

Московский Государственный Университет имени М.В. Ломоносова

На правах рукописи



Ю4.200.8 16123 *

Инюшкина Анастасия Александровна

**Изучение геологического строения клиноформных
резервуаров Западной Сибири по данным
сейсморазведки и каротажа**

Специальность 25.00.10

Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых

Диссертация на соискание ученой степени кандидата
геолого-минералогических наук

Научный руководитель
доктор геолого-минералогических наук
Богословский В.А.

Москва – 2008

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Введение	4
Глава 1. Развитие представлений о геологическом строении и условиях формирования неокомского клиноформного комплекса Западной Сибири....	9
1.1 Строение и условия формирования неокомского клиноформного комплекса.....	9
1.1.1. Строение и условия формирования ачимовского клиноформного комплекса.....	17
1.1.2. Строение и условия формирования шельфовых пластов неокома.....	21
1.2. Существующие методики изучения и прогнозирования ФЕС клиноформных отложений.....	23
1.2.1. Использование данных глубокого бурения и каротажа.....	24
1.2.2. Использование данных сейсморазведки.....	25
Глава 2. Использование данных каротажа с целью изучения и прогнозирования геологического строения неокомских клиноформных отложений Западной Сибири.....	38
2.1. Физические предпосылки применения методов каротажа для изучения литолого-фациального состава клиноформных отложений Западной Сибири.....	38
2.2. Определение электрометрических и петрофизических моделей фаций с целью изучения и прогнозирования распределения фаций в неокомских клиноформных отложениях.....	40
Глава 3. Применение материалов сейсморазведки МОГТ-3D при детальном изучении клиноформного комплекса Западной Сибири	47
3.1. Структурные построения и выделение сеймостратиграфических комплексов	48
3.2. Сейсмофациальный анализ сейсморазведочных данных МОГТ-3D с целью изучения геологического разреза клиноформных отложений.....	52

3.3.Динамический анализ сейсмических данных МОГТ-3D с целью прогнозирования геологического разреза клиноформных отложений.....	55
3.3.1. Метод регрессии	55
3.3.2. Нейронные сети	57
3.3.3. AVO-анализ	62
3.3.4 Сейсмическая инверсия	64
Глава 4. Комплексная интерпретация данных сейсморазведки и каротажа при изучении пространственных характеристик и ФЕС в клиноформных отложениях Западной Сибири.....	68
4.1. Проблемы изучения геологического строения, выделения продуктивных пластов и прогнозирования ФЕС клиноформных отложений по данным сейсморазведки и каротажа.....	68
4.2. Корреляция разрезов скважин и выделение продуктивных пластов с использованием данных сейсморазведки МОГТ и каротажа.....	74
4.3. Использование данных сейсморазведки и каротажа для прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств и построения детальных геологических моделей продуктивных пластов в условиях клиноформных комплексов Западной Сибири.....	80
4.3.1. Проблемы моделирования и прогнозирования геологического строения залежей углеводородов неокомского комплекса месторождений Западной Сибири	81
4.3.2. Качественный анализ сейсмических данных и выделение стратиграфических комплексов в клиноформных отложения.....	86
4.3.3. Использование динамического анализа сейсмических данных для прогнозирования ФЕС с использованием литолого-фациальной принадлежности клиноформных отложений	93
Заключение.....	116
Библиографический список использованной литературы.....	119

Введение

К настоящему времени на территории Западной Сибири все крупные положительные структуры, выявленные сейсморазведочными работами, уже изучены бурением. Поэтому наравне с поисково-оценочным бурением скважин на локальных поднятиях все большее значение приобретают поисковые работы, направленные на изучение и картирование неструктурных ловушек.

Данная работа посвящена важной и актуальной задаче - детальному изучению геологического строения неокомского клиноформного комплекса Западной Сибири с целью выявления неантиклинальных ловушек углеводородов, зон с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), корреляции пластов-коллекторов и гидродинамических экранов в межскважинном пространстве, обоснования межфлюидных контактов как основы для цифрового геологического моделирования продуктивных отложений и подсчета запасов.

Актуальность изучения неокомской толщи определяется тем обстоятельством, что она является основным нефтегазоносным комплексом (НГК) Западной Сибири, в котором добывается большая часть ее углеводородов. Согласно современным оценкам этот комплекс остается в значительной степени недоразведанным. При определении пространственного положения и ФЕС литологических ловушек в сложнопостроенном неокомском комплексе основными контролирующими факторами являются фациальные и палеогеоморфологические условия формирования песчаных тел-коллекторов.

Важным моментом в понимании геологического строения неокомского НГК стало разделение его на шельфовые и глубоководные ачимовские отложения. Клиноформное строение ачимовской толщи является практически общепризнанным, поэтому для корректного моделирования резервуаров фундаментальной задачей является корреляция разрезов скважин и прогнозирование зон распространения коллектора, основанная на данных сейсморазведки. Развитие и совершенствование технологии МОГТ-3D, а именно, улучшение качества полевых материалов, методов обработки и применение специальных методик их интерпретации и визуализации, увеличивает пространственную разрешающую способность сейсмических исследований. В результате этого удастся выделять отдельные циклы осадконакопления не только в

ачимовском комплексе, но и в шельфовых пластах, детализируя их геологическое строение, что становится особенно важным на этапе промышленной разработки месторождения.

В настоящее время, несмотря на развитие новых методов интерпретации материалов сейсморазведочных работ, основные проблемы при изучении клиноформ возникают на трех ключевых этапах:

1. Построение структурного каркаса.
2. Анализ межфлюидных контактов.
3. Прогноз эффективных толщин коллектора в межскважинном пространстве.

Эти проблемы связаны со сложным геологическим строением, сильной литоло-фациальной изменчивостью рассматриваемых отложений, что обуславливает невыдержанность пластов-коллекторов и покрышек по латерали, частое чередование пропластков в разрезе, разнообразие типов ловушек. В этих сложных условиях одной из наиболее актуальных проблем, решению которой и были посвящены исследования автора, является выделение отдельных гидродинамически разобщенных резервуаров, служащих объектами для подсчета запасов.

В ходе проведенных автором исследований на ряде месторождений углеводородов Западной Сибири не менее актуальной является проблема разработки и детализации клиноформной модели строения неокомского комплекса Западной Сибири, использование которой при проведении комплексной интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-3D и каротажа позволяет прогнозировать зоны с улучшенными ФЕС.

Автором показано, что, несмотря на применение усовершенствованных методик прогноза подсчетных параметров в межскважинном пространстве, актуальными проблемами остаются выбор и обоснование значимых сейсмических атрибутов, объяснение полученных зависимостей и геологическое истолкование результатов анализа. В связи с этим, автором показана необходимость восстановления фациальных и палеотектонических условий формирования локальных песчаных тел-коллекторов с использованием всего комплекса геолого-геофизических данных для обоснования принципиальной

модели строения продуктивных пластов и ее совместного использования со статистическими параметрами, как критерия при выборе атрибутов.

Целью работы являлось обоснование и разработка методических приемов изучения геологического строения продуктивных пластов в неокомских клиноформных отложениях Западной Сибири и построение их детальной геологической модели, используемой при подсчете запасов и выявлении перспективных областей для разведки и бурения.

Достижение указанных целей связано с решением следующих основных задач:

1. Анализ результатов геолого-геофизических работ, выполненных в предыдущий период.
2. Выделение и корреляция продуктивных пластов на основе комплексного анализа данных интерпретации сейсморазведки МОГТ-3D и каротажа.
3. Изучение распространения гидродинамически разобщенных песчаных тел-резервуаров и литологических экранов при совместной корреляции данных каротажа, сейсморазведки и обоснования межфлюидных контактов.
4. Создание геологической модели продуктивных пластов на основе динамической интерпретации данных сейсморазведки с опорой на результаты фациального анализа и априорной региональной геологической информации.

Основные защищаемые положения:

1. На ряде месторождений Западной Сибири шельфовые пласты имеют черепицеобразное строение, которое необходимо учитывать при геологическом моделировании и промышленной разработке залежей.
2. При выборе сейсмических атрибутов для прогнозирования ФЕС в межскважинном пространстве необходимо использовать комплексный подход, основанный не только на статистических данных, полученных по результатам нейросетевого моделирования, но и на результатах литофациального анализа и априорной региональной модели осадконакопления.
3. Для выделения гидродинамически разобщенных залежей в черепицеобразных пластах необходимо осуществлять пространственную

корреляцию данных сейсморазведки с опорой на материалы каротажа и гипсометрию межфлюидных контактов.

В процессе выполнения работы получены следующие результаты, обладающие научной новизной:

1. По данным комплексного анализа материалов сейсморазведки и каротажа установлено, что на ряде месторождений Западной Сибири пологонаклонное строение имеют не только ачимовские отложения, но и вышележащие шельфовые пласты, которые в более ранних работах считались залежами пластового типа.
2. Предложена новая методика пространственной корреляции разрезов скважин, которая основана на черепицеобразной модели строения шельфовых пластов и гипсометрическом положении межфлюидных контактов.
3. Установлено, что выделяемые в шельфовом комплексе черепицеобразные отражающие горизонты не всегда приурочены к трансгрессивным глинистым пачкам, служащим гидродинамическими экранами; в ряде случаев (при достаточном поступлении терригенного материала и гидродинамически активной среде) они соответствуют границам напластования внутри единого резервуара.
4. Показано, что использование комплексного подхода, основанного на совместном использовании результатов динамического анализа сейсмических данных и скважинной информации, позволяют прогнозировать зоны повышенных эффективных толщин и пористости коллектора.

Практическая значимость работы заключается в разработке нового подхода к обоснованию межфлюидных контактов в клиноформных неокомских отложениях на месторождениях углеводородов Западной Сибири и выделению продуктивных пластов, перспективных для дальнейшей разведки и разработки на основании данных сейсморазведки и каротажа.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы были доложены на VIII и IX Международных научно-практических конференциях "Геомодель", г. Геленджик, Россия, 2006 и 2007 г.; на заседаниях научно-технических советов ОАО

"Центральная геофизическая экспедиция" 2006-2008 г.; ряда ведущих добывающих компаний России 2006-2007 г., на семинарах кафедры геофизических методов исследования земной коры геологического факультета Московского государственного университета им. М. В. Ломоносова 2006-2008 г. и освещены в четырех научно-производственных отчетах ОАО ЦГЭ.

Публикации

По теме диссертационной работы опубликовано 5 работ, в том числе 2 статьи в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендуемых ВАК РФ, а также 3 работы в сборниках тезисов докладов на конференциях.

Структура диссертации

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы. Материалы диссертации изложены на 128 страницах, проиллюстрированы 30 рисунками и включают 2 таблицы. Список литературы содержит 98 наименований, в том числе 14 работ на иностранных языках.

Благодарности

Автор выражает глубокую признательность своему научному руководителю, доктору геолого-минералогических наук, профессору Богословскому Вадиму Александровичу за постоянную поддержку, внимание, отзывчивость и неоценимую помощь при выполнении работы. Автор благодарен своему научному консультанту кандидату геолого-минералогических наук Никулину Борису Александровичу за ценные замечания, советы, а так же существенную помощь при написании работы.

Автор благодарит сотрудников отделения геофизики факультета МГУ им. М.В. Ломоносова профессора, доктора физико-математических наук Владова Михаила Львовича; доцента, кандидата геолого-минералогических наук Золотую Людмилу Алексеевну за своевременную конструктивную критику и консультации. Автор выражает признательность Ивановой Елене Владимировне за помощь и поддержку при написании и оформлении рукописи.

Автор высоко оценивает помощь коллектива ОАО "Центральная геофизическая экспедиция" в решении теоретических и практических вопросов и выражает благодарность кандидату геолого-минералогических наук Кавуну Михаилу Марковичу, а так же Степанову Антону Валентиновичу, Федотову Михаилу Николаевичу и Эльмановичу Сергею Сергеевичу за участие и помощь в создании данной работы, Истомину Сергею Борисовичу за ценные замечания.

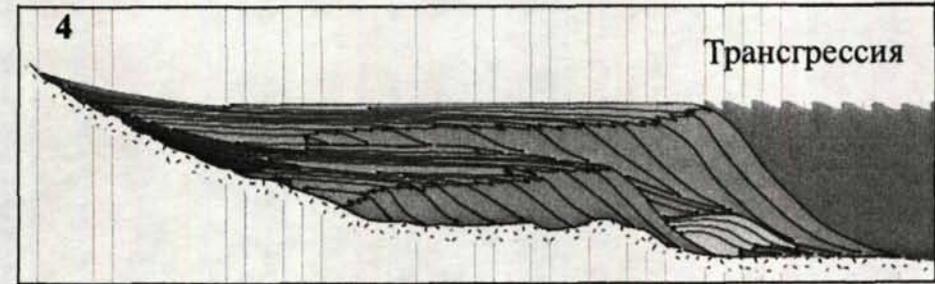
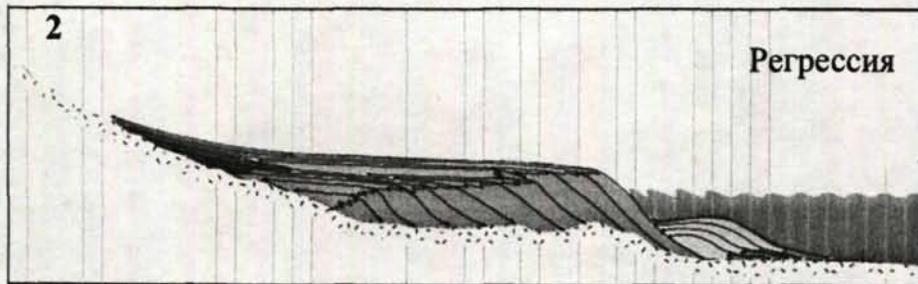
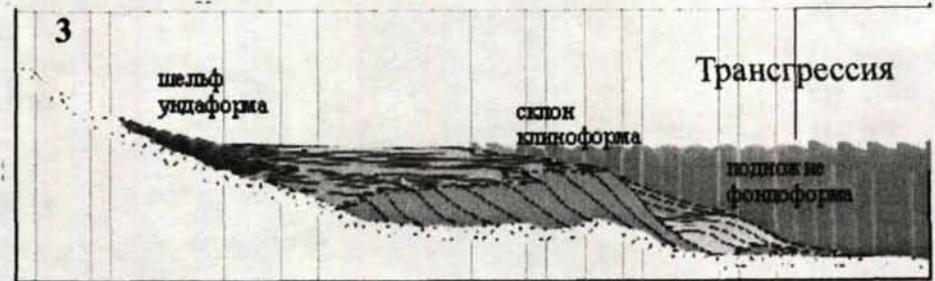
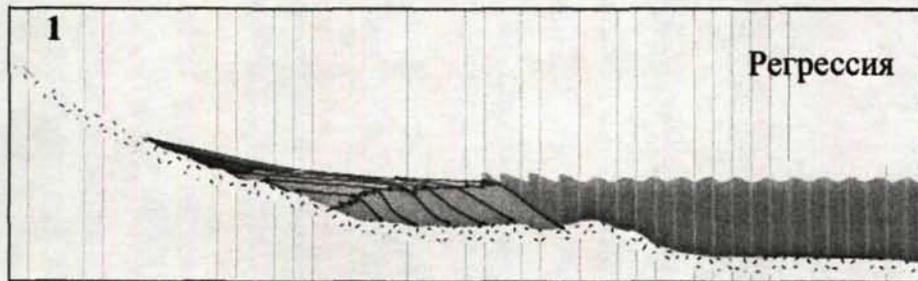
1. Развитие представлений о геологическом строении и условиях формирования неокомского клиноформного комплекса Западной Сибири

1.1 Строение и условия формирования неокомского клиноформного комплекса

Первым термин "клиноформа" ввел Дж. Рич в 1951 г. В работе [92] им были предложены для обозначения трех различных обстановок осадконакопления в пределах континентального склона греческие термины: ундаформа (шельфовая часть), собственно клиноформа – склоновая часть и фондоформа (подножие шельфового склона) (рис. 1). Эти термины быстро приобрели морфологическое значение охватив более широкие фациальные рамки [69]. В настоящее время, как в отечественной, так и в зарубежной литературе имеется достаточно большое количество публикаций, посвященных изучению клиноформных резервуаров неокомского комплекса Западной Сибири. Изучением неокомского комплекса долгие годы занимались В.Н. Бородкин, В.С. Бочкарев, Ю.В. Брадучан, А.М. Брехунцов, Ф.Г. Гурари, А.Е. Еханин, Ю.Н. Карогодин, В.А. Корнева, О.М. Мкртчян, А.Л. Наумов, А.А. Нежданов, И.И. Нестеров, Т.М. Онищук, Ростовцев, М.Я. Рудкевич, Ф.К. Салманов, В.С. Сурков, Л.Я. Трушкова, В.И. Шпильман, и многие другие. Среди зарубежных исследователей, помимо Дж. Рича, можно выделить Р.М. Митчема, П.Р. Вейла.

Клиноформа не представляет уникального геологического явления. Клиноформные отложения характеризуются достаточно широким географическим распространением, например, приурочены к дельтам рек Амазонки, Брахмапутры [86], северо-западной континентальной окраине Африки, бассейну Сан-Хоакин (Калифорния, США) и другим районам мира. В литературе описываются клиноформные комплексы, развивающиеся в настоящее время, например, в дельте реки Миссисипи [70, 86].

Принятие клиноформной модели применительно к неокомским отложениям Западной Сибири происходило достаточно долго. Это связано со сложностью строения и специфическими условиями осадконакопления в раннемеловое время.



10

на основе материалов University of South Carolina, Geology Department

- Условные обозначения:**
- Аллювиальные отложения
 - ▒ Прибрежно-морские отложения
 - Морские глинистые отложения
 - ▒ Отложения конусов выноса

Рис. 1. Основные элементы клиноформ.

По их условиям формирования можно выделить три принципиально различные точки зрения. Более ранняя модель предусматривала строго горизонтально-слоистое строение неокомских пластов, которые распространялись покровно на значительные расстояния с постепенным замещением песчаников глинами, при этом границы свит юры и раннего мела представлялись изохронными. Ю.В. Бладучан в 1973 г., А.Е. Еханин и др. в 1978 г. предположили, что субгоризонтальное осадконакопление неокомских отложений происходило в условиях морского мелководья, а распределение осадков контролировалось морскими течениями и рельефом дна бассейна. Горизонтально-слоистая модель неокома сохранилась и в стратиграфической схеме 1978 г., несмотря на то, что еще на первых этапах изучения Западной Сибири по палеонтологическим данным [60] наблюдалось омоложение отложений в западном направлении. Эти данные противоречили корреляции разрезов скважин по каротажным данным, где разновозрастные отложения относились к одному пласту. После появились представления о косослоистом, кулисообразном строении неокомских отложений. Наиболее значимые работы этого периода были выполнены Л.Я. Трушковой. В них были сделаны важные выводы о несинхронности, возрастном «скольжении» стратиграфических границ неокома и кулисообразном распространении пластов в направлении с юго-востока на северо-запад, а так же об отсутствии их сплошного распространения на примере района Обь-Иртышского междуречья [75].

Новым этапом в понимании геологии неокомских отложений стали *представления о клиноформном строении*, которые в последние годы стали господствующими, благодаря внедрению в производственный процесс сейсморазведочных работ и увеличению количества скважинной информации.

Представления о клиноформном строении неокомских продуктивных пластов Западной Сибири стали господствующими благодаря существенному увеличению за последнее десятилетие объемов выполнения сейсмической съемки МОГТ-3D и увеличения количества скважинной и палеонтологической информации. Идея связи этих пластов с клиноформами принадлежит А.Л. Наумову [56], который во второй половине 1970-х годов обосновал и разработал новую косослоистую модель отложений неокома. А.Л. Наумовым впервые было показано, что неокомские пласты не только скользят по возрастной вертикали, что уже ранее отмечалось

другими специалистами, но и имеют наклон к западу, налегая друг на друга. Согласно этой модели изохронные седиментационные поверхности в неокомских отложениях погружаются к баженовской свите в направлении от обрамления к центру седиментационного бассейна, и каждый песчаный пласт имеет свою региональную линию глинизации, связанную с бровкой шельфа (рис. 2). Представления о клиноформном строении неокомского продуктивного комплекса существенно изменили мнение о закономерностях пространственного размещения залежей углеводородов.

Большинство исследователей под *клиноформными отложениями* понимают циклически построенную толщу, образовавшуюся при боковом наращивании континентального склона терригенными осадками в глубоководных условиях. Заполнение бассейна происходило ритмично, прерываясь трансгрессиями, во время которых накапливались более глинистые отложения. Таким образом, формирование неокомских отложений происходило в различных палеогеографических обстановках (с востока на запад): прибрежно-морское, шельфовое, склоновое и глубоководно-морское. Средние углы падения составляют $0,14^\circ$ на ундаформе, $0,31^\circ$ на клиноформе и $0,09^\circ$ на фондоформе [35].

Основные структурные элементы клиноформ многими учеными описываются практически одинаково. Но, до сих пор нет единой общепринятой точки зрения на стратификацию, корреляцию и условия формирования неокомских и особенно ачимовских отложений Западной Сибири. К наиболее дискуссионным вопросам относятся: роль дельтовых и бассейновых процессов в формировании песчаных пластов, влияние эвстатических колебаний уровня моря на характер цикличности разреза, временные взаимоотношения глубоководных отложений конусов выноса и шельфовых пластов, индексация пластов неокома и другие.

Модель клиноформного строения неокома развивалась, уточнялась и детализировалась в работах М.М. Бинштока, А.М. Брехунцова, В.Я. Гидиона, Л.Ш. Гиршгорна, Г.Н. Гогоненкова, И.Л. Гребеновой, Ф.Г. Гурари, С.В. Ершова, В.П. Игошкина, Ю.Н. Карогодина, В.А. Корнеева, Н.Х. Кулахметова, А.Л. Наумова, М.Я. Рудкевича, В.С. Соседкова, Л.Я. Трусова, Ф.З. Хафизова, В.И. Шпильмана, Г.С. Ясовича и многих других. Так ряд геологов [23] считают ачимовские

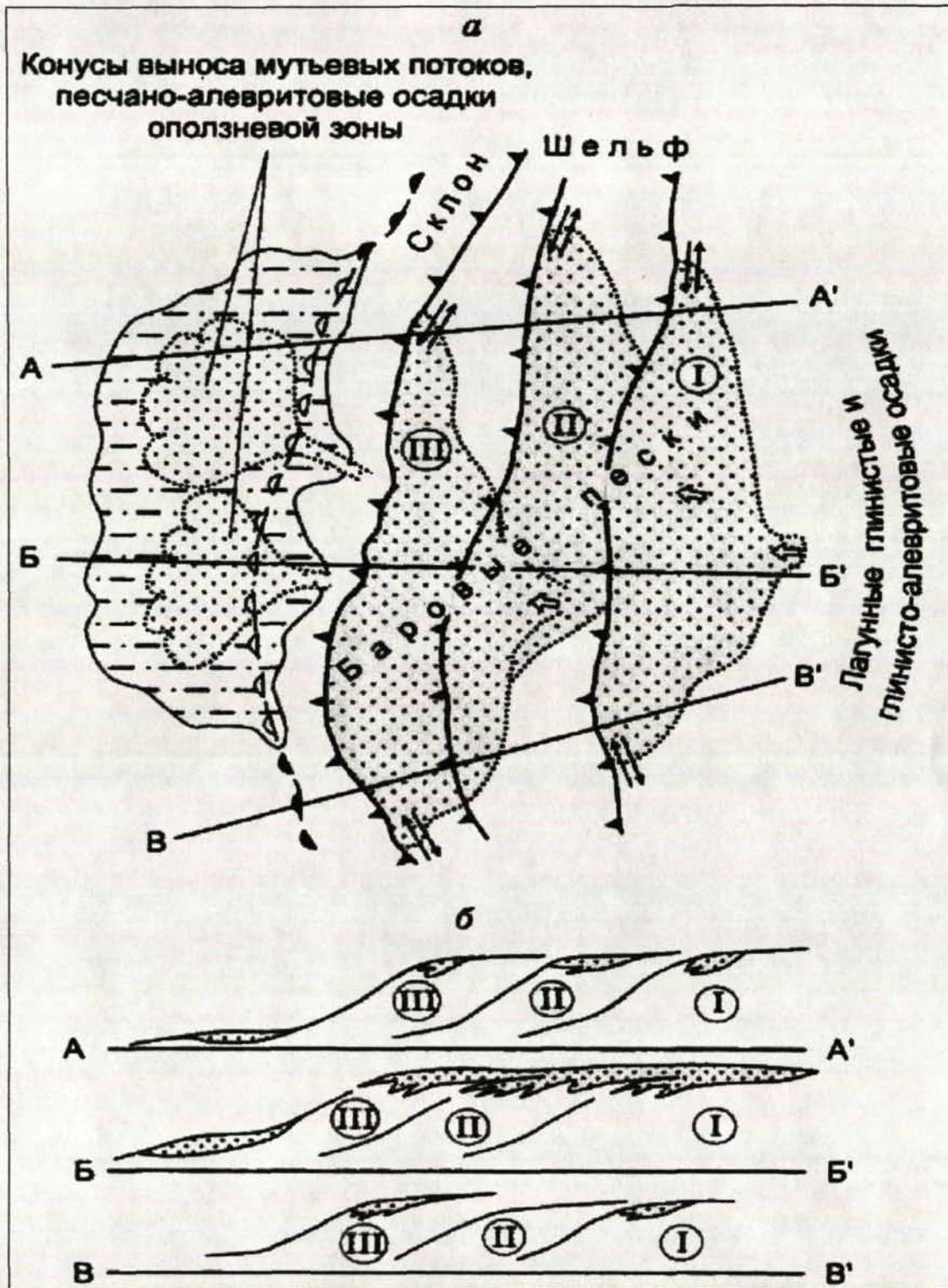


Рис. 2. Принципиальная схема формирования покровных и полосовидных песчаных тел (по А.А. Нежданову).

отложения прибрежно-мелководными или континентальными образованиями. Неравномерным поступлением обломочного материала объясняют периодические трансгрессии и регрессии также Н.Х. Кулахметов с соавторами [42], Р.Т. Трушкевич [74]. Вероятнее всего, все эти факторы имели место, а действие эвстатики, как заметил А.А. Нежданов с соавторами [59], маскировалось прогибанием Западно-Сибирской плиты. Большинство других исследователей [5, 6, 79] рассматривают как морские относительно глубоководные осадки, связанные с турбидитовыми фациями. Согласно данной модели песчано-алевритовые пласты ачимовской толщи "соединяются" посредством глинисто-алевритового склона с шельфовыми, то есть каждому ачимовскому резервуару соответствует синхронный шельфовый пласт или группа пластов. Ю.Н. Карогодин и А.А. Нежданов [35, 59], рассматривая детальную стратификацию пород неокома и выделяя в нем региональные и субрегиональные клиноциклиты, писали о выделении в его составе более пятнадцати клиноформ трансгрессивно-регрессивного строения (рис. 3).

А. П. Лисицин в своей работе [50] показал, что в соответствии с основными структурными элементами земной коры могут быть выделены два уровня лавинной седиментации: первый на границе суша-море и второй – у основания континентального склона. Таким образом, наибольшие скопления осадков можно ожидать на двух гипсометрических уровнях – у береговой линии, где резко падает несущая сила рек, и у основания материкового склона, где резко уменьшается несущая сила подводных гравитационных потоков, перемещающих осадочный материал (турбидиты, оползни и другие).

Г.Н. Гогоненков, Ю.А. Михайлов и С.С. Эльманович, основываясь на данных сейсморазведки, выявили два типа клиноформ — ритмично построенных комплексов многоэтапного формирования и неритмичных одноэтапных (одиночных) клиноформ, представленных набором неповторяющихся сейсмофаций. Неокомский комплекс Западной Сибири, по их мнению, относится к ритмично построенным клиноформам регионального распространения, а ритмичность обусловлена эвстатическими колебаниями уровня моря. В работе [15] отмечено наличие плавного перехода одиночных клиноформ в шельфовые покровы

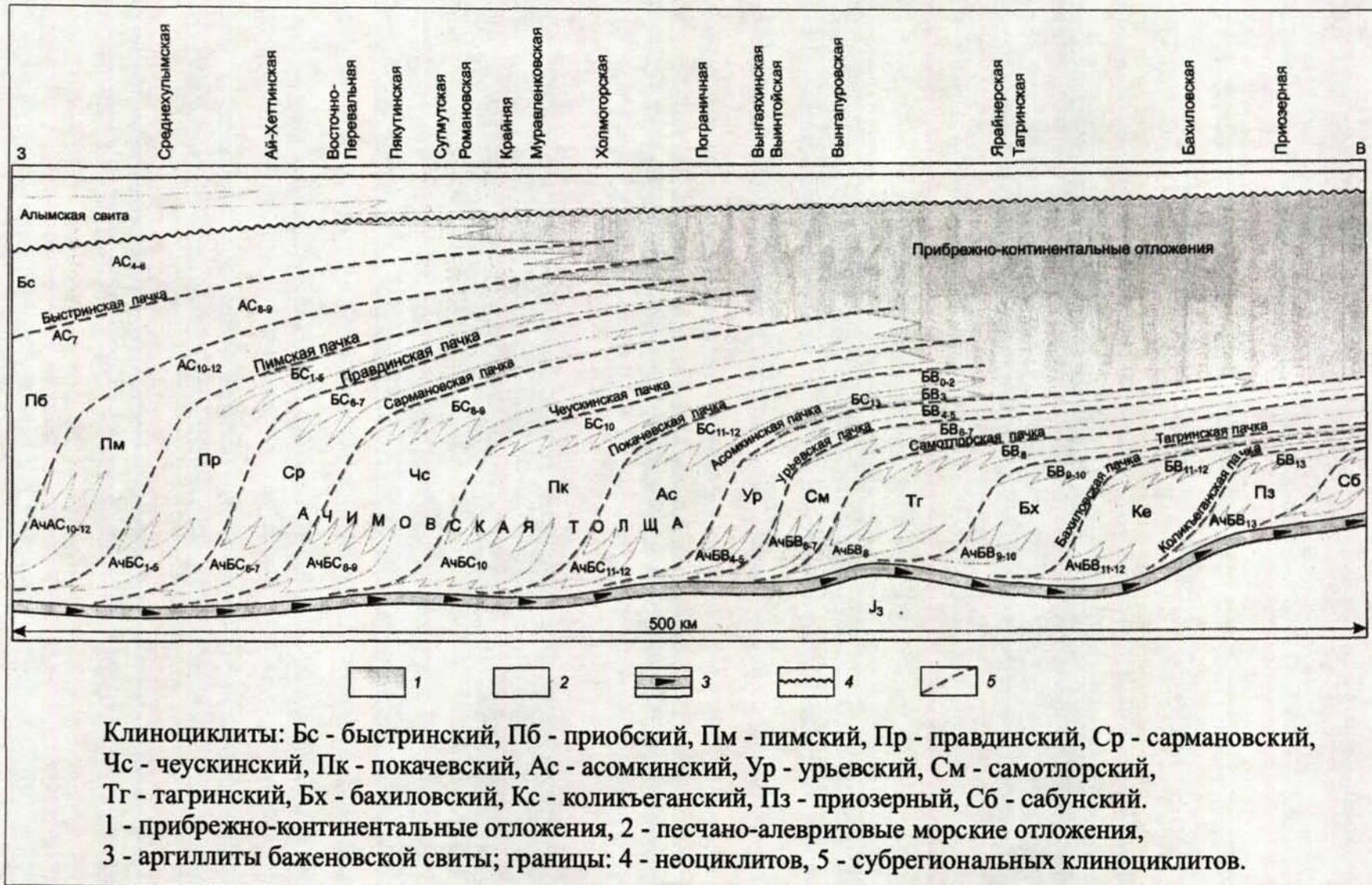


Рис. 3. Принципиальная модель клиноформного строения неокомского продуктивного комплекса Северного Приобья Западной Сибири (по Карогадину Ю.Н.)

по направлению к берегу и закономерная смена элементов вглубь бассейна, что позволяет расшифровать последовательность их формирования.

Итак, основываясь на вышесказанном, на современном этапе господствующей точкой зрения является теория о формировании неокомского комплекса в результате бокового заполнения сравнительно глубоководного морского бассейна (от 250 м до 950 м). Обломочный материал поступал в основном с Сибирской платформы, Енисейского кряжа, Алтае-Саянской и Таймырской складчатых областей, и в меньшей степени – с Урала. Этой неравномерностью поступления обломочного материала и объясняется асимметрия строения неокома: депоцентры неокомской толщи сдвинуты к Уралу относительно оси палеобассейна и Приуральская зона развития неокома значительно уже Приенисейско-Саянской [35]. Основные перспективы неокомского комплекса приурочены именно к восточным клиноформам. В общих чертах формирование неокомского комплекса в рамках клиноформной модели объясняется ритмичным боковым заполнением глубоководного палеобассейна, сформировавшегося к концу юрского времени. Накопление в целом регрессивной толщи прерывалось кратковременными трансгрессиями, во время которых формировались более глубоководные глинистые отложения.

В пределах раннемелового Западно-Сибирского палеобассейна можно выделить четыре основные обстановки терригенного осадконакопления: мелководный шельф, континентальный склон, подводные конусы выноса (турбидиты) и дно бассейна [79]. Детальное картирование различных фациальных зон, как это будет показано в данной работе, можно успешно производить при комплексном использовании данных сейсморазведки и каротажа. Наиболее целесообразно выделять отдельные типы ловушек по основным элементам клиноформы, поскольку в их пределах существуют близкие фациальные условия, обеспечивающие формирование соответствующих песчаных тел и определяющие родственные типы ловушек. Таким образом, выделяются три группы ловушек: шельфовая, склоновая и глубоководная. В области склона в связи с наличием больших углов наклона поверхности морского дна песчаные отложения накапливались в очень ограниченных количествах и, в основном, сносились оползнями и мутьевыми потоками в более глубоководные области.

Не вдаваясь в дискуссию о факторах, контролирующих возникновение цикличности неокомского бассейна, следует отметить, что этот вопрос не является темой данной работы. Мы придерживались представлений о том, что формирование ачимовской толщи происходило как накопление отложений различных, в том числе турбидитовых, потоков, связанных с дельтовыми обстановками осадконакопления. Шельфовые пласты формировались в условиях дельтовых платформ, а ачимовские – в более глубоководных частях авандельта, где отложения представлены, в том числе, глубоководными конусами выноса турбидитовых потоков. В этих условиях имеют место также оползневые и другие процессы, способствовавшие перераспределению осадков.

1.1.1. Строение и условия формирования ачимовского клиноформного комплекса

Отложения ачимовского клиноформного комплекса с точки зрения стратиграфического положения в разрезе залегают в основании неокома в виде кулисообразных линзовидных песчано-алевритовых тел субмеридионального простирания в скользящем возрастном диапазоне от берриаса (на востоке) до нижнего готерива (на западе) [5]. Определение этих отложений как ачимовская пачка было предложено Ф.В. Гурари в 1959 г., впервые изучившим их в Обь-Иртышском междуречье [18]. Ритмичность строения, по его мнению, объяснялась флуктуациями климата и изменением тектонического режима областей сноса обломочного материала, в результате чего осадочный материал поступал в бассейн пульсационно. В 1964 г. И.И. Нестеровым, Ю.В. Брадучаном и другими геологами ачимовская пачка была переведена в ранг толщи [63]. Отметим, что данный термин не всеми учеными понимается одинаково. Так существуют мнения, что к ачимовской толще следует относить все отложения, имеющие клиноформное строение. В данной работе под ачимовской толщей понимаются отложения в основании неокома, определение которым было дано выше.

Одним из главных условий формирования песчано-алевритовых отложений ачимовской толщи является превышение скорости поступления обломочного материала над скоростью погружения седиментационного бассейна. Колебания

уровня моря отражены в разрезе чередованием пластов песчаников и глин. Так, сформировавшиеся во время регрессивного цикла песчаные отложения при трансгрессии перекрывались более глинистыми. Затем, при следующем регрессивном цикле данный процесс смещался пространственно в западном направлении [60]. Образование толщи обусловлено сносом огромных масс обломочного терригенного материала с Сибирской платформы в некомпенсированный бассейн баженовского моря. Ачимовская толща составляет в клиноформе фондоформную часть, сформированную турбидитными потоками и залегает непосредственно на отложениях баженовской свиты.

Седиментационные модели турбидитных комплексов и конусов выноса детально изучены как в нашей стране, так и за рубежом [71, 82, 89]. П. Куененом [87] было предложено называть турбидитовым течением поток мутьевого течения, движение которого происходит под действием нагрузки (массы осадка, несомого этим потоком и делающего его избыточно плотным). Наиболее заметная особенность турбидитов – это свойственная им вертикальная сортированность; наличие четкой подошвы с постепенным переходом к более глинистым отложениям – текстурная последовательность Боума [82]. В проксимальной части конуса, то есть вблизи источника сноса, отлагаются наиболее грубозернистые отложения, в средней части – алеврито-песчаные отложения, а по мере удаления от источника – в дистальной части характерны градационные алевролиты и аргиллиты, представляющие собой отложения низкоплотных глинисто-алевритовых течений. Далее, вглубь бассейна песчаные отложения подводного конуса постепенно переходят в донные илы и глинистые осадки. Различные виды вдольсклоновых и других течений способствовали переработке, перераспределению и аккумуляции терригенного материала в виде подводных валов, рифелей и других образований. Области между конусами выноса заполнялись фоновыми алеврито-глинистыми отложениями, что приводило к запечатыванию песчаных линз.

Как уже отмечалось, существуют различные точки зрения на генезис рассматриваемых отложений. Автор придерживался наиболее распространенных представлений о формировании ачимовской толщи, которые основаны на утверждении, что транспортировка терригенного материала к подножию шельфа –

относительно глубоководного палеобассейна – происходила по желобам, развитым во фронтальной части дельты в виде турбидитовых потоков и подводных оползней. Лавинная седиментация у подножия склона, приведшая к образованию ачимовской толщи в неокоме, связана с низким уровнем океана и, возможно, перерывами седиментации на шельфе. Во время этих перерывов происходил сброс осадочного материала к основанию склона. В дальнейшем перемещении и разносе осадков по дну бассейна определенную роль играли глубоководные течения. При достаточно высокой гидродинамической активности дельтовых потоков ачимовские клиноформы образовывались одновременно с осадками шельфа. В этих случаях осадочные тела у подножия склона являются отложениями глубоководных частей аванделът [50, 56]. Лавинообразный характер осадконакопления в периоды регрессии, по-видимому, был обусловлен совместным действием таких факторов, как большой объем твердого стока рек, достаточно сильные морские течения, наличие катастрофических явлений (оползни, обрушение, землетрясения, атмосферные явления и другие).

Таким образом, можно выделить три крупные группы механизмов транспортировки осадочного материала к подножию склона:

- 1) оползни и обвалы, сползание кромки террас;
- 2) плотностные потоки, турбидиты;
- 3) плоскостной смыв.

Помимо гравитационного фактора, под действием которого осадки перемещаются из области шельфа в депрессионную область, на формирование глубоководных отложений также влияют вдольсклоновые течения, палеогеоморфологические и тектонические условия в районе разгрузки осадочного материала. Иными словами, депрессионные ачимовские отложения следует рассматривать как тела, сформировавшиеся при одновременном воздействии целого ряда независимых факторов, что привело к образованию осадочных тел различной конфигурации и широким диапазоном изменений коллекторских свойств.

Фациальное разнообразие накопления клиноформных отложений определяет многообразие типов неантиклинальных ловушек углеводородов (УВ). Для ачимовских отложений характерны три основных типа ловушек: турбидитно-

седиментационные, турбидитно-денудационные и ловушки донных и гравитационных течений [24].

Турбидитно-седиментационные ловушки приурочены к турбидитным песчаникам ачимовской толщи, сформированным в двух наиболее типичных случаях: перед конседиментационными локальными и региональными структурами, которые позволяют образовать достаточно мощное песчаное тело; во впадинах – относительно шельфовых отложений турбидитные песчаники ачимовской пачки изначально являются сформированными во впадине, поэтому восточные окончания многих линз этих песчаников, связанные каналами стока с шельфовыми пластами, занимают приподнятое положение, создавая ловушку.

Турбидитно-денудационные ловушки вызваны эрозионно-аккумулятивными процессами. Формирование ловушек этого типа контролируется многообразным поступлением терригенного материала к подножию шельфового склона, которое может сопровождаться размывом предыдущих отложений. В случае, когда эти нижележащие отложения являются коллекторами, а перекрывающие породы – флюидупором, образуются ловушки данного типа. По существу, это ловушки, обусловленные спецификой внутренней структуры ачимовских песчаников.

Развитие ловушек донных и гравитационных течений зависит от эрозионно-аккумулятивных процессов. Песчаные отложения, связанные с направленными течениями, обладают улучшенными коллекторскими свойствами, поэтому ловушки донных и гравитационных течений являются наиболее перспективным поисковым объектом. Анализ промыслово-геофизических данных показал, что основная масса испытанных объектов (94%) обладает невысокими коллекторскими характеристиками, лишь небольшая группа объектов (6%) резко отличается улучшенными ФЕС [24], что обусловлено различными условиями формирования песчаных тел. Наличие в песчаниках подножия шельфового склона коллекторов, характеризующихся повышенными ФЕС, косвенно подтверждает выделение последних двух типов ловушек.

Следует отметить, что в специфике формирования ачимовской толщи большую роль играет литолого-стратиграфический фактор, который является определяющим для экранирования залежей нефти.

1.1.2. Строение и условия формирования шельфовых пластов неокома

Следует отметить, что применение термина "шельф" в рамках неокомского комплекса Западной Сибири некоторыми учеными считается не совсем правомерным, так как геологами не подтверждается наличие океанической коры в мезозое на данной территории [35]. Однако, не отрицая этого факта, для обозначения основных структурных элементов в данной работе будут использоваться принятые термины.

Рассмотрим более подробно особенности осадконакопления на шельфе – в ундаформенной части клиноформы. Шельфовые пласты (пласты группы Б) представляют собой аккумулятивные дельты палеорек, впадавших в неокомский морской бассейн, формирование которых происходило в мелководно-морских и прибрежно-морских условиях седиментации. Отложения дельт, наряду с течениями, определили формирование литологических тел сложной конфигурации, с которыми связаны неструктурные ловушки углеводородов.

Дельты формируются в тех областях, где реки выносят в море больше осадков, чем морские течения могут перераспределить. К благоприятным для их образования факторам можно отнести мелководность прибрежной зоны, тектоническое поднятие, понижение уровня моря [52]. Дельты типичны для геологических эпох, характеризующихся стабильным или опускающимся уровнем Мирового океана или отдельных морей. Во время регрессий место формирования дельты смещается в сторону моря и, следовательно, уже по своей природе отражают регрессию береговой линии [71].

Шельфовые песчаные пласты глинизируются в западной части области распространения комплекса, зона глинизации приурочена к переходу ундаформы в клиноформу (бровка палеошельфа). Региональные зоны глинизации шельфовых пластов протягиваются через Западную Сибирь в субмеридиональном направлении (с юго-запада на северо-восток), последовательно смещаясь (от древних к молодым) в западном направлении к центру бассейна. В регрессивные этапы развития неокомского бассейна происходило значительное наращивание (проградация) шельфа и перемещение его бровки в западном направлении. При этом в восточной, приближенной к континенту части ундаформы, песчаные пласты

имеют покровное распространение, а в западной шельфовой зоне оно линзовидно-полосовидное.

В пределах шельфа можно выделить несколько основных типов ловушек [24]. Первым типом являются ловушки фациальных замещений, образование которых обусловлено структурно-седиментационными процессами. Они приурочены к зонам региональной глинизации песчаных пластов, связанных с достаточно крупными поднятиями.

Следующий тип – ловушки, ограниченные несогласием. Данное несогласие представляет собой эрозионный срез песчаного тела в краевой части шельфа. При этом от песчаной линзы остается наиболее погруженная часть, находящаяся ниже базиса волновой эрозии. Затем при фоновом осадконакоплении образуется глинистая перемычка, которая может отделять этот резервуар от вышележащих пластов, образовавшихся при дальнейшей проградации шельфа. Ловушки депрессионных зон приурочены к относительно пониженным областям палеорельефа, где могут формироваться отдельные песчаные линзы. Перенос терригенно-обломочных частиц происходит, в основном, по пониженным участкам палеорельефа морского дна. Однако этот поток осадков перестраивает палеорельеф склона и на месте пониженного участка возникает положительная форма в виде пологого гребня. Это приводит к смещению в сторону от него основной массы выносимого материала следующего цикла седиментации. В последующем пониженный участок палеорельефа может возникнуть на прежнем месте. К отдельному типу можно отнести ловушки, образование которых связано с аккумуляцией песчаного материала в условиях аллювиально-морской равнины в виде баров, валов и других песчаных тел.

Итак, из изложенного выше видно, что изучаемая некокомская толща Западной Сибири обладает довольно сложным геологическим строением, которое обусловлено трансгрессивно-регрессивным заполнением бассейна. Осадконакопление происходило, в основном, на двух уровнях – в шельфовой зоне и в более глубоководной зоне подножия склона. Отложения накапливались в различных палеогеоморфологических условиях, контролирующих пространственное положение ловушек. Одним из важных критериев выделения перспективных областей является литолого-фациальный фактор.

1.2. Существующие методики изучения и прогнозирования ФЕС клиноформных отложений

Образование ловушек в клиноформных отложениях контролируется в первую очередь литологическим фактором, а структурный фактор не является определяющим. При этом важнейшей задачей является прогнозирование распределения коллекторских свойств (эффективной мощности, коэффициента пористости коллектора и других) в межскважинном пространстве. Решение этой задачи возможно на основе изучения распределения фаций и формы осадочных тел. Так как форма осадочных тел определяется предшествующим осадконакоплением рельефом, обстановкой среды осадконакопления и постседиментационными преобразованиями, то, определив фациальную принадлежность отложений, можно в общих чертах спрогнозировать зоны распространения, морфологию и другие характеристики песчаных и глинистых отложений, а также выделить перспективные зоны, характеризующиеся улучшенными ФЕС [55].

Основоположником современного понимания термина "фация" считается Грессли, который в 1839 г. использовал его для обозначения изменения синхронных отложений, главным образом в горизонтальном направлении. Современные определения фаций: 1) породы или осадки с одинаковым комплексом первичных признаков (литологических, палеонтологических) и вещественным составом; 2) физико-географические условия, т.е. обстановки осадконакопления; 3) характерные признаки осадочных пород. Большинство исследователей понимает термин "фация" как единство типа породы и обстановки ее образования [72]. В данной работе под "осадочной фацией" понимается тело осадочных пород, которое может быть выделено среди других тел по его геометрии (форме), литологии, осадочным текстурам, ископаемым и другим признакам [71].

Миграция обстановок по земной поверхности приводит к накоплению вертикальных последовательностей фаций. Иными словами, конформные вертикальные последовательности фаций могут быть интерпретированы в соответствии с концепцией, известной как закон Вальтера (Головкинского-Вальтера): в пределах единичного седиментационного цикла вертикальная

последовательность фациальных зон повторяет их латеральное расположение. Отметим, что для эффективного прогноза размещения песчаных тел требуется знание седиментационного простирания, сохранение общей схемы палеогеографической зональности в течение процесса миграции фаций, прямолинейность фациальных зон, отсутствие значительной эрозии осадков. В этом случае имеются благоприятные условия для прогноза, такая схема отвечает морскому режиму осадконакопления. Наличие значительных перерывов, характерных для континентальных условий, затрудняет прогноз. Достоверность прогноза распространения осадочных тел в континентальных условиях является крайне низкой, в морских же (шельфовых) обстановках – высокой [62].

1.2.1. Использование данных глубокого бурения и каротажа

В работах ряда ученых (В.С. Муромцев, Р.Ч. Селли, Ч.Э.Б. Конибир, Д.А. Буш и других) приведено обоснование авторских методик определения генезиса и пространственного размещения различных фаций на основании методов геофизических исследований скважин (ГИС) [12, 41, 55, 71]. Такими фациально-чувствительными видами каротажа при исследовании терригенного разреза являются методы самопроизвольной поляризации (ПС) и естественной гамма-активности (ГК). Разработанная этими исследователями система диагностических признаков дает возможность устанавливать фациальную природу осадка не только в результате изучения горных пород, но и по их электрометрическим характеристикам. Так В.С. Муромцевым [55] разработан способ определения фаций и энергетических обстановок осадконакопления исходя из формы кривой ПС и значений относительной амплитуды ПС ($\alpha_{пс}$), который достаточно широко используется на практике. Данные методы, несмотря на наличие разработанных классификаций форм ПС и значений $\alpha_{пс}$, требуют достаточно высокой квалификации геолога-геофизика, и при этом оказываются весьма неоднозначными и отчасти субъективными для интерпретации. Причиной этого является разнообразие процессов, контролирующих условия накопления осадков.

В настоящее время С. Д. Нио, Дж. Броувером, Д. Смитом [91] разрабатывается новая методика спектрального анализа кривых ГК. Данный способ основан на том,

что каротаж представляет собой набор значений, записанных через равные интервалы, что дает возможность применять к нему спектральный (частотный) метод анализа рядов. Такой подход позволяет проводить стратиграфическую интерпретацию каротажных данных, основанную на том, что показания метода ГК очень чувствительны к изменению условий осадконакопления, что также связано с изменением климата.

По данным ГИС и керн можно детально расчленять разрез по литологии, выделять коллектора, определять фильтрационно-емкостные свойства горных пород *in situ*. Однако эта информация носит локальный характер, поскольку характеризует геологическое пространство только вблизи скважины. Более того, при сильной литолого-фациальной изменчивости разреза или редкой сети скважин достоверность прогноза снижается. Для прогнозирования распространения различных фаций и коллекторских свойств в межскважинном пространстве хорошие результаты может дать совместное использование данных сейсморазведки и каротажа.

1.2.2. Использование данных сейсморазведки

Основными задачами сейсморазведки в начале ее применения для изучения геологического строения месторождений УВ было выделение осадочных комплексов, картирование структурного плана и тектонических нарушений исследуемых площадей. Задача изучения внутреннего строения геологических тел начала решаться позже. При этом широкие возможности для картирования нефтегазоносных объектов дает использование объемной сейсморазведки МОГТ-ЗД. Основные этапы сейсмической интерпретации при решении указанных задач включают в себя: 1) анализ сейсмических комплексов – расчленение сейсмических разрезов на серии согласных отражений, разделенных поверхностями несогласия, и рассмотрение их как аналогов осадочных комплексов; 2) анализ сейсмических фаций с целью получения информации об условиях осадконакопления и литологическом составе отложений [60]. Отметим, что все описанные способы имеют также свои ограничения, которые необходимо четко понимать и учитывать.

При анализе сейсмических данных возможно выявить русла, конусы выноса, фации продвижения береговой линии и многие другие седиментационные формы. Внутреннее строение сейсмического элемента может быть столь же информативным, как и его границы. В этом смысле особенно важны амплитуда и выдержанность отражающих горизонтов [71].

Для клиноформных отложений выделено несколько характерных рисунков сейсмических отражений, разнообразие которых объясняется вариациями скорости осаднения материала и глубины дна. Сигмовидная, косослоистая, черепицеобразная, бутристая схемы латерального наращивания образуются при постепенном боковом развитии плавно погружающихся седиментационных поверхностей (рис. 4). Тип сейсмической фации, соответствующей песчано-глинистым отложениям, зависит главным образом от глубины моря в момент накопления этих отложений. Поэтому построение региональной схемы обстановки осадконакопления с расчленением ее на зоны шельфа, окраины шельфа, континентального склона и дна бассейна позволяет получить основу для принципиальной классификации терригенных сейсмофациальных единиц. Отложениям палеошельфа соответствует в основном параллельность отражений. Условиям окраины шельфа и латерально наращиваемого континентального склона соответствует наличие мощных морских отложений, отображаемых на сейсмических разрезах в виде сложных сочетаний сигмовидных и косослоистых рисунков. Для обстановки низов склона и дна глубоководной впадины характерно широкое разнообразие фаций, распространяющихся от континентального склона в глубинные зоны бассейна.

К настоящему времени накоплен довольно большой опыт интеграции данных сейсморазведки 3D и ГИС для прогноза эффективных мощностей и других фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов месторождений УВ. Фундаментальной основой интерпретации динамических

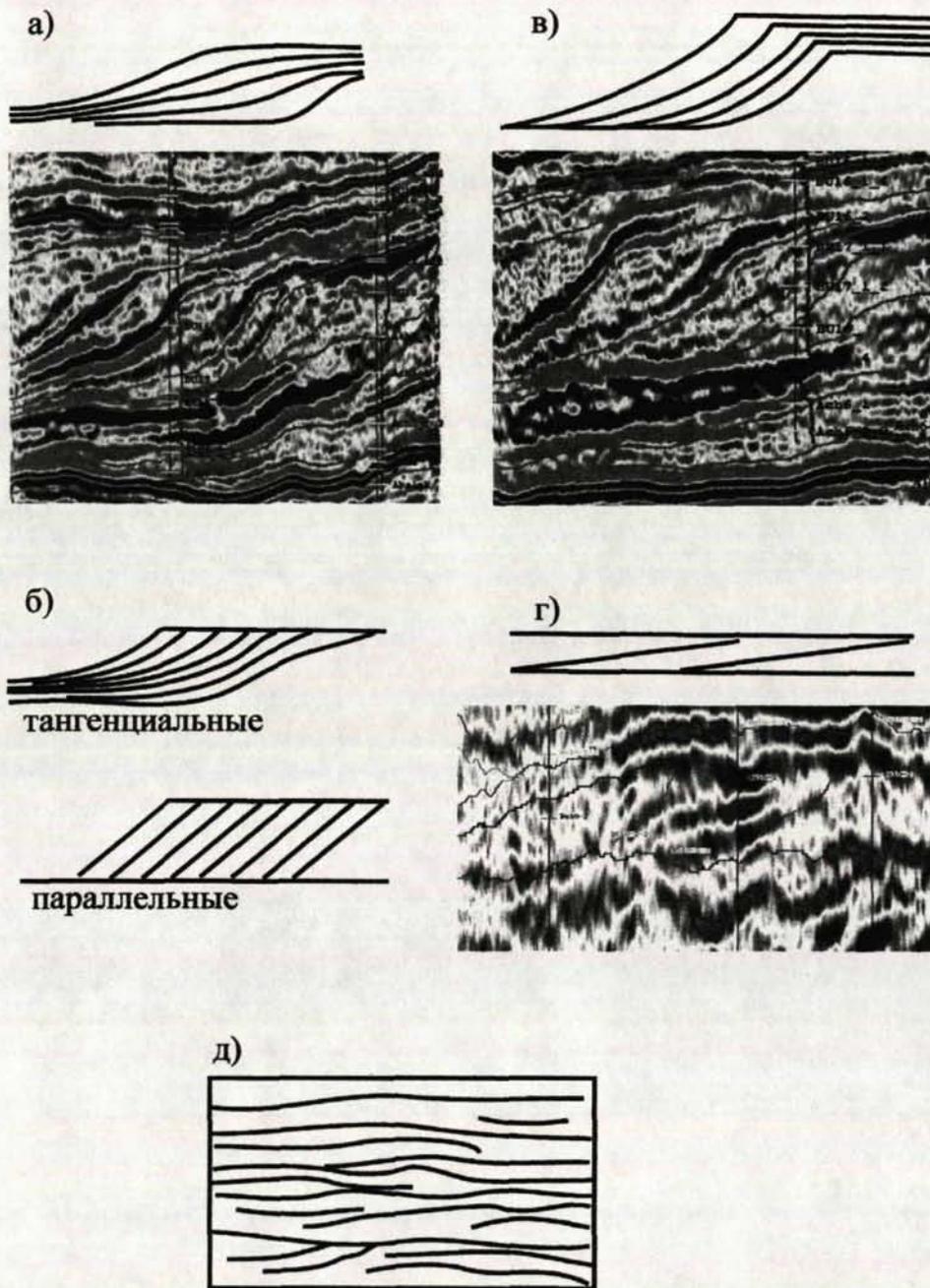


Рис. 4. Сейсмофации клиноформных комплексов (по Ч. Пейтону):
 а - сигмовидные; б - косослоистый;
 в - сигмовидно-косослоистые;
 г - черепицеобразные; д - бугристый.

параметров сейсмических отражений являются петрофизические зависимости между сейсмическими и геологическими характеристиками пластов. По скважинам выполняют анализ парных и множественных связей скоростей продольных и поперечных волн, плотности, импеданса, пористости с учетом литологии пород, влияния глинизации, доломитизации, связанной воды, наличия нефти или газа. Такие зависимости являются калибрующими для сейсмических и прогнозных параметров пласта и, как правило, индивидуальны для каждого резервуара с учетом условий его формирования.

Преимущество сейсморазведочных данных заключается в возможности прогнозировать межскважинное пространство, но этот прогноз всегда должен контролироваться закономерностями геологического развития бассейна. Петрофизические зависимости между сейсмическими и геологическими характеристиками пластов создают фундаментальную основу для интерпретации динамических параметров сейсмических отражений. Для количественного прогнозирования свойств в межскважинном пространстве на основе сейсмических данных применяют несколько методик. Одними из самых распространенных способов являются статистический анализ сейсмических атрибутов, инверсия и AVO-анализ, которые подробно будут описаны в главе 3 данной работы.

Идея использования сейсмических атрибутов появилась в начале 1970-х годов, вначале как средства для визуализации, а затем и для количественных оценок и прогноза [43]. *Под сейсмическим атрибутом* понимают всю информацию, полученную из сейсмических данных прямыми измерениями, логическими или опытными путями [32, 45]. Современные возможности использования сейсморазведки при решении указанных задач базируются на статистическом обосновании сейсмических атрибутов посредством их сопоставления с данными каротажа и кернового опробования. Первое и обязательное условие его применения – наличие физических предпосылок. Методики атрибутивного анализа основаны на практически общепризнанном теоретическом постулате, согласно которому атрибуты сейсмического волнового поля (амплитуды, частоты, фазы) зависят от разницы акустической жесткости пластов, формирующих отражающую границу. В свою очередь, акустическая жесткость определяется главным образом литологическим составом, а именно

пористостью и песчанистостью горных пород, от которых несложно перейти к эффективным толщинам [2, 15, 24, 45, 47, 57, 62].

Практически технологии динамической интерпретации подразумевают наличие статистически значимых корреляционных связей между осреднёнными петрофизическими параметрами продуктивного пласта в скважинах и значениями сейсмического атрибута, вычисленными в ячейках карты, соответствующих этим скважинам. Далее в любом программном пакете рассчитывается математическая зависимость, по которой карта сейсмического атрибута пересчитывается в карту прогнозного параметра. К сожалению, надежные зависимости наблюдаются далеко не везде. Это, вероятно, прежде всего связано с ограничениями разрешающей способности сейсморазведки. Теоретически не корректно проводить атрибутивный анализ для тех коллекторов, чья средняя мощность не превышает $1/4$ длины отражённой сейсмической волны (для уровня юрских-нижнемеловых резервуаров Западной Сибири в среднем 10-15 м). В целом устойчивые результаты с таким подходом действительно могут быть получены, но только для массивных резервуаров при незначительном влиянии тонкой слоистости. Кроме того, статистически представительными могут считаться выборки не менее чем по 30 точкам, что также весьма ограничивает использование метода на поисковом этапе геолого-разведочных работ (ГРП), для которого характерна редкая сеть скважин.

Для повышения коэффициентов корреляции используются различные способы – от «ручных» (например, локальное смещение сейсмической корреляции в «проблемных» точках для соответствующего изменения значения атрибута), до различных математических манипуляций – комплексирования атрибутов методом множественной регрессии, нейронных сетей и других. Однако надо ясно понимать, что высокие коэффициенты корреляции сами по себе ничего не доказывают, если, например, соответствуют тренду размытого облака точек с высокой дисперсией, или не подтверждаются визуальной сходимостью исходных атрибутов с итоговой прогнозной картой. Зависимости, получаемые в этом случае, являются многофакторными, а также содержат ряд причин ухудшающих эти связи, например, разномаштабность методов, недостаточное количество сопоставляемых данных [32]. Критериями выбора оптимальных карт сейсмических атрибутов являются [29, 32]:

1. Геологическое обоснование проявления перспективных седиментационных объектов;
2. Достаточно устойчивая и высокая корреляционная зависимость сейсмических атрибутов от геологических параметров, высокие оценки коэффициентов корреляции и значимости;
3. Хорошая визуальная сопоставимость принципиальных моделей по данным ГИС и выбираемых карт сейсмических атрибутов.

Геостатистический анализ корреляционных связей между выбранными атрибутами и подсчетными петрофизическими параметрами выполняется на основе метода множественной регрессии. Идея метода регрессии была впервые предложена К. Пирсоном [17]. После статистического анализа определяются группы наиболее оптимальных атрибутов, то есть тех, которые максимально повышают коэффициент множественной корреляции. Затем рассчитывается *комплексный атрибут* по уравнению множественной регрессии в виде:

$$\text{Com_atr}^* = a_0 + a_1 \times \text{atr}_1 + a_2 \times \text{atr}_2 + \dots + a_i \times \text{atr}_i,$$

где Com_atr – комплексный атрибут прогнозного геологического параметра;

a_0 - свободный член;

a_i - коэффициенты уравнения регрессии;

atr_i - i -тый сейсмический атрибут.

На основании многочисленных исследований последних лет, а также собственного опыта компании ОАО ЦГЭ установлено, что ни один геофизический параметр не имеет прямого соответствия с каким-либо геологическим признаком или фактором. В каждом из них в большей или меньшей степени проявляются их отдельные черты. При этом наиболее характерные закономерности геологического строения, изменение вещественного состава пород и коллекторских свойств отражаются в некой комбинации параметров с разными весами. Линейные регрессионные зависимости, прежде используемые для установления взаимосвязей между сейсмическими и петрофизическими параметрами, обладают рядом недостатков – предположение о линейности связи между переменными может не соответствовать истинному, либо приводить к нефизическим величинам, например, отрицательному значению мощности пласта и другим). Учитывая это, в последнее

время все большую популярность и широкое распространение находят методики нейронных сетей, дающие нелинейное решение задачи прогноза. Более подробно принципы работы искусственной нейронной сети, их виды и технология применения представлены в работах [17, 33, 44, 45, 68, 81].

Искусственная нейронная сеть – это совокупность моделей, аналогичных биологической нейронной сети. Каждый нейрон имеет один или несколько входов, x_1, \dots, x_n , со своими весами w_1, \dots, w_n и одним выходом, называемым активационным уровнем [81]. Сеть обрабатывает входную информацию (сейсмические атрибуты), в результате чего меняется внутреннее состояние сети и формируется совокупность выходных сигналов (рис. 5). Выходным сигналом является комплексный сейсмический атрибут, по которому с помощью геостатистического анализа можно количественно определить геологические параметры изучаемого разреза.

Большинство моделей нейронных сетей требует обучения. Обучение – это выбор параметров сети, при котором сеть лучше всего справляется с поставленной задачей. Это сводится к решению задачи многомерной оптимизации, и для этого существует множество алгоритмов. Алгоритм обратного распространения предполагает, что для каждого входного вектора обучающего множества существует целевой вектор, представляющий собой требуемый выход. Вместе они называются обучающей парой. Сеть обучается на некотором множестве обучающих пар. Предъявляется входной вектор, вычисляется выход сети и сравнивается с соответствующим целевым вектором. Разность (ошибка) распространяется от выходов к входам, в направлении, обратном прямому распространению сигналов в обычном режиме работы, и веса изменяются в соответствии с алгоритмом, стремящимся минимизировать ошибку. Векторы обучающего множества предъявляются последовательно, вычисляются ошибки, и веса подстраиваются для каждого вектора до тех пор, пока ошибка по всему обучающему множеству не достигнет приемлемого значения.

Нейронные сети используются для комплексирования различных сейсмических атрибутов и эффективного сочетания данных со знанием интерпретатора для повышения прогнозирования геологического разреза в межскважинном пространстве. Нейронная сеть обеспечивает более детальное картирование параметров при более плавной изменчивости вблизи скважин.

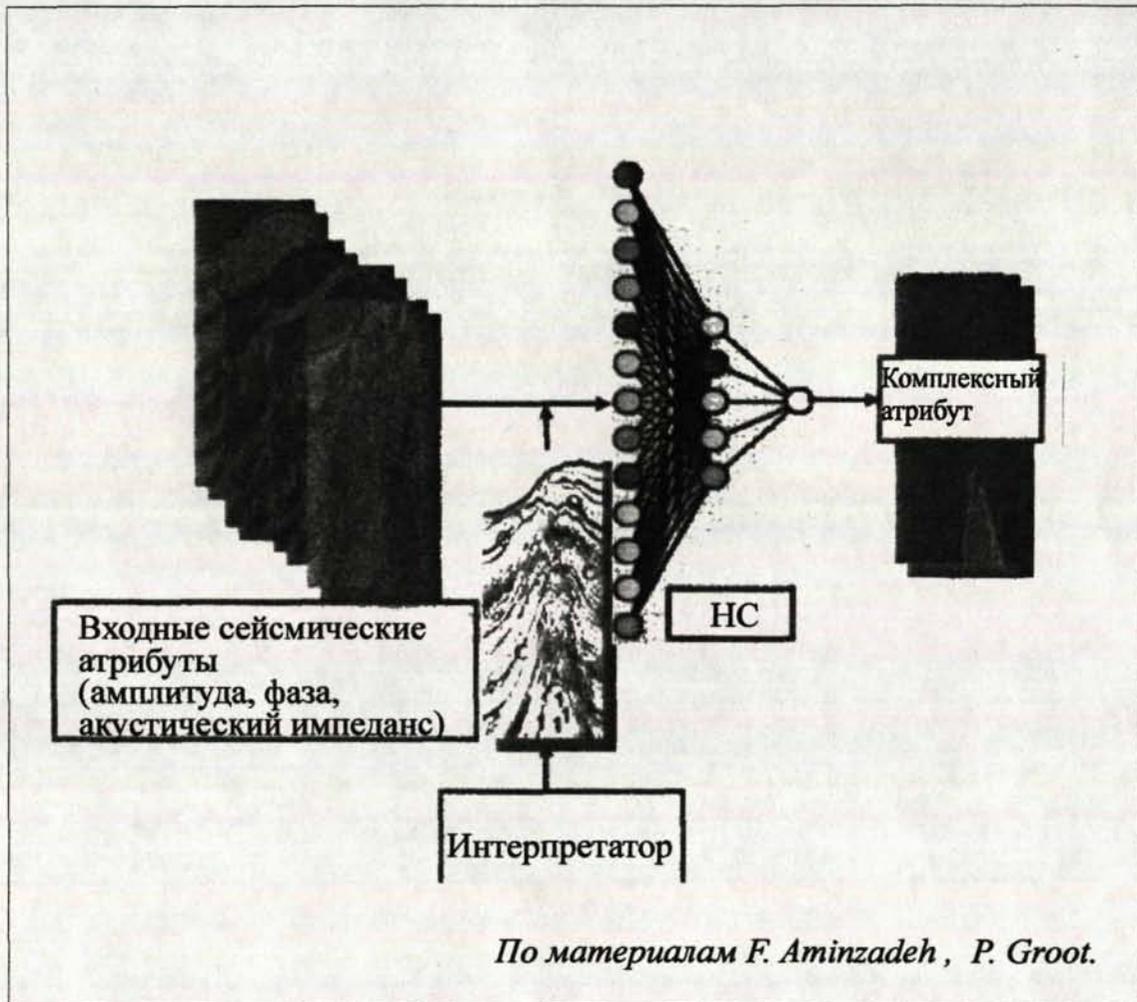


Рис. 5. Получение комплексного атрибута с помощью алгоритма нейронной сети.

Это обусловлено тем, что с помощью нейронных сетей находится нелинейное решение задачи прогноза. Использование нейронных сетей предоставляет следующие преимущества:

1. Интегрирование информации из различных источников с разной степенью неточности;
2. Установление взаимосвязей (в том числе нелинейных) между измеренными величинами и коллекторскими свойствами;
3. Определение факторов риска или исключение ошибок в прогнозах.

Современные средства геостатистики в большинстве случаев позволяют вычислить возможную погрешность прогноза для каждой ячейки построенной модели [22]. Но адекватная оценка качества прогноза должна опираться в первую очередь на данные последующего бурения, которые, к сожалению, не всегда доступны. В работах [47, 48] собрана представительная статистика по подтверждаемости бурением прогнозов подсчетных параметров, выполненных по результатам 3Д-сейсморазведки. По этим данным, например, средняя погрешность прогноза эффективных толщин терригенных коллекторов Западной Сибири составляет 3 ± 1 м, при дисперсии самих толщин от 5 до 20 м. По результатам статистического анализа подтверждаемости атрибутивного прогнозирования, приведенным в работе [47], сделаны следующие выводы:

1. Прогнозирование маломощных пластов ($5-6 \text{ м} < N_{эф}$) чревато, во многих случаях, значительными ошибками, превышающими 80% от мощности пласта и, таким образом, является рискованным.

2. Уровень абсолютных значений погрешностей $\Delta N_{эф}$ практически не связан с мощностью пласта ($N_{эф}$); для толщин пласта от 5 м до 20 м и более средние значения погрешностей практически не меняются.

3. Средние и среднеквадратичные значения погрешностей прогноза эффективных мощностей достаточно устойчивы ($\Delta N_{эф}$ от 1,5 до 4 м; $\sigma_{\Delta N_{эф}}$ от 2,5 до 5 м) и лишь в редких случаях превышают верхние пределы этих оценок.

Отметим, что на практике приемлемой считается ошибка, не превышающая 20-25% общей эффективной мощности пласта. Таким образом, прогнозные карты петрофизических параметров на базе полей сейсмических атрибутов (в том числе коэффициента пористости) не претендуют на высокую точность.

Несмотря на все ограничения и споры вокруг применимости атрибутивного анализа, он является достаточно удобным с практической точки зрения и в большинстве случаев применимым. Однако необходимо контролировать физичность зависимостей и полученный результат со скважинной и другой априорной геологической информацией, применять зависимости, по возможности, разделяя площадь по фациальному признаку. Отметим, что последнее достаточно трудно применимо на практике, так как, помимо проведения довольно сложного и зачастую неоднозначного фациального районирования, требуется равномерная охарактеризованность бурением всех развитых на площади фаций и четкое определение их границ.

В последние несколько лет сервисными компаниями активно развиваются новейшие технологии **сейсмической инверсии**. Первые, используемые на практике, алгоритмы и программы инверсии волнового поля отражений в пластовую модель акустических свойств пород были созданы несколько десятков лет назад [38, 67]. Инверсия – это группа процедур, обратная свертке, осуществляющая по разным алгоритмам обратное динамическое преобразование данных: из сейсмотрассы в акустические параметры среды (акустический импеданс, плотность и другие) и затем непосредственно в геологический разрез. Инверсию можно разделить на два типа: программы волновой инверсии, основанные на пересчете сейсмических трасс в волновые трассы, так называемых, псевдоакустических (волновых, сейсмических) импедансов; программы пластовой инверсии, основанные на восстановлении слоистой модели среды с помощью оптимизационного подхода к решению обратной динамической задачи (программы подбора модели среды) [17]. Способ восстановления детальной акустической характеристики среды, базирующийся на упрощенной модели процесса образования сейсмической записи, получил название псевдоакустический каротаж. В идеальном случае инверсия позволяет перейти от волнового поля с интерференционным характером записи к свойству геологического разреза — акустической жесткости (акустический импеданс), равной произведению скорости сейсмических волн на плотность, математически точно. Эта технология уже реализована в нескольких современных программных пакетах и становится всё более популярной за рубежом. Однако она в первую очередь требует надёжных и

представительных данных акустического и плотностного каротажа в скважинах, и высокого разрешения сейсмического волнового поля, что на отечественных месторождениях сочетается далеко не всегда. Подробно технология и виды инверсии описаны в ряде работ С.Н. Птецова [67] и других авторов [37, 83]. Разработан также алгоритм инверсии, основанный на нейронных сетях, который позволяет добиться более детального изображения изменения свойств вдоль пласта. Это особенно важно в условиях сильной литолого-фациальной изменчивости, когда детальность обеспечивает выделение меандрирующих русел и каналов, показывает зоны скопления песчаного материала. Критерием точности восстановления является подобие кривых, полученных в результате преобразования, и измеренных в скважине методами АК и ГГК-П. Если расхождения велики, то уточнение акустической модели повторяется, иногда многократно. Сходство синтетических и реальных сеймотрасс рассматривается как доказательство корректности полученной акустической модели.

Для конкретного пласта в пределах месторождения основными параметрами, влияющими на величину импеданса, являются пористость и флюидонасыщение. При неизменной литологии основное влияние на изменение величины импеданса породы оказывают вариации общей пористости и флюидосодержания. Чем больше общая пористость, тем ниже плотность и скорость, а изменение их произведения еще значительнее. Нефте-, а особенно, газонасыщение пород ведет к уменьшению плотности, скорости и, соответственно, импеданса по сравнению с водонасыщенными породами. Причем при повышении пористости уменьшение импеданса происходит интенсивнее. Глинизация песчаных коллекторов проявляется в уменьшении, а карбонатизация – в увеличении импеданса. Таким образом, корректная геологическая интерпретация куба импеданса возможна при наличии необходимой информации о пористости, насыщении и литологии изучаемых отложений [29, 81, 83, 93, 95]. Инверсия выполняется с заданием ряда параметров – диапазон частот, количество используемых моделей, радиус осреднения, интервал перебора значений и других. Эти параметры задаются интерпретатором, т.е. результат вновь является достаточно субъективным. Кроме того, еще одной трудностью является различие в детальности по глубине каротажных и сейсмических методов: длина сейсмической волны обычно гораздо

больше, чем шаг квантования кривых ГИС. Для приведения данных к единому масштабу используют процедуру осреднения или ремасштабирования (upscaling) кривых каротажа [83]. Однако, как было выяснено в ходе работы, описание которой дано ниже, в соавторстве с Д.В. Мерзляковой, использование инверсии в условиях тонкослоистого разреза (мощность прослоев не превышает 5 м) не позволяет получить достоверный результат распределения ФЕС.

Еще одним достаточно распространенным и перспективным направлением количественной интерпретации данных сейморазведки является AVO (Amplitude Variation with Offset) или AVA (Amplitude Variation with Angle) анализ. Оба названия относятся, по сути, к одному и тому же явлению – изменению амплитуды отраженной волны в зависимости от выноса или угла падения соответственно. Эта технология получила развитие благодаря тому, что существуют физические предпосылки для определения не только литологии, но и характера насыщения коллекторов. AVO анализ предназначен, прежде всего, для определения амплитудных аномалий, связанных с газовыми залежами в терригенных разрезах. Эта аномалия может быть обусловлена возрастанием коэффициентов отражения от границ продуктивного пласта за счет уменьшения импеданса в залежах. Аномальные изменения амплитуд на сейсмических разрезах, типа «яркого пятна», не всегда ассоциируются с резервуарами углеводородов, зачастую они могут быть вызваны литологическими изменениями и другими причинами. Именно поэтому в современных подходах, основанных на изучении аномального поведения сейсмических волн, методика «яркого пятна» дополняется анализом зависимостей амплитуд от удаления. В случае наличия залежи интенсивность, как правило, значительно возрастает с увеличением угла, а в случае изменения литологии такого существенного увеличения интенсивности чаще всего не происходит. Изменения амплитуды видны на первичных сейсмограммах ОПВ или ОГТ только до суммирования. После ввода кинематических поправок и суммирования изменения амплитуд теряются. Теоретические основы AVO-анализа подробно изложены в работе Ю.Н. Воскресенского [13].

Таким образом, не существует какого-то единого алгоритма прогноза коллекторских свойств в межскважинном пространстве, поскольку все перечисленные методы имеют объективные ограничения. Исполнитель обязан

выбрать технологию прогноза, исходя из конкретной ситуации на полигоне исследований и поставленной геологической задачи.

Выводы

Несмотря на практически полное признание научной общественностью клиноформного строения неокомской толщи Западной Сибири, по ряду месторождений на государственный баланс приняты запасы, основанные на субгоризонтальной модели строения неокомской толщи и корреляции горизонтов согласно принципу сохранения мощностей. Такое упрощенное и ошибочное представление ведет к неправильному пониманию о распределении и морфологии продуктивных отложений и, как следствие, к искажению запасов и перспектив месторождения. Сложное клиноформное строение продуктивных пластов и особенности распространения коллекторов необходимо учитывать при анализе межфлюидных контактов, обосновании выделения подсчетных объектов и проектировании разработки залежей, поскольку пласт, выделяемый как покровный, зачастую не может рассматриваться в качестве единого резервуара.

Одной из основных задач, стоящей при изучении геологического строения месторождений УВ, является выделение отдельных гидродинамически разобщенных резервуаров, которые являются объектами для подсчета запасов. В ходе проведенных исследований на ряде месторождений УВ Западной Сибири выяснено, что клиноформная модель строения неокомского комплекса не только подтверждается промыслово-геофизическими данными, но и более того, принятие данной модели позволяет прогнозировать зоны с улучшенными ФЕС. Одним из основных методов решения данных задач является комплексная интерпретация методов сейсморазведки МОГТ-3D и каротажа.

Практическая работа автора показала, что для успешного использования сейсмических данных при прогнозировании геологического строения в межскважинном пространстве помимо учета статистических характеристик связи атрибут-геологический параметр, важно рассматривать полученный результат на соответствие данным о фациальной зональности изучаемых отложений и региональным представлениям о его строении. То есть, необходима критическая оценка выходного комплексного атрибута с геологической точки зрения, а не только исходя из коэффициента корреляции.

Глава 2. Использование данных каротажа с целью изучения и прогнозирования геологического строения неокомских клиноформных отложений Западной Сибири

Физические основы методов каротажа (ПС и ГК) определяют их использование в изучаемом терригенном разрезе для исследования фациальной принадлежности осадков, гранулометрического состава, типа распределения зернистости, восстановления энергетической обстановки осадконакопления и определения характера контактов с соседними пластами. Эта информация позволяет построить принципиальную модель распространения песчаных тел в межскважинном пространстве и на ее основании получить картину распределения эффективных толщин и пористости коллектора.

2.1. Физические предпосылки применения методов каротажа для изучения литолого-фациального состава клиноформных отложений Западной Сибири

К настоящему времени имеется достаточно большое разнообразие методов ГИС, комплексная интерпретация данных которых позволяет определить практически все необходимые характеристики для выполнения детальной корреляции разрезов скважин, определения ФЕС и параметров для подсчета запасов. Наиболее информативные методы каротажа, применяемые для получения геологической и литологической информации при исследовании терригенных отложений - это методы ПС и ГК. Некоторые исследователи в качестве вспомогательных используют методы кажущегося сопротивления (КС) и индукционного каротажа (ИК).

Как известно, метод ПС основан на явлении естественной электрохимической активности (диффузионно-адсорбционная, фильтрационная, окислительно-восстановительная) вдоль необсаженного ствола скважины. В нефтегазовых скважинах основным видом электрохимической активности является диффузионно-адсорбционная, которая характерна для насыщенных растворами электролитов пород. Диффузионно-адсорбционная ЭДС зависит от относительного сечения (относительного объема) диффузных слоев. В глинах диаметры

капилляров малы и соизмеримы с толщинами диффузных слоев, следовательно, для глин диффузионно-адсорбционная ЭДС максимальна. Для чистых коллекторов сечение диффузного слоя по сравнению с электронейтральным мала и диффузионно-адсорбционная ЭДС равна нулю [16].

Как показано в работах В.С. Муромцева, метод ПС позволяет выделить коллектора и произвести расчленение разреза по степени глинистости, охарактеризовать гранулометрический состав терригенных пород. Наиболее тесная связь отмечена между $\alpha_{ПС}$ и медианным размером зерен [55]. В связи с этим, метод ПС может использоваться для установления фациальной принадлежности осадков, проведения палеогеографических реконструкций и, как следствие, прогнозирования распространения песчаных тел.

Гамма-каротаж основан на регистрации γ -квантов естественного происхождения, характеризующих наличие естественных радиоактивных элементов в горной породе. Наибольшим содержанием радиоактивных элементов из осадочных горных пород характеризуются глины, которые образуются в них при разложении полевых шпатов (особенно калиевых), а также при адсорбции радиоактивных минералов. Наиболее высокой радиоактивностью обладают чистые морские глины, содержащие монтмориллонит [20]. Радиоактивность чистых кварцевых песчаников невелика и обусловлена их глинистостью. Показания прибора I_γ пропорциональны плотности потока излучения породы. То есть имеется прямая зависимость показаний ГК от коэффициента глинистости ($k_{гг}$). Чем больше глинистость, тем больше радиоактивных элементов в породе, тем выше показания ГК. С помощью ГК в разрезе выделяют глины и коллектора, определяют коэффициенты глинистости и пористости. В связи с этим, электрометрические модели фаций в формализованном виде могут применяться как к кривым ПС, так и ГК, хотя кривые ГК характеризуются, как правило, большей расчлененностью. Однако основным методом принято считать ПС, а ГК использовать как дополнительный детализационный метод.

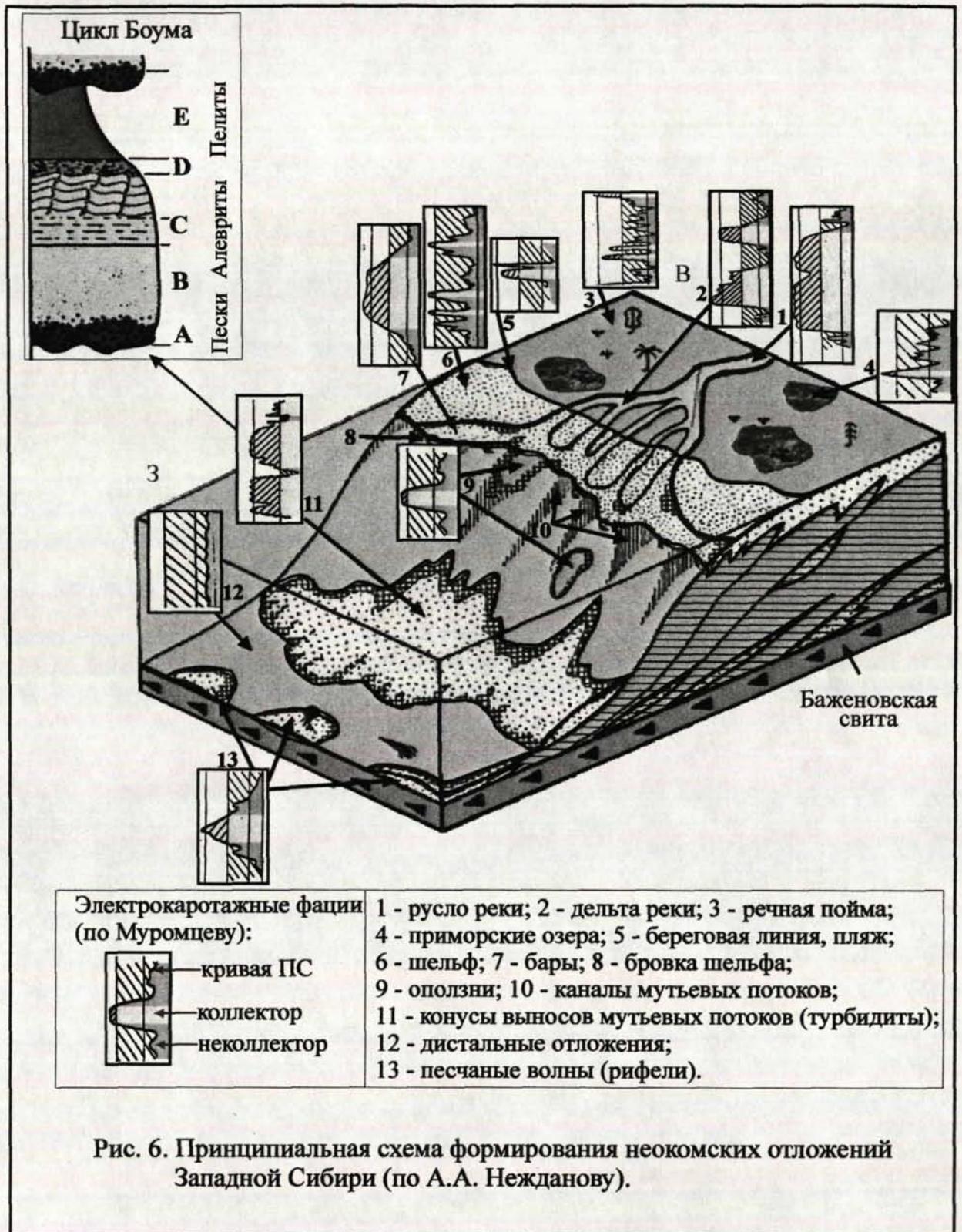
Под *электрометрической моделью фации* понимается отрезок каротажной кривой, образованный одной или несколькими аномалиями, отражающими изменения литологических свойств пород и обусловленные характерной последовательностью смены палеогидродинамических условий [55].

Геометрически формализованные формы электрометрических моделей фаций можно охарактеризовать тремя линиями: кровельной, подошвенной и боковой. При выделении фаций был проанализирован наклон, расчлененность и характер кровельной, подошвенной и боковой линий каротажной кривой. Тип каждой из этих линий характеризует смену литологического состава и изменение в динамике осадконакопления. Так, тип боковой линии характеризует палеогидродинамические условия формирования отложений. Горизонтальная кровельная и подошвенная линии свидетельствуют о резком контакте с вмещающими породами, наклонная – соответствует постепенному переходу между различными по литологии отложениями. Прямая боковая или наклонная подошвенная и кровельная линии соответствуют равномерному переходу от песчаных к более глинистым отложениям, волнистая свидетельствует о постепенном, но неравномерном переходе при небольших изменениях условий седиментации. Расчлененная кривая указывает на чередование различных по свойствам и условиям образования осадков. Разработанная рядом авторов (В.С. Муромцев, Ч.Э.Б. Конибир) система диагностических признаков дает возможность изучать фациальный состав отложений по их электрометрическим характеристикам (рис. 6).

2.2. Определение электрометрических и петрофизических моделей фаций с целью изучения и прогнозирования распределения фаций в неокомских клиноформных отложениях

Как уже отмечалось выше, исследуемый неокомский разрез, сложенный терригенными породами, представлен отложениями прибрежно-морских, мелководно-морских и морских фаций. Это определяет предпосылки использования методов ПС и ГК для определения фаций и их обстановок осадконакопления в изучаемой толще.

При анализе фаций одним из основных является принцип актуализма, однако необходимо учитывать то, что рассматриваемые породы характеризуются не только первоначальными, но и приобретенными признаками (например, при уплотнении осадков). Первоначальные признаки являются наиболее устойчивыми



для пород, характеризующихся жесткой скелетной основой. Главными среди них являются гранулометрические параметры, степень сортировки обломочного материала, характер контактов и, как следствие, палеогидродинамические условия. Как уже отмечалось выше, данные параметры в рассматриваемых отложениях достаточно четко можно определить по кривым ПС.

Прибрежная часть моря является одним из участков, где происходит интенсивное накопление терригенного материала, поступающего в морской бассейн при абразии и, в основном, за счет рек. Обломочный материал, выносимый пресными водами рек, попадает в соленые морские воды и на стыке двух сред – континентальной и морской – происходят сложные процессы, приводящие к его аккумуляции в виде различных песчаных тел (устьевые и вдольбереговые бары, валы, и другие). Другая часть терригенного материала разносится течениями как вдоль берега, так и в более глубоководные шельфовые области [78, 55, 50]. Там, где морские течения достаточно сильны, чтобы перераспределять поступающие с суши осадки, формируются линейные береговые линии с барами и пляжами, протягивающимися вдоль берега. При значительном поступлении терригенного материала, сопровождающимся отступанием береговой линии (за что ответственным может быть само поступление осадков), фации закономерно наращивают друг друга по разрезу в сторону моря. Пески дельтовых русел обычно имеют эрозионную подошву, четко фиксирующуюся горизонтальной подошвенной линией. Для баровых песчаников, продвигающихся в сторону моря, эрозионная подошва не характерна, а песчаные отложения перекрывают более глинистые осадки продельты. Такое распределение зернистости характеризуется изрезанной воронкообразной формой ПС [41] с практически горизонтальной кровельной линией. Изрезанность кривой свидетельствует о постепенном переходе с чередованием песчаных и глинистых прослоев, образовавшихся как из-за изменения уровня речного стока, так и уровня моря. Пески дельтовых протоков направлены вдоль склона, береговые бары – вытянуты вдоль палеопростираания. Протоки характеризуются наличием эрозионной подошвы (горизонтальная подошвенная линия) с тенденцией к колоколообразной и цилиндрической форме ПС. Участки между протоками характеризуются сильной изрезанностью, что отражает нестабильные условия осадконакопления и чередование прослоев

алевритов и глин в разрезе. В работе [71] показано, что линейные бары, накладываясь чешуйчато друг на друга, способны сформировать целый песчаный покров, простираение которого параллельно оси бассейна, характеризующийся укрупнением зернистости вверх по разрезу.

Формирующийся в месте впадения реки в морской бассейн устьевой бар в начале образуется в условиях активной гидродинамической среды, из-за постепенного приближения к поверхности моря. В дальнейшем, на него все большее воздействие оказывают воды суши, которые промывая протоки уменьшают свое динамическое воздействие. Это приводит к постепенному накоплению более глинистых отложений. Таким образом, электрометрическая модель фации характеризуется трапецевидной формой, с наклонной подошвенной и кровельной линиями и вертикальной прямой или волнистой боковой.

На морском мелководье основные скопления песчаного материала, связанные с деятельностью рек, формируются в виде конусов выноса, которые подвергаются воздействию волн и течений. Среди устьевых образований наибольший интерес, как уже отмечалось, представляют *дельтовые отложения*.

В направлении открытого моря скорость течения уменьшается, и река откладывает последовательно все более тонкие осадки во все более глубоких водах. Русло продвигается в сторону моря между двумя возвышающимися полосами собственных аллювиальных отложений - прирусловых валов. Когда русло полностью заполняется собственным материалом, оно прорывает валы. И таким образом аллювиальная равнина продвигается в сторону моря.

Подводная дельтовая платформа отделена от продельты (авандельты) дельтовым склоном. В вертикальном разрезе дельты установлен характерный цикл. Каждый такой цикл начинается в нижней части с морских глинистых отложений, которые постепенно замещаются более грубыми и мелководными русловыми песками. Таким образом, в общем случае дельтовая лопасть характеризуется укрупнением материала вверх по разрезу, что соответствует воронкообразной кривой ПС [71].

Дельтовые комплексы, смещаясь в пространстве, могут последовательно налегать друг на друга или соприкасаться своими краевыми частями. В определенных случаях (например, при относительном снижении уровня моря)

смещение может быть настолько значительным, что отдельные дельтовые комплексы оказываются изолированными друг от друга [55].

Подводная дельтовая равнина (авандельта) представляет собой плоскую, слабонаклоненную в сторону водоема поверхность. В преобладающем большинстве современных дельт первичный уклон подводной части не превышает 1° [72]. По мере того, как дельтовые каналы продвигаются дальше в сторону моря, происходит слияние отложений устьевых баров [84]. Склон дельтового комплекса подвергается воздействию волн, приливных и вдольбереговых течений, производящих частичный размыв и разнос терригенного материала вдоль склона, что приводит к образованию различных аккумулятивных форм. В пределах этой части дельтового комплекса может быть выделено два типа песчаных тел. Первое из них представляет собой вытянутую вдоль морского края дельты линзу, сложенную хорошо отсортированными мелкозернистыми песками. Другие тела – представляют собой перпендикулярные береговой линии линейно вытянутые продолжения русел и дельтовых каналов, размывающие основную линзу [55].

Формирование *морских отложений* осуществляется путем перемещения терригенных частиц вдоль береговых линий и привноса их волнами с более глубоких участков. Наибольшее накопление песчаного материала, как это было показано выше, происходит в устьях рек (устьевые бары), вдоль морских берегов, в районе выхода волн на мелководье, в зоне их разрешения (вдольбереговые валы, бары) и в зоне выхода волн на берег (пляж). По мере роста подводного песчаного тела и приближения его к водной поверхности воздействие волн и, соответственно, гидродинамической активности, возрастает, что приводит к отложению более крупных частиц вверх по разрезу песчаного тела. Таким образом, морские отложения характеризуются следующей последовательностью: нижняя часть образована преимущественно глинистыми разностями, средняя — алевролитоглинистыми породами с прослоями песков или песчаников, количество которых увеличивается вверх по разрезу, вплоть до преимущественного развития грубозернистых отложений в верхней части. Для морских осадков характерно увеличение размеров обломочных зерен (зернистости) вверх по разрезу, что выражается в воронкообразной кривой ПС (регрессивный тип кривой). При этом, более глубоководные осадки будут характеризоваться уменьшением мощности

верхней грубозернистой части. Электрометрическая модель регрессивного вдольберегового бара в формализованном виде представляет собой практически прямоугольный треугольник. Кровельной линии соответствует горизонтальная прямая, подошвенная – наклонная, почти всегда осложнена зубчатостью или рассечена. Максимальное отклонение кривой ($\alpha_{пс}=0,8-1,0$) характерно для верхней части аномалии и отражает относительную динамическую активность водной среды в конечный этап формирования вдольберегового бара. Электрометрические модели вдольбереговых регрессивных баров и прибрежных валов сходны между собой и отличаются лишь шириной аномалии (у вала она всегда меньше) [55].

Группа фаций морских разрывных течений представлена отложениями промоин и головных частей разрывных течений [78]. Первые формировались в узких промоинах в условиях однонаправленного потока, а вторые были образованы при резком спаде скорости течения и по существу являются подводными конусами выноса обломочного материала в пределах морского шельфа. Их электрометрическая модель характеризуется блоковой формой, зачастую осложненную в нижней части небольшими зубцами, приуроченным к размытым остаткам баровых песков. Кровельной линии соответствует горизонтальная прямая; боковой – вертикальная прямая или волнистая либо слабозубчатая; подошвенной – горизонтальная прямая. Электрометрическая модель конуса выноса представляет собой равнобедренный треугольник, то есть кровельная и подошвенные линии наклонные, а боковая линия практически отсутствует [55].

Глубоководными морскими песками называют те, накопление которых происходит ниже уровня континентального шельфа, т.е. ниже уровня активного волнового воздействия. Наиболее распространенными в данной области являются отложения турбидитов. Особенностью турбидитов является вертикальная сортированность – цикл Боума [82] (рис. 6), который на диаграммах ПС выражается в кривой колоколообразной формы (трансгрессивный характер кривой). Края континентального шельфа рассечены подводными каньонами, расположенными, как правило, рядом с устьями рек. Каньоны тянутся через континентальный шельф и разгружают переносимый ими осадочный материал на подводных конусах выноса. В нижней части конуса каналы становятся все более многочисленными, более широкими и менее глубокими. Вблизи источника сноса

отлагаются более грубозернистые отложения, а по мере удаления – мелкозернистые, которые постепенно переходят в глубоководные глины и илы [71]. В подводных долинах за достаточно долгие периоды нормальной седиментации образуются песчаные отложения, которые иногда имеют хорошую сортировку.

Несмотря на достаточно четкие критерии выделения различных фаций на каротажных диаграммах ПС и ГК, процесс их интерпретации является достаточно сложным и неоднозначным по причине большого разнообразия процессов и факторов, которые определяли условия накопления осадков. По этой причине для использования каротажных фаций важно знать региональную модель осадконакопления, направление сноса и области аккумуляции песчаного материала. Однако, при наличии достаточного набора промыслово-геофизических данных на исследуемых месторождениях, как это будет показано в главе 4, автору удалось выявить распространение различных фаций, картировать зоны песчаных отложений и судить о характере внутренних границ комплексов. Эта информация при комплексировании с данными сейсморазведки МОГТ-3D позволила выявить новые тонкие черты геологического строения неокомских отложений рассматриваемых месторождений.

Неокомские отложения, накопление которых проходило в целом в регрессивных условиях, можно считать образовавшимися при продвижении фронта дельт, осложненных переработкой осадков течениями и кратковременными трансгрессиями. В более глубоководных условиях основную роль играли турбидитовые потоки, которые были связаны с дельтами. В целом разрез характеризуется воронкообразной формой ПС. Наличие резких эрозионных контактов говорит о размывах, приуроченных к различным течениям.

Для отложений турбидитовых потоков характерна обратная колоколообразная форма ПС. Выделение таких принципиальных законов распространения глинистых и песчаных отложений в разрезе (геологостатистических разрезов [25]), важно учитывать при построении трехмерных цифровых геологических моделей. Это позволяет получить корректное распределение коллекторов в межскважинном пространстве.

Глава 3. Применение материалов сейсморазведки МОГТ-3Д при детальном изучении клиноформного комплекса Западной Сибири

Сейсмические исследования используются при структурных построениях, изучении геологического строения и прогнозировании распределения фаций и ФЕС коллекторов в межскважинном пространстве. Данные сейсморазведки МОГТ-3Д позволяют изучать геологическое строение в каждой точке и давать объемное распределение фаций в межскважинном пространстве. Широкое развитие сейсмостратиграфических исследований требует также уточнения сейсмических образов ловушек разных типов для уверенного выявления и картирования их с помощью приемов качественной и количественной сейсмостратиграфии.

Слабодислоцированный осадочный комплекс Западной Сибири является хорошим объектом для сейсмостратиграфических исследований с целью изучения стратиграфии и фациального состава осадочных пород посредством интерпретации данных сейсморазведки. Как отмечается многими авторами [62, 67, 70], поверхности, с которыми связано образование сейсмических отражений, являются, как правило, границами пластов и поверхностями несогласия, разделяющими породы с разными значениями акустической жесткости, а не границами литологических комплексов. Поверхности несогласия образуются в результате эрозии или перерыва в осадконакоплении в течение значительного хроностратиграфического интервала. Так, серия наклонных сигмовидных сейсмических отражений обычно соответствует синхронным пластовым поверхностям, которые пересекают границы крупных фациальных зон [62, 70]. Однако характеристики отраженного сейсмического сигнала изменяются вдоль отражающей границы соответственно тому, как литологические характеристики изменяются вдоль пласта. Кроме традиционных приемов интерпретации сейсмических данных съемка модификации МОГТ-3Д дает возможность получать временные срезы сейсмического куба, как по вертикальным сечениям, так и вдоль отражающих горизонтов (слайсов), на которых отображаются осадочные тела.

В сейсмостратиграфических исследованиях можно выделить следующие основные этапы:

1. Расчленение отложений на сейсмокомплексы;
2. Анализ данных ГИС и геологической информации, анализ фаций;

3. Получение синтетических сейсмограмм;
4. Анализ сейсмофаций;
5. Интерпретация обстановок осадконакопления и литофаций;
6. Двумерное сейсмическое моделирование с целью уточнения строения разрезов и характера пластовых флюидов в пластах;
7. Окончательная количественная интерпретация.

В данной работе подробно будут рассмотрены все этапы за исключением 3 и 6, которые относятся к чисто сейсмическим исследованиям.

3.1. Структурные построения и выделение сеймостратиграфических комплексов

Основным объектом сеймостратиграфических исследований является осадочный (седиментационный) комплекс, который представляет собой стратиграфическую единицу, сложенную согласной последовательностью генетически взаимосвязанных слоев и ограниченную в кровле и подошве несогласиями либо соответствующими им согласными поверхностями. Внешние границы сеймофациальных единиц обычно прослеживают по окончаниям серии сейсмических отражений, упирающихся в огибающее их отражение, или по огибающему данную серию отражению [70]. Таким образом, каждый определенный седиментационный комплекс характеризуется особым сочетанием амплитуд, частот, конфигурации и непрерывности осей синфазности.

При расчленении неокомского комплекса в качестве опорного нами использовался отражающий горизонт Б, приуроченный к кровле баженовской свиты, которая является уверенным региональным репером. Это обусловлено аномально низкими акустическими жесткостями битуминозных глин, постоянством их состава и толщин, а также их широким площадным распространением. Затем в разрезе трассировались другие устойчивые и протяженные на десятки километров горизонты, связанные, как правило, с трансгрессивными глинистыми пачками. Далее, в полученном таким образом структурном каркасе выделялись менее выраженные в волновом поле сейсмические горизонты, приуроченные к более локальным (как правило, до 10-20 км) песчано-глинистым продуктивным пластам. На изученных месторождениях у

их западной границы происходит резкое изменение морфологии неокомских осадочных комплексов – отражающие горизонты из субгоризонтального залегания переходят в клиноформное. Восточная граница связана с прекращением прослеживания отражения в волновом поле. Таким образом, седиментационные циклы на широтных разрезах имеют сигмовидное строение с резко очерченным переходом на запад в клиноформу и восточной субгоризонтальной или моноклиальной частью. В сейсмическом волновом поле ачимовские отложения картировались по наличию осей синфазности, причлняющихся по схеме подошвенного прилегания к отражающему горизонту Б. В восточном направлении сейсмические горизонты либо прекращали прослеживаться, либо переходили в крутые клиноформы шельфовых террас. Достоверность картирования ачимовских перспективных объектов считается довольно низкой, хотя при благоприятных условиях, как показали исследования автора, возможно выделение различных фациальных зон с улучшенными ФЕС на седиментационных слайсах и картах динамических параметров [60, 70].

Конфигурация отражений позволяет установить основные характеристики напластований, по которым можно судить о процессах и условиях седиментации, палеорельефе. Непрерывность отражений, как правило, характеризует непрерывность пластов, то есть непрерывные отражения свидетельствуют о наличии распространенных на большой площади равномерно напластованных отложений. Амплитуда отражений несет информацию об изменении скорости и плотности на границе раздела и латеральной изменчивости напластований. Частота является параметром, зависящим от природы сейсмического импульса, но она зависит также и от таких геологических факторов, как взаимное положение отражающих границ или латеральная изменчивость интервальной скорости, например, в связи с газовыми залежами.

В клиноформных отложениях корреляция сейсмических границ с использованием закона сохранения мощностей и приемов квазипалеогеоизохронной корреляции практически не применима ввиду показанных в главе 2 особенностей осадконакопления. Для рассматриваемых отложений характерны иные типы сейсмической записи (рис. 4).

Сигмовидная картина латерального наращивания является разновидностью клиноформного напластования и образуется в результате взаимного наложения

отражений в форме латинской буквы S. Более мощные срединные сегменты имеют форму линз, зона утолщения которых смещается по падению склона. Верхние и нижние участки пластов практически горизонтальны. Наиболее характерной особенностью сигмовидного рисунка отражений является параллельное и согласное залегание верхних частей пластов. Вертикальное наращивание осадочного тела происходит синхронно с боковым наращиванием за счет накопления срединных сегментов пластов. Такая конфигурация напластования соответствует относительному дефициту осадочного материала, низкоэнергетической обстановке и относительно быстрому прогибанию бассейна или быстрому подъему уровня моря, благодаря чему обеспечивается отложение и сохранность верхних частей пластов.

Косослоистый рисунок отражений соответствует клиноформным поверхностям напластования при латеральном наращивании осадочного тела. При этом серия относительно круто падающих пластов прекращает прослеживаться вверх по восстанию по схеме кровельного прилегания на выровненной поверхности кровли комплекса, вниз по падению эти пласты перестают прослеживаться по схеме подошвенного прилегания. Верхняя часть следующего пласта располагается с удалением от предыдущего в сторону падения по мере проградации шельфа. Наклон седиментационных поверхностей значительно больший, чем при сигмовидном рисунке, и может достигать 10° . Если подобная картина сейсмических отражений встречается на окраине шельфа, она свидетельствует о наличии отложений речных дельт и связанных с ними прибрежных равнин и соответствует осадкам, образовавшимся в высокоэнергетической обстановке. В пространстве косослоистые единицы часто имеют форму веера и нередко образуют множество вееров (конусов выноса), которые могут составлять крупные осадочные комплексы.

При *тангенциальной косо́й слоистости* наклон в нижней части пластов постепенно уменьшается и пласты переходят вниз по падению в более слабо наклонные. Сейсмические отражения прекращают прослеживаться по касательной относительно нижней границы фациальной единицы по схеме подошвенного прилегания, по мере выклинивания самих пластов.

При *параллельнокосой слоистости* относительно круто падающие пласты параллельны друг другу и прекращают прослеживаться вниз по падению на нижней поверхности под большим углом по схеме подошвенного прилегания. На разрезах по простиранию отражения кажутся практически параллельными. Этому случаю соответствуют высокоэнергетические условия, определяемые комбинацией относительно интенсивного поступления осадков с медленным прогибанием бассейна при неизменном уровне моря. В результате происходит быстрое заполнение бассейна.

Сигмовидно-косослоистый рисунок отражений представляет собой комбинацию из разнообразных последовательностей сигмовидных и косослоистых форм, которые объясняются чередованием условий транспортировки осадочного материала при общем высокоэнергетическом режиме. То есть за периодом вертикального наращивания осадков следует период, когда осадки наращиваются в основном по латерали. На сейсмических разрезах такого сложного вида выделяются непротяженные зоны кровельного прилегания отдельных пластов внутри самого сейсмического комплекса, а не только у верхней границы. Эти непротяженные участки кровельного прилегания свидетельствуют о наличии в пределах комплекса нескольких осадочных серий меньшего порядка.

Черепицеобразное расположение отражений (рис. 4г) образует рисунок, характеризующийся близко расположенными параллельными границами, между которыми прослеживаются параллельные друг другу косонаправленные под небольшим углом внутренние отражения, прекращающие прослеживаться по схеме кажущегося кровельного и подошвенного прилегания. В некоторых случаях мощность серии столь мала, что внутренние отражения от косых слоев видны лишь как отдельные непротяженные отражающие площадки. Однако благодаря улучшению качества полевых материалов и усовершенствованию графов обработки данные маломощные пласты возможно выделять в волновом поле. Более того, как показал практический опыт автора, такое полное расчленение разреза необходимо при изучении продуктивных клиноформных отложений. Черепицеобразное расположение сейсмических отражений — это наиболее часто встречающаяся разновидность сейсмофаций при картировании осадочных толщ, образовавшихся при горизонтальном наращивании осадков в условиях мелководья.

Бугристые клиноформные отражения состоят из неравномерно расположенных прерывистых субпараллельных отражений, образующих практически хаотическую картину, для которой характерно нерегулярное прослеживание отражений. В латеральном направлении эта картина, как правило, постепенно сменяется более четким рисунком более крупных клиноформных отражений, а вверх по разрезу картина переходит в систему параллельных отражений. Таким отражениям обычно соответствуют пласты, образующие небольшие взаимно вклинивающиеся по клиноформам лопасти, что типично для наращивания осадочных тел в условиях мелководья в зоне проделты или между дельтами.

В целом, *хаотическое расположение*, как правило, соответствует пластам, отложившимся в изменчивой, относительно высокоэнергетической обстановке, или изначально непрерывным пластам, претерпевшим постседиментационную деформацию. Такими хаотическими отражениями на сейсмических разрезах изображаются структуры оползней, обрушения склонов и другие.

3.2. Сейсмофациальный анализ сейморазведочных данных МОГТ-3D с целью изучения геологического разреза клиноформных отложений

Сейсмофациальный анализ неокомских отложений на основе изучения изменений динамических характеристик сейсмической записи позволяет выполнять дальнейшую интерпретацию в соответствии с геологическим развитием исследуемой площади и принципиальной моделью, полученной на основании скважинных данных. При этом, исходя из изменения динамики волнового поля, удастся выделять аномалии, связанные с проявлением палеоканалов, седиментационных тел, газовых залежей и других аномалий геологического разреза. Для установления приуроченности амплитудных аномалий (аномалии типа "яркое пятно") к газовым залежам или глинистому замещению нами применялся AVO-анализ, методика которого описана в соответствующем разделе данной главы. Помимо изучения вертикальных разрезов сейсмического куба используются седиментационные слайсы. Седиментационные слайсы представляют собой динамические срезы сейсмического куба как по изохронным, так и

палеоизохронным поверхностям, положение и форма которых рассчитываются с заданным шагом на основе интерполяции между опорными горизонтами. Такой анализ позволяет изучить тонкие изменения динамических характеристик сейсмической записи и трактовать их в соответствии с геологическим развитием исследуемой площади.

Разработанный в ОАО ЦГЭ комплекс DV1-Discovery располагает процедурой седиментационного анализа, которая является эффективным инструментом интерактивной интерпретации, позволяющим наиболее полно извлечь из сейсмического куба изменения динамики волнового поля, связанные с проявлением палеоканалов, седиментационных тел, тектонических нарушений, газовых залежей и других аномалий геологического разреза [15, 80]. Весь временной куб был исследован с шагом 2 мс, в результате детального анализа автором с определенной степенью точности был выполнен анализ сейсмических фаций в виде зон и аномалий на седиментационных слайсах. Полученная информация явилась критерием для выбора и обоснования полученных на последующих этапах сейсмических атрибутов.

Восстановление энергетической обстановки осадконакопления и прогноз распространения песчаных отложений для *шельфовых пластов*, как правило, основаны на изучении изменений амплитуды, непрерывности отражений, частоты, а также пространственного соотношения с другими пластами [70].

Литологические ловушки в неокомских отложениях достаточно уверенно картируются сейсморазведкой. На западной границе происходит резкое изменение морфологии неокомских осадочных комплексов, отражающие горизонты из субгоризонтального залегания переходят в клиноформное, а восточная граница связана с прекращением ее прослеживания в волновом поле. Данные ловушки также расположены закономерно и прогнозируются на регионально-поисковой стадии геологоразведочных работ. Это будет показано ниже на примере одного из месторождений Самбургско-Уренгойской группы. Зона распространения резервуара имеет на широтных разрезах сигмовидное строение с резко очерченным переходом на запад в клиноформу и восточной субгоризонтальной частью. В целом для полосовидных ловушек характерно наличие динамических аномалий, выделяемых на седиментационных слайсах.

Ловушки склоновой части неокомских осадочных комплексов, как уже отмечалось, по сравнению с вышерассмотренными типами имеют значительно меньшее распространение. Обычно они приурочены к мелким, менее наклонным участкам склона или террасам и связаны с зонами активного поступления в бассейн обломочного материала (дельтовые комплексы). Достоверность картирования таких ловушек достаточно низкая.

Литологические (структурно-литологические) ловушки фондоформы и основания клиноформы неокомских осадочных комплексов (ачимовская толща) имеют достаточно широкое распространение. Как уже отмечалось, ачимовские резервуары характеризуются низкими коллекторскими свойствами и невыдержанным по латерали и вертикали строением. Песчаный материал, локализующийся у подножий склонов шельфовых террас, слагает гидродинамически изолированные линзы.

Итак, картирование неантиклинальных ловушек является одной из основных задач сейсмостратиграфических исследований. Важной чертой является парагенетическая связь элементов сейсмических комплексов и палеогеоморфологический контроль размещения резервуаров. Однако, жесткой связи между типом волновой картины, характеризующей изучаемый интервал, и литологическим или фаціальным составом отложений не выявлено. Для решения данной проблемы неопределенности качественной интерпретации материалов МОГТ-3D необходимо комплексирование с фаціальным анализом на основе методов ГИС, описанных в предыдущей главе, что значительно повышает надежность картирования песчаных тел. Сейсмический образ выделяемых групп фаций должен рассматриваться только на фоне конкретной геологической ситуации, установленной после изучения региональных особенностей строения сейсмостратиграфического комплекса. В целом, положение литологических экранов подчиняется палеогеоморфологическому контролю и прогнозируется по данным бурения и сейсморазведки МОГТ с довольно высокой точностью.

Отметим, что в большинстве случаев яркие аномалии сейсмической записи для неантиклинальных ловушек не характерны, а основными приемами их картирования на поисковой стадии являются динамический и палеогеоморфологический методы.

3.3.Динамический анализ сейсмических данных МОГТ-3D с целью прогнозирования геологического разреза клиноформных отложений

Выполненные автором исследования показали, что для изучаемых ловушек характерна связь динамических параметров (амплитуда, частота и другие) с эффективными толщинами коллектора, что позволило применять методы атрибутивного сейсмоанализа. Для прогнозирования ФЕС с использованием сейсмических атрибутов нами было использовано несколько современных методик: атрибутивный анализ, в том числе с использованием нейронных сетей, AVO-анализ и сейсмическая инверсия. В данной работе представлены суть и основные этапы этих методик, так как они подробно описаны в многочисленных публикациях по данной тематике.

3.3.1. Метод регрессии

Широко известным и применяемым методом определения связи множества независимых исходных переменных и переменных, зависящих от них, является метод регрессии. Множественная линейная регрессия широко применяется для оценки связи между несколькими независимыми переменными и зависимой переменной. Метод заключается в нахождении уравнения гиперплоскости, наилучшим образом расположенной относительно заданного набора точек. Коэффициенты такого регрессионного уравнения оценивают с помощью метода наименьших квадратов. Сейсмические атрибуты являются независимыми до определенной степени, так как они не привносят дополнительной информации по сравнению с исходным сейсмическим полем [2, 22]. Смысл выполненного анализа сейсмических атрибутов заключался в выделении и усилении свойств изучаемых неокомских отложений. Комбинируя атрибуты, мы пытались увеличить вклад прогнозируемых ФЕС в комплексный атрибут, что в ряде случаев приводит к уточнению количественной оценки прогнозируемых параметров [29]. В ходе исследований было установлено, что критериями выбора оптимальных карт сейсмических атрибутов служат: геологическое обоснование проявления седиментационных тел; достаточно высокая и устойчивая корреляционная

зависимость сейсмических атрибутов и геологических параметров; хорошая визуальная сопоставимость принципиальных моделей по данным ГИС и выбираемых карт сейсмических атрибутов [27, 28].

Набор точек соответствует скважинам, в которых по данным ГИС получены усредненные по горизонту значения геофизических величин (таких как пористость и эффективные толщины пластов). Оценка значимости на основе коэффициентов в получающемся уравнении множественной линейной регрессии возможна лишь в том случае, если исходные данные нормированы (не смещены и поделены на дисперсию, так что их среднее составляет 0, а дисперсия равна 1). Такая нормировка данных позволяет оценить значимость каждой из входных переменных [43].

Предполагается, что геофизические прогнозные переменные линейно зависят от вычисленных сейсмических атрибутов, а также, что остатки (разности между наблюдаемыми и вычисленными значениями) в среднем равны нулю, что дает возможность получения уравнения множественной регрессии, достоинством которого является простота линейного выражения.

Однако линейная регрессия обладает и рядом весьма существенных недостатков. Во-первых, весьма спорным представляется предположение о линейной взаимосвязи переменных. Если явление достаточно сложно и описывается нелинейным законом, то применение линейных зависимостей не только не соответствует изучаемым явлениям, но более того, достоверность прогноза будет весьма низкой. Во-вторых, значения, получаемые по линейным уравнениями регрессии, могут приводить к нефизическим величинам (например, отрицательному значению мощности пласта). Статистически этот вывод основан на том, что уравнение регрессии интерпретируемо только в области скопления точек, а, следовательно, только между наименьшими и наибольшими наблюдаемыми значениями вектора независимых переменных. Для частичного решения этой проблемы необходимо ограничиться диапазоном возможных значений восстановленных физических величин и не рассматривать области, в которых восстановление дает неверный результат [32, 43, 47].

Таким образом, для решения поставленной ранее задачи желательно применение методов, позволяющих находить и учитывать нелинейный характер

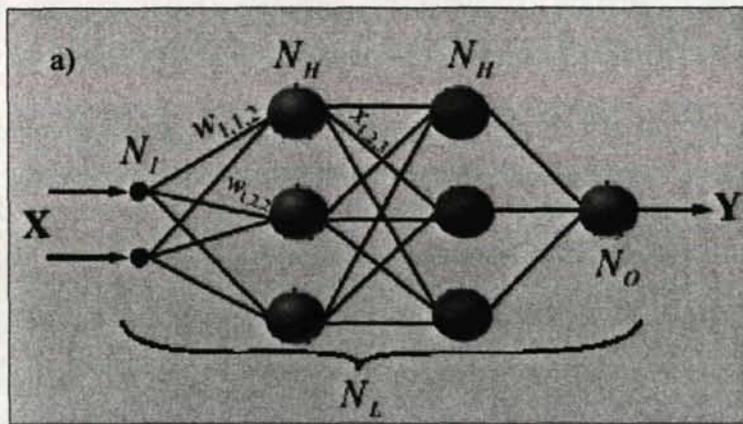
зависимостей на основе небольшого набора исходных точек (скважин), а также обладающих возможностью обобщения и необходимой статистической устойчивостью. Одним из таких методов является метод нейронных сетей, ставший за последние десять лет весьма популярным.

3.3.2. Нейронные сети

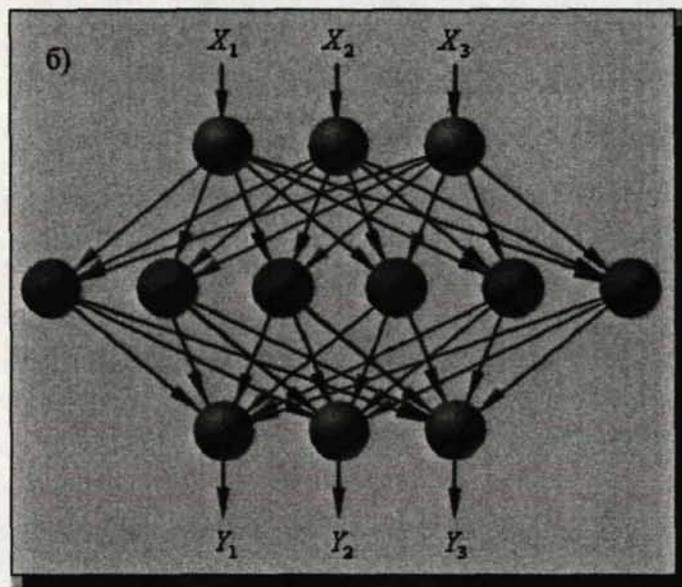
Нейронная сеть обрабатывает входную информацию (сейсмические атрибуты) в результате чего меняется внутреннее состояние сети и формируется совокупность выходных сигналов. Под выходным сигналом понимается комплексный сейсмический атрибут, по которому с помощью геостатистического анализа можно количественно определить геологические параметры изучаемого разреза. Более того, применение нейронных сетей позволило нам получить достаточно высокие коэффициенты корреляции (до 0,9 и более).

Предпосылками использования нейронных сетей является то, что с их помощью возможно решать многофакторные, не имеющие линейного алгоритмического решения задачи. Одним из самых распространенных видов нейронных сетей является многослойная сеть (многослойный линейный перцептрон – MLP, рис. 7а), позволяющая выполнять глобальную аппроксимацию на основе обучения на исходном наборе данных [44]. Архитектура многослойной нейронной сети состоит из последовательно соединенных слоев, где нейрон каждого слоя своими входами связан со всеми нейронами предыдущего слоя, а выходами – следующего слоя. Количество нейронов и слоев может быть произвольным, и нет строго определенной процедуры для выбора их количества в сети. Чем больше количество нейронов и слоев, тем шире возможности сети, но тем медленнее она обучается и работает, и тем более нелинейной может быть зависимость «вход-выход». Однако основной проблемой использования нейронных сетей в исследованиях стал выбор количества атрибутов и устойчивость полученных результатов.

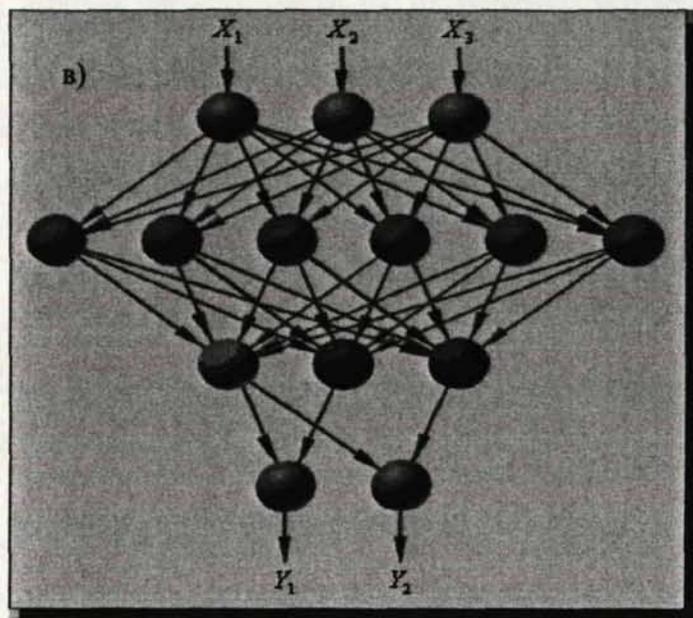
Каждый слой рассчитывает нелинейное преобразование от линейной комбинации сигналов предыдущего слоя. Если задать линейное преобразование, то последовательность слоев сведется к произведению матриц весов и, следовательно, к одному слою.



Многослойная нейронная сеть.



Сеть радиальных базисных функций.



Обобщенно - регрессионная сеть.
Рис. 7. Виды нейронных сетей.

Для многослойных сетей функция активации должна быть нелинейной. Многослойная сеть может формировать на выходе произвольную многомерную функцию при соответствующем выборе количества слоев, диапазона изменения сигналов и параметров нейронов.

Нейронные сети, как уже отмечалось выше, перед использованием должны быть обучены. Алгоритм называется алгоритмом с учителем, если при обучении известны и входные, и выходные вектора в сети. В процессе обучения многослойная нейронная сеть меняет значения своих весов, пытаясь минимизировать выходную ошибку, и приближается к искомому отображению $X \rightarrow Y$. Сеть обучается на таких данных, для которых результаты отображения заранее заданы (обучающая выборка). Алгоритм относится к обучению без учителя, если известны только входные вектора и на их основе сеть учится давать наилучшие значения выходов, характеризующих наименьшим значением средне-квадратической ошибки.

Многослойные нейронные сети обучаются при помощи различных алгоритмов. Наиболее распространенным из них является алгоритма обратного распространения ошибки. Ошибки распространяются в обратном направлении от входов к выходам через веса, соединяющие нейроны и, таким образом, приводят к корректировке значений весов.

Одним из видов нейронных сетей является сеть радиальных базисных функций – RBF сеть (RBF – Radial Basis Function). История применения метода радиальных базисных оценок насчитывает более 25 лет, причем последние 10 лет происходит активный рост числа успешных применений в различных областях. Метод радиальных базисных функций позволяет аппроксимировать функции многих переменных, определенные на множестве нерегулярно заданных точек. Эта нейронная сеть прямого распространения, содержащая промежуточный (скрытый) слой нейронов, функция активации которых радиально симметрична, то есть зависит только от расстояния от некоторой точки, центра функции (рис. 7б). Такой нейрон преобразует расстояние от данного входного вектора до соответствующего ему "центра" по некоторому нелинейному закону, зависящему только от расстояния до центра.

Наиболее часто в качестве функции активации используется функция Гаусса. Сравнительный анализ MLP и RBF сетей показывает, что [46]:

1. Архитектура RBF-сети проще, но и обобщающие способности несколько хуже.
2. RBF-сеть, как и MLP-сеть обучаются с учителем. однако RBF-сети имеют существенно более простой алгоритм обучения.
3. У RBF-сетей можно отделить этап вычисления параметров базисных функций от подбора значений весов сети (гибридный алгоритм), что упрощает и ускоряет процесс обучения.
4. MLP-сеть является глобальным, а RBF-сеть - локальным аппроксиматорами заданных функций, что связано с выбором функций активации.

Следующий используемый на практике вид НС – нейронные сети обобщенной регрессии (GRNN). Это особый вид RBF-сетей, в которых для каждой точки обучающей выборки (вектор атрибутов, значение аппроксимируемой функции) существует нейрон, центр которого совпадает с входным вектором из обучающей выборки (рис. 7в). Эти нейроны расположены в единственном скрытом слое сети, являются ядрами оценок и обычно аппроксимируют плотность вероятности входных значений. Значениями весов соединений нейронов выходного слоя служат значения функции из обучающей выборки, так что выход сети является взвешенным средним обучающих значений, которые расположены вблизи от входного вектора. Параметрами сети являются ширины RBF-нейронов, причем наиболее часто выбирается единая ширина функции активации для всех нейронов. Эти параметры обычно выбираются при помощи метода перекрестных проверок (cross-validation). Основная идея состоит в том, что входная совокупность данных разделяется на обучающую и тестовую выборки. Из набора входных данных модели выбрасывается несколько точек. Выполняется построение модели на обучающей выборке оставшихся точек, вычисляется погрешность определения прогнозного параметра в этих точках. Далее вычисляются значения прогнозного параметра на тестовой выборке выброшенных точек, а также погрешность в этих точках. Смысл метода перекрестных проверок заключается в сравнении полученных погрешностей. Построенная модель считается устойчивой, если при

увеличении доли выброшенных точек значения погрешностей изменяются в заданных пределах и незначительно отличаются друг от друга [45]. GRNN является универсальным аппроксиматором для достаточно гладких функций, что позволяет решить проблему гладкой аппроксимации при наличии достаточного объема исходных данных. Основным недостатком сетей типа GRNN, как и любых методов ядерных оценок, является ухудшение их поведения при увеличении количества входных атрибутов. На практике установлено, что GRNN лучше всего использовать при наличии 5-6 входных атрибутов. Существенной особенностью сетей GRNN является невозможность экстраполяции аппроксимируемой функции.

Важно, что при использовании нейронных сетей мы ставим под сомнение линейность модели, что делает невозможным оценку достоверности модели, сравнивая коэффициенты корреляции нейросетевой модели и модели линейной регрессии. Вместо этого нами использовался более общий способ сравнения статистических моделей – метод перекрестной проверки (Cross validation), теоретическое описание которого более полно и подробно приведено в работах [44-46]. Этот метод используется для проверки устойчивости статистических моделей. Основная идея состоит в следующем: из набора входных данных модели выбрасывается несколько точек (в данном случае скважин), тем самым, входная совокупность данных разделяется на обучающую и тестовую выборки. Выполняется построение модели на обучающей выборке (точки, оставшиеся после удаления нескольких ранее обозначенных), вычисляется погрешность определения прогнозного параметра в этих точках. Далее вычисляются значения прогнозного параметра по построенной ранее модели на тестовой выборке (выброшенные точки), а также погрешность в этих точках. Смысл метода кросс-валидации заключается в сравнении полученных погрешностей. Описанная процедура многократно повторяется для заданного количества точек тестовой выборки: делается либо полный перебор всех возможных сечений на два непересекающихся множества (тестовая и обучающая выборки), либо случайное сечение исходного множества данных. Построенная модель будет считаться устойчивой, если при увеличении доли выброшенных точек (скважин) значения погрешностей изменяются в заданных пределах и незначительно отличаются друг от друга. Существует упрощенное понимание процедуры кросс-валидации. Из набора

входных данных удаляются поочередно по одной (тестовой) точке, на оставшихся точках проводится построение модели. В удаленной точке находится погрешность модели. Результат считается хорошим, если модель достаточно точно предсказывает прогнозные значения в выброшенной точке. Но в этом случае вопрос об устойчивости алгоритма остается открытым. Определять процедуру кросс-валидации таким образом не стоит, так как здесь теряется смысл сравнения результатов по обучающей и тестовой выборкам (перекрестной проверки).

3.3.3. AVO-анализ

AVO-анализ, заключающийся в изучении амплитуд сейсмических волн с удалением (расстоянием между источником и приемником) непосредственно по сейсмограммам, предназначен, прежде всего, для определения амплитудных аномалий, связанных с газовыми залежами в терригенных разрезах. Анализ изменения амплитуд отраженных волн в зависимости от углов падения основывается на уравнениях Цёппритца, которые связывают зависимость коэффициента отражения от угла падения на границу двух пластов с разными акустическими свойствами. Эти уравнения не линейны относительно входящих в них параметров V_p , V_s , ρ , кроме того, они достаточно сложны для практического использования. Поэтому более удобными и эффективными оказались аппроксимации уравнений Цёппритца [67, 98], основанные на приближенных формулах. Они позволяют линеаризовать зависимости коэффициента отражения от угла падения. Такое приближение было дано К. Аки и П. Ричардсом [1], а также Р. Т. Шуэ [94]. Путем перегруппировки членов уравнения, получило следующее выражение:

$$R_{pp}(i) \approx \underbrace{\frac{1}{2} \left(\frac{\Delta\rho}{\rho} + \frac{\Delta V_p}{V_p} \right)}_P + \underbrace{\left[\frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \left(\frac{1}{2} \frac{\Delta\rho}{\rho} + \frac{\Delta V_s}{V_s} \right) \right]}_G \sin^2 i + \underbrace{\frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p}}_W \frac{\sin^4 i}{1 - \sin^2 i}.$$

Каждый член этого уравнения отражает роль определенного диапазона углов падения. Первый член P приблизительно равен коэффициенту отражения продольной волны для нормального падения. Второй член G характеризует степень изменения $R_{pp}(i)$ при углах падения от 0 до 30°, которые наиболее часто используются в сейсморазведочных наблюдениях. Необходимо подчеркнуть, что в

параметре G содержится важная информация о коэффициенте Пуассона (соотношение $\frac{V_p}{V_s}$). Уменьшение величин $V_p, \frac{V_p}{V_s}$ приводит к образованию AVO-эффектов в газовых и газонефтяных залежах. Газонасыщенный песчаник, имеющий более низкий акустический импеданс, чем покрывающий глинистый пласт, относят к третьему классу, который является наиболее распространенным. Именно с ним обычно связаны «яркие пятна» в Западной Сибири. Для таких пород величина отрицательной амплитуды возрастает в зависимости от удаления. В исследованиях автора были использованы следующие шесть AVO-параметров [98]:

1. Амплитуда отраженной Р-волны (AVO-intercept) при нормальном падении (для угла падения близкого к нулевому)

$$P = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right).$$

2. Градиент изменения амплитуд в зависимости от углов падения (AVO-gradient)

$$G = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} - \frac{2\Delta V_s}{V_s} - \frac{\Delta \rho}{\rho} \right).$$

Этот параметр характеризует степень изменения амплитуд в зависимости от углов падения. Для газонасыщенных песчаников 3 класса градиент G должен быть отрицательным.

3. Ограниченный градиент Gr (AVO-restricted gradient):

$$Gr = \text{sgn } P * G,$$

где $\text{sgn } P$ – знак амплитуды Р-волны.

Интерпретация ограниченного градиента полезна при выделении газонасыщенных песчаников 3-го класса, когда аномалии параметров P и G имеют отрицательные знаки. В этом случае этот параметр отображается положительной аномалией.

5. Отношение Пуассона

$$(\Delta \sigma / \sigma) = 4/3(P + G),$$

где σ – средний коэффициент;

$\Delta \sigma$ – разница коэффициентов Пуассона на границе ($\Delta \sigma / \sigma$).

В случае, если скорость Р-волны в газонасыщенном песчанике уменьшается, этот параметр становится отрицательным, что является признаком понижения коэффициента Пуассона.

5. Амплитуда отраженной поперечной волны

$$S = 1/2(P - G).$$

Этот параметр характеризует контраст упругих импедансов S-волны на отражающей границе. Интерпретацию этого параметра необходимо проводить совместно с интерпретацией параметров Р и G, так как S-волна не реагирует на газонасыщение песчаника, в отличие от Р и G.

6. Параметр «продукт» PG (AVO-product)

$$PG = \frac{P \cdot G}{RMS},$$

где *RMS* – среднеквадратичная амплитуда.

Параметр PG близок по физическому смыслу к параметру Gr, он эффективен для распознавания динамических аномалий, связанных с газонасыщенным песчаником 3-го класса. В случае, если в полях параметров Р и G будут отображаться отрицательные аномалии, то произведение этих параметров PG будет выделяться положительной аномалией. По схеме, предложенной в работе [98], интерпретация ведётся путём изучения изменения знаков аномалий AVO-параметров (табл. 1).

Таблица 1

Таблица изменения знаков аномалий AVO атрибутов.

Характер аномалии	AVO-атрибуты					
	P Intercept	G Gradient	Gr Restricted Gradient	$\Delta\sigma/\sigma$	S	PG Product
Газонасыщенный песчаник – 3 класс	-	-	+	-	+	+
Глинистое замещение	-	+	-	+	-	-

3.3.4. Сейсмическая инверсия

Суть инверсии состоит в следующем. Вначале сейсмические трассы $S(t,x)$ временного разреза ОГТ преобразуются в импульсные сейсмограммы $J(t)$. Для этого исходный сейсмический сигнал заменяется импульсом Дирака (δ -сигнал). Затем импульсная сейсмограмма трансформируется в последовательность коэффициентов отражения. В конце осуществляется переход от коэффициентов отражения к акустическому импедансу $I_p(t)$ по формуле:

$$I_p(t) = I_{p_0} \cdot \exp\left[2 \int_0^t R(t) dt\right],$$

где $R(t)$ – последовательность однократных волн, амплитуды которых при исходном δ – сигнале равны коэффициентам отражений, I_{p_0} - акустический импеданс начального слоя.

Сложность прогноза заключается в том, что вертикальная разрешенность сейсмического волнового поля, которое может служить опорой (гидом) при интерполяции данных ГИС о коллекторских свойствах в межскважинное пространство, гораздо меньше, чем вертикальная разрешенность данных ГИС. Результатом стохастической сейсмической инверсии является тонкослоистая акустическая модель, охарактеризованная значениями скорости продольных волн и плотности, которые функционально (в рамках теории Гассмана) связаны с коллекторскими свойствами пластов. Уточненная в процессе стохастической инверсии модель полностью объясняет сейсмическое волновое поле, а также удовлетворяет априорной геологической информации о среде, так как она учитывается при построении исходной модели и в процессе инверсии. При этом модель обладает повышенной вертикальной разрешенностью по сравнению с исходным сейсмическим полем за счет подавления интерференции отражений от границ тонких слоев и подавления сейсмического шума за счет мультитрассности решения и корректного учета латеральной изменчивости акустических свойств.

Автором использовалась методика инверсии с применением нейронных сетей. После проведения сейсмической инверсии строились нейροкомпьютерные модели, связывающие распространение коллекторских свойств с распределением параметров уточненных акустических моделей. После построения таких моделей

распределения коллекторских свойств их объемный прогноз проводится интерполяцией данных ГИС в межскважинное пространство с учетом пространственного поведения акустических параметров, уточненных в ходе инверсии. Исходными данными для сейсмической инверсии являются: начальная (априорная) 3D акустическая модель, оператор (операторы) сейсмического импульса и сейсмические трассы, полученные в результате обработки с сохранением динамических свойств отраженных волн.

Используя сверточную модель формирования сейсмической записи, для априорной модели рассчитывается синтетическое волновое поле и сравнивается с сейсмическим волновым полем. Задача инверсии состоит в том, чтобы, оставаясь в рамках априорных геологических ограничений, путем целенаправленного перебора параметров модели среды, добиться максимального подобия синтетического и сейсмического волновых полей. Программа 3D стохастической сейсмической инверсии осуществляет уточнение пластовой акустической модели, используя стохастический алгоритм глобальной оптимизации – имитационный аннилинг. В процессе сейсмической инверсии подбираются скорость, плотность и толщина пласта, причем поиск решения осуществляется не потрассно, а для всей 3D модели в целом, что позволяет обеспечить пространственную связность и геологическую непротиворечивость решения, а также повысить вертикальную разрешенность. Перебор ведется до тех пор, пока подобранные в каждой точке модели сочетания скорости и плотности не обеспечат подобия синтетических и сейсмических трасс для всех точек одновременно. Для получения высокоразрешенного устойчивого решения задачи инверсии максимально полно учитываются доступные геолого-геофизические данные. Априорная геолого-геофизическая информация вводится посредством задания диапазонов возможных значений величин скорости и плотности, использования статистической связи между V_p и плотностью, найденной по ГИС, учета пространственной корреляции данных, формализованной в виде трехмерных вариограмм. Производится контроль интервальных скоростей в толстых пачках слоев, контроль мощностей слоев и так далее.

Для инверсии формулируется оптимизационная задача. В минимизируемую целевую функцию включаются как слагаемые, учитывающие различие синтетических и сейсмических трасс, так и члены, обеспечивающие геологическую

непротиворечивость решения. Целевая функция рассчитывается для всей акустической модели в целом. Функция зависит от большого числа параметров и имеет несколько минимумов. Для поиска оптимальной модели, которая соответствует наименьшему из минимумов – глобальному минимуму, нами был использован метод глобальной оптимизации – имитационный аннилинг, алгоритм которого подробно описан в работе [37]. Доказано, что решение с высокой вероятностью попадает в близкую окрестность глобального минимума.

На выходе сейсмической инверсии получается эффективная акустическая 3D модель, объединяющая сейсмическое волновое поле с данными ГИС и априорными геологическими данными о конфигурации границ и свойствах пластов. Полученная модель свободна от влияния интерференции отражений от соседних границ тонкослоистой среды и обладает повышенной вертикальной разрешенностью по сравнению с разрешенностью исходного сейсмического поля.

Стохастический характер алгоритма инверсии позволяет оценить степень неопределенности решения задачи, получая для одних и тех же исходных данных набор акустических моделей, каждая из которых одинаково хорошо согласуется с сейсмическим волновым полем и априорной геологической информацией. Уточненная в ходе стохастической инверсии акустическая модель может использоваться для прогноза пористости, глинистости и эффективной толщины.

Результаты использования описанных методик прогнозирования ФЕС на конкретных месторождениях, как будет показано в заключительной главе, позволили уточнить геологическое строение и распределение подсчетных параметров.

При прогнозе коллекторских свойств в межскважинном пространстве не существует какого-то единого алгоритма. Все перечисленные выше методы имеют объективные ограничения и весьма существенные недостатки, которые необходимо учитывать во избежание грубых ошибок при моделировании месторождений. Интерпретатор обязан выбрать технологию прогноза, исходя из конкретной ситуации на рассматриваемом месторождении и поставленной геологической задачи.

Глава 4. Комплексная интерпретация данных сейсморазведки и каротажа при изучении пространственных характеристик и ФЕС в клиноформных отложениях Западной Сибири.

До недавнего времени при подсчете запасов и обосновании схем разработки месторождений для резервуаров неокома использовались параллельно-слоистые модели, создаваемые на основе профильной сейсморазведки МОГТ-2D и разведочного бурения. При последующем разбуривании месторождения и проведении съемки МОГТ-3D зачастую выявлялось несоответствие такой модели и реального сложного строения резервуара. Таким образом, принципиальная геологическая модель пласта имеет большое значение для уточнения сейсмогеологической модели и решения задач бурения, так как учитывает и согласовывает всю геолого-геофизическую и промысловую информацию об изучаемом объекте. Задачей детального геологического моделирования на поисковой стадии геологоразведочных работ является выявление перспективных площадей для бурения, а на стадии разведки и эксплуатации — оптимизация разработки месторождений за счет более точного описания ФЕС резервуаров и контуров залежей.

4.1. Проблемы изучения геологического строения, выделения продуктивных пластов и прогнозирования ФЕС клиноформных отложений по данным сейсморазведки и каротажа

Построение цифровых геологических моделей залежей углеводородов за последнее десятилетие стало неотъемлемой частью геологоразведочных работ. Применяемая автором методика по построению геологических моделей основана на разработках ОАО «Центральная геофизическая экспедиция», г. Москва. Достаточно полное и подробное описание существующих технологий построения геологических моделей и обзор программных реализаций приведено в работе М. В. Перепечкина [65]. При построении геологических моделей продуктивных пластов выделяют следующие этапы (рис. 8):

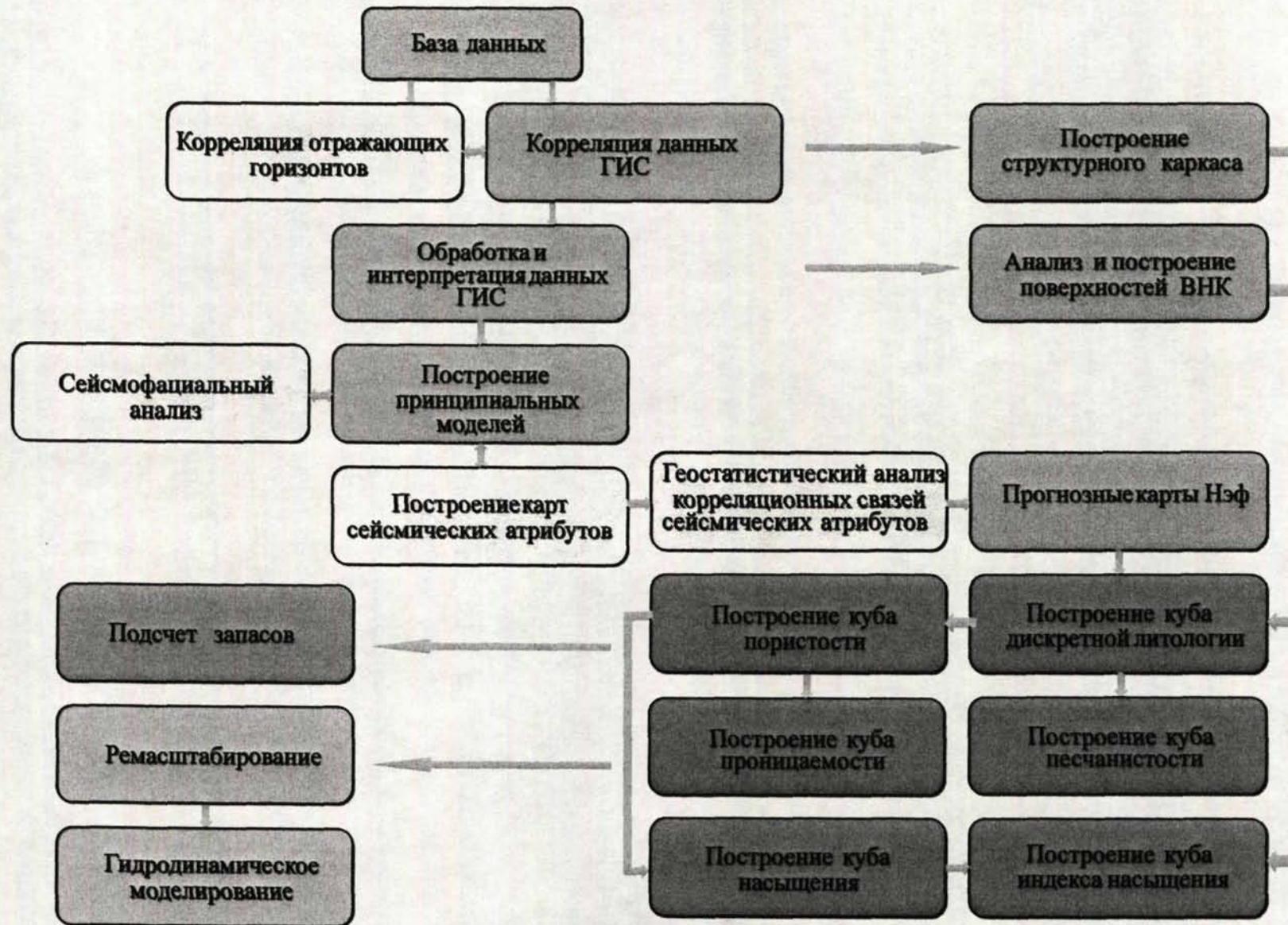


Рис. 8. Основные этапы построения трехмерных геологических моделей.

1. Обоснование априорной геологической модели и построение прогнозных карт эффективных толщин с учетом седиментационного анализа и анализа каротажных фаций.
2. Прогнозирование эффективных толщин и ФЕС коллектора на основании анализа сейсмических атрибутов.
3. Построение структурного каркаса по всем продуктивным пластам.
4. Анализ положения межфлюидных контактов.
5. Расчёт цифровых геологических моделей. Геометризация залежей.
6. Оценка запасов углеводородов.

При изучении геологического строения неокомских отложений Западной Сибири наиболее сложными и важными этапами в приведенной схеме являются определение стратиграфических границ продуктивных пластов, обоснование положения межфлюидных контактов и прогнозирование распределения коллекторов в межскважинном пространстве. Этим этапам уделено основное внимание в исследованиях автора, результаты которых приведены в данной главе.

Построение трехмерной цифровой геологической модели включает литологическое моделирование, результатом которого является создание дискретного куба литологии, индексы которого определяют фациальную принадлежность (в простейшем случае коллектор-неколлектор), и петрофизическое моделирование, при котором рассчитываются кубы основных параметров для подсчета запасов – пористость, нефтенасыщенность, проницаемость и другие. Технологические этапы моделирования на сегодняшний день хорошо разработаны [25], достаточно формализованы и запротоколированы в соответствующих программных продуктах (DV-Geo, Petrel, Tigress, Irap RMS, Temis, StrataModel, GOCAD и другие).

Исходной информацией для моделирования являются региональные представления о геологии изучаемого района, значения параметров пласта в скважинах, набор структурных поверхностей полученных по материалам сейсморазведки, прогнозные карты и кубы ФЕС. Построение структурных поверхностей по отражающим горизонтам описано в предыдущей главе. Отметим, что при невозможности корреляции в волновом поле отражающего горизонта, приуроченного непосредственно к продуктивному пласту, данную

стратиграфическую поверхность, как правило, получают методом схождения от имеющихся горизонтов с основой на скважинных данных.

Как уже отмечалось некоторыми авторами [4, 32], не существует единого общепризнанного алгоритма прогноза эффективных толщин и ФЕС в межскважинном пространстве. Практика показывает, что наилучший результат достигается при комплексировании методик, основанных на скважинных и сейсмических данных, а также с учетом региональных геологических представлений. Этот подход часто позволяет получать достаточно надежный результат, однако подразумевает достаточность и достоверность исходных данных, высокую квалификацию исполнителя-геолога и соответствующие возможности программного обеспечения. Комплексный подход возможен при использовании принципиальных моделей исследуемых отложений.

Принципиальная модель продуктивного пласта — это концептуальная гипотеза строения и осадконакопления коллекторов моделируемого объекта, представленная в виде карты эффективных толщин с нанесённой фациальной принадлежностью песчаных тел и дополненная информацией о чередовании этих тел в разрезе. Принципиальная модель интегрирует всю доступную информацию о разрезе – результаты интерпретации ГИС, результаты палеотектонического анализа и анализа каротажных фаций. Практически это выглядит как дополнение исходных скважинных данных трендами, нарисованными геологом согласно его представлениям о строении региона и на основе анализа фаций по материалам каротажа и керна. Однако применение принципиальной модели вносит в геологические построения значительную долю субъективности [4].

Анализ обстановок осадконакопления продуктивных пластов изучаемых месторождений Западной Сибири проводился на основании комплексного изучения материалов 3D сейсморазведки и анализа каротажных фаций по ГИС согласно методикам, описанным в предыдущих главах. Материалы сейсморазведки использовались только совместно с данными керна и ГИС, причем, данные скважин являются точкой опоры в этих исследованиях. Необходимо отметить, что при изучении любого бассейна осадконакопления в первую очередь необходимо восстановить историю его развития. Автором было принято, что все характерные черты геологического строения, которые устанавливаются на конкретных

месторождениях, должны укладываться или, по крайней мере, не противоречить тем общим закономерностям, которые установлены для неокомских отложений Западной Сибири. При динамическом атрибутом анализе подбор сейсмических атрибутов для прогноза коллекторских свойств пласта выполнялся не только исходя из значений коэффициента корреляции, но и с позиции сопоставимости карты атрибута соответствующей принципиальной модели.

Карты прогнозных параметров, полученных в результате динамической интерпретации, окончательно корректировались с учетом невязок на скважинах, дальнейшая редакция карт эффективных толщин включала следующие процедуры:

1. Согласование карты эффективной толщины с границами зон замещения и выклинивания; эффективные толщины убывают к границам зон выклинивания, а коэффициент пористости стремится к граничному значению на зоне глинизации;
2. Сравнение карт общих и эффективных толщин в пределах однородных геологических зон (коэффициент песчаности и общая толщина должны изменяться согласованно);
3. Согласование структурного каркаса и карты эффективных толщин (карта эффективных толщин должна строиться так, чтобы она не пересекалась с картой общих толщин коллектора); данная процедура представляет итерационный процесс, заключающийся в совместном редактировании, как структурных карт, так и карт эффективных толщин;
4. Сглаживание и удаление геологически необоснованных аномалий; данная процедура применялась после анализа сейсмических данных и выяснения причин, вызывающих эти аномалии.

На каждом рассматриваемом месторождении переход от клиноформных ачимовских отложений к шельфовым и от шельфовых к дельтовым зависит от географического положения месторождения, то есть от его положения относительно бровки палеошельфа и источников сноса. При этом необходимо учитывать общие закономерности, которые установлены для Западной Сибири: основной снос происходил с юга, юго-востока, бассейн раскрывался на север, северо-запад.

При динамическом атрибутом анализе подбор сейсмических атрибутов для прогноза коллекторских свойств пласта выполнялся не только исходя из значений коэффициента корреляции, но и с позиции сопоставимости карты атрибута соответствующей принципиальной модели. При этом изначально построенные принципиальные модели не являются неизменными, а могут уточняться и пересматриваться в процессе работы по мере поступления дополнительной информации. Результатом такого анализа являются карты параметров, в которых учтены как элементы атрибутивного анализа, так и элементы априорной геологической модели [4, 29].

Для правильной геометризации залежей, особенно в условиях сильной литолого-фациальной изменчивости, сложной задачей оказался анализ межфлюидных контактов. Как было установлено автором при изучении ряда залежей в неокомском клиноформном комплексе Западной Сибири, основным контролирующим фактором служит не структурный или тектонический, а литологический фактор. Широко известны литологические ловушки, в которых роль флюидоупора по латерали играют зоны глинизации (замещения или выклинивания) коллектора. Причем общепринятое обоснование различия контактов в залежах наличием полной (по всей толщине пласта) зоны глинизации коллектора в ряде случаев не применимо [27, 28, 30].

При проведении анализа межфлюидных контактов автором использовались скважины, характер насыщения пластов в которых был подтвержден данными опробования, или уверенно определен по данным обработки ГИС, структурные поверхности, полученные в результате интерпретации данных сейсморазведки, а также контуры зон глинизации, уточненные по атрибутивному анализу сейсмических материалов [29]. Отметим, что интерпретацию данных о характере насыщения не всегда можно провести однозначно. В случае, когда при перфорации получены притоки чистой нефти, достаточно уверенно можно говорить о вскрытии нефтеносного пласта. Однако, получение воды в ходе испытания проницаемого интервала на приток, особенно небольших объёмов (первые кубометры в сутки), далеко не всегда свидетельствует о водоносности пласта в целевом интервале. Изучение дел скважин и динамики их работы часто позволяет объяснить высокое гипсометрическое положение водонасыщенных пород заколонными перетоками

(негерметичностью скважины), совместной работой нескольких интервалов (в случае испытаний в открытом стволе), или притоками фильтрата бурового раствора из зоны проникновения. В некоторых интервалах, несмотря на выделение коллекторов по материалам ГИС, притоков получено не было. Как и другие исследователи [31, 96, 97], автор связывает данный факт с недовозбуждением пластов в условиях низких фильтрационных свойств коллекторов, характерных, в первую очередь, для ачимовских песчано-алевритовых коллекторов. В ряде залежей исследуемых месторождений приняты горизонтально-неровные контакты (± 5 м от среднего уровня ВНК). Данные флуктуации контакта объясняются различными причинами, как геологического характера (различия в значениях пористости, гидродинамических условиях), так и связанными с неоднозначностью исходной геолого-геофизической информации [31].

Широко известны литологические ловушки, в которых роль флюидоупора по латерали играют зоны глинизации (замещения или выклинивания) коллектора. На основании сейсмических и скважинных данных в шельфовых неокомских пластах на рассматриваемых месторождениях автором были выделены отдельные «черепицеобразные» пласты с различными уровнями ВНК. Т.е. различие в гипсометрии межфлюидных контактов обосновывается наклонными на запад глинистыми пропластками, которые зачастую имеют подчиненное значение в разрезе. Это обстоятельство делает затруднительным их выделение и трассирование.

4.2. Корреляция разрезов скважин и выделение продуктивных пластов с использованием данных сейсморазведки МОГТ и каротажа.

Корреляция разрезов скважин считается основополагающим этапом комплексной интерпретации. Она используется в качестве основы для последующих этапов сейсмической интерпретации, анализа межфлюидных контактов и моделирования. Комплексная корреляция продуктивных шельфовых пластов и ачимовской толщи по данным ГИС и сейсморазведки МОГТ-3D была вынесена нами в отдельный этап, так как корреляция клиноформных отложений была значительно уточнена и их строение оказалось гораздо сложнее, чем

предполагалось в более ранних работах по рассматриваемым месторождениям. Совместный анализ данных сейсморазведки и исследований скважин позволил выделить на рассматриваемой территории в отложениях неокома основные сеймостратиграфические комплексы — ачимовские клиноформные отложения и группу пологонаклоненных шельфовых пластов (БС₁₀, БС₁₂, БУ₁₇) [27, 28, 30].

В процессе корреляции разрезов скважин по рассматриваемым месторождениям Западной Сибири, можно логически выделить несколько этапов, выполнение которых различается как методически (по способам и средствам решения), так и геологически (по интервалам залегания коррелируемых границ). Основными из этих этапов являются следующие:

1. Корреляция стратиграфических границ, соответствующих основным отражающим сейсмическим горизонтам (как правило это трансгрессивные глинистые пачки);
2. Корреляция границ пластов согласно стратиграфическим границам;
3. Комплексная корреляция разреза клиноформного комплекса ачимовской толщи и шельфовых пластов группы Б по данным ГИС и сейсморазведки.

В начале исследования месторождений по всем скважинам были прослежены границы основных стратиграфических подразделений (отделы, ярусы, горизонты, слои), выделяемые в геологическом разрезе площади. Отложения месторождений Западной Сибири можно условно разделить на шесть групп, которые отличаются по условиям осадконакопления и, соответственно, по степени сложности корреляции:

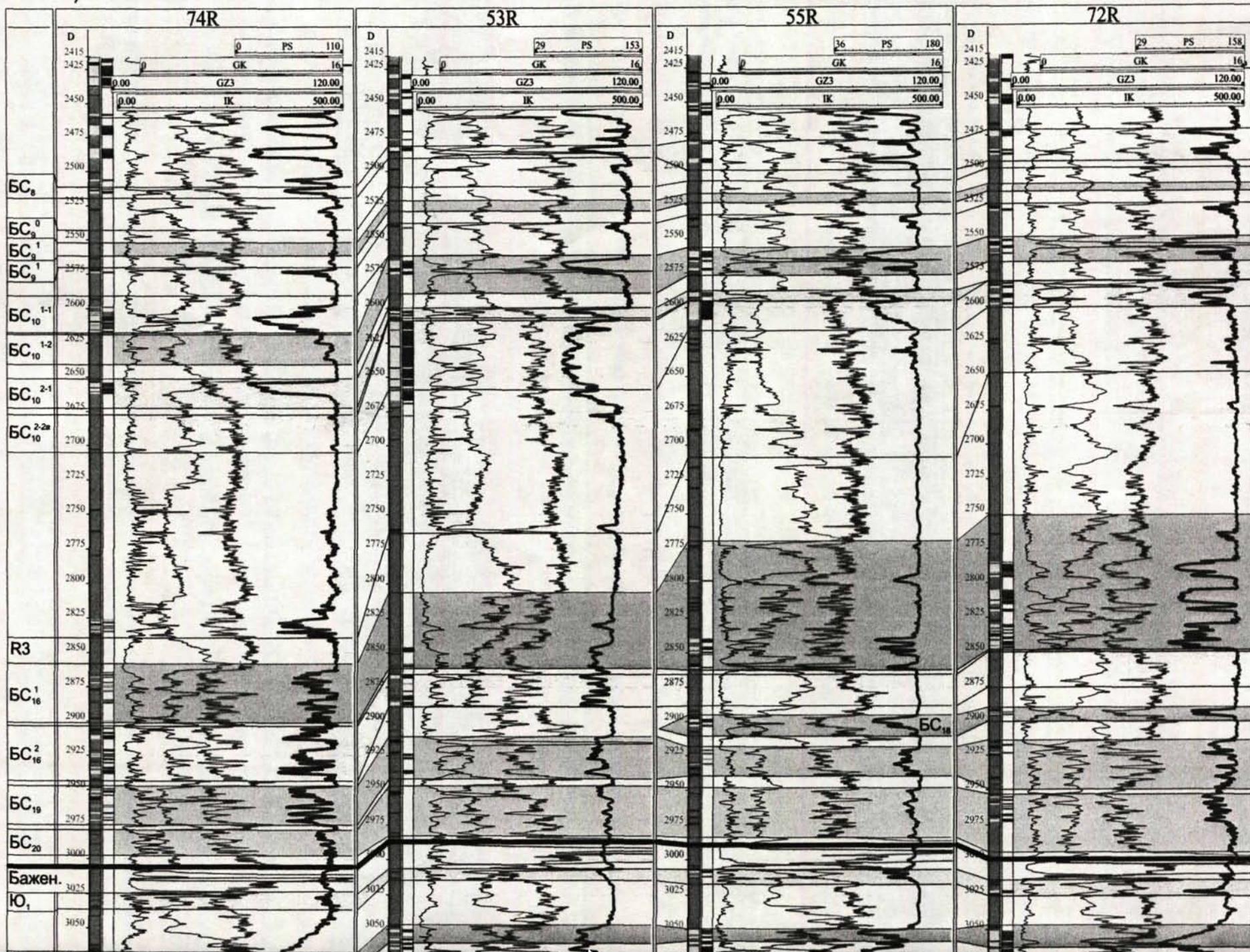
1. Отложения юрского возраста;
2. Ачимовский клиноформный комплекс;
3. Шельфовый комплекс продуктивных пластов группы Б;
4. Отложения усть-балыкской свиты;
5. Отложения сангопайской и алымской свиты;
6. Верхнемеловые и палеогеновые отложения.

На изучаемых месторождениях детальная корреляция отложений была выполнена автором согласно принятой методике — выделение и прослеживание по каротажным диаграммам реперов с устойчивыми геофизическими характеристиками в пределах изучаемой площади. В качестве основных реперных

границ принимались локальные поверхности, связанные, как правило, с однородными породами, выдержанными как по мощности, так и по простиранию, а в качестве дополнительных – поверхности, имеющие устойчивые в пределах изучаемого месторождения геофизические характеристики. К таким реперам относятся: кровля баженовской свиты (горизонт Б), кровля сортымской свиты, а также региональные трансгрессивные глинистые пачки (чеускинская, пимская, «шоколадная» и другие). Кровля баженовской свиты используется как поверхность выравнивания при корреляции вышележащих неокомских отложений. Битуминозные аргиллиты баженовского горизонта уверенно выделяются в разрезе по резкому возрастанию показаний методов сопротивления и гамма-каротажа и характеризуются пониженными показаниями нейтронных методов относительно вмещающих пород (рис. 9а). Комплексная корреляция продуктивных шельфовых пластов и ачимовской толщи по данным ГИС и сейсморазведки 3D вынесена в отдельный этап, так как корреляция клиноформных отложений была значительно пересмотрена, и их строение оказалось более сложным, чем предполагалось в более ранних работах по рассматриваемым месторождениям (рис. 9б).

Выделенные границы увязывались с материалами 3D сейсморазведки. При этом в соответствии с прослеженными сейсмическими отражающими горизонтами, либо уточнялись границы, выделенные по данным ГИС, либо корректировалась фазовая корреляция по данным сейсморазведки. В сущности, этот этап работы был итерационным процессом, при котором приводились в соответствие границы, прослеживаемые по результатам МОГТ-3D и ГИС [8, 14, 16]. Затем выделялись границы пластов, которые по результатам обработки ГИС и данных опробований, интерпретировались как явно или перспективно газо- и нефтенасыщенные с использованием закономерностей изменения геофизических характеристик разреза. Необходимо отметить, что за границы пластов принимались стратиграфические поверхности, то есть те, которые прослеживались независимо от наличия или отсутствия коллектора. Такой подход в условиях неокомского клиноформного комплекса и сильной литолого-фациальной изменчивости и выклинивания пластов автору работы представляется наиболее правильным. Границы коллектора пласта при таком подходе выделяются на более позднем этапе – по результатам обработки данных ГИС в ранее выделенных стратиграфических интервалах пластов.

a)



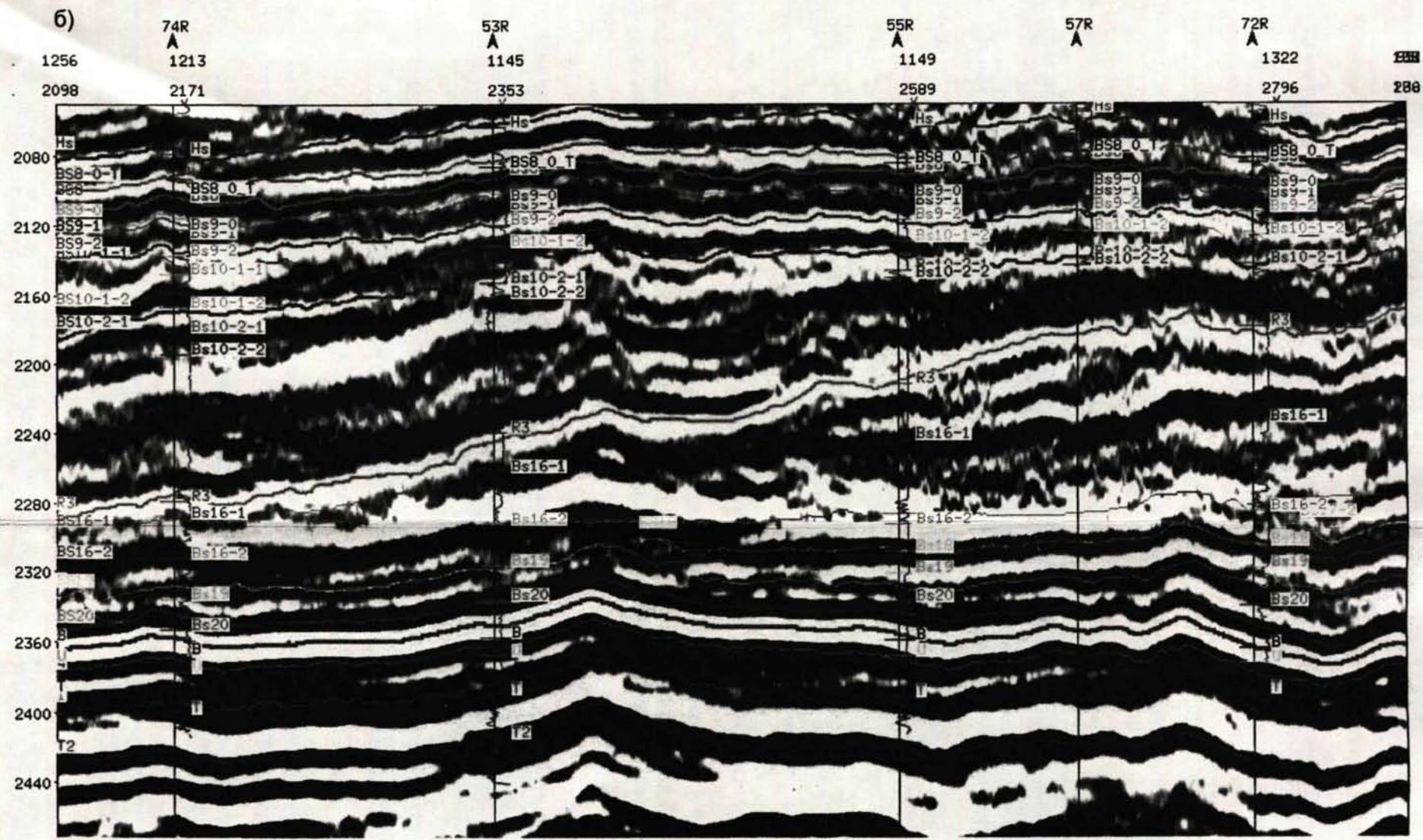


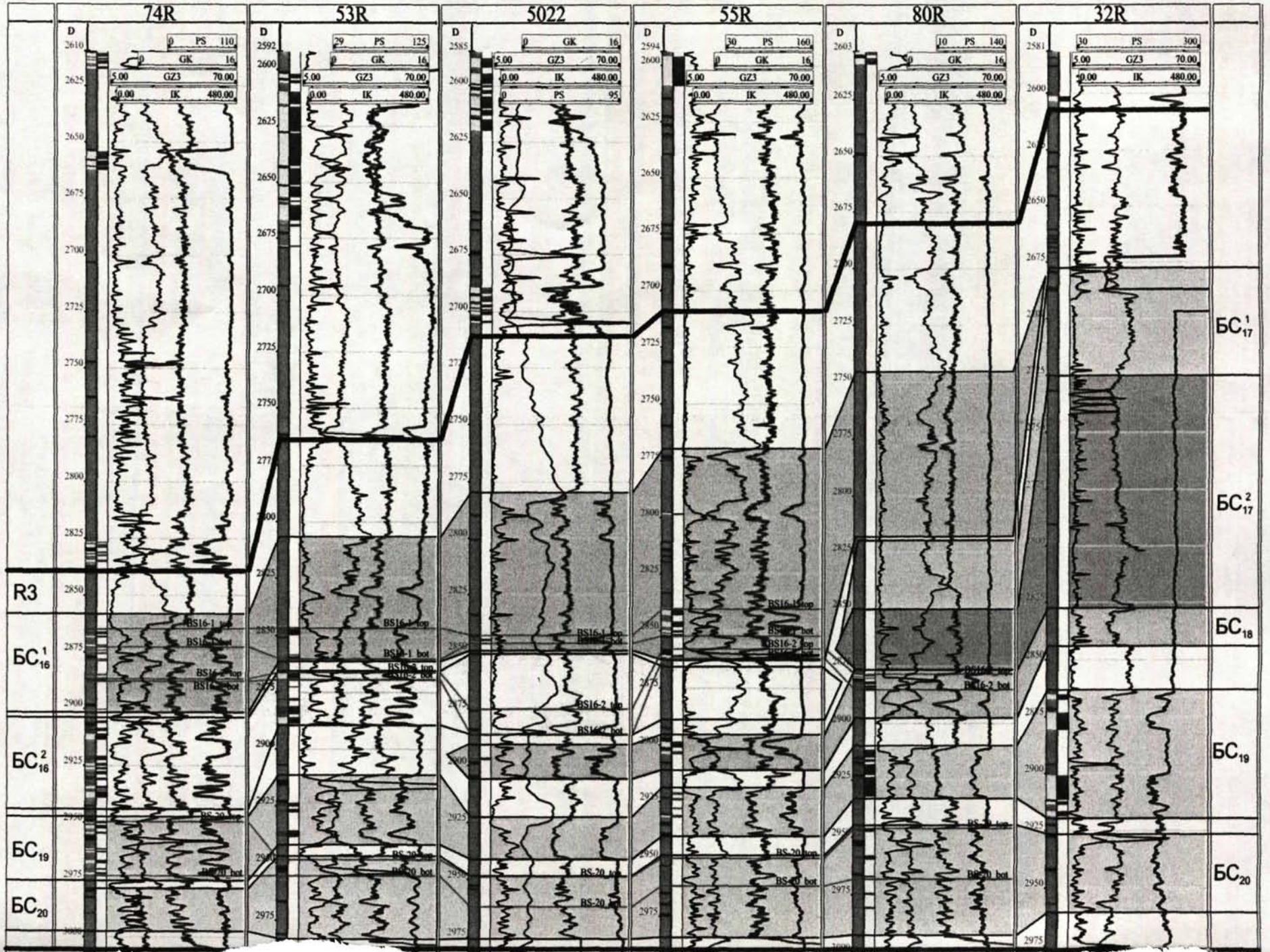
Рис. 9. Пример корреляции продуктивных пластов месторождения Ноябрьского района:
 а) схема корреляции разрезов скважин, б) сейсмический разрез.

Пример результатов совместной корреляции по комплексу сейсморазведки и ГИС приведен для одного из месторождений Ноябрьского района (рис. 10). На данном месторождении шельфовые пласты группы БС₁₀ вскрыты более чем 500 скважинами, кровлю баженовской свиты вскрывают 39 скважин. В ачимовских отложениях на площади выделяются пласты БС₁₆¹, БС₁₆², БС₁₇¹, БС₁₇², БС₁₈, БС₁₉ и БС₂₀, с которыми отождествляются соответствующие сейсмические горизонты. В качестве опорных границ выравнивания при корреляции клиноформного комплекса использовалась граница кровли баженовской свиты. Как уже отмечалось выше, заполнение глубоководного палеобассейна происходило ритмично, прерываясь трансгрессиями, во время которых формировались глинистые пачки. Последние хорошо выделяются в волновом поле как наклонные сигмовидные границы. Примером такой четкой границы может служить репер R3, который приурочен к кровле клиноформного ачимовского комплекса. В пределах изучаемого района видно, что пласты БС₁₈, БС₁₉ и БС₂₀ залегают субпараллельно баженовской свите, что свидетельствует о том, что они представлены глубоководными отложениями. Боковая линия на кривой ПС характеризуется сильной расчлененностью, что говорит о плохой сортировке отложений и косвенно свидетельствует об отсутствии влияния на них волн и подтверждает предположение о глубоководности бассейна. Причем пласт БС₁₈ выклинивается в западной части полигона сейсмической съемки. Это линзовидное строение свидетельствует о том, что он накапливался уже у подножия склона. Явное клиноформное строение имеют пласты БС₁₆¹, БС₁₇¹ и БС₁₇², которые резко воздымаются на востоке площади. Пласт БС₁₆² также воздымается на восток и выклинивается в данном направлении. Как видно на рисунке 10, кривая ПС в ачимовских отложениях характеризуется сильной изрезанностью без видимой упорядоченности изменения показаний по разрезу, что указывает на отсутствие закономерного распределения зернистости, плохой сортировке и возможной приуроченности отложений к оползневым телам.

Над ачимовскими отложениями залегает комплекс шельфовых пластов. Шельфовые пласты на изучаемых месторождениях являются основными объектами эксплуатации. Подробное описание результатов корреляции данного интервала будет дано в следующем разделе, так как выделение продуктивных пластов здесь

a)

Выравнивание по кровле баженовской свиты.



BS-20 top - отбивки, выполненные по модели параллельного залегания пластов

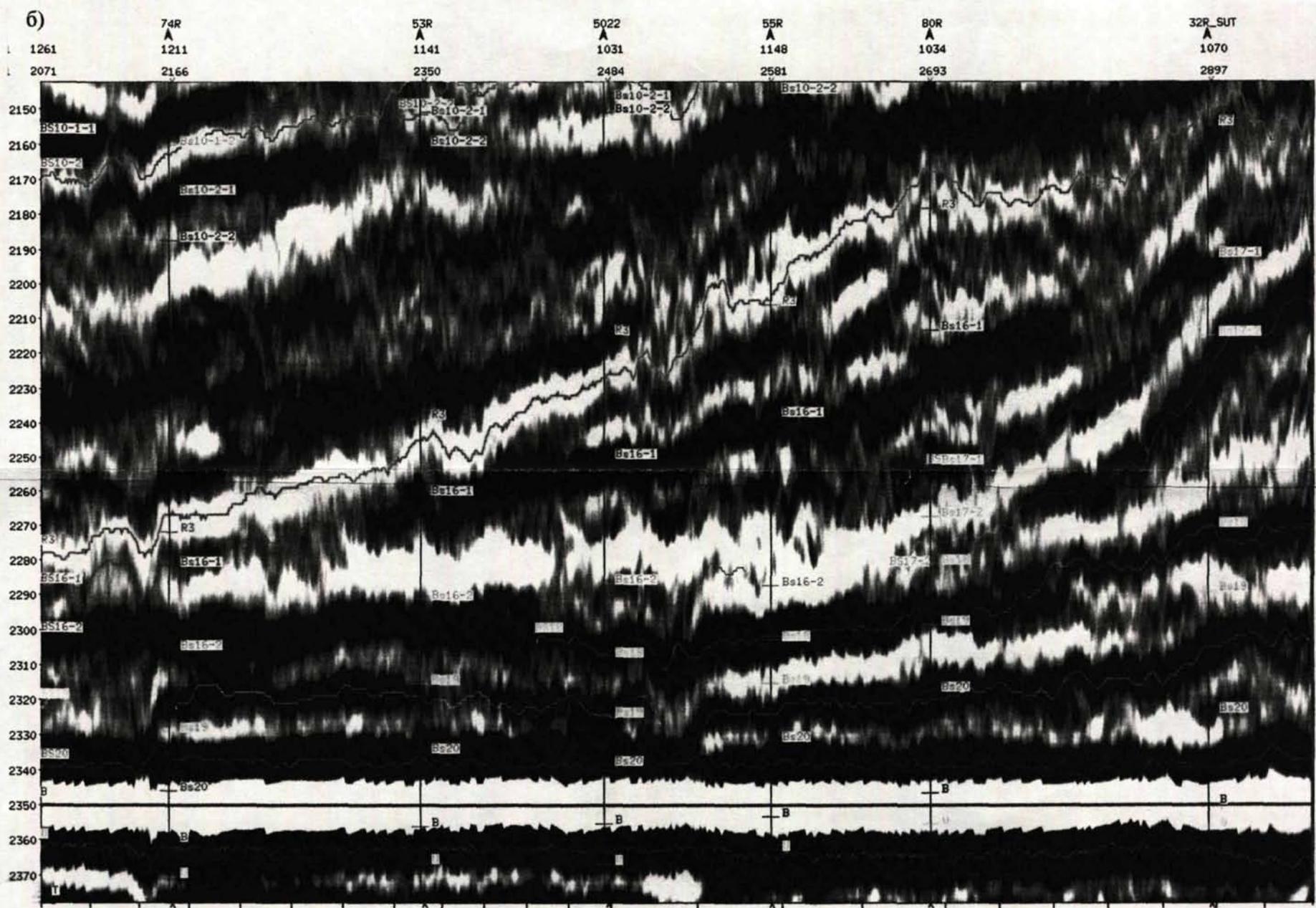


Рис.10. Пример корреляции ачимовских отложений: а) схема корреляции разрезов скважин, б) сейсмический разрез.

сильно осложнено, и осуществлялось с привлечением данных о насыщении и гипсометрии межфлюидных контактов и, по сути, явилось частью этапов обоснования ВНК и моделирования.

Практический опыт автора показал, что выделение стратиграфических единиц в неокомских пластах должно выполняться не просто путем сопоставления кривых ГИС, а с учетом всех выявленных закономерностей геологического строения района работ согласно региональным данным, с опорой на сейсмические разрезы и априорную модель исследуемых отложений. Совместный анализ данных сейсморазведки и исследований скважин позволил выделить на рассматриваемой территории в отложениях неокома основные сеймостратиграфические комплексы – ачимовские клиноформные отложения и группу пологонаклоненных шельфовых пластов. Комплексование сейсмических и промысловых данных имеет особенно важное значения в условиях клиноформного строения, когда одни и те же части разных клиноформ из-за схожести образов на каротажных диаграммах относятся к одному пласту. Такая ошибочная корреляция приводит к неправильному распределению коллекторов в разрезе, трудностям при обосновании контактов и, в конце концов, к неправильной геологической модели месторождения [27].

4.3. Использование данных сейсморазведки и каротажа для прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств и построения детальных геологических моделей продуктивных пластов в условиях клиноформных комплексов Западной Сибири

При изучении свойств отложений, характеризующихся частым переслаиванием и линзовидным строением пластов, решение задачи прогнозирования разреза путем интерполяции свойств в межскважинном пространстве практически невозможно. Данные сейсмических исследований восполняют недостаток информации и позволяют выполнить более обоснованный прогноз свойств резервуара в объеме [15].

4.3.1. Проблемы моделирования и прогнозирования геологического строения залежей углеводородов неокомского комплекса месторождений Западной Сибири

При изучении ряда месторождений Западной Сибири нами было установлено, что в том случае, когда коллектор в целом имеет невыдержанное в плане распространение (в том числе и клиноформное), допустимым является прогнозирование зон глинизации, разделяющих залежь на части. При этом их контуры должны быть обоснованы (например, результатами интерпретации сейсморазведочных данных) и не противоречить имеющимся скважинным данным. Неявные клиноформы в пластах, завершающих соответствующий этап некомпенсированного осадконакопления (неокомский этап), являются разновидностями литологических гидродинамических экранов. На основании сейсмических и скважинных данных в шельфовых неокомских пластах группы Б автором были выделены отдельные «черепицеобразные» пласты с различными уровнями ВНК. Судить о том являются ли внутренние границы комплексов гидродинамическими экранами, разделяющими разные залежи, можно по гипсометрии контактов.

Чешуйчатое, пологонаклонное строение шельфовых пластов часто довольно сложно идентифицировать на кривых ГИС. При анализе ундаформной части неокомского разреза месторождений исключительно по данным бурения, отложения коррелируются как покровные параллельно залегающие пласты, в то время как на сейсмических разрезах явно прослеживается наклон пластов на запад. Примером подобной нестыковки данных ГИС и сейсмики является одно месторождение Сургутского района. На рисунке 11 выделены ачимовские отложения, шельфовый продуктивный комплекс пласта БС₁₂ и горизонтально залегающие пласты БС₁₀₋₁₁ сортымской свиты [27, 28, 30]. На данном месторождении одним из основных объектов разработки является пласт БС₁₂, накопление которого происходило в шельфовых условиях. По данным ГИС кровля пласта выделяется достаточно уверенно по уменьшению показаний метода ПС, ГК и ИК, что соответствует опесчаниванию отложений. Подошва пласта проводится гораздо менее уверенно и ее корреляция была весьма затруднительна (рис. 11а).

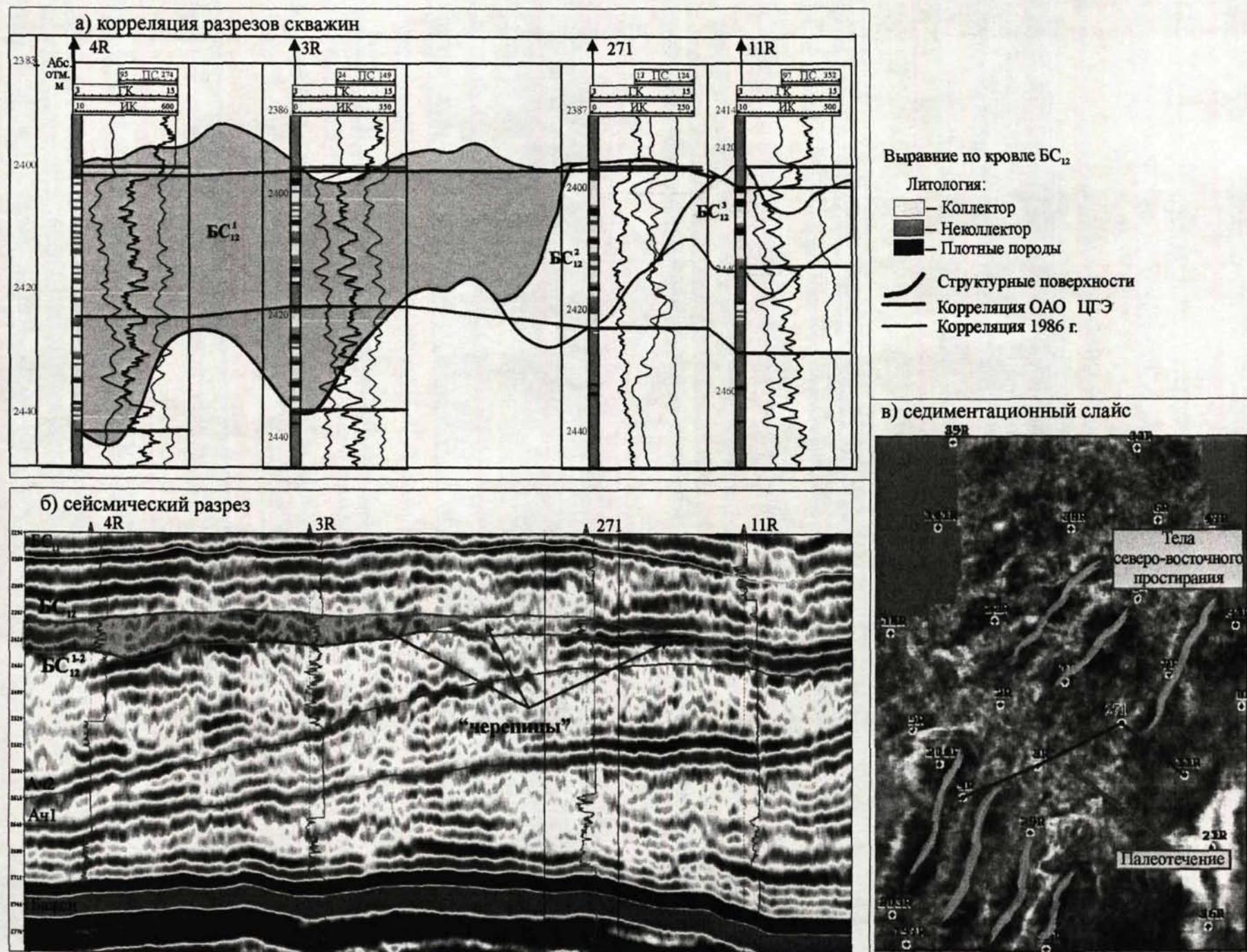
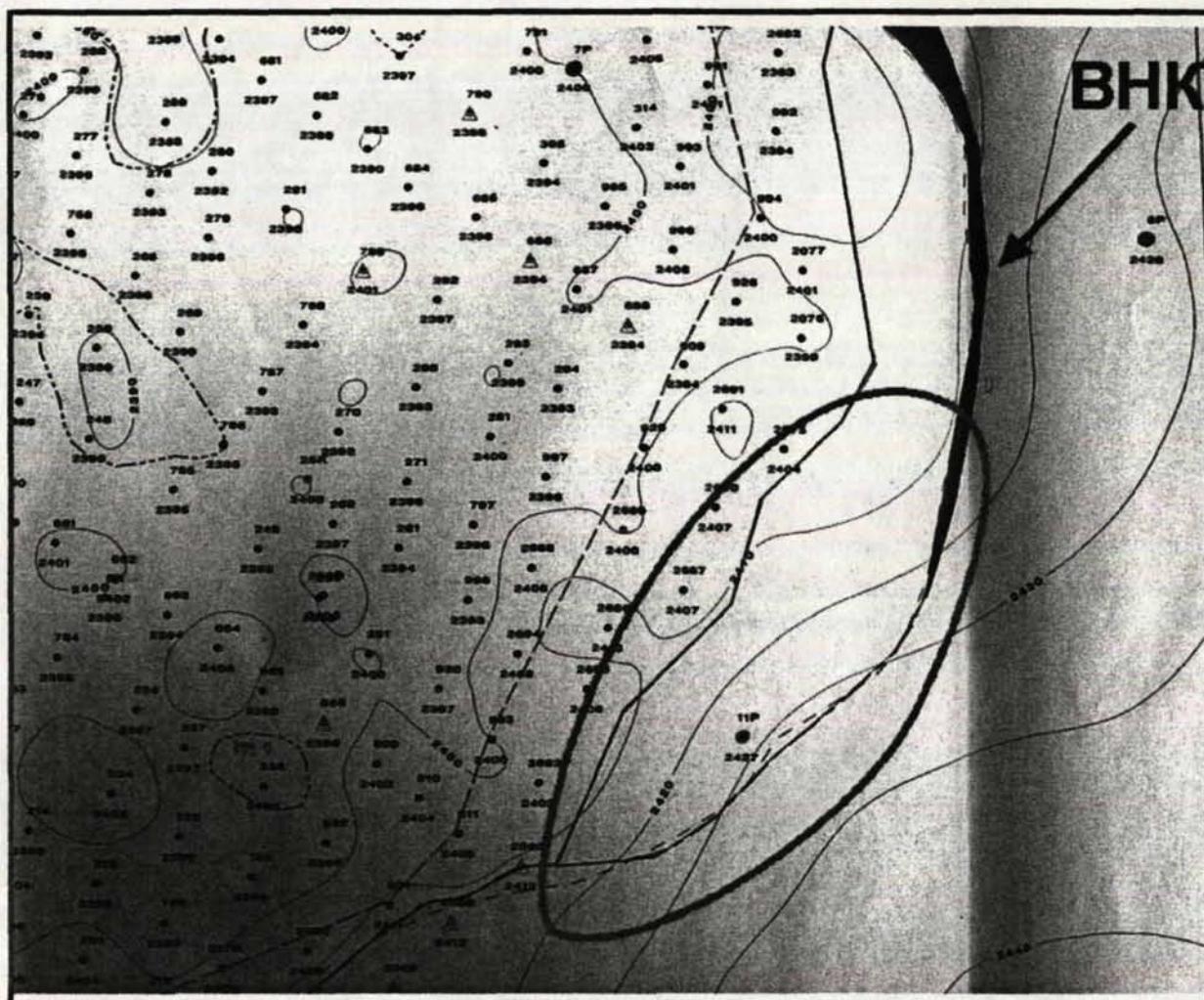


Рис. 11. Выделение линз-"черепиц" в пласте BC_{12} сортымской свиты по данным ГИС и сейсморазведки МОГТ-3D.

В предыдущих работах по данному району корреляция пласта выполнялась по принципу сохранения мощностей и считалось, что залежи нефти пласта БС₁₂ имеют достаточно простое строение и контролируются структурным фактором, то есть пологими антиклинальными поднятиями. Размеры основной залежи составляют 17*10 км, глубина залегания -2400-2450 м, дебиты нефти достигают 105 м³/сут. При таком упрощенном подходе основной проблемой стал этап обоснования межфлюидных контактов (ВНК). При оценке гипсометрического положения ВНК были выявлены зоны с существенно отличающимися отметками (до 30 м). В использовавшихся нами скважинах характер насыщения был уверенно определен по результатам интерпретации ГИС и подтвержден испытаниями. Так как взятые за основу разведочные скважины были практически вертикальными, это исключало ошибку в инклинометрии и, следовательно, в определении положения абсолютных отметок пластопересечений. В предыдущих работах опесчаненные части разных клиноформ были отнесены к одному пласту, так как по ГИС они имеют схожие характеристики — пониженные показания ПС и ГК (рис. 11а). В первых работах (1986 г.) ВНК на основной залежи был принят в интервале абсолютных отметок -2414±5,1 м. Впоследствии при эксплуатационном разбуривании положение ВНК уточнилось, и было принято несколько выше на абсолютных отметках 2409,3±2,6 м (2001 г.). Такие интервалы являются допустимыми для больших по площади залежей. Однако, как видно на подсчетном плане 2001 г. получившийся единый ВНК пласта БС₁₂ является существенно наклонным (до 30 м) (рис. 12). В вертикальной скважине 11Р по испытаниям получен промышленный приток нефти дебитом 26,8 м³/сут и воды (40,2 м³/сут) из интервала с абсолютной отметкой 2424,5-2428,5, который гипсометрически находится существенно ниже принятого контакта в склоновой части основного поднятия. Одним из возможных объяснений данного факта могло бы стать изменение структурного плана месторождения, то есть приуроченность залежей к разным локальным поднятиям. Однако, как показали данные интерпретации сейсмических материалов МОГТ-3D, на структурной карте по кровле пласта БС₁₂ выделяется единое поднятие (рис. 13), поэтому объяснить изменение ВНК приуроченностью к разным куполам не представляется возможным.



○ - область скачка ВНК

Рис. 12. Выкопировка и подсчетного плана пласта BC₁₂ месторождения Сургутского района, 2001 г.

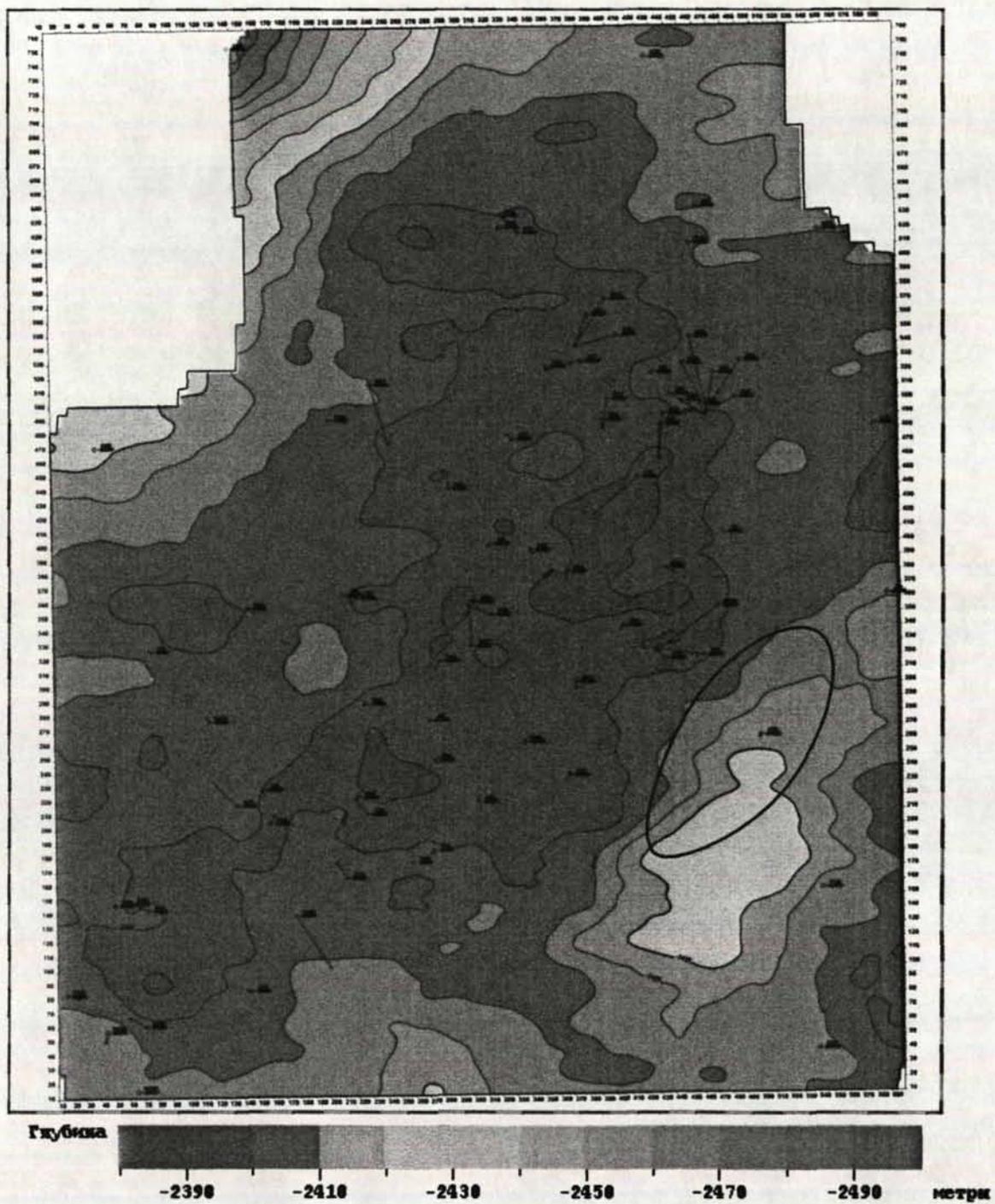


Рис. 13. Структурная карта кровли пласта БС₁₂ месторождения Сургутского района.

Так как скважина вертикальная, то исключить ее из-за ошибок в инклинометрии также нельзя. Более того, в данном районе нет ни одной скважины, в которых данный пласт по всей мощности характеризовался как неколлектор, что бы дало возможность объяснить такой скачок ВНК наличием гидродинамического экрана в виде полной глинизации коллектора [30].

4.3.2. Качественный анализ сейсмических данных и выделение стратиграфических комплексов в клиноформных отложениях

Первым этапом стал качественный анализ сейсмических данных. В разрезе пласт БС₁₂ залегает непосредственно на ачимовских клиноформах, причем в подошвенной части отмечаются признаки эрозии кровли клиноформ ачимовского комплекса. Это свидетельствует о том, что отложения сформировались в момент выдвижения бровки шельфа после эрозии ачимовских клиноформ, то есть БС₁₂ выдвигается (проградирует) на подготовленное ложе и образуется второй этап клиноформенного комплекса. При детальном изучении волнового поля в целевом интервале было установлено, что данный интервал характеризуется черепицеобразным расположением отражений, которые, как уже отмечалось в предыдущих главах, характеризуют направление стратиграфических границ (рис. 11б). Это объясняется образованием осадков при горизонтальном наращивании в условиях мелководья. Такие черепицы выделяются в районе скважин 204R, 738, 1R, 7R, 11R, 21R и некоторых других. При анализе седиментационных слайсов были выявлены тела, простирающиеся с юга-запада на северо-восток, характеризующие черепицеобразную конструкцию пласта. Однако, в средней части данные тела практически прекращают прослеживаться, что, по-видимому, связано с наличием палеотечения, перпендикулярного бровке шельфа (рис. 11в). Данное палеотечение существовало в процессе формирования нижележащей клиноформы и сохранялось во время формирования пласта БС₁₂. Наличие такого палеоканала согласуется и со скважинной информацией. Так отложения в скважинах 18R, 2R, 212, 782 согласно классификации В.С. Муромцева [55] по форме кривой ПС (блоковая форма записи, практически горизонтальная подошвенная линия) могут быть отнесены к фации каналов. Данные отложения характеризуются высокими

значениями $\alpha_{пс}$ – порядка 0,75-1,00, что соответствует осадконакоплению в достаточно гидродинамически активных условиях. Более изрезанные кривые ПС в ряде скважин (например, скважина 656) характеризуют зону распространения пойменных отложений. Для кривых ПС, расположенных в зоне развития черепиц, характерна несколько иная форма – в целом им соответствует воронкообразная форма ПС, что свидетельствует об осадконакоплении в дельтовых условиях при постепенном относительном понижении уровня моря. Данные выводы о форме кривой ПС являлись основополагающими при уточнении корреляции подошвы данного пласта [27, 30]. Отметим, что подобные модели образования течения в условиях авандельты уже описывались в литературе [50], что подтверждает ее правдоподобность.

В районе скважины 11R выделяется отдельная зона, которая, по-видимому, приурочена к бровке палеошельфа. Зона в виде черепицы выделяется и на сейсмических разрезах. Это послужило основанием для выделения в скважине 11R отдельного черепицеобразного пласта в качестве объекта для подсчета запасов и позволило таким образом решить проблему обоснования скачка ВНК. Аналогично такой же отдельный пласт был выделен и в районе скважин 31R, 997.

Следующим этапом для детализации распространения коллектора был выполнен анализ сейсмических атрибутов, в результате которого была получена карта эффективных толщин коллектора пласта БС₁₂. Выполнить атрибутивный анализ для отдельных зон не представляется возможным из-за недостаточного количества вскрывающих их скважин. При анализе атрибутов учитывались выделенные на предыдущих этапах исследования особенности геологического строения изучаемых отложений. Как видно на карте комплексного сейсмического атрибута, полученного с использованием нейронных сетей, распределение эффективных толщин коллектора (Нэф) хорошо согласуется с представлениями о клиноформном строении пласта - аномалии Нэф вытянуты с юго-запада на северо-восток (рис. 14). На участке скважин 2R-3R-215 можно выделить вытянутую субширотную аномалию, соответствующую области палеотечения.

Карта средних амплитуд волнового поля

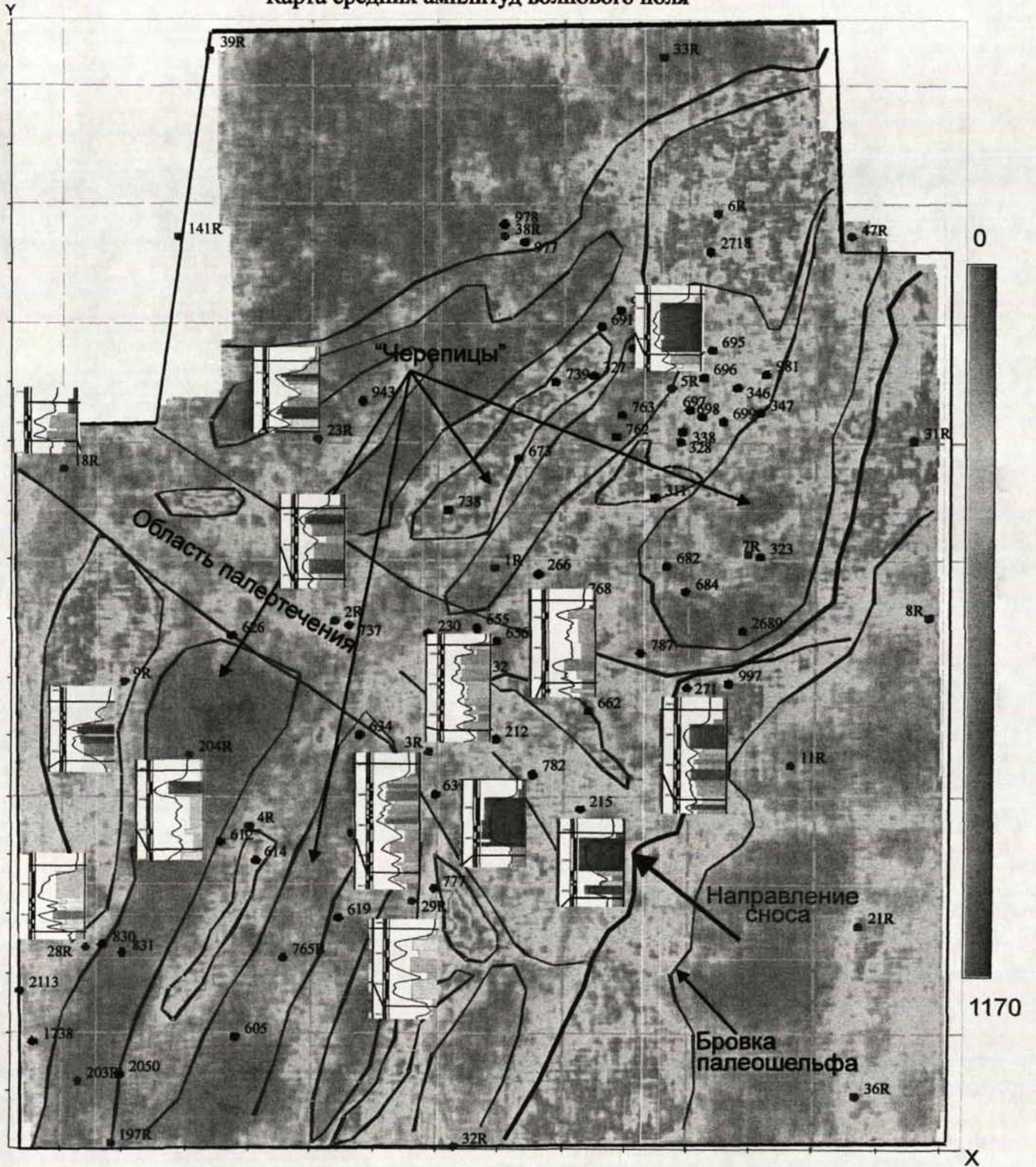


Рис. 14. Картирование фациальных зон пласта БС₁₂ по сейсмическим данным.

Таким образом, после комплексного анализа данных сейсморазведки и ГИС считавшийся единым пласт BC_{12} состоит из совокупности разобщенных линз с различными ВНК: BC_{12}^1 (основной пласт), BC_{12}^2 (в районе скважин 271, 997, 91R) и BC_{12}^3 (в районе скважин 11R, 8R). Пласт, как видно на разрезе, состоит из отдельных песчаных тел - "черепиц" (BC_{12}^1 , BC_{12}^2 , BC_{12}^3), разделяемых глинистыми перемычками (мощностью от 1,5 до 12 метров), которые являются гидродинамическими экранами [27, 28]. При более детальном анализе строения основного пласта BC_{12}^1 в нем были выделены на основании фациального районирования по сейсмическим атрибутам и гипсометрии ВНК отдельные небольшие линзы, каждая из которых соответствует определенной форме песчаных тел. Так линзы в районе скважин 6P и 204P соответствуют остаткам черепиц шельфа, а в районе 311 и 662, судя по их морфологии в плане и положению относительно бровки шельфа, соответствуют аккумулятивным формам типа локальных конусов выноса (рис. 14). Основываясь на новой, предложенной автором, модели строения пласта BC_{12} в виде отдельных линз были даны рекомендации по корректировке точек заложения новых скважин, нацеленные на доразведку с целью выявления невыработанных запасов в практически неохваченных эксплуатационным бурением пластах BC_{12}^2 и BC_{12}^3 .

Как показали исследования автора, выявленное черепицеобразное строение не является уникальным геологическим явлением. Такое строение шельфовых пластов было установлено и на ряде других месторождений Западной Сибири.

Подобное «черепицеобразное» строение шельфовых пластов, образовавшихся в условиях как вертикального, так и горизонтального перемещения обломочного материала в водной толще, наблюдается на месторождении Самбургско-Уренгойской зоны. Данное месторождение во время написания этой работы находилось на поисково-разведочном этапе. В пределах полигона сейсморазведочных работ площадью порядка 200 км² на тот момент было пробурено всего четыре поисково-разведочные скважины, что делает невозможным применение количественного анализа сейсмических атрибутов. Продуктивность в неокомском комплексе была установлена в шельфовом пласте БУ₁₇, с которым связывались основные перспективы данной площади. Песчаный материал, генетически и пространственно связанный с областями разгрузки

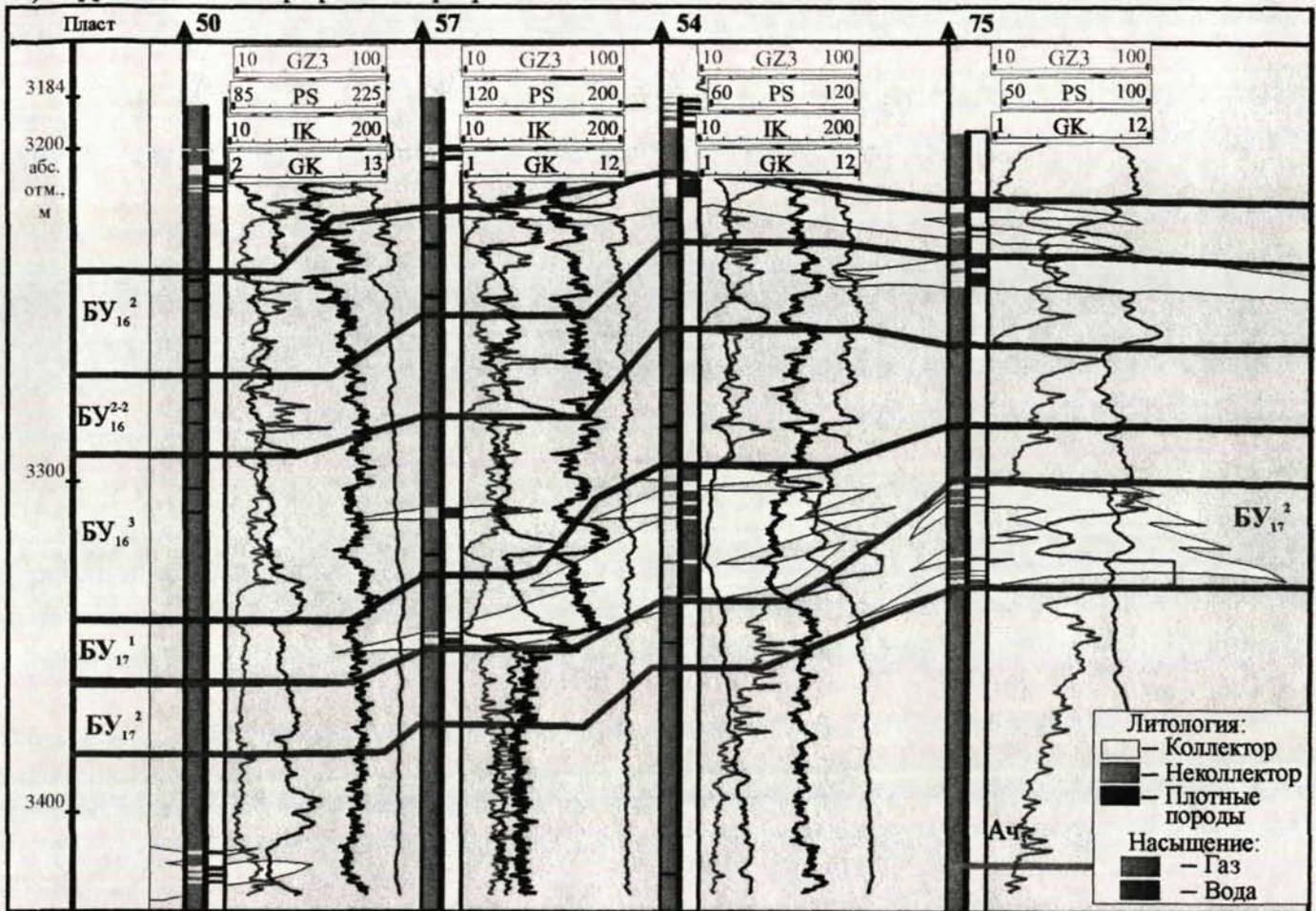
осадков, транспортируемых аллювиально-дельтовыми системами, сносился, как и на остальных месторождениях, с востока и заполнял прогнутые участки рельефа. Это привело к формированию литологически экранированных вытянутых субмеридионально ловушек, которые на более поздних этапах были заполнены газом и газоконденсатом [28].

Центральным и основополагающим этапом выполненных исследований стала корреляция отраженных волн, что обуславливается, в первую очередь, небольшим количеством пробуренных скважин. От того, как выполнена сейсмическая корреляция, во многом зависит конечный результат интерпретации. Поэтому этот этап рассматривался как итерационный процесс, в котором детально анализируется волновое поле, уточняется стратиграфическая привязка, выделяются наиболее выразительные аномалии сейсмической записи, проигрываются варианты геологической модели и, по сути, зачастую принимаются ключевые решения всей последующей интерпретации.

С этой целью на данном этапе активно используется процедура седиментационного анализа, позволяющая вычленивать тонкие особенности изменения волнового поля, связанные с проявлением искомым геологическим объектам в сейсмической записи. Это позволяет осмысленно выбрать наиболее верный вариант корреляции, уточнить стратиграфическую привязку и оценить необходимость поворота полярности корреляции, например, при встрече объектов типа газовых залежей. Таким образом, на данном месторождении было выявлено линзовидное, черепицеобразное строение шельфовых пластов группы БУ₁₇, которое подчеркивается аномалиями типа «яркого пятна», характерных для газонасыщенных песчаников (рис. 15). Однако, довольно часто в условиях Западной Сибири такие аномалии могут быть связаны и с глинистым замещением. Эта проблема была решена в ходе проведения AVO-анализа, по методике, описанной в главе 3.

На следующем этапе с целью более глубокого анализа были рассчитаны куб ПАК (рис. 16) и набор параметров по перспективным объектам, намеченным ранее в ходе этапов корреляции и седиментационного анализа. На рисунке 16 помимо комплекса отложений пласта БУ₁₇ достаточно четко выделяются ачимовские клиноформы, но в этом интервале аномалий типа яркого пятна не выявлено.

а) корреляционный профильный разрез



б) седиментационный слайс по кровле пласта БУ₁₇



в) сейсмический разрез

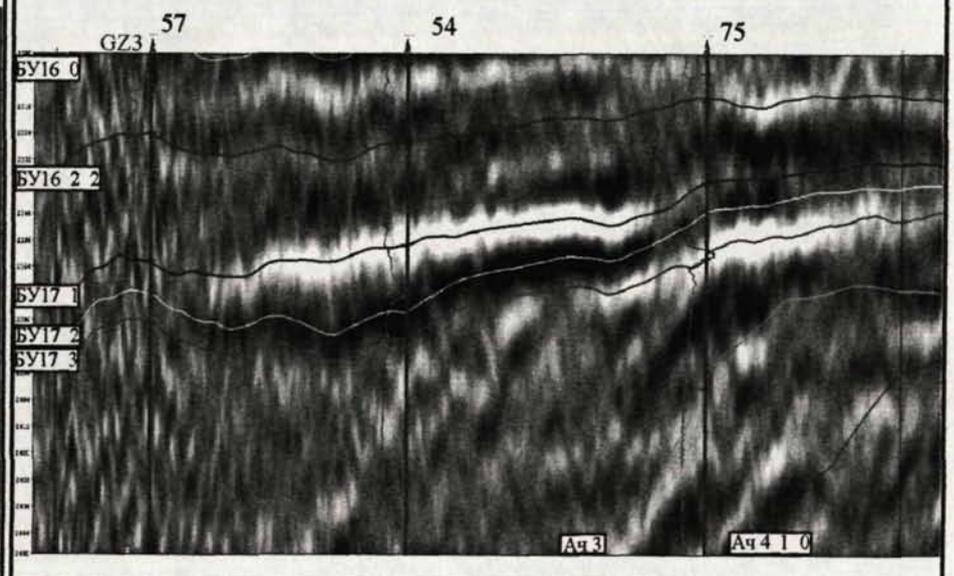


Рис. 15. Строение шельфового пласта БУ₁₇, месторождения Самбургско-Уренгойской зоны по данным сейсморазведки МОГТ-3D и каротажа.

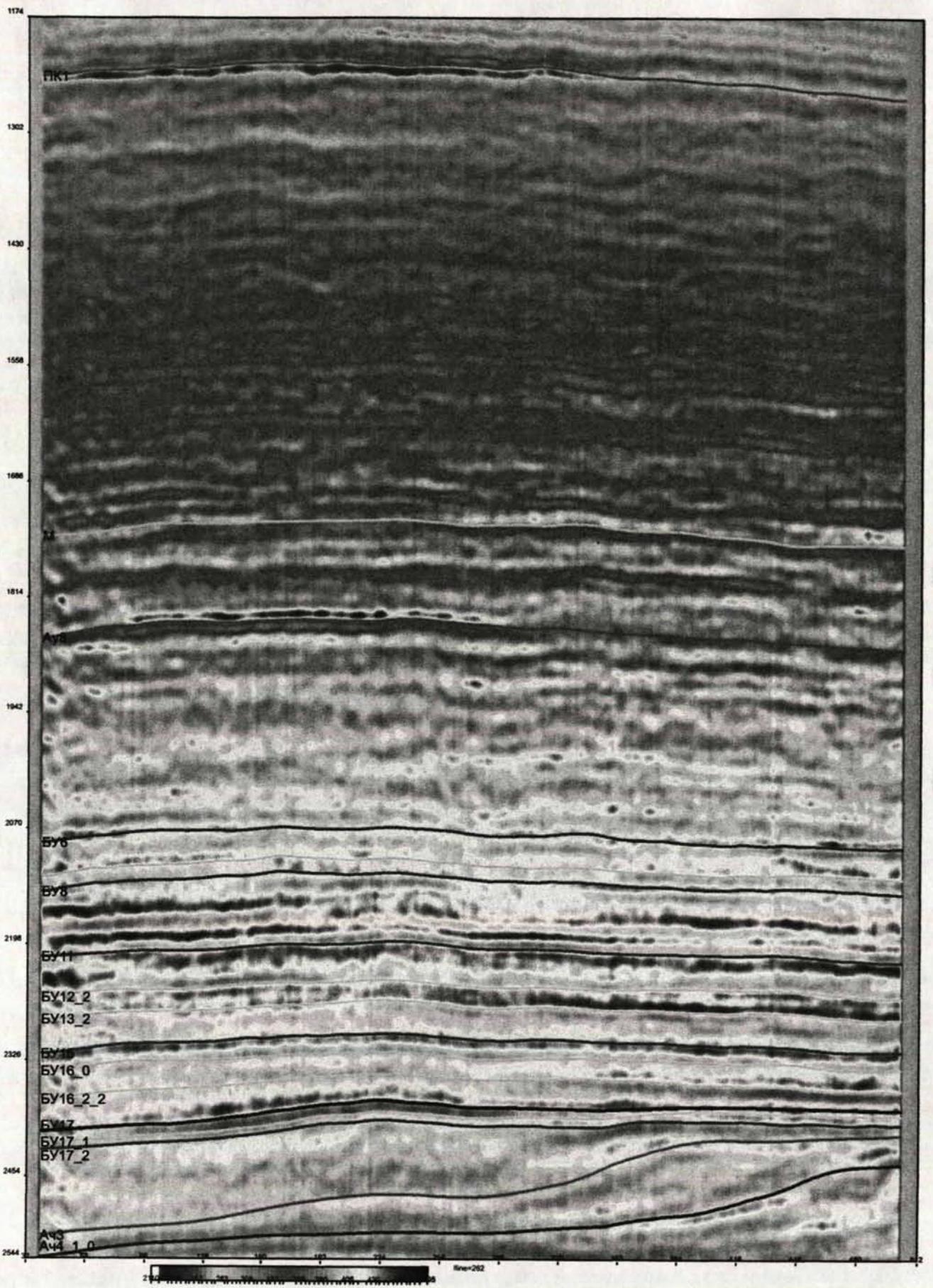


Рис. 16. Вертикальное сечение куба псевдоакустики.

Более того, анализ седиментационных слайсов в данном интервале показал отсутствие следов палеоканалов и, следовательно, невысокую перспективу обнаружения в этом интервале коллекторов с высокими ФЕС.

При изучении газонасыщенных песчаников хорошие результаты, как правило, дает применение AVO-анализа. При проведении AVO анализа объекты типа яркого пятна можно достаточно уверенно разграничить на объекты, связанные с газонасыщенными песчаниками или глинистым замещением. Таким образом, выявленные ранее аномалии по горизонтам в толще пласта БУ17 (БУ₁₇¹ и БУ₁₇²) можно объяснить наличием газовых и газоконденсатных залежей [27, 98].

Итак, анализ эффективных толщин, основанный на амплитудном анализе данных сейсморазведки 3D, существенно меняет старые представления о модели резервуара, построенные по данным бурения и 2D сейсморазведки. Дальнейшее бурение месторождения в южной части участка показало справедливость прогнозов и подтвердило перспективность дальнейшей разведки и привело в результате к приросту запасов более чем на 30%. Основываясь на полученных результатах, по рекомендациям автора, были пробурены три новые поисково-разведочные скважины. Скважина, пробуренная в южной части полигона сейсмической съемки, показала, что на основании материалов AVO-анализа контур зоны глинизации прогнозируется более точно, чем по стандартным динамическим атрибутам, даже с использованием нейронных сетей на качественном уровне [28].

4.3.3. Использование динамического анализа сейсмических данных для прогнозирования ФЕС с использованием литолого-фациальной принадлежности клиноформных отложений

Как уже отмечалось, при прогнозе ФЕС на основании сейсмических данных возможно применение нескольких методик: атрибутный анализ, сейсмическая инверсия и другие. При изучении ачимовских отложений на примере пласта Ач₃₋₄, который является возрастным более глубоководным аналогом шельфового пласта БУ₁₇, автором совместно с Д. В. Мерзляковой, М.Н. Федотовым, А.В. Степановым, Л.С. Кузнецовой [46, 51] был проведен сравнительный анализ применения различных сейсмических технологий при прогнозе коллекторских свойств. Нами, в

отличие от других исследователей данного района [79], были использованы данные седиментационного анализа, статистического анализа атрибутов с применением методики нейросетевого моделирования и методика объемного прогноза коллекторских свойств на основе данных стохастической сейсмической инверсии и комплексном применении нейронных сетей и методов классификации.

Песчаные отложения пласта Ач₃₋₄ расположены к западу от депоцентра осадконакопления пласта БУ₁₇. На седиментационных слайсах пласта Ач₃₋₄ хорошо прослеживаются каналы транспортировки обломочного материала у подножия склона, а также области их разгрузки (рис. 17). Отдельные палеоканалы, слагающие дельтовый комплекс, имеют временную мощность 6-8 мс и их выделение стало возможным благодаря использованию методики седиментационного анализа, реализованного в пакете для интерпретации данных сейсморазведки DV-Discovery [80]. Выделяемые в волновом поле достаточно крупные палеоруслы определяются аномалией пониженных амплитуд, причем временная мощность этой палеodelты такова, что она прослеживается на седиментационных слайсах практически по всему пласту. Это говорит о том, что привнос песчаного материала достаточно интенсивно происходил на протяжении всего времени формирования пласта Ач₃₋₄. В итоге, эта новая информация послужила основой для построения априорной геологической модели (рис. 18), выбора положения и размера окон при расчете сейсмических атрибутов для прогнозирования ФЕС пласта.

Чтобы понять насколько неточен прогноз эффективных толщин с использованием только скважинной информации автором была построена карта ошибок с использованием сферической вариограммы. Подход построения вариограммы состоит в распределении пар точек по расстояниям и расчете среднеквадратичной разности значений в парах, соответствующих каждому из этих расстояний [22]. По карте удаленности от скважин, отражающей среднее расстояние от всех скважин площади в каждой точке, с помощью вариограммы была рассчитана карта прогнозных ошибок Нэф. В области, приближенной к скважине ошибка стремится к нулю. Как видно на рисунке (рис. 19) средняя ошибка в межскважинном пространстве достаточно большая и составляет приблизительно 10 м, в разбуренных частях – до 5 м [51].

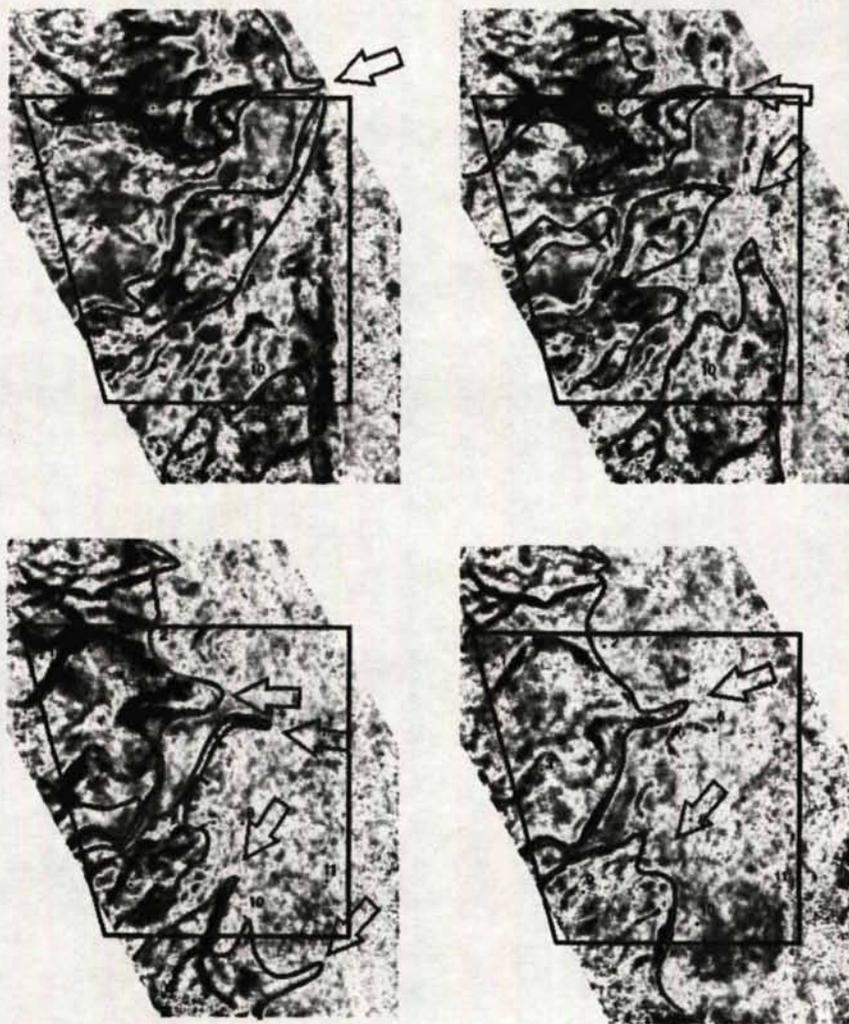


Рис.17. Седиментационные слайсы куба времен в интервале пласта Ач_{3,4} Самбургско-Уренгойского района.

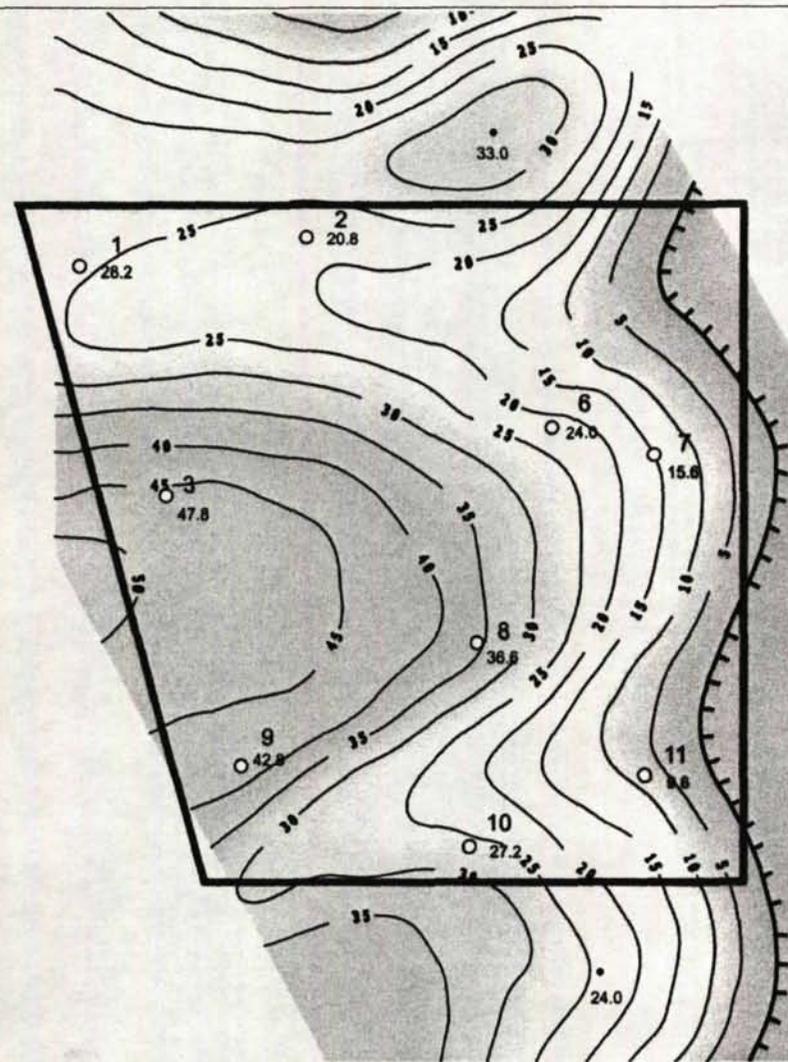


Рис. 18. Априорная карта эффективных толщин пласта Ач_{3,4} Самбургско-Уренгойского района.

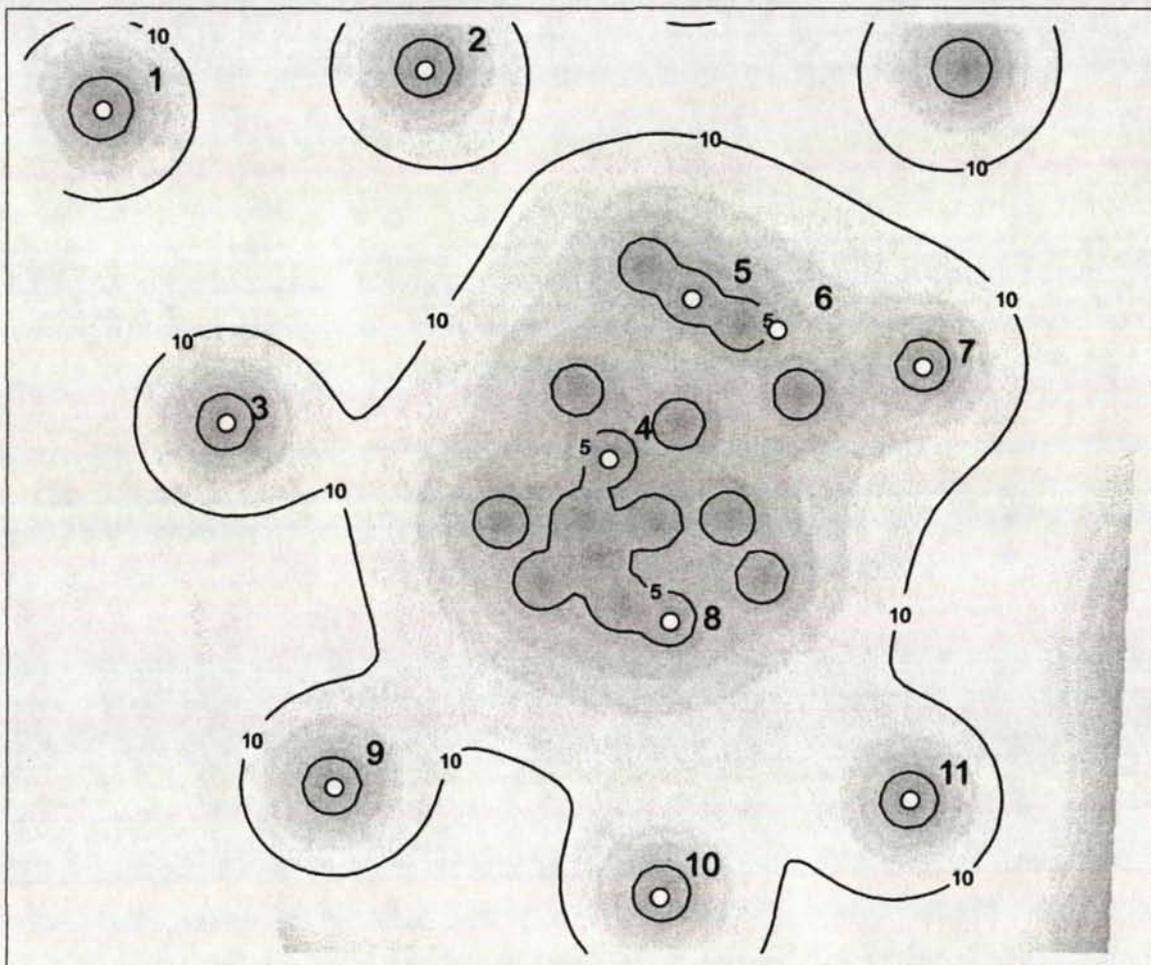


Рис.19. Карта прогнозных ошибок эффективных толщин коллектора пласта $A_{ч,3,4}$ месторождения Самбургско-Уренгойского района, полученная с использованием вариограммы.

Первым способом прогноза распространения песчаных отложений на площади исследований стало проведение атрибутного анализа с использованием методики нейронных сетей. Из всех рассчитанных атрибутов были выбраны те, которые обладали наивысшими коэффициентами корреляции и, что немаловажно, наилучшим образом соответствовали принципиальной геологической модели.

В качестве исходных данных для расчетов атрибутов, проведенного под руководством М.Н. Федотова, использовались как стандартный временной куб после миграции, так куб амплитуд при нормальном падении. Для поиска оптимального атрибута использовался подбор различных временных окон вдоль линии корреляции. Окно выбиралось соответственно мощности продуктивной части изучаемого пласта. В таблице 2 показаны значения коэффициентов корреляции с различными атрибутами. Таким образом, были выбраны шесть значимых атрибутов:

1. Средняя абсолютная амплитуда отражений, рассчитанная по мигрированному кубу в окне 42 мс.
2. Среднее значение в окне 42 мс, рассчитанное по кубу мгновенной частоты.
3. Средняя абсолютная амплитуда в окне 42 мс, рассчитанная по кубу при нормальном падении.
4. Средняя абсолютная амплитуда в окне 28 мс, рассчитанная по мигрированному кубу.
5. Средняя амплитуда отражений в окне 40 мс по мигрированному кубу первой производной.
6. Средняя амплитуда отражений в окне 40 мс полученная кубу первой производной, рассчитанному при нормальном падении.

Используя значения полученных атрибутов, были построены карты прогнозного параметра $N_{эф}$ методами множественной регрессии и нейросетевого моделирования. При помощи нейронных сетей по алгоритмам GRNN и MLP были рассчитаны прогнозные карты $N_{эф}$ пласта Ач₃₋₄ с использованием шести, пяти, четырех и трех сейсмических атрибутов. В этой последовательности из расчета прогнозного параметра $N_{эф}$ выбрасывался тот атрибут, значимость вклада которого была наименьшей. Все прогнозные карты имеют высокий коэффициент

корреляции (от 0,93 до 0,98) со скважинными данными и не противоречат принципиальной геологической модели (рис. 20).

Таблица 2.

Статистические характеристики входных атрибутов, использованных для прогноза эффективных толщин коллектора пласта Ач₃₋₄.

Атрибут	Окно+	K _{кор}
	Shift	
<i>As_Abs</i>	42+6	0.85
Fm As	42+0	0.72
INT As Abs	42+0	0.78
M As Abs	28+10	0.71
M 1dT As	40+8	0.70
INT 1dT As	40+8	0.79
As Abs	42+0	0.51
As Abs	32+14	0.45
As	40+6	-0.15
1dT As	36+12	0.44
M Fm As	42+0	0.10
M 1dT As	32+14	0.11
M As	40+6	-0.29
INT As	40+8	0.09
INT As Abs	28+10	0.48

INT – по кубу INTERCEPT;

M – по мигрированному кубу;

As – средняя амплитуда в окне;

As_Abs – средняя абсолютная амплитуда в окне;

1dT_As – среднее значение амплитуды в окне по кубу первой производной;

Fm_As – среднее значение амплитуды в окне по кубу мгновенных частот;

Ph_As – среднее значение амплитуды в окне по кубу мгновенных частот;

14+10 – окно 14мс, отступ вниз от корреляции 10мс.

Для обучения MLP использовался алгоритм обратного распространения ошибок. Методом множественной регрессии с использованием тех же наборов карт сейсмических атрибутов были рассчитаны уравнения регрессии, на основе которых были получены карты прогнозного значения Нэф. Коэффициенты корреляции прогнозных параметров от эффективной толщины пласта составили от 0,93 до 0,95.

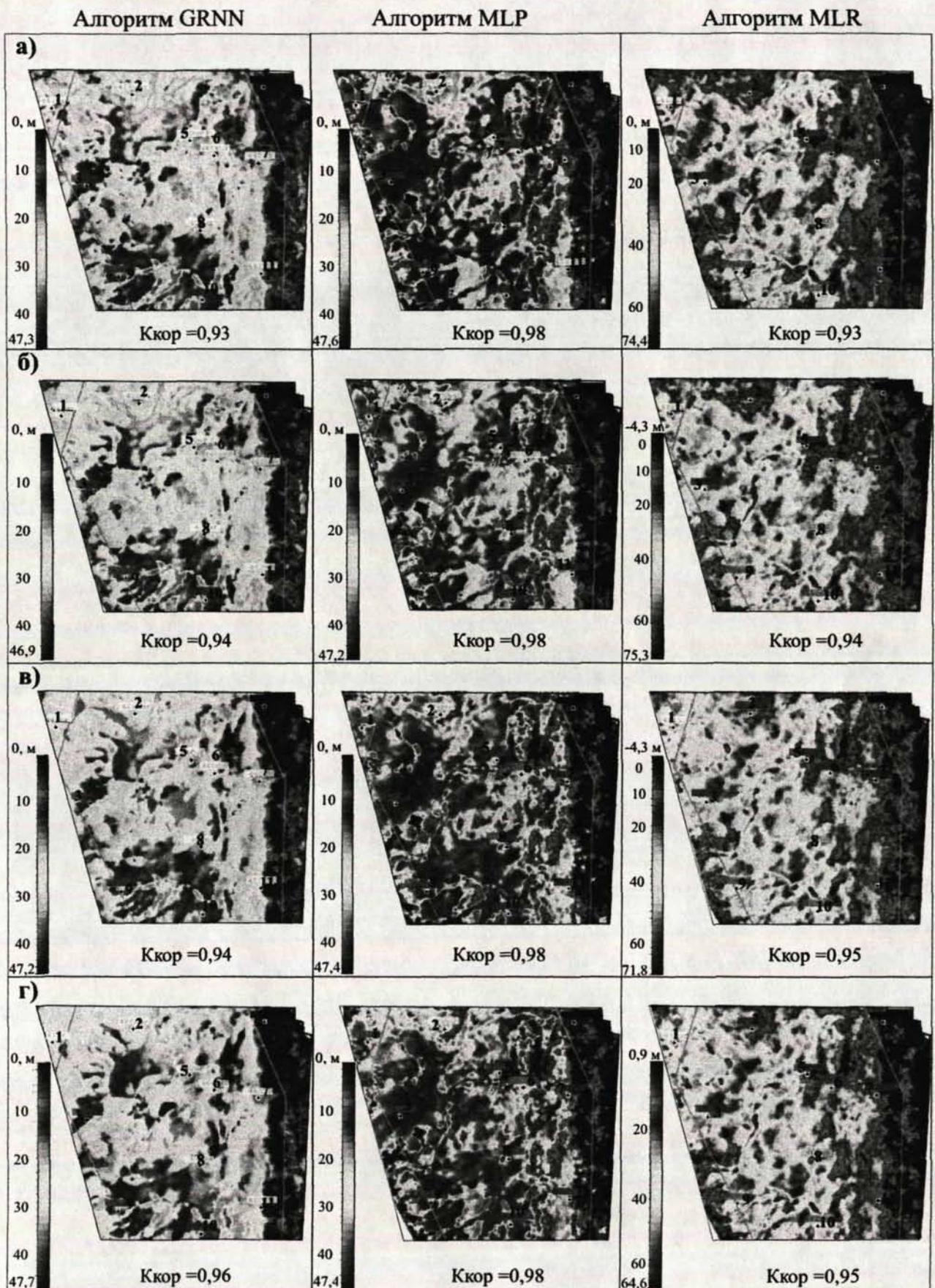


Рис. 20. Карты комплексных атрибутов эффективных толщин коллектора, рассчитанные по трем (а), четырем (б), пяти (в) и шести (г) входным атрибутам с использованием алгоритмов GRNN, MLP, MLR.

На основании выполненного анализа сейсмических атрибутов рисунка 18 можно сделать следующие важные выводы:

1. Коэффициент корреляции при уменьшении числа атрибутов практически не изменяется.
2. Уменьшение числа атрибутов не приводит к значительному изменению среднеквадратичной погрешности метода нейронной сети MLP.
3. Существует граничное значение числа атрибутов (здесь – три атрибута), после которого среднеквадратичная погрешность резко возрастает, а коэффициент корреляции уменьшается.
4. Значение коэффициента корреляции между значениями прогнозного параметра по скважинным данным и по методу нейронной сети MLP превышает значения коэффициентов корреляции по другим методам.
5. Значение среднеквадратичной погрешности метода нейронной сети MLP значительно меньше значений среднеквадратичной погрешности других методов.

Однако при анализе поведения $H_{эф}$ в точках эксплуатационных скважин было установлено, что значения в некоторых скважинах значительно отличаются от реальных значений $H_{эф}$. Поэтому, было принято решение провести серию тестов по построению карт комплексных атрибутов с использованием данных эксплуатационных скважин. В результате этих испытаний было принято решение использовать для окончательных расчетов прогнозного параметра $H_{эф}^*$ пласта Ач₃₋₄ карту, построенную с использованием пяти сейсмических атрибутов по алгоритму MLP нейросетевого моделирования и имеющую наиболее высокий $K_{кор}$ с данными эксплуатационных скважин и среднеквадратическую ошибку около 3 м.

Для оценки устойчивости полученной карты $H_{эф}^*$ под руководством М. Н. Федотова была выполнена процедура перекрестной проверки [46]. Из обучающей выборки последовательно были исключены скважины, расположенные в удалении от основного скопления скважин, то есть те, которые находятся в более неустойчивых областях. При проведении анализа нами были установлены следующие изменения в распределении эффективных толщин (рис. 21):

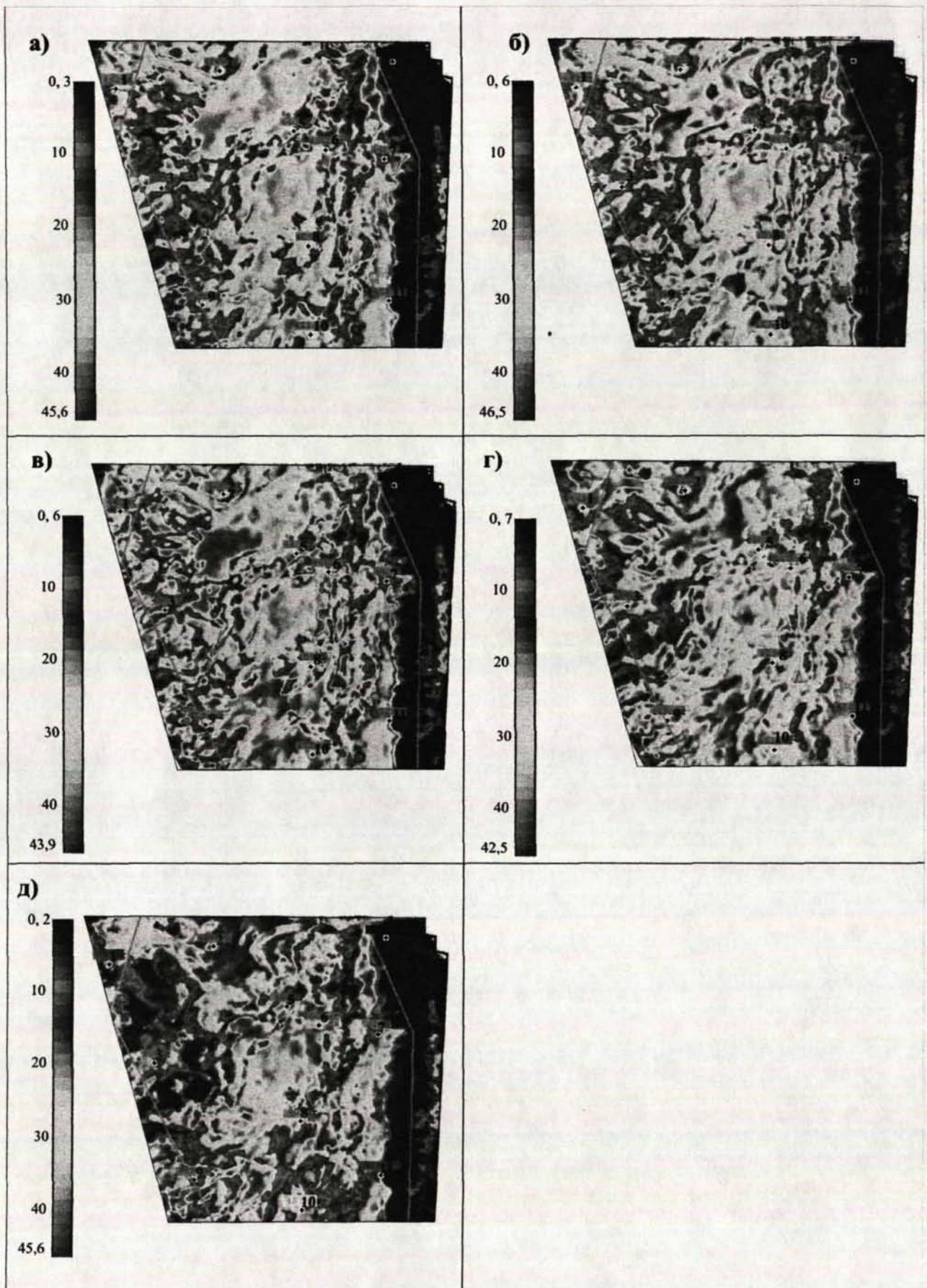


Рис. 21. Карта комплексного атрибута, построенная при исключении из анализа скважин: а) № 3, б) № 2, в) № 9, г) № 2 и 3, д) № 2, 3 и 9.

1. При исключении скважины 3 (рис. 21а), значения прогнозного параметра в целом немного уменьшились в силу того, что из анализа была исключена скважина с наибольшим значением эффективной мощности коллектора по всей площади (47,8м).
2. Если исключить из обучающей выборки скв. 2 (рис. 21б), карта комплексного атрибута $N_{эф}^*$ изменяется на западе площади, что, скорее всего, связано с нелинейностью аппарата нейронных сетей .
3. После исключения скв. 9 (рис. 21в) картина распределения зон повышенных значений прогнозного параметра практически не изменилась, что говорит об устойчивости прогнозной карты в области этой скважины.
4. При исключении двух скважин 3 и 2 (рис. 21г), карта прогнозного параметра $N_{эф}^*$ претерпевает изменения сравнительно небольшие;
5. При исключении сразу трех скважин 3, 2 и 9 (рис. 21д) западная часть площади остается практически без скважин, и обучения на этой части площади практически не происходит, чем объясняются сильные изменения значений прогнозного параметра в западной части площади.

Проведенные тесты показывают, что даже при достаточном количестве скважин в обучающей выборке, результирующая карта прогнозного параметра $N_{эф}$ (рис. 22) достаточно устойчива к входным параметрам лишь на некоторых областях, однако принципиальное распределение зон повышенных значений прогнозного параметра не меняется при удалении одной из скважин на отдаленных участках площади.

В процессе проведения динамического и атрибутного анализов очень активно использовались результаты сейсмической инверсии, целью которой является объемный прогноз коллекторских свойств. Теоретически инверсия, как прямой метод пересчета из волнового поля в геологический параметр, должна дать в межскважинном пространстве результат, более близкий к реальности, чем сейсмические атрибуты. С другой стороны, в силу большей разрешенности метода по вертикали, он более чувствителен к качеству полевых сейсмических материалов и их обработки.

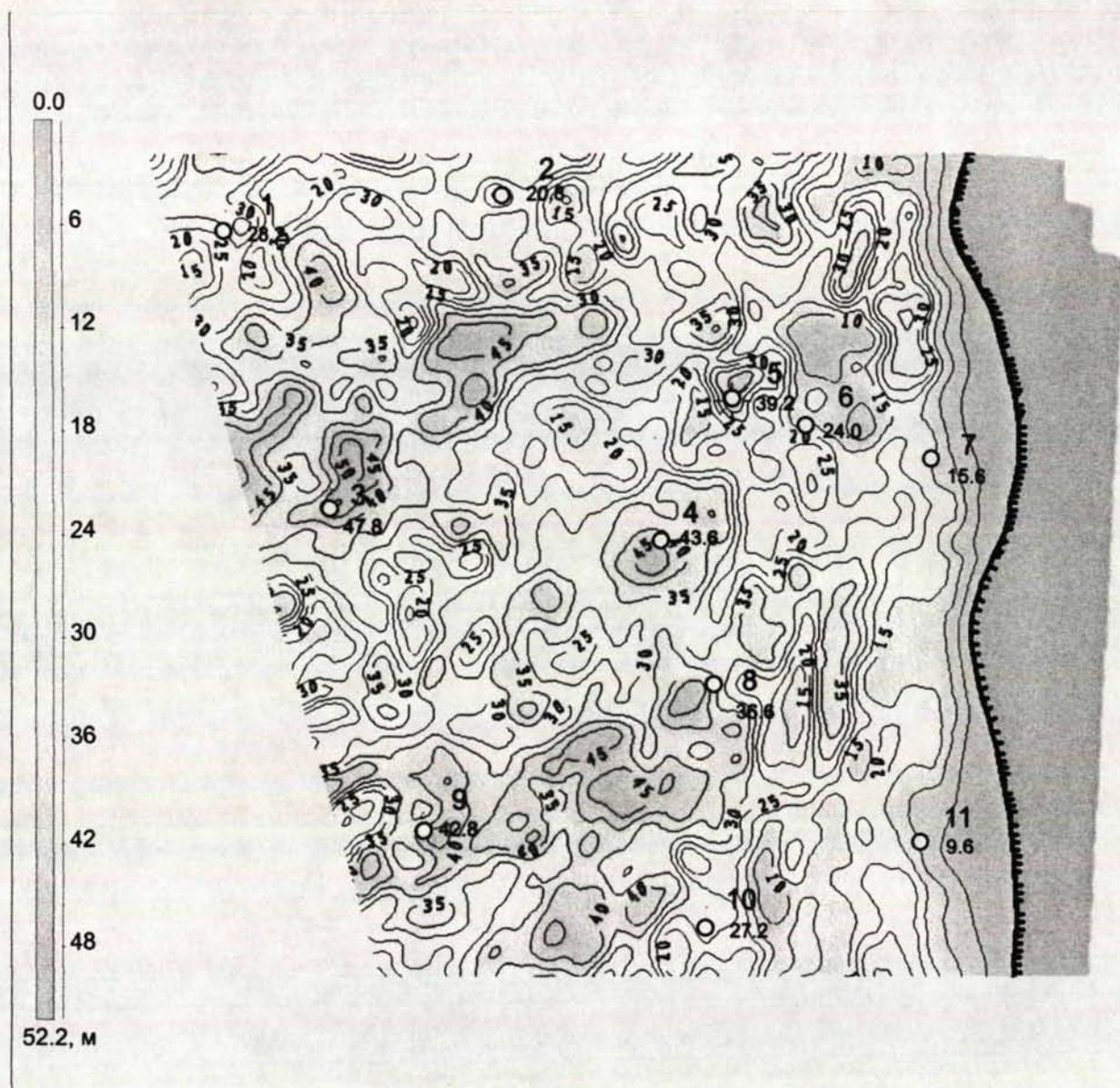


Рис.22. Карта эффективных толщин пласта Ач_{3,4} по данным комплексного сейсмического атрибута с учетом данных бурения месторождения Самбургско-Уренгойского района.

В данном случае была проведена акустическая сейсмическая инверсия, которая позволила исключить влияние интерференции от соседних границ тонкослоистой среды и получить за счет этого объемную акустическую модель, хорошей вертикальной разрешенностью [27, 28]. Методика основана на использовании результатов стохастической сейсмической инверсии, на комплексном применении нейронных сетей и методов классификации. Для сейсмической инверсии и прогноза коллекторских свойств была использована разработанная в ОАО "ЦГЭ" интерпретационная система ИНПРЕС5 [37, 38].

На рисунке 23 приведена карта пористости, полученная по данным сейсмической инверсии. Значения пористости по данным инверсии наиболее сильно (на 2.5 – 4.8%) отличаются от значений пористости в скважинах на западе площади, где эффективные мощности пласта наибольшие, но коллектор состоит из множества тонких пропластков. Для более массивных коллекторов на востоке участка определяемая величина близка к реальной пористости коллектора. Это объясняется тем, что разрешение кривых каротажа (0.2 м) намного выше разрешения сейсмических данных (3 – 5 м), и при расчете куба акустической инверсии происходит значительное осреднение значений пористости в коллекторах по вертикали. Одновременно это дает повышение мощности коллектора в 1.5-2 раза по отношению к его действительному значению по данным бурения (рис. 24). То есть происходит осреднение эффективной части пласта, состоящей из отдельных маломощных коллекторов, по всей толще пласта от кровли до подошвы. Коллектор пласта не удовлетворяет условию массивности строения, выполнение которого необходимо для построения качественных карт параметров на основе данных инверсии. Таким образом, для прогноза эффективных толщин пласта Ач₃₋₄ наилучшие результаты были получены при использовании данных статистического анализа сейсмических атрибутов с учетом геологической интерпретации (рис. 25), а результаты сейсмической инверсии для построения карты эффективных мощностей использовать не удалось. Хорошие результаты, на взгляд автора, сейсмическая инверсия дала при прогнозе пористости [51].

Как видно на рисунке 17, при вертикальном движении по разрезу сейсмического куба имеется непрерывное смещение в плане отдельных палеоканалов. Результатом такой миграции явилась сложная картина

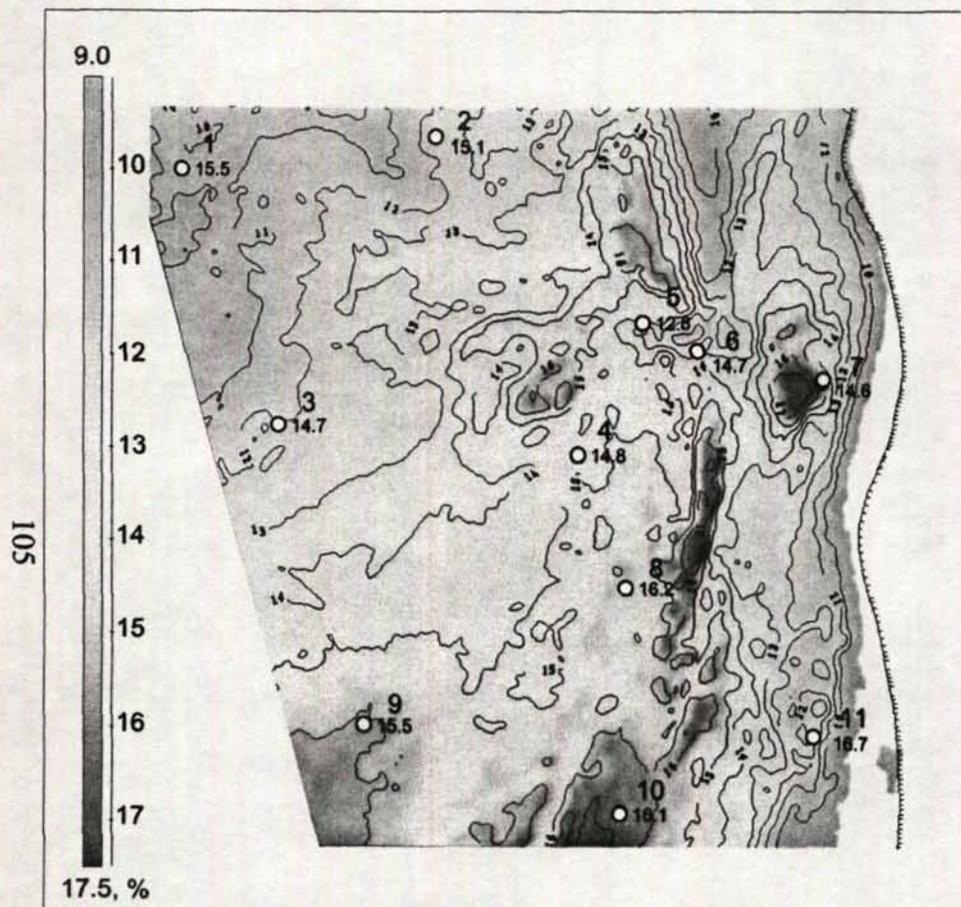


Рис.23. Карта прогнозной пористости пласта Ач₃₋₄, полученной по данным сейсмической инверсии месторождения Самбургско-Уренгойской зоны.

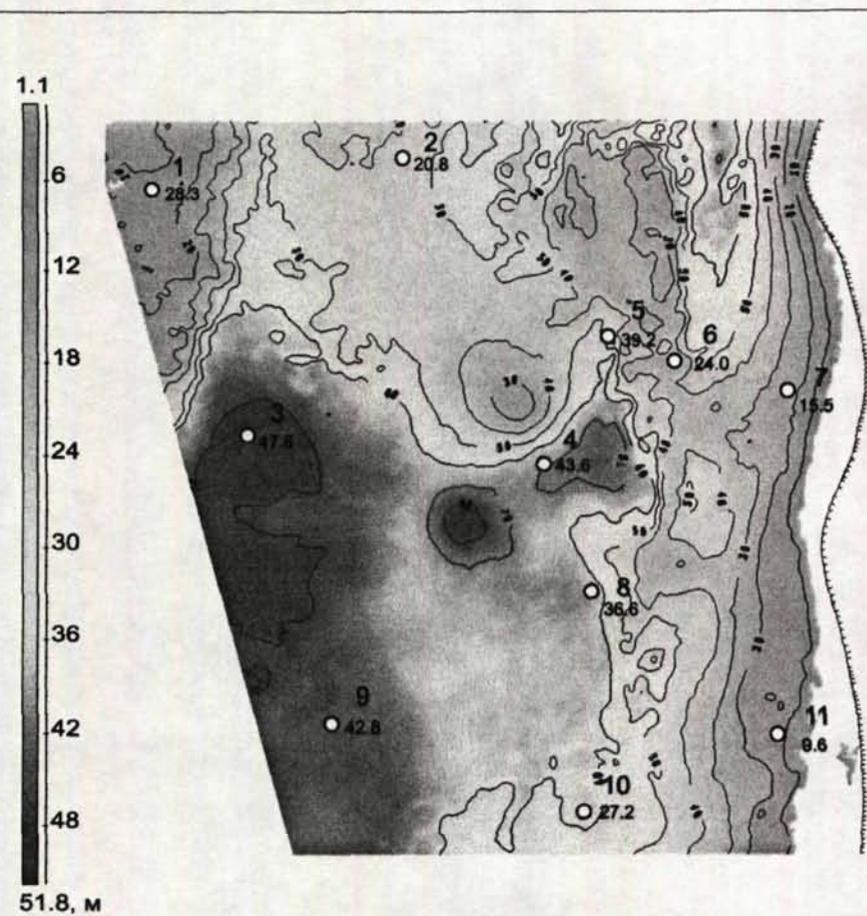


Рис.24. Карта прогнозных эффективных толщин коллектора пласта Ач₃₋₄ по данным сейсмической инверсии месторождения Самбургско-Уренгойской зоны.

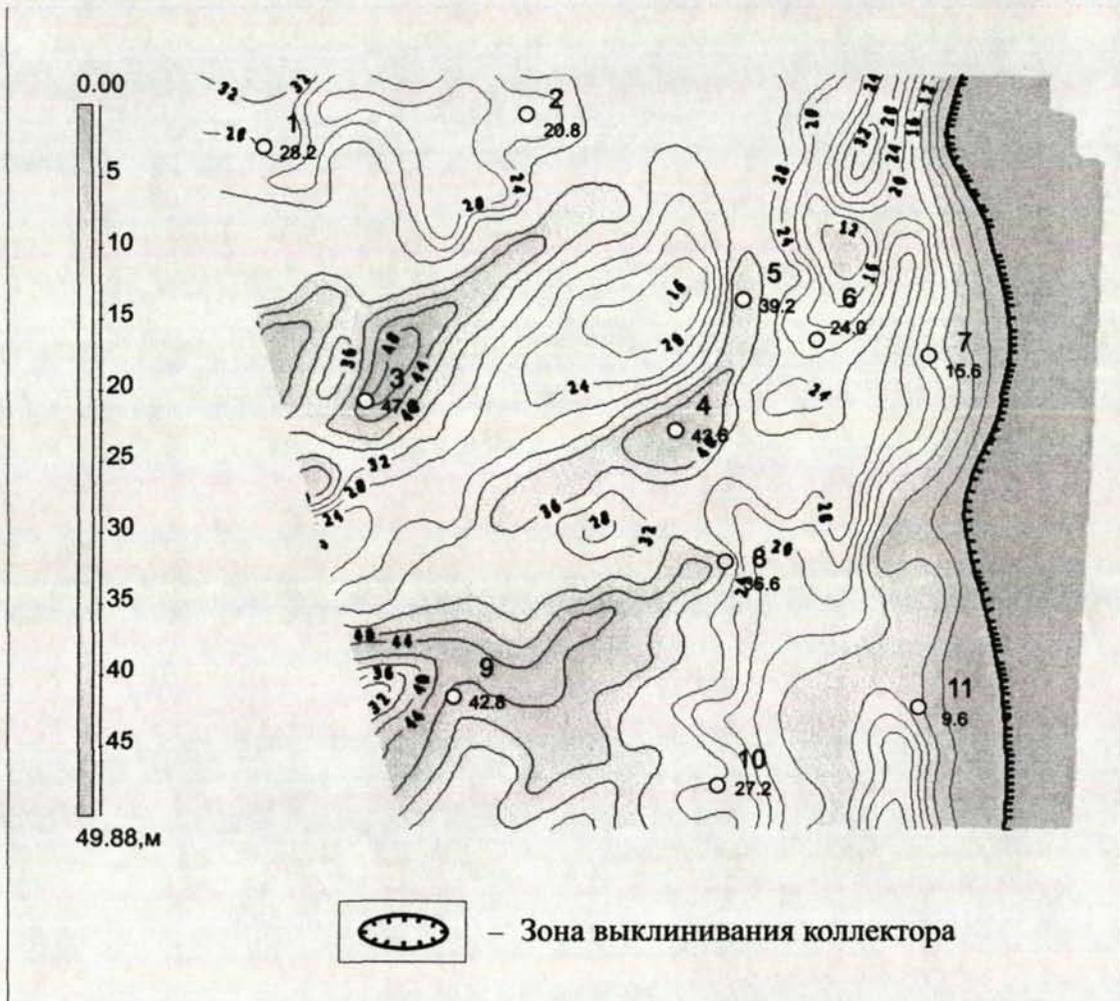


Рис.25. Карта эффективных толщин пласта $Aч_{3,4}$ по данным комплексного сейсмического атрибута с учетом данных бурения и геологической интерпретации месторождения Самбургско-Уренгойского района.

распространения песчано-алевритовых и глинистых отложений, что, в свою очередь, сказалось и на распределении эффективных толщин коллектора. Поэтому при построении карт эффективных толщин мы не считали к сейсмические данные как окончательные, особенно на удалении от скважин. Детальность карты прогнозных значений эффективных толщин по данным комплексного сейсмического атрибута (рис. 22), на наш взгляд, не соответствует точности сейсмических данных. Ширина отдельных каналов по карте комплексного сейсмического атрибута нередко составляет 100 – 200 м, в то время как разрешающая способность сейсморазведки по горизонтали сопоставима с шириной этих каналов и характеризуется первыми сотнями метров [2]. В соответствии с этим, для получения корректного прогноза эффективных толщин карта атрибута после устранения невязок в скважинах была сглажена, сохранив лишь основные русла древнего конуса выноса. Как видно из рисунка 25, итоговая карта гораздо более обоснована и геологична. Так области повышенных эффективных толщин отвечают руслам и областям разгрузки основных русел конуса выноса. На исследуемой территории выделяется, вероятно, верхняя и средняя части конуса выноса. Линия глинизации отвечает зоне перехода от склона к его подножию. Вдоль этой линии протянуты узкие седиментационные тела, отвечающие проводящим каналам. Субмеридианальное направление каналов обусловлено переносом осадков вдольбереговыми течениями. По всей видимости, основным источником сноса осадков был расположен к северо-востоку от района работ, откуда веером расходятся основные и дополнительные каналы [27].

Итак, из проведенного анализа были сделаны следующие выводы методического характера:

1. Седиментационный анализ клиноформенных образований, характеризующихся сложной картиной распределения мощностей песчано-алевритовых и глинистых фракций, дает представление о пространственно-временных изменениях осадочных тел, но неприменим для окончательного прогноза коллекторских свойств;
2. Статистический анализ сейсмических атрибутов с использованием методики нейросетевого моделирования показывает хорошие результаты при прогнозе эффективных мощностей;

3. Метод сейсмической инверсии наиболее успешно может быть применен при прогнозе пористости и эффективных толщин коллекторов, характеризующихся массивным строением и мощностью отдельных пропластков не менее 5 м.

Еще более сложным оказалось строение нефтяного месторождения, расположенного в районе г. Ноябрьска, описание корреляции ачимовских отложений которого было приведено выше. Здесь мы остановимся на изучении геологического строения шельфового комплекса данного месторождения. Колебания уровня моря отражены в разрезе чередованием пластов песчаников и глин. Сформировавшиеся во время регрессивного цикла песчаные пласты при последующей трансгрессии перекрывались пачкой глин и весь процесс повторялся, пространственно смещаясь в западном направлении. Однако в определенных условиях (при постоянном низком уровне моря и большом объеме поступающих осадков) образовывалось субшельфовое тело за счет слияния разновозрастных песчаников ундаформы. То есть каждая следующая, более западная линза, образовывалась за счет частичного размыва и переотложения материала предыдущей линзы, что приводит к образованию единого резервуара. В этом случае наклонные «черепицеобразные» отражающие горизонты соответствуют падающим в западном направлении поверхностям напластования, а не литологическим границам.

Определение принадлежности отражающих горизонтов к литологическим или чисто стратиграфическим границам возможно при анализе скважинных данных. Картину косослоистого «черепицеобразного» строения можно наблюдать в выделяемом ниже по разрезу пласте BC_{10}^2 , который надежно отделен от вышележащих отложений (пласт BC_{10}^1) глинистой пачкой (рис. 26). Мощность пласта достигает 50 м, глубина залегания 2600-2700 м. С кровлей пласта отождествляется отражающие горизонты $BS10_2$ (рис. 27). Пласт BC_{10}^2 разделен небольшой, но выдержанной по площади глинистой перемычкой на два неравнозначных по мощности пласта: BC_{10}^{2-1} и BC_{10}^{2-2} . Коллектор пласта BC_{10}^{2-1} представляет собой покровное субшельфовое тело, образовавшееся за счёт слияния разновозрастных песчаников ундаформы.

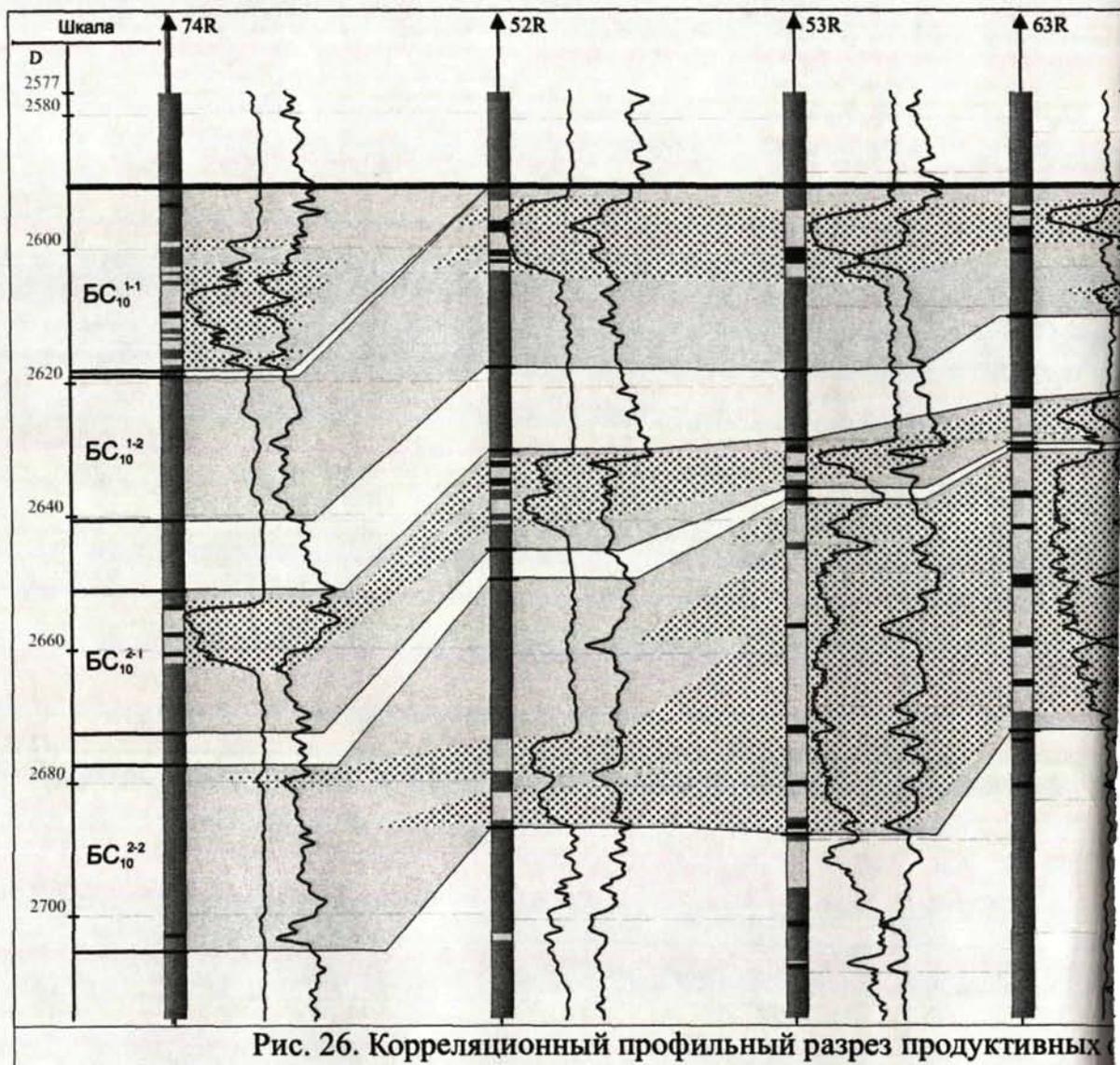


Рис. 26. Корреляционный профильный разрез продуктивных

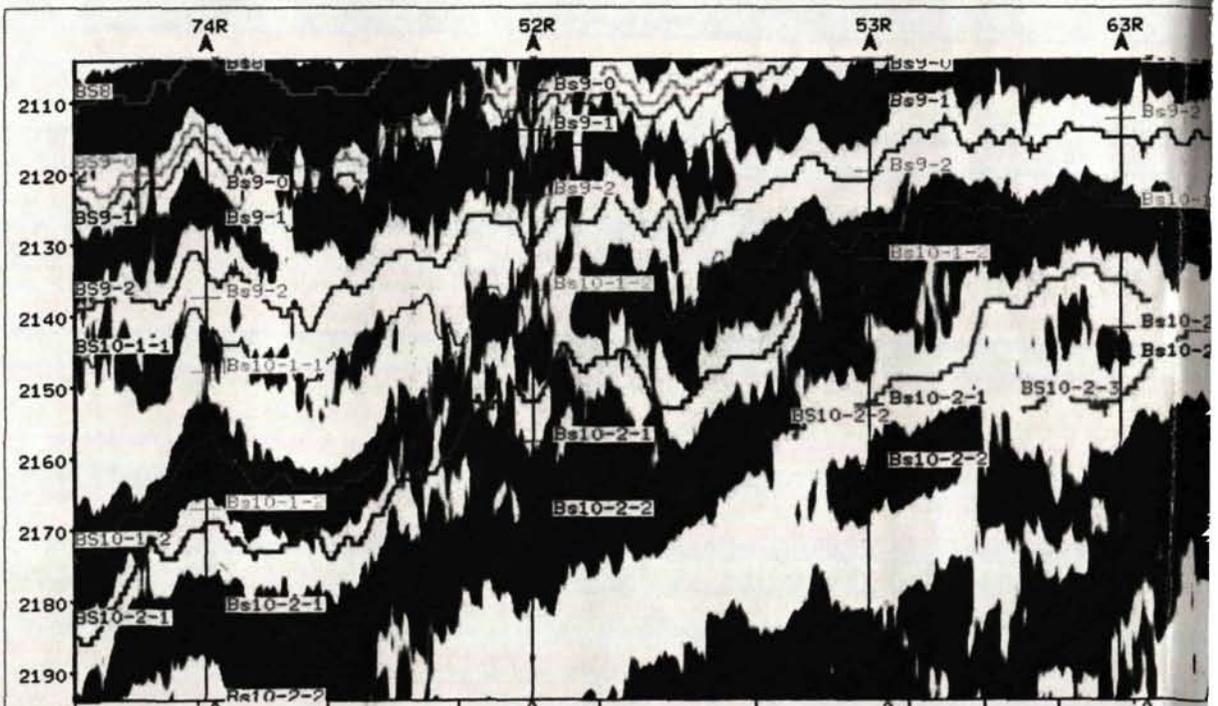
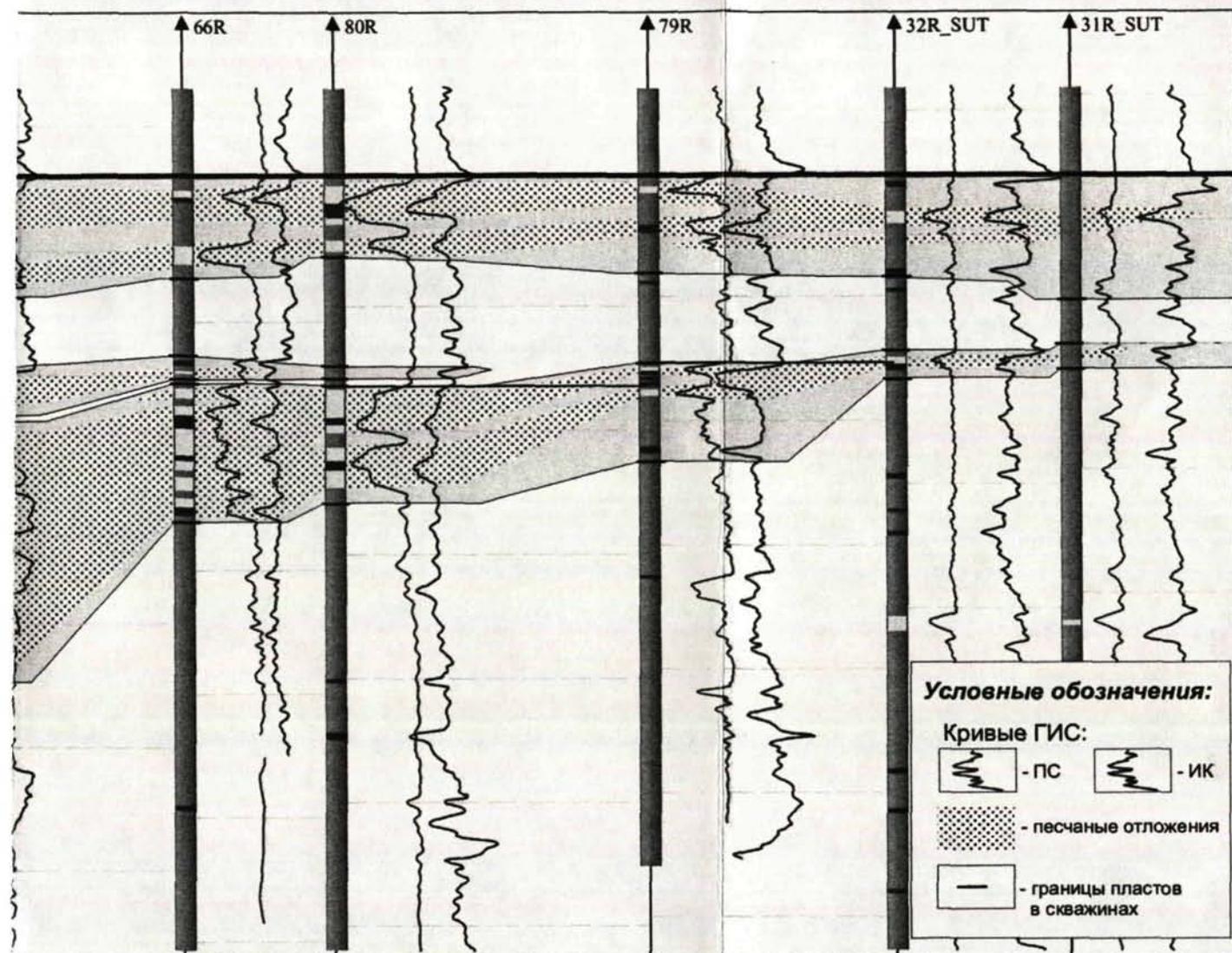
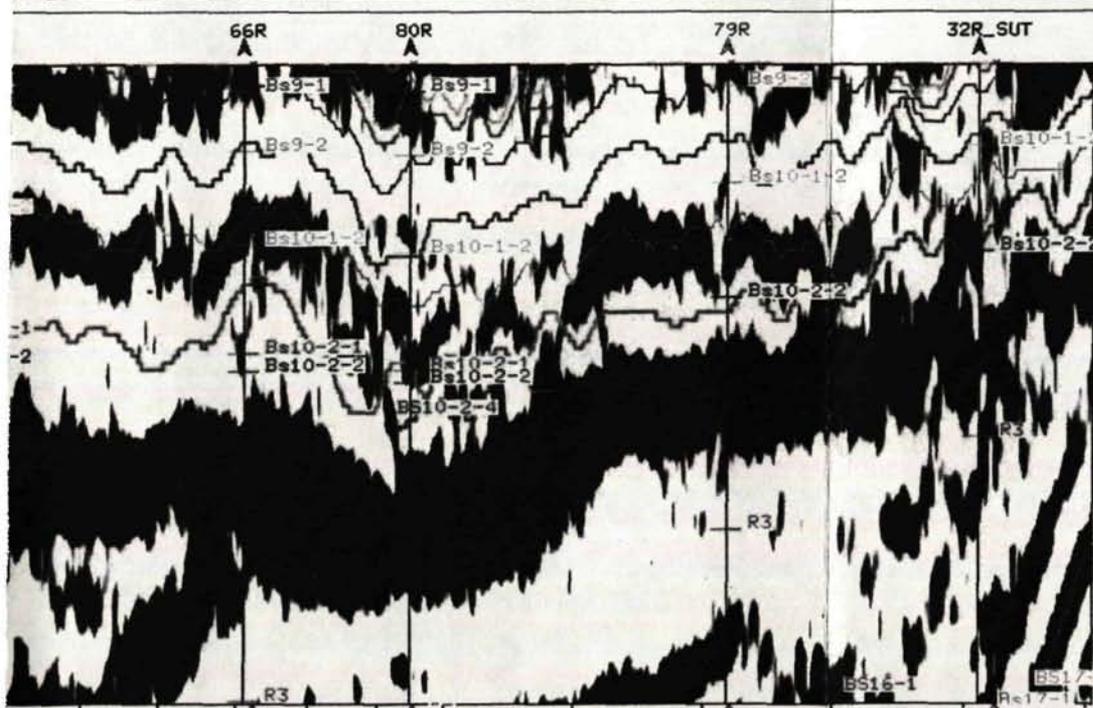


Рис. 27. Сейсмический разрез отложений

601



отложений группы пластов BS_{10} месторождения Ноябрьского района.



группы пластов BS_{10} Ноябрьского района.

Песчаники пласта BC_{10}^{2-1} сформировались на бровке палеошельфа и по мере его проградации смещались на запад. При этом каждая следующая, более западная линза, образовывалась за счет частичного размыва и переотложения материала предыдущей линзы, что и привело к образованию единого резервуара. В волновом поле продуктивный пласт BC_{10}^{2-1} приурочен к одной субгоризонтальной фазе, и трассируется в качестве "огibaющей" для нижних наклонных отражений (рис. 27). Из-за малой мощности пласта BC_{10}^{2-1} (на основной части рассматриваемого участка мощность не превышает 10 м, при среднем значении около 5 м). Наклонные черепацеобразные отражающие горизонты приурочены к более мощному и залегающему ниже пласту BC_{10}^{2-2} , для которого характерна регрессивная форма кривой ПС (рис. 26). Эти отражающие горизонты могут соответствовать как падающим в западном направлении поверхностям напластования, так и литологическим границам. Согласно региональным данным о строении шельфовых пластов на востоке площади пласты BC_{10}^{2-1} и BC_{10}^{2-2} выклиниваются, а на западе – глинизируются. В восточной части месторождения по данным сейморазведки 3D и ГИС выделяется «черепацеобразный» пласт BC_{10}^{2-3} . Его выделение обосновывается разностью контактов ВНК в скважинах 64Р и 65Р (рис. 28). По данным испытаний в скважине 65Р из интервала с абсолютной отметкой (абс. отм.) -2558,3-2565,3 м получен приток нефти с дебитом 12 м³/сут. В этом районе пробурены новые эксплуатационные скважины (5320, 5328), согласно которым строение залежи было пересмотрено. Так, в скважине 5320 ВНК вскрыт на абс. отм. -2567,5 м, а в скважине 5328 нефтенасыщенные коллектора вскрыты до абс. отм. -2570,5 м. Таким образом, ВНК по данной пластово-литологической залежи был принят на абс. отм. -2568,5±2 м. Следующий продуктивный пласт BC_{10}^{2-2} представляет собой вытянутое в субмеридиональном направлении мощное песчаное тело, ограниченное выклиниванием с запада и востока. Пласт был разделен на два подсчетных объекта: основной BC_{10}^{2-2a} и меньший по площади BC_{10}^{2-2b} , так как имеются две зоны с существенно различающимися контактами, которые соответствуют разным песчаным телам, образовавшимся при проградации бровки палеошельфа в западном направлении. В скважине 90Р при испытании интервала с абс. отм. -2569,6-2575,6 м получен смешанный приток нефти и воды с $Q_H=1,5$ м³/сут. и $Q_B=11,7$ м³/сут.; по данным ГИС и

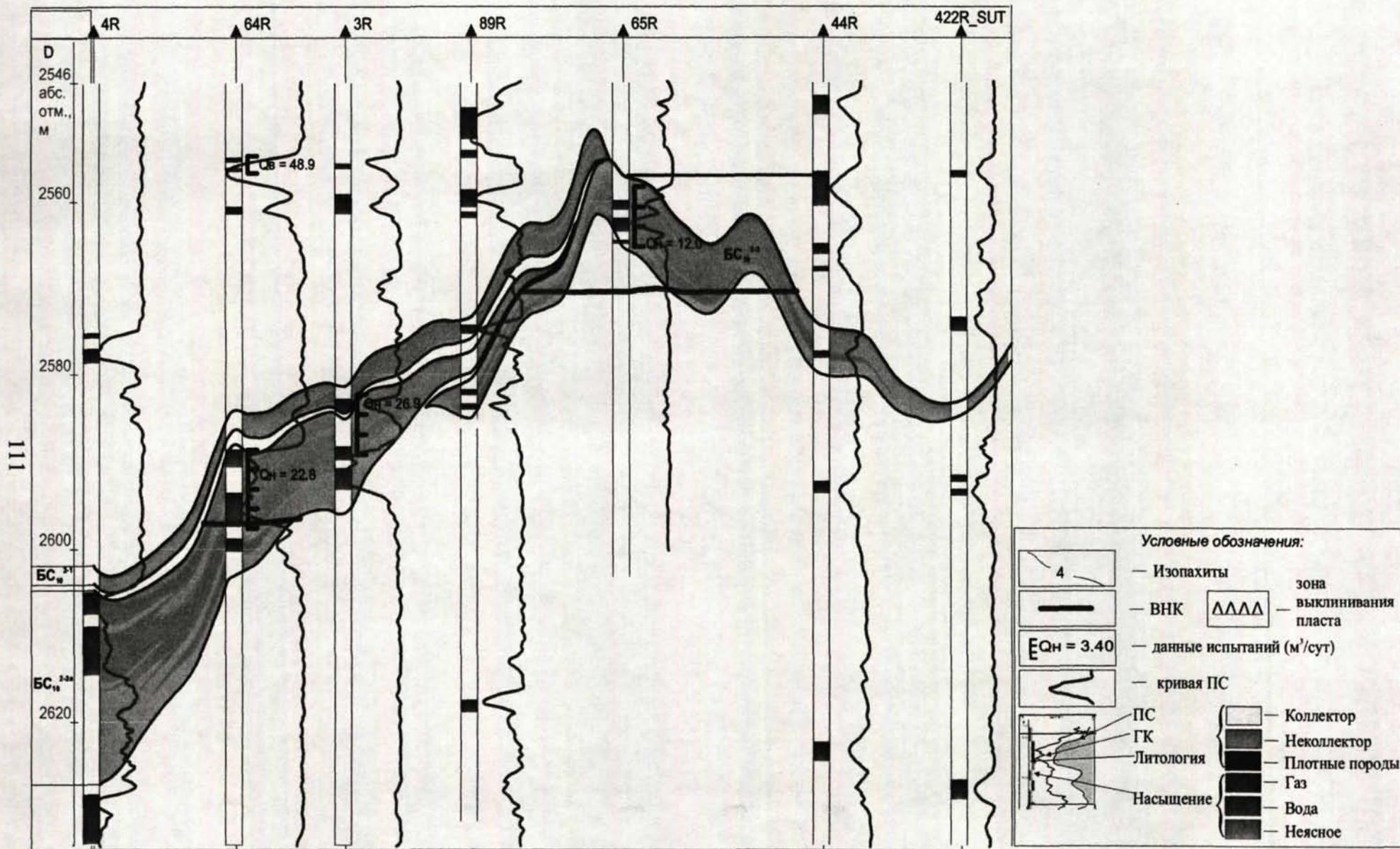


Рис. 28. Геологический разрез отложений пластов группы BC_{10} месторождения Ноябрьского района.

подошва нефтенасыщенных пород находится на абс. отм. -2576,3 м, а кровля водонасыщенных – на -2578,1. В скважине 5241 подошва нефтенасыщенного коллектора установлена на абс. отм. -2579,3 м. Таким образом, в данном районе ВНК является практически горизонтальным (абс. отм. -2578,7±0,6 м). Западнее указанных скважин по данным обработки ГИС и испытаний ВНК установлен гипсометрически существенно ниже: в скважине 64Р подошва нефтенасыщенных пород установлена на абс. отм. -2597,2, в скважине 80Р – -2595,8 м. На рисунке 29а видно, что в разрезе имеются глинистые прослой, которые могут служить гидродинамическими экранами. Об этом свидетельствует изменение характера кривой ПС: в скважине 90R выделяется хорошо отсортированный чистый песчаник (блоковая форма ПС). Далее на запад (при удалении от источника сноса) кривая ПС становится более изрезанной (скв. 5309), мощность песчаных пропластков уменьшается (скв. 5308), что говорит о приближении к зоне выклинивания. Еще западнее, в скважинах 64R и 1R, ПС вновь имеет блоковую форму, что может свидетельствовать о развитии нового песчаного тела (рис. 29б). Таким образом, пласт БС₁₀²⁻²⁶ был выделен в отдельный подсчетный объект. Коллектор пласта БС₁₀^{2-2a} ограничен зонами глинизации с запада (район скважин 73Р, 74Р, 75Р) и востока (район скважин 43Р, 32Р, 90Р, 65Р). На рисунке 29в видно, что зона максимальных толщин коллектора вытянута в субмеридиональном направлении (район скважин 60Р, 50Р, 53Р), причем глинистые прослой имеют подчиненное значение. На восток площади песчаники постепенно выклиниваются, что фиксируется на каротажных диаграммах. Такое полосовидное распределение коллектора говорит, что накопление отложений происходило в морских условиях, в непосредственной близости от бровки палеошельфа, а регрессивный характер кривой ПС в зоне основного осадконакопления по классификации В.С. Муромцева может быть отнесен к баровым отложениям. Эффективные толщины коллектора достаточно велики и достигают 45 м (район скважины 53Р). Другим важным объектом промышленной разработки данного месторождения является пласт БС₁₀²⁻¹. Отлагавшиеся в шельфовых условиях песчаные тела, также как пласта БС₁₀^{2-2a}, распространены полосовидно (рис. 30). Но в пласте БС₁₀²⁻¹ область максимальных толщин смещена на запад (район скважин 51Р, 74Р, 2Р), восточная линия выклинивания проходит по линии скважин 72Р, 80Р и 69Р, а западная – 75Р, 164Р.

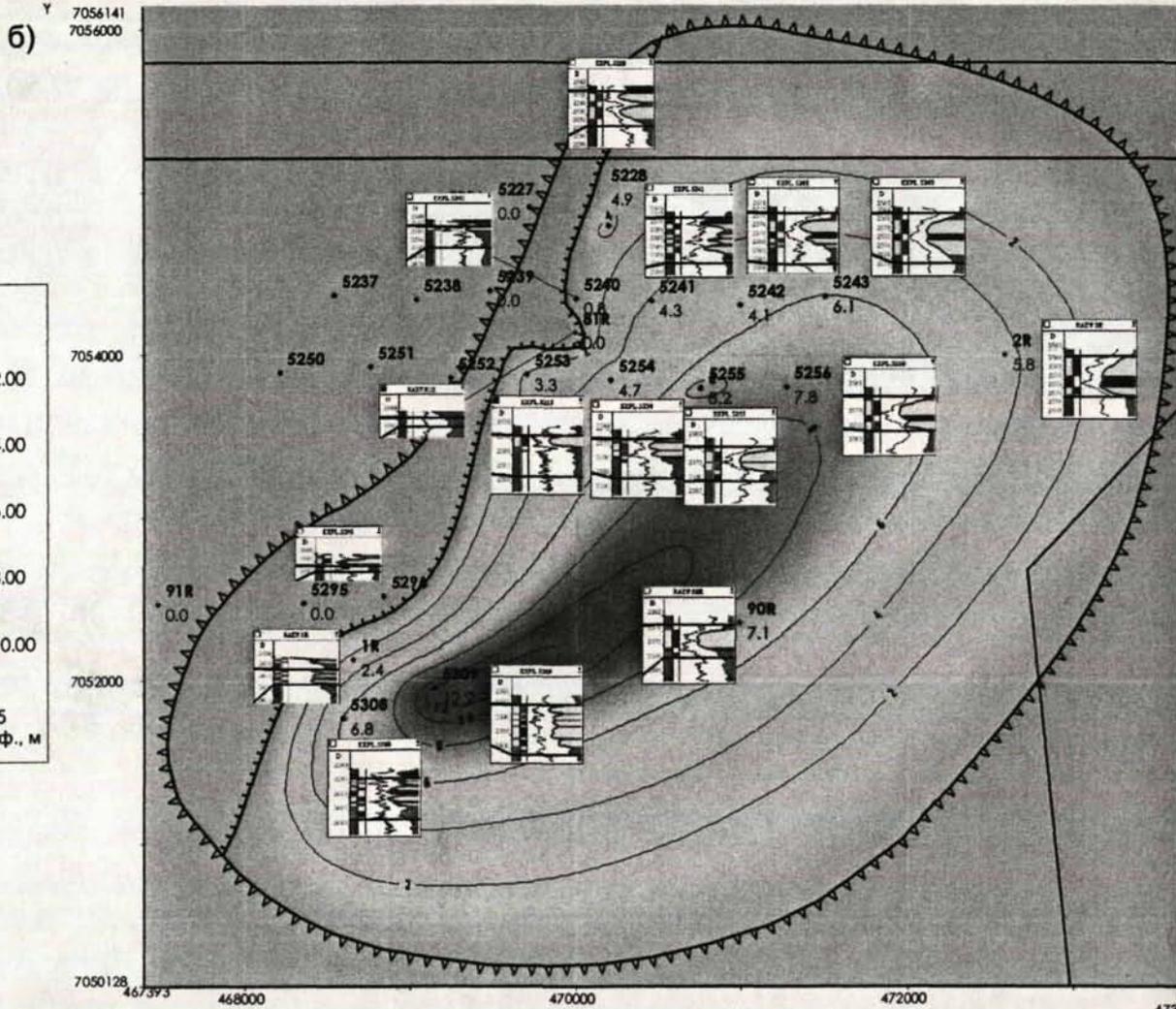
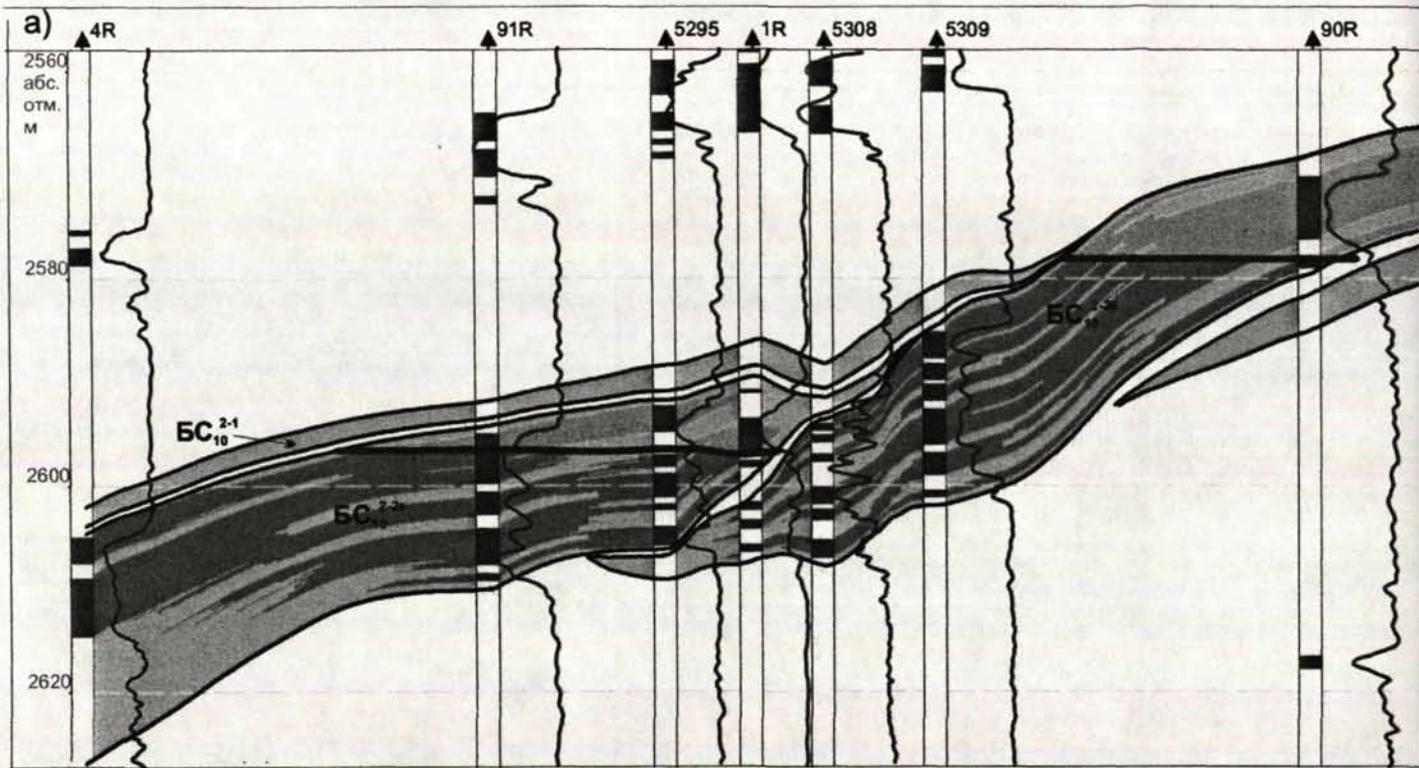
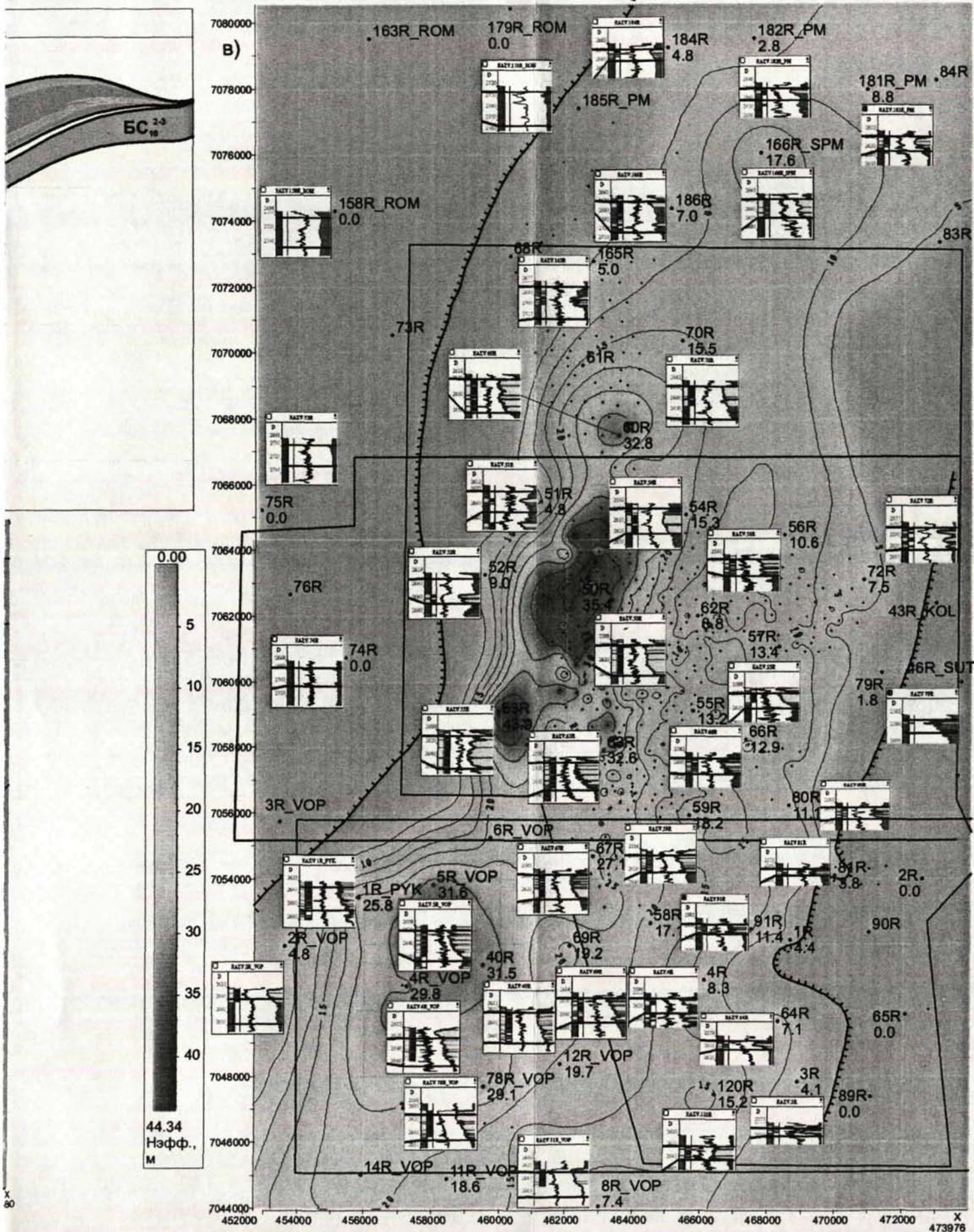
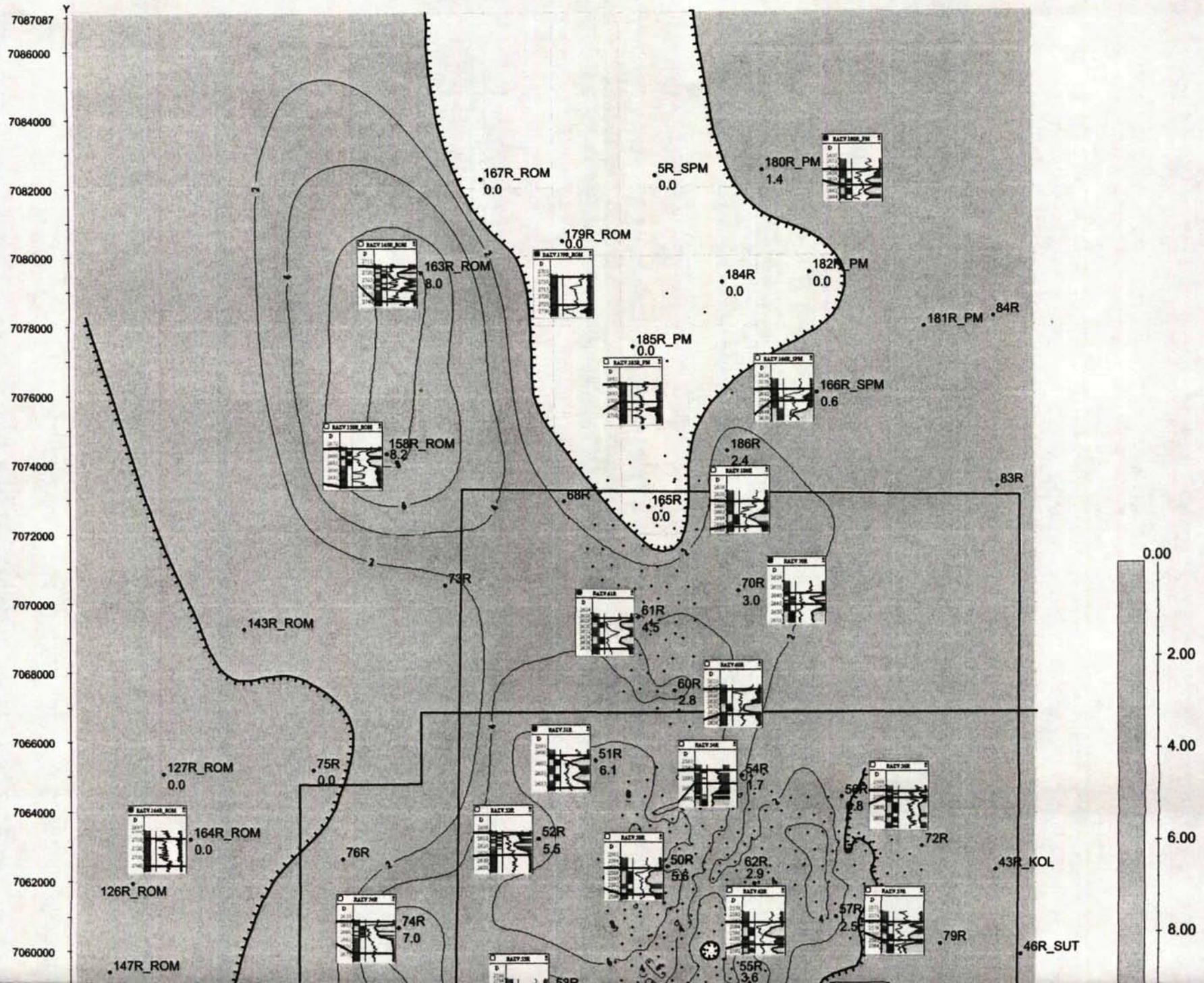


Рис. 29. Геологический разрез отложений пластов группы BC₁₀² (а) и принципиальные



модели пластов BC₁₀²⁻²⁶ (б) и BC₁₀^{2-2a} (в) месторождения Ноябрьского района.



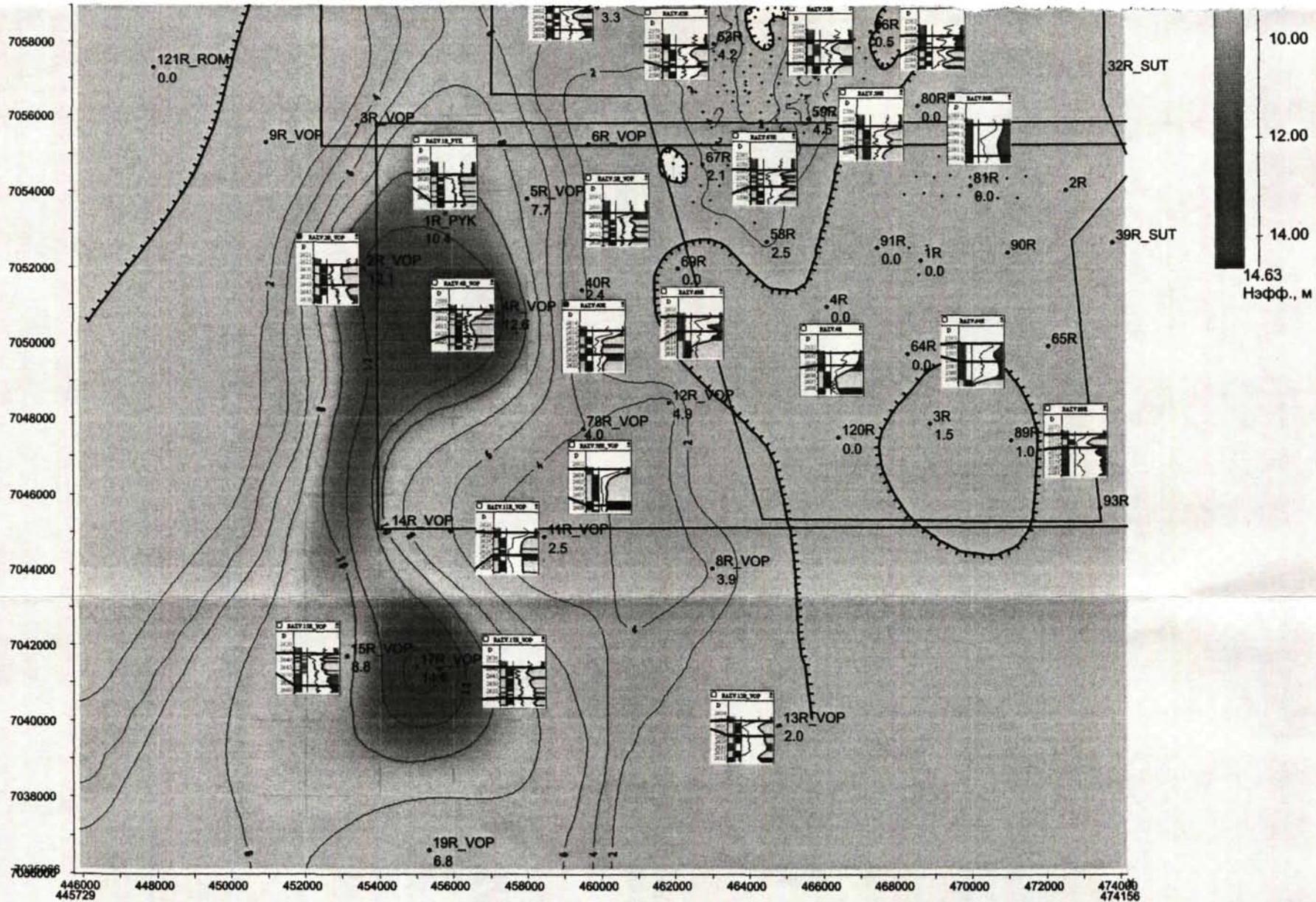


Рис.30. Принципиальная модель пласта BC_{10}^{2-1} месторождения Ноябрьского района.

Это продвижение депоцентра осадконакопления на запад объясняется проградацией бровки палеошельфа в данном направлении. Однако мощность песчаных тел пласта БС₁₀²⁻¹ гораздо меньше, чем пласта БС₁₀²⁻¹⁶ – 14,6 м и 44,3 м соответственно. На восток наблюдается плавное уменьшение мощности песчаных пропластков, осложненное локальными зонами их выклинивания (район скважин 5232, 3245, 4146). В районе скважин ЗР и 89Р выделяется самостоятельная песчаная линза, по-видимому, связанная с локальной впадиной в рельефе палеодна.

На основании полученных выводов о геологическом строении рассмотренных месторождений были построены цифровые геологические модели, по которым был проведен подсчет запасов. Запасы довольно сильно изменились, что свидетельствует о важности учета черепицеобразного строения месторождений.

Итак, из вышесказанного можно сделать следующие важные выводы:

1. На основании совместного анализа сейсмических данных и каротажа установлено, что шельфовая часть клиноформных неокомских отложений Западной Сибири имеет сложное черепицеобразное строение, которое необходимо учитывать при геологическом моделировании и разработке залежей.
2. Выбор и обоснование сейсмических атрибутов для прогнозирования ФЕС клиноформных резервуаров в межскважинном пространстве необходимо проводить в соответствии с выявленными на основании промыслово-геофизических данных особенностями фациальной изменчивости отложений.
3. Пространственная корреляция данных каротажа с опорой на сейсмические данные и гипсометрия межфлюидных контактов являются надежным критерием выделения гидродинамически разобщенных пластов-коллекторов, соответствующих пологонаклонным черепицеобразным горизонтам.
4. Сложное строение шельфовых пластов (БС₁₂, БУ₁₇, БС₁₀) и особенности распространения коллекторов, показанные в данной работе, необходимо учитывать при дальнейших разработках залежей, так как пласт зачастую не может рассматриваться в качестве единого резервуара.

Заключение

Неокомский комплекс и в обозримой перспективе будет играть ведущую роль в нефтегазовом секторе Западной Сибири. Это обстоятельство обуславливает важность и актуальность задачи изучения его геологического строения и выявления новых способов геометризации ловушек углеводородного сырья. При изучении геологического строения клиноформных отложений Западной Сибири одними из наиболее сложных и важных этапов, по мнению автора, являются определение стратиграфических границ продуктивных пластов, обоснование положения межфлюидных контактов и прогнозирование распределения коллекторов в межскважинном пространстве. Именно этим этапам уделено основное внимание в исследованиях автора, результаты которых легли в основу диссертационной работы.

Одним из основополагающих этапов выполненных исследований стала корреляция отраженных волн в волновом поле. От того, насколько точно и детально выполнена сейсмическая корреляция во многом зависит достоверность конечного результата интерпретации. Поэтому этот этап рассматривался как итерационный процесс, в котором детально анализируется волновое поле, уточняется стратиграфическая привязка, выделяются наиболее выразительные аномалии сейсмической записи, проигрываются варианты геологической модели и, по сути, зачастую принимаются ключевые решения всей последующей интерпретации.

При подсчете запасов и утверждении их в контролирующих организациях (ГКЗ, ЦКР) основным предоставляемым на рассмотрение результатом является карта. Тем не менее необходимо учитывать полученные закономерности распределения коллекторов как в 2D, так и в 3D моделях. Таким образом, геологическая модель должна быть способна объединить всю имеющуюся, зачастую весьма разноплановую, информацию. Алгоритмы, позволяющие добиться максимального соответствия послойных и объемных цифровых геологических моделей, в настоящее время уже разработаны и реализованы в некоторых программных пакетах (например, Petrel, DV-Geo, Tigress). Самыми востребованными программами по геологическому моделированию будут те,

которые смогут обеспечить оптимальное сочетание стохастических и детерминистических технологий в моделировании с опытом и знаниями специалистов. Причем, чем сложнее применяемые технологии, тем больше требований к знаниям и опыту интерпретатора, что совершенно не соответствует тезису о том, что разработка новых компьютерных технологий способна полностью автоматизировать процесс построения геологических моделей в общем смысле данного понятия.

В неокомской толще Западной Сибири распространение залежей нефти и газа контролируется не структурным, а, в первую очередь, литологическим фактором. Таким образом, на первый план выступает проблема определения распространения коллекторов и ФЕС в межскважинном пространстве, то есть обоснование общей геологической модели строения пласта, основанной на комплексировании геологом-интерпретатором всей имеющейся геолого-геофизической информации. Отмечу, что при этом, необходимо не только знать достаточно большой арсенал предлагаемых сейсморазведкой и ГИС методов прогнозирования распределения ФЕС в межскважинном пространстве, но и четко понимать их ограничения. Так, получаемые при использовании нейронных сетей достаточно высокие коэффициенты корреляции между сейсмическими атрибутами и геологическими параметрами не всегда свидетельствуют об успешном решении поставленной задачи прогноза. Результаты инверсии так же нуждаются в критической оценке, особенно в условиях частого переслаивания и отсутствия массивных пластов в разрезе. Основным критерий – соответствие полученных распределений подсчетных параметров основным законам осадконакопления рассматриваемого района.

Для правильной геометризации залежей, особенно в условиях сильной литоло-фациальной изменчивости, важной проблемой является анализ межфлюидных контактов. Причем традиционное обоснование различия контакта в залежах наличием полной (по всей толщине пласта) зоны глинизации коллектора в ряде случаев не применимо. На основании сейсмических и скважинных данных в шельфовых неокомских пластах на рассматриваемых месторождениях автором были выделены отдельные «черепицеобразные» пласты с различными уровнями межфлюидных контактов. Различие в гипсометрии межфлюидных контактов

обосновывается наклонными на запад глинистыми пропластками, которые, зачастую, имеют подчиненное значение в разрезе. Это обстоятельство делает затруднительным их выделение и трассирование.

Итак, в результате проведенных автором исследований можно сделать следующие выводы:

1. В результате исследований на ряде месторождений Западной Сибири с использованием совместного анализа сейсмических данных и каротажа выявлена специфика осадконакопления и предложена модель черепицеобразного строения шельфовых пластов, которую необходимо учитывать при геологическом моделировании и разработке залежей.
2. Показана необходимость использования комплексного подхода при выборе сейсмических атрибутов, которые основаны не только на статистических данных, полученных по результатам нейросетевого моделирования, но и на результатах литофациального анализа и априорной региональной модели осадконакопления.
3. Для выделения гидродинамически разобщенных залежей в черепицеобразных пластах необходимо осуществлять пространственную корреляцию данных сейсморазведки не только с опорой на материалы каротажа, но и на гипсометрию межфлюидных контактов.

Выявленные особенности осадконакопления и черепицеобразного строения шельфовых пластов неокома имеют важное практическое значение с точки зрения построения геологических моделей залежей, усовершенствования методики количественной оценки запасов и разработке новых ресурсов углеводородов.

Библиографический список использованной литературы

1. Аки К., Ричардс П. Количественная сейсмология.-М.: Мир.,1983. Том 1-2 - с.880
2. Ампилов Ю.П. Сейсмическая интерпретация: опыт и проблемы. - М.: Геоинформмарк, 2004. – 286 с.
3. Балин В.П., Бородкин В.Н., Брехунцов А.М., Садовский С.В. Прогнозирование поведения пластовой системы ачимовских отложений Восточно-Уренгойской зоны с учетом особенностей строения резервуаров // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений.- М., ВНИИОЭНГ. - 2001. - № 5.- С.25 – 32.
4. Билибин С.И., Перепечкин М.В., Юканова Е.А. Технология построения геологических моделей залежей углеводородов в программном комплексе DV-Deo при недостаточном наборе исходных данных// Геофизика.- 2007.- № 4.- С.201 - 206.
5. Бородкин В.Н., Дещеня Н.П., Нестеров И.И. (мл.), Пенягин П.В., Каримова Н.А. Стратиграфо-корреляционная основа построения региональной сейсмогеологической модели неокомских шельфовых и клиноформных отложений севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2003. - № 4-5. - С. 34 - 40.
6. Бородкин В.Н., Брехунцов А.М., Нестеров И.И. (мл.), Нечепуренко Л.В. Региональные геологические модели неокомского клиноформного комплекса севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2003.- № 4-5.- С.46-50
7. Бородкин В.Н., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П. Характеристика строения, условий седиментации и нефтегазоносности резервуаров ачимовской толщи и их шельфовых аналогов в пределах Уренгойского региона // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 2001. - № 5.- С.16-25.
8. Бочкарев В.С., Бородкин В.Н., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П. Новые перспективные нефтегазовые объекты Западной Сибири (Ямало-Ненецкий автономный округ) //Энергетическая политика. - 2000. - С.18-23.

9. Брехунцов А.М., Бородкин В.Н., Дещеня Н.П., Ильин Ю.М., Балин В.П., Шестаков А.В. Проблемы картирования, индексации и прогноза высокоперспективных зон в ачимовской толще Восточно-Уренгойской зоны и некоторые аспекты технико-экономического обоснования ее освоения // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 1999.- № 11.- С.2-14.
10. Брехунцов А.М., Золотов А.Н., Резуненко В.И. и др. Западная Сибирь останется главной нефте- и газодобывающей провинцией России в XXI веке // Геология нефти и газа.- 2000. - № 4. - С. 2–8.
11. Брехунцов А.М., Танинская Н.В., Шиманский В.В., Хафизов С.Ф. Литолого-фациальные критерии прогноза коллекторов ачимовских отложений Восточно-Уренгойской зоны // Геология нефти и газа.- 2003. - № 3 - С.2-10/
12. Буш Д. А. Стратиграфические ловушки в песчаниках.- М.: Мир, 1977.- 206 с.
13. Воскресенский Ю.Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов.- М.: РГУ нефти и газа, 2001, 68 с.
14. Гельфанд В.А. Уточнение модели среды с помощью синтетических сейсмограмм // Нефтегазовая геология и геофизика.- 1977.- № 5.- С. 32-36.
15. Гогоненков Г.Н., Михайлов Ю.А., Эльманович С.С. Анализ неокомской клиноформы Западной Сибири по данным сейсморазведки // Геология нефти и газа.- 1988. – № 1. – С.22–29.
16. Горбачев Ю.И. Геофизические исследования скважин: Учебник для вузов. Под ред. Каруса Е.В. – М.: Недра., 1990.- 398 с.
17. Гривко И. Л., Ефремов В.А. Сравнительный анализ двух нелинейных методов преобразования сейсмических данных в параметры среды. Сборник тезисов докладов, IX Международная Научно-практическая Конференция "Геомодель". - Геленджик, 2007 г. С. 209.
18. Гурари Ф.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья // Тр. ин-та СНИИГГиМС. - Л.:Гостоптехиздат 1959. - Вып. 3. - 174 с.
19. Гурари Ф.Г. Геология нефти и газа Сибири: Избранные труды. - Новосибирск: СНИИГГиМС. - 2007. - 437 с.

20. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. - М.: Недра, 1982. - 448 с.
21. Денисов С.Б., Билибин С.И., Федчук В.В. Об оценке точности структурных построений // Нефтяное хозяйство.- 2001.- №10. - С.32-35
22. Дюбрул О. Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных // SEG EAGE.- 2005.- С.296
23. Еханин А.Е., Шпильман В.И. Морфогенетическое районирование ачимовской толщи с целью поиска структурных и неструктурных ловушек // Условия формирования ловушек нефти и газа неантиклинального типа в мезозойских отложениях Западной Сибири. Тюмень: Изд. ЗапСибНИГНИ, 1978. С. 93-101.
24. Жарков А.М. Неантиклинальные ловушки углеводородов в нижнемеловой клиноформной толще Западной Сибири // Геология нефти и газа.- 2001.- № 1.- С. 15-20.
25. Закревский К.Е., Майсюк Д.М., Сыртланов В.Р. Оценка качества 3D моделей. – М.: ИЦП «Маска», 2008. – 272 с.
26. Зверев К.В., Казаненков В.А. Седиментогенез отложений ачимовской толщи Северного Приобья// Геология и геофизика. – 2001. - № 4, Т. 42, С. 617-630.
27. Инюшкина А.А., Мерзлякова Д.В. Комплексное применение результатов сейсморазведочных работ 3D и данных ГИС при изучении строения и моделировании клиноформных резервуаров Западной Сибири // Геофизика. - 2007. - № 4. - С. 195-200.
28. Инюшкина А.А., Мерзлякова Д.В. Комплексное применение результатов сейсморазведочных работ 3D и данных ГИС при изучении строения и моделировании клиноформных резервуаров Западной Сибири. Сборник тезисов докладов, IX Международная Научно-практическая Конференция "Геомодель". - Геленджик, 2007. С. 171.
29. Инюшкина А.А., Никулин Б.А. Некоторые аспекты применения данных сейсморазведки при построении геологических моделей нефтегазовых месторождений // Вест. МГУ. сер. № 4. Геология. - 2006. - С. 55-56.
30. Инюшкина А.А., Ярлыков М.Ю., Ким Н.П., Пименова А.М., Мерзлякова Д.В. Уточнение строения неокомских клиноформ Западной Сибири по данным

- сейсморазведки 3Д и ГИС // Тезисы докладов, VIII Международная Научно-практическая Конференция "Геомодель". - Геленджик, 2006. С. 293-294.
31. Кавун М.М., Степанов А.В., Истомина С.Б. Некоторые практические аспекты анализа межфлюидных контактов при геологическом моделировании залежей нефти и газа // Геофизика.- 2007.- № 4.- С.201-206.
 32. Кавун М.М., Степанов А.В., Ставинский П.В., Прогнозирование эффективных толщин в межскважинном пространстве: методология, тенденции, оценка результатов // Геофизика.- 2008.- № 4.- С. 17-21.
 33. Каллан Р. Основные концепции нейронных сетей. М.: Изд. дом «Вильямс» , 2001.- 288 с.
 34. Карогодин Ю.Н., Ершов С.В., и др. Фациально-палеогеоморфологические условия формирования песчаных тел клиноформ-циклитов Приобской зоны нефтенакопления // Геология нефти и газа.- 1995.- № 5.- С. 11-16
 35. Карогодин Ю.Н., Казаненков В.А., Рыльков С.А., Ершов С.В. Северное Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неокома (системно-литмологический подход. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2000. - 200 с.
 36. Кашик А.С., Гогоненков Г.Н. К вопросу о моделировании крупных, давно эксплуатирующихся месторождений // Нефтяное хозяйство.- 2002.- № 7.- С. 94-99
 37. Кащеев Д.Е., Кирнос Д.Г. Использование имитационного аннилинга для инверсии данных сейсморазведки // журнал ЕАГО "Геофизика", спец. вып. "Технологии сейсморазведки-1". 2002. 75-80.
 38. Кащеев Д.Е., Кирнос Д.Г., Гриценко А.М. Одновременная АВА стохастическая инверсия данных сейсморазведки. Сборник тезисов докладов, IX Международная Научно-практическая Конференция "Геомодель". - Геленджик, 2007 г. С. 83.
 39. Клепиков В.Н., Никифорова М.М., Радченко Н.Д. Нефть и газ Тюмени в документах.- Свердловск.: Средне-Уральское книж. Изд-во , 1971. - 480 с.
 40. Колесов В.В. Принципы технологии многомерной интерпретации. Геофизика. Спец. выпуск. - 2004. - С. 7-11

41. Конибир Ч.Э.Б. Палеогеоморфология нефтегазоносных песчаных тел.- М.: Недра, 1979.- 256 с.
42. Кулахметов Н.Х., Никитин В.М., Ясович Г.С., Валицкий Ю.И. Особенности корреляции шельфовых отложений неокома Среднего Приобья с применением сейсморазведки МОГТ // Геология нефти и газа.-1983.- № 5.- С. 44-48.
43. Лаврик А.С., Логинов Д.В. Оценка значимости сейсмических атрибутов // Научная сессия МИФИ - 2008.- М., 2008.- Том 10, С. 212-213.
44. Лаврик А.С., Логинов Д.В., Ванярхо М.А. Применение нейросетей для прогнозирования пористости в 3D-кубах // Геофизика., 2007. - № 4. - С. 40-43.
45. Лаврик А.С., Некрасова Л.А., Логинов Д.В., Ярлыков М.Ю. Методические приемы применения нейросетевого моделирования для построения карт подсчетных параметров// Геофизика. – М., 2007. - № 4.- С. 103-107.
46. Лаврик А.С., Федотов М.Н., Кузнецова Л.С., Петрова С.М., Исаков Д.В. Прогноз коллекторских свойств неокомских отложений с использованием методов нейросетевого моделирования // Научно-технический журнал Недропользование-XXI век.- 2007.- № 4. - С. 24-27.
47. Левянт В.Б. и др. Граничные условия, способы оптимизации и подтверждаемость атрибутивного прогнозирования параметров продуктивных пластов по данным 3D и ГИС // «Геофизика» специальный выпуск «Технологии сейсморазведки -1». - 2002.- С.75-80
48. Левянт В.Б., Шустер В.Л., Антонова И.Ю. Статистика подтверждаемости прогнозов структурных поверхностей и подсчетных параметров при использовании сейсморазведки 3D // Технологии сейсморазведки. – 2005.- № 2.- С.105-120.
49. Левинзон И.Л., Брехунцов А.М., Бородкин В.Н., Бочкарев В.С., Дещеня Н.П. Ачимовская толща – один из основных объектов стабилизации добычи углеводородного сырья на территории Ямало-Ненецкого автономного округа// Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений 2001.- № 1.- С. 4 – 17.
50. Лисицын А.П. Лавинная седиментация и перерывы в осадконакоплении в морях и океанах. - М.: Наука, 1988. - 310 с.

51. Мерзлякова Д.В., Кузнецова Л.С., Степанов А.В., Инюшкина А.А., Федотов М.Н. Сравнительный анализ применения сейсмических методов при прогнозе коллекторских свойств // Тезисы докладов, VIII Международная Научно-практическая Конференция "Геомодель". - Геленджик, 2006. - С. 281-282.
52. Михайлов В.Н. Речные дельты: строение, образование, эволюция//Соросовский общеобразовательный журнал. - 2001.- Том 7, № 3. - С. 59-66.
53. Мкртчян О.М., Белкин Н.М., Дегтев В.А. Сейсмогеологическое обоснование единой схемы корреляции продуктивных пластов неокома Среднего Приобья // Советская геология. - 1985. - № 11.- С. 115-122.
54. Мкртчян О.М., Трусов Л.Л., Белкин Н.М., Дегтев В.А. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири.- М.: Наука, 1987.- 126 с.
55. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа.- Л.: Недра, 1984. - 260 с.
56. Наумов А.Л., Биншток М.М., Онищук Т.М. Об особенностях формирования разреза неокома Среднего Приобья//Геология и разведка нефти и газовых месторождений Западной Сибири. - 1977. - Вып. 64. - С. 39-46.
57. Нежданов А.А. Геологическая интерпретация сейсморазведочных данных. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. - 133 с.
58. Нежданов А.А., Огибенин В.В., Кузнецов В.И. и др. Сейсмогеологический прогноз и картирование неантиклинальных ловушек и залежей нефти и газа в Западной Сибири (Ч.II).- М.: Геоинформмарк, 1992. - 101 с.
59. Нежданов А.А., Огибенин В.В., Куренко М.И. и др. Региональная литостратиграфическая схема мезозоя и кайнозоя Западной Сибири и основные закономерности размещения неантиклинальных ловушек углеводородов// Литмогеологические закономерности размещения резервуаров и залежей углеводородов. - Новосибирск: Наука, 1990.- С. 80-108.
60. Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири.- М.: Издательство Академии горных наук, 2000. - 247 с.

61. Нежданов А.А. и др. Сейсмогеологический прогноз и картирование неантиклинальных ловушек, залежей нефти и газа в Западной Сибири. Разведочная геофизика. М.: Геоинформмарк.- М.- 1992. - Ч.1 99 с.; Ч.2 101с .
62. Нежданов А.А. Геологическая интерпретация сейсморазведочных данных: Курс лекций.- Тюмень: ТюмГНГУ., 2000. - 133 с.
63. Нестеров В.Н., Харахинов В.В., Семянов А.А., Шленкин С.И., Глебов А.Ф. Геологическая доразведка нефтяных месторождений Нижневартовского Приобья. -М.: Научный мир, 2006. - 192 с.
64. Онищук Т.М., Наумов А.Л., Векслер Л.А. Корреляция продуктивных пластов нижнего мела в Среднеобской НГО //Геология нефти и газа.-1976. - № 6. - С. 32-37.
65. Перепечкин М.В., Технология построения геологических моделей по геолого-геофизическим данным в программном комплексе DV-Geo.: Автореферат диссертации на соискание ученой степени канд.тех. наук: - Москва, 2007. - с. 23
66. Перепечкин М.В, Билибин С.И. Технологии использования принципиальных моделей при проведении этапа литологического моделирования залежи углеводородов в программном комплексе DV-Geo.:МГНЦ, ВНИИ Геосистем Геоинформатика, № 2, 2007.- С. 116-117
67. Птецов С.Н. Прогнозирование свойств коллекторов между скважинами по сейсмическим данным: Автореферат диссертации на соискание доктора техн. наук; М., 2003. - 41 с.: ил.-Библиогр.: 39-41 (28 назв.)
68. Пустарнакова Ю. А., Ахметова Э. Р. Искусственная нейронная сеть как инструмент прогнозирования геологических параметров по сейсмическим атрибутам и данным бурения// Геофизика. - спец. вып. "Технологии сейсморазведки-1".- 2002.- С. 117-121 .
69. Седаева К.М. О термине "клиноформа" // Бюл. МОИП. - 1989. - Том. 64. - Вып. 1. - С. 62-65.
70. Сейсмическая стратиграфия – использование при поисках и разведке нефти и газа: Под ред. Ч. Пейтона: Пер. с англ. - М.: Мир, 1982. Том 1, 2. 375 с.
71. Селли Р.Ч. Древние обстановки осадконакопления: Пер. с англ. /Пер. А.А. Никонова, К.И. Никоновой. - М.: Недра, 1989. - 294 с.

72. Справочник по литологии/Под ред. Н.Б. Вассоевича, В.Л. Либровича, Н.В. Логвиненко, В.И. Марченко. - М.: Недра, 1983.- 509 с.
73. Судакова В.В. Прогнозирование ловушек нефти и газа на основе комплексного анализа материалов сейсморазведки и бурения на территории Сургутского свода. Тюмень, 2005.
74. Трушкевич Р.Т. Модель ловушек в ачимовских отложениях (валанжин-берриас) севера Западной Сибири // Геология нефти и газа.- 1994.- № 2.- С.21-23.
75. Трушкова Л.Я. Основные закономерности распространения продуктивных пластов и покрышек в неокоме Обь-Иртышского междуречья //Вопросы литологии и палеогеографии Сибири: Труды СНИИГГиМС. – Новосибирск, 1970. – Вып.106. – С. 4–12.
76. Федорова Г.С., Костякова Л.С., Субботина М.Е. Исследование углеводородных флюидов ачимовских отложений Уренгойского месторождения. Сборник научн. трудов “Изучение углеводородных систем сложного состава”.- М.: Изд-во ОАО “Газпром” и ООО “ВНИИГаз”, 2000.- С. 48–58.
77. Шарифуллина Е.А. Анализ освоения лицензионных участков в пределах Среднеобской нефтегазоносной области в условиях современного механизма недропользования. Автореферат диссертации на соискание ученой степени канд.г.-м.н.. наук: Тюмень, 2004
78. Шепард Ф. П. Морская геология. - Л.: Недра, 1969.- 401 с.
79. Шиманский В.В., Танинская Н.В., Окнова Н.С., Бородкин В.Н., Храмова А.В., Пенягин П.В. Прогноз коллекторов в отложениях Ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны в связи с моделью их седиментации // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2003. - № 4-5.- С. 77-82.
80. Эльманович С.С., Кирсанов В.В. Роль палеотектонического фактора в формировании месторождений углеводородов Западной Сибири // Геофизика . - 2003. - № 4. - С. 3-5.
81. Aminzadeh F., Groot P. Soft computing for qualitative and quantitative seismic object and reservoir property prediction. First Break, 2004, Vol.22

82. Bouma A.H. Sedimentology of some Flisch Deposits: A graphic approach to facies interpretation. Amsterdam. Elsevier. 1962.
83. Dvorkin J., Alkhatir S., Pore fluid and porosity mapping from seismic. First Break, 2004, Vol.22.
84. Fisk H.N. Bar-finger sands of the Mississippi delta, in: Peterson J.A., Osmond J.C., eds., Geometry of sandstone bodies, Tulsa, Oklahoma, Am. Assoc. Petroleum Geologists. pp. 29-52, 1961.
85. Friedman, Gerald M. John L. Rich (1884–1956): Father of Cliniform, Undaform, and Fondoform," Abstract, Annual meeting of GSA Boston, 2001, Paper 24-0.
86. Kuehl S. Role of mass movement in shelf cliniform growth: the Amazon and Ganges-Brahmaputra examples. 2003 Seattle Annual Meeting (November 2–5, 2003).
87. Kuenen P., Migliorini C.I., Turbidity currents as a cause of graded bedding. J. Geol., 1950, vol. 58, 91-127.
88. Lindseth R.O. Seislog process uses seismic reflection traces.// Oil and Gas journal, 1976, v.74, №43, p. 67-71/
89. Lowe D.R. Restricted shallow-water sedimentation of early flows: II Depositional models with special reference to the deposits of high-density turbidity currents// J.Sedim.Petrol. - 1982. - Vol.52. - p. 279-297.
90. Mavko G., Dvorkin J., Walls J., Seismic wave attenuation at full water saturation. 73-rd Ann. Internat. Mtg.: Society of Exploration Geophysics. 2003.
91. Nio S.D., Bohm A.R., Brouwer J.H., De Jong M., Smith D.G. Climate Stratigraphy. Principles and Applications in Subsurface Correlation. EAGE Short Course Series, №1, 2006. 197 p.
92. Rich J.L. Three critical environments of deposition and criteria for recognition of rocks deposited in each of them. Geol. Soc. Am. Bull/ 1951, vol. 62, p.1-20.
93. Shanor G., Rawanchaikul M., Sams M., and others, From seismic to simulator through geostatistical modelling and inversion: Makarem gas accumulation, Sultanate of Oman. First Break, 2002, Vol.20
94. Shueg R.T. As implication of the Zoeppritz equations. Geophysics, 1985, v.50, p.p. 150-155.

Фондовая

95. Денисов С.Б., В.С.Рудая и др. Подсчет балансовых запасов нефти, конденсата, свободного и растворенного газа, составление ТЭО КИН Комсомольского месторождения на основе геолого-технологической модели по состоянию на 01.01.2002 г. Отчет ОАО ЦГЭю Москва, 2003 г.
96. Минько В.А., Родионов В.А., Яшина С.М. Подсчет запасов нефти и растворенного газа Крайнего месторождения Пуровского района Тюменской области по состоянию на 1.04.87 г. Отчет ПГО «Новосибирскгеология», Новосибирск, 1987 г.
97. Пересчет балансовых запасов нефти и газа Крайнего месторождения. Отчет по договору 06.95.34/278. (648.95). М., ОАО ВНИИнефть, 1996г.
98. Парникель В.Е. Обработка и интерпретация данных и построение цифровой объемной геологической модели Еты-Пуровского месторождения, Отчет ОАО ЦГЭ, Москва, 2006г, раздел 4.7.