приведено на рисунке 5.8, оба разреза схожи по строению, выделяется две зоны увеличенной радиоактивности, между которыми наблюдается локальное понижение показаний метода ГК.

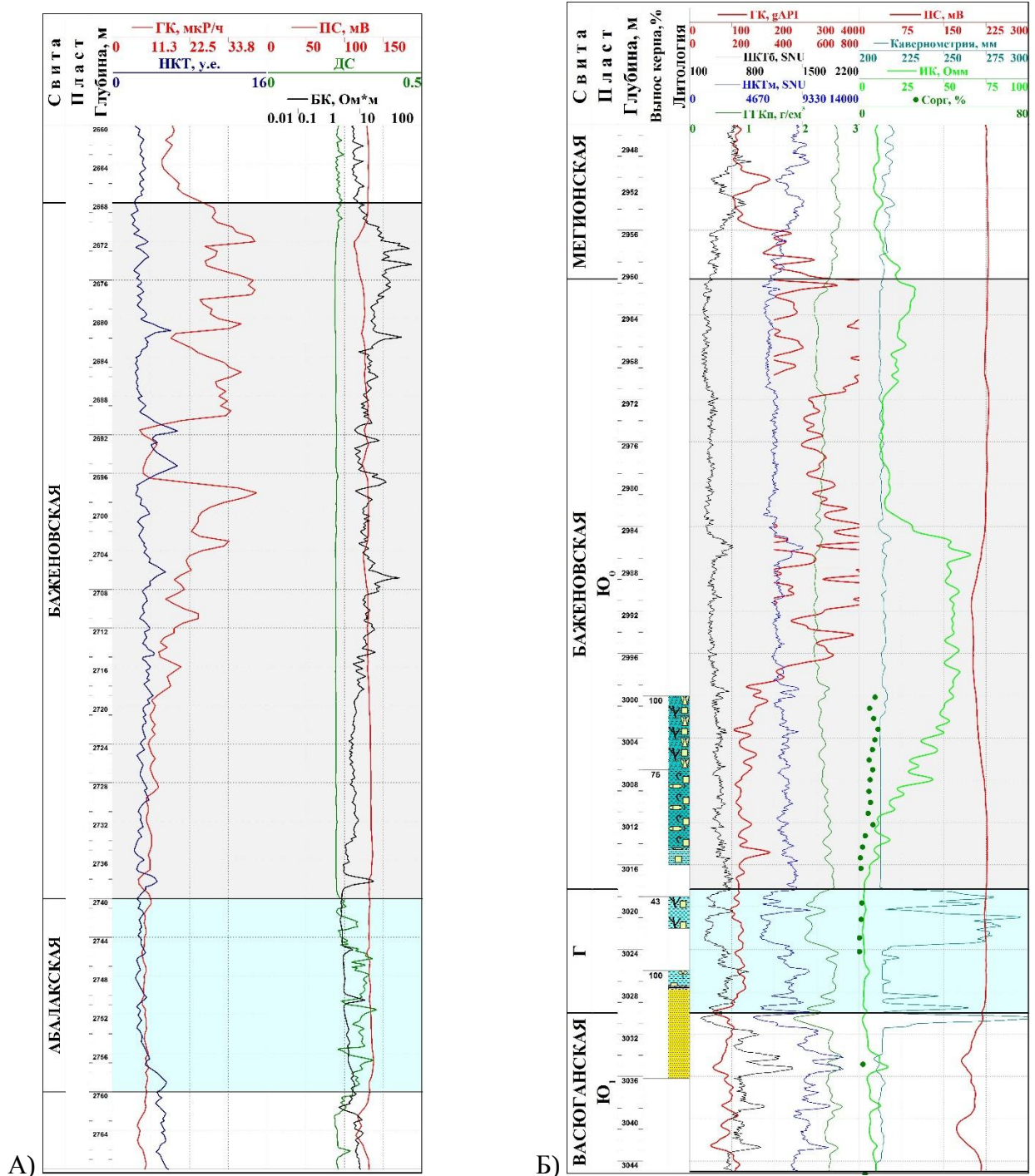


Рис.5.8. Геолого-геофизическая характеристика скважин зон увеличенных тощин баженовской свиты: А) район Заозерной площади, Б) район Колтогорской площади (таркосалинский тип).

Сходны характеристики и в подошвенной части свиты, где наблюдаются пониженные значения радиоактивности. На схеме Нежданова А.А. таркосалинский тип разреза не выделен как аномальный, идентичность геофизических характеристик этого типа разреза и материалов ГИС в районе Заозерной площади дает основание не включать ее в зону аномалий. Похожесть разрезов свиты можно связывать с одинаковыми условиями формирования отложений такого типа разрезов.

Таким образом, в работе автором выделены зоны аномального строения баженовской свиты по данным поисково-разведочного бурения. Сопоставление вариантов выделения аномальных разрезов по материалам сейсмических работ и по данным бурения дает возможность уточнения контуров аномалий при отсутствии в ее районе скважинной информации и исключить из аномальных разрезов зоны увеличенных толщин свиты с ненарушенным строением. В качестве примера рассмотрим строение одной из зон с аномальным строением.

5.4. Строение зоны аномального разреза в районе Урьевской и Поточной площадей.

Общая мощность аномальных разрезов (АР), фиксируемая по верхнему прослою битуминозных пород, достигает на отдельных площадях 160-180м, что существенно превышает среднюю мощность пород баженовской свиты в нормальных разрезах (20-25м). Строение зон аномального разреза битуминозных пород представлено на примере аномалии в районе Урьевской и Поточной площадей [Плавник Г.И., Олейник Е.В., 2003г]. Предполагаемое оползневое образование было рассечено серией разрезов в виде геологических профилей или профилей выравнивания неокомских отложений на кровлю георгиевской свиты. Анализ этих профилей, а также построенных карт по основным нефтегеологическим объектам позволил сформировать представления о модели строения оползневого тела, условий его образования и о его нефтеносности.

Зона простирается с юго-востока на северо-запад на расстояние более 30 км. На юго-востоке ширина зоны достигает 30 км, на северо-западе зона сужается до 10-15 км (рис. 5.9). Анализ строения и корреляция отложений ачимовской толщи проводились как в пределах контура аномалии, так и в его ближайшем окружении. Ачимовские отложения на рассматриваемой территории входят в состав регионального клиноциклита БВ₈₋₉. Этот клиноциклит в свою очередь делится на более мелкие циклиты, регрессивные отложения которых представлены пластами БВ₈₋₁, БВ₈₋₂, БВ₉₋₁ и БВ₉₋₂ и их ачимовскими аналогами. Регрессивные отложения перекрываются пластами глин, сформированными в трансгрессивный период каждого их циклитов, эти пачки глин проиндексированы буквами «А», «В» и «С».

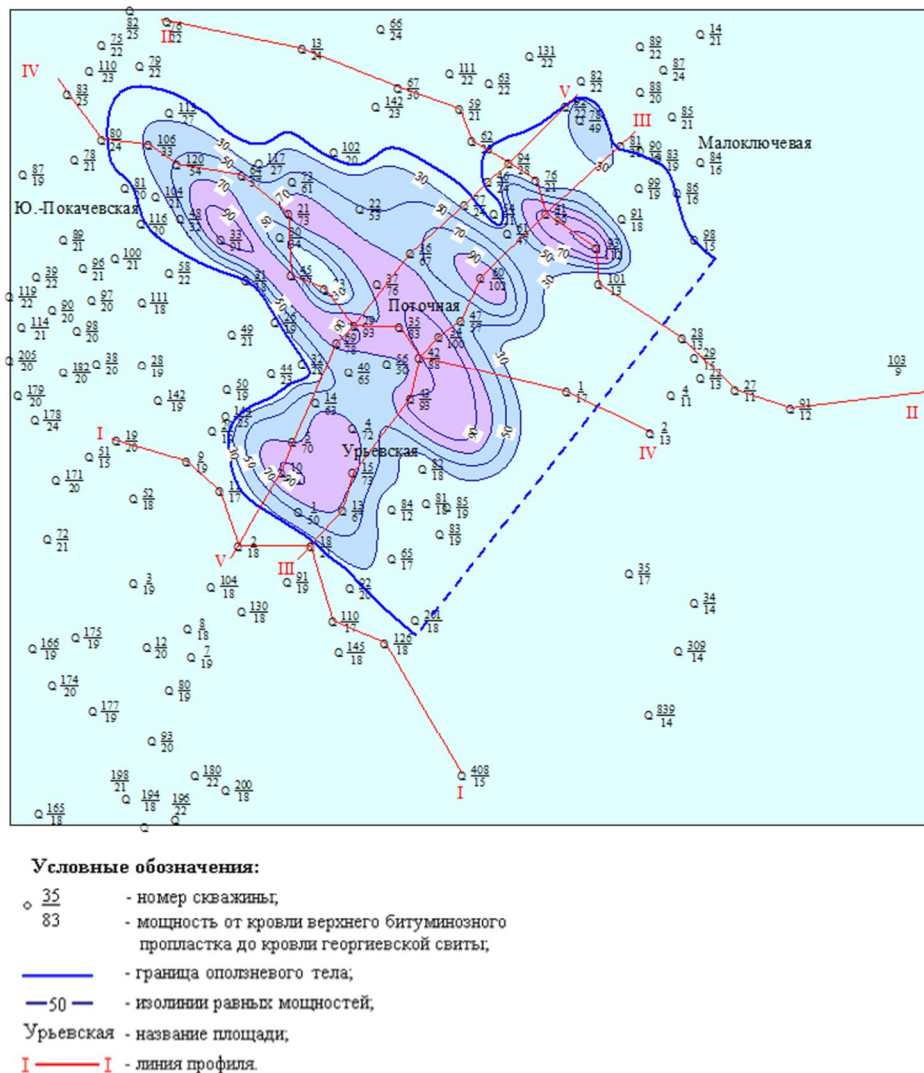


Рис. 5.9. Карта мощностей от кровли верхнего битуминозного пропластка до кровли георгиевской свиты.

Толща пород этих циклитов представляет собой клин, сужающийся в западном направлении. На субширотных профилях, проведенных вне зоны аномалии (рис.5.10), наблюдается гармоничное уменьшение мощности отложений циклита, то есть внутренняя структура клина соответствует общим закономерностям строения клиноциклитов. Здесь наблюдаются выдержанные

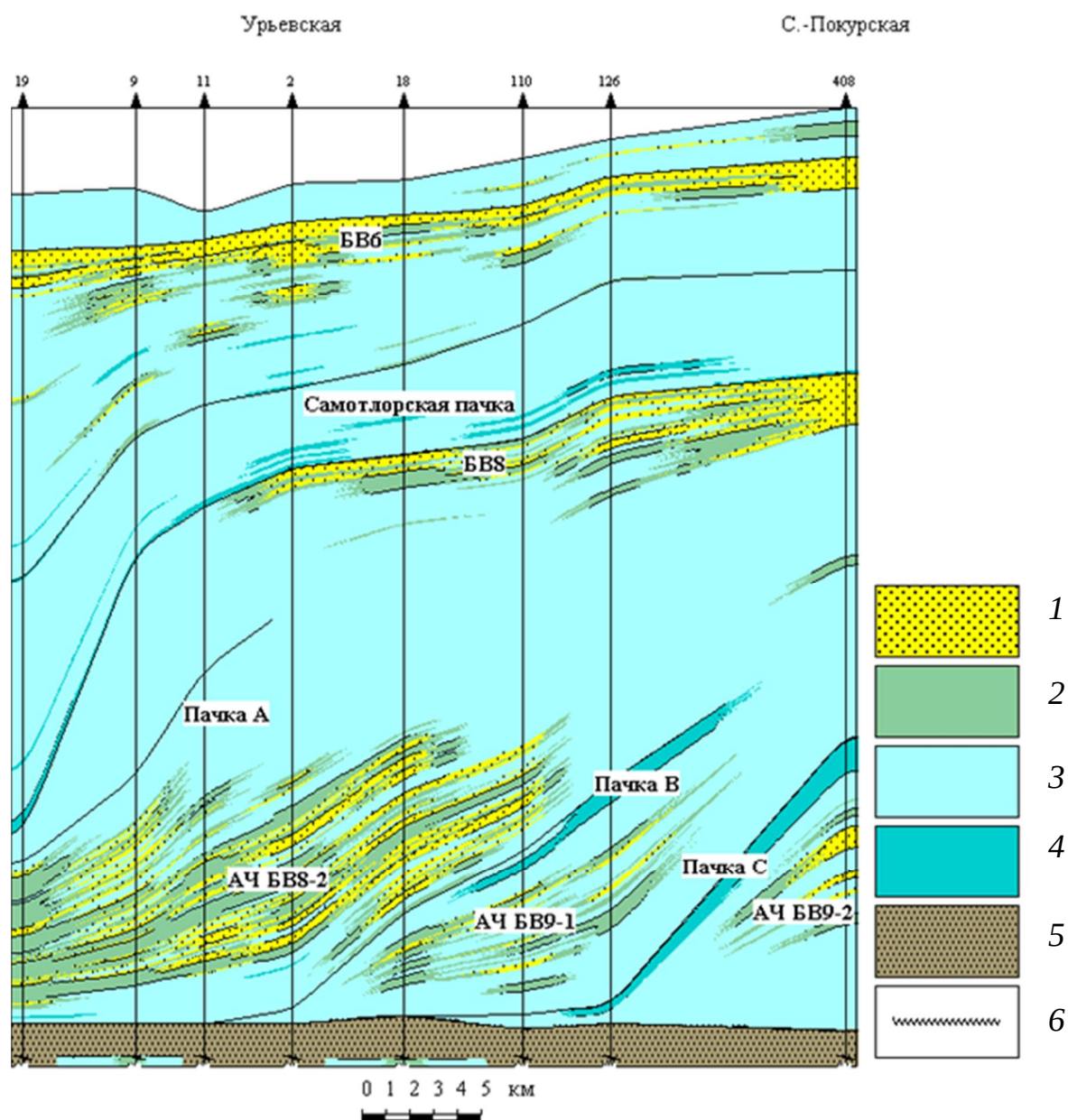


Рис. 5.10. Профиль выравнивания на кровлю георгиевской свиты по линии I – I. Условные обозначения: 1- проницаемые породы, 2- слабопроницаемые породы, 3- глины, 4- тонкоотмученные глины, 5- битуминозные породы, 6- линия скольжения оползневого тела.

толщины битуминозных пород баженовской свиты и выделенных внутри циклита глинистых пачек. Внутри зоны аномалии нарушается корреляция пластов, и резко меняется состав пород (рис.5.11). На представленном профиле видно, что западнее скважины №101 Малоключевской площади на расстоянии в 3 километра до скважины №93 происходит резкая смена структуры и состава пород в толще мощностью до 130м от глинистой пачки «В» до георгиевской свиты. В скважине №93 отсутствуют глины пачки «С» и изменяется местоположение в разрезе битуминозных пород баженовской свиты. Битуминозные прослои в этой скважине разнесены в толще мощностью более 100 м.

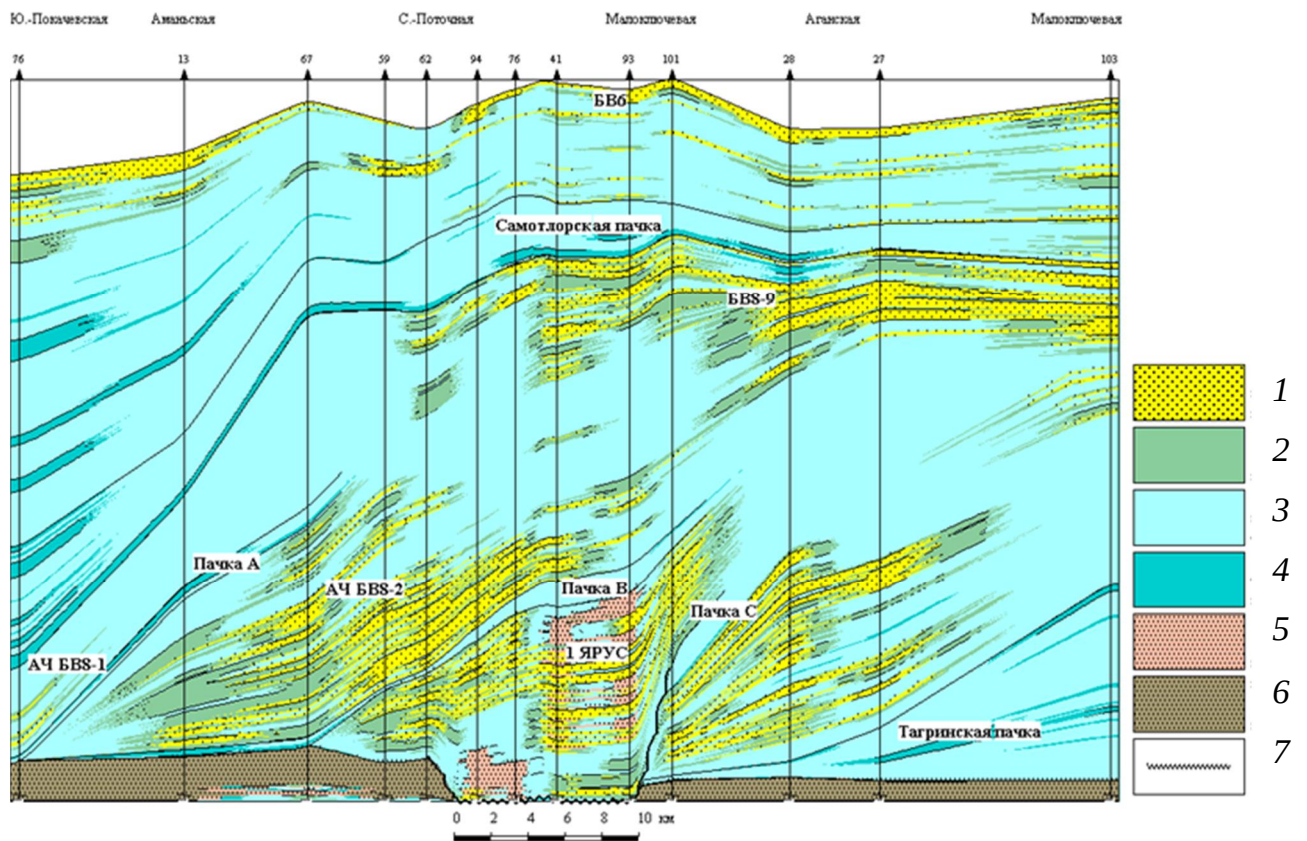


Рис. 5.11. Профиль выравнивания на кровлю георгиевской свиты по линии II – II. Условные обозначения: 1- проницаемые породы, 2- слабопроницаемые породы, 3- глины, 4- тонкоотмученные глины, 5- дислоцированные битуминозные породы, 6- битуминозные породы, 7- линия скольжения оползневого тела.

На субмеридиональном профиле, проведенном через зону аномалии, под пачкой «В» на расстоянии в 30 км прослеживаются хаотично расположенные линзы пород различного литологического состава. Целостность битуминозных пород, прилегающих к отложениям георгиевской свиты, нарушается здесь частично (например, скважины №13 и 15 Урьевской площади и скважина №47 Поточной площади) или полностью, как, например, в скважине №42 Поточной площади. Корреляция пластов восстанавливается в северной и южной частях профиля. Таким образом, на описанном участке между пачкой «В» и глинами георгиевской свиты залегает геологическое образование, которое по своему строению входит в резкий диссонанс со строением ачимовской толщи на окружающей территории.

Наличие между двумя не дислоцированными пластами толщи с многочисленными изолированными линзами и «закрутышами» является наиболее заметным признаком подводного оползня. Следовательно, геологическое образование внутри границ зоны аномального строения пород бажендовской свиты можно назвать оползневой телом. На субширотном профиле, проведенном в центральной части аномалии, видно, что оно состоит из двух ярусов (рис.5.12). Отложения, перекрытые пачкой «В» можно назвать первым ярусом оползневой тела. Второй ярус начинает четко прослеживаться там, где исчезает пачка «В».

Образование этого оползневой тела связано с выносом осадков по южному рукаву авандельты, прослеженной по палеогеографическим построениям (рис.5.13), схема дельты Оби во время формирования клиноформного резервуара БВ8-9 приведена в работе Плавника Г.И. 2001г [80]. Формирование условий, благоприятных для образования оползня произошло к окончанию формирования пластов БВ₉₋₁ и Ач(БВ₉₋₁). В склоновой части клиноциклита, уклон которого достигал более 10 м/км, накапливалось значительное количество песчано-алевритовых пород. Когда величина массы грубообломочного материала превысила критический порог, под влиянием силы тяжести началось его скольжение по поверхности подстилающих глин. Пусковым механизмом отрыва

пород могли служить и внешние силы - например, тектонические подвижки, землетрясения и т.п.

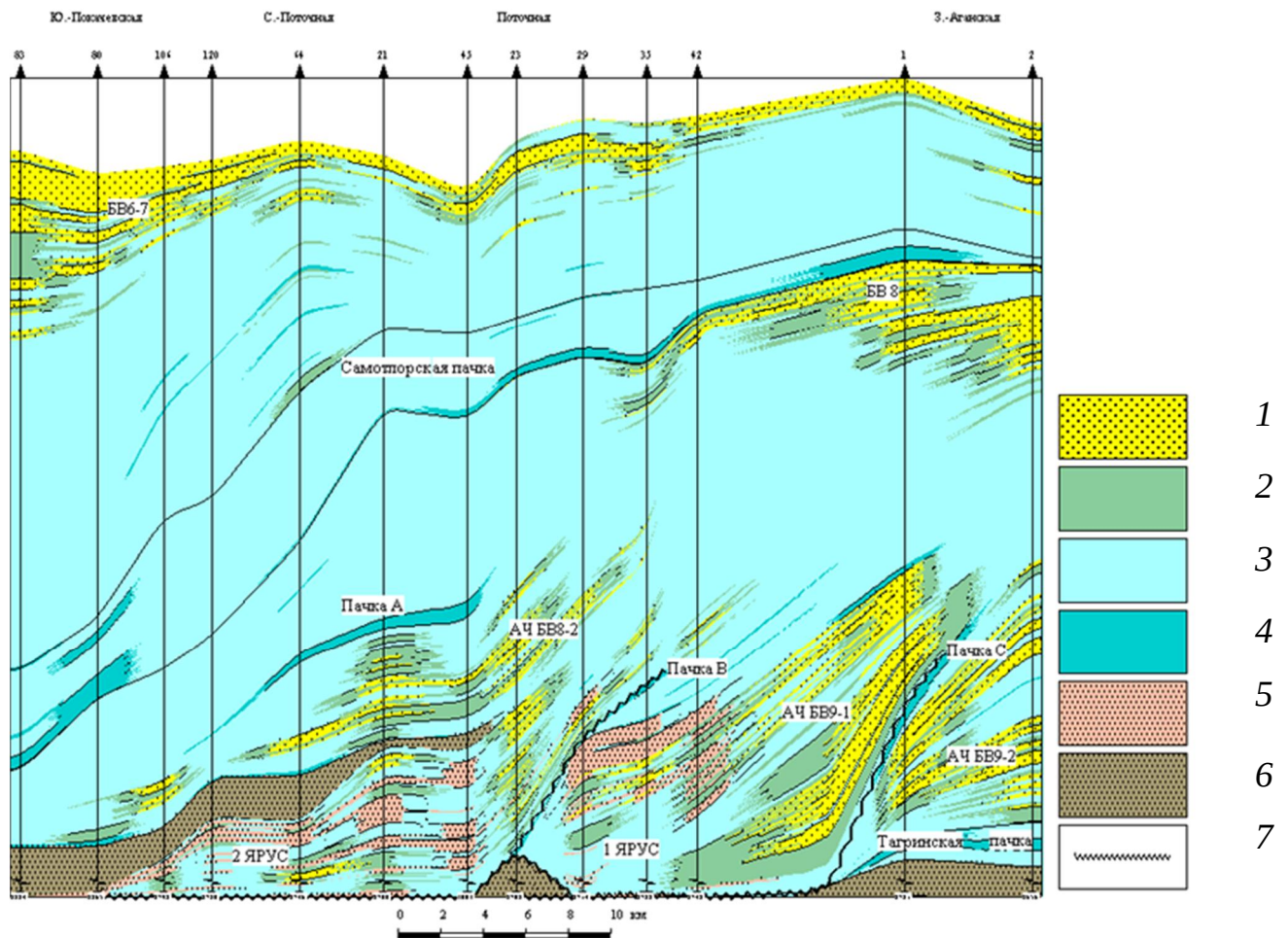


Рис.5.12. Профиль выравнивания на кровлю георгиевской свиты по линии IV – IV. Условные обозначения см. рис.5.11.

Оползневое тело в процессе движения лавинообразно увеличивало свою скорость. Подстилающие породы, возможно, вплоть до отложений георгиевской свиты, были смяты и вовлечены в движение. Разрушенные остатки битуминозных пород были подняты с места их накопления. В результате образовался первый ярус оползневое тела, размеры которого вдоль склона составляли около 30 км. Формированием оползневое тела завершился трансгрессивно-регрессивный цикл, в результате которого сформировалась глинистая пачка «С» и песчано-алевритовые пласты БВ₉₋₁ и Ач(БВ₉₋₁).

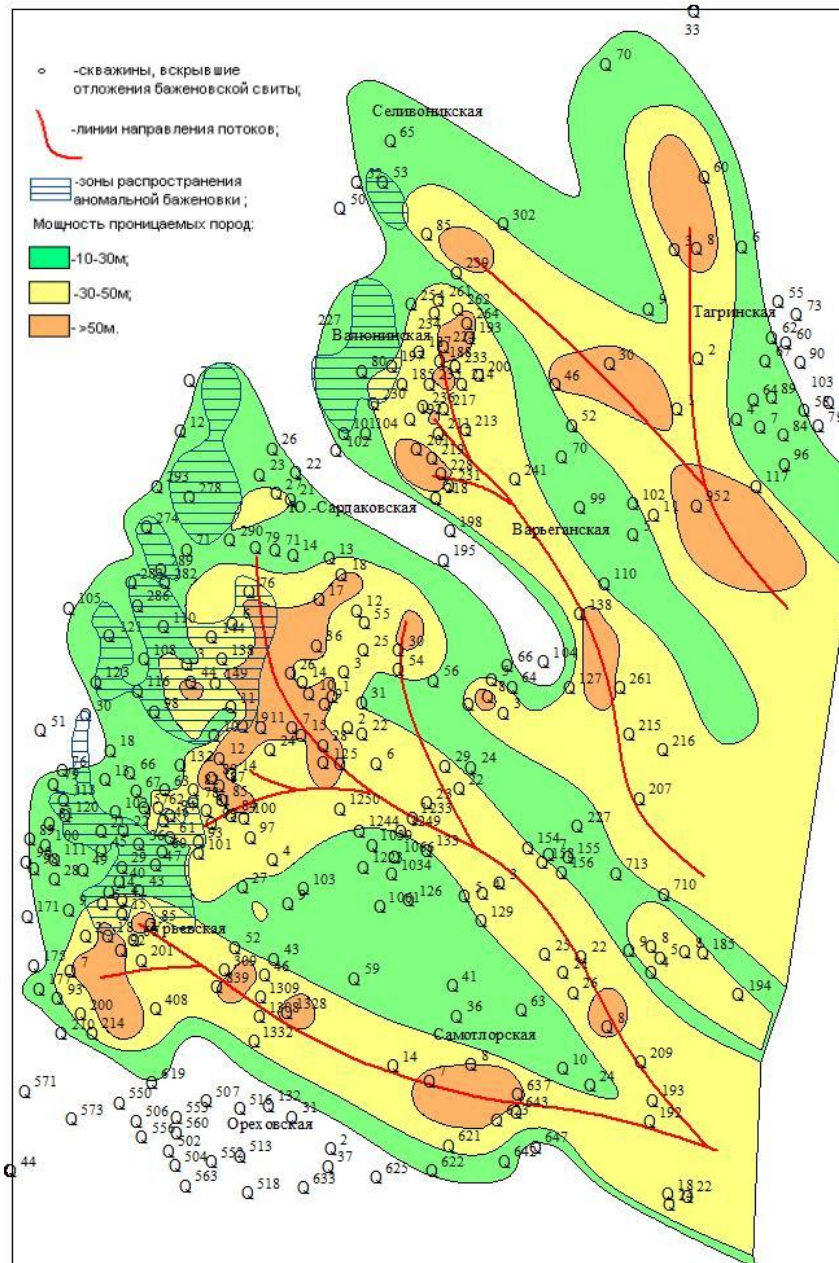


Рис.5.13. Схема строения палеodelты Оби (Г.И. Плавник 2001).

Затем в результате непродолжительной трансгрессии на фоне общей регрессии моря сформировалась глинистая пачка «В», которая согласно перекрыла тело оползня и окружающие его породы, после чего началось накопление пород пласта БВ₈₋₂. Когда их масса достигла критической величины, снова произошел отрыв толщи и ее скольжение по подстилающим отложениям. Оползневой процесс повторился. Как и в первом случае, произошло разрушение нижележащих пород, таким образом, образовался второй ярус оползневого тела. Таким образом, образование аномальных разрезов проходило многостадийно, в

результате схода с седиментационного склона нескольких подвожных оползней. После эксплуатационного разбуривания зоны АР в районе Урьевской и Поточной площадей положение плоскостей смещения оползней уточнилось, но их число и последовательность остались неизменными [Гришкевич В.Ф. 2016]. Зафиксированная многостадийность явилась одной из основных отправных точек при создании развернутой геомеханической модели образования аномальных разрезов, опубликованной В.Ф. Гришкевичем [21].

Аналогичное строение отложений наблюдается на территории зон аномального строения баженовской свиты, выделенных в пределах Приобского, Уватского, Юганского, Вартовского и Сургутского НГР. Всего на территории ХМАО выделено 28 таких участков. Приурочены они преимущественно к регрессивным отложениям клиноформных резервуаров БС₁₋₅, БС₈, БС₁₀, БС₁₁₋₁₃, БВ₈₋₉, БВ₆₋₇, БВ₄₋₅. В отложениях резервуара БВ₁₀ по единичным скважинам выделены небольшие по площади зоны аномалий в районе Кулентурской, Щучьей и Ишмаевской площадей. Единственная значительная площади аномалия в отложениях этого клиноформного резервуара выделяется севернее территории Вартовского района, она протягивается от Варьеганской площади до Тагринской.

Наращивание общей мощности баженовской свиты, увеличение мощности и числа пластов небитуминозных глин, появление в ней песчано-алевролитовых пластов происходит на участках развития крупных конусов выноса. На этих же участках наиболее ярко проявлялись оползневые явления, которые приводили к смятию, деформации и перемещению ранее отложенных пластов, в том числе и битуминозных. Именно на таких участках, в результате действия оползней, наиболее ярко проявляется аномальность строения баженовской свиты.

Существование оползневых явлений в неокомское время в Западной Сибири имеет существенное следствие для прогноза перспектив сразу в трех нефтегазоносных горизонтах - это шельфовые пласты неокома, ачимовская толща и баженовская свита. Дело в том, что на участках оползневых явлений произошли такие изменения в баженовской свите и ачимовской толще, которые значительно повлияли на условия миграции и аккумуляции в них углеводородов.

6. Выбор параметров и их количественные зависимости с плотностью ресурсов для клиноформной части неокомского комплекса

В районе зон аномального строения сосредоточено значительное количество залежей углеводородов. Выявленные залежи приурочены как к коллекторам внутри аномального разреза, так и к песчано-алевритовым породам ачимовской толщи, залегающим непосредственно над аномальным разрезом. На примере одной из аномальных зон (рис.6.1) видно, что скопления углеводородов аномального разреза сосредоточены в западной части зоны. На рисунке приведено два варианта выделения зон – по сейсмическим материалам и по данным поисково-разведочного бурения. Прослеживается несовпадение контуров в западной и северо-западной частях аномалии, где развит представленный на рисунке 5.7 тип аномалии. Основная часть нефтеносности в аномальном разрезе выявлена именно в этой части зоны. Притоки, получаемые в скважинах этой части аномальных зон, достигают 20 м³/сут и более. Залежи выявлены и на территории совпадения контуров, то есть в зоне увеличения мощности аномального разреза, где наблюдается неоднократное чередование битуминозных и песчано-алевритовых пород.

Значительное количество залежей нефти в районе зон аномальных разрезов выявлено в отложениях ачимовской толщи. Однако равномерного поля нефтеносности на практике не наблюдается. Для того, чтобы количественно определить влияние тех или иных геологических параметров на нефтеносность ачимовских и шельфовых пластов клиноформных резервуаров на территории развития практически каждого из них были выделены эталонные участки. Это хорошо изученные территории бурением и сейсмическими работами с выявленной или не выявленной нефтеносностью.

При выделении участков в качестве структурной основы использовалась поверхность кровли клиноформных резервуаров. Западной границей каждого участка является граница примыкания покрышек резервуаров к кровле

баженовской свиты или ее возрастных аналогов, восточной границей участков является граница раскрытия покровов. Субширотные границы участков проходят по осям впадин, разделяющих положительные элементы структурного плана.

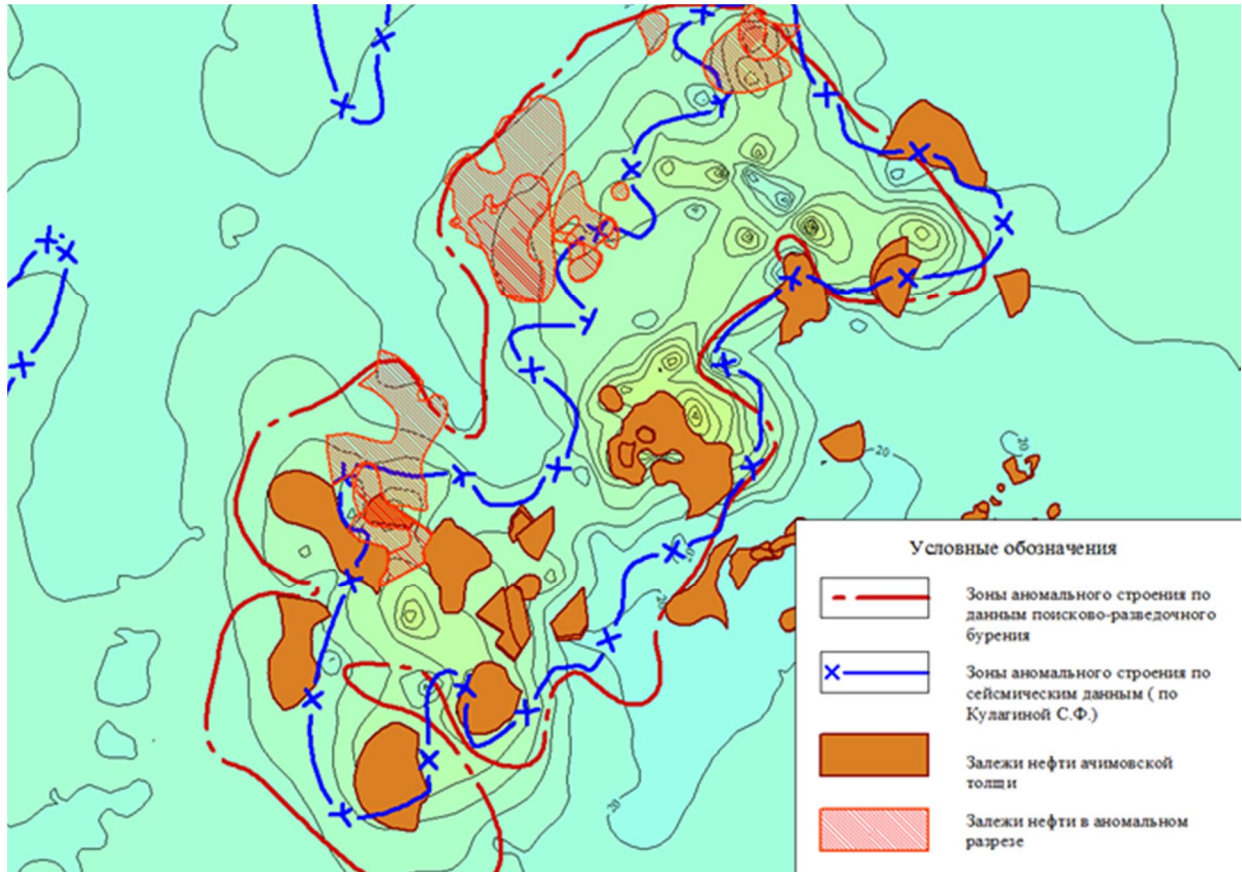


Рис.6.1. Схема распределения залежей в районе зоны аномального строения баженовской свиты.

Эталонными приняты участки с высокой степенью изученности сейсморазведочными работами и бурением - менее 40-45 км²/скв. Учитывалась изученность как шельфовой части резервуаров, так и ачимовских отложений, а кроме того, и отложений подстилающей верхнеюрско-нижнемеловой нефтематеринской толщи. Основным при выделении эталонного участка является принцип, который используется и при выделении нефтегазовых комплексов, а именно, эталонный участок должен быть по возможности динамически замкнутой средой по отношению к процессам первичной, вторичной миграции и

аккумуляции углеводородов. Строение клиноформных резервуаров позволяет выделить нефтесборные объемы пород, отвечающие таким требованиям.

Первичная миграция углеводородов из нефтепроизводящих толщ в проницаемые породы зависит от степени расслоенности, дислоцированности обогащенных органическим веществом образований. Чем больше поверхность соприкосновения нефтепроизводящих пород с проницаемыми породами, тем больше глубина их дренирования. Как описано выше, основными генерирующими породами для осложненного подкомплекса неокомского НГК являются отложения баженовской свиты. Наиболее благоприятными для первичной миграции являются зоны аномального ее строения, где битуминозные породы дислоцированы и переслаиваются с проницаемыми породами ачимовской толщи. Для описания этого использован параметр – доля зон аномального строения баженовской свиты $D_{ан}$ на участке.

Параметр определялся как отношение площади аномалии к площади битуминозных пород, которая для каждого участка своя и рассчитывался по формуле: $D_{ан} = S_{ан} / S_{бит}$, где $S_{бит}$ – часть площади эталонного участка, в зоне его примыкания к кровле баженовской свиты, $S_{ан}$ – площадь зон аномального строения баженовской свиты по аналогии с $S_{бит}$ вычисляется в зоне примыкания резервуара к кровле БС.

Рассматривалась зависимость параметра $D_{ан}$ от плотности начальных суммарных ресурсов клиноформных резервуаров в целом, а так же влияние параметра на нефтеносность шельфовой и ачимовской частей резервуаров отдельно. Коэффициент корреляции плотности ресурсов нефти клиноформных резервуаров с параметром $D_{ан}$ составляет 0.84 по 18 эталонным участкам (рис.6.2).

Коэффициент корреляции плотности ресурсов нефти в шельфовой части резервуаров с рассматриваемым параметром так же имеет высокое значение 0.81 (рис.6.3). Корреляционная зависимость параметра $D_{ан}$ с плотностью ресурсов нефти в ачимовской части клиноформных резервуаров менее выраженная (рис.6.4), несмотря на высокое значение коэффициента корреляции 0.77. Судя по распределению точек на графике, нефтеносность ачимовских отложений

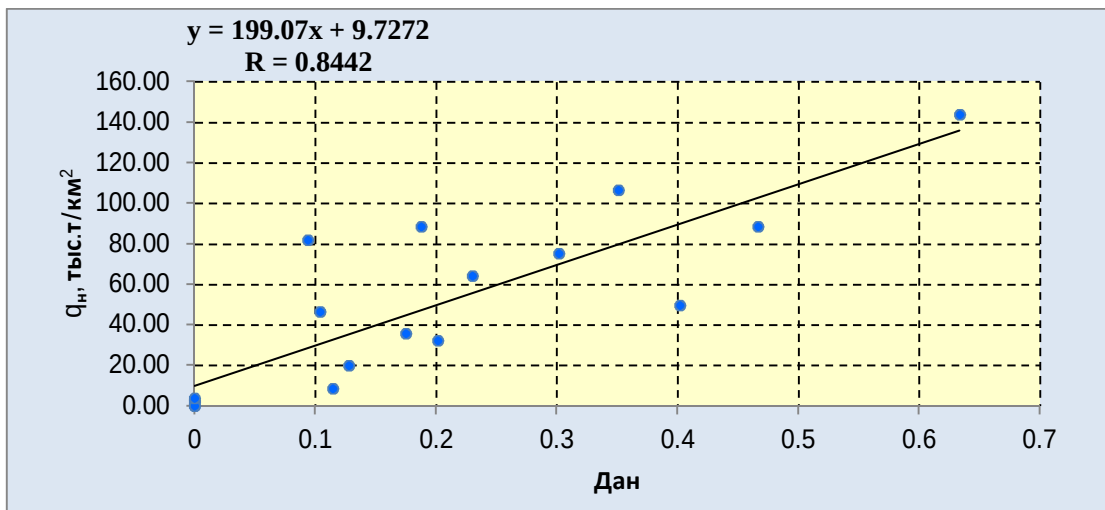


Рис. 6.2. Корреляционная зависимость плотности ресурсов нефти в отложениях осложненного подкомплекса от доли зон аномального строения бажендовской свиты на участке.

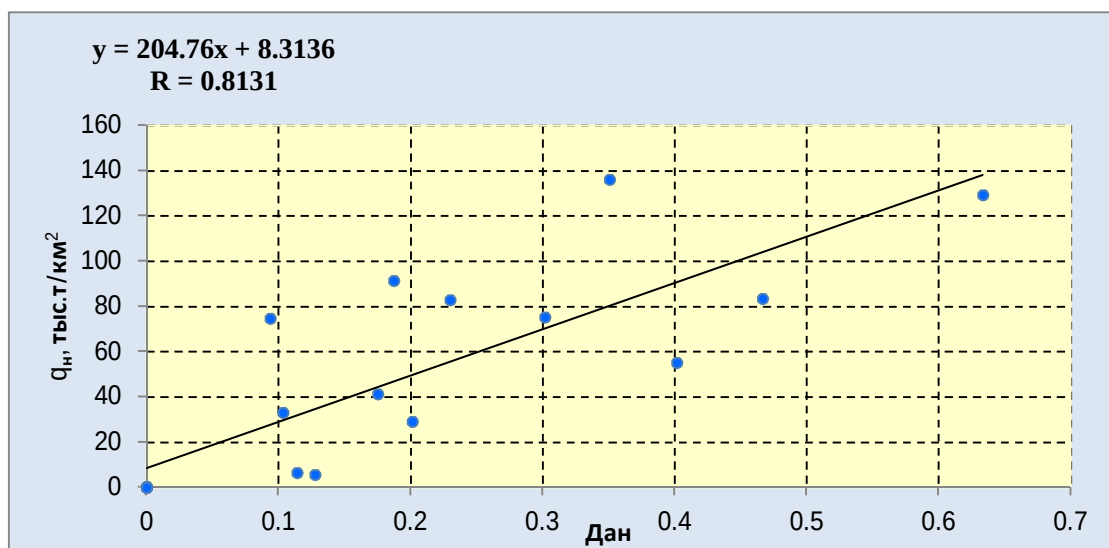


Рис. 6.3. Корреляционная зависимость плотности ресурсов нефти шельфовой части осложненного подкомплекса от доли зон аномального строения бажендовской свиты на участке.

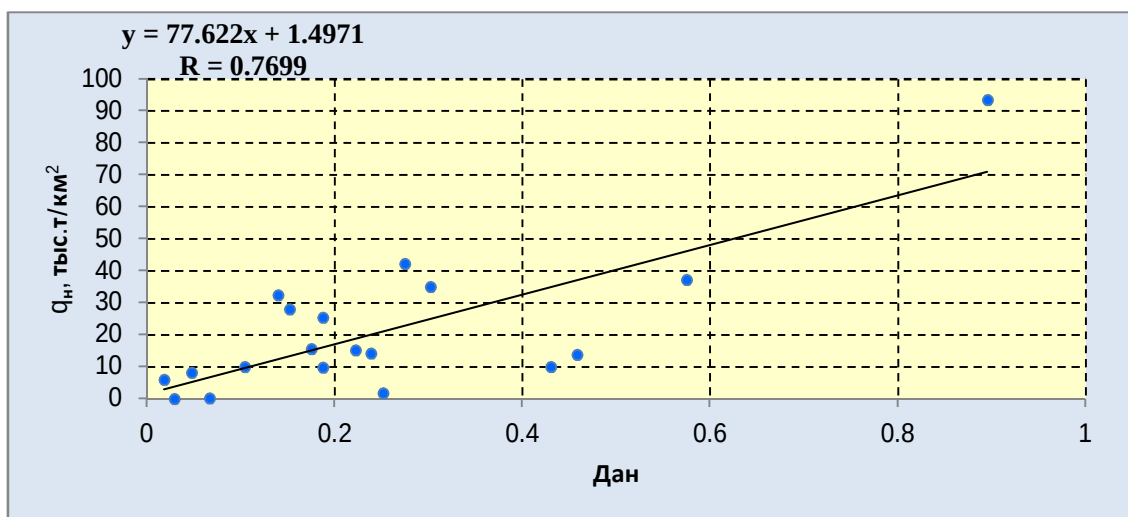


Рис. 6.4. Корреляционная зависимость плотности ресурсов нефти ачимовской части осложненного подкомплекса от доли зон аномального строения бажендовской свиты на участке.

осложненного подкомплекса менее, чем нефтеносность шельфовой части клиноформных резервуаров, зависит от наличия зон аномального строения бажендовской свиты на участке. Условия для первичной миграции углеводородов в ачимовские отложения одинаково благоприятны, как в зонах аномального строения баженитов, так и на территориях с монолитным строением бажендовской свиты. И в том, и в другом случае вмещающие отложения расположены в непосредственной близости к источнику углеводородов. Формирование залежей в ачимовской толще зависит от структурного фактора и, учитывая ее линзовидное строение, от наличия литологических экранов.

Важным параметром, описывающим процесс первичной миграции углеводородов из основного продуцирующего горизонта, является толщина подачимовских глин — $h_{подач}$. Подачимовская пачка препятствует переходу углеводородов в проницаемые отложения клиноформных резервуаров, в первую очередь ачимовской толще

Подачимовские глины наиболее проблематичный параметр для картирования. При построении мощности подачимовских глин в пределах зоны ее развития автором использованы данные 3318 скважин (рис.6.5). «Чистые» глины в разрезе, которые можно принять в качестве изолятора между

нефтематеринскими породами бажена и вмещающими залежи УВ отложениями ачимовской толщи, по данным ГИС характеризуются низкими сопротивлениями – до 4-5 Ом*м и образованием каверны по данным КВ. Именно по таким характеристикам и возможности определялись подачимовские глины для построения данной карты.

Значения толщин глин подачимовской части разреза сильно дифференцированы. Максимальные значения достигают 100 и более метров, минимальные составляют 5-10 метров вплоть до полного отсутствия подачимовских глин. Зоны отсутствия флюидоупора в основном совпадают с границами зон аномального строения баженовской свиты. В такой ситуации не ясно какую часть разреза можно назвать подачимовской и значение толщины подачимовских глин принимается равным 0. Кроме того, уменьшение толщин подачимовской пачки вплоть до полного отсутствия подачимовских глин наблюдается в зонах примыкания ачимовских линз к кровле баженовской свиты.

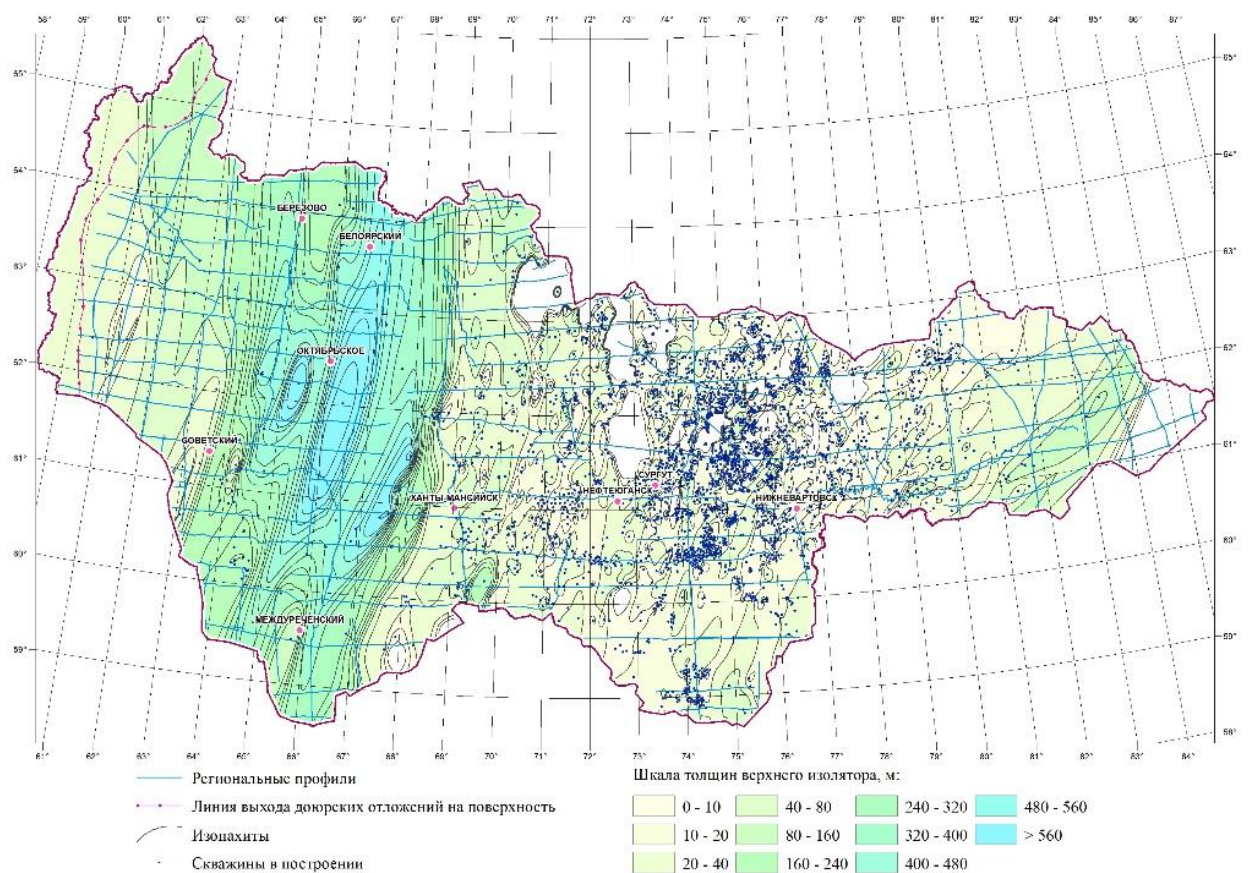


Рис. 6.5. Карта толщин подачимовской пачки

В целом на территории развития ачимовских отложений толщина подачимовских глин не превышает 30 м, за исключением локальных участков отсутствия ачимовской толщи, например, в скважине №170 Чапровской площади. Увеличение толщин флюидоупора наблюдается в восточном и западном направлениях к границам распространения ачимовских пород в пределах ХМАО. Западнее границы примыкания ачимовских пород клиноформного резервуара АС₁₀₋₁₂ к отложениям баженовской свиты, толщина флюидоупора резко увеличивается.

В зоне развития клиноформного резервуара АС₇₋₉ ачимовские отложения по данным полевого описания керна представлены тонким переслаиванием алевролитов и глин. Кривая ПС слабо дифференцирована, о наличии песчано-алевритовых прослоев в разрезе можно судить лишь по данным ГК и повышенным значениям кривых КС. Песчано-алевритовый материал по площади возможного развития ачимовских пластов резервуара распределен не равномерно. Уже в пределах развития резервуара АС₇₋₉ толщины флюидоупора на отдельных участках увеличиваются до 300 м.

Коэффициент корреляции плотности ресурсов нефти клиноформных резервуаров с этим параметром составляет 0.73 (рис.6.6). Более высокий коэффициент корреляции с параметром $h_{подач}$ получен с плотностью ресурсов шельфовой части клиноформных резервуаров. Коэффициент корреляции составляет 0.81 (рис.6.7). Участки, средняя толщина подачимовских глин в пределах которых составляет 17 и более метров, характеризуется низкой, близкой к нулю плотностью ресурсов нефти.

Зависимость плотности ресурсов в ачимовской части резервуаров с толщиной подачимовской пачки значительно хуже, чем с плотностью ресурсов в шельфовых отложениях и в клиноформных резервуарах в целом. Коэффициент корреляции составил 0.49. Отсутствие корреляции описанных параметров с нефтеносностью ачимовских отложений, но в то же время зависимость этих параметров с нефтеносностью шельфовых пластов неоконного НГК, можно объяснить наличием гидродинамической связи ачимовской и шельфовой частей в

клиноформных резервуарах неокома. Надачимовские отложения принято считать мощной глинистой покрывкой, перекрывающей ачимовские отложения. Однако по данным ГИС в склоновой части разреза часто прослеживаются линзы песчано-алевритовых пород, на отдельных площадях разрез опесчанен настолько, что затруднительно выделить кровлю ачимовских отложений.

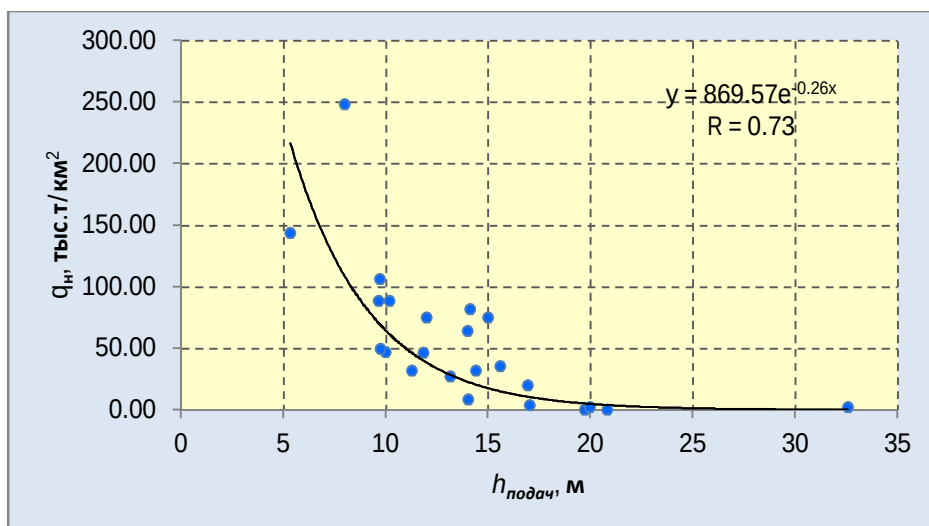


Рис. 6.6. Корреляционная зависимость плотности ресурсов нефти в отложениях осложненного подкомплекса от толщин подачимовской пачки.

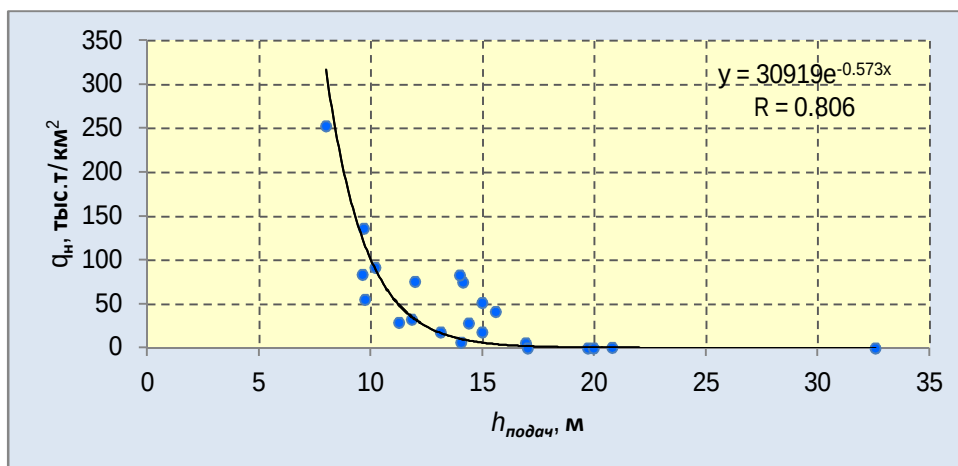


Рис. 6.7. Корреляционная зависимость плотности ресурсов нефти шельфовой части осложненного подкомплекса от толщин подачимовской пачки.

Таким образом, в ходе работ выделены зоны аномального строения баженовской свиты по данным поисково-разведочного бурения. Сопоставление вариантов выделения аномальных разрезов по материалам сейсмических работ и

по данным бурения дает возможность уточнения контуров аномалий при отсутствии в ее районе скважинной информации и исключить из аномальных разрезов выделенные по сейсмическим материалам зоны увеличенных толщин свиты, в которых по данным бурения строение отложений бажендовской свиты не нарушено. Взаимосвязь изменения типов органического вещества бажендовской свиты и свойств нефтей клиноформных резервуаров подтверждает, что объем генерирующих пород для неокомского НГК в основном состоит из бажендовских битуминозных отложений.

Выявлена корреляционная зависимость плотности ресурсов нефти в отложениях клиноформных резервуаров неокрома с зонами аномального строения бажендовской свиты. Объем миграции из битуминозных пород бажендовской свиты зависит от ее строения. В случае переслаивания проницаемых пород ачимовской толщи с битуминозными прослоями с повышенным содержанием органического вещества улучшаются условия для миграции углеводородов. Следовательно, объем эмигрировавших углеводородов при аномальном строении больше, что не может не оказывать влияние на нефтеносность ачимовских и шельфовых пластов клиноформных резервуаров. Проницаемые отложения ачимовской толщи рассматриваются в качестве пластов-проводников для мигрирующих из нижней части разреза резервуара углеводородов. В случае, когда бажендовская свита представляет собой монолитную толщу, эмиграции углеводородов из нее в проницаемые породы ачимовских отложений может препятствовать подачимовская пачка. Закономерности распределения нефтеносности внутри аномальных разрезов бажендовской свиты и выявленная зависимость плотности ресурсов нефти отложений клиноформной части неокромского НГК с зонами аномальных разрезов может служить критерием поисковых работ в клиноформной части неокромского НГК. Полученные результаты использованы при количественной оценке потенциальных ресурсов неокромского комплекса 2004 и 2012 гг.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной задачей исследований являлся поиск закономерностей строения баженовской свиты и ее возрастных аналогов, влияющих на нефтегазоносность отложений неокомского комплекса. Отложения баженовской свиты входят в состав баженовско-абалакского НГК. В работе определены границы распространения комплекса на уровне баженовской свиты и ее возрастных аналогов. Границы проведены с учетом изменения геофизических параметров разреза свиты, геохимических характеристик слагающих пород и глубин залегания отложений. На уровне абалакской свиты границы комплекса выделены по появлению в разрезе свиты песчано-алевритовых коллекторов. Таким образом, в комплекс объединена территория распространения нетрадиционных коллекторов в отложениях обеих свит.

Проведено макроскопическое описание керна 3000 м отложений баженовско-абалакского комплекса по 200 скважинам, расположенным в пределах ХМАО. По результатам описания керна на территории распространения баженовской свиты в ее отложениях выделено пять пачек, отличающихся по литологическому составу, выявлены отличия пачек по геофизическим характеристикам. Прослежены границы распространения пачек по 240 скважинам, распределенным по всей территории ХМАО. Нижняя пачка распространена только на территории развития подстилающей абалакской свиты, лежащая на ней вторая пачка распространена повсеместно, за исключением наиболее возвышенной части Нижневартовского свода. Увеличение площади распространения пачек по территории ХМАО свидетельствует о постепенном увеличении глубины позднеюрского морского бассейна по окончании формирования отложений абалакской свиты. Накопление баженовских осадков началось в более глубокой части моря в районе Фроловской мегавпадины.

Выявлены тенденции изменения вещественного состава пород баженовской свиты по разрезу и по площади ее распространения. Повышение индекса нефтенасыщения наблюдается в пачках 2, 3 и 4 с повышенным содержанием

кремнезема, для разреза пачек 2 и 4 характерны прослои известняка, что повышает вероятность гипотезы Зубкова М.Ю. о пластах кремнистого и карбонатного состава как потенциально продуктивных в разрезе свиты. Кровельная часть разреза свиты характеризуется повышением глинистой составляющей и максимальным содержанием органического вещества.

Проанализированы пиролитические данные более 320 скважин (5485 образцов), что позволило выделить на территории округа зоны с характеристиками, соответствующими различным типам органического вещества. Данные пиролиза вынесены на диаграммы $HI - T_{max}$, $HI - OI$ и $H/C - O/C$. Тип керогена определен в каждой скважине, скважины распределены на пять групп, соответствующих ОВ типов I, II, III и двум смешанным типам I-II и II-III. Большинство исследователей тип керогена баженовской свиты определен как II. По полученным в работе данным тип керогена свиты изменяется по площади ее распространения. На территории ХМАО выделены зоны с повышенными значениями водородного индекса, соответствующими характеристикам органического вещества I типа с высоким генерационным потенциалом. В западной части округа локализовались зоны развития керогена с низкими генерационными характеристиками, соответствующими типам II-III и III, что можно объяснить привносом терригенного материала с западной окраинной части бассейна и повышением доли террагенного органического вещества в исследуемых отложениях.

Проведено сопоставление границ зон распространения различных типов ОВ со свойствами нефтей клиноформных резервуаров неокомского НГК. Для залежей клиноформных резервуаров, в плане совпадающих с территориями этих зон, характерны сернистые ($>1\%$) среднеплотные ($>0.85 \text{ г/см}^3$) нефти. Выявленное совпадение изменения свойств нефтей клиноформных резервуаров в соответствии с типом керогена баженовской свиты косвенно доказывает их генетическую связь.

В ходе работы проанализировано строение неокомского и баженовско-абалакского нефтегазоносных комплексов. По клиноформным резервуарам осложненной части неокома проведена корреляция разреза (более 4000 скважин),

выделены границы их распространения, построены карты, характеризующие их строение. В качестве границ, определяющих геометрию клиноформных резервуаров выделены: 1. Граница примыкания покрышки резервуара к кровле баженовской свиты, как западная граница распространения каждого из резервуаров; 2. Граница раскрытия покрышки, как восточная граница резервуаров; 3. Кромка глинизации шельфовых пластов в районе кромки шельфа – западная граница шельфовых пластов; 4. Восточная граница глинизации ачимовских пластов резервуаров.

Границы зон аномального строения баженовской свиты выделены автором по данным поисково-разведочного бурения. Всего в пределах территории ХМАО выделено более 20 зон. Проведено сопоставление границ с ранее опубликованными схемами распространения аномальных разрезов баженовской свиты.

Выявлена корреляционная зависимость нефтеносности клиноформных резервуаров неокома с зонами аномального строения баженовской свиты. Выведен параметр $D_{ан}$, описывающий наличие зон аномального строения на подсчетных участках осложненной части неокомского НГК. Коэффициент корреляции плотности ресурсов нефти с параметром $D_{ан}$ по эталонной выборке участков составил 0.81.

Построена карта толщин подачимовской пачки по результатам ее выделения в разрезах 3318 скважин. Глины подачимовской пачки препятствуют переходу углеводородов, генерированных нефтематеринской породой, в проницаемые отложения клиноформных резервуаров. Выявлена корреляционная зависимость плотности ресурсов нефти с параметром $h_{подач}$ (толщина подачимовских глин), коэффициент корреляции составил 0.73.

Наличие зон аномального строения баженовской свиты и толщина подачимовской пачки являются значимыми параметрами при количественной оценке потенциальных ресурсов углеводородов осложненной части неокомского НГК.

Список литературы

1. Атлас «Геологическое строение и нефтегазоносность неокомского комплекса Ханты-Мансийского автономного округа – Югры». - НАЦ РН им.В.И.Шпильмана, Ханты-Мансийск, 2007.
2. Атлас «Геология и нефтеносность Ханты-Мансийского автономного округа. – Ханты-Мансийск, 2004.
3. Белкин В.И. Фациальные типы пород баженовской свиты Западного Приобья / В.И. Белкин // В сб. Проблемы нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири. - М. - 1986. - С.15-26.
4. Белкин В.И. Модель коллекторов нефти баженовской свиты Салымского месторождения / В.И. Белкин, Е.П. Ефремов, Н.Д. Каптелинин // Нефтяное хозяйство. – 1983. - №10. - С. 59-63.
5. Белкин В.И. Строение и нефтегазоносность баженовского резервуара / В.И. Белкин, Е.П. Ефремов, Н.Д. Каптелинин // Литология и полезные ископаемые. – 1985. - № 2. - С.43-58.
6. Билибин С.И. Модель нефтесодержащих пород баженовской свиты / С.И. Билибин, Г.А. Калмыков, Д.И. Ганичев, Н.С. Балущкина // Геофизика. – 2015. - №3. - С. 5-14.
7. Бородкин В.Н. Условия формирования и фации ачимовской толщи севера Западной Сибири / В.Н. Бородкин, А.М. Брехунцов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1999. - №5. – С.10-16.
8. Бородкин В.Н. Особенности строения, корреляции и индексации основных продуктивных резервуаров (пластов) неокома севера Западной Сибири в связи с условиями их осадконакопления / В.Н. Бородкин, А.М. Брехунцов, Н.П. Дещеня // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2000. - №2. – С.7-17.
9. Бородкин В.Н. Эволюция взглядов на стратификацию разреза неокома Западной Сибири / В.Н. Бородкин, А.Р. Курчиков // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2011. - №1. – С.7-19.

10. Ботвинкина Л.Н. Методическое руководство по изучению слоистости /Л.Н. Ботвинкина. - М.: Недра, 1965. - 250 с. (Тр. ГНН АН СССР. Вып.119).
11. Бладучан Ю.В. О возрасте отложений аномальных разрезов пограничных слоев юры и мела по скважинам С.-Конитлоского месторождения /Ю.В. Бладучан, В.К. Комиссаренко // Вестник недропользователя ХМАО. – Тюмень, 2005. – Вып.16. – С.28-30.
12. Бладучан Ю.В. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность) / Ю.В. Бладучан, Ф.Г. Гурари, В.А. Захаров и др. - Новосибирск: Наука, 1986. - 216 с.
13. Волков В.А. Особенности строения баженовской свиты в центральной части Фроловской мегавпадины / В.А. Волков, Л.М. Захарова, Ю.А. Кузьмин и др // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры (Восемнадцатая научно-практическая конференция). - Ханты-Мансийск. – 2015. - т.1. - С.43-60.
14. Волков В.А. Строение и генерационный потенциал баженовской свиты на территории центральной части Западной Сибири / В.А. Волков, Е.В. Олейник, Е.Е. Оксенойд, А.А. Сидоров // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2016. - №3(27). - С.79-98.
15. Волков В.А. К вопросу о типе органического вещества пород баженовской свиты / В.А. Волков, Е.В. Олейник, Е.Е. Оксенойд, Л.А. Солопахина // Вестник недропользователя. – 2016. - №28. - С.3-18.
16. Волков В.А. Цифровая квазитрехмерная модель строения осадочного чехла центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / В.А. Волков, А.А. Сидоров, В.Н. Гончарова и др // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры (Пятнадцатая научно-практическая конференция). – 2012. – Ханты-Мансийск - т.1 - С.67-76.
17. Гогоненков Г.Н. Сейсмостратиграфические подразделения нефтегазоносных осадочных толщ Западной Сибири / Г.Н. Гогоненков, Ю.А. Михайлов // Геология нефти и газа. – 1983. - №7. - С.49-56.

18. Гончаров И.В. Генерационный потенциал органического вещества пород баженовской свиты юго-востока Западной Сибири (Томская область) / И.В. Гончаров, С.В. Фадеев, В.В. Самойленко, Н.В. Обласов, Е.С. Бахтинва // Нефтяное хозяйство. – 2014. - №11. – С.106-110.
19. Гришкевич В.Ф. Макроструктура берриас-аптских отложений Западной Сибири и ее использование при построении информационных технологий в геологии нефти и газа. / В.Ф. Гришкевич - Тюмень: Издательский Дом «ИздатНаукаСервис», 2005. – 116с.
20. Гришкевич В.Ф. Опыт моделирования ачимовских отложений, осложненных аномальными разрезами баженовской свиты, на основе идей геомеханики оползневых процессов / В.Ф. Гришкевич, А.В. Блинкова, С.В. Лагутина, Е.В. Панина, Н.Г. Хорошев // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры. - Ханты-Мансийск. - 2016.- Т.1. - С.22-31.
21. Гришкевич В.Ф. Некоторые аспекты совместного моделирования отложений ачимовской толщи и аномальных разрезов баженовской свиты / В.Ф. Гришкевич, В.Е. Касаткин, С.В. Лагутина, Н.Ю. Москаленко, Г.А. Смоляков, Е.В. Панина, А.Г. Лаптей, Э.С. Торопов, В.С. Стариков, Н.Г. Хорошев, А.В. Блинкова, В.А. Черноскулова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. - №9. - С.27-42.
22. Гулари Ф.Г. Доманикиты и их нефтегазоносность / Ф.Г. Гулари // Советская геология. – 1981. - №11. - С.3-12.
23. Гулари Ф.Г. Условия формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты / Ф.Г. Гулари, Э.Я. Вайц, В.И. Москвин и др // Мин-во геол. СССР, СНИИГГиМС. – М.: Недра, 1988. – 199 с.
24. Гутман И.С. Особенности геологического строения нижнемеловых и верхнеюрских отложений Северо-Покачевского месторождения / И.С. Гутман, Е.А. Качкина, С.В. Арефьев // Геология нефти и газа. – 2015. - №1.
25. Даненберг Е.Е. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская

- область) / Е.Е. Даненберг, В.Б. Белозеров, Н.А. Брылина. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. - 291с.
26. Дахнова М.В. Оценка запасов «сланцевой нефти» с использованием геохимических параметров / М.В. Дахнова, С.В. Можегова, Е.С. Назаров, И.Л. Пайзанская // Oil and gas geology. – 2015. - №4. - С. 55-61.
27. Жарков А.М. Неантиклинальные ловушки углеводородов в нижнемеловой клиноформной толще Западной Сибири / А.М. Жарков // Геология нефти и газа. – 2001. - №1.
28. Захаров В.А. Условия формирования волжско-берриасской высокоуглеродистой баженовской свиты Западной Сибири по данным палеоэкологии / В.А. Захаров // Эволюция биосферы и биообразования. К 70-летию А.Ю.Розанова. - М.: Т-во научных изданий. -К.М.К. - 2006. – С. 552-564.
29. Елисеев В.Г. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности верхнеюрского комплекса центральной части Западной Сибири / В.Г. Елисеев // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры (Восьмая научно-практическая конференция). – 2005. - т.1. - С.177-189.
30. Зубков М.Ю. Литолого-петрографическая характеристика отложений баженовской и абалакской свит центральной части Краснотеннинского свода (Западная Сибирь) / М.Ю. Зубков // Геология и геофизика. – 1999. - т.40. - №12. - С. 1821-1836.
31. Зубков М.Ю. Критерии оценки региональных перспектив нефтегазоносности и локального прогноза углеводородных залежей в отложениях баженовской и абалакской свит Западной Сибири / М.Ю. Зубков, Я.А. Пормейстер // Горные ведомости. – 2005. - №6. - С. 30-51.
32. Зубков М.Ю. Методы оценки перспектив нефтегазоносности баженовской и абалакской свит Западной Сибири / М.Ю. Зубков, С.А. Скрылев, П.М. Бондаренко и др // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. - Ханты-Мансийск. - 1999. - С.206-222

33. Игошкин В.П. Результаты комплексной интерпретации сейсморазведки и ГИС на Приобской площади / В.П. Игошкин // Геофизические методы при обосновании объектов нефтепоисковых работ в центральных районах Западной Сибири. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ. - 1988. – С.51-55.
34. Игошкин В.П. Генетические типы неокомских клиноформ Западной Сибири / В.П. Игошкин, А.Е. Шлезингер // Геология и геофизика. – 1990. – С.16-20.
35. Карогодин Ю.Н. Системная модель стратиграфии нефтегазоносных бассейнов Евразии / Ю.Н. Карогодин. – Новосибирск: Гео, 2006. – Т.1: Мел Западной Сибири. – 166с.
36. Карогодин Ю.Н. Особенности строения и формирования неокомских продуктивных отложений Приобской нефтеносной зоны / Ю.Н. Карогодин, С.И. Ершов // Результаты работ по межведомственной региональной научной программе «Поиск» за 1992-1993 гг. – Новосибирск: Изд-во НИЦ ОИГГМ СО РАН, 1995. – С.89-94.
37. Карогодин Ю.Н. Северное Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неокома / Ю.Н. Карогодин, В.А. Казаненков, С.А. Рыльков, С.В. Ершов – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2000. – 200с.
38. Карогодин Ю.Н. Неокомский продуктивный комплекс Западной Сибири и актуальные задачи его изучения / Ю.Н. Карогодин, А.А. Нежданов // Геология нефти и газа. – 1988. - №10. – С.9-14.
39. Козлова Е.В. Формы нахождения углеводородов в породах баженовской свиты / Е.В. Козлова, Г.А. Калмыков, Д.И. Ганичев, Н.С. Балущкина // Геофизика. – 2015. - №3. - С.15-22.
40. Конторович А.Э. Геохимические критерии нефтегазоносности и условий формирования скоплений нефти и газа в мезозойских отложениях севера Западно-Сибирской плиты / А.Э. Конторович, Л.И. Богородская, С.И. Голышев, О.Ф. Стасова // Труды СИНГГиМСа. – 1980. – вып.283. – С. 86-122.

- 41.Конторович А.Э. Баженовская свита – главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, В.А. Казаненков и др // Электронный научный журнал. - Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. ФС77-36038 - С. 8.
- 42.Конторович А.Э. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, Н.А. Малышев // Геология и геофизика. – 2013. - т.54. - №8. - С.1179-1226.
- 43.Конторович А.Э. Литология, органическая геохимия и условия формирования основных типов пород баженовской свиты / А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский, Ю.Н. Занин и др // Геология и геофизика. – 1998. - т.39. - №11. - С.1477-1491.
- 44.Конторович А.Э. Распределение органического вещества в породах баженовского горизонта (Западная Сибирь) / А.Э. Конторович, Е.В. Пономарева, Л.М. Бурштейн, В.Н. Глинских, Н.С. Ким, Е.А. Костырева, М.А. Павлова, А.П. Родченко, П.А. Ян // Геология и геофизика. – 2018. - т.59. - №3. - С.357-372.
- 45.Корнев В.А. Прогнозирование объектов для поисков залежей углеводородного сырья по сейсмогеологическим данным (на примере осадочного чехла Западной Сибири): диссертация на соискание ученой степени д-ра г.-м. наук : 25.00.12 / Корнев Владимир Александрович. – Тюмень: ТГНУ,2000. – 373с.
- 46.Костырева Е.А. Геохимия органического вещества баженовской свиты севера Хантейской антеклизы / Е.А. Костырева, И.С. Сотнич // Геология и геофизика. – 2017. – т.58.- №3-4. – С.533-543.
- 47.Кропотова Е.П. Генезис, морфология и вещественный состав пород верхнеюрских и ачимовских отложений на Конитлорской площади / Е.П. Кропотова, Т.А. Коровина, И.В. Федорцов, М.В. Салмин, В.В. Мостовой // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Материалы IV научно-практической конференции - Ханты-Мансийск. – 2001. - С.196-205.

48. Кропотова Е.П. Закономерности формирования и распространения зон «аномальных разрезов» баженовской свиты на Сургутском своде / Е.П. Кропотова, Т.А. Коровина, И.В. Федорцов, Е.А. Романов, М.Г. Муравенкова // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Материалы VI научно-практической конференции - Ханты-Мансийск. – 2003. – т.1. - С.238-245.
49. Лившиц В.Р. Имитационная стохастическая модель латеральной миграции углеводородов / В.Р. Лившиц // Геология и геофизика. – 2014. - т.55. - № 5-6. - С. 906-917.
50. Лопатин Н.В. Нефтегенерационные свойства баженовской свиты на территории Ханты-Мансийского автономного округа / Н.В. Лопатин, Т.П. Емец // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. - Ханты-Мансийск. 1999 - Т. 1 - С.116-123.
51. Лопатин Н.В. Пиролиз в нефтегазовой геохимии. / Н.В. Лопатин, Т.П. Емец. - М.: Наука, 1987. - 143с.
52. Лопатин Н.В. Нефтегенерационные свойства баженовской свиты на Ватъеганском месторождении / Н.В. Лопатин, Р.А. Капаев, Т.П. Емец // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (Третья научно-практическая конференция). Под ред. Волкова В.А. – Ханты-Мансийск. – 2000. – С.144-151.
53. Методическое руководство по количественной и экономической оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата России. - М., ВНИГРИ, 2000 г.
54. Минченков Н.Н. Сейсмостратиграфическая модель образования опесчаненных разрезов баженовской свиты на Сургутском своде / Н.Н. Минченков, Е.П. Кропотова, И.В. Федорцов, Т.А. Коровина, М.Г. Муравенков, М.М. Меншикова, В.А. Стукова, М.В. Салмин // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Материалы V научно-практической конференции - Ханты-Мансийск. – 2002. - С.229-235.

55. Мкртчян О.М. Сейсмогеологическое обоснование единой схемы корреляции продуктивных шельфовых пластов неокома Среднего Приобья / О.М. Мкртчян, Н.М. Белкин, В.А. Дегтев // Советская геология. – 1985. - №11. – С.115-122.
56. Мкртчян О.М. Сейсмогеологическое изучение клиноформных отложений Среднего Приобья / О.М. Мкртчян, И.Л. Гребнева, В.П. Игошкин и др. – М.: Наука, 1990. – 108с.
57. Мкртчян О.М. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири / О.М. Мкртчян, Л.Л. Трусов, Н.М. Белкин и др. – М.: Наука, 1987. – 126с.
58. Мухер А.Г. Особенности строения, корреляции и распространения верхнеюрско-нижнемеловых отложений в пределах юго-западной территории ХМАО / А.Г. Мухер, Д.Е. Заграновская, В.А. Савенко, А.В. Тугарева, Н.С. Трушенков // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. II Всероссийское совещание под редакцией В.А. Захарова. – 2007. – С.164-169.
59. Мухер А.Г. Районирование баженовского горизонта по типам разреза (Западная Сибирь, Центральные районы) / А.Г. Мухер, С.Ф. Кулагина, Е.А. Пахомова // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО. Материалы XVIII научно-практической конференции – Т.1. – Ханты-Мансийск. – 2015. - С.161-179.
60. Наумов А.Л. К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского раннемелового бассейна / А.Л. Наумов // Геология и геофизика. – 1977. - №10. - С.38-46.
61. Нежданов А.А. Проблемные вопросы стратиграфии мезозоя Западной Сибири / А.А. Нежданов // Материалы к Межведомственному стратиграфическому совещанию по мезозою Западно-Сибирской плиты. Под ред. Ф.Г. Гурари, Н.К. Могучевой. – Новосибирск: СНИИГГиМС. - 2003. – С.5-10.

62. Нежданов А.А. Сейсмогеологический прогноз и картирование неантиклинальных ловушек нефти и газа / А.А. Нежданов, В.В. Огибенин, А.Н. Бабурин и др. // Разведочная геофизика. Ч.2: Обзор МГП «Геоинформмарк», 1992. – 101 с.
63. Нежданов А.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири / А.А. Нежданов, В.А. Пономарев, Н.А. Туренков, С.А. Горбунов. - М.: Издательство Академии горных наук, 2000. – 247 с.
64. Немова В.Д. Литология и коллекторские свойства отложений баженовского горизонта на западе Широтного Приобья: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата г.-м. наук: 25.00.06, 25.00.12 / Немова Варвара Дмитриевна – М., 2012. - 23 с.
65. Немова В.Д. Условия формирования коллекторов в отложениях баженовского горизонта в районе сочленения Красноленинского свода и Фроловской мегавпадины / В.Д. Немова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. Электрон. науч. журнал. СПб. ВНИГРИ. – 2012. - т. 7. - № 2.
66. Нестеров И.И. Новый тип коллектора нефти и газа / И.И. Нестеров // Геология нефти и газа. – 1979. - №10. – С.26-29.
67. Нестеров И.И. Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири / И.И. Нестеров, И.Н. Ушатинский, А.Я. Малыхин, Б.П. Ставицкий, Б.Н. Пьянков. – М.: Недра, 1987. – 256с.
68. Нестеров И.И. Теория нефтегазонакопления / И.И. Нестеров, В.И. Шпильман - М.: Недра, 1987. - 232 с
69. Оксенойд Е.Е. Типы керогена баженовской свиты по данным пиролиза и их сопоставление с параметрами нефтей / Е.Е. Оксенойд, В.А. Волков, Е.В. Олейник, Г.П. Мясникова // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. - №5(125). - С. 34-43.
70. Олейник Е.В. Прогноз нефтеносности клиноформных резервуаров Среднего Приобья / Е.В. Олейник // Теория и практика геолого-экономической оценки разномасштабных нефтегазовых объектов. Актуальные проблемы

подготовки и освещения углеводородной сырьевой базы. - СПб.: ВНИГРИ, 2008 г. - С.296-301.

71. Олейник Е.В. Влияние особенностей строения покрышек клиноформных резервуаров на нефтеносность осложненной и неосложненной частей неокомского НГК / Е.В. Олейник // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры. - Т.1. - Ханты-Мансийск. - 2012. - С.95-104.
72. Олейник Е.В. Особенности строения, корреляции, распространения баженковского и георгиевского горизонтов на территории восточных районов Западной Сибири / Е.В. Олейник, А.Г. Мухер // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры. - Т.2. - Ханты-Мансийск. - 2012. - С.288-295.
73. Олейник Е.В. Взаимосвязь свойств нижнемеловых нефтей с геохимическими характеристиками баженовской свиты (Западная Сибирь) / Е.В. Олейник, Е.Е. Оксенойд // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии. Сб. науч. трудов / Под ред Е.Ю. Барабошкина. – Симферополь: Издательский Дом Черноморпресс, 2016. – 298 с.
74. Олейник Е.В. Литологические особенности баженовско-абалакских отложений Фроловской мегавпадины (Западная Сибирь) / Е.В. Олейник, Е.Е. Оксенойд // Эволюция осадочных процессов в истории Земли: материалы 8-го Всероссийского литологического совещания (Москва, 27-30 октября 2015 г). – Москва: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015, Т.1. – С.254-257.
75. Олейник Е.В. Текстуры пород ачимовских отложений в аномальной части разреза баженовской свиты / Е.В. Олейник, Г.Е. Толубаева, Е.А. Степанова // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры. - Т.2. - Ханты-Мансийск. - 2016. - С.291-298.
76. Осипов В.И. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений / В.И. Осипов, В.Н. Соколов, В.В. Еремеев - М: Наука, 2001. – 238 с.

- 77.Осыка А.В. Геологические модели строения титон-берриасс-валанжинских отложений («аномальных» разрезов баженовской свиты) в связи с подготовкой нетрадиционных объектов для поиска залежей нефти на территории деятельности предприятия «Когалымнефтегаз»: диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.12 - Тюмень, 2006. - 221с.
- 78.Панченко И.В. Стратификация и детальная корреляция баженовского горизонта в центральной части Западной Сибири по данным литолого-палеонтологического изучения керн и ГИС / И.В. Панченко, В.Д. Немова, М.Е. Смирнова, М.В. Ильина // Геология нефти и газа. – 2016. - №6. - С.22-34.
- 79.Плавник Г.И. Неокомские оползневые явления на Урьевской и Поточной площадях Среднего Приобья / Г.И. Плавник, Олейник Е.В. // Вестник недропользователя. - 2003. - №10. - С. 47-58.
- 80.Плавник Г.И. Строение нефтегазоносного комплекса клиноформного типа (на примере НГК БВ8-9) / Г.И. Плавник, Е.В. Олейник, Г.Е. Толубаева // Пути реализации нефтегазового потенциала. - Ханты-Мансийск. - 2001. – С.162-177.
- 81.Прозорович Г.Э. Покрышки залежей нефти и газа / Г.Э. Прозорович - Под ред. П.К. Куликова. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 49. - М: Недра, 1972. – 120 с.
82. Решение VI Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114с.
- 83.Родченко А.П. Геохимия органического вещества верхнеюрских отложений северо-востока Западной Сибири и генезис меловых нефтей региона / А.П. Родченко // Oil and gas geology. – 2016. - №6. – С.16-27.
- 84.Самойленко В.В. Геохимия органического вещества баженовской свиты юго-востока Западной Сибири и генетически связанных с ним флюидов:

автореф. дис. на соискание ученой степени к.г.-м.н: 25.00.09. / Самойленко Вадим Валерьевич - Томск, 2011. - 22с.

- 85.Скворцов М.Б. Роль геохимических методов в прогнозе нефтеносности и оценке ресурсного потенциала черносланцевых толщ (на примере баженовской свиты) / М.Б. Скворцов, М.В. Дахнова, С.В. Можегова, А.М. Кирсанов, И.К. Комков, И.Л. Пайзанская // Геология и геофизика. – 2017. – т.58. - №3-4. – С.495-503.
- 86.Судат Н.В. Использование литологических и геохимических параметров при количественной оценке ресурсов УВ / Н.В. Судат, Л.О. Сулейманова, Е.В. Олейник // Сборник материалов Международной научно-практической конференции «Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности». - Спб.: ВНИГРИ. - 2008. – С.52-61.
- 87.Сулейманова Л.О. Установление многомерных количественных связей, расчет формул регионального прогноза / Л.О. Сулейманова // Методология прогноза нефтегазоносности. Сборник научных трудов. – Тюмень, издание ЗапСибНИГНИ, 1988. – С.101-114.
- 88.Тиссо Б. Образование и распространение нефти / Б. Тиссо, Д. Вельте – М.: Мир, 1981. - 503 с.
- 89.Трушкова Л.Я. К стратиграфии отложений неокома Обь-Иртышского междуречья / Л.Я. Трушкова // Геология нефтегазоносных районов Западно-Сибирской низменности. – Новосибирск: СНИИГГиМС. - 1966. – С.52-64
- 90.Тюнегин С.П. Актуальные задачи поиска неантиклинальных ловушек в Широтном Приобье сейсморазведкой / С.П. Тюнегин, В.Я. Гидион, А.Н. Задоев и др. – М.:ВНИИОЭНГ, 1988. – 63с.
- 91.Ушатинский И.Н. Минералогия, катагенез, коллекторские и экранирующие свойства нефтеносных отложений Нижневартовского района / И.Н. Ушатинский // Под ред. И.И. Нестерова // Тр. ЗапСибНИГНИ, Тюмень. – 1974. - вып. 83. - С. 90-109.

92. Ушатинский И.Н. Литология и перспективы нефтеносности юрско-неокомских битуминозных отложений Западной Сибири / И.Н. Ушатинский // Советская геология. – 1981. – №2. – С. 11-22.
93. Филина С.И. Палеогеография и нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири / С.И. Филина, М.В. Корж, М.С. Зонн – М: Наука, 1984. – 36с.
94. Хабаров В.В. Геолого-геофизическая характеристика и нефтеносность битуминозных пород баженовской свиты Западной Сибири / В.В. Хабаров, О.В. Барташевич, О.М. Нелепченко – М., ВИЭМС, 1981. - 44 с.
95. Халлем Э. Интерпретация фаций и стратиграфическая последовательность / Э. Халлем - Москва: Мир, 1983. - 328с.
96. Шпильман В.И. Количественный прогноз нефтегазоносности / В.И. Шпильман - М: Недра. - 1982. - 215 с.
97. Эдер В.Г. Особенности формирования баженовской свиты при переходе от юры к мелу в центральной части Западной Сибири / В.Г. Эдер, А.Г. Замирайлова, Ю.Н. Занин, Е.М. Хабаров, П.А. Ян // Литосфера. – 2015. - №3. - С.17-32.
98. Эдер В.Г. Закономерности распространения кремнистых пород и «кокколитовой» пачки баженовской свиты / В.Г. Эдер, А.Г. Замирайлова, П.А. Ян // Геология и геофизика. – 2017. - т.58. - №3-4. - С.511-521.
99. Юдович Я.Э. Геохимия черных сланцев / Я.Э. Юдович, М.П. Кетрис - Л.: Наука, 1988. - 29 с.
100. Ясович Г.С. Перспективы нефтегазоносности зон развития аномальных разрезов баженовской свиты Среднего Приобья / Г.С. Ясович // В кн.: Геолого-геохимические условия формирования зон нефте- и газонакопления в мезозойских отложениях Западной Сибири. Тюмень: изд. ЗапСибНИГНИ, 1981. - вып.166. - С. 51-59.
101. Ясович Г.С., Мясникова Г.П. Новые данные о строении баженовской свиты Среднего Приобья в связи с нефтеносностью / Г.С. Ясович, Г.П. Мясникова // Тр. V Всесоюзной конференции ВМО. – Тюмень. – 1979 г.

102. Louck R.G. Morfology, genesis and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Missisipian Barnett Shale / R.G. Louck, R.M. Reed, S.C. Ruppel, D.M. Jarvie // Journal of Sedimentary Research, 79 (2009), pp. 848-861.