



Калмыков Георгий Александрович – профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова, доктор геолого-минералогических наук.

Область научных интересов – петрофизическая настройка интерпретации комплекса геофизических исследований скважин, сланцевые месторождения нефти.

Автор 111 научных работ.



Балушкина Наталья Сергеевна – научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова, кандидат геолого-минералогических наук.

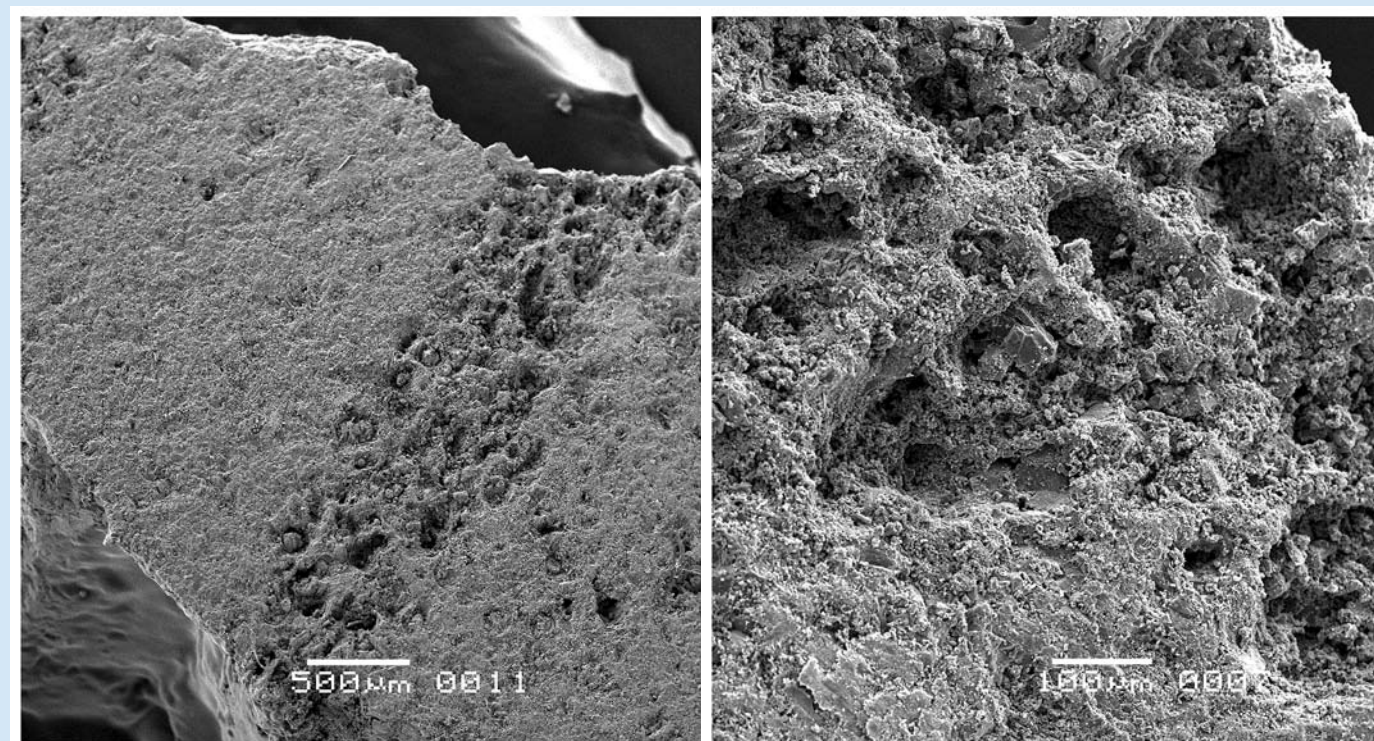
Область научных интересов – разработка методик комплексной интерпретации геолого-геофизической информации при изучении свойств нетрадиционных резервуаров.

Автор 42 научных работ.

Калмыков Г.А., Балушкина Н.С. Модель нефтенасыщенности порового пространства пород Баженовской свиты Западной Сибири и её использование для оценки ресурсного потенциала

Г.А. Калмыков, Н.С. Балушкина

МОДЕЛЬ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И ЕЁ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДЛЯ ОЦЕНКИ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА



Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Геологический факультет
Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

Г.А. Калмыков
Н.С. Балушкина

**МОДЕЛЬ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПОРОВОГО
ПРОСТРАНСТВА ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И ЕЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ
ДЛЯ ОЦЕНКИ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА**

Москва
ГЕОС
2017

УДК 553.983
ББК 2.323
К 64

Г.А. Калмыков, Н.С. Балущкина

Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала. – М.: ГЕОС, 2017, 247 с.
ISBN 978-5-89118-763-4

В предлагаемой монографии представлены результаты реализации технологии комплексного исследования баженовской свиты, включающей изучение колонок керна, пластовых флюидов, интерпретации данных комплекса ГИС и сейсморазведки, анализ работы скважин. Применение предложенной технологии позволило разработать флюидодинамическую модель баженовской свиты, которая описывает структуру порового пространства пород и насыщающие его флюиды, различающиеся по степени подвижности.

На примерах конкретных месторождений приводятся параметры флюидодинамической модели: содержание в объеме пород подвижной нефти, а также сорбированных на твердой части пород углеводородных соединений. На основе параметров модели сформулированы критерии выделения зон высокой и низкой продуктивности баженовской свиты. В пяти главах монографии последовательно дается описание флюидодинамической модели, способов получения ее характеристик на основании аналитических методов и комплексирования разноуровневой нефтегеологической информации для получения параметров модели на конкретных месторождениях.

Изложение материала ведется от получения аналитических параметров модели до ее применения на практике при работе с конкретными объектами.

Книга рассчитана на специалистов, занимающихся исследованием баженовской свиты; геологов-нефтяников, интересующихся «сланцевой» нефтью; студентов, обучающихся по специальности геология и геохимия нефти и газа.

УДК 553.983

Книга издана при финансовой поддержке
Российского фонда фундаментальных исследований
(проект № 17-15-00150)



Издание РФФИ не подлежит продаже

На 1-ой стр. обложки - фотографии доломитизированного радиолярита, снятые под сканирующим электронным микроскопом. На левом снимке, в центре фотографии, зафиксированы сообщающиеся поры, образованные в результате растворения скелетов радиолярий. Длина масштабной линейки – 500 мкм. На правом снимке – фотография растворенного скелета радиолярии. Правый снимок – увеличенный в пять раз фрагмент левого снимка. Длина масштабной линейки – 100 мкм.

ISBN 978-5-89118-763-4

© Калмыков Г.А., Балущкина Н.С., 2017
© Издательство «ГЕОС», 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	6
ВВЕДЕНИЕ	7
Глава 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ И ОЦЕНКИ ЕЕ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА.....	10
1.1. Геологическое строение изучаемой территории и общие характеристики Баженовского горизонта.....	12
1.2. Тектоническое строение изучаемой территории	16
1.3. Стратиграфия	18
1.4. Состав пород БС	20
1.5. Типы порового пространства и коллекторы БС.....	21
1.6. Подсчетные параметры и методы оценки запасов углеводородов в баженовской свите.....	23
1.7. Способы разработки месторождений баженовской свиты	28
Глава 2. ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ.....	32
2.1. Аналитические параметры, используемые при создании флюидодинамической модели	32
2.2. Петрофизические исследования пород БС (написано совместно с Р.А. Хамидуллиным).....	33
2.2.1. Фильтрационно-емкостные свойства пород БС	33
2.2.2. Результаты измерений остаточной водонасыщенности и нефтенасыщенности пород БС в аппарате Закса	39
2.3. Геохимические исследования пород БС (написано совместно с Е.В. Козловой).....	41
2.3.1. Определение количества органического углерода	42
2.3.2. Влияние закрытой пористости на пиролитические параметры S_1 и S_2	46
2.3.3. Выделение горизонтов естественных коллекторов по пиролитическим параметрам	48
2.3.4. Породы коллекторы баженовско-абалакского комплекса	50
2.3.5. Структура пустотного пространства	58

2.4. Модель нефтенасыщенности пород баженовской свиты (кроме отложений КС)	70
2.5. Реализация генерационного потенциала керогена (написано совместно с А.Ю. Бычковым, А.Г. Калмыковым)	72
2.6. Степень зрелости органического вещества (написано совместно с Е.В. Козловой)	79
Глава 3. ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ СТРОЕНИЯ РАЗРЕЗОВ	82
3.1. Минерально-компонентная модель пород баженовской свиты	83
3.2. Литотипы пород в соответствии с их минерально-компонентным составом	92
3.2.1. Группы литологических типов	93
3.2.2. Литофизические типы, определяемые по минерально-компонентному составу и физическим свойствам	95
3.2.3. Определение границ БС по комплексу ГИС	103
3.2.4. Анализ результатов литофизической типизации разрезов	110
3.3. Литолого-фациальная, палеонтологическая характеристика и история геологического развития отложений баженовской и абалакской свит (написано совместно с Н.И. Коробовой, И.А. Панченко, Т.А. Шардановой).....	113
3.3.1. Фациальные зоны баженовского эпиконтинентального морского бассейна, выделяемые по характеру осадконакопления.....	120
Глава 4. МЕТОДИКА ИЗУЧЕНИЯ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ	131
4.1. Технология подсчета запасов и ресурсов подвижной нефти, массы дополнительно высвобождаемой неподвижной нефти и «синтетической» нефти в отложениях баженовской свиты.....	133
4.1.1. Бурение опорных скважин с полным отбором керна и расширенным комплексом литолого-геохимико-петрофизических исследований	135
4.1.2. Обоснование расширенного комплекса ГИС в опорных скважинах (написано совместно с В.С. Белохиным, Г.Г. Топуновой)	140
4.1.3. Настройка петрофизической модели интерпретации ГИС для расчета содержания всех основных породообразующих компонентов, общей и динамической пористости (написано совместно с В.С. Белохиным).....	145
4.1.4. Обработка ГИС тестового массива с расчетом содержания всех основных породообразующих компонентов общей и динамической пористости (написано совместно с Н.Н. Петраковой)	149
4.2. Работа с колонками керна баженовской свиты (написано совместно с Е.А. Мануиловой)	151
Глава 5. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ВЫДЕЛЕНИЯ ЗОН РАЗНОЙ ПРОДУКТИВНОСТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ	171
5.1. Выделение зон разной продуктивности по геолого-геофизическим критериям для баженовской свиты Салымского мегавала и сопредельных структур (написано совместно с Т.Ф. Дьяконовой, Т.Г. Исаковой, А.В. Вовк).....	171
5.1.1. Методика построения трехмерной геологической модели и оценка нефтяной ресурсной базы	191
5.1.2. Построение структурного каркаса	192

5.1.3. Построение трехмерной модели для отложений баженовской свиты	193
5.1.4. Моделирование литофизического куба	193
5.1.5. Создание куба динамической пористости	194
5.1.6. Оценка ресурсной базы нефти БС Салымского мегавала и сопредельных структур	202
5.2. Выделение зон разной продуктивности по геолого-геофизическим критериям для баженовской свиты месторождения Елизаровского прогиба	209
5.2.1. Строение разрезов БС месторождения Елизаровского прогиба	209
5.2.2. Фильтрационно-емкостные и пиролитические свойства пород баженовской свиты месторождения Елизаровского прогиба	218
5.2.3. Модель нефтегазоносного комплекса баженовской свиты месторождения Елизаровского прогиба (написано совместно с Н.П. Фадеевой)	220
5.2.4. Выделение нефтеотдающих интервалов	223
5.2.5. Условия формирования радиоляритов	223
5.2.6. Распределение пористых доломитизированных радиоляритов по площади месторождения (написано совместно с А.А. Мифтаховой)	226
5.2.7. Построение модели баженовских отложений с целью дифференцированного прогноза нефтепродуктивности (написано совместно с А.А. Мифтаховой и Е.А. Мануиловой)	226
5.3. Поисковые критерии залежей подвижной нефти в отложениях баженовской свиты	233
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	235
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В РАБОТЕ ПОНЯТИЯ	238
ЛИТЕРАТУРА	239

ПРЕДИСЛОВИЕ

С момента получения первого притока нефти из пород баженовской свиты прошло 43 года. Огромные запускные дебиты, доходящие до 1000 тонн в сутки, привлекли всеобщее внимание нефтяников к этому объекту. Оценки запасов и ресурсов нефти в баженовской свите проводились многими организациями. Переоценка запасов нефти основного объекта разработки баженовской свиты – Салымского месторождения – проводилась три раза. Но общепринятой методики оценки ресурсного потенциала баженовской свиты так и нет.

Авторы предлагаемой работы принимали участие в исследовании колонок керна и интерпретации комплекса геофизических исследований скважин с целью разработки методики оценки запасов и ресурсов нефти в баженовской свите. В результате нами был сделан вывод, что при современном уровне знаний об объекте надежно оценить можно только ресурсный потенциал баженовских отложений. Запасы можно считать только в залежах с установленными границами, а для баженовской свиты определить границы залежи на сегодняшний день практически невозможно. Вот почему так сложно адекватно оценить массу подвижной

нефти, несмотря на огромное количество углеводородов, сосредоточенных в этом уникальном природном объекте.

Для примера нами рассмотрены два месторождения нефти в баженовской свите. На одном из них, несмотря на высокую степень изученности и длительную эксплуатацию, контуры залежи не определены. Для этого месторождения проведена оценка ресурсов. Второе месторождение является уникальным примером наличия залежи нефти в баженовской свите с известными контурами и коллекторами, по своим свойствам близкими к традиционным терригенным. Для этого месторождения проведена оценка запасов и ресурсов.

Авторы постарались осветить в работе свой опыт исследований баженовской свиты, который позволил описать систему порового пространства, охарактеризовать взаимоотношение углеводородных соединений и воды в ней между собой и с твердой частью породы, а также предложить подход к оценке потенциально извлекаемых из пласта масс нефти при существующих технологиях разработки. Именно состояние флюидов в поровой системе пород в большей степени определяет продуктивность пласта.

ВВЕДЕНИЕ

Разработка нефти из отложений баженовской свиты (БС) началась в 1974 г. на Салымской площади сначала разведочными скважинами, а после 1978 г. и эксплуатационными. Однако, с одной стороны, из БС получались фонтанные притоки нефти с дебитами более 100 т/сут (12 скважина, положившая начало разработки БС дала 720 м³/сут), а с другой – только каждая 4-я скважина давала притоки более 10 т/сут, а остальные три скважины либо не давали притоков, либо притоки составляли первые кубические метры в сутки [Батурин, 2010]. Такая нестабильность работ скважин объясняется сложностью геологических условий формирования БС и ее нефтеносности. На начальных этапах исследования к решению проблемы нефтеносности БС были подключены все научные коллективы страны, было разработано огромное число гипотез, объяснявших неравномерность распределения по площади работающих скважин, предложены более 10 моделей коллекторов БС. Но к середине 1980-х, когда не произошло кардинальных прорывов в получении «большой баженовской нефти», бум изучения БС начал спадать. Новый виток интереса к БС связан с успехами американских технологов по добыче нефти из «сланцевых» формаций. Применив гидравлический разрыв пласта (ГРП) в горизонтальных скважинах, сначала в газовых, а затем и нефтяных «сланцах», американские нефтяники совершили «сланцевую революцию». Несколько лет назад только из формации Баккен было получено за год 42 млн т нефти. Для сравнения – из БС с начала ее эксплуатации по разным оценкам было получено от 11 до 13.3 млн т [Брехунцов, Нестеров, 2010].

Таким образом, к началу второго десятилетия двадцать первого века два фактора определили

необходимость вернуться к вопросу извлечения углеводородных соединений (УВС) из пород БС: успехи американских нефтяников по извлечению нефти из «сланцевых» отложений, с одной стороны, и падение добычи из традиционных коллекторов Западной Сибири – с другой.

После 43 лет истории разработки отложений БС, огромного объема научных и промысловых исследований многие вопросы строения отложений так и не получили однозначного ответа, а вопросы подходов к разработке продолжают обсуждаться в литературе и на научных конференциях.

БС Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) по оценкам американских геологов занимает первое место в мире по технически извлекаемым ресурсам «сланцевой нефти» из отложений высокоуглеродистых формаций (ВУФ). Однако остается большое число нерешенных проблем.

В настоящее время не существует единой общепринятой геологической модели строения БС. Нет проверенных подходов к выделению залежей нефти, даже не выяснено, представляет ли БС единую флюидодинамическую систему или залежи в ней являются изолированными. Отсутствуют критерии выделения и оконтуривания залежей и как следствие нет общепринятых методик их опоискования. Ученые до сих пор не сошлись во мнении о типах порового пространства коллекторов и как поры сообщаются между собой. Можно ли говорить о всем разрезе БС как единой сообщающейся системе, состоящей из естественных коллекторов и низкопроницаемой «матрицы», которая начинает работать только после падения давления в нефтеотдающих интервалах. Отсутствие представления о геологическом строении БС создает сложности

при выборе технологии разработки залежей в ней. Нерешенность этих и огромного числа других вопросов подтверждает вывод многих исследователей об исключительности строения БС и необходимости использования инновационных методов для ее исследований.

Новые возможности исследовать отложения БС обусловлены значительным за последние годы усовершенствованием технической базы лабораторных и скважинных исследований. Российские буровые компании начали бурить скважины практически со 100% выносом керна, извлекать керн на поверхность в пластиковых трубах, не нарушая, таким образом, последовательность залегания отдельных фрагментов керна. В руки ученых попадает керн, полностью соответствующий разрезу БС. Особо необходимо отметить, что современные технологии бурения и подъема керна прекрасно выносят и трещиноватые разности.

Следующим большим преимуществом современного этапа изучения БС является наличие новейших современных методик изучения каменного материала. Появилась возможность изучать образцы керна методом неразрушающей микрокомпьютерной томографии с разрешением 1 мкм, растровой электронной микроскопии с травлением образца фокусированным пучком ионов (разрешающая способность составляет до 1 нм), методом ядерно-магнитного резонанса, ориентированного как на изучение флюидов в поровом пространстве, так и на исследование органического вещества (ОВ) в твердой фазе. Новейшие масс-спектрометрические установки позволяют исследовать изотопный состав пород и УВС. Определение содержания минералов, концентраций элементов, пиролитические методы стали рутинными и позволяют достаточно оперативно изучать изменение состава пород по разрезу.

За прошедшее время появились новейшие приборы и методы для исследования разрезов в процессе каротажа скважин: это измерение элементного состава пород (включая определение содержания углерода), приборы ядерно-магнитного каротажа, позволяющие измерять содержание подвижных углеводородов, диэлектрическую проницаемость для оценки содержания воды. Приборы для пластовых испытаний стали настолько надежны, что с их помощью можно проводить пометровые испытания и выявлять отдельные маломощные интервалы притока нефти.

Большим подспорьем в решении геологических задач, связанных с разработкой БС, является многолетняя история ее опытно-промышленной эксплуатации.

Сложившаяся ситуация привела к необходимости проведения масштабной научно-производственной работы, в результате которой авторами была предложена и обоснована технология лабораторных исследований керна, базирующаяся на современных инновационных методах. Полученные материалы явились нестандартной методической основой для определения параметров для расчета масс углеводородных соединений, находящихся в объеме породы. Была обоснована необходимость описания всех углеводородных соединений БС по степени их связанности с матрицей породы. Появилась возможность проведения для отдельной скважины раздельного прогноза продуктивности по свободной подвижной нефти, по дополнительно высвобождаемой неподвижной нефти и по «синтетической нефти». Такой прогноз требуется проводить для нефтематеринских отложений, так как он учитывает сложное взаимоотношение компонентов ОВ в породах.

Прогноз основан на оценке соотношения содержаний трех компонентов ОВ, которые в принципе могут обеспечить продуктивность скважины: подвижная нефть, заполняющая объем пор, по которым может двигаться флюид (динамическую пористость); высвобождаемая нефть, находящаяся в изолированных порах, а также получаемая при десорбции связанных с матрицей породы сорбированных углеводородных соединений (УВС); «синтетическая» нефть, получаемая непосредственно из керогена при его деструкции. Массы трех компонентов ОВ при переходе от скважины на площадь позволяют рассчитать массы трех типов технически извлекаемой нефти.

Проблемы с оценкой ресурсной базы БС возникают уже на терминологическом уровне. Опыт наших работ показывает, что оценить массы УВС, находящихся в разных компонентах пород БС, возможно, а вот отнести их к тем или иным категориям запасов и ресурсов согласно существующим регламентам практически невозможно. Это связано с неопределенностью таких характеристик отложений БС, как форма и размеры залежи подвижной нефти. А для высвобождаемой и «синтетической» нефти нет вообще никаких подходов для оценки ресурсной базы.

В случае, если оконтурить залежь не представляется возможным, массы нефти можно рассчитывать суммарно по стволу скважины на основании исследований колонок керна или по комплексу ГИС, настроенному на исследования керна. Такие величины называются линейными ресурсами или удельной плотностью ресурсов. Понятие «удельная плотность ресурсов» чаще встречается в литературе, поэтому авторы решили использовать его. Ресурсы – весовое количество нефти, но для разработчиков важно определить не только массовое количество нефти, но и ее объем. Для подвижной нефти с целью расчета объема используется плотность нефти. Для «высвобождаемой» нефти авторы приняли плотность 0,85 г/см³, для «синтетической» – 0,95 г/см³. Это позволило рассчитать объемы всех типов нефти по стволу скважины. Результаты этих расчетов приведены в пятой главе для участков Салымской группы.

Исключением являются залежи, форма и размеры которых сходны с таковыми в терригенных отложениях. В баженовской свите к ним относятся залежи, связанные с развитием пористых доломитизированных радиоларитов. Такие залежи можно отнести к традиционным и соответственно оценивать в них запасы также традиционными методами. Для пористого радиоларита можно определить площадь распространения, кровлю и подошву. Пористость можно измерить на образцах керна и настроить традиционный комплекс ГИС на ее расчет. Все динамическое поровое пространство пористого радиоларита заполнено нефтью. Таким образом, залежь подвижной нефти в пористом радиоларите можно количественно оценить, а массу нефти в ней отнести к запасам. Пример оценки запасов подвижной нефти при оценке ресурсного потенциала участка в Елизаровском прогибе приведен в пятой главе.

Представленная работа является результатом многолетнего всестороннего изучения баженовской свиты в Московском государственном университете.

Авторы признательны Кашиной Н.Л., Белохинову В.С., Калмыкову А.Г., Калмыкову Д.Г., Мифтаховой А.А., Мануиловой Е.А., Петраковой Н.Н., Фоминой М.М., Топуновой Г.Г., которые помогали в осмыслении результатов и в написании работы. Авторы выражают признательность Козловой Е.В., без которой невозможно было бы понять и сформулировать результаты пиролитических исследований.

Авторы благодарят Дьяконову Т.Ф., обсуждение замысла работы с которой дало правильное направление. Признательны Билибину С.И., Исаковой Т.Г., Юкановой Е.А., Вовк А.В., Ахапкину М.Ю., совместная работа с которыми над ресурсной базой БС позволила понять типы объемов нефти, извлекаемых из отложений БС. Авторы выражают глубокую признательность Иванову М.К., инициировавшему комплексные работы по исследованию БС на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых. Авторы благодарят за помощь Ступакову А.В., изменившую акценты в работе и давшую ценные замечания к ней. Авторы признательны Хамидуллину Р.А., Езерскому Д.М., Коросту Д.В., Росляковой А.С., помогавшим в проведении и осмыслении петрофизического цикла работ. Авторы благодарят Васильева А.Л., Шишкова В.А., Спасеных М.Ю., Богданович Н.Н., позволивших изучить сообщаемость порового пространства пород БС. Авторы искренне благодарят Фадееву Н.П., Кирюхину Т.А., Соболеву Е.В., Мальцева В.В., Пронину Н.В., Полудеткину Е.Н., Натитник И.М., Корневу Т.Н., Сливко И.Э., Тимошенко О.М., Борисова Р.С., Надежкина Д.В., Костенко О.В., Большакову М.А., Санникову И.А., помогавших в проведении и осмыслении геохимического цикла работ. Авторы признательны Коробовой Н.И., Карнюшиной Е.Е., Конюхову А.И., Шардановой Т.А., Хотылеву О.В., Юрченко А.Ю., Блиновой В.Н., Макаровой О.М., Завьяловой А.П., Чупахиной В.В., помогавшим в проведении и осмыслении литологического цикла работ. Авторы признательны Шлыкову В.Г., Коровиной Т.А., Косорукову В.Л., Ивановой А.Г., Крупской В.В., проводившим рентгенофазовый анализ пород БС. Авторы выражают признательность Вишневской В.С. за работу над определением радиоларитов, без которых нельзя было бы стратифицировать разрезы; Панченко И.В., Гатовскому Ю.А., взявшим на себя труд по определению макрофауны. Авторы благодарны Керусову И.Н., Сусловой А.А., Волконской А.Л., Хромовой И.Ю., Хромовой Е.В., помогавшим разбираться со сложностями интерпретации сейсмических материалов. Авторы выражают благодарность Бычкову А.Ю., Калмыкову А.Г., Бугаеву И.А., позволившим доказать возможность получения «синтетической» нефти из пород БС.

Экспериментальные и геохимические исследования выполнены при поддержке Российского Научного Фонда, проект № 15-17-00010.

Глава 1

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ И ОЦЕНКИ ЕЕ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА

В БС микронефть образуется за счет собственного ОВ, являющегося одним из основных компонентов пород. Если в традиционных терригенных резервуарах ОВ представлено свободной подвижной нефтью, мигрировавшей из нефтематеринских отложений, то в БС присутствуют одновременно кероген, углеводородные соединения, физически связанные с керогеном или минеральной матрицей, а также свободные углеводородные соединения, образующие скопления подвижной нефти в сообщающихся и изолированных порах. Именно этим объясняется необходимость создания нетрадиционного подхода к изучению, оценке и подсчету запасов и ресурсов технически извлекаемой нефти из БС.

Изучением геологического строения и нефтеносности БС занимались с момента получения первых притоков нефти многие научные коллективы и организации СССР и РФ: ВНИГНИ, ИНГГ СО РАН, СибНИИНП, ЗапСибНИГНИ, СНИИГ-ГиМС, ИГИРГИ, МГУ и др.

Вопросы минерального состава и литологии, с последующей реконструкцией условий образования пород детально рассмотрены В.И. Белкиным, Ю.В. Брадучаном, Э.Я. Вайцем, Ф.Г. Гурами, А.Г. Замирайловой, Ю.Н. Заниным, Н.П. Запиваловым, В.А. Захаровым, М.С. Зонн, М.Ю. Зуб-

ковым, Д.Ю. Давыдовым, В.А. Казаненковым, В.В. Казарбиным, Е.Е. Карньюшиной, Л.П. Климушкиной, Т.Т. Клубовой, А.Э. Конторовичем, М.В. Корж, Н.И. Коробовой, Т.А. Коровиной, В.О. Красавчиковым, Л.А. Кролем, Е.П. Кропотовой, И.И. Нестеровым, Л.Д. Малюшко, А.В. Матигоровым, Е.Н. Махневой, В.Н. Меленевским, М.С. Месежниковым, С.И. Филиной, Г.Н. Перозио, И.И. Плуманом, А.В. Постниковым, О.В. Постниковой, Е.А. Предтеченской, В.В. Сапьяником, В.П. Соничем, И.И. Ушатинским, И.В. Федорцовым, В.Я. Чухланцевой, В.Г. Эдер, Л.С. Ямковой и др.

За время исследований были достигнуты значительные успехи в понимании процессов преобразования органической и минеральной составляющих пород БС и влияния этих преобразований на формирование емкости пород. Здесь особо выделяются работы А.М. Брехунцова, Ф.Г. Гурами, Т.В. Дорофеевой, А.В. Дякиной, О.Г. Зарипова, М.Ю. Зубкова, А.М. Карлова, Т.Т. Клубовой, М.В. Корж, Т.А. Коровиной, Б.А. Лебедева, Г.Р. Миркина, И.И. Нестерова, В.П. Сонича, Е.Н. Трофимовой, И.Ш. Усманова, С.И. Филиной, В.Я. Чухланцевой, К.С. Юсупова.

Геохимия ОВ пород и нефтей БС, ее нефтегенерационные свойства изучались О.К. Баженовой,

Т.К. Баженовой, С.Н. Белецкой, В.А. Волковым, И.В. Гончаровым, А.Н. Гусевой, М.Ю. Зубковым, Т.П. Емец, А.В. Истоминим, Л.И. Климовой, А.Э. Конторовичем, В.А. Конторовичем, В.О. Красавчиковым, Н.В. Лопатиным, С.Г. Неручевым, М.В. Дахновой, Е.С. Назаровой, Н.В. Обласовым, В.А. Самойленко, Е.В. Соболевой, С.В. Фадеевой, Н.П. Фадеевой, А.Н. Фоминым и др.

Модели строения коллекторов предложены В.И. Белкиным, С.И. Билибиным, А.М. Бланком, Л.А. Быковым, М.Ю. Гостевым, В.М. Добрыниным, Т.В. Дорофеевой, Т.Ф. Дьяконовой, Е.П. Ефремовым, Ю.В. Желтовым, М.Ю. Зубковым, Н.Д. Каптелиным, В.Г. Мартыновым, В.С. Мелик-Пашаевым, О.Г. Красновым, М.И. Куренко, Б.А. Лебедевым, О.М. Нелепченко, Г.В. Петровой, Б.В. Позиненко, В.П. Соничем, Г.Е. Малофеевым, Т.В. Первухиной, Н.М. Свихнушиным, А.И. Степановым, Ю.А. Терещенко, Л.А. Толстовым, В.В. Хабаровым, Э.М. Халимовым и др.

Вопросам нефтеносности БС всегда уделялось особое внимание. Первыми мнение о приуроченности притоков нефти в баженовской свите к зонам повышенной трещиноватости высказали Г.Р. Новиков, Ф.К. Салманов и А.В. Тянь. Огромный вклад в изучение нефтеносности БС внесен И.И. Нестеровым и А.Э. Конторовичем. Выявлением критериев и прогнозом нефтеносности БС занимались М.Т. Аристаров, О.В. Барташевич, Л.А. Беденко, Е.Ю. Блинкова, А.М. Бриндзинский, А.М. Бриндзинский, Э.Я. Вайц, Ф.Г. Гулари, Т.В. Дорофеева, Ю.В. Желтов, О.Г. Зарипов, М.Ю. Зубков, Ю.Н. Карагодин, Л.П. Климушина, Т.Т. Клубова, М.И. Козлова, Б.В. Корнев, Е.А. Костырека, И.А. Крылов, Г.Е. Малофеев, А.М. Медведева, В.Н. Меленевский, В.С. Мелик-Пашаев, К.И. Микуленко, В.И. Москвин, Г.П. Мясникова, О.М. Нелепченко, А.П. Соколовский, В.П. Сонич, Л.А. Толстов, А.А. Трофимук, А.Н. Фомин, В.В. Хабаров, Э.М. Халимов, Г.С. Ясевич и др.

Исследование параметров пласта БС по данным керна и комплексу ГИС как объекта подсчета запасов нефти проводилось Л.Г. Абдрахмановой, О.В. Барташевич, М.А. Беляковым, Ф.Я. Боркуном, А.Л. Бродским, Б.Ю. Вендельштейном, В.М. Добрыниным, Б.Н. Еникеевым, Е.В. Замятиной, А.Н. Завьялец, Б.Н. Зубаревым, В.М. Ильиным, Т.А. Ибрагимовой, В.Ф. Колмогоровым, В.А. Костериной, В.В. Мальцевой, В.Г. Мартыновым, О.М. Нелепченко, Л.З. Позиным, В.Т. Питке-

вичем, Б.И. Пьянковым, Р.А. Резвановым, Р.Г. Садиковым, Л.А. Скворцовой, Т.Ф. Соколовой, В.П. Толстолыткиным, Н.В. Фармановой, В.В. Хабаровым, Н.В. Царевой и др.

Различные методики подсчета запасов предлагались Ф.Я. Боркуном, В.П. Соничем и др. (СибНИИНП, 1985 г.), В.В. Мормышевым (СибНИИНП, 1985 г.), М.Н. Кочетовым, В.П. Соничем, А.Я. Фурсовым и др. (ВНИИ и СибНИИНП, 1986 г.), И.И. Нестеровым, Б.Н. Льянковым (Зап-СибНИГНИ, 1986 г.), А.Г. Телишевым, В.П. Сонич (СибНИИНП, 1986 г.), А.Я. Фурсовым, М.Н. Кочетовым, И.А. Бабаевой (ВНИИ, 1985 г.), А.Я. Фурсовым, Б.Ю. Вендельштейном, Ю.В. Ляпуновым, А.В. Постниковым, Е.В. Постниковым (2007 г.), Э.М. Халимовым (1984 г.).

Представленные в работе результаты исследований позволили предложить и обосновать универсальную технологию лабораторных исследований керна для одновременной характеристики нефтематеринских и резервуарных свойств БС. Обосновано, что баженовская свита является непрерывным резервуаром, в котором закономерно чередуются следующие элементы: естественные коллекторы, технически стимулируемые коллекторы, флюидоупоры. Все породы БС (за исключением апорадиоляриевых карбонатов) являются нефтегазоматеринскими отложениями. Разработаны принципы дифференциации объемов углеводородных соединений, содержащихся в баженовском нефтегазоносном комплексе (БНГК) по механизму извлечения на подвижную нефть, высвобождаемую нефть и «синтетическую» нефть, являющуюся продуктом термической деструкции керогена. В результате авторами предложена флюидодинамическая модель порового пространства, некоторые особенности которой ранее не обсуждались в литературе. Впервые на основании данных специальных исследований керна и интерпретации ГИС проведено ранжирование исследованных территорий по объему подвижной нефти, дополнительно высвобождаемой нефти и «синтетической» нефти БС.

Полученные наработки явились нестандартной методической основой для определения подсчетных параметров и подсчета удельной плотности запасов и ресурсов нефти БС.

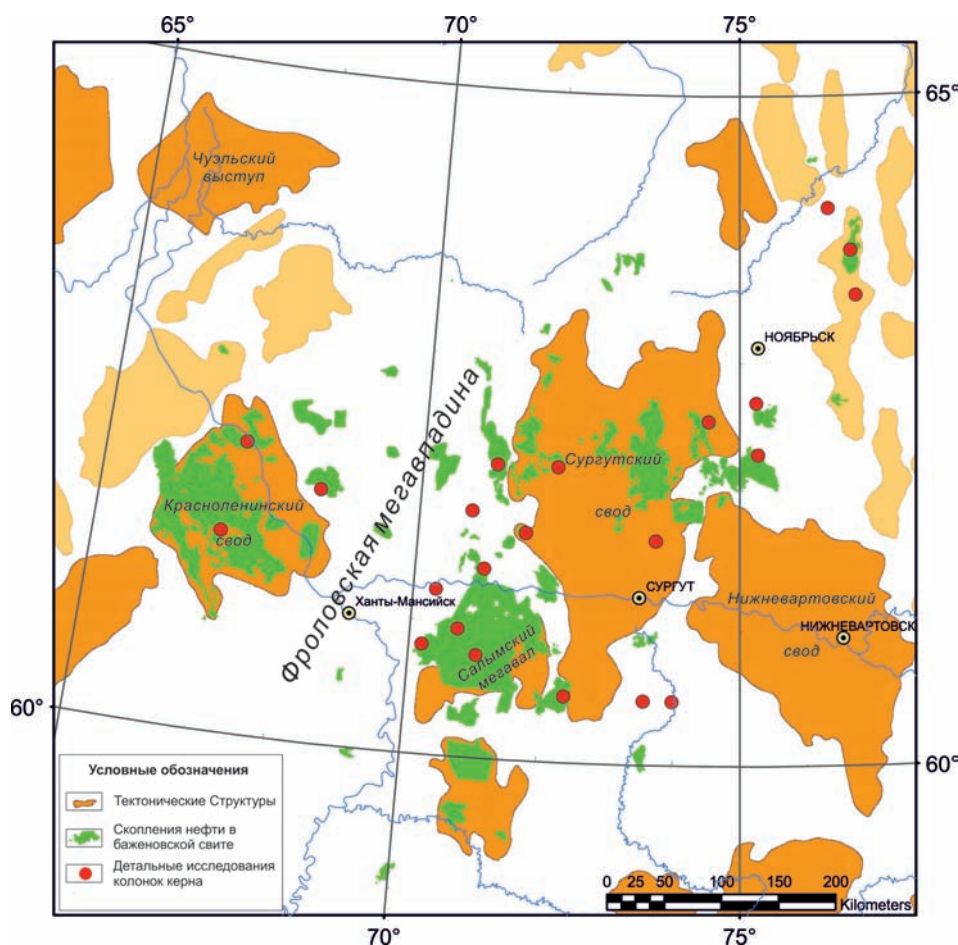
Обобщение большого количества фактического материала позволило сформулировать критерии поиска зон распространения естественных коллек-

торов, с которыми связаны основные перспективы нефтеносности БС. Это зоны распространения пористых радиоляритов, приуроченные к сводовым частям локальных поднятий (II, III порядок тектонических структур) и перегибам структурных элементов I ранга; зоны с повышенной стадией катагенеза (МКЗ-4). Исключением являются зоны, где непосредственно выше и ниже отложений баженовской свиты присутствуют дренирующие ее коллекторы. Выработаны принципы прогноза зон различной продуктивности БС на основании совместного анализа результатов разработки (накопленной добычи нефти и коэффициента удельной продуктивности) и геолого-геофизических характеристик пород. Выполненные исследования во многом позволяют дополнить, а в ряде случаев и изменить сложившиеся представления о строении баженовского нефтегазоносного комплекса и формировании нефтеносности БС.

1.1. Геологическое строение изучаемой территории и общие характеристики Баженовского горизонта

Территория исследования охватывает месторождения в БС бортовых зон Фроловской мегавпадины (Ханты-Мансийской синеклизы) (рис. 1.1). Предлагаемая концепция отрабатывалась и применима для «нормального» разреза БС центральной части Западно-Сибирского НГБ – Фроловско-Тамбейского фациального района и прилегающих к нему территорий. При этом основные подходы, изложенные в монографии, могут быть адаптированы к другим районам распространения БС.

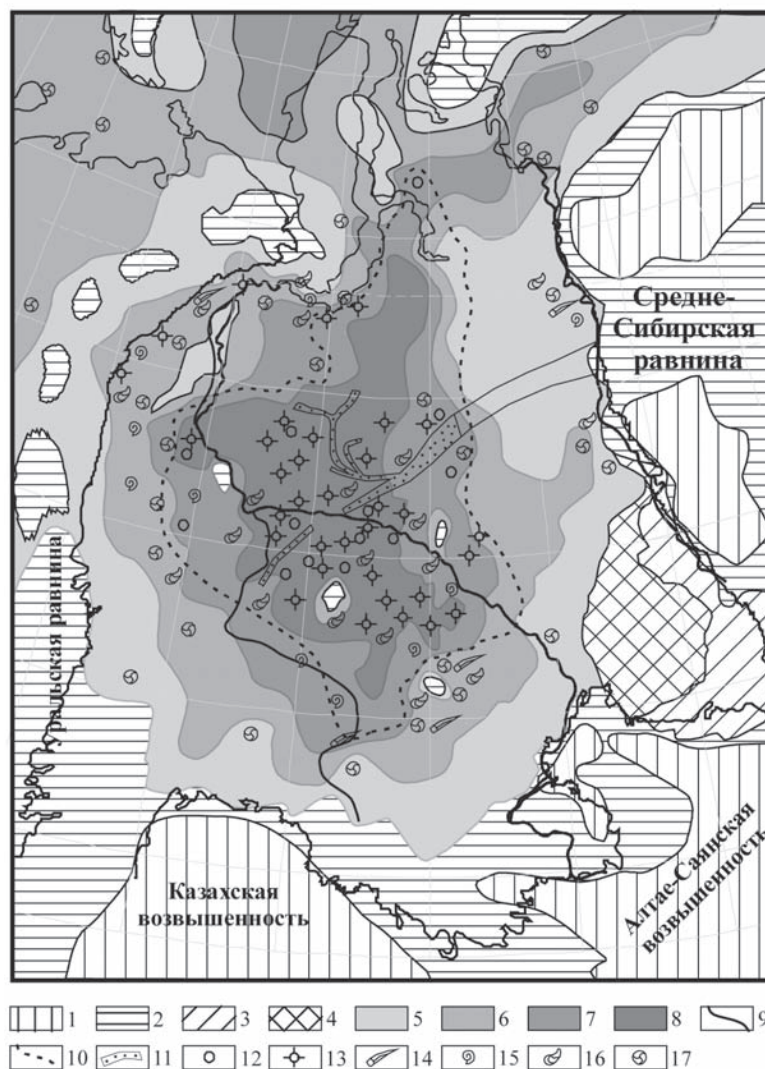
БС впервые была выделена Ф.Г. Гурами в 1959 г. как пачка марьяновской свиты и отображена в региональной стратиграфической схеме в



▲ **Рис. 1.1.** Карта размещения скоплений нефти в баженовской свите на территории Западно-Сибирского НГБ с нанесенными точками проведения детальных исследований керна

► **Рис. 1.2.** Палеогеографическая карта Западной Сибири в поздневолжское время [Предтеченская, Гурари и др., 2006].

Палеогеографические обстановки: 1 – плато, нагорья, горные области (>600 м); 2 – области денудации (холмистое плато) (до 600 м); 3 – аллювиально-озерно-болотная равнина (до 200 м); 4 – марши, лагуны; 5 – верхняя сублитораль; 6 – средняя сублитораль; 7 – нижняя сублитораль; 8 – псевдобатиаль. Границы: 9 – Западной Сибири; 10 – битуминозных отложений; 11 – аномальные разрезы. Органические остатки: 12 – кокколитофориды; 13 – радиолярии; 14 – белемниты; 15 – аммониты; 16 – двустворчатые моллюски; 17 – фораминиферы



1960 г. [Брадучан и др., 1986]. Название было дано по с. Баженово, расположенному на левом берегу р. Иртыш к северо-западу от г. Омска. В качестве стратотипа свиты был принят разрез скважины 170Р Салымской площади в интервале глубин 2844–2881 м [Брадучан и др., 1986].

БС является латеральной составляющей одноименного горизонта, возраст которого оценивается как нижний титон – валанжин. БС подстилается сложнопостроенной толщей морских карбонатно-глинистых пород, обогащенных глауконитом и остатками ростров белемнитов, относимых к георгиевской или абалакской свитам (верхний оксфорд – нижний титон) [Захаров, 2006]. Перекрывается породами неокомского клиноформного комплекса, в составе которого выделяют ахскую, сортымскую и др. свиты [Атлас..., 2004].

Формирование отложений БС происходило в наиболее удаленной от берега центральной впадине эпиконтинентального морского бассейна. В центральной впадине отлагались «кремнистые илы, в различной степени глинистые, обогащенные ОВ» [Дорофеева и др., 1979]. Она занимала примерно половину площади бассейна и локализовалась в основном на месте Ханты-Мансийской и Надымской мегавпадин. Современная площадь распространения БС составляет 1,2 млн км². Оценочная площадь зеркала воды всего баженовского бассейна составляла 2 млн км². Наибольшие глубины впадины по оценкам Захарова, Сакса [Захаров, Сакс, 1983] могли достигать 400–500 м в моменты максимального погружения дна осадочного бассейна. Тот факт, что неокомские клиноформы, заполнившие бассейн позднее, от подошвы фон-

доформенной части до кровли ундоформенной в районе фроловской впадины имеют мощность $280 \div 350$ м, является обоснованием (хотя и спорным) меньших палеоглубин центральной части баженовского бассейна [Гурари, 1982].

К моменту начала формирования баженовских отложений море затопило практически всю территорию современной Западно-Сибирской равнины. Небольшие острова существовали по периферии центральной впадины в западной, южной и юго-восточной частях акватории (см. рис. 1.2) [Предтеченская, Гурари и др., 2006].

На подводных равнинах, окружавших псевдоабиссальную впадину, откладывались осадки, сформировавшие тутлеимскую, мулымьинскую, марьяновскую, даниловскую, яновстанскую свиты.

На основании исследований остатков макро- и микробиоты Ф.Г. Гурари и В.А.Захаров делают вывод, что морской бассейн заселяли в основном фито-, зоопланктонные и нектонные организмы, представленные кокколитофоридами и радиоляриями (последние преобладали), которые обитали в приповерхностных водах, а бентосные организмы имели подчиненное значение. Остатки нектонных организмов в породах представлены раковинами аммонитов, рострами белемнитов, крючками (онихиты) палеокальмаров и скелетами рыб. Среди бентосных организмов преобладали бухии и иноцерамы, причем в подавляющем большинстве пород присутствуют остатки раковин или бухий, или иноцерам [Гурари, 1982; Захаров, 1983].

По оценкам Т.В. Дорофеевой, накопление осадков в наиболее удаленных от берега частях бассейна характеризовалось низкими темпами: $0,002 - 0,004$ мм/год ($2 - 4$ м/млн лет) [Дорофеева, 1979] в течение длительного периода времени (по разным оценкам от 5 [Брадучан, Гурари и др., 1986] до 8 млн лет [Дорофеева, 1979]) в условиях стабильного седиментационного режима. Реконструкции уплотнения осадков показывают, что такая оценка справедлива, если рассматривать твердую составляющую осадков. В настоящее время мощность отложений «нормального» разреза БС составляет $20 \div 30$ м, что соответствует около 4 м породы в пересчете на 1 млн лет времени накопления осадков, но осадки накапливались в неконсолидированной форме с пористостью до 90%. При этом степень консолидации баженовских отложений также должна быть уникальна. Так, динамическая по-

ристость пород БС на глубине 2,5–3 км составляет 1–2%, при этом пористость глин (как наиболее близкого аналога) на этой же глубине около 7%.

Баженовское море на западе было ограничено цепью уральских островов [Предтеченская, Гурари и др., 2006] или уральским полуостровом [Конторович и др., 2013], на севере – Новой землей, на юге и востоке возвышалась суша. С Мировым океаном сообщение осуществлялось через сравнительно узкий пролив на северо-востоке [Дорофеева, 1979]. Обломочный материал поступал в бассейн с узкого Уральского полуострова (с юго-запада), Сибирского материка (с востока), Казахстанского низкогогорья, отделенного от баженовского палеобассейна низменными равнинами (с юга) [Захаров, 1983] (2). Удаленность источников сноса от центральных частей палеобассейна, господствовавшее на суше выветривание пород определили поступление терригенного материала в центральную часть бассейна преимущественно в составе глинистой фракции.

По мнению Ю.В. Брадучана с соавторами [Брадучан, Захаров, Месежников, 1989], «длительное накопление в глубоководных обстановках столь маломощных отложений, разумеется, могло происходить только в условиях резко некомпенсированной седиментации. Однако, несмотря на несомненную нивелировку и общее низкое стояние областей размыва, в рассматриваемые бассейны, с учетом громадных площадей питания, должны были выноситься очень значительные количества терригенного материала. Следовательно, образование дефицита терригенного материала при накоплении битуминозных осадков могло возникнуть лишь при условии, если на периферии бассейнов имелись ловушки, в которых оставался этот материал. Действительно, на западном борту Западно-Сибирского бассейна терригенный материал в основном аккумулировался в Ляпинском заливе, протянувшемся вдоль Урала, а на восточном борту (в волжско-раннеберриасское время) – в Усть-Енисейской впадине. В конце берриаса интенсивное поступление терригенного материала в Западно-Сибирский бассейн с юго-востока и востока довольно быстро вовлекло в прогибание всю восточную половину бассейна и привело к накоплению здесь более чем 1000-метровой толщи неокома. Область интенсивного прогибания в неокоме смещалась на запад. Соответственно происходило сокращение площади глубоководно-

го Баженовского бассейна. Следовательно, накопление битуминозных отложений Западной Сибири оказалось возможным благодаря одновременному существованию стабильного, первоначального глубоко погруженного участка, в пределах которого происходило некомпенсированное осадконакопление, и примыкавших к нему с запада, северо-востока и впоследствии с востока участков, испытывавших интенсивное прогибание в волжско-неокомское время. На этих участках происходила столь же интенсивная компенсированная, а затем и перекомпенсированная седиментация».

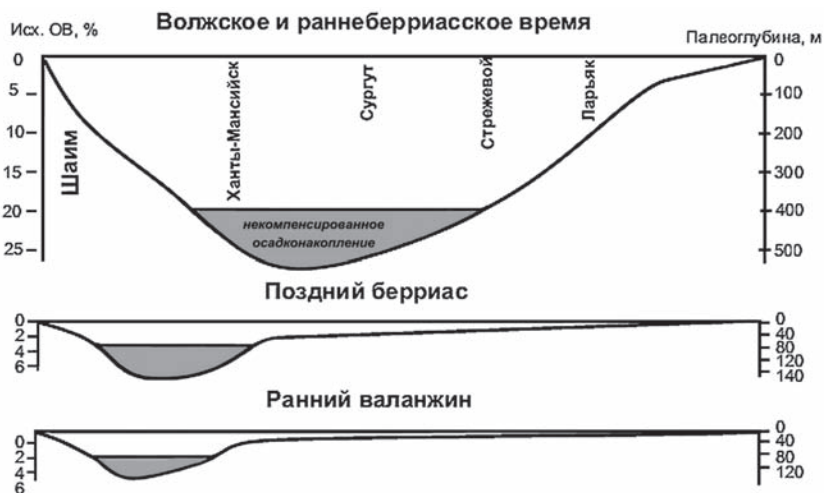
Баженовский горизонт характеризуется высокой концентрацией ОВ в породах баженовской, тутлеймской, мулымьинской свит, входящих в его состав. В отложениях марьяновской, даниловской, яновстанской свит содержание ОВ значительно меньше и присутствует не во всем объеме этих свит, а только в отдельных пропластках [Решение..., 2004]. По данным И.И. Нестерова, основной объем «битуминозных» отложений формировался в волжское (по современной классификации – титонское) и раннеберриасское время. Согласно палеорекострукциям В.А. Захарова [Захаров, 2006], осевая зона седиментационного бассейна в этот период располагалась в районе современной Фроловской мегавпадины (Ханты-мансийской синеклизы). Ось прогибания проходила от районов восточнее Салымского мегавала через район Юильской площади к Обской губе и северу полуострова Ямал (рис. 1.3). В более позднее время (позднеберриасское и ранневаланжинское время) осевая зона бассейна переместилась к западу в район Краснотенинского свода и вос-

точных районов Березовского района (рис. 1.3). В этих областях сформировались осадки, обогащенные ОВ, которые относятся к верхам тутлеймской и средней части мулымьинской свит. В поздневаланжинское–раннеготеривское время смещение центральной зоны эпиконтинентального морского бассейна продолжилось на запад. В это время была сформирована фациальная зона распространения осадков верхов мулымьинской свиты, обогащенных ОВ. В поздневаланжинское–раннеготеривское время площадь области накопления обогащенных ОВ осадков сократилась почти в 3 раза, а объем почти в 10 раз [Захаров, 2006].

На фоне общих закономерностей изменения положения осевой зоны бассейна седиментации и соответственно области максимального прогибания в баженовское время существовал ряд структур, осложнявших рельеф морского дна. Максимальная глубина эпиконтинентального Западно-Сибирского морского бассейна приходится на средневолжское время. Затем, с начала мелового периода, площадь затопления начала сокращаться, отступая на запад. Центральная впадина, занимавшая в титонское время большую часть Западно-Сибирского бассейна, в берриасе резко сократилась на востоке. Эта тенденция сохранилась и в валанжине [Брадучан, Гулари и др., 1986].

По внешнему контуру зоны распространения БС замещается небитуминозными породами соответствующих частей даниловской (на северо-западе), яновстанской (на северо-востоке), марьяновской (на востоке и юге) свит [Брадучан, Гулари и др., 1986]. При этом в составе яновстанской свиты можно выделить интервалы, богатые ОВ.

► **Рис. 1.3.** Модельный профиль дна Западно-Сибирского бассейна вдоль Широтного Приобья в конце юры – начале мела [Захаров, 2006]



1.2. Тектоническое строение изучаемой территории

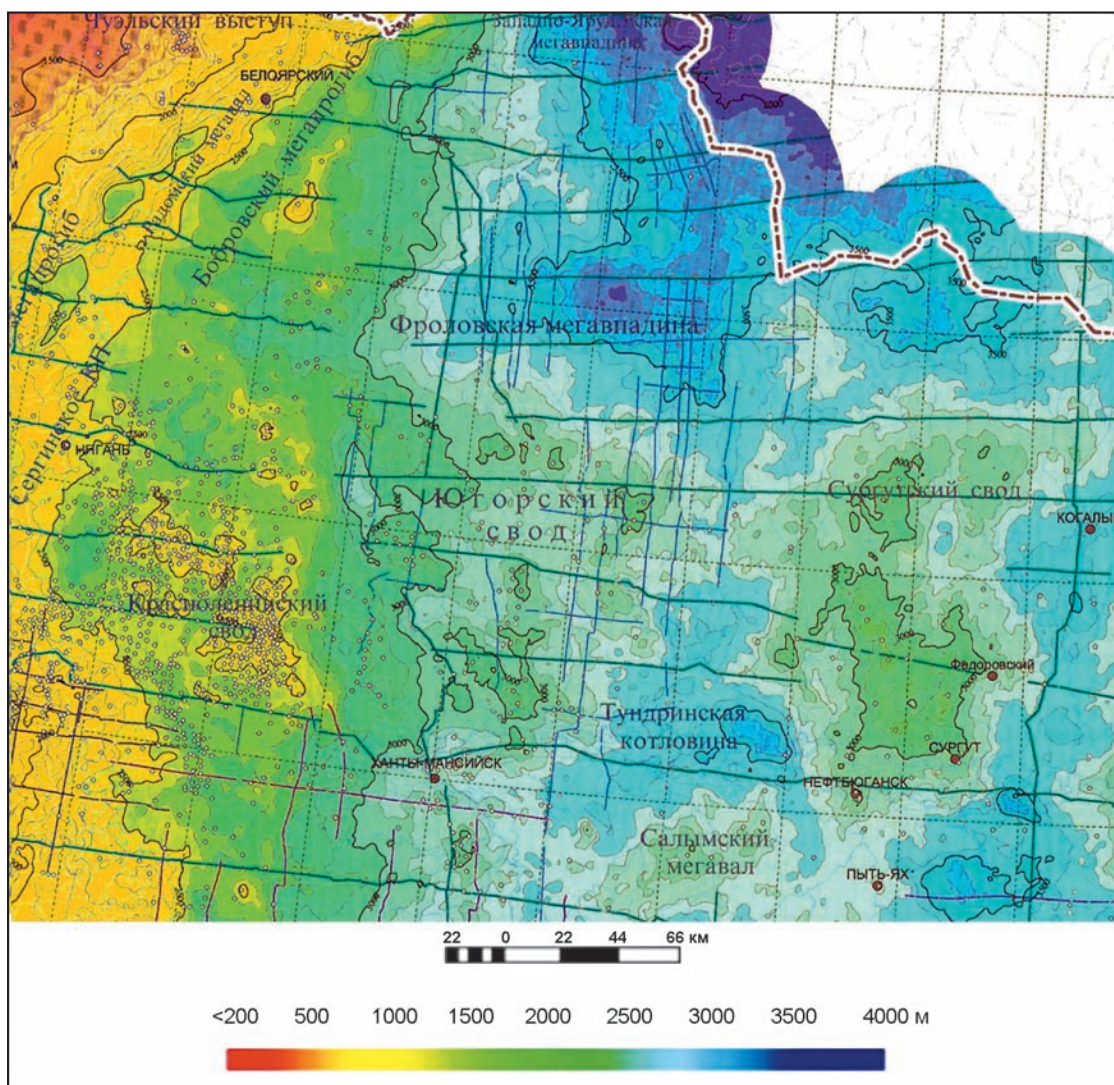
Исследуемые отложения являются частью мезо-кайнозойского осадочного чехла центральной области Западно-Сибирской молодой плиты. В этой области, согласно тектоническому районированию, предложенному В.И. Шпильманом [Тектоническая..., 1998], выделяются следующие наиболее крупные структуры первого порядка: Красноленинский и Сургутский своды, Фроловская мегавпадина и Салымский и Верхнесалымский мегавалы (рис. 1.4).

Тундринская котловина является одной из наиболее глубоких во Фроловской мегавпадине [Атлас..., 2004]. Погружение в этой области началось еще до начала накопления юрско-меловых отложений, что отчетливо видно на структурной кар-

те, построенной по кровле доюрских отложений (рис. 1.5, а). Оно также сохранялось и в начале мелового периода (рис. 1.5, б). То есть Тундринская котловина в конце юрского – начале мелового периодов являлась областью резко выраженного некомпенсированного осадконакопления.

Сопоставление структурной карты, построенной по кровле доюрского основания, с картой, построенной по кровле баженовского горизонта, показывает, что контуры основных тектонических элементов на них совпадают (рис. 1.5). Югорский свод занимает южную часть Вынглорской котловины, Верхнелеяминский, Туманный и Ай-Пимский валы, частично Елизаровский и Южно-Елизаровский прогибы, Сыньеганскую террасу. Фроловская мегавпадина является или инверсионной структурой, сформировавшейся в неокме, или наложенной структурой, образовавшейся по-





▲ **Рис. 1.5.** Фрагмент структурной карты, построенной по кровле доюрских отложений [Атлас..., 2004]. Интенсивность зеленого цвета соответствует уровню положительных структур, синего – уровню отрицательных

сле уплотнения глинистых осадков неокома в этом районе [Атлас..., 2004].

Согласно [Атлас..., 2004], «Сургутский свод – положительный структурный элемент первого порядка, южным окончанием которого служит Усть-Балык-Мамонтовский вал. На юго-западе Сургутский свод сопрягается с Салымским мегавалом через Малобалыкскую мегаседловину, на северо-западе к нему примыкает Ватлорская терраса. Отделяется от Нижневартовского свода на юго-востоке Ярсомовским мегапрогибом, на северо-востоке граничит с Северо-Вартовской мегатеррасой. На юге – с Юганской впадиной, на севере – с Северо-Сургутской мегатеррасой.

В пределах западной окраины свода выделяются с запада на восток следующие основные тектонические структуры: Верхнесалымский мегавал, Тундринская котловина, Ай-Пимский вал и непосредственно Сургутский свод».

Западная граница изученной территории соответствует западной бортовой зоне Елизаровского прогиба, где он переходит в Красноленинский свод. Красноленинский свод – положительная структура первого порядка, граничащая на юге с Соговской моноклиной, на севере – с Полуйским сводом, западной границей свода служит Южно-Бобриковский мегапрогиб, восточной – Фроловская мегавпадина.

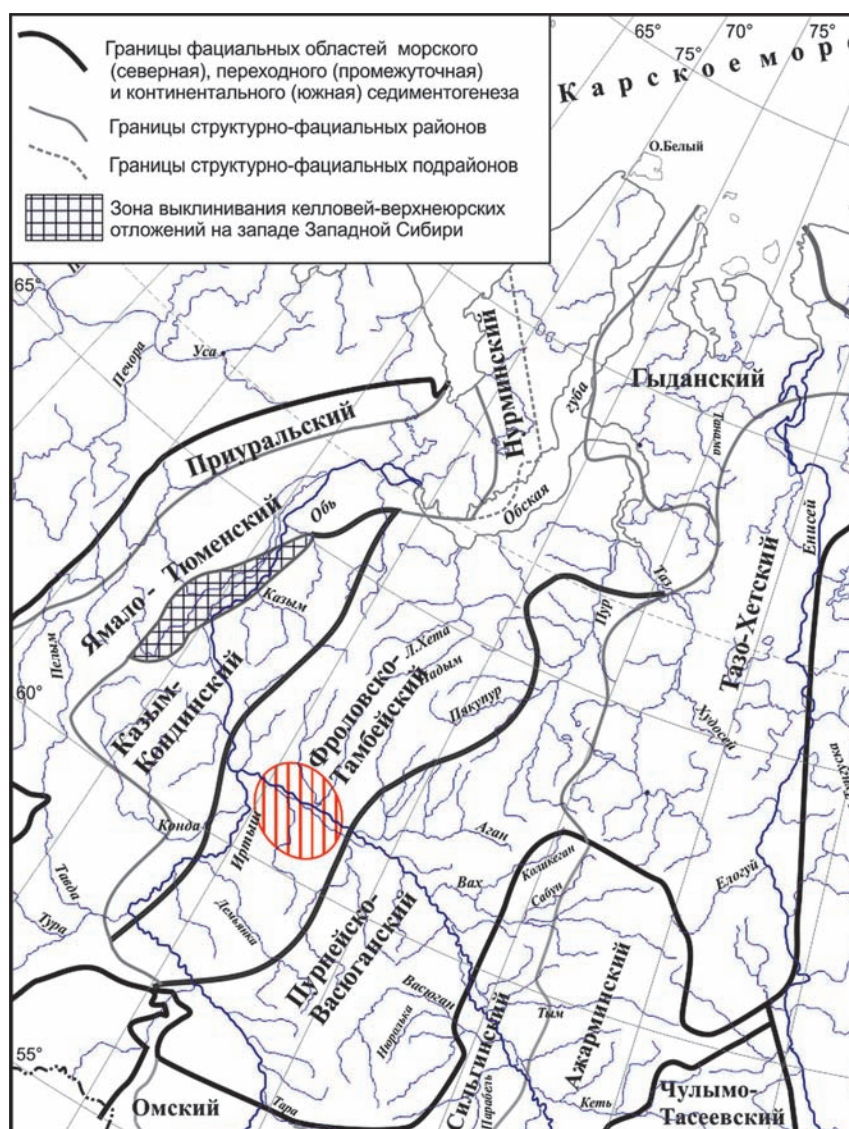
1.3. Стратиграфия

Согласно структурно-фациальному районированию, принятому в 2004 г. Межведомственным стратиграфическим совещанием в Новосибирске [Решение..., 2004], изучаемая территория относится к Фроловско-Тамбейскому структурно-фациальному району Обь-Ленской фациальной области (рис. 1.6).

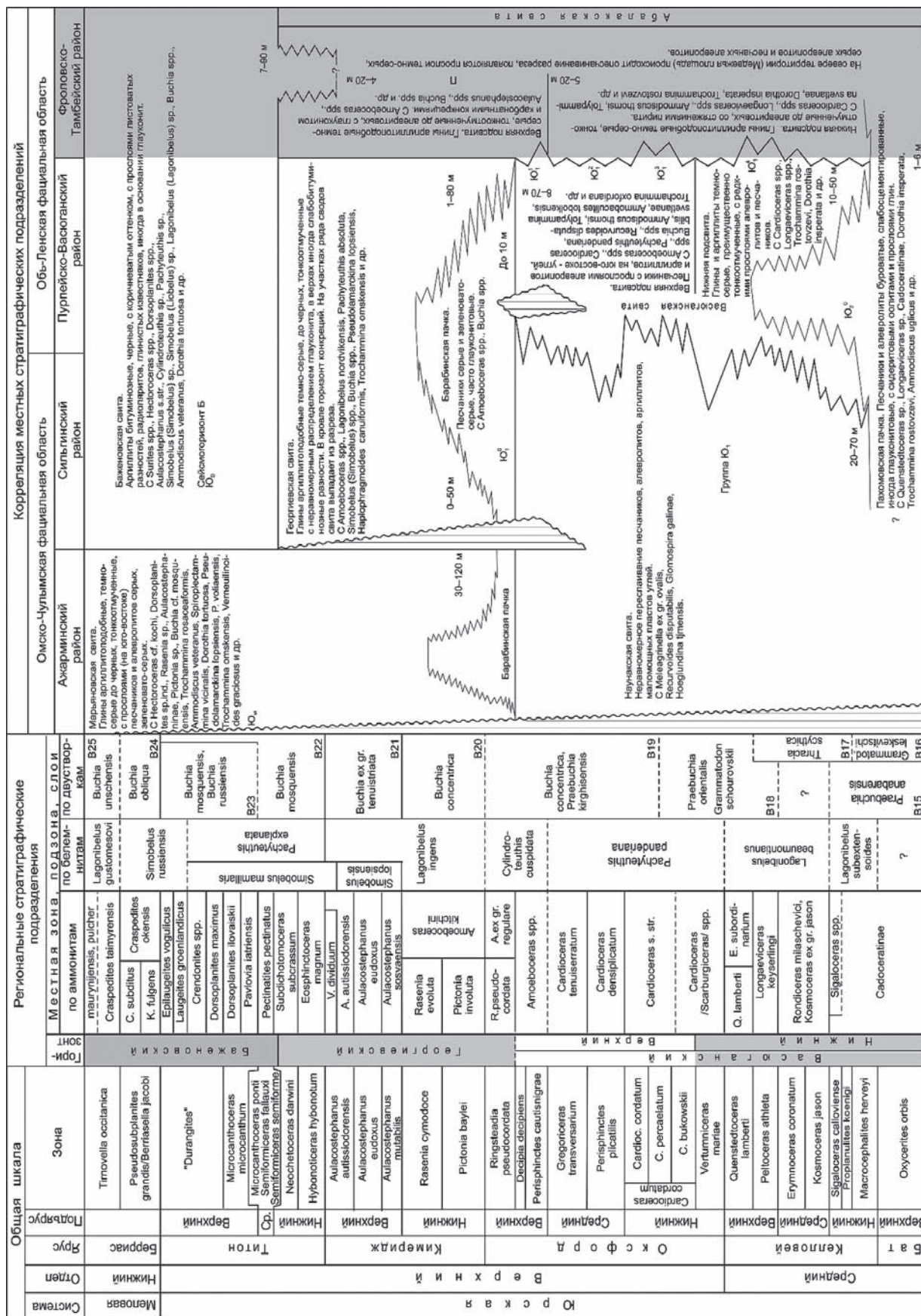
В Фроловско-Тамбейском структурно-фациальном районе в средней и верхней юре прослеживаются три горизонта: Васюганский, Георгиевский и Баженовский [Решение..., 2004]. Первые два со-

ответствуют абалакской свите, третьему в полном объеме соответствует БС (рис. 1.7).

«Баженовский горизонт принимается в объеме верхов нижеволжского – низов нижеберриасского подъярусов. На большей части Западной Сибири представлен битуминозными аргиллитами, включая баженовскую и частично марьяновскую, даниловскую, яновстанскую и другие свиты. В качестве нефтеносного горизонта рассматривается как пласт Ю₀» [Решение..., 2004]. Данное положение не согласуется с мнением значительной части исследователей, которые считают, что осадконакопление, сопровождавшееся отложени-



▲ **Рис. 1.6.** Территория исследования на схеме структурно-фациального районирования келловей и верхней юры Западной Сибири. По [Решение..., 2004]



▲ **Рис. 1.7.** Местные стратиграфические подразделения согласно Решениям межведомственного стратиграфического совещания [Решение..., 2004]. Заливкой серого цвета (справа на рис.) показан Фроловско-Тамбейский структурно-фашиальный район

ем большого количества ОВ, продолжилось после баженовского времени (после раннего берриаса) [Захаров, 2006].

БС повсеместно перекрывается толщей неомских клиноформ берриас-барремского возраста. Фондоформенные части неомских клиноформ объединяют в «ачимовскую» толщу, строение которой характеризуется чередованием пачек песчано-алевритовых пластов и глин [Атлас..., 2004].

1.4. Состав пород БС

Для пород БС точная характеристика их состава является сложной задачей. Литологическое и петрографическое описание не дает точной информации о количественных взаимоотношениях компонентов пород. До настоящего времени породы БС именуются рядом исследователей глинистыми [Занин, Замирайлова, Эдер, 2005; Зубков, 2001], хотя еще на начальных этапах исследования делались выводы об отсутствии в составе БС собственно глинистых пород [Дорофеева и др., 1979].

При петрографическом описании шлифов не всегда возможно разделить глинистые и кремнистые минералы и ОВ, а корректной интерпретации рентгенофазового минералогического анализа (РФМА) препятствуют значительные содержания аморфного ОВ и наличие глинистых минералов с переменным содержанием катионов и химически связанной воды.

И.И. Нестеров предложил назвать коллекторские разновидности баженовских пород «баженитами» [Нестеров, 1979]. Это название многие геологи стали использовать для всего объема отложений БС.

Н.Б. Вассоевич назвал породы БС «баженовитами». В литературе часто можно встретить термин «доманикиты», применяемый к БС, где в качестве генотипа выступают высокоуглеродистые породы доманикового периода Волго-Уральского бассейна [Гурари, 1991]. Очень часто встречаются названия «битуминозные глины», «битуминозные аргиллиты» [Нестеров, Ушатский, 1985, 1987]. А.Э. Конторовичем с коллегами при изучении БС в центральной части Западно-Сибирского бассейна было предложено выделять в БС и «баженови-

ты», и «аргиллиты», так как было установлено, что разрез представлен чередованием пород, в различной степени обогащенных ОВ и глинистым материалом [Занин и др., 1997].

Петрографический состав пород БС изучается очень многими [Гурари и др., 1988; Дорофеева и др., 1983; Коровина, 2004; Коровина, Кропотова, Федорцов, 2001; Нестеров и др., 1988; Нестеров и др., 1985; Эдер, 2002]. В ее составе диагностируются минералы кремнезема, ОВ, карбонатные, глинистые минералы ряда смектит-гидролюда, пирит. Часть породообразующих компонентов пород обладают кристаллической решеткой, а часть аморфны, поэтому для корректного определения их концентраций требуется привлечение различных аналитических методов с последующим формированием единой минерально-компонентной модели. При определении количественного минерального состава пород возникают дополнительные сложности, связанные с тем, что ОВ и глинистые минералы образуют прочные органо-минеральные комплексы [Чухланцева, 1985].

Существует несколько способов расчета минерального состава осадочных пород. К примеру, к ним относится метод, разработанный для глинистых пород Г. Макдональдом [Ефремова, Стафеев, 1985]. Способ предлагается применять после петрографического изучения глинистых пород, их рентгенофазового и термического анализа. Основой способа является вычисление содержания нормативных молекул, которые затем объединяются в такие глинистые минералы, как иллит, хлорит и каолинит. Также рассчитывается нормативный кварц, карбонаты, сульфиды железа, апатит. Основными недостатками данного способа являются неучет содержания керогена в породах, отсутствие в алгоритме возможности вычисления альбита и монтмориллонита.

Еще один способ предложен И. Имбри и А. Полдерваартом [Ефремова, Стафеев, 1985]. Его применению также должны предшествовать петрографическое изучение пород, рентгенофазовый и термический анализы, с помощью которых устанавливается набор минералов для пересчета. Недостатками данного способа являются неучет содержания керогена в породе, неточность общих формул глинистых минералов. К последнему, например, относится отсутствие в монтмориллоните катионов Na^+ , Mg^{2+} , Ca^{2+} , которые могут входить в его состав.

Оба приведенных способа специализируются на расчете состава глинистых пород или глинистых сланцев и не учитывают специфику отложений с повышенным содержанием керогена.

1.5. Типы порового пространства и коллекторы БС

Основная сложность в изучении коллекторских свойств и структуры порового пространства БС связана с ее нетрадиционным по отношению к терригенным коллекторам, вещественным составом и структурой порового пространства. Так, аномальные физические свойства и малая мощность БС делают невозможным применение прямых качественных признаков коллектора при его изучении методами ГИС и сейсморазведки. Аномально высокое пластовое давление (АВПД) и хрупкость приводят к тому, что породы часто разрушаются при бурении и не выносятся на поверхность или разрушаются при проведении исследований керна.

Существует более десятка моделей коллекторов пласта Ю₀, механизмов их формирования и закономерностей распределения.

К порово-трещинному типу, где основная роль отводится субгоризонтальным трещинам, относят коллектор БС Ф.Г. Гурари и И.Ф. Гурари (1959, 1981, 1991 гг.).

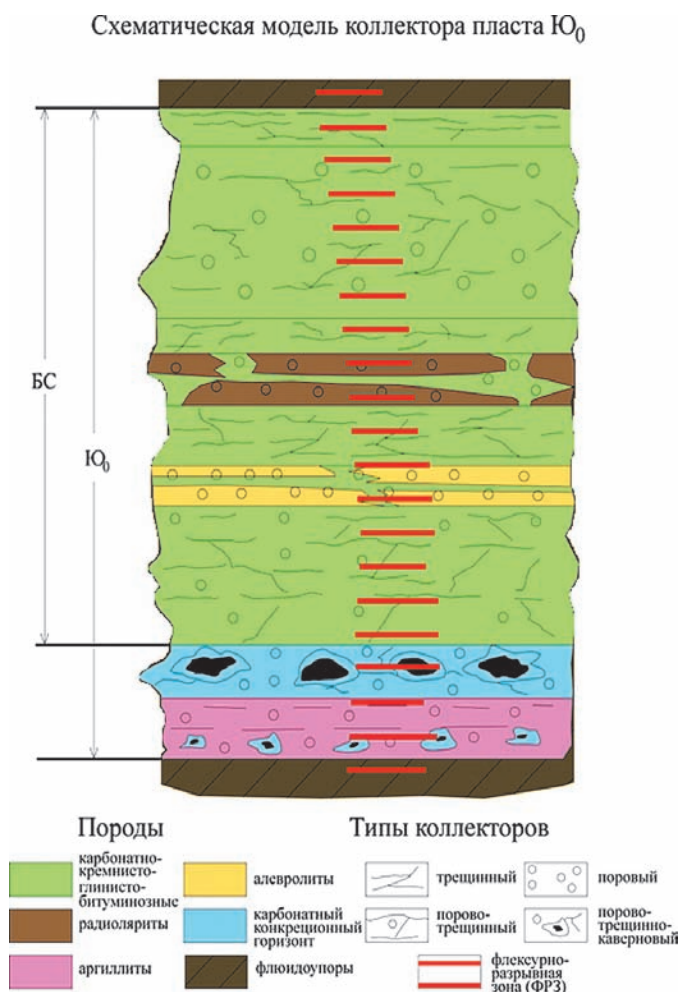
М.Ю. Зубковым [Зубков и др., 1984] в начале 80-х годов была рассчитана величина вторичной пористости, которая могла бы возникнуть в отложениях БГ за счет превращения керогена БС и образования битумов и неуглеводородных летучих. Оказалось, что вторичная емкость могла бы достигать 15–20% и даже более, однако из-за непрочного минерального каркаса эмигрировало около 85–95% генерируемых керогеном компонентов. Поэтому сохранилось в лучшем случае не более 5–15% от вероятно возможной величины вторичной пористости.

В соответствии с представлениями Э.М. Халимова [Халимов, 1980], В.С. Мелик-Пашаева [Халимов, Мелик-Пашаев, 1984], Ю.А. Терещенко [Степанов, Терещенко, 1985], К.И. Микуленко [Микуленко, 1974], геолого-промысловые данные, накопленные в процессе эксплуатации углеводо-

родных залежей в БС, описываются лучше всего, исходя из модели трещиноватого коллектора.

По мнению М.Ю. Зубкова, «Тектоногидротермальное происхождение трещинного и трещинно-кавернозного коллектора в отложениях баженовской и абалакской свит предполагается в случаях, если в них присутствуют прослои карбонатных и кремнистых пород, способные растрескиваться и выщелачиваться» [Зубков и др., 2002].

В работах ВНИГРИ, наряду с трещинной емкостью, большое значение придавалось поровому пространству (рис. 1.8) [Белецкая, Баженова, Климова, 2010; Белецкая, 1990; Дорофеева и др., 1992, 1983, 1979, 1979]. А.В. Киричек, обобщая работы ВНИГРИ, пишет, что поровое пространство «образуется за счет диа- и катагенетическо-



▲ **Рис. 1.8.** Схематическая модель коллектора баженовской свиты, предложенная сотрудниками ВНИГРИ (доклад Э.М. Халимова, Москва, 2009 г.)

го преобразования как минеральной части пород (выщелачивание, замещение и др.), так и органического вещества за счет его термодеструкции. Происходит разблокирование закрытых до того момента пор, запечатанных смолистыми и смолисто-асфальтовыми компонентами. Этот процесс, предполагается, происходит в интервале температур 105–120 °С и сопровождается не только увеличением объема пор, но и обеспечивает их сообщаемость» [Киричек, 2011].

В общем же большинство исследователей сходятся во мнении, что коллекторы пласта Ю₀ вторичные, а обязательной их составляющей являются трещины разных порядков.

В последние годы структура порового пространства пород, особенно нефтеносных сланцев, изучается не только с использованием стандартных методов (таких как изучение порового пространства шлифов под поляризационным микроскопом, ртутная порометрия), но и с помощью новых для нефтяной геологии высоко-разрешающих методов – рентгеновской макро- и микротомографии, сканирующей электронной микроскопии (СЭМ) и СЭМ после травления фокусированным ионным пучком (ФИП-СЭМ) [Исследования..., 2015; Bernard, Wirth et al., 2013; Curtis et al., 2010, 2011, 2012, 2012; Desbois et al., 2009].

Применение такого комплекса методов позволяет проводить изучение внутренней структуры породы при минимальном механическом и химическом воздействии на образцы керн. При этом оценивается взаимоотношение типов пустот и соединяющих их каналов в исследуемом объеме породы, а также их роль в формировании фильтрационно-емкостных свойств.

Макротомографическая съемка и расчет на основании полученных данных объема пустотного пространства применимы для трещин и каверн, размеры и протяженность которых сопоставимы с размерами колонки керна [Determining physical..., 2013]. При использовании этого метода можно проводить количественную оценку объема порового пространства не только видимых глазу каверн и трещин, но и скрытых, распределенных во всем объеме выбранного участка колонки керна.

Изучение мелких пустот размером менее 1 мм, но более 30 мкм можно проводить в прокрашенных петрографических шлифах. Но это не всегда

возможно. Некоторые пустоты могут быть выявлены и изучены лишь с помощью сканирующего электронного микроскопа. Причем СЭМ в последние десятилетия стала одним из основных инструментов для микроструктурного анализа нефтеносных сланцев, исследования распределения керогена и пор в них [Bernard, Horsfield et al., 2012; Chalmers, Bustin, Power, 2009; Curtis, Ambrose et al., 2011; Holzer, Cantoni, 2011; Milner, McLin, Petriello, 2010 и др.], однако часто «разрешение метода (более 0,5 мкм) недостаточно для визуализации пористой структуры» [Исследования..., 2015]. Задачу исследования и визуализации пористой структуры с размерами пор менее 0,5 мкм решает сканирующая электронная микроскопия с подготовкой образца фокусированным ионным пучком (ФИП-СЭМ). На основе трехмерных реконструкций, полученных с помощью ФИП-СЭМ, в работе [Zhang, Klimentidis, 2011] было «проведено моделирование протекания жидкости через поры и оценена проницаемость породы. ФИП-СЭМ методы также могут быть использованы для получения ультратонких (<100 нм) ламелл образца в интересующей области для последующего исследования в просвечивающем электронном микроскопе (ПЭМ)» [Исследования..., 2015]. Эти методы незаменимы для выявления мелких пор и природных трещин, образование которых не связано с механическим воздействием на породу в процессе бурения и подъема керна на поверхность, выбуривания и подготовки образцов для исследования.

Связь пористости с минеральным составом и микроструктурой для нефтеносных сланцев Северной Америки была изучена в ряде работ, например, Fangwen Chen, Shuangfang Lu, and Xue Ding, 2014; Keller L.M., Holzer L. et al., 2011. Применение СЭМ и ПЭМ к исследованию нефтеносных сланцев привело к открытию «органопористости» («kerogen porosity») в высокоуглеродистых отложениях (R.G. Loucks, R.M. Reed, S.C. Ruppel et al., 2009, 2012; M.E. Curtis, R.J. Amrrose, C.H. Sondergeld, C.S. Rai, 2009÷2012). Систематизация встречающихся в сланцах пор на основе данных СЭМ и ПЭМ была сделана в работе [Robert G. Loucks, Robert M. Reed, Stephen C. Ruppel, Ursula Hammes, 2012], где авторы выделяют три основных типа пор: поры в минеральной матрице, в органических включениях и поры, сформированные в результате изломов [Исследования..., 2015].

1.6. Подсчетные параметры и методы оценки запасов углеводородов в баженовской свите

История проведения оценки запасов в БС также показывает несовпадение различных точек зрения и отсутствие четких представлений об объекте у геологов, занимающихся этой проблемой. На начальном этапе исследования геологические запасы нефти оценивались в 1,0 трлн т. Оценка геологических запасов, данная в 2010 г. А.А. Боксерманом («Зарубежнефть», устное сообщение 2010 г.), составляет 30 млрд т.

Согласно данным И.И. Нестерова, по состоянию на 01.01.2010 залежи нефти в БС и ее аналогах в государственном балансе запасов учтены по 92 месторождениям Западной Сибири [Нестеров, Брехунцов, 2010]. Геологические/извлекаемые запасы по 92 залежам по категории АВС1 составляют 1227,0/289,8 млн т, по категории С2 – 1025,0/227,3 млн т. Основные разведанные и предварительно оцененные запасы находятся на территории Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО), где выявлено 80 месторождений с геологическими/извлекаемыми запасами нефти по категории АВС1 1207,6/287,2 млн т, С2 – 986,9/218,2 млн т. В Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО) выявлено 5 месторождений с геологическими/извлекаемыми запасами нефти по категории АВС1 3,0/0,6 млн т, С2 – 16,8/3,3 млн т. На юге Тюменской области выявлено 6 месторождений с геологическими/извлекаемыми запасами

нефти по категории АВС1 16,4/2,0 млн т, С2 – 21,3/5,7 млн т. Одно месторождение выявлено в Томской области с геологическими/извлекаемыми запасами нефти по категории АВС1 0,2/0,1 млн т, С2 – 0,3/0,2 млн т [Нестеров, Брехунцов, 2010]. Эти же авторы указывают, что «Объем текущих запасов нефти относительно небольшой, однако расчет показывает, что при 3% темпе от текущих разведанных запасов и при коэффициенте перевода категории С2 в С1 в объеме 0,5 возможно извлекать из баженовских отложений Западной Сибири дополнительно не менее 12 млн т нефти в год».

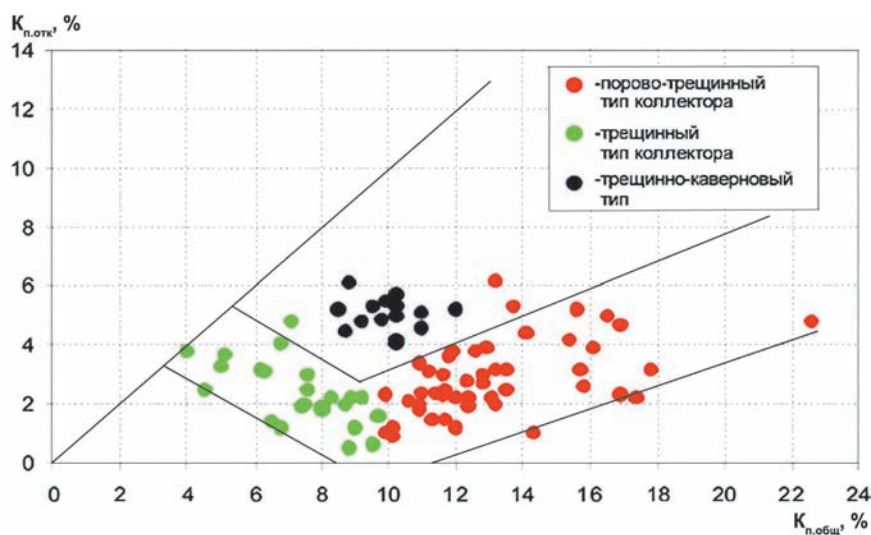
Салымское месторождение, крупнейшее по запасам нефти в отложениях БС (пласт Ю₀), было открыто в 1965 г. первым в Западной Сибири. Впервые запасы нефти по пласту Ю₀ были подсчитаны в 1969 г., в 1985 г. рассмотрены и утверждены ГКЗ СССР (протокол 9830). Запасы выделялись по промышленным категориям В, С1 и непромышленной категории С2. На 01.01.2009 г. числятся текущие извлекаемые запасы нефти в сумме:

В + С1 – 230 523 тыс. т, С2 – 134 676 тыс. т.

Площадь нефтеносности около 1800 км². Эффективная толщина около 8 м. Открытая пористость 10.2%.

В 2007 г. прошел Государственную экспертизу ФГУП «ГКЗ» Роснедра пересчет запасов углеводородов по пласту Ю₀ Салымского месторождения. Величина общей пористости коллекторов (10–22%) определяла общие запасы углеводородного сырья, к геологическим запасам нефти были отнесены углеводороды, содержащиеся в объеме открытых пор (рис. 1.9).

► **Рис. 1.9.** Сопоставление открытой ($K_{п.отк}$) и общей ($K_{п.общ}$) пористости по результатам анализов керна пород баженовской свиты Салымского месторождения [Степанов, 2007]

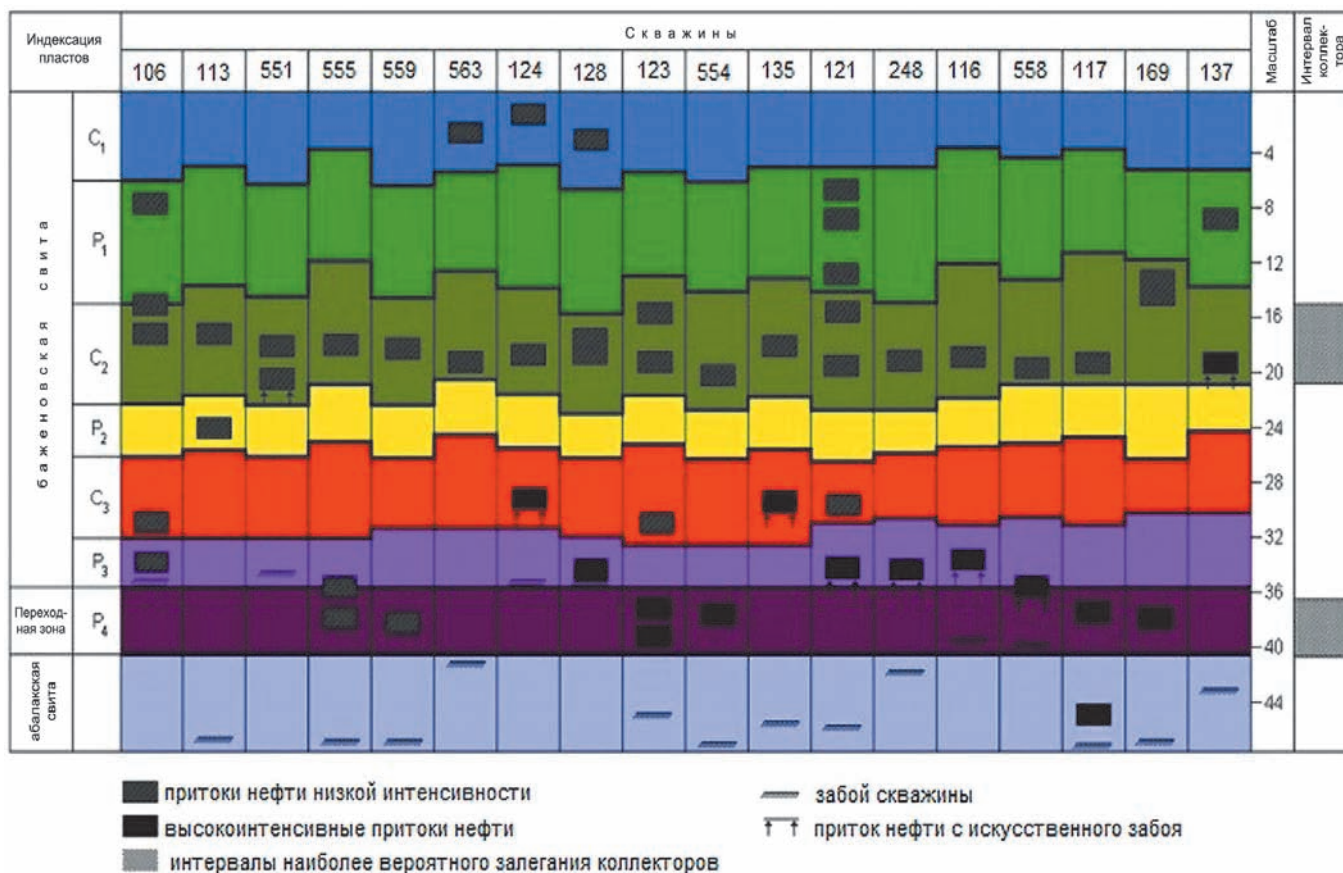


Вычисленные значения трещинной емкости по шлифам для матрицы по Салымскому месторождению колеблются в пределах от сотых долей процента до 1,6%. По методу «двух растворов» трещинная емкость составляет в среднем по разрезу около 0,15–0,3%. Кавернозная проницаемая емкость встречается преимущественно в карбонатных прослоях, залегающих на контакте баженовской и абалакской свит, и составляет 2–5% [Подсчет извлекаемых запасов нефти..., 2005].

В области $K_{п.общ} \leq 10\%$ преобладают коллекторы трещинного и трещинно-кавернозного типа, для которых отсутствует связь величин $K_{п.общ}$ и $K_{п.}$, наблюдающаяся для коллекторов порово-трещинного типа, и которые обеспечивают наиболее высокие притоки нефти в скважины. Улучшение коллекторских свойств пород в области $K_{п.общ} > 10\%$ происходит при величинах $K_{п.} > 3,5\div 4\%$ за счет возрастания количества более раскрытых трещин и вторичных пустот в порово-трещинных коллекторах.

Согласно исследованиям, притоки нефти в скважину определяются параметрами трещин и соединяющих их каналов фильтрации, по наиболее раскрытым из них осуществляется отбор нефти, содержащейся в объеме пор. Из коллекторов порово-трещинного типа наиболее значительные притоки следует ожидать из интервалов, в которых величина открытой пористости $K_{п.отк} > 3,5\%$.

Коллекторы трещинно-кавернозного типа, приуроченные к карбонатно-кремнистым породам, выделяются в отдельную группу. Эти породы практически не содержат ОВ и не являются нефтематеринскими. Они характеризуются мономинеральным скелетом, глинистость их незначительна, а матрица гидрофильная, низкопористая, $K_{п.отк} = 2\div 5\%$. Коллекторские свойства пород связаны со вторичной пористостью $K_{п.вт}$, которая складывается в основном из объема каверн, развитых вдоль трещин. Образование пористости произошло в процессе растворения пород под действием агрессивных флюидов.



▲ **Рис. 1.10.** Распределение интервалов притока нефти из пласта Ю₀ Салымского месторождения (по материалам В.П. Соница) [Кузьмин, Судат, 2011]

Проницаемость пород пласта Ю₀ в пластовых условиях, измеренная на образцах керна Салымского месторождения, связана в основном с наличием трещин. Для коллекторов трещинного и трещинно-порового типа она составляет $0,01 \div 0,02$ мкм², трещинная емкость $0,1 \div 0,3\%$.

Наиболее высокой проницаемостью, которая может достигать единиц мкм², обладают коллекторы трещинно-кавернозного типа, емкость пор в них может достигать $2 \div 4\%$, проницаемость матрицы при отсутствии трещин составляет доли мкм².

Поровое пространство продуктивных пород баженовской свиты в основном заполнено нефтью, содержание связанной воды незначительно и для большинства пород близко в среднем к 10%. Поверхность капилляров чаще всего гидрофобная. Все это обуславливает очень высокие удельные электрические сопротивления.

В высокодебитных скважинах основной вклад в приток вносят коллекторы трещинно-кавернозного типа, приуроченные к зоне контакта баженовской и абалакской свит. На рис. 1.10 они представлены как карбонатный конкреционный горизонт, обозначенный индексом Р₄.

При экспертизе результатов пересчета запасов нефти пласта Ю₀ Салымского месторождения, выполненного ООО «Ост-Сервис» и ОАО «ЦГЭ» в 2005 г., методика пересчета не была принята из-за низкой достоверности обоснования параметров и отсутствия существенных изменений в геологической изученности объекта по сравнению с 1986 г.

В 2004 г. пересчет запасов углеводородов Красноленинского месторождения (западные части Каменной и Пальяновской площадей, Ем-Ёговская площадь) был утвержден Государственной комиссией ФГУП «ГКЗ» Роснедра. При обосновании алгоритмов интерпретации ГИС пласта Ю₀ Красноленинского месторождения была использована методика, разработанная для определения подсчетных параметров коллекторов пласта Ю₀ Салымского месторождения в 1986 г. Петрофизическая модель коллекторов была упрощена и включала порово-трещинный коллектор, приуроченный к карбонатам, преобладающим в разрезе БС, и трещинный и трещинно-кавернозный, приуроченный к карбонатно-кремнистым породам [Методика определения..., 1985]. Общая пористость коллекторов определялась по комплексу нейтронного, гамма- и бокового методов ГИС с учетом поправок за содержание глинистого, органического и сидеритового компонентов.

Величина открытой пористости ($K_{п.}$) принималась в размере 1/4 от величины общей пористости ($K_{п.общ.}$) при $K_{п.гр} = 3,5\%$. Это соотношение было установлено на основе сопоставления распределений величин $K_{п.общ.}$ и $K_{п.о.}$, определенных на кернах. Для остальной части разреза по радиоактивным методам ГИС оценивалась величина вторичной пористости ($K_{п.вт.}$) [Кузьмин, Судат, 2011].

Эффективная нефтенасыщенная толщина коллекторов БС подсчитывалась по результатам количественной интерпретации при $K_{п.отк} > 3,5\%$ и $K_{п.вт} > 0$.

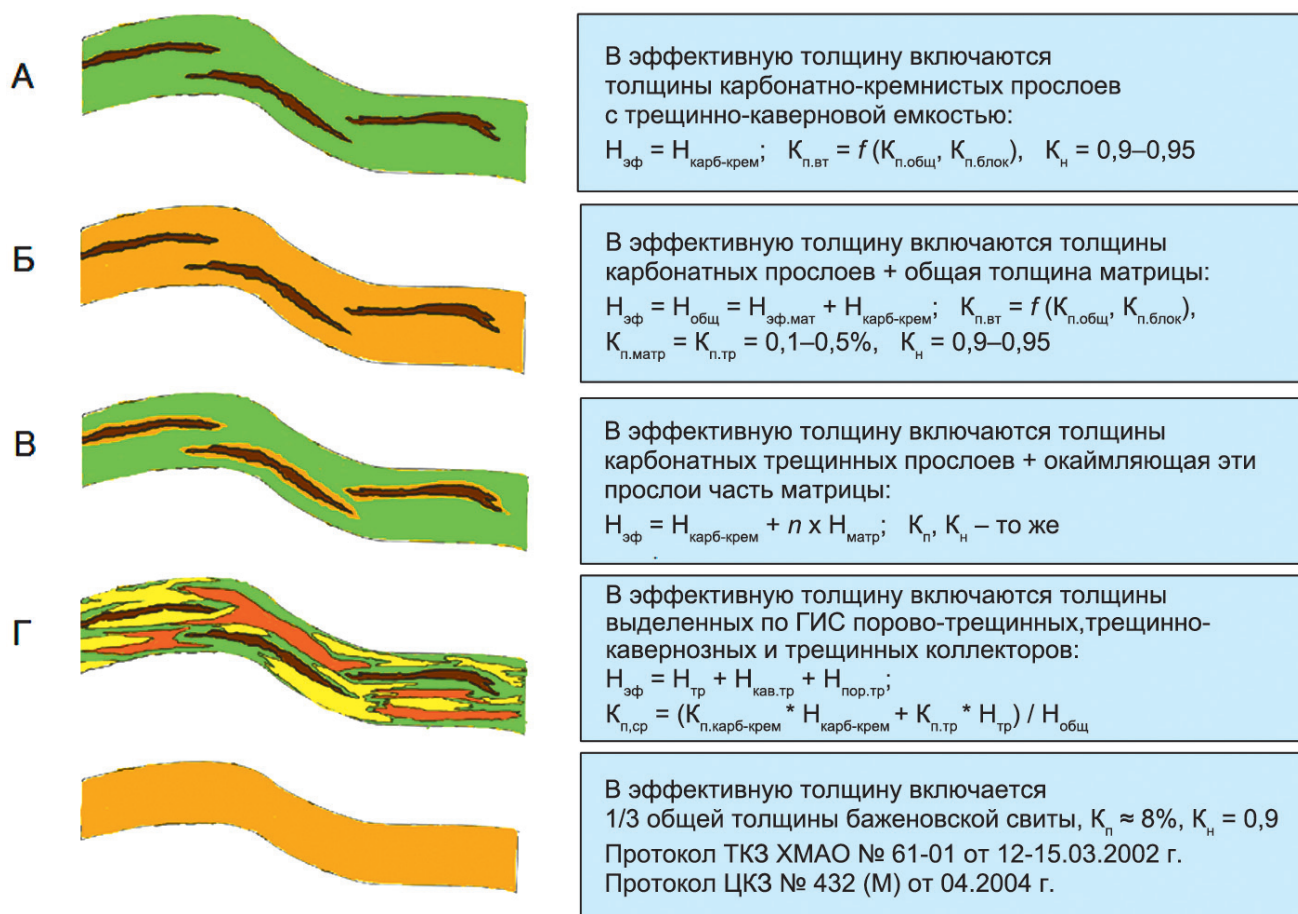
Вышеизложенная методика определения подсчетных параметров коллекторов пласта Ю₀ Красноленинского месторождения была принята ФГУ «ГКЗ» Роснедра к подсчету запасов нефти отложенный БС с оговорками, что нужно считать методический подход к оценке запасов приближенным, а значения подсчетных параметров коллекторов баженовской свиты приняты в значительной степени условными.

Относительно числящихся на Госбалансе запасов по Ем-Ёговской площади Красноленинского месторождения при увеличении нефтенасыщенности коллекторов на 12% (с 85 до 95%) были значительно снижены пористость (с 8 до 4%) и эффективная нефтенасыщенная толщина (с 6,5 до 3,9 м). В целом начальные геологические запасы нефти за счет увеличения площади нефтеносности возросли на 16%. Из-за невысокой достоверности подсчетных параметров снижена категоричность запасов с С1 до С2.

По Каменной площади начальные геологические запасы нефти за счет резкого снижения пористости коллекторов уменьшились на 81%, значительно расширилась площадь нефтеносности, возросли эффективная нефтенасыщенная толщина (с $6,0 \div 6,8$ м до $24,3 \div 28,0$ м) и нефтенасыщенность коллекторов (на 5%: с 90 до 95%) [Кузьмин, Судат, 2011].

Следует заметить, что при Госэкспертизе полного подсчета запасов нефти пласта Ю₀ Каменной площади Красноленинского месторождения в 1990 г. ГКЗ СССР от их утверждения воздержалась, в связи с недостаточной изученностью этого объекта, на Госбаланс РФ эти запасы были поставлены позднее в оперативном порядке [Зубков, 2001].

Для утверждения в ГКЗ предлагались следующие варианты выделения подсчетных параметров (доклад Дьяконовой Т.Ф., Москва, 2009) (рис. 1.11):



▲ **Рис. 1.11.** Варианты выделения подсчетных параметров (доклад Дьяконовой Т.Ф., ЦГЭ, Москва, 2009)

Вариант А. В эффективную толщину ($H_{эф}$) включаются толщины карбонатно-кремнистых прослоев ($H_{карб-крем}$) с трещинно-каверновой емкостью:

$$H_{эф} = H_{карб-крем}, K_{п.вт} = f(K_{п.общ}, K_{п.блок}), K_n = 0,9-0,95,$$

где $K_{п.вт}$ – коэффициент вторичной пористости; $K_{п.общ}$ – коэффициент общей пористости; $K_{п.блок}$ – коэффициент пористости блока; K_n – коэффициент нефтенасыщенности.

Вариант Б. В эффективную толщину включаются толщины карбонатных прослоев и общая толщина матрицы ($H_{эф.мат}$):

$$H_{эф} = H_{общ} = H_{эф.мат} + H_{карб-крем}$$

$$K_{п.вт} = f(K_{п.общ}, K_{п.блок}),$$

$$K_{п.матр} = K_{п.тр} = 0,1-0,5\%, K_n = 0,9-0,95,$$

где $K_{п.матр}$, $K_{п.тр}$ – коэффициенты пористости матрицы и трещин соответственно.

Вариант В. В эффективную толщину включаются толщины карбонатных трещинных прослоев и окаймляющая эти прослои часть матрицы:

$$H_{эф} = H_{карб-крем} + n * H_{матр}, K_{п}, K_n \text{ то же.}$$

Вариант Г. В эффективную толщину включаются толщины выделенных по ГИС порово-трещинных (пор.тр.), трещинно-кавернозных (кав.тр.) и трещинных коллекторов (тр.):

$$H_{эф} = H_{тр} + H_{кав.тр} + H_{пор.тр}$$

$$K_{п.ср} = (K_{п.карб-крем} * H_{карб-крем} + K_{п.тр} * H_{тр}) / H_{общ}$$

До последнего времени при оперативных оценках запасов отложений БС, в случае, если отложения испытаны и получен приток нефти, то параметры принимались следующим образом: эффективная нефтенасыщенная толщина принималась в границах высокоомной части свиты, коэффициент пористости как 1/3 от общей пористости,

в среднем равной 8%, нефтенасыщенность – 51–90% (в среднем 80%), коэффициент извлечения нефти (КИН) – 0,100–0,500 (среднее 0,164).

Кроме отсутствия достаточно обоснованных моделей коллекторов и способов определения эффективных толщин, при подсчете запасов углеводородов не учитывались типы флюидов в поровом пространстве и их степень связности с поверхностью твердой фазы. В БС микронепть образуется за счет собственного ОВ, являющегося одним из основных компонентов пород. Если в традиционных терригенных резервуарах ОВ представлено свободной подвижной нефтью, мигрировавшей из нефтематеринских отложений, то в БС присутствуют одновременно кероген; УВС, физически связанные с керогеном или минеральной матрицей, а также свободные УВС, образующие скопления подвижной и запечатанной нефти. Для БС чрезвычайно важно разделять кероген, часто обладающий высоким нефтегенерационным потенциалом, и УВС в поровом пространстве пород, различающиеся по степени подвижности и связности с твердой фазой.

В расчетах часто используются значения общей пористости после экстракции, что значительно завышает количество свободной нефти. Попытка как-то учесть сорбированные УВС путем использования коэффициента нефтеносности, равного 0,85, задачу не решала, так как доля сорбированных УВС в поровом пространстве значительно меняется и зависит от поверхностной активности твердой фазы. Кроме того, физически связанные УВС могут закупоривать свободные УВС [Белецкая, Баженова, Климова, 2010; Белецкая, 1990].

Решение этих задач видится в использовании геохимической информации о свойствах ОВ при оценке ресурсной базы и подсчете запасов углеводородов (УВ). Так, в работе М.В. Дахновой и С.В. Можеговой [Дахнова, Можегова, 2015] предлагается выделять нефтенасыщенные толщины и оценивать запасы нефти с учетом геохимических параметров, получаемых методом пиролиза Rock Eval. Нефтенасыщенные коллекторские прослои предлагается выделять по аномально повышенным значениям пиролитического параметра S_1 в общем тренде $S_1/C_{орг}$. При этом сорбированные УВ, содержащиеся в породах, учитываются путем введения в формулу эмпирических коэффициентов, но исключаются из расчета.

Недостатки предложенного способа видятся, прежде всего, в том, что в дополнение к геохими-

ческой информации авторы не используют данные о фильтрационно-емкостных свойствах пород. С другой стороны, объем сорбированных УВС не учитывается при оценке общего объема нефти, которую можно извлечь из пород БС при использовании специальных методов воздействия на пласт.

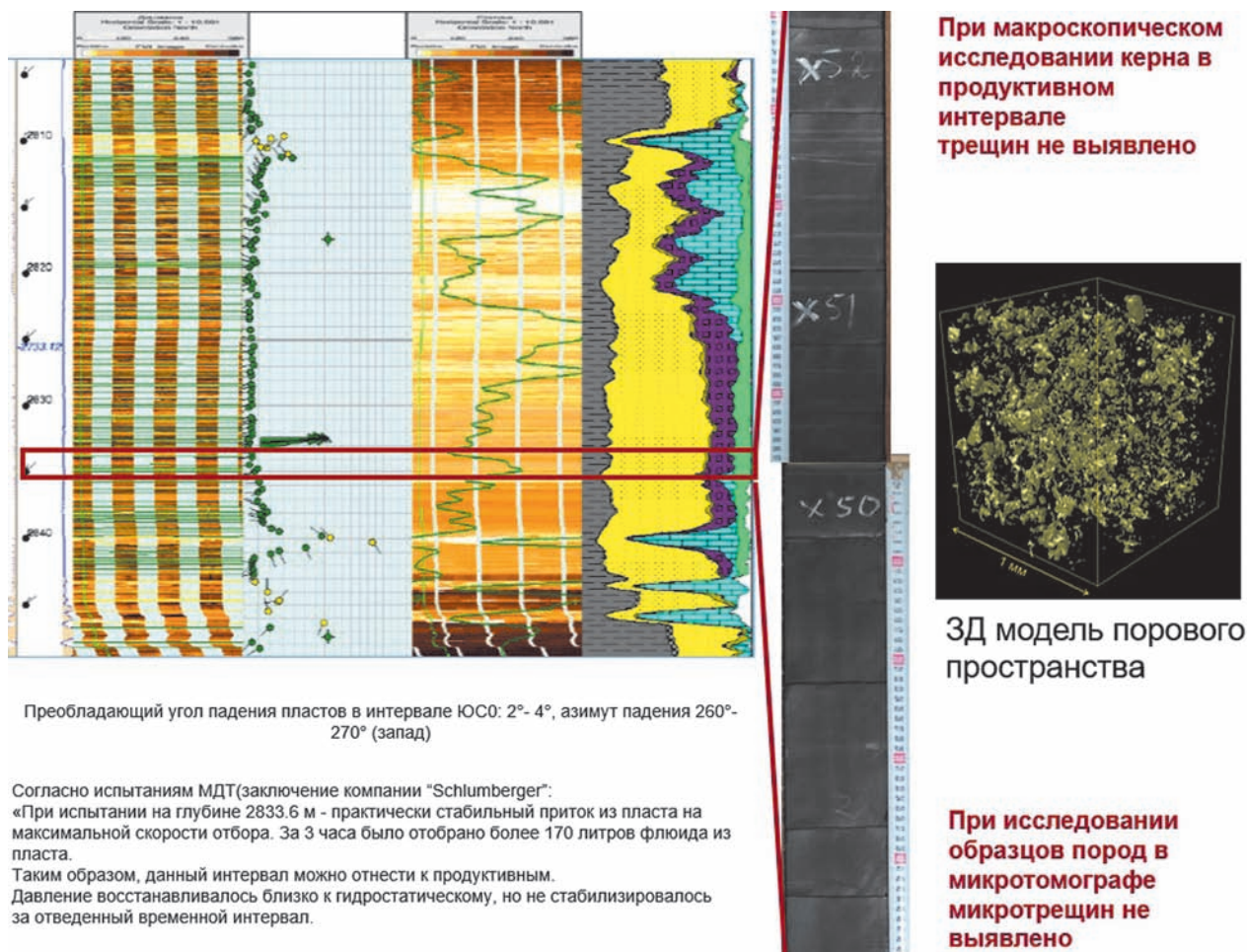
На современном этапе изучения обоснование объемов потенциально извлекаемых углеводородных соединений высокоуглеродистых отложений БС возможно только при комплексировании стандартных и специально разработанных литологических, петрофизических, геохимических исследований колонок керна, стандартных и специальных геофизических исследований скважин, позволяющих создавать флюидодинамическую модель порового пространства и оценивать остаточный нефтегенерационный потенциал.

Открытым остается вопрос и о целесообразности использования значений сопротивления пород для оценки трещинной емкости. «Проведенные в ряде скважин Салымской группы месторождений исследования электрическими микросканерами FMI, а также отборы проб нефтей приборами MDT показали, что естественная трещиноватость развита очень слабо, выделенные природные трещины, как правило, залечены в результате вторичного минералообразования, основные интервалы притока или положительного отбора проб не связаны с интервалами трещиноватости» (рис. 1.12) [Калмыков и др., 2015].

Определение трещинной емкости необходимо проводить для карбонатных пород кровли абалакской свиты и подошвы БС. Для этой задачи более корректно использовать данные акустического каротажа в режиме регистрации полной волновой картины.

Сложившаяся ситуация с оценкой ресурсной базы и подсчетом запасов УВ по пласту Ю₀ свидетельствует о чрезвычайной сложности строения БС, отсутствии научно обоснованных петрофизических моделей и устоявшихся методических подходов с общеизвестных научных позиций к обработке материалов керна и ГИС, разработке геологических критериев прогноза продуктивности БС [Калмыков и др., 2015].

Универсальным решением проблемы оценки количества извлекаемых УВ является анализ результатов опытно-промышленной эксплуатации [Петерсилье, 2015]. Однако для ее проведения необходимо оценить инвестиционную привлекатель-



▲ Рис. 1.12. Интерпретация результатов исследования скважины электрическими микросканерами FMI и отбор проб нефтей приборами МДТ в одной из продуктивных скважин. Фото керна и 3D визуализация порового пространства пород из продуктивного интервала

ность проведения бурения и добычи нефти из БС рассматриваемого участка, что, в свою очередь, требует оценки объемов нефти, которую можно добыть.

1.7. Способы разработки месторождений баженовской свиты

Нефтяные компании, разрабатывающие БС в течение многих лет, проводят работы по подбору методик оценки ресурсов и подсчета запасов УВ, обоснования параметров проектирования строительства скважин, гидротермовоздействия

на пласт, проведения ГРП и других геолого-технологических мероприятий (ГТМ). Однако полученные результаты большей частью остаются строго конфиденциальными. Между тем разработка запасов баженовской нефти в промышленных объемах будет затруднена без обобщения всего накопленного в Западной Сибири опыта по ее извлечению.

На настоящий момент КИН из пласта Ю₀ БС Салымского месторождения из запасов, подсчитанных на основании неочевидной методики, составляет порядка 7%.

Проблемы освоения ресурсов баженовской нефти компания ОАО «Сургутнефтегаз» связывает с отсутствием технологии образования искусственной трещиноватости (искусственного коллектора), отсутствием метода дистанционно-

го прогнозирования каверно-трещинных коллекторов, с низкой эффективностью технологий по восстановлению и повышению продуктивности скважин, с высоким риском при строительстве скважин в условиях АВПД и предрасположенности к обрушению стволов скважин.

В компании ОАО «Сургутнефтегаз» добыча нефти из пласта Ю₀ поисково-разведочных скважин ведется с 2000 г. Накопленная добыча на середину 2012 г. составила 1766,9 тыс. т. Бурение эксплуатационных скважин ведется с 2005 г., по 19 месторождениям составлены технологические схемы опытно-промышленной разработки (ОПР), по 10 месторождениям ОПР ведутся. За это время испытано 5 технологий вскрытия и освоения пласта, 20 технологий повышения и восстановления продуктивности скважин. Имея столь богатый опыт по отработке технологий по вовлечению в разработку нетрадиционных запасов, специалисты ОАО «Сургутнефтегаз» связывают перспективы освоения БС с созданием эффективной технологии разработки на режиме истощения как наиболее реализуемой в ближайшие годы (материалы доклада главного геолога, заместителя генерального директора ОАО «Сургутнефтегаз» В.Л. Чир-

кова на совещании при заместителе руководителя Федерального агентства по недропользованию О.С. Каспарове, 21 октября 2013 г.) (табл. 1.1).

На втором этапе планируется разработка на режиме истощения с образованием искусственной трещиноватости в пласте. В рамках этого этапа отработаны эффективные технологии вскрытия пласта на депрессии горизонтальными, в том числе многоствольными скважинами, а также наклонно-направленными скважинами с проведением специального ГРП. В отработке находятся технологии на основе ГРП, боковых стволов, теплового, волнового и ударного воздействия на пласт. На третьем этапе освоения запасов баженновской нефти планируется применение технологии образования искусственного коллектора на основе закачки водных растворов, проведения гибридного и многосекционного ГРП. Четвертый этап подразумевает создание технологии реализации нефтегенерационного потенциала пород после выработки запасов на режиме истощения – разработка пласта с применением гидротермовоздействия после проведения детальных лабораторных, теоретических и промысловых исследований.

Таблица 1.1

Перспективы освоения БС на территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз»
(материалы доклада Чиркова В.Л., 2010 г.)

Этапы освоения	Текущее состояние	Основные проблемы эффективного освоения
Разработка на режиме истощения	Составлены проектные документы на проведение ОПР на участках 18 месторождений	Качество безаварийного строительства скважин в условиях АВПД и предрасположенности пород к обволакиванию в стволах скважин; – дистанционного прогнозирования местонахождения каверно-трещинных коллекторов; – создание эффективного комплекса технологий нефтеизвлечения, адекватных геологическому строению свиты
Разработка на режиме истощения с образованием в пласте искусственной трещиноватости	Ведутся теоретические, лабораторные и промысловые исследования	Создание технологии регулируемого образования в пласте широкой сети трещиноватости
Доразработка пласта с применением гидротермовоздействия после проведения детальных лабораторных, теоретических и промысловых исследований	Составлен проектный документ на проведение опытно-промышленных работ на участке Ай-Пимского месторождения, начало реализации которого намечено на 2021 г.	Строительство скважин в термобароустойчивом исполнении; – создание технологии регулирования процесса внутрипластового горения в пласте высоконеоднородного строения

Компанией Роснефть приняты на рассмотрение следующие механизмы, благодаря которым возможна добыча нефти из БС (доклад нач. департамента разработки месторождений НК Роснефть И.С. Афанасьева на научно-практической конференции им. Н.Н. Лисовского Национального центра развития инновационных технологий и Национальной ассоциации недропользователей по теме: Инновационные технологии оценки, моделирования и разработки залежей нефти БС, 28 сентября 2010 г.) (см. табл. 1.2):

– Добыча нефти из емкостного пространства естественных трещин и матрицы (реализуется в настоящее время во всех ведущих нефтедобывающих компаниях Западной Сибири).

– Добыча при генерации жидких УВ из ОВ пластов-аналогов БС под влиянием теплового воздействия. Пилотные проекты реализуются российскими компаниями (термогаз) и международными компаниями (ТермоГРП). Международные компании концентрируются на простых методах нагрева пласта.

– Создание вторичной проницаемости пласта за счет массового гидроразрыва (масштабно применяется в США при разработке сланцевых запасов нефти и газа). Это направление является приоритетным для компании Роснефть.

Компания ОАО «Лукойл» разрабатывает залежи БС на территории Краснотуркменского свода на месторождениях Средне-Назымское и Галайнов-

Таблица 1.2

Направления работ и программа работ по баженовской свите НК Роснефть
(материалы доклада Афанасьева И.С., 2010 г.)

№ пп	Мероприятие	Цель
1	Бурение первых 5 вертикальных скважин с ГРП с расширенным комплексом исследований и отбором керна на Салымском месторождении	Получение данных о продуктивности БС, оценки эффективности ГРП, определение направлений трещиноватости
2	Завершение полевых работ по 3D сейсморазведки на ЛУ Роснефть на Салымском месторождении	Подготовка материалов для построения геологической модели баженовской свиты
3	Проведение исследований керна Салымского месторождения	Получение численных данных для построения геологической модели
4	Оборудование лаборатории по исследованиям керна БС	Получение численных данных для построения геологической модели
5	Углубление 6–8 перспективных скважин Правдинского, Приобского, Приразломного, Мало-Балыкского месторождений БС с расширенным комплексом ГИС, профилем притока и отбором керна	Получение данных о продуктивности БС, определение направлений трещиноватости
6	Проведение НИОКР по теме «потенциал и технологии генерации нефти из керогена БС с использованием тепловых методов»	Сбор результатов работ по генерации нефти из органического материала. Оценка потенциала технологии для БС
7	Подготовка принципиальной геологической модели БС для Салымского и Правдинского месторождений	Обобщение всех проведенных исследований на БС. Подготовка цифровой геологической модели
8	Подготовка пилотного проекта по бурению горизонтальных скважин с множественным ГРП (Технология разработки сланцевых запасов нефти и газа в США)	Подготовка проекта испытаний технологий разработки БС
9	Реализация пилотного проекта по бурению горизонтальных скважин с множественным ГРП	Испытание технологий разработки БС
10	Принятие решения о запуске разработки БС	Принятие решения о разработке БС
11	Подсчет запасов и проектный документ на разработку БС Салымского месторождения	В случае успеха пилотного проекта начало реализации по вводу в разработку БС

ское. Количество действующих скважин 24, накопленная добыча с начала разработки (2008 г.) составляла на 2013 г. 695 тыс. т. В настоящее время в ОАО «Лукойл» добыча нефти из пласта ЮК₀₋₁ баженовско-абалакского комплекса осуществляется наклонно-направленными скважинами с проведением ГРП и ОПЗ солянокислотными составами.

Среди ОПР по вовлечению в разработку запасов углеводородов на Средне-Назымском месторождении проводятся: специальные геофизические исследования скважин (ГИС), определение вектора максимального напряжения, определение длины горизонтального ствола и количества ГРП, проведение многозонных ГРП с сейсмомониторингом, анализ результатов, продолжаются рабо-

ты по ТГВ на Средне-Назымском месторождении, проведение многозонных ГРП на скв. 100Г (доклад нач. Управления ООО «Лукойл-Инжиниринг» Н.А. Веремко, нач. отдела ООО «Лукойл-Инжиниринг» Г.А. Усачева, зам. ген. директора ОАО «РИТЭК» В.Б. Карпова, заместителя ген. директора ОАО «РИТЭК» В.И. Кокорева на совещании при заместителе руководителя Федерального агентства по недропользованию О.С. Каспарове, 21 октября 2013 г.).

Представленные результаты по способам разработки залежей нефти в БС указывают на перспективность применения широкого спектра инновационных методов для эффективной добычи нефти из нетрадиционных резервуаров.

Глава 2

ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

В настоящее время из ряда скважин БС в результате испытаний получают существенные притоки нефти на многих месторождениях. В то же время из большей части скважин приток не удается получить или он составляет менее 1 т/сут (непромышленный приток). После проведения специальных воздействий на породы, вскрытые скважиной, таких как ГРП, введение органических растворителей и других химических реагентов, а иногда и теплового воздействия, притоки могут повышаться [Кокорев, 2009, 2010; Кокорев, Ахмадейшин, 2008; Кокорев, Чубанов и др., 2008]. При этом характер воздействия в каждом из этих случаев разный, различны принципы извлечения нефти. Так, в результате ГРП создаются каналы для извлечения неподвижной нефти, содержащейся в изолированных порах, введение органических растворителей приводит к десорбции УВС, связанных с керогеном или минеральной матрицей. Термогазовое воздействие, проведенное на нескольких скважинах, по мнению авторов экспериментов, привело к изменению свойств ОВ в породе [Кокорев, Чубанов и др., 2008; Кокорев, Дарищев и др., 2014; Боксерман и др., 2008; Алекперов и др., 2014; Щеколдин, 2014].

Такие предпосылки приводят к необходимости изучать БС как объект, комбинирующий свойства нефтегенерирующей толщи и нетрадиционного резервуара. Одна из задач настоящей работы состоит в том, чтобы описать сложную систему по-

рового пространства и охарактеризовать взаимоотношение УВС и воды в ней между собой и с твердой частью породы. Именно состояние флюидов в поровой системе пород определяет продуктивность пласта.

Авторами разработана флюидодинамическая модель БНГК, включающая:

- подвижную нефть сообщающихся пор, занимающую объем динамической пористости;
- неподвижную нефть, содержащуюся в закрытых порах и сообщающихся порах, запечатанных смолисто-асфальтеновыми компонентами;
- углеводородные соединения, сорбированные на поверхности пор;
- воду, сорбированную на поверхности глинистых минералов;
- воду капилляров с гидрофильной поверхностью.

2.1. Аналитические параметры, используемые при создании флюидодинамической модели

Исследование порового пространства пород и насыщающих его флюидов проводилось в продуктивных, низкодебитных и непродуктивных скважинах с выносом керна от 80 до 100% в не-

сколько этапов с использованием определенного набора методов. Так, первоочередной задачей было выделение в разрезе продуктивных интервалов, изучение слагающих их пород в лаборатории при минимальном механическом и химическом воздействии на образцы керна. Получить информацию о коллекторах в разрезе позволяют испытания скважин, анализ кривых восстановления давления, комплексные данные исследований керна и пластовых флюидов, промысловой геофизики, результаты эксплуатации залежи.

Основным этапом работ с керном было измерение пористости. После того как была определена пористость, на отдельных образцах изучалась структура пустотного пространства и оценивались взаимоотношения типов пустот в объеме породы и их роль в формировании фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).

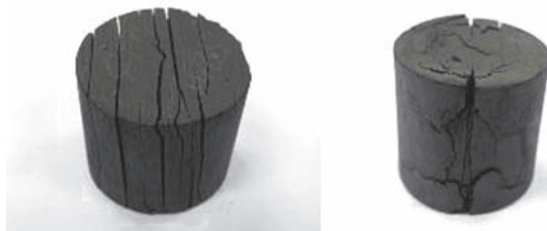
На заключительном этапе с использованием геохимических методов исследовались компоненты ОВ.

Описанный подход позволяет получить максимально полные характеристики различных свойств пород и установить их взаимосвязи не только в коллекторах промышленно продуктивных и низкодебитных скважин, но и в непродуктивных интервалах, а также в разрезах скважин, которые при использовании традиционных методов испытаний не дали притока нефти и/или газа.

2.2. Петрофизические исследования пород БС (написано совместно с Р.А. Хамидуллиным)

2.2.1. Фильтрационно-емкостные свойства пород БС

В составе пород БС присутствует большое количество органического вещества, растворимая часть которого входит в цемент, скрепляющий отдельные компоненты породы. Поэтому метод измерения пористости пород после экстракции спиртобензольной смесью или хлороформом согласно ГОСТ 26450.0-85 [ГОСТ 26450.0-85], который применяется при исследовании тради-



▲ **Рис. 2.1.** Фотографии образцов пород баженовской свиты после экстракции

ционных коллекторов, приводит не только к получению завышенных значений коэффициентов пористости и проницаемости пород, но часто и к разрушению образцов при проведении исследований. На рис. 2.1 показаны фотографии разрушенных образцов стандартных цилиндров размером 30×30 мм после экстракции хлороформом в аппарате Сокслета.

Для определения объема емкостного пространства пород БС на представительной коллекции керна (более 2 тыс. образцов) использовались газ азот и керосин. Расхождение между значениями коэффициентов пористости, определенных по азоту и керосину, обусловлено разными размерами молекул и тем, что керосин является нефтяным растворителем. Молекулы керосина не проникают в поры, размер которых менее 0,38 нм. Если в поровом пространстве с размерами пор более 0,38 нм присутствуют неподвижные УВС, то под воздействием керосина они переходят в подвижное состояние (растворяются) и выводятся из пород. В результате все поровое пространство, освобожденное от нефтяных молекул, не связанных с породой прочными связями, будет заполнено керосином.

Азот проникает только в открытые сообщающиеся поры, освобожденные от УВС при подъеме керна на поверхность и нахождении на поверхности.

Центрифугирование образцов пород высокоуглеродистой формации (ВУФ) (рис. 2.2) и сопоставление сигналов ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) на образцах керна и ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) в скважинах, вскрывших ВУФ (рис. 2.3, 2.4), показали, что на поверхности керна не содержится свободных флюидов в поровом пространстве. Аналогичные результаты в 2013 г. по центрифугированию были получены в ТННЦ ПАО «Роснефть», а по ЯМР исследованиям в ЗАО «Нефтеком».

Центрифугирование керна:
Свободный флюид уже удален

$$Q \propto \frac{k \cdot \Delta p}{\mu}$$



Длина = 2.0 дюйма
Площадь = 1.76 кв.дюйма
 $\Delta P = 1000$ psi
Максимальный поток = $(0.1)/(3 \cdot 24 \cdot 60) = 2.315 \text{E-5}$ мл/мин
(вращалось 3 дня)

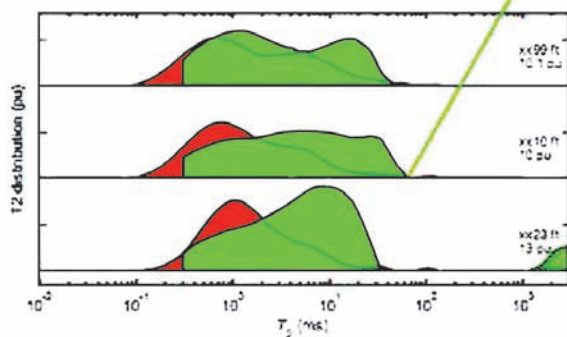
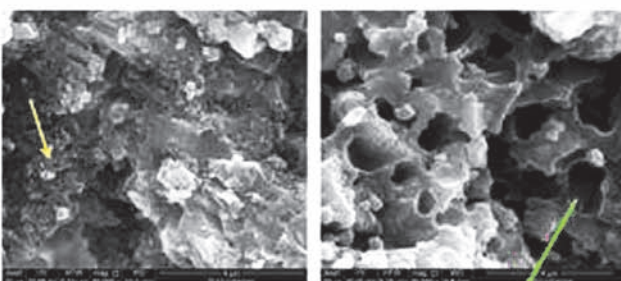
Не получено никакого
извлеченного флюида
после вращения образца
в течение трех дней при
градиенте давления
1000 psi

*Весь свободный флюид в
керне был уже утерян в
ходе подъема керна на
поверхность*

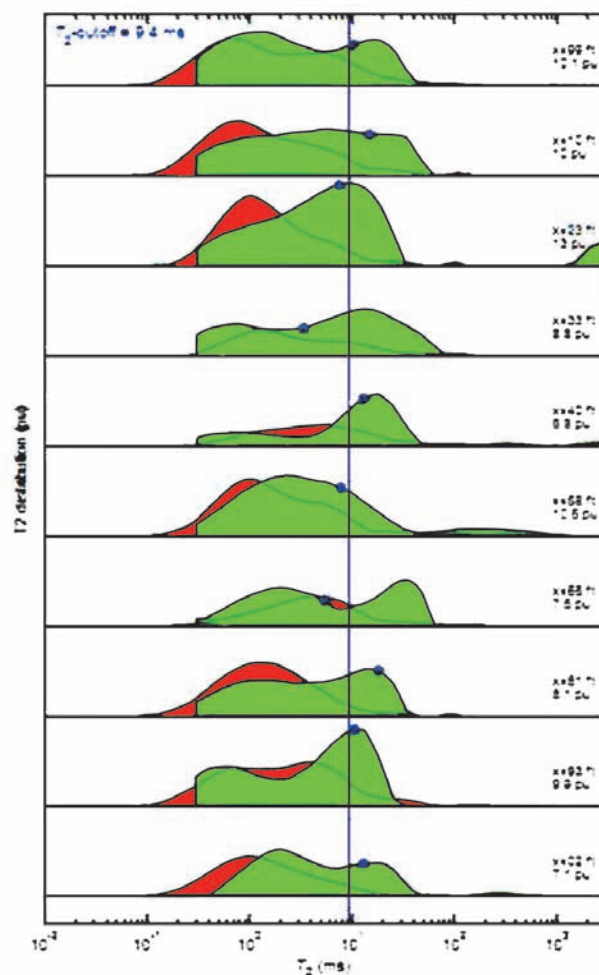
$$\text{Подвижность} < \frac{\text{Макс.поток} \cdot \text{Длина}}{\text{Площадь} \cdot \Delta P} = 2.5 \text{ нД} / \text{сП}$$

◀ Рис. 2.2. Схема центрифугирования цилиндра для извлечения подвижной нефти [SPE16554]

T2 гран. ~ 9.4 мс



SPE 164554

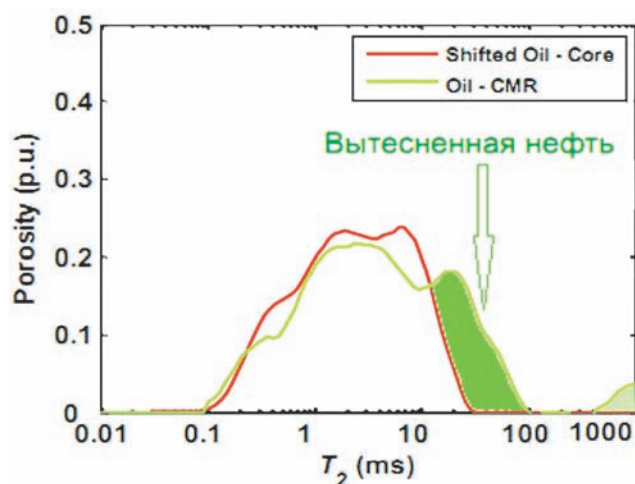


▲ Рис. 2.3. Сопоставление спектрограмм ЯМК–ЯМР согласно работе [SPE16554]

Таблица 2.1

**Сопоставление коэффициентов пористости
по данным ЯМР (скважина Приобского
месторождения)**

№ п/п	Глубина ув., м	Коэффициент пористости, %			
		Неэкстрагирован- ные		Экстрагирован- ные	
		сухие	насыщ.	сухие	насыщ.
1	3071,21	3,05	10,34	0,68	11,48
2	3076,00	2,29	7,87	1,02	10,11
3	3079,27	3,21	5,20	2,25	5,88

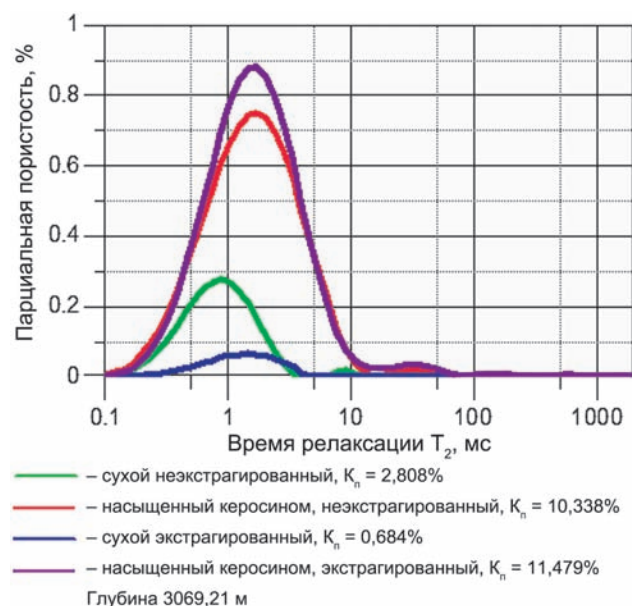


▲ **Рис. 2.4.** Сопоставление сигналов ядерного магнитного коротажа скважины и ЯМР образца [SPE16554]

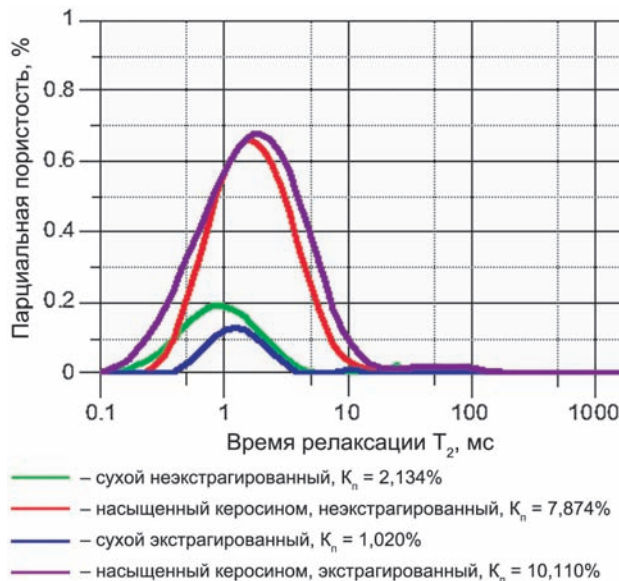
Сравнение результатов измерений ЯМК и ЯМР для одной из скважин Приобского месторождения было проведено совместно со специалистами Центра добычи углеводородов СколТех. Результаты измерений на ЯМР-релаксметре были любезно предоставлены Н.Н. Богданович из Центра добычи углеводородов СколТех. Кривые релаксации T_2 измерялись методом Карра–Парселла–Мейбум–Гилла. На каждом образце было проведено 4 измерения:

1. Измерение на неэкстрагированном ненасыщенном образце.
2. Измерение на неэкстрагированном насыщенном образце (под насыщением подразумевается донасыщение образца керосином).
3. Измерение на экстрагированном ненасыщенном образце.
4. Измерение на экстрагированном насыщенном образце.

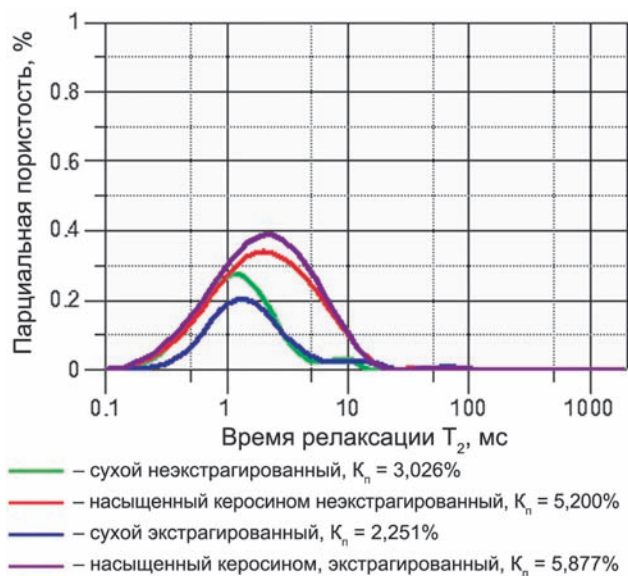
Результаты измерений представлены в табл. 2.1 и на рис. 2.5–2.7.



▲ **Рис. 2.5.** Сопоставление парциальных спектров для различных состояний образца с глубины (после увязки) 3071,21 м



▲ **Рис. 2.6.** Сопоставление парциальных спектров для различных состояний образца с глубины (после увязки) 3076 м



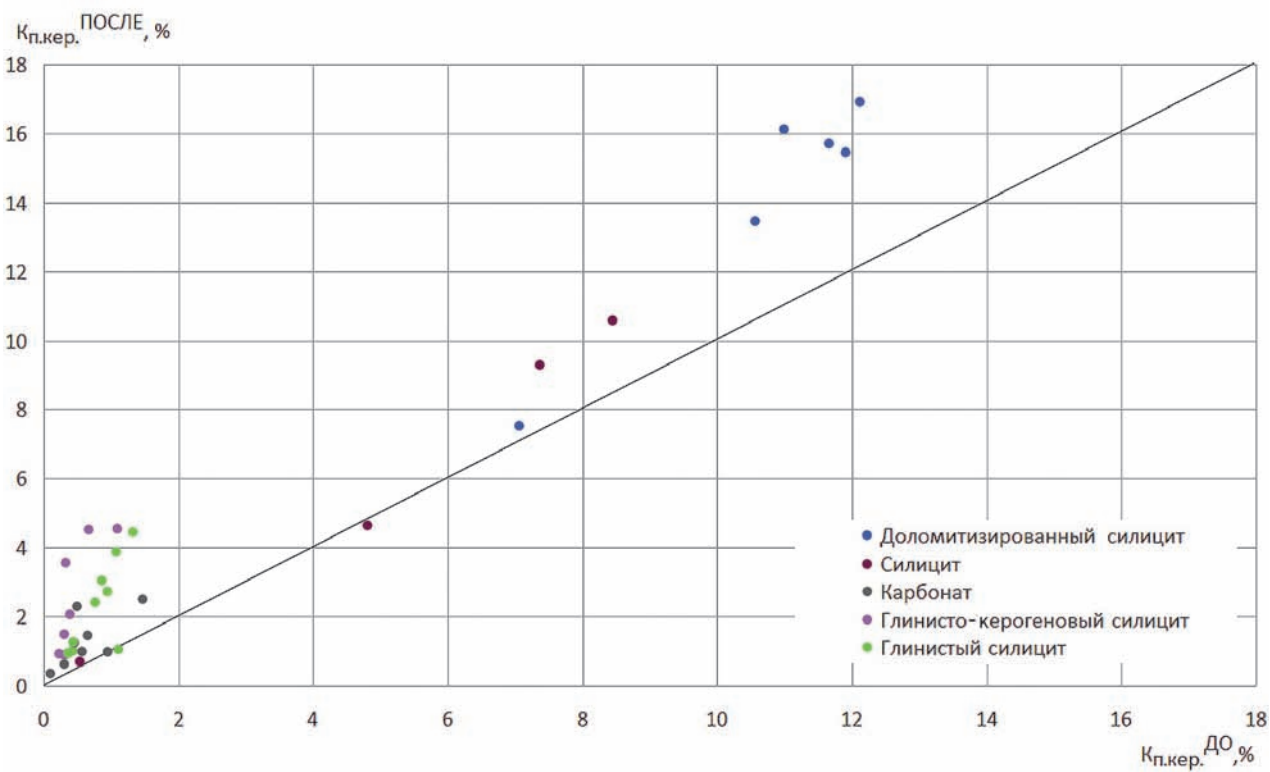
▲ **Рис. 2.7.** Сопоставление парциальных спектров для различных состояний образца с глубины (после увязки) 3079,27 м

Необходимо отметить, что высокие значения пористости для экстрагированных образцов, насыщенных керосином, относительно соответству-

ющих значений для неэкстрагированных образцов могут свидетельствовать о том, что часть УВ (количественно: разность между соответствующими значениями коэффициентов пористости) представлены тяжелыми нефтями и битумами, «невидимыми» для ЯМР-метода, но растворяющимися в процессе экстракции. Очень низкие значения коэффициентов пористости на сухих экстрагированных образцах объясняются тем фактором, что прецессия ядер водорода происходит в них в прочносорбированных флюидах, оставшихся в породе.

Анализ ЯМР спектров показывает, что сигнал от ядер водорода керосина, заполняющего поровое пространство, находится правее сигнала от сорбированного битума, заполняющего только часть открытого порового пространства. Сигнал ЯМР насыщенного образца хорошо согласуется с сигналом ЯМК в скважине.

Пустотное пространство, в которое проникает керосин или через которое может быть прокачан азот, в пласте было заполнено нефтью, но было освобождено от нее при подъеме колонки керна на поверхность. Поэтому часть пустотного пространства, занятого динамически подвижной



▲ **Рис. 2.8.** Сравнение значений пористости, измеренной по керосину до и после экстракции, для 5 литотипов

нефтью, предложено называть динамической пористостью ($K_{п.дин}$).

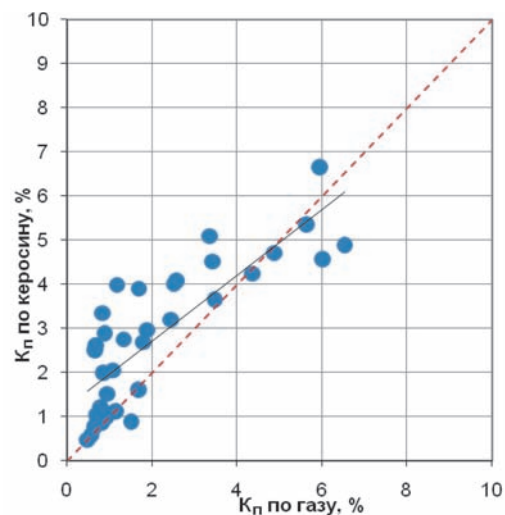
Общую пористость лучше измерять по азоту после экстракции в том случае, если образец не разваливается. Расхождение между коэффициентами пористости, определенными до и после экстракции, показывает объем порового пространства, который занимают сорбированные УВС и свободные УВС, закупоренные в порах тяжелыми смолисто-асфальтовыми компонентами. Этот объем порового пространства может быть освобожден от УВС только при разрушении связи УВС с твердой фазой.

На рис. 2.8 приведены результаты сравнения коэффициентов пористости, измеренных по керосину до и после экстракции, для 5 групп литологических типов. Анализ данных показал, что доломитизированным силицитам (радиоляритам) свойственна линейная зависимость между значениями этих параметров ($R^2 = 0,95$).

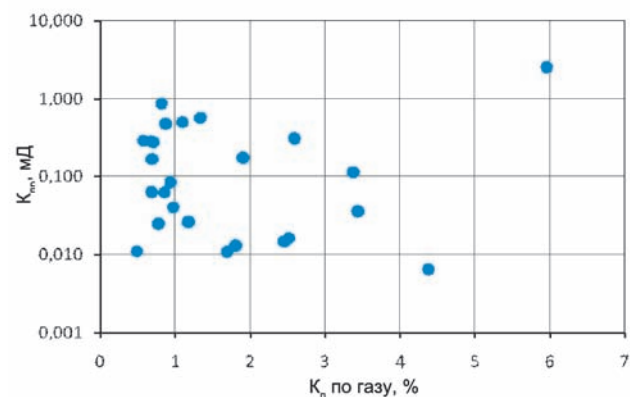
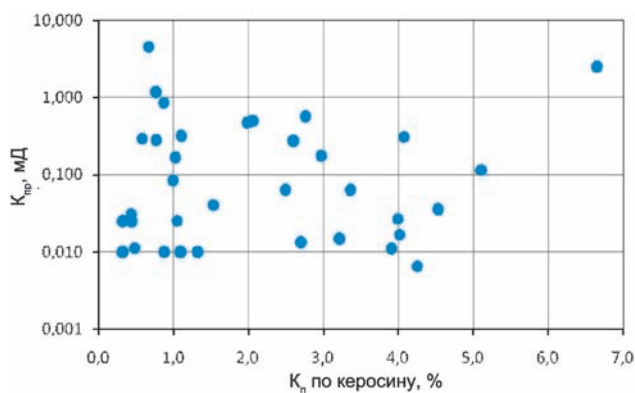
Значительно меньше связанных УВС присутствует в силицитах, что объясняется низкой сорбционной способностью кремнезема. Глинисто-корогеновые силициты и глинистые силициты обладают значительно большей сорбционной способностью. На рис. 2.8 глинисто-корогеновым силицитам соответствуют розовые точки. Они показывают, что породы обладают низкой динамической пористостью (до 1%), но содержат до 4% физически связанных УВС. Глинистые силициты также обладают низкой динамической пористостью, хотя и на 0,2÷0,4% большей, чем динамическая пористость глинисто-корогеновых силицитов. И глинистые силициты содержат примерно столько же физически связанных УВС, но их количество увеличивается с увеличением динамической пористости.

Становится очевидным, что анализ параметров ФЕС, структуры пустотного пространства, флюидов, его заполняющих, для каждой скважины необходимо проводить отдельно для каждого литологического типа. Результаты измерения параметров ФЕС для двух литотипов пород БС приведены на рис. 2.9–2.13.

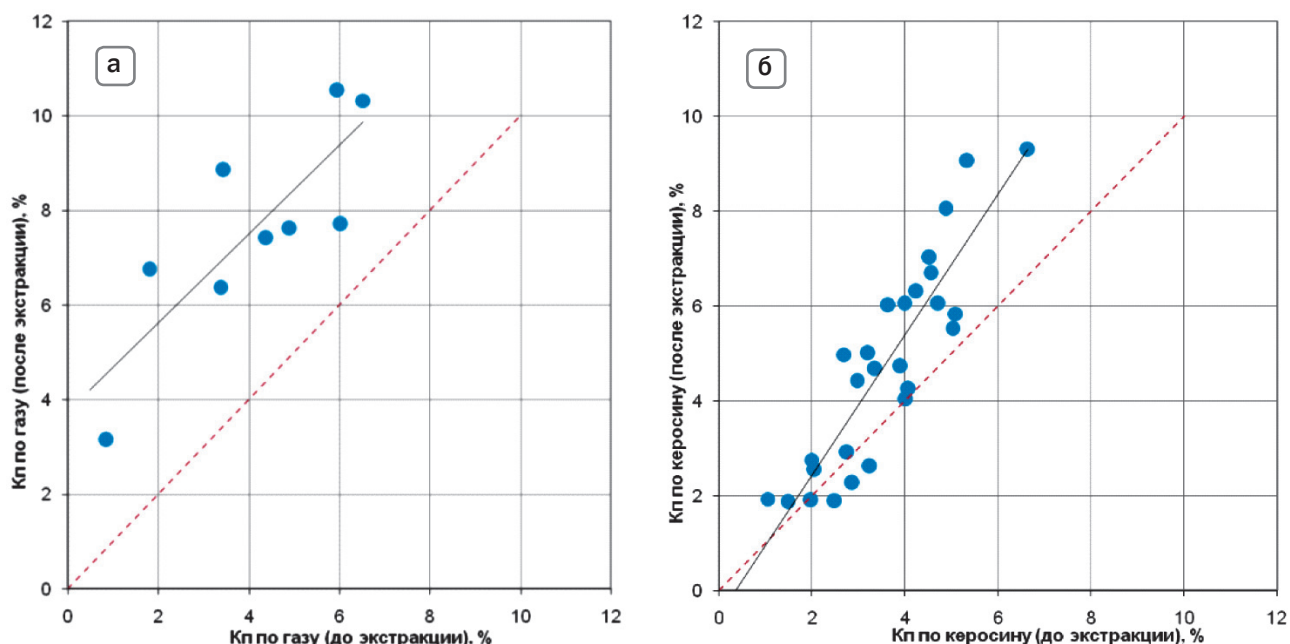
Сравнение различных методик определения объема порового пространства, заполненного подвижными УВ, в породах БС показывает, что наиболее корректно проводить определения коэффициента динамической пористости на не экстрагированных образцах по азоту.



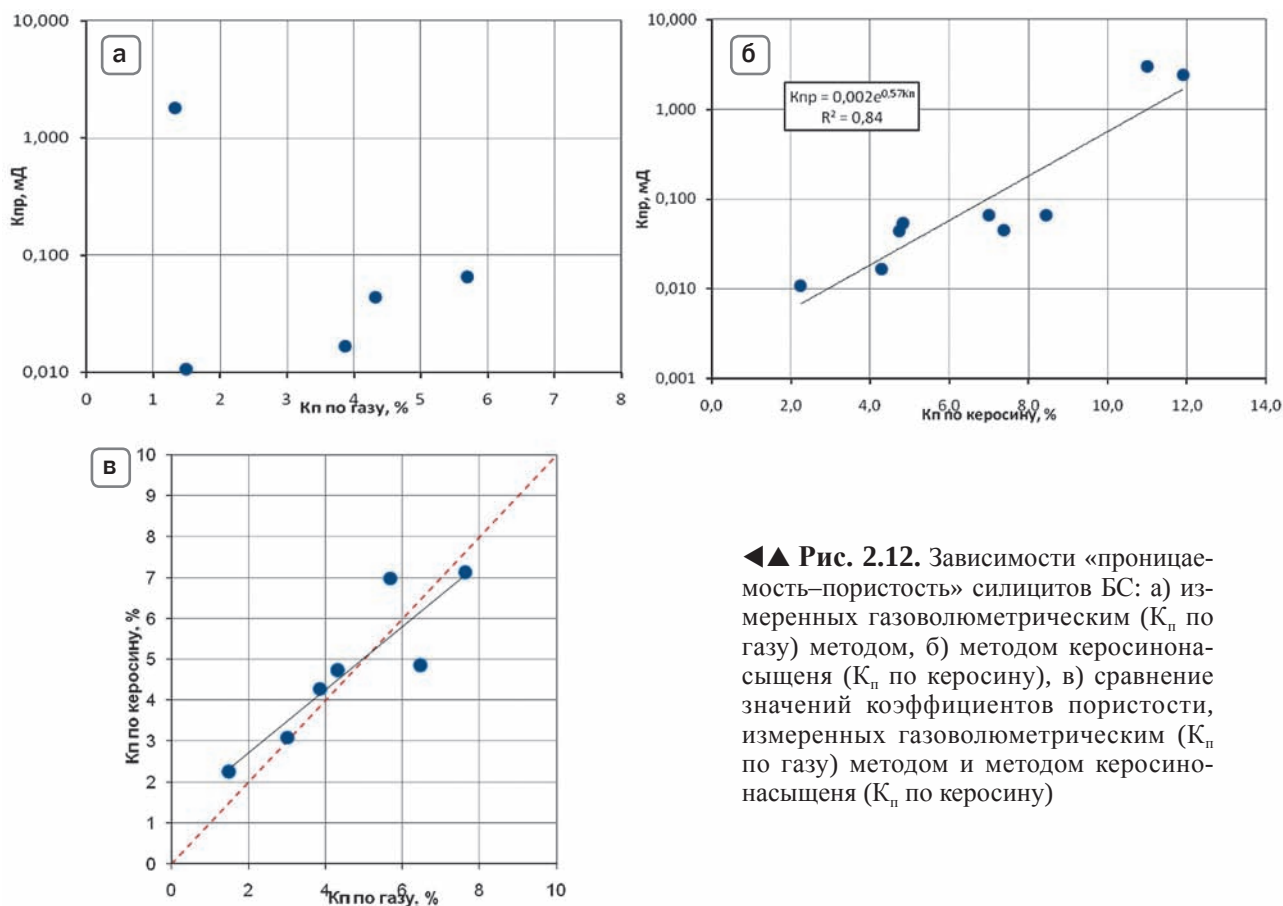
▲ Рис. 2.9. Сравнение значений коэффициентов пористости, измеренных газовольметрическим (K_n по газу) методом и методом керосинонасыщения (K_n по керосину), глинистых силицитов и карбонатно-глинистых силицитов БС



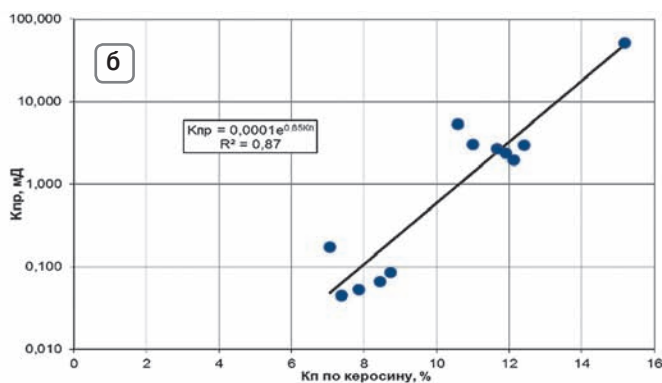
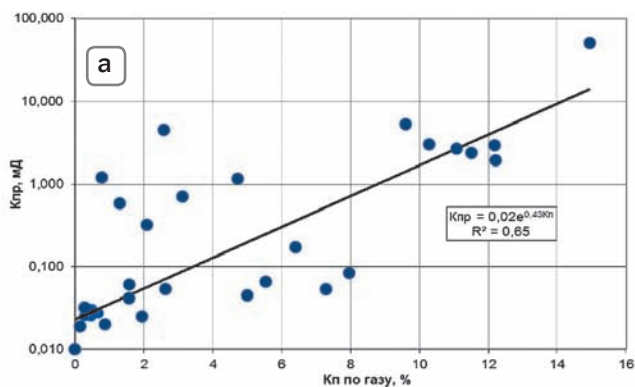
▲ Рис. 2.10. Кроссплоты «проницаемость–пористость» глинистых силицитов и карбонатно-глинистых силицитов БС: а) для K_n по керосину, б) для K_n по азоту



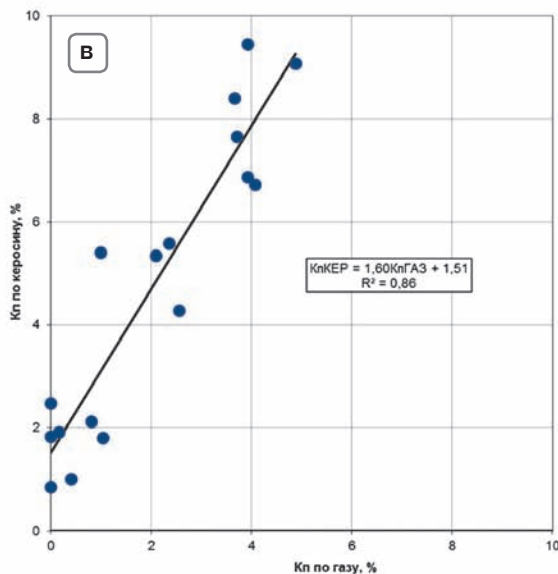
▲ **Рис. 2.11.** Сравнение значений коэффициентов пористости глинистых силицитов и карбонатно-глинистых силицитов БС, измеренных до и после экстракции а) газовольеметрическим (K_p по газу) методом, б) методом керосинонасыщения



◀▲ **Рис. 2.12.** Зависимости «проницаемость–пористость» силицитов БС: а) измеренных газовольеметрическим (K_p по газу) методом, б) методом керосинонасыщения (K_p по керосину), в) сравнение значений коэффициентов пористости, измеренных газовольеметрическим (K_p по газу) методом и методом керосинонасыщения (K_p по керосину)



▲► **Рис. 2.13.** Зависимости «проницаемость–пористость» карбонатизированных силицитов БС: а) измеренных газоволлюметрическим (K_p по газу) методом, б) методом керосинонасыщения (K_p по керосину), в) сравнение значений коэффициентов пористости, измеренных газоволлюметрическим (K_p по газу) методом и методом керосинонасыщения (K_p по керосину)



Значения динамической пористости, измеренные методом керосинонасыщения, в некоторых случаях превышают значения динамической пористости, измеренной газоволлюметрическим методом, что связано с растворением и вымыванием сорбированных углеводородов из порового пространства неэкстрагированных образцов.

Расхождение коэффициентов пористости доходит до 5,5%. Причем с увеличением K_p увеличивается и разность между пористостью по керосину и пористостью по азоту. Такое расхождение объясняется растворением сорбированных углеводородов в керосине. Динамическая пористость по азоту будет показывать объем пор, освободившихся при подъеме керна на поверхность, т.е. объем пор, занятых подвижной нефтью.

Объемом динамического порового пространства менее 2%, с размером пор порядка 10 нм ÷ 1 мкм, заполненных нефтью, абсолютной газопроницаемостью до 0,1 мД обладают практически все породы БС. Эта нефть не может поступать в

скважину при разработке, так как проницаемость этих пород при перепаде давления в 20 атм составляет менее 1 мкД. При проведении ГРП нефть из низкопроницаемых пород будет двигаться в сторону скважины по искусственно созданным каналам.

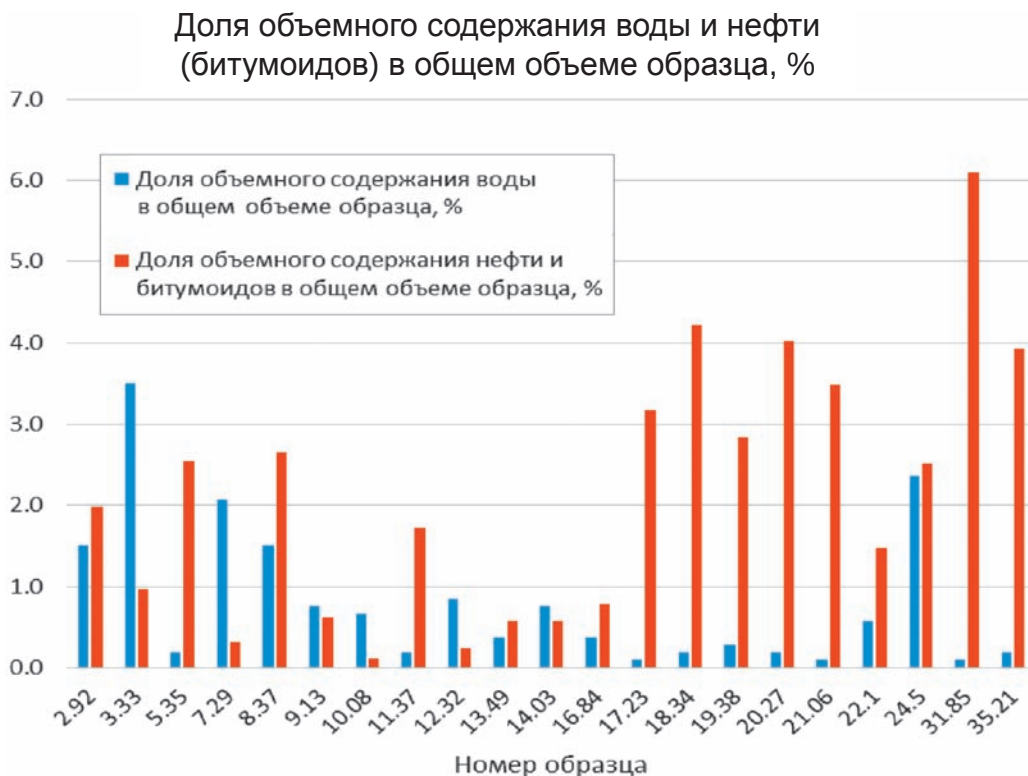
В разрезе БС выделяются породы с относительно повышенными ФЕС. Значения динамической пористости достигают 15%, значения абсолютной газопроницаемости – 50 мД. Из таких пород могут быть получены притоки нефти без дополнительных ГТМ.

2.2.2. Результаты измерений остаточной водонасыщенности и нефтенасыщенности пород БС в аппарате Закса

Для выяснения количества воды в породах БС были проведены исследования водо- и нефтена-

сыщенности стандартных образцов с использованием аппарата Закса. В результате исследований были получены значения объема воды и нефти, содержащихся в образце (см. рис. 2.14, 2.15). Нормированные на объем образца значения водосодержания лежат в диапазоне от 0,1 до 3,5%, нефтесодержание – от 0,1 до 6,1%. Зависимость водосодержания от массовой доли глин в образ-

це демонстрирует возрастающий характер (см. рис. 2.16). Причем до 40% глинистости содержание воды практически не изменяется и составляет около 0,3%. Начиная с 40% наблюдается резкий рост, а, например, при 50% глинистости содержание воды уже в 8 раз превышает уровень, соответствующий глинистости меньше 40%.



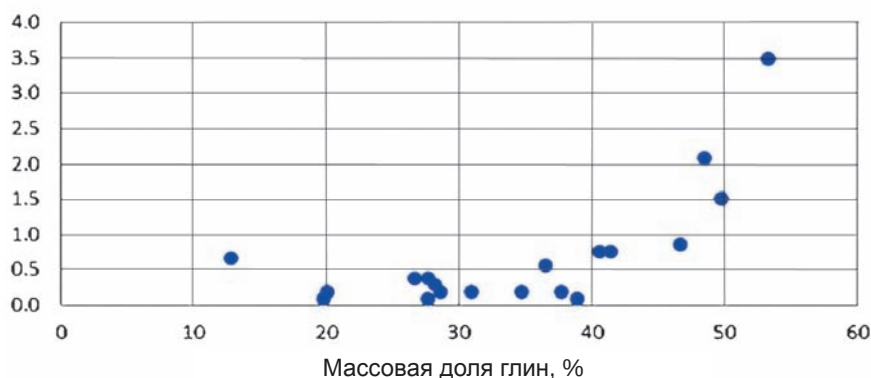
▲ Рис. 2.14. Результаты определения водо- и нефтесодержания



▲ Рис. 2.15. Результаты определения водосодержания

Доля объемного содержания воды в общем объеме образца, %

► **Рис. 2.16.** Зависимость водосодержания от массового содержания глинистых минералов в образце



2.3. Геохимические исследования пород БС (написано совместно с Е.В. Козловой)

Нефтематеринские свойства БС определяются следующими параметрами: высоким содержанием ОВ (концентрация ТОС, по нашим исследованиям, доходит до 27%); стадией катагенеза МК1-МК3 («нефтяное окно») на большей территории, изученной авторами; присутствием в отложениях большого количества сингенетичных и паравтохтонных битумоидов; наличием АВПД, достигающих величин $1,8 \div 2,2$, препятствующих проникновению миграционных углеводородов из подстилающих отложений; получением в лабораторных условиях из пород БС «синтетической» нефти и большим количеством нефтепроявлений из отложений БС практически во всех областях Западной Сибири и др. Н.В. Лопатин утверждает, что «баженовская свита является удобным объектом для методических исследований возможностей пиролиза керогена при разработке моделей нормальных полей нефтегенерационного потенциала толщи, выдержанной в литофациальном отношении, а также вопросов первичной миграции нефти и прогноза нефтеносности в глинистом материнском разрезе» [Лопатин, Емец, 1987]. При этом одни и те же породы при определенных условиях могут выполнять одновременно функции нефтематеринских пород и коллектора. Причем в процессе катагенетического развития одна и та же порода может менять свои функции. Напри-

мер, нефтематеринская порода на стадии ПКЗ не обладает значимой динамической пористостью и может быть отнесена только к технически стимулируемым коллекторам, тогда как на стадии МКЗ в ней развивается пористость в керогене, и она становится полноценным коллектором, который будет отдавать нефть в скважину, а при переходе на стадию МК5 эта порода перестает генерировать нефть и переходит в коллектор, который при наличии вышележащего флюидоупора содержит в себе подвижную нефть.

Г.М. Парпарова, С.Г. Неручев и ряд других авторов относят ОВ пород БС к сапропелевому типу. В своей работе [Парпарова, Неручев и др., 1984] они указывают, что источником ОВ был фитопланктон, частично фитобентос. По мацеральному составу вещество характеризуется как колло-альгеновое (60–95%) [Казаринов, 1983; Филина и др., 1984; Лопатин, Емец, 1987; и др.]. Кероген в петрографических шлифах описывается в виде примазок на поверхности минеральных компонентов, микролинзовидных прослоев, заполняет микротрещины, стилолитовые швы, пространство вокруг скелетов радиолярий [Козлова и др., 2015].

Породы БС содержат значительное количество паравтохтонных битумоидов. Исследования влияния органических растворителей на породу под люминесцентной лампой показывают, что капля хлороформа, воздействуя на образец керна, образует ярко-голубоватый круг, который увеличивается в размере по мере проникновения хлороформа в матрицу породы. При этом яркость свечения увеличивается (время свечения голубоватым цветом измеряется одной-двумя минутами), затем

голубоватый окрас сменяется желтовато-оранжевыми и коричневыми тонами. Изменение цветов люминесценции связано с десорбцией сначала легких (голубоватые тона), а затем смолисто-асфальтовых (желтовато-оранжевые и коричневые тона) компонентов битумоидов. Под люминесцентным микроскопом при исследовании аншлифов (исследования проводились Н.В. Прониной) общая масса керогена окружена слабо светящимися сингенетичными битумоидами (рис. 2.17). В трещинах и порах свечение более интенсивное. При нанесении на поверхность капли органического растворителя также заметна вспышка желтовато-белого цвета (рис. 2.18, в, г). Растворимой части в ОВ пород настолько много, что массовый люминесцентно-битуминологический анализ не позволяет разделять различные породы. Все образцы порошков породы, залитых хлороформом, характеризуются высокими баллами (более 12). При этом колонки керн практически никогда не светятся в ультрафиолетовом свете (кроме высокопористых разностей пород) из-за низкой пористости пород и распределения битумов тонким слоем по поверхности пор.

Основные нефтегазогенерирующие свойства ОВ, такие как его количество, генерационный потенциал, качество (тип керогена) и степень зрелости, оцениваются пиролитическим методом Rock-Eval. Методика пиролиза на аппаратуре Rock-Eval, плотно вошедшей в нефтяную геологию с 80-х годов прошлого столетия, подробно описана во многих работах, в т.ч. и посвященных исследованиям БС [Espitalie, 1984; Тиссо, Вельте, 1981; Гончаров, Харин, 1982; Меленевский, 1985; Лопатин, Емец, 1987; Ларская и др., 1993; Муравьев и Сидорович, 1999; Дахнова, 2007; Мальчихина, 2005; Самойленко, 2011; и др.].

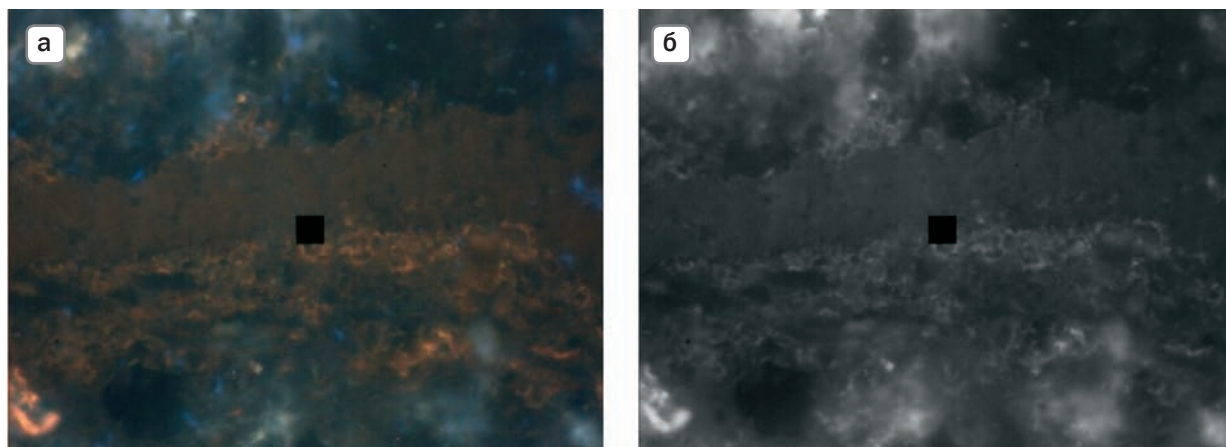
В ходе пиролиза раздробленная порода помещается в камеру при температуре 300 °С, выдерживается определенное время, а затем нагревается до 650 °С в потоке инертного газа. Прибор фиксирует выделение органических соединений в трех пиках. Затем в печи окисления происходит программированный нагрев от 300 до 850 °С в атмосфере кислорода.

Несмотря на широкое применение методики и четкие «характеристики основных параметров рассеянного органического вещества (РОВ) (количество, качество и термическая зрелость), для «нетрадиционных» нефтематеринских пород при

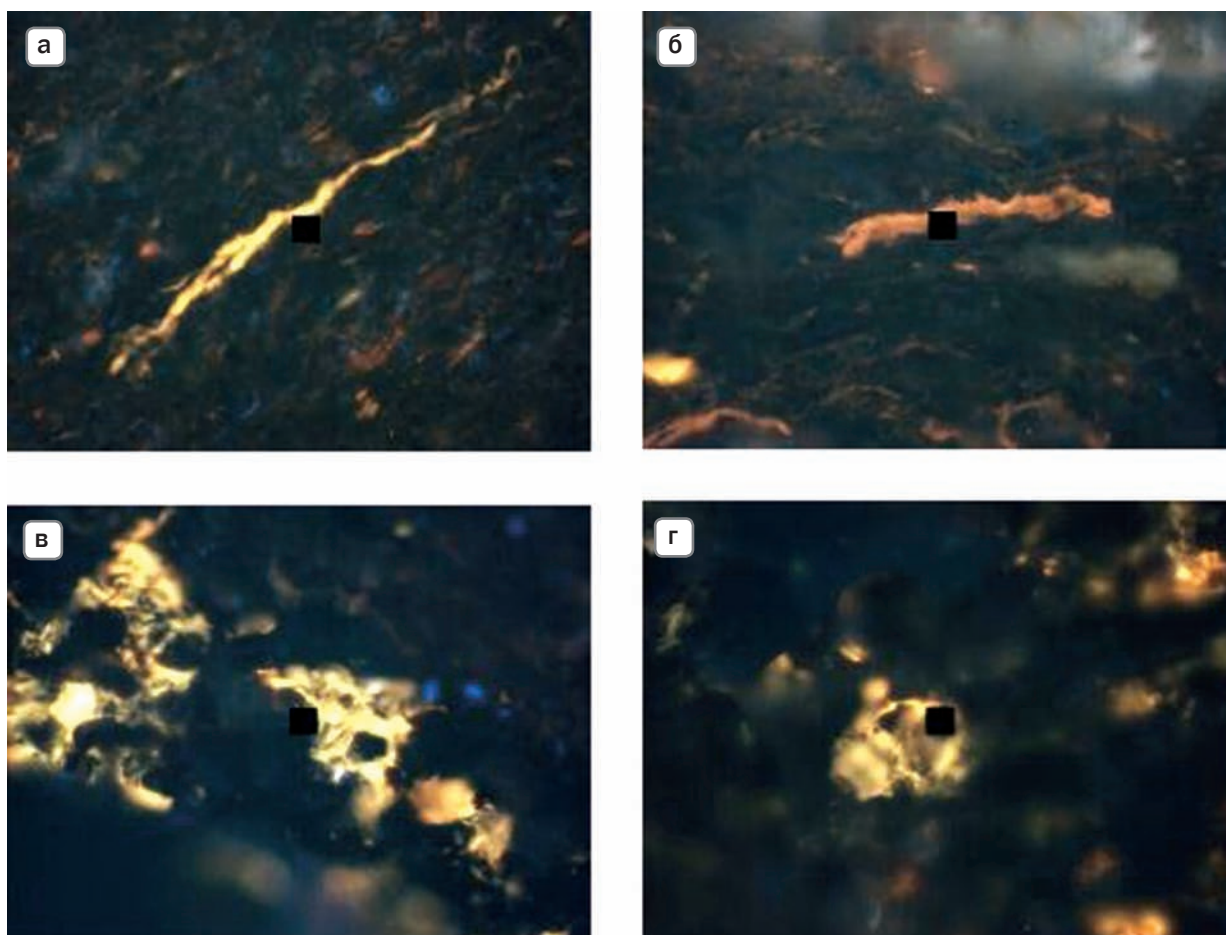
определении классических пиролитических параметров требуются определенные допущения. Весьма ярким примером является майкопская свита, глинистые минералы (ассоциация смектита и иллита) которой обладают столь значительной сорбционной активностью, что способны удерживать до 50% ОВ, захороненного в породе [Espitalie et al., 1980; Сен-Жермес, 2000; Козлова, 2003], из-за чего пиролитический параметр S2 занижается, и в породе ошибочно диагностируется кероген III типа. Такая способность сорбировать УВ называется эффектом минеральной матрицы. При этом, чтобы произвести пересчет, недостаточно просто ввести коэффициент по анализам нескольких образцов чистого, выделенного кислотами, керогена, а необходимо учитывать ряд условий (состав глинистых минералов, степень катагенетической преобразованности и др.)» [Козлова и др., 2015]. В породах БС аномальными адсорбционными свойствами обладает кероген, который сорбирует на своей поверхности молекулы УВ. Этот эффект описан в литературе [Баталин, Вафина, 2013; Behar et al., 2001] и подтвержден опытным путем.

2.3.1. Определение количества органического углерода

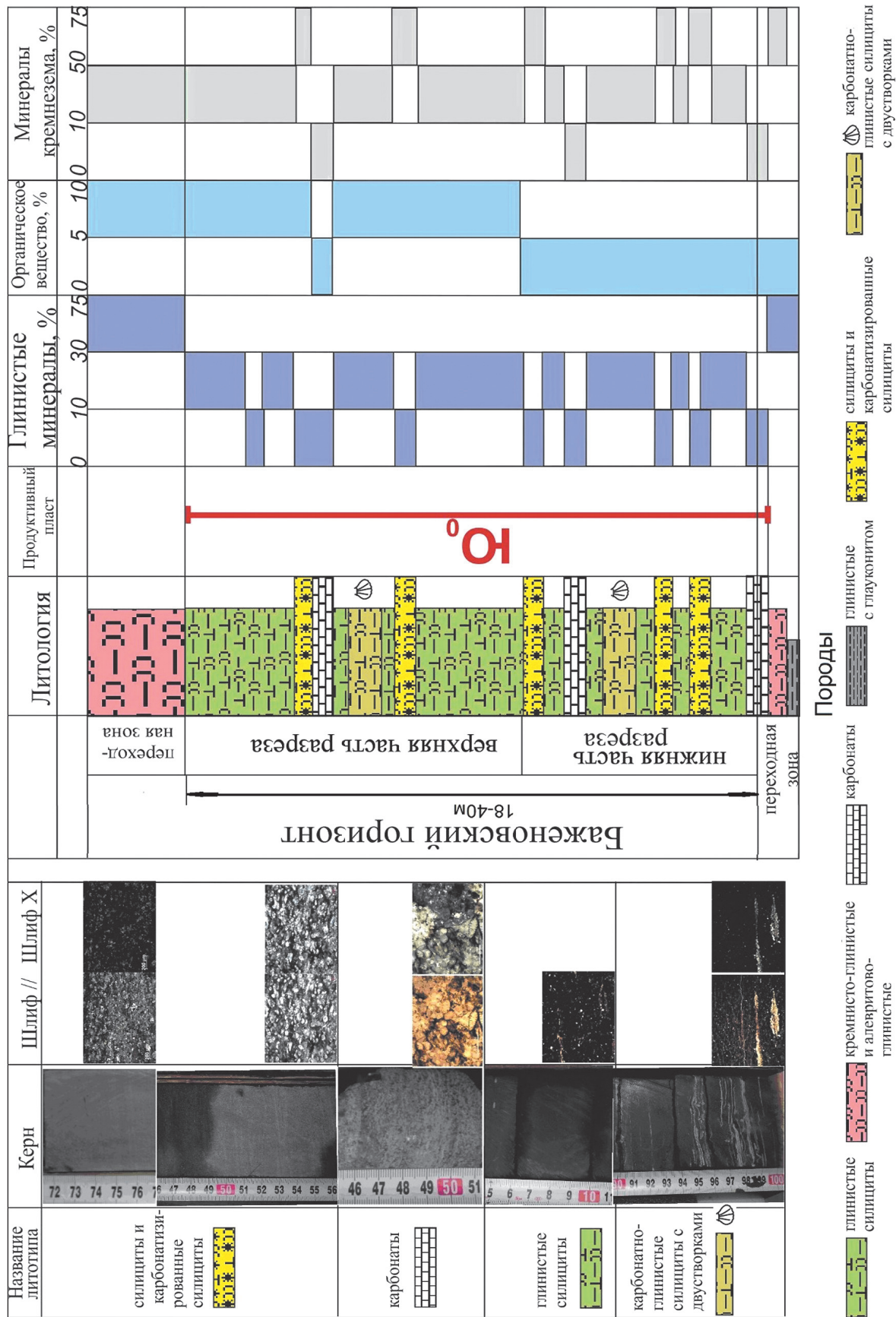
Одной из основных характеристик нефтематеринской свиты является количество органического углерода. Этот параметр определяется путем измерения содержания углерода в обескарбонированной породе (C_{org}) или получается при пиролитических исследованиях (ТОС-total organic carbon – общее содержание органического углерода). Более корректно проводить измерения C_{org} , но этот процесс занимает очень много времени и требует работы с кислотами. Поэтому предпочтение отдается пиролитическому определению ТОС. ТОС для пород БС варьирует в очень широких пределах: от единиц массовых процентов (долей единиц в карбонатных прослоях) до 13–15% (максимум – 27%, зафиксированный нами в отложениях БС Пальяновского прогиба). По разрезу значения ТОС распределены по определенной закономерности (см. рис. 2.19): в нижней части разреза БС содержание ТОС достигает 10%, в верхней части разреза БС породы наиболее обогащены ОВ, что связано с преобладанием в этой части разреза прослоев керогено-глинисто-кремнистых пород. Самые низ-



▲ **Рис. 2.17.** Микрофотография ОВ БС под люминесцентным микроскопом – темно-бурый микрослоек керогена окружен люминесцирующим сингенетичным битумоидом (размер метки в центре кадра 5х5 мкм, а – в УФ свете, б – в проходящем свете) (выполнено Н.В. Прониной)



▲ **Рис. 2.18.** Микрофотография ОВ баженовской свиты под люминесцентным микроскопом. Ярко-желтым (а) и оранжевым (б) цветом люминесцирует миграционный битумоид, заполняющий микротрещины, в), г) поры, микро нефть в которых люминесцирует желтовато-белым цветом под воздействием органического растворителя. Размер метки в центре кадра 5х5 мкм (выполнено Н.В. Прониной)



▲ Рис. 2.19. Группы литотипов пород и обобщенная схема строения разрезов баженовского горизонта

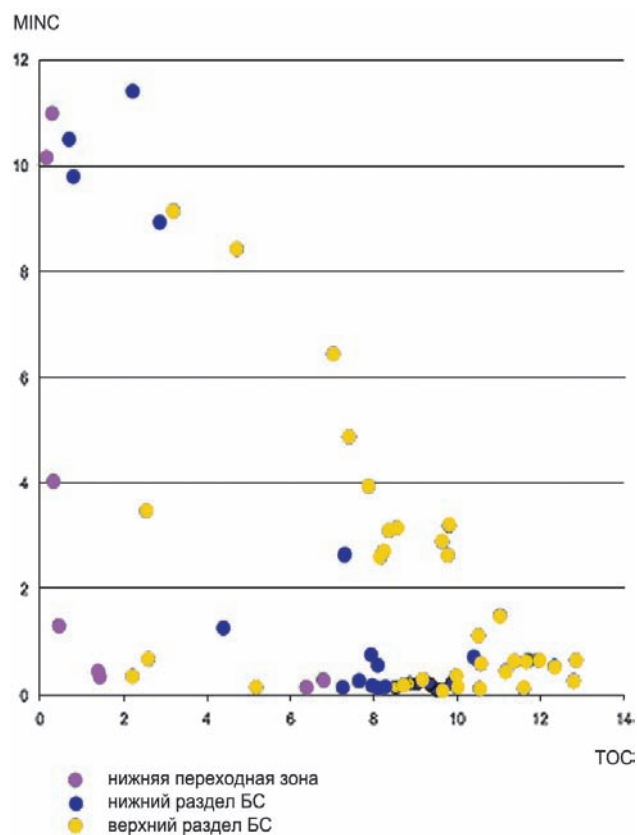
кие концентрации $C_{\text{орг}}$ присущи карбонатным прослоям. В табл. 2.2 показано среднее содержание $C_{\text{орг}}$ в различных типах пород скважин Салымской группы месторождений.

Таблица 2.2

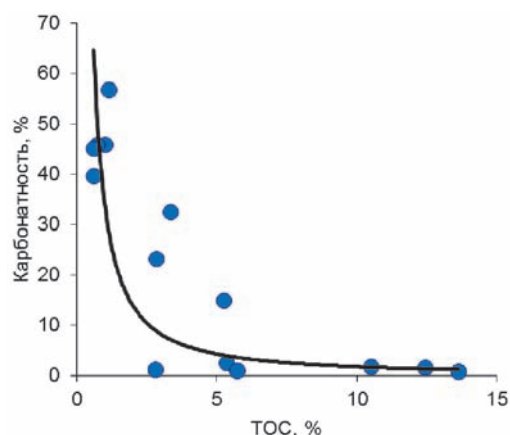
Количество органического углерода ($C_{\text{орг}}$) в различных группах литотипов четырех месторождений Большого Салыма

Положение в разрезе	Группа литотипов	Площадь	$C_{\text{орг}}$, %
Нижний раздел БС	Чередование керогено-глинистых силицитов, силицитов, глинистых силицитов	А	7,56
		В	6,65
		Г	7,00
		Е	8,25
		Ж	6,05
		Б	7,61
	Силицит (радиолярит)	А	7,96
		В	7,41
		Г	7,98
		Б	8,20
		Д	7,50
	Керогено-глинистые силициты нижнего раздела	А	10,82
		В	10,41
		Г	11,70
		Е	10,73
		Б	9,93
	Карбонатизированные силициты	А	6,45
		В	2,12
		Е	7,48
		Ж	3,86
Верхний раздел БС	Керогено-глинистые силициты верхнего раздела	А	12,61
		В	13,53
		Е	13,61
		Ж	12,48
		Б	11,15
	Карбонаты	В	2,54
		Г	3,42
		Ж	1,63
		Б	1,66
	Карбонатно-глинистые силициты	А	7,59
		В	8,31
		Б	7,26

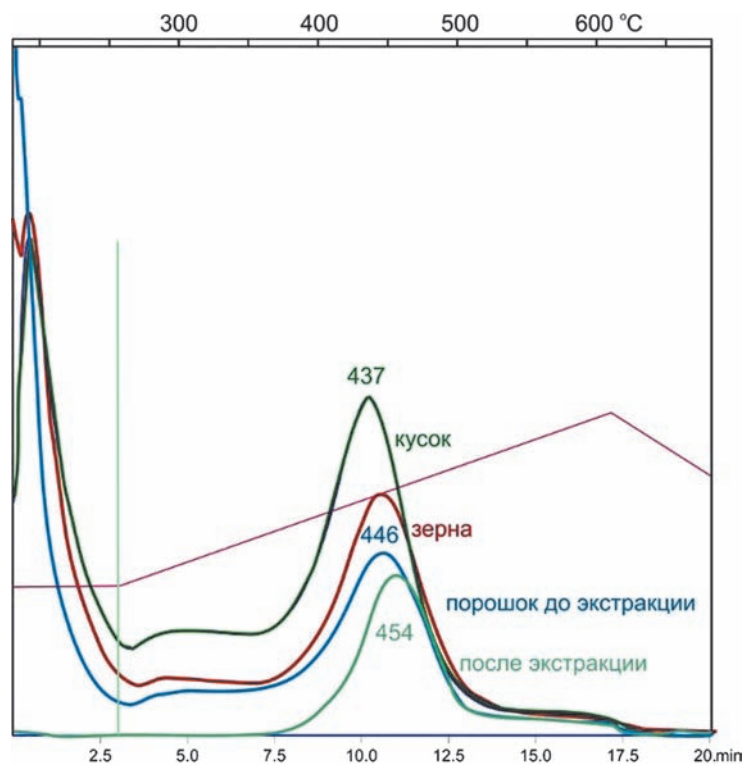
В породах БС наблюдается обратная зависимость между количеством ТОС и минерального углерода (рис. 2.20, 2.21). Средние значения $C_{\text{орг}}$ (табл. 2.2) очень наглядно демонстрируют очень близкие (но именно средние!) содержания органического углерода в силицитах, глинистых силицитах и карбонатно-глинистых силицитах как верхнего, так и нижнего разделов БС, что свидетельствует об очень тонком переслаивании и чередовании различных литологических типов в выделенных прослоях. Таким образом, мы можем говорить о содержании $C_{\text{орг}}$ в породах БС Салымской группы месторождений, равном 7–8%. Вторичная карбонатность (как кальцитизация, так и доломитизация) уменьшает массовый процент органического углерода, но измерение его после обескарбонирования выводит цифры на прежний уровень (по данным Конторовича и др.). Специфический кремнистый тип пород характеризуется незначительным содержанием $C_{\text{орг}}$. Обычно со-



▲ Рис. 2.20. Обратная зависимость между пиролизными параметрами ТОС/MINC (органический и минеральный углерод) для пород нижней переходной зоны, верхней и нижней части разрезов БС на примере одной из скважин



▲ **Рис. 2.21.** Обратная зависимость между карбонатностью и пиролитическим параметром ТОС для пород БС



► **Рис. 2.22.** Изменение параметра $T_{\max}$ при проведении пиролиза в куске, зернах и порошке до и после экстракции

держание ТОС в радиоляритах составляет 3–5%, но на некоторых площадях ТОС фиксируется на уровне 7,4–8,2%. Высокими содержаниями ТОС > 10% характеризуются кероген-глинистые силициты, причем эти породы нижней части БС содержат до 11,7% $C_{\text{орг}}$, а в верхней части БС характеризуются максимальными значениями до 13,6%. По литературным источникам, максимальные значения $C_{\text{орг}}$ (также для верхнего раздела БС) достигают 19,85% – Вачимская площадь, скв. 37, глубина 2632 м [Лопатин и Емец, 1987]; 22,38% – Чупальская площадь, глубина 2947,82 м (по данным Конторовича и др.); 23% – Двуреченская площадь, скв. 15, глубина 2664,5 [Самойленко, 2011]; 27% – Верхний раздел БС Пальяновского прогиба.

2.3.2. Влияние закрытой пористости на пиролитические параметры S_1 и S_2

В результате пиролитических исследований для каждой породы определяются параметры S_1 и S_2 , которые показывают количество выделившихся УВС при температуре 300 °C и в интерва-

ле температур 300–650 °C соответственно. Стандартная методика пиролитических исследований предлагает проводить измерения на порошках породы, измельченной до 76 мкм (200 меш). При этом в пике S_1 выделяются все УВ, как те, которые находятся в открытых порах, так и УВС, образующие свободную нефть в закрытом поровом пространстве.

Авторы поставили задачу оценить соотношение открытых пор, с одной стороны, и закрытых и запечатанных пор – с другой. Для этого был проведен пиролиз на пробах различной степени измельчения. Из одного и того же образца отбирались три пробы равной навески: цельный кусок (далее – кусок), кусок, раздробленный до 1 мм (зерна), и порошок, подготовленный по стандартной методике. Для корректного измерения $T_{\max}$ было проведено дополнительное исследование на порошке после экстракции.

На пирограммах (рис. 2.22) видно уменьшение пика S_2 от куска к порошку и изменение параметра температурного максимума пиролиза $T_{\max}$ для проб из одного и того же образца от 437 °C в куске, 444 °C на дробленном образце и до 446 °C в порошке исходной породы и 454 °C в порошке после экстракции.

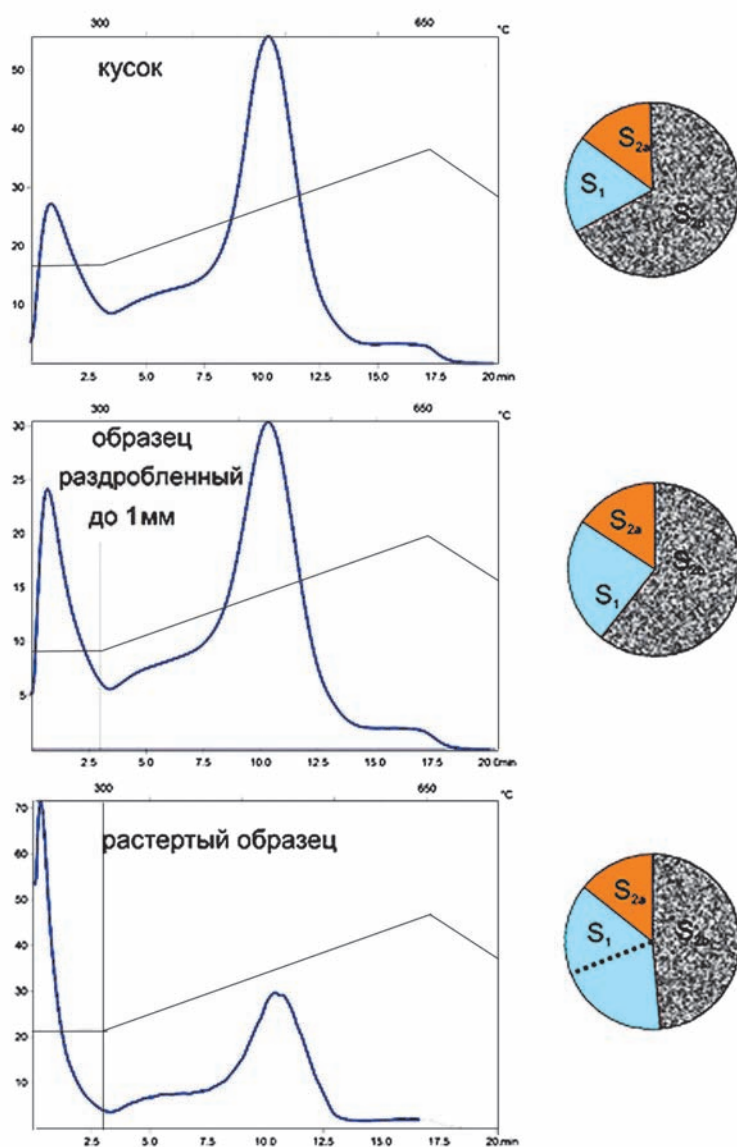
Для определения соотношения количества УВ в открытых и закрытых порах на рис. 2.23 представлены отдельно пирограммы порошка, дроб-

ленной фракции и куска, исследуемого образца. Результаты пиролиза представлены в табл. 2.3.

Таблица 2.3

Различие между параметрами S_1 и S_2 в порошке, дробленном образце и куске

Обр.	S_1	S_2	$S_1 + S_2$	PI	$T_{\max}$	TOC	HI
Единицы измерения	мг УВ/г породы	мг УВ/г породы	мг УВ/г породы		°C	%	мг УВ/г TOC
Порошок	11,05	17,85	29,9	0,38	446	10	178
Дробленный образец	6,38	21,71	28,09	0,24	444	9,4	231
Кусок	4,89	22,04	26,93	0,18	437	8,18	269



▲ Рис. 2.23. Пирограммы пробы в растертом образце, цилиндре и маленьком обломке ненарушенной породы

Различия до 20% в содержаниях ТОС и до 10% по остаточному нефтематеринскому потенциалу ($S_1 + S_2$) могут быть объяснены наличием в образцах закрытых пор. В то же время разница в параметрах $S_1 + S_2$ между порошком и куском составляет 3 мг УВ/г породы, тогда как разница параметра S_1 для этих же проб достигает 6 мг УВ/г породы. При этом значение параметра S_2 меняется обратно пропорционально параметру S_1 . Из этих данных можно сделать вывод, что как минимум половина УВ, выделяемых в пике S_1 , в породе находится в запечатанных порах.

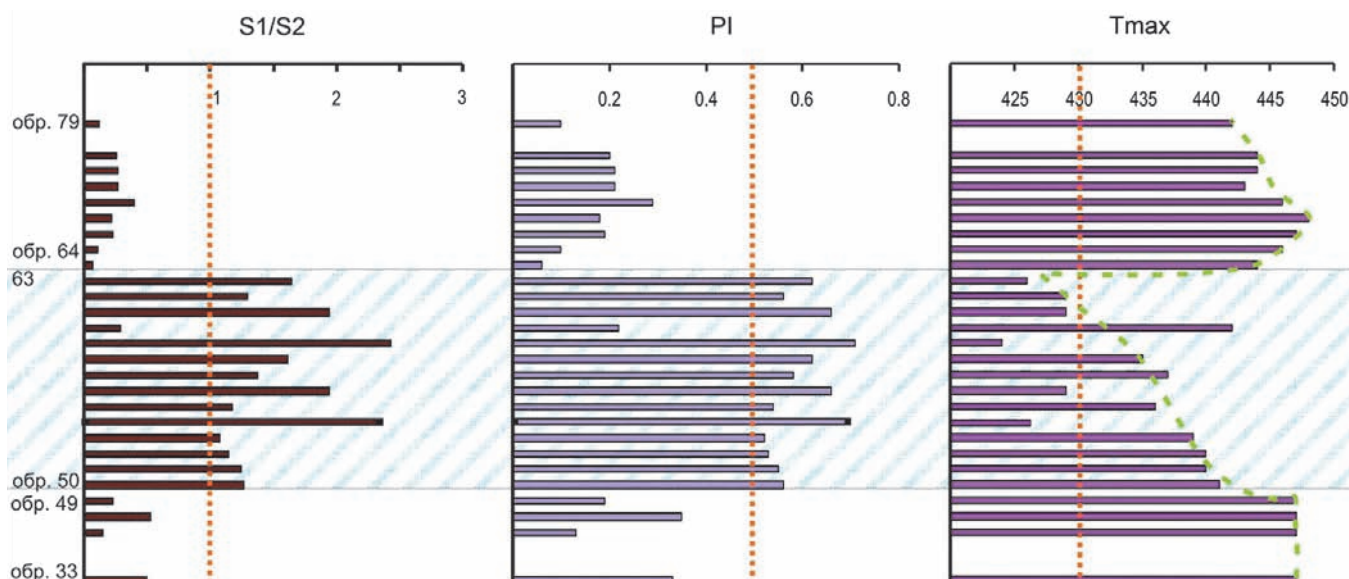
2.3.3. Выделение горизонтов естественных коллекторов по пиролитическим параметрам

Совершенно очевидно, что параметры $T_{\max}$ и HI , измеренные на образцах пород БС, являются не качественной характеристикой керогена ОВ породы БС, а появляются в процессе наложения различных процессов, протекающих в закрытой системе БС. На примере образцов, подвергшихся различной механической деструкции, где наиболее существенна разница между исследованиями образца до и после экстракции, можно предположить, что, генерация начинается происходить в тот момент, когда УВ есть куда перемещаться (вначале внутри пласта). Таким образом, фиксируя по пиролизу высокие значения $T_{\max}$ и низкие

показатели водородного индекса (менее $200 \div 215$ мг УВ/г C_{org}), мы имеем дело с пористой средой, насыщенной микронептью и способной ее отдавать при механическом воздействии.

По соотношению параметров $T_{\max}$, индекса продуктивности $PI = S_1/(S_1 + S_2)$ и S_1/S_2 в разрезе возможно выделять горизонты естественных коллекторов. С помощью параметра S_1/S_2 [Ларская и Горюнова, 1992] хорошо разделяются породы с сингенетичным ОВ и породы, в которых присутствуют и сингенетичное, и паравтохтонное ОВ, т.е. генерирующие ($S_1/S_2 < 0,5$) и аккумулирующие ($S_1/S_2 > 0,5$) породы. Среди последних, с известной долей условности, можно также различить микроскопления нефти ($S_1/S_2 = 0,5-1,2$) и естественные коллекторы ($S_1/S_2 > 1$).

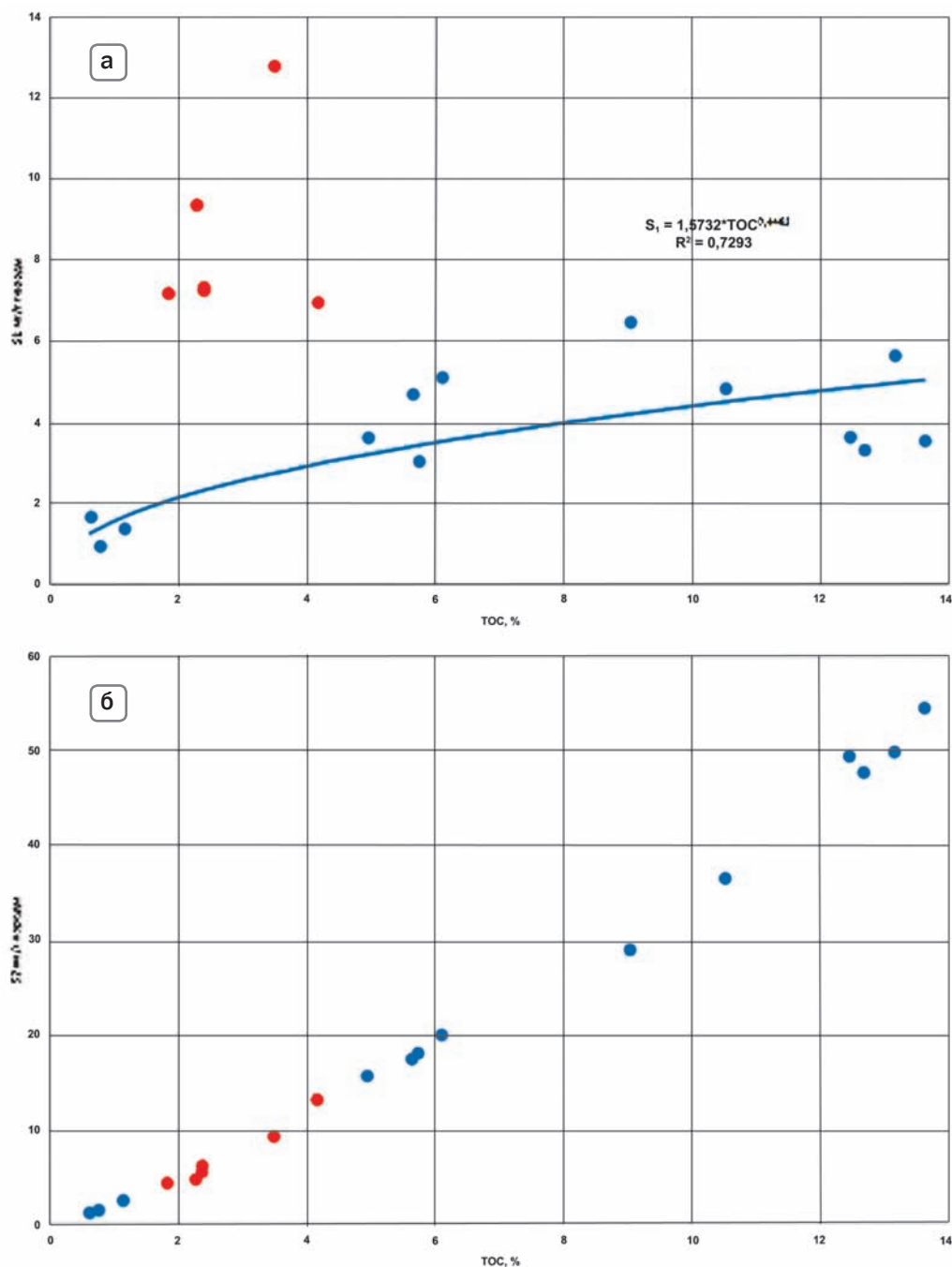
Для примера можно привести интервал в разрезе Средне-Назымской площади. Значения генерационного потенциала пород здесь высокие – варьируют от 12 до 22 мг УВ/г породы, но в соотношении пиков S_1 и S_2 первый превалирует (отношение S_1/S_2 больше единицы – $1,08 \div 2,43$). Количество ТОС изменяется от 2 до 5% на породе, водородный индекс – $200 \div 265$ мг УВ/кг ТОС. $T_{\max}$ составляет $424 \div 440$ °С, причем наблюдается тенденция увеличения этого параметра с глубиной. Высокие значения индекса продуктивности $0,52 \div 0,71$ указывают на преобладание свободных УВ в породах. Высокие значения S_1 , отношения S_1/S_2 больше 1 и высокий PI при относительно пониженном содержании ТОС подтверждают



▲ Рис. 2.24. Параметры пиролиза, иллюстрирующие выделение коллектора в разрезе одной из площадей

предположение о том, что в ОВ пород, кроме сингенетичного битума, присутствует миграционная компонента. Снижение значений $T_{\max}$ отражает «упрощение» состава вещества и его более легкую пиролизуемость [Ларская и др., 1993]. Уменьшение $T_{\max}$ вверх по разрезу косвенно может указывать на подток нефтяных углеводородов из верхней части разреза (рис. 2.24).

Выделение естественных коллекторов в БС по данным пиролитических исследований можно проводить, строя кроссплоты S_1 от ТОС. Анализ соотношений параметра S_1 и ТОС показывает, что между ними существует корреляционная зависимость. На рис. 2.25 приведены кроссплоты S_1 –ТОС и S_2 –ТОС, построенные по данным пиролиза образцов, отобранных по всему разрезу



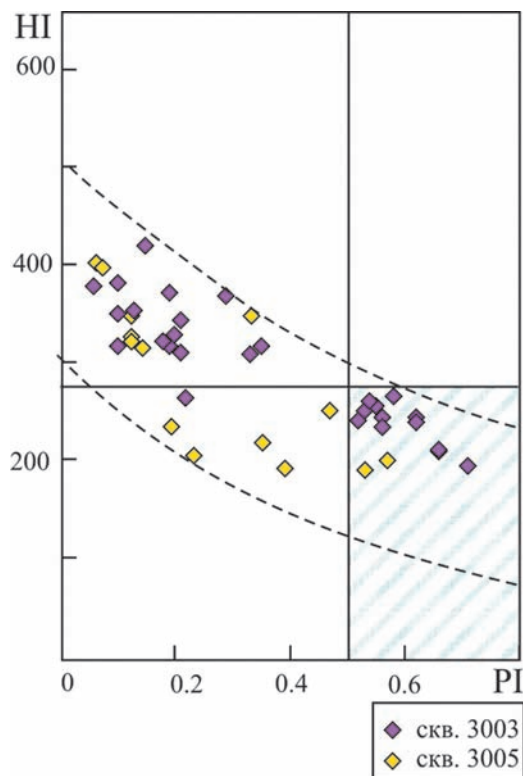
▲ Рис. 2.25. Кроссплоты: а) S_1 –ТОС б) S_2 –ТОС

одной из скважин Средне-Назымской площади. На рис. 2.25, а приведен кроссплот S_1 –ТОС. На этом кроссплоте выделяются две области точек, выкрашенных различными цветами. Точки синего цвета соответствуют породам с динамической пористостью менее 2%. По этим точкам построена зависимость, которая описывается степенной функцией с коэффициентом корреляции $R^2 = 0,73$. Значимое превышение параметра S_1 над корреляционной зависимостью соответствует естественным коллекторам. При этом значения параметра S_2 для естественных коллекторов не выделяются из общей зависимости S_2 от ТОС (рис. 2.25, б). Такие соотношения S_2 и S_1 с ТОС, на наш взгляд, объясняются тем, что параметр S_2 в основном определяется массой сорбированных тяжелых УВС, которые образовались, отделившись от керогена, а параметр S_1 соответствует легким углеводородам, которые образовались как непосредственно в данном пропластке, так и мигрировали из соседних пропластков, в результате чего их масса превышает массу сингенетичных легких УВ.

Помимо вышеперечисленных параметров для выявления интервалов продуктивных пластов в разрезе скважин Чахмахчев и Волкова предложили использовать изменение водородного индекса [Чахмахчев, Волкова, 1994]. Они показали, что значения НІ ниже 50 мг УВ/кг ТОС при индексе продуктивности выше 0,5 могут указывать на вскрытие продуктивного объекта или пород с очень высокой концентрацией подвижных битуминозных компонентов. Интересно, что для пород БС верхним порогом водородного индекса для пород коллекторов является $НІ = 275$ мг УВ/кг ТОС (рис. 2.26), что отражает количество молекул с водородными связями в органическом веществе нефтематеринских пород и подтверждает высокий потенциал непосредственно пород-коллекторов этого района.

Таким образом, породы – естественные коллекторы, обеспечивающие приток нефти из пласта в скважину без дополнительных ГТМ, содержат сообщающиеся поры, заполненные подвижной нефтью, характеризуются повышенными значениями динамической пористости и проницаемости.

Полученные данные лабораторных исследований петрофизических и геохимических характеристик пород могут быть использованы для



▲ **Рис. 2.26.** График соотношения индексов – водородного (НІ) и продуктивности (PI) как показателей возможной нефтегазоносности пластов (для построения использован график для образцов девонских отложений Бузулукской впадины В.А. Чахмахчева и Т.П. Волковой [Чахмахчев, Волкова, 1994])

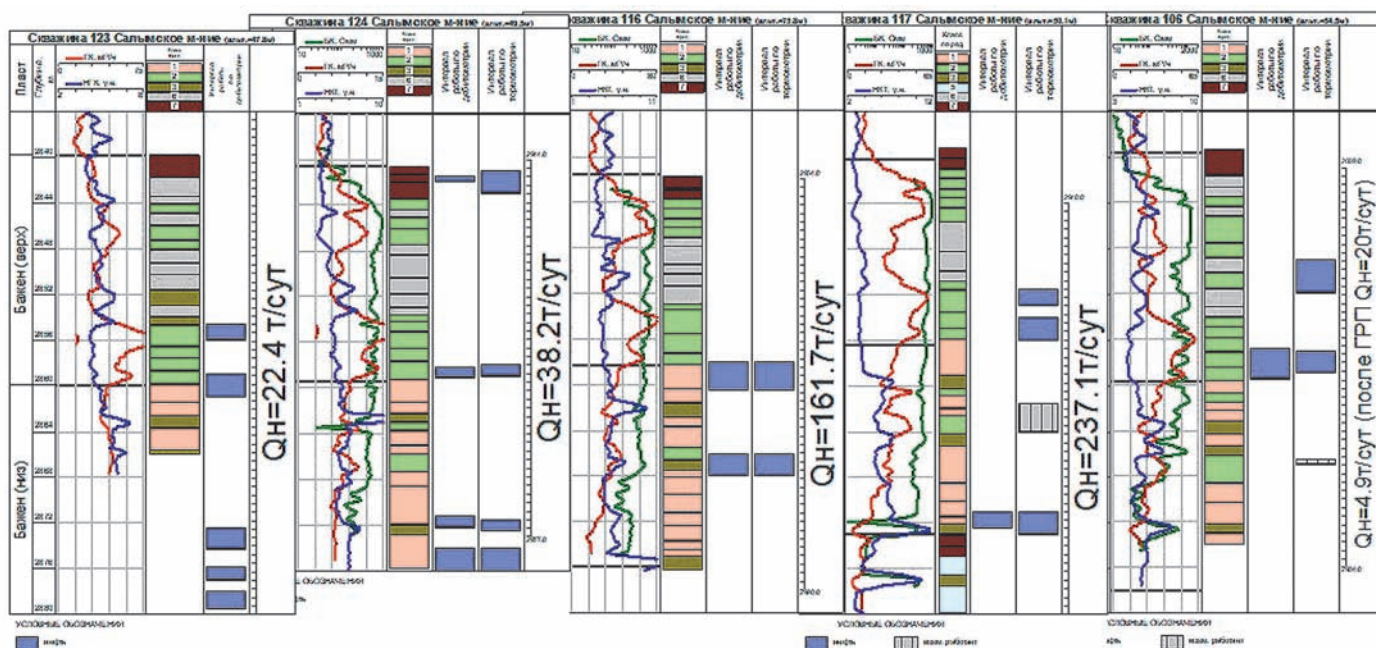
выделения в разрезе нефтенасыщенных пород, различающихся по объему и степени подвижности УВ флюидов в поровом пространстве.

В разрезах конкретных скважин геохимические и петрофизические параметры хорошо согласуются между собой и с промысловыми данными.

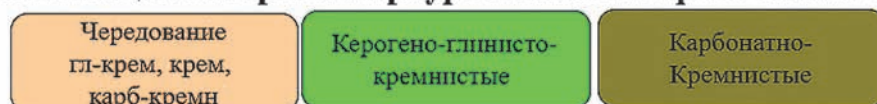
2.3.4. Породы коллекторы баженовско-абалакского комплекса

На рассматриваемой территории в ряде продуктивных скважин с полным выносом керна были проведены промыслово-геофизические исследования (ПГИ). Обработка результатов ПГИ позволила сделать следующие выводы:

- при вскрытии пласта во время бурения, без дополнительных ГТМ, работают несколько интервалов – естественных коллекторов, приуроченных к определенным частям разреза (рис. 2.27). Чаще всего это карбонатно-кремнистый пласт, приуро-



Работающие интервалы приурочены к литофизическим типам:



▲ Рис. 2.27. Выделение приточных интервалов в разрезе баженовско-абалакского комплекса по результатам ПГИ

ченный к кровле нижней части разреза БС, а также карбонатный пласт КС на границе баженовской и абалакской свит. Для скважин, пробуренных на территории с высокой степенью катагенетической преобразованности, характерен нефтеотдающий интервал в подошве верхней части БС. Этот естественный коллектор сложен породами, обогащенными керогеном;

– после проведения различных ГТМ появляются дополнительные нефтеотдающие интервалы – технически-стимулируемые коллекторы. В первую очередь подключаются кремнистые и карбонатно-кремнистые породы БС и карбонаты пласта КС (рис. 2.28, а), реже – глинисто-кремнистые и карбонатно-глинисто-кремнистые породы матрицы (рис. 2.28, б). В отдельных случаях после проведения ГРП приток получен из всего интервала свиты (рис. 2.28, в). На основании этих данных нами был сделан вывод, что практически все породы БС являются технически-стимулируемыми коллекторами.

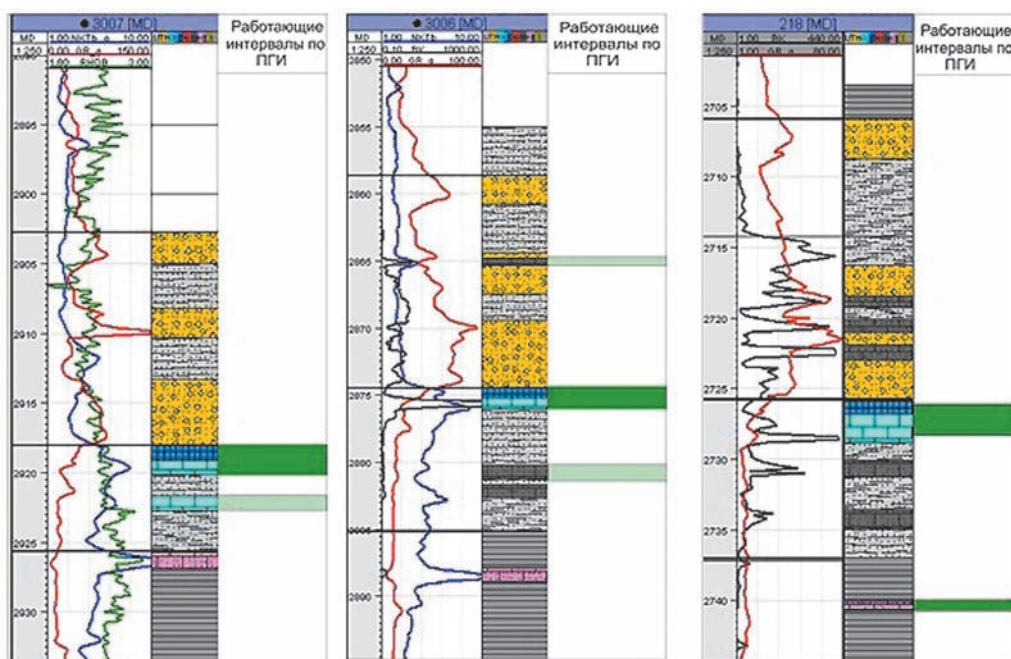
Таким образом, авторы предлагают весь разрез БС рассматривать как чередование техничес-

ки-стимулируемых коллекторов и естественных коллекторов. Исключение будут составлять апорадиоляриевые карбонаты, где в процессе замещения скелетов радиолярий произошло полное заполнение порового пространства карбонатными минералами, а пористость этих пород составляет менее 0,1%.

Сопоставление результатов ПГИ и детальных исследований колонок полноразмерного керна позволило охарактеризовать в разрезе БС естественные и технически-стимулируемые коллекторы.

Естественные коллекторы (рис. 2.29) – нефтенасыщенные породы, содержащие подвижную извлекаемую нефть и способные обеспечивать приток из пласта в скважину без дополнительных ГТМ, к которым относятся кислотные обработки скважин, гидроразрыв пласта, тепловые воздействия на скважину и призабойную зону. Обязательным условием для таких пород является наличие в них сообщающихся пор, заполненных свободной подвижной нефтью, а также повышенные ФЕС.

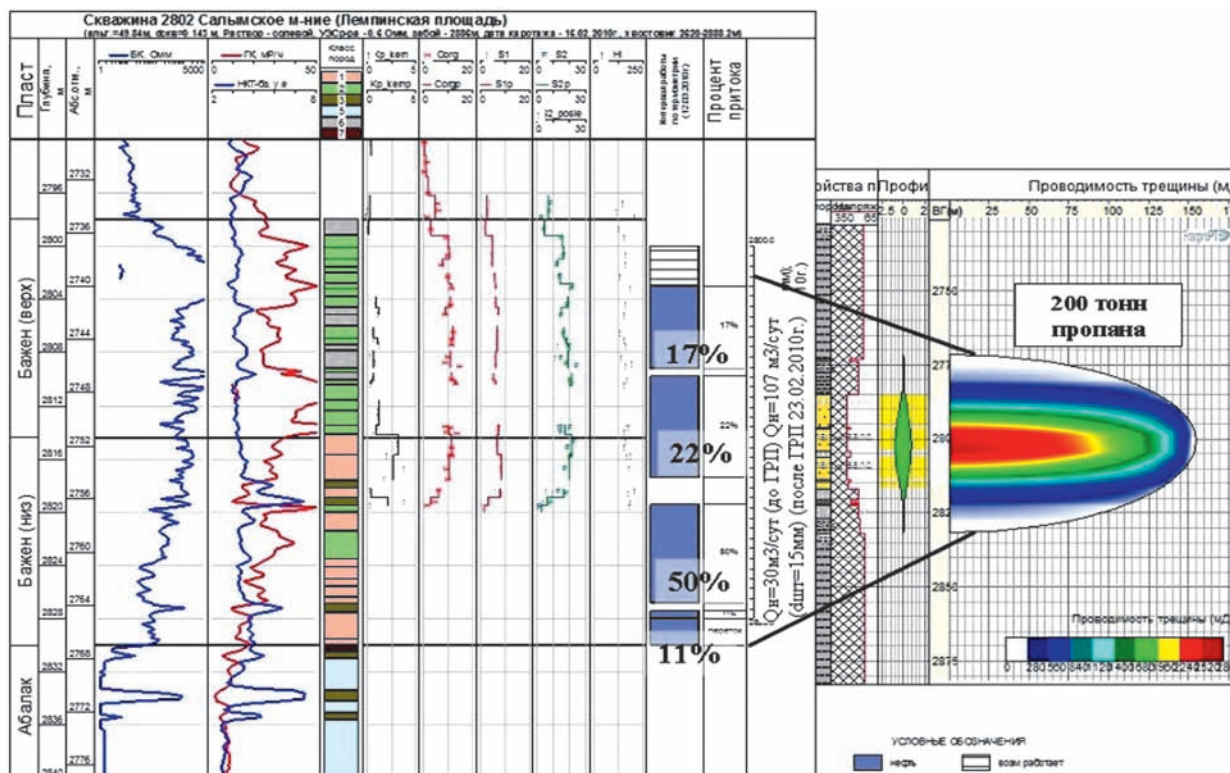
К ним относятся, прежде всего, кремнистые и карбонатно-кремнистые породы. Содержание ке-



возможно коллектор

ГКО	ГКО	Перфорация	ГРП	ГКО	ГРП	До ГКО	ГКО	ГКО	ГРП
Ю0+Ю1	Ю0+Ю1	Ю0+Ю1	Ю0+Ю1	Ю0+Ю1	Ю0	Ю0	Ю0	Ю0	Ю0+Ю1
34.08	38.2	28.5	41.2	36.3	4.7	13.44	61.27	22	

В



Приточными являются породы: а) карбонатно-кремнистые БС и карбонаты границы БС и абалакской свиты, б) глинисто-кремнистые породы матрицы, в) практически все породы, слагающие разрез БС

Породы, содержащие подвижную извлекаемую нефть



▲ **Рис. 2.29.** Породы, содержащие подвижную извлекаемую нефть, характеристика их свечения в ультрафиолетовом освещении, величина ФЕС и геохимические параметры

рогена в них достаточно низкое ($C_{орг} < 2\%$) для пород БС. Породы характеризуются интенсивным свечением в ультрафиолетовом освещении (УФО) (рис. 2.29).

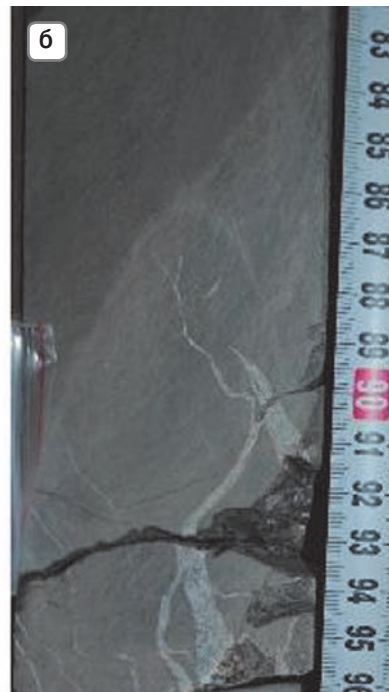
Общая пористость, измеренная по керосину, изменяется от 4 до 12% при изменении проницаемости от 0,02 до 2,7 мД. Несмотря на то что суммарная мощность кремнистых и карбонатно-кремнистых пород в разрезах может достигать 10 м, среди них приток нефти из пласта в скважину способны обеспечивать только разности общей мощности которых не превышает 2 м.

Глинисто-кремнистые и кероген-глинисто-кремнистые породы преобладают в разрезах БС (см. гл. 3). Такие породы часто называют баженоской «матрицей». ФЕС этих пород, как правило, низкие: $K_n < 2\%$, $K_{пр} < 0,01$ мД. Повышенные ФЕС этих пород зафиксированы в скважинах, пробуренных на территории с высокой катагенетической зрелостью БС, отвечающей концу главной зоны нефтеобразования, когда нефтегенераци-

онный потенциал пород практически полностью израсходован, на что указывают параметры пиролиза: $HI = 180$ мг УВ/г ТОС, $T_{max} = 450$ °C. Пористость глинисто-кремнистых и кероген-глинисто-кремнистых пород аномально высокой стадии катагенеза меняется от 4,28 до 9,45%, абсолютная газопроницаемость $K_{пр}$ от 0,03 до 2,56 мД. На территории исследования аномально высокая стадия катагенеза пород выявлена в скважинах Салымского месторождения и центральной части Приразломного месторождения. В этих скважинах коэффициент аномальности пластового давления достигает 1,8. Характерной чертой колонок керн, поднимаемых при бурении этих скважин, является высокая техногенная трещиноватость по поверхности образцов. При этом глубина проникновения трещин в образец составляет 0,5–1 см (рис. 2.30). Так как процессы генерации нефти в этих породах уже практически завершились, то столь напряженное состояние пород может являться следствием затрудненных процессов пер-



▲ **Рис. 2.30.** Фото керна глинистого силицита с техногенной сетью трещиноватости, развитой на поверхности колонки керна



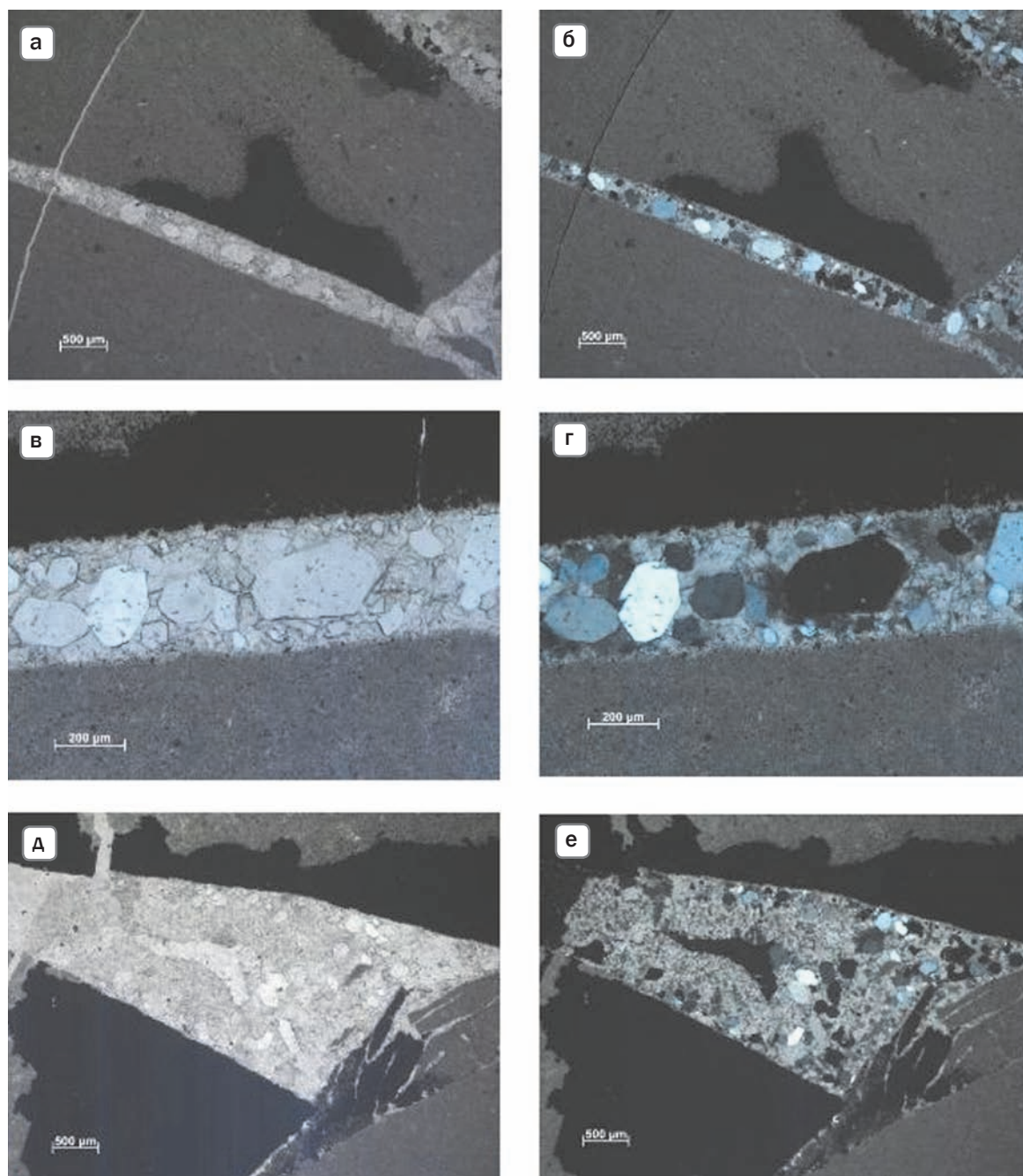
▲ **Рис. 2.31.** Известняки разбиты трещинами. Трещины залечены кальцитом

вичной миграции нефти или тектонического напряжения. Признаки насыщения самих трещин отсутствуют.

Чаще всего значительные притоки нефти из пласта Ю₀ обеспечивают карбонаты (известняки, доломиты или смешанные известково-доломитовые породы) слоя КС, приуроченного к нижней части БС или кровле абалакской свиты (рис. 2.29; рис. 2.31–2.34). На начальных этапах исследования БС слой КС₁ выделялся как первый из коррелируемых по коротажным кривым слоев в кровле абалакской свиты. Отсюда и его сокращенное обозначение «Корреляционный Слой1» [Белкин и др., 1983]. В данной работе для этого слоя также используется аббревиатура КС, но больше в силу традиции, так как дальнейшие исследования показали, что слагающие его карбонатные породы асинхронны и афацialsны. Они могут встречаться как в баженовской, так и в абалакской части разреза, число таких пластов в разрезах некоторых скважин достигает 5, или они отсутствуют вовсе. Слои КС в абалакской свите перекрываются или подстилаются глинистыми породами, нарушенными зеркалами скольжения (см. гл. 3).

Породы слоя КС – это карбонатные бактериальные образования, часто с брекчиевидной структурой, с обломками разного размера и формы, часто кавернозные. Породы слоя КС имеют брекчиевидную структуру за счет широких жил, трещин и связанных с ними каверн выщелачивания, минерализованных кальцитом, доломитом, пиритом, кварцем (рис. 2.31, 2.32). Видимые размеры каверн и трещин достигают нескольких см в ширину и нескольких десятков см в длину. Породы матрицы («обломки») представлены известняками или доломитами. Известняки имеют сферолитовую, комковатую или строматолитовую структуру (рис. 2.33).

В отличие от пород БС, в породах слоя КС нефтенасыщение приурочено к кавернам и трещинам. На отдельных образцах керна зафиксированы процессы пропитки основной массы пород углеводородами в направлении от краев трещин или каверн, за счет чего некоторые образцы в течение нескольких месяцев меняют свой цвет от светло-серого до буро-коричневого. Основная масса, сложенная доломитом, характеризуется свечением в УФО, основная масса, сложенная кальцитом, в УФО свечением не обладает

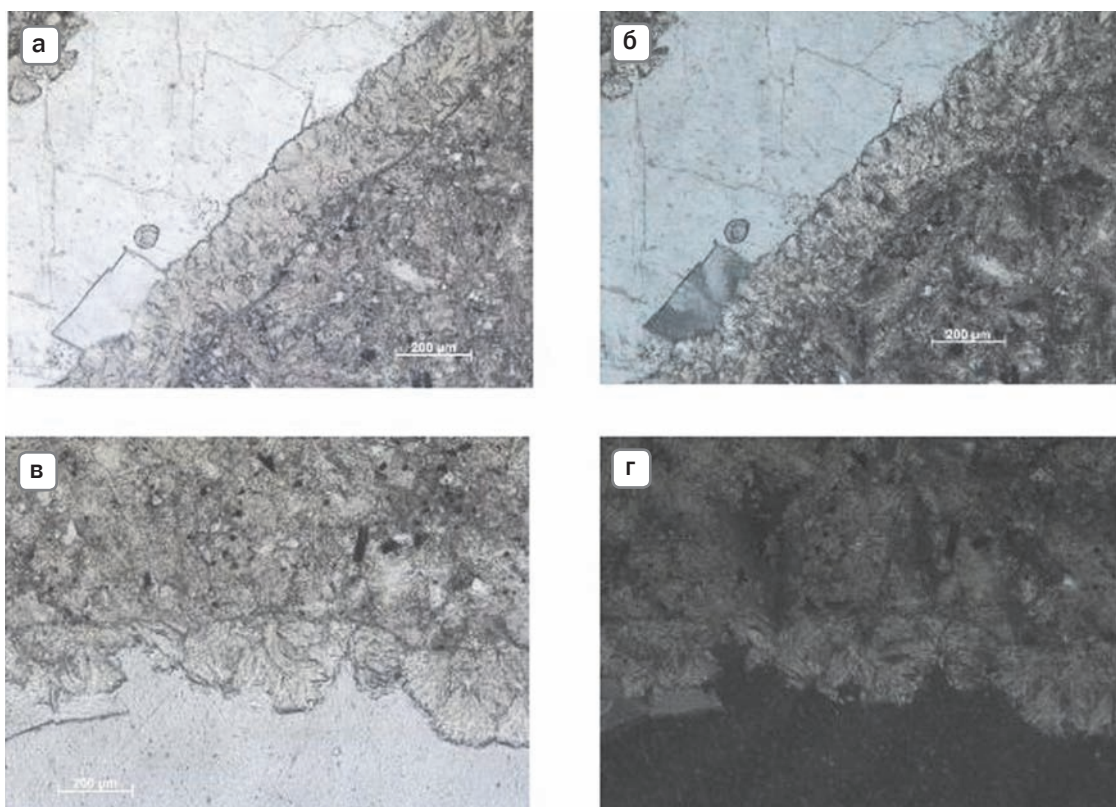


▲ **Рис. 2.32.** Известняк брекчированный со стяжениями пирита. Выделяются две генерации трещин. Трещины выполнены бесцветным кальцитом и кварцем. Николи: а, в, д – параллельные, б, г, е – скрещенные

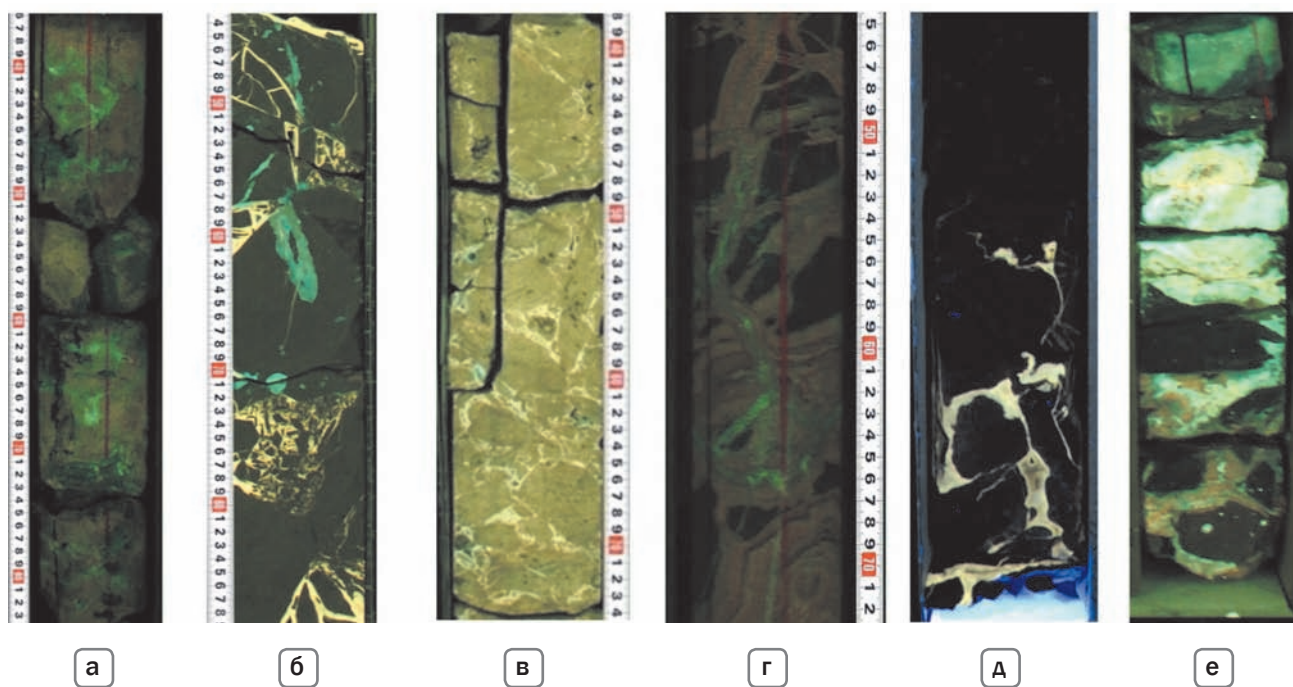
(рис. 2.34). ФЕС пород матрицы КС следующие: K_n от 0,31 до 0,88%, K_{np} от 0,01 до 0,7 м. Пористость трещин составляет 5–8%, проницаемость зависит от степени раскрытости и сообщаемости трещин между собой.

Технически стимулируемые коллекторы (рис. 2.35) – нефтенасыщенные породы, содержащие

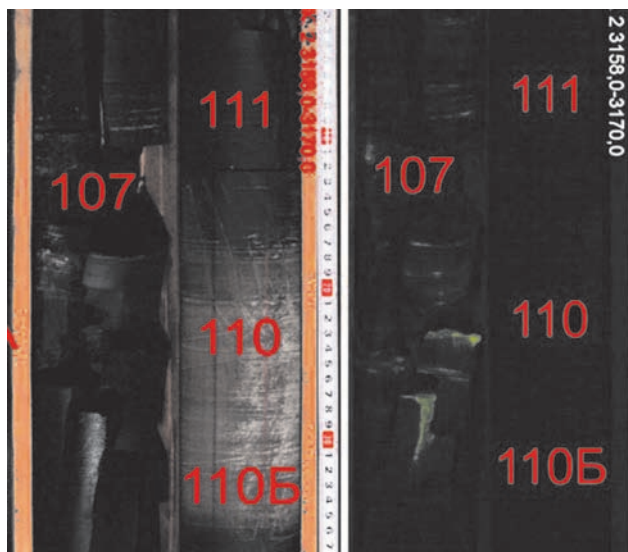
сорбированную нефть и нефть в изолированных порах, способные обеспечивать приток при существующих в настоящее время технологических мероприятиях, аналогичных воздействию на породу органических растворителей, прогреву породы до 300 °С, с раскрытием микротрещин и др.



▲ **Рис. 2.33.** Известняк со сферолитовой структурой, с трещинами, залеченными жильным кальцитом и доломитом, с бактериальной коркой. Николи: а, в – параллельные, б, г – скрещенные



▲ **Рис. 2.34.** Характер свечения керна пород слоя КС в УФО: а)–в) – матрица пород сложена доломитом; г)–е) – матрица пород сложена кальцитом



▲ **Рис. 2.35.** Карбонатно-глинистые и карбонатизированные силициты, неравномерно битумо-нефтенасыщенные, снятые при дневном и УФ освещении

Эти породы обладают низкими ФЕС ($K_n < 2\%$, $K_{np} < 0,01$ мД), однако имеют ряд признаков, подтверждающих их нефтенасыщенность. Породы содержат значительное количество паравтохтонных битумоидов (термин Н.Б. Вассоевича, применяемый для обозначения миграционной микронепти, не вышедшей за пределы пласта). В УФО образцы пород с низкими ФЕС не обладают свечением, но капля органического растворителя хлороформа, нанесенная на керн, под люминесцентной лампой дает интенсивную вспышку голубоватого цвета. Это подтверждает наличие в породах связанных УВ, которые под действием органического растворителя переходят в свободное состояние.

Под люминесцентным микроскопом при исследовании шлифов общая масса керогена окружена слабо светящимися миграционными битумоидами. В трещинах и порах свечение более интенсивное (рис. 2.18, а, б). При нанесении на поверхность капли органического растворителя также заметна вспышка желтовато-белого цвета (рис. 2.18, в, г).

К этой группе нефтенасыщенных пород относятся глинистые силициты и карбонатно-глинистые силициты с двустворками. В этих породах микронепть тяготеет к кристаллам кальцита, которые в результате дают свечение в УФО или к изолированным порами микротрещинам внутри глинисто-кремнистой основной массы (рис. 2.35).

2.3.5. Структура пустотного пространства

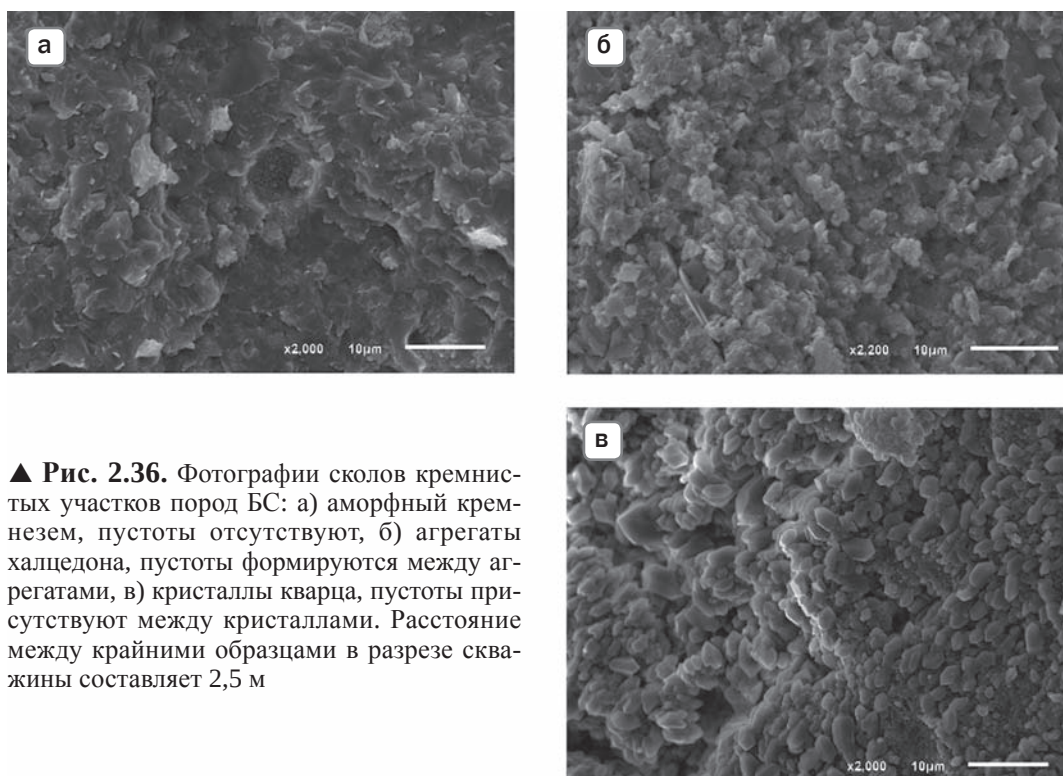
В процессе литогенеза породы претерпели разнообразные процессы вторичного преобразования. К ним относятся: перекристаллизация, вторичное минералообразование, растворение и др. Направленность этих процессов привела к изменению вещественного состава пород, нефтенасыщению, формированию емкостных и фильтрационных свойств или же наоборот, утрате породами коллекторских свойств.

Основным результатом постседиментационного преобразования пород БС можно назвать формирование вторичной пористости. Так как процессы вторичных преобразований происходят неоднократно, то структура и объем порового пространства также меняются неоднократно.

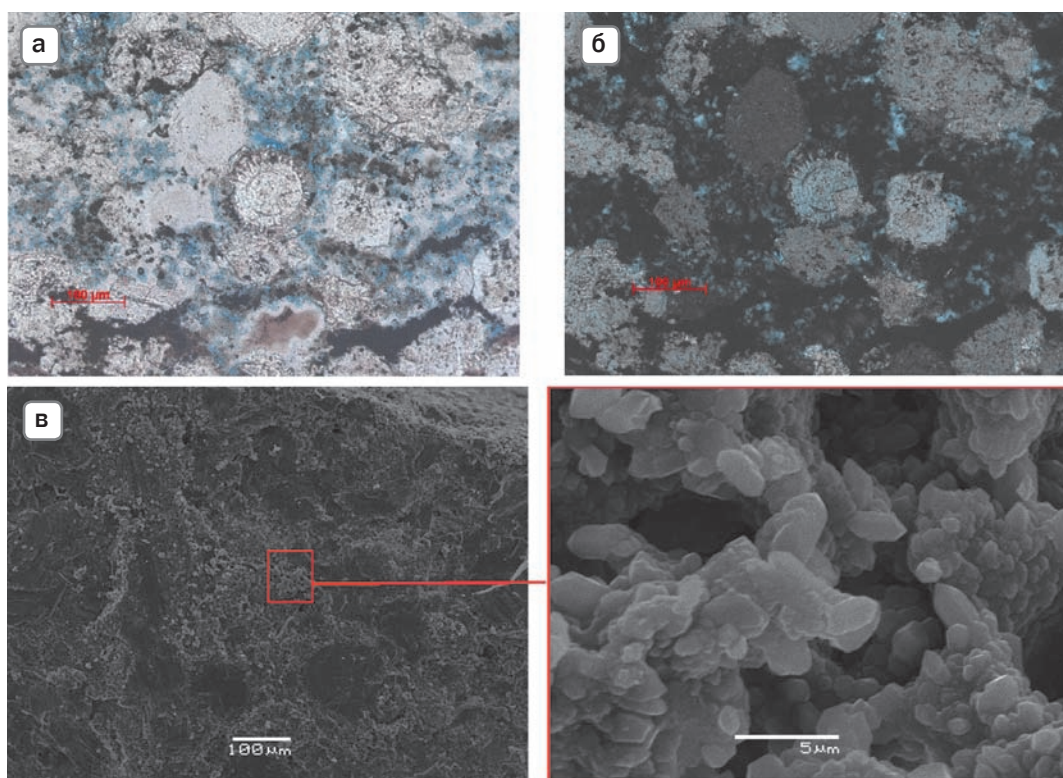
Кристаллизация (переход из аморфного состояния в кристаллическое) характерна для основного компонента осадка – опала. Процессы трансформации опала сопровождаются изменением микроструктуры кремнистых минералов и дегидратацией.

В изученных породах минералы кремнезема находятся преимущественно в виде агрегатов халцедона, реже в аморфном состоянии и в виде кристаллов кварца. Совершенствование микроструктуры при кристаллизации кремнезема положительно сказывается на формировании емкостного пространства между агрегатами кварца-халцедона и/или кристаллами кварца. На рис. 2.36, а представлена фотография скола породы, в которой кремнезем находится преимущественно в аморфном состоянии. Порода не содержит вторичных пустот и обладает низкими ФЕС. На рис. 2.36, б, в представлены фотографии сколов образцов пород, в которых кремнезем представлен агрегатами халцедона (б) и кварцем (в). Между агрегатами и кристаллами формируется пустотное пространство, объем которого может достигать 4,5%.

Приуроченность емкостного пространства к кремнистым участкам породы хорошо видна в прокрашенных петрографических шлифах (рис. 2.37, а, б). Перекристаллизованные участки породы, обладающие кристалломорфной структурой кремнистого вещества, формируют нечетко выраженные прослои толщиной от 5–6 мм до нескольких см (рис. 2.37, в).



▲ **Рис. 2.36.** Фотографии сколов кремнистых участков пород БС: а) аморфный кремнезем, пустоты отсутствуют, б) агрегаты халцедона, пустоты формируются между агрегатами, в) кристаллы кварца, пустоты присутствуют между кристаллами. Расстояние между крайними образцами в разрезе скважины составляет 2,5 м



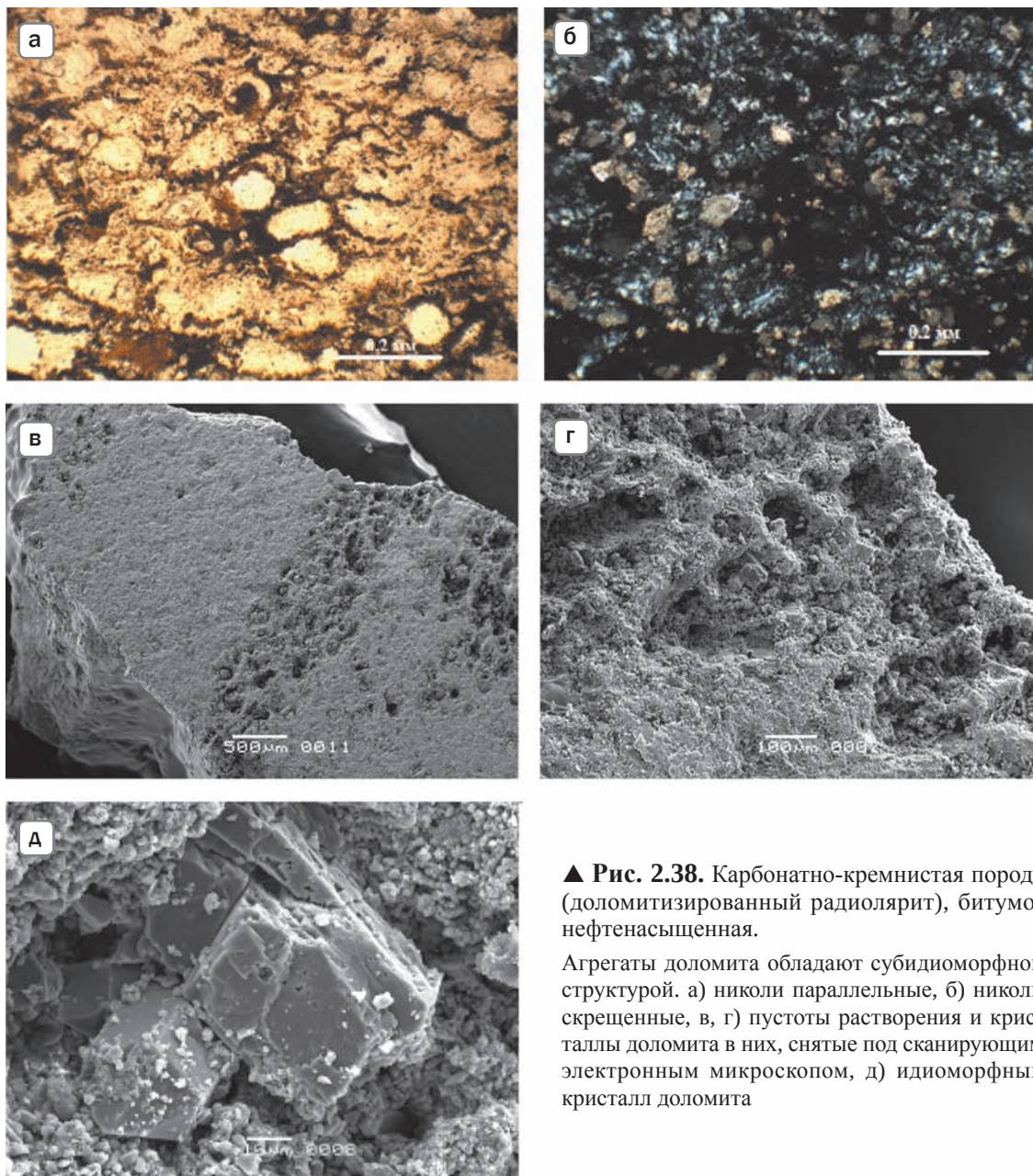
▲ **Рис. 2.37.** а), б) приуроченность пустотного пространства (прокрашено голубым цветом) к кремнистым участкам породы вокруг нацело доломитизированных скелетов радиоларий; в) фотография скола породы и увеличенный фрагмент кремнистого участка с порами между кристаллами кварца

Прокрашенные участки, содержащие емкостное пространство, хорошо сообщаются между собой и определяют проницаемость пород, которая может достигать до 0,3 мД.

Переход кремнезема из аморфного состояния в кристаллическое сопровождается выделением воды, которая является главным агентом первичной миграции нефти. Известно, что аморфные формы кремнистых минералов характеризуются высокой адсорбционной активностью [Баженова и др., 2000] и, как показала в своей докторской диссертации О.К. Баженова, кремнезем в форме

опала-А и опала-КТ существенно сдерживает процессы реализации нефтематеринского потенциала породы, и это влияние практически прекращается в кварцевой зоне [Баженова, 1991]. Таким образом, кристаллизация кремнезема не только оказывает положительное влияние на формирование и улучшение ФЕС пород, но также является важным процессом для преобразования ОВ, генерации и первичной миграции УВ.

Следует заметить, что приуроченности различных форм кремнистых минералов к зонам максимальной или минимальной степени катагенеза в



▲ **Рис. 2.38.** Карбонатно-кремнистая порода (доломитизированный радиолярит), битумо-нефтенасыщенная.

Агрегаты доломита обладают субидiomорфной структурой. а) николи параллельные, б) николи скрещенные, в, г) пустоты растворения и кристаллы доломита в них, снятые под сканирующим электронным микроскопом, д) идиоморфный кристалл доломита

исследованных разрезах БС не выявлено. Породы БС на изучаемой территории находятся на грациях катагенеза от МК1 до МК3, однако чаще всего как аморфный, так и кристаллический кремнезем наблюдаются в разрезах одной скважины в очень узком диапазоне глубин ($0,5 \div 3$ м) вне зависимости от степени катагенетической преобразованности. Наблюдается взаимосвязь степени кристаллизации и минералогического состава пород: наиболее интенсивно процессы кристаллизации кремнезема проявлены в карбонатно-кремнистых породах, в глинисто-кремнистых и керогеново-глинисто-кремнистых породах кремнезем чаще всего находится в аморфном состоянии или в виде агрегатов халцедона.

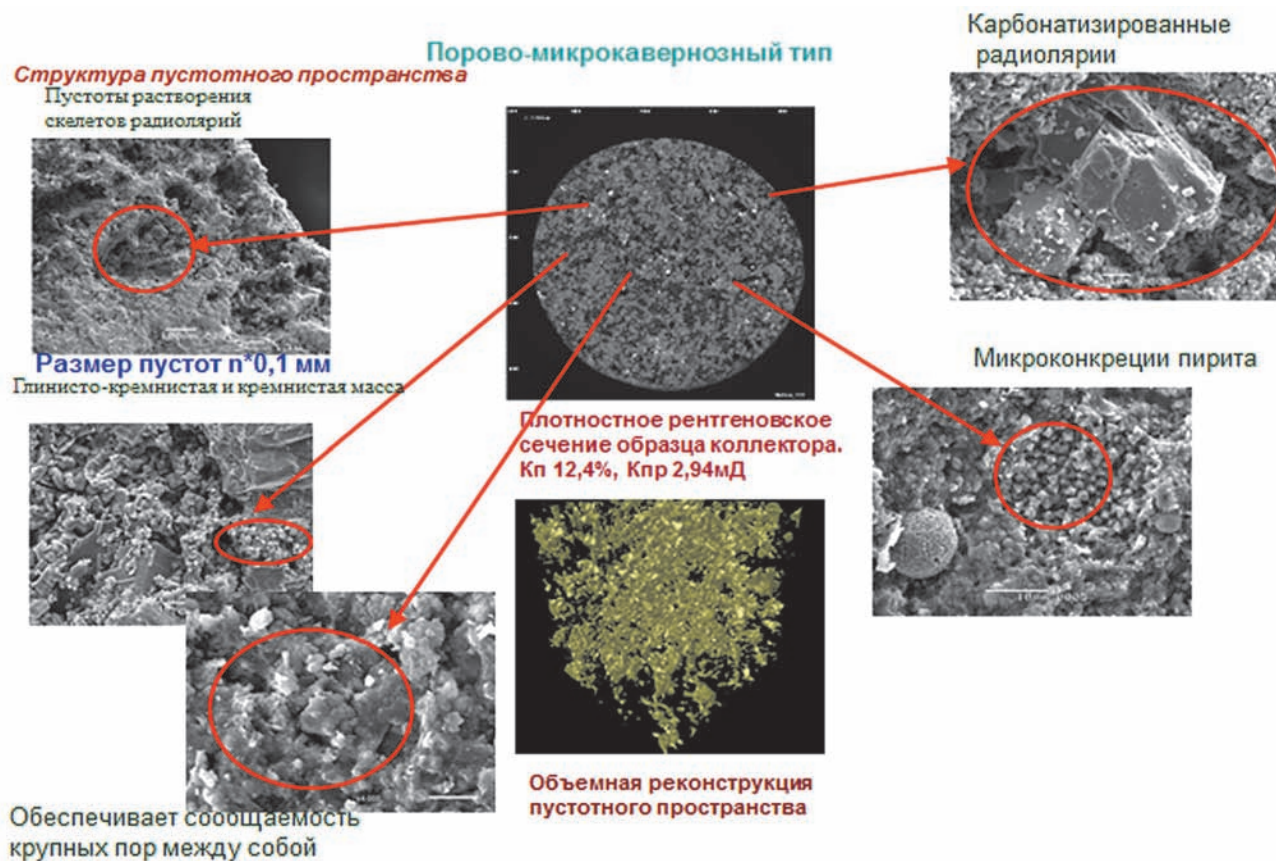
Кремнистая составляющая пород часто подвергается процессам растворения. Результатом растворения являются пустоты, по форме повторяющие скелеты радиолярий (рис. 2.38). Размеры таких пустот могут достигать 200 мкм. Они формируют основной объем пустотного пространства пород. Коэффициент пористости пород, содержащих пустоты растворения радиолярий, достигает 15%.

Наиболее интенсивно процессы растворения развиты в карбонатно-кремнистых породах с реликтовой радиоляриевой структурой. Участки интенсивного растворения образуют горизонтальные слои или линзы мощностью от 0,5 см до нескольких сантиметров. В глинисто-кремнистых и керогеново-глинисто-кремнистых породах процессы растворения развиты слабо, поры растворения единичные, изолированные или отсутствуют вовсе.

Процессам растворения радиолярий и формированию вторичных пустот повсеместно сопутствуют процессы аутигенной карбонатизации пород, что подтверждается реликтовой радиоляриевой структурой пород. Центрами аутигенной минерализации являлись стенки новообразованных пустот растворения.

Часто в порах растворения присутствуют идиоморфные кристаллы доломита размером до 0,1 мм (см. рис. 2.38, д).

Порово-микрокавернозное пустотное пространство представлено на рис. 2.39. На рис. 2.40 приведены фотографии шлифов, микрофотографии сколов пород под РЭМ, рентгеновское се-



▲ Рис. 2.39. Порово-микрокавернозный тип порового пространства

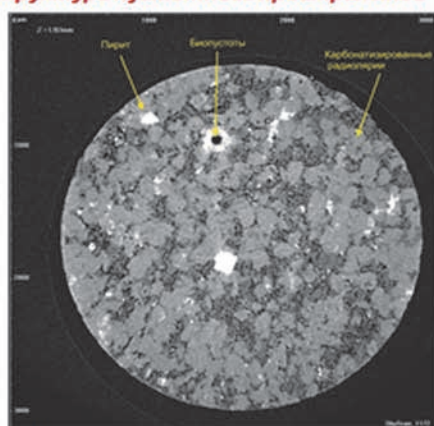
чение и объемная реконструкция порового пространства для порово-межкристаллического типа пористости. Основной объем порового пространства в породах БС приурочен к пустотам, образованным вследствие растворения скелетов радиолярий. Для наличия пористости важно, чтобы более поздняя раскристаллизация карбонатного материала в порах не закупорила их полностью. Такие процессы наиболее интенсивно развиты в кремнистых и карбонатно-кремнистых породах с реликтовой радиоляриевой структурой. Кроме пустот растворения радиолярий в карбонатно-кремнистых породах присутствует большое количество более мелких пустот, приуроченных к кремнистым участкам породы, часто развитых вокруг нацело карбонатизированных радиолярий. Эти участки породы сложены микрокристаллами кварца и/или агрегатами кварца-халцедона, а поры представляют собой пустоты между отдельными кристаллами или агрегатами. Анализ взаиморасположения межкристаллических, межагрегатных

пустот и пустот растворения радиолярий был проведен с помощью рентгеновской микротомографии. На плотностных рентгеновских сечениях пустоты растворения или микрокаверны имеют округлую и овальную форму, сообщаемость обеспечивается за счет мелких каналов, которые представляют собой межкристаллические и межагрегатные пустоты. Объемная реконструкция структуры порового пространства показала, что трещины отсутствуют.

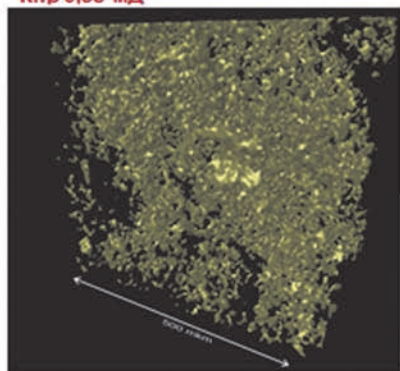
Большая часть пор растворения частично или полностью залечена кальцитом и/или доломитом с сохранением битумных пленок на контактах. Процессы карбонатизации пустотного пространства приводят к ухудшению ФЕС.

Среди процессов аутигенного минералообразования в баженовской свите развиты процессы пиритизации органического вещества (керогена и остаточного битума) и пустотного пространства. Пиритизация так же, как и аутигенная карбонатизация, отрицательно сказывается на ФЕС.

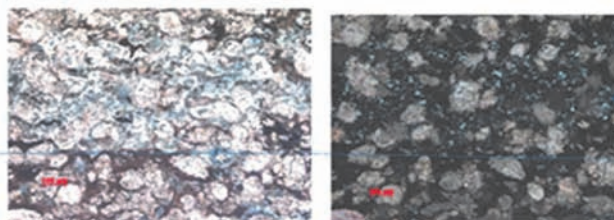
Структура пустотного пространства



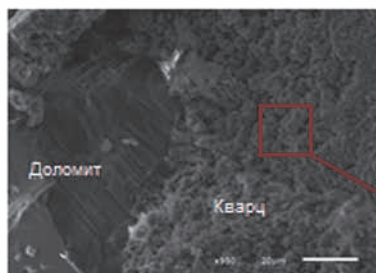
Плотностное рентгеновское сечение образца коллектора Кп 4,89% Кпр 0,35 мД



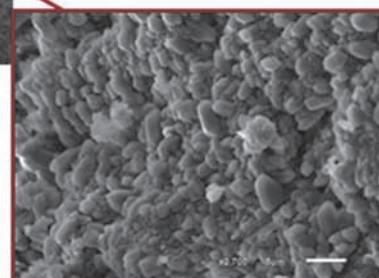
Порово-межкристаллический тип



Фотография прокрашенного шлифа



Размер пустот 1-5 мкм

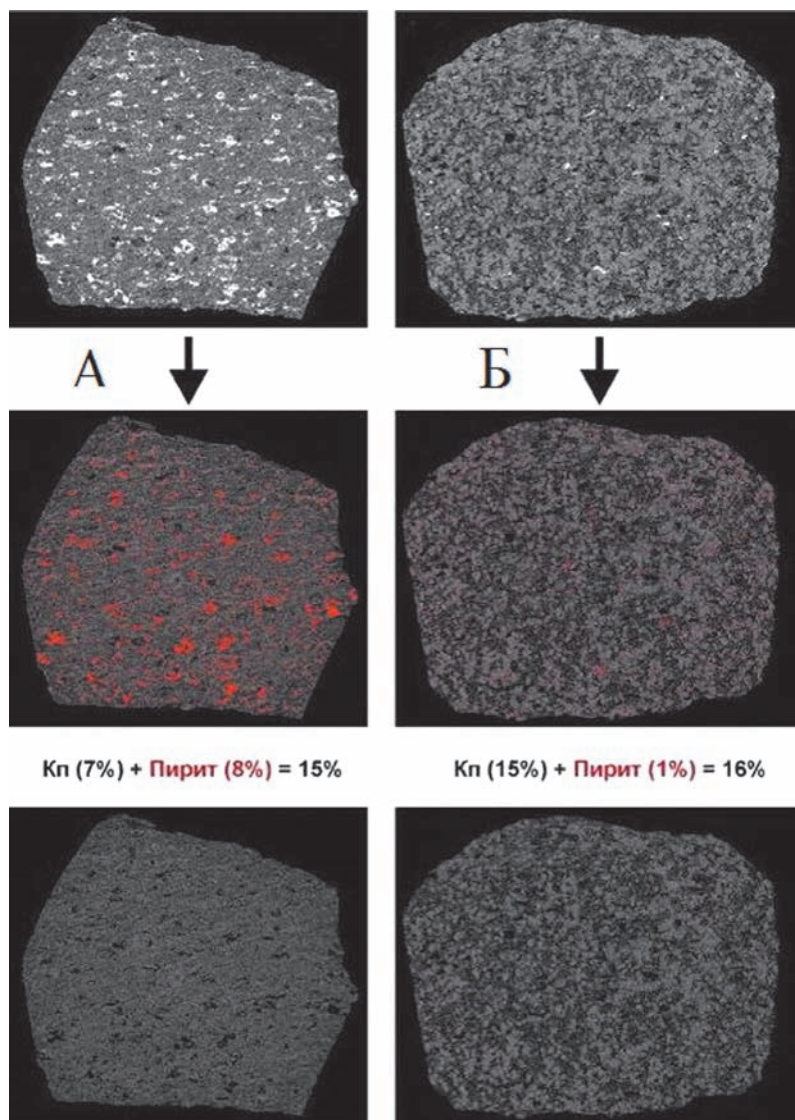


▲ Рис. 2.40. Порово-межкристаллический тип порового пространства

Пиритизация органического вещества: как правило, развита в глинисто-кремнистых и керогеново-глинисто-кремнистых породах, а также в карбонатно-кремнистых породах, где пустотное пространство залечено вторичными карбонатными минералами.

Пиритизация емкостного пространства: этот процесс выявлен в кремнисто-карбонатных породах, в которых емкостное пространство представлено пустотами растворения радиолярий. В этих породах при одинаковом количестве аутигенных карбонатных минералов, заполняющих пустоты, одним из важнейших факторов, контролирующих объем емкостного пространства, является наличие аутигенного пирита. Используя

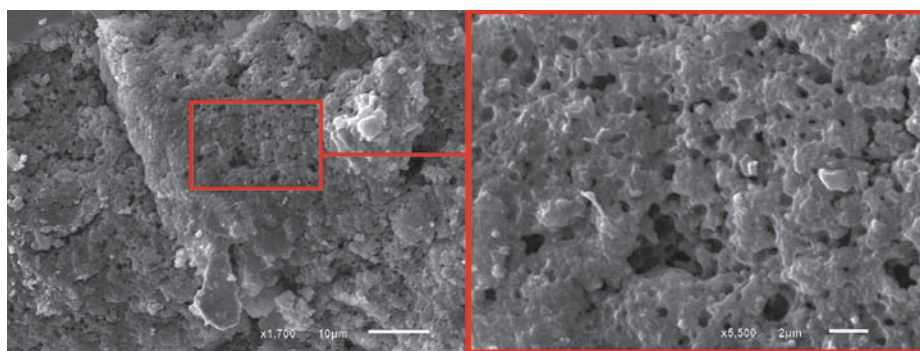
результаты сканирования образцов в рентгеновском микротомографе, удалось провести сравнение двух образцов, близких по составу и структуре, но характеризующихся разной пористостью и разной концентрацией пирита (рис. 2.41). Для образца Б при наличии 1% пирита в объеме породы пористость составила 15% (рис. 2.41, правая колонка). В то же время для образца А при наличии 8% пирита в объеме породы пористость равнялась 7% (рис. 2.41, левая колонка). При этом сумма пористости и содержания пирита составляла 15÷16% для обоих образцов. Анализ томографических срезов показывает, что пирит раскристаллизован в поровом пространстве, уменьшая общий поровый объем.



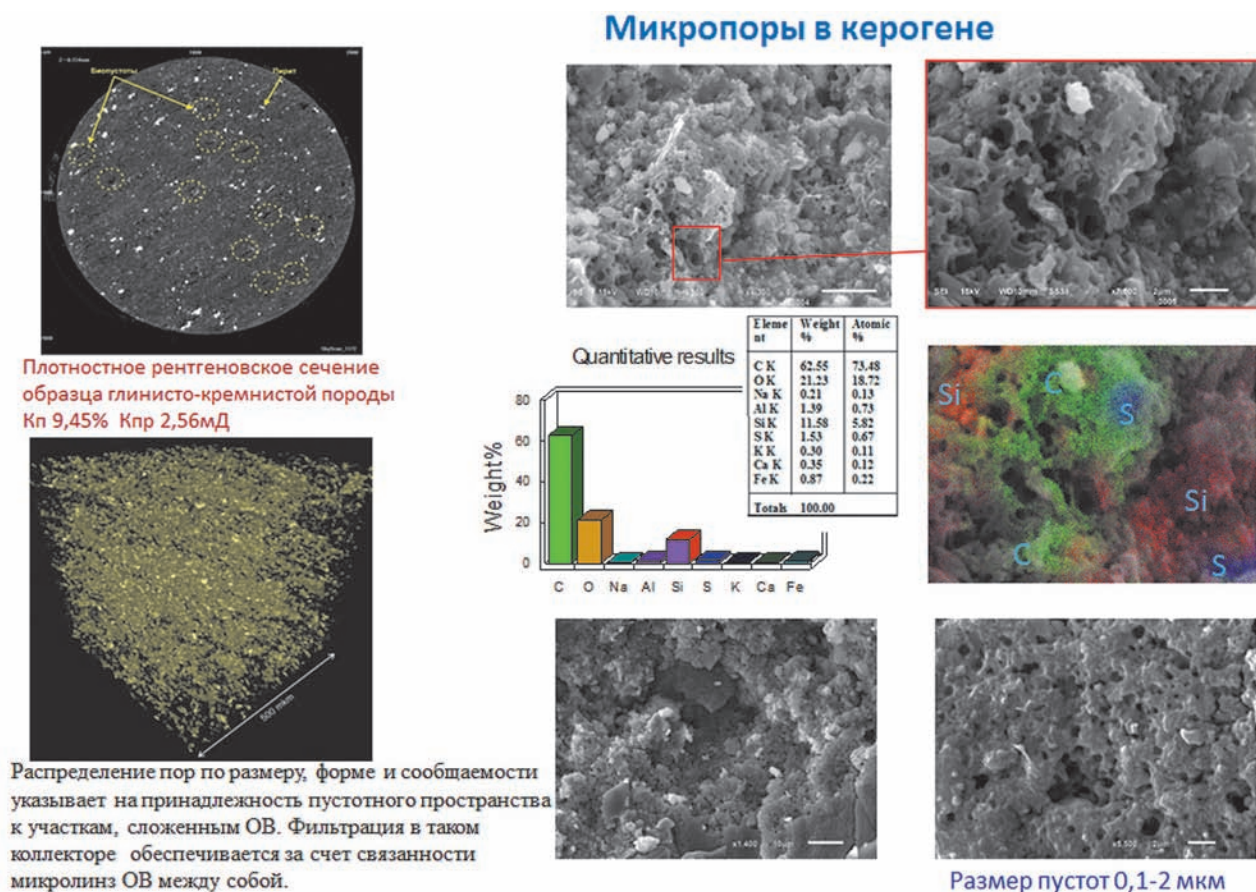
▲ Рис. 2.41. Схема оценки влияния аутигенного пирита на емкостные свойства образцов А и Б

Это округлые поры, приуроченные к участкам пород, сложенных керогеном. На рис. 2.42 приведены фотографии скола образца и результаты сканирования его поверхности. Соединяясь между собой, поры образуют полости, размеры которых более 2 микрон (рис. 2.42). Выявленные поры имеют округлую и овальную форму, равномерно распределены и хорошо сообщаются между со-

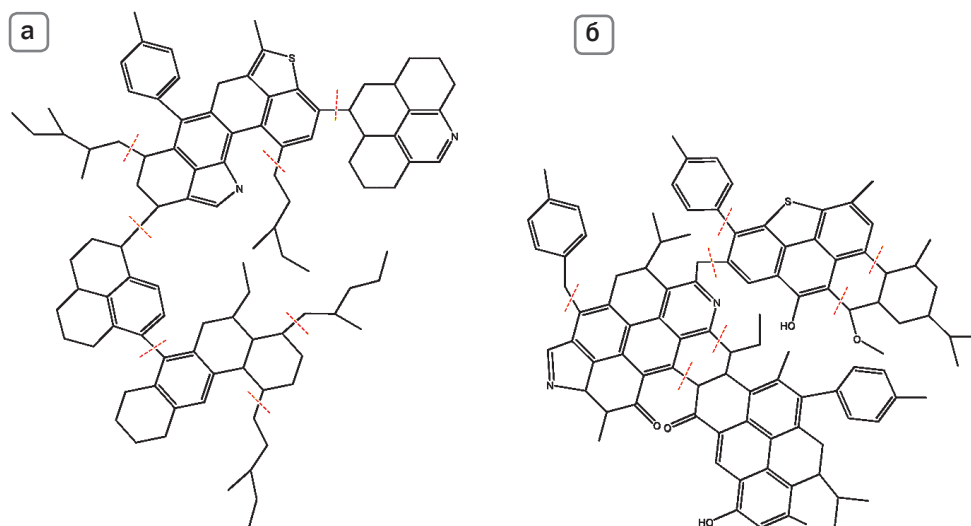
бой (рис. 2.43). Размер пор не превышает 2 мкм, что сопоставимо с размерами молекул углеводородов нефтяного ряда. Объемная реконструкция структуры порового пространства показала, что трещины в породах с керогеновой пористостью отсутствуют, а пустоты приурочены непосредственно к сообщающимся микролинзам органического вещества.



▲ Рис. 2.42. Увеличение размеров пор в керогене за счет соединения их между собой



▲ Рис. 2.43. Внутрикерогеновое поровое пространство или «керогеновая пористость»



▲ **Рис. 2.44.** Реконструкции фрагментов молекул керогена на разных стадиях катагенеза (выполнены А.Л. Максимовым). Степень преобразованности: а) МК2; б) МК4

Все исследованные породы БС обогащены ОВ, но только в отдельной группе пород органопористость достигла значительных величин. Эта группа пород характеризуется высокой катагенетической преобразованностью ОВ и почти полной реализацией им нефтегенерационного потенциала. Судя по значениям $T_{\max}$ (среднее 455 °С) и HI (среднее 100 мг УВ/г ТОС), стадия катагенеза таких пород отвечает концу «нефтяного окна».

Известно, что структура аморфного керогена значительно изменяется в процессе катагенетических деформаций и образования микронепти. Кероген можно рассматривать как макромолекулу, которая составлена конденсированными циклическими ячейками, соединенными гетероатомными связями или алифатическими цепочками. В процессе катагенеза изменения керогена связаны с уменьшением доли водорода и отношения Н/С вследствие образования микронепти [Тиссо, Вельте, 1981]. Такие изменения в строении молекул керогена были зафиксированы и для керогена БС. Под руководством д.х.н. А.Л. Максимова (химический факультет МГУ) были проведены исследования образцов керогена, выделенного из пород БС, отобранных на Приразломном и Правдинском месторождениях Большого Салыма. Степень катагенеза пород БС в одном случае отвечает середине главной фазы нефтеобразования (МК2), а в другом случае – концу мезокатагенеза (МК4). Реконструкции фрагментов молекул керогена приведены на рис. 2.44. Структура керогена

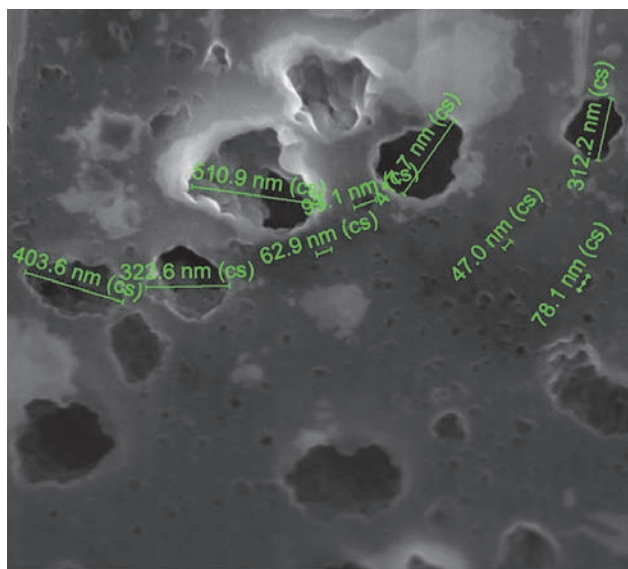
в процессе термического преобразования становится более конденсированной за счет удаления неконденсированных звеньев (алифатических цепей, насыщенных или ароматических циклов). Вследствие усиления конденсации молекулярная структура керогена становится более упорядоченной и занимает меньший объем по сравнению с керогеном, сохранившим генерационный потенциал (рис. 2.44).

Исследования с помощью РЭМ керогена отложений БС показали, что увеличение термической зрелости определяет и увеличение размеров пор в керогене как за счет увеличения размеров индивидуальных пор, так и за счет соединения нескольких пор между собой (рис. 2.42).

Увеличение размеров происходит как за счет роста индивидуальных пор, так и за счет соединения пор между собой. Размеры новообразованных полостей могут быть более 2 мкм (рис. 2.42).

Изображение среза керогена после травления поверхности ФИП, полученное при съемке под РЭМ [Исследования..., 2015], представлено на рис. 2.45. Поры сильно отличаются по размеру: первые характеризуются диаметром 0,2–1 мкм, вторые – мелкие диаметром 20–70 нм.

Карты распределения элементов на участке среза [Исследования..., 2015] представлены на рис. 2.46. В этой части образца поры окружены областями, обогащенными Fe, S и O. Соотношение элементов указывает на то, что это сульфат железа (FeSO_4).

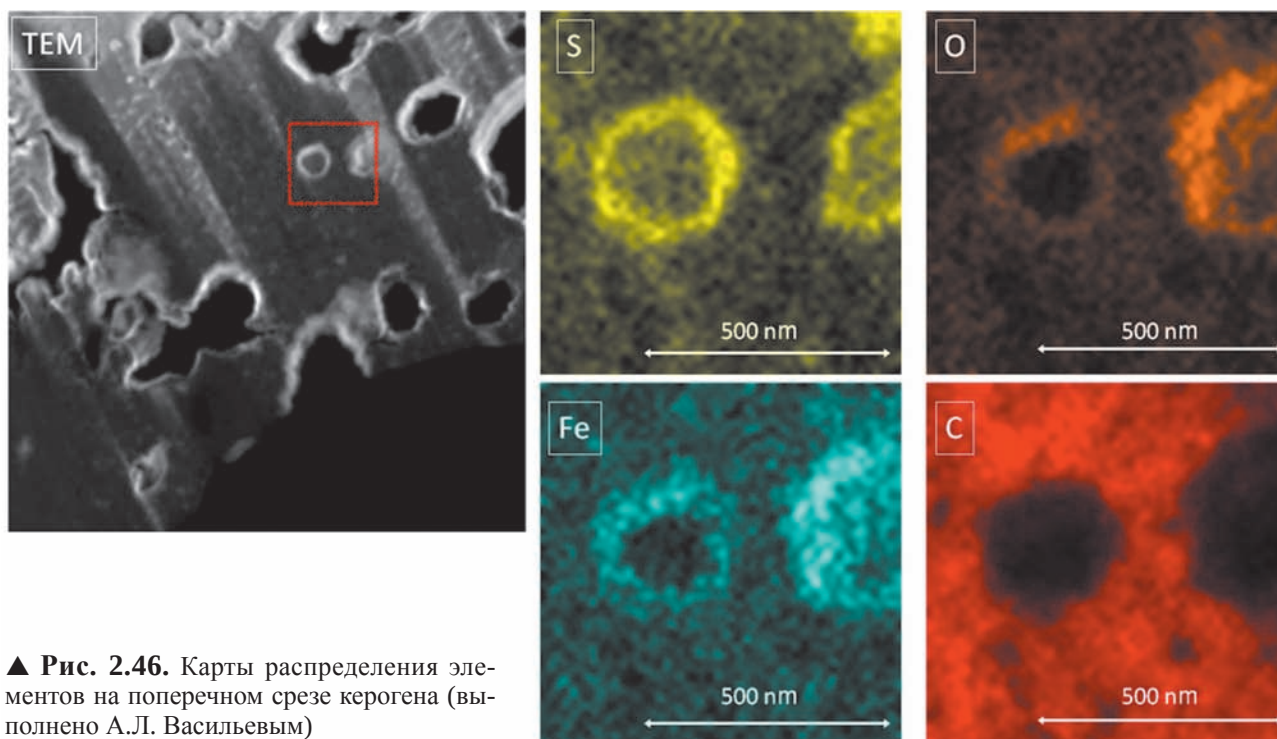


▲ **Рис. 2.45.** ФЭП-РЭМ изображение пор керогена. Поперечный срез (выполнено А.Л. Васильевым)

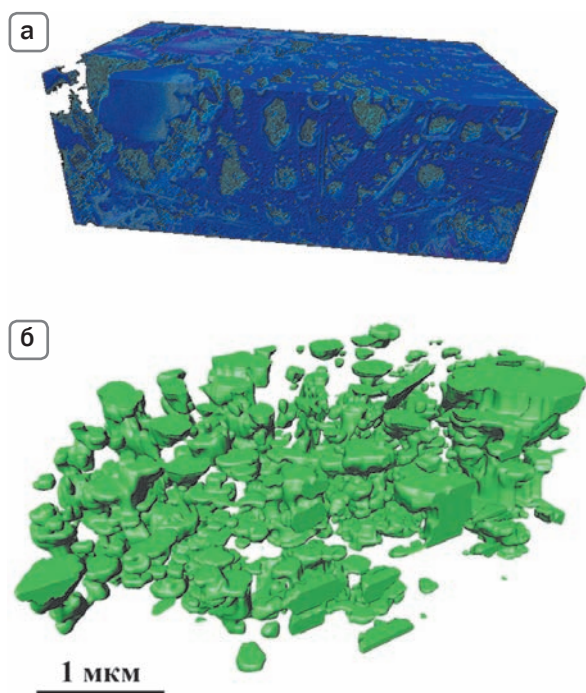
По результатам исследований методом ФЭП-РЭМ была выполнена трехмерная реконструкция участка пористого керогена [Исследования..., 2015]; восстановленное трехмерное изображение представлено на рис. 2.47, а. Поры представлены как области, частично окрашенные в зеленый

цвет. Расчеты показали, что пористое пространство составляет 22,5% от объема реконструированного участка. На рис. 2.47, б представлена отдельно трехмерная реконструкция пустотного пространства. Отдельно группой специалистов под руководством А.Л. Васильева была исследована сообщаемость пор между собой. Для этого было проведено так называемое «скелетизирование» пустотного пространства, позволившее оценить степень сообщаемости пор. Одна из проекций трехмерного куба сообщаемости пор в керогене приведена на рис. 2.48. Одним цветом на рисунке показаны поры, сообщающиеся между собой. Анализ показал, что таких сообщающихся пор в рассмотренном объеме 92%. Расчет общей пористости образца с учетом пористости керогена и пористости минеральной составляющей соответствует коэффициенту пористости, равному 6,2%, измеренному на цилиндре 30×30 мм.

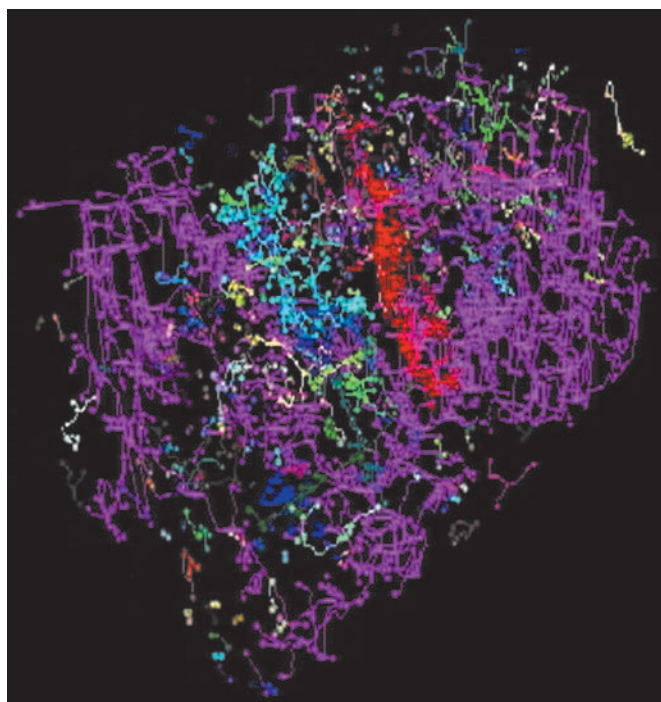
Таким образом, размеры пор в керогене, их сообщаемость между собой свидетельствуют о том, что пористость керогена является частью общей пористости пород БС. На рис. 2.49 показано, что общая пористость пород напрямую зависит от пористости керогена и сообщаемости разного вида пустотного пространства между собой.



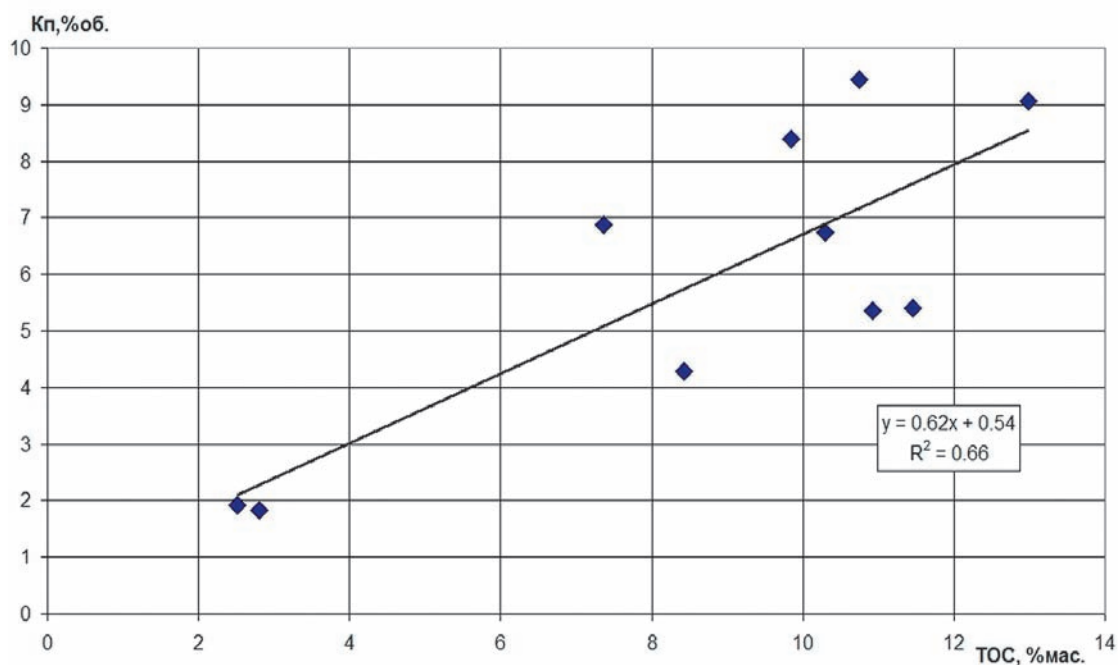
▲ **Рис. 2.46.** Карты распределения элементов на поперечном срезе керогена (выполнено А.Л. Васильевым)



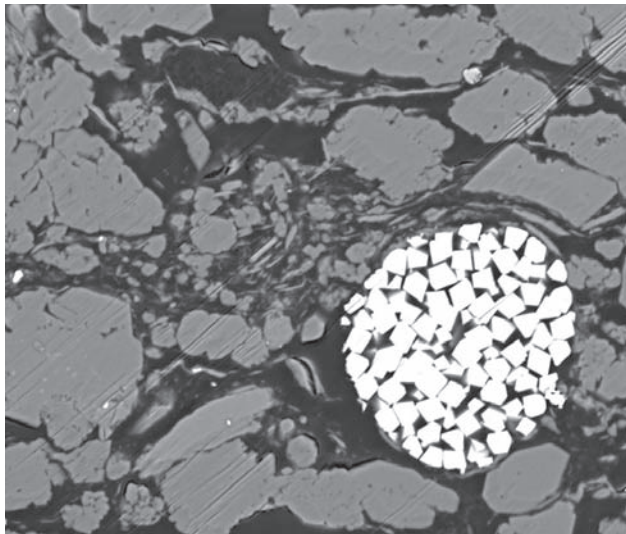
▲ **Рис. 2.47.** Изображение участка образца БС, размеры области $4 \times 6 \times 10$ мкм (выполнено А.Л. Васильевым): а) восстановленное трехмерное изображение образца, синим цветом обозначен кероген, зеленым – пустотное пространство; б) трехмерное изображение пустотного пространства



▲ **Рис. 2.48.** Реконструкция сообщаемости пор в керогене между собой (выполнено А.Л. Васильевым)



▲ **Рис. 2.49.** Увеличение коэффициента динамической пористости (K_p , %об.) породы при увеличении доли керогена (ТОС) для пород, находящихся на стадии катагенеза МКЗ–МК4



▲ **Рис. 2.50.** РЭМ изображение среза образца, полученное в режиме регистрации обратно рассеянных электронов, демонстрирующее отсутствие изоморфных пор в керогене (темные области на рисунке) при стадии катагенеза МК1–МК2

В керогене пород, находящихся на более низких стадиях катагенеза, пор не выявлено (рис. 2.50).

Были выделены и изучены четыре типа пустотного пространства в породах БС: порово-микрокавернозный тип и межкристаллическое пустотное пространство в кремнистых и карбонатно-кремнистых породах, трещинно-каверновый тип в породах слоя КС, внутрикерогеновое пустотное пространство преимущественно в глинисто-кремнистых породах на стадии катагенеза выше МК3.

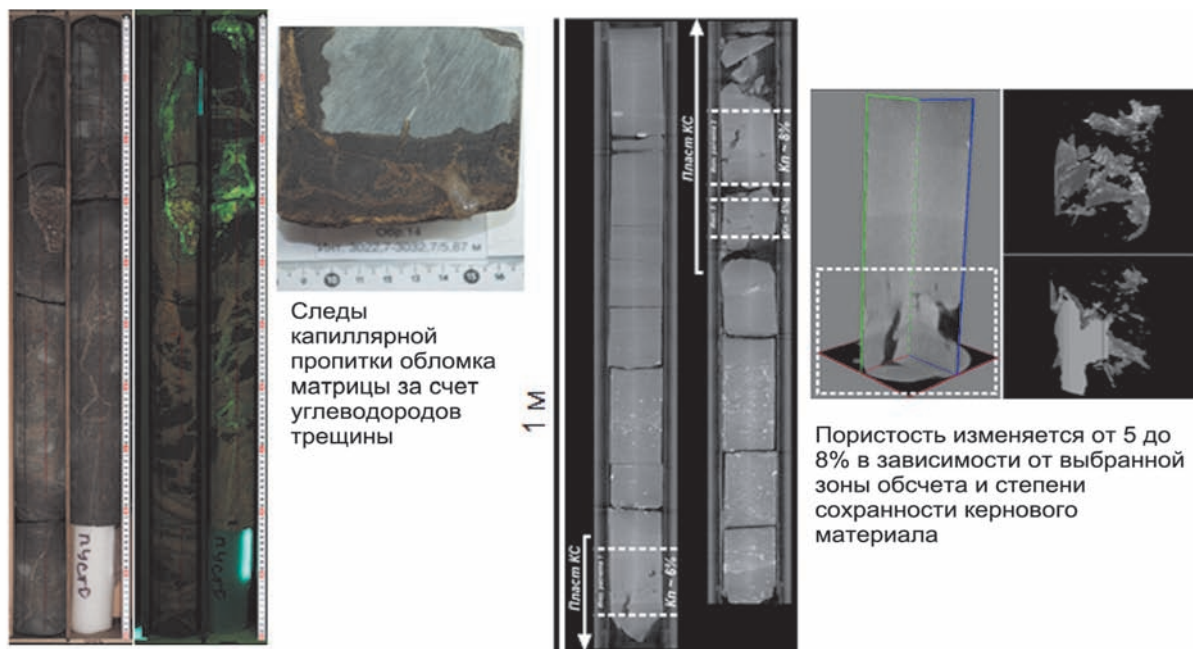
Трещинно-каверновый тип порового пространства выделен в пласте КС. Нефтенасыщение пород слоя КС связано с поверхностями разнонаправленных трещин и связанных с ними каверн выщелачивания. Видимые размеры каверн и трещин достигают нескольких см в ширину и нескольких десятков см в длину. Характер минерализации трещин позволяет выделить до трех стадий заполнения их органо-минеральным веществом. Нефтенасыщение пород матрицы слоя КС низкое, на отдельных образцах керна зафиксированы процессы пропитки матрицы углеводородами в направлении от краев трещин. Равномерность и интенсивность пропитки контролируется структурой и составом пород матрицы и степенью нефтенасыщенности самих трещин и каверн. Объем пустотного пространства трещин и каверн оценить методами стандартной петрофизики невозможно. Для этой

цели использовались результаты макротомографической съемки трещинно-кавернозных интервалов. Расчеты показали, что пористость таких интервалов изменяется в пределах 5–8% в зависимости от выбранной зоны обсчета и степени сохранности кернового материала. Максимальная пористость может достигать 10% (рис. 2.51).

Все выявленные в баженовско-абалакском комплексе типы порового пространства в породах, способных отдавать нефть из пласта в скважину без специальных ГТМ, являются вторичными, образованными на различных этапах литогенеза, и имеют сложную структуру пустотного пространства. Пустотное пространство пород БС относится к поровому типу и является результатом преобразования органической (кероген) и минеральной (биогенный кремнезем, карбонаты, пирит) части пород. В баженовской свите максимальными размерами пустот и наилучшей сообщаемостью характеризуются порово-микрокавернозные, межкристаллические и межагрегатные пустоты в неслоистых кремнистых и карбонатно-кремнистых породах. В породах с высокой степенью катагенетической преобразованности помимо пор минеральной части породы значительную роль в объем и сообщаемость пустотного пространства вносит пористость керогена. Общий объем пустотного пространства напрямую зависит от сообщаемости различного вида пор между собой в объеме породы.

К трещинно-каверновому типу относится поровое пространство пласта КС, приуроченного к кровле абалакской свиты и/или нижней части БС. Трещины и каверны в изученных скважинах слабо сообщаются между собой, несмотря на значительные размеры.

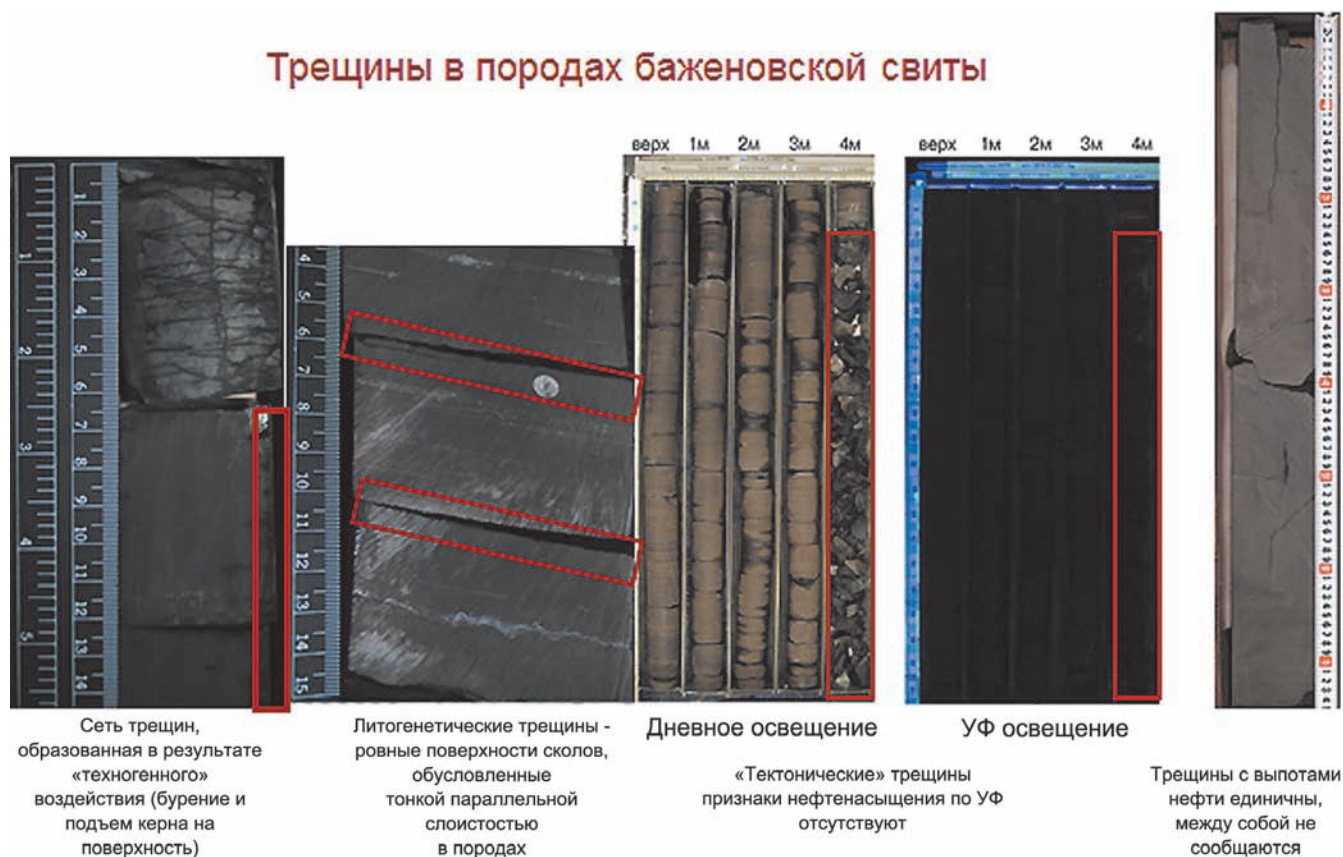
В породах БС установлено наличие трещиноватости, однако выделить трещинный или трещинно-кавернозный тип коллектора как преобладающий в БС не удалось. Трещины в БС по большей части являются техногенными, образовавшимися при бурении или за счет подъема керна на поверхность при снятии давления; выявлены также литогенетические трещины, образованные за счет тонкой параллельной слоистости в породах; установлены тектонические трещины с отсутствием признаков нефтенасыщения по характеристике свечения керна под УФО. Установленные трещины с выпотами нефти являются единичными без сообщения между собой, насыщение трещин происходит за счет пород матрицы (рис. 2.52).



Структура пород пласта КС и их
неравномерное насыщение,
приуроченное к кавернам и трещинам

▲ Рис. 2.51. Трещинно-каверновый тип порового пространства

Трещины в породах баженовской свиты



▲ Рис. 2.52. Трещины в породах баженовской свиты

Проведенные в ряде скважин Салымской группы месторождений исследования электрическими микросканерами FMI, а также отборы проб нефтей приборами MDT показали, что естественная трещиноватость в породах развита очень слабо, выделенные природные трещины, как правило, залечены, основные интервалы притока или положительного отбора проб не связаны с интервалами трещиноватости. При исследовании керна из продуктивного интервала макроскопических трещин выявлено не было. При исследовании структуры порового пространства пород из продуктивного интервала с помощью рентгеновского микрографа трещин также не выявлено (рис. 1.12).

Наблюдаемые в керне трещины и каверны относятся к карбонатным породам пласта КС, насыщены нефтью, что подтверждается свечением в УФО, а также следами капиллярной пропитки матрицы за счет УВ трещин.

2.4. Модель нефтенасыщенности пород баженовской свиты (кроме отложений КС)

Проведенные исследования позволили разработать и предложить модель порового пространства БС и насыщающих его флюидов. В модели отражена структура порового пространства, а также углеводородные соединения, заполняющие поровое пространство и различающиеся по подвижности (см. рис. 2.53).

Минерально-компонентный состав пород определяется соотношением кремнисто-карбонатной основной части матрицы пород (ккм), глинистых минералов (гл) и керогена (кер). В матрицу помимо кремнистых минералов, кальцита и доломита, входят также пирит, альбит, сидерит.

Как и для всех горных пород, полный объем V породы складывается из объема твердой фазы ($V_{ск}$) и общей пористости ($K_{п.общ}$):

$$V_{ск}/V + K_{п.общ} = 1.$$

При этом

$$V_{ск} = V_{ккм} + V_{гл} + V_{кер},$$

где $V_{гл}$ – суммарное содержание всех глинистых минералов, $V_{кер}$ – содержание керогена.

Общая пористость ($K_{п.общ}$) состоит из открытой ($K_{п.откр}$) и закрытой пористости ($K_{п.закр}$):

$$K_{п.общ} = K_{п.откр} + K_{п.закр}.$$

Как открытые, так и закрытые поры расположены в породе между отдельными кристаллами (межкристаллическая пористость), компонентами на границе «кероген-минеральный скелет» (межкомпонентная пористость) или непосредственно в керогене ($K_{п.кер}$).

Открытая пористость может быть заполнена как подвижными, так и неподвижными соединениями.

Открытая пористость сообщающихся пор, заполненная свободными подвижными УВ, относится в нашей терминологии к динамической пористости – $K_{п.дин}$.

К неподвижным соединениям относятся физически связанные УВ и гетероатомные соединения (ГАС) на границе «пора–твердая фаза» (рис. 2.54), а также связанная вода глинистых минералов и гидрофильных капилляров:

– открытая пористость, заполненная физически связанными УВ и ГАС – $K_{п.откр.св.}$;

– открытая пористость, заполненная связанной водой глинистых минералов и гидрофильных капилляров – $K_{п.откр.св.в.}$.

Часть пор между минеральными агрегатами, и даже поры внутри отдельных минералов в процессе преобразования пород оказываются запечатанными тяжелыми компонентами – $K_{п.зап.н}$:

$$K_{п.откр} = K_{п.дин} + K_{п.зап.н} + K_{п.откр.св.} + K_{п.откр.св.в.}$$

В породах БС присутствуют закрытые поры, объем которых, по разным оценкам, составляет до 10÷20% от объема открытых пор. Так же, как и в открытых порах, на поверхностях закрытых пор сорбируются УВ и ГАС. Но в центральной части закрытой поры, если ее размер позволяет, присутствует свободная нефть.

Закрытая пористость включает в себя:

– закрытую пористость, заполненную свободными неподвижными УВ и ГАС – $K_{п.закр.н}$;

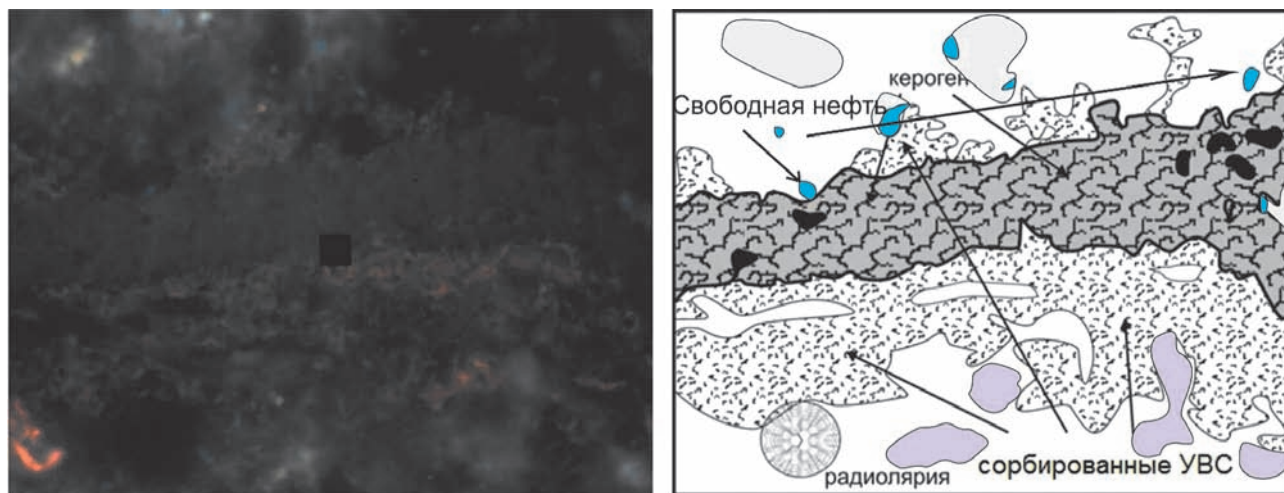
– закрытую пористость, заполненную физически связанными УВ и ГАС – $K_{п.закр.(св.)}$;

– закрытую пористость, заполненную связанной водой глинистых минералов и гидрофильных капилляров – $K_{п.закр.св.в.}$;

$$K_{п.закр} = K_{п.закр.н} + K_{п.закр.св.} + K_{п.закр.св.в.}$$



▲ **Рис. 2.53.** Модель порового пространства и насыщающих флюидов для пород баженовской свиты



Размер метки в центре кадра 5×5 мкм.

▲ **Рис. 2.54.** Микрофотография ОВ баженовской свиты под люминесцентным микроскопом с темно-бурым микропрослоем керогена, окруженного люминесцирующим сингенетичным битумоидом, а также схематическое соотношение свободной нефти и сорбированных УВС в поровом пространстве пород (выполнено Н.В. Прониной)

Таким образом, свободные УВ и ГАС занимают объем $K_{п.дин} + K_{п.зап.н} + K_{п.закр.н}$ причем подвижные из них занимают объем лишь динамической пористости $K_{п.дин}$. Коэффициент нефтенасыщенности для этой пористости равен 1. УВС в динамической пористости формируют геологические запасы подвижной нефти БС.

Все остальные УВ соединения, находящиеся в поровом пространстве, относятся к ресурсам. Это высвобождаемые углеводородные соединения.

В результате исследований было установлено, что из пород БС можно извлекать «синтетическую» нефть путем деструкции керогена. Объем «синтетической» нефти относится к третьему типу предлагаемых к подсчету объемов УВС.

2.5. Реализация генерационного потенциала керогена (написано совместно с А.Ю. Бычковым, А.Г. Калмыковым)

Кроме свободной нефти и сорбированных УВС продемонстрирована экспериментальная возможность реализации потенциала керогена и возможность получения нефти путем воздействия на кероген и его дозревания.

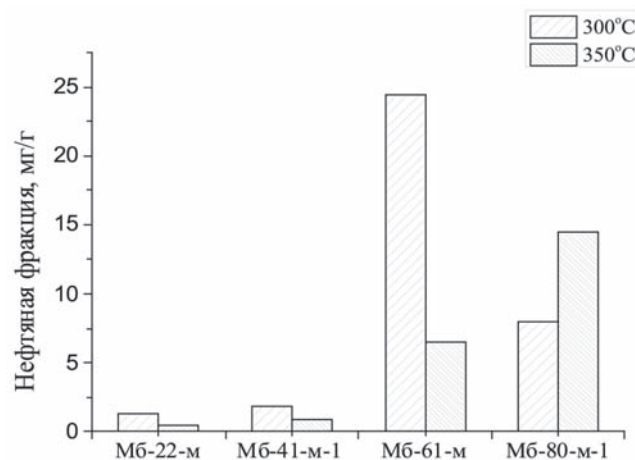
Для реализации генерационного потенциала керогена была поставлена серия экспериментов по тепловому воздействию на породы при различных температурах. Эксперименты проводились в автоклавах, в результате чего создавали закрытую систему, моделирующую реальные условия в пласте. Давление в автоклаве определялось давлением насыщенного пара воды, которую добавляли в автоклав наряду с широкой фракцией истертого до размеров менее 3 мм образца. Температура варьировалась от 200 до 500 °С. Эксперименты проводились на образцах породы БС, в которых ОВ находилось на разной стадии катагенеза от ПКЗ до МК4.

На первом этапе были поставлены эксперименты по влиянию температуры на реализацию остаточного генерационного потенциала. В качестве объекта в данных исследованиях использовались четыре образца БС из одной из скважин Малобалыкского месторождения, находящихся на разных глубинах и преобразованных до стадии катагене-

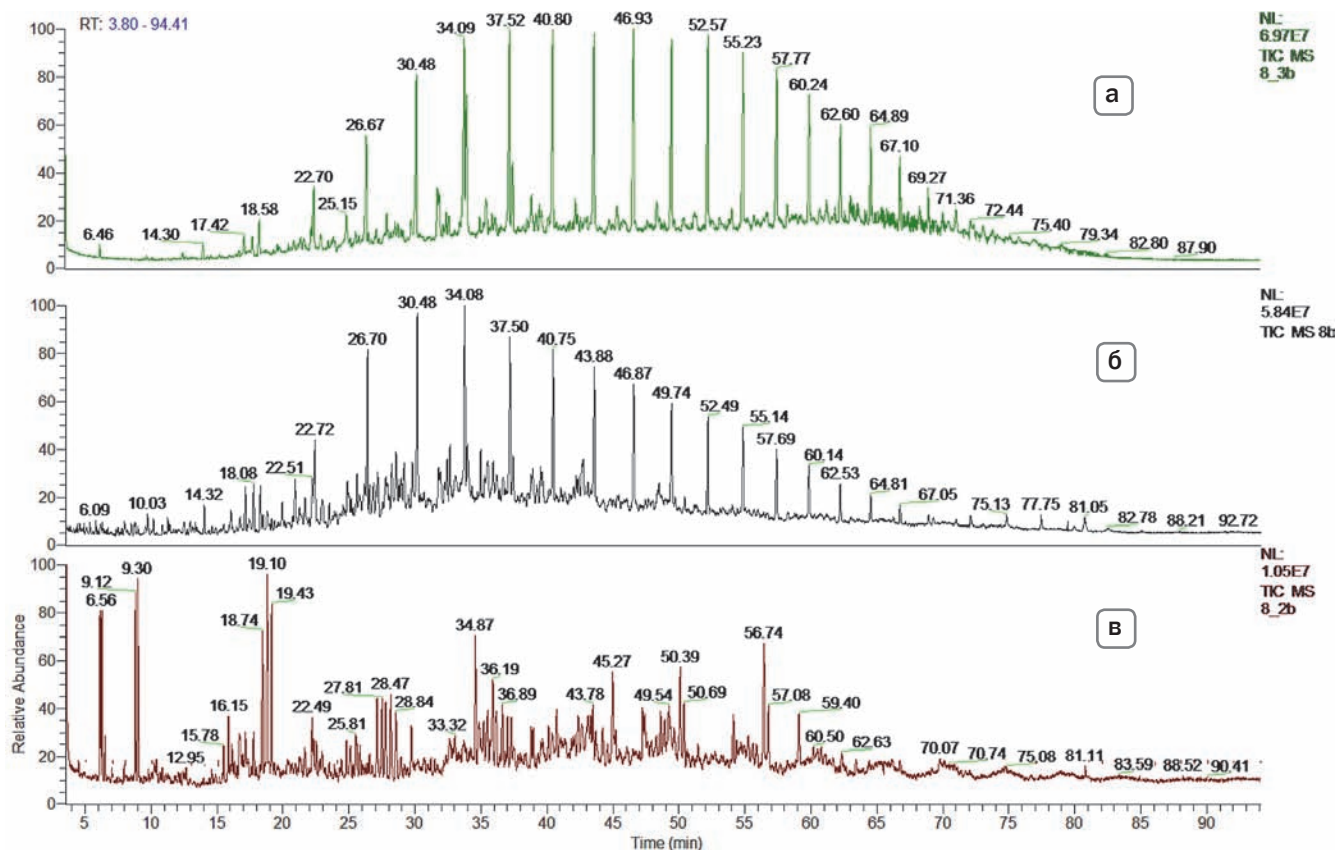
за МК2. Длительность экспериментов составляла 7 дней.

Было показано, что при температурах 250 °С и меньше жидких и газообразных УВ практически не образуется, а небольшое количество УВ, выделившееся из породы и оставшееся в автоклаве, в основном связано с высвобождаемыми сорбированными битумоидами. При повышении температуры до 300 °С количество выделяемых жидких УВ возрастает до 2,5 мг/г породы (3 мас.% от ТОС образца), что соответствует 0,7% от объема породы. Для одного из образцов при температуре 300 °С количество жидких УВ составило 25 мг/г породы, или 7% от объема породы. Однако дальнейшее повышение температуры не приводит к большему увеличению выделения жидких УВ, а, наоборот, в большинстве случаев приводит к снижению их количества и увеличению количества газообразных продуктов. Дальнейшее повышение температуры приводит к преобразованию всех жидкообразных продуктов в газообразные. Наглядно результаты эксперимента приведены на рис. 2.55.

Анализ жидких УВ методом хроматографии также показал различия в составе продуктов, полученных при разных температурах (рис. 2.56). Было установлено, что при температуре 250 °С максимум распределения нормальных алканов приходится на н-алканы с длиной цепи C11 (рис. 2.56, а). Повышение температуры до 300 °С приводит к смещению максимума в сторону более коротких углеводородов (C8) (рис. 2.56, б). В то же время



▲ **Рис. 2.55.** Результаты экспериментов по выделению углеводородов нефтяных фракций из проб пород БС при различных температурах



▲ **Рис. 2.56.** Результаты хроматографического анализа нефтяных фракций образца из Мб-80-м-1 при температурах: а) 250 °С, б) 300 °С и в) 350 °С

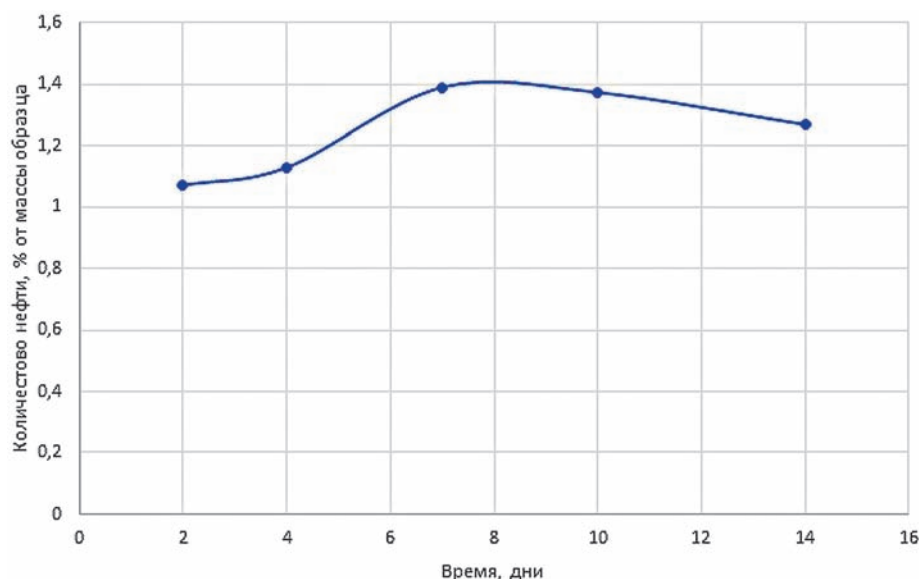
количественное соотношение н-алканов и других соединений при температурах 250 °С и 300 °С соизмеримо и близко. Дальнейшее повышение температуры приводит к образованию тяжелых соединений, на хроматограмме присутствует большое количество сложно идентифицируемых пиков, что может говорить о возможном начале процесса коксования керогена, образовании тяжелых асфальтеновых и смолистых соединений, сложных соединений различной длины и состава. В то же время максимальное количество соединений также стремится к минимальной длине цепи, что объясняет большое количество газообразных продуктов.

Таким образом, проведенные эксперименты показали, что образование существенного количества жидких углеводородов при деструкции керогена, которые авторы называют «синтетической» нефтью, происходит в достаточно узком интервале температур между 250 и 350 °С.

Следующим вопросом являлся выбор оптимального времени протекания процесса, при котором формируется максимальное количество

«синтетической» нефти. Для этого был проведен кинетический эксперимент, в котором образец БС, находящийся на стадии зрелости МК2, был истерт до порошка и разделен на одинаковые части, которые были затем загружены в автоклав на различное количество времени. Температура эксперимента составляла 300 °С. В автоклавы так же, как и в предыдущих экспериментах, добавляли воду. Результаты данной кинетической серии представлены на рис. 2.57.

Как видно на рисунке, для образца, находящегося на стадии МК2, на первом этапе с увеличением времени воздействия наблюдается рост количества жидких углеводородов, выделяющихся в эксперименте. При времени воздействия, составляющем 7–8 дней, на графике наблюдается максимум, после которого количество нефтяных продуктов начинает уменьшаться. При этом пиролитические исследования показали, что в максимуме реализация генерационного параметра S_2 , включающая часть связанных углеводородов и генерационного потенциала керогена, завершена



◀ **Рис. 2.57.** Зависимость выделения нефтяных фракций углеводородов из образца пород баженовской свиты со степенью зрелости МК2 от времени

на 70%. Увеличением времени воздействия в два раза можно довести это значение до 80%, однако количество жидких углеводородов уменьшится. В то же время стоит отметить, что параметр S_1 , характеризующий легкие УВ в образце, практически не меняется (максимальное отличие достигает 40%, при этом большинство значений не различается более чем на 20%).

Исходя из данных значений можно сделать предположение, что в результате теплового воздействия на образец при 300 °С в первую очередь реализуется генерационный потенциал керогена, тогда как сорбированные углеводороды извлекаются в незначительных количествах. Результаты пиролитических исследований приведены в табл. 2.4.

Таблица 2.4

Изменение пиролитических параметров образца при различном времени теплового воздействия на образец со стадией катагенеза МК2

Время, дни	S_1 , мг УВ/г породы	S_2 , мг УВ/г породы	ТОС, мас.%	T_{max} , °С
0	7,7	53,5	11,4	443
2	5,8	25,9	8,6	444
4	7,3	21,0	8,8	448
7	7,1	16,4	8,2	451
10	4,1	10,7	7,3	456
14	6,2	11,0	7,4	457

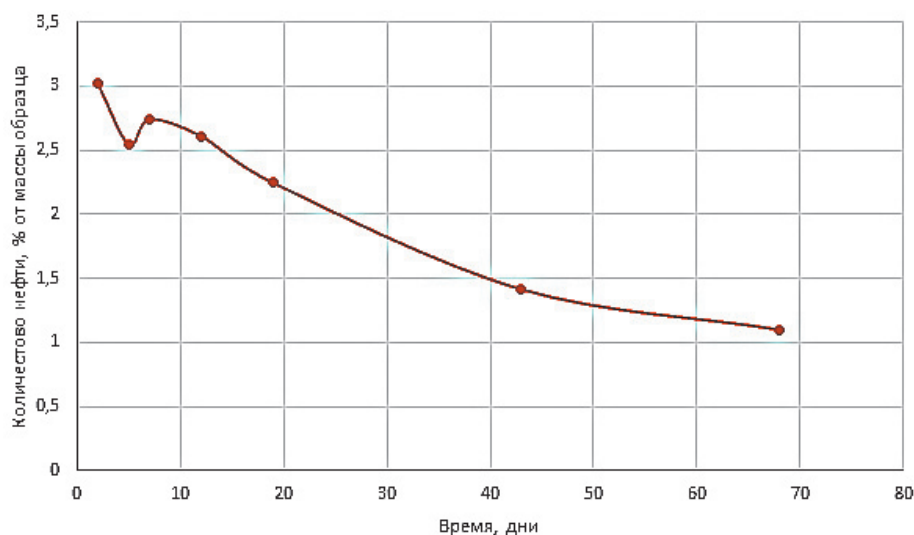
Полученные результаты продемонстрировали наличие оптимального времени, при котором образуется максимальное количество жидких углеводородов. При этом в образце не наблюдалось полное извлечение всех возможных углеводородов — пики S_1 и S_2 не снизились до 0. Аналогичные кинетические эксперименты при той же температуре 300 °С были поставлены с образцами БС, находящимися на стадии катагенеза ПК3 и МК4. Полученные результаты представлены на рис. 2.58, 2.59.

В результате проведенных экспериментов было установлено, что в зависимости от стадии катагенеза время теплового воздействия, необходимое для получения максимального выхода синтезированной нефти, будет изменяться. Так, для образцов с практически непретворенным органическим веществом данное время существенно снижается и может составлять несколько суток (рис. 2.58), в то время как для образцов с высокой стадией преобразования максимум наблюдается в районе 12–14 дней.

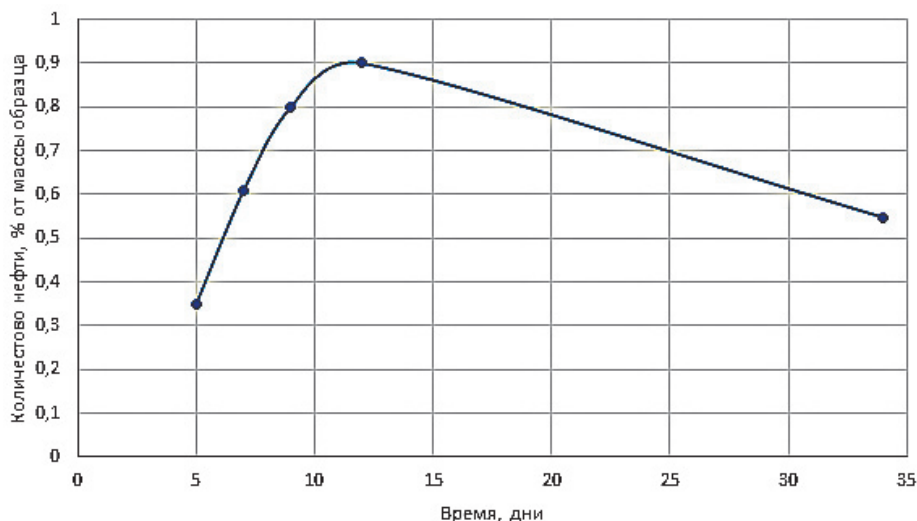
Так как для исследований выбирались образцы с близкими значениями ТОС, то можно провести прямое сопоставление количества выделившейся «синтетической» нефти. Как и ожидалось, количество «синтетической» нефти, полученное из породы на стадии ПК3, в три раза превышает выход при экспериментах на МК4.

Результаты пиролитических исследований образца, находящегося на стадии катагенетической преобразованности ПК3, до теплового воздействия и после разного времени воздействия тем-

► **Рис. 2.58.** Зависимость от времени выделения количества нефтяных фракций УВ из образца пород БС со степенью зрелости ПКЗ



► **Рис. 2.59.** Зависимость выделения нефтяных фракций углеводородов из образца пород БС со степенью зрелости МК4 от времени



пературой 300 °С, приведены в табл. 2.5. Как видно из таблицы, параметр S_2 , изначально равный 105 мг УВ/г породы, уже через 3 суток снижается до значения 15 мг УВ/г породы. Таким образом, из неэкстрагированного образца в результате теплового воздействия можно извлечь 85% углеводородов, относящихся к связанным углеводородам и нефтегенерационному потенциалу. Дальнейшее увеличение времени воздействия вдвое приводит к уменьшению S_2 еще на 5 единиц, после чего данный параметр меняется уже незначительно. При этом параметр S_1 в процессе экспериментов практически не изменялся, оставаясь в диапазоне 3÷7 мг УВ/г породы. Таким образом, тепловое гидротермальное воздействие реализует потенциал керогена, а связанные углеводороды в породе преимущественно сохраняются. При этом выход

составляет около 85÷95% S_2 и 50% от ТОС для образцов на стадии ПКЗ. Для образцов на стадии МК2 аналогичные значения составляют 50÷80% S_2 , или 25÷35% от ТОС.

Полученные результаты показывают возможность реализации генерационного потенциала керогена при тепловом воздействии и введении в систему воды. Эти данные хорошо согласуются с результатами зарубежных исследователей, которые проводят эксперименты на образцах сланцевых формаций, таких как Грин Ривер и Баккен [Behar et al., 2010; Pan et al., 2010; Rushdi et al., 2011; Zhang et al., 2014; Liang et al., 2015]. В то же время данные авторы в своих работах предлагали различные способы дополнительного воздействия на процесс термического преобразования керогена, в частности введения щавелевой кислоты

Таблица 2.5

**Изменение пиролитических параметров
образца при различном времени теплового
воздействия на образец со стадией
катагенеза ПКЗ**

Время, дни	S ₁ , мг УВ/г породы	S ₂ , мг УВ/г породы	ТОС, мас.%	T _{max} , °С
0	4,0	105,0	14,5	424
3	6,0	15,0	7,9	445
6	5,6	10,4	7,2	451
8	6,9	10,2	7,9	441
13	6,2	9,5	7,9	433
20	4,8	7,3	7,6	440

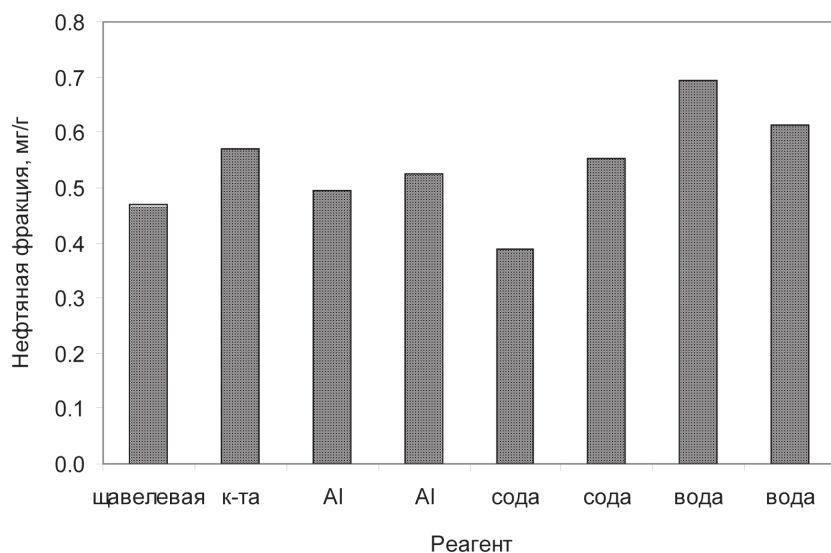
или добавления алюминия. В работах встречаются утверждения, что наличие воды не оказывает влияния на протекание процесса. Поэтому на Геологическом факультете МГУ были поставлены эксперименты, в которых в автоклав вместо воды добавляли раствор щавелевой кислоты, вводили алюминий, а также заменяли воду раствором соды. Эталонном служили эксперименты на тех же образцах, проводимые с водой. Эксперименты длились 7 дней, при температуре, оптимальной для гидротермального воздействия = 300 °С, образцы подбирались на стадии катагенеза МК2. Результаты эксперимента приведены на рис. 2.60. Как видно из рисунка, введение каждого из вышеперечисленных агентов не дало положительного эффекта, количество нефтяной фракции во всех экспериментах не увеличивалось. Следовательно,

в случае БС вводимые реагенты не оказывают положительного влияния на процесс.

Были проведены эксперименты в автоклавах без добавления воды. В отличие от результатов зарубежных исследователей, в случае БС жидкие УВ получить не удалось. Проведенные эксперименты подтвердили предположение авторов о влиянии воды на протекание процесса и возможном ее непосредственном участии в процессе преобразования керогена при температурном воздействии.

Для выявления возможного влияния водорода воды на протекание процесса получения УВ из керогена в эксперименте вместо дистиллированной воды была использована тяжелая вода D₂O. Полученная «синтетическая» нефть была исследована методом хроматомассспектрометрии. Было установлено, что в строении УВС практически отсутствует дейтерий – состав продуктов по массе и строению идентичен составу УВС, полученных в аналогичных экспериментах с дистиллированной водой. Таким образом, можно утверждать, что, являясь необходимым участником процессов реализации генерационного потенциала керогена при гидротермальном тепловом воздействии, вода не является химическим реагентом в процессе получения УВС.

Различие результатов, получаемых при тепловом гидротермальном воздействии на породы БС, с результатами аналогичных исследований высокоуглеродистых пород других формаций (доманиковые отложения Волго-Уральского НГБ), содержащих аналогичный тип ОВ на той же стадии зрелости, позволило сделать выводы о влиянии



◀ **Рис. 2.60.** Доля УВ из образца пород БС при воздействии различных реагентов

породы или отдельных ее компонентов на процесс формирования УВС. Были проведены эксперименты по тепловому воздействию на выделенный кероген, а также на нефть, добытую из БС в результате бурения скважин. Эксперименты проводились при температуре 300 °С, в автоклавы добавлялась вода в объемах, аналогичных экспериментам на породе. Было установлено, что в отсутствие породы изменений в керогене практически не происходит, новые продукты не выделяются, состав нефти практически не изменился. Следовательно, порода оказывает непосредственное влияние на протекание процесса и скорее всего является катализатором крекинга керогена.

Проведенные эксперименты показали возможность получения «синтетической» нефти при ре-

лизации генерационного потенциала керогена. Однако для правомерного подсчета потенциально извлекаемой массы «синтетической» нефти необходимо ответить на два ключевых вопроса:

а) Какая доля именно генерационного потенциала керогена может быть реализована?

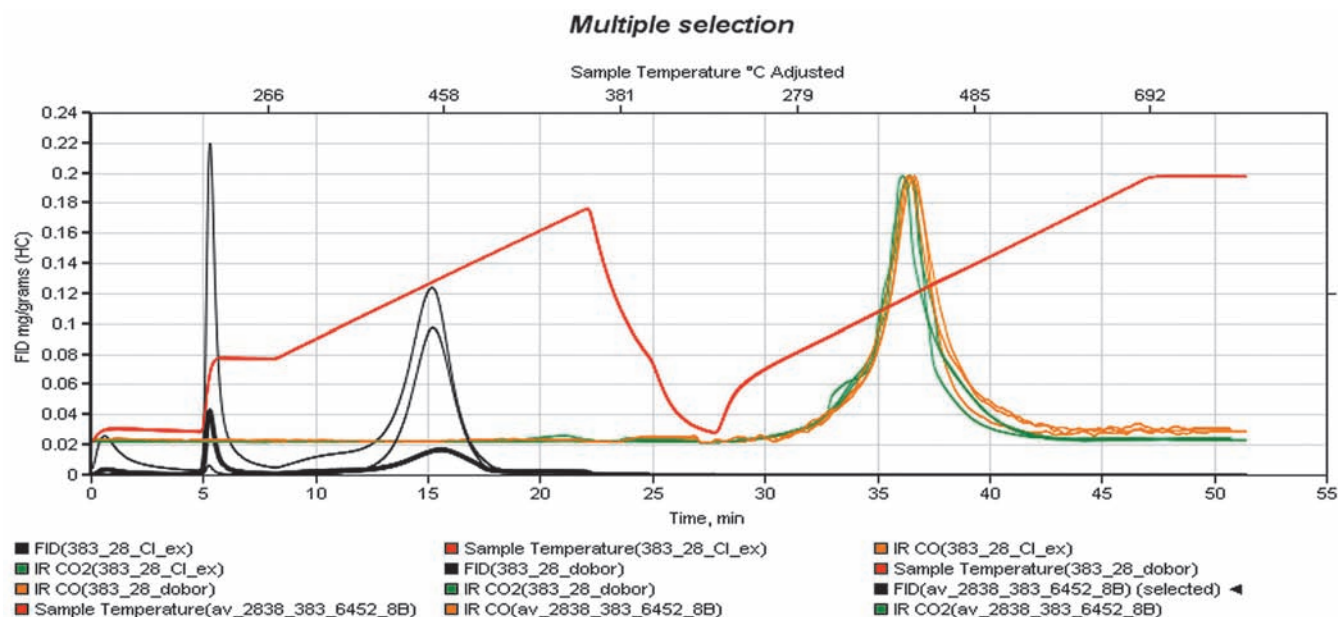
б) Насколько получаемые продукты схожи по составу с природной нефтью?

Для ответа на первый вопрос были проведены эксперименты по экстракции образца БС для извлечения связанных углеводородов, а также по тепловому воздействию на данный образец. Результаты пиролитических исследований исходного образца, породы после экстракции и после теплового воздействия приведены в табл. 2.6 и на рис. 2.61.

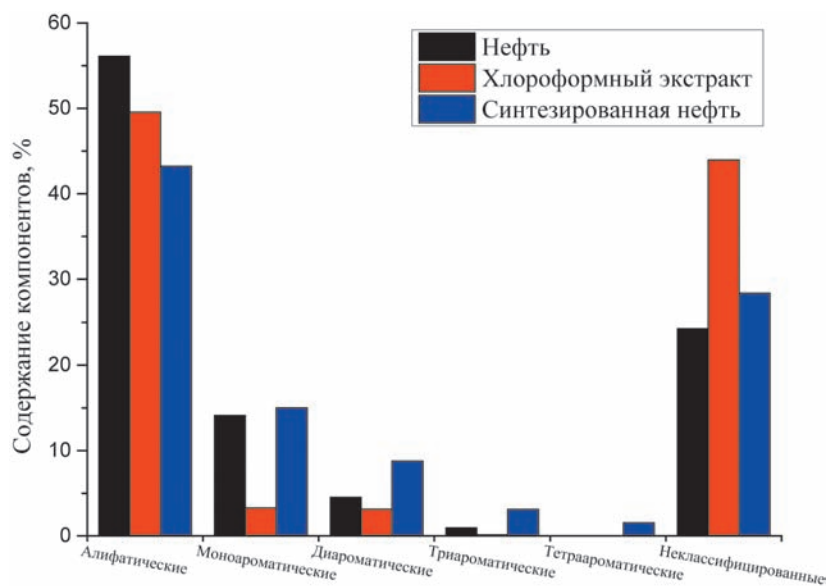
Таблица 2.6

Сравнение пиролитических параметров образца исходного, после экстракции и после теплового воздействия

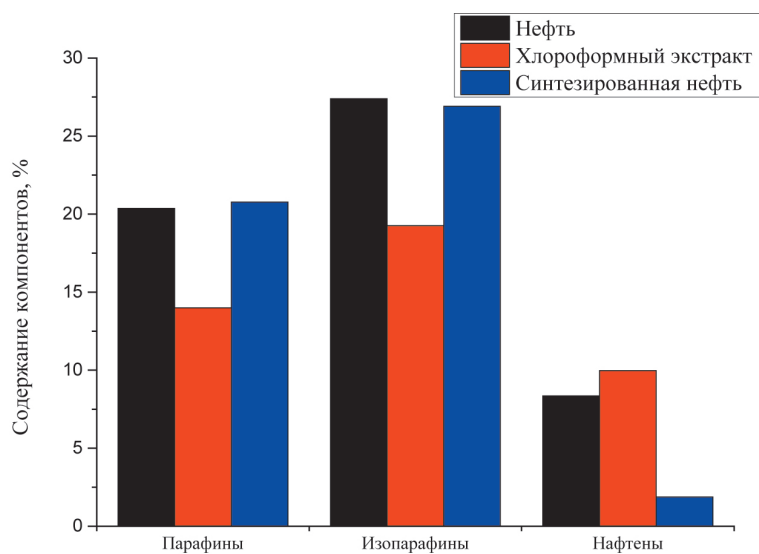
Образец	S ₀	S ₁	S ₂	S ₃	TOC	T _{max}	HI	PI	OSI
		мг УВ/ г породы	мг УВ/ г породы	мг CO ₂ / г породы	Мас. %	°C	мг УВ/г TOC		
Исходный образец	3,4	9,7	26,4	0,2	8,4	443	325	0,27	119
После экстракции		0,2	17,2	0,2	6,8	445	253	0,01	3
После теплового воздействия		1,9	5,8	0,2	6,3	455	93	0,25	30



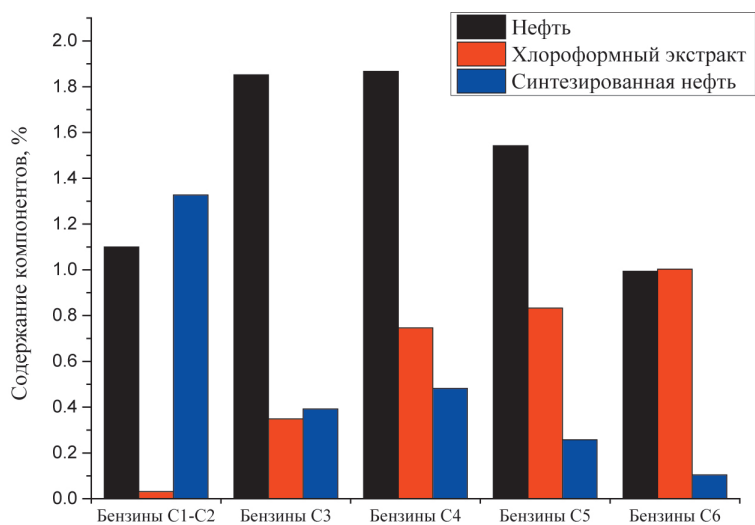
▲ Рис. 2.61. Пирограммы исходного образца, после экстракции и после теплового воздействия (выделена жирным)



◀ **Рис. 2.62.** Гистограмма содержания различных компонентов в нефти, экстракте и углеводородах «синтетической» нефти, полученной после теплового воздействия



◀ **Рис. 2.63.** Гистограмма содержания алифатических соединений в нефти, экстракте и углеводородах «синтетической» нефти, полученной после теплового воздействия



◀ **Рис. 2.64.** Гистограмма содержания бензиновых фракций в нефти, экстракте и углеводородах «синтетической» нефти, полученной после теплового воздействия

Как видно из таблицы, параметр S_2 до экстракции составляет 26,4 мг УВ/г породы, а после экстракции – 17,2 мг УВ/г породы. После теплового воздействия параметр S_2 равен 5,8 мг УВ/г породы. Таким образом, с учетом возможного наличия некоторого количества связанных углеводородов можно говорить, что остаточный генерационный потенциал керогена при стадии катагенеза МК2 реализуется на 70%, а для образцов пород на стадии катагенеза ПК3 остаточный генерационный потенциал реализуется на 85–95%. При этом, как видно из таблицы, в результате теплового воздействия происходит дозревание керогена, параметр HI уменьшается с 253 до 93 мг УВ/г ТОС, стадия катагенеза приближается к МК4.

Для ответа на второй вопрос были проведены хромато-масс-спектрометрические исследования образцов нефти, хлороформного экстракта и «синтетической» нефти на хроматографе высокой точности Pegasus HRT 4D – GCxGC-HR TOF MS. Содержание компонентов в исследуемых образцах приведено на рис. 2.62–2.64. Результаты исследования показали, что хлороформный экстракт существенно отличается от нефти и от синтезированной нефти, поскольку в нем содержится значительно меньше моно- и диароматических соединений. В то же время синтезированная нефть имеет одинаковое с природной нефтью количество парафинов, изопарафинов и бензинов C1–C2. Однако в данной синтезированной нефти обнаружено большее количество ди-, три- и тетраароматических соединений. При этом в ней меньше наftenов и бензиновой фракции. Таким образом, можно сделать вывод, что синтезированная нефть имеет некоторые отличия от природной нефти, и обе нефти имеют существенные различия с хлороформным экстрактом.

Проведя анализ результатов экспериментов, можно сделать следующие выводы:

1. В результате гидротермального воздействия на образцы БС при температуре 300 °С в закрытой системе при введении воды можно выработать остаточный генерационный потенциал керогена до 70–85% для стадии катагенеза МК2 и 85–95% для стадии катагенеза ПК3. Температурное окно реализации потенциала достаточно узкое, находится в интервале 250–350 °С с максимумом при 300 °С.

2. Стадия катагенеза оказывает существенное влияние на продолжительность процесса. Максимальный выход синтезированной нефти для образ-

цов БС на стадии ПК3 происходит в течение первых дней эксперимента, для образцов на стадии МК2 максимум смещается на время 7 дней, для стадии МК4 необходимо время около 12–14 дней.

3. Вода не является химическим реагентом процесса, но играет важную роль, влияя на изменения в породе и отводя продукты синтезированной нефти.

4. Порода играет роль активатора и катализатора процесса, без нее жидкие углеводороды не формируются.

5. Получаемые углеводороды по своему составу несколько отличаются от природной нефти и битумоидов.

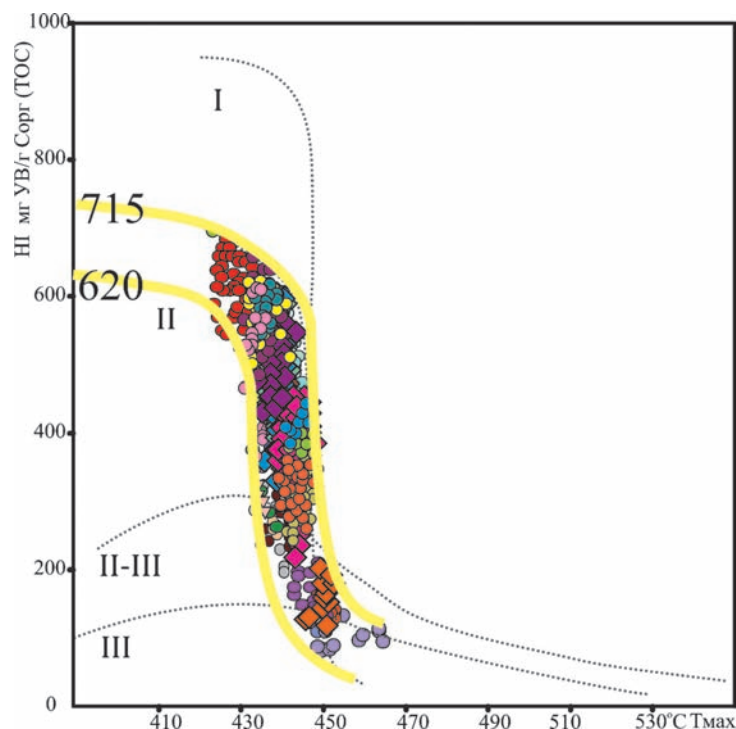
6. «Синтетическая» нефть должна рассматриваться как объект извлечения независимо от подвижной и высвобождаемой нефти

2.6. Степень зрелости органического вещества (написано совместно с Е.В. Козловой)

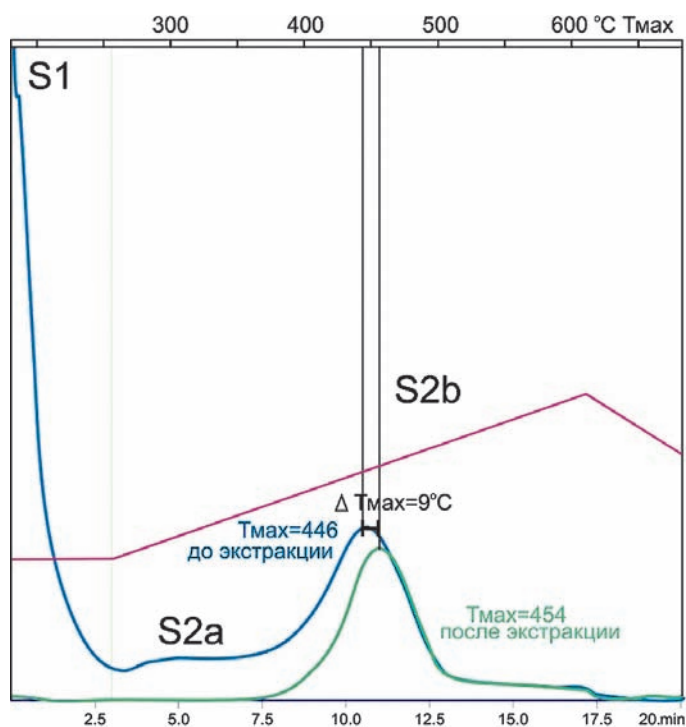
По количеству ОВ и генерационному потенциалу породы БС можно охарактеризовать как «превосходные». Для пород БС на изучаемой территории самые высокие значения водородных индексов достигали 715 мг УВ/г $C_{орг}$, самые низкие – 50 мг УВ/г $C_{орг}$ (рис. 2.65). ОВ согласно модифицированной диаграмме Ван-Кревелена и по содержаниям С, Н, О относится ко II типу с исходным значением $HI = 620 \div 715$ мг УВ/г $C_{орг}$. Пик S_2 показывает различные значения максимальной температуры генерации T_{max} для различных скважин.

Преобразованность ОВ не только в разных районах, но и от скважины к скважине одного лицензионного участка различается очень сильно, несмотря на то что породы отобраны приблизительно на одной и той же глубине (около 2800–3000 м).

Зафиксировано изменение параметра T_{max} в одном и том же образце до и после его экстракции хлороформом в аппарате Сокслета. Для некоторых образцов ΔT_{max} может достигать от 4 до 11 градусов. Особенно это хорошо заметно в коллекторских прослоях. Увеличение объема порового



▲ **Рис. 2.65.** Значения водородного индекса и температурного максимума пиролиза пород БС на модифицированной диаграмме Ван-Кревелена (получено Е.В. Козловой)



▲ **Рис. 2.66.** Изменение параметра $T_{\max}$ в образцах до и после экстракции

пространства, в конечном счете, приводит к увеличению в нем нефти, сгенерированной в БС. Кроме увеличения пика S_1 увеличивается и пик S_{2a} , соответствующий гетероатомным соединениям нефтяного ряда (ГАС НР), который, имея очень близкие пиролитические характеристики к нефтепроизводящему керогену, «накладывается» на пик S_{2b} , изменяет его конфигурацию и смещает максимум пика S_{2b} в левую сторону (рис. 2.66).

Практически в любых литологических разностях в прямой зависимости от пористости породы пик S_1 может быть обогащен миграционными битумоидами, в то же время в некоторых исследованных Е.В. Козловой образцах наблюдалось повышенное скопление битума, существенно превышающего параметр S_2 . Поэтому необходимо определять параметр S_2 после экстракции для корректной оценки количества сорбированных УВС и генерационного потенциала керогена в породе.

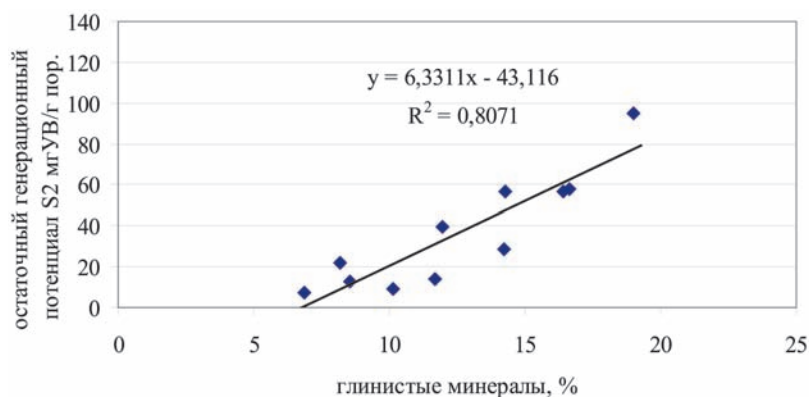
Для характеристики остаточного генерационного потенциала литотипов использовался параметр S_2 , полученный после экстракции. При этом исключались образцы с повышенным содержанием миграционного битумоида.

Самым низким нефтегенерационным потенциалом среди пород БС обладают апорадиолариевые карбонаты и карбонатно-кремнистые породы. Это связано с тем, что концентрация ОВ убывает прямо пропорционально содержанию в породах карбонатного материала. Параметр S_2 также находится в прямой взаимосвязи с глинистостью пород (рис. 2.67). Поэтому нефтегенерационный потенциал глинисто-кремнистых и карбонатно-глинисто-кремнистых пород выше, чем кремнистых. Причем максимальные величины характерны для кероген-глинисто-кремнистых пород верхней части разрезов.

Кроме литологического состава, на величину остаточного нефтегенерационного потенциала влияет степень катагенетической преобразованности пород. На исследуемой территории степень катагенеза пород БС сильно меняется: температурный максимум $T_{\max}$ пиролиза изменяется от 429 до 465 °C, водородный индекс HI изменяется от 650 до 50.

Наименьшая степень катагенеза (МК1) характерна для площадей, расположенных на

► **Рис. 2.67.** Прямая корреляционная зависимость между величиной остаточного нефтегенерационного потенциала (S_2 мгУВ/г породы) и содержанием глинистых минералов в кремнистых, глинисто-кремнистых и карбонатно-глинисто-кремнистых породах



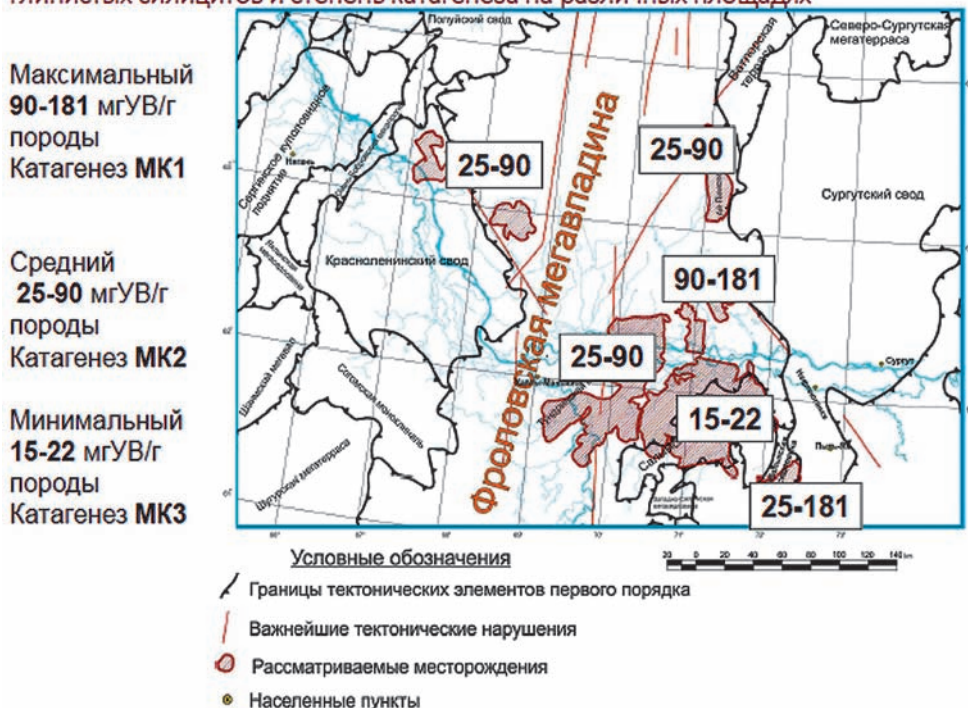
северо-восточном склоне Салымского мегавала, на западном склоне Сургутского свода и на части Малобалыкской мегаседловины (рис. 2.68). Остаточный нефтегенерационный потенциал составляет 90–200 мгУВ/г породы.

Средняя степень катагенеза (МК2) характерна для площадей в северной части Красноленинского свода и на его восточном склоне, на Ай-Пимском валу, в Тундринской котловине и на части Малобалыкской мегаседловины. Максимальный остаточный нефтегенерационный потенциал здесь составляет 25–90 мгУВ/г породы.

Стадия катагенеза пород БС на Салымском мегавале соответствует концу главной зоны нефтеобразования (МК3). Максимальный остаточный нефтегенерационный потенциал составляет 15–22 мгУВ/г породы.

Таким образом, нефтенасыщенность и нефтеотдающая способность пород БС на изучаемой территории определяется в большей степени свойствами пород, слагающих разрез: литологическим составом, степенью катагенетической преобразованности, направленностью вторичных преобразований.

Распределение нефтегенерационного потенциала глинистых и карбонатно-глинистых силицитов и степень катагенеза на различных площадях



▲ **Рис. 2.68.** Остаточный нефтегенерационный потенциал пород БС на исследуемой территории

Глава 3

ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ СТРОЕНИЯ РАЗРЕЗОВ

Для выявления закономерностей строения разрезов БС необходимо определить литологические типы слагающих ее пород, установить, в какой последовательности они сменяют друг друга. Типы пород определяются их составом, текстурой и структурой.

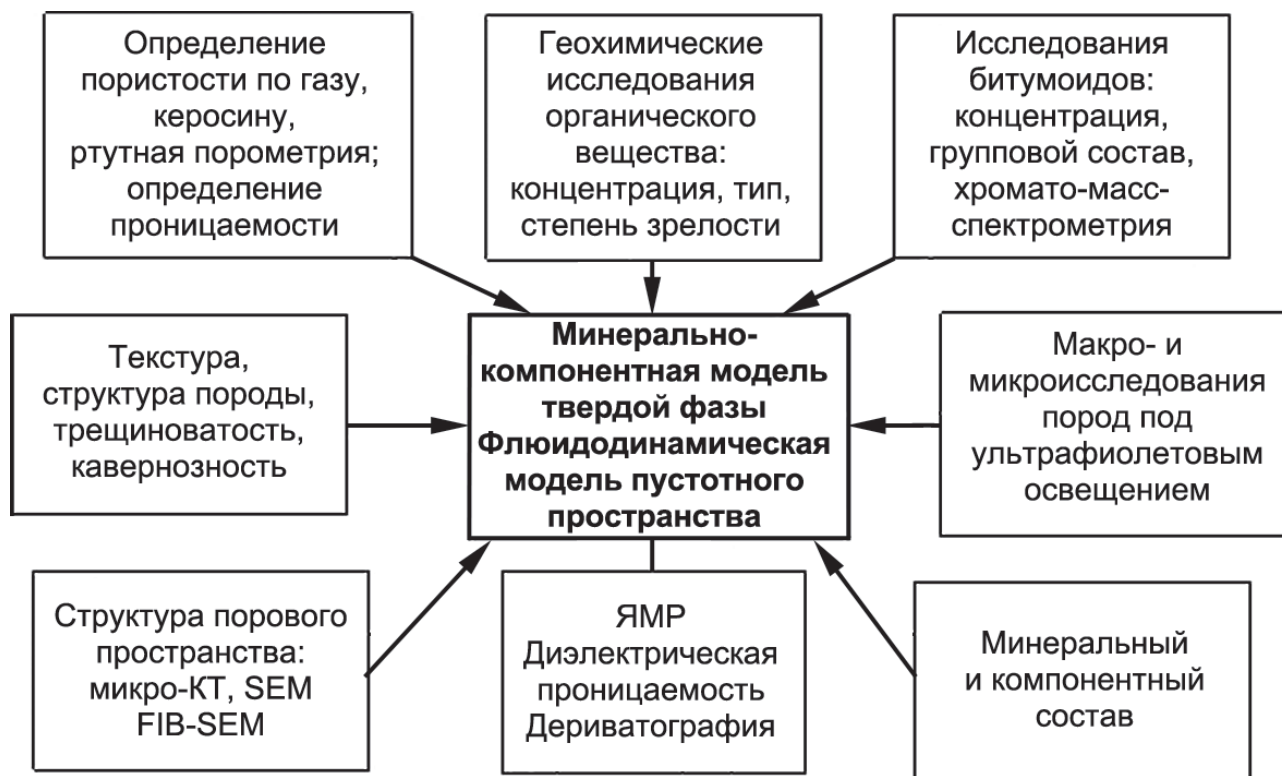
Изучение вещественного состава пород БС является ключом к решению ряда фундаментальных и прикладных задач. К первым относятся вопросы восстановления условий образования и вторичного изменения пород в диагенезе и катагенезе. Важным аспектом является изучение степени катагенетической преобразованности нефтематеринских пород, которая может оцениваться по измененности как ОВ, так и глинистых минералов (преобразование смектитов в иллиты). Минерально-компонентный состав (МКС) дает возможность достаточно объективно оценить соотношения основных породообразующих компонентов (кремнистой, карбонатной, глинистой составляющих и ОВ) и выявить закономерности их распределения по разрезу. Кроме того, знание МКС необходимо при построении петрофизических зависимостей керн-ГИС и расчете МКС пород по комплексу ГИС. Информация о вещественном составе пород важна при разработке залежей, в частности при выборе методов интенсификации добычи.

МКС пород можно разделить на две части:

1. Массовый минерально-компонентный состав (ММКС) твердой фазы.
2. Объемный минерально-компонентный состав (ОМКС) – полный состав всей породы, включая поровое пространство и заполняющие его компоненты.

Разделение МКС на две части обусловлено возможностью его определения по данным ГИС. Наиболее адекватный способ расчета МКС по данным ГИС – это использование методов измерения элементного состава, прежде всего импульсных нейтрон-гамма методов (ИНГК) с регистрацией полных спектров гамма-излучения во время и после нейтронной вспышки. Концентрации элементов в результате обработки каротажа получаются в массовых долях, поэтому их удобнее пересчитывать в массовые содержания минералов, минеральных ассоциаций и неминеральных компонентов (к примеру, керогена). Для этого необходимо подготовить массовую минерально-компонентную модель твердой фазы, интерпретационную петрофизическую систему, которая связывает концентрации минералов и неминеральных компонентов с концентрациями элементов.

Совершенно очевидно, что конечной задачей интерпретации комплекса ГИС является расчет объема порового пространства, и главное – объ-



▲ **Рис. 3.1.** Комплекс аналитических исследований, необходимый для формирования объемной минерально-компонентной модели пород

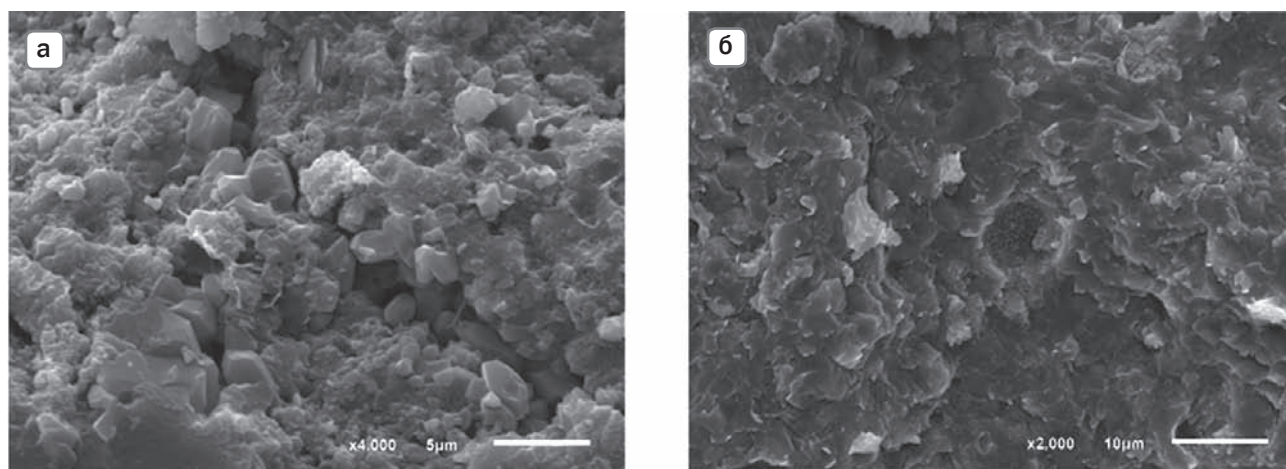
ема, занятого подвижной (извлекаемой) нефтью, то есть конечной задачей является объемный минерально-компонентный состав всей породы. Для решения конечной задачи необходимо провести большой объем аналитических исследований, проанализировать полученные данные, сформировать объемную минерально-компонентную модель (ОМКМ) всей породы и подготовить интерпретационную петрофизическую систему. На рис. 3.1 схематически представлен комплекс исследований, позволяющий сформировать объемную минерально-компонентную модель горной породы.

3.1. Минерально-компонентная модель пород баженовской свиты

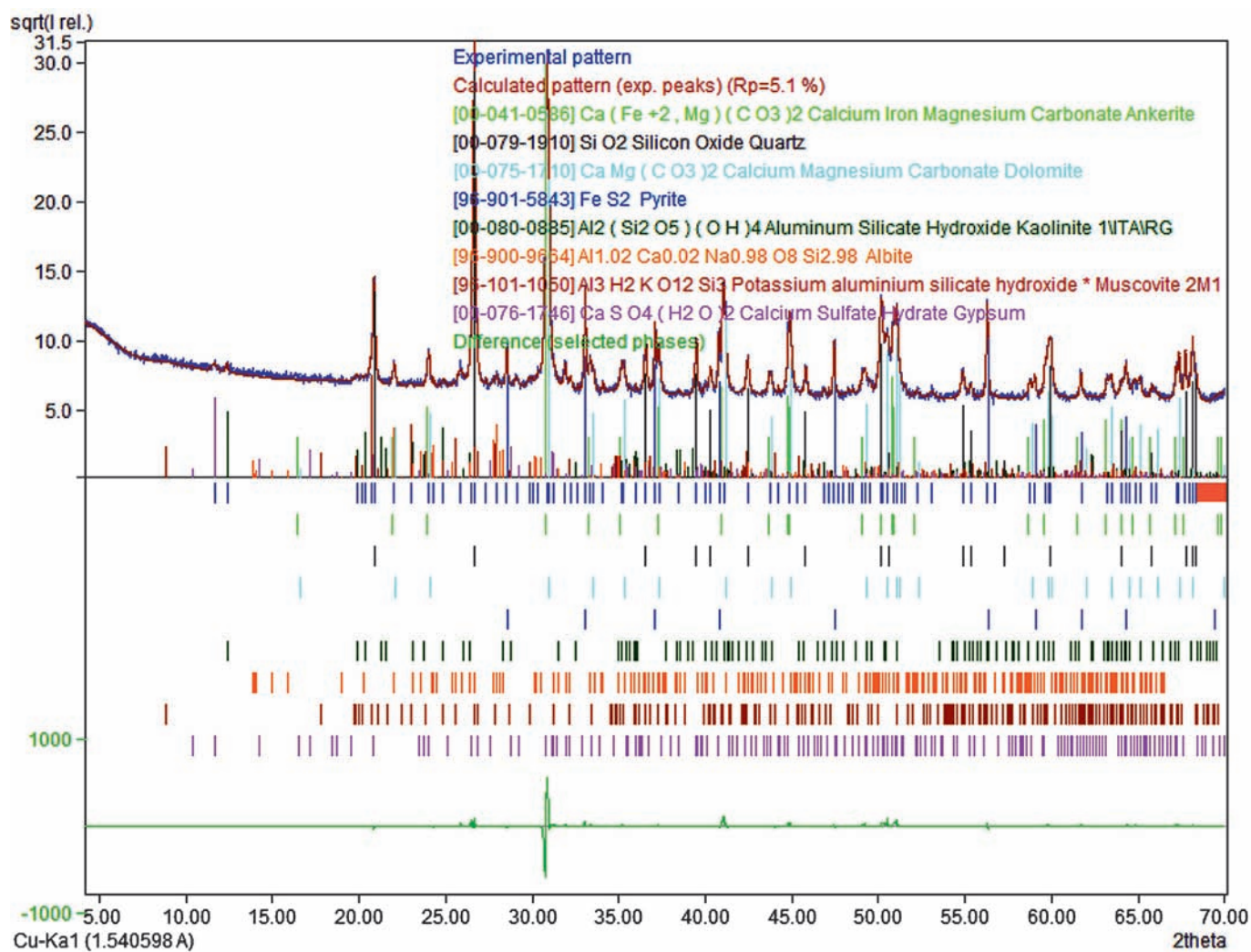
Состав пород БС, изученный под растровым электронным микроскопом, в шлифах под поляризационным микроскопом, рассчитанный на основании данных рентгенофазового, рентгенофлуоресцентного и пиролитического методов, оп-

ределяется содержанием основных породообразующих минералов и неминеральных компонентов. Под неминеральными компонентами будем подразумевать все ОВ и воду. Основными породообразующими минералами в породах БС являются следующие:

Минералы группы кремнезема присутствуют в породах преимущественно в виде агрегатов кварца-халцедона (рис. 3.2, а), в некоторых случаях возможно присутствие опала (кристобалита) (рис. 3.2, б); слагают в различной степени перекристаллизованные остатки скелетов радиолярий. Также в шлифах наблюдается кремнистое вещество, не имеющее радиоляриевой структуры, которое могло сформироваться при растворении раковин радиолярий и последующем выпадении кремнезема в твердую фазу через стадию кремневого геля. Не исключено наличие и хемогенного кремнистого вещества. Породы с содержанием $\text{SiO}_2 > 80\%$ в виде кварца и не имеющие четкой радиоляриевой структуры предлагается называть «силициты». Использование для их обозначения термина «опока» кажется не совсем корректным, так как «опоками» называются породы, содер-



▲ **Рис. 3.2.** Фотографии сколов кремнистых участков пород БС, сделанные под РЭМ: а – кристаллы кварца на стенках трещины в общей массе халцедона, б – аморфный кремнезем



▲ **Рис. 3.3.** РФМА образца баженовской свиты из зоны, находящейся на высокой стадии катагенеза (МКЗ)

жащие преимущественно аморфный кремнезем, тогда как кремнистые минералы БС представлены кварцем и халцедоном. Присутствие рентгено-аморфного кремнезема биогенного происхождения сложно идентифицировать из-за его рентгено-аморфной структуры, при этом специалисты по изучению петрографических шлифов, используя современные микроскопы высокого разрешения, иногда идентифицируют наличие тридимита на месте скелетов радиолярий (устное сообщение А.В. Постникова).

Наиболее часто встречаемые содержания кремнезема в кремнистых породах составляют $60 \div 90\%$ массы, при среднем его содержании 65% .

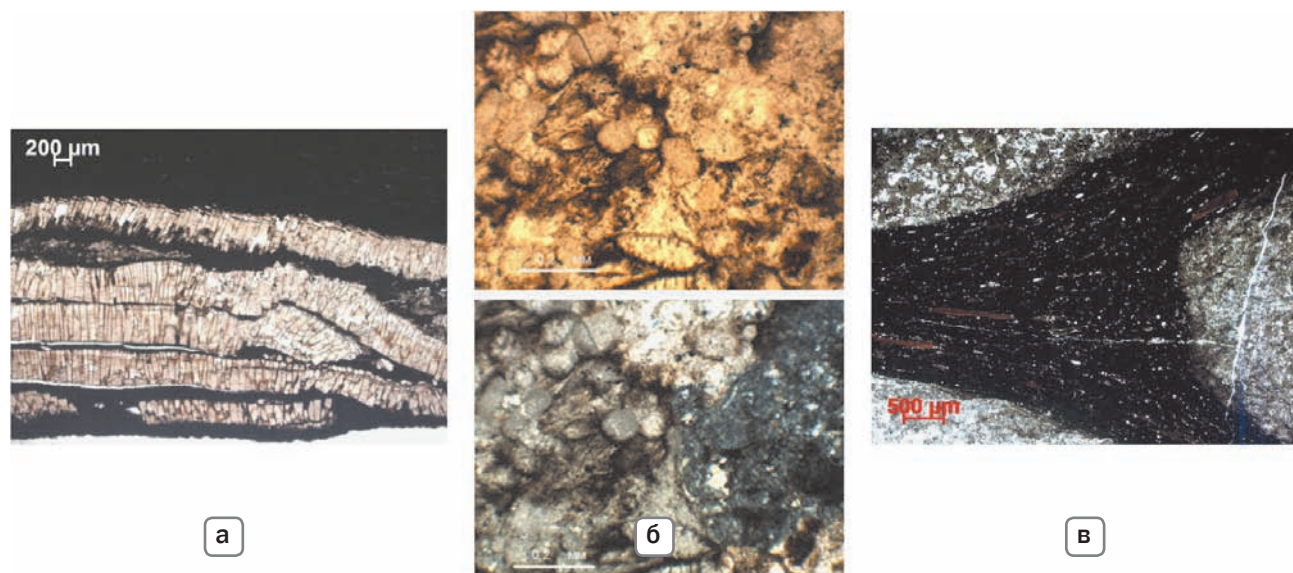
В единичных случаях обломочные зерна кварца алевролитовой размерности встречаются в составе обломочной примеси, количество которой не превышает $1\text{--}3\%$.

Среди **карбонатных минералов** в породах постоянно присутствуют кальцит и доломит. Иногда встречаются сидерит и анкерит (рис. 3.3). К первичным относятся карбонаты, слагающие раковинный детрит и целые раковины или остатки раковин двустворчатых моллюсков, фораминифер, белемнитов, теутид, кокколитофорид, водорослевых образований. Образование вторичных карбонатов связано с хемогенным замещением биогенного кремнистого материала, слагавшего скелеты

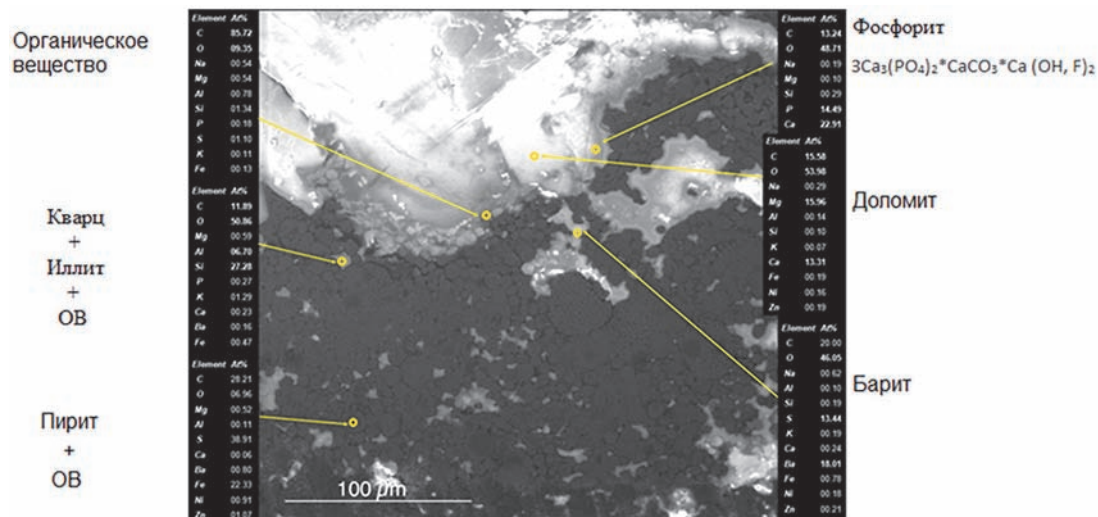
радиолярий. Скелеты радиолярий замещаются как кальцитом, так и доломитом, который по наблюдениям в шлифах имеет более позднее происхождение. В зависимости от интенсивности процессов карбонатизации доля карбонатного материала в отдельных линзах или прослоях может достигать 95% . На рис. 3.4 приведены примеры форм нахождения кальцита в породах БС. На рис. 2.38 и рис. 3.5 приведены примеры форм нахождения доломита в породах БС. Сидерит встречается в небольших количествах (от 0 до $2 \div 3\%$), что связано с преобладанием уже в раннем диагенезе восстановительных условий и преимущественным образованием пирита.

Среди **глинистых минералов** в исследованных разрезах БС преобладает гидрослюда (см. рис. 3.6) и смешанно-слоистые образования с неупорядоченным чередованием пакетов гидрослюда и монтмориллонита. При расшифровке рентгенограмм соотношение гидрослюда и монтмориллонита в неупорядоченных смешанно-слоистых образованиях было оценено как $65:35 \div 85:15$. Содержание монтмориллонита в смешанно-слоистых образованиях может возрастать до 35% , чаще составляет около $15\text{--}20\%$.

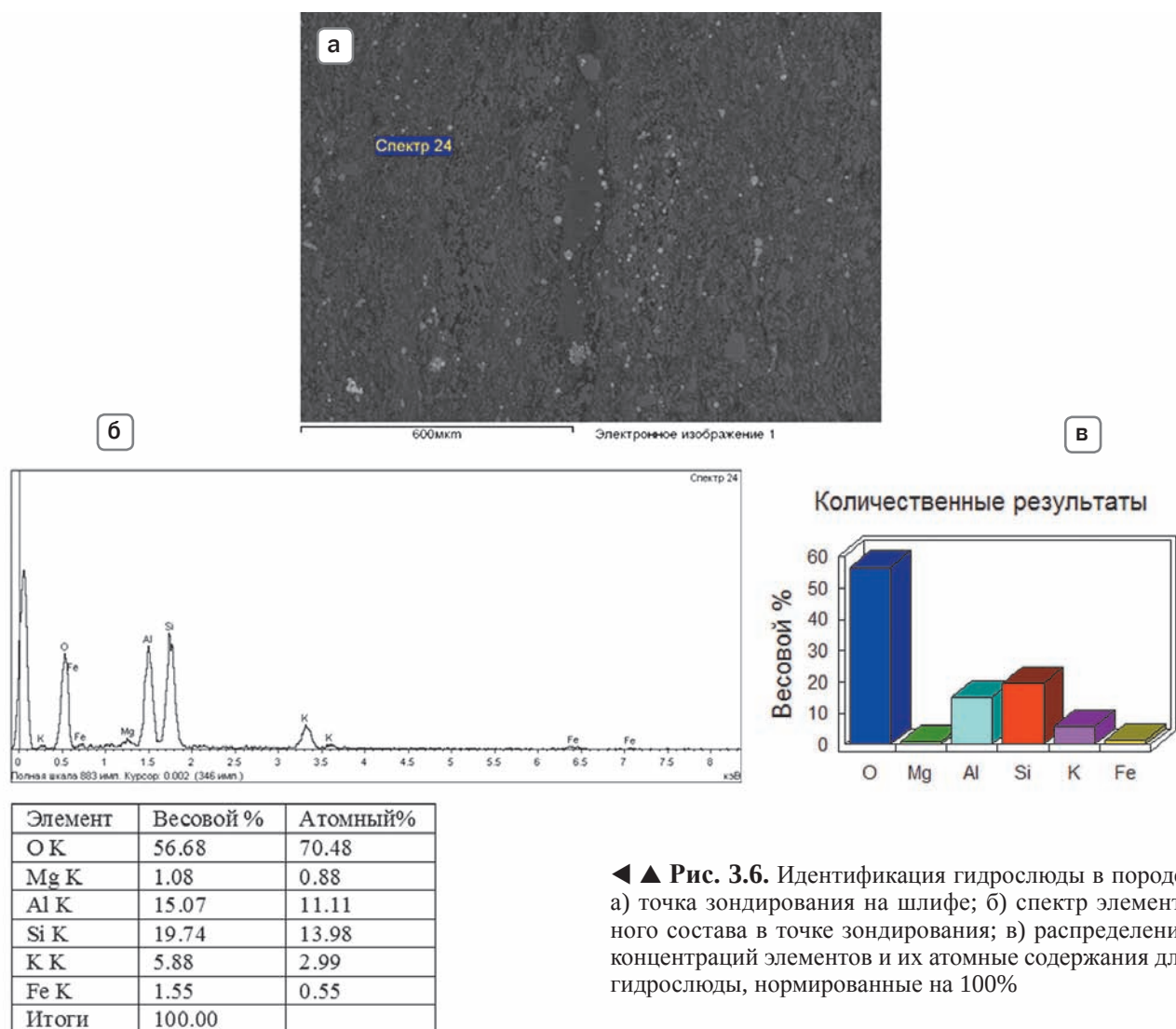
Содержание глинистых минералов в породах не превышает 30% , чаще всего составляет $5 \div 15\%$. Известно, что в процессе денудации кор выветри-



▲ **Рис. 3.4.** Формы нахождения кальцита в породах БС: а) прослои остатков раковин иноцерам (светлые участки с шестоватым расположением кристаллов кальцита), фото шлифа в параллельных николях, б) скелеты радиолярий, нацело замещенные кальцитом, фото шлифа в параллельных и скрещенных николях, в) стяжения (линзы) карбонатных пород (светлые) в карбонатно-глинисто-кремнистой породе (основная темная масса)



▲ **Рис. 3.5.** Крупный агрегат доломита, выявленный при энергодисперсионном рентгеновском микроанализе в отдельных точках образца БС



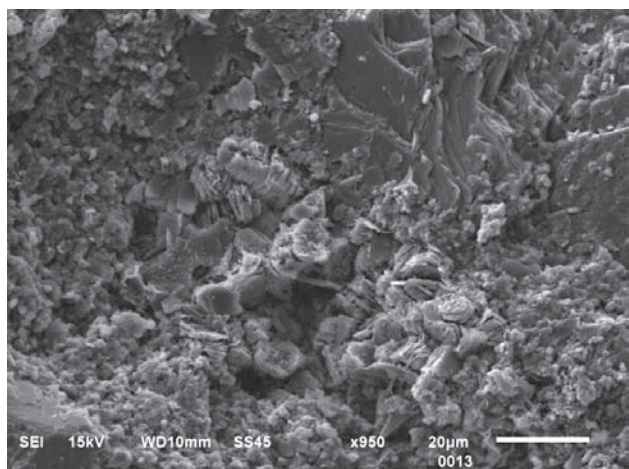
◀ ▲ **Рис. 3.6.** Идентификация гидрослюда в породе. а) точка зондирования на шлифе; б) спектр элементного состава в точке зондирования; в) распределение концентраций элементов и их атомные содержания для гидрослюда, нормированные на 100%

вания и при переносе глинистых минералов происходит механическое измельчение их кристаллических агрегатов, ухудшение их окристаллизации за счет выноса катионов [Саркисян, Котельников, 1980] и разупорядочивание их структуры, которое выражается во вхождении между слоями различных катионов: K^+ , Na^+ , Mg^{2+} , Ca^{2+} [Шлыков, 1991]. Плохая окристаллизованность глинистых минералов выражается в неоднородности по параметрам элементарной ячейки, прежде всего по параметру «с», который характеризует период повторяемости элементарных слоев [Шлыков, 1991]. На рентгенограммах это проявляется в виде нечетких, плохо выраженных пиков для рефлексов $>10 \text{ \AA}$ или в общем поднятии фона. В результате можно предположить, что часть глинистых минералов, по данным рентгенофазового анализа, не учитывается, что иногда выражается в заметном занижении их содержания по сравнению с расчетами из рентгенофлуоресцентного анализа.

Ближе к окраинным частям бассейна в составе глинистых минералов появляется в заметных количествах каолинит, также встречается хлорит [Филина и др., 1984]. Результаты наших иссле-

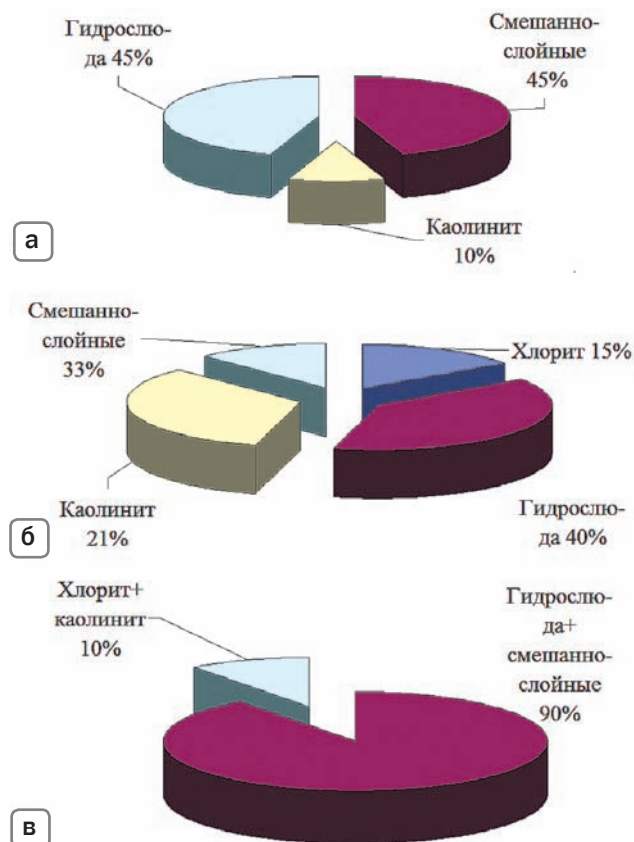
дований подтверждают эти выводы (рис. 3.7), на территории Красноленинского свода в составе глинистых минералов присутствует хлорит, максимальные его концентрации характерны для Рогожниковского куполовидного поднятия (рис. 3.8).

Такое региональное распределение глинистых минералов в БС, вероятно, связано с различной их устойчивостью к агрегированию при попадании с суши в воды бассейна с нормальной соленостью. Наиболее сильную коагуляцию испытывает каолинит, с чем связано его отложение вблизи береговой зоны, дальше от берега выносятся монтмориллонит, еще дальше – гидрослюда [Саркисян, Котельников, 1980]. Таким образом, основные глинистые минералы пород БС в изученных разрезах, скорее всего, имеют аллотигенное происхождение. Иногда небольшие количества каолинита (1-е проценты) могут иметь и аутигенную природу [Гурари и др., 1988]. Происхождение смешанно-слоистых минералов связывается как с вулканической деятельностью (образование на вулканическом субстрате [Шлыков, 1991]), так и с незавершившимся преобразованием монтмориллонита в гидрослюда. Гидрослюда, образовавшаяся в корях выветрива-



▲ **Рис. 3.7.** Сrostки аутигенного каолинита в глинисто-кремнистой породе

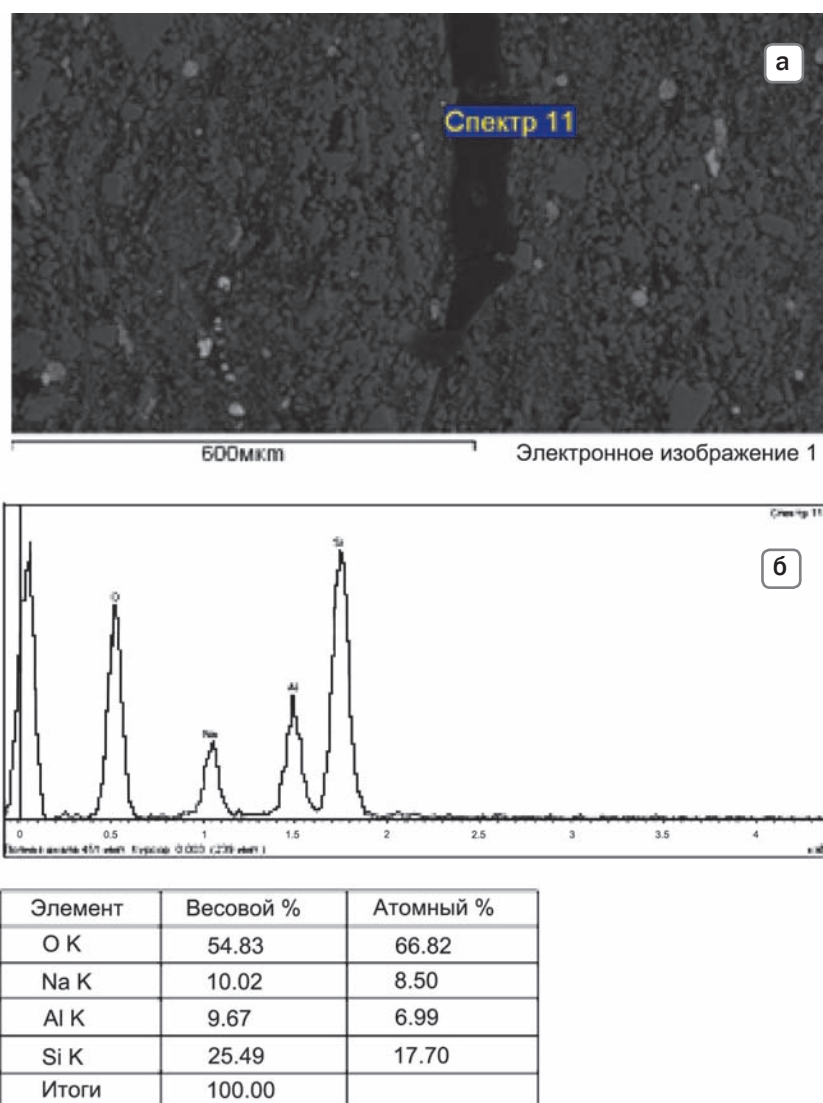
► **Рис. 3.8.** Состав глинистых минералов баженовской свиты: а) западного склона Сургутского свода, б) Рогожниковского куполовидного поднятия, в) Елизаровского прогиба ►



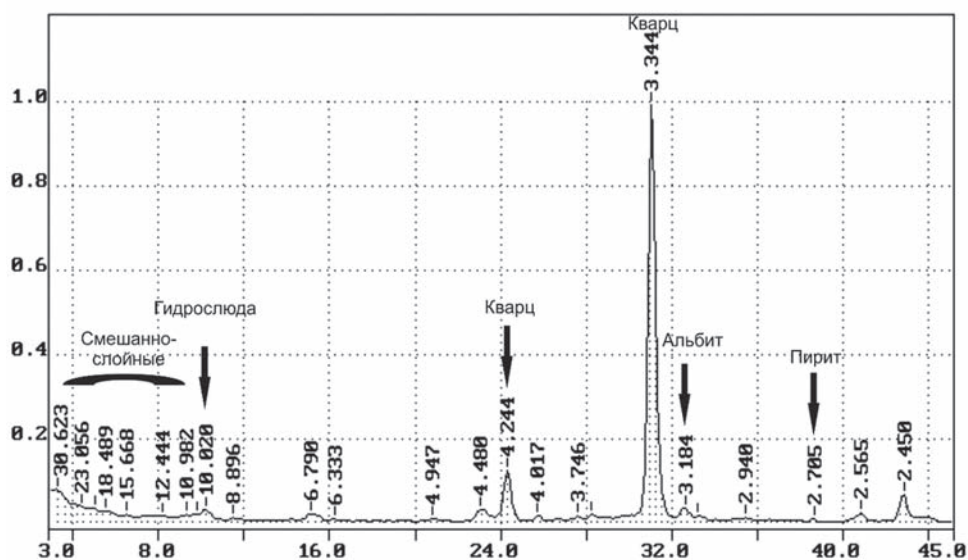
ния, может подвергаться деградации при переносе с формированием неупорядоченной структуры монтмориллонита или смешанно-слоистых образований. При погружении пород и воздействии на них температуры первичная структура гидрослюда будет восстанавливаться. В отношении пород БС исследователи отмечают заторможенность процесса гидрослюдизации монтмориллонита [Дорофеева и др., 1979], который еще не завершился, несмотря на достаточно высокие пластовые температуры, характерные для центральных частей бассейна. Это связывается с высоким содержанием ОВ и недостатком калия.

В породах БС постоянно присутствует небольшое количество низкотемпературного альбита ($\text{NaAlSi}_3\text{O}_8$) (от 1 до 5–6%) (см. рис. 3.9–3.11), содержание которого хорошо коррелирует с суммарным содержанием глинистых минералов.

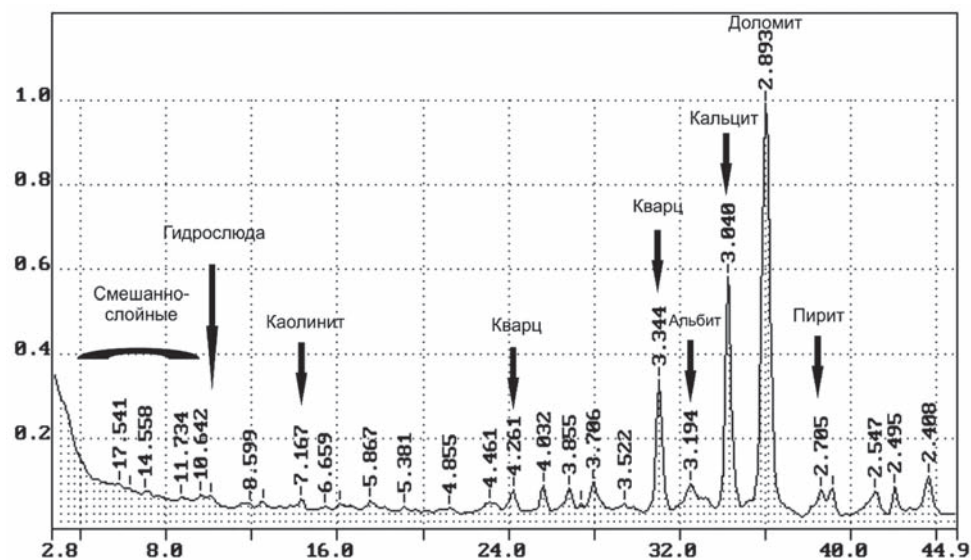
Корреляционная взаимосвязь содержания ОВ и пирита указывает на аутигенную природу последнего (рис. 3.12, 3.13). Его формирование обычно связывается со средообразующей функцией ОВ, за счет которой идет микробиологическая сульфат-редукция с последующим связыванием серы в пирит в восстановительных условиях [Юдович, Кетрис, 1988, 1994]. Связывание сероводорода



▲ **Рис. 3.9.** Положение точки зондирования альбита на шлифе: а) спектр элементного состава, полученный при зондировании; б) концентрации элементов и их атомные содержания для альбита, нормированные на 100% в точке зондирования

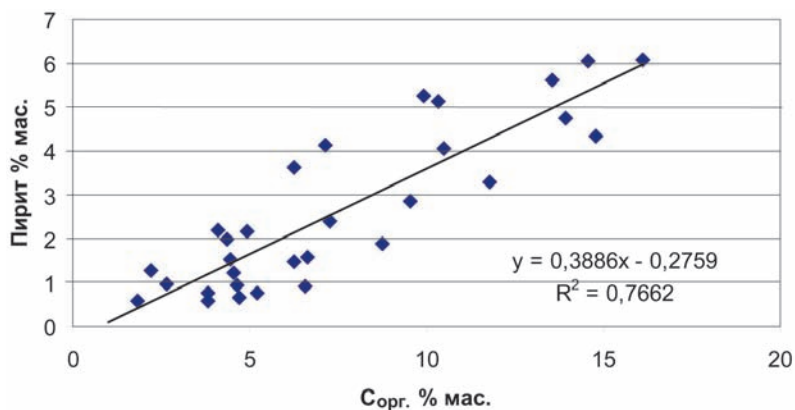


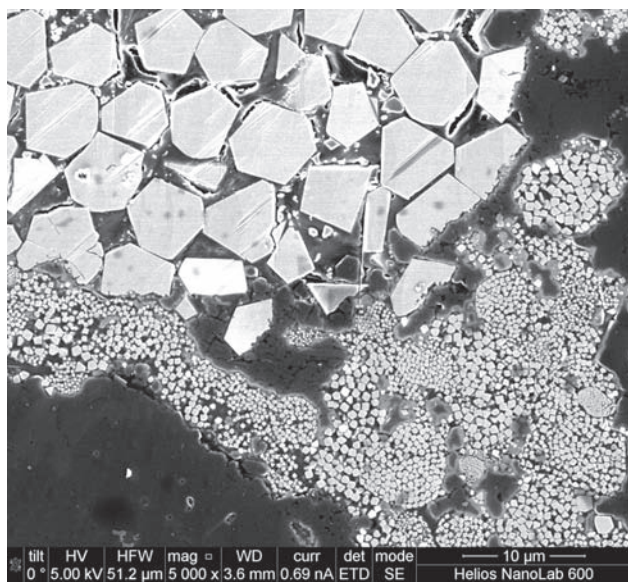
▲ Рис. 3.10. Рентгенограмма кремневой породы БС Салымского мегавала



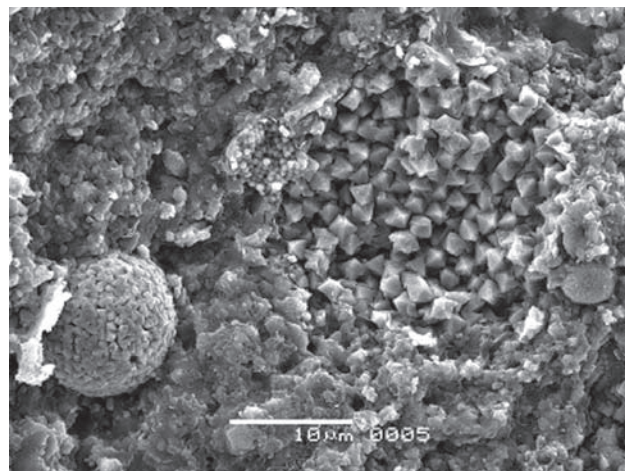
▲ Рис. 3.11. Рентгенограмма карбонатной породы БС Салымского мегавала

► Рис. 3.12. Корреляционная зависимость между содержанием в породах органического углерода ($C_{орг}$) и пирита, определенного методом рентгенофазового анализа



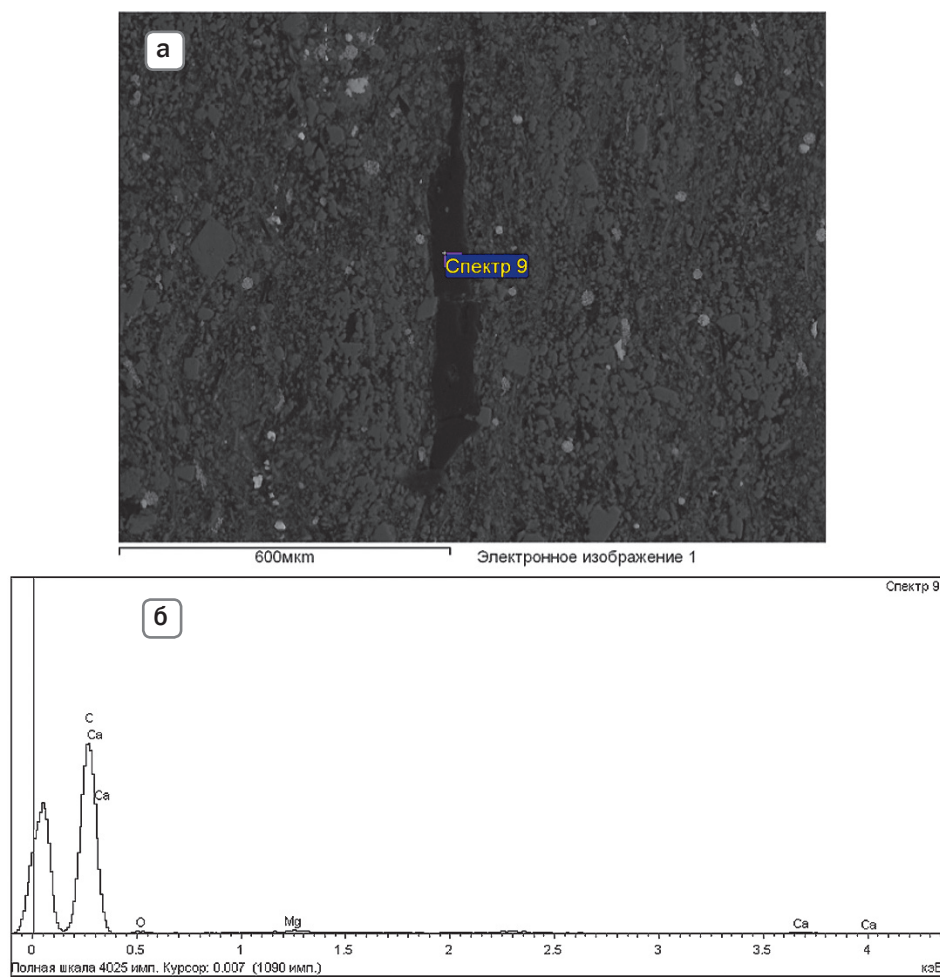


▲ **Рис. 3.13.** Микростяжения кристаллов пирита различного размера. РЭМ изображение среза образца породы БС, полученное регистрацией вторичных электронов



▲ **Рис. 3.14.** Электронномикроскопический снимок фрамбOIDов пирита в породах баженовской свиты

▼ **Рис. 3.15.** Фрагмент керогена в породе: а – положение точки, выбранной для анализа элементного состава керогена; б – спектр элементного состава керогена ▼



в сульфиды подтверждается наличием фрамбидов пирита (рис. 3.14), которые обычно связаны с деятельностью микроорганизмов. Массовая концентрация пирита в отдельных образцах достигает 40%.

ОВ (кероген) БС (рис. 3.15, табл. 3.1) имеет морское происхождение и относится ко II типу, сформировано из остатков фито- и зоопланктона с небольшой долей наземной растительности в прибрежных зонах палеобассейна. Углететрографическими методами было установлено, что в мацеральном составе керогена баженовской свиты на западном склоне Сургутского свода преобладает колоальгинит (60–95%), который образуется из определенного типа водорослей [Лопатин, Емец, 1987]. Среднее значение массовой концентрации органического вещества составляет 5÷15%. Массовая концентрация в породах хлороформенного битумоида изменяется от 0,15 до 1,7%.

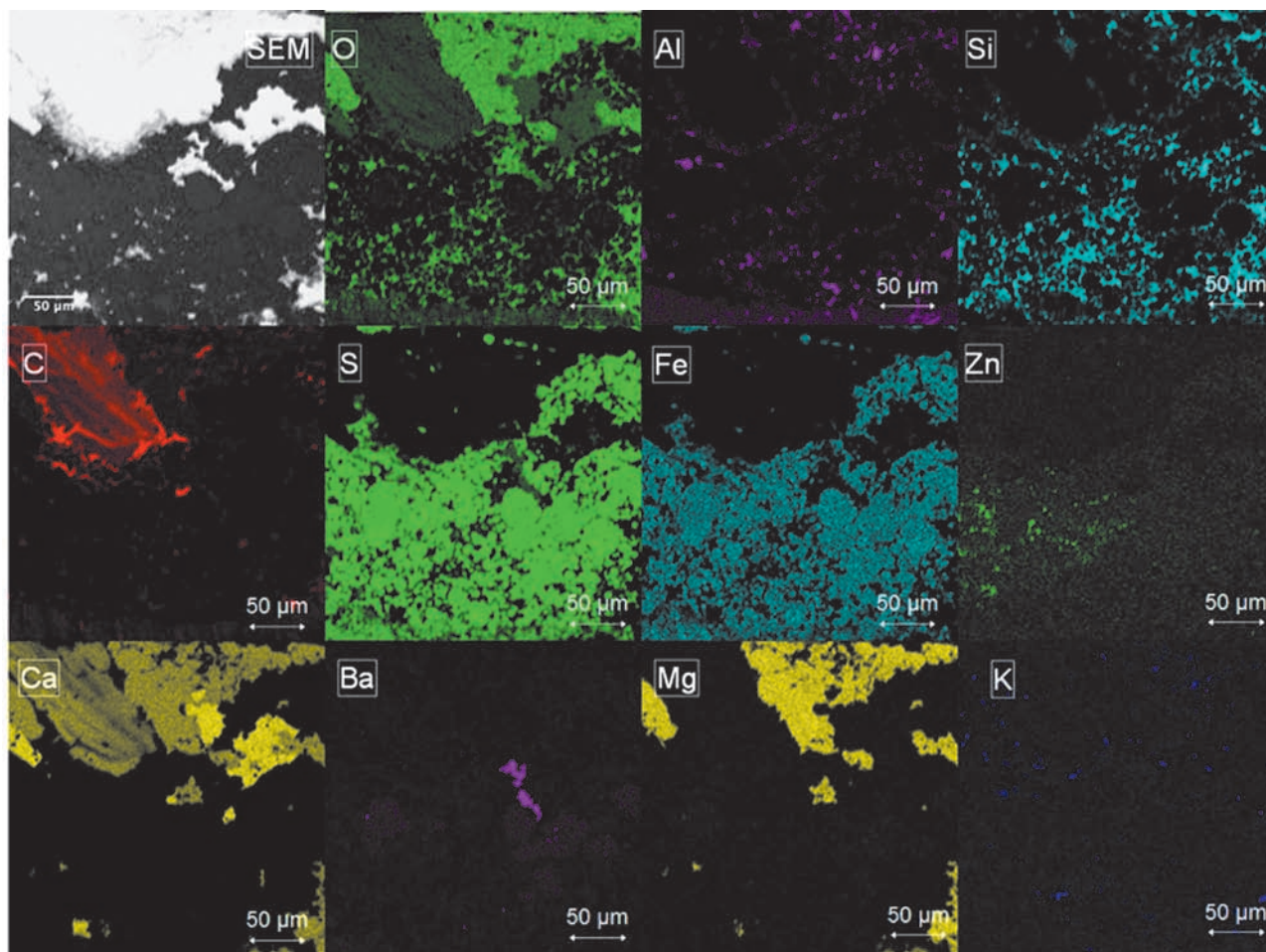
В отдельных случаях в разрезах БС присутствуют слои, в которых породообразующими являются минералы группы фосфорита (рис. 3.5).

В некоторых породах встречаются минералы, которые относят к гидротермальным: цеолиты; сульфиды цинка, свинца; барит (см. рис. 3.16).

Таблица 3.1

Концентрации элементов и их атомные содержания для керогена, нормированные на 100% в точке зондирования

Элемент	Весовой %	Атомный %
C K	95.25	96.61
O K	4.14	3.15
Mg K	0.27	0.13
Ca K	0.34	0.10
Итоги	100.00	



▲ Рис. 3.16. СЭМ изображение фрагмента породы и элементное картирование выбранного фрагмента

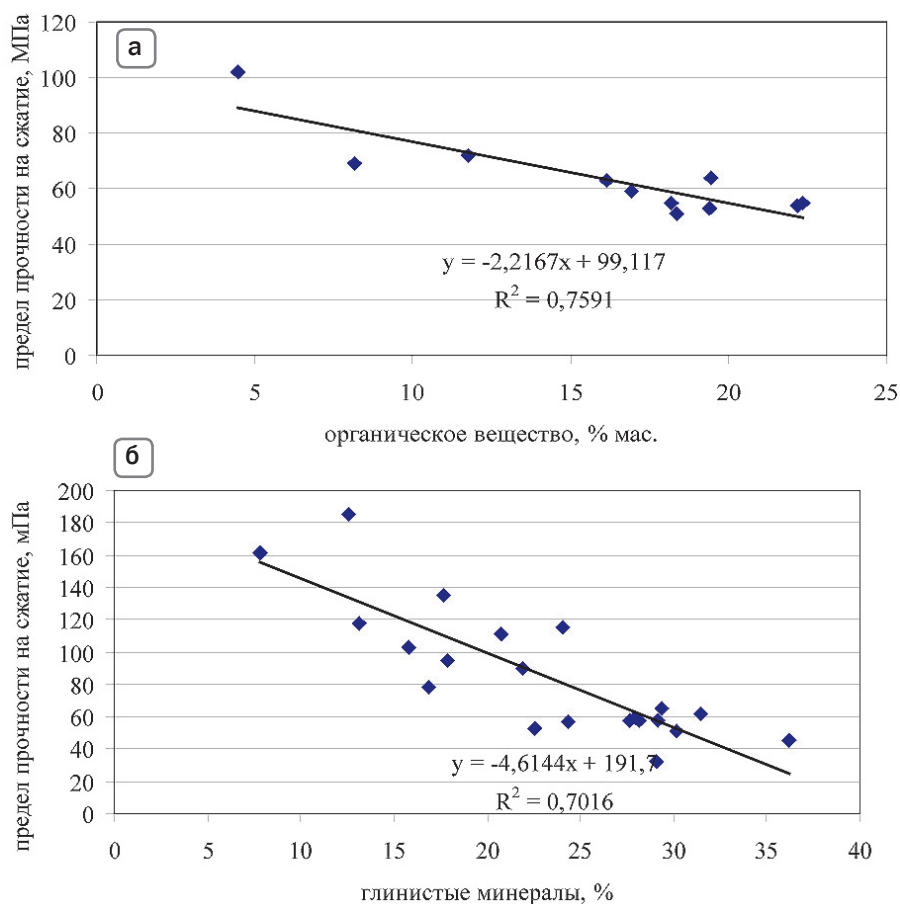
3.2. Литотипы пород в соответствии с их минерально-компонентным составом

Принадлежность породы к тому или иному литотипу определяется ее петрографическими свойствами: минерально-компонентным составом, структурой, текстурой, примесями, формой и характером его залегания. То есть в литологический тип можно объединить породы, характеризующиеся едиными петрографическими свойствами (петротип) и единым генезисом (генотип). Петрографический тип пород – породы одного геолого-генетического комплекса, имеющие сходные минералогический состав, структуру и текстуру. Для пород одного петрографического типа должны быть одинаковыми механическая модель и пределы величин показателей свойств.

Так как одной из основных задач, стоящих перед использованием литологических типов пород, является подготовка петрофизической интерпретационной базы ГИС, то очень важно, чтобы мощ-

ность литотипов была сопоставима с разрешающей способностью каротажа. Очевидно, что это требование не всегда выполнимо при реконструкции условий осадкообразования, так как литологические типы, обладающие малой мощностью, играют важную роль. Например, практически во всех исследованных специалистами МГУ скважинах встречается тонкий (1÷2 мм) прослой монтмориллонитовых глин. По данным минерального анализа и результатам исследований шлифов, этот слой образовался при выпадении вулканического пепла. Выделение этого слоя важно как для межскважинной корреляции, так и для восстановления времени работы вулканов.

По текстурному признаку выделяются массивные (неяснослоистые), линзовидные и тонкослоистые (плитчатые) литотипы. Горизонтальная слоистость или плитчатость характерна для пород, в которых содержание глинистых минералов превышает 10%. В массивных и линзовидных разностях содержание глинистых минералов менее 10%. Эти породы имеют кремнистый, карбонатно-кремнистый, реже карбонатный состав. Деформационно-



◀ **Рис. 3.17.** Корреляционные зависимости между пределом прочности пород на сжатие и содержанием в них: а) органического вещества, б) глинистых минералов

прочностные характеристики литотипов сильно различаются. Пластичными являются плитчатые породы с глинистостью более 10% и породы, содержащие относительно высокие концентрации керогена. К хрупким относятся кремнистые породы и их карбонатизированные разновидности. На прочностные свойства пород прямое влияние также оказывает содержание ОВ. Так как ОВ обладает низкой механической прочностью, то при прочих равных условиях, увеличение его содержания в породах приводит к уменьшению прочности породы (рис. 3.17, а). Аналогичное влияние на прочность оказывают и глинистые минералы (рис. 3.17, б). По концентрации ТОС породы дополнительно были подразделены на группы: более и менее 10%.

3.2.1. Группы литологических типов

Рассчитав ММКС по одной из скважин, авторы вынесли его на разрез этой скважины. После этого объединили породы с шагом по минералам, равным 5%, используя эти объединения, дали названия пород. В результате только по одной скважи-

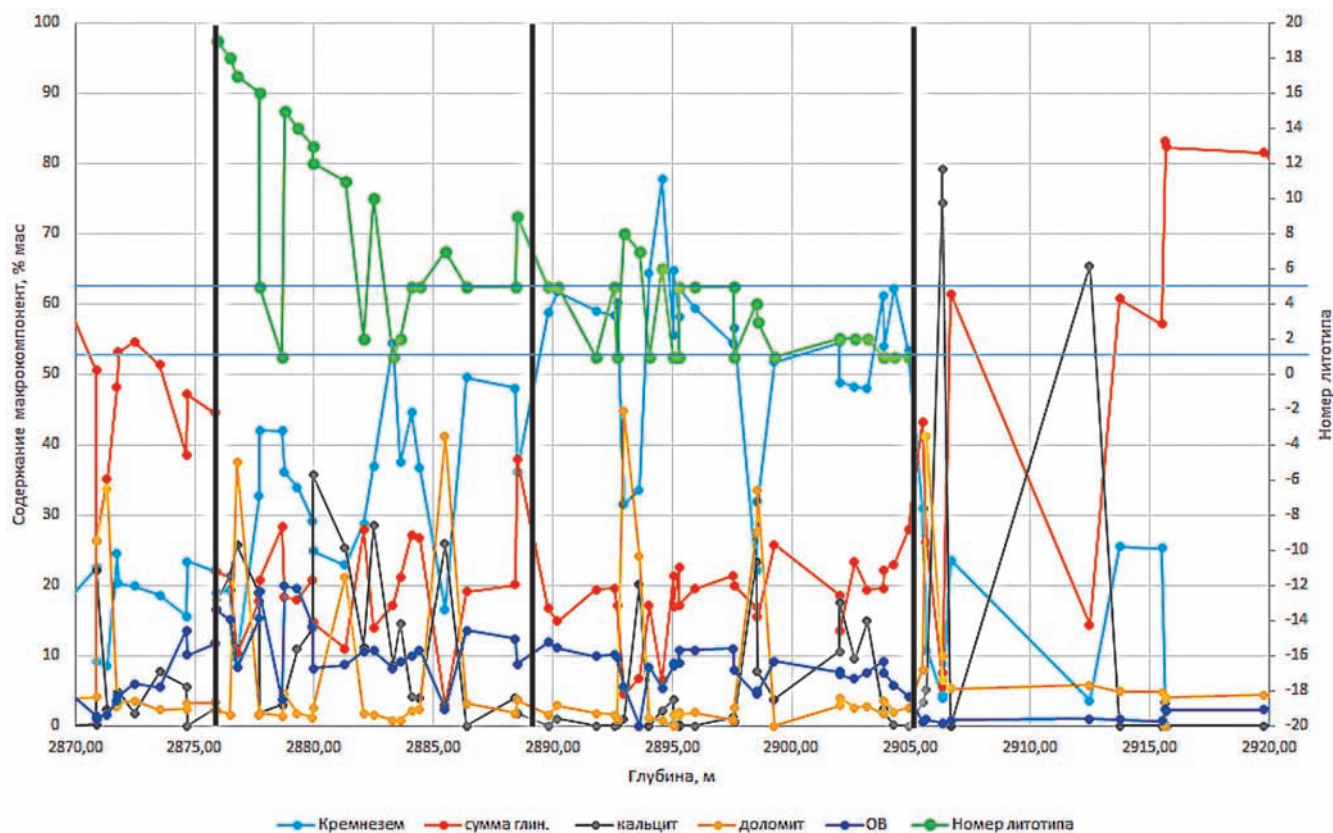
не получилось 20 типов пород (см. рис. 3.18). По соседней скважине тоже получилось 25 типов, но это были другие типы – в сумме получилось 39 литотипов. Такое разнообразие типов пород не позволяло провести какую-либо типизацию разрезов.

Поэтому была разработана обобщенная классификация пород. Проведя анализ результатов исследований минерально-компонентного состава пород, авторы предложили для классификации пород БС использовать следующие принципы:

Для классификации использовать массовые концентрации минералов и ТОС. Использование массовых концентраций связано с тем, что для пород БС основными методами определения концентраций минералов и неминеральных компонентов являются рентгеновские методы, а при каротаже скважин – ядерно-физические. Показания всех этих методов определяются массовыми долями элементов и минералов.

В номенклатуре пород учитывать только компоненты с массовой долей более 10%.

Отдельные минералы объединять в макрокомпоненты. Объединение проводить на основе гене-



▲ Рис. 3.18. Распределение породообразующих компонентов по разрезу одной из скважин, вскрывших БС

тической близости образования минералов. В макрокомпонент «Карбонаты» объединить кальцит и доломит. В макрокомпонент «Глинистые минералы» объединить все глинистые минералы и альбит. Альбит, в породах БС представлен низкотемпературной разновидностью, которая выпадает вместе с глинистыми минералами. Анализ концентраций альбита и глинистых минералов, показывает наличие прямой корреляционной связи между ними.

Для номенклатуры использовать следующие макрокомпоненты: кремнистые минералы, карбонаты, глинистые минералы, органическое вещество (при этом применять ТОС).

ТОС по концентрации делится на три градации: 0÷10%, 10÷25% и >25%. На градации 0÷10% кероген не участвует в названии породы. Для диапазона 10÷25% кероген входит в название в начале сложносоставного названия. Если содержание ТОС превышает 25%, то такую породу предлагается называть сапропелит (предложено Н.В. Лопатиным) или керогеновая порода.

Градацию трех минеральных макрокомпонентов проводить следующим образом: если содержание макрокомпонента превышает 80%, то такая порода является мономиктовой и название только этого компонента образует название породы: кремнистая порода или силицит (по В.Т. Фролову); карбонат; глинистая порода (в практике работ авторов (более 3 тысяч образцов) эта порода не встречалась). Если содержание каждого из компонентов не превышает 50%, но более 10%, то такая порода называется смешанной. Породы с содер-

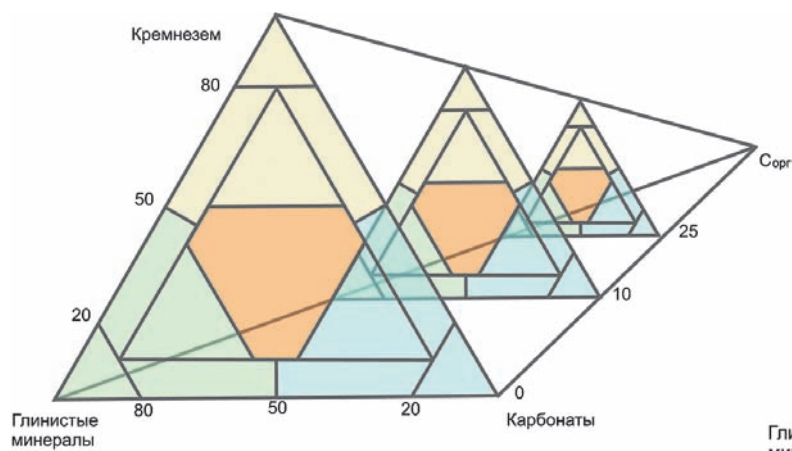
жанием одного компонента более 50%, но менее 80%, а каждого из двух других больше 10% будут называться карбонатно-глинисто-кремнистыми; глинисто-кремнисто-карбонатными и кремнисто-карбонатно-глинистыми (последние в практике работ авторов встречались в одной скважине).

Если в породе БС присутствуют значимые концентрации каких-либо минеральных компонентов, кроме карбонатных, кремнистых и глинистых, то этот минерал будет входить в название породы после основного названия (например, если в породе присутствует более 10% пирита, то такая порода будет называться пиритизированной, а при наличии более 10% апатита – фосфатной).

На рис. 3.19 приведена четырехкомпонентная номограмма для определения номенклатуры пород БС. Классификацию по $C_{орг}$ (ТОС) предлагается проводить в соответствии с п. 5.

Для классификации по минеральным компонентам предлагается провести следующие операции: перевести все минералы, входящие в макрокомпоненты в эти макрокомпоненты; отнормировать сумму макрокомпонентов на 100%; используя номограмму, приведенную на рис. 3.20, определить название породы в части минерального состава.

На рис. 3.20 выделяются 13 областей: 1 – кремнистая порода (силицит, радиолярит); 2 – глинисто-кремнистая порода; 3 – карбонатно-глинисто-кремнистая порода; 4 – карбонатно-кремнистая порода; 5 – смешанная порода; 6 – глинисто-кремнисто-карбонатная порода; 7 – кремнисто-карбонатная порода; 8 – карбонат; 9 – глинисто-кремнистая по-



▲ Рис. 3.19. Четырехкомпонентная номограмма для определения номенклатуры пород БС



▲ Рис. 3.20. Трехкомпонентная номограмма для определения названия пород БС по их минеральному составу

рода; 10 – карбонатно-глинистая порода; 11 – кремнисто-глинистая порода; 12 – кремнисто-карбонатно-глинистая порода; 13 – глинистая порода.

Предложенная номенклатура была опробована на Приобском месторождении. Результаты расчетов массового минерально-компонентного состава были наложены на номограмму (см. рис. 3.21). Синим цветом на номограмму вынесены кероген-насыщенные образцы, рыжим – породы с содержанием $C_{орг} < 10\%$.

Проанализировав МКС пород с учетом предложенной классификации, мощности указанных литотипов и частоту их встречаемости в разрезах, были выделены группы литотипов пород, как наиболее распространенные в разрезах БС:

1. Апородиоляриевые карбонаты (известняки, доломиты, смешанные известково-доломитовые породы). Характеризуются массивными, линзовидными текстурами. Породы хрупкие.

2. Кремнистые породы ($ТОС < 10\%$). Характеризуются массивными, линзовидными текстурами. Породы хрупкие.

3. Кероген-кремнистые ($ТОС > 10\%$). Характеризуются массивными, линзовидными текстурами. Породы пластичные.

4. Карбонатно-кремнистые. Текстуры массивные и линзовидные. Породы хрупкие.

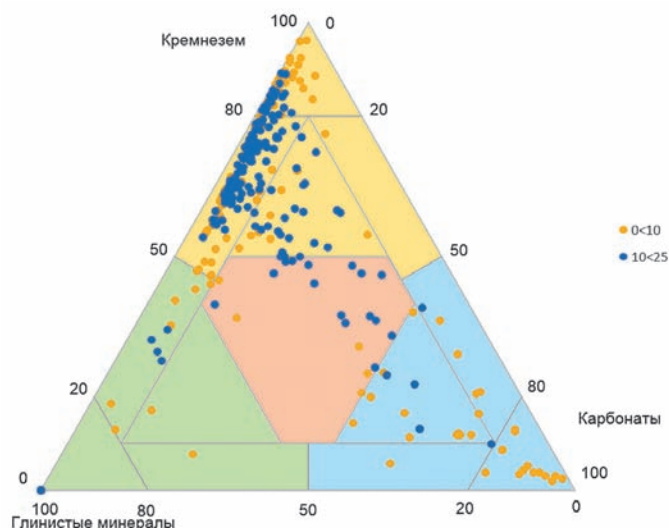
5. Глинисто-кремнистые ($ТОС < 10\%$). Текстуры тонкослоистые. Породы пластичные.

6. Кероген-глинисто-кремнистые ($ТОС > 10\%$). Текстуры тонкослоистые. Породы пластичные.

7. Смешанные карбонатно-глинисто-кремнистые ($ТОС < 10\%$) с двусторонками. Текстуры тонкослоистые. Породы пластичные.

8. Кероген-смешанные ($ТОС > 10\%$). Текстуры тонкослоистые. Породы пластичные.

Выделенные группы литотипов могут встречаться во всех интервалах разрезов (см. рис. 2.19). Кероген-глинисто-кремнистые и кероген-смешанные породы преобладают в верхней части разрезов, имеют низкие коллекторские свойства (эти породы на стадии катагенеза ПКЗ÷МК2 представляют собой технически стимулируемый коллектор; на стадии МКЗ они переходят в разряд естественных коллекторов) и высокий генерационный потенциал. Это основные нефтематеринские породы. Кремнистые и карбонатно-кремнистые породы преобладают в нижней части разрезов, имеют средний нефтегенерационный потенциал. Эти породы часто являются естественными коллек-



▲ **Рис. 3.21.** Распределение пород БС Приобского месторождения по трехкомпонентной номограмме

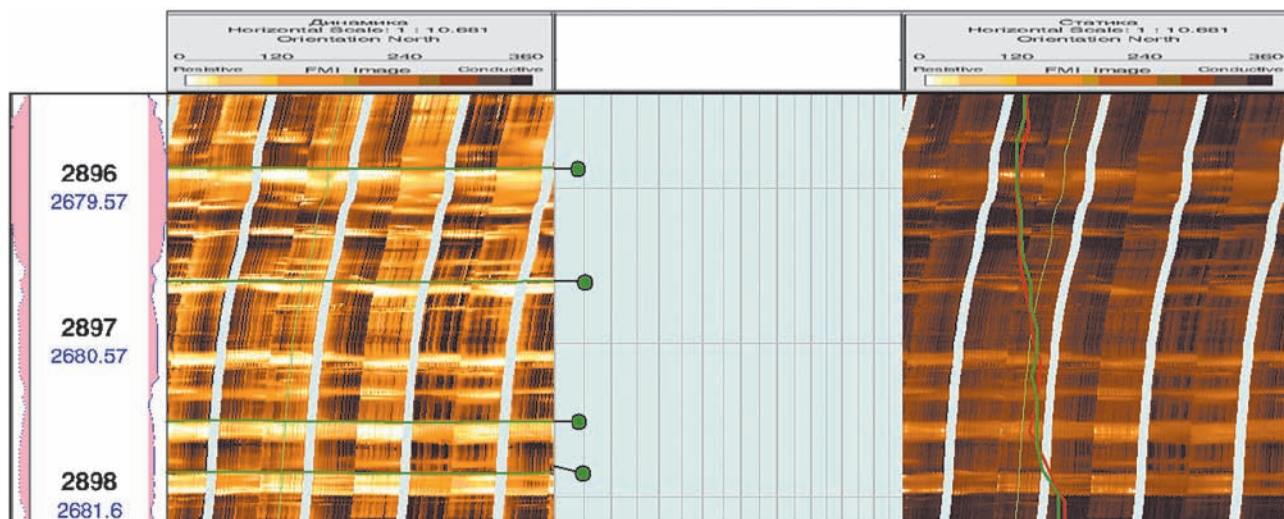
торами с пористостью 4÷7% и проницаемостью от долей до единиц миллидарси (в ряде образцов пористых доломитизированных радиоларитов динамическая пористость (пористость, измеренная по азоту неэкстрагированных образцов) доходит до 15%). Апородиоляриевые карбонаты чаще всего являются флюидоупорами и обладают низкими генерационным потенциалом, ФЕС и в них практически отсутствует нефтенасыщенность.

3.2.2. Литофизические типы, определяемые по минерально-компонентному составу и физическим свойствам

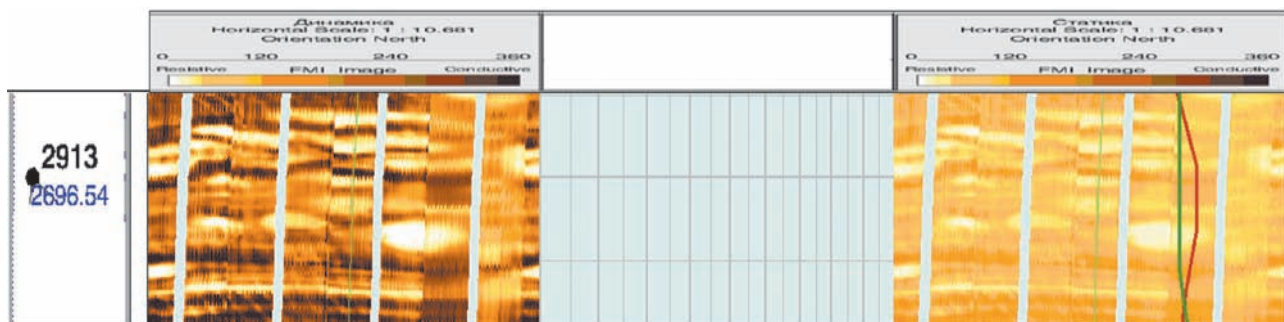
Разработанная методика определения МКС пород БС применялась на ряде скважин большого Салыма, Средне-Назымского месторождения и Вартовского свода. Первоначально на полных колонках керна проводились детальные литологические исследования (масштаб 1:20). В соответствии с выделенными границами и литотипами, определенными по макроописанию, проводился отбор образцов на детальные исследования. Частота отбора образцов составляла не менее двух образцов на метр. Таким образом, все литологические типы пород были исследованы и охарактеризованы. В качестве основного параметра использовался массовый МКС. Выбор этого параметра обусловлен тем, что ММКС можно определять в скважинах по данным расширенного комплекса ГИС, где не про-

водился отбор керна. При этом состав пород можно восстановить с достаточно большой точностью, а вот изучение структуры и текстуры пород по данным ГИС является нетривиальной задачей. Однако в последнее время с появлением новейших методов ГИС, таких как электрические и акустические имеджеры, ядерно-магнитный и диэлектрический каротаж, появилась возможность при определен-

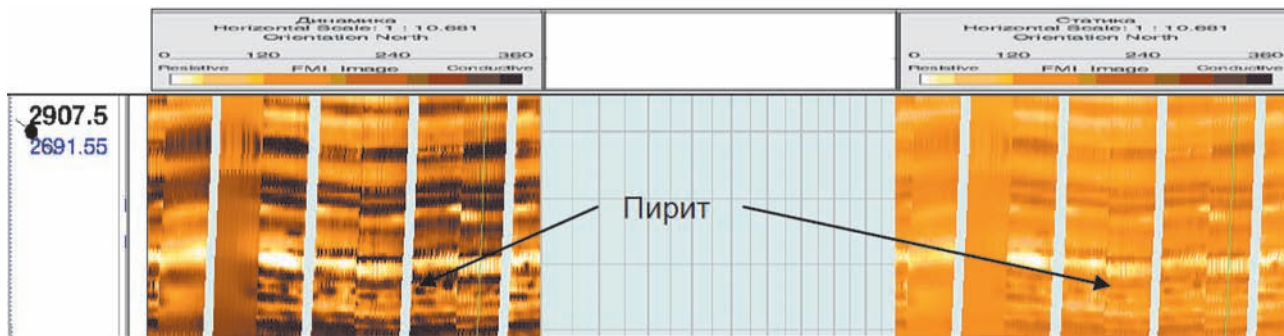
ных условиях реконструировать текстуры и структуры пород. На рис. 3.22–3.24 представлены результаты измерений электрического микросканера компании Шлюмберже в тонкослоистых отложениях баженовской свиты. На рис. 3.23, 3.24 видны высокоомные включения, соответствующие органическому веществу, и низкоомные – соответствующие пириту.



▲ Рис. 3.22. Отражение на микросканере седиментационной слоистости (слои от 2÷3 до 10÷20 см)



▲ Рис. 3.23. Органические включения



▲ Рис. 3.24. Включения пирита

В скважинах старого фонда проводился только ограниченный комплекс ГИС, поэтому в этих скважинах для дифференциации типов пород по их составу использовалась литофизическая типизация. Для литофизической типизации выбирались физические параметры, связанные с вещественным составом, которые измерялись в большинстве скважин. К ним относятся естественная радиоактивность, водородный индекс и сопротивление. В расширенном комплексе ГИС к этим параметрам добавляются плотность (δ_n) и интервальное время распространения продольной волны (ΔT).

На показания методов ГИС, связанных с вещественным составом, в БС оказывают влияние минералы группы кремнезема, карбонатные, глинистые минералы разных типов, пирит, ОВ. Определенное соотношение вышеназванных компонентов и характеризует литотип породы. Зная объемное соотношение и физические характеристики каждого компонента литотипа и диапазоны их изменения, были рассчитаны физические свойства и диапазоны их изменения для каждого литотипа. Литотипы или группы литотипов, которые обладают физическими свойствами, отличающимися от физических свойств других литотипов, выделяются в один литофизический тип.

Для интерпретации стандартного комплекса ГИС с целью разделения разреза на литофизические типы необходимо провести ряд операций.

Пересчитать показания гамма-каротажа (ГК) и нейтронного каротажа (НК) в относительные амплитуды методом двух опорных пластов с использованием в качестве опорных максимальные и минимальные показания в интервале БС + Ю₁. Если объект Ю₁ не вскрыт бурением или в интервале Ю₁ отсутствуют плотные карбонатные прослои, то опорные показания (минимальное – ГК и максимальное и минимальное – НК) берутся в интервале ачимовских отложений. Авторы прекрасно осознают допускаемые нарушения в обработке радиоактивных методов, особенно НК, записанного однозондовой аппаратурой, но отсутствие истинных опорных пластов в изучаемом интервале вынуждает применить указанный прием, чтобы хоть каким-то способом нормировать показания ГК и НК. Пользоваться абсолютными единицами измерений невозможно из-за неудовлетворительной эталонировки приборов, особенно в старых скважинах. Использование одного опорного пласта, например глинистые интервалы над или под

пластом БС, также не позволяет нормировать показания, так как не снимаются систематические погрешности из-за отсутствия второго опорного пласта с отличными от первого опорного прослоя показаниями. Проведение статистической эталонировки в пределах изучаемого интервала также мало чем помогает, а только сглаживает имеющиеся различия в относительных показаниях методов по разрезу и площади. Взятие отчетов по опорному пласту с максимальными показаниями для НК и минимальными для ГК вне пределов изучаемого разреза сопровождается трудностями технического плана, так как отложения тюменской свиты вскрыты в малом числе разведочных скважин, а отложения ачимовской толщи зачастую перекрываются колонной перед вскрытием баженовской свиты. Принятый подход к обработке НК и ГК не лишен названных недостатков, но хотя бы является очевидным и простым. При использовании двухзондовой аппаратуры НК с записью кривой суммарного водородосодержания многие проблемы снимаются, но в настоящее время таких скважин ничтожно мало. И еще одно замечание: стандартный подход к нормировке показаний ГК и НК применяется при работе с обычными осадочными породами, когда по указанным методам надо оценивать глинистость и пористость соответственно. В разрезе БС показания ГК зависят не только и не столько от глинистости пород, сколько от содержания твердого ОВ; показания НК определяют в меньшей степени пористость, а в основном зависят от вещественного состава пород.

Привязка керна к разрезу тестовых скважин не вызывала затруднений и проведена достаточно надежно, что связано с высокой представительностью исследованного керна. Определение литофизических типов, выделенных по ГИС прослоев, проводилось в тестовых скважинах с учетом осредненных литотипов по керновым данным из числа тех, которые были выделены при детальном анализе керна.

В результате для месторождений Салымской группы по определенным по ГИС с учетом керна литофизическим типам составлена диагностическая таблица диапазонов и средних значений показаний методов ГИС с целью последующего использования полученных критериев для выделения литофизических типов пород при отсутствии керновых исследований в скважинах. Значения критериев должны уточняться для каждого нового

Диагностические признаки по стандартному комплексу ГИС для выделения основных литофизических типов пород БС в разрезе скважины

Свита	Пласт	Индекс	Литофизический тип пород	Признак по ГИС		
				$\Delta\gamma$	$\Delta\ln$	$УЭС^{БК}$, Ом-м
баженовская	переходная зона	7	глинисто-кремнистые	$\Delta\gamma > 0.2$	$\Delta\ln > 0.1$	$УЭС^{БК} < 10$
	бажен верх	2 1	керогено-глинисто-кремнистые	$\Delta\gamma > 0.5-0.7$	$\Delta\ln < 0.1$	$УЭС^{БК} > 300-400$
		6	карбонатно-глинисто-кремнистые	$\Delta\gamma < 0.5-0.7$	$\Delta\ln > 0.1$	$УЭС^{БК} > 200$
	бажен низ	1	чередование керогено-глинисто-кремнистых, кремнистых, глинисто-кремнистых, карбонатно-кремнистых пород	$\Delta\gamma < 0.5$	$\Delta\ln < 0.1-0.3$	$УЭС^{БК} > 100-500$
		2 2	керогено-глинисто-кремнистые	$\Delta\gamma > 0.5$	$\Delta\ln < 0.1$	$УЭС^{БК} > 200-300$
		4	кремнисто-радиаритовые	$\Delta\gamma < 0.5$	$\Delta\ln > 0.5$	$УЭС^{БК} > 200-300$
		3 1	карбонатно-кремнистые	$0.1 > \Delta\gamma < 0.5$	$\Delta\ln > 0.3$	$УЭС^{БК} > 100$
		3 2	карбонатные (известняк или доломит)	$\Delta\gamma < 0.1$	$\Delta\ln > 0.3$	$УЭС^{БК} > 100$
абалакская	переходная зона	7	глинисто-кремнистые	$\Delta\gamma > 0.2$	$\Delta\ln > 0.1$	$УЭС^{БК} < 10$
		5	аргиллиты	$\Delta\gamma < 0.2$	$\Delta\ln < 0.1-0.2$	$УЭС^{БК} < 10$
		3 2	карбонатные (известняк или доломит)	$\Delta\gamma < 0.1$	$\Delta\ln > 0.3$	$УЭС^{БК} > 100$

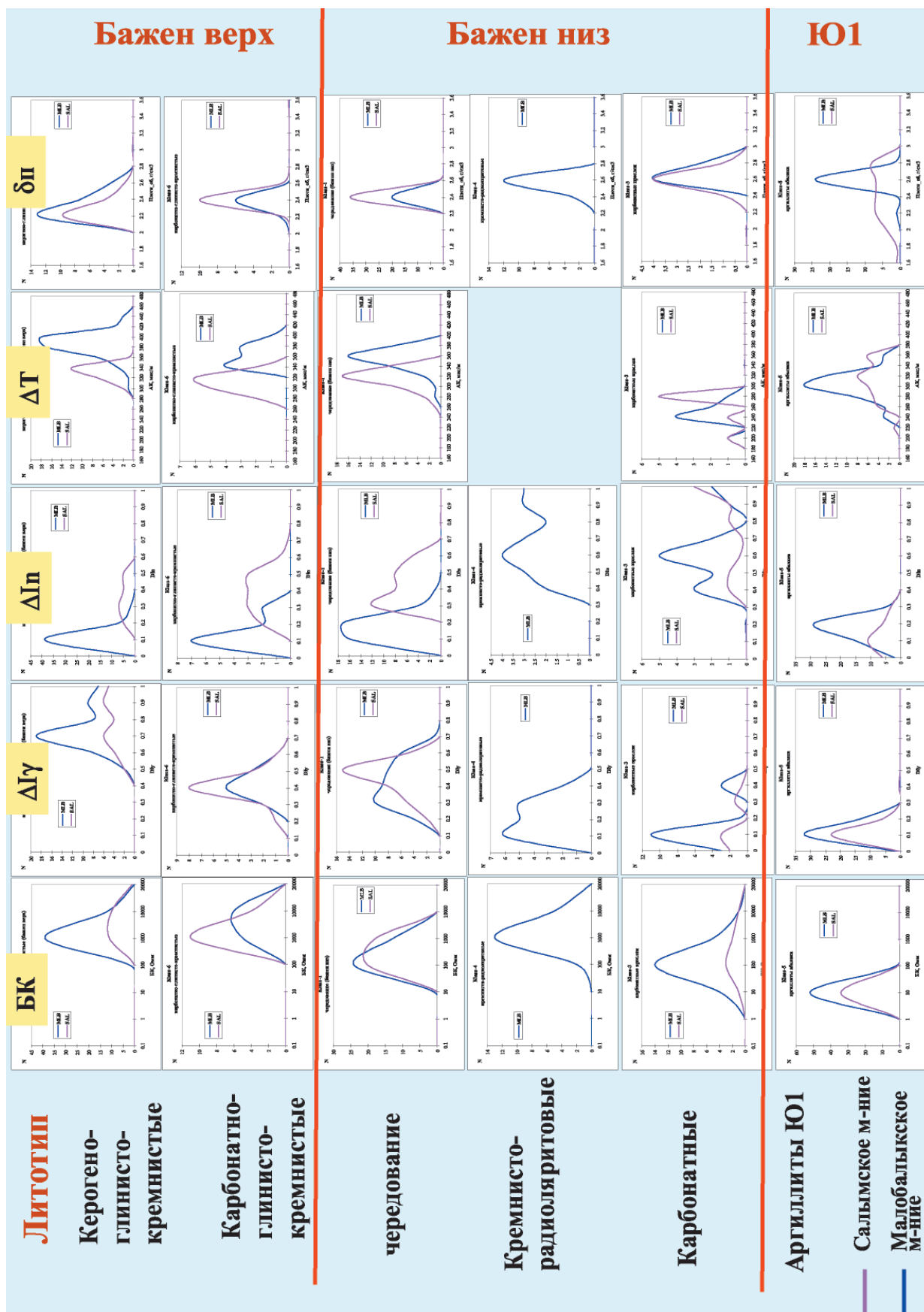
месторождения по скважинам с детальными исследованиями керна (табл. 3.2). В таблице приведены результаты литофизической типизации по комплексу литологических исследований и ГИС, разработанная специалистами ЦГЭ при непосредственном участии авторов [Билибин, Валова и др., 2015].

В результате проведенных исследований по данным керна установлено, что на всех рассматриваемых месторождениях литофизические типы пород БС одинаковы, но имеют разные петрофизические и геохимические характеристики. Так же, как в традиционных терригенных (карбонатных) коллекторах на разных месторождениях, свойства одинаковых пород (песчаники, алевролиты, известняки) могут различаться. В связи с этим на первом этапе были проанализированы и статистически обработаны показания основных геофизических методов в выделенных по керну и ГИС литофизических типах, дифференцированно по каждому месторождению. Пример распределения показаний методов ГИС по скважинам двух месторождений – Салымскому и Малобалыкскому – показан на рис. 3.25. Из проведенного статистического анализа сделан вывод, что геофизические методы позволяют достаточно уверенно выделить основные литофизические типы пород БС. Было установлено, что наилучшая сходимость определения литофизических типов по ГИС и литологических типов, выделенных по керну, достигается

при комплексном использовании не менее трех основных методов – ГК, НК, БК. «Специалистами ЦГЭ был дополнительно применен математический подход – дискриминантный анализ, позволяющий комплексировать различные параметры (методы ГИС) в единые уравнения корня дискриминантной функции, выбирая при этом наиболее значимые из них для решения определенной задачи – в нашем случае выделения литофизического типа – путем сравнения результата с обучающей выборкой» [Билибин, Исхакова и др., 2015]. Эффективность деления на литофизические типы показана в табл. 3.3, 3.4.

«Из выполненного анализа следует, что по пяти методам ГИС с вероятностью более 83% выделяются 4 литофизических типа пород: чередование керогено-глинистых и карбонатно-кремнистых пород – литофизический тип 1; керогено-глинисто-кремнистые – литофизический тип 2; кремнистые (радиоляриты) – литофизический тип 4; глины абалака – литофизический тип 5 (табл. 3.3).

Эффективность деления по трем методам ГИС несколько ниже: с вероятностью более 75% выделяются 4 литофизических типа пород: чередование керогено-глинистых пород – литофизический тип 1; керогено-глинисто-кремнистые литофизический тип 2; карбонатно-кремнистый – литофизический тип 3; глины абалака – литофизический тип 5 (табл. 3.4)» [Билибин, Валова, 2015].



▲ Рис. 3.25. Распределения показаний методов расширенного комплекса ГИС в основных литофизических типах БС и абалакской свиты

Таблица 3.3

Эффективность деления пород БС на литотипы по пяти методам ГИС –
БК, ГК, НК, АК, ГГКп

Матрица классификации

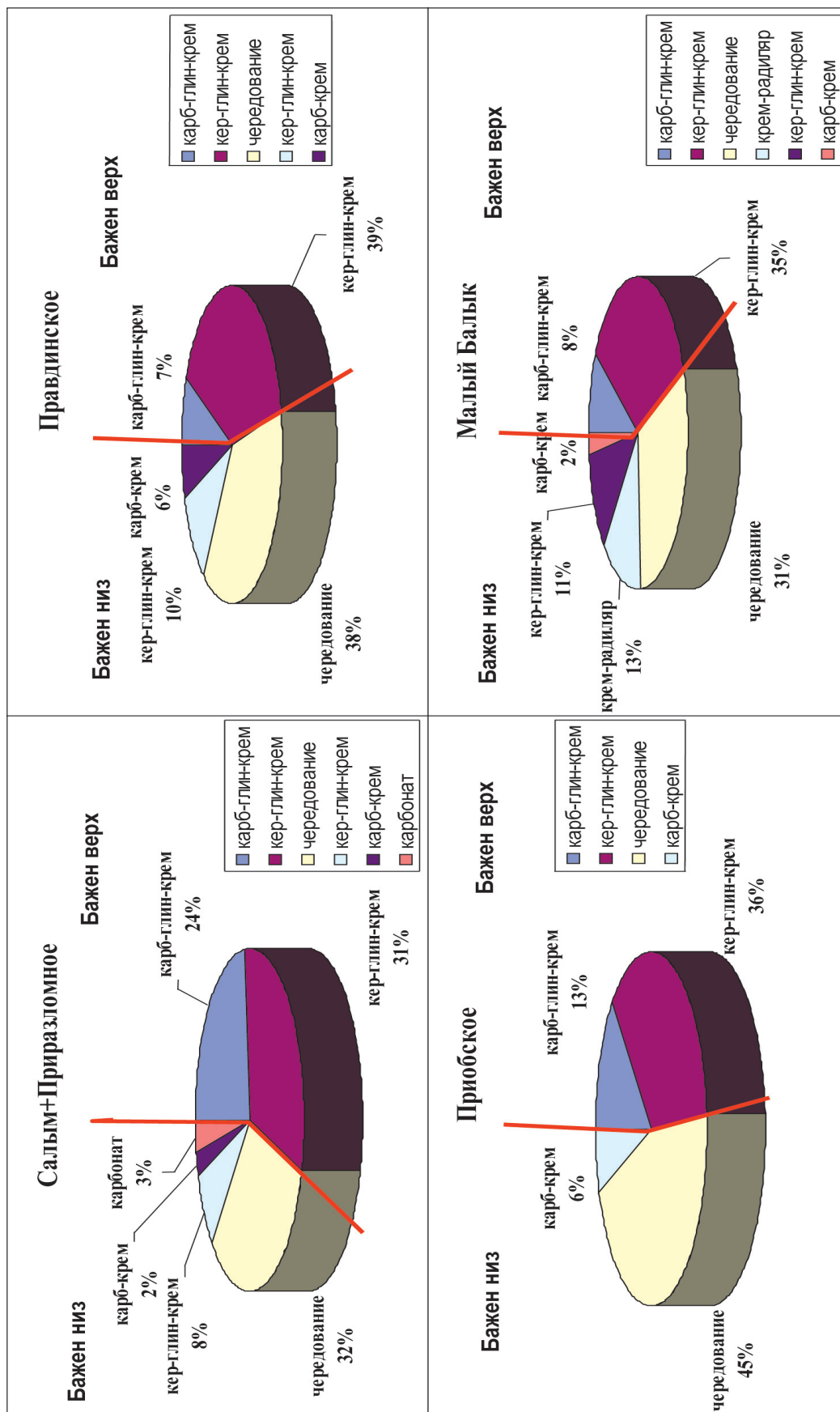
Строки: наблюдаемые литотипы (обучающая выборка). Столбцы: предсказанные литотипы								
Литот ип	% правиль.	1 p=,33861	2 p=,29505	3 p=,08317	4 p=,00792	5 p=,14059	6 p=,09901	7 p=,03564
1	95,3	163	1	0	0	3	0	4
2	83,9	17	125	0	0	0	7	0
3	59,5	9	0	25	4	2	0	2
4	100,0	0	0	0	4	0	0	0
5	97,2	1	0	0	0	69	0	1
6	14,0	24	19	0	0	0	7	0
7	27,8	6	0	0	0	7	0	5

Таблица 3.4

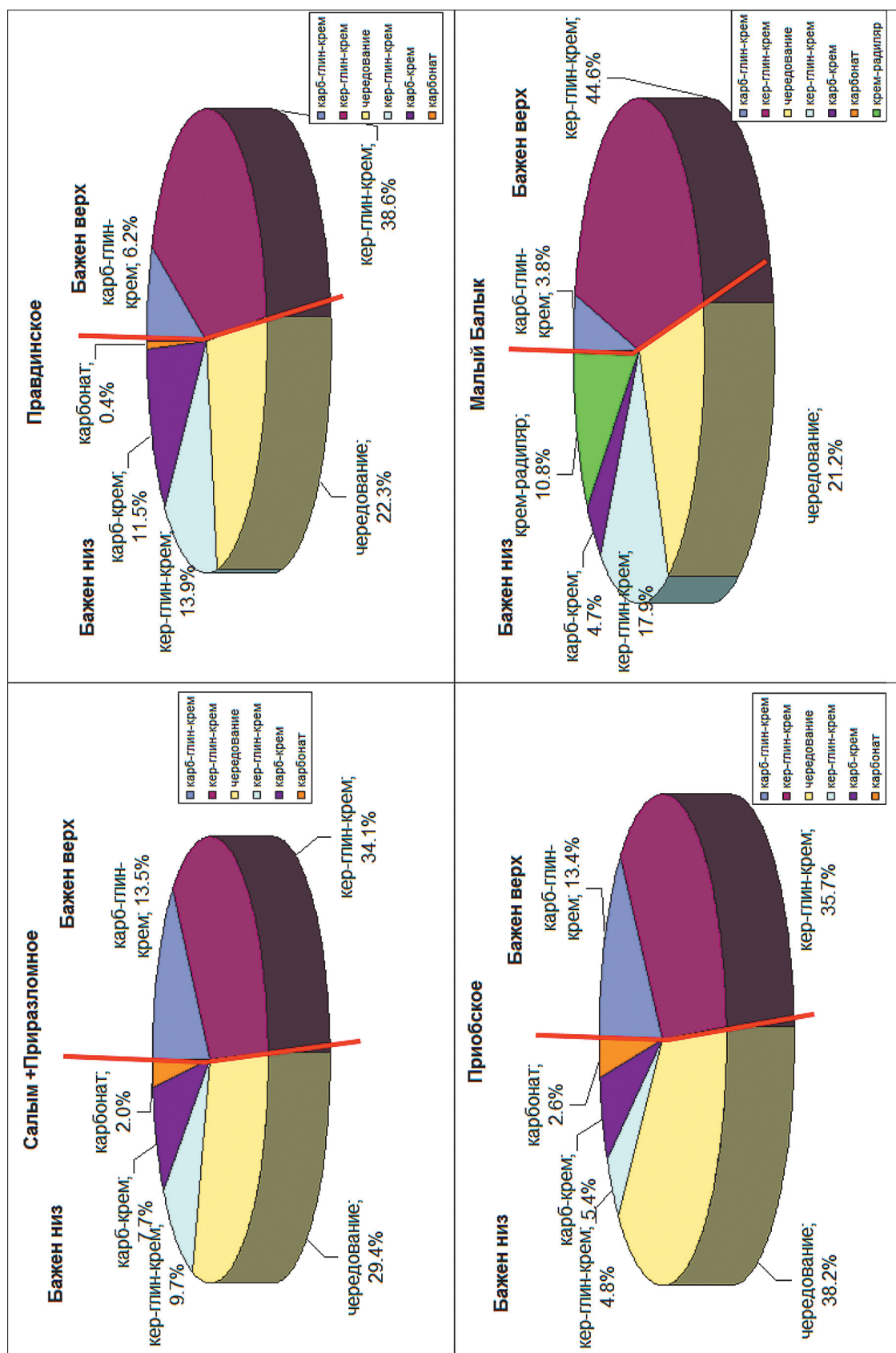
Эффективность деления пород БС на литотипы по трем методам ГИС –
боковой каротаж (БК), ГК, НК

Матрица классификации

Строки: наблюдаемые литотипы (обучающая выборка). Столбцы: предсказанные литотипы								
Лито тип	Процент правиль.	1 p=,31694	2 p=,28728	3 p=,09602	4 p=,02888	5 p=,14208	6 p=,08587	7 p=,04294
1	82,0	333	31	14	1	27	0	0
2	89,1	33	328	0	0	0	7	0
3	75,6	23	0	93	1	6	0	0
4	5,4	8	0	27	2	0	0	0
5	91,8	15	0	0	0	167	0	0
6	13,6	64	27	2	1	1	15	0
7	0	31	0	0	0	23	1	0
Всего	73,2	507	386	136	5	224	23	0



▲ Рис. 3.26. Доля литофизических типов в разрезе БС по тестовым скважинам месторождений Салымской группы



▲ Рис. 3.27. Доля литофизических типов в разрезе БС по всем скважинам месторождений Салымской группы

В табл. 3.3 и 3.4 темно-голубым цветом закрашены ячейки с количеством правильно предсказанных случаев, коричневым – ошибочно предсказанные случаи.

Для выделения литофизических типов в БС можно пользоваться диагностической таблицей критериев по ГИС либо производить деление по дискриминантному анализу. Конечно, после этапа автоматического деления на литофизические типы необходим этап уточнения и корректировки результатов интерпретатором, как и при литофизическом расчленении традиционного терригенного или карбонатного разреза. Еще раз необходимо отметить, что диагностические критерии по ГИС должны уточняться по результатам анализа керновых исследований и ГИС конкретного месторождения.

По тестовым и по всем скважинам выполнено деление разреза БС на литофизические типы, и обобщение результатов показало следующее (рис. 3.26, 3.27):

- в верхней части БС на всех месторождениях выделяются только два литофизических типа, в нижней – от двух до четырех литофизических типов;

- для скважин Салымского месторождения характерно увеличение доли карбонатно-глинисто-кремнистого литофизического типа до 15÷24%, по сравнению с 7÷13% на других месторождениях.

3.2.3. Определение границ БС по комплексу ГИС

В связи с уникальным составом пород БС для проведения литофизического расчленения необходимо в первую очередь выделить интервал БС. Отличительными признаками БС является, в первую очередь, вещественный состав: преобладание биогенного кремнезема (а при растворении кремнезема и его замещение – карбонат) над глинистой составляющей (среднее количество кремнезема в БС составляет 60÷90%, содержание глинистых минералов не превышает 30%, в среднем – 11%); надкларковые концентрации морского ОВ (от 0÷3% в подстилающих отложениях до 3÷30% и выше в породах БС), вторичная карбонатизация кремнистых пород.

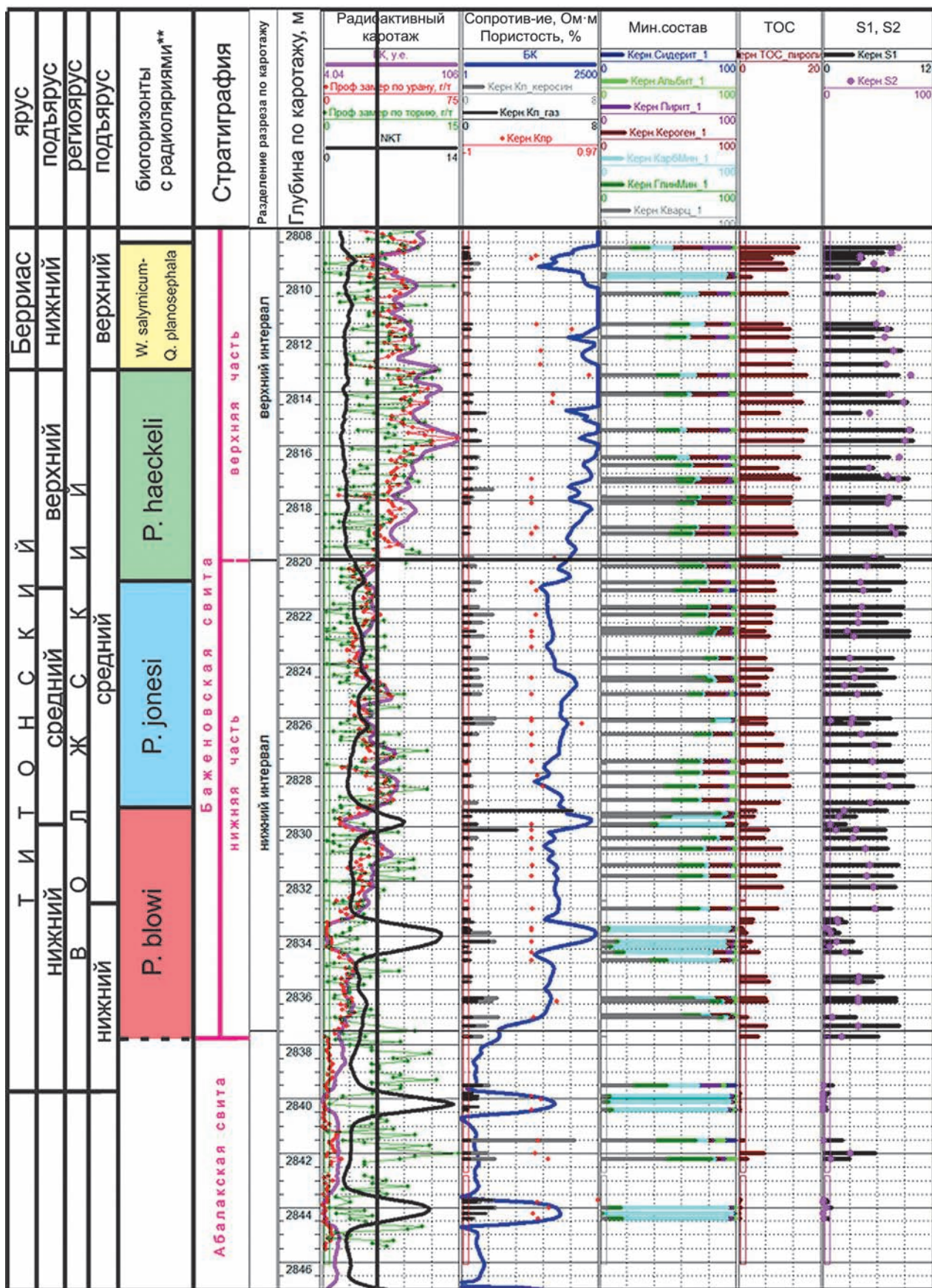
В подстилающих и перекрывающих отложениях выделяются верхняя и нижняя переходные

зоны, обладающие промежуточным составом между баженовскими и вмещающими породами.

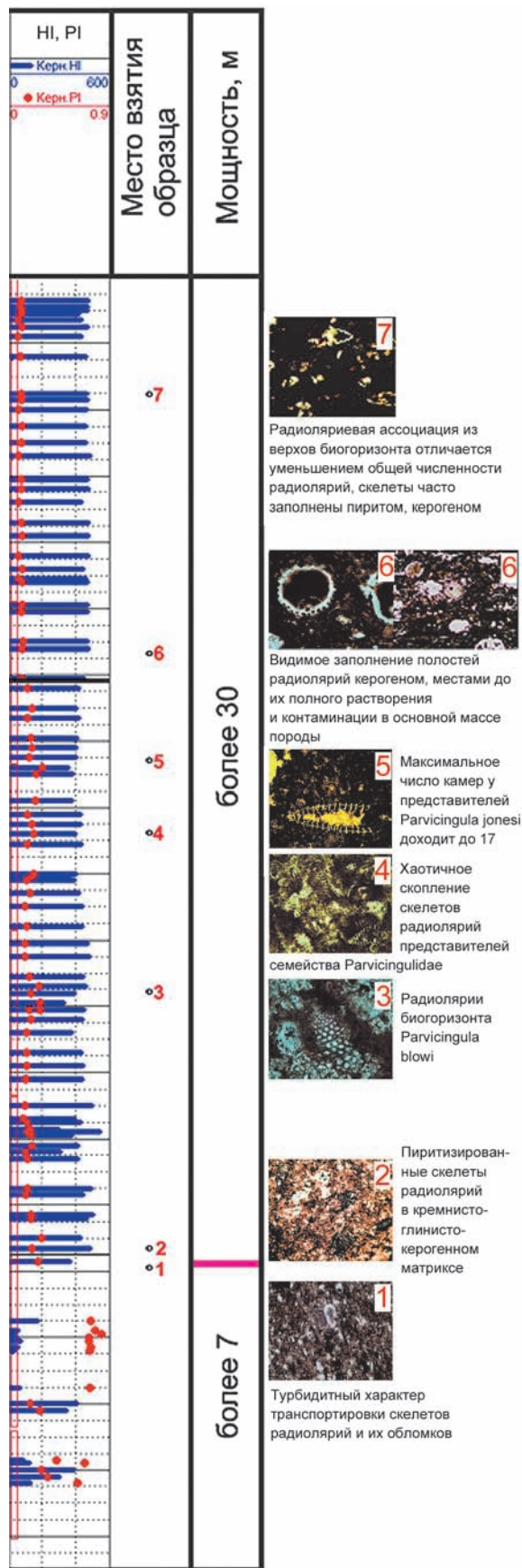
По составу радиолярий БС делится на два раздела. К нижнему относятся горизонты с радиоляриями *Parvicingula blowi* и *Parvicingula jonesi*, к верхнему – *Parvicingula haeckeli* и *Williriedelleim* – *Quasicrolanium planocephala* (рис. 3.28). Споропыльцевой анализ показал, что в БС споры и пыльца не идентифицируемы, но хорошо распознаются во вмещающих отложениях.

Изменения литологического состава находят свое отражение на каротажных диаграммах. Исследования, проведенные рядом авторов, показали, что в баженовской свите имеются тесные корреляционные и генетические связи между содержанием в них урана (U) и ОВ [Калмыков, 2001; Патент РФ № 2330311]. Увеличение концентраций урана в породах по сравнению с вмещающими толщами является одним из критериев выделения положения БС по каротажу. Фоновое накопление урана в морском бассейне седиментации при компенсированном осадконакоплении составляет не более 4 ppm. С учетом локальных флуктуаций и точности определения U по спектрометрическому гамма-каротажу граничное значение концентрации U предлагается принять равным 6 ppm (выше этого значения появляются породы, обогащенные органическим веществом – БС, ниже идут вмещающие породы). Эта закономерность выполняется только для нижней границы БС, что было обусловлено сменой условий осадконакопления от прибрежно-морских, мелководных к относительно удаленной зоне эпиконтинентального морского бассейна с некомпенсированным осадконакоплением, при котором накапливалось большое количество ОВ. Верхняя граница БС по данным о концентрации U описанным выше путем проведена быть не может – верхняя переходная зона, с одной стороны, обогащена ОВ баженовского моря, а с другой – в ней присутствует большое количество глинистых минералов – результат привноса терригенного компонента.

Результаты исследований пород БС показывают, что в них отсутствует свободная вода: ни в одной из скважин, вскрывших БС, при испытании на начальной стадии разработки не было получено притоков пластовой воды, а добываемый пластовый флюид представлен безводной нефтью; при использовании ультрацентрифуги на максимальном количестве оборотов не выделяется вода;



▲ ► Рис. 3.28. Геолого-геофизический планшет по одной из скважин в пределах Фроловской впадины с харак-



терными для каждого интервала радиоляриями

данные дериватографии показывают, что до температуры 90 °C (начало выделения физически связанной воды) масса образца не меняется; сигнал ядерно-магнитного резонанса спадает на очень низких временах. Отсутствие свободной минерализованной воды является обоснованием использования значений электрического сопротивления в качестве второго критерия выделения БС. За граничное значение сопротивления для пород БС принято 12 Ом·м.

Таким образом, подход к выделению по каротажу интервала БС основан на следующих главных положениях:

- породы характеризуются повышенной, по сравнению с вмещающими толщами, концентрацией урана, который связан с керогеном;

- проводимостью электрического тока обладает только физически связанная вода глинистых минералов, что обуславливает высокое сопротивление пород.

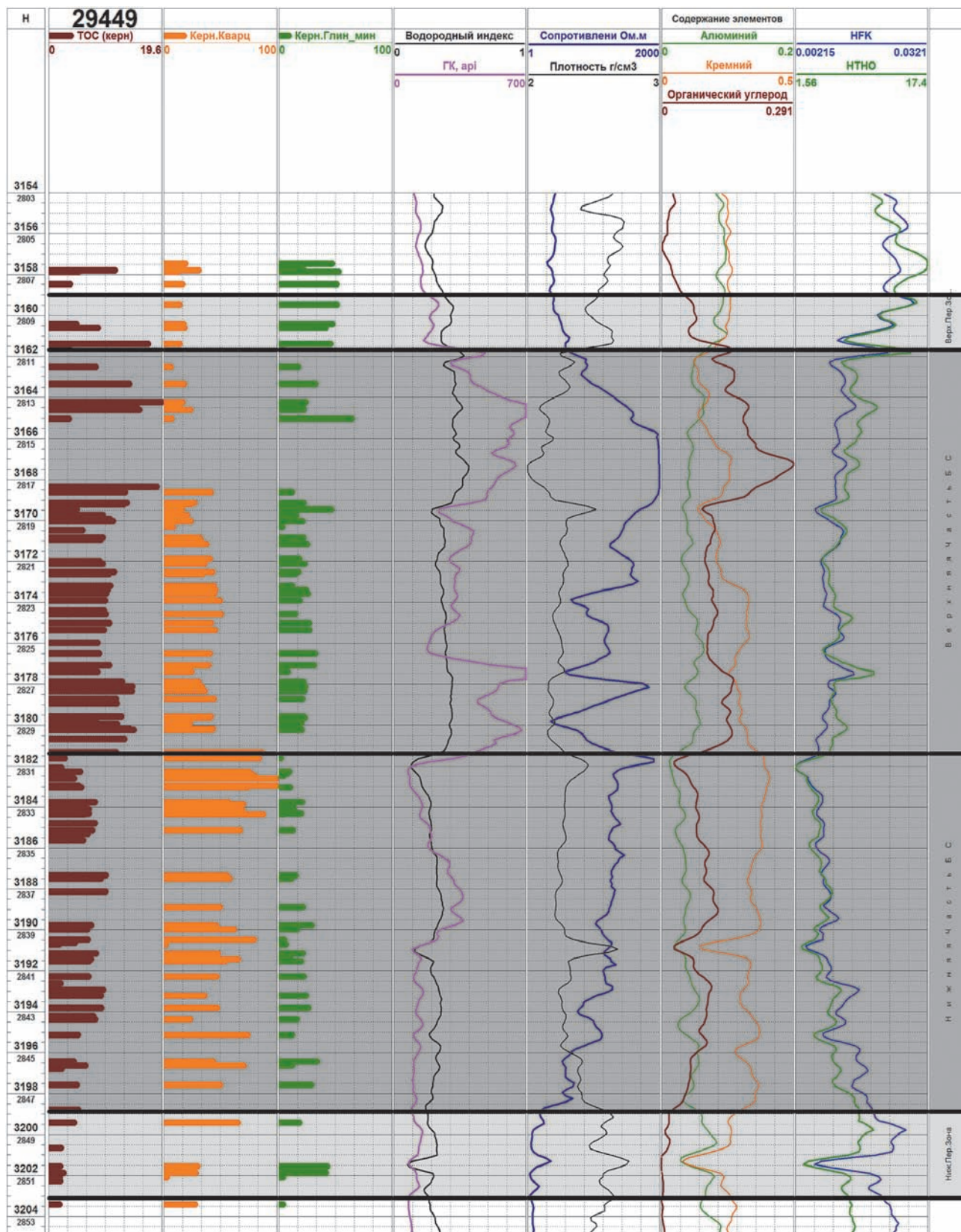
Пониженные значения плотностного каротажа и повышенные – водородного индекса определяются большой концентрацией ОВ. Пример выделения баженовской свиты по каротажным данным приведен на рис. 3.29.

Выделенные при комплексном литолого-геохимическом исследовании керна переходные зоны от пород БС к подстилающим и перекрывающим отложениям обладают одновременно характерными признаками БС и вмещающих отложений. Так, наряду с высокой концентрацией морского ОВ, которое сорбирует на себе уран, в их составе возрастает роль терригенной алевролитово-глинистой составляющей. Поэтому для выделения интервала БС необходимо дополнительно учитывать глинистость.

Следует отметить, что нижний и верхний разделы БС отличаются друг от друга не только возрастом радиолярий, но и МКС. Нижний раздел по керновым данным чаще всего характеризуется содержанием $C_{орг}$ не более 10%, в то время как породы верхнего раздела обычно содержат $C_{орг} > 10\%$.

Содержание урана в керогене было изучено в керне двух скважин методом f-радиографии. Изученные скважины в тектоническом плане приурочены к совершенно разным районам: восточному склону Красноленинского свода и Тундринской котловине.

Метод f-радиографии, или осколковой радиографии, применяется для определения содержа-

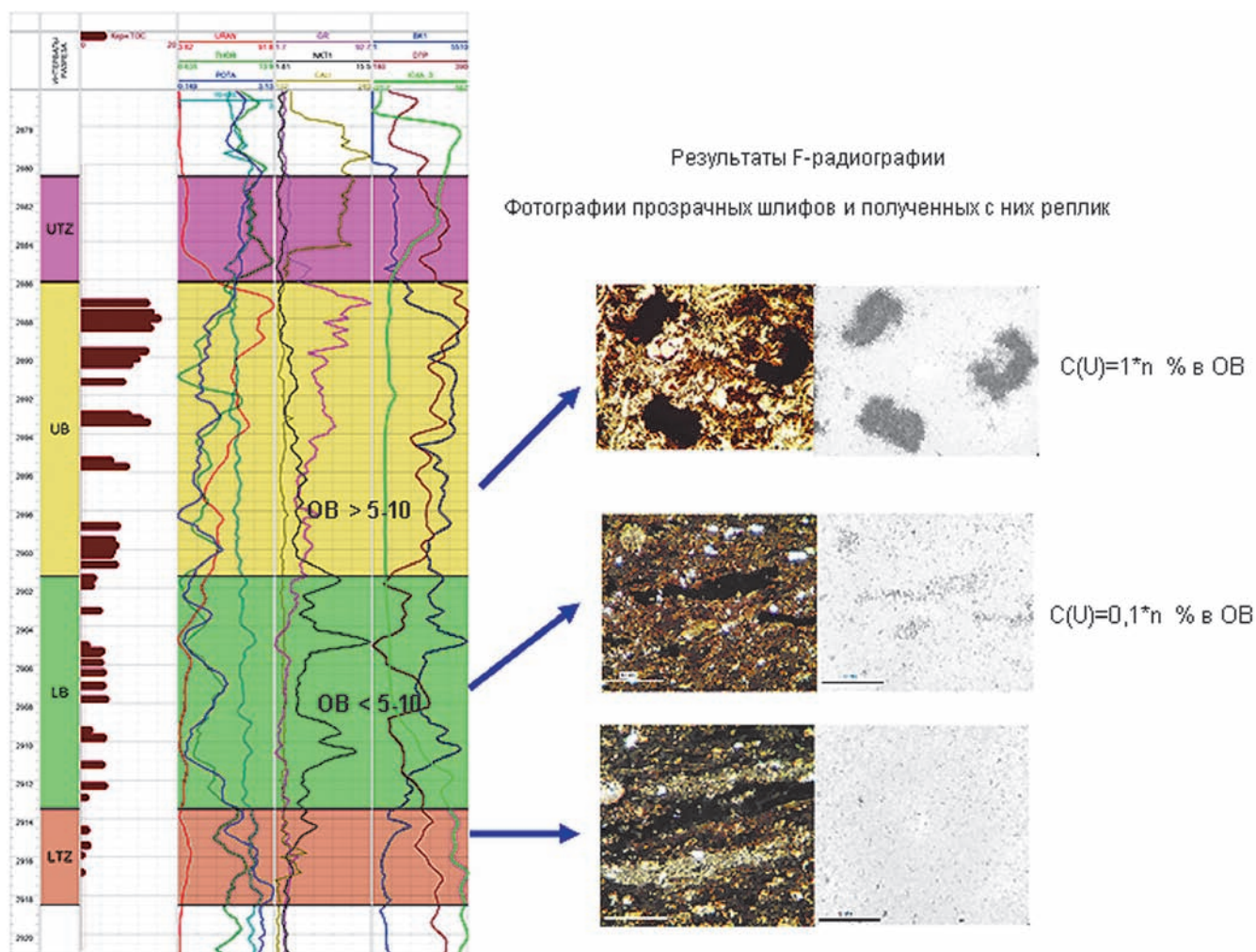


▲ Рис. 3.29. Выделение верхнего и нижнего разделов БС, верхней и нижней переходных зон

ния и пространственного распределения урана в минералах и горных породах. Он основан на способности ядер урана распадаться на два осколка под действием тепловых нейтронов. На изучаемый шлиф накладывают пленочный детектор и облучают потоком тепловых нейтронов. Разлетаясь, осколки деления ядер урана создают нарушения структуры пленочного детектора. Эти нарушения могут быть выявлены путем избирательного химического травления, в результате которого реагент вытравливает канал, образованный при пробивании детектора осколками деления. Протравленные следы (треки) отражают распределение урана в исследуемом объекте. После травления треки видны в обычном оптическом микроскопе при увеличении $200\div 400\times$. Осколко-

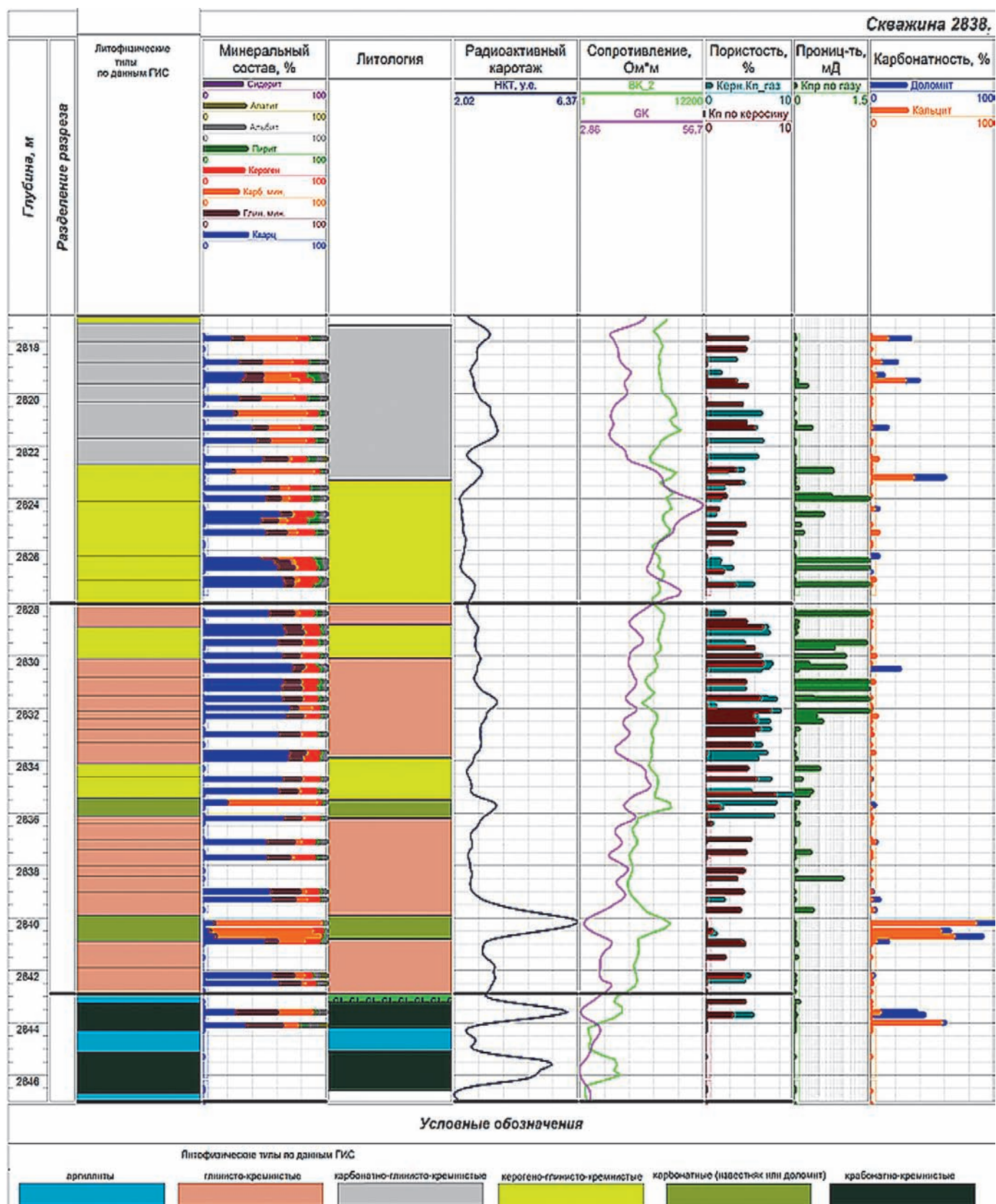
вая радиография обеспечивает высокую чувствительность определения (до $1 \cdot 10^{-8}\%$) и позволяет выявить пространственное распределение урана по образцу минерала или горной породы [Берзина и др., 1967]. Таким образом, метод f-радиографии оказывается более точным, чем химический, радиохимический, радиометрический или люминесцентный методы, которые измеряют концентрацию урана в единичном объеме исследуемого вещества, без определения его приуроченности, и рекомендуется к включению в обязательный комплекс исследований кернового материала БС.

Анализ результатов f-радиографии однозначно показал, что в породах БС уран приурочен к керогену (рис. 3.30). Кроме того, в нижнем разделе БС концентрация урана в керогене составляет десятки



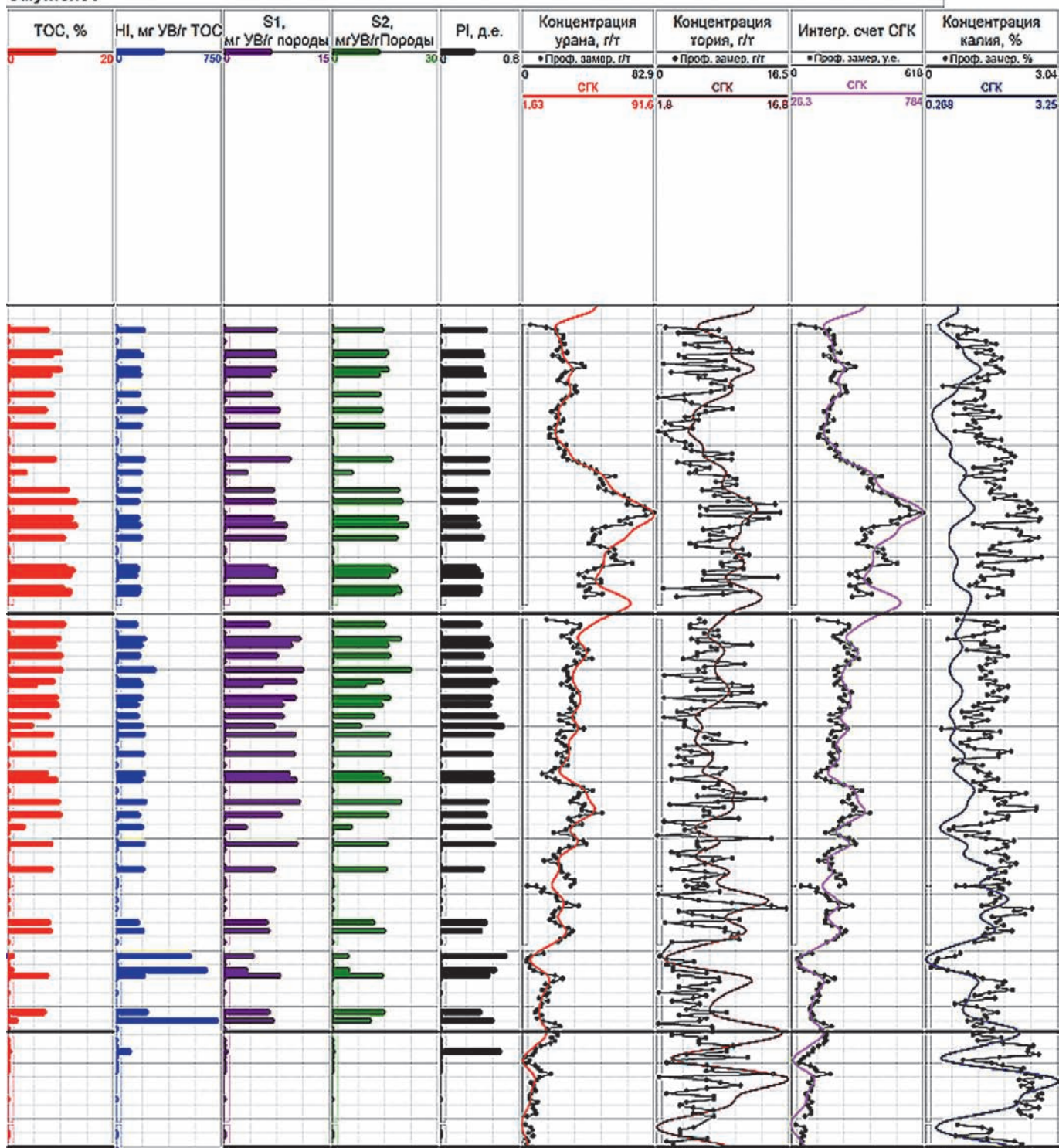
▲ Рис. 3.30. Критерии разделения баженовской свиты на интервалы.

LTZ (светло-коричневый) – нижняя переходная зона, LB (зеленый) – нижний интервал баженовской свиты, UB (желтый) – верхний интервал баженовской свиты, UTZ (розовый) – верхняя переходная зона



▲ ► Рис. 3.31. Геолого-геофизический планшет по одной из скважин

Salymskoe



доли процентов, а в верхнем – первые проценты [Калмыков и др., 2009]. Между верхним и нижним разделами, выявленными таким образом, существует четкая граница, которая совпадает с аналогичной границей, поставленной по содержанию керогена в породах и по возрасту радиолярий.

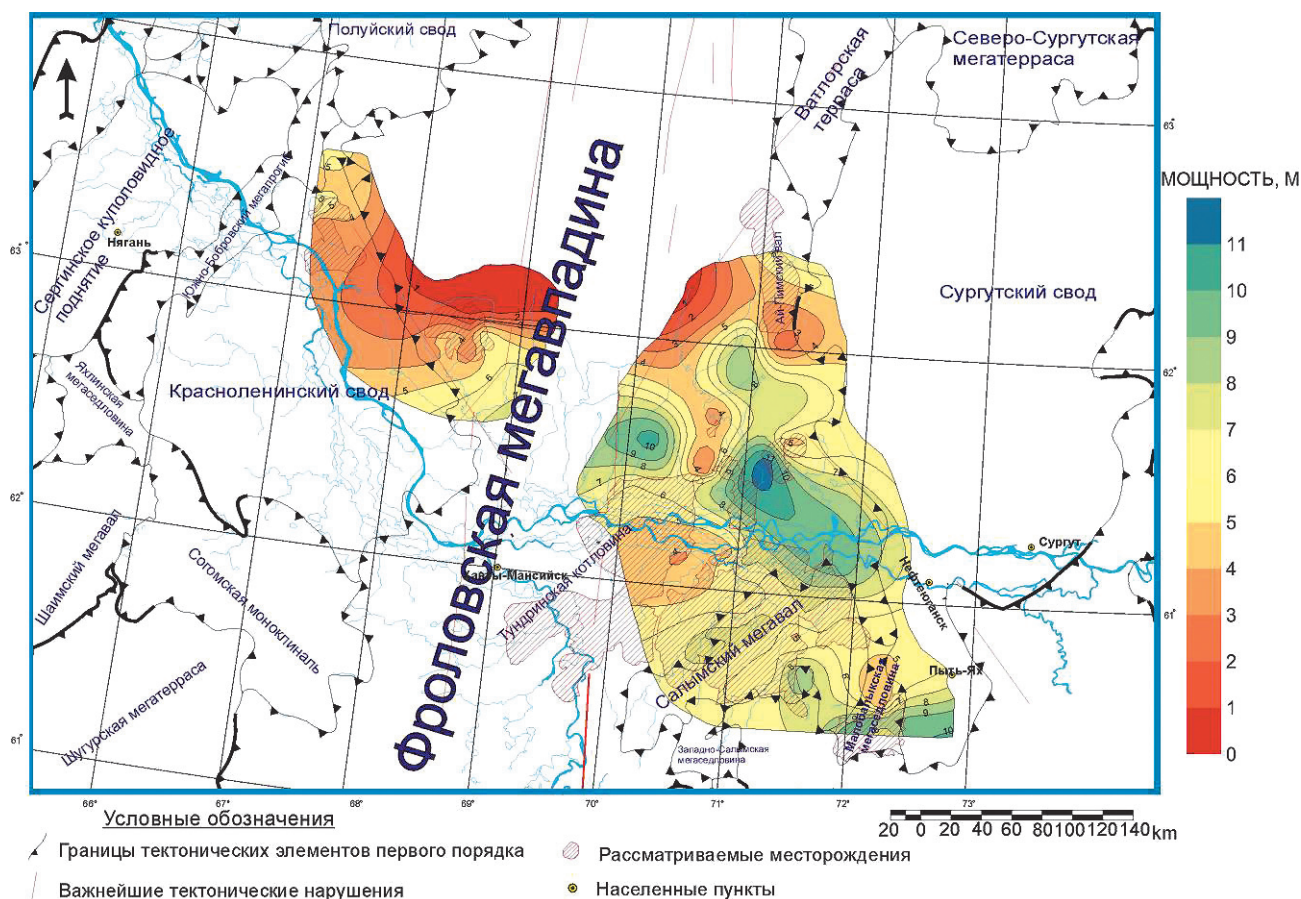
Деление разрезов БС на два раздела по керновым данным обосновывается следующими критериями: к кровле нижнего раздела в отложениях доминируют скелеты радиолярий, относимых к виду *Parvicingula jonesi*, имеющие веретенообразную форму, а верхний раздел начинается с биогоризонта *Parvicingula haeckeli* количеством керогена в породе и урана в керогене.

3.2.4. Анализ результатов литофизической типизации разрезов

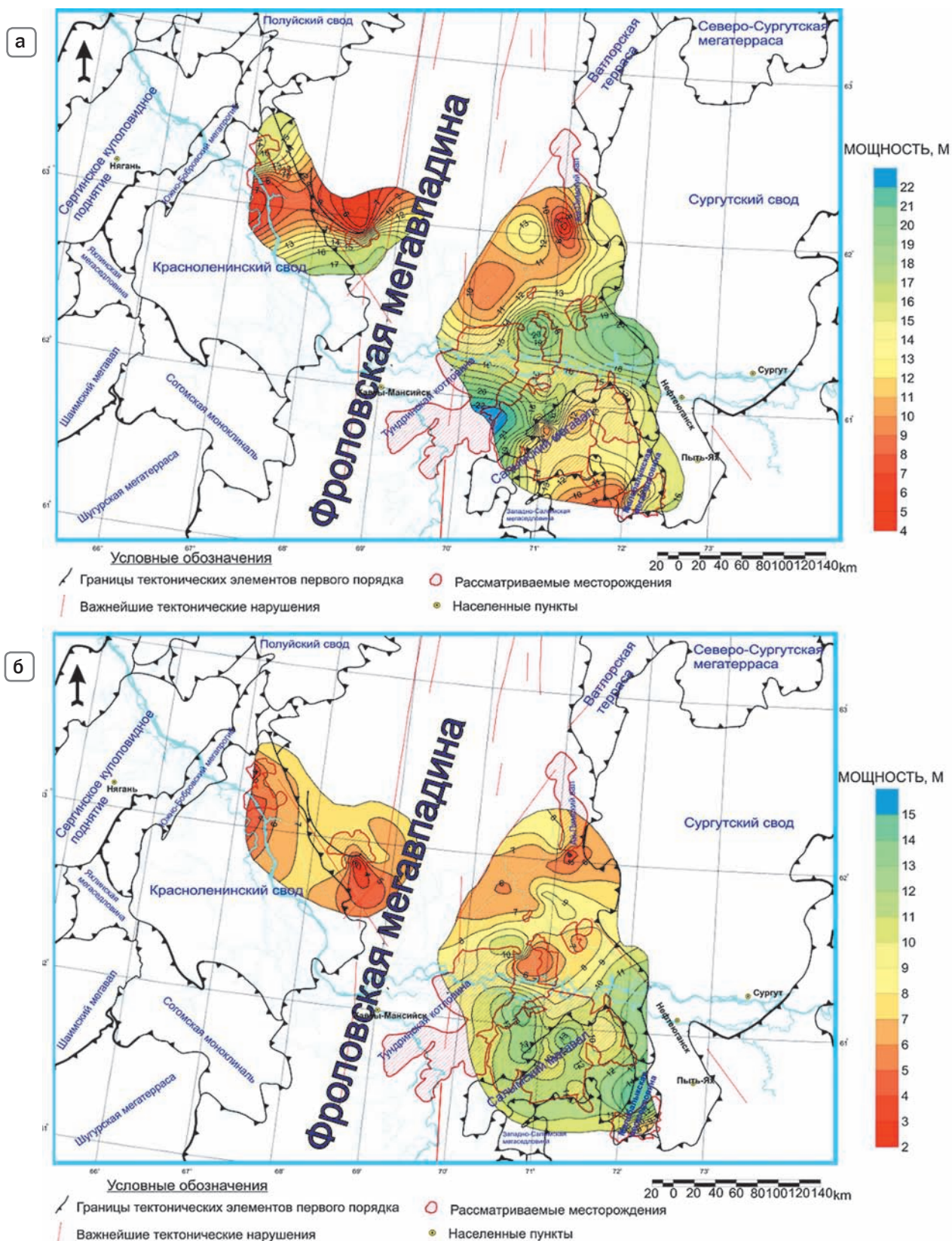
Результат литофизического расчленения разреза по комплексу ГИС представлен в первой пане-

ли геолого-геофизического планшета по одной из скважин на рис. 3.31. На вторую панель вынесен минеральный состав, а на третьей дано обобщенное литологическое расчленение разреза с учетом состава, чередования пород и их структуры. Сравнение первой и третьей панели показывает, что литофизическое расчленение по ограниченному комплексу ГИС практически полностью совпадает с результатами обобщенного литологического расчленения по данным изучения колонок керна.

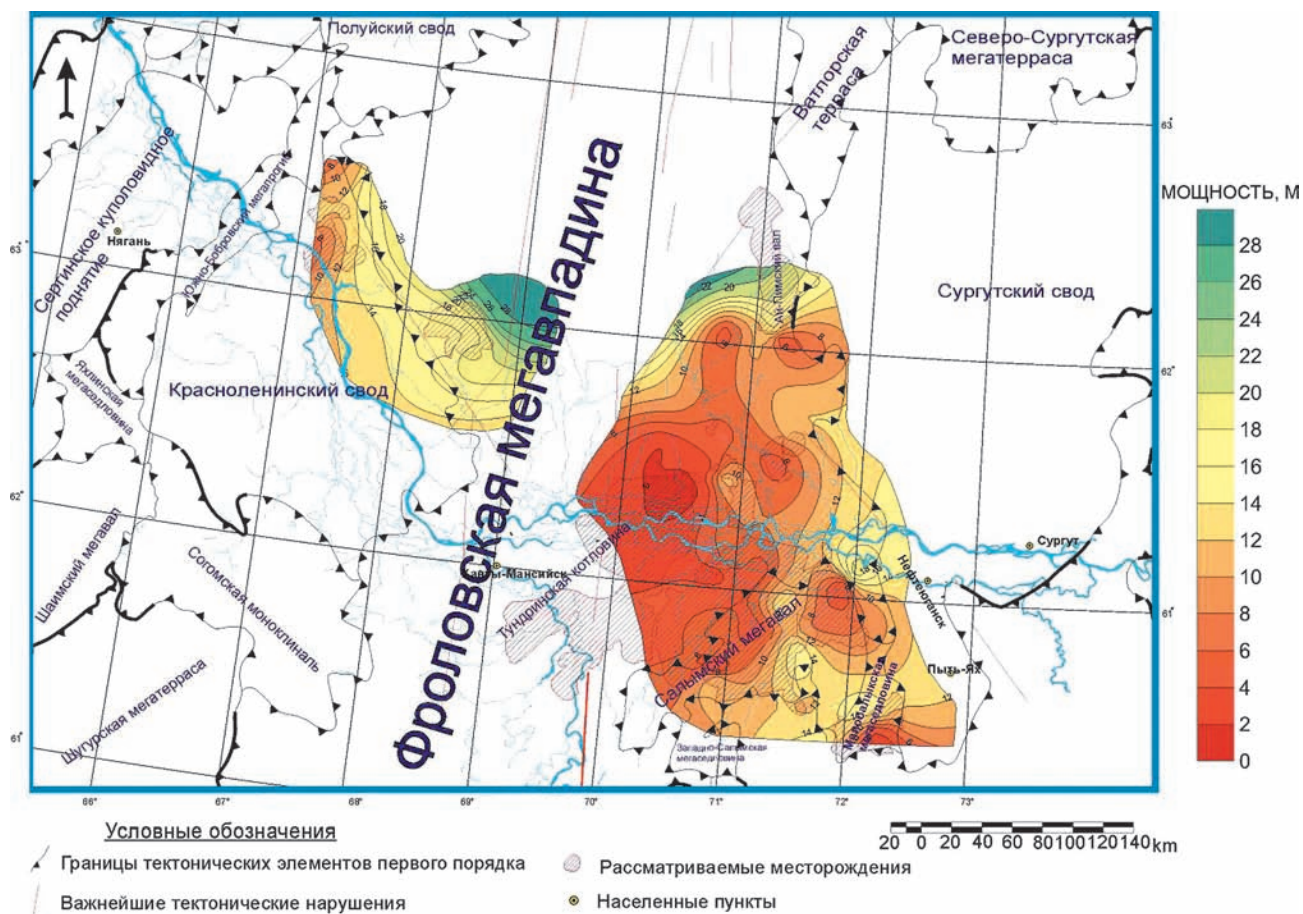
Нижняя часть разреза характеризуется относительно низкими содержаниями ТОС при высоком содержании кремнезема. Выше вплоть до кровли нижней части БС в породе преобладает кремнезем с относительно низким массовым содержанием глинистых минералов и органического вещества. В верхней части БС в целом увеличивается содержание ТОС и уменьшается доля кремнезема. Основным литофизическим типом по минерально-компонентному составу пород нижней части БС являются глинисто-кремнистые породы. В верхней



▲ Рис. 3.32. Карта суммарной мощности кремнистых и карбонатно-кремнистых пород в разрезах БС



▲ **Рис. 3.33.** Карта суммарной мощности глинисто-кремнистых и карбонатно-глинисто-кремнистых пород с двусторонками: а – в верхнем разделе разрезов БС, б – в нижнем разделе разрезов БС



▲ **Рис. 3.34.** Карта мощности верхней переходной зоны от БС к перекрывающим отложениям

части БС преобладают кероген-глинисто-кремнистые породы. В разрезах присутствуют интервалы, где существенную роль играют карбонатные породы.

Суммарная мощность карбонатно-кремнистых пород в разрезах достигает 10 м, глинисто-кремнистых и карбонатно-глинисто-кремнистых может достигать 30 и более метров. От подошвы к кровле постепенно увеличиваются концентрации ТОС. Такой же характер распределения, как и концентрация ТОС, имеет параметр остаточного генерационного потенциала (S_2 мгУВ/г породы) в группах литотипов. При этом в верхней части разрезов находятся породы с содержанием ТОС более 10%, породы нижней части разрезов содержат ТОС менее 10%. В карбонатно-кремнистых породах и апорадиолариевых карбонатах концентрации ТОС и величина генерационного потенциала низкие.

По сравнению с подстилающими и перекрывающими отложениями, породы БС обогащены ОВ

и минералами группы кремнезема. В переходных зонах от пород БС к вмещающим отложениям существенно падает концентрация кремнезема и ОВ и возрастает доля алеврито-глинистой составляющей (рис. 2.19). В этих зонах чаще всего встречаются кремнисто-глинистые породы, которые комбинируют свойства БС и вмещающих отложений преимущественно глинистого состава.

В нижней переходной зоне породы преимущественно алеврито-глинистого состава ОВ относится к гумусовому типу с бедным и средним генерационным потенциалом, концентрация ОВ не превышает 2%. Часто встречаются линзы кремнистого материала, характерные для БС. Мощность нижней переходной зоны на территории исследования изменяется от 1 до 30 м.

Породы верхней переходной зоны обогащены ОВ II типа с высоким генерационным потенциалом, концентрация ТОС достигает 16%. В составе пород преобладает глинистый материал, что ука-

зывает на переход от некомпенсированного баженовского осадконакопления к неокомскому этапу седиментации. Мощность верхней переходной зоны может превышать 25 м на Красноленинском своде. По составу и мощности породы верхней переходной зоны соответствуют верхнетутлеймской подсвите на Красноленинском своде.

Интерпретация данных ГИС по нескольким десяткам скважин, пробуренных на изучаемой территории, позволила установить, что максимальной суммарной мощностью кремнистых и карбонатно-кремнистых пород характеризуются разрезы БС в Тундринской котловине и на западном склоне Сургутского свода, минимальной – в северной части Красноленинского свода (рис. 3.32).

В соответствии с распределением кремнистых и карбонатно-кремнистых пород распределены и апорадиоляриевые карбонаты. Глинисто-кремнистые и карбонатно-глинисто-кремнистые породы как верхнего, так и нижнего разделов разрезов имеют наибольшую мощность в Тундринской котловине (рис. 3.33).

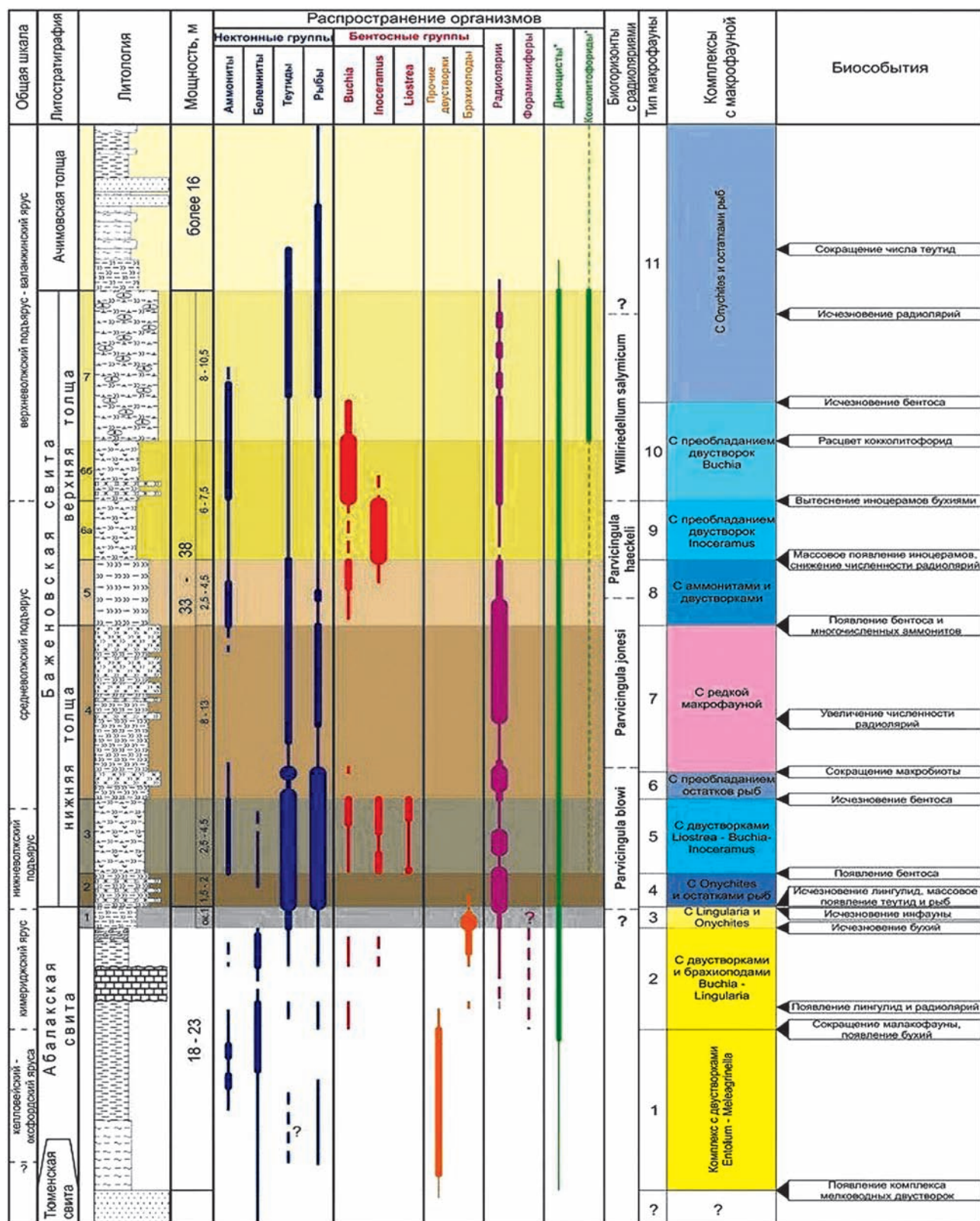
Мощность верхней переходной зоны максимальна на восточном склоне Красноленинского свода (рис. 3.34). Это подтверждает сделанный В.А. Захаровым вывод о постепенном смещении центра баженовского бассейна в сторону Красноленинского свода, где одновременно с этим происходил также активный снос терригенного материала с суши.

3.3. Литолого-фациальная, палеонтологическая характеристика и история геологического развития отложений баженовской и абалакской свит (написано совместно с Н.И. Коробовой, И.А. Панченко, Т.А. Шардановой)

Совместный анализ результатов МКС пород, палеонтологических и литологических исследований, изучение распределений микрофоссилий по разрезу, данных изотопного состава углерода и кислорода карбонатов позволяет создать единую схему развития изученной части региона – бортовых зон Фроловской мегавадины – в позднеюр-

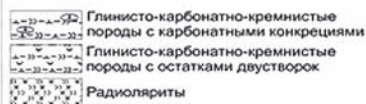
ское время. Этапность развития биоты и закономерности смены литологических характеристик пород были использованы для реконструкции геологических событий. Литолого-фациальная характеристика отложений проведена на основании изучения колонок керна, поднятого при бурении более 20 скважин Фроловско-Тамбовского структурно-фациального района Обь-Ленской фациальной области [Шурыгин, Никитенко, 2000]. Основой для этой характеристики послужили детальные описания разрезов скважин. Авторы благодарят сотрудников, аспирантов и студентов Геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова, без помощи которых невозможно было бы сформировать эту часть работы. Особенно необходимо отметить труд Натальи Коробовой, Татьяны Шардановой, Ивана Панченко. Отдельно хотелось бы поблагодарить Валентину Вишневскую – без определений радиоларий, которые она провела, невозможно было бы стратифицировать изученные разрезы. В основном использовались описания, проведенные в масштабе 1:20, что позволило охарактеризовать тонкие прослои мощностью до 1 см. В дальнейшем были учтены процессы седиментации отложений, особенности литогенеза осадков (диа- и катагенетические преобразования) при превращении их в породу, а также роль тектонических и гидротермальных факторов в формировании осадочных толщ и ФЕС пород. Выделение литологических типов пород с выявлением первичных генетических признаков, а также их ассоциаций в разрезах позволило определить условия формирования пород, отвечающие основным зонам седиментации.

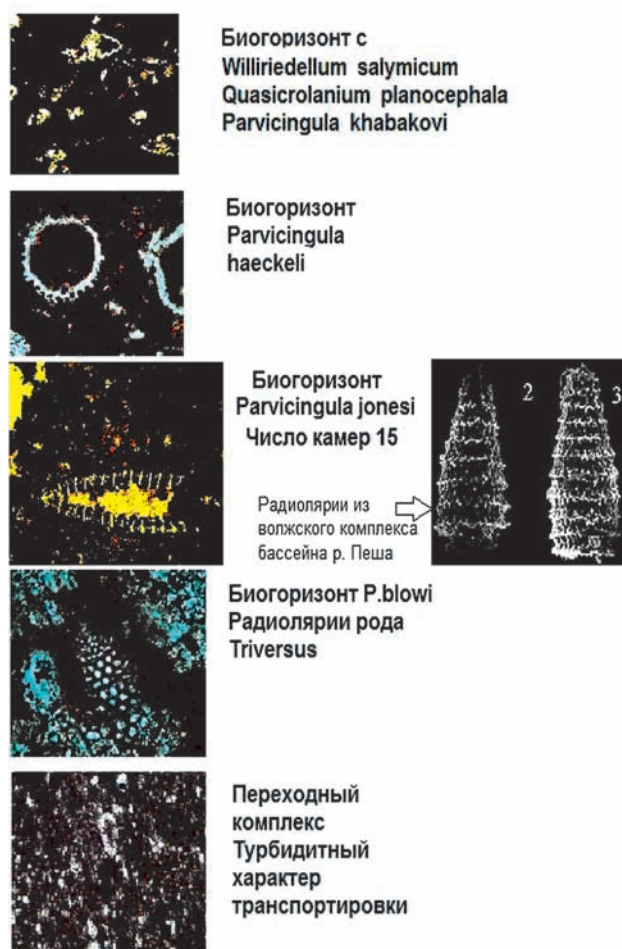
Из всех геологических индикаторов растения и животные наиболее чутко реагируют на изменение среды обитания и осадкообразования. Изучение последовательности смены биоты позволило обозначить границы, на которых она менялась, как результат смены палеоэкологии и сопоставить их с первопричиной – геологическими событиями. После обобщения данных по 20 скважинам была разработана принципиальная схема, отражающая последовательность связанных между собой биотических и геологических событий. За основу была взята временная шкала по J. Ogg и др. [TSCreator, 2013]. Соотношение биоккомплексов и литологических пачек на схеме отражает их принципиальное и среднестатистическое по всем скважинам положение.



Условные обозначения:

* - предполагаемое распространение





▲ ▲ Рис. 3.35. Биогоризонты радиоляритов в отложениях БС на принципиальной схеме геологических и биотических событий

Основные этапы геологического развития рассматриваемой территории отражены в полученной схеме (см. рис. 3.35).

В средней юре на изученной территории господствовали прибрежно-морские и дельтовые условия.

В келловей (163,5–166,1 млн лет)-оксфордское (157,3–163,5 млн лет) время начинается интенсивный подъем уровня моря. Объединенным келловей-оксфордским ярусам (J3к–J3о) в стратиграфической схеме мезозойских отложений Западной Сибири соответствует наунакская свита. В это время на территории Тундринской котловины и Салымского мегавала формируется мелководно-морской нормально-соленый бассейн с активной гидродинамикой. Процесс аэрации водной толщи был достаточным для насыщения кислородом даже верхней части осадка. Благоприятные условия среды способствовали расцвету организмов. В мелководье обильными оказались донные формы, преобладали двустворки и червеобразные. В сообществе двустворок присутствовали сидячие и фильтрующие, ползающие и частично зарывающиеся формы.

Раннекимериджское время. Граница абалакского и баженовского времени. Процессы седиментации в этот период в разных частях бассейна проявляются по-разному. Общим является формирование глауконита в глинисто-кремнистых и кремнисто-глинистых осадках и формирование карбонатных тел. Формирование диагенетического глауконита обычно маркирует этапы перерывов в осадконакоплении или этапы с очень низкими скоростями седиментации. Эти этапы совпадают с трансгрессией морского бассейна на сушу с развивающейся на ней корой выветривания. Отложения, насыщенные глауконитом, находятся в разрезах между преимущественно кремнисто-глинистыми (абалакская свита) и преимущественно глинисто-кремнистыми породами (БС). Это указывает на трансгрессию и углубление бассейна, а присутствие нескольких уровней с глауконитом в ряде скважин позволяет предположить многостадийность этого процесса. В некоторых разрезах породы, обогащенные глауконитом, отсутствуют. Это может быть связано с разной скоростью седиментации на разных участках обширного Западно-Сибирского моря, на которую влияют следующие факторы: удаленность от основных питающих провинций (т.е. количество терригенного при-

вноса), рельеф дна и берегов, положение окислительно-восстановительного барьера (совпадает с поверхностью дна, ниже или выше последнего).

Увеличение глубины эпиконтинентального морского бассейна в раннекимериджское время благоприятно сказалось на появлении и развитии радиолярий, но привело к значительному сокращению донных сообществ. Наиболее губительный фактор для последних выразился в уменьшении количества кислорода в придонном слое воды вследствие снижения гидродинамической активности. Тем не менее кислорода еще хватало для насыщения самых верхних слоев осадка, где происходили процессы биотурбации типа *Phycosiphon*. Одними из первых, кто выявил следы жизнедеятельности в осадках, которые превратились в высокоуглеродистые черные сланцы баженовской свиты, были В.А. Захаров, Ю.Н. Занин, А.Г. Замирайлова [Захаров и др., 1998].

Морской бассейн еще больше углубляется и расширяется в позднекимериджское время. Вследствие этого донная биота еще больше сократилась. Наиболее многочисленными остались всего две группы бентоса – лингулиды и небольшие червеобразные (следы типа *Urohelminthoida*?) (определения И. Панченко). В это время значительно увеличилось количество радиолярий. В морском биоценозе возросла роль теутид и рыб. Большая площадь зеркала воды благоприятно повлияла на развитие макроскопических водорослей (предположительно бурых и/или зеленых). Последние, согласно современным представлениям [Куликова и др., 2013], являлись главными продуцентами в экосистеме баженовского моря.

В разрезах скважин, соответствующих позднекимериджскому времени, выделяются следующие группы литотипов. Группа карбонатно-кремнисто-глинистых пород. В этой группе преобладают кремнисто-глинистые породы с горизонтальными текстурами, нарушенными ходами илоедов. Выделяются интервалы, мощностью до 10 см, интенсивно биотурбированные, насыщенные глауконитом, нередко карбонатизированные. Группа глинисто-глауконит-кремнистых пород состоит из чередования светло-зеленых глинисто-глауконит-кремнистых и кремнисто-глауконит-глинистых пород с горизонтальной, волнистой и массивной текстурой, нарушенной ходами илоедов. Глауконит присутствует в нижней части интервала в виде рассеянных мелких линз. Количество про-

слоев с глауконитом уменьшается к кровле слоя. Матрикс породы сложен преимущественно глинистыми минералами типа монтмориллонита. В глинах в небольших количествах содержится микроскопическая примесь кварцевых зерен и рассеянный микрокристаллический кальцит. Присутствуют пиритизированные линзы с включениями глауконитовых зерен.

На границе БС и абалакской свиты развиты пластовые карбонатные постройки бактериального генезиса – карбонатные слои «КС». Во многих скважинах карбонатные образования представлены в виде слоев, разбитых трещинами, или карбонатных брекчий, которые образуют один или несколько прослоев в основании БС или кровле абалакской свиты. Так, в одной из скважин описаны пять карбонатных слоев толщиной от 0,18 до 1 м, общей мощностью около 2,7 м. Известняки часто неравномерно нефтенасыщены. Остроугольные обломки карбонатных пород разделены жилами кальцита нескольких генераций, внутри которых присутствуют кристаллы кварца и стяжения пирита, отмечаются каверны размером до 4 см (рис. 2.32). Все слои известняков чередуются с карбонат-глауконит-кремнисто-глинистыми и кремнисто-глинистыми породами, для которых характерны низкие темпы седиментации.

В другой скважине биогенная известняковая постройка представлена в виде брекчированных обломков, сложенных светло-серыми и бежевыми известняками. Порода неравномерно нефтенасыщенная по поверхности обломков и по поверхностям трещин, выполненных жильным кальцитом. Обломки представлены светло-серыми известняками слабодолмитистыми. Обломки разделены жилами, сформировавшимися по трещинам. Жилы шириной до 10 см заполнены зональным кальцитом бурого, серого, бежевого цвета (рис. 2.31).

Породы карбонатной матрицы характеризуются сферолитовой структурой кальцита с неясным радиальнолучистым погасанием (рис. 2.33). Биогенные карбонатные постройки имеют ограниченную площадь распространения. Краевые части постройки представлены кавернозными доломитами с обломочной структурой (см. рис. 3.36). Отмечаются каверны диаметром до 1 см, соединенные системой трещин различной ориентации. Сильная кавернозность породы придает ей ячеистый «облик». Внутренние полости каверн инкрустирова-



▲ **Рис. 3.36.** Доломит нефтенасыщенный в пласте КС

ны желтовато-коричневым доломитом или кальцитом. Кровля слоя неровная, эрозионная.

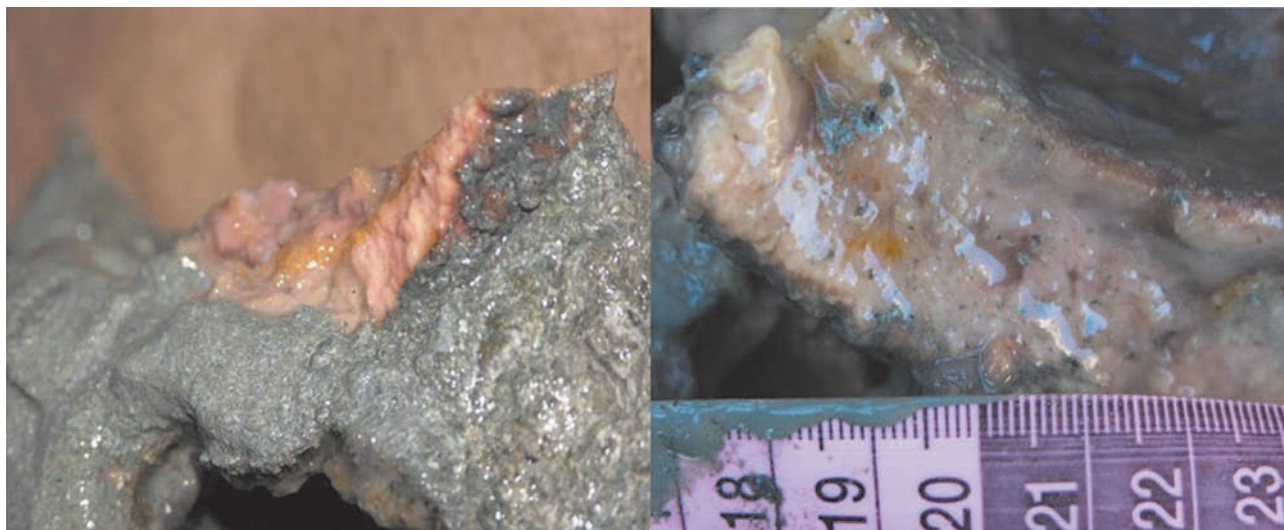
Биогенные известняковые пластовые постройки данного типа, вероятно, являются древними аналогами бактериальных карбонатных построек, образованных вследствие бактериального окисления метана. Такие постройки были обнаружены в Северном, Охотском, Норвежском и Черном морях. В Черном море они наиболее широко распространены и изучены.

Доказано, что формирование построек связано с деятельностью метанотрофных бактерий, использующих метан в качестве источника энергии. В результате деятельности сообщества бактерий осаждается карбонат, который является субстратом для следующих поколений бактерий (рис. 3.37). Изотопное соотношение углерода $\delta^{13}\text{C}$ в карбонатах построек колеблется от -18 до -28‰ .

Краевые части этих построек подвергались проседанию и взламыванию с формированием обломочных карбонатных пород, в том числе брекчий. Поскольку большинство таких построек часто приурочены к зонам разгрузки гидротермальных растворов, здесь так же широко распространены процессы аутигенного минералообразования, в том числе доломитизации.

Увеличение глубины эпиконтинентального морского бассейна

Ранневожское время. Подразделяется на два этапа. Первый этап характеризовался тем, что морской бассейн стал сравнительно глубоководным. Во всей толще грунта, а также в придонных слоях воды господствовали восстановительные условия. В это время прекратились процессы биотурбации в осадке и исчезли другие бентосные формы. Большие глубины способствовали развитию многочисленных радиолярий, при этом же возросло количество рыб и теутид. Возраст комплекса радиолярий определен как нижний титон



▲ **Рис. 3.37.** Современные бактериальные постройки, поднятые со дна Черного моря в процессе рейса (ТТР-15) экспедиции Геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова

(низы среднего подъяруса волжского яруса) на основании распространения маркирующих видов – *Parvicingula blowi* Pessagno и *Parvicingula papulata*, а также *Zhamoidellum ovum* Dumitrica (космополит, распространение средний оксфорд – ранний титон) [Вишневская, 2001].

Нижняя граница биогоризонта *Parvicingula blowi* совпадает с подошвой битуминозных отложений, верхняя граница определяется по подошве биогоризонта *Parvicingula jonesi*. Радиолариевая ассоциация биогоризонта указывает на открытый морской бассейн.

Отмечается особое разнообразие видов высококонических форм рода *Parvicingula*, которые составляют 75% комплекса в радиолариевой ассоциации данного биогоризонта. Это позволяет предположить значительные глубины среды обитания. Кроме того, доминирование видов рода *Parvicingula* служит явным признаком бореальности. По мнению В.С. Вишневской, присутствие рода *Parvicingula* в радиолариевом комплексе может являться индикатором северного течения, заносащего большое количество представителей этого рода из северо-атлантической или арктической палеопровинции.

Местами отмечается свал скелетных остатков, игл радиоларий, ориентированных в одном направлении, что указывает на локальные переотложения.

Для этого этапа осадконакопления наиболее характерны глинисто-кремнистые и керогеново-глинисто-кремнистые породы, соответствующие фоновой седиментации эпиконтинентального морского бассейна. Глинисто-кремнистые породы описаны во всех разрезах скважин. Основным отличием отложений БС является резкое увеличение доли биогенной кремневой составляющей. Это говорит о том, что зона седиментации находилась значительно ниже штормового базиса и вышла из-под влияния терригенного привноса штормовыми процессами, а основным типом седиментации стал биогенный – кремневый, планктоногенный. Неясная слоистость, преобладание био-хемогенной кремневой садки позволяют предположить очень низкие темпы формирования отложений при спокойных гидродинамических и тектонических условиях. Подобные осадки «плащом» покрывали разные геоморфологические зоны эпиконтинентального бассейна (впадины, склоны, поднятия или ракушняковые банки). Характерна

крайняя бедность органических остатков: преобладают ростры белемнитов, онихиты. Радиоларии преимущественно перекристаллизованы. Обилие диагенетического пирита также указывает на восстановительную среду иловых вод.

В отдельных случаях описанный характер седиментации прерывается редким, периодическим привносом карбонатного детрита с уже существовавших подводных возвышенностей, с лучшей аэрацией придонных вод.

В целом, в начале баженовского времени фиксируется максимальная площадь затопления. Преобладали зоны с плохой циркуляцией придонных вод, низкими темпами седиментации и спокойным тектоническим режимом. Рельеф дна был достаточно расчлененным. К наиболее погруженным участкам эпиконтинентального морского бассейна приурочены отложения керогеново-глинисто-кремнистого состава.

В средневолжское время продолжается углубление морского бассейна. Бентос практически полностью исчез, но возросло количество рыб и радиоларий. Период высокой биопродуктивности и расцвет зоопланктона (радиоларий) приурочен к депоцентру эпиконтинентального морского бассейна седиментации.

Максимальный подъем уровня моря произошел к концу средне-волжского времени. Господствующие сравнительно большие глубины благоприятно сказались на развитии радиоларий, биопродуктивность которых в определенные моменты времени резко возрастала, в результате чего в скважинах некоторые прослои практически нацело состоят из скелетов радиоларий. Увеличение глубины моря привело к отсутствию бентосных групп, особенно в центральной, наиболее погруженной зоне эпиконтинентального морского бассейна.

Биогоризонт *Parvicingula jonesi* Pessagno (средний титон – низы верхнего титона (средний подъярус волжского яруса)) установлен в толще глинисто-кремнистых отложений (радиоларитов), лишь местами карбонатизированных.

Радиолариевая ассоциация представлена преимущественно населляриями. По числу экземпляров в комплексе доминируют представители рода *Parvicingula* (более 75%), которые часто длинными осями ориентированы по слоистости или по течению. В составе фаунистического комплекса определены *Parvicingula excelsa* Pessagno and Blome, *Parvicingula jonesi* Pessagno, *Parvicingula* cf.

obstinata Hull, *Parvicingula* cf. *rothwelli* Pessagno, *Praeparvicingula* cf. *rotunda* Hull, *Triversus* cf. *fastigatus* Hull (определения В.С. Вишневской).

Нижняя граница биогоризонта определяется по первому появлению *Parvicingula jonesi* Pessagno. Верхняя граница установлена по подошве биогоризонта *Parvicingula haeckeli*.

Третий этап ознаменовался незначительным уменьшением глубины моря и стабилизацией условий окружающей среды. В связи с этим в придонном водном слое появилось кислородонасыщение, но в донном грунте по-прежнему господствовали резко восстановительные условия. В пределах хорошо аэрируемых внутрибассейновых поднятий расселялись бентосные моллюски. Нектонная группа фауны по-прежнему характеризовалась большим количеством мелких рыб и теутид.

Впоследствии пассивный гидродинамический режим, а также, вероятно, уменьшение глубины бассейна способствовали захоронению маломощных «ракушняковых банок» в их прижизненном положении. В верхней части разреза за счет растворения раковин на стадии диа- и катагенеза и перекристаллизации карбонатного материала в осадках формировались линзы и линзовидные прослои существенно карбонатных пород. Этому этапу соответствует биогоризонт *Parvicingula haeckeli*, установленный в толще карбонатизированных радиоляритов. Радиоляриевая ассоциация представлена преимущественно населляриями, но здесь на смену высококоническим формам (в низах биогоризонта еще присутствуют *Parvicingula excelsa* Pessagno and Blome и *Parvicingula jonesi* Pessagno), приходят средне- и даже низкокониические, среди которых определены *Parvicingula blomei* Yang, *Parvicingula haeckeli* (Pantanelli), *Praeparvicingula* aff. *sencilla* Hull, *Praeparvicingula holdsworthi* (Yang) (определения В.С. Вишневской). Возраст комплекса радиолярий определен как верхний титон (средний подъярус волжского яруса) [Вишневская, 2001]. Нижняя граница биогоризонта устанавливается по появлению *Parvicingula haeckeli*, верхняя – по подошве биогоризонта с *Parvicingula khabakovi* – *Williriedellum salymicum*. Все еще высокий процент циртоидей (более 50%) указывает, скорее всего, на значительные глубины во время накопления вмещающих их осадков. Тем не менее исчезновение высококонических веретеновидных форм и общее уменьшение высоты циртоидей указывают на уменьшение глубины бассейна.

В **поздневолжское время** глубина бассейна уменьшалась, но долгое время еще оставалась значительной. Поэтому количество радиолярий сократилось несущественно. Тем не менее начавшееся обмеление баженовского моря позволило в его центральной части появиться бентосным формам – двустворкам. Двустворки были представлены наиболее толерантными к условиям окружающей среды родами (бухии, реже – иноцерамы). Численность их была невысока, но постепенно возрастала, попутно, видимо, с уменьшением глубины моря. В это время появились весьма многочисленные аммониты.

По результатам исследований В.С. Вишневской, биогоризонт *Parvicingula khabakovi* – *Williriedellum salymicum* (берриас) установлен в толще кремнисто-карбонатных пород.

Радиоляриевая ассоциация представлена преимущественно скрытоцефалическими населляриями, среди которых доминирует род *Williriedellum*, продолжают встречаться единичные экземпляры *Parvicingula*. Возраст комплекса радиолярий определен как берриас. Внезапная вспышка и активное развитие скрытоцефалических и скрытораксических форм могут быть объяснены тем, что организмы вынуждены были постоянно приспосабливаться к неблагоприятным условиям существования. На неритический характер данного комплекса радиолярий указывает очень низкий коэффициент его таксономического разнообразия, преобладание 3–4 характерных морфотипов в ориктоценозе в сочетании с доминированием скрытоцефалических населлярий.

Возможно, в это время баженовское море периодически сообщается с арктическим бассейном (согласно с [Захаров, 2006]), течения из которого приносят сравнительно холодные воды, создающие привычную среду обитания для бореальных двустворок и аммонитов. Это предположение хорошо соотносится с версией о существовании тектонического порога в «проливе-горле» северной части Западной Сибири, который периодически то поднимался, то опускался, тем самым периодически соединяя баженовское море с арктической частью бореального бассейна [Баженовский..., 1986].

Синхронно с предполагаемыми событиями в баженовском море, на отдаленных территориях происходили вулканические извержения, о которых можно судить по наличию в отложе-

ниях туфогенного прослоя. Слагающий его туф, вероятнее всего, очень дальнего переноса (по мнению П.Л. Тихомирова). В конце юры – раннем мелу ближайшая зона вулканической активности находилась на территории современной Верхояно-Чукотской складчатой области, где функционировали вулканические аппараты Уяндино-Ясачненского вулкано-плутонического пояса [Полянин, 2009].

В **берриас-валанжинское время** на первом этапе произошла стабилизация условий обитания. Центральная часть баженовского моря достигла значительного обмеления для поселения крупного толстораковинного бентоса, представленного иноцерамами. Этих двустворок становится очень много. В это время они являются главным поставщиком биогенного карбоната, который становится важнейшим компонентом в формирующемся осадке. Возможно, в это время сообщение водных масс с арктической бореальной областью прекратилось, так как типично бореальные формы (представленные в данном случае аммонитами, бухиидами и радиоляриями) практически полностью исчезли.

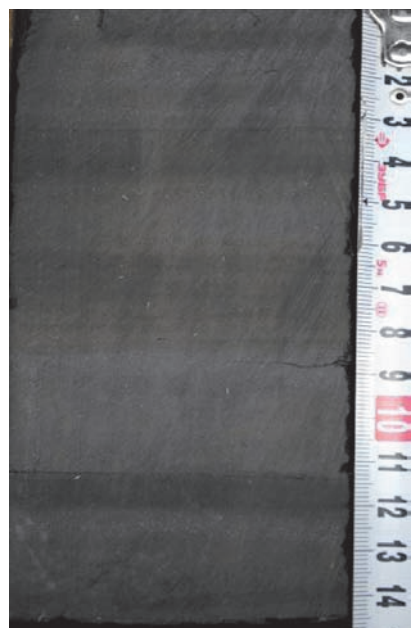
Сообщение водных масс арктического бореального бассейна и баженовского эпиконтинентального моря, вероятнее всего, возобновилось на втором этапе берриас-валанжинского развития. Появившиеся течения, возможно, изменили эко-

логическую обстановку в центральной части бассейна. Принесенные бореальными водами бухии и радиолярии неблагоприятно сказались на существовании иноцер, и последние испытывают резкое сокращение, уступив свою экологическую нишу конкурентному роду бухий. Арктические течения способствовали миграции аммонитов, число которых в баженовском море заметно возросло.

На заключительном этапе вновь произошел сравнительно кратковременный подъем уровня моря, что сказалось на количестве бентоса, который испытал резкое сокращение. Начавшийся расцвет кокколитофорид вызвал недостаток кислорода в водной толще, особенно в придонной части. Возросла численность nektona – рыб и теутид.

3.3.1. Фациальные зоны баженовского эпиконтинентального морского бассейна, выделяемые по характеру осадконакопления

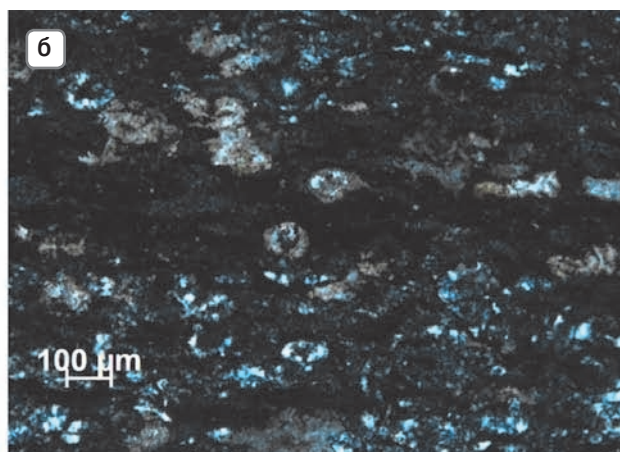
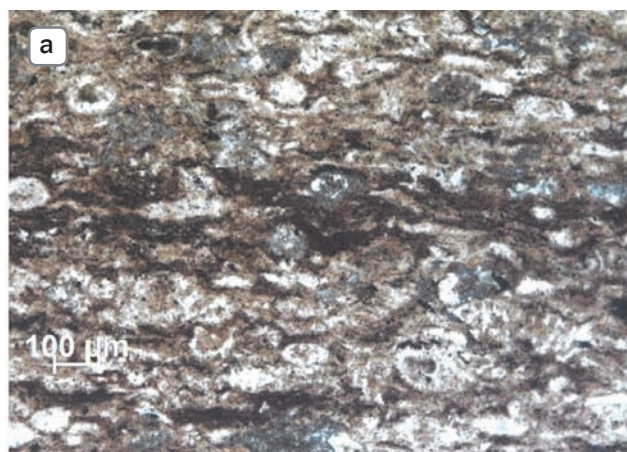
Биогенное кремневое осадконакопление депоцентра эпиконтинентального бассейна седиментации. Здесь широким распространением пользуются кремнистые, керогеново-кремнистые и карбонатно-кремнистые породы. Кремнистая литофация сложена силицитами и радиоляритами.



▲ **Рис. 3.38.** Силициты, расслоенные маломощными радиоляритами



▲ **Рис. 3.39.** Чередование темно-серых, буровато-серых кремнистых, глинисто-кремнистых пород и серых радиоляритов



▲ **Рис. 3.40.** Кремнистая порода с реликтовой радиоляриевой структурой.

Никели: а – параллельные, б – скрещенные

Силициты (кремнистые породы с неясно выраженной первичной биоморфной структурой) распространены очень широко и встречаются во всех изученных разрезах скважин, формируют пласты толщиной до 0,5 м (рис. 3.38).

О спокойных гидродинамических условиях осадконакопления говорят массивные и горизонтальные типы текстур. Основная масса таких пород сложена темно-коричневым и практически изотропным кремнистым веществом био-хемогенной породы.

Радиоляриты формируют пласты толщиной до 1–2 м. Обладают темно-серым, серым, коричнево-темно-серым цветом. Для них характерна массивная, горизонтальная, неясная горизонтальная текстура. Редкие ходы илоедов как мелкие, так и крупные, ориентированные по слоистости, позволяют отнести зону седиментации к относительно глубоководной с пассивной гидродинамикой, с периодической сменой восстановительной на окислительную обстановку придонных вод, а формирование диагенетических пиритовых конкреций указывает на восстановительную обстановку поровых (иловых) вод.

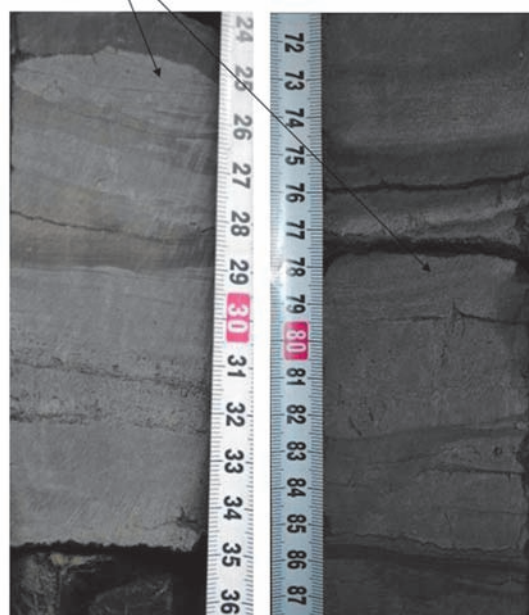
Радиоляриты нередко расслоены глинисто-кремнистыми отложениями фоновой седиментации эпиконтинентального морского бассейна (рис. 3.40, 3.41).

Зона подводных течений в пределах депоцентра эпиконтинентального бассейна седиментации сложена пластами радиоляритов, для которых характерна хорошо выраженная косая слоистость

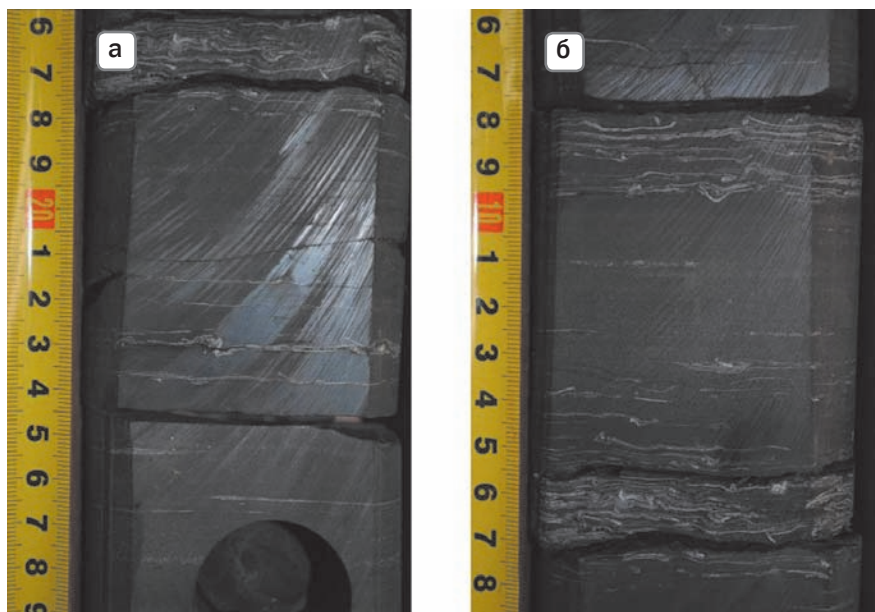
(рис. 3.41). При этом часто нижние границы слоев резкие, волнистые, иногда эрозионные.

Биогенное кремневое осадконакопление в пределах депоцентра бассейна седиментации обладало низкими темпами, что являлось причиной полного или частичного растворения скелетов радиолярий. Описанные особенности строения кремнистых толщ позволяют предположить, что в их накоплении участвовали и подводные течения,

Косая слоистость в прослоях радиоляритов



▲ **Рис. 3.41.** Косая слоистость в прослоях радиоляритов



◀ **Рис. 3.42.** Чередование карбонатно-детритовых и глинисто-кремнистых серий

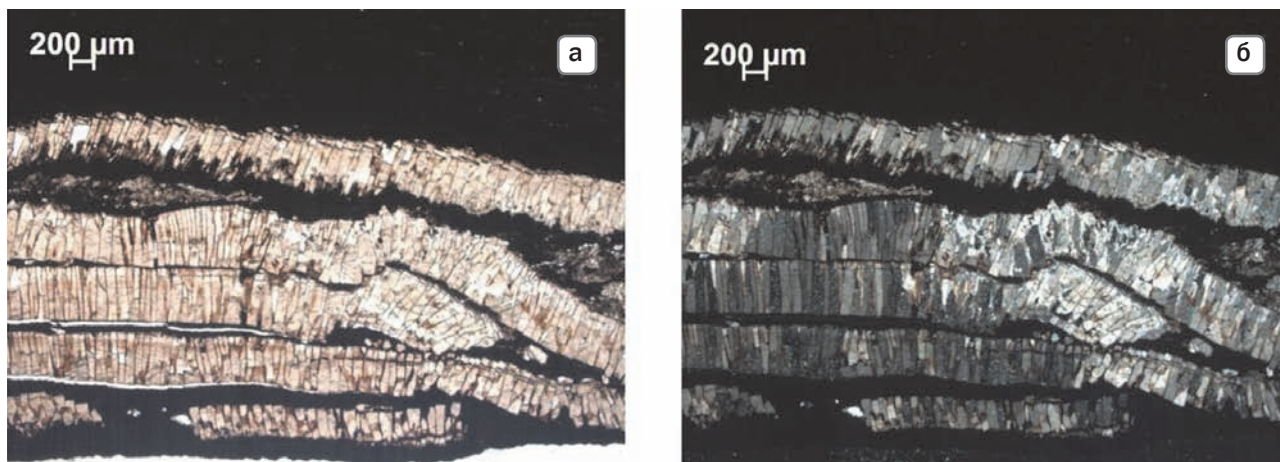
которые также принимали участие в формировании слоев радиоляритов различной мощности.

К наиболее погруженным участкам бассейна седиментации приурочены керогеново-кремнистые отложения. Содержание ТОС превышает 10% и достигает 15% и более.

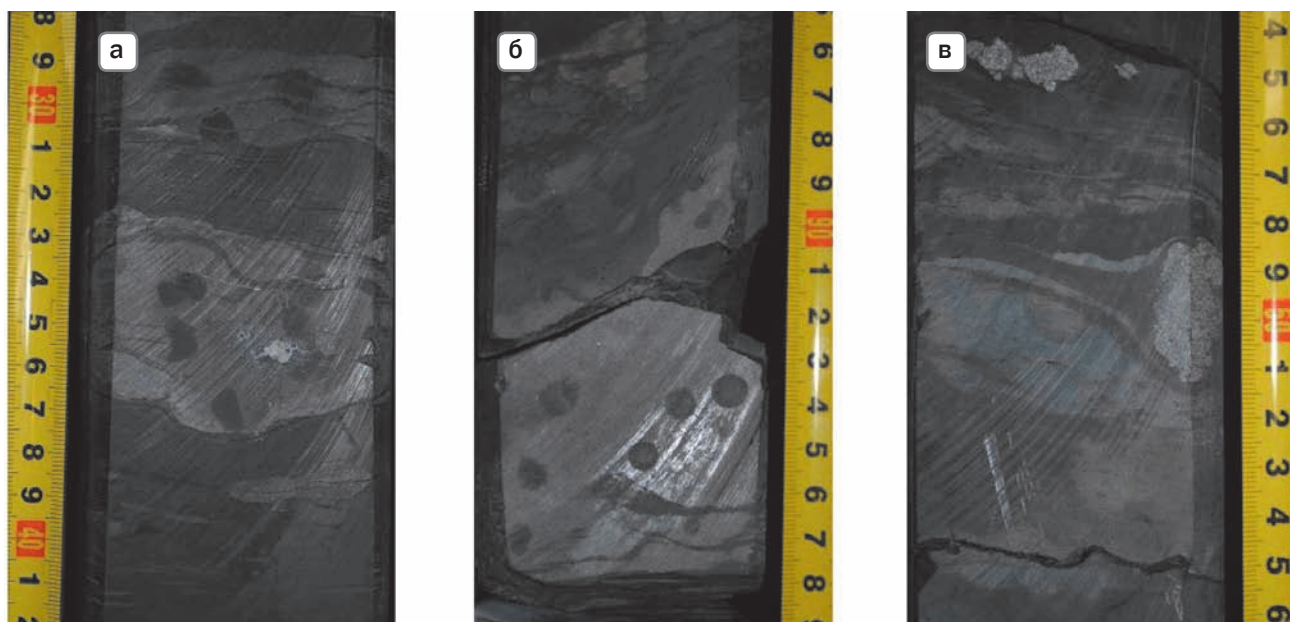
С зоной депоцентра бассейна седиментации связаны кремнисто-карбонатные и карбонатно-кремнистые отложения, формирование которых происходило преимущественно за счет эпигенетических процессов в литогенезе. Среди них преобладают процессы карбонатизации и доломитизации кремнистых пород (силицитов и радио-

ляритов). К участкам доломитизации приурочено неравномерное нефтенасыщение.

Внутрибассейновые поднятия и их склоны в пределах депоцентра эпиконтинентального бассейна седиментации. С внутрибассейновыми поднятиями тесно связаны кремнисто-карбонатные, карбонатно-детритовые и глинисто-кремнистые отложения. Для этой части разреза во всех скважинах характерно появление бентосных организмов, где появляются слойки и линзы, насыщенные биокластами бентосных двустворок. Известково-кремнистые с биокластами породы нередко невыдержанны по мощности, имеют лин-



▲ **Рис. 3.43.** Кероген-кремнисто-карбонатная порода с раковинами иноцерам. Николи: а – параллельные, б – скрещенные.



▲ **Рис. 3.44.** Линзы карбонатных и каолинит-карбонатных пород, предположительно бактериального генезиса в глинисто-кремнистом матриксе

зовидную форму, обладают тонкой горизонтально-слоистой текстурой. Отмечаются интервалы, содержащие цельные скелетные остатки двустворок. Появление бентосных моллюсков (иноцерамы, бухии) соответствует этапам хорошей аэрации придонных вод, преимущественно на присводовых частях конседиментационных поднятий, которые к этому периоду уже были сформированы (рис. 3.42, 3.43).

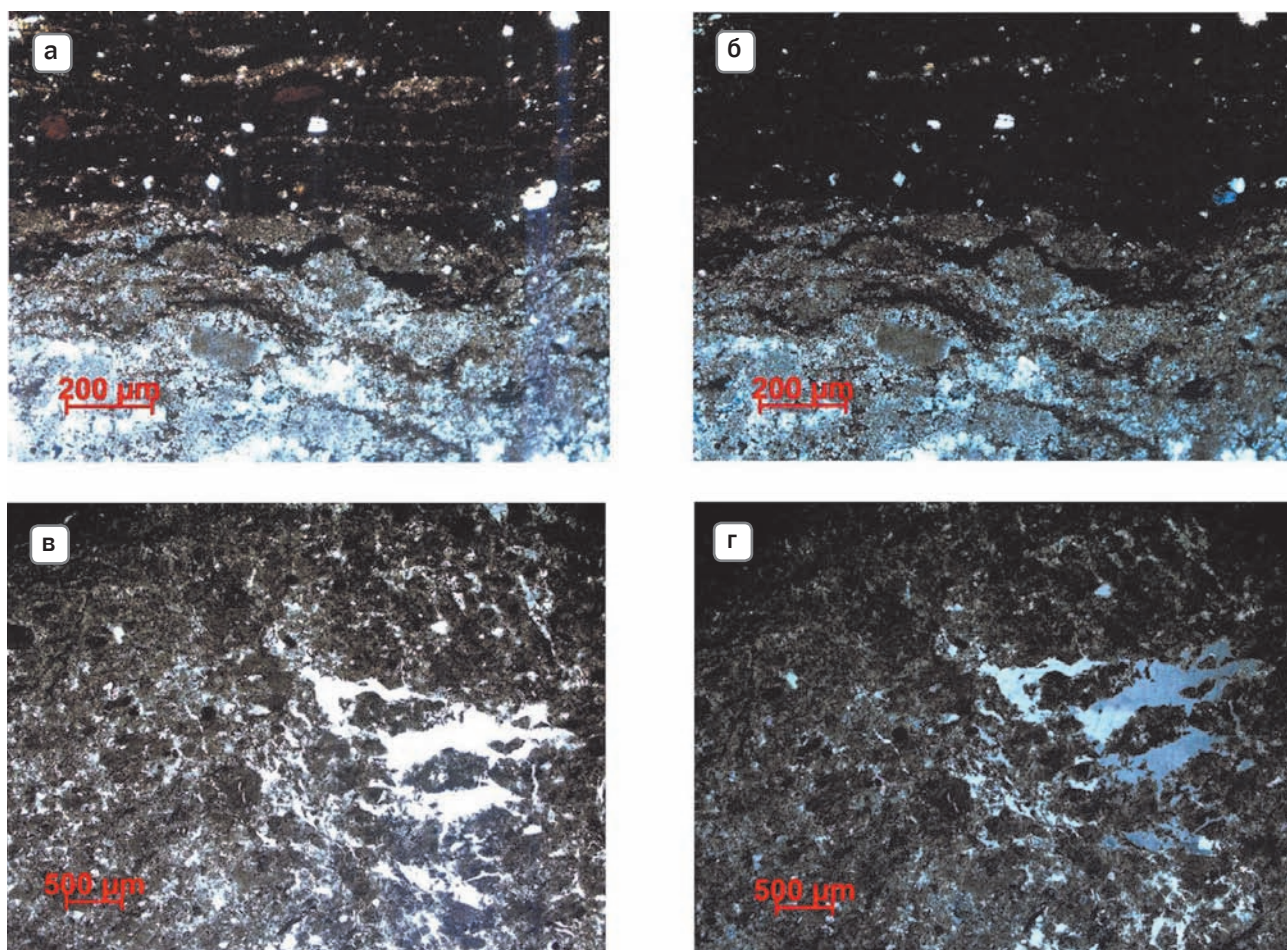
Присутствие в разрезе цельноскелетных форм двустворок (иноцерамы, бухии), отсутствие признаков их переотложения позволяют предположить, что условия придонных вод были окислительными, хорошо аэрированными, что соответствует обстановкам внутрибассейновых поднятий в условиях стабильного тектонического режима.

В верхних частях разреза БС постепенно вокруг биогенных бентосных остатков возникают карбонатные линзы и стяжения (рис. 3.44, 3.45). Вероятно, обилие прижизненно захороненных моллюсков, кислые иловые воды способствовали, с одной стороны, растворению раковин и формированию аутигенного кальцита, а с другой – расцвету микробных сообществ и формированию бактериальных известковых пород.

Этап уменьшения глубины эпиконтинентально-морского бассейна (позднебаженовское время).

Для данного этапа развития бассейна характерны глинисто-кремнистые и кремнисто-глинистые отложения, причем последние приобретают доминирующее значение.

Кремнисто-глинистые породы обладают темно-серым цветом. Текстура нарушена трещинами, косослоистая параллельная однонаправленная. На плоскостях напластования встречаются костные остатки рыб, онихиты, фрагменты углефицированных растительных остатков размером 2×7 мм. Содержание глинистого компонента пород увеличивается вверх по разрезу. С началом формирования клиноформ площадь морского бассейна сокращается за счет заполнения его прибрежных частей осадками. В связи с палеогеографическими изменениями происходит перестройка экосистемы и, видимо, формируется новый тип биоценоза. Это время характеризуется изменением режима осадконакопления и компенсацией терригенным материалом некомпенсированного осадконакоплением эпиконтинентального морского бассейна седиментации. В неокомское время усиливается привнос терригенного материала с питающих провинций. На изучаемой площади сначала формируются относительно глубоководные конуса выноса, а затем, в результате проградации дельт образуются склоновые зоны, которые в дальнейшем за-



▲ **Рис. 3.45.** Линзы карбонатных пород со сгустково-комковатой структурой.

Никколи: а, б – параллельные, в, г – скрещенные

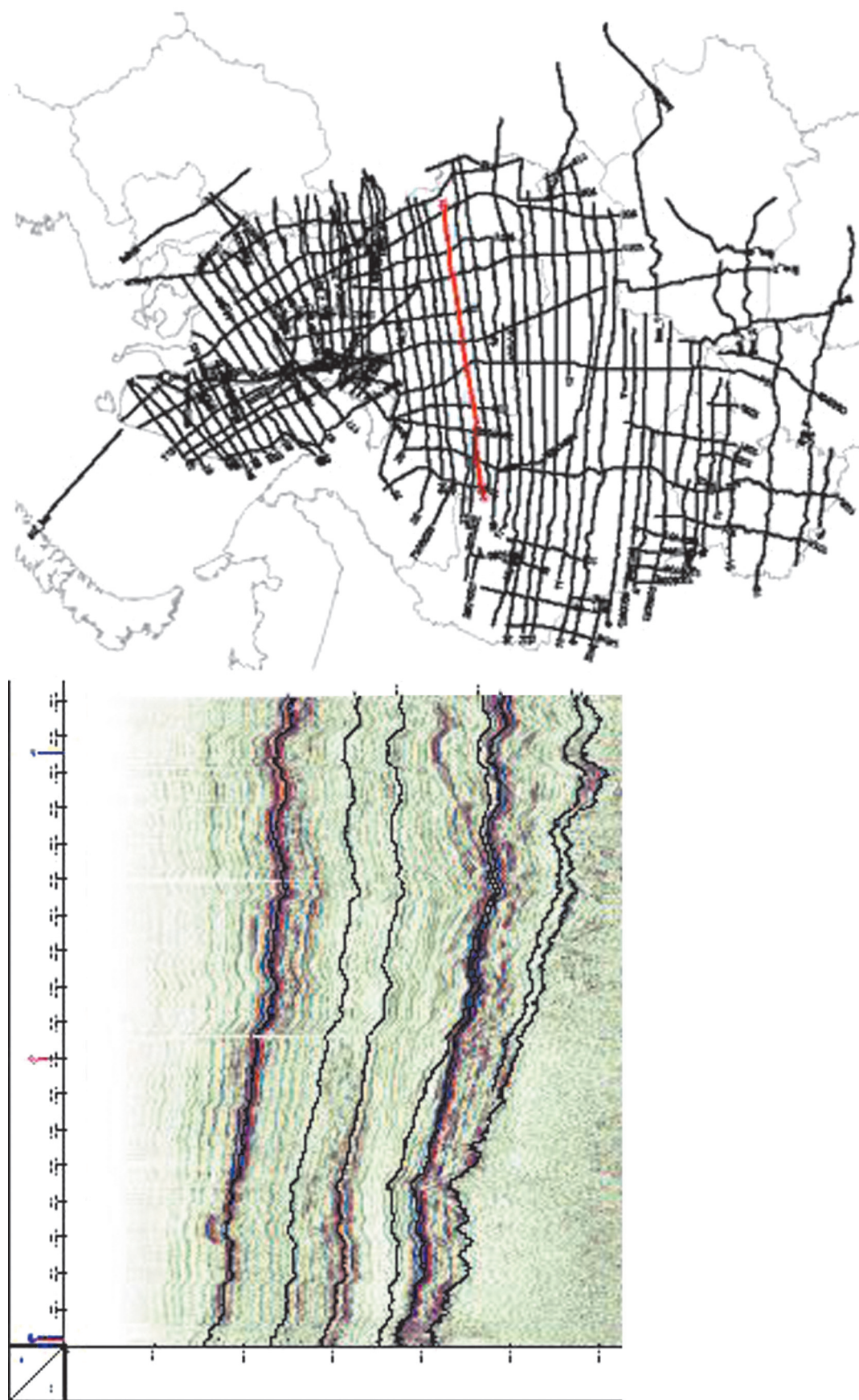
мешаются барами и пляжами. В зоне Фроловской мегавпадины закрытие неоконских клиноформ завершилось за счет накопления глинистых комплексов – возможно заиливание оставшейся на месте палеобассейна лагуны (рис. 3.46.)

Обобщая историю развития баженовского моря, необходимо остановиться на нескольких моментах.

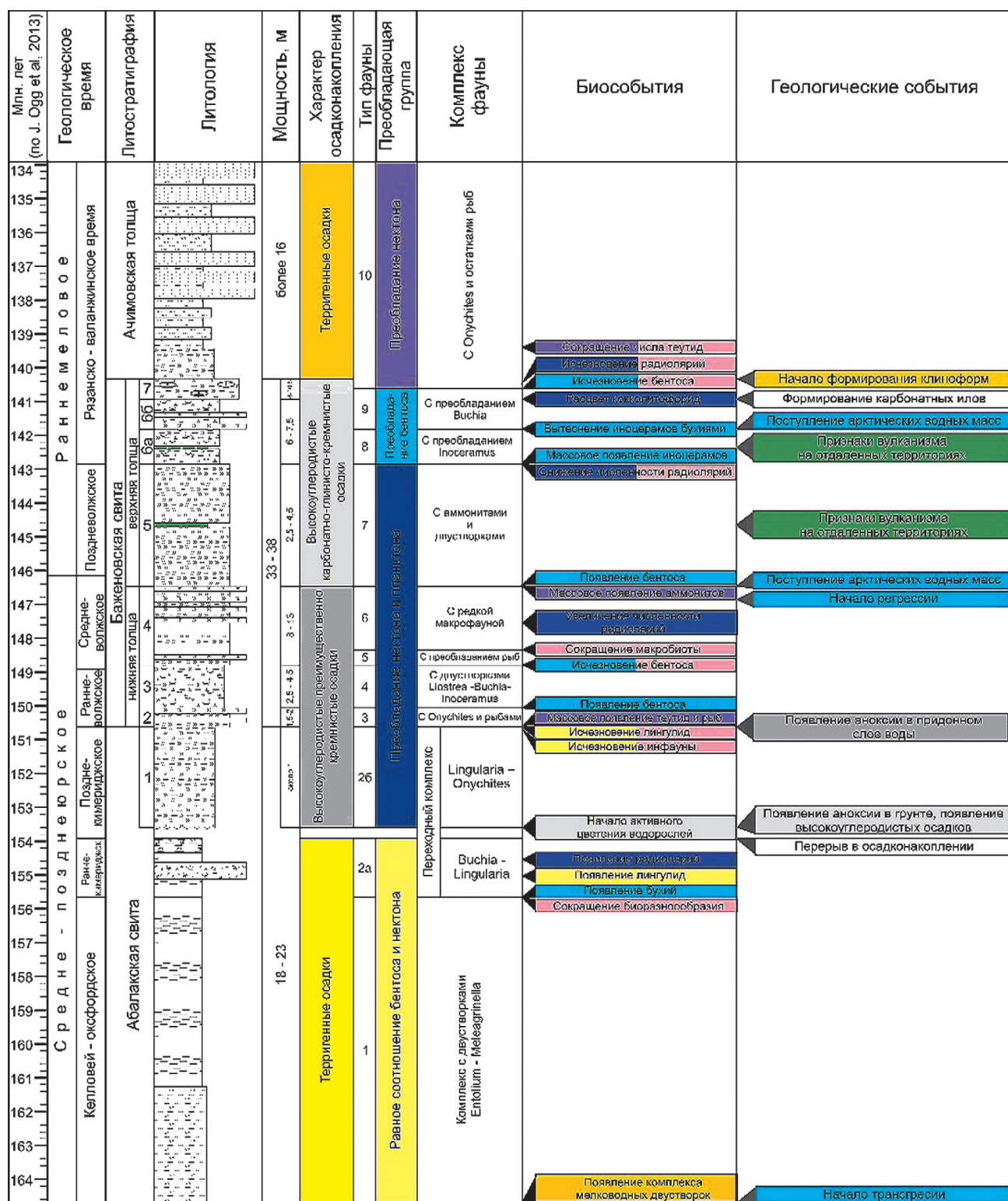
В результатах исследований радиолярий, проведенных В.С. Вишневской, выявлено, что многие проанализированные радиоляриевые ассоциации БС, особенно ее средней части, представлены преимущественно парвицингулидами. Постепенная смена к концу среднего волжского подъяруса высококонических веретеновидных форм на низкокониические, общее уменьшение высоты циртоидей и уже в поздневолжском подъярусе замена циртоидной группы на сфероидную, когда населлярии

представлены сферами с едва заметным внутри цефалотораксом или микроцефалисом, указывает на резкое изменение глубины бассейна.

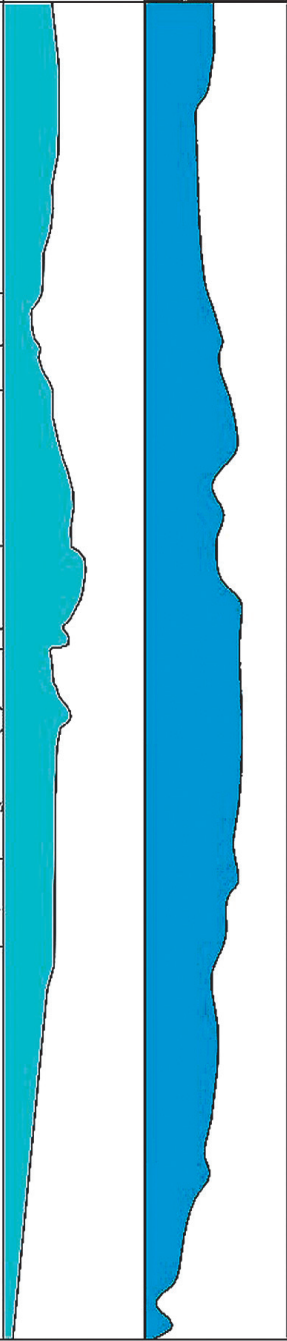
Сопоставление кривой колебания глубин эпиконтинентального баженовского палеоморя, полученной по результатам анализа распространения групп литологических типов и биогрупп по разрезу, с глобальной кривой глубин уровня моря [TSCreator, 2013] показывает следующее (рис. 3.47, 3.48): обобщенные кривые увеличения и уменьшения уровней моря совпадают. Это доказывает эвстатическую природу наиболее значимых колебаний глубин в позднеюрское–раннемеловое время в центральной части баженовского бассейна. Локальные изменения уровня моря не совпадают с глобальной эвстатической кривой, что связано с проявлением регионального тектонического воздействия.

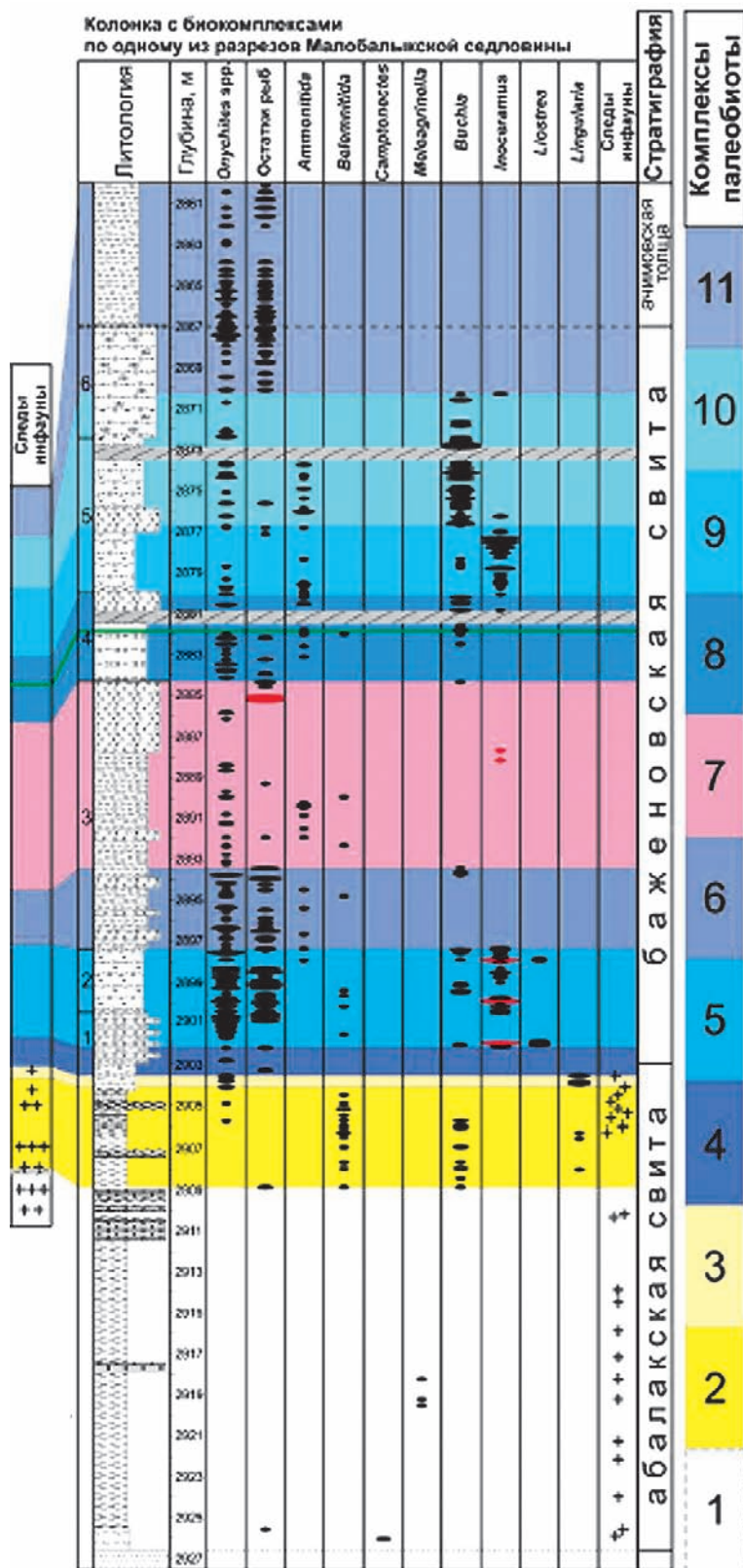


▲ **Рис. 3.46.** Фрагмент регионального профиля № 21 и его положение на схеме расположения линий региональных сейсмических профилей в Западной Сибири



▲ ► Рис. 3.47. «Календарь» геологических событий для поздней юры-неокома Широкого Приобья Западной

Характеристика бассейна	Глубина бассейна	Усредненная кривая колебания глубин у.м. (по J. Ogg et al, 2013)
	глубже →	
Происходит подъем уровня моря. Бентос исчезает. Начинается расцвет кокколитофорид, в связи с чем начинают формироваться карбонатные илы. На некоторое время возрастает численность nektona – рыб и теутид. К концу этапа уровень моря вновь понижается, и тяготящиеся к сравнительно большим глубинам теутиды покидают баженковский бассейн.		
Вплоть до расцвета интенсивности сообщения южных морей баженковского моря и арктической борейной области. Появившиеся течения изменяют экологическую обстановку в бассейне. Северные течения способствуют миграции аммонитов и бухий, благоприятно сказываются на развитии борейных радиолярий. Иноцерамы исчезают, уступив экологическую нишу более прогрессивным конкурентам – бухилим.		
Происходит стабилизация условий среды в баженковском море. Ухудшается циркуляция вод, из-за чего сокращается численность радиолярий. Сравнительно низкий уровень моря вызывает развитие крупного толстосторачного бентоса – иноцерам.		
Начинается этап регрессии, глубина бассейна постепенно сокращается, но все еще остается значительной. Численность радиолярий по-прежнему высокая. В центральной области баженковского моря появляются многочисленные аммониты и радио двусторки. Возможно, и это время баженковского моря интенсивно сообщается с арктическим бассейном, согласно мнению В.А. Зазарина [Зазарин, 2006], что создает дополнительную циркуляцию вод. Согласно этой модели, северные течения приносят сравнительно более холодные и насыщенные кислородом воды и способствуют созданию привычной среды для обитания борейных двусторок, радиолярий и аммонитов.		
Уровень моря достигает максимума на данном интервале времени. Это приводит к бурному развитию радиолярий, но и вместе с тем сокращению разнообразия и численности другой фауны.		
Уровень моря резко повышается. Сокращается бентос и возрастает количество рыб и радиолярий.		
Происходит незначительное понижение уровня моря. В придонной части бассейна возобновляется аэрация, в связи с чем появляется мелкая и небогатая малакофауна, представленная, всего тремя родами. В бассейне обитает большое количество мелких рыб и мягкотелых теутид.		
Относительно глубоководные условия. Трангрессия достигает промажонного максимума. В осадке и в придонных слоях воды бескислородные условия. В связи с этим, исчезает инфуна и бентосные формы. Господство больших глубин сопутствует развитию многочисленных радиолярий, рыб и теутид.		
Бассейн углубляется и расширяется, состав донной биоты сокращается. Аэрация затрагивает большую часть грунта, исключая только самую придонную часть. Преобладают многочисленными остаются изредка две группы бентоса – лингулиды и небольшие червеобразные (инккури). Глубина бассейна становится достаточной для активного развития радиолярий. В морском биоценозе возрастает роль мягкотелых теутид и рыб. Большая площадь водного зеркала обеспечивает развитие водорослей. Скопления отмерших растительных тканей на дне бассейна создают резко восстановительные условия в осадке.		
Из-за расширения и углубления бассейна и придонной части ухудшается гидроциркуляция и аэрация, сокращается количество кислорода. Повышение уровня моря благоприятно сказывается на понижении и развитии радиолярий, которые еще сравнительно немногочисленны, и на значительное сокращение донных сообществ. Главные представители макробентоса в это время – бухии и лингулиды – наиболее толерантны к изменяющимся условиям среды обитания.		
Начало трансгрессии. Мелководный морской нормально-соленый бассейн с активной гидродинамикой. Аэрация происходит по всей водной толще, а также затрагивает верхнюю часть осадка. Благоприятные условия среды способствуют развитию биоты. В связи с мелководностью наиболее обильны донные формы, радиолярии отсутствуют, а nektonные представители неразнообразны. В бентосе преобладают двусторки и червеобразные. В сообществе двусторок присутствуют формы различных трофических уровней: сидячие и фильтрующие, полизависимые и частично зарывающиеся обитатели.		

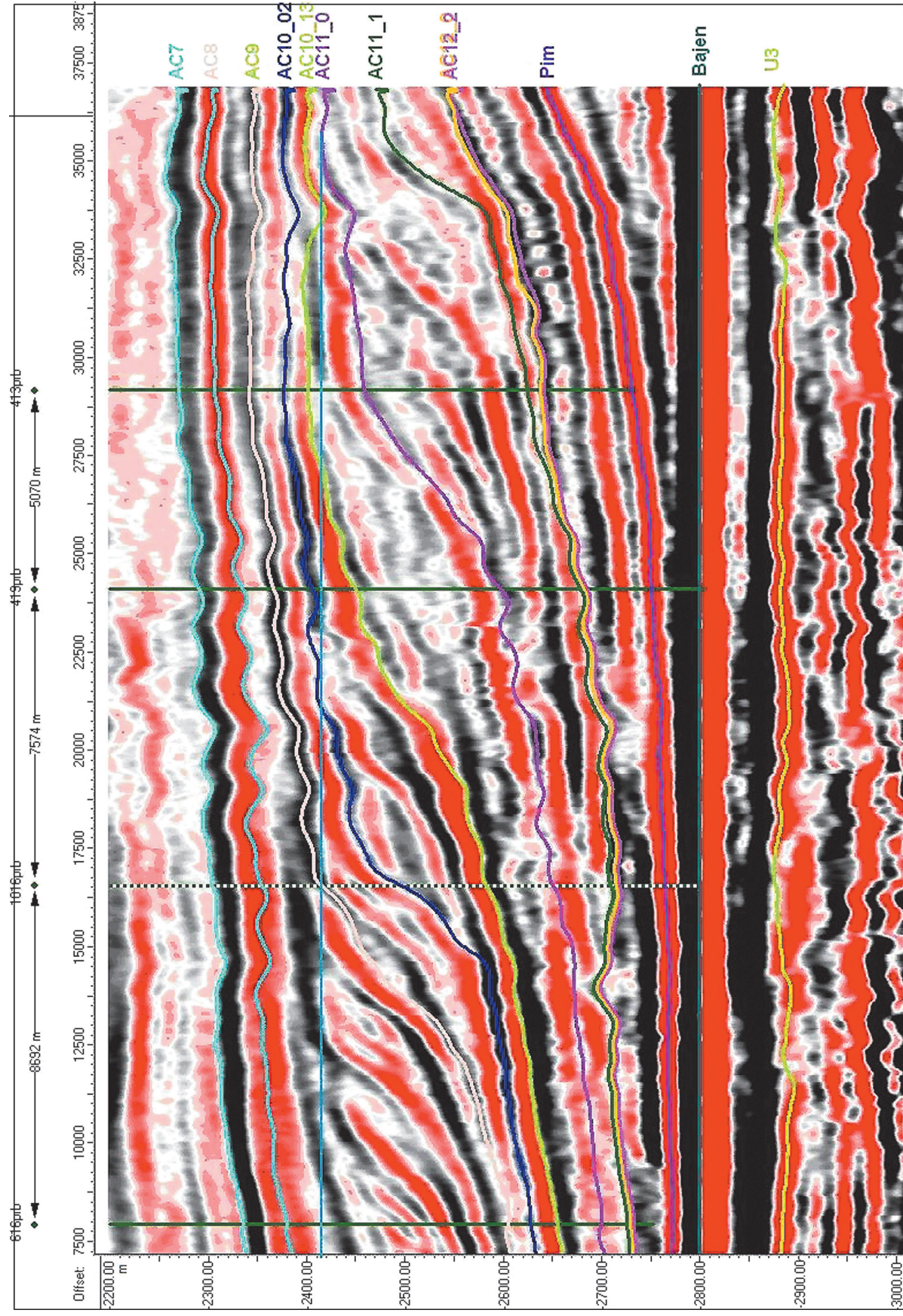


Комплексы палеобиоты: 1 – с двустворками *En-tolium* – *Meleagrinitella*, 2 – с двустворками и брахиоподами *Buchia* – *Lingularia*, 3 – с *Ungularia* и *Onychites*, 4 – с *Onychites* и остатками рыб, 5 – с двустворками *Liostrea* – *Buchia* – *Inoceramus*, 6 – с преобладанием рыб, 7 – с редкой макрофауной, 8 – с аммонитами и двустворками, 9 – с преобладанием двустворок *Inoceramus*, 10 – с преобладанием двустворок *Buchia*, 11 – с остатками рыб и *Onychites*.

Литолия: 1–12 – см. условные обозначения к рис. 2, 13 – прослой монтмориллонита туфогенной природы, 14 – отсутствие наблюдений (пропуски в колонках ядра).

Содержание остатков макрофауны: 1 – очень большое (насыщенность породы большим количеством включений), 2 – большое или значительное (более 5 фрагментов на плоскость напластования или обилие включений в породе), 3 – умеренное или характерное (от 3 до 5 фрагментов на плоскость напластования или частая встречаемость включений в породе), 4 – малое или незначительное (2–3 фрагмента на плоскость напластования или сильно рассеянные включения в породе), 5 – единичное (1 фрагмент на плоскость напластования или редкие включения (прослой) в породе), 6 – единичные переотложенные формы, 7 – прослой со «свалами» переотложенных остатков.

Наличие биотурбаций: 1 – единичные следы, 2 – частая встречаемость, 3 – большое количество следов.



▲ Рис. 3.49. Сейсмический профиль через восточный склон Фроловской мегавпадины. Масштаб: вертикальный 1:4000; горизонтальный 1:100000

Глава 4

МЕТОДИКА ИЗУЧЕНИЯ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Разрабатывая предложенную методику изучения пород БС, авторы постарались учесть необходимость решения следующих задач, стоящих перед геологами нефтяниками: какие породы являются естественными коллекторами, т.е. будут при разработке отдавать нефть в скважину; какие породы можно отнести к технически стимулируемым коллекторам; какие массы дополнительно высвобождаемой сорбированной нефти содержатся в пласте; какие породы будут лучше генерировать нефть, если технически ускорить их созревание и какие массы «синтетической» нефти при этом будут образованы; где на площади сосредоточены зоны, наиболее перспективные для добычи подвижной нефти традиционными методами, а где необходимо создавать и применять инновационные методы; какие типы ресурсов и запасов необходимо выделять в отложениях БС и по каким методикам их оценивать; как получить петрофизические параметры, необходимые для подсчета ресурсов и запасов. Для решения поставленных задач необходимо детальное изучение разрезов скважин с обязательной опорой на исследования колонок кернa. В распоряжении авторов было несколько десятков скважин с отбором кернa из отложений БС более 80%, при этом из 7 скважин отбор составил 100%. Часть исследованных скважин относились к не давшим

притока при испытании, из части были получены относительно большие притоки при испытании, из одной скважины приток составил более 400 т/сут. Для решения задачи – какие породы отдают нефть – важно проанализировать отложения, на которых проводилось поинтервальное испытание. В исследованиях авторов были проанализированы 4 таких скважины. На них испытания проводились прибором «Шлюмберже» – MDT. В этих скважинах в интервалах испытаний был 100% отбор кернa, что позволило авторам обосновать тип порового пространства естественных коллекторов.

В качестве базовой точки исследований предлагается использовать разрез отложений БС, вскрытый скважиной. (Тем более, что за стратотип БС принят именно разрез скважины.) Наиболее информативным будет разрез со 100% выносом кернa. Первичным звеном для исследований является порода, которая выделяется при макроописании. При этом фиксируются макротекстура и структура породы, наличие и характер включений, ее цвет при дневном освещении и свечение под ультрафиолетовой лампой. Подробно описывается характер контакта. Эти работы типичны для литологических исследований [Фролов, 1992]. Следующим шагом является выбор интервалов разреза для детальных исследований. Сложность

здесь заключается во внешней схожести литотипов. Для каждой породы устанавливается ее минерально-компонентный состав твердой фазы по комплексу специальных аналитических методов; микроструктура и микротекстура, измеряется динамическая пористость до экстракции образца и общая пористость после экстракции. Обязательно проводятся пиролитические исследования с анализом количества и состава битумоида.

Использование различных реагентов для исследования порового пространства позволяет изучить степень связанности УВС с поверхностью твердой фазы и оценить количество УВС, запечатанных смолисто-асфальтовыми компонентами. Полученные лабораторные параметры позволяют провести оценку удельной плотности ресурсов.

Но для расчета ресурсов на определенной территории нужны не только удельные плотности в отдельных точках, но и распределение удельной плотности по площади. Для стандартных разрезов эта задача решается на основании данных сейсморазведки. Мощности разрезов БС не превышают 30 м (за исключением аномальных разрезов – но это принципиально другие объекты, и они в данной работе не рассматриваются), а значит детализировать разрезы по традиционной сейсморазведке не представляется возможным (разрешающая способность современной сейсморазведки на частотах 10–30 Гц для объектов на глубине 3 км составляет 20 м). Таким образом, необходимо разработать методику распространения данных, полученных в отдельных скважинах на всю исследуемую территорию. По данным сейсморазведки, такие попытки делаются с использованием анализа формы кривой (например, метод спектрально-волнового анализа – СВАН). Другим путем является привлечение геологической информации: закономерности развития фаций, законы литогенеза, вторичные преобразования, тектонические воздействия, гидротермальные преобразования и др. Для использования этих данных необходимо при изучении опорных разрезов и их корреляции между собой выявить закономерности, которые будут определять ФЕС и распределения геохимических параметров по изучаемой площади. Первым шагом в этой работе является обобщение материалов, накопленных при исследовании всего баженовского горизонта, который привлекал внимание множества ученых,

однако они больше работали над геологическим строением всего горизонта. Это было связано с ограниченным числом опорных скважин с выносом керна и неполным выносом керна при бурении этих скважин. В настоящий момент, когда появились технологии, позволяющие поднимать на поверхность колонки керна практически со 100% выносом, а у нефтяников появился повышенный интерес к возможности добычи нефти из отложений баженовского горизонта, и они начали бурить скважины с отбором керна из нескольких скважин на небольших локальных участках, появилась возможность детально изучать разрезы скважин по колонкам керна, проводить их корреляцию и выявлять геологические закономерности локальных участков. Несмотря на большое число исследований, проведенных с целью изучения баженовского горизонта, единой общепризнанной концепции формирования этих отложений не существует. Этот факт объясняется несколькими причинами:

а) При большой площади распространения отложений (более 2 млн км²) изучение закономерностей строения и изменчивости даже в нескольких десятках скважин не позволяет охватить все типы разрезов.

б) При неполном выносе керна отсутствующие интервалы позволяют использовать геологическую фантазию без подтверждения результатами исследований.

в) Состав пород, структура порового пространства настолько нетипичны по сравнению с основными типами отложений, что стандартные технологии не позволяют по единой системе различным исследователям проводить изучение разрезов, а впоследствии сравнивать полученные результаты.

В СССР и Российской геологии к изучению высокоуглеродистых формаций (ВУФ) подходили в первую очередь как к нефтематеринским толщам. Успехи североамериканских нефтяников в получении нефти из аналогичных отложений ставят вопрос о технологии изучения ВУФ не только как нефтематеринских, но и как нефтеотдающих отложений. Специфика получения нефти из этих отложений связана с тем, что в этих породах содержится как свободная нефть, так и сорбированная. А из керогена возможно получение «синтетической» нефти при использовании инновационных технологий.

4.1. Технология подсчета запасов и ресурсов подвижной нефти, массы дополнительно высвобождаемой неподвижной нефти и «синтетической» нефти в отложениях баженовской свиты

«В настоящее время разведанные запасы нефти из традиционных резервуаров России сокращаются, что приводит к неуклонному падению добычи нефти. Один из возможных источников поддержания добычи на современном уровне – вовлечение в разработку трудноизвлекаемой нефти, к которой относится нефть БС Западной Сибири. Особенность строения этих отложений, их сланцевая структура и высокое содержание ОВ в матрице породы, делают их разработку с применением традиционных технологий нефтеизвлечения неэффективной. Для выбора специальной технологии разработки сланцевой нефти, при которой матрица породы сама может отдавать углеводороды, необходимы экспериментальные работы по моделированию процессов, происходящих в пласте, и комплексный аналитический подход к исследованию строения резервуара и качества флюида в нем содержащегося» [Настройка..., 2015]. В породах БС содержится подвижная нефть, которую можно добывать как традиционными методами при достаточной емкости ловушки, так и с помощью специальных технологий, а также сорбированные УВС и кероген, для вовлечения которых в извлечение нефти необходимо разработать специальные технологии.

Следовательно, на сегодняшний день перед промышленностью и наукой, ее обеспечивающей, стоят три задачи:

1. Извлечение углеводородов, находящихся в подвижном состоянии, которые ОВ к настоящему моменту уже сгенерировало, но которые не эмигрировали в выше и ниже лежащие традиционные резервуары.

2. Разработка технологии десорбции УВС, физически связанных с поверхностью твердой фазы, и извлечение их на поверхность.

3. Разработка технологии воздействия на кероген с целью его деструкции и получения «синтетической» нефти.

«Прежде чем начинать решать эти задачи, необходимо оценить инвестиционные риски по

вложению капиталов (финансовых и интеллектуальных) в эти проекты. Для этого нужно оценить количество подвижных углеводородов, находящихся в поровом пространстве сланцевого резервуара; количество сорбированных (физически связанных) УВС и ГАС НР; количество углеводородного флюида, которое можно получить, проведя деструкцию керогена» [Настройка..., 2015]. То есть провести оценку ресурсного потенциала подвижной нефти БС в целом и дифференцировать его по площади распространения БС, оценить массы высвобождаемой и «синтетической» нефти и оценить их распределение по площади распространения БС.

Принципиальным отличием подсчета запасов и ресурсов подвижной нефти является тот факт, что при подсчете запасов УВ специалисты опираются, в первую очередь, на дебиты скважин, а «для нефтяных сланцевых отложений отсутствие дебита при традиционном вскрытии пласта не означает, что в пустотном пространстве нет свободных УВ. Практически все скважины, которые опробовались после перфорации и не дали притоков нефти, после ГРП начинали работать. Причем важно отметить, что после ГРП могут отдавать нефть практически все пропластки БС» [Настройка..., 2015]. Таким образом, задача подсчета ресурсов нефти в отложениях БС сводится к оценке динамического порового пространства, которое заполнено подвижной нефтью; массы сорбированных УВС и массы керогена, который при полной деструкции перейдет в «синтетическую» нефть.

«Стандартный подсчет линейных запасов УВ опирается на петрофизические исследования керна и стандартный комплекс ГИС. Но для пород БС невозможно напрямую использовать методики, применимые для исследований стандартных коллекторов. Это связано с их специфическим составом» [Настройка..., 2015]. Прежде всего, отличительной особенностью этих пород является наличие в них большого объема ОВ. Часть этого вещества представляет собой УВС физически связанные с поверхностью твердой фазы ван-дер-ваальсовыми или водородными связями. При этом битумы играют роль цемента этих пород. Поэтому, если определять коэффициент пористости согласно ГОСТ 26450.1-85, а подготовку проб для анализа вести согласно ГОСТ 26450.0-85, то образец просто развалится на отдельные части (см. рис. 2.1).

«Высокое содержание ОВ в породах БС делает невозможным прямое использование традиционных методик определения коэффициента пористости по стандартному комплексу ГИС. Это связано с аномальными физическими свойствами ОВ БС: плотность $1\div 1.3 \text{ г/см}^3$; содержание водорода, близкое к содержанию в нефти (водородный индекс = $0.8\div 1.1$); низкие скорости распространения акустических волн; высокая радиоактивность, связанная с сорбцией урана. Дополнительные слож-

ности при интерпретации ГИС возникают из-за значительных изменений минерального состава пород: карбонатные породы могут контактировать с кремнистыми породами. Но самой большой сложностью является низкая динамическая пористость ($K_{п.дин}$) пород БС (основная масса пород обладает $K_{п.дин} < 1\%$).

Такой состав пород БС потребовал разработки нетрадиционного подхода к подсчету запасов УВ в ней. На рис. 4.1 в схематичном виде представле-

1. По данным интерпретации сейсморазведки, ГИС, исследований керна, ПГИ, испытаний, опытно-промышленной эксплуатации проводят ранжирование территории на зоны по перспективам добычи УВ из отложений БС
2. В отдельных зонах осуществляют бурение опорных скважин с отбором керна из отложений БС с перекрытием на 10 м от кровли и подошвы БС, по методике, обеспечивающей максимальный вынос керна
3. В опорных скважинах проводят стандартный и расширенный комплекс ГИС. В расширенный комплекс ГИС входят: импульсный нейтрон-гамма каротаж спектрометрический (ИНГКС); спектрометрический гамма-каротаж (СГК); волновой акустический каротаж (ВАК); гамма-гамма литоплотностной каротаж (ГГК-лп); ядерно-магнитный каротаж (ЯМК)
4. На коллекции керна с повышенным количеством точек отбора образцов проводят расширенный комплекс литолого-геохимико-петрофизических исследований
5. Разрабатывают петрофизическую модель интерпретации расширенного комплекса ГИС для отложений БС, позволяющую рассчитывать содержание всех основных породообразующих компонентов и пористости
6. Во всех зонах, выделенных по п.1, выбирают 1-2 контрольные скважины, в которых проводят расширенный комплекс ГИС. В качестве контрольных используют только что пробуренные скважины (открытый ствол - полный расширенный комплекс ГИС, включающий ЯМК, ГГК-лп, ВАК), если скважины бурить не планируют, то используют обсаженные скважины, в которых проводят только ИНГКС и СГК
7. Для всех опорных и контрольных скважин интерпретируют расширенный комплекс ГИС для отложений БС, рассчитывают содержания всех основных породообразующих компонентов, общей и динамической пористости
8. Для всех опорных и контрольных скважин уточняют критерии отнесения породы к конкретному литофизическому типу, определяют диапазон изменения и математическое ожидание величины динамической пористости для каждого литофизического типа.
9. Проводят литофизическое расчленение разреза для каждой зоны по стандартному каротажу
10. Каждому литофизическому типу приписывают значение динамической пористости
11. В каждой скважине рассчитывается содержание керогена и битумоида
12. На основании данных сейсморазведки и комплексов ГИС во всех скважинах строится межскважинная корреляция и трехмерная модель распространения литофизических типов на обрабатываемый участок БС
13. Для каждой зоны рассчитывается динамическая пористость по каждому литофизическому типу. Сумма этих пористостей по всему обрабатываемому участку БС и составит геологические запасы
14. Каждая ячейка трехмерной модели заполняется значениями содержаний битумоидов и генерационного потенциала. Значения во всех ячейках суммируются и рассчитываются объемы высвобождаемой и «синтетической» нефти

▲ Рис. 4.1. Этапы изучения и методики подсчета запасов в отложениях БС

на последовательность изучения и методика подсчета ресурсов в отложениях БС» [Настройка..., 2015].

Так как в настоящее время к геологоразведочным работам на отложения БС приступают, уже изучив отложения нижележащих пластов, то в распоряжении геологов уже есть большой объем информации. Вся площадь Западной Сибири покрыта 2Д сейсморазведочными профилями, часть площадей исследована детальными 2Д профилями, а на части потенциальных участков проведена 3Д сейсморазведка. Так как БС обладает аномальными физическими свойствами по сравнению со вмещающими отложениями, то структурный план поверхности БС практически всегда уже имеется. Также имеется структурный план фундамента, и как следствие можно рассчитать расстояние от фундамента до подошвы БС. Эти данные должны лечь в основу ранжирования территории.

При наличии хорошей записи сейсмических данных можно рекомендовать спектрально-волновой анализ для ранжирования территории. ГИС, проведенные на нижележащие отложения, обязательно проводят и в отложениях БС. Эти исследования позволяют рассчитать глубину залегания БС и перевести данные сейсморазведки, полученные во временной области в глубинную.

Если из отложений БС был отобран керн или сохранился шлам – это позволит уточнить первичную модель интерпретации стандартного комплекса ГИС. А если на данной площади уже велись исследования с целью получения притоков из отложений БС, то эти данные необходимо использовать для ранжирования изучаемой территории.

В настоящее время существует несколько гипотез, где лучше закладывать опорные скважины с целью получения притоков нефти:

1. В наиболее погруженных зонах. На основании анализа месторождения Баккен было получено, что наиболее перспективными зонами являются наиболее погруженные участки, так как в них развита максимальная степень катагенеза.

2. В максимально поднятых зонах тектонических элементов 2–3-го порядка. По нашему мнению, именно в этих зонах формировались пропластки радиоляритов, которые в дальнейшем преобразовались в коллекторы с относительно неплохими ФЕС.

3. В бровках и на склонах тектонических элементов 1-го порядка.

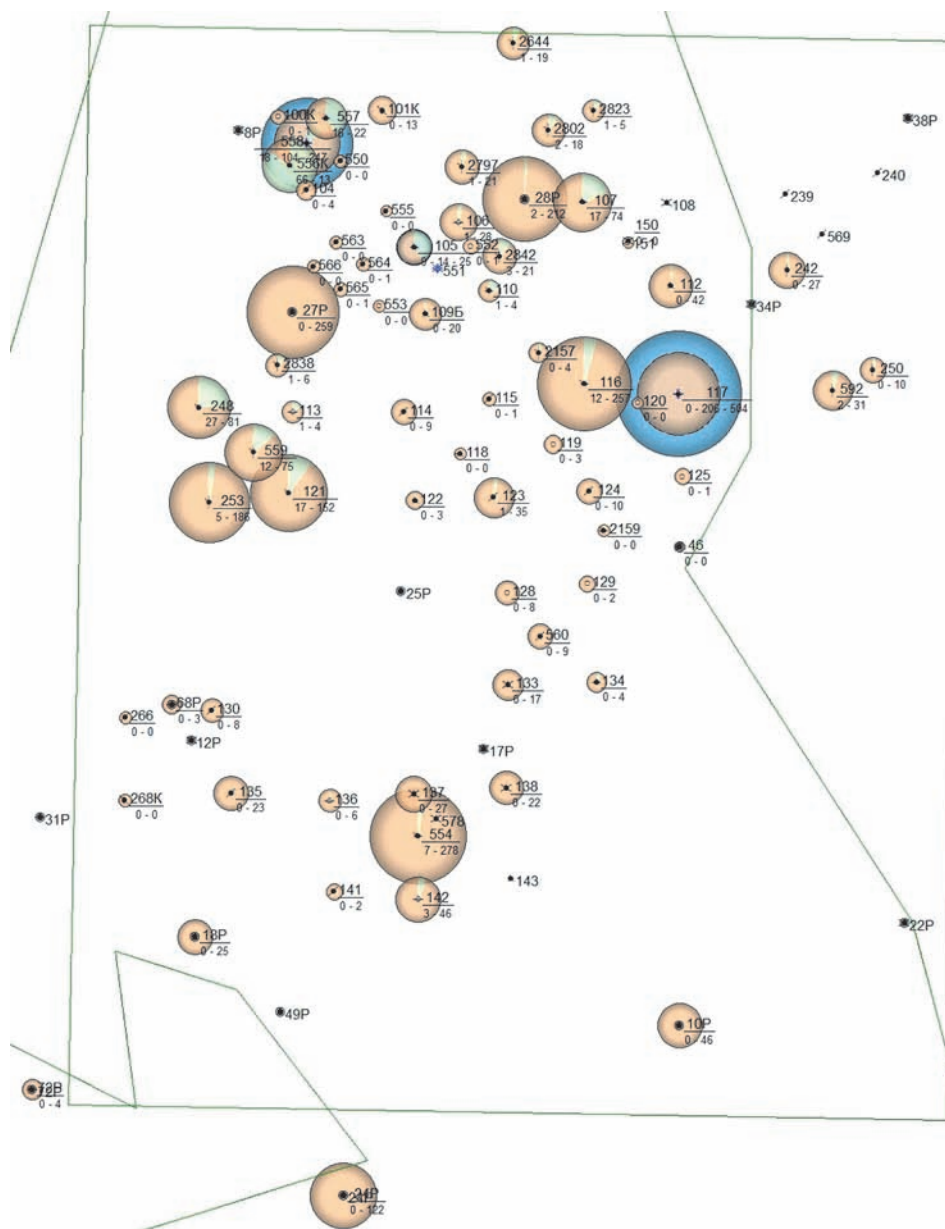
Отбор керна нужно планировать так, чтобы перекрыть как минимум 10 м вмещающих отложений. Использовать нужно методики отбора керна, позволяющие выносить 100% отобранных пород в специальных тубах. Это особенно важно для скважин, вскрывающих БС, так как, во-первых, это очень тонкослоистые отложения, а, во-вторых, в настоящее время не существует общей концепции нефтеотдающих пород, и, возможно, что на данной площади они (нефтеотдающие породы) будут уникальны и до этого момента никем не описаны, а значит, и закономерностей их распространения не будет существовать. Большое значение для сохранения образцов керна играет скорость подъема образцов на поверхность. Во всех породах БС в поровом пространстве присутствует газ, и если колонку керна поднимать с высокой скоростью, то этот газ может разрушать образцы пород. Поднятую колонку керна необходимо доставать из бурового инструмента, используя специальные направляющие, не позволяющие изгибаться колонке керна.

Рассмотрим некоторые этапы, показанные на рис. 4.1, которые авторы считают ключевыми для данной работы.

4.1.1. Бурение опорных скважин с полным отбором керна и расширенным комплексом литолого-геохимикопетрофизических исследований

По данным интерпретации сейсморазведки, ГИС, исследований керна, ПГИ, испытаний, опытно-промышленной эксплуатации проводят ранжирование территории на зоны по перспективам добычи УВ из отложений БС. На рис. 4.2 представлена карта накопленных отборов нефти из скважин, пробуренных на отложения БС Салымского месторождения. Анализ карты накопленных отборов нефти показывает, что скважины месторождения работают не одинаково. Можно выделить несколько зон, в которых преобладают скважины с высоким коэффициентом накопленной добычи, а в ряде других зон накопленная добыча невелика.

Для задачи подсчета ресурсов необходимы результаты исследований разрезов БС, вскрытых скважинами, пробуренными как в зонах с высокой накопленной добычей, так и в зонах с относительно низким объемом извлеченных УВ.



▲ **Рис. 4.2.** Карта накопленных отборов нефти из скважин, пробуренных на отложения БС на Салымском месторождении

Для обеспечения решения задач при исследовании колонок ядра БС авторами разработана и опробована единая схема исследований, включающая в себя несколько взаимосвязанных блоков: литологический, петрофизический, геохимический и механико-прочностной (см. рис. 4.3). Принципиально важным является правильная подготовка проб для проведения аналитических исследований. Все виды исследований должны соответствовать одной и той же точке глубины. Этого можно

достигнуть при разделении отобранного образца на несколько частей в соответствии с приведенной схемой. Для колонок ядра диаметром ≥ 90 мм схема пробоподготовки рассмотрена в п. 4.2.

Литологический блок: позволяет определить минеральный и химический состав пород, текстурные и структурные особенности, охарактеризовать интенсивность и последовательность проявления вторичных процессов, которые привели к формированию современного облика пород.

**Блок-схема предлагаемых исследований керна,
адаптированная к высокоуглеродистым отложениям**



▲ **Рис. 4.3.** Блок-схема предлагаемых исследований керна, адаптированная к высокоуглеродистым отложениям

Литологический блок изучения включает следующие виды исследований: описание колонок керна и анализ текстур, съемка полноразмерного керна при дневном и ультрафиолетовом свете, изучение пород в шлифах под поляризационным микроскопом, количественный РФМА минерального состава, рентген-флуоресцентный метод определения элементного состава, измерение изотопного состава углерода и кислорода карбонатных пород.

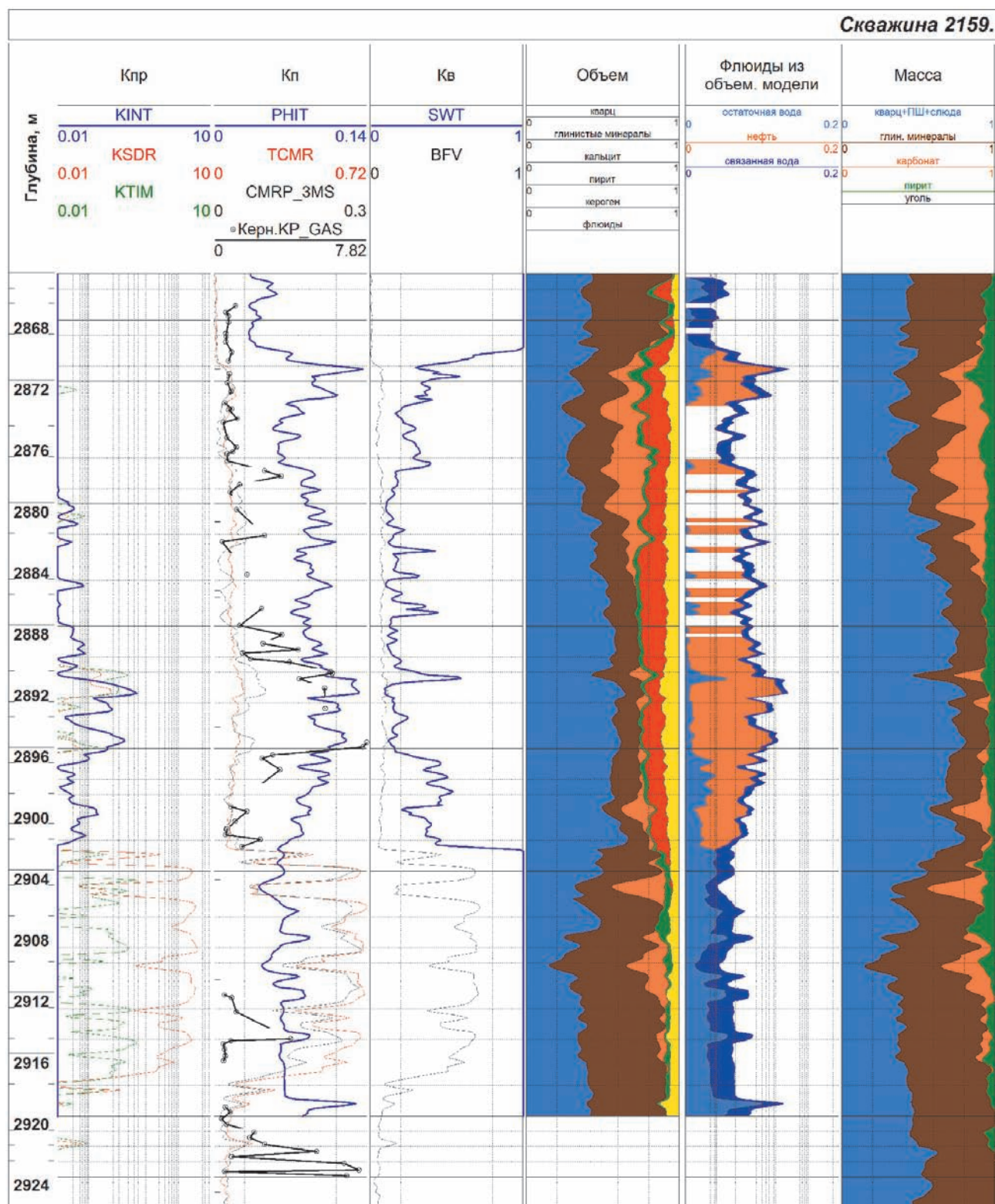
«В рамках петрофизического блока проводится определение основных физических величин (фильтрационно-емкостные свойства, скорость прохождения продольной волны, электрические свойства, плотность и другие), изучение структуры порового пространства с помощью растрового электронного микроскопа и рентгеновского микротомографа» [К оценке запасов..., 2015].

Геохимические исследования ОВ пород позволяют определить количество и тип керогена, стадию катагенеза, содержание в породах автохтонных и миграционных битумоидов, оценить

нефтегенерационный потенциал пород. Учет количества и типа ОВ в составе пород позволяет дифференцировать их по плотности, механико-прочностным и генерационным свойствам. Изменение этих параметров происходит не скачкообразно, а постепенно, в соответствии с постепенно меняющейся концентрацией ОВ в породах.

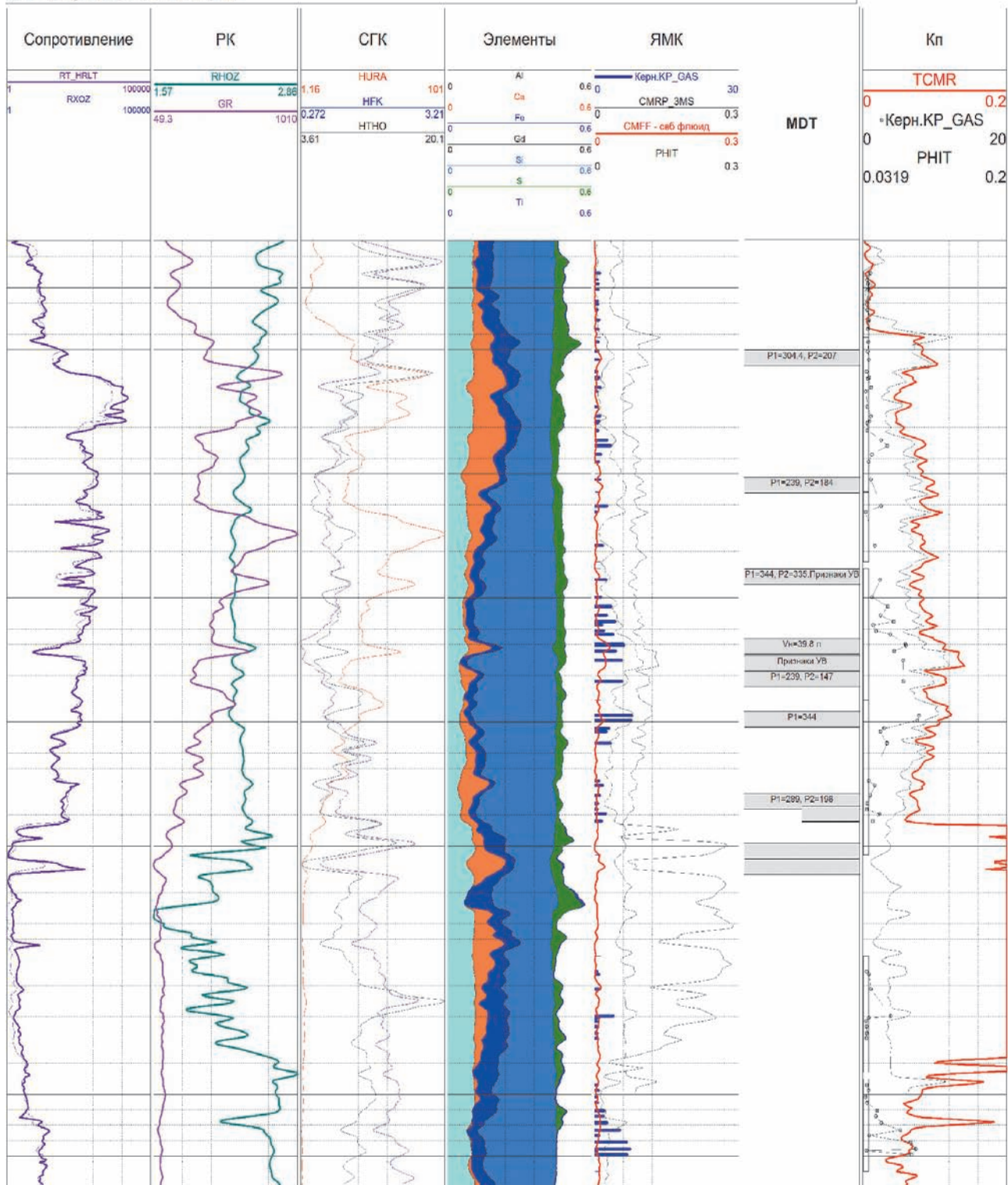
«Изучение механико-прочностных свойств позволяет оценить условия, при которых в пласте происходят пластическая и упругая деформация различных типов пород. В сочетании с информацией о вещественном составе, степени преобразованности органического вещества, пластовых давлениях, тектонической активности в пределах района, изучение упруго-прочностных свойств пород лежит в основе создания корректных геомеханических моделей» [К оценке запасов..., 2015].

Предложенная схема исследования опробовалась на 25 скважинах, пробуренных с целью изучения БС, расположенных на Сургутском,



▲ ► **Рис. 4.4.** Применение MDT для оценки проницаемости пород бажендовской свиты

Месторождение Салым



Красноленинском сводах, Салымском мегавале, в Тундринской котловине и Елизаровском прогибе.

4.1.2. Обоснование расширенного комплекса ГИС в опорных скважинах (написано совместно с В.С. Белохиным, Г.Г. Топуновой)

Учитывая сложность литологического состава исследуемых отложений, необходимо использовать максимально возможный набор зарегистрированных данных, получаемых в результате геофизических исследований скважин. В качестве основных геофизических исследований, которые необходимо рекомендовать для опорных скважин, являются следующие: импульсный нейтрон-гамма каротаж спектрометрический (ИНГКС); ЯМК с регистрацией T1 и T2; спектрометрический гамма-каротаж (СГК); волновой акустический каротаж (ВАК); гамма-гамма литоплотностной каротаж (ГГК-лп); диэлектрический каротаж.

При этом самую важную информацию о распределении естественных коллекторов в разрезе можно получить, используя пластовые испытатели и ПГИ. Эти методы, позволяют напрямую определять приточные интервалы. При этом исследования рекомендуется проводить с двойной пакеровкой, чтобы расстояние между пакерами и, следовательно, интервал исследований составлял 1 м. Можно рекомендовать MDT (Шлюмберже) для детальных исследований и выявления проницаемых интервалов. На планшете (см. рис. 4.4) в предпоследней колонке (МДТ) приведены результаты испытаний. Приток выявлен только при расположении прибора на глубине 2891.2 м. При этом полученный приток составил 39.2 л. Дальнейший дополнительный набор данных по поплавковым испытаниям позволит уточнить, какие литотипы являются нефтеотдающими пластами. Для сокращения неинформативных дорогостоящих пластовых испытаний предлагается проводить в открытом стволе ЯМК в сильном поле.

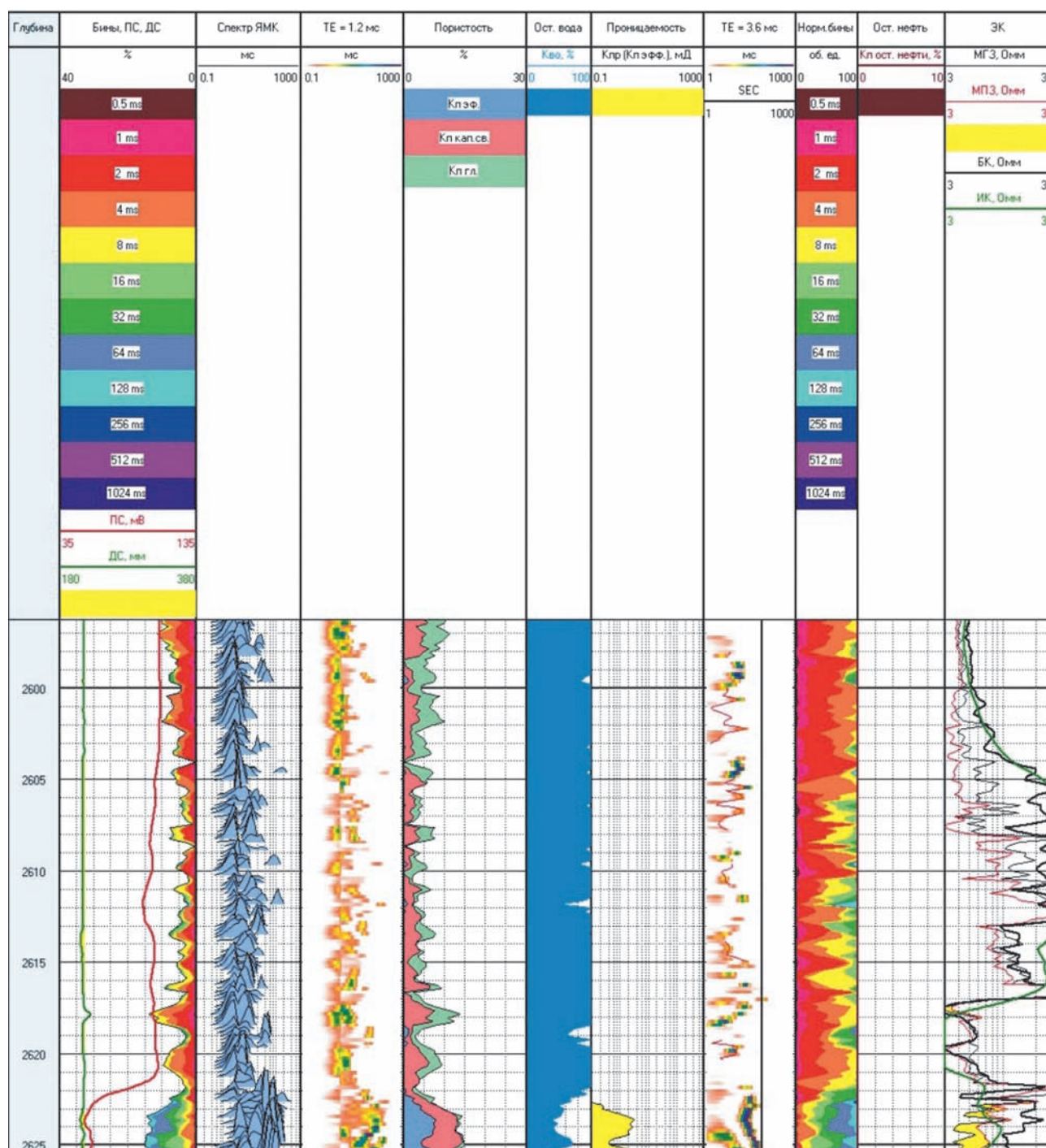
«Ядерно-магнитный каротаж» (ЯМК) позволяет оценить содержание подвижных флюидов и распределение пор по размерам. На рис. 4.5 приведен пример ЯМК, проведенного компанией «Wetherford». Интерпретация, приведенная на рисунке, является стандартной и предназначена для терригенных или карбонатных коллекторов

с определенной долей подвижной и физически связанной воды. Пласты коллектора, способные отдавать нефть в скважину, выделяются на спектрах ЯМК (вторая колонка) и в колонке «Ост.вода» (6 колонка) по белым пикам. По спектрам ЯМК определяется, что основной объем пор представлен флюидом: нефтью в тонких капиллярах и физически прочносвязанной водой между глинистыми частицами. Пропластки, по которым может фильтроваться флюид, выделяются по пикам на спектрах (второе поле на планшете с названием «Спектр ЯМК»), соответствующим большим значениям времени релаксации (в стандартной системе интерпретации значение времени релаксации для пор, по которым может фильтроваться свободный флюид, должно превышать 33 мс). Однако для пород БС эта величина отличается от стандартной. На рис. 2.3 приведены такие распределения. Зеленым цветом закрашены распределения, соответствующие ЯМК, а красным – ЯМР. Расхождение сигналов на временах более 9.4 мс соответствует вытесненной нефти из порового пространства. В верхней правой части этого же рисунка приведены фотографии керна под растровым электронным микроскопом, показывающие, что исследованные авторами работы породы содержат большое количество керогена, находящегося на стадии катагенеза МКЗ–МК4 и обладающего пористостью. Аналогичную пористость авторы определили в керогене БС на той же стадии катагенеза» [Настройка..., 2015]

Исследования Р.А. Хамидуллиной показали, что в породах БС вода присутствует либо в виде физически связанных молекул воды, прочно адсорбированных на глинистых частицах, либо в свободном виде в тонких гидрофильных капиллярах.

При интерпретации ЯМК и проведении MDT возникают проблемы, связанные с наличием каверн. Несмотря на то что в большей части разрезов, исследованных авторами, диаметр ствола соответствует номинальному, использование каверномера является обязательным. При этом лучше использовать профиломер. А.Д. Алексеев предлагает опираться на данные о диаметре скважины для выделения естественных коллекторов.

Очевидно, что наличие бурового раствора в ближней зоне исследования приборов и трудности с созданием полного контакта прижимных зондов и поверхности породы, также значительно влияют на получение корректных данных о физических



▲ Рис. 4.5. Результаты ЯМК в разрезе баженовской свиты

свойствах пород, таких как плотность, водородный индекс, интервальное время прохождения продольной и поперечной волны. На рис. 4.6 приведены результаты одной из скважин, вскрывших БС, где в толще БС был выявлен интервал размыва (глубина 2918,5–2919 м). В этом интервале резуль-

таты ЯМК дают неверные характеристики, и их нельзя использовать. В этом же интервале нельзя использовать и пластоиспытатель из-за невозможности создать герметичный объем в скважине.

СГК – спектрометрический гамма-метод. Один из авторов в своих работах [Калмыков,

позволяет разделять радиоактивность, обусловленную глинами и керогеном. Обработка СГК позволяет рассчитывать концентрации естественных радиоактивных элементов: калия (К), то-



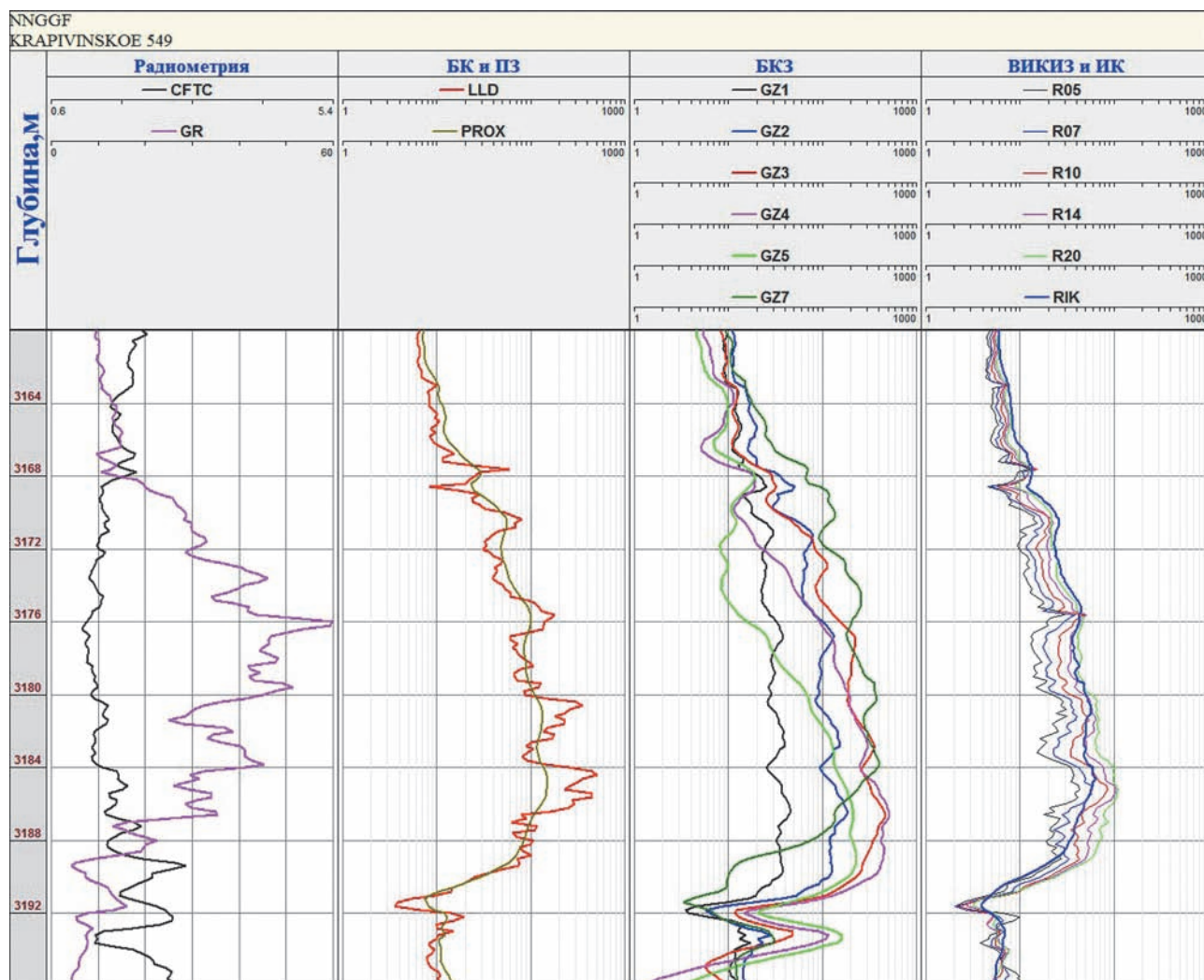
рия (Th) и урана (U). Концентрации Th и К дают информацию для количественной оценки содержания глинистых минералов. Концентрацию U можно пересчитать в количество керогена, если предварительно построить на образцах керна связи между концентрацией урана и содержанием керогена в отдельных интервалах баженовских отложений.

Гамма-гамма-литоплотностной каротаж (ГГК-лп) позволяет оценивать плотность и эффективный атомный номер ($Z_{эфф}$) горной породы. Плотность породы для отложений БС необходима при переходе от массовых содержаний компонентов к объемным. В составе карбонатных пород ключевую роль играют кальцит и доломит. Для их разделения достаточно эффективно использовать

одновременно плотность и $Z_{эфф}$: плотность больше у доломита, чем у кальцита, а $Z_{эфф}$ больше у кальцита, чем у доломита.

Измерение сопротивления отложений баженовской свиты (написано Г.Г. Топуновой)

Отложения БС представляют собой тонкое в масштабе ГИС (мощности пропластков менее 1 м) переслаивание пород различного, но в целом высокого сопротивления (100–600 Ом·м) (см. рис. 4.7). При этом большинство скважин месторождений Западной Сибири бурятся на глинистом или полимерно-глинистом растворе, что делает буровой раствор хорошо проводящим.



▲ **Рис. 4.7.** Пример показаний электрических и электромагнитных методов ГИС в отложениях баженовской свиты

Таким образом, оптимальный метод измерения сопротивления подобных отложений должен обеспечивать:

- 1) достаточную вертикальную разрешающую способность;
- 2) возможность корректного определения сопротивления высокоомного пласта в условиях проводящей скважины.

Вертикальная разрешающая способность

Вертикальная разрешающая способность рассматриваемых методов ГИС связана как с длинами зондов, так и с наличием и особенностями фокусировки поля.

В связи с малыми длинами зондов наилучшей вертикальной разрешающей способностью обладают микрометоды (микропотенциал-, микроградиент-зонды, модификации микробокового каротажа, микроимджеры).

Нефокусированные методы сопротивления, такие как измерения градиент-зондами (боковое каротажное зондирование), в связи со сферическим истечением тока с питающего электрода отличаются сравнительно низкой вертикальной разрешающей способностью. Мощность пласта для достоверного определения его сопротивления не должна быть менее 3 м [Горбачев, 1990; Латышева и др., 2007].

Вертикальная разрешающая способность различных зондов индукционного каротажа по литературным данным [Высокочастотное..., 1997; Theys, 1999] составляет порядка 2 м.

При определении сопротивления высокоомного пласта методом ВИКИЗ измеряемый параметр соответствует истинному сопротивлению пласта только в случае, когда мощность пласта превышает длину зонда [Высокочастотное..., 1997]. Длины зондов ВИКИЗ составляют от 50 см до 2 м.

Зонды глубинных модификаций бокового каротажа обеспечивают образование пучка токовых линий, исходящих от центрального электрода преимущественно в радиальном направлении, перпендикулярном оси скважины, что дает существенное снижение влияния вмещающих пород на показания зондов и повышает вертикальную разрешающую способность метода. По данным [Theys, 1999], вертикальная разрешающая способность бокового каротажа составляет около 60 см.

Возможность определения сопротивления высокоомного пласта

В породах высокого сопротивления показания нефокусированных микрозондов зависят от условий прилегания башмака к неровной стенке скважины, поскольку на них оказывает большое влияние толщина слоя раствора, которым башмак отделен от породы [Латышева и др., 2007]. Показания микробокового каротажа (МБК) менее искажены влиянием промывочной жидкости, однако и для МБК верхняя граница диапазона измеряемых сопротивлений не превышает 200 Ом·м. Фокусировка микроимджеров выполнена с целью получения картины электропроводности стенок скважины для выделения интервалов коллекторов, трещин и оценки параметров трещиноватости [Латышева и др., 2007]. Очевидно, что корректное измерение сопротивления высокоомного пласта этими методами невозможно.

При измерении нефокусированными градиент- и потенциал-зондами большое влияние на корректность полученного сопротивления пласта оказывает отношение сопротивления пласта к сопротивлению скважины. При значении этого отношения более 200 шунтирующее влияние скважины возрастает, что недопустимо понижает точность измерения [Горбачев, 1990].

Индукционный каротаж на низких частотах (десятки и сотни кГц) неэффективен при сопротивлении пласта более 50 Ом·м, поскольку низкий уровень сигнала в приемной катушке ведет к нарастанию ошибок интерпретации. Для приборов с применением повышенной частоты (единицы МГц) ограничение измеряемого сопротивления может составлять до 200 Ом·м [Горбачев, 1990].

Диапазон удельных электрических сопротивлений пластов, которые могут быть корректно измерены методом ВИКИЗ, составляет: основной с погрешностью измерения не более 5% – от 1 до 40 Ом·м, дополнительный с погрешностью измерения до 20% – от 0.4 до 200 Ом·м [Аппаратура..., 1997].

При выполнении бокового каротажа линии тока можно считать перпендикулярными цилиндрическим границам. Поэтому значение измеряемого кажущегося удельного электрического сопротивления в условиях отсутствия проникновения может быть записано как

$$R_k = G_c * R_c + G_n * R_n,$$

где G_c – геометрический фактор скважины, R_c – сопротивление скважины, G_n – геометрический фактор пласта, R_n – сопротивление пласта.

Геометрический фактор скважины невелик, и при $R_n \gg R_c$ влиянием скважины можно пренебречь [Горбачев, 1990]. Таким образом, боковой каротаж – фактически единственный метод из вышеописанных, где повышение отношения сопротивления пласта к сопротивлению скважины ведет к повышению качества измерения сопротивления пласта.

Таким образом, в связи с высокой вертикальной разрешающей способностью бокового каротажа и возможностью получения корректных результатов при $R_n \gg R_c$ и сопротивлении пласта $>200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ метод БК может быть рекомендован для изучения удельного электрического сопротивления отложений БС. Преимущества определения сопротивления пород методом БК в достаточной мере показаны на рис. 4.7.

В настоящее время в различных типах отечественной аппаратуры используются трех- и семиэлектродные модификации зондов бокового каротажа большой глубинности. Можно назвать также групповые зонды бокового каротажа, разработанные зарубежными компаниями: зонд HDLL (“Baker Atlas”) и HRLl (“Schlumberger”).

Нейтрон-нейтронный каротаж (ННК) и нейтрон-гамма каротаж (НГК). Эти методы позволяют рассчитывать водородный индекс по показаниям нейтронного каротажа.

Крайне желательно использовать **спектрометрический импульсный нейтронный гамма-каротаж ИНГК-с** (в модификации **литокаротажа**), например, прибором **LithoScanner** (Шлюмберже) или его российскими аналогами. Эти методы позволяют оценить концентрации основных породообразующих элементов в породе: C, O, Si, Ca, Al, Mg и др.

Оценку проницаемости горных пород можно проводить путем пересчета результатов интерпретации ЯМК и **волнового акустического каротажа**. Проницаемость рассчитывается путем моделирования волны Стоунли для эластичной среды и сравнения параметров смоделированной волны с параметрами волны, зарегистрированной в скважине. В случае выделения интервала, с проницаемостью, превышающей предел обнаруже-

ния, этот интервал может быть нефтеотдающим и его необходимо детально исследовать пластоиспытателем.

4.1.3. Настройка петрофизической модели интерпретации ГИС для расчета содержания всех основных породообразующих компонентов, общей и динамической пористости (написано совместно с В.С. Белохиным)

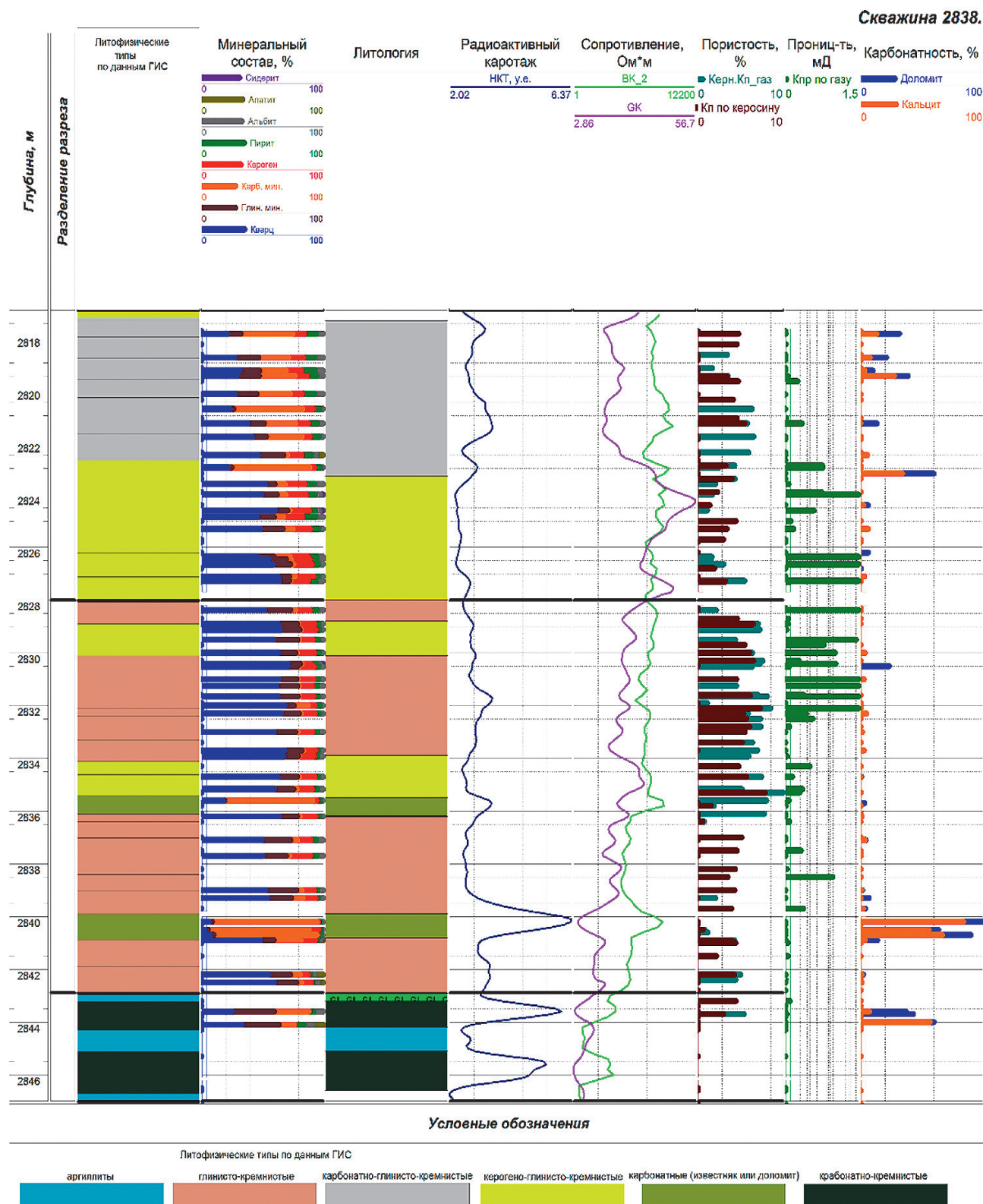
В результате проведенного расширенного комплекса литолого-геохимико-петрофизических исследований строится геолого-геофизический планшет, на который наносятся основные результаты исследований колонок керна. На рис. 4.8 представлен пример такого планшета для одной из скважин, вскрывшей разрез БС Салымского мегавала. На планшет вынесены содержания основных компонентов породы в виде объемной модели (сумма составляющих равна 100%), данные по пористости (определенной по газу и керосину), проницаемости, результаты пиролитических исследований и профильные измерения концентраций радиоактивных элементов, нанесенные на скважинные измерения.

В результате измерений концентраций минералов и содержания ОВ выявлено, что породы БС, вскрытые даже одной скважиной, крайне неоднородны. Поэтому для восстановления МКС пород по комплексу ГИС необходим расширенный набор физических параметров. Прежде всего это элементный состав для минерально-компонентной матрицы и данные ЯМК для разделения УВ флюида по степени его связи с матрицей.

Задача восстановления МКС всей породы решается путем построения петрофизических связей между содержанием отдельных составляющих и измеренных на образцах керна физических свойств. На рис. 4.9 представлен обобщенный МКС пород БС одной из скважин, расположенной в зоне Салымского мегавала. На основании этих данных можно сформулировать минерально-компонентную модель пород БС.

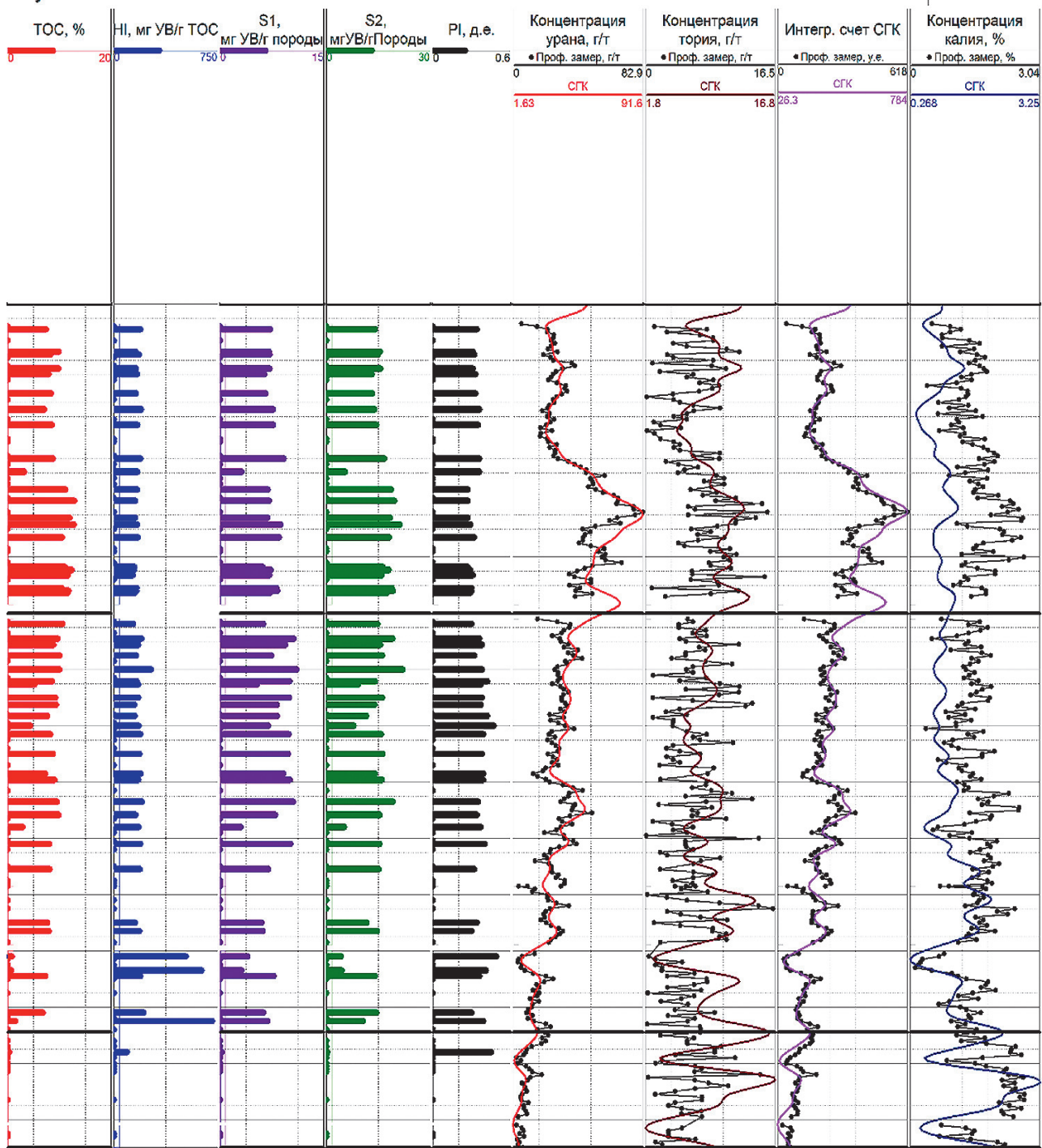
Минерально-компонентная модель включает следующие составляющие:

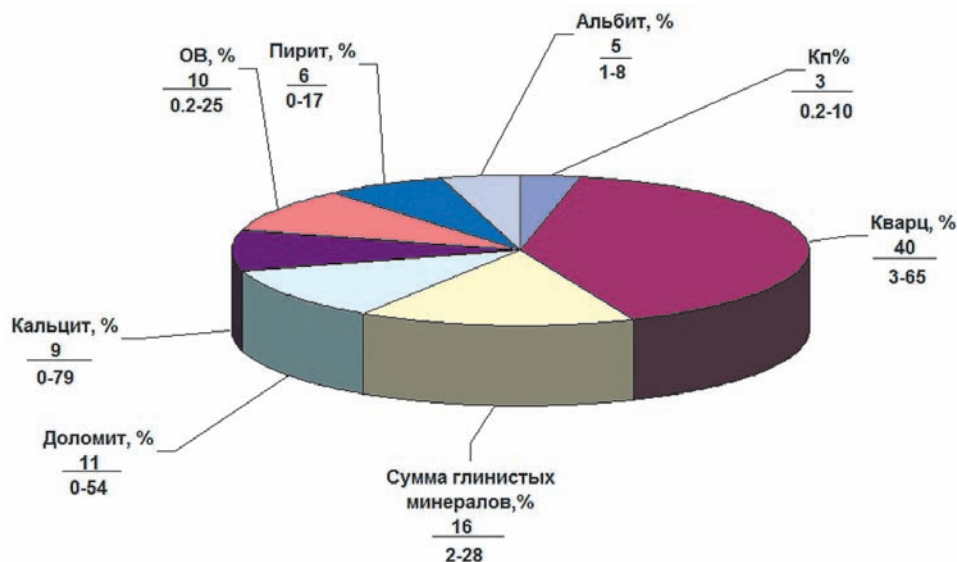
– полевые шпаты, преимущественно натриевые ($K_{\text{нат}}$);



▲ ► **Рис. 4.8.** Геолого-геофизический разрез скважины Салымского месторождения

Salymskoe





▲ **Рис. 4.9.** Обобщенный минерально-компонентный состав пород баженовской свиты одной из скважин, расположенной в зоне Салымского мегавала.

В числителе – математическое ожидание содержания компонента при усреднении состава пород по всему разрезу БС. В знаменателе – диапазон изменений содержаний компонентов

– глинистая макрокомпонента, представленная суммой глинистых минералов в основном иллитом и смешанно-слоистыми образованиями ($K_{гл}$);

– ОВ, представлена керогеном и битумоидом ($K_{кер}$);

– кварцевый компонент, представлен кремнеземом ($K_{кв}$);

– пористость, представлена динамической пористостью ($K_{п}$);

– карбонатный компонент, представлен кальцитом и доломитом ($K_{карб}$);

– пирит ($K_{пир}$).

Если в скважине проведен расширенный комплекс ГИС, то для нахождения искомых составляющих можно записать следующую систему уравнений:

$$\begin{cases} K_{гл} C_K^{гл} + K_{кер} C_K^{кер} + K_{пш} C_K^{пш} + K_{кв} C_K^{кв} + K_{п} C_K^{п} + K_{карб} C_K^{карб} + K_{пир} C_K^{пир} = C_K \\ K_{гл} C_{Th}^{гл} + K_{кер} C_{Th}^{кер} + K_{пш} C_{Th}^{пш} + K_{кв} C_{Th}^{кв} + K_{п} C_{Th}^{п} + K_{карб} C_{Th}^{карб} + K_{пир} C_{Th}^{пир} = C_{Th} \\ K_{гл} C_U^{гл} + K_{кер} C_U^{кер} + K_{пш} C_U^{пш} + K_{кв} C_U^{кв} + K_{п} C_U^{п} + K_{карб} C_U^{карб} + K_{пир} C_U^{пир} = C_U \\ K_{гл} C_{Fe}^{гл} + K_{кер} C_{Fe}^{кер} + K_{пш} C_{Fe}^{пш} + K_{кв} C_{Fe}^{кв} + K_{п} C_{Fe}^{п} + K_{карб} C_{Fe}^{карб} + K_{пир} C_{Fe}^{пир} = C_{Fe} \\ K_{гл} \omega_{гл} + K_{кер} \omega_{кер} + K_{пш} \omega_{пш} + K_{кв} \omega_{кв} + K_{п} \omega_{п} + K_{карб} \omega_{карб} + K_{пир} \omega_{пир} = \omega \\ K_{гл} \delta_{гл} + K_{кер} \delta_{кер} + K_{пш} \delta_{пш} + K_{кв} \delta_{кв} + K_{п} \delta_{п} + K_{карб} \delta_{карб} + K_{пир} \delta_{пир} = \delta \\ K_{гл} + K_{кер} + K_{пш} + K_{кв} + K_{п} + K_{карб} + K_{пир} = 1 \end{cases}$$

где K_i – объемные доли i -го макрокомпонента в горной породе; δ_i, δ – плотности i -го макрокомпонента и горной породы; $C_{ji}, C_K, C_{Th}, C_U, C_{Fe}$ – концентрации j -го элемента (калия, тория, урана,

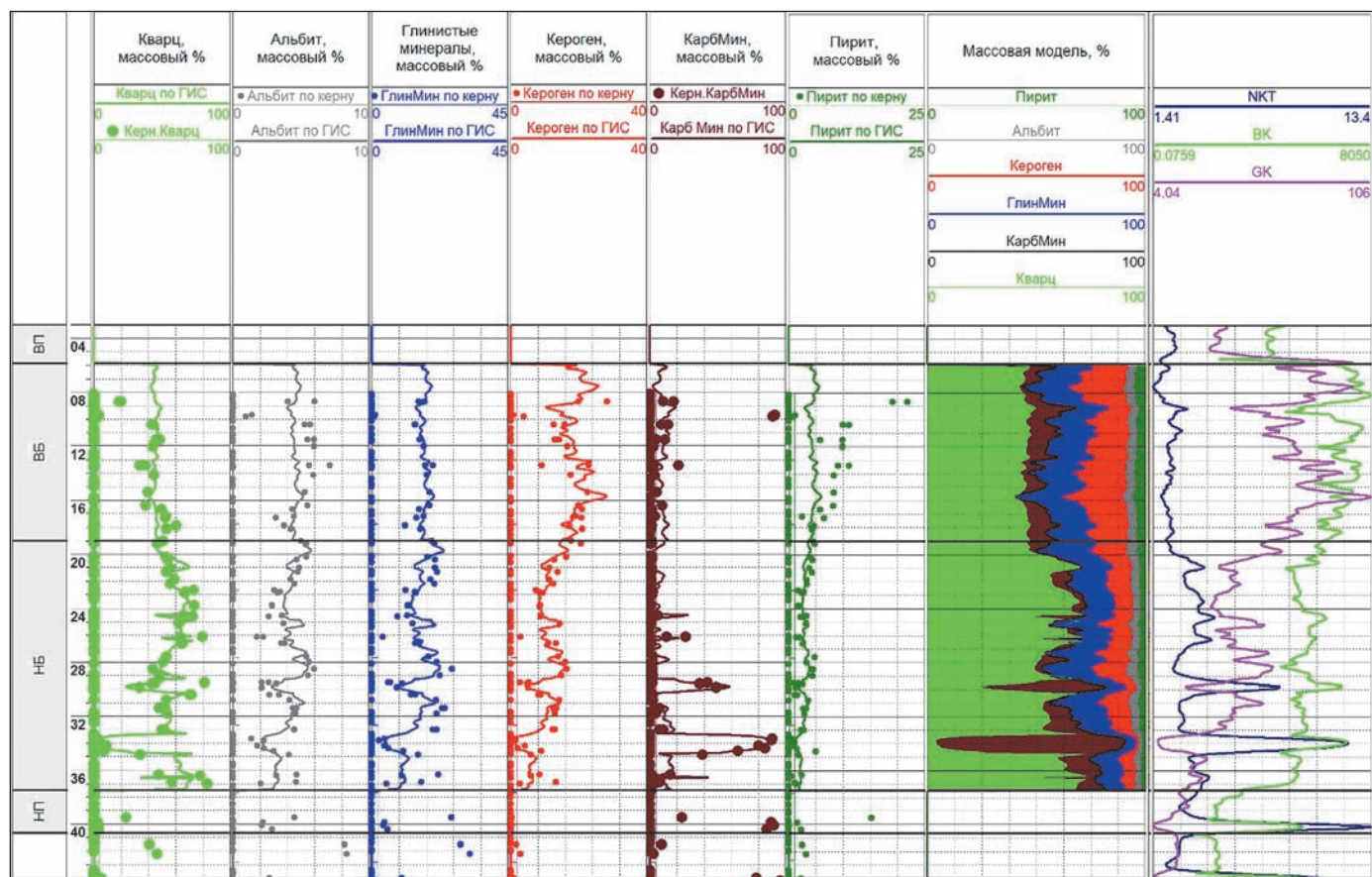
железа) в i -ом компоненте и в горной породе; ω_i, ω – водородный индекс i -го макрокомпонента и горной породы; δ_i, δ – плотность i -го макрокомпонента и горной породы.

4.1.4. Обработка ГИС тестового массива с расчетом содержания всех основных породообразующих компонентов общей и динамической пористости (написано совместно с Н.Н. Петраковой)

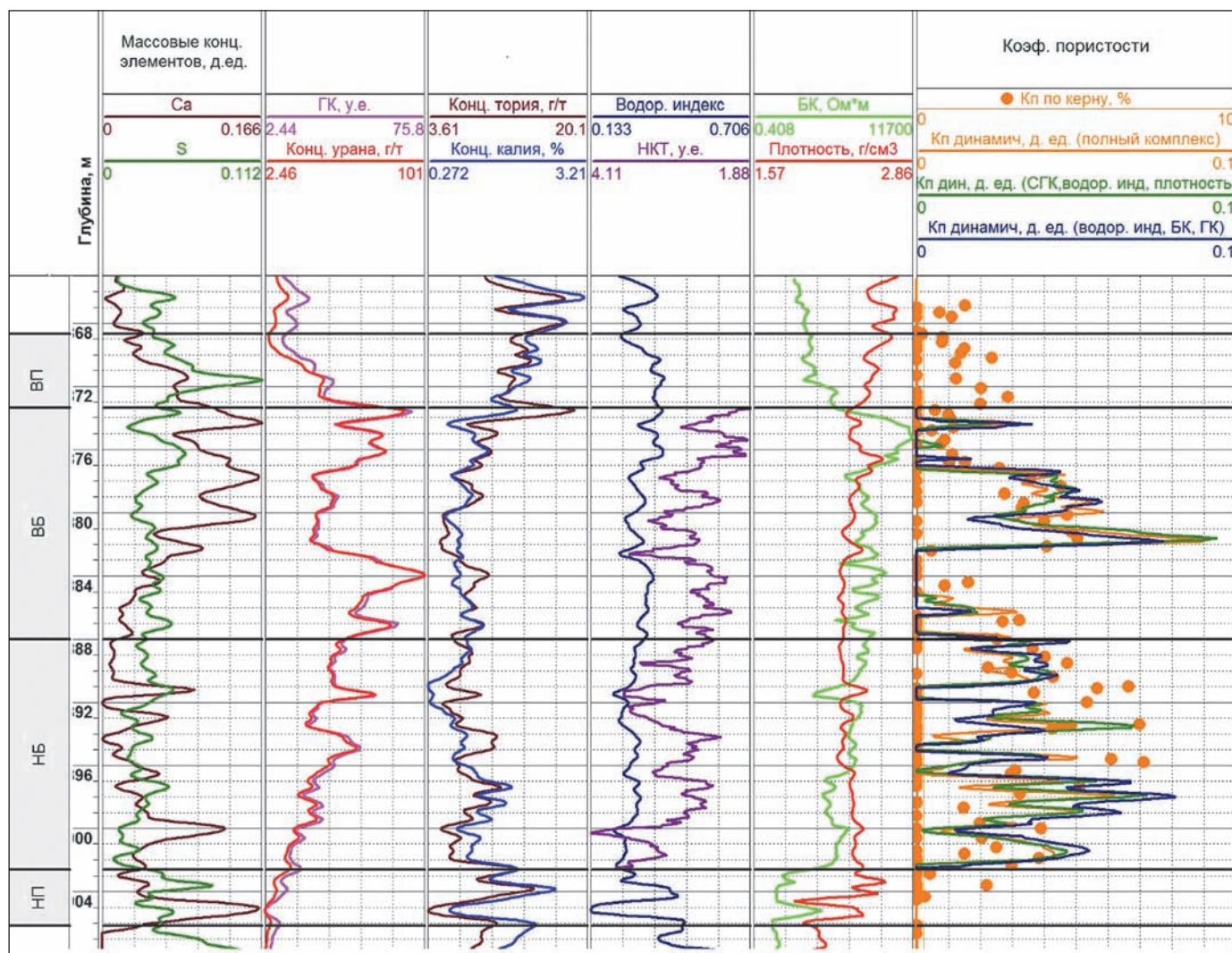
Исследование колонок керн с целью определения ФЕС, минерально-компонентного и элементного состава, состава углеводородов и гетероатомных соединений, с одной стороны, позволяет установить состав пород и их емкостное пространство по данным литолого-петрофизических исследований, а с другой – настроить комплекс ГИС для решения этих задач в скважинах, из которых не проводился отбор керн. В настоящее время в скважинах, вскрывающих породы БС, проводится расширенный комплекс ГИС, тогда как скважины старого фонда исследовались толь-

ко стандартным комплексом. Современный комплекс включает в себя ИНГКС, СГК, ГГК-лп, ВАК. Этот комплекс позволяет рассчитывать МКС пород (см. рис. 4.10), что, в свою очередь, обеспечивает возможность рассчитывать пористость пород. На рис. 4.10 приведены результаты расчетов содержаний кремнезема (кварц), альбита, суммы глинистых минералов, керогена, карбонатных минералов и пирита по данным комплекса ГИС (непрерывные кривые) в соотношении с данными, измеренными на образцах керн (точки). Как показано на рис. 4.10, получено хорошее совпадение измеренных на керне содержаний и рассчитанных по комплексу ГИС.

Полученные данные позволяют рассчитывать пористость как по данным расширенного комплекса ГИС, так и по ограниченному. Значения пористости, рассчитанной по расширенному комплексу ГИС, приведены на рис. 4.11 в последней колонке. Там же приведены и результаты измере-



▲ Рис. 4.10. Минерально-компонентная модель пород БС, рассчитанная по расширенному комплексу ГИС, включая ИНГКС, проведенные фирмой Шлюмберже, после петрофизической настройки (обработка специалистов МГУ)



▲ **Рис. 4.11.** Сопоставление коэффициента динамической пористости, рассчитанной по расширенному и ограниченному комплексам ГИС с данными измерений на керне

ний динамической пористости на образцах керна. Расширенный комплекс ГИС позволяет настраивать и ограниченный комплекс ГИС для решения задачи определения пористости (последняя панель на рис. 4.11), но только для района, близкого к опорной скважине. Авторами были рассмотрены два ограниченных комплекса. В первый ограниченный комплекс входили водородный индекс по НК, плотность, концентрации калия, тория, урана. Результаты расчета динамической пористости по этому комплексу приведены в виде непрерывной кривой зеленого цвета в последней панели на рис. 4.11. Второй ограниченный комплекс соответствовал стандартному каротажу эксплуата-

ционных скважин, и в него входили водородный индекс по НК, показания ГК и сопротивление по БК. Результаты расчета динамической пористости по этому комплексу приведены в виде непрерывной кривой синего цвета в последней панели на рис. 4.11.

Как видно из приведенных на рис. 4.11 результатов расчета $K_{п.дин}$ по ограниченному комплексу, они, так же как и результаты расширенного комплекса, хорошо согласуются с измеренными на керне. К сожалению, в настоящий момент не существует данных, на какое расстояние от опорной скважины может быть распространена модель интерпретации ГИС.

4.2. Работа с колонками керна баженовской свиты (написано совместно с Е.А. Мануиловой)

Повышенный интерес к отложениям БС вызван тем, что они относятся к нетрадиционным коллекторам, которые имеют сложное геологическое строение и обогащены ОВ. Высокое содержание ОВ позволяет отнести БС к высокоперспективным отложениям. В этих породах помимо свободной нефти, которую можно извлечь без воздействия на пласт, присутствуют сорбированные углеводороды (битумоиды) и обладающий остаточным нефтегенерационным потенциалом кероген. При использовании специальных методов воздействия на пласт (как применяемых ранее, таких как ГРП и химические реагенты, так и разрабатываемых в настоящее время) можно повысить продуктивность конкретного месторождения. Однако использование данных методов должно быть экономически целесообразно и может быть оправдано только при получении существенных притоков.

Изучение вещественного состава и строения пород баженовской свиты может показать целесообразность применения того или иного метода, а также является ключом к решению ряда фундаментальных и прикладных задач. В частности, определение степени катагенетической преобразо-

ванности ОВ показывает остаточный нефтегенерационный потенциал, а количественный состав УВ определяет необходимость применения того или иного растворителя для проведения экстракции.

На данный момент не существует общепринятой методики изучения кернового материала, которая позволяет получить полное представление о структуре и строении пород БС, а также определить основные параметры, необходимые для подсчета как линейных (удельная плотность), так и объемных запасов и ресурсов. На основании накопленного опыта исследований образцов кернового материала и анализа полученных результатов авторами была разработана расширенная технология исследования пород БС, позволяющая решать описанные выше задачи.

Технология исследования колонок кернового материала

Технология исследования кернового материала основана на комбинировании возможностей различных методов и методик для уточнения полученных результатов, устранения погрешностей и методических недостатков отдельных анализов и выполнения проверки полученных данных. В табл. 4.1 перечислены виды работ и анализов, проводимые на колонке керна. В табл. 4.2 указаны тип пробы и величина навески для проведения различных видов исследований.

Таблица 4.1

Виды исследований и анализов, проводимых на колонке кернового материала БС

Начальные условия/действия	Процесс	Цель
Отбор керна на буровой скважине	1. При бурении и подъеме на поверхность керна необходимо использовать специальные керноприемники со стеклопластиковыми трубами внутри 2. При подъеме бурового инструмента на поверхность извлечь стеклопластиковую трубу из бурового снаряда и распилить на интервалы по одному метру 3. Описать срезы 4. Торцы труб закрыть специальными крышками 5. Трубы промаркировать: 5.1. Нанести интервал отбора керна 5.2. Отметить стрелки, которые указывают на направление укладки керна 5.3. Отметить места вложения этикеток 5.3.1. Этикетка должна быть завернута в полиэтиленовую пленку	Подготовка отобранного керна на скважине к документированию и дальнейшей транспортировке в кернохранилище

Начальные условия/действия	Процесс	Цель
	5.3.2. На этикетке указать организацию, проводившую бурение, месторождение, площадь, номер скважины, дату отбора, интервал проходки, вынос керна, краткое литологическое описание, фамилию и инициалы ответственного за прием и укладку данного материала 6. Трубы уложить в упаковочные ящики 7. Ящики закрыть крышкой и окантовать мягкой проволокой или металлическими полосами 8. Отправить в кернохранилище (лабораторию) 9. Прием керна в кернохранилище 10. Распаковка труб из упаковочных ящиков	
<i>Если в лабораторию поступили пластиковые трубы длиной 1 м каждая</i>		
Проведение профилных исследований керна (Трубы на ленте транспортера плотно прижимаются друг к другу)	11. Провести измерение естественной радиоактивности 12. Провести измерение плотности горных пород	Привязка «Керн-ГИС» (привязываются интервалы по долблениям)
Проведение макротомографии карбонатных слоев (КС) на границе абалакской и БС	13. Выделение карбонатных слоев на границе баженовско-абалакского комплекса (по данным ГИС и привязки интервалов отбора керна). Провести макротомографию интервалов, содержащих слои КС (не вынимая из труб)	Определить внутреннюю структуру и оценить объем порового пространства, представленного трещинами и кавернами
Изучение герметизированного керна	14. Определение содержания воды и нефти в аппарате Закса 14.1. Извлечь образец керна из пластиковой трубы 14.2. Отколоть необходимый кусок для исследования (если исследование образца проводится в другой лаборатории, то перед транспортировкой образец необходимо запарафинировать для сохранения герметизации) 14.3. Кусок взвесить на воздухе, опустить в емкость с толуолом, взвесить, определить объем куска (из толуола образец больше не вынимать) 14.4. Провести экстрагирование образца в аппарате Закса 14.5. Собрать выделившийся флюид и определить содержание воды	Изучение пластовых флюидов: определение коэффициентов водонасыщенности породы
Продольная распиловка керна	15. Колонку керна промаркировать красной и черной линией (для определения ориентировки керна) 16. Закрепить монтажной пеной или приклеить к колонке керна пластиковый лоток (для сохранения 1/3 керна – «горбушки») 17. Провести продольную распиловку керна 18. Распиленный керн уложить в лотки спиленной частью вверх («горбушка» размещается рядом с основной частью). Далее продолжаем с п. 25	Изготовление «горбушки» для хранения в федеральных фондах

Начальные условия/действия	Процесс	Цель
<i>Если керн в лабораторию поступает в ящике в открытом виде (распиленный)</i>		
Подготовительные работы	19. Фотографирование поступившего керна в дневном свете 20. Сборка керна по согласованию поверхностей контактов отдельных кусков колонки керна 21. Укладка керна в пластиковый лоток 22. Фотографирование собранного керна в дневном свете	Документирование поступившего керна
Проведение профильных исследований керна	23. Определение естественной радиоактивности (если ранее не было сделано) 24. Определение плотности горных пород (если ранее не было сделано)	Привязка «Керн-ГИС» (привязываются интервалы по метру)
	25. Проведение макротомографии на участках, содержащих пласты КС (если ранее не было сделано)	Определить внутреннюю структуру и оценить объем порового пространства, представленного трещинами и кавернами
Продолжение профильных исследований (на распиленном керне)	26. Измерение скоростей распространения акустических волн	Определение скорости продольной и поперечной волн
	27. Детальное послойное описание колонки керна (глубины границ пластов должны устанавливаться в соответствии с фотографиями колонки керна)	Определение условий формирования породы и ее вторичных изменений. Диагностика основных типов пород и структурно-текстурных признаков их седиментогенеза. Описание макротрещиноватости, определение генезиса трещин, степени их раскрытости и плотности трещин
	28. Макропалеонтологические исследования	Заключение о геологическом возрасте по фаунистическим остаткам, стратификация разреза, реконструкция условий формирования
	29. Измерение тепловых свойств на колонке керна	Получение распределения параметров теплоемкости, тепло-, температуропроводности, анизотропии тепловых свойств по колонке керна
<i>Проведение исследований на колонке керна</i>		
Выбор точек и отбор образцов для проведения стандартных и специальных исследований на образцах керна	30. Выбор мест для выбуривания цилиндров с целью определения ФЕС и минерально-компонентного состава твердой фазы (проводить с учетом литологического состава и изменчивости физических свойств горных пород по глубине) 30.1. Выбор образцов осуществлять не менее чем через 0.5 м мощности для выдержанного пласта (2 образца с метра)	Создание коллекции образцов для исследований

Начальные условия/действия	Процесс	Цель
	30.2. Выбор образцов осуществлять не менее чем через 0.25–0.30 м для неоднородных по разрезу и неконсолидированных пород 30.3. Выбор образцов увеличить до 0.1 м в породах-коллекторах, карбонатных прослоях КС, трещиноватых и кавернозных нефтенасыщенных породах 30.4. Выбор наиболее светящихся в УФ свете участков на колонке керна. Отбор образцов через 0.2 м	
	31. Выбор точек для исследования методом ЯМР	Создание коллекции образцов для исследований
	32. Выбор точек для определения упруго-прочностных свойств (УПС)	Создание коллекции образцов для исследований
	33. Отобрать образцы для проведения изотопных анализов	Создание коллекции образцов для исследований
	34. Отбор углей для определения отражающей способности витринита	Создание коллекции образцов для определения стадии катагенетической преобразованности органического вещества (ОВ)
Выбуривание цилиндрических образцов с добором массой не менее 50 г (рис. 4.16, 4.17)	35. Выбурить стандартный цилиндрический образец (Ц) диаметром 30 мм и высотой 30 мм (в идеале 2 цилиндра) 35.1. Первый цилиндр: провести петрофизические измерения 35.2. Второй цилиндр: Провести ЯМР, томографию, оставить как резерв или провести другие специальные исследования	Создание коллекции образцов для исследований
	36. Из остатков при торцевании добавляется три «таблетки» 36.1. Первая «таблетка» (серединка): Провести пиролиз до и после экстракции, съемку сканирующим электронным микроскопом (SEM), рентгенофлуоресцентный анализ (XRF), рентгенофазовый анализ валовой пробы (XRD) 36.2. Вторая «таблетка»: изготовить покрашенный шлиф с покровным стеклом 36.3. Третья «таблетка»: провести рентгенофазовый анализ для глинистой фракции (XRD clay)	
	37. Произвести отбор добора (боковой выпил – БВ) массой 50 г (добор должен соответствовать цилиндру (рис. 4.18) 37.1. Определить минерально-компонентный состав (если навески из «таблеток» недостаточно для проведения исследования), измерить плотность твердой фазы и др. специальные исследования	
	38. Выбурить цилиндрический образец диаметром 3 мм и высотой 3 мм для проведения микротомографии	

Начальные условия/действия	Процесс	Цель	
Проведение исследований на коллекции кернового материала			
Проведение петрофизических измерений	39. Определить пористость и проницаемость (K_n , K_{np}) газоволюметрическим методом по азоту в лабораторных условиях	Подсчет запасов, интерпретация ПС, АК, ГГК-п, НК	Минерально-компонентный состав каждого образца; Петрофизические связи для расширенного комплекса ГИС; Литолого-седиментационная колонка керна, показывающая закономерности изменения состава пород и ФЕС
	40. Определить пористость и проницаемость (K_n , K_{np}) газоволюметрическим методом по азоту при эффективном давлении $P_{горн} - P_{пласт}$ (измерение на всех образцах с $K_n \geq 4\%$ и на 10% образцов с $K_n < 4\%$). После получения результатов выбрать 10% от всех образцов и провести измерения п. 59		
	41. Насытить цилиндры керосином (проводится на 90% образцов)		
	42. Определить K_n по керосину в лабораторных условиях		
	43. Провести экстрагирование образцов хлороформом без сбора экстракта		
	44. Измерить K_n и K_{np} газоволюметрическим методом по азоту в лабораторных условиях после экстракции хлороформом		
Определение элементного и минерального состава пород	45. Провести рентгенофлуоресцентный (XRF) анализ – навеска пробы 1 г	Количественное содержание основных породообразующих элементов и некоторых микроэлементов	
	46. Провести измерения на образцах породы методом масс-спектрометрии индуктивно-связанной плазмы (ICP-MS) – навеска пробы 1 г	Концентрация редкоземельных элементов и некоторых элементов с высоким микросечением поглощения тепловых нейтронов	
	47. Провести измерение содержаний минеральных фаз на неориентированном препарате методом рентгенофазового анализа (XRD) – навеска 3 г	Определение содержаний основных породообразующих минералов	
	48. Выбрать образцы с содержанием глинистых минералов более 10% (по результатам п. 47) 49. Изготовить ориентированный препарат 50. Провести измерение минеральных фаз на ориентированном препарате методом рентгенофазового анализа (XRD) – навеска 10 г	Определение содержаний глинистых минералов	
Проведение пиролитических исследований	51. Провести пиролиз до экстракции – навеска 100 мг 52. Провести экстрагирование образцов хлороформом без сбора экстракта – навеска 5 г, высушить образцы 53. Провести пиролиз после экстракции хлороформом – навеска 100 мг	Определение параметров: S_1 , S_2 , T_{max} , ТОС, НН, РН,	

Начальные условия/действия	Процесс	Цель
Литологические и петрографические исследования	54. Изготовить прокрашенные шлифы с покровным стеклом 55. Описать петрографические шлифы 56. Сфотографировать шлифы в параллельных и скрещенных николях	Диагностика породы, минеральный состава, структурные и текстурные особенности, вторичные изменения минералов
	57. Сопоставить данные литологического описания колонки керна, описание петрографических шлифов, результаты минерально-компонентного состава породы	Сводная литологическая колонка масштаба 1:20
Микропалеонтологические исследования	58. Проведение палинологических исследований 59. Изучение остатков скелетов радиолярий	Стратификация разреза
Распределение компонентов углеводородов в поровом пространстве	60. Выбрать 10% образцов после измерения K_n и K_{np} газовойлюметрическим методом по азоту и по результатам пиролиза до экстракции (п. 39, п. 51) 60.1. Добавить к цилиндру три «фунтика» (для проведения пиролиза после экстракции различными растворителями) – навеска 2–3 г каждого «фунтика» 61. Провести экстракцию гексаном со сбором экстракта цилиндра и трех «фунтиков» в аппарате Сокслета в течение 72 ч 61.1. Собрать экстракт; разделить на насыщенные и ароматические масла, основные и кислые смолы, асфальтены и определить долю каждой группы 61.1.1. Провести газо-жидкостную хроматографию мальтеновой фракции битумоидов 61.1.2. Провести хромато-масс-спектрометрию насыщенных и ароматических масел битумоидов 61.2. Высушить цилиндр и два «фунтика» 61.3. Измерить K_n и K_{np} газовойлюметрическим методом по азоту в лабораторных условиях 61.4. Отправить первый «фунтик» на пиролиз после экстракции гексаном 62. Провести экстракцию хлороформом со сбором экстракта цилиндра и двух «фунтиков» в аппарате Сокслета в течение 72 ч 62.1. Собрать экстракт; разделить на насыщенные и ароматические масла, основные и кислые смолы, асфальтены и определить долю каждой группы 62.1.1. Провести газо-жидкостную хроматографию мальтеновой фракции битумоидов 62.1.2. Провести хромато-масс-спектрометрию насыщенных и ароматических масел битумоидов 62.2. Высушить цилиндр и «фунтик» 62.3. Измерить K_n и K_{np} газовойлюметрическим методом по азоту в лабораторных условиях 62.4. Отправить второй «фунтик» на пиролиз после экстракции хлороформом 63. Провести экстракцию спиртобензолом со сбором экстракта цилиндра и «фунтика» в аппарате Сокслета в течение 72 ч	Распределение компонентов углеводородов в поровом пространстве

Начальные условия/действия	Процесс	Цель
	63.1. Собрать экстракт; разделить на насыщенные и ароматические масла, основные и кислые смолы, асфальтены и определить долю каждой группы 63.1.1. Провести газо-жидкостную хроматографию мальтеновой фракции битумоидов 63.1.2. Провести хромато-масс-спектрометрию насыщенных и ароматических масел 63.2. Высушить цилиндр 63.3. Измерить K_n и K_{np} газовойолетрическим методом по азоту в лабораторных условиях 63.4. Отправить третий «фунтик» на пиролиз после экстракции спиртобензолом	
Извлечение керогена	64. Проанализировать результаты пиролиза после экстракции и выбрать 10 образцов с высоким содержанием $C_{орг}$ и минимальным содержанием пирита 65. Провести выделение керогена 66. Определить элементный состав керогена (CNHS) 67. Отдать выделенный кероген на рентгенофлуоресцентный анализ (XRF) 68. Отдать выделенный кероген на пиролиз	Элементный состав, плотность керогена, реконструкция строения молекул керогена
Проведение исследований для определения температуры образования жил	69. Исследование содержаний стабильных изотопов углерода и кислорода 70. Изготовить шлиф для исследования газо-жидких включений. Изучить газо-жидкостные включения (температуру гомогенизации, минерализацию воды)	Условия образования жил
Изучение пород под растровым электронным микроскопом (SEM)	71. Изготовить шлифы без покровного стекла 72. Провести SEM на шлифах 73. Отобрать сколы – навеска 2–3 г 74. Провести SEM на сколах	Реконструкция структуры порового пространства, морфология минералов и определение элементного состава образца в конкретной точке
Проведение дополнительных исследований	75. Измерить физико-химические свойства методом дериватографии	Определение физически связанной воды, минерального состава
	76. Измерить смачиваемость	Определение гидрофильности пород
	77. Ртутная порометрия	Измерение объема горлышек пор и распределение их по размеру
	78. Микротомография	Реконструкция структуры порового пространства
Изучение нефти	79. Определение плотности нефти 80. Провести газо-жидкостную хроматографию всей нефти 81. Выделить из проб нефтей бензиновую фракцию и провести газо-жидкостную хроматографию	Плотность нефти для подсчета ресурсной базы. Построение звездчатых диаграмм для оценки сообщаемости различных зон БС

Таблица 4.2

**Тип пробы и навеска для проведения
аналитических исследований**

Виды исследований/ анализов/методов/работ	Тип пробы	Мини- мальная навеска
ФЕС	Цилиндр	30×30 мм
Рентгенофлуоресцентный анализ (XRF)	Порошок, 0,074 мм	1 г
Рентгенофазовый анализ ва- ловой пробы (XRD)	Порошок, 0,074 мм	3 г
Рентгенофазовый анализ глинистой фракции (XRD)	Скол	Не менее 10 г
Метод масс-спектрометрии индуктивно-связанной плаз- мы (ICP-MS)	Порошок, 0,074 мм	1 г
Пиролитические исследова- ния до и после экстракции	Скол/ Порошок, 0,074 мм	100 мг
Изготовление прокрашен- ного шлифа с покровным стеклом	Скол	Площадь 2 см ²
Извлечение керогена	Порошок, 0,074 мм	2,5 г
Изготовление аншлифа	Скол	Площадь 2 см ²
Образец для SEM	Скол	Площадь 0,25 см ²
Определение группового со- става углеводородов	Кусок	100–150 г

Отбор керна при бурении скважины

В зависимости от назначения буровой скважины производится отбор керна определенных объемов в соответствии с ГТН.

При бурении и подъеме на поверхность кернавого материала используют специальные кернаприемники со стеклопластиковыми трубами внутри для лучшей сохранности керна. При извлечении стеклопластиковой трубы из бурового снаряда труба распиливается на интервалы по 1 м. Места срезов документируются, и после описания торцы закрываются специальными крышками.

Трубы маркируются и укладываются в упаковочные ящики строго в той последовательности, в которой был вынесен керн. На ящиках указывают

1	top 2412
Интервал отбора: 2412 - 2413 Месторождение: Красноленинское Скважина: 218 куст: 23В Общий интервал отбора: 2412-2414.5 Вынос: 2.5 (100%)	
1	bot 2413
Интервал отбора: 2412 - 2413 Месторождение: Красноленинское Скважина: 218 куст: 23В Общий интервал отбора: 2412-2414.5 Вынос: 2.5 (100%)	

▲ **Рис. 4.12.** Пример этикетки, используемой для маркировки отдельной трубы

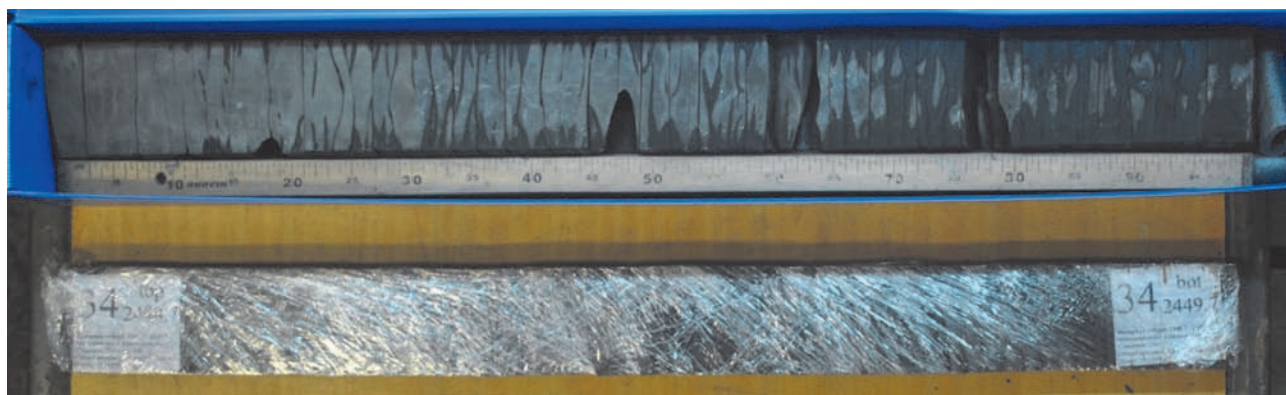
интервал начала и конца отбора керна (рис. 4.12), наносятся стрелки, указывающие направление укладки керна и места вложения этикеток.

Этикетка, которая завернута в полиэтиленовую пленку или плотную бумагу, помещается в начало и конец интервала отбора керна. На этикетке указывают организацию, проводившую бурение, месторождение, площадь, номер скважины, дату отбора, интервал проходки, вынос керна, краткое литологическое описание, фамилию и инициалы ответственного за прием и укладку данного материала.

Затем ящики закрывают крышкой и окантовывают мягкой проволокой или металлическими полосами и отправляют в кернахранилище.

**Работа с колонкой керна, если в
кернахранилище (лабораторию) поступили
пластиковые трубы длиной 1 м**

После распаковки керна из ящиков проводят профильные исследования. Профильными называются непрерывные исследования вдоль колонки керна, в случае инструментальных измерений –



▲ **Рис. 4.13.** Упаковка распиленного керна

каротаж по керну. К профильным исследованиям колонки полноразмерного керна относятся:

- определение естественной радиоактивности горных пород (K, U, Th), которая позволяет проверить правильность расположения керна в трубах, что важно при проведении отбора образцов;
- измерение плотности горных пород.

Результаты гамма-спектрометрии и плотности необходимы для привязки интервалов «Керн-ГИС» при неполном выносе керна;

- макротомография регистрирует изображения поперечных и послойных сечений, в результате чего выявляются трещины и деформируемые участки, литологические неоднородности, глинистые корки, зоны проникновения бурового раствора. Также этим методом определяют базовые петрофизические свойства (объемную плотность, пористость, проницаемость и флюидонасыщенность). Проведение исследований наиболее целесообразно при наличии пласта типа карбонатного слоя КС на границе абалакской и баженовской свит (по данным ГИС и привязки интервалов отбора керна), так как в этих породах можно точно определить внутреннюю структуру и оценить объем порового пространства, представленного трещинами и кавернами.

Так как керн находится в герметичной упаковке, то на основе проведенных исследований можно выбрать точки для определения связанной воды, сорбированной на поверхности твердых минералов, например на поверхности глин. Объем воды микрокапилляров и связанной воды определяется в аппарате Дина-Старка (Закса). Для этого образец керна извлекают из пластиковой трубы, парафинируют и отправляют на исследование.

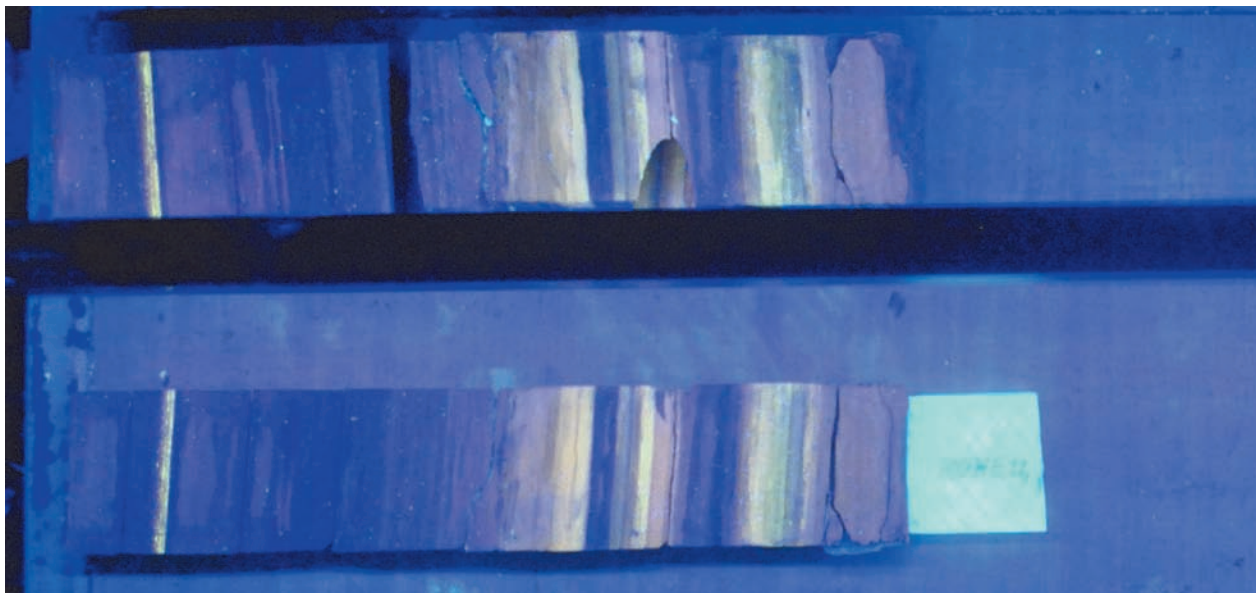
Разгерметизировав образец керна и очистив его от бурового раствора и шлама, откалывают кусок произвольной формы и помещают в бюкс, чтобы избежать испарения жидкости с поверхности образца. Образец взвешивают и определяют точную массу образца. Потом помещают в колбу с толуолом и экстрагируют. Обработывая результаты измерений, вычисляют объем воды и ее долю в породе.

После проведения данных работ следует продольная распиловка керна. Для этого колонку керна маркируют красной и черной линией (для определения ориентировки керна), затем закрепляют монтажной пеной или приклеивают пластиковый лоток и проводится распиловка. В результате горбушка оказывается прикрепленной к пластиковому лотку с сохранением последовательности всех фрагментов колонки керна. Распиленный керн укладывают в лотки спиленной частью вверх («горбушка» размещается рядом с основной частью) (рис. 4.13). Горбушка отправляется в федеральные фонды для хранения.

Работа с колонкой, если керн в лабораторию поступает в ящике в открытом виде (распиленный)

При поступлении керна в ящиках после распиловки первоначально производят фотографирование поступившего керна в дневном свете. Далее керн собирают по согласованию поверхностей контактов отдельных кусков и укладывают в пластиковый лоток и приступают к выполнению стандартных профильных исследований:

- фотографирование собранного керна в дневном и ультрафиолетовом свете (рис. 4.14) позво-



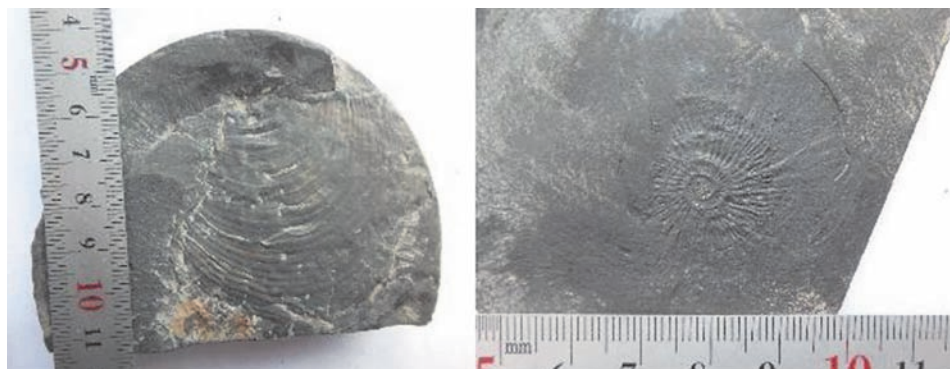
▲ **Рис. 4.14.** Фотография колонки керна в ультрафиолетовом свете

ляет выделить в разрезе все нефтенасыщенные и карбонатизированные интервалы керна, определить характер нефтенасыщения, обнаружить наличие углеводородов, зафиксировать текстурные и другие особенности. Нефтенасыщенные интервалы керна светятся в ультрафиолетовом освещении (УФО) в широком диапазоне – от еле заметного голубого до буровато-оранжевого цвета;

- определение естественной радиоактивности (если ранее не было сделано);
- определение плотности горных пород (если ранее не было сделано);
- проведение макротомографии на участках, содержащих пласты КС (если ранее не было сделано);
- измерение скорости распространения продольной и поперечной волн;

– макроописание керна представляет собой детальное послойное описание керна с диагностикой основных типов пород и структурно-текстурных признаков их седиментогенеза, а также постседиментационных преобразований (трещиноватость, вторичная минерализация, битумо- и нефтенасыщение и др.). Глубины границ пластов должны устанавливаться в соответствии с фотографиями колонки керна. В дальнейшем литологическое описание будет дополняться, детализироваться и пополняться новыми данными в процессе проведения специальных исследований (описание петрографических шлифов, XRF, XRD и др.);

– макропалеонтологические исследования предоставляют информацию о геологическом возрасте по фаунистическим остаткам (рис. 4.15),



◀ **Рис. 4.15.** Фотографии остатков фауны в породах БС

стратификации разреза, реконструкции условий формирования.

После вышеописанных исследований проводится отбор керна с целью создания коллекции материалов, позволяющих наиболее полно описать разрез. Особое внимание уделяется потенциальным коллекторским интервалам, способным отдавать нефть без приложения АВПД.

Выбор точек и отбор образцов для проведения стандартных и специальных исследований на кернах материала

Для проведения стандартных петрофизических исследований выбирают точки отбора для определения ФЕС и минерально-компонентного состава твердой фазы. При этом учитывают литологический состав пород, а также изменчивость физических свойств горных пород как по латерали, так и по глубине.

Выбор образцов керна осуществляют не менее чем через 0.5 м мощности для продуктивной части выдержанного пласта (2 образца с метра) и не менее чем через 0.25–0.30 м для неоднородного по разрезу и неконсолидированных пород. В анизотропных пластах частота отбора соответствует уникальному прослою. Выбор образцов позволяет увеличить до 0.1 м в породах-коллекторах, карбонатных прослоях КС, трещиноватых и кавернозных нефтенасыщенных породах.

Одновременно намечают образцы для проведения исследований методом ЯМР, определения УПС, проведения изотопных анализов и других специальных исследований.

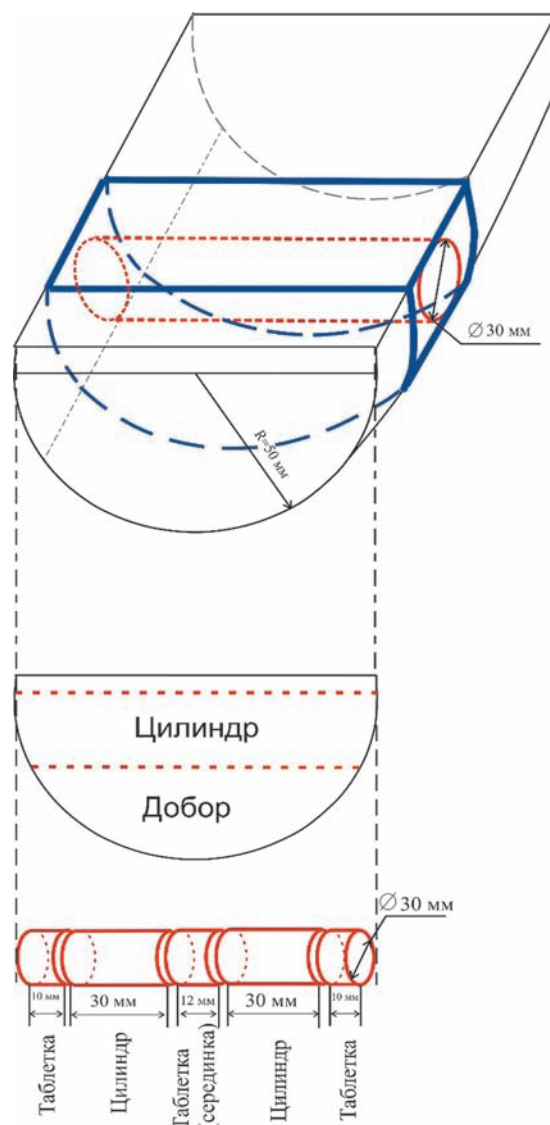
Также в процессе выбора точек необходимо проводить отбор углей для определения отражающей способности витринита, по которой определяем стадию катагенетической преобразованности ОВ.

Выбуривание цилиндрических образцов с добором массой не менее 50 г

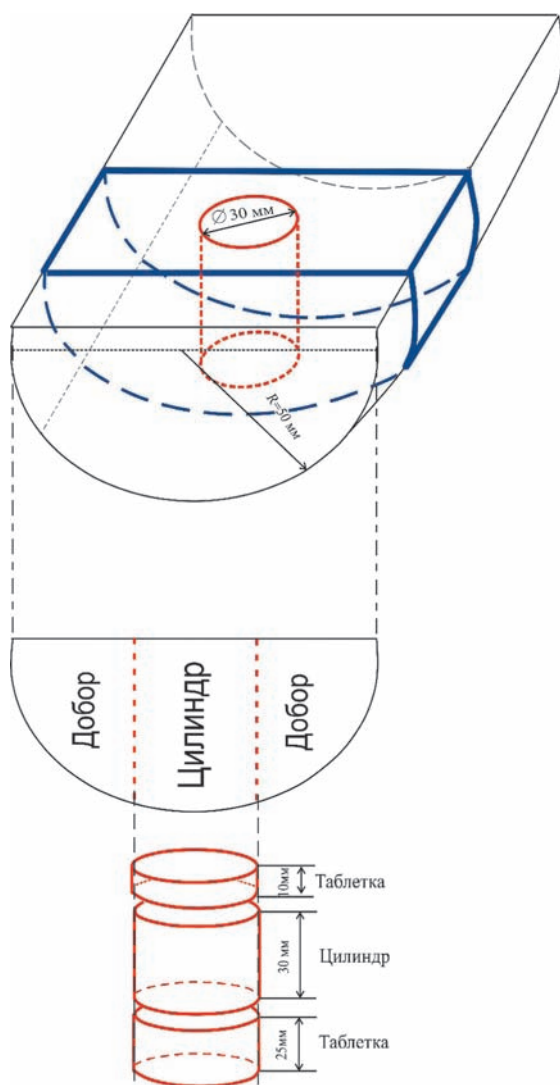
Выбуривание цилиндрических образцов из полноразмерного керна для стандартных петрофизических исследований проводят на станке для высверливания образцов вдоль слоистости породы. Для обрезания торцов используют станок для торцевания цилиндрических образцов. В результате, получаем коллекцию керна, которая состоит из двух стандартных ци-

линдрических образцов (в идеале) диаметром и высотой 30 мм, трех «таблеток» высотой 10, 10 и 12 мм и диаметром 30 мм (остатки после торцевания цилиндров) и добора массой не менее 50 г (рис. 4.16).

Если нет возможности провести отбор образцов по стандартной схеме (рис. 4.16), то для получения оптимального количества навески образца и выбуривания цилиндра при проведении полного комплекса литолого-петрофизических исследований необходимо воспользоваться следующей схемой (рис. 4.17).

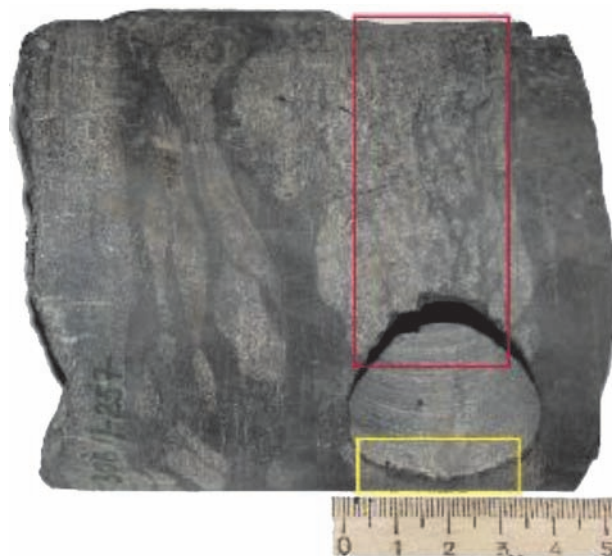


▲ **Рис. 4.16.** Схема стандартного отбора образцов для проведения полного комплекса литолого-петрофизических исследований: цилиндрический образец, «таблетка», добор



▲ **Рис. 4.17.** Схема отбора образцов для проведения полного комплекса литолого-петрофизических исследований

К цилиндру обязательно производят добор массой 50 г (боковой выпил) для проведения геохимических исследований, измерения плотности твердой фазы и др. исследований, соответствующих техническому заданию. Наиболее перспективный вариант – зона желтого и красного цвета (рис. 4.18). Необходимо обратить особое внимание, что добор должен соответствовать цилиндру. Отбор образцов осуществляется из одной литологической разности. На (рис. 4.18) цилиндр выпилен из серого материала, следовательно, добор тоже должен быть из серого материала и не захватывать черный материал.



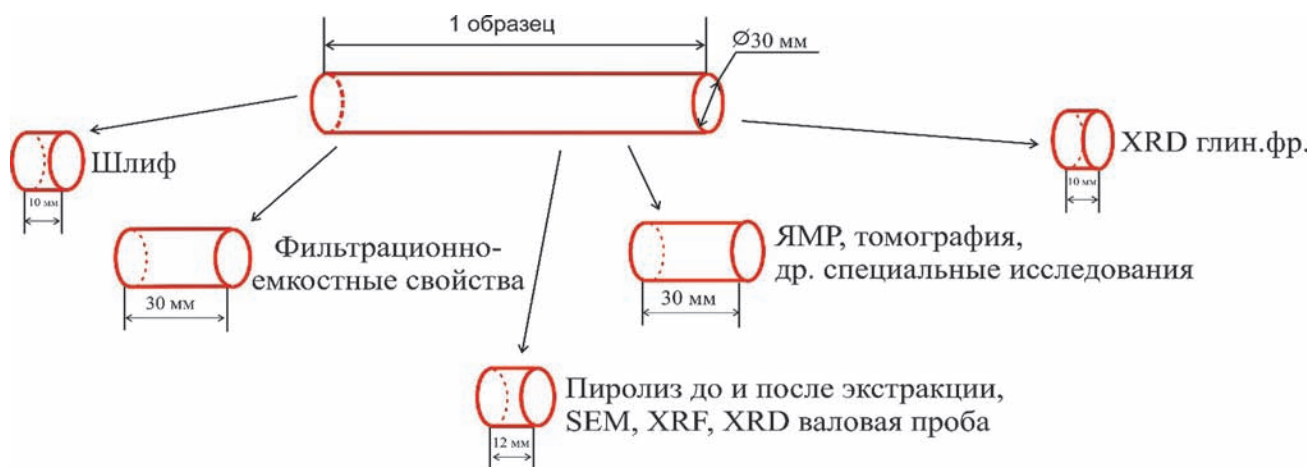
▲ **Рис. 4.18.** Место отбора бокового выпила (добор) для проведения стандартных и специальных исследований. Зона желтого и красного цвета – наиболее правильные зоны

На стандартных цилиндрических образцах проводят петрофизические измерения, ЯМР, томографию и другие специальные исследования. На «таблетке» (серединка) проводят пиролитические исследования до и после экстракции хлороформом, съемку сканирующим электронным микроскопом (SEM), рентгенофлуоресцентный анализ XRF, рентгенофазовый анализ валовой пробы XRD. Из оставшихся «таблеток» изготавливают покрашенный шлиф с покровным стеклом и проводят рентгенофазовый анализ для глинистой фракции (XRD clay) (рис. 4.19).

На боковых выпилах (добор) проводят измерения твердой фазы, геохимические исследования и исследования, для которых не хватило навески из «таблеток». Также выбуривают цилиндрический образец высотой и диаметром 3 мм для проведения микротомографии, чтобы показать распределение и связанность пор в образце.

Проведение петрофизических измерений

Для определения емкости и проницаемости пород проводят петрофизические измерения. Данные исследования цилиндрических образцов позволяют определить основные ФЕС, в частности пористость, абсолютную проницаемость, плотность.



▲ **Рис. 4.19.** Разделение цилиндра, выпиленного из колонки керна, для проведения стандартных исследований

На первом этапе измеряются ФЕС по азоту. Получаемый результат описывает пространство, свободное от подвижных флюидов, которые уходят из образцов при подъеме кернового материала на поверхность. Поскольку в поровом пространстве есть также связанные флюиды, как УВС, так и вода, оставшиеся в нем после подъема образца на поверхность, полученный результат можно считать динамической пористостью. Стоит отметить, что данная пористость является открытой, не включающей в себя информацию о закрытых порах.

Породы БС содержат повышенное содержание ОВ, представленного керогеном (ОВ, нерастворимое в органических растворителях), битумоидами (ОВ, растворимое в органических растворителях) и свободной нефтью. При этом ОВ может находиться как в поровом пространстве, так и быть частью матрицы. Классические измерения пористости проводятся после экстракции породы органическим растворителем по методу Преображенского с использованием в качестве флюида керосина [ГОСТ 26450.0-85, ГОСТ 26450.1-85]. Это, в свою очередь, может приводить к разрушению структуры образца, образованию трещин и получению неправильных значений пористости и абсолютной проницаемости, если образец вообще после экстракции пригоден для измерений (рис. 2.1).

Полный объем порового пространства в породе, заполненный углеводородами, можно оценить, проведя последовательную экстракцию, органическими растворителями (гексан, хлороформ, спиртобензол).

Полный набор полученных данных о пористости позволяет оценить возможный приток свободной нефти в скважину как при традиционных методах разработки, так и при использовании современных инновационных методик.

Определение элементного и минерального состава пород

Анализ основных оксидов и микроэлементов осуществляется методом XRF, навеска пробы 1 г. Определение концентраций элементов основано на зависимости между интенсивностью характеристического рентгеновского излучения определяемого элемента, которое возникает при переходе атома из возбужденного в основное состояние, и содержанием этого элемента в анализируемой пробе. Дополнительно метод содержит в себе элемент термогравиметрического анализа и определяет потерю массы при прокаливании. Этот показатель позволяет косвенно оценить количество глинистых минералов, фосфатов, слюд, а также минералов-кристаллогидратов (гипс, гидроокислы железа и пр.) и цеолитов, разлагающихся с выделением воды.

Концентрации некоторых редкоземельных элементов можно определить методом ICP-MS, навеска пробы 1 г. Количественные характеристики элементов с высоким сечением поглощения тепловых нейтронов используются для петрофизического обеспечения и интерпретации нейтронных методов каротажа. Наиболее важны количественные содержания урана и тория (U, Th), которые

помогают в интерпретации спектрометрического каротажа. Содержание урана коррелируется с содержанием органического вещества, а тория – с глинистостью. Другие элементы, такие как бор и гадолиний, позволяют реконструировать области сноса терригенного материала и определить фациальные условия осадконакопления.

Для определения основных минеральных фаз используется анализ XRD, навеска 3 г. Следующий набор минеральных фаз характерен для пород ВУФ: минералы группы кремнезема (халцедон, кварц), калиевый полевой шпат, глинистые минералы (гидрослюда, смешанно-слойные, каолинит и хлорит), карбонатные минералы (кальцит, доломит, сидерит, анкерит), пирит, альбит, аппатит. Типичная рентгенограмма приведена на рис. 4.20.

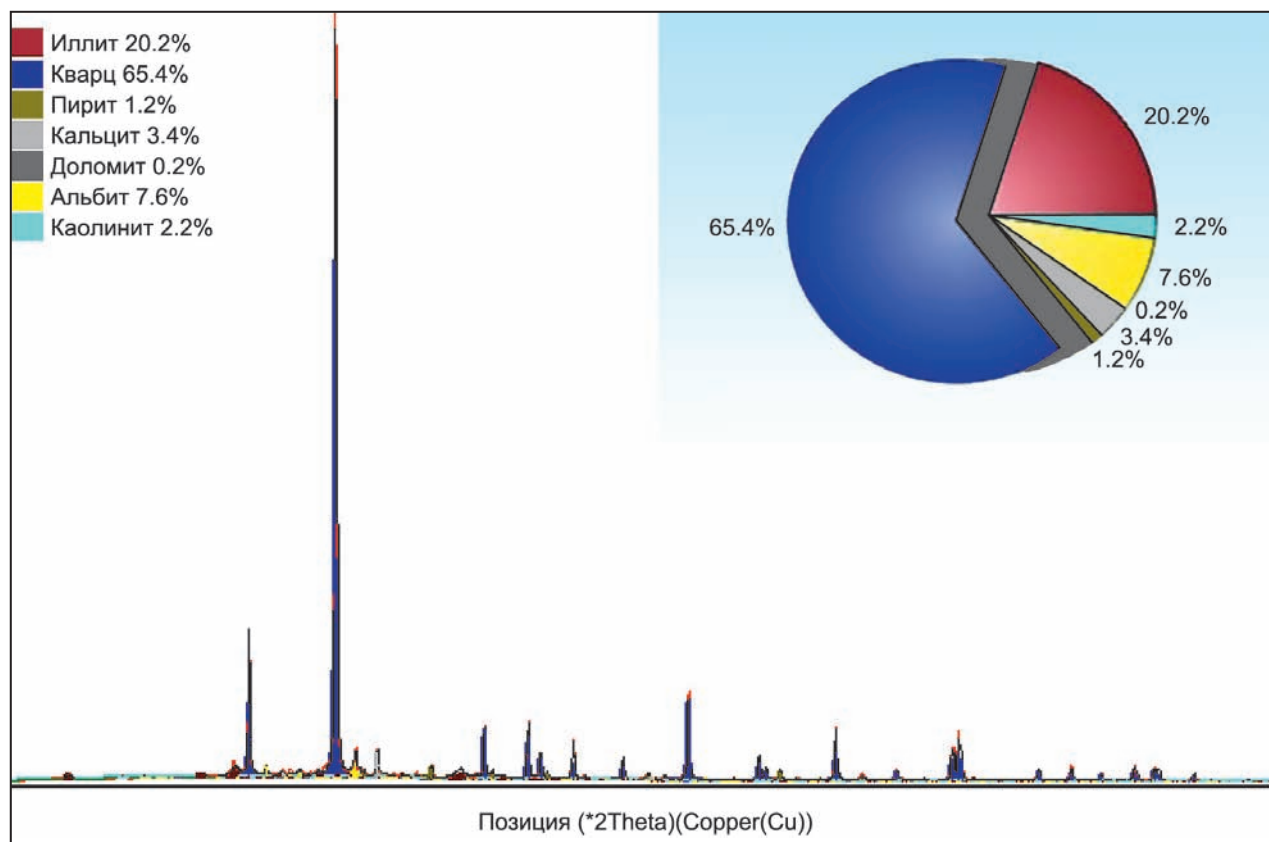
Важно отметить, что этот метод позволяет точно количественно определить только минералы с кристаллической структурой. Однако данные этого метода позволяют отнести многие оксиды, определенные рентгенофлуоресцентным анализом, к конкретным минералам, что, в свою очередь, дает воз-

можность отнести остальные оксиды к известным соединениям, находящимся в аморфном состоянии и имеющим сложное смешанное строение.

Также с помощью рентгеновского анализа можно изучать многокомпонентные минеральные смеси, например глинистые образования, в составе которых присутствует большая группа минералов с размером частиц менее 0,001 м. Для данного анализа отбирают образцы с содержанием глинистых минералов более 10% (по результатам рентгенофазового анализа валовой пробы). Навеска пробы массой не менее 10 г для изготовления ориентированного препарата.

Проведение пиролитических исследований

Пиролитические исследования направлены на изучение состава компонентов, типа и степени преобразованности ОВ в породах БС, а также определение основных параметров ОВ: количества, качества и степени зрелости в образцах керна. Исследования проводят на пиролизаторах типа «RockEval» или HAWK, навеска образца 100 мг.

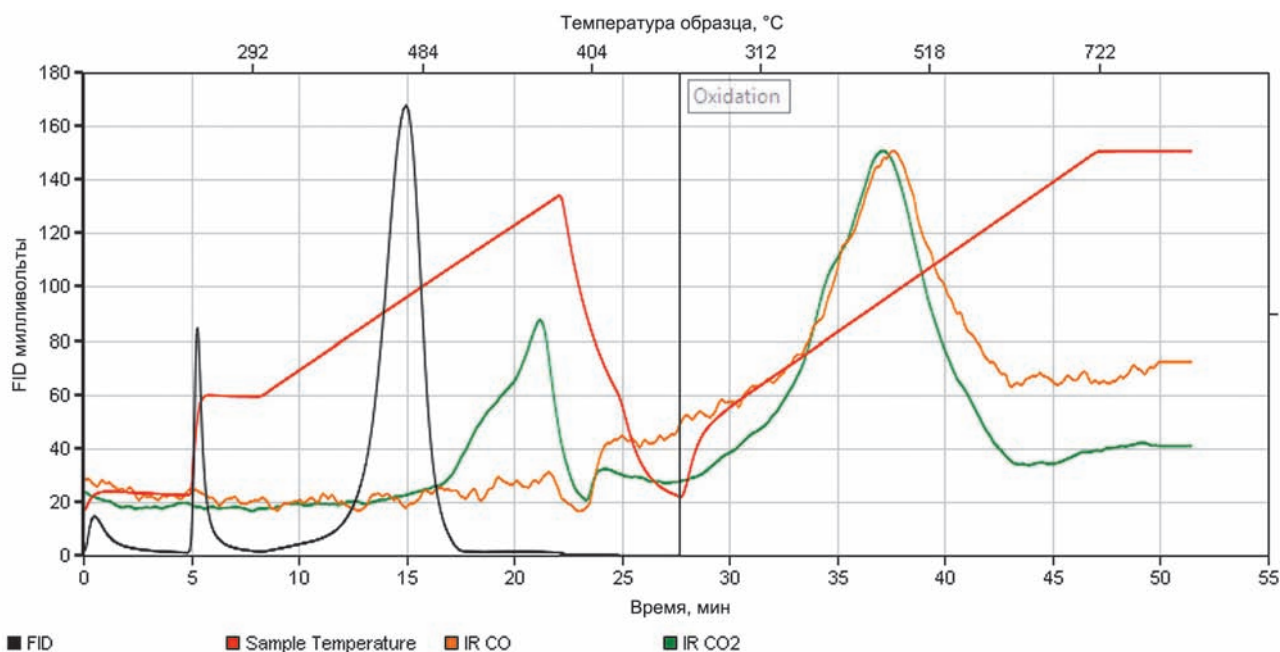


▲ **Рис. 4.20.** Рентгенограмма породы баженовской свиты, снятая на приборе RigakuMiniFlex600, и минеральный состав породы, рассчитанный по рентгенограмме

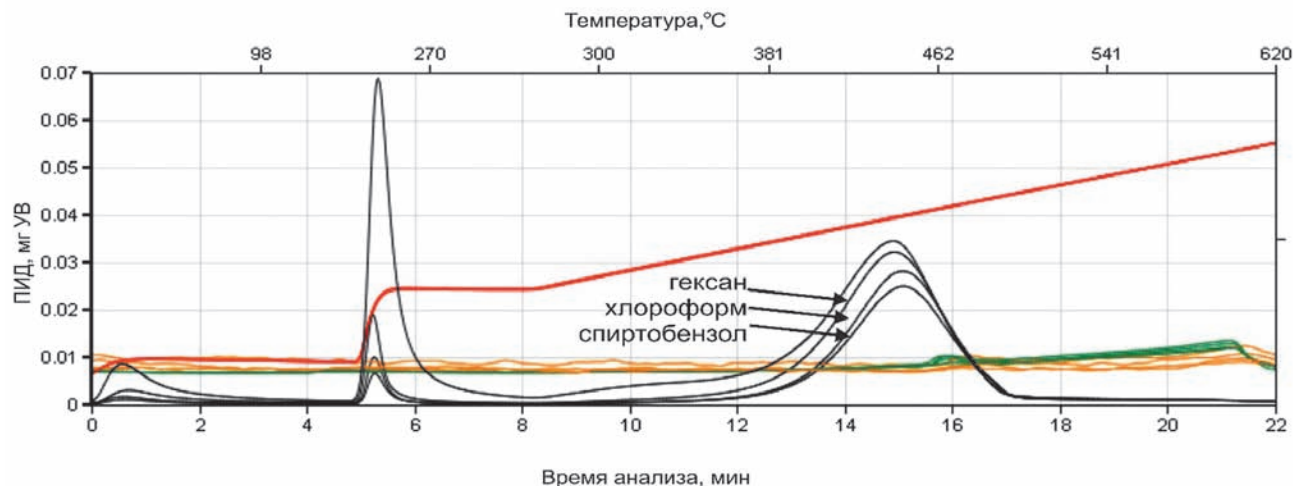
Основными параметрами, которые определяют в процессе исследования, являются S_1 , S_2 , $T_{\max}$, TOC, HI, PI, OSI. Параметр TOC указывает на общее содержание органического углерода в породе. Площадь пика S_1 зависит от количества подвижной нефти и сорбированных легких УВ. Пик S_2 характеризует сорбированные тяжелые УВ и гетероатомные соединения и часть керогена (твердое органическое вещество, нерастворимое в органических растворителях), обладающую нефтегенерационным потенциалом. $T_{\max}$ – температу-

ра положения максимума пика S_2 . Параметры HI, PI и OSI являются расчетными (рассчитываются на основании S_1 , S_2 и TOC) и помогают установить тип керогена и выявить прослои, которые могут относиться к традиционным коллекторам. Повышенные значения этих параметров косвенно указывают на наличие в прослоях подвижной нефти. Пример пирограммы, измеренной прибором HAWK, представлен на рис. 4.21.

Как было показано выше, пики S_1 и S_2 имеют сложный состав, который будет оказывать влияние



▲ Рис. 4.21. Пирограмма породы БС



▲ Рис. 4.22. Пирограмма породы БС после экстракции различными растворителями

на выбор методов воздействия на пласт с целью увеличения нефтеотдачи. Для определения состава УВ проводится экстракция из образцов породы различными органическими растворителями со сбором экстракта (рис. 4.22).

Пиролитические исследования на экстрагированных образцах совместно с анализом группового состава экстракта позволяют оценить вклад тех или иных УВ в пики S_1 и S_2 . Пик S_2 после экстракции показывает количество керогена, обладающего нефтегенерационным потенциалом. Данный параметр является определяющим для оценки ресурса пласта, а также возможной экономической эффективности теплового воздействия.

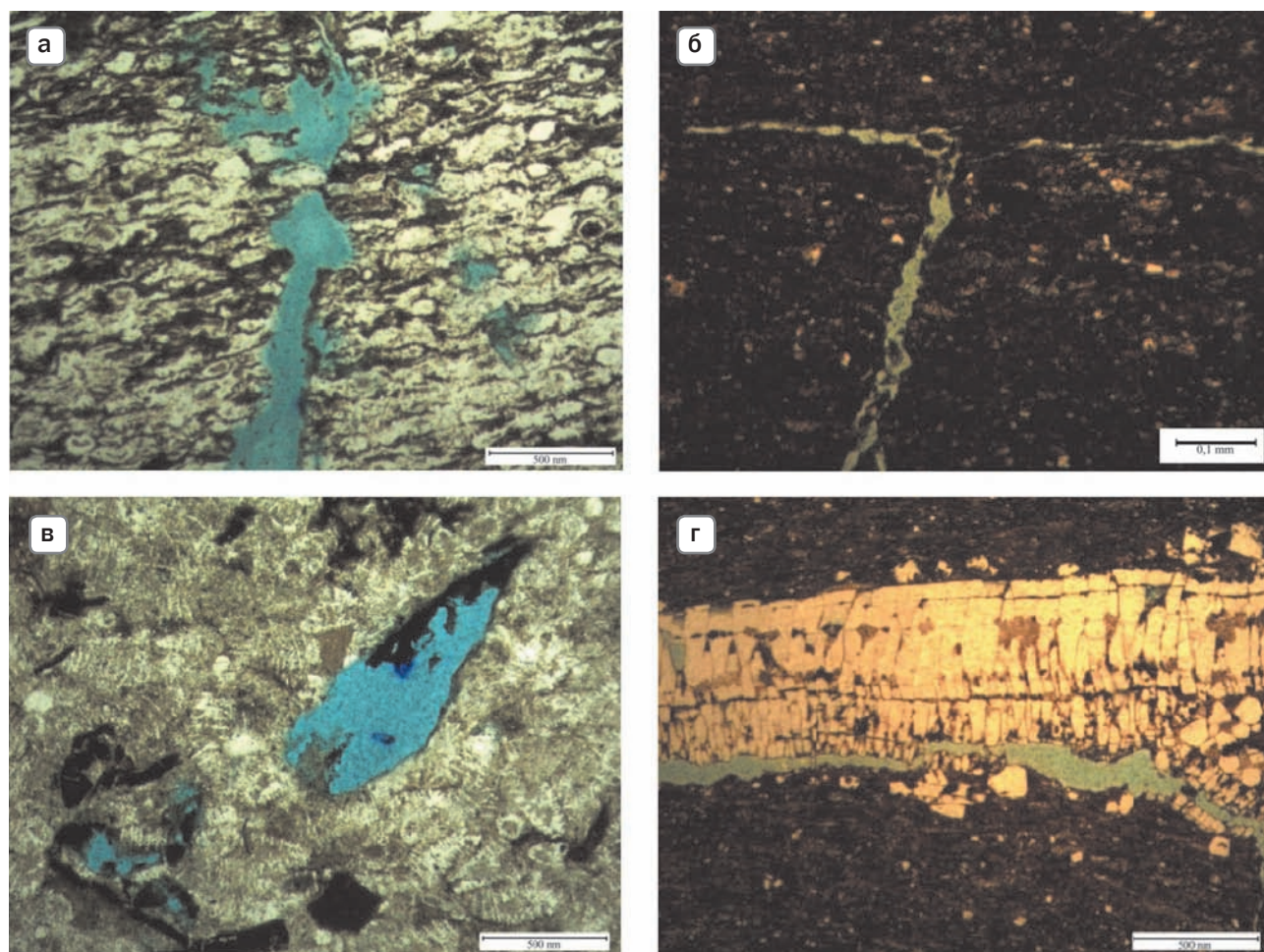
В целом, все полученные параметры могут использоваться при поиске и подсчете количества разных типов извлекаемых запасов, а также ресурсов,

добыча которых станет целесообразной, когда будут разработаны экономически выгодные методы.

Литологические и петрографические исследования

Петрографическое изучение породы проводят на прокрашенных шлифах с покровным стеклом. Описание породы в тонком срезе позволяет уточнить полное литологическое описание колонок керна, показать текстурные и структурные особенности, проявления и интенсивность развития вторичных процессов преобразования породы. В качестве примера на рисунке приведены фотографии шлифов с различными видами пористости и залеченными трещинами (рис. 4.23).

При сопоставлении литологического описания колонки керна, петрографических шлифов, резуль-



▲ **Рис. 4.23.** Фотографии шлифов с различными видами порового пространства: а) трещинно-кавернозный; б) трещины вдоль и поперек напластования; в) кавернозный – выщелачивание радиоларитов; г) трещина вдоль призматического слоя иноцерама

татов минерально-компонентного состава породы получаем сводную литологическую колонку масштаба 1:20.

Литологические исследования позволяют определить типичные литотипы пород и в дальнейшем перейти к выделению литофизических типов. Полученная информация используется, например, для корректировки определения пористости по методам ГИС.

Микропалеонтологические исследования

Для определения возрастной датировки БС и вмещающих отложений можно использовать комплекс микропалеонтологических исследований. Для вмещающих БС глинистых отложений хорошо зарекомендовали себя палинологические исследования. В БС в связи с плохой сохранностью споро-пыльцевых остатков эти исследования малоэффективны. Собственно для БС можно рекомендовать использование анализа скелетов радиолярий. Исследования В.С. Вишневской позволили выявить в толще БС несколько биокомплексов радиолярий, характеризующихся преобладанием определенных видов. Для каждого биокомплекса установлены стратиграфический диапазон его распространения и палеоэкологические условия обитания.

Распределение компонентов углеводородов в поровом пространстве

Оценить распределение компонентов углеводородов в поровом пространстве можно, проведя последовательную экстракцию органическими растворителями (гексан, хлороформ, спиртобензол) со сбором экстракта. При этом необходимо параллельно проводить пиролитические исследования и измерение пористости после каждой экстракции.

Для исследований необходимо выбрать цилиндры (10% образцов) с высокой пористостью и большим содержанием $C_{орг}$. К каждому цилиндру добрать по три пробы, навеской 2–3 г, истертых до порошка размерностью зерна менее 75 мкм и завернуть каждую пробу в фильтровальную бумагу, чтобы получились три «фунтика» для проведения экстракции. Образцы поместить в аппарат Сокслета и провести экстракцию гексаном в течение 72 ч со сбором экстракта. После экстракции цилиндр необходимо высушить и измерить K_n и

$K_{пр}$ газовойметрическим методом по газу (азот) в лабораторных условиях. Один «фунтик» отдать на пиролиз. Собранный экстракт разделить на насыщенные и ароматические масла, основные и кислые смолы и асфальтены и провести газожидкостную хроматографию мальтеновой фракции и хромато-масс-спектрометрию насыщенной и ароматической масляной фракции битумоидов. Затем процесс повторить, заменив гексан на хлороформ и спиртобензол.

В результате определяем полный объем порового пространства в породе, заполненный углеводородами. Анализ собранного экстракта дает информацию о количестве и составе битумоидов, находящихся в открытых порах. Стоит отметить, что при исследованиях достаточно большого числа образцов удалось обнаружить после экстракции более сильными растворителями следы легких углеводородов. Такой результат говорит о наличии в порах «битуминозных пробок», закупоривающих свободную нефть в порах.

Извлечение керогена

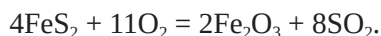
Кероген – ОВ нерастворимое в органических растворителях (ОР). Выделение керогена необходимо для определения его элементного состава, плотности и реконструкции строения молекул. Кероген отделяется от минеральных компонентов породы: карбонатов, кварца, глинистых минералов и других силикатов – путем их растворения в соляной и плавиковой кислотах. Наибольшие сложности возникают при отделении керогена от пирита, так как в ряде случаев эти компоненты образуют единые кероген-пиритовые агрегаты. Для определения элементного состава керогена и его плотности кероген-пиритовые агрегаты исследуются по более сложным схемам.

В общем случае для выделения керогена берется навеска породы (не менее 2,5 г) в зависимости от содержания общего органического углерода и необходимой массы вещества для дальнейшего анализа. Выбор образцов основывается на анализе результатов пиролиза на экстрагированных образцах и рентгенофазового анализа. Отбирают 10 образцов с высоким содержанием $C_{орг}$ и минимальным содержанием пирита.

После воздействия кислот на образец осадок исследуют рентгенофазовым анализом. Если в осадке наблюдаются пики, отвечающие кристал-

лическим структурам силикатов, то такое выделение считается неудовлетворительным и требует повторения процесса после дополнительного истирания образца (рис. 4.24).

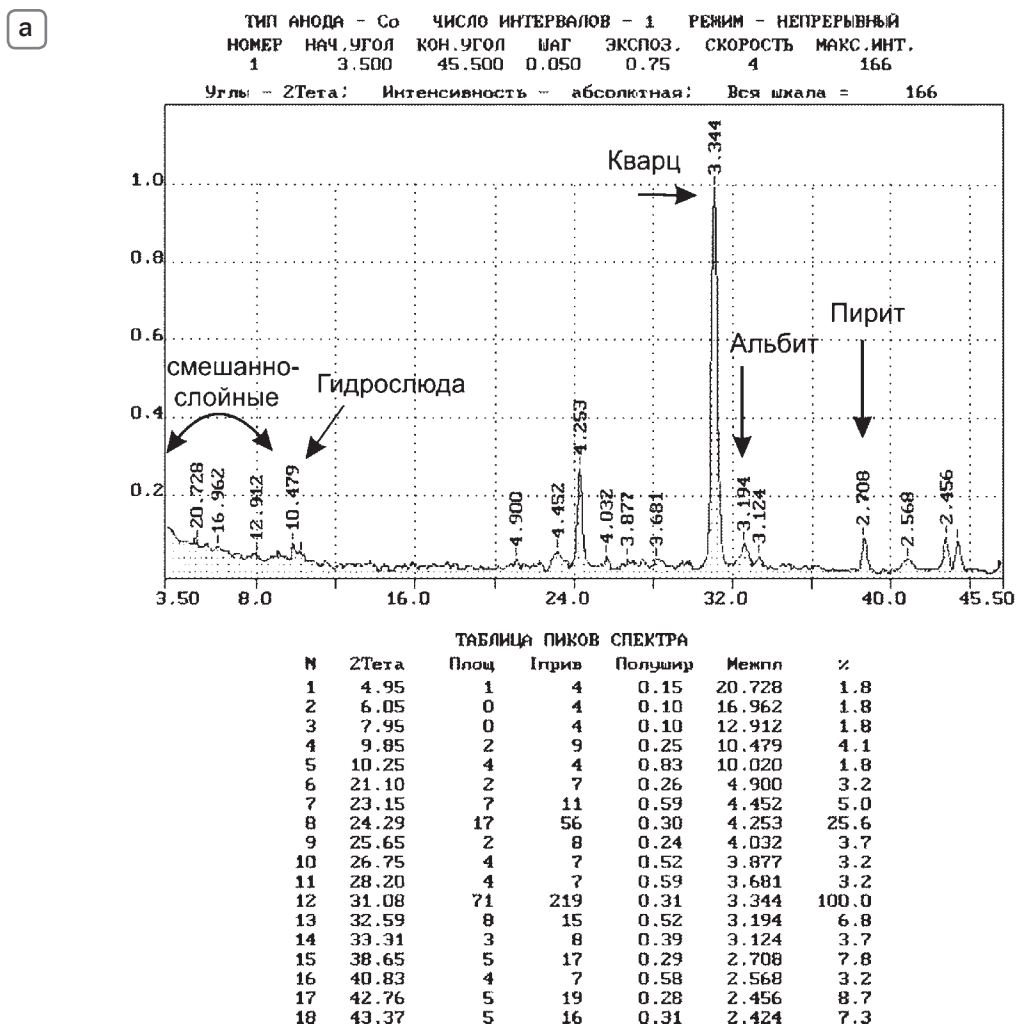
Для определения остаточного пирита можно использовать метод потери массы при прокаливании совместно с рентгенофазовым и рентгенофлуоресцентным анализом. Если рентгенофазовый анализ показывает присутствие только одной кристаллической фазы пирита, а содержание серы и железа соответствует стехиометрическим соотношениям FeS_2 , то количество пирита может быть достаточно надежно определено весовым методом после прокаливании навески при 800 °С. При прокаливании на воздухе пирит переходит в гематит по реакции



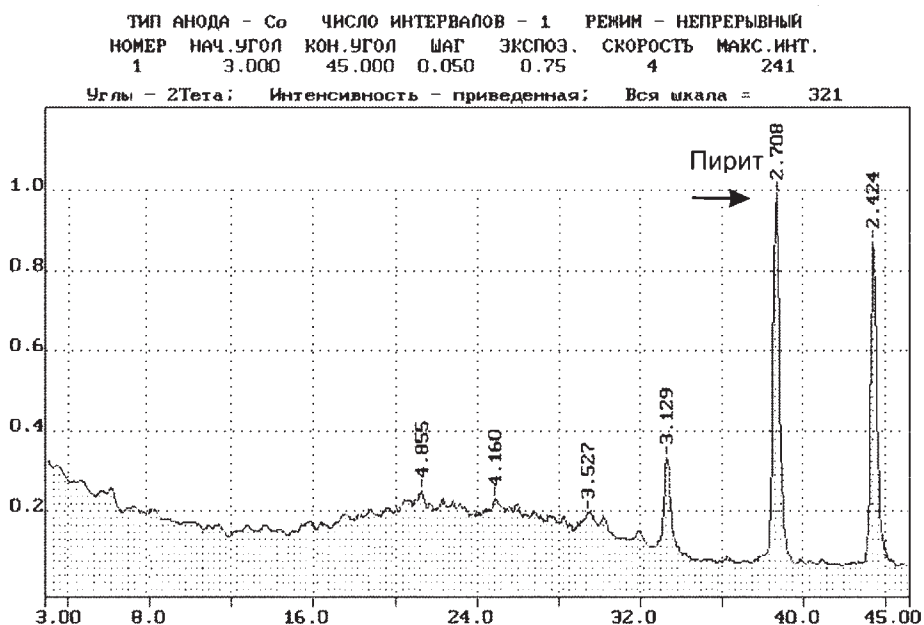
Затем масса гематита пересчитывается на процентное содержание пирита в образце. В дальнейшем это содержание используется для введения поправки в состав керогена и его плотность. Частично сера входит и в состав керогена. Однако содержание серы в керогене с учетом поправки не может быть определено, поскольку эта величина сопоставима с погрешностью измерения концентрации пирита.

Проведение изотопных исследований

Изотопный анализ карбонатов (рис. 4.25) проводится на комплексе оборудования для анализа стабильных изотопов легких элементов Delta V Advantage. Измельченные образцы подвергались обработке полифосфорной кислотой на линии пробоподготовки Gas Bench II, подключенной непосредственно к изотопному масс-спектрометру.

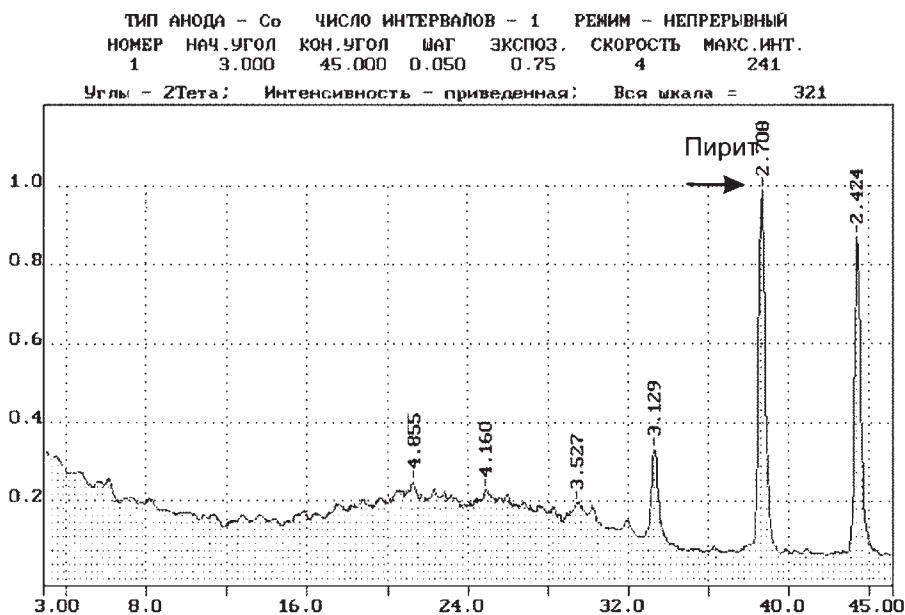


6



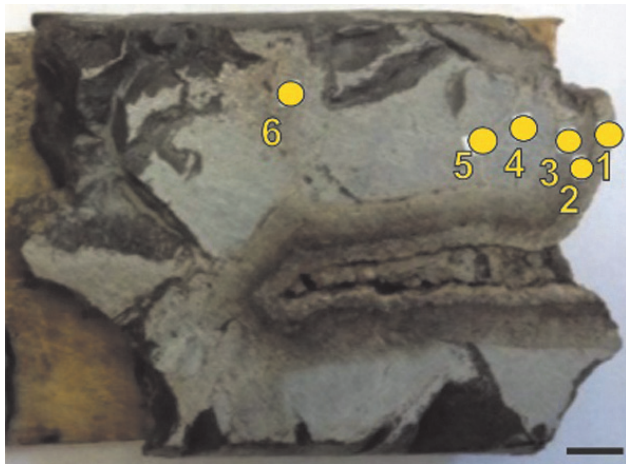
N	2Тета	Площ	Иприв	Полушир	Межпл	%
1	21.30	47	32	1.40	4.855	10.8
2	24.90	37	25	1.40	4.160	8.4
3	29.45	11	16	0.66	3.527	5.4
4	33.28	26	71	0.35	3.129	23.9
5	38.62	100	297	0.32	2.708	100.0
6	43.38	84	248	0.33	2.424	83.5

В



N	2Тета	Площ	Иприв	Полушир	Межпл	%
1	21.30	47	32	1.40	4.855	10.8
2	24.90	37	25	1.40	4.160	8.4
3	29.45	11	16	0.66	3.527	5.4
4	33.28	26	71	0.35	3.129	23.9
5	38.62	100	297	0.32	2.708	100.0
6	43.38	84	248	0.33	2.424	83.5

▲▲ Рис. 4.24. Результаты рентгенофазового анализа состава на каждом этапе выделения керогена: а) после удаления карбонатов; б) удаление силикатов; в) удаление пирита



▲ **Рис. 4.25.** Фотография образца при проведении изотопных исследований; желтые кружки – точки места проведения исследований

Анализируется состав стабильных изотопов углерода ($\delta^{13}\text{C}$) и кислорода ($\delta^{18}\text{O}$) углекислого газа, выделившегося в результате реакции карбонатов с кислотой. Точность измерений контролировалась по международному стандарту NBS-19. Изотопные значения указаны в ‰ относительно VPDB. Точность измерений составляет 0,1‰.

Изучение пород под растровым электронным микроскопом

Изучение пород под растровым электронным микроскопом дает информацию о структуре породы и порового пространства, а также о распределении некоторых компонентов как в поровом пространстве, так и в минеральной матрице. Исследование проводят на сколах породы и на шлифах.

Так, проведенные ранее исследования позволили установить, что пористость в породах БС может относиться как к пространству между час-

тицами неорганической минеральной матрицы (например, между зернами кварца), так и к связанной пористости керогена, находящегося на высокой стадии преобразования.

В то же время данный метод дает и другую информацию о строении пород. Например, при использовании дополнительного аналитического оборудования можно выявить форму кристаллов, которые образуют матрицу, оценить распределение элементов по образцу, выявить трещины и их взаимосвязь с порами, найти залеченные трещины и решить другие научно-практические задачи.

Проведение специальных исследований

Специальные исследования направлены на уточнение полученных в результате литологических, геохимических и петрофизических исследований данных, а также решение научных задач, получение информации об условиях формирования пластов, характеристиках некоторых их компонентов, определение возможных вторичных процессов. Эти данные не используются напрямую при подсчете запасов, однако иногда могут сыграть определяющую роль, например при выборе мест для бурения новых скважин.

Одним из таких методов является ЯМР. Результаты ЯМР позволяют оценить содержание подвижных флюидов различного типа в пласте, включая закрытые поры, оценить количество воды в поровом пространстве (предложенные петрофизические методы не дают информации о наличии воды в закрытых порах), что может внести коррективы при проведении различных специальных воздействий на пласт (рис. 2.4). Также ЯМР дает информацию о распределении пор по размерам. Полученные результаты необходимы для настройки интерпретации ядерно-магнитного каротажа ГИС.

Глава 5

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ВЫДЕЛЕНИЯ ЗОН РАЗНОЙ ПРОДУКТИВНОСТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ

Предлагаемые геолого-геофизические критерии выделения зон разной продуктивности БС для оценки ресурсной базы разработаны для площадей, находящихся на разных стадиях катагенетической преобразованности. Это связано с тем, что в ВУФ присутствует кероген, который на определенной стадии катагенеза испытывает изменение внутренней структуры. Авторы рассмотрели достаточно большое количество площадей, на которых открыты месторождения подвижной нефти в БС. Из этих площадей были выбраны две территории, обладающие значительными массами подвижной нефти.

Первая территория охватывает область Большого Салыма, на которой диапазон изменения катагенетической преобразованности пород составляет четыре градации: от МК1 до МК4. На территории Большого Салыма БС разрабатывается уже несколько десятков лет и считается наиболее изученной. Здесь добыто около 3 млн т нефти, проведено огромное количество сейсмических, скважинных и керновых исследований. Однако четкого представления о распространенности естественных коллекторов БС на Салымском месторождении так и нет.

Поэтому при оценке ресурсной базы массы нефти БС на территории Большого Салыма были отнесены к ресурсам. Проведена оценка удельной плотности ресурсов по площади.

Вторая территория относится к Елизаровскому прогибу, где все отложения БС характеризуются

стадией катагенеза МК2. На месторождении Елизаровского прогиба основная добыча нефти ведется из пласта пористых доломитизированных радиоляритов (ПДР). Этот пласт можно оконтурить и тем самым установить границы залежи.

Поэтому нефть из залежи в пласте ПДР отнесена к запасам, а все остальные массы нефти — к ресурсам. На примере двух территорий авторы рассмотрели подходы к дифференцированной по площади месторождений оценке нефтепродуктивности по свободной подвижной нефти, по дополнительно высвобождаемой нефти и по «синтетической нефти».

5.1. Выделение зон разной продуктивности по геолого- геофизическим критериям для баженовской свиты Салымского мегавала и сопредельных структур (написано совместно с Т.Ф. Дьяконовой, Т.Г. Исаковой, А.В. Вовк)

Согласно исследованиям Ахапкина, Быкова [Ахапкин, Быков и др., 2015], «Длительная опытно-промышленная эксплуатация скважин и зале-

жей БС выявила основные негативные особенности разработки. Это, прежде всего, большой фонд малодебитных скважин. Основными причинами наличия малодебитных скважин являются, по-видимому, низкая проницаемость и продуктивность пород и, возможно, в какой-то степени некачественное вскрытие и освоение пласта. Такая неопределенность осложняет корректную и ответственную оценку запасов и сдерживает расширение масштабов промышленного освоения БС разработкой».

В этой же публикации авторы провели анализ потенциала продуктивности отложений БС для тех площадей и месторождений, по которым имели промысловые данные. Часть этих данных приведена в табл. 5.1. В статье указывается, что «выборка включила результаты испытаний собственно отложений БС и не включила данные совместных испытаний с интервалами «корреляционного слоя» (КС1), ачимовских (Ач), а также других пластов верхней юры (Ю). Наибольшим числом испытаний скважин и объектов БС характеризуется Салымская группа площадей – 158 скважин и 317 объектов».

Далее авторы пишут, что приведенные данные «...позволяют охарактеризовать продуктивность групп месторождений, предварительно дифференцировав их по проценту скважин с высокими либо низкими дебитами нефти. Для этого весь диапазон полученных при испытаниях дебитов нефти

в 470 скважинах условными границами был разделен на несколько характерных интервалов. К скважинам с относительно высокими дебитами отнесены те, где начальный дебит нефти составил более $15 \text{ м}^3/\text{сут}$, к малодебитным – скважины с дебитом менее $5 \text{ м}^3/\text{сут}$ и «сухие». В соответствии с корреляционной зависимостью начальных дебитов и накопленной добычей нефти на рис. 5.1, полученной в ТЭО КИН БС (ОАО «ЦГЭ», 2005 г.), была оценена потенциальная накопленная добыча нефти, соответствующая выбранным граничным значениям дебита нефти. Значению дебита $15 \text{ м}^3/\text{сут}$ соответствует $\sim 16 \text{ тыс. м}^3$ накопленной добычи, значению $5 \text{ м}^3/\text{сут}$ – 4 тыс. м^3 .

Выбранные таким образом цифры начального дебита скважины по нефти в привязке к накопленной добыче нефти вполне могут быть использованы для отнесения скважин либо к оправдывающим затраты на свое бурение ($q_n > 15 \text{ м}^3/\text{сут}$; $\sum Q_n > 16 \text{ тыс. м}^3$) либо к не оправдывающим их ($q_n < 5 \text{ м}^3/\text{сут}$; $\sum Q_n < 4 \text{ тыс. м}^3$). Соответственно месторождения, их группы либо отдельные структуры, по которым больше оказалось высокодебитных и меньше малодебитных и «сухих» скважин, оцениваются как более продуктивные и перспективные».

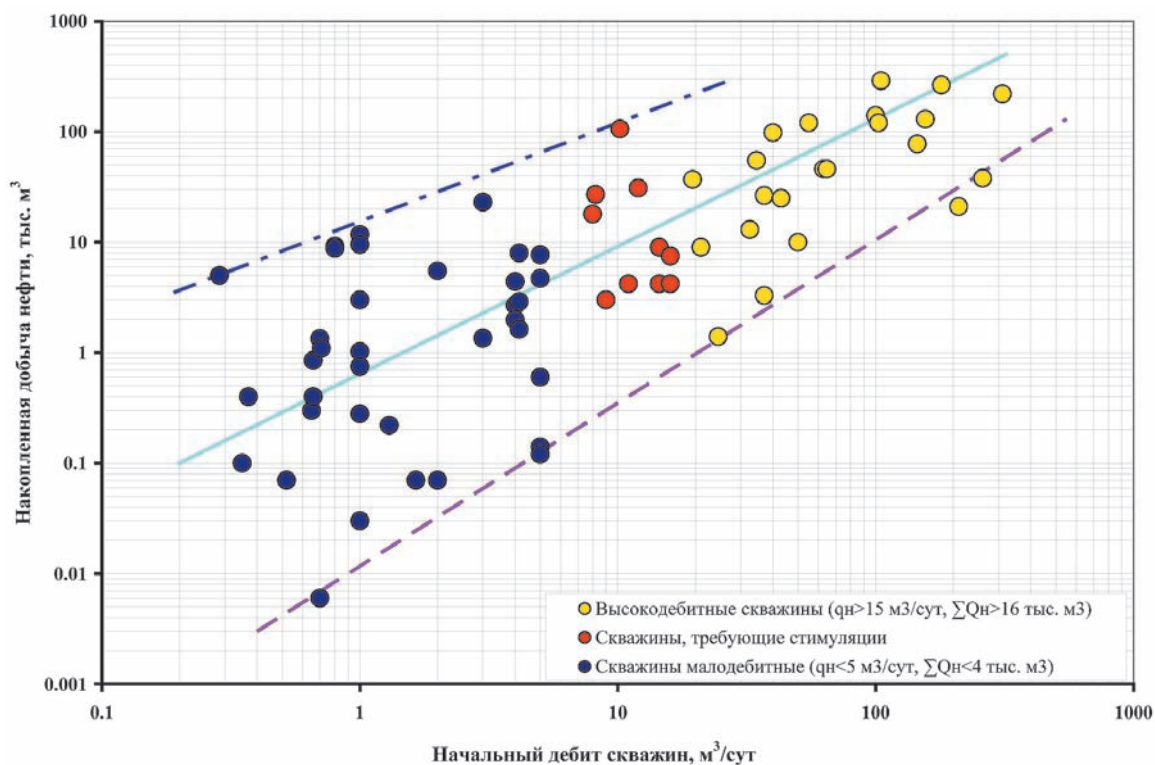
Результаты исследования пластов испытателями на кабеле позволяют утверждать, что отсутствие притока или низкая подвижность флюида не свидетельствуют об отсутствии подвижной нефти в породах БС, что подтверждается получением притоков при испытании в колонне. Данный вывод основывается не только на анализе тестовых скважин, но и на анализе результатов испытаний всех скважин, где выполнялись данные исследования. Причиной отсутствия притока по МДТ (МФТ, ХРТ), по всей вероятности, является вскрытие разреза БС на утяжеленных промывочных жидкостях плотностью $1,5 \div 1,6 \text{ г/см}^3$ и необходимость интенсификации притока.

Анализ результатов испытаний и эксплуатации скважин, где добыча нефти ведется из отложений БС, анализ результатов промыслово-геофизических исследований (ПГИ) с определением работающих интервалов разреза показал, что практически вся толщина БС является нефтесодержащей и после проведения ГРП фиксируется работа практически всего разреза БС с разной степенью интенсивности (см. рис. 2.27, 2.28). Исключением являются карбонаты, не содержащие нефти. Но

Таблица 5.1

**Результаты поскважинных испытаний
пласта Ю₀**

№ п/п	Испытано					
	скв.	объектов	Скважины только на Ю ₀ , шт./% от всех			
			все- го	с $q_n > 15 \text{ м}^3/\text{сут}$	Малодебитные	
					с $q_n < 5 \text{ м}^3/\text{сут}$	в т.ч. «сухие»
1 Д	140	281	134	52 / 39	69 / 51	17 / 13
4 Ж	16	30	16	5 / 31	6 / 38	2 / 12
1-4	158	317	152	57 / 38	77 / 51	19 / 12
5 Б	34	52	31	3 / 10	19 / 61	4 / 3
7 А	70	111	68	13 / 19	42 / 62	14 / 21
8 Г	37	47	29	5 / 17	21 / 72	11 / 38
9 В	19	26	19	1 / 5	16 / 84	7 / 37



▲ **Рис. 5.1.** Зависимость накопленной добычи нефти от начального дебита при испытании скважин опытно-промышленного участка месторождения Д

получить значимые и стабильные по времени притоки удастся только из определенных интервалов разреза и только на отдельных территориях.

Очень часто опробывается весь интервал отложений БС, иногда даже совместно с нижележащими коллекторами. В этом случае полученные притоки трудно соотнести с конкретными интервалами разреза, так как при высоких притоках скважину стараются не останавливать, а при низких (менее 5 тонн в сутки) — применение ПГИ не позволяет получить количественные характеристики притока.

Трудно выявить связь продуктивности пород пласта БС с геологическим строением, как это удастся сделать для других отложений в разрезе ЗСНГБ. Эта проблема обусловлена нестандартным составом пород, прежде всего наличием большого количества ОВ, нетрадиционным строением разреза и распределением пород с различными ФЕС по разрезу и площади. В уникальном баженовском нефтегазоносном комплексе присутствуют все элементы: коллекторы, флюидоупоры и нефтематеринские слои. БС является одновременно единым резервуаром, состоящим из

тонкослоистого чередования пород, обладающих разными ФЕС и нефтегазоматеринской толщей, состоящей из слоев с различным генерационным потенциалом. Нефтематеринские слои в зависимости от стадии катагенеза могут переходить из категории флюидоупоров в категорию коллекторов. Кроме того, внешним по отношению к БС флюидоупором являются фондоформенные аргиллиты неокотских клиноформ.

Образование УВС из керогена, то есть деструкция молекул керогена, зависит от степени его катагенетической зрелости. Деструкция керогена происходит под действием многих факторов, в частности под действием радиоактивного излучения, но наиболее важным фактором является тепловое воздействие. Последнее обусловлено в основном температурным режимом территории в течение геологического времени. На протяжении миллионов лет температурный режим определялся тепловым потоком, идущим из мантии; теплопроводностью пород фундамента, зависящей от их состава; близостью к разломам, по которым происходила тепловая конвекция. Из этих факторов в настоящее время формализовать удастся

современный температурный и палеотемпературный режимы и структурный фактор.

Другим параметром, влияющим на наличие продуктивных интервалов в разрезе, является наличие естественных коллекторов. Как было показано в параграфе 4.3, основной объем порового пространства глинисто-карбонатно-кремнистой минеральной массы пород собственно БС связан с порами, образованными вследствие растворения скелетов радиолярий. Формирование коллекторов с хорошими ФЕС с таким типом порового пространства происходит в радиоляритах, где скелеты радиолярий составляют основную массу. Радиоляриты распространены по площади не равномерно, а имеют определенную зональность. Их формирование возможно при появлении и резком вымирании огромного количества особей, что требует наличия питательных веществ и относительно спокойного гидродинамического режима в придонном слое воды. Таким условиям отвечали зоны небольших поднятий и бровки крупных поднятий с плоскими вершинами. Палеорельеф дна на отдельных участках сохранялся в процессе накопления осадков БС, на других же он менялся. Кроме того, за прошедшие с момента окончания баженовского времени 145 млн лет структурный план сильно изменился. Однако часть структурных элементов сохранилась, и в настоящее время они выделяются как тектонические элементы первого, второго и третьего порядков. Таким образом, структурный фактор является наиважнейшим при поиске ловушек, образованных радиоляритами, претерпевшими частичное растворение скелетов породообразующих микроорганизмов с сохранением порового пространства.

Палеорельеф оказывал ведущее влияние на условия седиментации. В целом поверхность дна баженовского эпиконтинентального морского бассейна была достаточно выровнена, но выступы фундамента к началу баженовского времени не были окончательно выровнены и создавали возвышенные участки на дне. В настоящее время мощность пород БС в центральной части бассейна составляет 30–40 м. Эта мощность соответствует литифицированным осадкам, образовавшимся за период примерно в 10 млн лет. Для сравнения, стандартные терригенные осадки, накопившиеся только за 1 млн лет после литификации, имеют мощность до 80 м. Малая мощность горных пород БС определяется их составом (см. гл. 3): большое

содержание биогенного кремнезема, высокая концентрация органического вещества, вклад глинистых минералов в составе не превышает 30%. То есть осадки были обеднены терригенным и карбонатным материалом, преобладало накопление биогенного кремнезема и органики. Обосновывая этот феномен, Ю.В. Брэдучан с соавторами писал: «Образование дефицита терригенного материала при накоплении битуминозных осадков могло возникнуть лишь при условии, если на периферии бассейнов имелись ловушки, в которых оставался этот материал. Действительно, на западном борту Западно-Сибирского бассейна терригенный материал в основном оставался в Ляпинском заливе, расположенном вдоль Урала, а на восточном борту (в волжско-раннеберриасское время) – в Усть-Енисейской впадине» [Брадучан и др., 1986].

Формирование осадков в центральной части баженовского моря происходило на большом расстоянии от берегов, при этом, как было показано в главе 3, колебания глубин водного бассейна отражались на донных сообществах. С глубиной ухудшаются физические параметры среды обитания организмов, что выражается в снижении температуры и изменении газового режима – уменьшении кислорода. Вызванный сероводородным заражением недостаток кислорода, существовавший в придонном слое вод на относительно большой глубине баженовского моря в период максимального погружения дна и в замкнутых ячейках, ограниченных палеоподнятиями, угнетал развитие придонных организмов. Поэтому расцвет бентосной фауны происходил только в определенные промежутки времени и на определенных участках.

Из-за того что площадь эпиконтинентального баженовского морского бассейна составляла 2,2 млн км², колебания относительного уровня моря (ОУМ) и температурные условия различаются в разных частях бассейна. В целом осадконакопление в БС имеет определенную цикличность. В те интервалы времени, когда в палеобассейне присутствовали в достаточном количестве микроразнообразия, необходимые для размножения радиолярий, наступали периоды расцвета этих одноклеточных. Как следствие, именно их скелеты составляли основную массу осадков, образовавшихся затем кремнисто-радиоляриевые и карбонатно-кремнистые породы. При изменении глубины моря и температурного режима развитие радиоля-

**Прямые геологические признаки зон различной продуктивности, находящиеся
во взаимосвязи с характеристиками отложений БС**

Геологические факторы	Характеристики отложений БС
1. Условия осадконакопления	Характерные типы кривой ГК – закономерности изменений естественной радиоактивности по разрезу БС
2. Структурный фактор	Положение кровли БС на структурных картах
3. Палео и современные пластовые температуры	Современные пластовые температуры по скважинам и палеотемпературы, фиксируемые по отражательной способности витринита во вмещающих БС отложениях, $T_{\max}$ и HI, измеряемые при пиролизе пород БС после экстракции
4. Суммарное содержание ОВ и УВ	Значения концентрации углерода при его измерении по разрезу скважины и/или удельного электрического сопротивления (УЭС) по разрезу БС

рий угнеталось, и откладывались осадки, обедненные скелетами радиолярий и представленные преимущественно глинисто-кремнистым илом. При понижении ОУМ в аэрируемых зонах развивались бентосные организмы, в основном двустворчатые моллюски: бухии и иноцерамы.

Согласно работе Нестерова И.И. с соавторами [Нестеров и др., 1979], жидкие УВ из ОВ БС начали генерироваться 80–90 млн лет назад. Условием, позволяющим осуществить нефтегазообразование из ОВ, является нагрев пород до температуры 70 °С. Такая температура соответствовала палеоглубинам залегания пород 1400–2000 м.

В настоящее время при изучении БС очень важно найти параметры дифференциации территории по геологическим критериям, определяющим продуктивность БС. Это означает, что надо выявить связи современных характеристик отложений с геологическими условиями, определяющими формирование продуктивности. Геологические свойства БС обусловлены палеоусловиями осадконакопления, структурными факторами, наличием тектонических нарушений, температурой пласта.

В представленной работе для группы месторождений ОАО «Юганскнефтегаз» Салымского мегавала и сопредельных структур предлагается принцип прогноза зон с высокой и низкой продуктивностью по выбранным косвенным критериям. Проверка эффективности выделения зон разной продуктивности проводилась для участка площади Д, где с 1972 г. в течение длительного периода времени велась разработка залежей в БС.

Авторы совместно со специалистами ЦГЭ: Дьяконова Т.Ф. и др. [Билибин, Калмыков и др.,

2015; Билибин, Кашик и др., 2015], проанализировав большое число геолого-геофизических данных, остановились на четырех косвенных критериях продуктивности (табл. 5.2), которые тесно связаны с прямыми геологическими признаками.

Для комплексного использования выбранных косвенных критериев было проведено разделение каждого из критериев на определенное число групп (рис. 5.2):

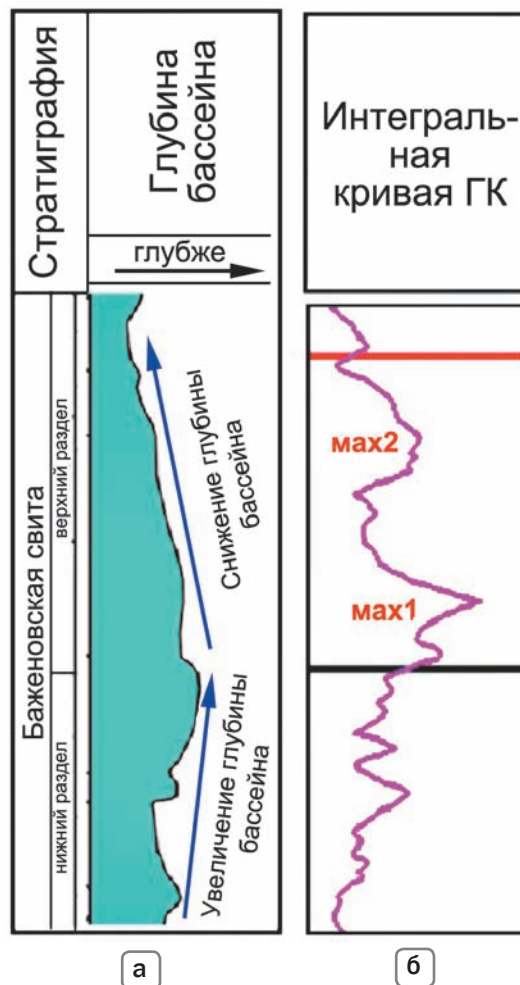
- по условиям осадконакопления – критерий А – на 5,
- по структурному фактору – критерий Б – на 4,
- по температуре – критерий В – на 3,
- по УЭС – критерий Г – на 3.

Как было описано в гл. 3, осадконакопление в эпиконтинентальном баженовском бассейне происходило при следующих изменениях уровня моря: в предбаженовское время средняя толщина воды моря над дном составляла порядка 100 м. Затем глубина начала увеличиваться, составляя не более 200 м – глубина фотического слоя, при котором до дна доходят сильно ослабленные лучи солнца, но при этом на дне могут жить бентосные организмы (прежде всего двустворки). К концу средневожского века глубина стала максимальной и составляла в районе Фроловской мегавадины более 200 м (см. рис. 5.3, а). С этого момента глубина моря начала уменьшаться, но не монотонно, а определенными периодами, то становясь относительно большой, то уменьшаясь. Рельеф дна при этом представлял собой неровную поверхность с впадинами и небольшими хребтиками (высота над уровнем впадины составляла порядка 100 м).



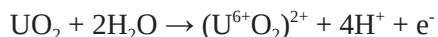
▲ **Рис. 5.2.** Косвенные признаки для выделения зон разной продуктивности отложений БС

Условия осадконакопления БС определяют состав осадков и содержание микроэлементов в них. Для геофизических исследований наибольшее влияние для разделения разреза на пакки оказывает распределение содержания урана по разрезу БС. Так как глинистость в отложениях БС не превышает 30% массовых (см. гл. 3), то влияние содержания калия и тория на показания ГК незначительно (вклад радиоактивности ряда распада U составляет более 90% [Мормышев, Завьялец, 1985]). Конфигурации кривых ГК существенно различаются по площади распространения БС. Поэтому типы кривых ГК можно использовать для районирования разрезов БС. Конфигурация кривых ГК положена в основу косвенного критерия А. Как было показано в гл. 3, начало седimentации в эпиконтинентальном морском бассейне предбаженовского времени было связано с глобальным затоплением территории Западной Сибири (глауконитовые слои перед отложениями БС встречаются практически по всей территории), затем началось плавное погружение дна регионального водного бассейна (рис. 5.3, а). Центральная часть баженовского эпиконтинентального палеобассейна была отделена от основных областей сноса палеопрогибами [Брадучан и др., 1986], что способствовало низкой гидродинамической активности и привело к постепенному увеличению количества захороненных микроорганизмов. На больших глубинах создавалась восстановительная среда, которая способствовала увеличе-



▲ **Рис. 5.3.** Схема изменения глубины баженовского моря (а) и интегральные показания ГК (б)

нию содержания урана: отложившиеся осадки в восстановительной обстановке постепенно абсорбировали из воды изотоп урана U^{6+} восстанавливая его до U^{4+} , который (U^{4+}) образует в морских условиях труднорастворимые соединения. «Ион U^{4+} может существовать только в сильноокислых растворах, при понижении кислотности он гидролизует с образованием UOH^{3+} UO_2 . Двуокись урана UO_2 ... относится к труднорастворимым соединениям урана. В зоне гипергенеза основные геохимические превращения урана заключаются в окислении его четырехвалентных соединений до шестивалентных и миграции почти исключительно в шестивалентном состоянии. В присутствии окислителя U^{4+} окисляется до иона уранила по реакции

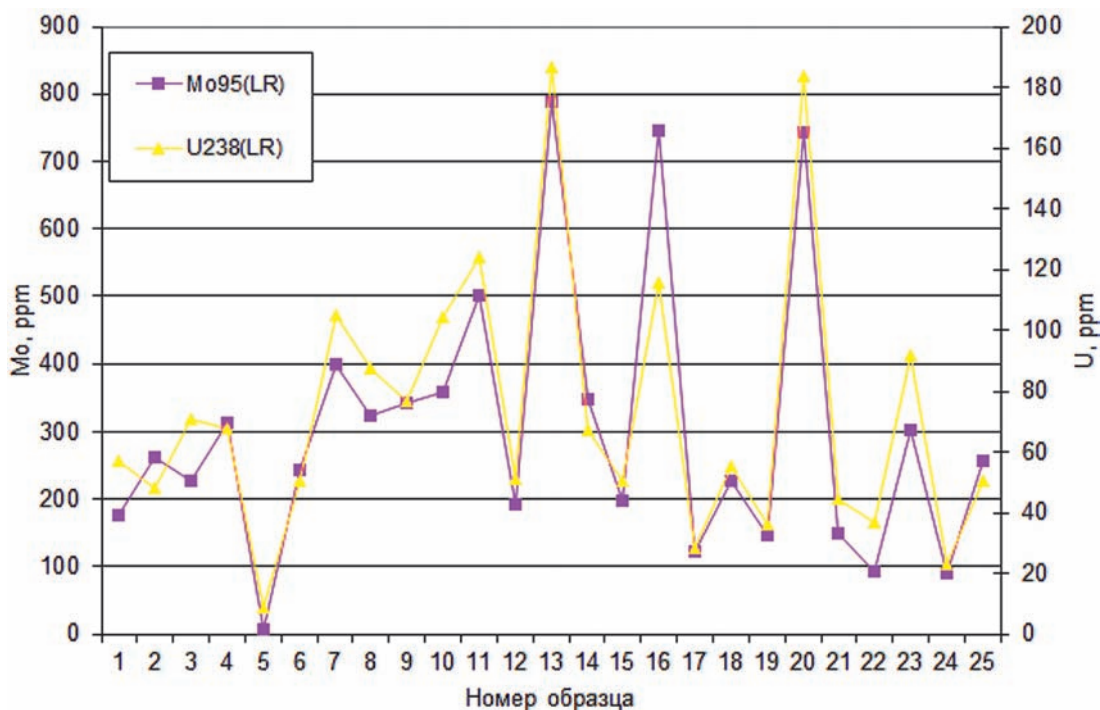


Нормальный стандартный потенциал этой реакции составляет +0,407 В.

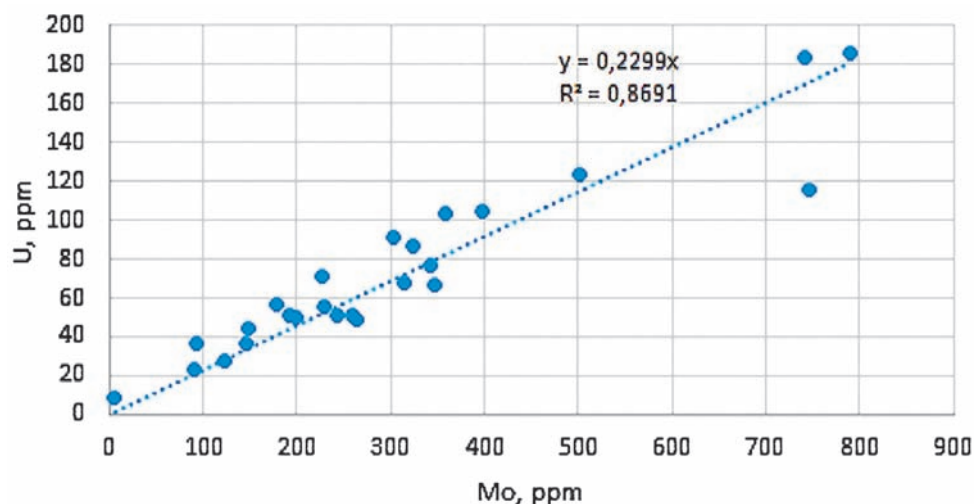
Кислые растворы активно растворяют все урановые минералы, включая и сложные оксиды, содержащие UO_2 (при соответствующих Eh и pH). Присутствие Fe^{3+} в качестве катализатора процесса повышает интенсивность окисления и скорость перехода урана в раствор» [Жаткабаев, 2009].

Наличие восстановительных условий подтверждается значительными концентрациями молибдена (Mo). На рис. 5.4 приведены распределения урана и молибдена по стволу скважины 218 (последовательность отбора образцов от подошвы к кровле отложений БС). На рис. 5.5 дана корреляция между ураном и молибденом. Квадрат коэффициента корреляции, равный 0.87, показывает тесную связь между этими элементами. Увеличение концентрации урана отразилось в плавном повышении показаний естественной радиоактивности от подошвы баженовской свиты к ее середине, в соответствии с увеличением глубины моря (рис. 5.3, б). В нижнем разделе БС содержание урана значительно ниже, чем в верхнем разделе. Это связано с двумя факторами: с одной стороны, в нижнем разделе меньше содержание органического вещества, с другой стороны, по данным f-радиографии концентрация урана в ОВ в верхнем разделе на порядок выше, чем в нижнем разделе [Калмыков и др., 2009].

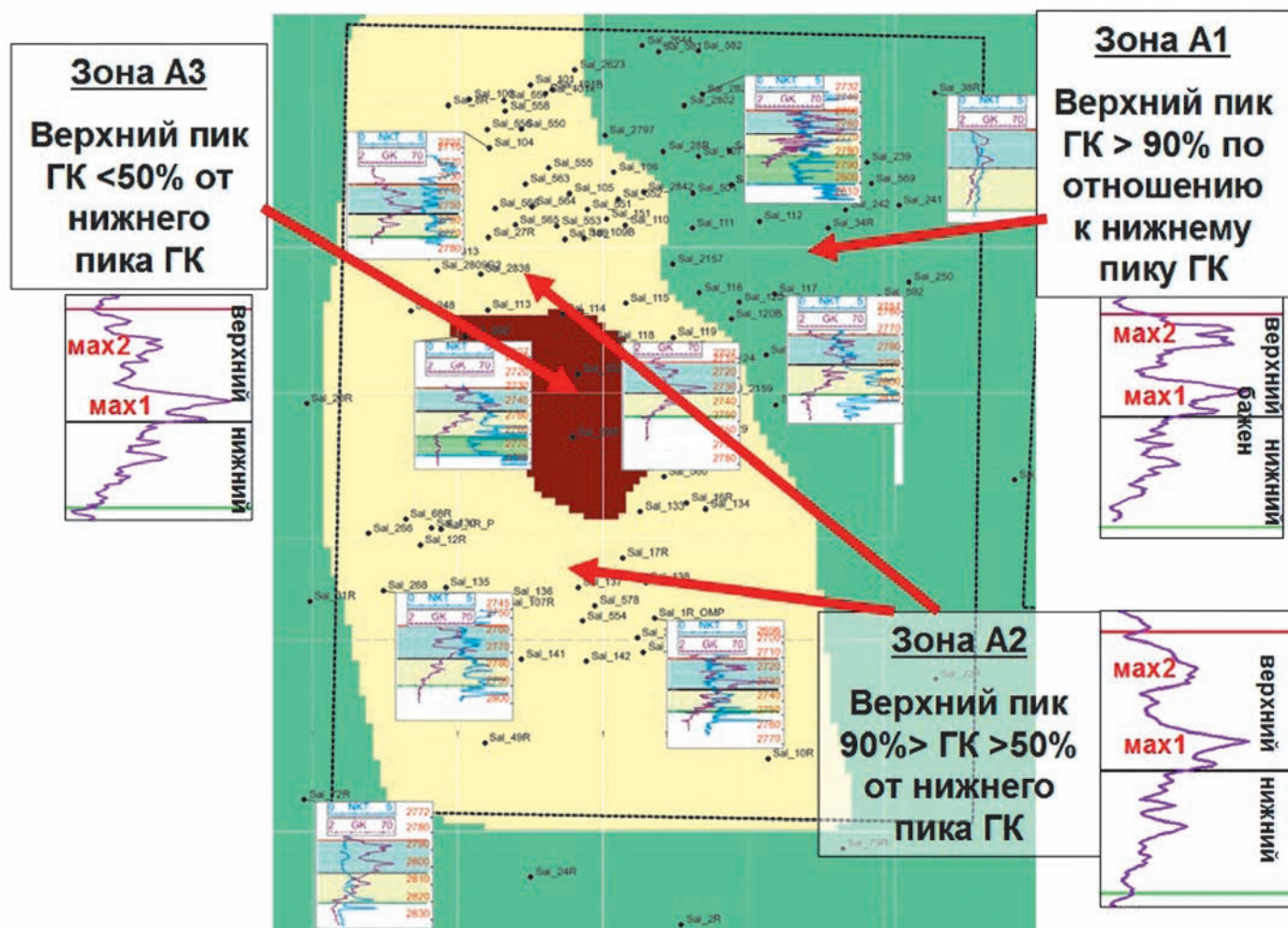
Таким образом, в момент максимального увеличения глубины моря на дне должны были преобладать восстановительные условия, которые способствовали накоплению урана (max1 на рис. 5.3, б). Затем с уменьшением глубины количество



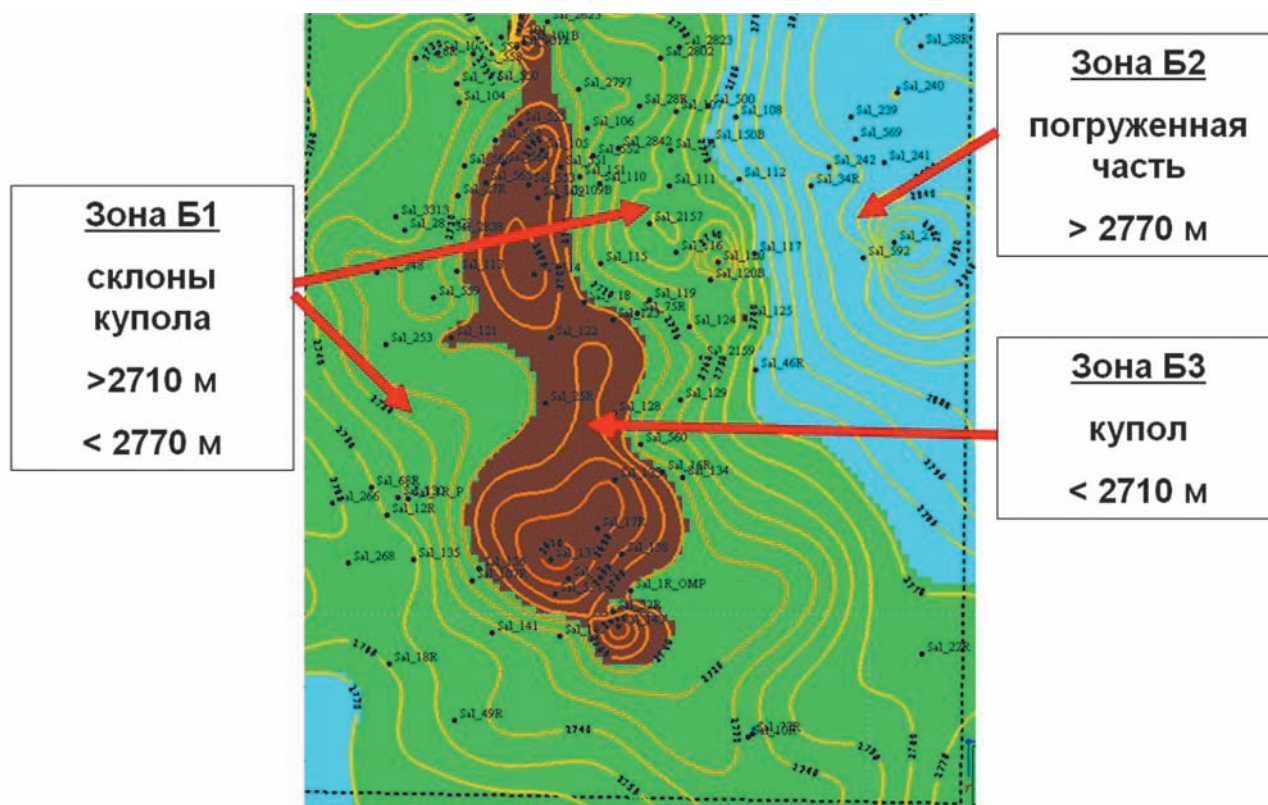
▲ Рис. 5.4. Распределение концентраций U и Mo по стволу по одной из скважин



▲ Рис. 5.5. Кроссплот U-Mo для БС по одной из скважин



▲ Рис. 5.6. Схематические границы зон различного осадконакопления и рельеф дна бассейна по типам кривой ГК на центральном участке месторождения Д



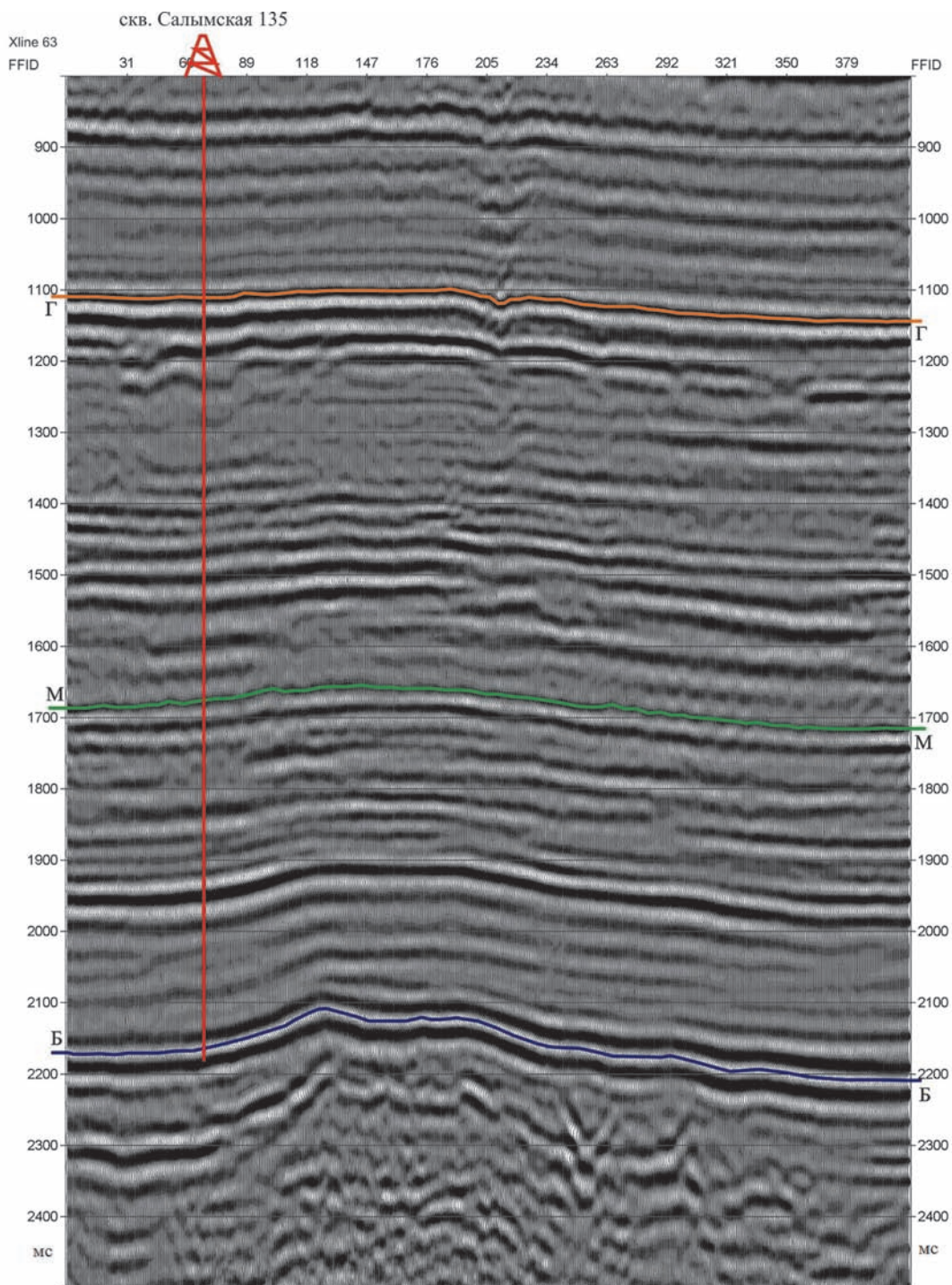
▲ **Рис. 5.7.** Структурная карта кровли БС для центрального участка месторождения Д с нанесенными границами зон критерия Б (структурный фактор)

урана в осадке падает. Следующее увеличение глубины приводит к появлению второго максимума на кривой ГК (мах2 на рис. 5.3, б). Соотношение двух максимумов отображает общие условия осадконакопления и рельеф дна бассейна: если верхний максимум по амплитуде значительно меньше нижнего (зона А3 на рис. 5.6), то эта зона соответствует палеоподнятию (второй максимум формировался в относительно повышенной зоне, где, несмотря на общее увеличение глубины, могли присутствовать определенные волнения, не способствовавшие захоронению большого количества органики); близкие амплитуды двух максимумов соответствуют палеопонижениям, когда второе понижение уровня моря привело к созданию резко восстановительных условий и накоплению большого количества органики, сорбирующей на себе уран (для изучаемого района такая конфигурация кривой ГК характерна для зоны А1, см. рис. 5.6, соответствующей палеоподножию Салымского выступа, см. рис. 5.7, 5.8, 5.9); промежуточное соотношение пиков ГК соответствует склону поднятия (Зона А2 на рис. 5.6).

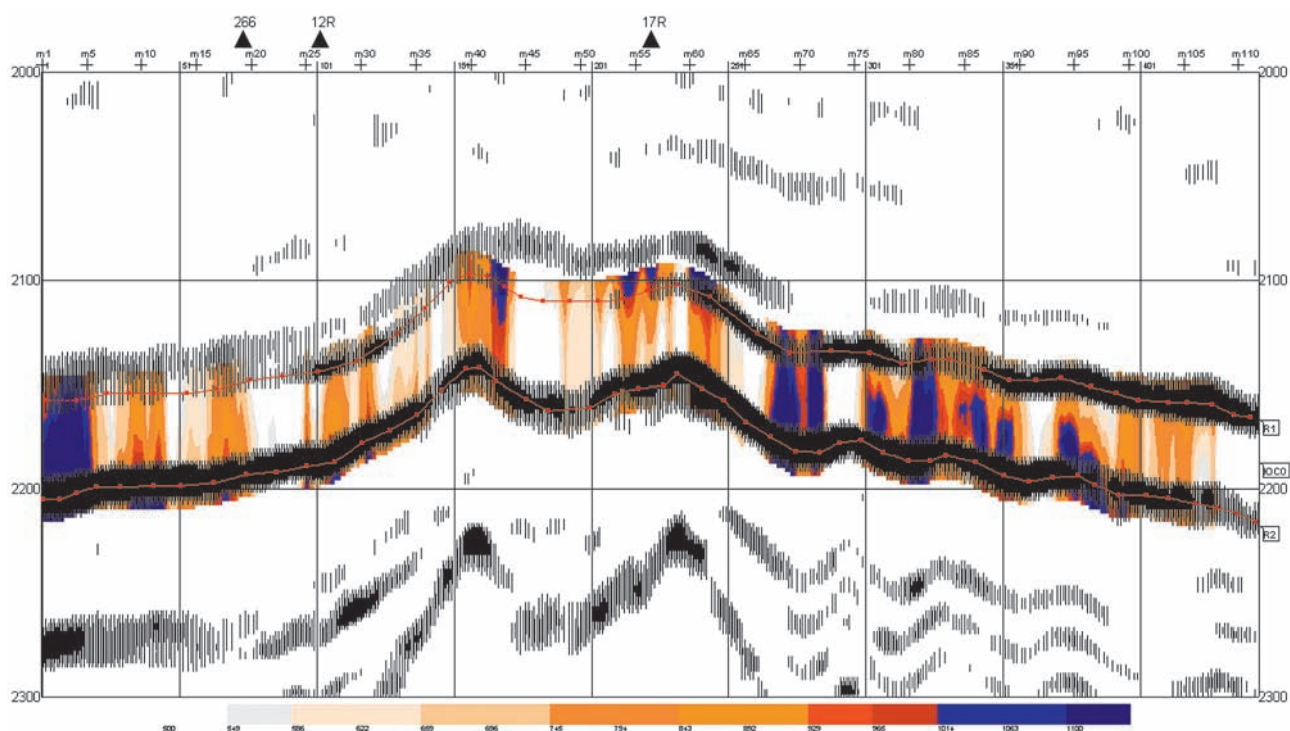
Отдельно необходимо рассмотреть конфигурации кривых ГК, соответствующих зонам А4 и А5 (см. рис. 5.10). Эти зоны не были встречены на площади Д, но часто встречаются на площади Салымского мегавала (см. рис. 5.10). Амплитуда ГК повышается снизу вверх, с небольшими колебаниями остается на относительно высоком уровне для всей верхней части разреза БС и понижается к кровле БС. Отличие двух конфигураций может быть интерпретировано следующим образом: конфигурация А4 соответствует локальной впадине, окруженной со всех сторон поднятиями, которые не позволили поступать в эту впадину водам, обогащенным кислородом, и тем самым создали условия для накопления ОВ; конфигурация А5 соответствует впадине, не изолированной от основного бассейна, дно которой осложнено небольшим прогибом – в результате понижения уровня моря восстановительные условия сменялись окислительными, но при этом в прогибе продолжали накапливаться органические остатки, поэтому кривая ГК становится сильно изрезанной.

На представленных на рис. 5.6 и 5.10 схемах границы между разными областями осадконакопления проводились по середине расстояния между скважинами с отличающимися типами кривых ГК. Эти границы нельзя провести точно, так как сами области выделяются достаточно условно.

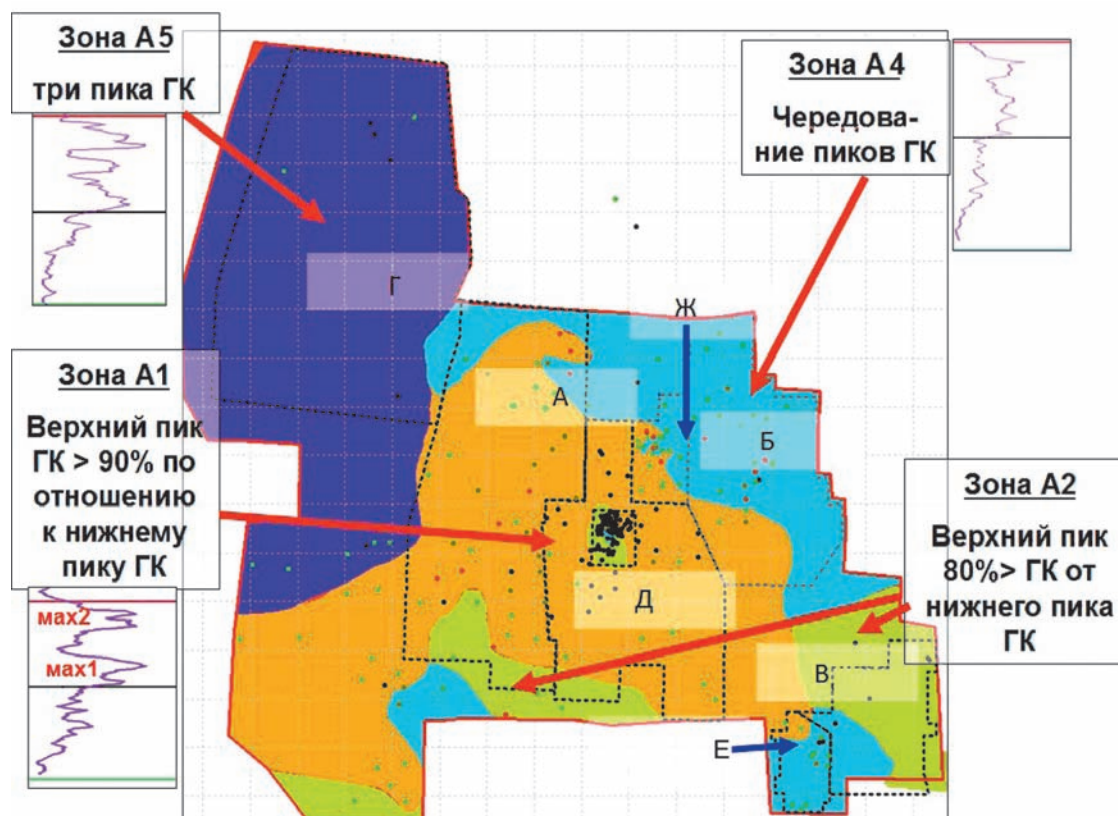
Дифференцировать скважины по их приуроченности к зонам разной продуктивности возможно при сопоставлении накопленной добычи нефти и коэффициента удельной продуктивности. Накопленная добыча нефти позволяет охарактеризовать продуктивность скважин, которые нахо-



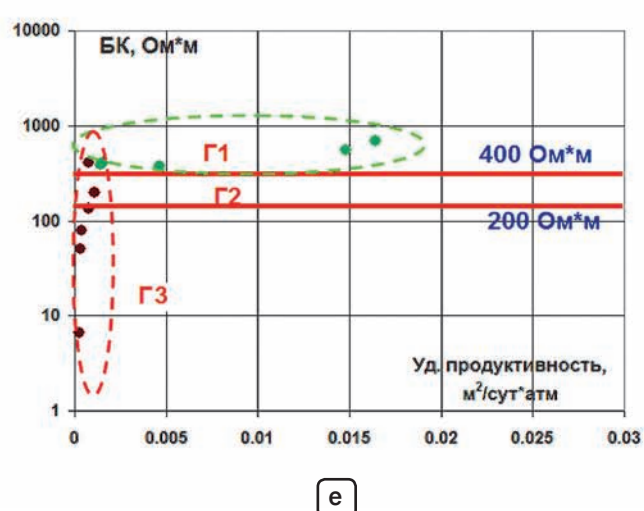
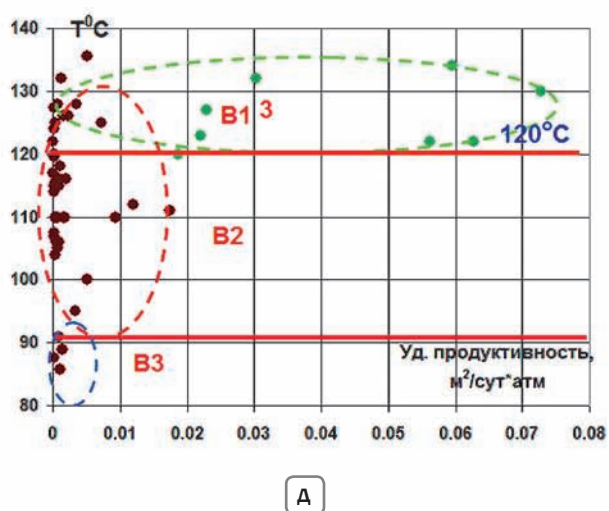
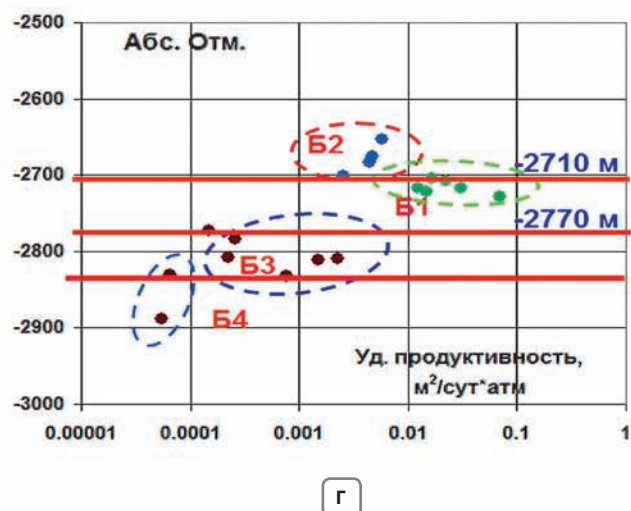
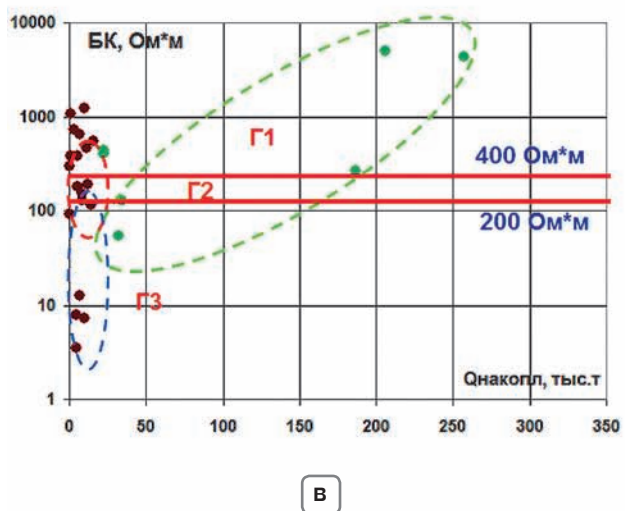
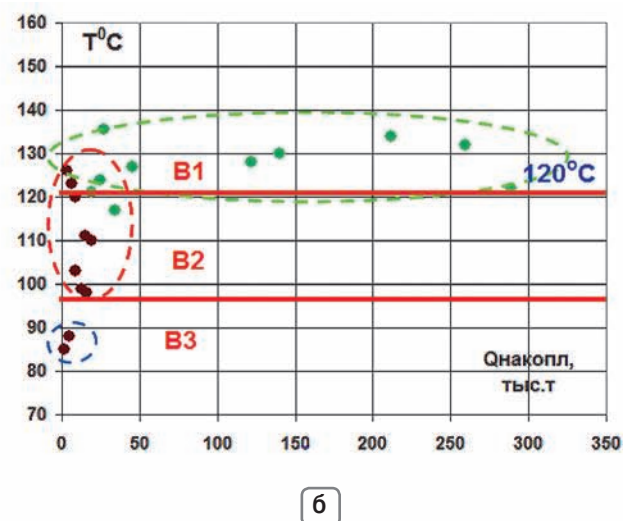
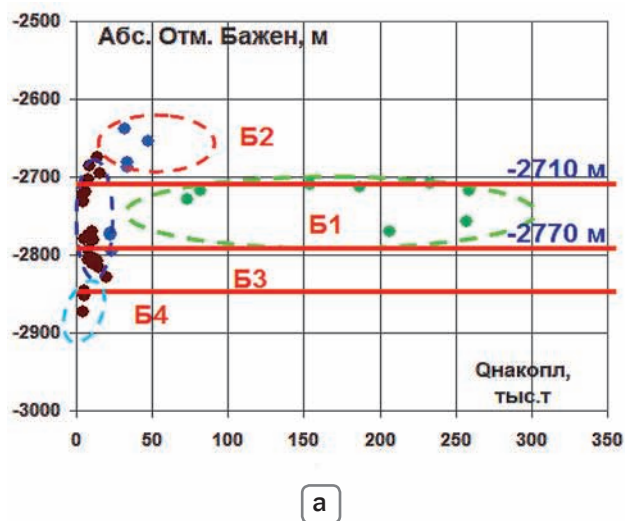
▲ Рис. 5.8. Сейсмопрофиль, проходящий через скважину 135 месторождения Д [отчет Глухманчук, 2011]



▲ **Рис. 5.9.** Сейсмопрофиль, проходящий через скважины 266, 12R и 17R месторождения Д/ Разрез «Тонкрот» + временной разрез ОГТ [Отчет 2012, Бехтерев и др.]



▲ **Рис. 5.10.** Схематические границы зон, выделяемых по типам кривой ГК (критерий А), отражающих условия осадконакопления и рельеф дна бассейна, выделенных на территории Большого Салыма



▲ **Рис. 5.11.** Сопоставление кровли баженовской свиты (а, г), пластовой температуры (б, д) и УЭС (в, е) с накопленной добычей и удельной продуктивностью

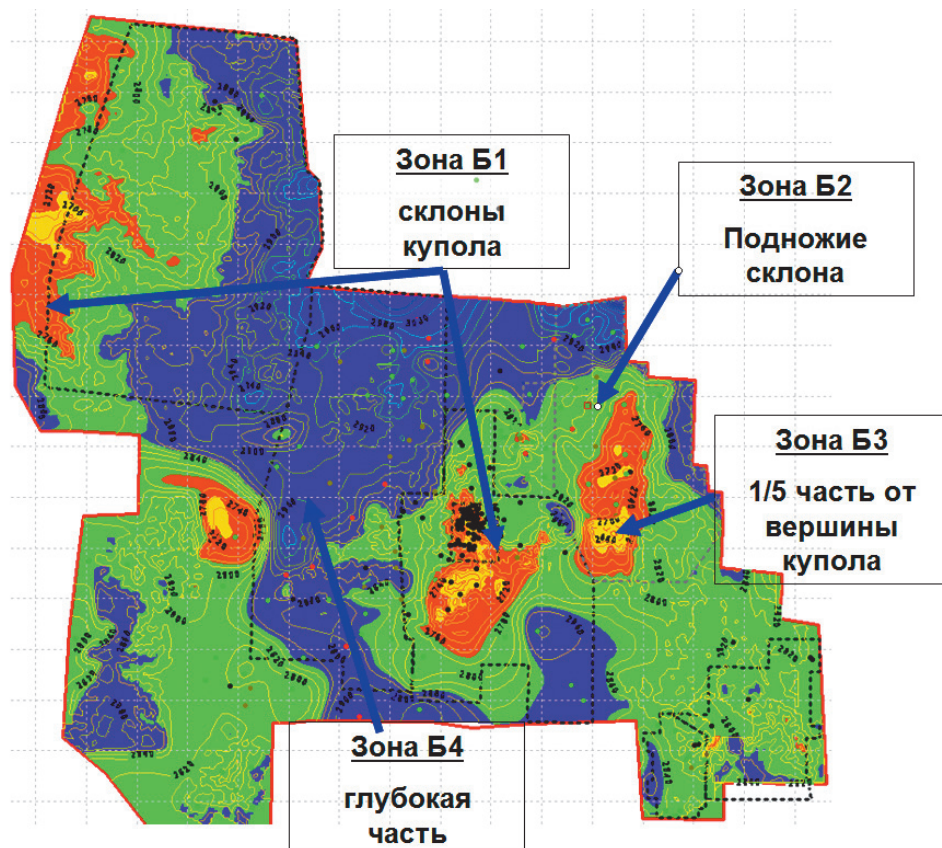
дятся в работе длительный срок. Удельный коэффициент продуктивности фактически показывает добычу в единицу времени (сутки). Необходимо отметить, что расчет удельной продуктивности проводился преимущественно для разведочных скважин, а информация о накопленной добыче в основном есть в эксплуатационных скважинах.

Для дальнейшего анализа использовались скважины, для которых, с одной стороны, есть информация о накопленной добыче и/или был рассчитан коэффициент удельной продуктивности, а с другой – имелись результаты измерений пластовой температуры и оценки УЭС в интервале БС (рис. 5.11). Информация о глубине залегания кровли БС была получена в результате интерпретации комплекса ГИС с учетом инклинометрии и альтитуд скважин.

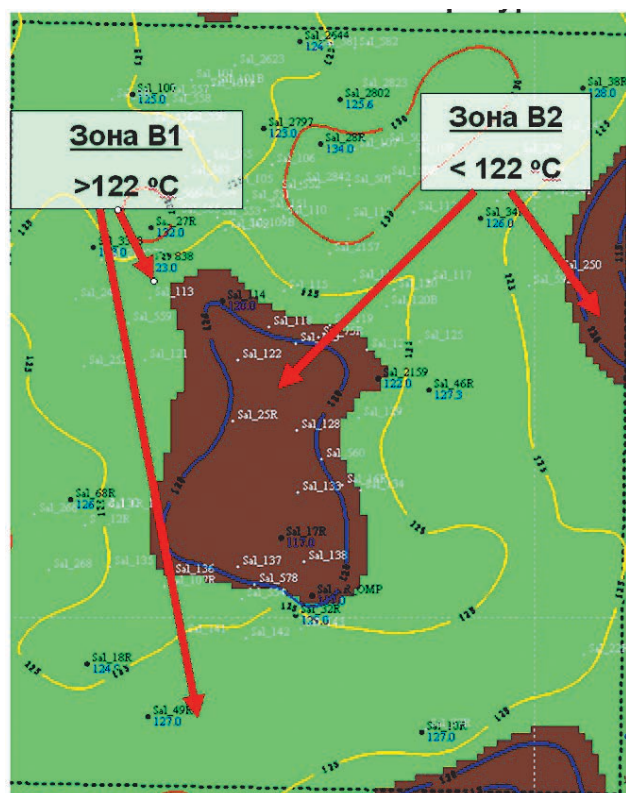
Структурный фактор – косвенный критерий Б – современная структура поверхности БС (схема распределения критерия Б для площади месторождения Д приведена на рис. 5.7). При совместном анализе глубины вскрытия кровли БС добывающи-

ми скважинами с уровнями накопленной добычи и/или удельной продуктивности установлено, что скважины с накопленной добычей 70–250 тыс. т и удельной продуктивностью 0,01–0,1 м³/(сут·атм) (рис. 5.11, а, г) расположены на склоне структурных поднятий, выделяемых по кровле БС между абсолютными отметками –2710 и –2770 м (зона Б1, рис. 5.7). Скважины со средними показателями по накопленной добыче 25–50 тыс. т вскрывают кровлю БС глубже –2770 м (зона Б2, рис. 5.7). В куполе поднятия расположены наименее продуктивные скважины с накопленной добычей менее 25 тыс. т – зона Б3 (рис. 5.7). Анализ всех месторождений на территории Салымского мегавала и сопредельных структурах показал, что в самых глубоких частях – зона Б4 (рис. 5.12) расположены скважины с низким уровнем накопленной добычи (менее 25 тыс. т). Таким образом, по структурному фактору были выделены четыре зоны с разной продуктивностью.

Температурный фактор – критерий В. Сопоставление пластовых температур и характе-



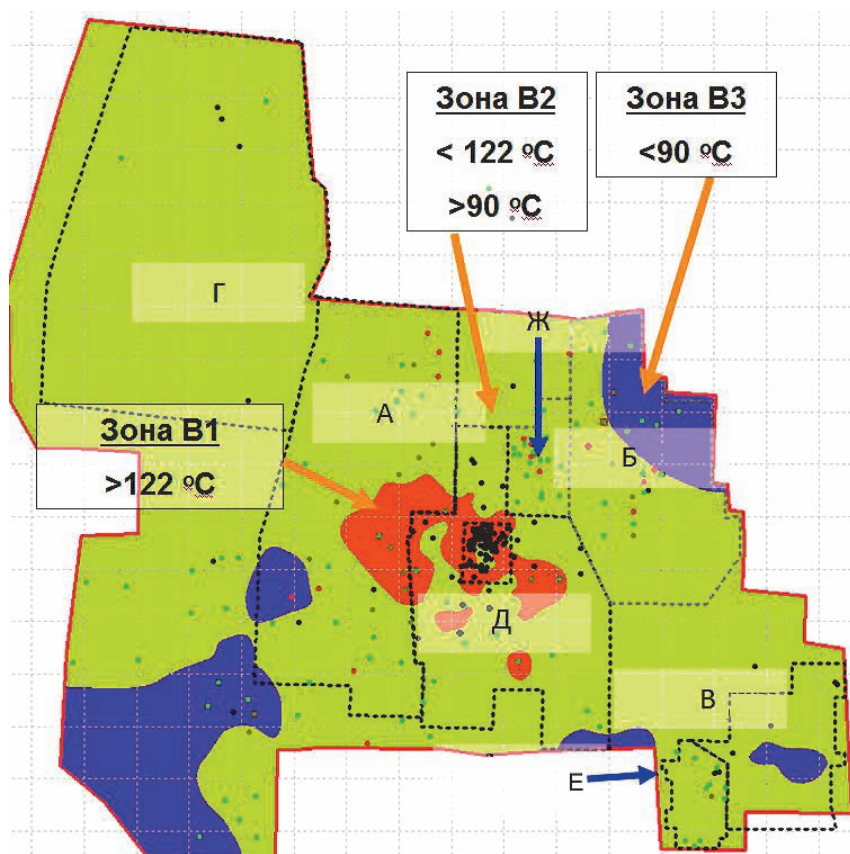
▲ Рис. 5.12. Схема распространения признаков различной продуктивности с привязкой к структурному фактору



◀ **Рис. 5.13.** Карта пластовых температур по участку месторождения Д и схема распространения зон критерия В (температурный фактор)

ристик продуктивности скважин (рис. 5.11, б, д) позволило выделить для участка месторождения Д (рис. 5.13) и для всего Салымского мегавала (рис. 5.14) три зоны. Наиболее продуктивные скважины с удельной продуктивностью более $0,02 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{атм})$ расположены в зоне, где пластовая температура превышает 122°C (зона В1). Менее продуктивные скважины – в зоне В2 при пластовой температуре менее 122°C . Самые низкопродуктивные скважины расположены в зоне, где пластовая температура менее 90°C (рис. 5.14).

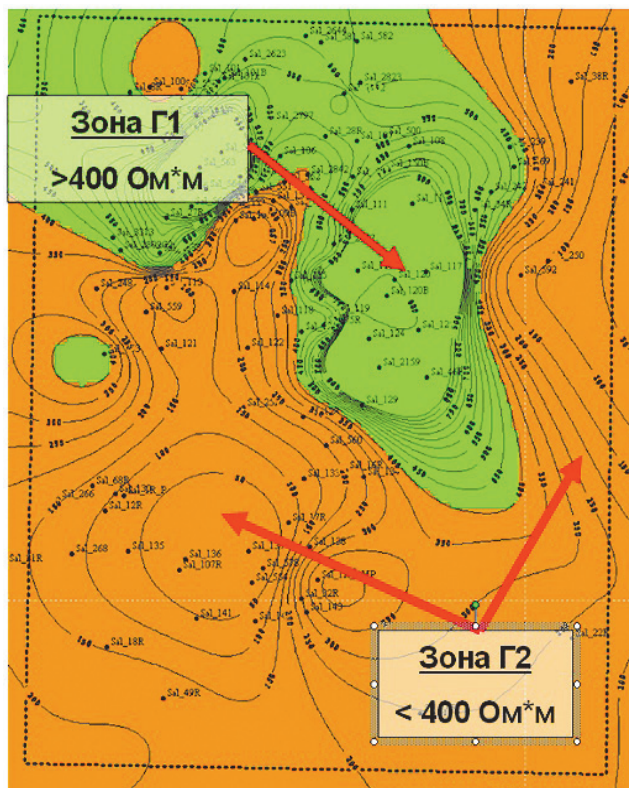
Природой удельного электрического сопротивления (УЭС) – критерий Г – занимались многие исследователи. Наиболее важными и корректными представляются результаты В.В. Мормышева, А.Н. Завьялец [Мормышев, Завьялец, 1985]. В своей работе они писали: «Высокие значения электрического сопротивления пород баженов-



◀ **Рис. 5.14.** Схема распространения критериев продуктивности с привязкой к пластовой температуре

► **Рис. 5.15.** Карта пластовых сопротивлений пласта БС района месторождения Д с нанесенной схемой распространения зон критерия Г

ской свиты определяются в основном степенью насыщенности порового пространства пород углеводородами и содержанием карбонатного и кремнистого материала. ...Пониженные значения электрического сопротивления связаны с глинистыми тонко отмученными гидрофильными породами с высоким содержанием остаточной воды и с породами, имеющими обильные включения пирита, достигающие в отдельных прослоях 30–40%. Мощность прослоев с повышенным содержанием пирита колеблется от нескольких миллиметров до нескольких десятков сантиметров». На УЭС влияет как первичное осадконакопление, выражающееся в вещественном составе пород, так и дальнейшие процессы, связанные с керогено-нефтегазобразованием и текущим флюидонасыщением. Исходя из представления о природе УЭС и продуктивности отложений БС, по критерию



► **Рис. 5.16.** Схема распространения зон по критерию продуктивности Г на территории Салымского мегавала и сопредельных структур

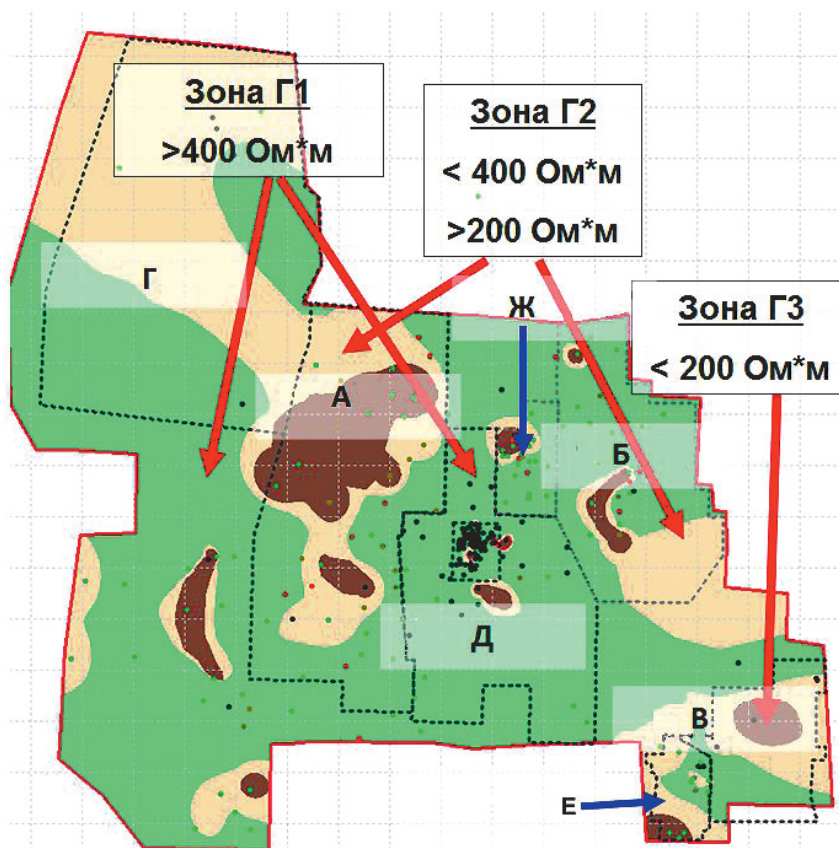


Таблица 5.3

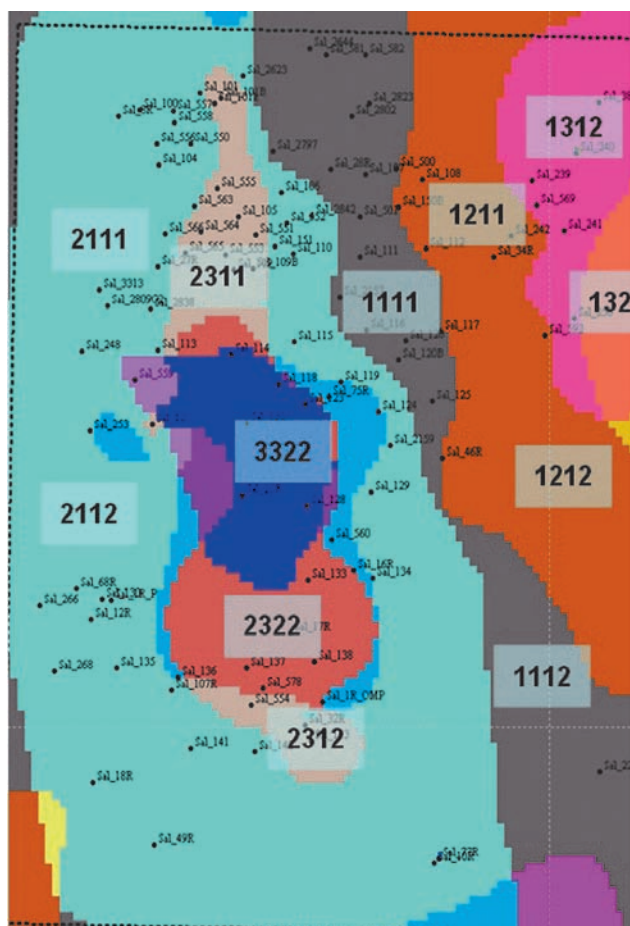
**Характеристика всех выявленных зон продуктивности
по литофизическим параметрам района месторождения Д**

Комбинации 4 косвенных признаков различной продуктив- ности	Толщина литофизического типа, м			$\Delta I\gamma$, д.ед	K _{п.дин} , %			Накопл. добыча, тыс. т
	Керогено-глинисто-кремневый (2-1)	Карбонатно-глинисто-кремневый (6)	Чередование керогено-глинисто-кремневых, силицитов, глинисто-кремневых (1)		в целом по пласту Ю ₀	по керну, литофизический тип 2-1	по керну, литофизический тип 1	
A1Б1В1Г1	10,76	4,47	10,60	0,515	3,3	1,90	4,20	812,6
A1Б1В1Г2	14,51	4,25	11,70	0,502	3,2	1,84	4,01	
A1Б1В2Г2	15,17	4,45	11,22	0,486	3,1	1,73	3,75	
A1Б2В1Г1	10,70	3,96	11,40	0,550	3,3	1,75	3,99	26,9
A1Б2В1Г2	12,32	3,61	12,48	0,533	3,3	1,69	3,82	14,2
A1Б2В2Г2	11,61	3,12	12,43	0,488	3,3	1,68	3,61	
A1Б3В1Г1	11,56	3,56	12,84	0,531	3,3	1,84	3,95	
A1Б3В1Г2	11,43	3,91	15,63	0,490	3,3	1,74	3,78	
A1Б3В2Г2	11,43	3,14	13,12	0,480	3,3	1,70	3,61	
A2Б1В1Г1	11,31	5,29	10,04	0,465	3,2	1,84	4,04	586,6
A2Б1В1Г2	14,00	4,67	11,51	0,468	3,2	1,73	3,84	311,4
A2Б1В2Г1	10,76	5,21	10,55	0,501	3,3	1,72	3,81	12,9
A2Б1В2Г2	13,01	4,65	10,50	0,470	3,2	1,69	3,59	6,4
A2Б2В1Г2	14,31	3,67	12,77	0,492	3,1	1,64	3,61	
A2Б3В1Г1	10,43	6,02	8,50	0,479	3,2	1,74	3,81	15,3
A2Б3В1Г2	12,61	5,07	9,83	0,472	3,1	1,64	3,62	252,7
A2Б3В2Г2	13,1	4,43	9,84	0,460	3,1	1,61	3,41	65,8
A3Б1В2Г2	11,27	5,53	8,61	0,479	3,2	1,64	3,58	
A3Б3В2Г1	9,36	6,91	7,34	0,492	3,2	1,65	3,59	35,1
A3Б3В2Г2	11,83	5,71	8,66	0,461	3,1	1,59	3,20	20,0

Г были выделены три зоны (рис. 5.11, в, е), которые были привязаны к изучаемой площади (см. рис. 5.15 для территории Салым-Ю₀ и рис. 5.16 – для Большого Салыма). Наиболее продуктивные скважины расположены в зоне, где среднее УЭС превышает 400 Ом·м (зона Г1, рис. 5.15, 5.16). Менее продуктивные скважины – в зоне Г2, где среднее УЭС менее 400 Ом·м. Самые низкопродуктивные скважины приурочены к зоне Г3, где среднее УЭС менее 200 Ом·м.

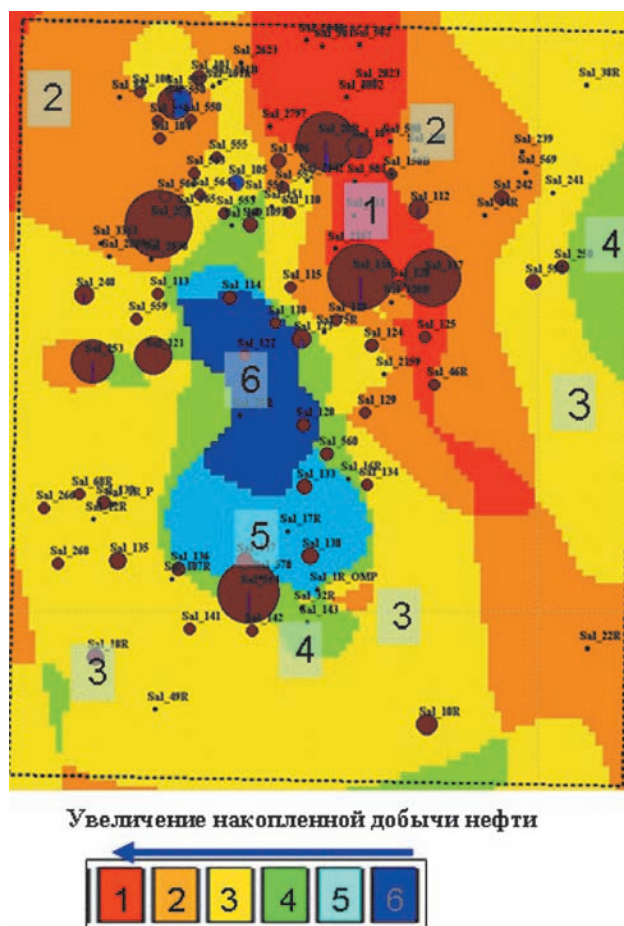
Для анализа продуктивности и возможности предсказания зон высокой перспективности по-

лучения значимых объемов нефти четыре описанные выше карты-схемы были совмещены между собой (рис. 5.6, 5.7, 5.13, 5.15). Схема интегральных зон с комбинациями критериев показана на рис. 5.17. Первая цифра индекса зоны – индекс условий осадконакопления, вторая цифра – индекс структурного фактора, третья – индекс температуры, четвертая – индекс УЭС. В результате были получены 20 комбинаций четырех признаков различной продуктивности (см. табл. 5.3). Проведение сопоставления всех 20 зон с продуктивностью малоэффективно, а если учесть, что для Салымского



▲ **Рис. 5.17.** Зональность продуктивности района месторождения Д по комбинации косвенных признаков А, Б, В, Г по степени их влияния на продуктивность: 1 – сильная, 2 – средняя, 3 – слабая

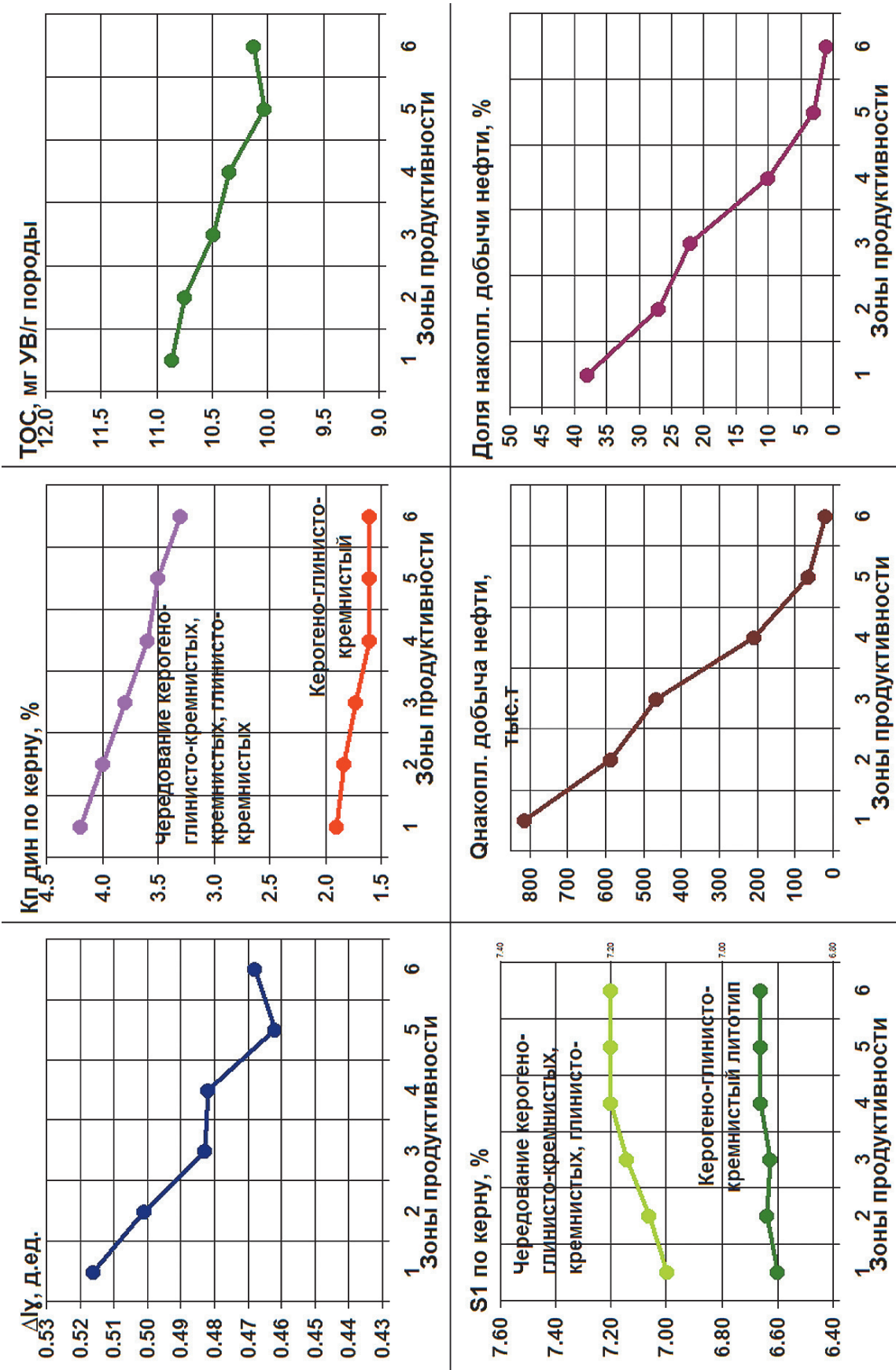
мегавала и сопредельных структур зон получается еще больше, то возникает необходимость провести их объединение. Для каждой из 20 зон были рассмотрены и проанализированы геофизические, литофизические, петрофизические и геохимические характеристики скважин. Это толщины выделенных в разрезе каждой скважины литофизических типов по материалам ГИС, значения динамической пористости $K_{п.дин}$, увязанные с литофизическими типами; значения суммарного содержания ОВ (ТОС); величины S_1 в литофизических типах пород по разрезу; величины двойного разностного параметра ГК ($\Delta\gamma$). Комплексирование этих характеристик с косвенными критериями продуктивности позволило объединить зоны с близкими значениями перечисленных характеристик и тем самым сократить число зон до шести.



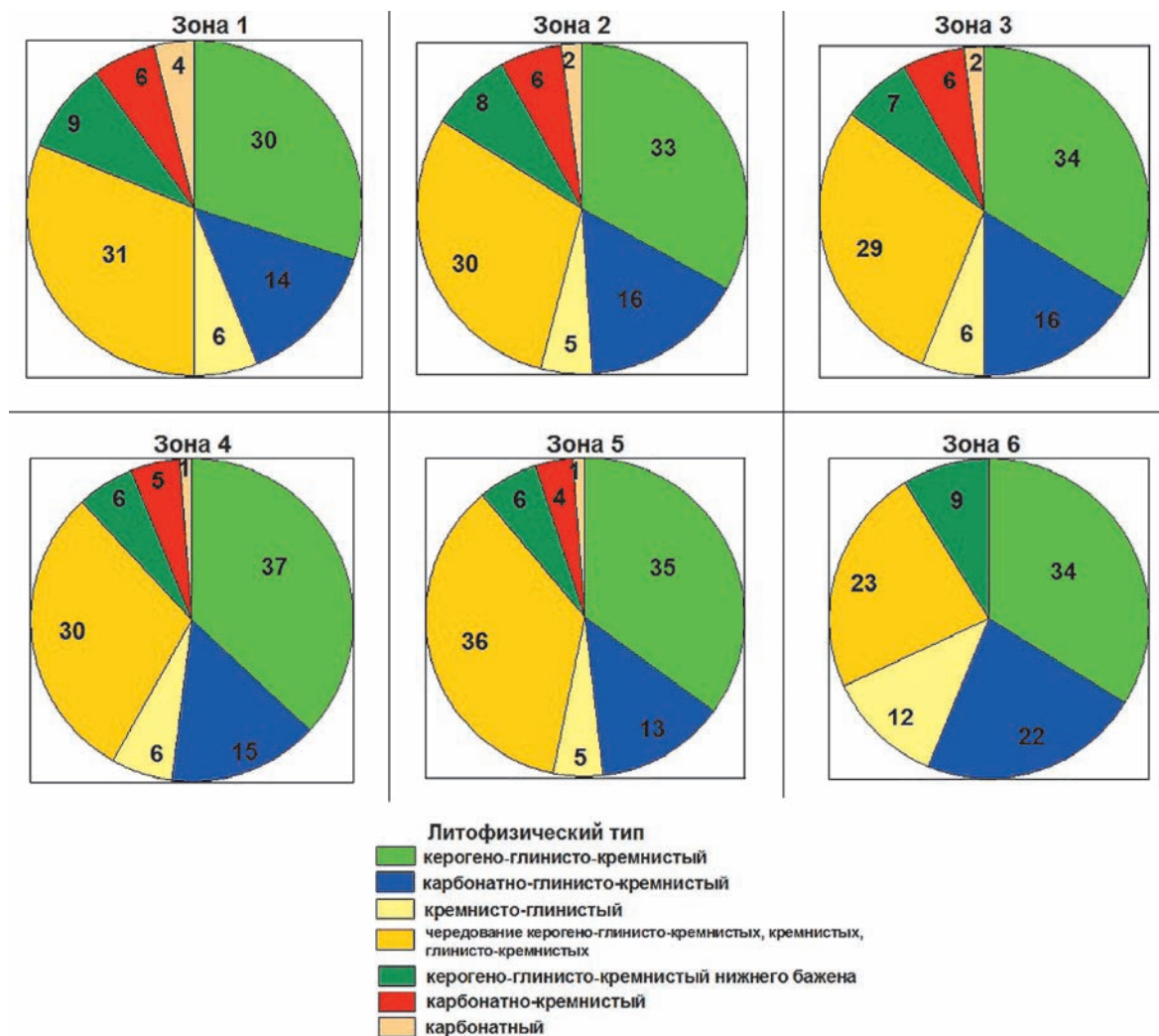
▲ **Рис. 5.18.** Схема разделения площади месторождения Д на зоны и их связь с продуктивностью

В табл. 5.3 приведены 20 комбинаций четырех косвенных признаков А, Б, В, Г по степени их влияния на продуктивность: 1 – сильная, 2 – средняя, 3 – слабая, встречаемых на территории площади Д, и соответствующие им толщины трех основных литофизических типов, $\Delta\gamma$, $K_{п.дин}$ и данные по накопленной добыче (там, где они есть). Объединенные 6 зон выделены в таблице шестью цветами. Положение объединенных 6 зон на схеме месторождения Д приведено на рис. 5.18. На рис. 5.19 и 5.20 представлены характеристики объединенных зон.

Зона 1 на рис. 5.18 соответствует зоне с индексом 1111 на рис. 5.17. Эта зона соответствует зоне А1 по осадконакоплению, по структурному фактору расположена на склоне структуры – зона Б1, характеризуется температурой выше 122 °С –



▲ Рис. 5.19. Характеристика обобщенных зон продуктивности по геофизическим, петрофизическим и геохимическим параметрам



▲ Рис. 5.20. Характеристика обобщенных зон продуктивности по литофизическим типам

зона В1, а по УЭС входит в зону Г1 с большими значениями сопротивления. В зоне 1 максимальная накопленная добыча – 813 тыс. т нефти, что составляет 38% от всей добычи нефти по анализируемой территории.

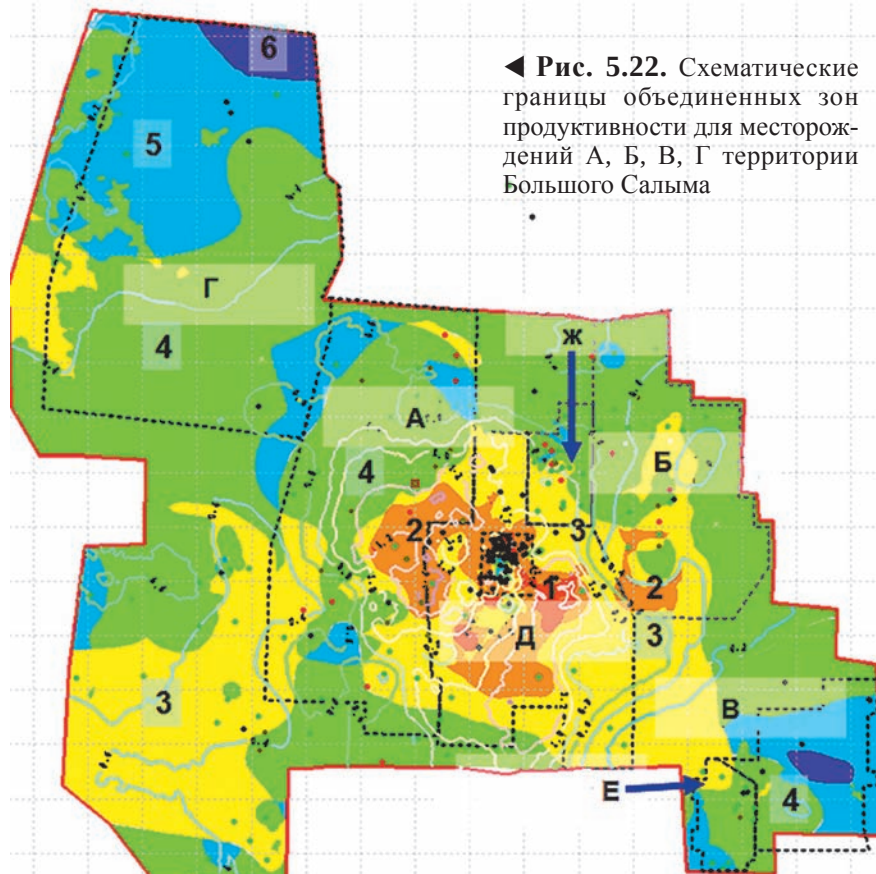
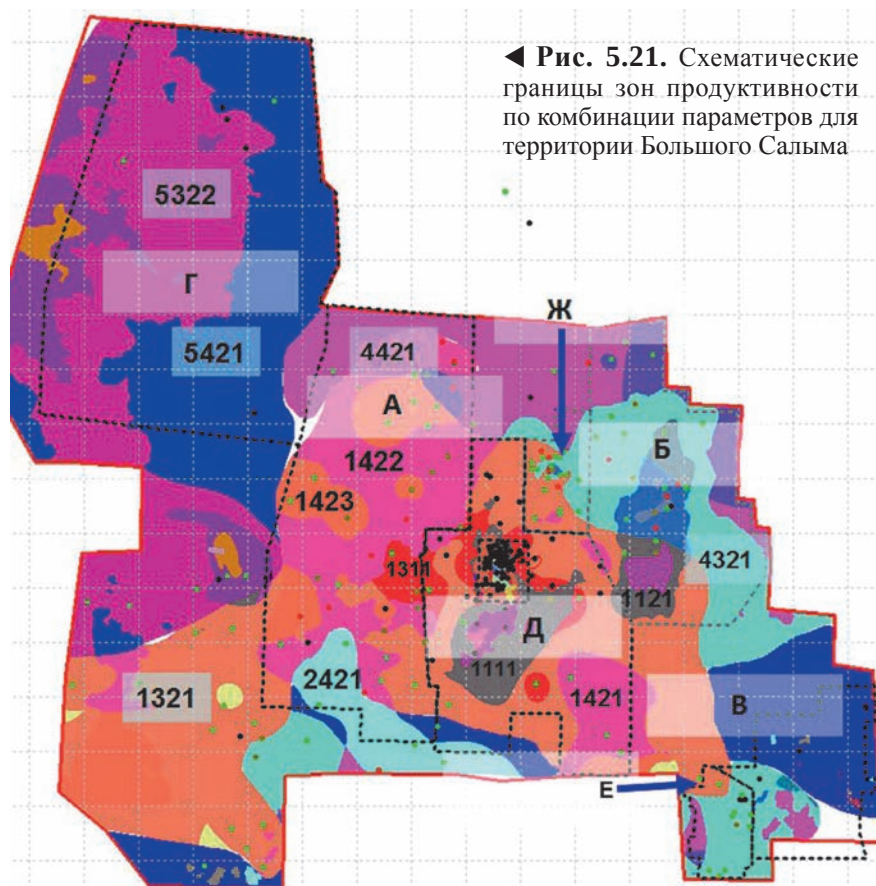
Зона 2 характеризуется меньшей продуктивностью – накопленная добыча составляет 27% от всей добычи по участку.

22% от накопленной добычи по участку получено в зоне 3. Невысокие начальные дебиты, полученные в отдельных скважинах, компенсируются максимальной по изучаемой территории площадью распространения этой зоны.

Из скважин, расположенных в первых трех зонах, было получено более 80% накопленной добычи нефти. Из скважин, расположенных на

территории зон 4, 5 и 6, доля суммарной накопленной добычи составляет 10%, 3% и 1% соответственно.

Анализ параметров ΔI_{γ} , полученных по данным обработки ГИС и $K_{п.дин}$, измеренных на образцах керна, по шести интегральным зонам, показал, что их значения максимальны в первой зоне и уменьшаются к зоне 6 (рис. 5.19). Высокие значения ΔI_{γ} приурочены к зонам с увеличенным содержанием ОВ. Максимальные значения $K_{п.дин}$ характеризуют повышенный поровый объем, пригодный для фильтрации УВ. Повышенное значение $K_{п.дин}$ связано в данном случае с высоким тепловым потоком, приведшим к преобразованию керогена и появлению в нем пористости. Сочетание этих факторов привело к тому, что для этой



зоны характерна максимальная накопленная добыча нефти. Максимальное содержание ОВ приходится на зону 1 и плавно уменьшается к зоне 6. Параметр пиролиза S_1 , измеренный на образцах керна, который соответствует свободным УВ закрытых пор и физически-связанным легким УВ, имеет максимальные значения в породах в 6 зоне, незначительно уменьшаясь к первой. Такую закономерность можно объяснить тем, что в первой зоне часть УВ из закрытых пор уже перешла в подвижную нефть.

На основании выработанных принципов разделения территории распространения отложений БС на зоны с разной продуктивностью был проведен анализ большей площади, охватывающей территорию Салымского мегавала. Так же, как и для территории месторождения Д, было проведено обобщение схем, приведенных на рис. 5.10, 5.12, 5.14, 5.16. Результат обобщения представлен на рис. 5.21 в виде комбинации четырех параметров. Для дальнейшей работы эти комбинации были обобщены в 6 зон, характеризующихся различной продуктивностью. Эти зоны нанесены на схеме района (см. рис. 5.22).

5.1.1. Методика построения трехмерной геологической модели и оценка нефтяной ресурсной базы

Традиционный подход к геологическому моделированию и оценке ресурсов нефти в отложениях БС можно использовать только для отдельных прослоев внутри толщи. Например, для прослоя доломитизированного радиолярита с растворенными скелетами радиолярий, распространенного на границе верхнего и нижнего разделов БС на лицензионном участке Елизаровского прогиба. При этом нужно понимать, что такой прослой, находясь в разрезе БС и обладая специфическими характеристиками, ближе к традиционному резервуару, чем основные коллекторы БС. Расчет количества подвижной нефти, находящейся в пласте, можно проводить традиционным путем, но при этом необходимо учитывать, что доломитизированный радиолярит находится внутри НГК БС и при падении давления начнется вертикальная миграция из нефтематеринских толщ, находящихся выше (в первую очередь) и ниже доломитизированного радиолярита. Таким образом, даже для

доломитизированного радиолярита, используя традиционную методику, можно рассчитать только количество свободной нефти, находящейся в коллекторе в настоящее время. При этом оценка массы нефти, которую можно получить, считая, что разрабатываться будет только этот коллектор и его пополнение нефтью из матрицы не будет происходить в процессе разработки, будет занижена. Если же учитывать, что в настоящее время разработку сланцевых отложений планируется вести горизонтальными скважинами с многостадийными ГРП, то необходимо оценивать весь объем свободной нефти, находящейся во всей толще БС.

Как уже было сказано, на Салымском месторождении на сегодняшний день залежь нефти в баженовской свите не оконтурена. И в этом случае массы УВС, находящихся в разных компонентах пород БС, нельзя отнести к тем или иным категориям запасов и ресурсов согласно существующим регламентам. Для таких объектов предлагается свободную подвижную нефть, заполняющую открытые поры, относить к подвижным геологическим запасами нефти БС. Все остальные УВ соединения, находящиеся в поровом пространстве, относить к ресурсам. Это высвобождаемые углеводородные соединения.

Линейные ресурсы или удельная плотность ресурсов – это массы нефти, которые рассчитываются суммарно по стволу скважины на основании исследований колонок керна или по комплексу ГИС, настроенному на исследования керна. В работе используется понятие «удельная плотность ресурсов».

Ресурсы – это весовое количество нефти. Для расчета объемов нефти по стволу скважины использовалось значение ее плотности. Для «высвобождаемой» нефти принята плотность $0,85 \text{ г/см}^3$, для «синтетической» – $0,95 \text{ г/см}^3$.

Основные отличия трехмерной геологической модели БС и методики ее построения от традиционных 3D моделей со стандартными коллекторами следующие:

1. Принципиальные отличия набора параметров в 3D геологической сетке, по которым необходимо строить модели:

а) модель распространения литофизических типов пород баженовской свиты;

б) модель распространения геохимических параметров, характеризующих ОВ БС (параметры пиролиза TOC , S_1 , S_2 , ΔS_2).

2. Модель динамической пористости вместо общей пористости.

3. Использование геологических, промысловых и геохимических данных по соседним площадям для обоснования трендов на участке построения 3D модели.

4. Невозможность использования для ряда параметров стандартные алгоритмы интерполяции, например для динамической пористости.

5. Отсутствие таких стандартных параметров традиционной геологической модели, как ВНК, зеркало свободной воды, внешний и внутренний контур залежи.

6. Кроме расчета запасов и оценки ресурсов свободной нефти рассчитываются массы высвобождающейся и «синтетической» нефти.

Этапы построения трехмерной геологической модели БС следующие:

1. Загрузка инклинометрии скважин.

2. Загрузка глубин положений кровли и подошвы пласта ЮС₀ по скважинам.

3. Загрузка результатов специальной обработки ГИС.

4. Построение структурного каркаса продуктивного пласта Ю₀. Раздельно строится каркас для верхней и для нижней частей разрезов БС.

5. Создание трендовых карт распространения литофизических типов для каждого из разделов БС.

6. Построение куба распространения литофизических типов.

7. Создание куба динамической пористости.

8. Построение кубов $\Delta\gamma$, ТОС, S_1 , $S_2^{до}$, ΔS_2 .

9. Разделение площади на зоны разной продуктивности по геолого-геофизическим критериям.

10. Построение кубов объемов подвижной (V1), высвобождаемой (V2), «синтетической» (V3) нефти.

11. Подсчет запасов и ресурсов свободных углеводородов, массы высвобождаемых при десорбции УВС и массы «синтетической» нефти.

12. Построение послойных карт параметров и карт линейных запасов и ресурсов по данным трехмерного моделирования.

3D модели были построены для лицензионных участков, входящих в группу месторождений Салымского мегавала и сопредельных структур: месторождения А, Б, В, Г, Д, Е, Ж. Эти участки достаточно хорошо разбурены, по ним имеет-

ся наибольший объем исходной геологической, геофизической и промысловой информации. Опыт разработки месторождения Д насчитывает несколько десятков лет, при этом из отложений БАК месторождения Д добыто более 3 млн т нефти. Детальная цифровая геолого-геохимическая модель пласта Ю₀ строилась и рассчитывалась с применением программных комплексов DV-Geo (ОАО «ЦГЭ») и Petrel (Schlumberger) специалистами ОАО «ЦГЭ» под руководством Т.Ф. Дьяконовой.

5.1.2. Построение структурного каркаса

Структурный каркас геологической модели строился между тремя поверхностями: кровля баженовской свиты, граница между верхней и нижней частями разреза БС и подошва баженовской – кровля абалакской свит.

Формирование структурного каркаса проходило по следующим этапам:

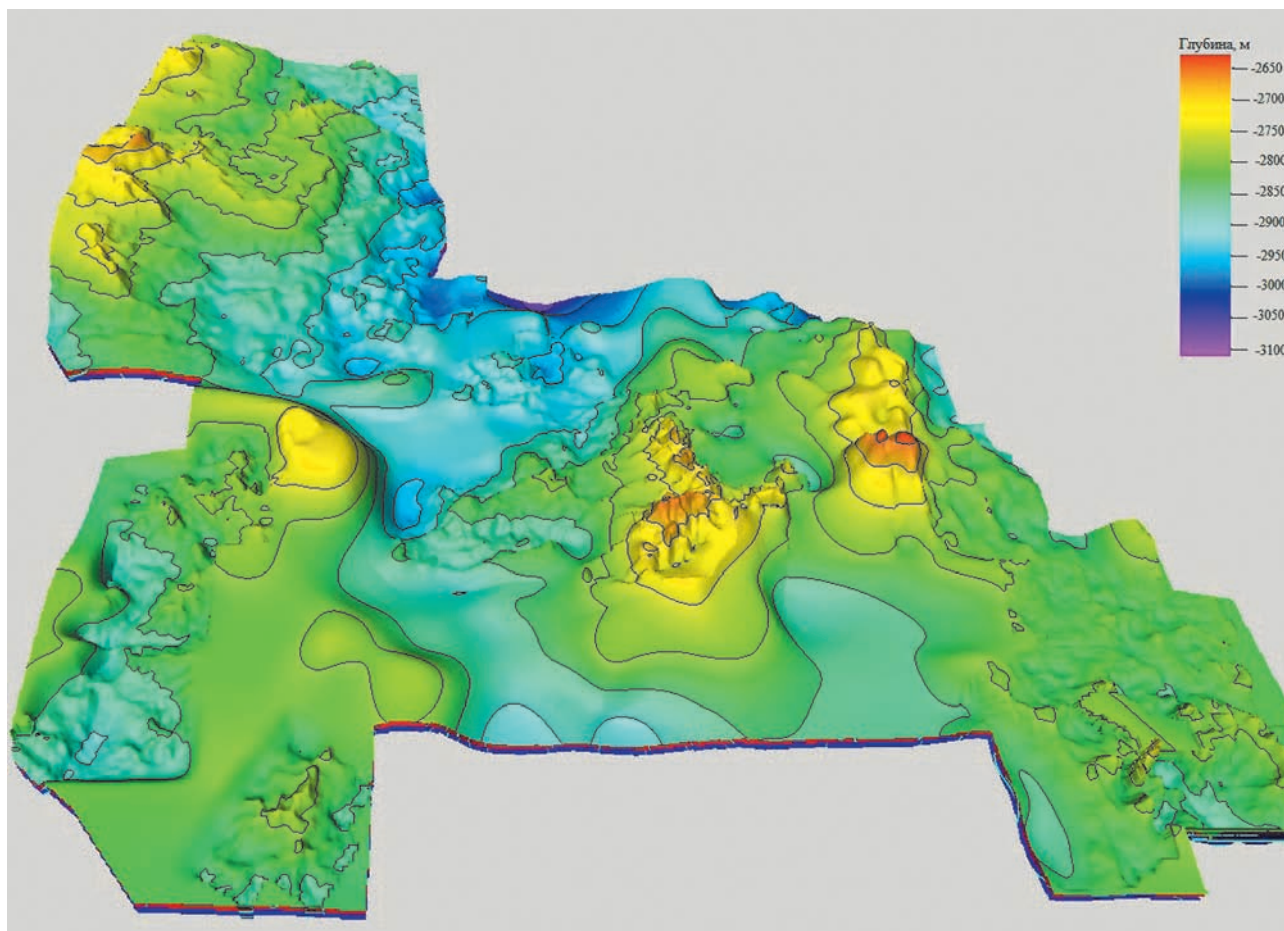
1. Строились карты общих толщин верхнего и нижнего разделов БС.

2. По сформированным массивам абсолютных отметок и координат пластопересечений с использованием данных 3Д-сейсморазведки (там, где были ее результаты) строились поверхности кровли, подошвы и границы верхней и нижней частей разрезов БС.

3. Проводилась разбивка модели на элементарные слои.

Для построения структурного каркаса области Салымского мегавала и сопредельных структур использовались результаты интерпретации данных сейсморазведки 3Д и результаты корреляции разрезов скважин. Для областей, где не проводились сейсморазведочные работы, поверхности строились по скважинным данным.

Используя пространственный скелет, был построен структурный каркас всех горизонтов. Для примера, на рис. 5.23 приведен структурный каркас кровли пласта Ю₀. Кровля и подошва пласта Ю₀ рассчитывались согласно структурным картам сейсмических горизонтов. При этом осуществлялась увязка данных границ, выделенных по ГИС, с сейсмическими материалами. В ячейках, через которые проходили скважины, глубина кровли и подошвы пластов точно соответствует



▲ **Рис. 5.23.** Структурный каркас кровли пласта Ю₀

положению, определенному при интерпретации ГИС, а в межскважинном пространстве границы построены с учетом положения сейсмических границ.

5.1.3. Построение трехмерной модели для отложений баженовской свиты

Детальная трехмерная цифровая геологическая модель отложений БС представляет собой набор регулярных объемных сеток в координатах X, Y, Z, каждая ячейка которой характеризуется значениями литофизического индекса, набором геофизических параметров, емкостных и геохимических свойств пород. Строение сеток в горизонтальной плоскости определяется длиной и шириной ее ячеек. Трехмерная сетка создана с использованием геометрии «corner point» [Билибин и др., 2015]. Размер ячеек 200×200 м.

Количество ячеек модели по X, Y и Z равно соответственно 804×799×80. В целом в модели – 51 391 680 ячеек. Средняя высота ячейки составила 0.45 м.

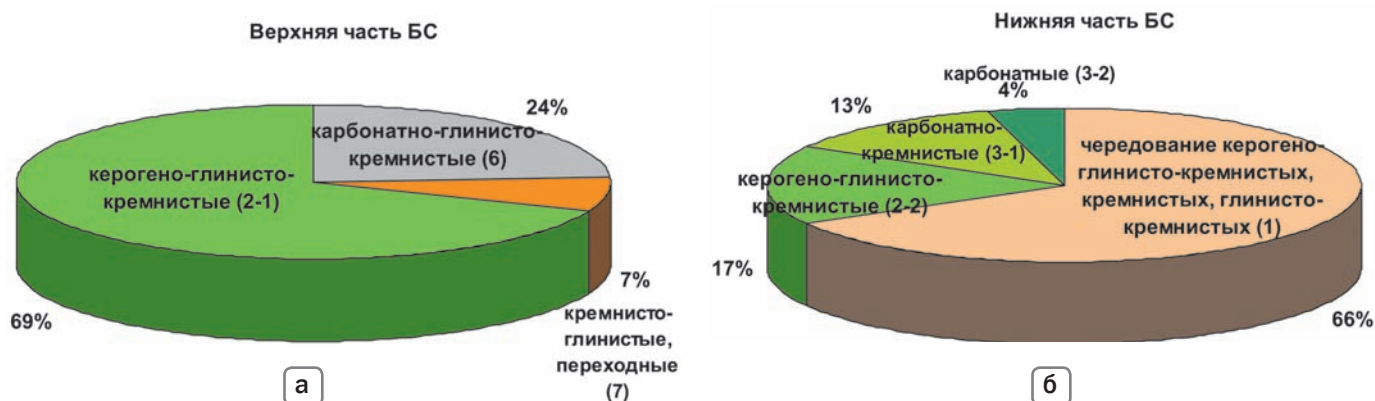
5.1.4. Моделирование литофизического куба

Для построения литофизического куба по данным керна и ГИС были выделены восемь литофизических типов в пределах БС и переходных зон к вмещающим отложениям (табл. 5.4). Каждой ячейке литофизического куба было приписано значение литофизического индекса согласно табл. 5.4.

Моделирование литофизического куба проводилось с помощью метода «Sequential Indicator Simulation». Входными данными для работы с помощью этого алгоритма являются: результаты

Основные литофизические типы пород БС по керну и ГИС

Свита	часть	индекс	Литофизический тип пород
баженовская	переходная зона	7	кремнисто-глинистые глинисто-кремнистые глинисто-керогено-кремнистые
		6	карбонатно-глинисто-кремнистые
	верхняя	2_1	глинисто-керогено-кремнистые
		4	силициты (радиоляриты)
		2_2	керогено-глинисто-кремнистые
		1	чередование керогено-глинисто-кремнистых, силицитов, глинисто-кремнистых, карбонатно-кремнистых
		3_1	кремнисто-карбонатные
		3_2	карбонатные (известняки или доломиты)



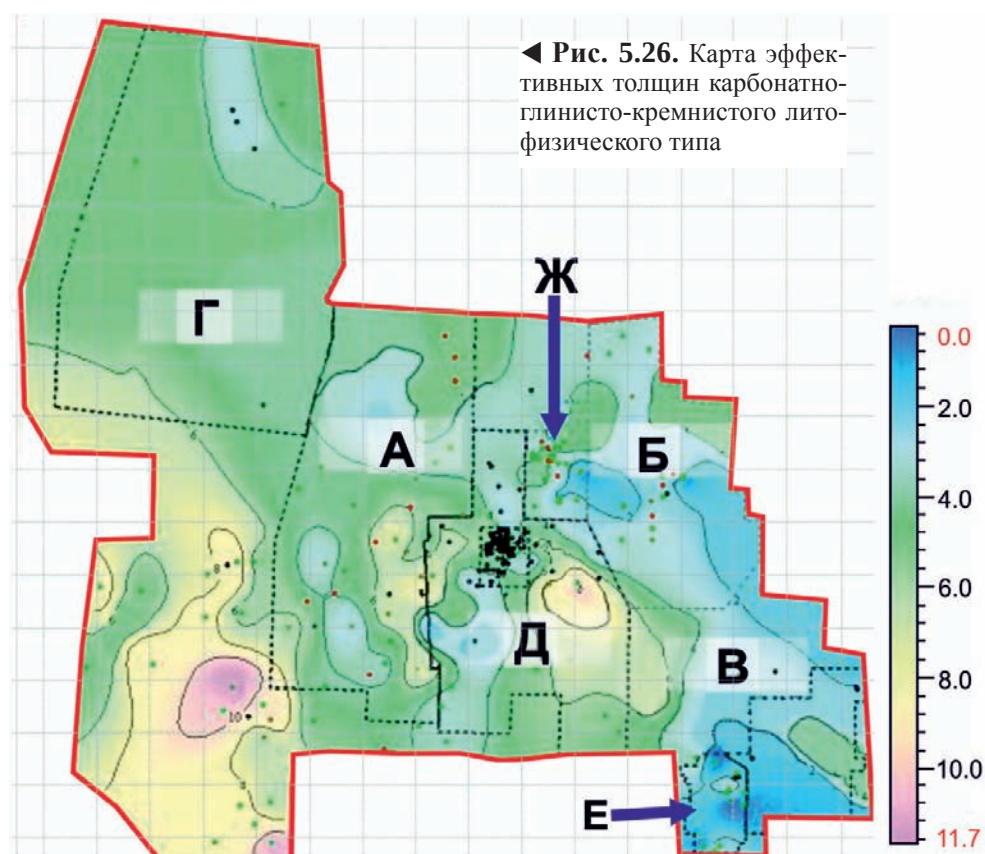
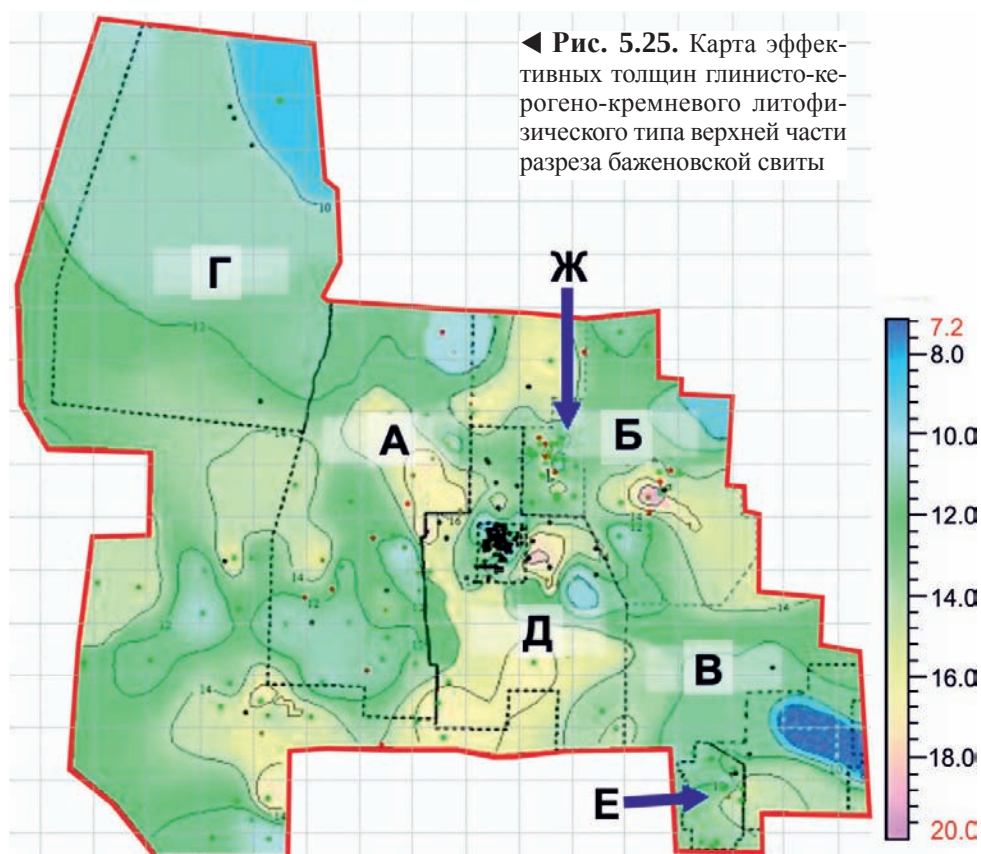
▲ Рис. 5.24. Вклады (в %) литофизических типов по верхнему (а) и нижнему (б) разделам баженовской свиты

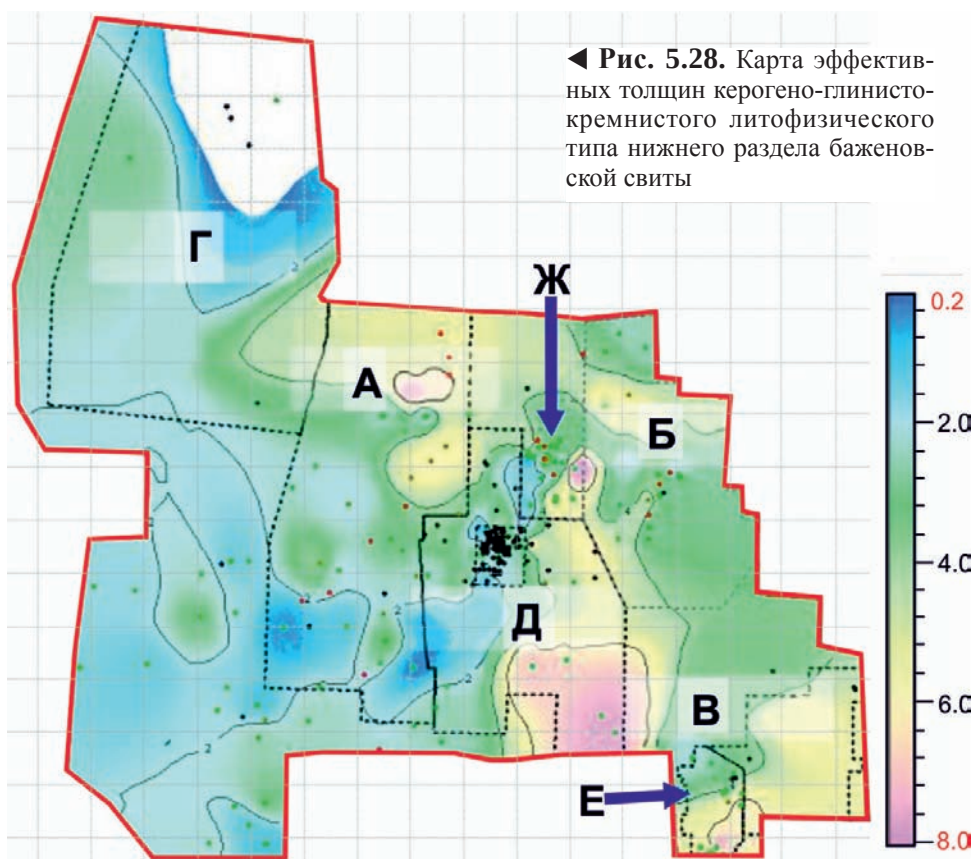
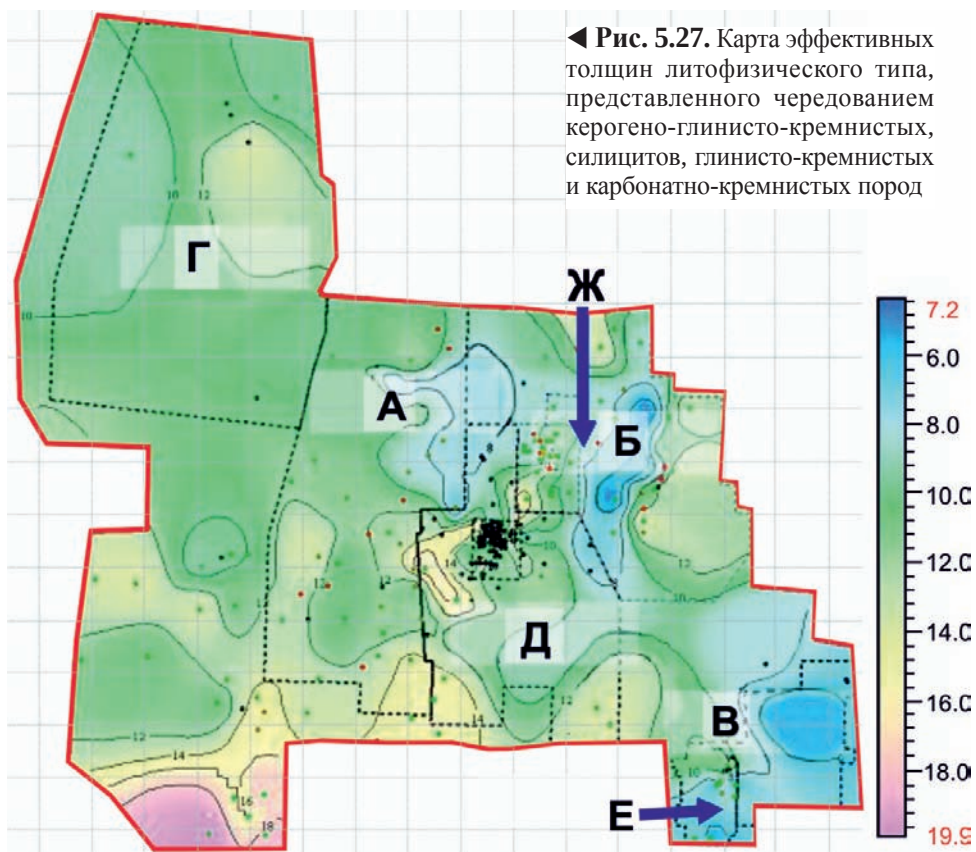
расчленения разреза на литофизические типы по данным керна и ГИС, настроенным на керн; доли каждого литофизического типа по верхней и нижней частям БС, полученные по результатам осреднения данных интерпретации ГИС отдельно для верхней и нижней частей разрезов БС (рис. 5.24); геолого-статистические разрезы литофизических типов по БС, построенные по всем скважинам, участвующим в моделировании; карты, описывающие тренд распространения каждого литофизического типа. На рис. 5.25–5.28 приведены примеры карт эффективных толщин отдельных литофизических типов. В результате был получен куб распространения литофизических типов в объеме, где каждому литофизическому типу присвоен индекс (см. табл. 5.4). На рис. 5.29 приведены примеры разрезов куба литофизиче-

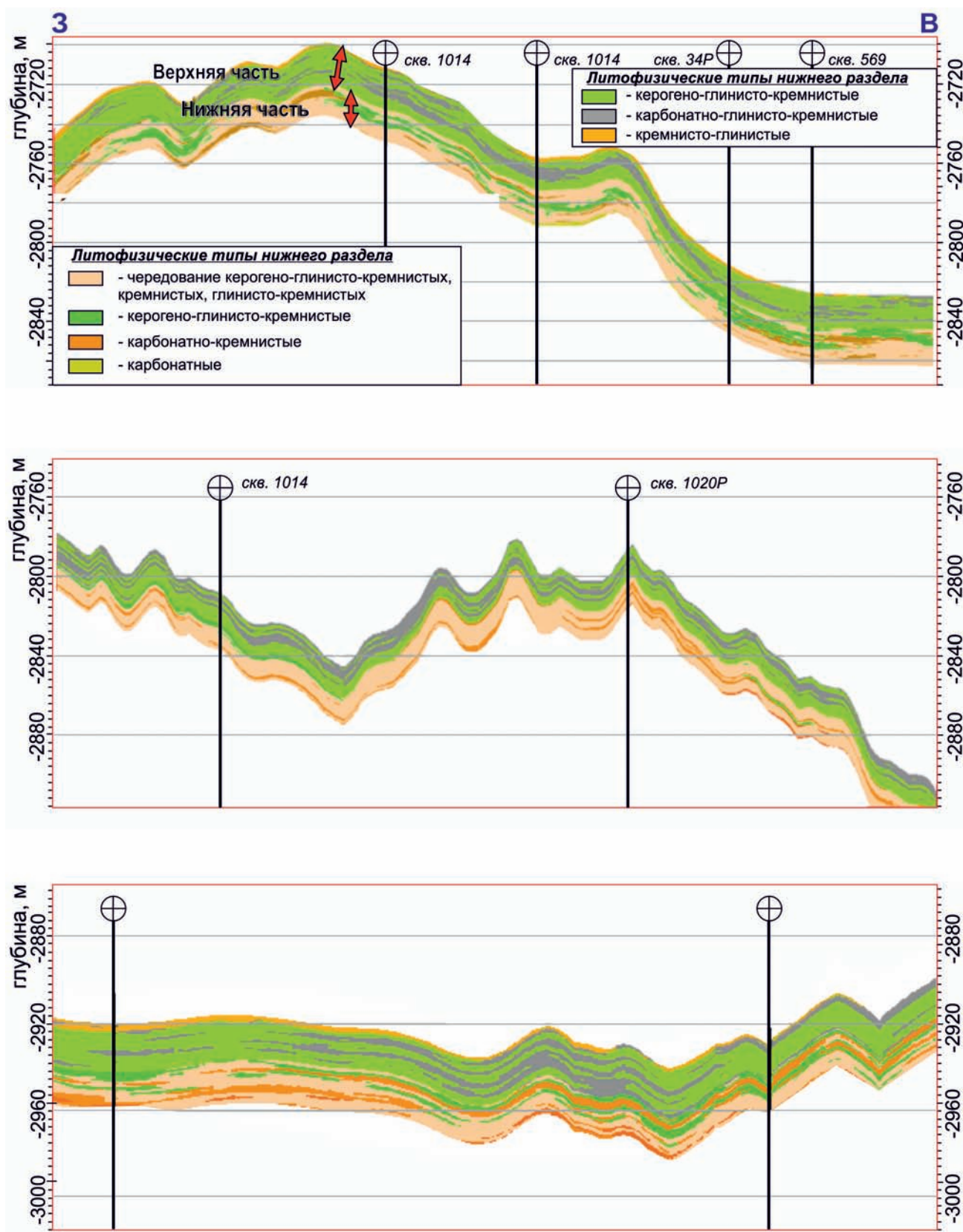
ских типов пород для разных лицензионных блоков.

5.1.5. Создание куба динамической пористости

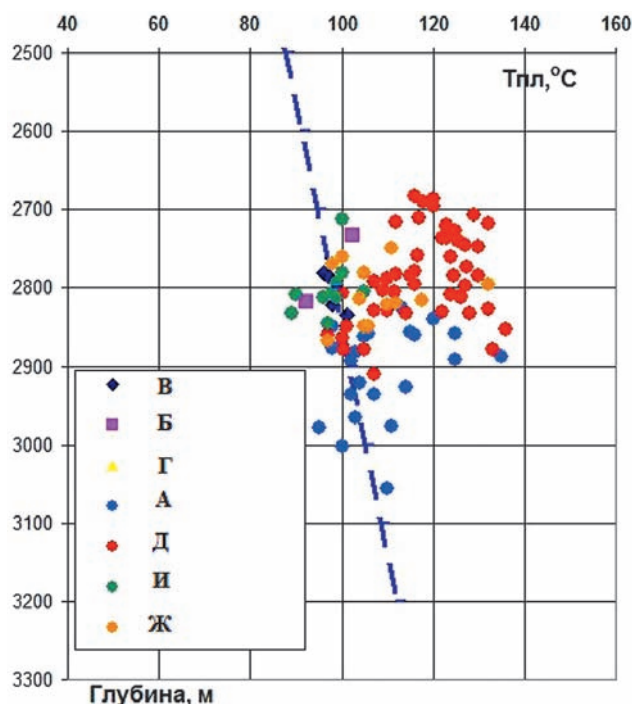
Средняя динамическая пористость была определена для каждого литофизического типа по керну и ГИС путем осреднения. Средняя величина $K_{п.дин}$ для одного и того же литофизического типа различается по разным блокам. Для моделирования динамической пористости по всему изучаемому объекту данных, полученных на ограниченном числе скважин, недостаточно. Необходимо использовать априорную информацию. В главе 2 авторами рассмотрены типы порового пространства пород БС. Выявленные в породах БС поры можно







▲ Рис. 5.29. Разрезы по кубу литофизических типов для трех месторождений



▲ **Рис. 5.30.** Сопоставление замеров пластовой температуры

разделить на две группы: приуроченные к минеральной части пород – минеральная пористость и к органической – керогеновая пористость (пористость внутри агрегатов керогена или на контакте с минеральной матрицей, но образовавшиеся за счет преобразования керогена. Как было показано в главе 2, на рассматриваемом блоке пористость керогена развита на лицензионных участках А и Д.

Блоки всего участка Салымского мегавала расположены в зонах, отличающихся катагенетической зрелостью. Лицензионные участки: В и Б – характеризуются стадией катагенеза МК1, Г – МК2, Д – МК3, часть участка А – МК4.

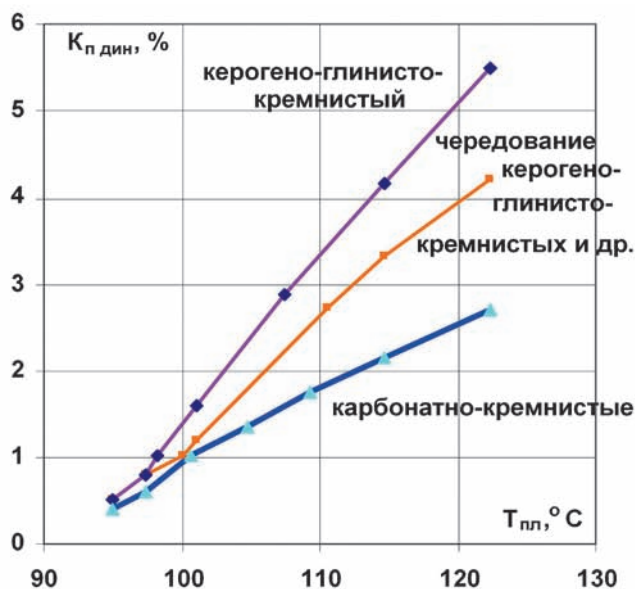
Для предсказания стадии катагенетической зрелости предлагается использовать пластовую температуру. На рис. 5.30 приведены точки, соответствующие измерениям температур в разных скважинах на 7 месторождениях. Синяя пунктирная линия соответствует среднестатистическому изменению температуры с глубиной. Скважины, пластовая температура в которых превышает температурную зависимость более чем на 10 °С, являются аномально прогретыми. Такие скважины сосредоточены в районе работ на месторождениях А и Д.

Природа повышенной температуры, по нашему предположению, связана с тепловыми потоками, которые приурочены к границам магматического тела, расположенного в фундаменте в основании Салымского мегавала. Эти предположения основываются на наличии отражающих границ, под наклоном уходящих в глубь земной коры в фундаменте Салымского мегавала (см. рис. 5.8, 5.9), структурного выступа, который на карте фундамента, построенной под руководством Суркова, выделен как гранитный батолит.

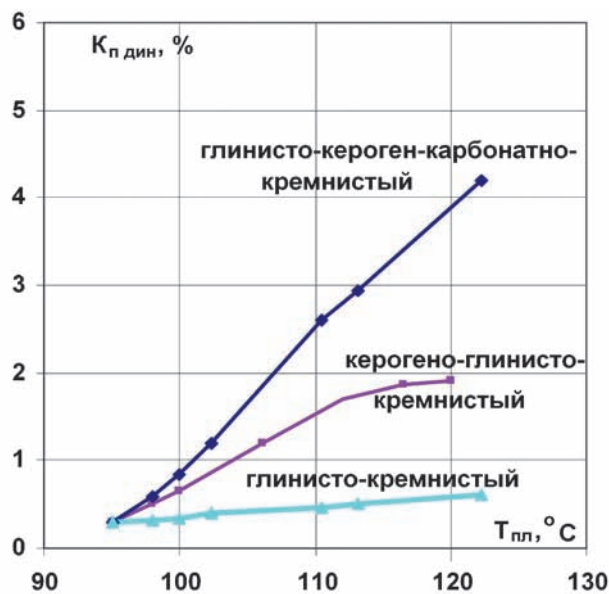
Значение коэффициента динамической пористости, как было указано выше, зависит от объема порового пространства между отдельными минеральными зернами или их агрегатами в породе и объема порового пространства, связанного с керогеном. Пористость на контакте керогена и минеральных зерен отнесена к пористости керогена, т.к. на стадии литификации поровое пространство между минеральными зернами и ОВ отсутствовало – ОВ полностью облекало минеральное зерно. По мере созревания керогена от огромных молекул твердого ОВ отделяются относительно небольшие фрагменты и образуются молекулы нефтяных углеводородов (микронепть по терминологии Н.Б. Вассоевича), а на его месте образуется поровое пространство. При этом в первую очередь начинает трансформироваться кероген на контакте с минеральной фазой, так как из этой области отделившиеся углеводороды могут перемещаться по порам минеральной фазы породы. Появление пористости в керогене обусловлено прогревом, который контролируется температурой породы.

Кроме керогена значимые изменения происходят с глинистыми минералами – из них выделяется межслоевая вода, в результате чего они приобретают меньший объем. Карбонатные минералы перекристаллизуются в результате диа- и катагенеза с образованием пор. В результате анализа средних значений динамической пористости, полученных по керну, и замеров пластовых температур в скважинах, для каждого литофизического типа пород для верхней и нижней части разреза БС были установлены аппроксимирующие зависимости $K_{п.дин}$ от пластовой температуры (рис. 5.31).

Для характеристики изменения динамической пористости по латерали специалистами ЦГЭ были построены трендовые карты динамической



а



б

▲ **Рис. 5.31.** Обобщенная тенденция изменения динамической пористости от пластовой температуры: а) нижний разрез, б) верхний разрез баженовской свиты

пористости индивидуально для каждого литофизического типа пород. На рис. 5.32, 5.33 приведены два примера карт динамической пористости наиболее распространенных литофизических типов: керогено-глинисто-кремнистых и чередования керогено-глинисто-кремнистых, силицитов, карбонатно-кремнистых прослоев нижней части разреза БС. Выбор этих литофизических типов определялся тем фактором, что их доля в общем объеме пород БС контролирует запасы подвижной нефти.

Трендовые карты динамической пористости для каждого литофизического типа использовались совместно при построении куба динамической пористости, по которому можно рассчитывать объемы запасов и ресурсов подвижной нефти (V1). На рис. 5.34 приведены примеры разрезов через куб динамической пористости.

Построение трехмерных кубов геофизических $\Delta I\gamma$ и геохимических параметров TOC , S_1 , S_2 , $S_2^{после}$

Объемы ресурсов высвобождаемой нефти (V_2) и «синтетической» нефти (V_3) предлагается рассчитывать, используя трехмерные модели следующих геохимических параметров: S_1 , $\Delta S_2 =$

$= S_2^{после} - S_2^{до}$, $S_2^{после}$. Эти параметры можно измерить только на керне, а объем кернового материала ограничен несколькими скважинами. Поэтому сначала для скважин, по которым изучался керн, были построены зависимости типа керн-керн и керн-ГИС: $\Delta S_2 = f(ТОС)$, $S_2^{после} = f(ТОС)$, $ТОС = f(\Delta I\gamma)$. А по этим зависимостям, используя предварительно построенные кубы $\Delta I\gamma$ и $ТОС$, уже строили трехмерные кубы геохимических параметров.

Для моделирования куба двойного разностного параметра ГК ($\Delta I\gamma$)

$$\Delta I\gamma = (I\gamma - I\gamma_{\min}) / (I\gamma_{\max} - I\gamma_{\min}), \quad (5.1)$$

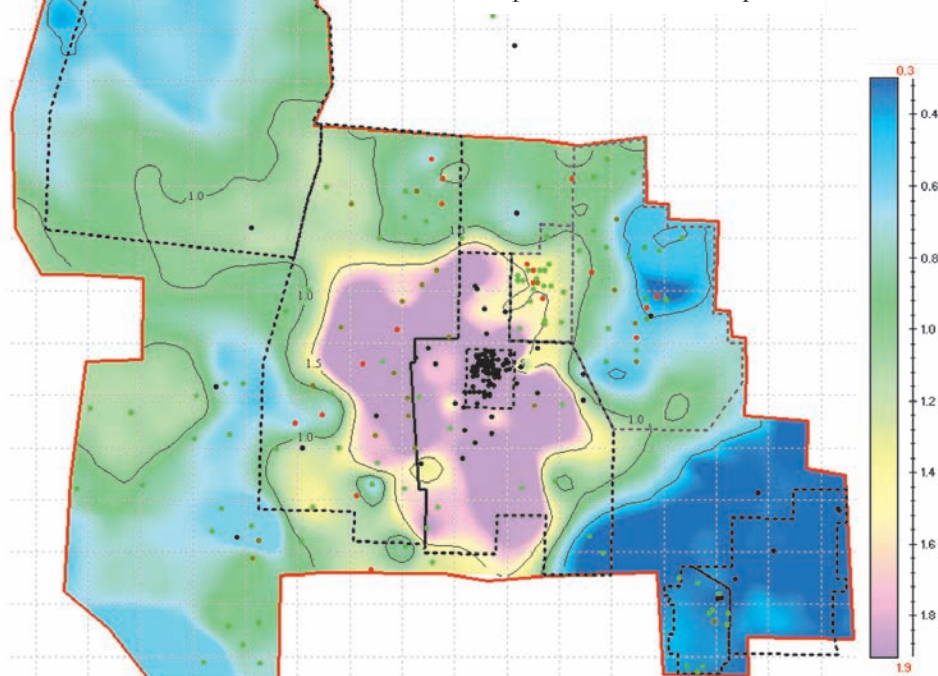
где $I\gamma$ — значение гамма поля в точке измерения, $I\gamma_{\min}$ — минимальное значение в исследуемом интервале, $I\gamma_{\max}$ — максимальное значение для БС;

использовались следующие параметры:

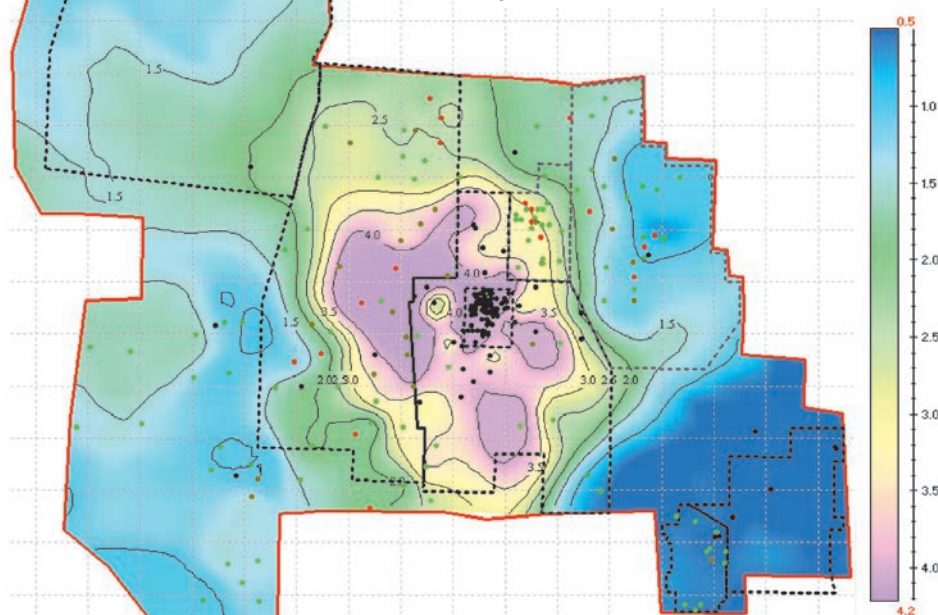
- кривые $\Delta I\gamma$ по скважинам,
- куб литофизических типов,
- вариограммы $\Delta I\gamma$ для каждого литофизического типа.

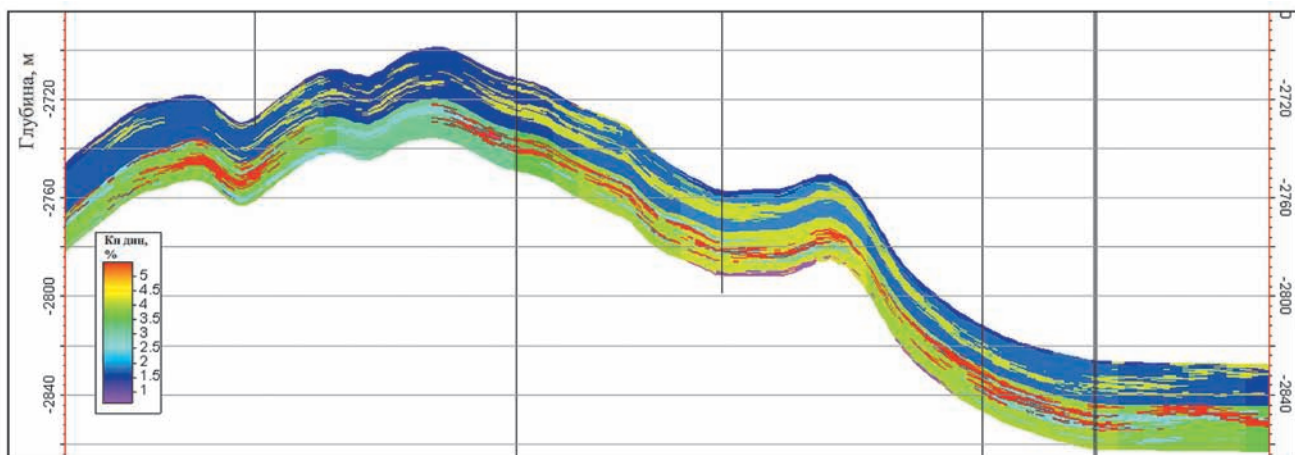
Полученный куб $\Delta I\gamma$ на всей площади исследований разделялся на блоки, и для каждого блока рассчитывался куб $ТОС$ по зависимостям $ТОС = f(\Delta I\gamma)$:

◀ **Рис. 5.32.** Трендовая карта динамической пористости для керогено-глинисто-кремнистого литофизического типа пород

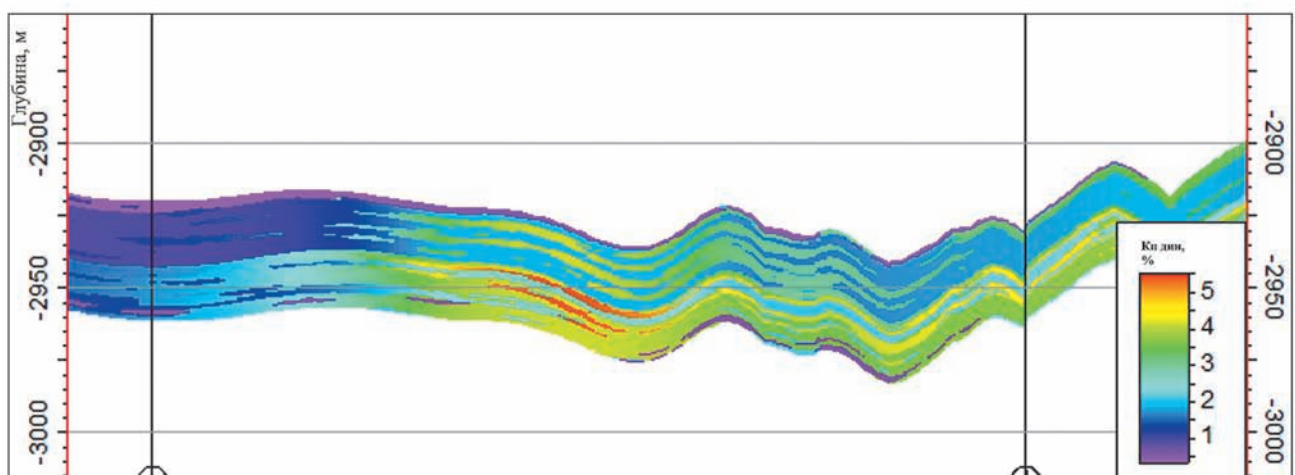


◀ **Рис. 5.33.** Трендовая карта динамической пористости для чередования керогено-глинисто-кремневых, силицитов, глинисто-кремневых и карбонатно-кремневых литофизических типов

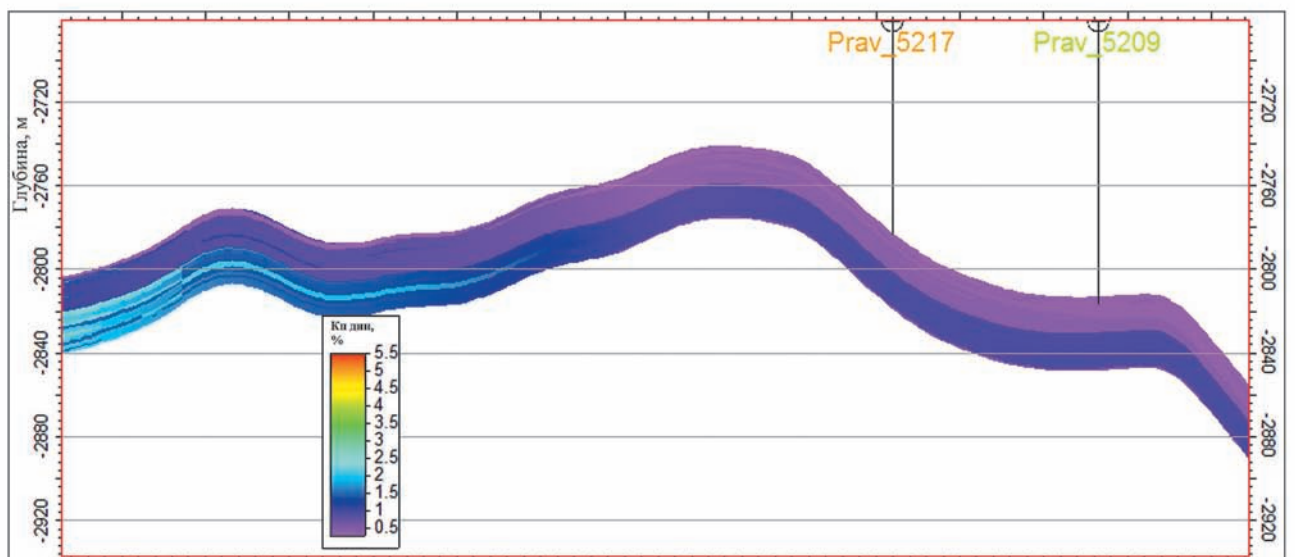




а) Блок Д



б) Блок А



в) Блок Б

▲ Рис. 5.34. Разрезы по кубу динамической пористости через лицензионные участки

Блок Д + блок А:

$$\text{ТОС} = 2.3074 \Delta I\gamma^3 - 9.3403 \Delta I\gamma^2 + 16.03 \Delta I\gamma + 2.9955 \quad (5.2)$$

Блок Б:

$$\text{ТОС} = -9.2298 \Delta I\gamma^3 + 7.3611 \Delta I\gamma^2 + 14.882 \Delta I\gamma + 5.0182 \quad (5.3)$$

Блок Г + блок В:

$$\text{ТОС} = 16.152 \Delta I\gamma^3 - 35.382 \Delta I\gamma^2 + 33.207 \Delta I\gamma + 1.9682. \quad (5.4)$$

Для создания куба S_1 использовались средние значения S_1 (мгУВ/г породы) для каждого литофизического типа, полученные в результате анализа керн. Так, значение S_1 в конкретной ячейке приравнивалось к среднему значению S_1 по керну в соответствии с литофизическим типом этой ячейки.

Для формирования куба $S_2^{\text{до}}$ для каждого блока использовались результаты анализов связей «керна-керна» $S_2^{\text{до}} = f(\text{ТОС})$:

Блок Д + блок А:

$$S_2^{\text{до}} = 3.9316 + 1.4273 \cdot \text{ТОС} [\text{мгУВ/г породы}] \quad (5.5)$$

Блок Б:

$$S_2^{\text{до}} = -6.845 + 5.7658 \text{ ТОС} \quad (5.6)$$

Блок В:

$$S_2^{\text{до}} = -0.1924 + 4.753 \text{ ТОС} \quad (5.7)$$

Блок Г:

$$S_2^{\text{до}} = -0.9357 + 2.7378 \text{ ТОС}. \quad (5.8)$$

Заполнение ячеек куба $S_2^{\text{после}}$ проводилось по корреляционным зависимостям между площадью пика S_2 до и после экстракции для каждого геологического блока:

Блок А + блок Д:

$$S_2^{\text{после}} = -2,107 + 0,7816 \cdot S_2^{\text{до}} [\text{мгУВ/г породы}] \quad (5.9)$$

Блок Б:

$$S_2^{\text{после}} = -4.9777 + 0.9365 S_2^{\text{до}} \quad (5.9)$$

Блок В + блок Г:

$$S_2^{\text{после}} = -6.8862 + 0.7636 S_2^{\text{до}}. \quad (5.10)$$

Для расчета объема высвобождающихся углеводородов (объема сорбированных битумоидов)

дополнительно строился куб ΔS_2 , а для расчета объема синтетической нефти строился куб $S_2^{\text{после}}$. Значения ΔS_2 и $S_2^{\text{после}}$ переводились в объемы. Сумма значений объемов, соответствующих ΔS_2 и $S_2^{\text{после}}$ по всем ячейкам распространения БС на изучаемой территории, позволяет рассчитывать объемы высвобождаемой и синтетической нефти соответственно.

5.1.6. Оценка ресурсной базы нефти БС Салымского мегавала и сопредельных структур

Оценка ресурсной базы нефти БС проводится по нескольким типам потенциально извлекаемой нефти:

І. Масса нефти, находящейся в свободном состоянии в динамической пористости пород БС. Эти ресурсы можно условно разделить на несколько видов по аналогии с традиционными коллекторами:

а) Ресурсы подвижной нефти, заполняющей динамическую пористость в зоне, где в результате испытаний или опытной эксплуатации уже получены притоки нефти из известных интервалов без дополнительных ГТМ.

б) Ресурсы подвижной нефти в зоне, где получены притоки, но из пластов, которые подключаются к работе после проведения дополнительных ГТМ, например ГРП.

в) Ресурсы подвижной нефти в зоне, где не были получены притоки на естественных режимах, но получены притоки после ГТМ.

г) Ресурсы потенциально подвижной нефти в районах, где нет еще пробуренных скважин, но геологическое строение которых аналогично районам, давшим приток нефти из БС.

Для рассматриваемого региона Большого Салыма все эти ресурсы в настоящее время необходимо объединять в единый ресурс. Это обусловлено тем, что даже для тех скважин, где получены промышленные притоки нефти, нет четких и обоснованных представлений о радиусе дренирования и как следствие невозможно подсчитать запасы даже по новой классификации. А так как не определена зона распространения естественного коллектора, то и границы залежи не определены, а значит невозможно рассчитать даже геологические запасы нефти.

II. Масса высвобождаемой нефти – масса УВС, которые находятся в поровом пространстве, но сорбированы на поверхности твердой фазы.

III. Масса «синтетической» нефти (остаточный генерационный потенциал) – масса нефти, которую можно получить путем полной деструкции керогена.

Расчет ресурсной базы по всем трем типам потенциально извлекаемой нефти предлагается строить на основании трехмерной модели изучаемой части баженовского резервуара. Для каждой ячейки модели оценивается масса каждого из трех типов потенциально извлекаемой нефти. Суммирование каждой из масс по вертикали позволяет создать три карты (раздельно для каждого из типов потенциально извлекаемой нефти) линейных масс (удельной плотности ресурсов) потенциально извлекаемой нефти, что необходимо при выборе первоочередных зон для разработки. Ресурс каждого из типов потенциально извлекаемой нефти получаем путем суммирования линейных масс по всей обрабатываемой территории. Оценка удельной плотности ресурсов не всегда удобна разработчикам, поэтому авторы вместо массы использовали объемы потенциально извлекаемой нефти. Такой подход логичен для подвижной нефти, так как она заполняет объем порового пространства. Для расчета ресурсов «высвобождаемой» и «синтетической» нефти авторы

использовали пиролитические параметры, которые измеряются в массовых долях, поэтому для их пересчета в объемные доли были использованы следующие значения плотностей: 0,85 г/см³ для «высвобождаемой», 0,95 г/см³ для «синтетической» нефти.

В настоящий момент для группы месторождений Большого Салыма проведена оценка линейных объемов подвижной нефти V_1 пласта Ю₀ объемным методом без разделения ресурсов по описанным выше видам [Билибин, Кашик и др., 2015]. Для расчета линейных объемов подвижной нефти использовалась следующая формула:

$$V_1 = \Sigma(H_i * K_{п.лин,i}), \quad (5.11)$$

где H_i – высота i -й ячейки; $K_{п.лин,i}$ – динамическая пористость, рассчитанная для i -й ячейки.

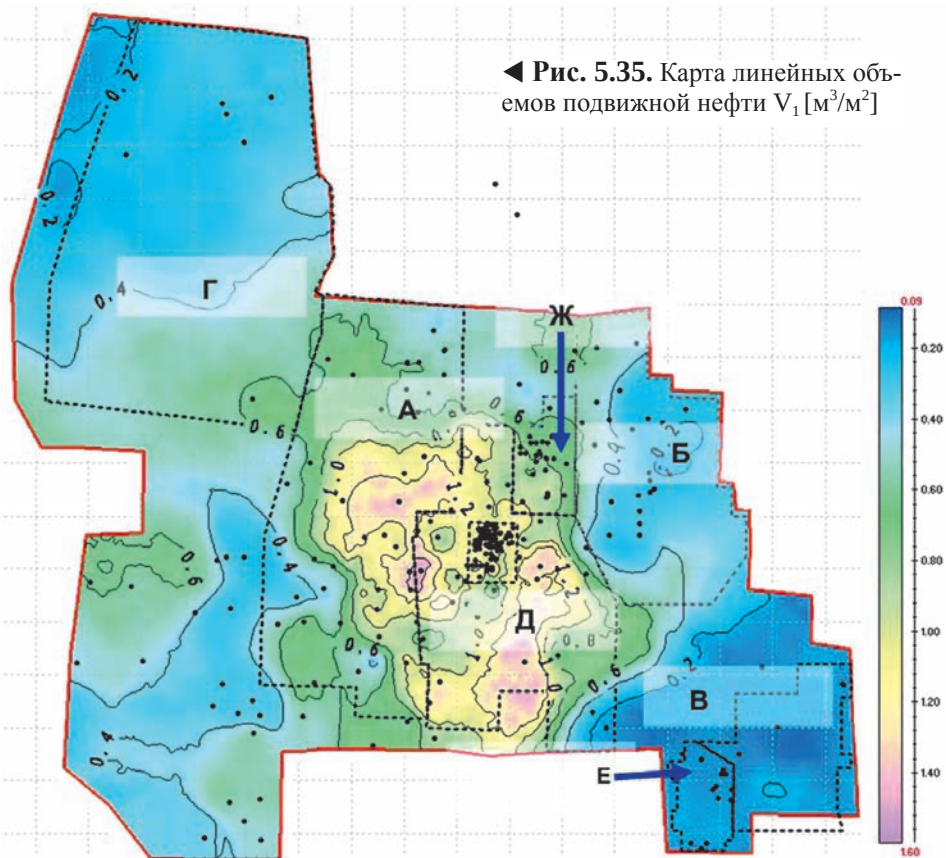
Используя куб подвижной нефти, были рассчитаны ресурсы подвижной нефти (табл. 5.5) и построена карта линейных объемов подвижной нефти (рис. 5.35), а на рис. 5.36 приведена совмещенная карта зон продуктивности и линейных объемов подвижной нефти. В зонах 1 и 2 на совмещенной карте расположены области с наибольшими линейными объемами, они характеризуются максимальными значениями динамической пористости и наибольшей накопленной добычей.

Таблица 5.5

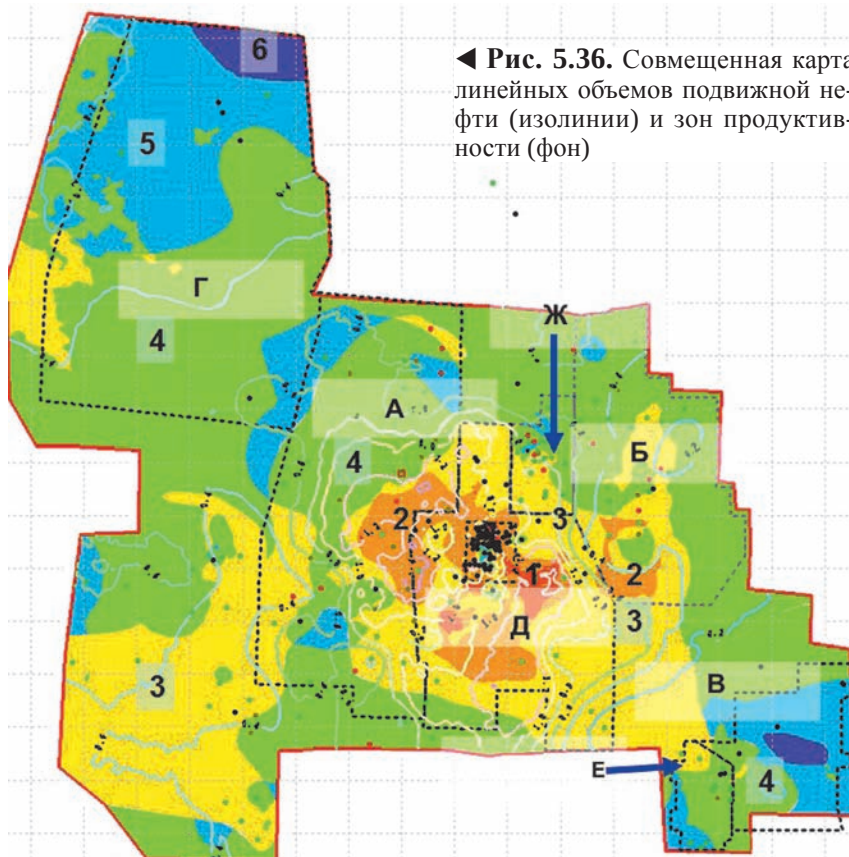
Начальные ресурсы подвижной нефти в пределах участка Салымского мегавала и сопредельных структур

Месторождение	Площадь, тыс. м ²	$H_{эф}$, м	Объем нефте-насыщенных пород, тыс. м ³	$K_{п.лин}$, д.ед.	$K_{п.}$, д.ед.	Пересчетный к-т, д.ед.	Плотность нефти, г/см ³	Начальные ресурсы подвижной нефти, тыс. т
Весь блок Д	1 498 960	39.6	59 358 816	0.025	1	0.72	0.81	865 452
Д0	100 350	35.6	3 572 460	0.031	1	0.72	0.81	64 587
Ж	234 011	37.4	8 752 011	0.02	1	0.72	0.81	102 083
А	2 279 070	37.9	86 376 753	0.02	1	0.72	0.81	1 007 498
Б	1 293 200	36.1	46 684 520	0.01	1	0.6	0.857	240 052
Г	3 355 200	33.3	111 728 160	0.011	1	0.72	0.81	716 758
Е	200 158	33	6 605 214	0.005	1	0.733	0.816	19 754
В	600 892	28.2	16 945 154	0.005	1	0.69	0.879	51 387

◀ Рис. 5.35. Карта линейных объемов подвижной нефти V_1 [м³/м²]



◀ Рис. 5.36. Совмещенная карта линейных объемов подвижной нефти (изолинии) и зон продуктивности (фон)



По результатам расчетов удельная плотность ресурсов подвижной нефти в зоне 1 максимальная и равна 735 тыс. т/км². При увеличении номера зоны от 1 к 6 удельная плотность ресурсов подвижной нефти закономерно уменьшается до 58 тыс. т/км² для зоны 6 (рис. 5.37).

Максимальные ресурсы подвижной нефти рассчитаны для участка А, минимальные ресурсы получены для участка Е. Это связано с максимальной площадью участка А, а участок Е характеризуется минимальными значениями $K_{п.дин}$ по разрезу и минимальной площадью. Самая высокая удельная плотность ресурсов подвижной нефти на 1 км² рассчитана для участка Д0 – 646 тыс. т/км² (рис. 5.38). Самая низкая удельная плотность ресурсов подвижной нефти для участка В – 82 тыс. т/км².

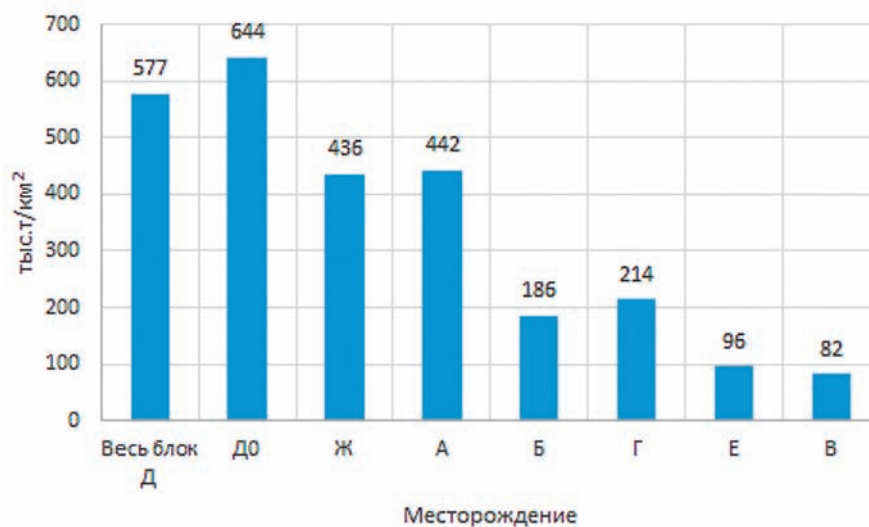
Сопоставление ресурсов подвижной нефти с начальными геологическими запасами можно провести только по тем месторождениям, запасы которых числятся на Госбалансе РФ: Д, Б, В и Е (табл. 5.6). По месторождению Д запасы нефти числятся на Госбалансе в пределах всей площади лицензионного участка и отдельно для участка Д0. Начальные ресурсы подвижной нефти по одному из участков составляют 64 587 тыс. т, что на 17 768 тыс. т (+38%) больше числящихся на Госбалансе РФ (табл. 5.6).

По месторождениям Б, Е и В запасы нефти на Госбалансе числятся только по категории С1, границы которой проведены только по скважинам, давшим промышленный приток нефти. Запасы по остальной территории этих месторождений не числятся на Госбалансе. По месторождениям Б, Е

► **Рис. 5.37.** Сопоставление удельной плотности ресурсов подвижной нефти по зонам продуктивности



► **Рис. 5.38.** Сопоставление удельной плотности ресурсов подвижной нефти по месторождениям



и В запасы оценены меньше, чем стоят на Госбалансе. Это связано с тем, что по данным керна ди-

намическая пористость на этих месторождениях не превышает 1%.

Таблица 5.6

**Сопоставление подсчитанных подвижных запасов
с числящимися на Госбалансе РФ**

Место- рожде- ние		Кате- гория запасов	Площадь, тыс. м ²	Н _{эф} , м	Объем нефтена- сыщенных пород, тыс. м ³	К _{п.лин} , д.ед.	К _п , д.ед.	Пере- счет- ный к-т, д.ед.	Плот- ность нефти, г/см ³	Начальные ресурсы подвижной нефти, тыс. т
Весь блок Д	Предложенная методика		1 261 519	39.6	49 956 152	0.025	1	0.72	0.81	728 361
	баланс 2013	C1+C2	1 261 519	8.0	10 092 152	0.1	0.9	0.72	0.81	588 574
	абс									139 786
	отн									24
Д0	Предложенная методика		100 350	35.6	3 572 460	0.031	1	0.72	0.81	64 587
	баланс 2013	C1+C2	100 350	8.0	802 800	0.1	1	0.72	0.81	46 819
	абс									17 768
	отн									38
Б	Предложенная методика		6388	36.1	230 607	0.01	1	0.6	0.857	1 186
	баланс 2013	C1	6388	7.3	46 632	0.08	1	0.6	0.857	1 918
	абс									-732
	отн									-38
Е	Предложенная методика		3 142	33	103 686	0.005	1	0.733	0.816	310
	баланс 2013	C1	3 142	4.8	15 082	0.08	0.9	0.733	0.816	722
	абс									-412
	отн									-57
В	Предложенная методика		11 600	28.2	327 120	0.005	1	0.69	0.879	992
	баланс 2013	C1	11 600	6.3	73 080	0.08	1	0.69	0.879	3 546
	абс									-2 554
	отн									-72

Расчет линейных объемов высвобождаемой нефти проводился по формуле

$$V_2 = \Sigma[H_i \cdot (VS_{1i} + V\Delta S_{2i})], \quad (5.12)$$

где H_i – высота i -й ячейки; VS_{1i} – объем углеводородов, выделяемых при пиролизе в пике S_1 для

i -й ячейки; $V\Delta S_{2i}$ – разность объемов углеводородов, выделяемых при пиролизе в пике S_2 для i -й ячейки, до и после экстракции.

Извлечение высвобождаемой нефти V_2 возможно в результате применения специальных методов воздействия на пласт, например закачки органи-

ческих растворителей, прогрева до определенной температуры и др.

Удельная плотность ресурсов высвобождаемой нефти на 1 км² максимальна на участке Е – 868 тыс. т/км² (рис. 5.39). Самая низкая удельная плотность ресурсов высвобождаемой нефти на участке Б – 360 тыс. т/км².

По итогам построения куба объемов высвобождаемой нефти посчитаны ресурсы (табл. 5.7) и построена карта линейных объемов V₂ (рис. 5.40). Максимальные ресурсы высвобождаемой нефти сосредоточены западнее и юго-западнее участка А и на территории участка Е.

Расчет объема синтетической нефти проводился по формуле

$$V_3 = \sum [H_i \cdot (VS_2^{\text{после}i})], \quad (5.13)$$

где H_i – высота i-й ячейки; VS₂^{послеi} – объем углеводородов, выделяемых при пиролизе в пике S₂ для i-й ячейки, после экстракции.

Оценку V₃ авторы предлагают проводить на основании данных пиролиза при нагреве порошка породы свыше 300 °С. При этом в разд. 2.5 показаны первые результаты экспериментов по извлечению синтетической нефти из образцов пород БС.

Удельная плотность ресурсов «синтетической» нефти на 1 км² максимальна на участке Б – 1644 тыс. т/км² (рис. 5.41). Самая низкая удельная плотность ресурсов «синтетической» нефти на участке Д – 517 тыс. т/км².

Таблица 5.7

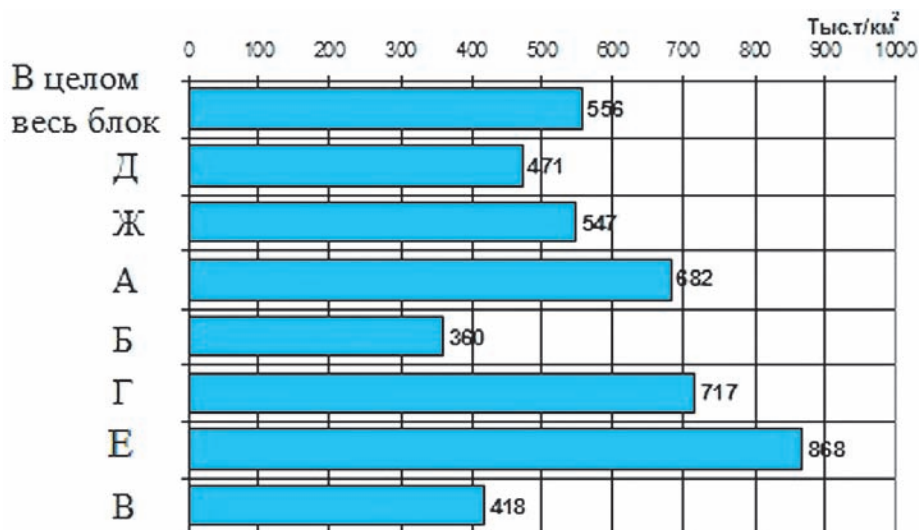
Ресурсы высвобождаемой нефти и потенциально генерируемой нефти

Месторождение/ЛУ	Ресурсы высвобождаемой нефти, тыс.т	Ресурсы синтетической нефти, тыс.т
Весь блок Д	833 949	933 083
Д0	47 303	51 842
Ж	128 115	153 803
А	1 555 449	1 243 853
Б	465 668	2 125 407
Г	2 405 730	2 925 735
Е	173 654	279 950
В	250 954	467 343
Всего	5 860 823	8 181 017

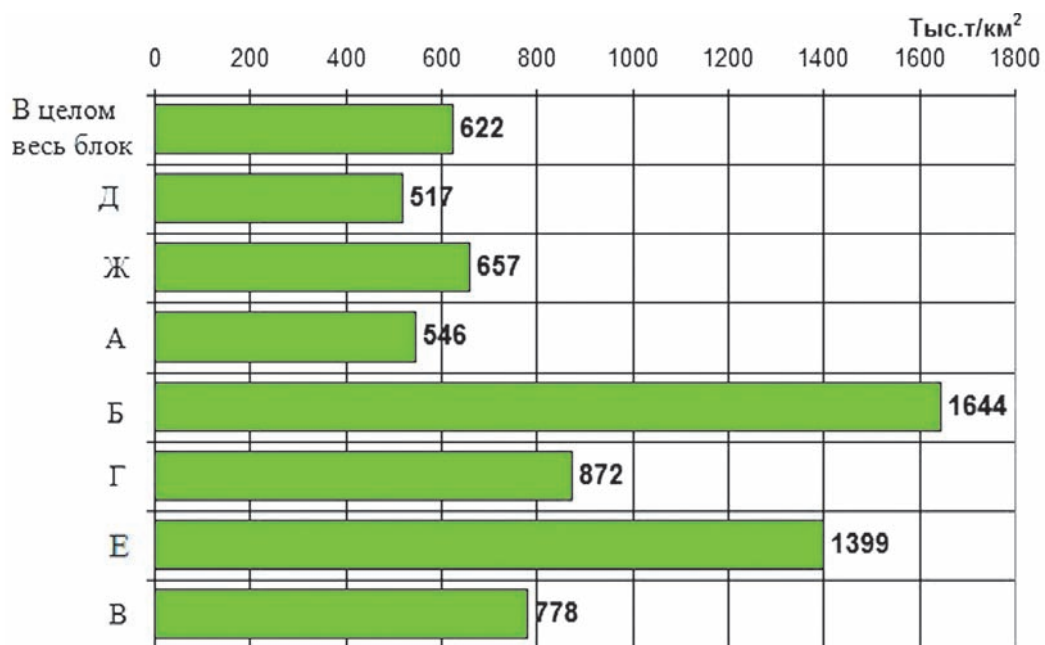
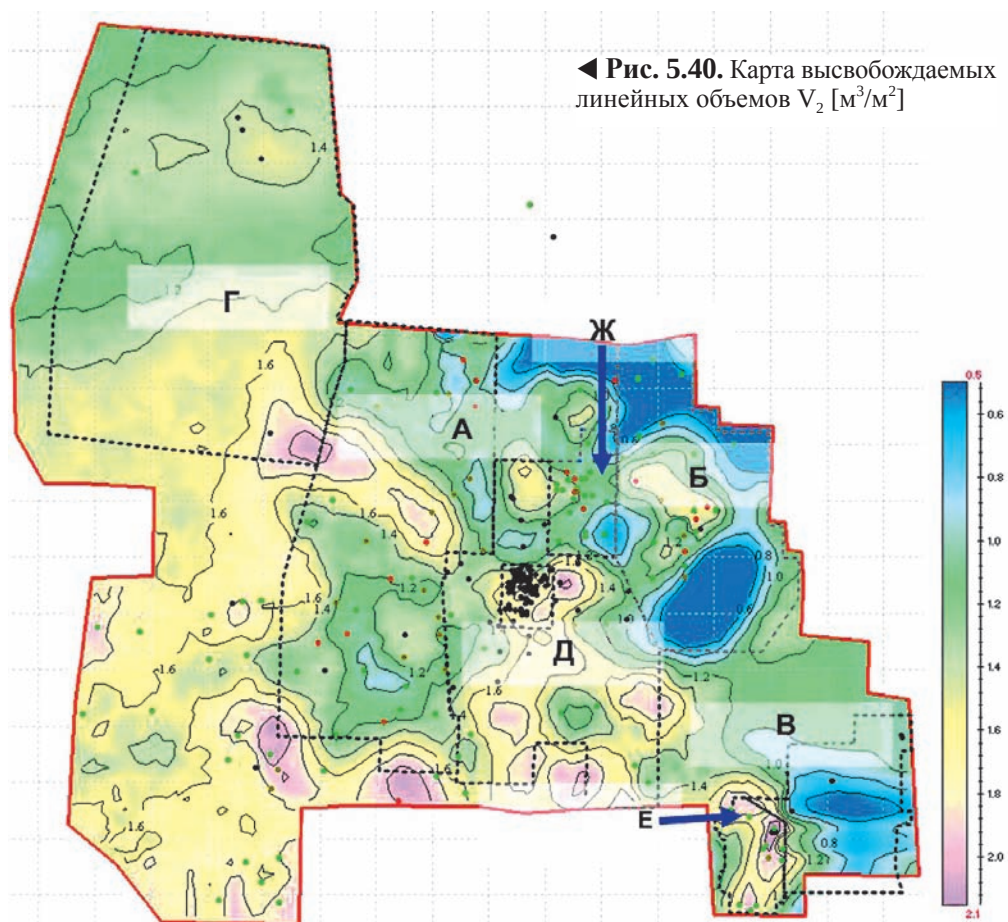
На карте линейных объемов «синтетической» нефти (рис. 5.42) видно, что максимальные ресурсы расположены в восточной части исследуемого района на участках Б и В.

В результате проведенных оценок в пределах изученной территории:

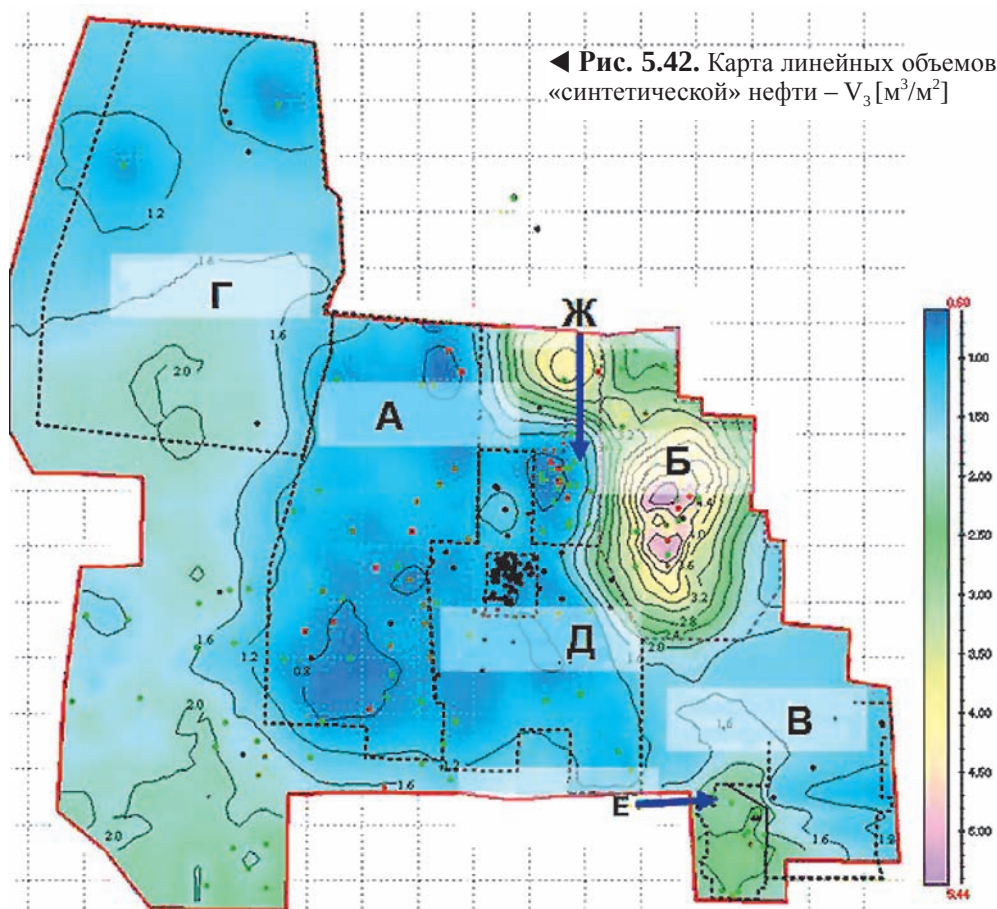
- сумма ресурсов подвижной нефти составила 3 065 104 тыс. т;
- ресурсы высвобождаемой нефти составили 5 860 823 тыс. т;
- ресурсы синтетической нефти составили 8 181 017 тыс. т.



▲ Рис. 5.39. Сопоставление плотности запасов высвобождаемой нефти по месторождениям



▲ **Рис. 5.41.** Сопоставление удельной плотности ресурсов синтетической нефти по месторождениям



5.2. Выделение зон разной продуктивности по геолого-геофизическим критериям для баженовской свиты месторождения Елизаровского прогиба

Как указывалось выше, коллекторы в БС, находящейся на ранних стадиях мезокатагенеза (МК1-МК2), необходимо искать в отложениях, не обогащенных органикой (ТОС меньше 5%). Эти коллекторы в определенной мере по своим петрофизическим свойствам близки к традиционным коллекторам.

Возможности стандартной промысловой геофизики практически не позволяют количественно оценивать состав и ФЕС пород-коллекторов в БС. Поэтому чрезвычайно актуальным является привлечение методов, обеспечивающих возможность количественного определения МКС исследуемых пород, повышающих точность определения их

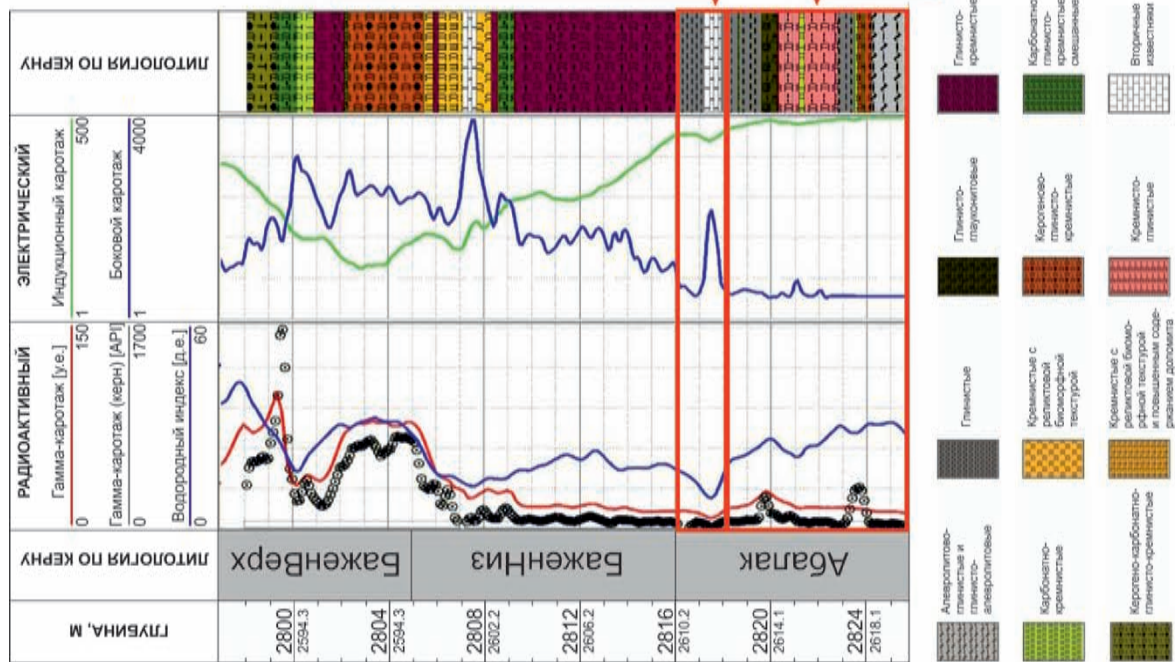
емкостных свойств, динамической пористости ($K_{п.дин}$).

С точки зрения разработки методики выделения нефтеотдающих коллекторов в БС, близким по свойствам к традиционным, а также для оценки запасов подвижной нефти в БС в залежах с установленными контурами важным объектом является нефтяное месторождение, расположенное в Елизаровском прогибе, где проводится ОПР отложений БС.

Рассматриваемая площадь располагается в центральной части Елизаровского прогиба, вблизи области сочленения его с Краснотенинским сводом.

5.2.1. Строение разрезов БС месторождения Елизаровского прогиба

Строение разрезов БС рассматриваемого месторождения подчиняется определенным закономерностям. В изученных разрезах баженовско-абалакского комплекса (БАК) было выделено 8 пачек.



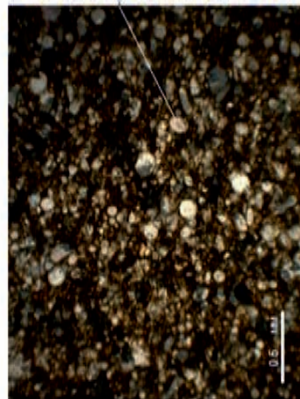
I пачка. Границы баженовской и абалакской свит



См. 3003 Глубина 2816,60м



См. 3002 Глубина 3142,10м



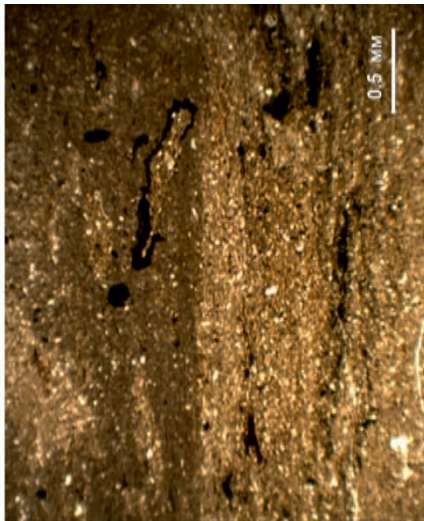
Обр. 75005 Интервал 2860-2869,1,49м

Кремнисто-карбонатные породы, трещиноватые, участками брекчированные, каверзные (аналог КС1)

I пачка. Абалакская свита



См. 3003 Интервал 2816-2825,8,26м



Обр. 19 См. 3003 Интервал 2815-2825,2,58м

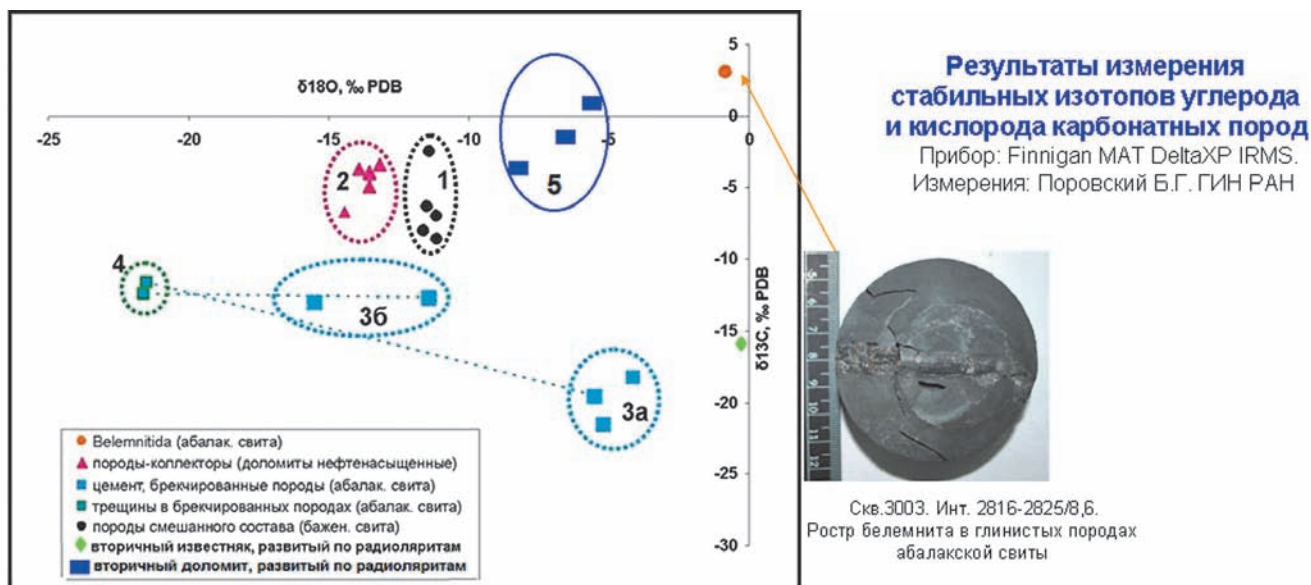
▲ Рис. 5.43. Две верхние пачки абалакской свиты подстилающие баженовскую свиту

Так же, как и для группы площадей Салымского мегавала и сопредельных структур, специалистами МГУ выделяется переходная зона, отложения которой подстилают БС. В ней уменьшается количество глинистых минералов, по сравнению с породами абалакской свиты. Породы абалакской свиты (рис. 5.43) содержат биогенный детрит (в т.ч. хитиновый), ходы илоедов, углефицированный растительный детрит, обособления пирита, зерна глауконита. Породы нередко биотурбированы, содержат различные остатки фауны, среди которых наблюдаются фрагменты белемнитов, под микроскопом установлены остатки фораминифер.

На границе баженовской и абалакской свит развиты карбонатные тела, по морфологии и составу близкие к телам толщи КС, распространенного на Салымском мегавале (см. рис. 5.43). Изотопный анализ углерода и кислорода показывает, что карбонатная матрица этих тел соответствует бактериальным телам, развивавшимся в результате анаэробного поглощения термогенного метана

(группа 3а на рис. 5.44. $\delta^{13}\text{C} = 17 \div 24 \text{ PDB}$). Белый кальцит жил выпадал в трещинах в результате деятельности низкотемпературных гидротерм (группа 4 на рис. 5.44. $\delta^{18}\text{O} \approx 22 \text{ PDB}$, что при пересчете соответствует температурам 150–180 °С). По исследованиям специалистов кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых Геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова, нефть, содержащаяся в кавернах и трещинах КС, образовалась из ОВ БС и на Салымском мегавале толща на границе баженовского и абалакского комплексов, содержащая тела КС, рассматривается в едином комплексе с БС. Поэтому эти отложения выделены в пачку I.

II пачка представлена глинисто-кремнистыми породами (см. рис. 5.45). Глинисто-кремнистые породы характеризуются тонко-горизонтально-линзовидной слоистостью, формирующей тонкие ритмичные чередования серий толщиной менее 0,5 мм. Основная масса пород часто характеризуется глобулярной структурой. Реже встречаются тон-



Группа 1. Переотложенный в диагенезе карбонатный материал

Группа 2. Относительно современная цементация, источником углерода, возможно, являлась диагенетическая углекислота. Растворение и переотложение при нефтенасыщении.

Группа 3а. Предположительно диагенетическое осаждение карбонатов.

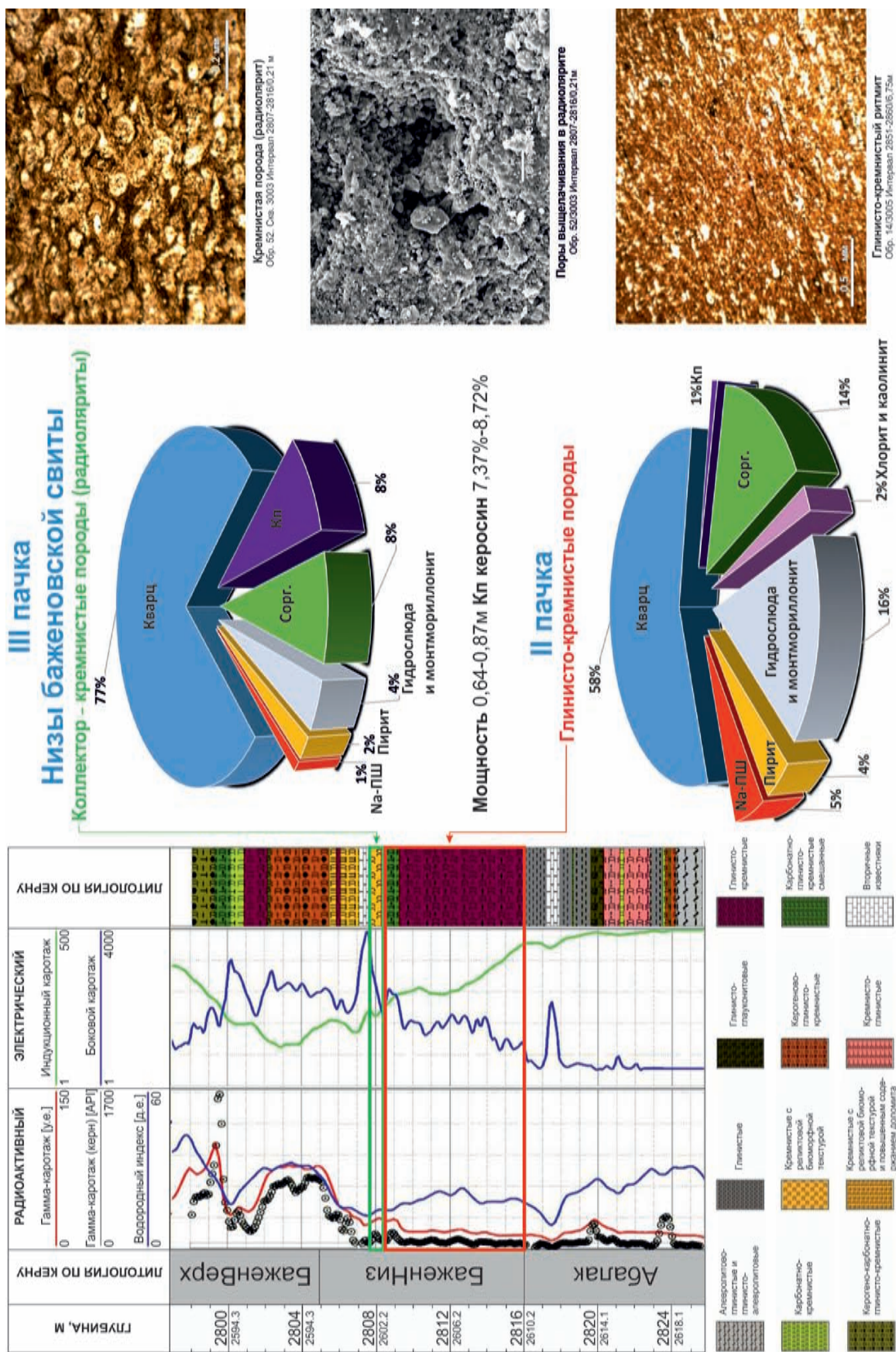
Биогенный источник углекислоты.

Группа 3б. Переотложенные карбонаты за счет проникновения (высокотемпературных?) растворов по трещинам.

Группа 4. Высокотемпературные новообразования. Источником углерода явились УВ.

Группа 5. Диагенетические карбонаты. Растворение исходного морского карбоната и осаждение его же.

▲ **Рис. 5.44.** Результаты измерения стабильных изотопов углерода и кислорода карбонатных пород на кроссплоте

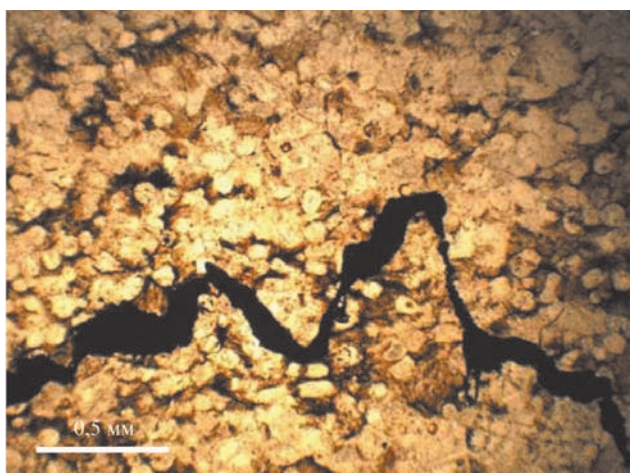


▲ Рис. 5.45. Вторая и третья пачки в основании БС

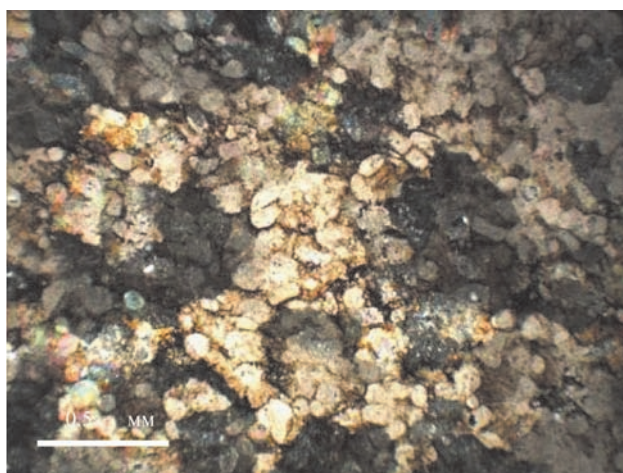
кие микролинзы, выполненные микрозернистым, реже микро-тонкозернистым раскристаллизованным кремнистым веществом. Количество глинистых минералов в составе пород варьирует от 15 до 25% мас. Среди глинистых минералов преобладают гидрослюда и смешаннослойные (рис. 5.45). Количество кремнистого вещества меняется от 57 до 60–63% мас. Биоморфные компоненты, содержание которых редко превышает 10–15% мас., представлены мелкими кремнестроющими организмами (радиолярии, редко диатомеи), кокколитофоридами, фораминиферами и фрагментами крючков теутид (онихитов). Обломочные зерна (2–7%) обыч-

но распределены неравномерно и представлены угловатыми зернами кварца размером до 0,02 мм, а также чешуйками слюд. Среди аутигенных минералов преобладает пирит, хотя нередко рассеянные кристаллы кальцита, сидерита, реже – доломита.

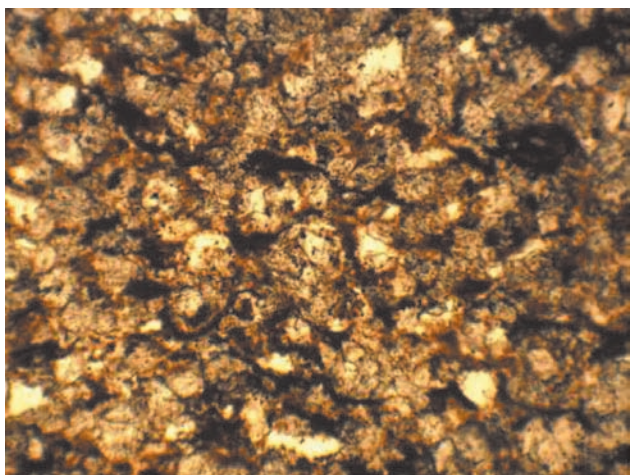
III пачка – кремнистые породы с реликтовой биоморфной и кристалломорфно-глобулярной структурой. Это радиоляриты, преимущественно с реликтовой биоморфной структурой, но в различной степени перекристаллизованные (см. рис. 5.45 Фотография шлифа образца № 52). Основным породообразующим компонентом пород являются остатки радиолярий, а количество биогенного



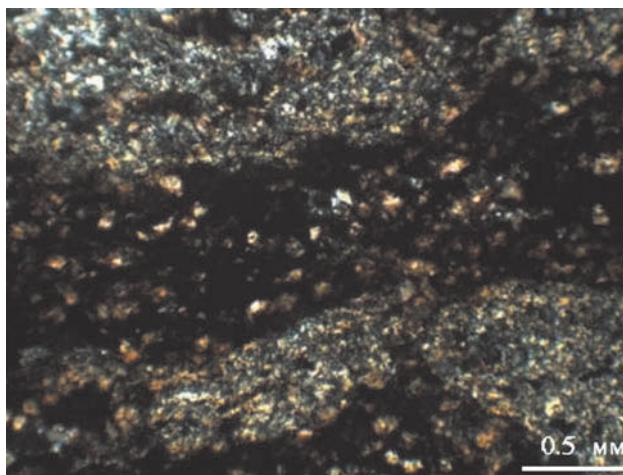
▲ **Рис. 5.46.** Кремнисто-карбонатная порода с реликтовой биоморфной структурой, стилолитизированная. Интервал 2851-2860/3.35 м. Николи //



▲ **Рис. 5.47.** Кремнисто-карбонатная порода с реликтовой биоморфной структурой. Интервал 2851-2860/3.2 м. Николи X

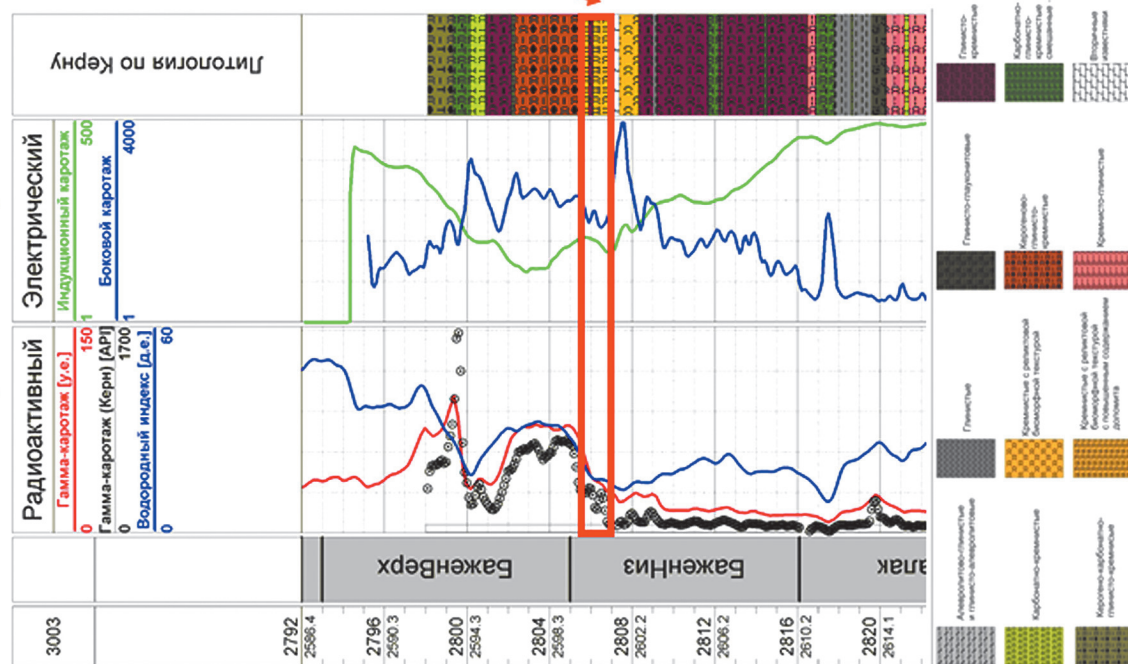


▲ **Рис. 5.48.** Карбонатно-кремнистая порода (доломитизированный радиолярит), битумо-нефтенасыщенная. Интервал 2798-2807/8,93 м. Увеличение 10. Николи: //

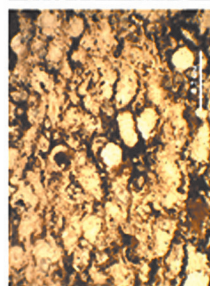


▲ **Рис. 5.49.** Кремнистая порода (радиолярит), нефте-битумонасыщенная, неравномерно пиритизированная. Интервал 2798-2807/7,62 м. Николи X

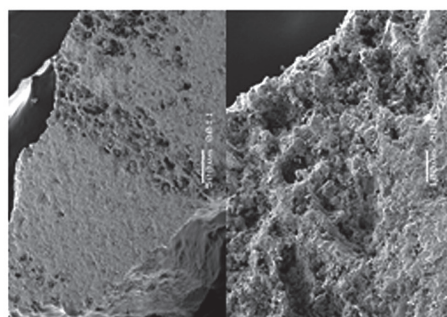
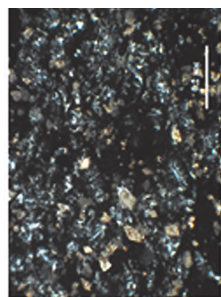
Породы: карбонатно(доломитово)-кремнистые. Коллектор



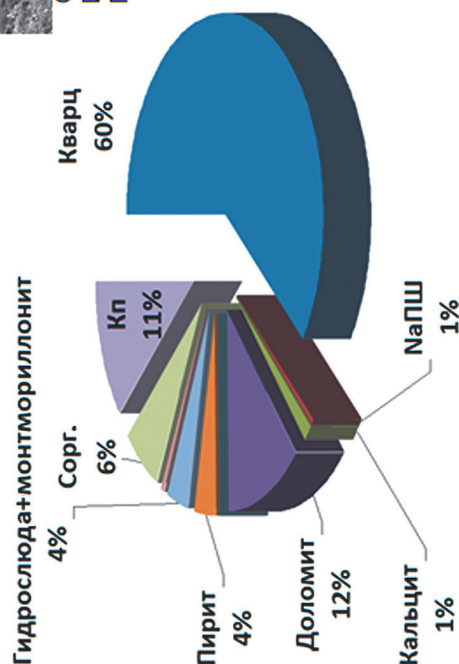
Интервал 2798-2807/8,8 м.
Неравномерное нефтенасыщение в доломитизированном радиоплите.



Обр. 58. Скв.3003. Интервал 2798-2807/8.44.



Обр.58/3003.
Интервал 2798-2807/8.44.
Пустоты выщелачивания



▲ Рис. 5.50. Пятая пачка Б

кремнезема превышает 80%. Поперечные сечения радиолярий имеют овальную, округлую, а продольные – конусовидную форму. Диаметр радиолярий варьирует от 0,07 до 0,12 мм. Радиолярии сложены кремнистым веществом глобулярной, а также кристалломорфной структуры. Последняя образована агрегатами халцедона-кварца, имеющими микротонкозернистую, а иногда и сферолитовую структуру. Содержание слоистых силикатов в породе не превышает 3%. Среди аутигенных минералов присутствуют доломит и пирит. Содержание доломита не превышает 10%, а пирита – 8%.

IV пачка представлена кремнисто-карбонатными породами, которые отличаются повышенным (более 50%) содержанием аутигенных карбонатных минералов вплоть до формирования вторичных известняков, доломитов и сидеритолитов. При этом все породы обладают реликтовой биоморфной структурой, сформированной скелетными остатками радиолярий диаметром до 0,2 мм (рис. 5.46, 5.47).

Содержание других карбонатных минералов, преимущественно доломита, не превышает 0,5%. В породах нередко наблюдаются стилолитовые швы с четко выраженными зубчатыми обособлениями амплитудой до 1,2 мм, а толщиной до 0,2 мм (см. рис. 5.46). Стиллитовые швы минерализованы черным органо-минеральным веществом и неравномерно пиритизированы.

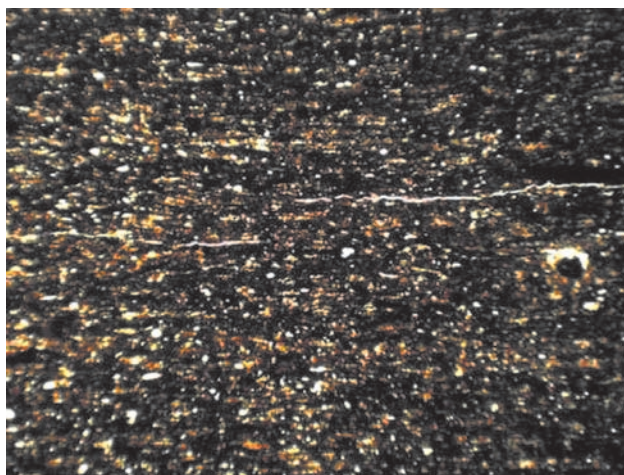
V пачка – доломитизированный радиолярит (карбонатно-кремнистые породы), среди карбонатных минералов преобладает доломит (16–43,9%). Для всех пород данного типа характерна реликтовая биоморфная структура с широким спектром аутигенного минералообразования и замещения доломитом, в том числе и форменных реликтовых биоморфных компонентов породы – радиолярий. Длина скелета радиолярий достигает 0,2 мм. Среди других аутигенных минералов отмечены кальцит, пирит, реже – апатит. Кремнистое вещество имеет как глобулярную, так и кристалломорфную структуру, и часто эти два типа распределены неравномерно в породе. Особенностью этого типа пород является присутствие вторичного порового пространства, сформированного в результате выщелачивания скелетов радиолярий. Поровое пространство неравномерно битумо-нефтенасыщено (рис. 5.48, 5.49). На рис. 5.50 показано положение V пачки в разрезе – она находится на границе нижнего и верхнего разделов БС. На этом

же рисунке приведены фотографии естественных сколов образцов, сделанные под растровым электронным микроскопом для одного из образцов. Этот образец характеризуется пористостью, измеренной по азоту до экстракции, равной 12%, и проницаемостью, измеренной по азоту, равной 2 мД. Характерной особенностью этих пород является то, что после выщелачивания скелетов радиолярий образуются каналы, по которым может фильтроваться флюид (см. рис. 2.38, в).

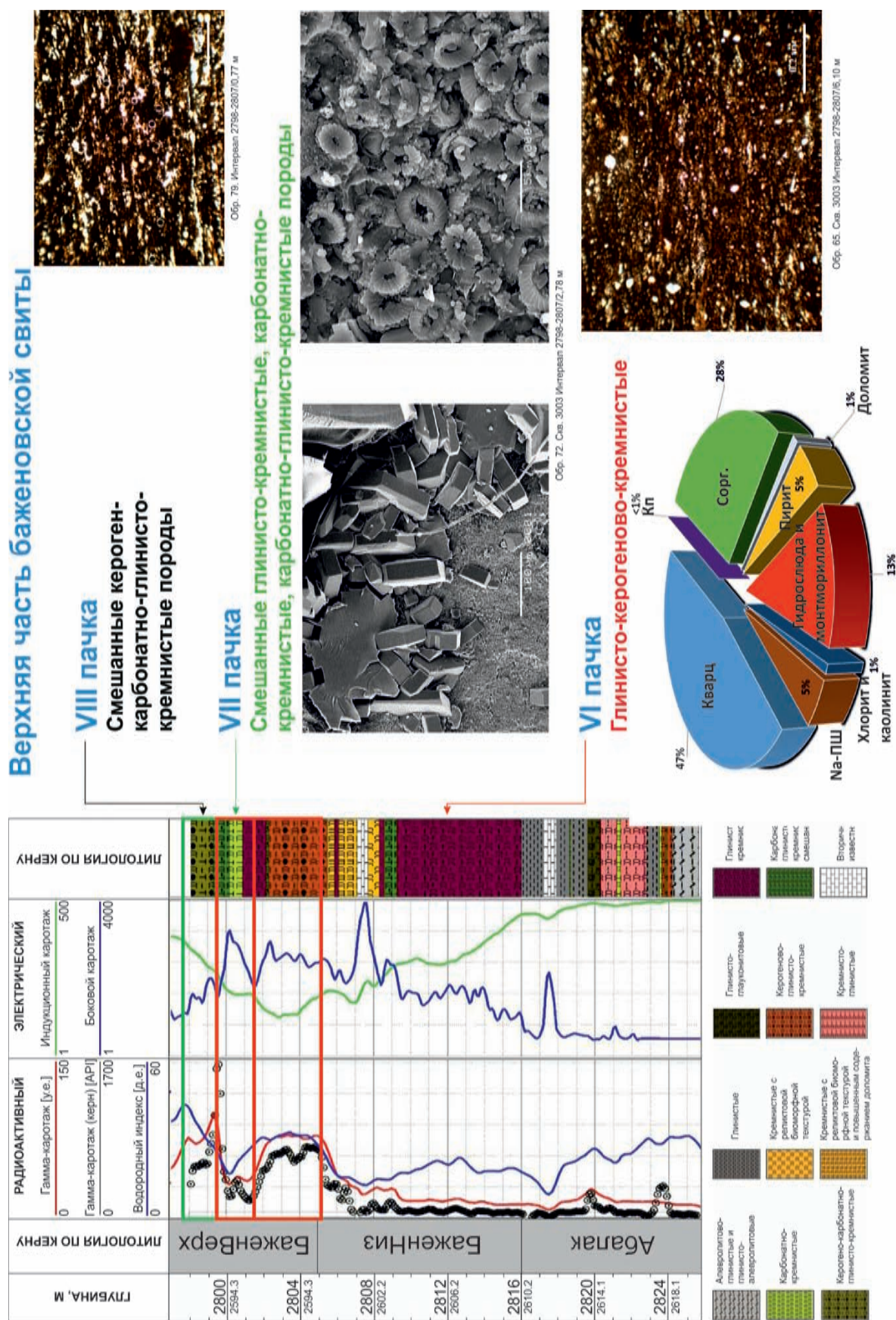
При большом увеличении видно, что в поровом пространстве раскристаллизован идиоморфный доломит (см. рис. 2.38, д).

Глинисто-керогеново-кремнистые породы, формирующие VI пачку, характеризуются тонкой горизонтальной и тонко-горизонтально-линзовидной текстурой и пелито-кристалломорфно-глобулярной структурой. Отличаются повышенным содержанием керогена ($C_{орг} > 13\%$) и повышенным содержанием пирита (до 17,5% мас.) (рис. 5.51, 5.52).

VII пачка представлена смешанными породами (рис. 5.52): в этих породах нет одного преобладающего компонента, а присутствуют в значимых количествах все 4 породообразующие составляющие: глинистые минералы, карбонатные минералы, кероген, кремнистые минералы. Пачка четко выделяется на каротажных диаграммах: она расположена между двумя основными пиками повышенной радиоактивности. В этой пачке встречаются значимые количества пирита и апатита. На



▲ Рис. 5.51. Керогеново-глинисто-кремнистая порода, пиритизированная. Интервал 2851–2860/1.25 м. Николи //

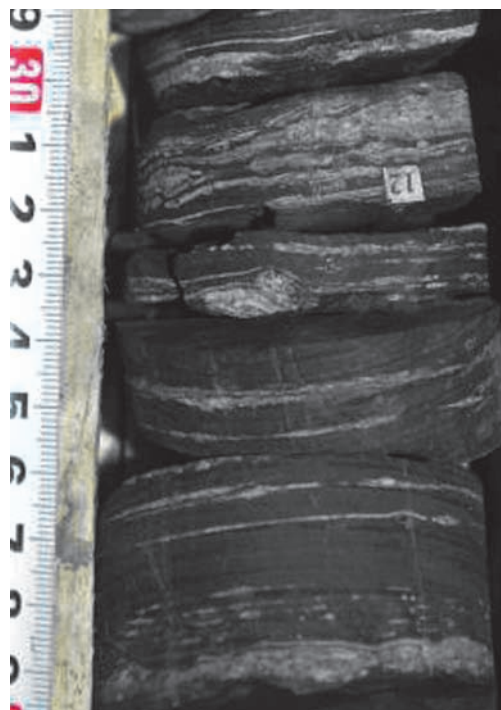


▲ Рис. 5.52. Строение верхней части БС

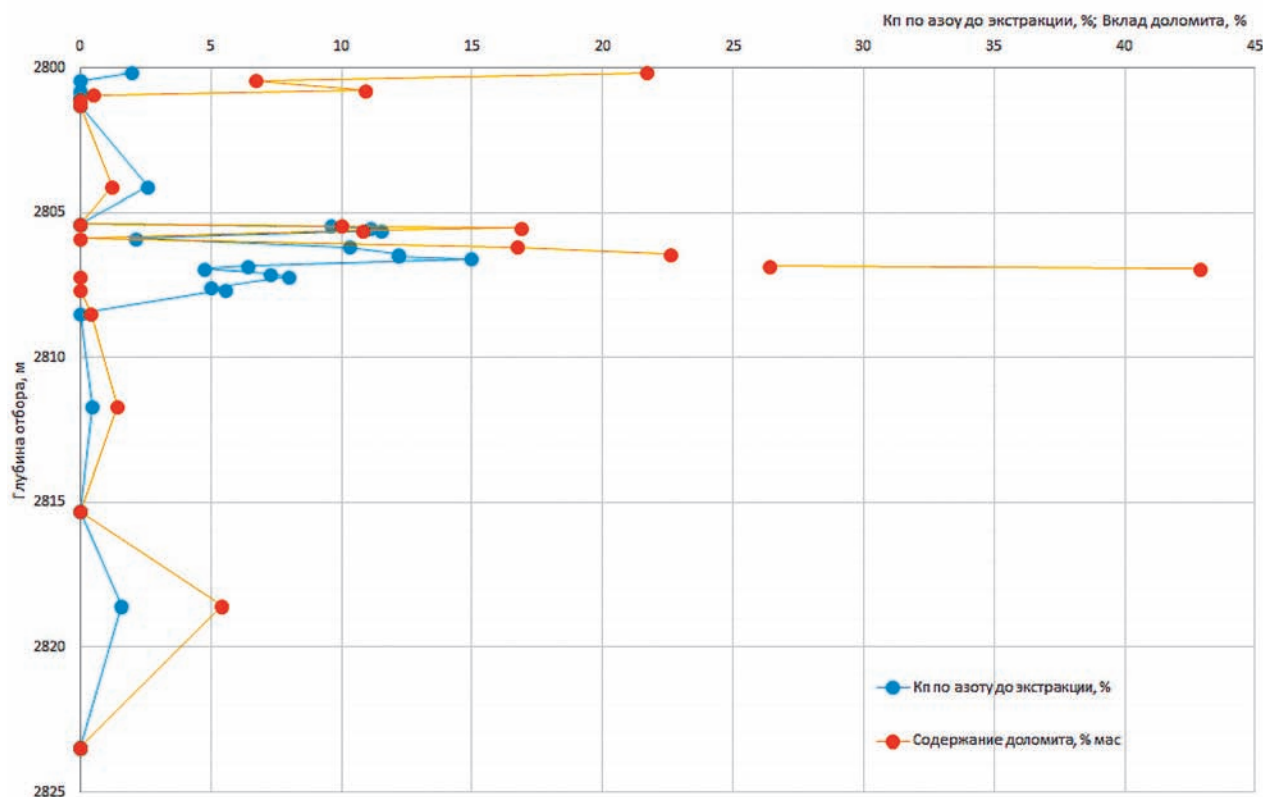
рис. 5.52 видно скопление раковин кокколитофорид в кремнисто-карбонатной неравномерно пиритизированной породе. В верхней части фотографии видны крупные кристаллы апатита.

VIII пачка представлена кероген-карбонатно-глинисто-кремнистыми породами. Карбонатная составляющая представлена рассеянным карбонатным материалом и раковинами двустворок. Часть раковин растворена и перекристаллизована (см. рис. 5.53). Иногда образуются относительно крупные линзы, мощностью до нескольких сантиметров.

Верхняя переходная зона, выделяемая в разрезах, в изученных авторами скважинах месторождения вскрыта не была, но из анализа опубликованных данных и материалов ГИС следует, что она представлена сочетанием глинисто-кероген-кремнистых и кероген-карбонатно-глинисто-кремнистых пород. В верхней переходной зоне увеличивается количество глинистой составляющей, что на каротажных диаграммах отражается в уменьшении сопротивления пород. Верхняя переходная зона представляет собой верхнюю подсвиту тутлеймской свиты в этом районе.



▲ Рис. 5.53. Следы растворения и перекристаллизации биогенного карбонатного материала, слагавшего раковины двустворчатых моллюсков. Интервал 2798-2807



▲ Рис. 5.54. Распределение по глубине коэффициента пористости по азоту до экстракции образцов и массового содержания доломита

Важной характеристикой разреза рассматриваемого месторождения является наличие доломита в породах. На рис. 5.54 показано его распределение в образцах пород по разрезу одной из скважин. Повышенное содержание доломита фиксировалось в пачках V, VIII. В пачке V доломитизированные породы характеризуются повышенными ФЕС. А пачка VIII соответствует преобразованным захороненным ракушняковым банкам.

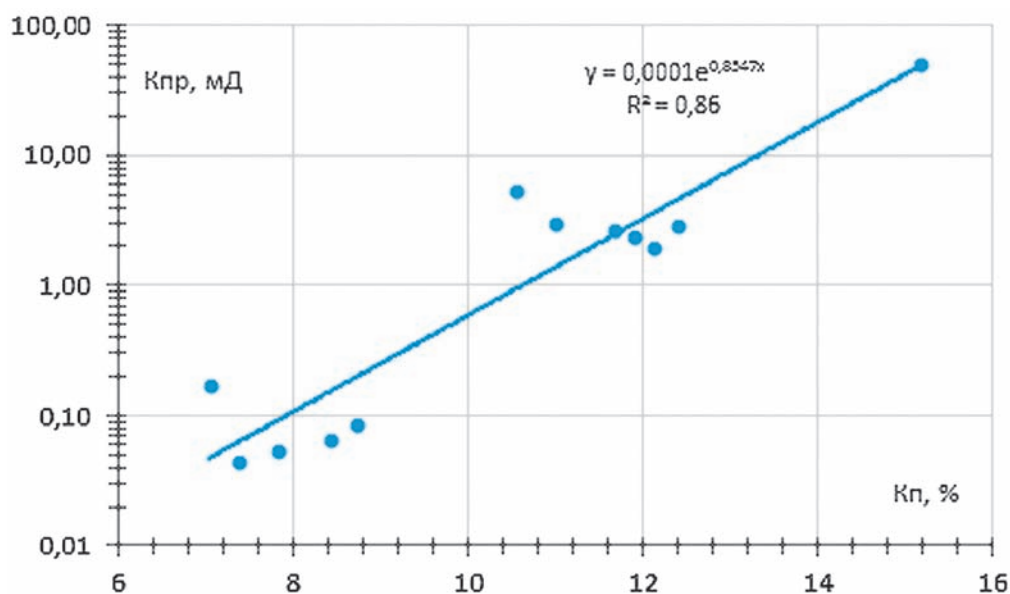
5.2.2. Фильтрационно-емкостные и пиролитические свойства пород баженовской свиты месторождения Елизаровского прогиба

Исследования ФЕС БС месторождения Елизаровского прогиба проводились по следующей схеме: сначала на образцах с естественным насыщением (до экстракции) измеряли коэффициент динамической пористости газовольюметрическим методом по азоту, затем насыщали керосином и определялся коэффициент пористости по керосину. На третьем этапе проводилась экстракция и измерялась пористость после экстракции. Результаты измерений $K_{п,дин}$ по разрезу одной из скважин приведены на рис. 5.54.

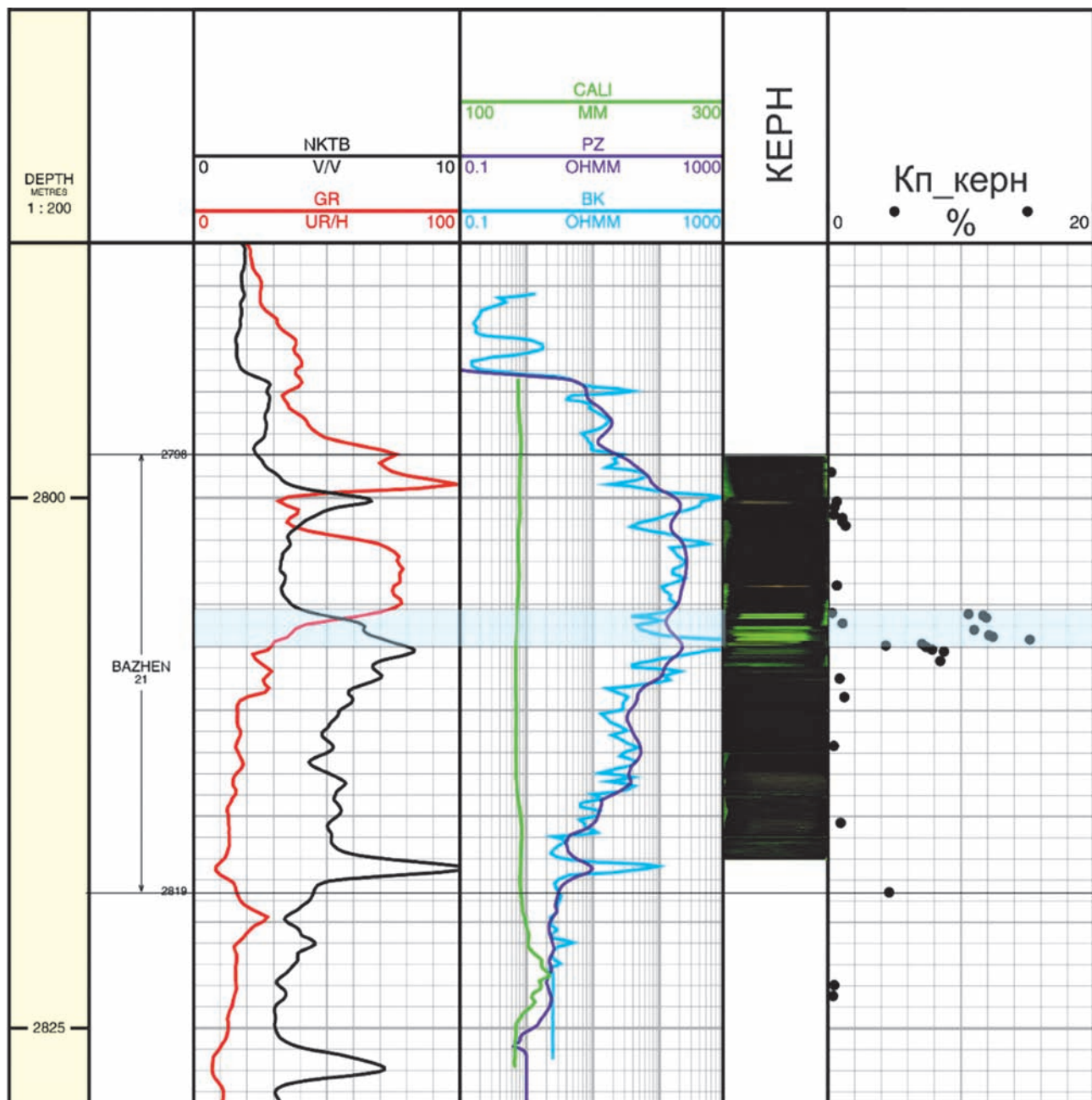
В результате измерений были выявлены следующие закономерности – пористость основной

толщи БС до экстракции изменяется в диапазоне 1–2%, и только на границе нижнего и верхнего разделов БС наблюдаются относительно высокопористые пласты (4–12%, на одном из цилиндров $K_{п}$ до экстракции достигает 15%) (см. рис. 5.55). Наиболее пористые образцы были отобраны из прослая ПДР. Интервал ПДР характеризуется свечением под УФО (рис. 5.56), что свидетельствует о наличии в пустотном пространстве свободных углеводородов. Пиролитические параметры III и V пачки также подтверждают наличие коллекторов, содержащих паравтохтонные битумоиды (см. рис. 2.25). Отложения ПДР обладают средними и высокими (для БС) значениями коэффициентов пористости и проницаемости, а также между ними прослеживается хорошая корреляционная зависимость (рис. 5.55). Таким образом, отложения ПДР по своим свойствам близки к поровому коллектору и подчиняются зависимостям для поровых коллекторов.

На третьем этапе изучались ФЕС пород БС после экстракции. По классификации авторов исследовался общий объем открытого порового пространства. На рис. 5.57 в последнем поле приведены динамическая пористость до экстракции (K_{PDIN}) и пористость после экстракции (K_{PDIN_EX}). Наибольшее увеличение коэффициента пористости произошло для ПДР, но и для остальных пород фиксируется увеличение $K_{п}$. Важно отме-



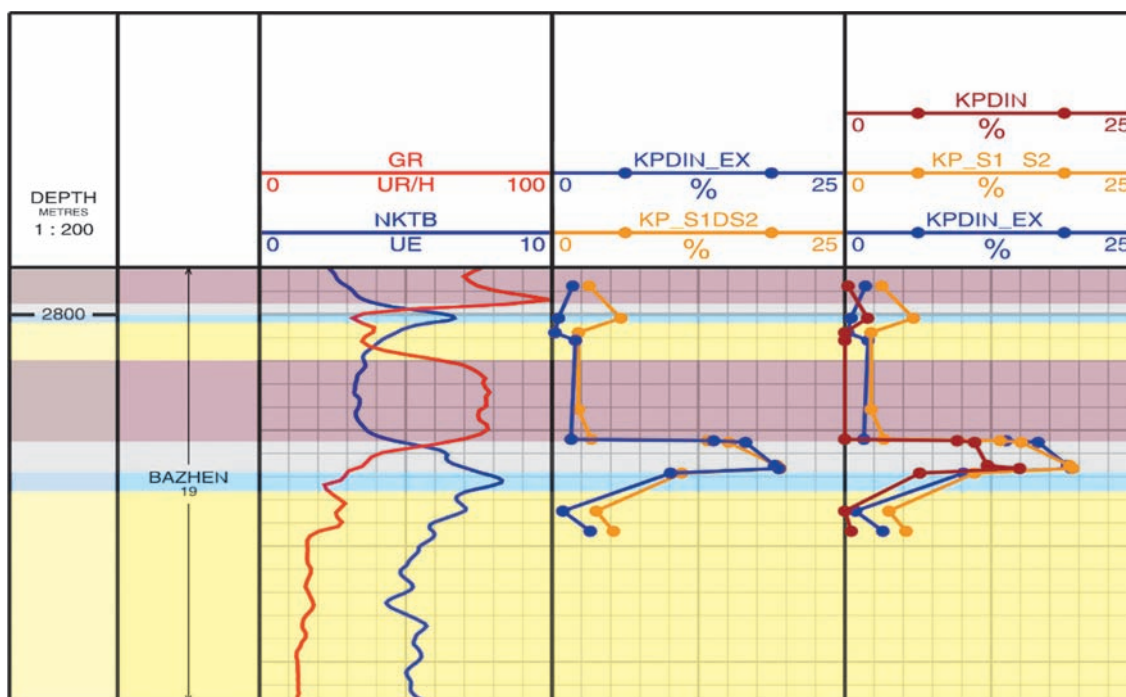
▲ **Рис. 5.55.** Сопоставление пористости по керосину до экстракции с абсолютной газопроницаемостью исследуемых образцов доломитизированных радиоларитов



▲ Рис. 5.56. Геолого-геофизический планшет по одной из скважин

тить, что величина пористости, измеренной после экстракции, хорошо согласуется с расчетным значением пористости (KP_{S1DS2}) для ПДР. Расчет пористости проводился путем суммирования величины пористости, измеренной до экстракции, с объемом, занимаемым сорбированными УВС. Последние определяются суммой параметров пиролиза S_1 и DS_2 (DS_2 – это разность между массой УВС, выделяемой до и после экстракции в пике

S_2). При этом расчетная величина KP_{S1DS2} для матрицы превышает измеренную пористость после экстракции. По мнению авторов, это связано с тем, что пиролиз проводится на порошках и в пиках фиксируется объем всех УВС, включая закрытую пористость, а при экстракции цилиндров освобождается только открытое поровое пространство.



▲ **Рис. 5.57.** Коэффициенты пористости до и после экстракции и их сравнение с объемами УВ, выделенных при пиролизе

5.2.3. Модель нефтегазоносного комплекса базеновской свиты месторождения Елизаровского прогиба (написано совместно с Н.П. Фадеевой)

Породы БС, с одной стороны, являются нефтематеринскими отложениями. С другой стороны, во всех породах БС (за исключением апорадиолитовых известняков) присутствует динамическая пористость, заполненная нефтью, то есть они являются нефтенасыщенными коллекторами. При этом классическому определению коллектора соответствуют только те породы, которые будут отдавать нефть в скважину. К этим породам на рассматриваемом месторождении относятся только ПДР. Но при этом ОПР показала, что эксплуатация разрезов БС без специального воздействия на породы нерентабельна. К таким воздействиям относятся ГРП, глино-кислотные обработки и др. Эти воздействия не только активируют добычу из ПДР, но и оказывают воздействие на другие пласты. Например, в 219 скважине после ГРП подключаются к разработке еще 4 пласта (см. рис. 5.58). При этом исследования на территории Салымского мегавала показали, что после ГРП могут начать работать все пропластки

(рис. 2.28). Таким образом, ранжирование коллекторов БС можно проводить по следующему принципу:

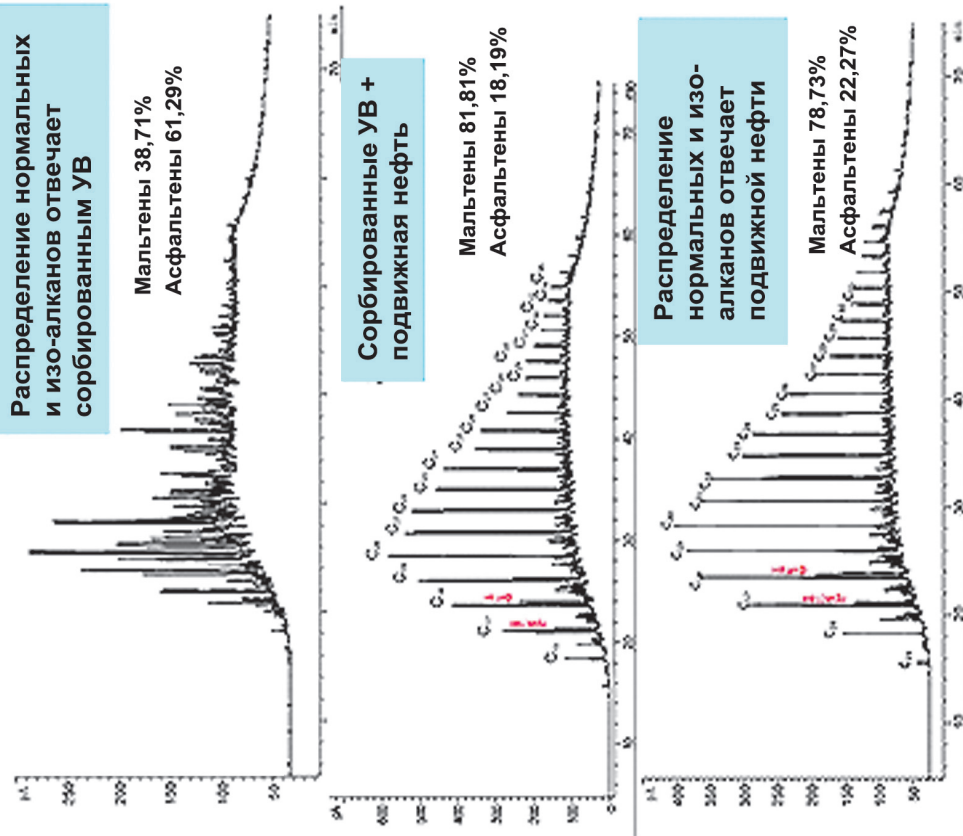
- естественные коллекторы, которые обладают пористостью $K_{п.дин} > 4\%$ и проницаемостью > 0.01 мД;
- технически стимулируемые коллекторы, для которых характерны низкие ФЕС $K_{п.дин} < 4\%$, 0.01 мД $< K_{пр} > 4$ мкД.

Согласно классификации коллекторов Ханина, величина в 4 мкД является границей раздела флюидоупоров. Североамериканские специалисты в своих публикациях по исследованию нефтяных сланцев утверждают, что добыча нефти из сланцев возможна и при более низкой проницаемости, на уровне наноДарси. Определяющим фактором является наличие свободной нефти в поровом пространстве. Добыча нефти из коллекторов с низкой проницаемостью возможна с применением специальных методов ГРП. По их мнению, весь разрез нефтяных сланцев – это единый резервуар с нетрадиционными коллекторами.

В изучаемых разрезах месторождения Елизаровского прогиба удалось выделить естественные коллекторы, представляющие собой ПДР. Эти кол-

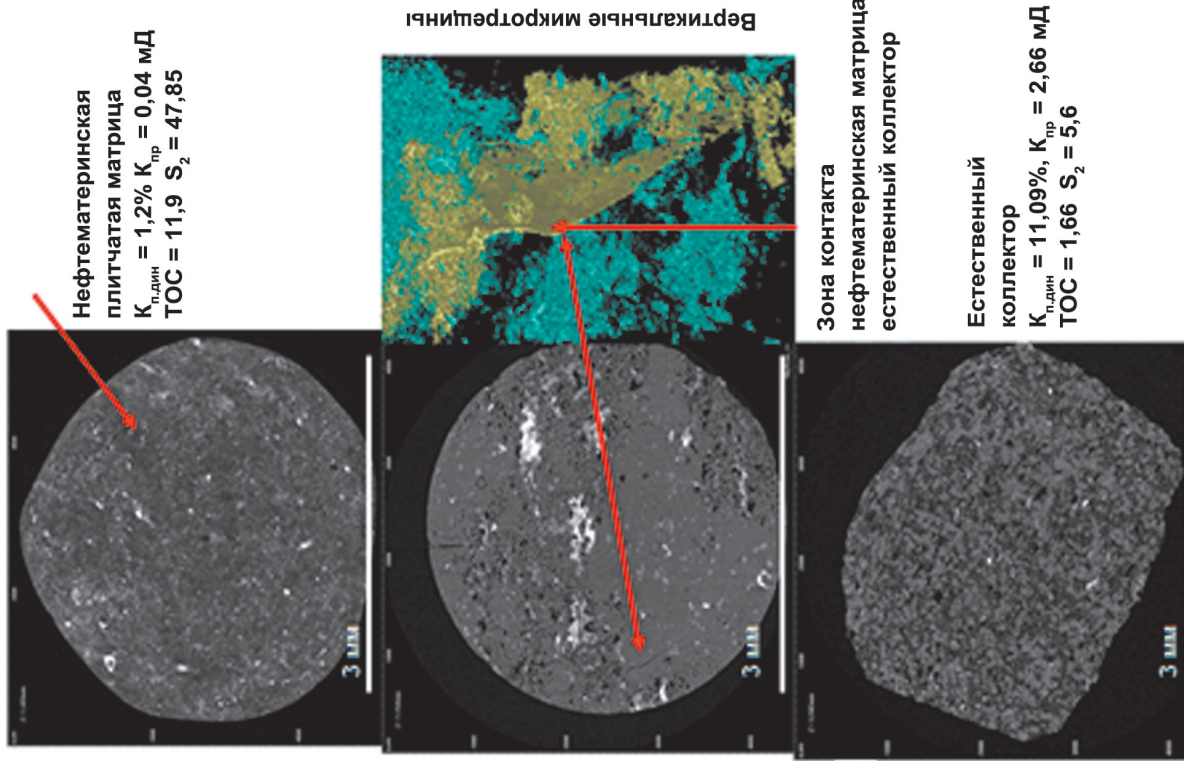
Газовые хроматограммы алканов битумоидов (органического вещества) пород

Образцы одной скважины. Расстояние между крайними образцами 1,13 м



В зоне контакта нефтематеринских и нефтеотдающих пород существует система естественной микротрещиноватости (трещины флюидоразрыва), обеспечивающей фильтрацию нефти внутри баженовской свиты из нефтематеринских пород в коллекторы. Фильтрация происходит сверху вниз.

Изображение породы в микротомографе



▲ Рис. 5.59. Результаты геохимических и томографических исследований пород переходной зоны от нефтематеринской матрицы к естественному коллектору

лекторы насыщены нефтью. На рис. 5.59 приведены результаты томографических, геохимических характеристик пород из зоны контакта естественного коллектора и вмещающих отложений в одной из продуктивных скважин. Расстояние между исследованными образцами в колонке керна составило 1,13 м. Верхний образец характеризуется низкими ФЕС ($K_{\text{п.лин}} = 1,2\%$, $K_{\text{пр}} = 0,04$ мД), высоким содержанием ОВ (ТОС = 11,9), высоким генерационным потенциалом (S_2 до экстракции = 47,85 мгУВ/г породы и S_2 после экстракции = 41,07 мгУВ/г породы), в составе хлороформенного битумоида А (ХБА) преобладают асфальтены (61%), газожидкостная хроматограмма (ГЖХ) характеризуется высоким нафтеновым фоном и плохо идентифицируемыми пиками алканов. Образец из интервала естественного коллектора (нижний образец рис. 5.59), в отличие от верхнего, характеризуется относительно высокими ФЕС ($K_{\text{п.лин}} = 11,09$, $K_{\text{пр}} = 2,66$ мД), низкими пиролизными характеристиками (ТОС = 1,66 и S_2 после экстракции = 2,67), в ХБА преобладают мальтены (79%), на ГЖХ хорошо идентифицируются пики нормальных и изоалканов. Интересные результаты получены при исследовании образца породы из зоны контакта естественного коллектора и нефтематеринской толщи (средний образец на рис. 5.59). Методом компьютерной микротомографии в этом образце были выявлены вторичные микротрещины. Эти трещины представляют собой трещины флюидоразрыва при миграции микронепти из нефтематеринской матрицы в коллектор.

5.2.4. Выделение нефтеотдающих интервалов

Так как эксплуатация БС на рассматриваемом месторождении проводится в режиме ОПР, то проведение ПГИ является достаточно стандартной процедурой (см. рис. 2.28, а). В одной из скважин было проведено поинтервальное опробование (см. рис. 5.60). Важной отличительной особенностью ОПР является возможность исследования скважин после ГРП. На рис. 5.58 приведены результаты ПГИ после ГРП. Было установлено, что притоки нефти были получены в нескольких интервалах. Но наиболее интенсивные притоки приурочены к прослоям, расположенным непосред-

ственно под первой снизу высокорadioактивной аномалией (рис. 5.58). Эти прослои представлены ПДР. Дебиты нефти в скважинах после ГРП могут достигать 110 т/сут (рис. 5.58).

Данные ПГИ хорошо соотносятся с расположением пластов ПДР, а данные попластовых испытаний по одной из скважин подтвердили, что притоки в этой скважине получены только из этого интервала. Притоки были получены и из других интервалов, особенно после глино-кислотных обработок (ГКО) и ГРП (рис. 2.28, а). Таким образом, основной объем пород, из которых получены притоки нефти, связан с пористым доломитизированным радиоляритом.

5.2.5. Условия формирования радиоляритов

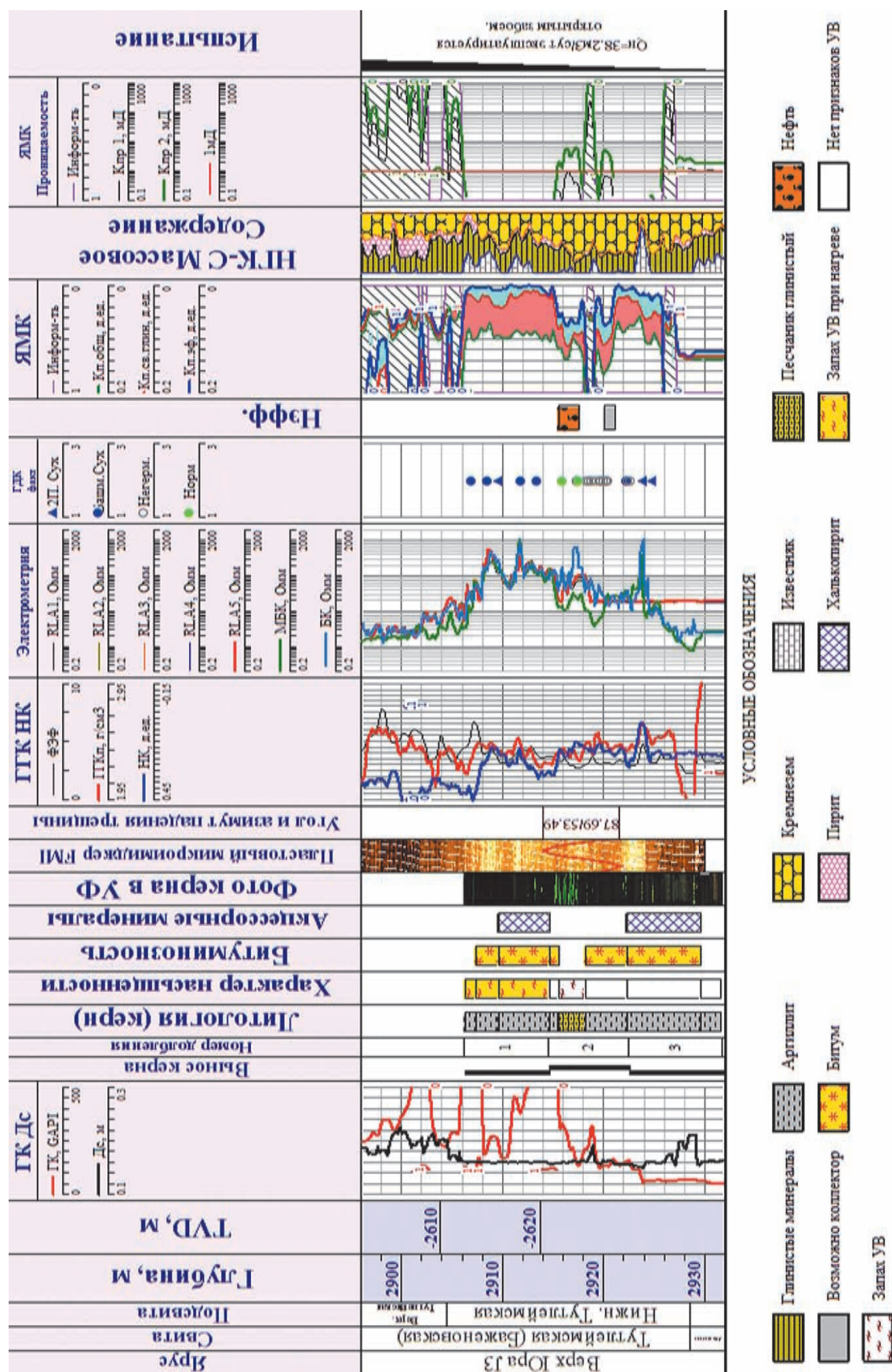
Накопление относительно мощных прослоев радиоляритов (2–3 м) связано с резким увеличением биомассы, которое может быть связано с различными факторами.

Анализируя современные обстановки осадконакопления в океанах и открытых морях, установлено, что кратное увеличение биомассы происходит в областях поступления питательных растворов в следующих зонах:

- 1) привноса материала с берега,
- 2) апвеллинга,
- 3) вулканической активности,
- 4) гидротермальной активности.

Рассмотрим возможное влияние этих факторов на накопление осадков в районе Фроловской мегавпадины.

Район Фроловской мегавпадины находился далеко от берега. По данным палеореконструкций, ближайшим берегом являлись или острова, или денудационная равнина на территории современного Урала. Большого сноса материала с этого участка быть не могло, дно бассейна с одной стороны было относительно ровным, максимальная глубина не превышала 350 м, а с другой стороны на нем были выступающие части, которые гасили энергию вод, поступающих с берега. В результате в баженовское время поступление терригенного материала было достаточно ограничено. В изучаемом районе в целом в составе баженовских отложений остатки палеобиоты преобладают над глинистыми частицами (по керну доказано, что



▲ Рис. 5.60. Геолого-геофизический планшет по одной из скважин

глинистых минералов в составе баженовских отложений не более 30%, а в глинисто-кремнисто-корогеновых прослоях и того меньше). Из частиц более крупной размерности в шлифах отмечаются одиночные зерна (не более 3 на шлиф) кварца алевритовой размерности (0.01–0.05 мм). Текстур, свойственных подводным потокам продолжения рек, в породах БС не описано. Принципиально другое строение разреза описывают в породах верхнетутлеймской свиты: преобладание глинистых минералов в породе. В верхнетутлеймское время глубина эпиконтинентального морского бассейна Западной Сибири уменьшилась, снос терригенного материала с берега резко усилился, а в более позднее время начали развиваться неокомские клиноформы. Влияние берегового сноса на поступление питательных веществ в центре баженовского моря крайне незначительное.

Зоны апвеллинга в современных океанах расположены в зоне перехода от шельфа к океаническому дну. Океаническая кора в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне описана не была. Резких перепадов глубин тоже не наблюдалось. А согласно палеорекострукции И.И. Нестерова, зона перехода относительно глубоководного морского бассейна к прибрежно-мелководному находилась значительно западнее, чем рассматриваемая область исследований. Если рассматривать структурную карту доюрского фундамента, то участок месторождения Елизаровского прогиба соответствует Югорскому своду и в этом случае зоной развития апвеллинговых процессов могли быть территории севернее и юго-восточнее рассматриваемых территорий. Таким образом, влияние апвеллинга на привнос питательных веществ исключается.

К настоящему времени публикаций по обнаружению вулканов в отложениях БС авторы не видели. В отложениях БС описываются тонкие слои (1–5 мм) пеплового материала, преобразованные до слоев монтмориллонита. Эти тонкие слои выделяются в разрезах многих скважин. Скорее всего, вулканическая деятельность была развита в береговых зонах, а до центральной части баженовского моря долетал только пепел. При этом вулканическая активность проявлялась редко и обеспечить привнос питательного материала не могла.

Таким образом, наиболее вероятным является привнос питательного материала при поступлении

гидротермальных растворов из недр на дно моря по серии трещин. В пределах ЗСНГБ выделяется огромное количество разломов, различающихся по протяженности, времени заложения, времени окончания деятельности, величине смещения крыльев и многим другим факторам. Все эти разломы в принципе могли быть каналами поступления гидротермальных растворов, но для задачи данных исследований необходимо наличие факторов, подтверждающих поступление гидротермальных растворов. Изучение разрезов БС многими исследователями показало, что в основании баженовской свиты на границе с абалакской встречаются карбонатные слои, в ряде мест с карбонатными жилами с образованием тектонической брекчии матрицы.

Следующий вопрос, который возникает при анализе разрезов БС, – это почему в одних разрезах встречаются нефтеотдающие пласты, образованные радиоляритами, а в других – нет. И следующий связанный с первым вопрос, где в толще БС располагаются отдающие нефть пористые радиоляриты.

Анализ строения разрезов на основании биостратиграфических комплексов показал, что в разрезе баженовской свиты наблюдается определенная последовательность смены видов рода *Parvisingula*. В.С. Вишневская в работе [Вишневская, 2001] пишет: «Удалось проследить филогенетическую последовательность ряда видов и выделить четыре биогоризонта с радиоляриями *Parvicingula blowi* → *P. jonesi* → *P. haeckeli* → *P. khabakovi* снизу вверх по разрезу в пределах волжских отложений».

Из четырех биогоризонтов волжского комплекса БС Западной Сибири максимальное число камер (до 15–20) отмечено у представителей рода *Parvicingula* из комплекса *Parvicingula jonesi* [Комплексы палеобиоты..., 2015]. Такое большое число камер ранее было описано только у представителей рода *Parvicingula* из синхронных отложений тихоокеанской провинции [Vishnevskaya, Kozlova, 2012].

Большое число камер и большой размер скелетов радиолярий являются важным фактором, повлиявшим впоследствии на формирование вторичного коллектора. Поступление гидротермальных питающих растворов на дно бассейна седиментации происходило не постоянно, а на определенных этапах развития. При поступле-

нии питающего материала, так же как и в настоящее время, происходил расцвет популяции, а при уменьшении поступления питательных веществ популяция резко сокращалась. В баженовское время, согласно исследованиям С.Г. Неручева [Неручев, 2007], видовое разнообразие было невысоким, но при этом в периоды расцвета популяции резко возрастало количество особей. В период угнетения организмов происходило резкое сокращение числа особей. Необходимо учесть, что центральная часть бассейна располагалась на достаточно большом удалении от областей сноса и как следствие количество терригенного материала, находящегося во взвешенном состоянии в толще воды, практически не изменялось за все время существования баженовского моря. Терригенный материал поступал в основном в виде глинистых частиц, скорость осаждения которых является достаточно стабильной. В современных зонах осадконакопления, удаленных на большое расстояние от зон выноса терригенного материала, по оценкам А.И. Конюхова, за миллион лет накапливается 1 м глин. Анализ состава пород БС в центральной зоне распространения свиты показывает, что содержание глинистых минералов в породах БС колеблется от единиц процентов до 30%. В слоях радиоляритов содержание глинистого компонента колеблется от 1 до 3%, тогда как мощность радиоляритов составляет 2 м. С учетом, что глины накапливаются 1 м за 1 млн лет, можно посчитать время накопления радиоляритов. Три процента от 2 м составляет 6 см. Следовательно, чтобы накопился такой слой глин, требуется 60 тыс. лет. Так, для накопления 2 м радиоляритов потребовалось около 60 тыс. лет, тогда как в обычном разрезе для накопления 2 м пород требовалось 500 тыс. лет (примерно на порядок больше, чем для накопления радиоляритов).

5.2.6. Распределение пористых доломитизированных радиоляритов по площади месторождения (написано совместно с А.А. Мифтаховой)

На рассматриваемом месторождении были получены притоки нефти из 16 скважин.

Анализ распределения скважин с притоками и коэффициентов пористости по площади месторождения показал, что продуктивные скважины

расположены на месторождении не хаотично, а приурочены к поднятиям (рис. 5.61). На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что пористость и мощность радиоляритов закономерно изменяются по площади месторождения. Наиболее мощные прослои пористых радиоляритов распространены в зоне поднятий, а по мере продвижения в сторону понижений мощность радиоляритов закономерно уменьшается. На рис. 5.62 приведены два профиля через месторождение с межскважинной корреляцией: профиль I-I' проходит с северо-запада на юго-восток и пересекает два основных поднятия на исследуемой территории; профиль II-II' проходит вдоль сводовой части восточного поднятия. Профили выровнены на границу верхнего и нижнего разделов БС. Серым выделены пористые радиоляриты, рассчитанные по комплексу ГИС. Анализ профилей подтверждает отсутствие ПДР в пониженных частях месторождения.

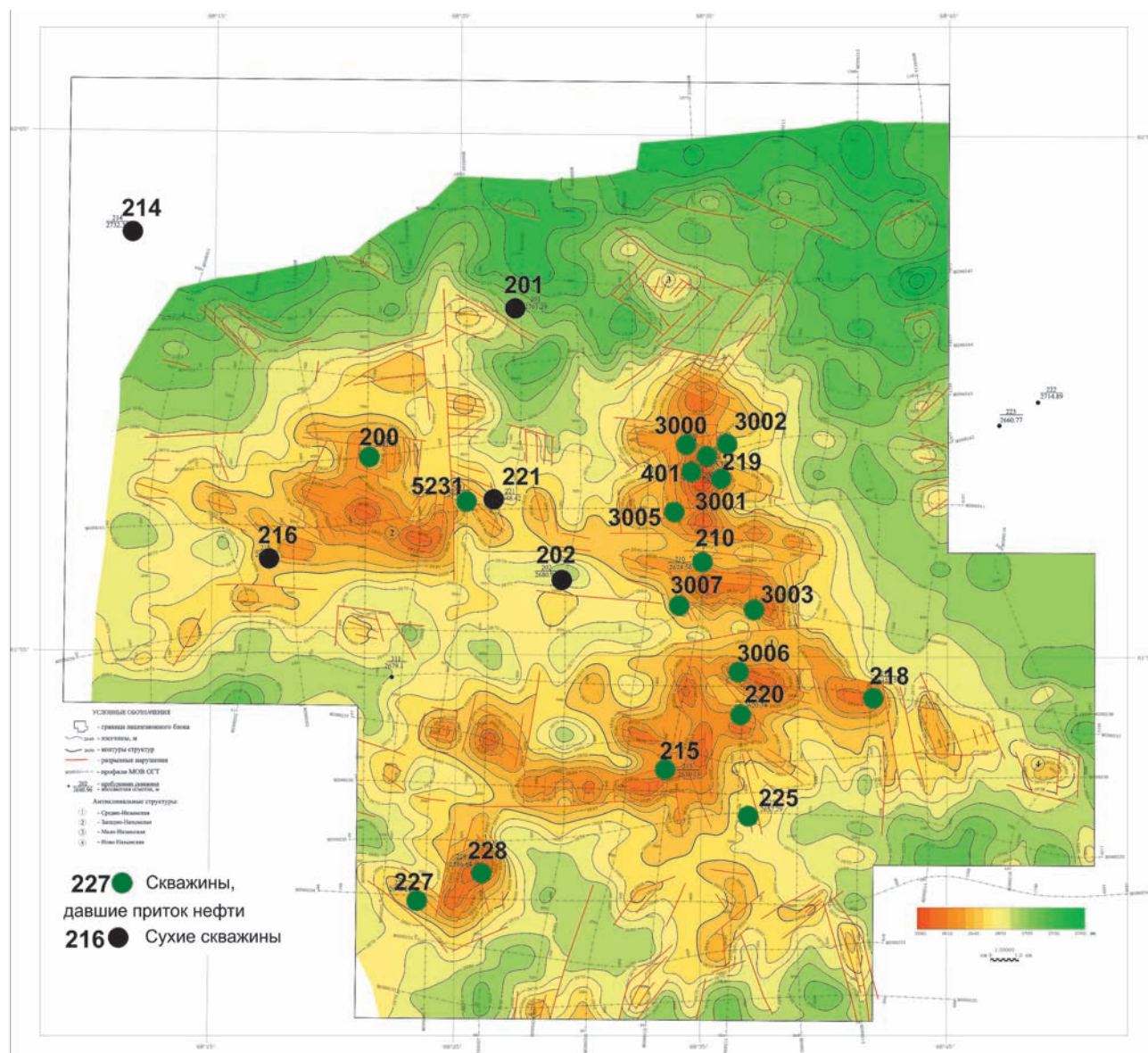
Как было описано выше, пористость доломитизированных радиоляритов, по гипотезе авторов, связана с поступлением щелочных растворов. Эти растворы могли поступать по зонам трещиноватости, которые выделяются на сейсмической записи по нарушениям осей синфазности, в фундаменте месторождения (см. рис. 5.63). На сейсмозаписи видно, что рост структуры происходил в процессе седиментации: мощности БС (на рисунке подписано «tutl») на краях поднятия больше, чем в сводовой части.

5.2.7. Построение модели баженовских отложений с целью дифференцированного прогноза нефтепродуктивности (написано совместно с А.А. Мифтаховой и Е.А. Мануиловой)

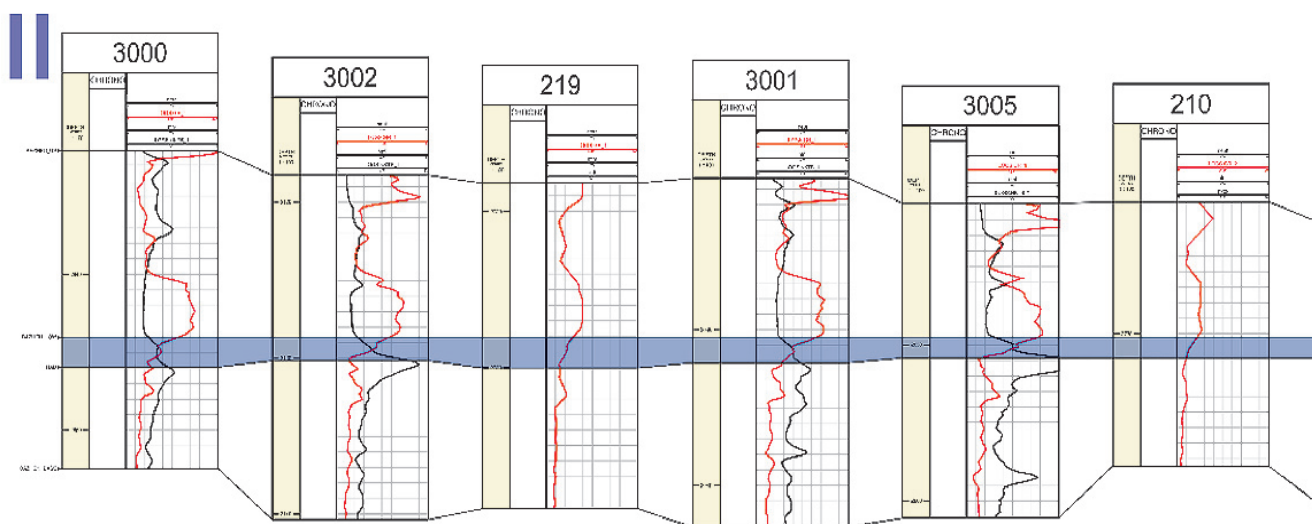
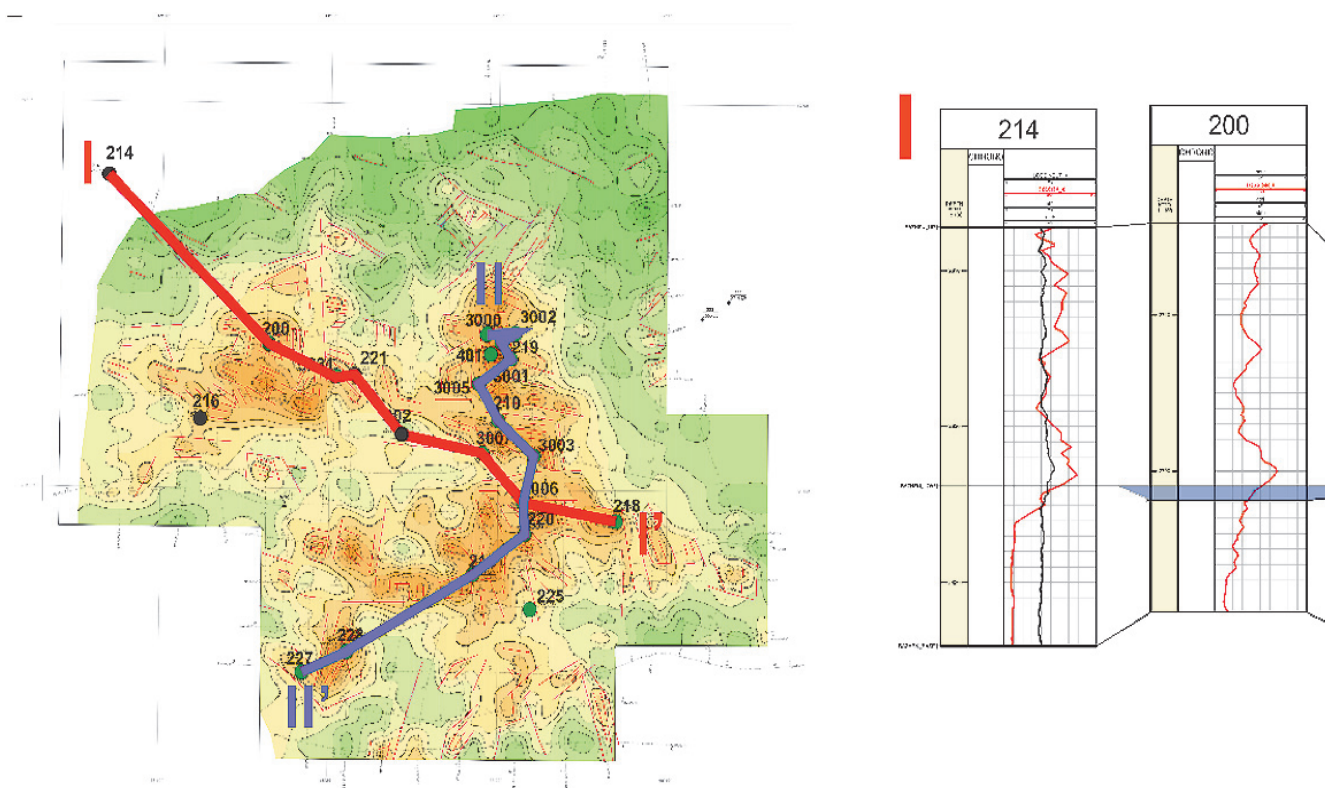
При построении модели баженовских отложений месторождения Елизаровского прогиба использовались приемы, аналогичные моделированию месторождений Салымского мегавала. В отличие от последнего, задача упрощалась, так как нефтеотдающими интервалами являлись только ПДР. Поэтому разбиение разрезов проводилось на ПДР и вмещающие породы. На первом этапе была построена поверхность, соответствующая границе верхнего и нижнего разделов БС на

основании структурной карты (см. рис. 5.64). Используя данные о распределении ПДР по каждой скважине и результаты ОПР, были выделены зоны распространения ПДР. Определив зоны выклинивания ПДР, была проведена линия нуля распространения поровых доломитизированных радиоляритов. После этого была оконтурена наиболее перспективная зона (см. рис. 5.65). На карте мощностей линия нуля может быть использована как граница порового радиолярита, что позволяет в дальнейшем рассчитать объемы свободной нефти, находящейся в его поровом пространстве. При построении каркаса для подсчета ресурсно-

го потенциала использовались две разноразмерные сетки. Для ПДР применялась сетка с размером ячейки $50 \times 50000 \times 50000$, так как необходимо было достаточно точно описать объем радиолярита. Для вмещающих отложений было достаточно использовать ячейки $500 \times 50000 \times 50000$ (см. рис. 5.66). На рис. 5.67 приведен профиль через структуры месторождения. В нижней части рисунка показана зона выклинивания прослоя продуктивного радиолярита. Построенный структурный каркас заполнялся данными по динамической пористости, концентрации ОБ, содержанию УВ по данным пиролиза до и после экстракции (S_1 ,



▲ Рис. 5.61. Расположение продуктивных и непродуктивных скважин на площади месторождения

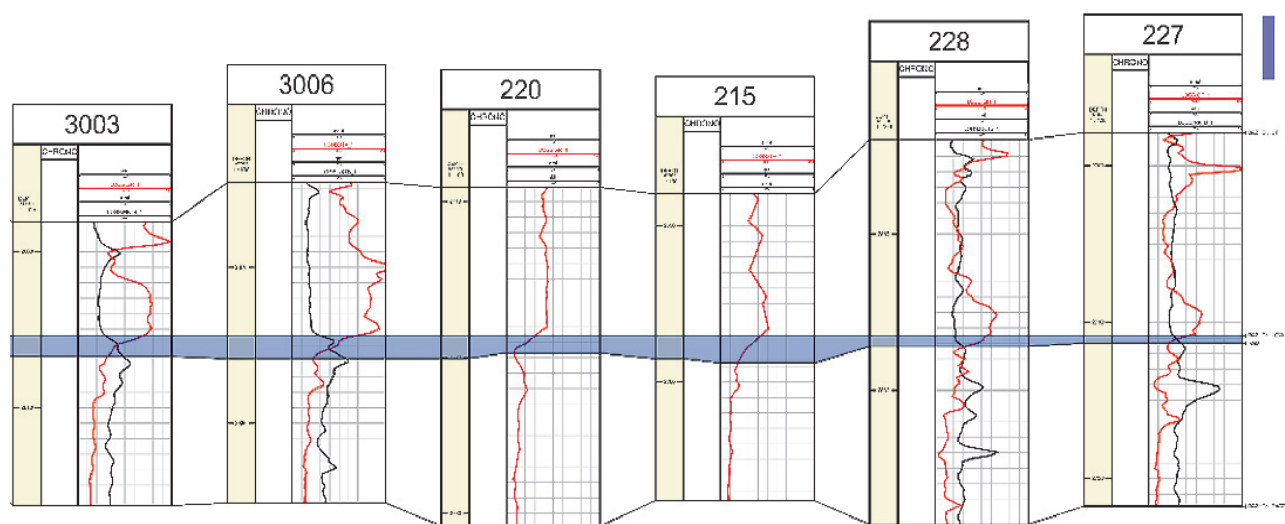
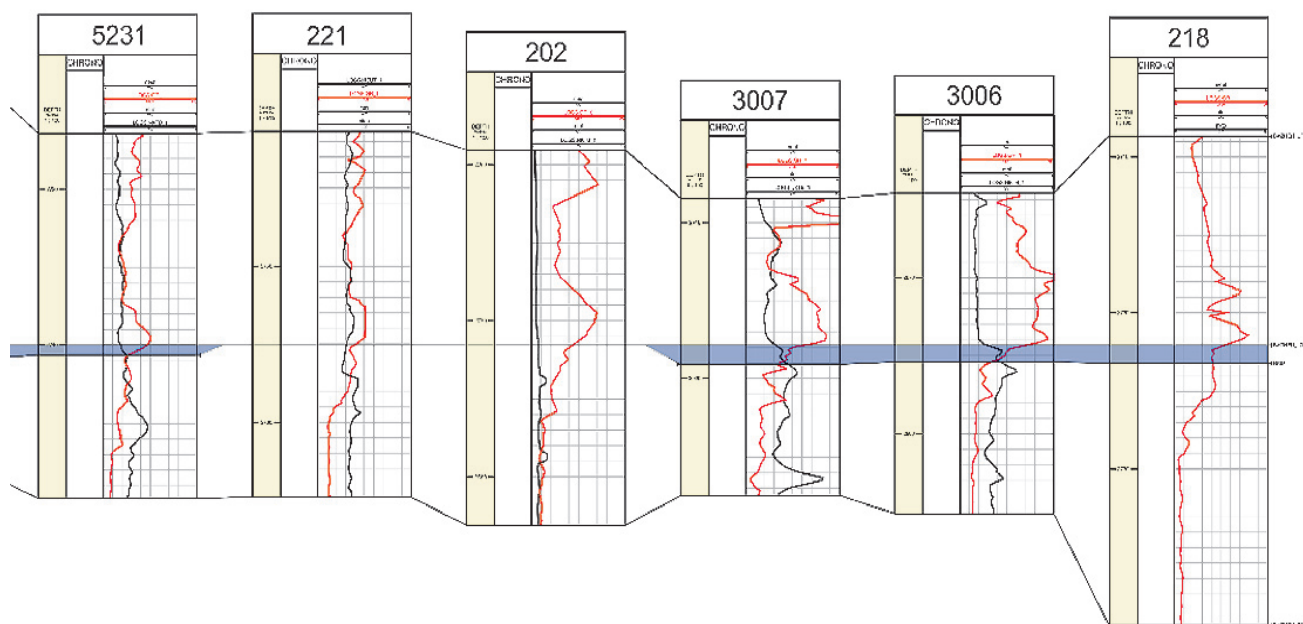


▲ ► **Рис. 5.62.** Схема корреляции по скважинам

$S_2^{\text{до}}$ и $S_2^{\text{после}}$). После заполнения каждой ячейки была проведена оценка ресурсного потенциала по аналогии с месторождениями Салымского мегаваля.

Принципиальным отличием является достаточно четкое разделение разреза на нефтеотдающие интервалы (естественные коллекторы) и связь ПДР со структурным планом. Поэтому

ресурсный потенциал подвижной нефти рассчитывался в двух категориях: запасы и ресурсы. К запасам были отнесены объемы нефти в поровом пространстве ПДР, на тех территориях, где были пробурены скважины и получен приток нефти из отложений БС. К ресурсам отнесены объемы подвижной нефти, расположенные в зонах предполагаемого распространения ПДР, но которые отде-

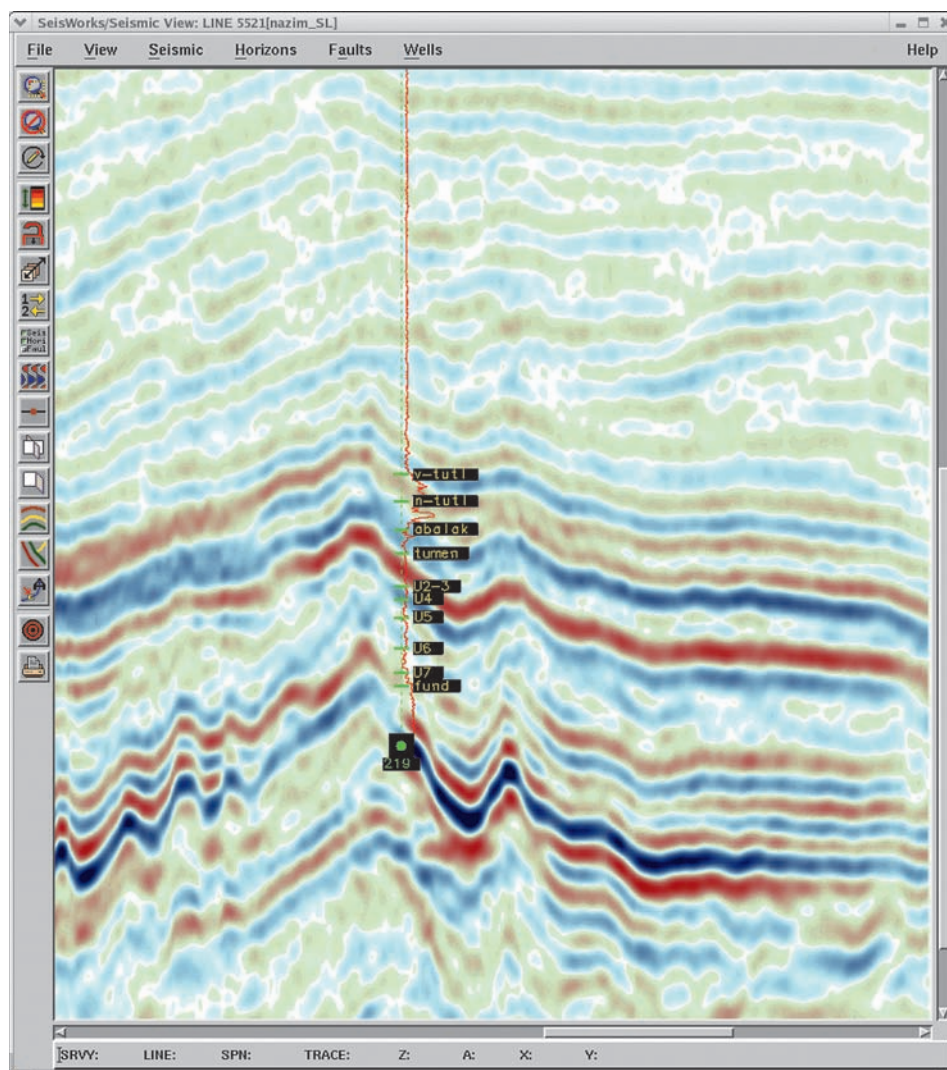


лены от эксплуатационных скважин более чем на 1 км, и объемы подвижной нефти в технически стимулируемых коллекторах.

Под второй категорией ресурсов подразумевается объем сорбированных углеводородов, который аналитически определяется количеством битумоидов, выделяемых из пород при экстракции органическими растворителями. Так как в про-

цессе экстракции некоторую часть битумоидов не удастся собрать, то более корректно (и более оперативно) объем битумоидов можно рассчитывать, используя данные пиролитических исследований, проводимых до и после экстракции.

В третью категорию ресурсов предлагается отнести объем углеводородов, которые можно теоретически получить при искусственной реализации



▲ Рис. 5.63. Сейсмический профиль

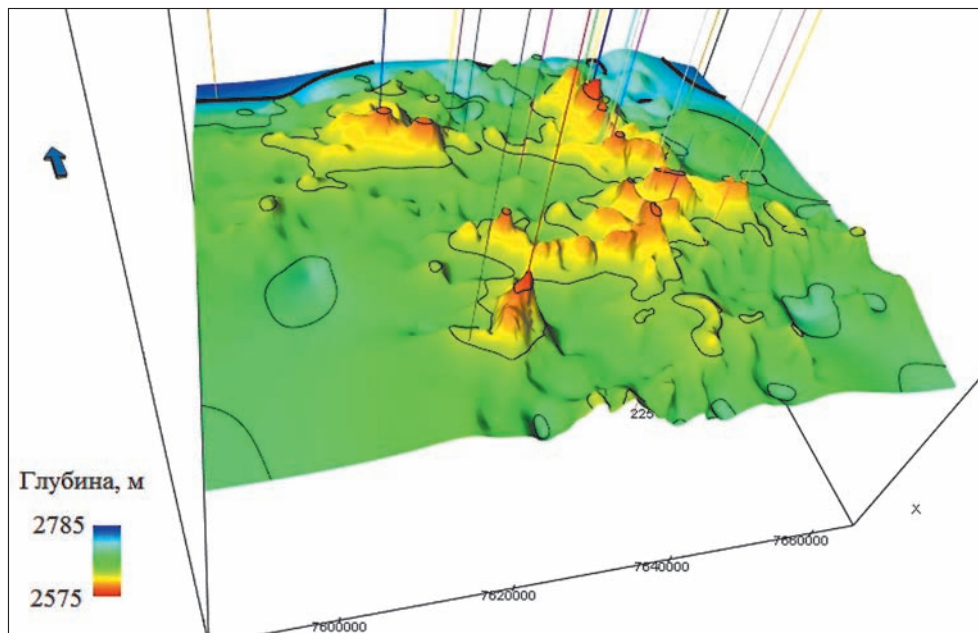
Таблица 5.8

**Оценка ресурсного потенциала баженовской свиты лицензионного участка
Елизаровского прогиба**

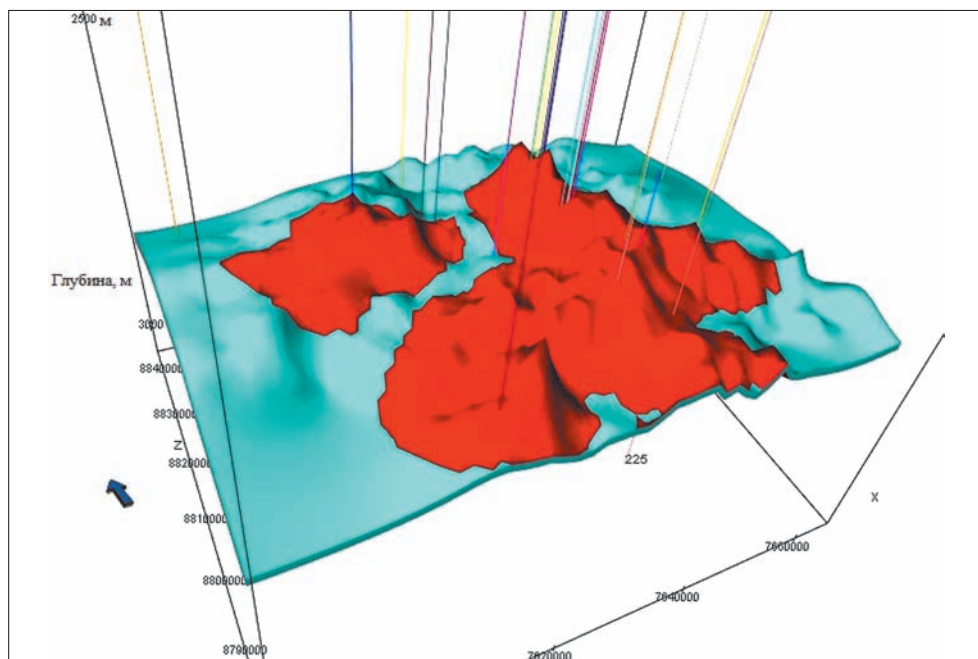
	S, тыс. м ²	H, м	K _п , д.е.	K _н , д.е.	K _{пер}	ρ, г/см ³	Q _{геол} , тыс. т
Запасы в радиоларитах	131000	1.5	0.12	1	0.85	0.85	17037
Ресурсы в предполагаемых радиоларитах	85000	1.5	0.12	1	0.85	0.85	11054
Ресурсы в зоне развития радиоларитов	216000	23	0.02	1	0.85	0.85	35894
Ресурсы свободной нефти за пределами зоны развития радиоларитов	648750	25	0.01	1	0.85	0.85	117180
Ресурсы высвобождаемой нефти	864750	25	0.015	1	0.85	0.85	234293
Ресурсы «синтетической» нефти	864750	25	0.047	1	0.85	0.85	734119

нефтегенерационного потенциала керогена. Этот объем равен остаточному генерационному потенциалу, и его по аналогии с «синтетическим» бензином, получаемым из угля, предлагается назвать «синтетической» нефтью.

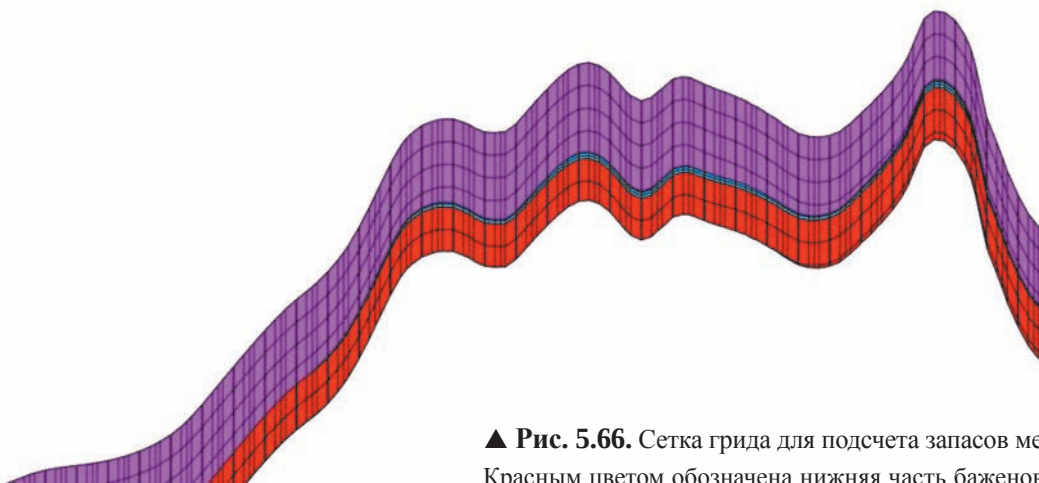
Результаты расчетов ресурсного потенциала БС месторождения Елизаровского прогиба приведены в табл. 5.8.



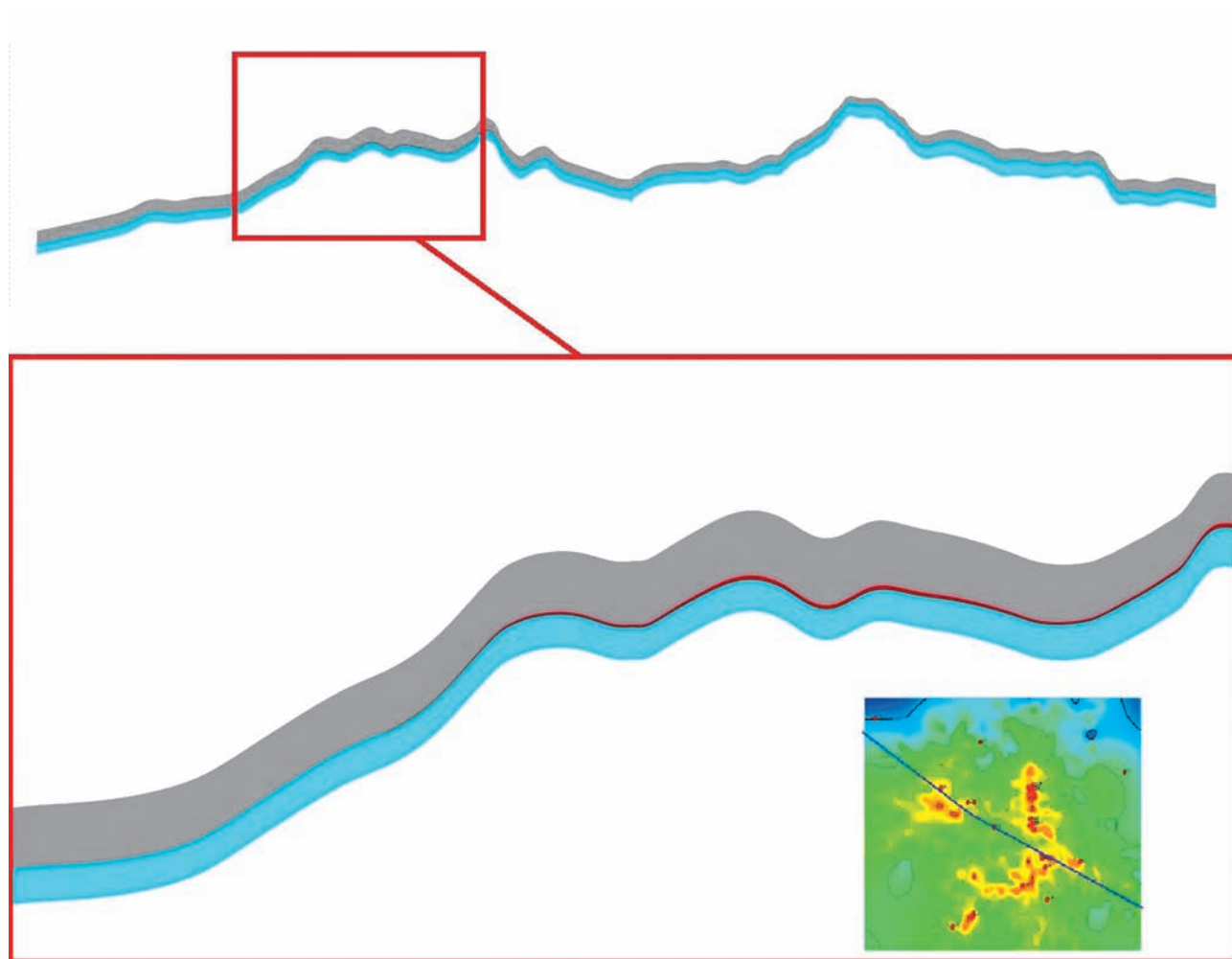
▲ Рис. 5.64. Глубина залегания кровли БС на основании структурной карты от 2010 г.



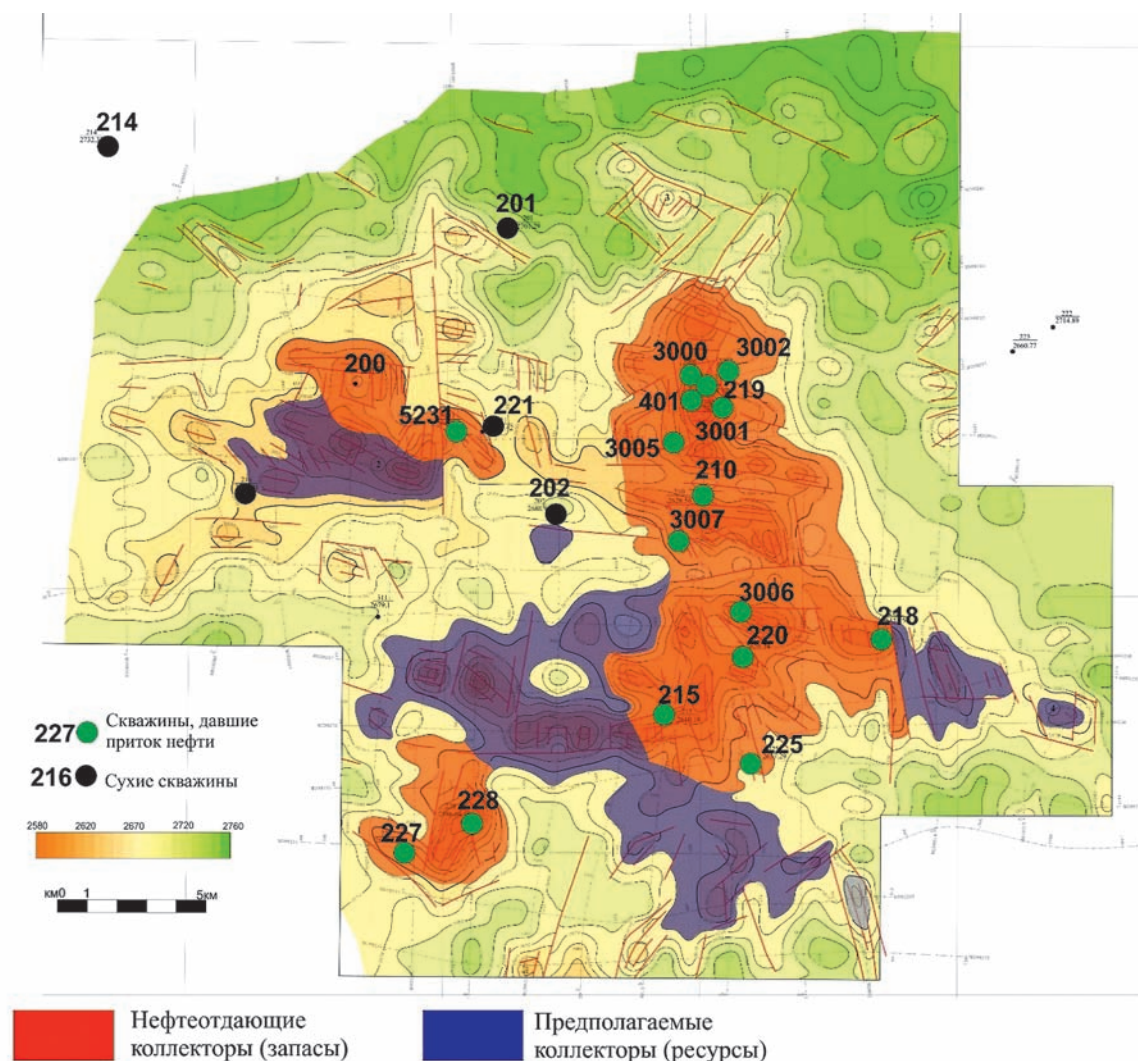
▲ Рис. 5.65. Нижняя часть баженовской свиты. Красным цветом обозначена зона распространения продуктивного прослоя радиоларитов



▲ **Рис. 5.66.** Сетка грида для подсчета запасов месторождения.
Красным цветом обозначена нижняя часть баженовской свиты, голубым – прослой продуктивных пористых радиоларитов, фиолетовым – верхняя часть баженовской свиты



▲ **Рис. 5.67.** Профиль через структуры месторождения.
В нижней части – зона выклинивания прослоя продуктивного радиоларита. Голубым цветом обозначена нижняя часть баженовской свиты, красным – прослой продуктивных радиоларитов, серым – верхняя часть баженовской свиты



▲ Рис. 5.68. Распространение нефтеотдающего интервала на месторождении Елизаровского прогиба

5.3. Поисковые критерии залежей подвижной нефти в отложениях баженовской свиты

На сводовых частях тектонических элементов 2–3 типа, на перегибах тектонических элементов 1 типа, в зонах разгрузки низкотемпературных гидротермальных флюидов происходил расцвет радиолярий, которые, падая на дно палеобассейна, в дальнейшем образовали хорошо отсортированные слои радиоляритов (см. рис. 5.69). При поступлении в кремнистые слои радиоляритов щелочных растворов происходило растворение кремнезема с образованием вторичной пористости. Приоритетным механизмом растворения, по мнению ав-

торов, являлся процесс гидротермальной деятельности (гидротермальный флюид был щелочного состава, содержащий Mg). Во вновь образованном поровом пространстве раскристаллизовывались идиоморфные кристаллы доломита, которые не заполняли полностью поровое пространство. В результате образовался естественный коллектор, в который поступала нефть из вмещающих отложений. При большом содержании ионов Mg кристаллы доломита могли полностью заполнить поровое пространство и образовать апордиоляритовый доломит, не обладающий пустотным пространством. Высокими ФЕС обладают доломитизированные радиоляриты, образованные скелетами вида *Parvicinacula jonesi*. Эти радиолярии распространены на границе нижнего и верхнего



▲ Рис. 5.69. Схематическое сопоставление структурного строения трех месторождений и продуктивных зон в БС

разделов БС. Эту границу можно выделять в зоне повышения радиоактивности, непосредственно под первым высокорadioактивным пиком. Наличие под первым радиоактивным пиком высоких показаний нейтронного каротажа означает, что процесс карбонатизации радиолярита прошел до стадии появления апорадиоляритового карбоната, и в нем отсутствует динамическая пористость. Следовательно, район в окрестностях такой скважины низкоперспективен для выделения пористого доломитизированного радиолярита.

Таким образом, в зонах с низкой стадией катагенеза (МК1–МК2) наибольшие перспективы добычи подвижной нефти на месторождении БС связаны с прослоями пористых доломитизированных радиоляритов. Мощность пористых радиоляритов закономерно изменяется по площади месторождения. Наибольшие мощности приурочены к поднятиям, а по мере продвижения к впадинам мощность уменьшается до нуля. Нулевая линия может

использоваться как граница порового радиолярита при подсчете запасов подвижной нефти.

В зонах со стадией катагенеза МК3 преобразования пород выражены в появлении пористости керогена, поэтому наиболее перспективными частями разреза являются отложения с повышенным содержанием керогена. К таким частям относится прежде всего подошва верхнего раздела БС, обладающая повышенной радиоактивностью.

Таким образом, поиск зон распространения естественных коллекторов должен быть основан на выявлении следующих закономерностей:

А. Зон распространения пористых радиоляритов, приуроченных к сводовым частям локальных поднятий (II, III порядок тектонических структур) и перегибам структурных элементов I ранга.

Б. Зон с повышенной стадией катагенеза (МК3–4). Исключением являются зоны, где непосредственно выше и ниже отложений баженовской свиты присутствуют дренирующие ее коллекторы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведен анализ геологического строения баженовского горизонта Западной Сибири. Обосновано разделение разрезов на нижнюю переходную зону, 4 интервала в высокоуглеродистых низкоглинистых отложениях и верхнюю переходную зону. Нижняя и верхняя переходные зоны комбинируют свойства пород БС и вмещающих глинистых отложений. От собственно отложений БС к вмещающим увеличивается содержание глинистых минералов и уменьшается доля ОВ. Такое разделение отражает основные этапы и особенности формирования баженовско-абалакского комплекса и его смену неокомским клиноформенным комплексом.

Выявлены общие закономерности строения и изменчивости разрезов. Установлены геолого-геофизические характеристики разрезов, отражающие фациальную принадлежность и фациальные переходы внутри палеобассейна. Установлены закономерности пространственного распространения типов разрезов, определяемые структурно-фациальной зональностью и направленностью процессов литогенеза.

Доказано, что максимальная глубина бассейна осадконакопления приходилась на середину волжского времени. В это время накапливалось большое количество останков крупных радиолярий с многокамерным скелетом. В разрезе эти пласты радиоляритов приходятся на границу верхней и нижней частей разреза БС.

Разработана технология определения минерально-компонентного состава пород БС, включающего ОВ. На основании содержаний минералов и неминеральных компонентов были выделены следующие основные группы литологических

типов пород: апорадиоляриевые карбонаты; кремнистые и кероген-кремнистые породы (силициты и радиоляриты); карбонатно-кремнистые; глинисто-кремнистые и кероген-глинисто-кремнистые; смешанные породы карбонатно-глинисто-кремнистые и кероген-карбонатно-глинисто-кремнистые.

В разрезах скважин, изученных авторами, естественными коллекторами чаще всего являлись доломитизированные радиоляриты группы карбонатно-кремнистых пород. К естественным коллекторам при определенных условиях могут относиться также кремнистые и кероген-кремнистые, глинисто-кремнистые и кероген-глинисто-кремнистые, смешанные карбонатно-глинисто-кремнистые породы и фосфориты.

Выявленные типы пустотного пространства в естественных коллекторах относятся к микрокавернозно-поровому типу и пористости керогена, являются вторичными, образованными на различных этапах литогенеза. Значимая пористость в керогене развивается на стадии катагенеза МКЗ-МК4. К трещинно-каверновому типу относятся пустоты карбонатного пласта КС.

В строении баженовского резервуара предложено выделять следующие элементы: естественные и технически стимулируемые коллекторы, являющиеся одновременно нефтематеринскими породами, и локальные флюидоупоры. Локальные флюидоупоры слагаются апорадиоляриевыми карбонатами. Все остальные группы литотипов являются технически-стимулируемыми коллекторами, но при определенных условиях могут стать естественными коллекторами. Все элементы резервуара являются нефтематеринскими.

Максимальный нефтегенерационный потенциал характерен для кероген-глинисто-кремнистых пород верхней части разрезов. Минимальный – для апорадиоляриевых карбонатов.

Доказана возможность технической реализации нефтегенерационного потенциала керогена в закрытой системе при гидротермальном воздействии на образцы БС при введении воды при температуре 300 °С. В результате воздействия происходит выработка остаточного генерационного потенциала керогена. Вода не является химическим реагентом процесса, а порода играет роль активатора и катализатора процесса. Получаемые углеводороды по своему составу отличаются от природной нефти и битумоидов.

Предложена и обоснована модель порового пространства пород БС и насыщающих его флюидов, учитывающая степень открытости и сообщаемости пор и подвижность углеводородных соединений в поровом пространстве. Модель описывает: сообщающиеся поры, заполненные подвижной нефтью; замкнутые поры, занятые свободной, но неподвижной нефтью; сорбированные углеводородные соединения на поверхности пор; воду, сорбированную на поверхности глинистых минералов и свободную воду в гидрофильных капиллярах.

Анализ существующих основных подходов к подсчету геологических запасов/ресурсов нефти в БС показал значительные расхождения представлений об объекте исследований и количестве содержащихся в БС УВС. В существующих методиках расчета геологических запасов/ресурсов отсутствует дифференциация УВС на подвижную, связанную и «синтетическую» нефть.

Анализ публикаций и материалов конференций разного ранга по рассматриваемым в нефтяных компаниях способам разработки залежей нефти в БС указывает на перспективность применения широкого спектра инновационных методов для эффективной добычи нефти (в том числе «синтетической») из БС.

Разработана методика оценки в БС массы подвижной нефти; массы УВС, сорбированных твердой фазой, и массы УВС, которые можно получить из керогена при его деструкции. В основе методики лежит совместный анализ петрофизических и геохимических параметров.

Свободная подвижная нефть, заполняющая открытые поры, составляет подвижные геологические запасы нефти БС. Все остальные УВ со-

единения, находящиеся в поровом пространстве, относятся к ресурсам. Это высвобождаемые углеводородные соединения.

Оценку ресурсной базы нефти БС предлагается проводить по нескольким типам объемов:

Объем подвижной нефти. Этот тип включает запасы и ресурсы.

К запасам предлагается отнести массу подвижной нефти в залежах с установленными контурами, притоки которой получены в результате испытаний или опытной эксплуатации без специальных воздействий на пласт.

Все остальные массы УВС относятся к ресурсам. К ним предлагается относить:

- ресурсы первого типа, представленные массой подвижной нефти из залежей с неустановленными границами и полученной из пластов при дополнительной технической стимуляции пластов БС;

- ресурсы второго типа – масса неподвижной сорбированной нефти;

- ресурсы третьего типа – масса «синтетической» нефти – нефти, которую можно получить при деструкции керогена.

Выработаны принципы прогноза зон различной продуктивности БС на основании совместного анализа результатов разработки (накопленной добычи нефти и коэффициента удельной продуктивности) и геолого-геофизических характеристик пород. Каждая зона характеризуется собственными условиями образования пород: фациальной принадлежностью и положением относительно древних и современных структур, тепловым потоком, глубиной и содержанием ОВ. Выделенные зоны характеризуются определенными физическими, петрофизическими, литологическими и геохимическими параметрами разреза, отражающими прямые геологические признаки. Поэтому разделение на зоны можно проводить по данным ГИС с настройкой на результаты расширенных исследований керна.

Учет продуктивности отложений БС по зонам позволяет проводить прогноз дифференциальной продуктивности и существенно повысить эффективность разработки БС. Площадное распространение зон разной продуктивности позволяет выделять участки, наиболее и наименее перспективные для эксплуатационного бурения при существующих технологиях добычи нефти. Зоны с наибольшей ожидаемой продуктивностью реко-

мендуются к разработке в первую очередь. Зоны с наименьшей продуктивностью рекомендуются к разработке после создания и усовершенствования технологий по добыче связанных УВС и нефти из закрытых пор. Для зон с высоким остаточным генерационным потенциалом ОВ и большим объемом физически связанных УВ необходимо разрабатывать новые способы получения нефти.

Зоны разной продуктивности предлагается использовать при подсчете запасов нефти БС.

Для проведения оценки ресурсного потенциала БС по предложенным типам объемов и вы-

деления зон разной продуктивности разработаны требования к отбору колонок керн и к подготовке коллекции образцов. Для создания модели отложений БС и петрофизической системы интерпретации комплекса ГИС предложена расширенная технология исследования колонок керн и коллекции образцов, обработки результатов отдельных методов исследования каменного материала и ОВ и совместной интерпретации материалов петрофизических, литологических, геохимических исследований.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В РАБОТЕ ПОНЯТИЯ

АВПД – аномально высокое пластовое давление	ОУМ – относительный уровень моря
АК – акустический каротаж	ПГИ – промыслово-геофизические исследования
БАК – баженовско-абалакский комплекс	РОВ – рассеянное органическое вещество
БК – боковой каротаж	РФМА – рентгенофазовый минералогический анализ
БНГК – баженовский нефтегазоносный комплекс	СГК – спектрометрический гамма-каротаж
БС – баженовская свита	СЭМ – сканирующая электронная микроскопия
ВАК – волновой акустический каротаж	ТОС – total organic carbon – пиролитический параметр «общее содержание органического углерода»
ВУФ – высокоуглеродистая формация	УВС – углеводородные соединения
ГАС НР – гетероатомные соединения нефтяного ряда	УПС – упруго-прочностные свойства
ГГК-лп – гамма-гамма литоплотностный каротаж	УФО – ультрафиолетовое освещение
ГГК-п – гамма-гамма плотностный каротаж	УЭС – удельное электрическое сопротивление
ГИС – геофизические исследования скважин	ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства
ГК – гамма-каротаж	ФИП – фокусированный ионный пучок
ГКО – глино-кислотная обработка	ЯМК – ядерно-магнитный каротаж
ГРП – гидравлический разрыв пласта	ЯМР – ядерно-магнитный резонанс
ГТМ – геолого-технологические мероприятия	Линейная масса нефти – масса нефти по всему разрезу резервуара, рассчитанная по стволу скважины в расчете на единицу площади вокруг скважины. Аналог – Удельная плотность ресурсов нефти
ГТН – геолого-технический наряд	Линейные объемы нефти – объем нефти по всему разрезу резервуара, рассчитанный по стволу скважины в расчете на единицу площади вокруг скважины
ИНГК – импульсные нейтрон-гамма методы	Удельная плотность ресурсов нефти – масса нефти в резервуаре, приходящаяся на единицу площади. Рассчитывается по значениям массы нефти в ячейке трехмерной модели путем суммирования всех ячеек по вертикали. Аналог – Линейная масса нефти.
ИНГКС – импульсный нейтрон-гамма каротаж спектрометрический	
КИН – коэффициент извлечения нефти	
МБК – микробоковой каротаж	
МКС – минерально-компонентный состав	
НГБ – нефтегазоносный бассейн	
НГК – нейтрон-гамма каротаж	
НК – нейтронный каротаж	
ННК – нейтрон-нейтронный каротаж	
ОВ – органическое вещество	
ОМКМ – объемная минерально-компонентная модель	
ОПР – опытно-промышленная разработка	

ЛИТЕРАТУРА

Алгоритмы определения подсчетных параметров и методика оценки подвижных запасов V1 и ресурсов V2 и V3 баженовской свиты по Салымской группе месторождений / С.И. Билибин, Л.В. Валова, Т.Ф. Дьяконова, Т.Г. Исакова, Е.А. Юканова, Ю.В. Полякова, Г.А. Калмыков // Геофизика. 2015. № 3. С. 37–50.

Алгоритмы определения подсчетных параметров отложений баженовской свиты по Салымской группе месторождений / С.И. Билибин, Т.Ф. Дьяконова, Т.Г. Исакова, Е.А. Юканова, Г.А. Калмыков, Л.В. Валова, Д.И. Ганичев // Научно-технический вестник ОАО НК «РОСНЕФТЬ». 2015. № 39. С. 9–17.

Алекперов В.Ю. и др. Новый отечественный способ разработки месторождений баженовской свиты (часть 2) / В.Ю. Алекперов, В.И. Грайфер, Н.М. Николаев, В.Б. Карпов, В.И. Кокорев, Р.Г. Нургалиев, А.П. Палий, А.А. Боксерман, В.А. Клиничев, А.В. Фомкин // Нефт. хоз-во. 2014. № 1. С. 50–53.

Аппаратура высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования – проблемы надежности и качества / С.С. Жмаев, В.В. Киселев, А.Н. Петров, В.П. Снопков, В.Н. Ульянов // Каротажник. 1997. № 34.

Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» // Государственное предприятие ХМАО «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилемана». Ханты-Мансийск, 2004.

Ахапкин М.Ю., Быков В.В., Кашик А.С., Полищук В.И. Обобщение и анализ результатов исследований и эксплуатации баженовской свиты Салымской группы месторождений // Геофизика 2015. № 3.

С 66–75. Изд-во: Межрегиональная общественная организация Евро-Азиатское геофизическое общество (Москва).

Баженова О.К. Аутигенная нефтеносность кремнистых толщ. Дис. ... докт. геол.-мин. наук. М., 1991.

Баженова О.К., Бурлин Ю.К. и др. Геология и геохимия нефти и газа. М., 2000.

Балушкина Н.С. Литофизическая типизация и нефтеносность пород баженовского горизонта в зоне сочленения Сургутского и Красноленинского сводов. Дис. ... канд. геол.-мин. наук. М., 2012.

Баталин О.Ю., Вафина Н.Г. Формы захвата свободных углеводородов керогеном // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. 2013. № 10. С. 418–425.

Батурин Ю.Е. Обоснование необходимости отмены налога на добычу полезных ископаемых при разработке нефти баженовских отложений // Вестник ЦКР Роснедра. 2010. № 6. С. 17–21.

Белецкая С.Н. Первичная миграция нефти. М.: Недра, 1990.

Белецкая С.Н., Баженова Т.К., Климова Л.И. Геохимия процессов эмиграции углеводородов в баженовской свите верхней юры Западной Сибири // Разведка и охрана недр. 2010. № 4. С. 54–58.

Белкин В.И., Ефремов Е.П., Капеленин Н.Д. Модель коллекторов нефти баженовской свиты Салымского месторождения // Нефтяное хозяйство. 1983. № 10. С. 27–31.

Белкин В.И., Медведский Р.И., Аббасов И.А. Жильный тип ловушек углеводородов. М.: ВНИИОЭНГ, 1988. 50 с.

Белохин В.С., Калмыков Г.А., Ревва М.Ю. Методика обработки многоканального спектрометрического гамма-каротажа с использованием элементарных спектров // Каротажник. 2004. № 10–11. с. 205–210.

Билибин С.И., Калмыков Г.А., Вовк А.В., Дьяконова Т.Ф., Ганичев Д.И., Исакова Т.Г., Юканова Е.А. Геолого-геофизические критерии выделения зон разной продуктивности баженовской свиты на примере Салымской группы месторождений // Геофизика. 2015. № 3. С. 51–58.

Билибин С.И., Кашик А.С., Валова Л.В., Вовк А.В., Калмыков Г.А., Дьяконова Т.Ф., Исакова Т.Г., Юканова Е.А. Принципы построения геологической модели пород баженовской свиты на основе геолого-геофизических трендов // Геофизика. 2015. № 3. С. 59–65.

Боксерман А.А., Грайфер В.И., Кокорев В.И., Чубанов О.В. Термогазовый метод увеличения нефтеотдачи // Интервал. 2008. № 7. С. 26–33.

Брадучан Ю.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А. и др. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность). Новосибирск: Наука, 1986. 216 с.

Брадучан Ю.В., Захаров В.А., Месежников М.С. Стратиграфия и условия образования битуминозных отложений верхней юры – неокома Европейской части СССР и Западной Сибири. Осадочная оболочка Земли в пространстве и времени // Стратиграфия и палеонтология. М.: Наука, 1989. С. 108–115.

Брехунцов А.М., Нестеров И.И. Нефть битуминозных глинистых, кремнисто-глинистых и карбонатно-кремнисто-глинистых пород // Вестник ЦКР Роснедра. 2010. № 6. С. 3–16.

Вишневская В.С. Радиолариевая биостратиграфия юры и мела России. М.: ГЕОС, 2001. 376 с.

Влияние геостатического давления на образование углеводородных флюидов в процессе термokatализа ОВ (по экспериментальным данным) / И.И. Нестеров, Б.Ф. Симоненко, Е.С. Ларская, М.К. Калинин, А.В. Рыльков // Геология нефти и газа. 1993. № 12. С. 22–25.

Влияние температуры на количество и состав нафтидов при катагенезе ОВ (по экспериментальным данным) / И.И. Нестеров, Б.Ф. Симоненко, Е.С. Ларская, М.К. Калинин, А.В. Рыльков // Геология нефти и газа. 1993. № 11. С. 26–30.

Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ). Методические рекомендации. Новосибирск: Институт геологии и геофизики СО АН СССР, 1997. 105 с.

Геохимические методы в решении задач, связанных с освоением залежей нефти в баженовской свите на западе Широтного Приобья // М.В. Дахнова, Е.С. Назарова (ВНИГНИ), В.С. Славкин, В.Н. Колосков, А.Д. Алексеев (ЗАО «МиМГО» им. В.А. Двуреченского) // Геология нефти и газа. 2007. № 6.

Гончаров И.В., Харин В.С. Использование пиролиза в инертной атмосфере при исследовании органического вещества пород // Проблемы нефти и газа Тюмени. 1982. В. 56. С. 8–10.

Горбачев Ю.И. Геофизические исследования скважин. М.: Недра, 1990. 398 с.

ГОСТ 26450.0-85 Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств.

ГОСТ 26450.1-85 Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением.

Гурари Ф.Г. Возможные типы коллекторов, связанные с даманикитами // Геология и геофизика. 1981. № 12. с. 3–8.

Гурари Ф.Г. Геология и перспективы нефтегазонасности Обь-Иртышского междуречья. Л.: Гостоптехиздат, 1959. С. 174.

Гурари Ф.Г. Доманикиты и их нефтегазонасность // Советская геология. 1991. № 11. С. 3–12.

Гурари Ф.Г. Доманикиты Сибири и их роль в нефтегазонасности. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1982. С. 135.

Гурари Ф.Г., Вайц Э.Я., Меленевский В.Н. и др. Условия формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты. М.: Недра, 1988. С. 199.

Дахнова М.В., Можегова С.В. Оценка запасов «сланцевой нефти» с использованием геохимических параметров // Геология нефти и газа. 2015. № 4.

Дир У.А., Хауи Р.А., Зусман Дж. Породообразующие минералы. Т. 3. Листоватые силикаты. Перевод с англ. М.А. Лицарева, П.П. Смолина, В.И. Финько, под ред. В.П. Петрова. М.: Мир, 1966.

Дорофеева Т.В., Аристаров М.Т., Блинкова Е.Ю. и др. Локальный прогноз залежей нефти в баженовской свите Широтного Приобья // Проблемы оценки новых зон нефтегазонакопления в основных продуктивных толщах Западной Сибири. СПб.: ВНИГРИ, 1992. С. 39–46.

Дорофеева Т.В., Краснов О.Г., Лебедев Б.А. и др. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири. Л.: Недра, 1983. с. 131.

Дорофеева Т.В., Лебедев Б.А. и др. Пористость аргиллитов баженовской свиты Западной Сибири // Известия АН СССР. Сер. геол. 1979. № 9. С. 146–148.

Дорофеева Т.В., Лебедев Б.А., Петрова Г.В. Особенности формирования коллекторских свойств баженовской свиты Салымского месторождения // Геология нефти и газа. 1979. № 9. С. 20–23.

Ефремова С.В., Стафеев К.Г. Петрохимические методы исследования горных пород: Справочное пособие. М.: Недра, 1985. 511 с.

Жаткабаев Е.Е. Закономерности влияния физико-химических параметров на растворимость урановых минералов 03.05.2009 http://e-lib.kazntu.kz/sites/default/files/articles/39_jatkanbaev_2009_5.pdf

Занин Ю.Н., Замирайлова А.Г. и др. Корреляционные связи органического вещества с минеральными компонентами в баженовской свите // Геология нефти и газа. 1997. № 1.

Занин Ю.Н., Замирайлова А.Г., Эдер В.Г. Некоторые аспекты формирования баженовской свиты в центральных районах Западно-Сибирского осадочного бассейна // Литосфера. 2005. № 4. С. 118–135.

Захаров В.А. Условия формирования волжско-берриасской высокоуглеродистой баженовской свиты Западной Сибири по данным палеоэкологии // Эволюция биосферы и биоразнообразия. К 70-летию А.Ю. Розанова. М.: Т-во научных изданий КМК, 2006. С. 600.

Захаров В.А., Занин Ю.Н., Замирайлова А.Г. Первая находка следов жизнедеятельности в высокоуглеродистых черных сланцах баженовской свиты Западной Сибири // Геология и геофизика. 1998. Т. 39, № 3. С. 402–405.

Захаров В.А., Сакс В.Н. Баженовское (волжско-берриасское) море Западной Сибири // Палеогеография юры и мела Сибири. М.: Наука, 1983. С. 5–31.

Зубков М.Ю. Состав, строение и условия образования баженовской и абалакской свит Краснотенского свода (Западная Сибирь) // Литология и полезные ископаемые. 2001. № 1. С. 37–48.

Зубков М.Ю., Ершов В.А., Прямоносова И.А. и др. Генерация битумоидов и формирование емкостного пространства в отложениях баженовской свиты // Научно-технический прогресс при поисках и освоении нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. Тр. ЗапСибНИГНИ. Вып. 63. Тюмень, 1984. С. 16–21.

Зубков М.Ю., Пормейстер Я.А., Бондаренко П.М. Прогноз трещинных коллекторов в отложениях баженовской и абалакской свит на основе результатов тектонофизического моделирования. // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Т. 1 (Пятая научно-практическая конференция). Ханты-Мансийск, 2002. С. 244–253.

SPE 164554 Интегрирование керновых и коротажных данных для количественной оценки извлекаемых запасов нефти на примере сланцевого месторождения Игл Форд. Эрик Рилэндер, Тяньминь Джанг, Филип Сингер, Рик Льюис Шлюмберже, Стив Синклэр Матадор Рисорсиз. Доклад Ричард Льюис, Шлюмберже 08 Окт 2013 www.spe-moscow.org/ru/meetings/download/77_070b38e3dd4bec419adf18e82d8d4982.html

Исследования морфологии пустотного пространства керогена баженовской свиты / А.Л. Васильев, Е.Б. Пичкур, А.А. Михуткин, М.Ю. Спасенных, Н.Н. Богданович, Н.С. Балущкина, Г.А. Калмыков // Нефтяное хозяйство. 2015. № 10. С. 28–31.

Казаринов В.В. Органическое вещество баженовской свиты Западно-Сибирской плиты // Сов. геология. 1983. № 5. С. 25–30.

Калмыков Г.А. Методика определения минерально-компонентного состава терригенных пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным комплекса ГИС, включающего спектрометрический ГК: Дис. ... канд. техн. наук. М., 2001.

Калмыков Г.А., Балущкина Н.С., Алешин А.П., Глебова Н.К. Об особенностях распределения радиоактивности в породах баженовской свиты на западном склоне Сургутского свода Западной Сибири // Вестник МГУ. Геология. 2009. № 1.

Калмыков Г.А., Балущкина Н.С., Белохин В.С., Библин С.И., Дьяконова Т.Ф., Исакова Т.Г. Пустотное пространство пород баженовской свиты и насыщающие его флюиды // Недропользование – XXI век. 2015. № 1. С. 64–71.

Киричек А.В. Прогноз коллекторов трещинного типа в продуктивных породах Краснотенского свода по рассеянным волнам. Дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Тюмень, 2011.

Козлова Е.В. Нефтегазоматеринский потенциал отложений глубоководных осадочных бассейнов в зонах развития подводного грязевого вулканизма: дис. ... канд. геол.-мин. наук: 25.00.12. М., 2003. 198 с.

Козлова Е.В., Калмыков Г.А., Ганичев Д.И., Балущкина Н.С. Формы нахождения углеводородов

в породах баженовской свиты // Геофизика. 2015. № 3. С. 15–22.

Кокорев В.И. Газовые методы – новая технология увеличения нефтеотдачи пластов // Нефтепромысловое дело. 2009. № 11. С. 24–27.

Кокорев В.И. Техничко-технологические основы инновационных методов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами нефти: Дис. ... докт. техн. наук. М., 2010.

Кокорев В.И., Ахмадейшин И.А. Водогазовая, парогазовая и термогазовая технологии повышения нефтеотдачи пластов // Тезисы докладов итоговой конференции за 2008 г. по приоритетному направлению «Рациональное природопользование». СПб., 2008. С. 17–19.

Кокорев В.И., Дарищев В.И., Ахмадейшин И.А., Щеколдин К.А., Боксерман А.А. Результаты промысловых испытаний и перспективы развития термогазового способа разработки залежей баженовской свиты в ОАО «РИТЭК» // Бурение и нефть. 2014. № 11. С. 26–28.

Кокорев В.И., Чубанов О.В., Харланов С.А., Нургалиев Р.Г. Разработка и внедрение водогазовых методов повышения нефтеотдачи пластов в ОАО «РИТЭК» // Территория нефтегаз. 2008. № 9. С. 42–48.

Комплексы палеобиоты в абалакско-баженовских отложениях центральной части Западной Сибири / И.В. Панченко, Н.С. Балущкина, Е.Ю. Барабошкин, В.С. Вишневская, Г.А. Калмыков, О.В. Шурекова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2015. Т. 10, № 2. С. 1–29.

Комплексы и технологии проведения каротажа на буровом инструменте в условиях Западной Сибири / К.В. Коротков, Г.А. Калмыков, В.С. Белохин // Каротажник. 2009. № 186. С. 291–311.

Конторович А.Э., Меленевский Ю.Н., Занин А.Г. и др. Литология, органическая геохимия и условия формирования основных типов пород баженовской свиты (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. 1998. № 11. С. 1477–1491.

Коровина Т.А. Закономерности формирования и распространения коллекторов в битуминозных отложениях баженовской свиты для оценки перспектив нефтегазоносности западного склона Сургутского свода: Дис. ... канд. геол.-мин. наук. СПб., 2004.

Коровина Т.А., Кропотова Е.П., Федорцов И.В. Особенности вещественного состава пород баженовской свиты Ай-Пимского месторождения // Геология и геолого-разведочные работы, 2001. № 6. С. 18–21.

Корост Д.В., Калмыков Г.А., Решетов Е.В., Белохин В.С. Петрофизическое обеспечение интерпретации комплекса геофизических исследований скважин на базе спектрометрического гамма-каротажа // Вестник МГУ. Геология. 2009. № 2. С. 68–74.

Кузьмин Ю.А., Судат Н.В. Особенности геологического строения, оценки и учета в госбалансе запасов углеводородов в отложениях баженовской свиты месторождений Ханты-Мансийского автономного округа – Югры // Вестник недропользователя ХМАО. 2011. С. 24.

Куликова Н.К., Раевская Е.Г., Шурекова О.В. Альгофлора в формировании органического вещества высокоуглеродистой волжско-берриасской баженовской свиты Западной Сибири. Водоросли в эволюции биосферы // Материалы I палеогеологической конференции. 25–28 февраля 2013. М.: ПИН РАН, 2013. С. 59–62.

К оценке запасов и ресурсов сланцевой нефти / С.И. Билибин, Г.А. Калмыков, Н.С. Балущкина, А.Г. Былевский, Е.А. Юканова, С.И. Бачин, Л.Н. Валова // Недропользование XXI век. 2015. № 1(51). С. 34–45.

К оценке ресурсов и запасов сланцевой нефти / А.В. Ступакова, Г.А. Калмыков, Н.П. Фадеева, Н.С. Балущкина, А.Х. Богомолов, Т.А. Кирюхина, Н.И. Коробова, В.В. Мальцев, Н.В. Пронина, Р.С. Савуткин, А.А. Суслова, Т.А. Шарданова // Вестник Московского университета. Сер. 4: Геология. 2015. № 3. с. 3–10.

Ларская Е.С., Горюнова Е.А. Корреляция пиролитических и битумологических параметров эпигенетического ОВ Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология нефти и газа. 1992. № 11 <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1992/11/Stat/stat13.html>

Латышева М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС. М.: Недра, 2007. 327 с.

Лопатин Н.П., Емец Т.П. Пиролиз в нефтяной геологии. М., Наука, 1987. 143 с.

Мальчихина О.В. Нефтегенерационные свойства керогена баженовской свиты на западной окраине Сургутского свода и формирование залежей пласта Ю0: Дис. ... канд. геол.-мин. наук. М.: Государственный научный центр Российской Федерации ВНИИ-Геосистем, 2005.

Методика определения эффективной мощности коллекторов баженовской свиты по данным ГИС // Особенности подсчета запасов нефти в баженов-

ских отложениях Западной Сибири. Тюмень: СибНИИНП, 1985. с. 83–93.

Микуленко К.И. Перспективы нефтегазоносности отложений баженовской свиты центральных и южных районов Западно-Сибирской плиты // Тр. СНИИГТиМС. Новосибирск, 1974. Вып. 194. с. 37–41.

Морышев В.В., Завьялец А.Н. Методика оценки извлекаемых запасов нефти баженовской свиты Салымского месторождения по результатам пробной эксплуатации // Особенности подсчета запасов нефти в баженовских отложениях Западной Сибири. Тюмень: СибНИИНП, 1985. С. 110–123.

Настройка петрофизической модели по отложениям баженовской свиты по скважинам с расширенным комплексом ГИС / Г.А. Калмыков, Т.Ф. Дьяконова, Т.Г. Исакова, Е.А. Юканова, Д.И. Ганичев // Геофизика. 2015. № 3. С. 28–36.

Неручев С.Г. Уран и жизнь в истории Земли. СПб.: ВНИГРИ, 2007.

Нестеров И.И. Новый тип коллектора нефти и газа // Геология нефти и газа. 1979. № 10. С. 26–29.

Нестеров И.И., Петросян Л.Г. и др. Исследование нефтегазоносных разрезов баженовской свиты. М., 1988. 57 с.

Нестеров И.И., Ушатский И.Н. и др. Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири. М.: Недра, 1987.

Нестеров И.И., Ушатинский И.Н. Особенности терминологии и классификации битуминозных пород // Строение и нефтегазоносность баженитов Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1985. С. 19–26.

Нестеров И.И., Рыльков А.В., Кулахметов Н.Х., Ушатинский И.Н., Потеряева В.В., Потеряев А.Г., Щепеткин Ю.В. Геолого-геохимические показатели главной зоны нефтеобразования. С. 53–60 в книге «Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики». М.: Наука, 1979.

Нетрадиционная нефть: станет ли бажен вторым баккеном? / Г. Выгон, А. Рубцов, С. Клубкова и др. М.: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, 2013. 68 с.

Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России / О.М. Прищепа, О.Ю. Аверьянова, А.А. Ильинский, Д. Морариу; под ред. О.М. Прищепы. СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014. 323 с.: ил. (Труды ВНИГРИ).

Отчет «Обработка материалов МОГТ 3Д сейсморазведки Салымского месторождения (200 кв. км) по технологии «Тонкрот» с целью выявления, изуче-

ния и оконтуривания продуктивных, нефтенасыщенных коллекторов баженовской свиты (пласт Ю₀)» 2012 г. / И.С. Бехтерев, В.Е. Уланов, В.Г. Кобзов, К.И. Бехтерев.

Отчет «Прогнозирование зон развития трещинно-кавернозных коллекторов абалакско-баженовской свиты на основе структурно-деформационного анализа материалов 3Д сейсморазведки Салымского месторождения». Договор № 1980211/7220Д от 06.10.11. Отв. исп. Е.Д. Глухманчук.

Парпарова Г.М., Неручев С.Г., Гинзбург А.И. и др. Исходный материал и фациально-геохимические условия формирования вещественно-петрографического состава ОВ разновозрастных доманикоидных отложений // Геохимия. 1984. № 12. С. 1882–1895.

Патент РФ № 2330311 от 27.07.2008 «Способ выделения продуктивных коллекторов и определения их пористости в отложениях баженовской свиты» Калмыков Г.А.

Петерсилье В.И. Об оценке запасов залежей сланцевой нефти // Геология нефти и газа. 2015. № 6. С. 108–112.

Плуман И.И. Распределение урана, тория и калия в отложениях баженовской свиты // Геохимия. 1975. № 5. С. 756–767.

Плуман И.И. Ураноносность черных аргиллитов волжского яруса Западно-Сибирской плиты как критерий геохимических условий осадконакопления // Геохимия. 1971. № 9. С. 1138–1143.

Подсчет извлекаемых запасов нефти и растворенного газа, составление ТЭО КИН баженовской свиты Салымского месторождения на основе геолого-технологической модели. М.: ОАО «ЦГЭ», 2005.

Предтеченская Е.А., Кроль Л.А., Гурари Ф.Г., Сапьяник В.В., Перозио Г.Н., Малюшко Л.Д. О генезисе карбонатов в составе баженовской свиты центральных и юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты // Литосфера. 2006. № 4. С. 131–148.

Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (г. Новосибирск, 2003 г.). Новосибирск: СНИИГТиМС, 2004. С. 114.

Саркисян С.Г., Котельников Д.Д. Глинистые минералы и проблемы нефтегазовой геологии. М.: Недра, 1980.

Самойленко В.В. Геохимия органического вещества баженовской свиты юго-востока Западной

Сибири и генетически связанных с ним флюидов: Дис. ... канд. геол.-мин. наук. М., 2011.

Сидорович С.Н. Использование метода пиролиза горных пород при проведении геолого-технологических исследований // Тр. ВНИИнефтепромгеофизики. Уфа, 1989. Вып. 19. С. 22–28.

Степанов А.И., Терещенко Ю.А. Тип коллектора и условия формирования залежи нефти в отложениях баженовской свиты Салымского месторождения // Нефтегазопромысловая геология залежей с трудноизвлекаемыми запасами. М.: ВНИИ, 1985.

Степанов В.П. и др. Основные итоги и перспективы разработки баженовской свиты Салымского месторождения // Геофизика. 2007. № 4.

Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. Пер. с англ. М.: Мир, 1981. С. 501.

Ухлова Г.Д., Ларичев А.И., Мельников Н.В., Кос И.М. Седиментационные комплексы неоккома Широкого Приобья (Западная Сибирь) // Бюл. Моск. о-ва испытателей природы. Отд. геол. 2004. Т. 79. Вып. 1. С. 14–21.

Филина С.И., Корж М.В., Зонн М.С. Палеогеография и нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. М.: Наука, 1984.

Флеров Г.Н., Берзина И.Г. Радиография минералов, горных пород и руд. М.: Атомиздат, 1979. 224 с.

Фролов В.Т. Руководство к лабораторным занятиям по петрографии осадочных пород. М., 1964. 310 с.

Фролов В.Т. Литология. Книга 1. М.: Изд-во МГУ, 1992. 336 с.

Халимов Э.М. Методика подсчета запасов нефти в баженовской свите // Нефтяное хозяйство. 1984. № 6. С. 26–29.

Халимов Э.М., Мелик-Пашаев В.С. О поисках промышленных скоплений нефти в баженовской свите // Геология нефти и газа. 1980. № 6. С. 1–10.

Чахмахчев В.А., Волкова Т.П. Геохимические и палеогеотермические аспекты оценки перспектив нефтегазоносности // Геология нефти и газа. 1994. № 6.

Чухланцева В.Я. Особенности количественного анализа минерального состава пород баженовского типа // Особенности подсчета запасов нефти в баженовских отложениях Западной Сибири. Тюмень, 1985.

Шлыков В.Г. Рентгеновские исследования грунтов // Учебное пособие. М.: Изд-во МГУ, 1991.

Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты / Под ред. В.И. Шпильмана,

Н.И. Змановского, Л.Л. Подсосовой. Тюмень: изд-во ГП НАЦ РН им. В.И. Шпильмана, 1998.

Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятков В.П. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири // Юрская система. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2000. С. 480.

Щеколдин К.А. Способ повышения эффективности технологии термогазового воздействия // Нефтяное хозяйство. 2014. № 7. С. 102–103.

Эдер В.Г. Применение кластерного анализа для выделения типов пород баженовской свиты по содержанию основных породообразующих оксидов // Геохимия. 2002. № 2. С. 233–238.

Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Геохимия черных сланцев. Л.: Наука, 1988. С. 272.

Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Элементы-примеси в черных сланцах. Екатеринбург: УИФ «Наука», 1994.

Au-Ag-Оруднение вулканогенных поясов северо-востока Азии / Н.А. Горячев, А.В. Волков, А.А. Сидоров, Г.Н. Гамянин, Н.Е. Савва, В.М. Округин // Литосфера. 2010. № 3. С. 36–50.

Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States [U.S. Department of Energy. Washington], June 2013. Available at: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>

Behar F., Beaumont V., Penteadro De B. Rock-Eval 6 Technology: Performances and Developments. [Oil and Gas Science and Technology. Rev. IFP]. 2001. Vol. 56, № 2. P. 111–134.

Behar F., Roy S., Jarvie D. Artificial maturation of a Type I kerogen in closed system: Mass balance and kinetic modelling // Organic Geochemistry. 2010. V. 41. P. 1235–1247.

Bernard S., Horsfield B., Schulz H.-M., Wirth R., Schreiber A., Sherwood N. Geochemical evolution of organic-rich shales with increasing maturity: a STXM and TEM study of the Posidonia Shale (Lower Toarcian, northern Germany). [Marine and Petroleum Geology 31]. 2012. P. 70–89.

Bernard S., Wirth R., Schreiber A., Bowen L., Apelin A.C., Mathia E.J., Schulz H.-M., Horsfield B. FIB-SEM and TEM investigations of an organic-rich shale maturation series from the lower Toarcian Posidonia Shale, Germany: Nanoscale pore system and fluid-rock interactions. [In: Camp, W., Diaz, E., Wawak, B. (Eds.), Electron microscopy of shale hydrocarbon reservoirs, (AAPG memoir; 102)]. 2013. P. 53–66.

Chalmers G., Bustin R.M., Power I. A Pore by Any Other Name Would Be as Small: the Importance of Meso- and Microporosity in Shale Gas Capacity. [AAPG Annual Convention and Exhibition, Denver, Colorado]. 2009. P. 1.

Curtis M.E., Ambrose R.J., Sondergeld C.H., Rai C.S. Structural characterization of gas shales on the macro- and nano-scales. [SPE-137693, CSUG/SPE Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference]. October 19-21, 2010, Calgary, Alberta 9.

Curtis M.E., Ambrose R.J., Sondergeld C.H., Rai C.S. Transmission and Scanning Electron Microscopy Investigation of Pore Connectivity of Gas Shales on the Nano-scale. [North American Unconventional Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, The Woodlands, Texas, USA]. 2011. P. 10. SPE 144391.

Curtis M.E., Sondergeld C.H., Ambrose R.J., Rai C.S. Microstructural investigation of gas shales in two and three dimensions using nanometer-scale resolution imaging. [AAPG Bulletin 96]. 2012. P. 665–677.

Curtis M.E., B.J. Cardott, C.H. Sondergeld, Rai C.S. Development of organic porosity in the Woodford Shale with increasing thermal maturity // International Journal of Coal Geology. 2012. V. 103. P. 26–31.

Desbois G., Urai J.L., Kukla P.A. Morphology of the pore space in claystones – evidence from BIB/FIB ion beam sectioning and cryo-SEM observations. [Earth Discussions 4]. 2009. P. 1–19.

Determining physical properties of unconventional reservoir rocks: from laboratory methods to pore-scale modeling. Gerke K.M., Mallants D., Vasilyev R.V., Korost D.V., Balushkina N.S., Khamidulin R., Kalmykov G.A., Karsanina M.V. // Society of Petroleum Engineers – Asia Pacific Unconventional Resources Conference and Exhibition. 2013: Delivering Abundant Energy for a Sustainable Future 2013. P. 599–612.

Espitalie J., Marquis F., Barsony J. Geochemical logging by the oil show analyzer // L. Butterworth. 1984.

Espitalie J., Madec M., Tissot B. Role of mineral matrix in kerogen pyrolysis: influence on petroleum generation and migration // Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol. 1980. V. 64, № 1. P. 59–66.

Fangwen Chen, Shuangfang Lu, Xue Ding. Organoporosity Evaluation of Shale: A Case Study of the Lower Silurian Longmaxi Shale in Southeast Chong-

qing, China. [The Scientific World Journal Volume]. 2014 – Article ID 893520

Holzer L., Cantoni M. Review of FIB-tomography // Utke, I., Moshkalev S., Russell P. (Eds.), [Nanofabrication with Focused Ion and Electron Beam: Principles and Applications. Oxford University Press, NY, USA]. 2011. P. 830.

Ogg J.G., Ogg G., Gradstein F.M. A Concise Geologic Time Scale. 2016. Available at: <http://www.tscreeator.org>

Keller L.M., Holzer L., Wepf R., Gasser P. 3D geometry and topology of pore pathways in Opalinus clay: implications for mass transport. [Applied Clay Science 52]. 2011. P. 85–95.

Liang M., Wang Z., Zheng J., Li X., Wang X., Gao Z., Luo H., Li Z., Qian Y. Hydrous pyrolysis of different kerogen types of source rock at high temperature-bulk results and biomarkers // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2015. V. 125. P. 209–217.

Loucks R.G., Reed R.M., Ruppel S.C., Jarvie D.M. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett Shale. [Journal of Sedimentary Research, 79]. 2009. P. 848–861.

Loucks R.G., Reed R.M., Ruppel S.C., Hammes U. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores. [AAPG Bulletin 96]. 2012. P. 1071–1098.

Milner M., McLin R., Petriello J. Imaging Texture and Porosity in Mudstones and Shales: Comparison of Secondary and Ion-Milled Backscatter SEM Methods. [Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference. Society of Petroleum Engineers, Calgary, Alberta, Canada]. 2010. P. 5. SPE 138975.

NMR T2 Distributions in the Eagle Ford Shale: Reflections on Pore Size. Erik Rylander, Philip M. Singer, Tianmin Jiang, Rick Lewis, Ryan McLin Shlumberger, Steve Sinclair, Matador Resources. This paper was prepared for presentation at the Unconventional Resources Conference-USA held in The Woodlands, Texas, USA, 10–12 April 2013 SPE 164554.

Pan C., Geng A., Zhong N., Liu J. Kerogen pyrolysis in the presence and absence of water and minerals: Steranes and triterpenoids // Fuel. 2010. V. 89. P. 336–345.

Pollastro R.M. Geologic and production characteristics utilized in assessing the Barnett continuous (unconventional) gas accumulation, Barnett-Paleozoic total petroleum system, Fort Worth Basin, Texas/ R.M. Pollastro // Barnett Shale Symposium, Novem-

ber 12–13, 2003. Dallas: Ellison Miles Geotechnology Institute at Brookhaven College, 2003.

Loucks R.G., Reed R.M., Ruppel S.C., Hammes U. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores. [AAPG Bulletin]. 2012. V. 96, No. 6. P. 1071–1098.

Rushdi A.I., Simoneit B.R.T. Hydrothermal alteration of sedimentary organic matter in the presence and absence of hydrogen to tar then oil // *Fuel*. 2011. V. 90. P. 1703–1716.

Zhang S., Klimentidis R., Barthelemy P. Porosity and permeability analysis on nanoscale FIB-SEM 3D imaging of shale rock. [Society of Core Analysts (SCA) Symposium, Austin, USA]. 2011.

The CCOP Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospects Available at: http://www.ccop.or.th/assets/publication_digital/2912004_4_pdf.pdf

Theys P. Log data acquisition and quality control. Paris: Editions Technip, 1999. 453 p.

Vishnevskaya V.S., Kozlova G.E. Volgian and Santonian-Campanian radiolarian events from the Russian Arctic and Pacific Rim // *Acta Palaeontologica Polonica*. 2012. V. 57(4). P. 773–790.

Zhang Z., Volkman J.K., Greenwood P.F., Hua W., Qin J., Borjigin T., Zhai C., Liu W. Flash pyrolysis of kerogens from algal rich oil shales from the Eocene Huadian Formation, NE China // *Organic Geochemistry*. 2014. V. 76. P. 167–172.

Научное издание

**Калмыков Георгий Александрович
Балушкина Наталья Сергеевна**

**МОДЕЛЬ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПОРОВОГО
ПРОСТРАНСТВА ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И ЕЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ
ДЛЯ ОЦЕНКИ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА**

Редактор издательства: *Л.В. Филиппова*
Компьютерная верстка *М.В. Старшовой*

Подписано к печати 18.12.2017
Формат 60×90/8. Бумага офсет 35,0 Тираж 300 экз.

ООО «Издательство ГЕОС»
119017, Москва, Пыжевский пер., 7, к. 332
Тел./факс: (495) 959-35-16, 8-926-222-30-91
email: geos-books@yandex.ru
www.geos-books.ru

Отпечатано в полном соответствии с представленным электронным оригинал-макетом
в ОАО «Альянс «Югполиграфиздат»»,
ООО ИПК «Панорама» 400001, г. Волгоград, ул. КИМ, 6