

61:05 - 4/91

Московский ордена Ленина, ордена Октябрьской Революции
и ордена Трудового Красного Знамени
Государственный университет им. М.В. Ломоносова

НА ПРАВАХ РУКОПИСИ

БЕСПАЛОВА ЕЛЕНА БОРИСОВНА

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В УНДАФОРМНОЙ ЗОНЕ
НЕОКОМСКИХ КЛИНОФОРМНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
НАДЫМСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

СПЕЦИАЛЬНОСТЬ: 25.00.12 – геология, поиски и разведка горючих ископаемых

**Диссертация на соискание ученой степени кандидата
геолого-минералогических наук**

**Научный руководитель: доктор геолого-минералогических наук,
профессор В.С. Славкин**

Москва - 2005

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. КРАТКИЙ ОЧЕРК ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЙ.....	8
1.1. СТРАТИГРАФИЯ	
1.1.1. Стратиграфия северных районов Западной Сибири.....	8
1.1.2. Особенности стратиграфии неокомских отложений.....	24
1.2. ТЕКТОНИКА	
1.2.1. Основные структурные элементы района исследований.....	27
1.2.2. Основные этапы геологического развития Западной Сибири.....	40
ГЛАВА 2. РАЗВИТИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ О СТРОЕНИИ И ОБРАЗОВАНИИ НЕОКОМСКОГО КОМПЛЕКСА И СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ НА СЕВЕРЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	43
ГЛАВА 3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ ПРИЁМЫ ИЗУЧЕНИЯ КЛИНОФОРМНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НЕОКОМСКОГО КОМПЛЕКСА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	53
3.1. Корреляция отложений по взаимоувязанным данным сейсморазведки и ГИС.....	53
3.2. Иерархическая система седиментационных тел.....	58
3.3. Типы песчаных тел.....	61
3.4. Структура и морфология неокомских пластов. Типы ловушек.....	70
3.5. Прогноз распространения песчаных тел и коллекторов.....	76
3.5.1. Сейсмостратиграфический анализ.....	76
3.5.2. Прогноз распространения коллекторов на основе геологической типизации и СВАН сейсмической записи в межскважинном пространстве.....	77
3.5.3. Прогноз распространения коллекторов методом ПАРМ.....	79

ГЛАВА 4. ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКА НОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В НЕОКОМСКОМ КЛИНОФОРМНОМ КОМПЛЕКСЕ НАДЫМСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	81
4.1. Хулымско-Лонгьюганская зона.....	81
4.2. Сандибинско-Лензитская зона.....	110
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	137
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	139

Введение

Актуальность работы

На сегодняшний день основная добыча жидких углеводородов в Западной Сибири связана с неокомским продуктивным комплексом. В ближайшее десятилетие дальнейший прирост запасов и рост добычи нефти возможны именно за счёт данного комплекса. Особый интерес связан с северными районами Западной Сибири, в частности с Надымской мегавпадиной, характеризующейся слабой изученностью и отсутствием до настоящего времени сколько-нибудь крупных месторождений нефти. В первую очередь это объясняется тем, что традиционно на севере Западно-Сибирского бассейна основные перспективы связывали с сеноманским газом. Поиски нефти ориентировали на среднеюрские отложения, которые, как оказалось, залегают на больших глубинах и содержат коллекторы с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. В меньшей степени перспективы нефтеносности связывали с фондоформными частями клиноформного комплекса, так называемыми ачимовскими отложениями. Однако залежи в юрских и ачимовских отложениях оказались в основном низкодебитные и часто нерентабельные для промышленной разработки. Ундаформная зона клиноформного комплекса рассматривалась как малоперспективная, в связи с отсутствием высокоёмких и высокопроницаемых коллекторов. Так, в начале 90-х годов в пределах Надымской мегавпадины в ундаформной зоне клиноформного комплекса было открыто небольшое Средне-Хулымское месторождение нефти с максимальным дебитом $12\text{ м}^3/\text{сут}$, которое считалось нерентабельным для разработки особенно в условиях отсутствия в этом районе инфраструктуры.

Между тем, в Широком Приобье в клиноформном комплексе открыты уникальные месторождения, среди которых можно выделить Приобское и Приразломное. К ундаформной зоне этих месторождений приурочены крупные залежи нефти (пласт АС₁₁ и БС₄ соответственно). Из условий формирования клиноформных отложений следует, что ундаформная зона клиноформного комплекса должна быть перспективна и в пределах Надымской мегавпадины. В последние годы это доказано успешным освоением компанией ОАО "РИТЭК" Средне-Хулымского и Сандибинского месторождений, главные продуктивные пласты которых (АС₁₀ и БН₆) приурочены именно к ундаформной зоне. Высокие фильтрационно-ёмкостные свойства коллекторов (дебиты нефти до $170\text{ м}^3/\text{сут}$) и высокое качество нефти Средне-Хулымского месторождения свидетельствуют о значительных перспективах ундаформной зоны неокомского комплекса к северу от Широкого Приобья. В связи с этим особую

актуальность приобрёл вопрос о генетической идентификации высокопродуктивных коллекторов, вскрытых на Средне-Хулымском и Сандибинском месторождениях, в рамках клиноформного строения неокомского комплекса, и научном обосновании поиска в Надымской мегавпадине аналогов этих месторождений, т.е. оценки перспектив ундаформных частей клиноформ.

Целью диссертационной работы является научное обоснование поиска и разведки залежей в ундаформной зоне неокомских клиноформных отложений Надымской мегавпадины Западно-Сибирского бассейна, базирующееся на комплексировании данных сейсморазведки и бурения.

Основными задачами исследований являлись:

1. Анализ основных проблем поиска и разведки нефтяных залежей в неокомском клиноформном комплексе Надымской мегавпадины Западно-Сибирского НГБ, которые должны быть разрешены в процессе исследований;

2. Разработка методических приёмов необходимых для наиболее полного и всестороннего изучения клиноформных отложений;

3. Генетическая типизация песчано-алевритовых тел Сандибинского и Средне-Хулымского месторождений на основе их сопоставления с продуктивными отложениями клиноформ Широкого Приобья;

4. Выделение различных типов ловушек в клиноформном комплексе и обоснование их перспективности;

5. Прослеживание границ распространения наиболее перспективных песчаных тел в пределах выявленных ловушек по данным сейсморазведки;

6. На основе проведённых исследований выделение в клиноформном комплексе Надымской мегавпадины новых перспективных объектов для дальнейшего освоения.

Научная новизна:

1. Впервые основные продуктивные пласты Средне-Хулымского и Сандибинского месторождений севера Западной Сибири по комплексу морфологических и литологических признаков охарактеризованы как кромкошельфовые тела ундаформной зоны неокомского клиноформного комплекса, что определяет высокие перспективы поиска их аналогов на прилегающих участках.

2. Впервые на примере сопоставления строения и коллекторских свойств пласта АС₁₁ Сахалинского и Приобского месторождений показано, что депоцентры накопления песчаного материала кромкошельфовых тел приурочены в плане к изгибу кромки палеошельфа к окончанию времени формирования пласта. Поэтому предложен методический приём, основанный на анализе характера распространения кромок

палеошельфов пластов, который позволил спрогнозировать характер распространения кромкошельфовых тел на Лензитской и Лонгьюганской площадях.

3. В пределах поисковых и разведочных участков Надымской мегавпадины в клиноформном комплексе в зонах развития кромкошельфовых песчаных тел выделен новый высокоперспективный тип ловушек углеводородов – тектоно-седиментационные поднятия.

4. Предложено новое направление поисково-разведочных работ в пределах Надымской мегавпадины, основанное на выделении в неокомском комплексе наиболее перспективных кромкошельфовых песчаных тел, прогнозе их распространения по всему простиранию клиноформ с применением новейших сейсмических технологий и поиске в их пределах ловушек различного типа, в том числе тектоно-седиментационных поднятий

Реализация результатов исследований и практическое значение работы:

Результаты исследований и рекомендуемые автором направления геологоразведочных работ в рассматриваемом регионе переданы нефтяной компании ОАО "РИТЭК" в виде схем, карт и разрезов, составленных автором и при его непосредственном участии. Обоснованы конкретные прогнозные рекомендации на поиски тектоно-седиментационных структур в неокомском комплексе Надымской мегавпадины. На основе разработанных моделей в настоящее время осуществляется эксплуатация Средне-Хулымского месторождения, проводятся поисковые и разведочные работы на Лонгьюганском и Лензитском поисковых участках.

Апробация работы и публикации

Основные результаты исследований обсуждались на научно-технических советах ОАО "РИТЭК", ЗАО "Моделирование и мониторинг геологических объектов (МиМГО) им. В.А.Двуреченского", докладывались на научной конференции "Новые идеи в геологии нефти и газа".

Результаты проведенных исследований по теме диссертации опубликованы в 5-ти статьях и изложены в 7-ми отчетах по научно-производственным работам ООО "ВНИГНИ-2" и ЗАО "МиМГО".

Фактический материал

В работе использованы геолого-промысловые данные и ГИС, лабораторные исследования керн и микроописания шлифов по 94 поисково-разведочным и 59 эксплуатационным скважинам, свыше 10 тыс. пог.км сейсморазведки ОГТ разных лет.

Большинство примеров в работе приводится по Средне-Хулымскому и

Сандибинскому месторождениям, Лензитскому и Лонгъюганскому поисковым участкам. Для сравнительного анализа использованы материалы по Приобскому, Приразломному и Сахалинскому месторождениям.

Структура и объем работы

Диссертационная работа содержит 150 страниц текста, состоит из 4 глав, введения и заключения. Работа иллюстрирована 66 рисунками. Список использованной литературы насчитывает 125 наименований.

* * *

Автор выражает горячую благодарность канд. геол.-мин. наук Н.С.Шик за ценные советы и консультации по вопросам строения и нефтегазоносности клиноформ, постоянную помощь и поддержку в разрешении важнейших геологических проблем.

Автор признателен преподавателям кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ за консультации и дискуссии по теоретическим и практическим вопросам, затронутым в работе. Особую благодарность автор выражает д. г.-м. н., проф. О.К.Баженовой и зав. отделом ВНИГНИ д. г.-м. н. М.В.Дахновой за ценные советы и помощь в интерпретации результатов геохимических исследований.

Автор благодарит коллектив сотрудников ЗАО "МиМГО им. В.А. Двуреченского" за научные консультации и помощь в решении отдельных теоретических и практических вопросов нефтяной геологии: Н.Н.Бакуна и Т.Е.Ермолу за консультации в вопросах седиментологии и петрографии, В.Е.Зиньковского и Е.А.Копилевича за консультации в области сейсморазведки, А.А.Гусейнова за консультации по вопросам флюидодинамики и разработки залежей, В.А.Мусихина за ценные советы по интерпретации ГИС, А.Ю.Сапрыкину, М.П.Голованову, А.А.Полякова, В.Н.Колоскова, С.С.Гаврилова, Д.С.Кучерявенко, Е.Н.Вишневу за поддержку, творческие дискуссии, советы и помощь в оформлении работы.

Глава 1. Краткий очерк геологического строения района исследований

Район исследований расположен в северной части Западно-Сибирской равнины на территории Надымского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области (рис.1.1).

Объектами исследований являются месторождения нефти и смежные с ними перспективные в нефтегазоносном отношении площади: Средне-Хулымское месторождение и Лонгъюганский поисковый участок; Сандибинское месторождение и Лензитский поисковый участок.

1.1. Стратиграфия

1.1.1. Стратиграфия северных районов Западной Сибири

Стратиграфическое описание разреза изучаемого региона приводится в соответствии с региональными стратиграфическими схемами мезозойских отложений Западно-Сибирской равнины, утвержденными Межведомственным стратиграфическим комитетом СССР 30.01. 1991 г. в г. Тюмени (рис.1.2) [81].

В геологическом разрезе района можно выделить три структурных этажа, последовательно сформировавшихся на трёх определённых стадиях развития: нерасчлененный протерозойско-палеозойский складчатый фундамент, триасовый (или промежуточный) этаж и юрско-четвертичный осадочный чехол.

ПАЛЕОЗОЙСКАЯ ГРУППА (PZ)

В пределах Хулымско-Лонгъюганской зоны породы фундамента вскрыты только скважиной №101-Лакъюганской на глубине 4071м. В верхней части фундамента развита кора выветривания, толщина которой составляет около 12м. Отложения фундамента представлены базальтами миндалекаменными с включениями хлорита, кальцита и кварца.

В пределах Сандибинско-Лензитской зоны породы палеозойского фундамента вскрыты скважинами: № 77 на глубине 3354м и № 6 на глубине 3679м и представлены сланцами слюдястыми, зеленоватыми, с тонкими, прослоями кальцита и прожилками кварца. По составу сланцы серицито-хлоритовые, без признаков углеводородов.

Рис.1.1 Карта-схема размещения площадей исследования

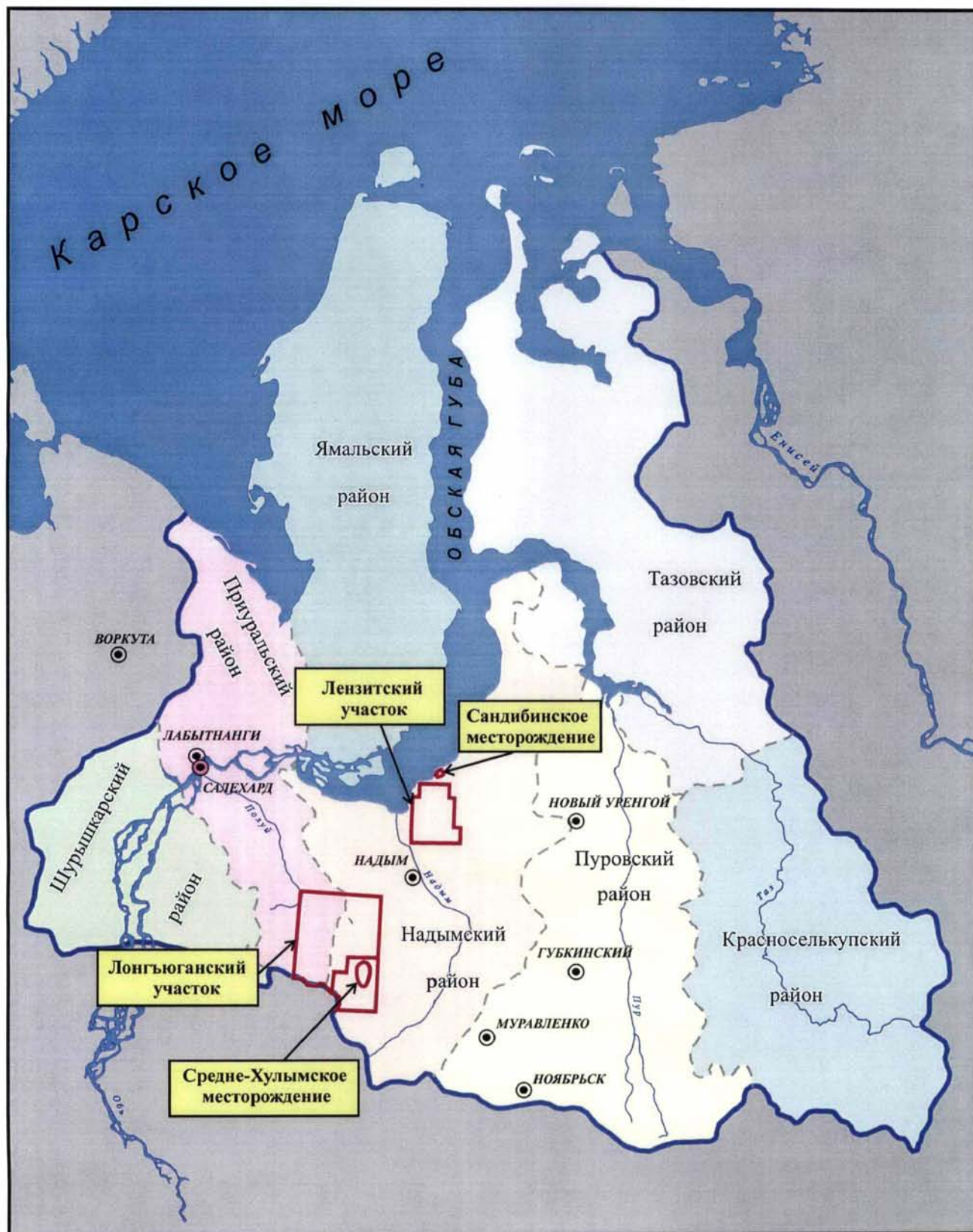


Рис. 1.2 Сводная стратиграфическая схема мезозойско-кайнозойских отложений в пределах района исследования (описание в тексте).

Группа	Система	Отдел	Ярус	Подъярус	С В И Т Ы		Основные отражающие горизонты	
					Сандибинско-Лензитская зона	Хулымско-Лонгъюганская зона		
Кайнозойская	Палеогеновая	Четвертичная	Q					
			олигоценый	P ₃ ³	Корлиновская		Туртасская	
				P ₃ ²		Новомихайловская		
		P ₃ ¹		Атымская				
		эоценовый		P ₂ ³	Юрковская	Тавдинская		
				P ₂ ²	Люлинворская			
				P ₂ ¹				
			P ₁ ²	Талицкая				
			P ₁ ¹	Ганькинская				
		Меловая	верхнемеловой	K _{2m}	верхний нижний	Березовская		ОГ Г
				K _{2cp}	верхний нижний			
				K _{2s}	верхний нижний			
				K _{2cn}	верхний нижний			
				K _{2t}	верхний нижний	Кузнецовская		
K _{2c}	верхний			Марресалинская	Уватская			
	средний нижний			Яронгская	Хантымансийская			
нижнемеловой	K _{1al}					средний нижний	Танопчинская	
	K _{1ap}			верхний средний нижний	Алымская			
	K _{1br}			верхний нижний	Черкашинская			
	K _{1h}	верхний нижний						
Юрская	верхнеюрский	K _{1v}	верхний нижний	Ахская		НЕОКОМСКИЙ КОМПЛЕКС		
		K _{1b}		ОГ Б				
		J _{3v}	верхний средний нижний	Баженовская				
		J _{3km}	верхний нижний	Абалакская				
J _{3ox}	верхний средний нижний							
Среднеюрский	Среднеюрский	J _{3cl}	верхний средний	Тюменская				
		J _{3cl}	средний					
		J _{3bt}	верхний средний нижний					
		J _{3bj}	верхний нижний	Котухтинская				
		J _{3a}	верхний нижний					
		J _{3a}	верхний нижний					
нижнеюрский	нижнеюрский	J _{3t}	средний нижний					
		J _{3p}						
		T		Тампейская серия	Туринская серия ?	ОГ А		
		PZ						

МЕЗОЗОЙСКАЯ ГРУППА (MZ)

ТРИАСОВАЯ СИСТЕМА (Т)

Отложения промежуточного триасового этажа вскрыты скважинами только в пределах Сандибинско-Лензитской зоны, которая расположена вблизи границы с областью развития тампейской серии. Скв. 77 на глубине 3340м вскрыты породы триасовой системы, представленные терригенными образованиями. Толщина коры выветривания составляет 14м. Подтверждения наличия коры выветривания в данном районе другими скважинами нет. Триасовый возраст коры выветривания предполагается по аналогии с другими районами Западно-Сибирской равнины.

В пределах Хулымско-Лонгъюганской зоны по аналогии с соседними территориями и сейсмическими данными предполагается наличие пород триасового возраста, относящиеся к туринской серии.

Осадочный чехол, несогласно перекрывающий доюрские отложения, сложен толщей континентальных, морских и прибрежно-морских отложений юрского, мелового, палеогенового и четвертичного возрастов.

Материалы сейсморазведочных работ однозначно свидетельствуют о больших мощностях осадочного платформенного чехла в изучаемом районе. По данным МОГТ отметки глубин отражающего горизонта "А", условно связываемого с подошвой нижнеюрских отложений, достигают 4250-4350 м.

ЮРСКАЯ СИСТЕМА (J)

Отложения юрской системы несогласно залегают на породах доюрского основания и представлены нижним, средним и верхним отделами: котухтинской, тюменской, абалакской и баженовской свитами. Максимальная мощность юрских отложений вскрыта в скважине 101-Лакъюганской и составляет 951м. По данным сейсморазведки МОВ мощность толщи, заключенной между отражающими горизонтами Б и А, которую можно сопоставлять с отложениями юры, достигает 1000-1080 метров.

Нижне- и среднеюрские отложения характеризуются широким развитием пород, сформировавшихся в мелководно-морских и континентальных условиях.

Нижний отдел (J₁)

Котухтинская свита (J_{1p}-J_{2a}⁶)

Самые древние юрские отложения вскрыты скв.101 в пределах Лонгъюганского участка и выделяются в объеме *котухтинской свиты*, которые залегают со стратиграфическим несогласием на образованиях коры выветривания. По составу пород свита подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижняя подсвита сложена толщей аргиллито-алевролитовых пород с единичными прослоями песчаников. Аргиллиты и алевролиты тёмно-серые, массивные, крепкоцементированные. Песчаники серые, мелкозернистые и крупнозернистые, алевролитистые. В верхней части подсвиты выделяется тогурская пачка, представленная аргиллитами уплотнёнными, тёмно-серыми, прослоями битуминозными с включениями растительного детрита.

Верхняя подсвита сложена толщей аргиллитов, в средней части переходящих в песчано-алевролитовые породы. Аргиллиты тёмно-серые, крепкие массивные, участками алевролитистые. Песчаники серые, массивные, алевролитистые с вкраплениями растительного детрита, перекрываются отложениями радомской пачки, сложенной глинами уплотнёнными, прослоями слабобитуминозными.

Общая толщина отложений свиты составляет 435м.

Средний отдел (J₂)

Тюменская свита (J_{2a}⁸-J_{3cl}¹¹)

Средний отдел юрской системы и часть келловейского яруса выделяются в объеме *тюменской свиты*, которая делится на три подсвиты.

Для отложений тюменской свиты характерно присутствие прослоек угля, слюды, обугленного растительного детрита, включений пирита.

Вскрытая толщина свиты изменяется от 330м в пределах Хулымско-Лонгъюганской зоны до 668м в пределах Сандибинско-Лензитской зоны. Характерно увеличение мощности свиты к северу.

Возраст пород определён по споро-пыльцевым комплексам (СПК) как аален-нижнекелловейский.

Нижняя подсвита представлена переслаиванием песчаников и алевролитов серых, с глинистым и глинисто-известковистым цементом, с прослоями углей. Характерен растительный детрит, реже корни растений. Возраст ааленский. Выделяются песчаные платы Ю₇₋₉.

Средняя подсвета сложена уплотнёнными глинами, которые чередуются с глинистыми песчаниками, алевролитами, прослоями углей. Возраст байосский. Выделяются песчаные пласты Ю₅₋₆.

Верхняя подсвета содержит тёмно-серые глины с горизонтальной слоистостью, которые чередуются с глинистыми песчаниками и алевролитами. Присутствует обильный растительный детрит, корни, пирит, биотурбированные прослои. Возраст батский - нижнекелловейский. Выделяются песчаные пласты Ю₂₋₄.

На Средне-Хулымском месторождении из пластов Ю₂₋₅ получены непромышленные притоки нефти.

На Лензитской площади с пластами Ю₂₋₅ связана небольшая нефтяная залежь.

Верхний отдел (J₃)

Субконтинентальные отложения тюменской свиты перекрываются отложениями абалакской и баженовской свит морского генезиса.

Абалакская свита (J₃^{cl-o-km})

Свитой начинается разрез морских преимущественно глинистых отложений. Литологически свита представлена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми, серыми, преимущественно тонкоотмученными, в разной степени глауконитовыми, в нижней половине – слюдистыми. В толще отмечаются небольшие прослои битуминозных разностей, разнообразные пиритовые стяжения, глинисто-карбонатные конкреции, фиксируются многочисленные остатки аммонитов, двустворок, белемнитов, встречаются лингулы, пиритизированные водоросли. Индикатором возраста служат определённые типы флоры и фауны. Возраст свиты определён как келловей-оксфорд-киммериджский. Мощность свиты от 14 до 83м, максимально вскрытая - в скв.5101 Лонгьюганского участка.

Баженовская свита (J₃^v-K₁^b)

Баженовская свита согласно залегает на породах абалакской свиты и продолжает разрез морских отложений. Свита сложена аргиллитами битуминозными, чёрными с коричневатым оттенком, разной степени плитчатыми, массивными, с прослоями рыхлых листоватых разностей (баженитов).

Для пород свиты характерно присутствие обильных включений пирита, онихиты, останки рыб, отпечатки аммонитов, двустворок, реже белемнитов. Возраст аргиллитов баженовской свиты определён по фауне и СПК как волжско-берриасский.

Общая толщина баженовской свиты в пределах Хулымско-Лонгъюганской зоны увеличивается в юго-западном направлении от 11 до 47м. В пределах Лензитского участка мощность свиты достигает 64м, а на Сандибинском месторождении – 80-90м.

К кровле свиты приурочен регионально выдержанный опорный отражающий горизонт "Б".

В трещиноватых аргиллитах баженовской свиты скважинами Средне-Хулымского месторождения установлена непромышленная нефтеносность.

МЕЛОВАЯ СИСТЕМА (К)

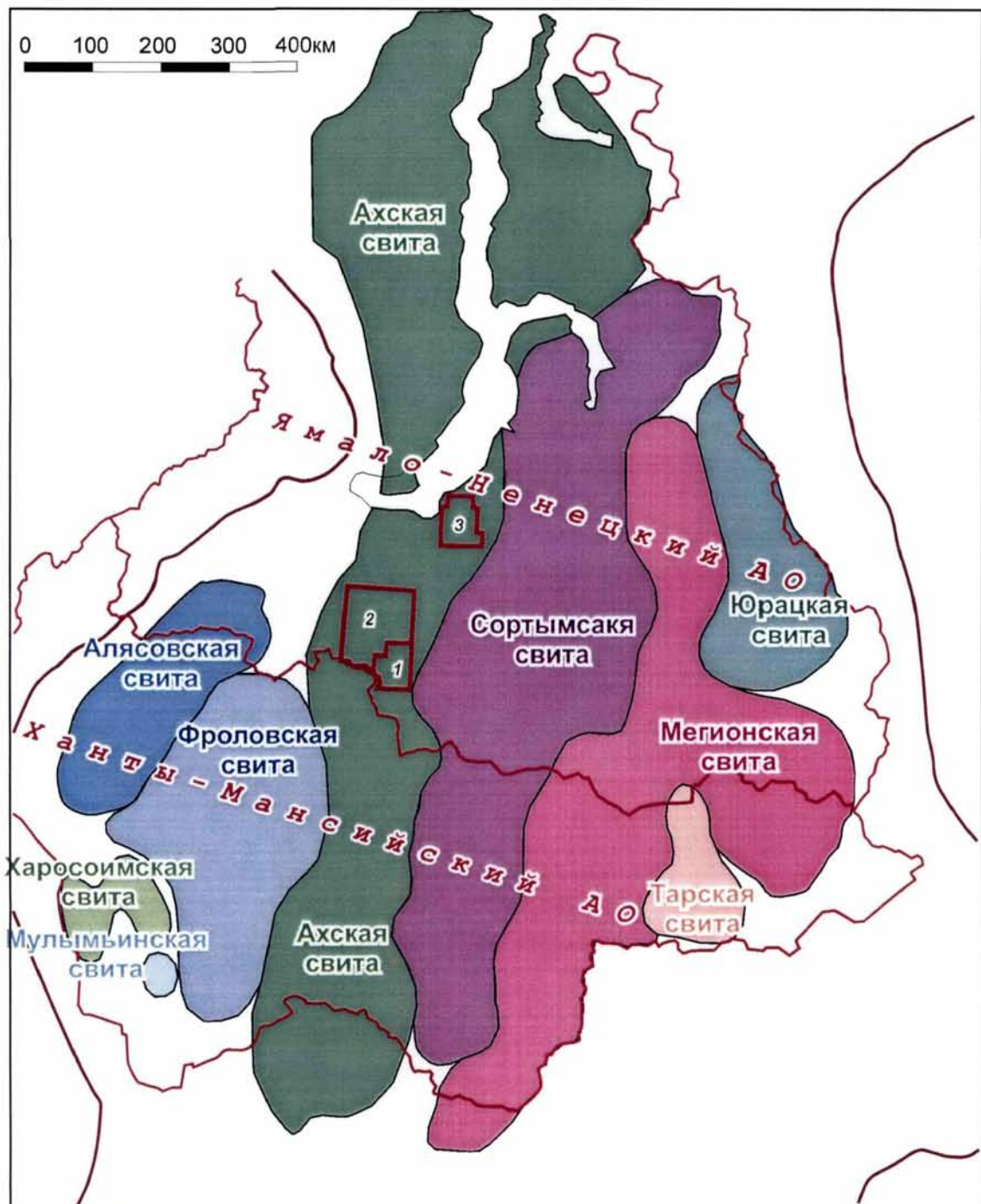
Отложения меловой системы на рассматриваемой территории развиты повсеместно и представлены двумя отделами: нижним и верхним.

Нижний отдел в пределах Хулымско-Лонгъюганской зоны представлен ахской, черкашинской, алымской, викулковской и хантымансийской свитами, а в пределах Сандибинско-Лензитской зоны - ахской, танопчинской и яронгской свитами (рис.1.2, 1.3). Причём стратиграфическим аналогом черкашинской, алымской и викулковской свит Хулымско-Лонгъюганской зоны является танопчинская свита в пределах Сандибинско-Лензитской зоны (рис.1.2, 1.4), а, соответственно, аналогом хантымансийской свиты – яронгская свита.

Верхний отдел представлен континентальными отложениями уватской свиты в пределах Хулымско-Лонгъюганской зоны (марресалинской в пределах Сандибинско-Лензитской зоны) и морскими отложениями кузнецовской, берёзовской и ганькинской свит.

Наибольшее значение в нефтегазоносном отношении представляет нижняя часть нижнемеловых отложений, так называемый неокомский комплекс. К настоящему времени большинством исследователей признаётся и обосновывается клиноформное строение неокомского комплекса Западной Сибири [13, 18, 21, 23, 27, 31, 32, 38, 44, 59, 62, 75, 86, 89, 90, 91]. Однако корреляционные схемы неокома утверждённые на последнем межведомственном стратиграфическом совещании [81] не отражают его клиноформное строение. Поэтому описание стратиграфии неокома района исследований проводится в рамках утверждённых схем 1991г. с учётом их косослоистого клиноформного строения.

Рис. 1.3 Схема распространения основных стратонов тарского горизонта
(Каталог литолого-стратиграфических разбивок, Ханты-Мансийск, 2000)



Условные обозначения




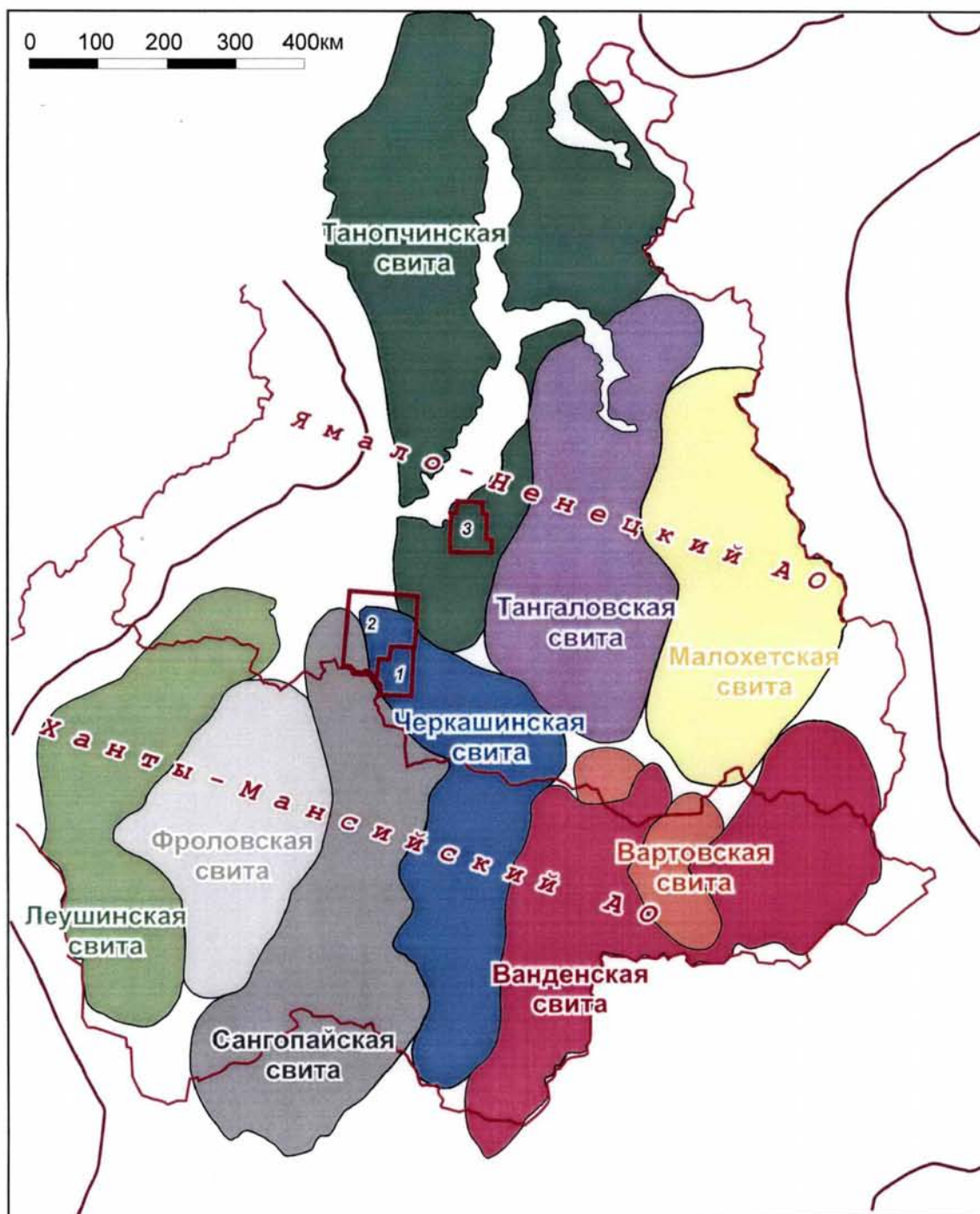


- | | | | |
|---|---------------------------------|---|-------------------|
|  | Границы Западно-Сибирской плиты |  | Площади изучения: |
|  | Границы автономных округов | 1 | Средне-Хулымская |
| | | 2 | Лонгюганская |
| | | 3 | Лензитская |

Рис. 1.4 Схема распространения основных стратонов черкашинского горизонта
(Каталог литолого-стратиграфических разбивок, Ханты-Мансийск, 2000)



Условные обозначения

- | | | |
|---|---------------------------------|----------------------|
|  | Границы Западно-Сибирской плиты | Площади изучения: |
|  | Границы автономных округов | 1 - Средне-Хулымская |
| | | 2 - Лонгъюганская |
| | | 3 - Лензитская |

Нижний отдел (K_1)

Ахская свита (K_1^{b-v-h})

На битуминозных отложениях баженовской свиты согласно залегают терригенные породы ахской свиты, которые представлены преимущественно глинистыми породами с прослоями и пластами песчаников, реже алевролитов.

Современные представления о формировании ахской свиты основаны на её клиноформном строении. Разрез отложений характеризуется чётко выраженным циклическим строением.

В основании свиты залегает ачимовская толща, представленная довольно сложным чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники и алевролиты серые, часто известковистые, текстура пород горизонтально-слоистая и линзовиднослоистая. Встречаются прослойки и включения сидерита, отпечатки раковин двустворок, намывы углисто-сланцевого материала, обугленный растительный детрит.

Ачимовские отложения не являются разновозрастными, а представляют собой седиментационные песчано-алевритовые тела, принадлежащие фондоформным частям разных клиноформ и омолаживающиеся с востока на запад. Так в пределах Хулымско-Лонгьюганской зоны выделяются более древние ачимовские песчаные линзы, являющиеся депрессионными фациями пластов группы БС [$A_{ч1}(BC_1)$, $A_{ч2}(BC_3)$] и более молодые, представляющие собой фондоформные части пластов группы АС [$A_{ч}(AC_{10-12})$]. Ачимовские пласты группы БС и АС в пределах Хулымско-Лонгьюганской зоны разделяются региональной глинистой пимской пачкой, которая представлена аргиллитоподобными глинами, тёмно-серыми, тонкоотмученными с горизонтальной слоистостью, битуминозными прослоями. Толщина пачки составляет 20-30м.

В пределах Сандибинско-Лензитской зоны скважинами вскрыты ачимовские песчаники, представляющие собой депрессионные фации шельфовых пластов группы БН: $A_{ч}(BN_5)$, $A_{ч}(BN_8)$, $A_{ч}(BN_{10})$.

Для ачимовских отложений характерны резкая литологическая изменчивость и низкие фильтрационно-ёмкостные свойства коллекторов (ФЕС), что обусловлено их образованием в депрессионной области в условиях слабой дифференциации обломочного материала и оползневых процессов.

Выше ачимовской толщи залегают отложения преимущественно глинистого и глинисто-алевритистого состава. Они относятся к склоновым частям клиноформ, которые характеризуются системой косослоисто-сигмовидных отражающих

горизонтов. В пределах склона встречаются песчаные линзы с достаточно высокими коллекторскими свойствами. Так на Средне-Хулымско месторождении скважинами вскрыты склоновые песчаные тела в пластах АС₁₁ и АС₁₂¹, а на Лензитском участке – в пласте БН₄. Подобные тела хуже изучены бурением и вскрыты ограниченным числом скважин.

Верхняя часть разреза ахской свиты сложена преимущественно песчано-глинистыми отложениями и представляет собой мелководную прибрежно-морскую фацию - шельфовые аналоги склоновых и депрессионных фаций, содержащие песчаные линзы с высокими коллекторскими свойствами. Опесчаненные пласты представлены песчаниками серыми и светло-серыми с буроватым и голубоватым оттенком, мелкозернистые, слабо известковистые, с редкими прослоями аргиллита и алевролита, с примесью детрито-слиудистого материала, текстура от однородной массивной до горизонтально-волнистой.

Характерной особенностью литологического состава является глинизация шельфовых слоёв в западном и северо-западном направлении, наличие литологических экранов.

Именно в песчаной шельфовой части ахской свиты открыта нефтяная залежь Сандибинского месторождения (пласт БН₆). Кроме того, перспективы нефтегазоносности связывают с шельфовыми песчаными телами БН₀₋₄, БН₅, БН₁₀, БН₁₁, БН₁₂, БН₁₃.

Мощность ахской свиты в пределах Сандибинско-Лензитской зоны составляет 700-740м. Более южные площади характеризуются значительным уменьшением мощности ахской свиты: от 552-228м на Лонгьюганском участке до 320-160м на Средне-Хулымском месторождении.

Возраст свиты датируется берриас-валанжин-готеривским временем.

Черкашинская свита (K_1^{h-br}) включает шельфовые пласты клиноформного комплекса в пределах Хулымско-Лонгьюганской зоны и подразделяется на две подсвиты.

Нижняя подсвита содержит три пачки. Первая снизу пачка представлена чередованием серых песчаников и алевролитов с глинами линзовидно-волнистыми. Глины аргиллитоподобные, темно-серые, иногда зеленовато-серые, тонкоотмученные. Характерен обугленный растительный детрит и атрит. Здесь выделяются песчаные пласты АС₉₋₁₂, причём в пластах АС₈, АС₉¹, АС₉³, АС₁₀ установлена нефтеносность. Толщина пачки 70-290 м.

Средняя пачка сложена чередованием серых, иногда зеленовато-серых глин с алевролитами, реже песчаниками. Отмечается обугленный растительный детрит. Выделяются песчаные пласты АС₇ и АС₈. Мощность пачки варьирует в пределах 50-152 м.

Над ней залегает достаточно мощная (20-40м) толща темно-серых до черных плитчатых глин, аргиллитоподобных, тонкоотмученных, под названием "быстринские", которые являются региональным реперным горизонтом.

Верхняя подсвита представлена чередованием серых песчаников, алевролитов и глин линзовидно-волнистых. Встречаются намывы обугленного растительного детрита и аттрита. Здесь выделяются песчаные пласты АС₄-АС₆. Толщина свиты закономерно увеличивается с востока на запад с небольшим наклоном в северо-западном направлении от 640 до 752м. Средняя толщина 696м.

Возраст свиты принимается как готерив-барремский.

Алымская свита (К₁^а) развита в пределах Хулымско-Лонгъюганской зоны, представлена прибрежно-морскими отложениями и подразделяется на две подсвиты.

Породы алымской свиты на изучаемой территории накапливались в прибрежно-морских условиях.

Нижняя подсвита представлена песчаниками светло-серыми кварцевыми, переслаивающимися с темно-серыми алевролитами и глинами. Песчаные разности преобладают. Нижняя подсвита включает самые молодые песчаные пласты клиноформного комплекса АС₁, АС₂, АС₃.

Верхняя подсвита сложена преимущественно глинами с частыми тонкими прослоями алевролитов серых и глинистых известняков. Встречаются единичные фораминиферы.

К основанию верхней подсвиты приурочен отражающий сейсмический горизонт "М".

Возраст свиты определен по СПК как аптский. Толщина свиты изменяется от 240 м до 281 м. Средняя мощность свиты 260 м.

Виколовская свита (К^{а-а1}) выделяется в пределах Хулымско-Лонгъюганской зоны и делится на две подсвиты: нижнюю - преимущественно глинистую - и верхнюю - песчано-глинистую, с преобладанием песчаников и алевролитов.

Отмечается растительный детрит, сидерит, в кровле породы слабо каолинизированы. В нижней части свиты отмечаются включения пирита. Встречаются единичные примитивные фораминиферы.

Толщина свиты изменяется от 262 м до 305 м. Средняя толщина свиты 284 м. Возраст свиты определяется по СПК как апт-альбский.

В пределах Сандибинско-Лензитской зоны возрастным аналогом черкашинской, алымской и викулковской свит является Танопчинская свита, представленная мощной толщей осадков континентального генезиса. Свита сложена неравномерно переслаивающимися серыми песчаниками, алевролитами и глинами. Характерны включения обугленного растительного детрита, прослойки каменного угля, обломки древесины, отпечатки листовой флоры. Средняя толщина свиты 489-527м. Возраст свиты датируется баррем-аптским временем.

Ханты-Мансийская (K^{al-cm}) свита развита в пределах Хулымско-Лонгъюганской зоны и согласно залегает на породах викуловской свиты и делится на две подсвиты.

Нижняя подсвита представлена неравномерным переслаиванием морских серых аргиллитов с прослоями алевролитов, глинистых известняков и сидеритов. Встречается растительный детрит, аттрит, пиритизированные водоросли, остатки рыб, двустворки.

Верхняя подсвита сложена прибрежно-морскими темно-серыми алевролитами и глинами с редкими прослоями песчаников. Встречаются пиритизированные водоросли, остатки рыб, единичные двустворки, растительный детрит, аттрит.

Возраст свиты определяется как альб-сеноманский.

Толщина свиты характеризуется относительно ровным полем значений. Диапазон изменения толщин от 318 м до 351 м. Средняя толщина свиты 335 м.

Стратиграфическим аналогом Ханты-Мансийской свиты в пределах Сандибинско-Лензитской зоны является Яронгская свита, согласно залегающая на танопчинской свите и представленная прибрежно-морскими отложениями. Отличительной особенностью свиты является литология пород: преимущественное положение занимают глины тёмно-серые, серые аргиллитоподобные, от тонкоотмученных до алевролитовых, с прослоями песчаников и алевролитов. В основании свиты залегают песчаники, слабо отсортированные с включением глауконита. Встречается растительный детрит, остатки двустворок. Толщина свиты изменяется от 103 до 176м. Возраст свиты датируется альбским временем.

Верхний отдел (K_2)

Уватская свита (K_2^6) развита в пределах Хулымско-Лонгъюганской зоны и согласно залегает на породах ханты-мансийской свиты. Она делится на две подсвиты и представлена алевролитами, песками мелкозернистыми светло-серыми с прослоями

карбонатных разностей и глин. Иногда встречается пирит, растительный аттрит, фораминиферы. Возраст свиты сеноманский.

Наблюдается неравномерное увеличение толщины свиты с юго-востока на северо-запад. Диапазон изменения толщин свиты 273-303 м.

Возрастным аналогом Уватской свиты в пределах Сандибинско-Лензитской зоны является Марресалинская свита, представленная отложениями, накапливающимися в условиях мелководного опреснённого моря. Литологически свита представлена сероцветными алевритами и уплотнёнными песчаниками с прослоями и линзами серых и буровато-серых алевритовых глин. Характерно наличие растительного детрита и обрывки листовой флоры. Возраст свиты датируется альб-сеноманским временем.

Толщина отложений свиты в скважинах изменяется от 438 до 497м.

Кровля сеноманских отложений (уватской или марресалинской свит) является региональным репером и хорошо выделяется на каротажных диаграммах. К кровле свит приурочен отражающий сейсмический горизонт «Г».

Кузнецовская свита (K_2^{t-cn}). Глинистая толща свиты соответствует началу туронской трансгрессии моря и представлена глинами серыми и зеленовато-серыми с зернами глауконита, в нижней части прослой слабобитуминозных разностей. В основании - пески и алевриты, отсортированные, с фосфатными стяжениями. По всему разрезу отмечаются остатки пиритизированных водорослей, чешуя рыб.

Мощность кузнецовской свиты составляет от 30 до 67м.

Возраст осадков свиты датируется турон-коньякским временем.

Березовская свита ($K_2^{cn-sp-cp}$) согласно залегает на туронских трансгрессивных отложениях и подразделяется на две под свиты: нижнюю (коньяк-сантон) и верхнюю (кампанский ярус).

Нижняя подсвита представлена переслаиванием опок серых и голубовато-серых с глинами темно-серыми и черными монтмориллонитового состава.

Верхняя подсвита сложена глинами серыми, зеленовато-серыми с редкими прослоями опоковидных глин и опок. Встречаются конкреции пирита и сидерита с редкими зернами глауконита.

Общая мощность отложения берёзовской свиты составляет от 210 до 277м.

Возраст нижней подсвиты определен по комплексу фораминифер коньяк-сантонским. Возраст верхней подсвиты - по фауне - кампанский.

Ганькинская свита (K_2^{cp-m-d}) залегает согласно на отложениях берёзовской свиты и представлена глинами известковистыми серыми с зеленоватым оттенком, с редкими зернами глауконита, конкрециями сидерита, пиритизированными водорослями, с

обломками раковин моллюсков. Диапазон изменения толщин свиты в пределах изучаемых площадей составляет от 129 до 220м.

Возраст определен по комплексу фораминифер как кампан-маастрихт-датский.

КАЙНОЗОЙСКАЯ ГРУППА (KZ)

Кайнозойская группа представлена двумя системами: палеогеновой и четвертичной. Отложения неогена отсутствуют в описываемом районе.

ПАЛЕОГЕНОВАЯ СИСТЕМА (P)

Палеогеновые отложения согласно залегают на меловых осадках и представлены всеми тремя отделами - палеоценовым, эоценовым и олигоценовым.

В составе палеогеновой системы в изучаемом районе выделяются морские осадки талицкой, люлинворской и тавдинской свит и континентальные отложения атлымской, новомихайловской и туртасской свит.

Палеоценовый отдел (P₁)

Талицкая свита (P₁) по литологическим признакам разделяется на две подсвиты.

Нижняя подсвита сложена глинами темно-серыми, с буроватым оттенком, массивными, местами глауконитовыми, с редкими линзами сидеритов и алевритового материала.

Верхняя подсвита представлена темно-серыми глинами с гнездами алеврито-песчаного материала и со стяжениями пирита. Встречаются мелкие пиритизированные растительные остатки и чешуйки рыб.

Толщина свиты почти равномерно увеличивается от 145-180м в пределах Средне-Хулымского месторождения до 250-300м в пределах Сандибинского месторождения.

Возраст (палеоцен) определен по комплексу фораминифер.

Эоценовый отдел (P₂)

Люлинворская свита (P₂¹⁻³) делится на верхнюю и нижнюю подсвиты. Они сложены преимущественно глинами серыми, тонкоотмученными, алевритистыми. В нижней подсвите глины с прослоями опок и кварцево-глауконитовых песчаников. В породах верхней подсвиты есть зеленовато-серые и темно-серые тонкослоистые диатомовые глины с ходами червей и желваками маркозита.

Общая толщина свиты составляет 263-311 м в пределах Хулымско-Лонгъюганской зоны и уменьшается к северу на Лензитском участке до 100 м, а в пределах Сандибинского месторождения составляет 176-225 м.

Возраст - эоценовый - определен по комплексу радиолярий.

Тавдинская свита (P_2^3) представлена глинами зеленовато-серыми листоватыми, алевролитистыми, с прослойками алевроитов.

Толщина свиты изменяется с юга на север от 160-180 м до 220 м.

Возраст определен по палинокомплексу.

Стратиграфическим аналогом Тавдинской свиты на Сандибинском месторождении является Юрковская свита, представленная глинами зелёными с редкими прослоями песков. Пески буровато-зелёные, серые.

Олигоценый отдел (P_3)

Атлымская свита (P_3^1) сложена озерными песками серого цвета, мелко- и среднезернистыми, с включениями растительных остатков и древесины, с прослойками бурого угля и глин серых алевролитистых.

Толщина свиты составляет 50-60 м.

Новомихайловская свита (P_3^2) представлена неравномерным переслаиванием песков, глин и алевролитов. Встречаются обломки древесины и прослойки угля.

Толщина свиты 80 м.

Возраст определяется верхнемиоценовым по палинокомплексу.

Туртасская свита (P_3^3) представлена глинами и алевроитами зеленовато-серыми тонкослоистыми, с прослоями диатомитов.

Толщина свиты составляет 40-70 м.

Туртасская свита с перерывом перекрывается четвертичными отложениями.

В пределах Сандибинского месторождения возрастным аналогом атлымской, новомихайловской и туртасской свит является Корликовская свита, представленная глинисто-алевролито-песчаными отложениями.

Характерной особенностью Лензитского участка является отсутствие верхнего отдела палеогеновой системы. На размытой поверхности эоценовых отложений залегают четвертичные отложения.

ЧЕТВЕРТИЧНАЯ СИСТЕМА Q

Отложения четвертичной системы со стратиграфическим несогласием залегают на размытой поверхности морских глин палеогена и представлены озёрно-аллювиальными

осадками: в нижней части неравномерным чередованием песков серых разномерных с глинами вязкими, песчанистыми, суглинками и супесями. В верхней части - болотные и озерные отложения: торф, ил, глины, суглинки и супеси.

Толщина четвертичных осадков – от 50 до 110 м.

1.1.2. Особенности стратиграфии неокомских отложений

Неокомский комплекс в пределах изучаемой территории включает основные продуктивные горизонты, обеспечивающие нефтедобычу и прирост запасов жидких углеводородов и является уникальным по масштабу и характеру седиментации.

К настоящему времени большинством исследователей признаётся и обосновывается клиноформное строение неокомского комплекса Западной Сибири. Однако, как было сказано выше, корреляционные схемы неокома, утверждённые на последнем межведомственном стратиграфическом совещании [81], не отражают его клиноформное строение, что вносит значительную путаницу при сопоставлении и корреляции нижнемеловых продуктивных пластов разных районов [65,74,76].

Неокомские отложения включают нижнюю часть нижнего мела - берриасский, валанжинский, готеривский, баремский ярусы и ограничены в подошве и кровле соответственно баженовской свитой и нижнеаптскими глинами алымской свиты (или кошайской пачки), которые маркируют границы резких региональных изменений условий седиментации в ходе геологического развития осадочного бассейна.

В районе исследований неокомские отложения представлены ахской и черкашинской свитами (Хулымско-Лонгьюганская зона), ахской и танопчинской свитами (Сандибинско-Лензитская зона).

Как известно, формированию неокомских клиноформ предшествовало региональное накопление баженовских битуминозных глинистых отложений в условиях существенно некомпенсированного прогибания бассейна, что подготовило необходимую обстановку для формирования неокомского комплекса. Берриасский век знаменателен тем, что преимущественные обстановки регрессии, подъём западного края Сибирской платформы и северо-запада Алтае-Саянской области совместно с событиями в основном на восточной суше (тайфунные и муссонные ливни, цунами, землетрясения, наводнения и др.) создали условия для периодического, пульсационного поступления в баженовский бассейн больших масс песчано-алеврито-глинистого материала. Началось заполнение бассейна морскими и прибрежно-морскими, в меньшей мере лагунными и прибрежно-континентальными образованиями. Начавшись в берриасе, этот процесс длился до начала апта. Площадь

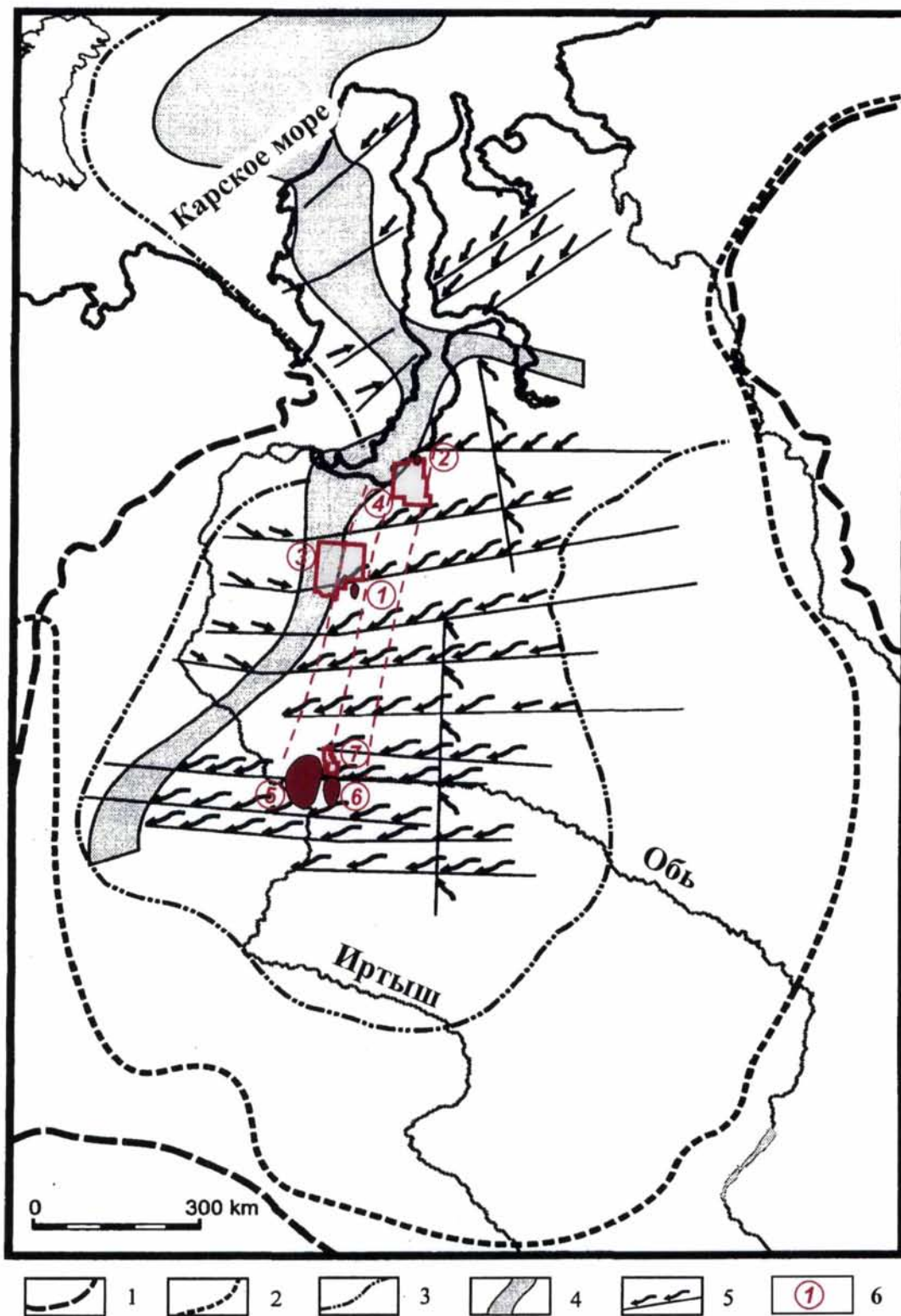
акватории колебалась от 2400 тыс. км² до 2550 тыс. км². Общий объем накопившихся осадков 1329175 тыс. км³. Скорость накопления колебалась от 40 до 105 км³/млн лет, постепенно нарастая от берриаса к апту [13]. Поступление терригенного обломочного материала и заполнение бассейна происходило как с запада, так и с востока. Соответственно, в восточной большей части бассейна клиноформы имеют западное падение, а в западной – восточное (рис.1.5). Такие клиноформные тела простираются на сотни и более километров в субмеридиональном направлении. Исследователями выделяются от 13 до 30 клиноформ западного падения и до 10 клиноформ восточного падения [18, 23, 43, 61, 62, 72]. Разные авторы по-разному называют эти тела: клиноформы, клиноциклиты, сейсмоциклиты и т.д. Их образование связано с уникальным для Западно-Сибирского бассейна проградационным наращиванием шельфа на регрессивных этапах в некомпенсированном неокомском морском бассейне. Частые региональные трансгрессии, проявившиеся на фоне общей регрессивной направленности, привели к формированию выдержанных глинистых пачек – пимской, быстринской, чеускинской и др. На временных разрезах эти пачкам соответствуют наиболее протяженные и динамически выраженные сигмоидные отражающие горизонты (ОГ), прослеживаемые как в шельфовой, так и депрессионной областях и имеющие характерные точки перегиба, соответствующие кромке шельфа и подножью склона. Таким образом, каждая клиноформа имеет в своем составе шельфовую (ундаформную), склоновую (собственно клиноформную) и депрессионную (фондоформную) части [32, 42, 43, 44, 121]. Каждая из клиноформ сложена более мелкими сигмоидными седиментационными телами, ограниченными менее протяженными глинистыми пачками и соответствующими им отражающими горизонтами.

Очевидно, что в таком понимании строения неокомского комплекса разделение его на шельфовую и клиноформную части весьма условно. Каждый шельфовый природный резервуар принадлежит той или иной клиноформе и в западном направлении переходит в собственно клиноформный возрастной аналог, а еще западнее – в депрессионный.

Еще более условно, а скорее даже и неправомерно, выделение так называемой ачимовской толщи. Такой толщи просто не существует. К ней условно относят ассоциацию разновозрастных песчаных тел, принадлежащих фондоформным частям разных клиноформ.

Неокомская толща – сложнопостроенная толща дельтовых, шельфовых, склоновых отложений, множества фаций и микрофаций, свойственных быстро

Рис.1.5 Обобщённая карта неокомской седиментации в Западно-Сибирском бассейне (Л.В.Трушкова, 1980г.; Н.Ю.Кунин и др., 1993г.)



Условные обозначения: 1 - граница бассейна; 2 - граница максимального распространения волжской трансгрессии; 3 - приблизительное расположение береговой линии в начале валанжинского времени; 4 - осевая глубоководная зона неокомского бассейна на завершающем этапе его заполнения; 5 - линии региональных сейсмических профилей, генеральное направление падения клиноформ; 6 - площади изучения: 1 - Средне-Хулымское месторождение, 2 - Сандибинское месторождение, 3 - Лонгъюганский поисковый участок, 4 - Лензитский поисковый участок, 5 - Приобское месторождение, 6 - Приразломное месторождение, 7 - Сахалинское месторождение

меняющейся области сопряжения суши и моря. Быстро и принципиально меняющиеся условия седиментации обусловили чрезвычайно сложную структуру стратификации неокомских образований.

В каждой клиноформе выделяются три зоны, характеризующиеся различными условиями осадконакопления:

- область шельфа, на которой происходило субпараллельное напластование осадков при небольшой скорости осадконакопления. На временных разрезах эта область маркируется наличием динамически ярко выраженных протяжённых субпараллельных отражающих горизонтов;

- область склона, характеризующаяся резким изменением углов залегания отложений (от долей до 1-2°). Скорость осадконакопления здесь была максимальной. На временных разрезах эта область маркируется наличием наклонных отражений различной протяжённости и динамической выразительности;

- депрессионная область, где отложения залегают субпараллельно, скорость осадконакопления минимальна. На временных разрезах маркируется переходом наклонных отражений в субгоризонтальные.

Неокомские шельфовые природные резервуары изучены очень хорошо. Именно они обеспечивают основную добычу в Западно-Сибирском НГБ. Что же касается клиноформного неокома, то в пределах района исследования он изучен крайне слабо и именно с этим комплексом связаны основные резервы наращивания ресурсной базы и увеличения нефтедобычи в Западно-Сибирском НГБ.

1.2. Тектоника

1.2.1. Основные структурные элементы района исследований

В строении Западно-Сибирской платформы выделяют три структурных этажа: докембрийско-палеозойский гетерогенный складчатый фундамент, переходный пермско-триасовый доплитный комплекс и мощный мезозойско-кайнозойский платформенный чехол.

Сравнительно низкий уровень изученности доюрских образований (особенно в северной части плиты) предопределяет гипотетичность и часто противоречивость взглядов исследователей на их строение. Но все исследователи единодушны во взглядах на гетерогенность фундамента платформы [2, 13, 24, 28, 29, 33, 42, 51, 53, 54, 78, 108].

Поверхность фундамента Западно-сибирской платформы в целом погружается от обрамления к центральным и северным районам.

На разновозрастный фундамент накладывается система грабенов (рифтов) меридионального и юго-западного простираний, выделенная на основании субмеридианальных линейных магнитных и гравитационных максимумов. Образование этой системы связывают с растяжением в широтном направлении, охватившим Западно-Сибирский регион в конце палеозоя – раннем триасе и внедрением и излиянием в грабенах базальтов траппового комплекса. Наиболее протяжённая часть этой рифтовой системы представлена Уренгойско-Колтогорской зоной грабенов, протягивающейся в меридиональном направлении почти на 1,8 тыс. км.

Промежуточный триасовый комплекс, представленный вулканогенно-осадочными породами, развит спорадически и заполняет грабены в различных частях плиты.

В структуре юрско-кайнозойского плитного комплекса чехла Западно-Сибирская плита представляет собой мегасинеклизу с широкими пологомоноклинальными западными, южными и восточными крыльями, где мощность этого комплекса составляет от 0 до 3 км, постепенно выклиниваясь к краям плиты, и более погружёнными (от 3 до 6-8 км) внутренними частями в центре и на севере плиты.

Плитный комплекс несогласно перекрывает доюрские отложения и представлен породами юрско-антропогенного возраста. В северных районах Западной Сибири к плитному комплексу относят средне- и верхнетриасовые отложения.

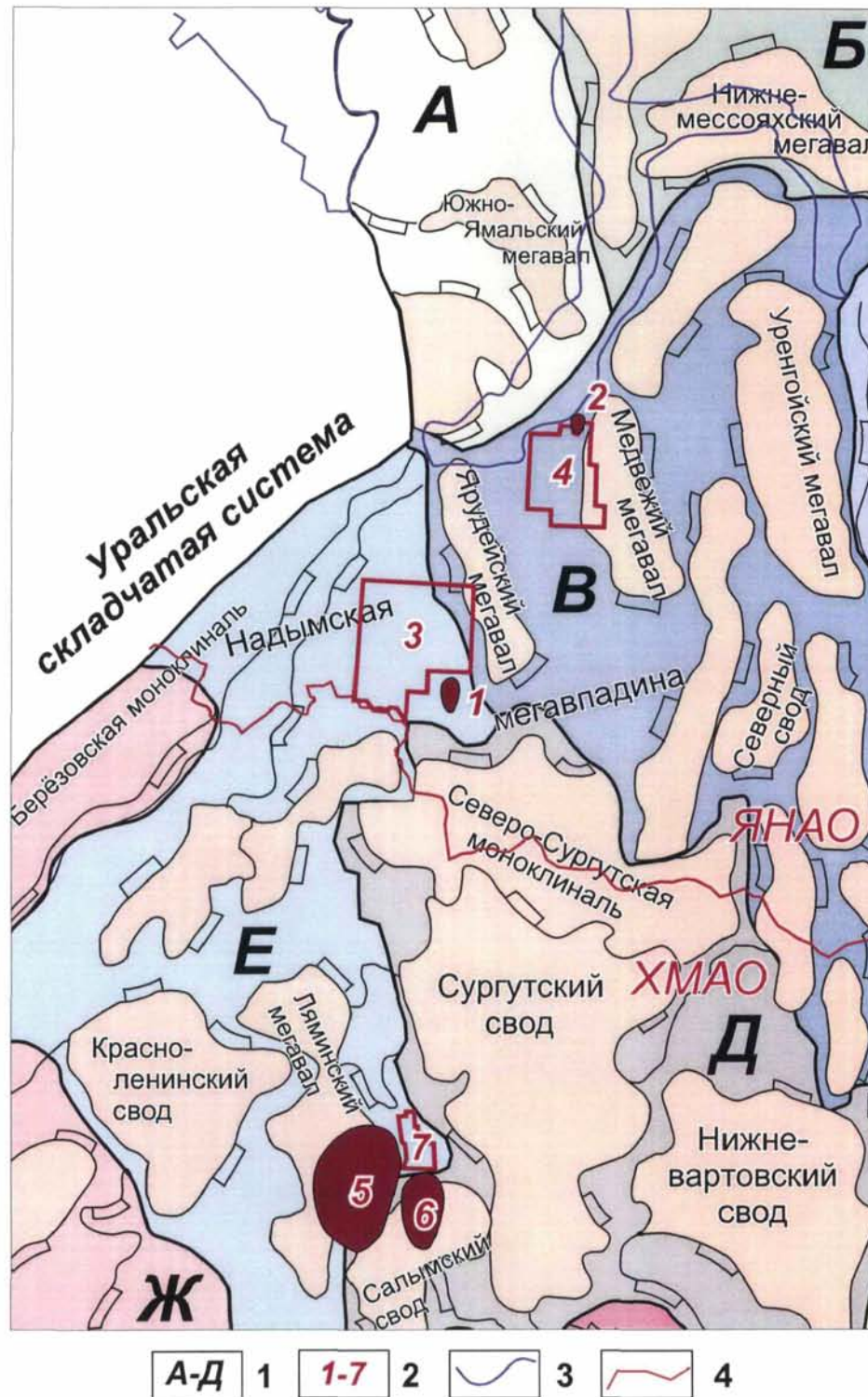
В структуре платформенного чехла выделяют тектонические элементы разных порядков. Крупнейшие из них – мегавалы, мегавпадины, мегапрогибы, мегаседловины – структуры I порядка (всего около 40 положительных и 20 отрицательных структур). Большинство из них имеет субмеридиональное простирание. В пределах структур I порядка выделяются структуры II порядка – впадины, валы, прогибы, куполовидные поднятия, структурные носы, седловины (всего около 400 структур). Эти тектонические элементы характеризуются различной формой, размерами и простиранием.

Тектонические элементы I порядка ограничены крупными региональными тектоническими нарушениями, а в пределах локальных структур широко распространены малоамплитудные дизъюнктивные дислокации.

Район исследования расположен в северной части Западно-Сибирской плиты и приурочен к региональной структуре - Надымской мегавпадине (рис.1.6, 1.7).

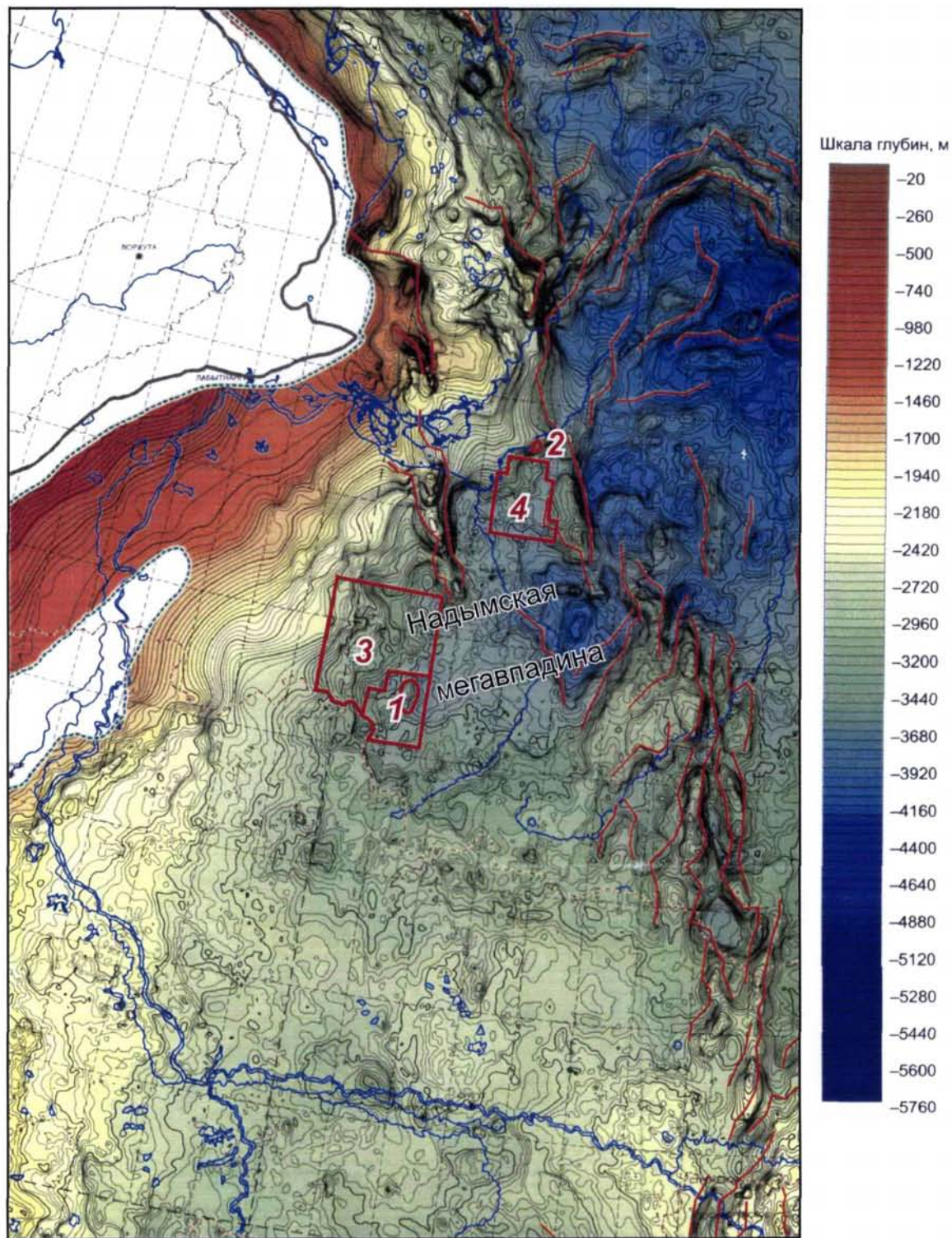
По мере освоения Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна менялись взгляды на строение фундамента и формирование структур осадочного чехла, что

Рис.1.6 Фрагмент карты нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирского НГБ
(По И.И.Нестерову, Ф.К.Салманову, В.И.Шпильману)






Условные обозначения: 1- нефтегазоносные области: А - Ямальская, Б - Гыданская, В - Надым-Пурская, Д - Среднеобская, Е - Фроловская, Ж - Приуральская; 2 - площади изучения: 1 - Средне-Хулымское месторождение, 2 - Сандибинское месторождение, 3 - Лонгъюганский поисковый участок, 4 - Лензитский поисковый участок, 5 - Приразломное месторождение, 6 - Приразломное месторождение, 7 - Сахалинское месторождение; 3 - береговая линия; 4 - граница Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов

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



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

-  - граница Западно-Сибирской плиты
-  - граница распространения юрских отложений
-  - разрывные нарушения

Площади изучения:

- 1 - Средне-Хулымское месторождение
- 2 - Сандибинское месторождение
- 3 - Лонгъюганский поисковый участок
- 4 - Лензитский поисковый участок

отражалось в изменении тектонических схем, а позднее, и карт строения платформенного чехла, повышалась детальность изучения структурных форм в осадочном чехле. В данной работе использована тектоническая карта мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы В.С. Бочкарёва (1990г.) (рис. 1.8). Согласно этой карте Хулымско-Лонгъюганская зона расположена в южной части Надымской впадины. Средне-Хулымское месторождение расположено, в пределах Хулымской мезоседловины (структура II порядка), разделяющей Западно-Ярудейскую впадину (структура I порядка) и Западно-Танловский прогиб (структура II порядка). Собственно Средне-Хулымское месторождение приурочено к крупному Средне-Хулымскому валу. Лонгъюганский участок расположен в пределах Западно-Ярудейской впадины (структура I порядка).

Сандибинско-Лензитская зона расположена на севере мегавпадины и охватывает несколько крупных тектонических элементов: Северо-Надымский выступ с осложняющим его Сандибинским структурным мысом, Западно-Медвежий вал и разделяющую их Западно-Медвежью впадину (рис.1.8).

Структурные построения в ЗАО "МиМГО им. В.А.Двуреченского" по реперным геологическим границам (кровле баженовской свиты, подошве быстринских глин, кровле пласта БН₀) в пределах Сандибинско-Лензитской и Хулымско-Лонгъюганской зон позволили более детально охарактеризовать тектонические особенности строения этих объектов.

Структурные построения выполнены в дизъюнктивно-блоковом варианте. Признаками дизъюнктивных дислокаций являлись разрывы и сдвиги осей синфазности, а также резкие изменения углов наклона осей синфазности или резкая смена волновой картины по разные стороны от дислокации, фиксируемые по временным разрезам и различным их модификациям (рис.1.9).

В пределах Сандибинско-Лензитской зоны по данным сейсморазведки выявлена ортогональная система дизъюнктивных дислокаций, состоящая из тектонических нарушений двух основных направлений: северо-западного, совпадающего с простираем юго-восточного склона Северо-Надымского выступа, и северо-восточного, или вкрест простираения склона выступа (рис.1.10). Дизъюнктивные дислокации первой группы обеспечивают ступенчатое погружение Северо-Надымского выступа на юго-восток, второй группы – контролируют простираение и конфигурацию Сандибинского мыса и локальных поднятий.

Структурный план баженовской свиты в пределах Сандибинско-Лензитской зоны весьма сложен и состоит из следующих тектонических элементов. На северо-

Условные обозначения к рис. 1.8

	контуры субрегиональных структур (внешнего пояса мегасинеклизы, мегатеррасы)
	контуры надпорядковых структур (синеклиз, моноклиз)
	контуры структур 1 порядка - крупных (поясов мегавалов, мегапрогибов, мегавыступов, моноклиналей, мегаседловин)
	контуры структур 1 порядка средних и малых (сводов, впадин, мегапрогибов, выступов, моноклиналей и др.)
	контуры структур 2 порядка крупных (валов, впадин, котловин, выступов, моноклиналей мезоседловин и др.)
	контуры структур 2 порядка мелких и средних (валов, прогибов, куполовидных поднятий, структурных мысов, седловин и др.)
	тектонические нарушения

Структуры 1 порядка (средние и малые) и 2 (крупные) порядка

	отрицательные (впадины, мегапрогибы)
	положительные (мегавалы, своды, выступы)
	однокрылые (моноклинали)
	мезоседловина

Структуры 2 порядка (средние и малые)

	отрицательные (прогибы, котловины)
	положительные (валы, куполовидные поднятия, структурные мысы и др.)
	седловины

**СПИСОК СТРУКТУР
РЕГИОНАЛЬНЫЕ И НАДПОРЯДКОВЫЕ СТРУКТУРЫ
ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ**

В1-Надым-Тазовская синеклиза
В1А-Надымская мегавпадина

СРЕДНИЕ И МАЛЫЕ СТРУКТУРЫ I ПОРЯДКА

XXXI	- Нижненадымская зона прогибов	LXIII	- Северо-Сургутская моноклираль
XXXIV	- Парусный мегапрогиб	LXVI	- Верхнеаганский мегавал
XXXVI	- Западно-Ярудейская впадина	LXVII	- Александровский мегавал
XXXVII	- Нерутинская впадина	CXXX	- Северо-Надымский выступ
XL	- Уренгойский мегавал	CLV	- Худосейский мегапрогиб
XLI	- Нижнепурский мегапрогиб	CLXXX	- Верхнеадымская моноклираль
XLII	- Хадырьяхинская моноклираль	CCXXXVI	- Преображенский мегавал
LVII	- Танловская впадина		

КРУПНЫЕ СТРУКТУРЫ II ПОРЯДКА

<u>XXX</u>	- Ярудейский вал	<u>CXX</u>	- Западно-Танловский прогиб
<u>XXXI</u>	- Медвежий вал	<u>CVII</u>	- Лунгорская моноклираль
<u>XLIV</u>	- Хулымская мезоседловина		

СРЕДНИЕ И МАЛЫЕ СТРУКТУРЫ II ПОРЯДКА

55	- Медвежий вал
713	- Лакьюганский вал
756	- Западно-Хулымский вал
757	- Среднехулымский вал
810	- Западно-Медвежий прогиб
971	- Восточно-Лакьюганский структурный мыс
1282	- Быкшорский структурный мыс

Рис. 1.9. Примеры выделения малоамплитудных дизъюнктивных дислокаций (Хулымско-Лонгъюганская зона. Сейсмопрофиль 55.88.02)

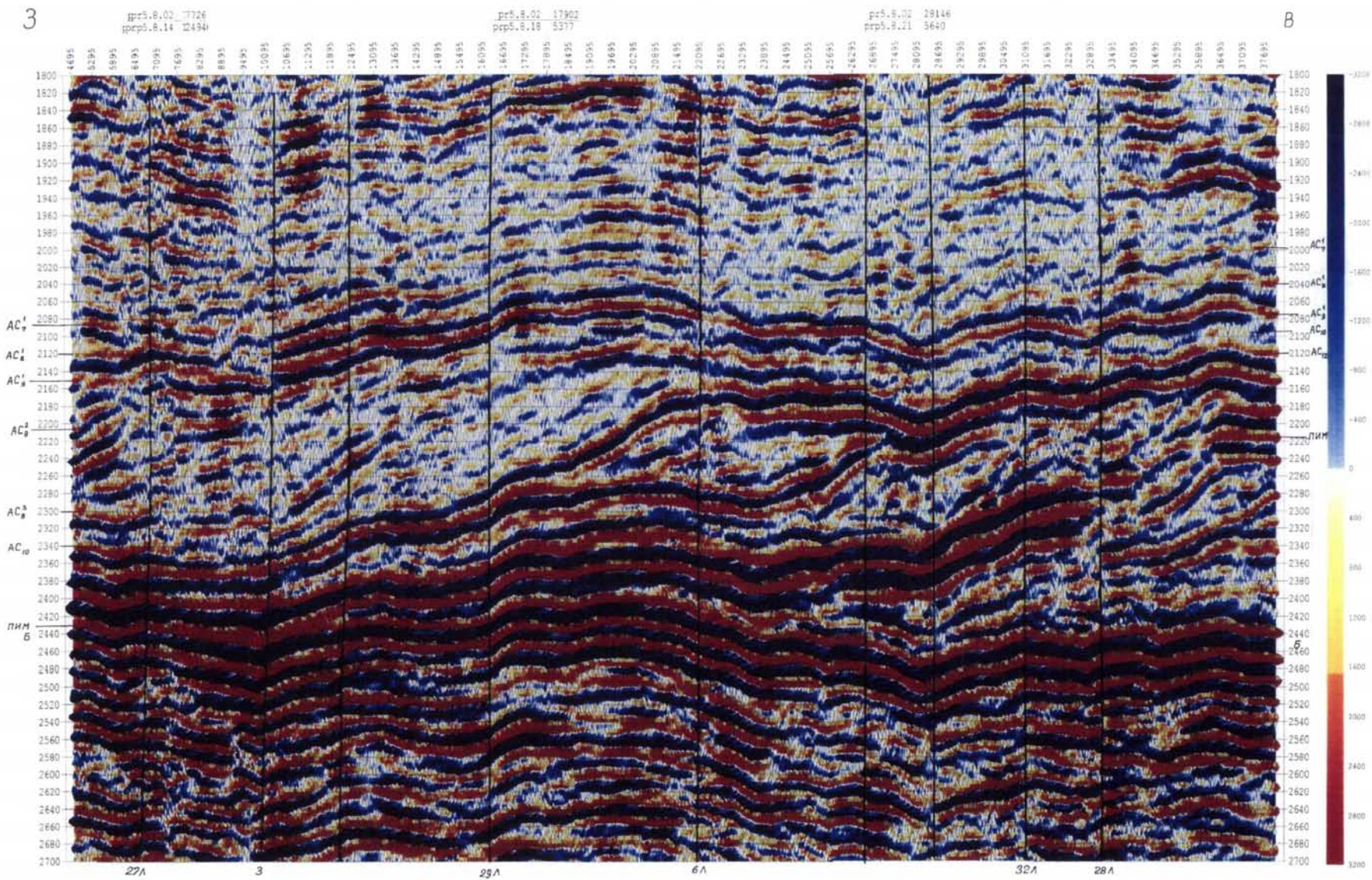
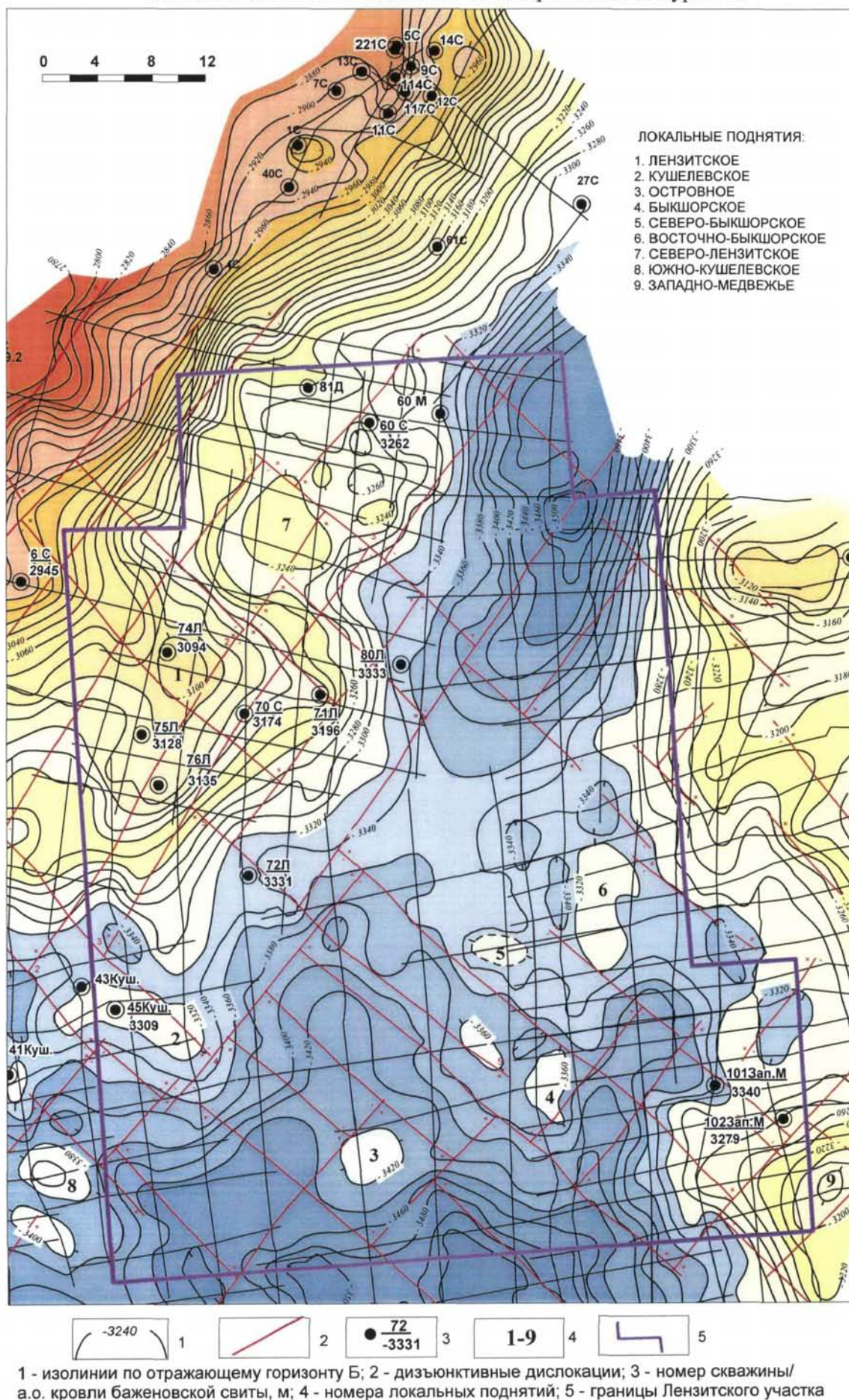


Рис.1.10 Сандибинско-Лензитская зона. Структурная карта кровли баженовской свиты по данным сейсморазведки и бурения.



западе зоны отмечается крупная моноклираль юго-восточного падения. Абсолютные отметки (а.о.) кровли баженовской свиты здесь меняются от -2780 м до -3500 м, то есть перепад абсолютных отметок составляет 720 м на расстоянии 40 км. Таким образом, уклон составляет 18 м на 1 км.

На востоке зоны отмечается западный склон Медвежьего вала с падением кровли баженовской свиты на запад с а.о. -3120 м до а.о. -3500 м, то есть перепад абсолютных отметок составляет 380 м на расстоянии порядка 12 км (уклон -13 м на 1 км). Медвежий вал отделяется от северо-западной моноклинали хорошо выраженным прогибом меридионального простирания с а.о. от -3360 м до а.о. -3500 м. Осевая часть прогиба осложнена цепочкой локальных поднятий (Южно-Сандибинское, Восточно- и Северо-Быкшорское и др.).

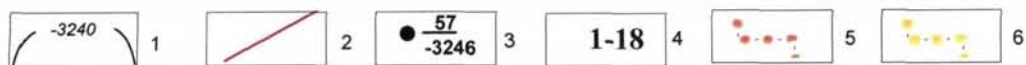
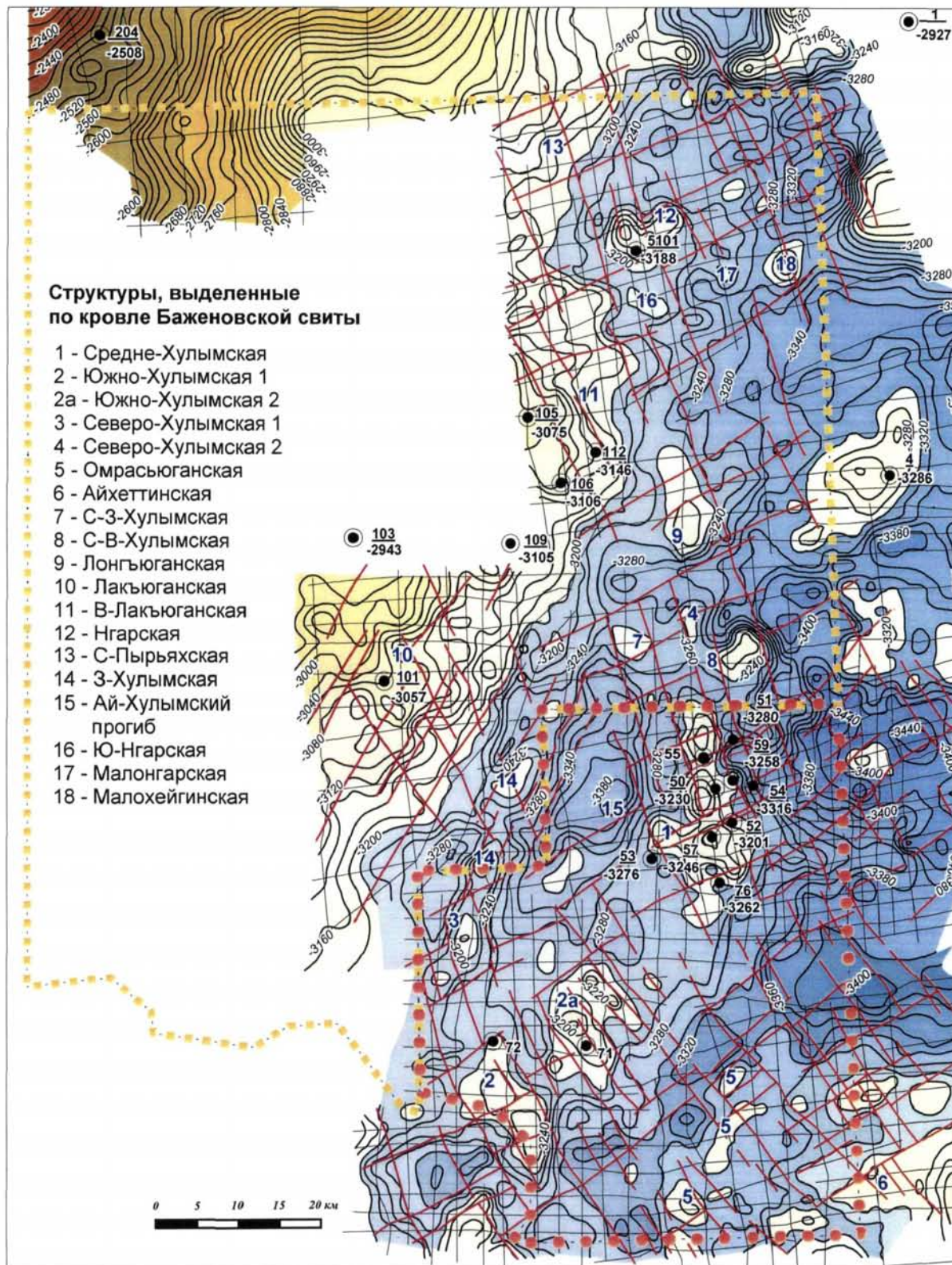
На юге исследуемой площади отмечается принципиальная смена структурного стиля баженовской свиты. Здесь ее кровля моноклиально падает на юг и юго-запад от а.о. -3400 м до а.о. -3520 м на расстоянии 20 км.

В пределах Хулымско-Лонгъюганской зоны на структурной карте по кровле баженовской свиты (ОГ Б) отчетливо видна превалирующая роль тектонических элементов и их ансамблей субмеридионального и северо-восточного простираний (рис.1.11), причём последние проявляются гораздо отчётливее, что видно по конфигурации изогипс.

В пределах площади отчётливо выделяется крупный Средне-Хулымский вал, с которым связана основная нефтегазоносность территории. На юге площади столь же отчетливо выделяется Южно-Хулымский вал. Свообразным мостиком между двумя валами является крупное антиклинальное поднятие – Южно-Хулымское 2. Юго-восточнее выделяется цепочка Омрасъюганских поднятий. Ещё восточнее расположена Айхеттинское поднятие. Группа Западно-Хулымских поднятий отделяются от Средне-Хулымского вала Айхулымским малым прогибом. Хулымский вал и Западно-Хулымский структурный нос, постепенно сближаясь к северу, образуют меридионально вытянутый клин, вершиной которого является Лонгъюганское локальное поднятие. Очевидно, подобная тектоническая обстановка напрямую связана с выделенными системами дизъюнктивных дислокаций, причем если в районе Хулымского вала развита система разломов преимущественно северо-восточного и юго-восточного простираний, то Западно-Хулымский структурный нос сформирован, по-видимому, разломами север-северо-восточного простирания.

Центральная часть Хулымско-Лонгъюганской зоны включает в себя Лакъюганский малый вал, Восточно-Лакъюганский структурный мыс. Недостаток

Рис. 1.11 Хулымско-Лонгъюганская зона. Структурная карта кровли баженовской свиты по данным сейсморазведки и бурения.



1 - изолинии по отражающему горизонту Б; 2 - дизъюнктивные дислокации; 3 - номер скважины/а.о. кровли баженовской свиты, м; 4 - номера локальных поднятий; границы участков: 5 - Средне-Хулымского, 6 - Лонгъюганского

сейсмических материалов не позволил полностью охарактеризовать эти структуры, однако тенденция общего воздымания к западу очевидна. Крутую моноклиналь восточного падения осложняют высокоамплитудное Нгарское локальное поднятие, а также менее значительные Южно-Нгарское, Северо-Пыррьяхское и Пыррьяхское структуры. Расположенные восточнее локальные поднятия Малохейгинское и Малонгарское являются, вероятно, частью безымянной седловины широтного простирания.

Тектонические нарушения играют важную роль, разделяя вала на отдельные антиклинальные поднятия. Так крупный Хулымский вал представляет цепочку локальных поднятий. Впервые выявлено и закартировано Северо-Восточно-Хулымское поднятие.

Совершенно иной, чем у баженовской свиты, структурный план быстринских глин, в котором на востоке площади отражается преимущественно тектонический фактор, а в центральной и западной частях имеет место сложная суперпозиция тектонического и седиментационного факторов (рис.1.12).

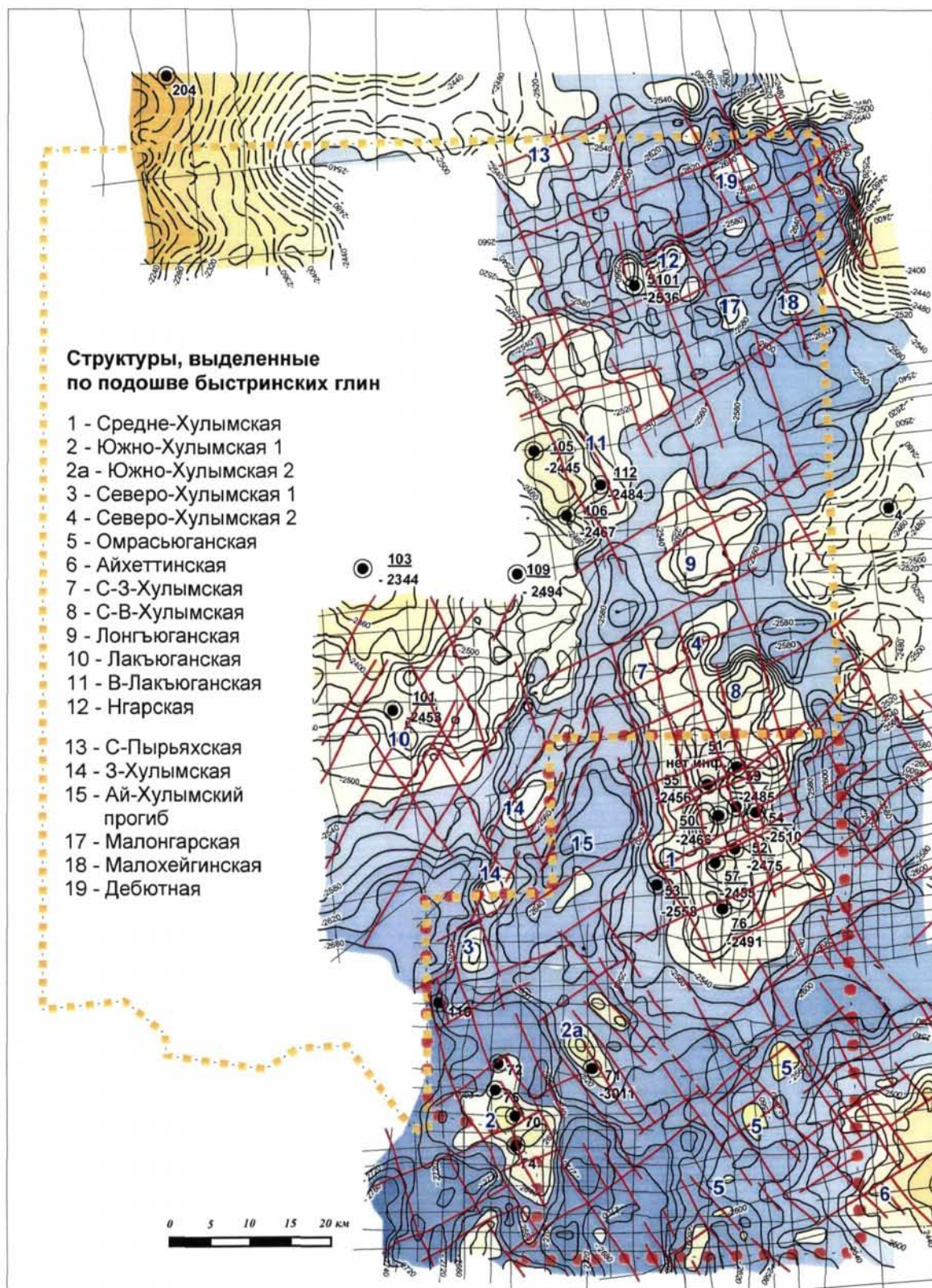
Анализируя структурные построения, выполненные по ОГ АС₇¹, можно выделить по крайней мере три фактора трансформации баженовского рельефа наложенными седиментационными процессами.

Во-первых, здесь имеет место вполне закономерное "выполаживание" структурных форм вверх по разрезу, т.е. увеличение площади за счет сокращения амплитуды. Например, Средне-Хулымский малый вал здесь представляет значительно большую по площади структуру; впервые одной изогипсой объединены Средне-Хулымское и Северо-Хулымское локальные поднятия.

Кроме того, на структурной карте по ОГ АС₇¹ находят отображение частично унаследованные поднятия, генетически связанные с нижележащими клиноформными горизонтами, примером служит существенно увеличившееся в плане Лонгьюганское л.п., отражающее смещение на восток и увеличение площади структуры. Внимания заслуживает также частично унаследованное Дебютное поднятие, выделенное по пласту АС₁₂ и прослеживающееся далее уже как замкнутая структура.

И наконец, начиная примерно с меридиана скв.53 быстринские глины приобретают отчетливый седиментационный наклон, приводящий к сокращению мощности отложений между их подошвой и кровлей баженовской свиты более чем на 200 м, в результате чего в центральной и западной частях имеет место существенное искажение тектонического стиля, описанного по отражающему горизонту Б.

Рис. 1.12 Хулымско-Лонгъюганская зона. Структурная карта подошвы быстринских глин по данным сейсморазведки и бурения.



1 - изолинии подошвы быстринских глин; 2 - дизъюнктивные дислокации; 3 - номер скважины/а.о. подошвы быстринских глин, м; 4 - номера структур; границы участков: 5 - Средне-Хулымского, 6 - Лонгъюганского

Рассмотрение структурных планов реперных геологических границ позволяет увидеть структурный каркас изучаемого клиноформного макрообъекта, понять механизм и характер взаимодействия двух факторов – тектонического и седиментационного и, таким образом, в дальнейшем рассматривать структурные модели клиноформных геологических границ в пределах намеченного каркаса.

1.2.2. Основные этапы геологического развития Западной Сибири

История формирования и тектонического развития Западно-Сибирского бассейна рассматривается с позиции концепции тектоники литосферных плит, на сегодняшний день позволяющей наиболее полно учитывать геодинамику возникновения и эволюцию нефтегазоносных бассейнов, что в свою очередь способствует лучшему пониманию процессов нефтеобразования, миграции нефти и газа и формирования нефтегазоносных структур.

Вопросам геодинамики и палеогеодинамики Западно-Сибирского НГБ посвящены многочисленные работы С.В.Аплонова, А.А.Бакирова, В.С.Бочкарева, О.Г.Жеро, Л.П.Зоненшайна, А.Э.Конторовича, П.К.Куликова, Е.В.Кучерука, И.И.Нестерова, Л.И.Ровнина, М.К.Рудкевича, В.С.Суркова, и др. [2,3,9,13,15,22,28,29,37,41,51,82,100].

Формирование фундамента Западно-Сибирской плиты происходило на протяжении длительного периода, начиная с рифея когда произошёл раскол древнего суперконтинента Пангея I, в течение всего палеозойского времени, когда на востоке, юге и западе плиты длительно развивались геосинклинальные прогибы и формировались складчатые системы байкальского, салаирского и каледонского возраста. В конце позднего палеозоя, в результате деформаций сжатия сформировались герцинские складчатые системы, которые спаялись воедино с разделявшими и обрамлявшими их древними массивами и догерцинскими складчатыми зонами, образовав гетерогенный фундамент Западно-Сибирской плиты.

На рубеже палеозойской и мезозойской эр процессы сжатия сменились процессами растяжения, которые в раннем триасе привели к формированию многочисленных субмеридиональных грабенов в западной и южной частях плиты. Триасовая рифтовая система сыграла определяющую роль в формировании структур платформенного чехла [101].

На протяжении мезозойско-кайнозойского времени территория Западной Сибири испытывала тенденцию к погружению относительно западного, южного и восточного обрамления – Урала, Алтае-Саянской складчатой области и Енисейского кряжа. В ранней юре северная и центральная части плиты стали испытывать общее

слабодифференцированное опускание и началось формирование верхнего, плитного комплекса её чехла. В основании плитного комплекса залегают континентальные терригенные угленосные отложения, но в средней юре с севера на территорию плиты стало проникать море, почти целиком затопившее её в начале позднеюрской эпохи [53,54]. Наиболее интенсивно процесс погружения проявился в конце поздней юрского времени, когда внутренняя часть плиты испытала быстрое некомпенсированное опускание, возник широкий, относительно глубоководный прогиб, на большую часть площади Западно-Сибирской плиты распространилась с севера трансгрессия. В волжском веке в условиях некомпенсированного осадконакопления формировались отложения баженовской свиты - маломощные глубоководные битуминозные кремнистые глины.

В конце юры, начале мела в региональном плане начинается процесс позднекиммерийской складчатости, на фоне которого в Западной Сибири имеет место регрессия и наблюдается некоторая активизация тектонической жизни. В это время наиболее активно начинают воздыматься периферийные части бассейна, относительно которых центральная часть мегасинеклизы интенсивно погружается. Так с конца юрского времени и в течение раннемелового - формируется Верхоянская складчатость, Таймырский микроконтинент приключается к пассивной окраине Восточной Сибири. К этому же времени приурочено резкое (почти на порядок) увеличение скорости движения плит. В соответствии с расчетами палеомагнитологов, скорость движения плит изменилась от 3-4см/год в предшествующий период до 20-22см/год в конце юрского и начале мелового времени [85]. Эти активные геодинамические процессы, сопровождавшиеся землетрясениями, тектоническими подвижками в Восточной Сибири, на Таймыре и северо-западе Алтае-Саянской области не могли не отразиться на процессах седиментации в Западной Сибири.

В течении неокомского времени, по мнению многих исследователей, в условиях лавинной седиментации [45,46,97,106] происходит постепенное заполнение некомпенсированной впадины поступавшим с запада и востока песчано-глинистым материалом - формируется клиноформный комплекс пород. Причём Восточно-Сибирский источник сноса поставлял в Западно-Сибирский бассейн в 7-10раз осадков больше, чем районы Урала. Об этом свидетельствует резко смещённое на запад от географического центра положение осевой линии палеобассейна (рис.1.5). При этом с востока поставлялся песчано-глинистый материал, с запада - в основном глинистый. Вследствие такого распределения осадочного материала неоком Приуральской части Западной Сибири обеднён промышленными коллекторами [38].

Формирование неокомского комплекса завершается аптской трансгрессией, с которой связано накопление реперных глин альымской свиты или кошайской пачки.

Именно в неокомское время процесс осадконакопления в пределах Западно-Сибирской плиты протекал наиболее интенсивно, когда за 22-27 млн.лет [23,36,72] полностью компенсировалась депрессия глубиной в среднем 500-600м, по некоторым данным до 700-800м [109], а в северных районах плиты до 950м [50]. Средние скорости осадконакопления в неокомское время по данным А.А.Нежданова [61] составляли 25-55м/млн.лет, что в 6-10 раз выше, чем в юрское время и в 4-7 раза выше, чем в поздний мел – кайнозойское время [37], что существенным образом предопределило уникальную нефтегазоносность неокомского комплекса Западно-Сибирского НГБ.

С апта до конца эоцена на территории плиты существовал мелководный морской водоём, в котором отлагались терригенные (апт-сеноман) и кремнисто-терригенные (турон-эоцен) осадки.

Начиная с позднего эоцена, север, северо-западная и северо-восточная части Западно-Сибирской платформы представляли собой область денудации. Центральная и южная часть плиты испытывают погружение. С позднего олигоцена до конца неогена воздымание северных регионов продолжается, расширяясь в южном направлении, а центр прогибания смещается на юг плиты.

Таким образом, в целом для всей территории Западно-Сибирской плиты отмечается постепенное смещение центров прогибания от северных районов в триас-юрское и нижнемеловое время в южные районы в палеоген-неогеновое время [53,54].

В четвертичный этап развития возобновилось погружение северной части плиты, что определило формирование здесь достаточно мощной толщи осадочных образований.

Глава 2. Развитие представлений о строении и образовании неокомского комплекса и современные проблемы поисков и разведки залежей нефти на севере Западной Сибири

Развитие представлений о строении и образовании неокомского комплекса Западной Сибири

Неокомский комплекс обеспечивает в настоящее время основную добычу и прирост углеводородов в Западной Сибири [80], но является одним из наиболее сложно построенных осадочных комплексов, что нашло отражение в многообразии точек зрения на его строение и условия формирования. Эти представления у многих исследователей с течением времени и по мере накопления новых данных эволюционировали, хотя у отдельных геологов практически не изменились.

Стратиграфические схемы мезозоя Западной Сибири с 1956 по 1990г. принимались на пяти Межведомственных стратиграфических совещаниях.

Первоначально, в течении 60-х-70-х годов, изучение неокомских отложений происходило в рамках параллельно-слоистой модели [98,26], согласно которой создавалась региональная стратиграфическая схема неокома. Разрезы неокома расчленялись по литологическим признакам, без сколько-нибудь существенного использования региональных сейсмических данных

Недостаток и неравномерность буровой и сейсмической информации на ранних этапах изучения затрудняли выработку общей для нефтегазоносного бассейна корреляционной схемы пластов. Поэтому в Западной Сибири исторически сложился ряд районных схем расчленения и корреляции продуктивных пластов неокомского нефтегазоносного комплекса. В верхнеберриас-барремских отложениях Западной Сибири, подразделённых на мегионскую и вартовскую свиты, в разных её районах выделено до нескольких десятков нефтегазоносных песчано-алевритовых пластов (горизонтов), образующих группу А (сверху) и Б. Принадлежность района к той или иной районной схеме определяется дополнительным буквенным индексом (например, АС и БС для Сургутского, АВ и БВ для Нижневартовского районов и т.п.), который в сочетании с номером пласта (например, АС₄ или БС₁₀) указывает на положение его в разрезе. Чрезвычайно важная проблема установления истинных соотношений между пластами различных районов и построение единой стратиграфо-корреляционной основы до сих пор остаётся одной из наиболее дискуссионных [65,74,76,81].

По мере освоения Западно-Сибирского НГБ, появляющийся фактический материал начинает входить в противоречие с горизонтально-слоистой моделью. Так Ю.В.Брадучан, И.И.Нестеров, А.П.Соколовский (1968) отмечали резкое противоречие

литологической корреляции с определениями возраста фауны аммонитов неокома в центральных и южных районах Западной Сибири. ЛЯ.Трушковой (1970) [103], Ю.Н.Карогодиным (1972) [35] отмечалось скольжение стратиграфических границ всех свит и серий неокома. При этом ачимовские отложения представлялись изохронными.

Наступление нового этапа в познании геологического строения и условий накопления неокомского комплекса связано с появлением работ тюменских геологов и геофизиков А.Л.Наумова, Т.М.Онищука, М.М.Бинштока (1977) [58,59], положивших начало представлениям о региональной косослоистой модели отложений мегионской свиты.

Особенно важным революционным моментом, позволившим получить новую информацию о строении осадочного чехла Западной Сибири, было широкое внедрение в 70-е годы в практику сейсморазведки метода МОВ ОГТ, а позднее появление цифровой регистрации и обработки сейсмических данных привело к резкому повышению разрешающей способности и геологической информативности сейсморазведки. Наступил этап активного внедрения сеймостратиграфических исследований в процесс изучения мезозойских продуктивных отложений, основанный на прослеживании сейсмических отражений, в том числе в районах, не изученных бурением. «Привязка» данных региональной сейсморазведки к разрезам поисковых и разведочных скважин по всей территории Западной Сибири позволила установить клиноформное строение неокомских отложений, которые формировались в результате ритмично-поступательного бокового заполнения осадками некомпенсированного бассейна, образовавшегося в волжское время. Клиноформное строение неокома убедительно проявлялось как на региональных, так и, позднее, на локальных сейсмопрофилях, где достаточно отчётливо фиксировались наклонные отражающие границы, подчёркивающие мегакосослоистую структуру неокомского разреза. Установлен закономерный седиментационный наклон песчаных пластов неокома, их последовательная региональная глинизация с востока на запад, сопровождающаяся переходом в косонаслоенные отложения.

Выявленная регионально-косослоистая модель строения верхнеюрско-нижнемеловых отложений Западной Сибири, типичная для погребённых некомпенсированных бассейнов с терригенным заполнением, вызвала необходимость существенного пересмотра стратиграфической и корреляционной схем неокомского нефтегазоносного комплекса. В соответствии с указанной моделью принципиально меняются пространственные и стратиграфические соотношения отдельных частей этого комплекса, пересматриваются закономерности распространения продуктивных

пластов и покрывок, внутренняя его структура в целом. Особенно важным явился вывод о соответствии пласта БС₁₀ Сургутского района пласту БВ₀ Нижневартовского, а не пласту БВ₈, как это было принято в региональных стратиграфических схемах 1978г. [49,75].

В настоящее время большинство исследователей убеждено в клиноформной модели строения неокома Западной Сибири и это доказано практикой поисково-разведочных и эксплуатационных работ. Однако продолжается острая дискуссия о количестве клиноформ, закономерностях их внутреннего строения и латеральных границах, о их взаимоотношении с нижележащей баженовской свитой, а также образовании и стратификации так называемой ачимовской толщи (рис.2.1-2.5).

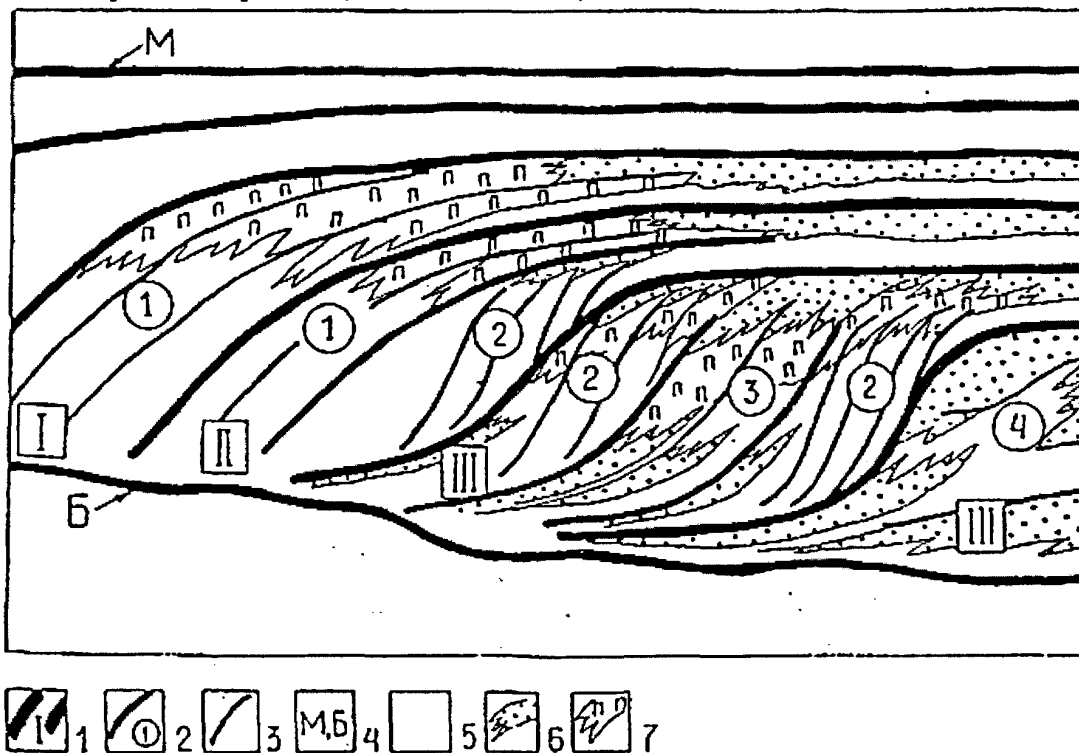
Одним из наиболее дискуссионных является вопрос о причинах образования клиноформ. Большинство исследователей в качестве основного фактора цикличности клиноформ рассматривают эвстатические колебания уровня моря [71,111,123]. Подтверждением этому служат исследования, показавшие, прекрасное соответствие на неокомской кривой эвстатики, полученной для Западной Сибири, этапов трансгрессий с временами формирования региональных реперных глинистых пачек (рис.2.7) [111]. Кроме этого, значительная роль придаётся тектоническому режиму областей сноса обломочного материала, климатическим процессам [23]. Многие исследователи придерживаются точки зрения об образовании клиноформного комплекса в дельтовых условиях [26,66, 67,70,72,75,110].

Некоторые геологи до настоящего времени продолжают отстаивать точку зрения о горизонтально-слоистом строении неокомских отложений [39,63,73,95] (рис.2.6). При этом считается что наклонные отражающие границы не являются следствием седиментационной модели по типу бокового наращивания. Одни исследователи объясняют рисунок записи отражений несогласно залегающими толщами, разделёнными перерывами. Другие - тектонической природой наклонных границ, которые связываются с трещинно-разрывными зонами. Третьи считают сигмоидные границы большей частью ложными, обусловленные литологической неоднородностью, либо интерференцией или напряжённым состоянием пород [87].

В последние годы коллективом авторов НАЦ РН ХМАО составлены и опубликованы [74] детальные стратиграфические схемы мезозойских отложений Западной Сибири, учитывающие клиноформное строение неокома, однако на межведомственном стратиграфическом совещании эти схемы ещё не утверждены.

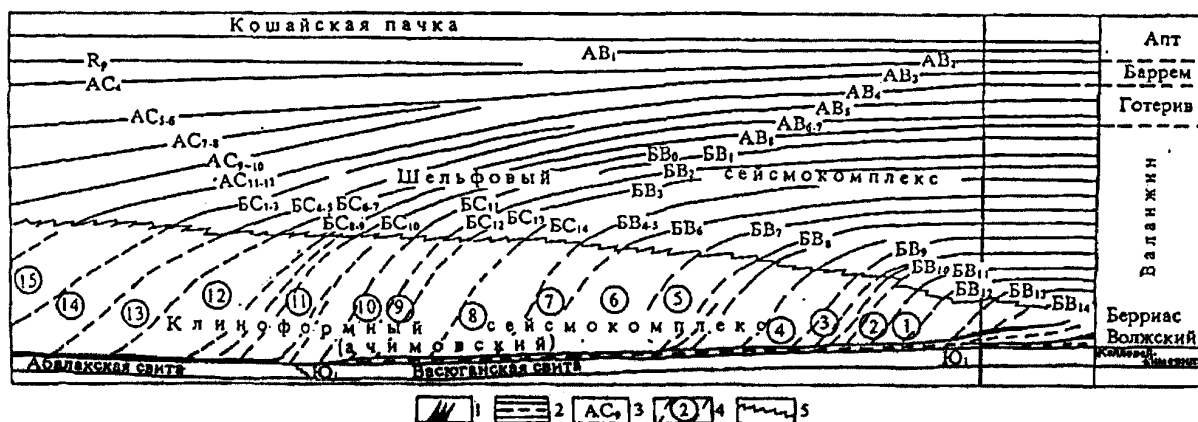
Модель клиноформного строения неокома развивается, уточняется и детализируется в работах М.М.Бинштока, А.М.Брехунцова, В.Я.Гидиона,

Рис. 2.1 Схематический геолого-геофизический разрез неокома Среднего Приобья (В.Я.Гидион, 1989)



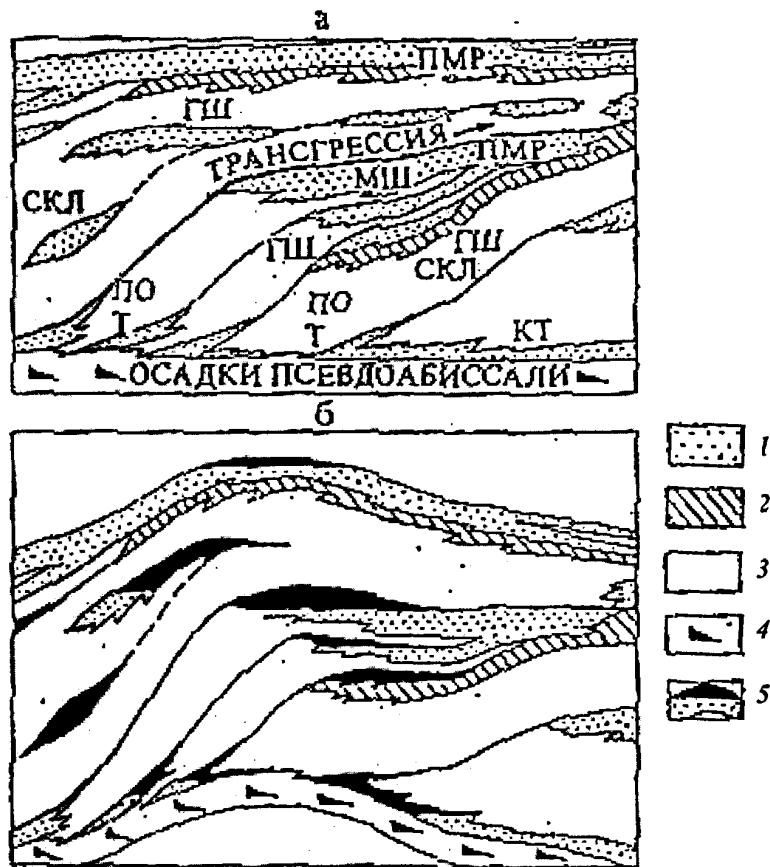
1-границы сейсмо-стратиграфических комплексов (ССК), приуроченные к высокоамплитудным отражениям, связанным с региональными глинистыми покрывками. Типы ССК: I-фрловский, преимущественно глинистый, II-переходный, III-среднеобский, песчано-глинистый; 2-границы сейсмофаций и их типы: 1-сигмовидная СФ, преимущественно глины, 2-параллельно-косослоистая со слабо выраженной тангенциальностью СФ, маломощные прослои песчаников в кровле и подошве, 3-тангенциально-косослоистые СФ, пласты песчаников развиты в кровле и подошве; 3-внутренние сейсмические отражения; 4-индексы отражающих горизонтов, ограничивающих неокомский мегакомплекс. Литология: 5-преимущественно глины; 6-преимущественно песчаники; 7-известково-алевроглинистая толща.

Рис. 2.2 Сейсмогеологическая модель верхнеюрско-неокомских отложений Среднего Приобья (О.М. Мкртчян и др., 1985)



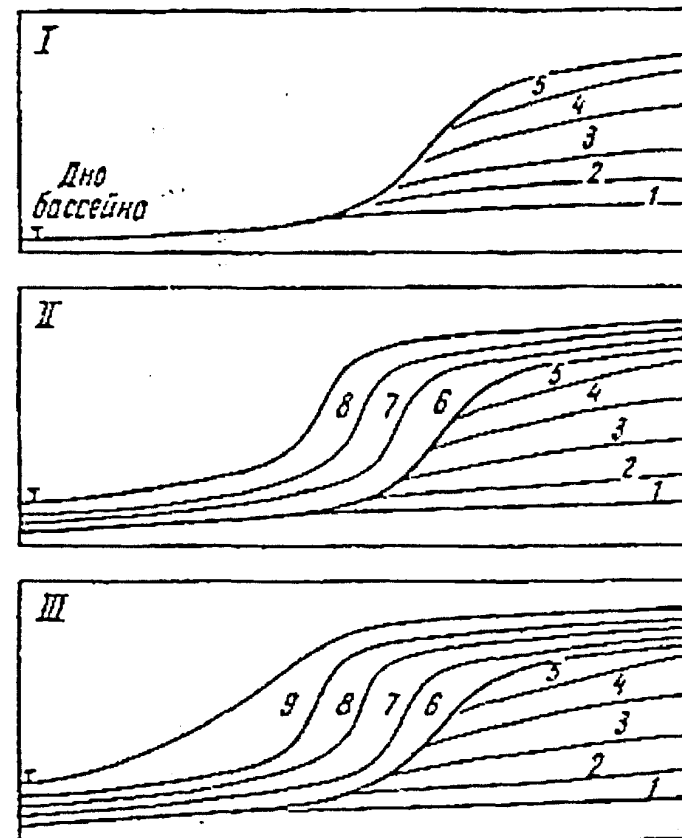
1-битуминозно-глинистые баженовские отложения литофации депрессионной((глубоководной) формации; 2-аргиллиты георгиевской свиты; 3-индексы продуктивных пластов Сургутского и нижнеартвовского районов; 4-границы и номера клиноформных сейсмогеологических комплексов; 5-граница взаимоперехода шельфового и клиноформного сейсмогеологических комплексов (формаций).

Рис. 2.3 Принципиальная схема строения нижней части разреза неокома (Сейсмогеологический прогноз..., 1992)
 а-палеогеоморфологический профиль,
 б-геологический разрез



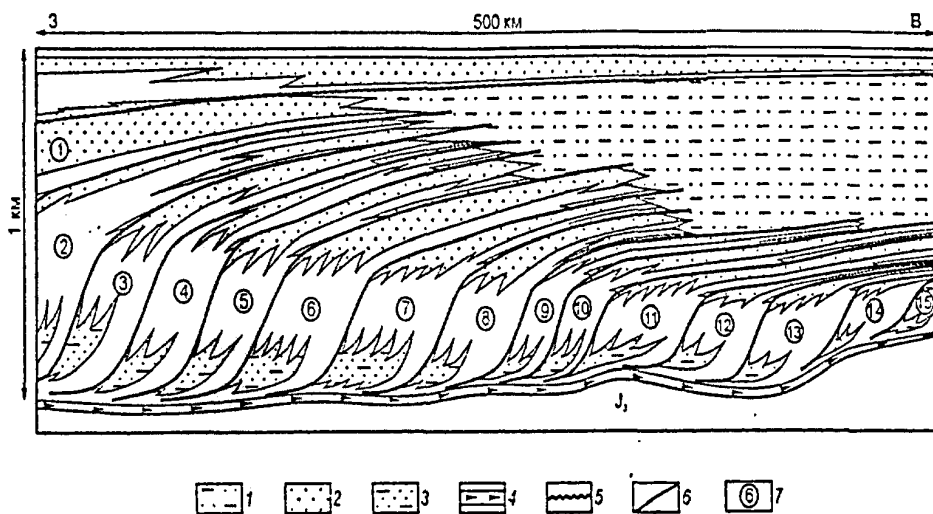
1-песчаники; 2-переслаивание глин и песчаников; 3-глины; 4-битуминозные глины; 5-залегания углеводородов. Песчаные осадки: ПМР-приморских равнин, МШ-мелководного шельфа, ГШ-глубоководного шельфа; СКЛ-склоновые; ПО-подводно-оползневые; Т-турбидитовые; КТ-контуриты

Рис. 2.4 Этапы формирования клиноформ (Г.Н.Гогоненков и др. 1988)



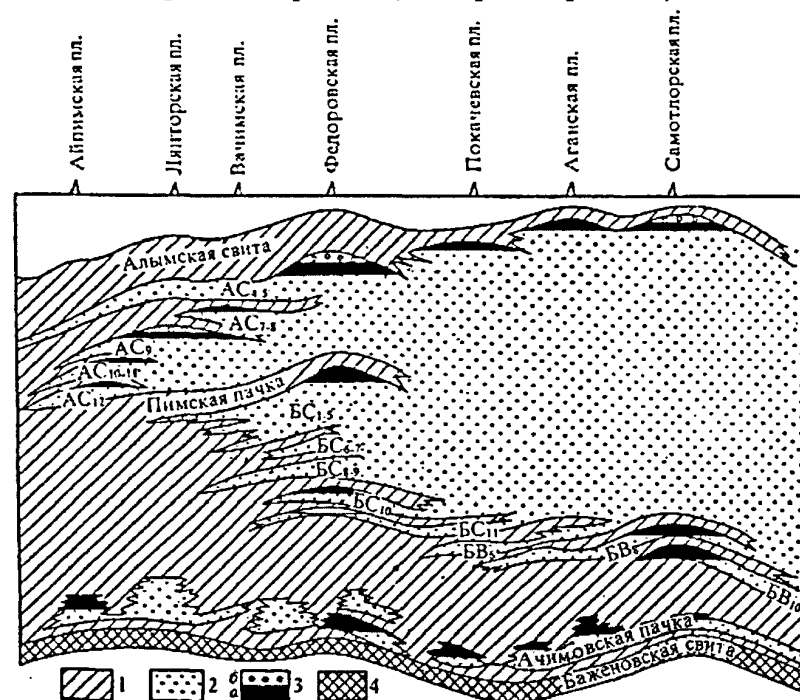
I-вертикальное наращивание палеосклона, II-латеральное наращивание палеосклона, III-вертикальное перекрытие палеосклона с выполаживанием; 1-5 - клиновидные тела вертикального наращивания палеосклона 6-8 - сигмовидные тела бокового наращивания палеосклона; 9 - клинопокров вертикального перекрытия палеосклона с выполаживанием

Рис. 2.5 Принципиальная модель клиноформного строения неокомского продуктивного комплекса центральных районов Западной Сибири (С.В. Ершов, К.В. Зверев, В.А. Казаненков, Ю.Н. Карогодин, 2001)



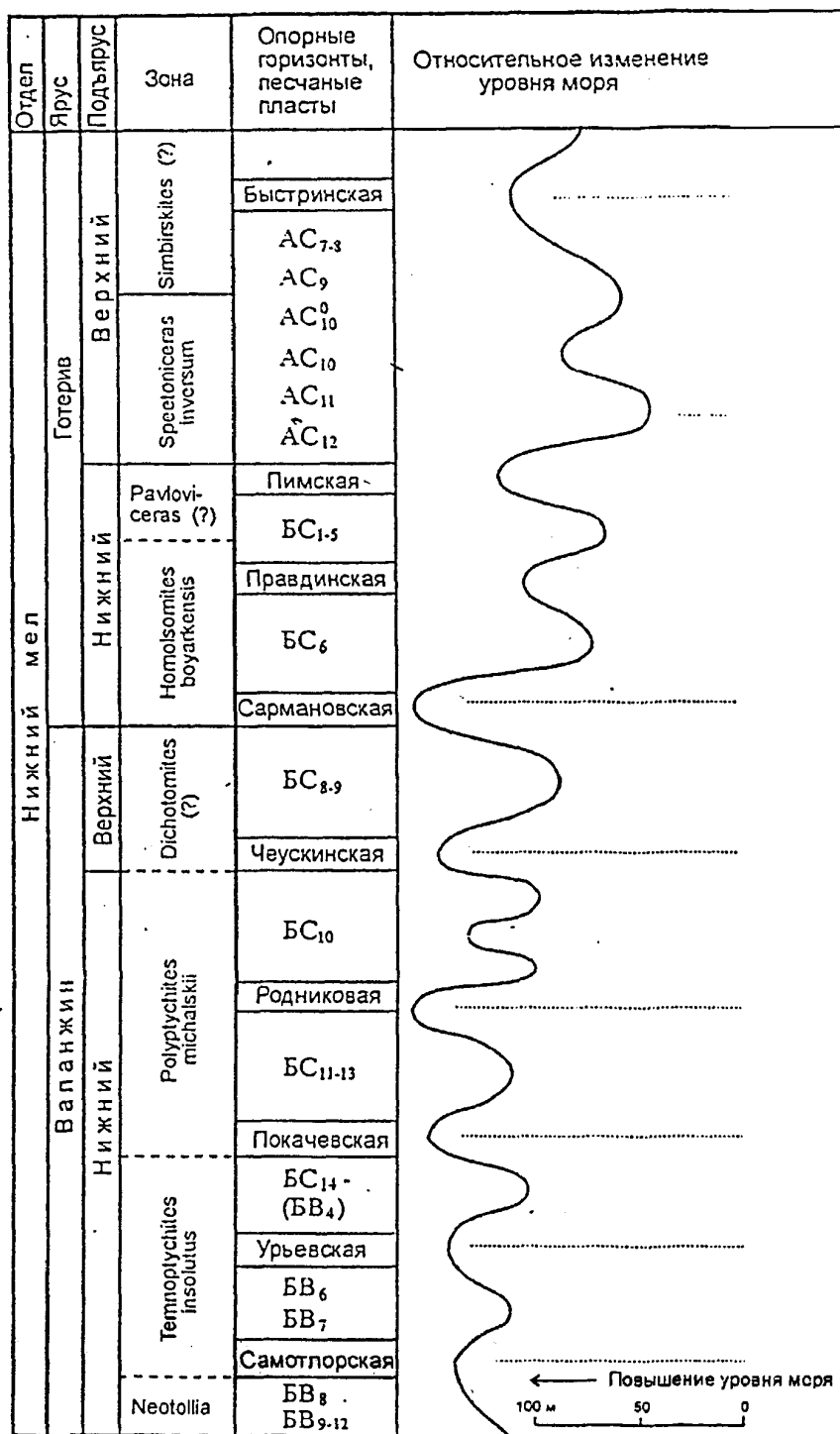
1-прибрежно-континентальные отложения, 2-песчаные шельфовые пласти, 3-песчано-алевритовые дистальные пласти, 4-битуминозные аргиллиты баженовской свиты, 5-региональный перерыв в кровле клиноформного комплекса, 6-границы региональных клиноформ, 7-региональные клиноформы: 1-быстринская, 2-приобская, 3-пимская, 4-правдинская, 5-сармановская, 6-чеускинская, 7-покачёвская, 8-асомкинская, 9-урьевская, 10-самотлорская, 11-тагринская, 12-бахиловская, 13-коликъеганская, 14-приозёрная, 15-сабунская

Рис. 2.6 Схематический геологический профиль неокомских отложений Среднего Приобья (Нестеров и др., 1985)



1-глины, 2-песчаники и алевриты; 3-залежи нефти (а) и газа (б); 4-битуминозные аргиллиты

Рис. 2.7 Трансгрессивно-регрессивная кривая Западно-Сибирского осадочного бассейна на раннемеловом (неокомском) этапе (В.А. Захаров, Б.Н. Шурыгин, М.А. Левчук, О.В. Пинус, Д.Л. Сахагян, 1998)



Л.Ш.Гиршгорна, Г.Н.Гогоненкова, И.Л.Гребневой, Ф.Г.Гурари, С.В.Ершова, В. П.Игошкина, Ю.Н.Карогодина, В.А.Корнева, Н.Х.Кулахметова, Н.Я.Кунина, О.М.Мкртчяна, А.Л.Наумова, А.А.Нежданова, М.Я.Рудкевича, В.С.Славкина, В.С.Соседкова, Л.Я.Трусова, Р.Т.Трушкевича, Л.Я.Трушковой, А.В.Чернавских, Н.С.Шик, В.И.Шпильмана, Г.С.Ясовича и многих других [1,8,12,17,18-21,23,30,31,34,38,43,44,47,55,58-62,64-69,72,75,76,79,83,86,87,89-92,94,96,97,99,102-105, 109,113-119,121-125]. Многие позиции, взгляды и выводы этих учёных использовались автором при изучении клиноформных отложений Хулымско-Лонгъюганской и Сандибинско-Лензитской площадей.

Основные проблемы поисков и разведки залежей нефти в неокомском комплексе на севере Западной Сибири

Традиционно неокомский комплекс северных районов Западной Сибири, в пределах Надымской мегавпадины, считался малоперспективным в нефтепоисковом отношении. Перспективы здесь связывали в основном с сеноманским газом. Поиски нефти ориентировали на вскрытие залежей в юрских отложениях, которые, как оказалось, содержат коллекторы с низкими фильтрационно-ёмкостными свойствами (ФЕС). Таким образом, значительная часть Надымской мегавпадины в конце 90-х годов представляла собой слабоизученную территорию с отсутствием крупных месторождений нефти. Однако в последние годы в пределах этой территории успешно разрабатываются Средне-Хулымское и Сандибинское месторождения, основные продуктивные пласты которых связаны с ундаформной зоной неокомского клиноформного комплекса. Клиноформные отложения характеризуются специфическими закономерностями строения и распространения коллекторов, ловушек и залежей, что свидетельствует о необходимости применения особых методических подходов к их изучению. В связи с этим для успешного поиска аналогов Средне-Хулымского и Сандибинского месторождений в пределах Надымской мегавпадины необходимо выяснить генетическую принадлежность вскрытых скважинами песчаных тел, что позволит определить закономерности распространения коллекторов и изменение их ФЕС по площади. Для этого необходимо сопоставить изучаемые отложения Надымской мегавпадины с районами Западной Сибири сходного строения, высокой плотности бурения и доказанной нефтеносностью. В данной работе проведено сопоставление строения клиноформного комплекса Хулымско-Лонгъюганской и Сандибинско-Лензитской зон с клиноформными отложениями Широкого Приобья, в частности Приобским, Приразломным и Сахалинским месторождениями. В процессе

исследований будет доказано их генетическое родство и сходство в строении и закономерностях размещения коллекторов.

Закономерной проблемой начала 21 века в Западно-Сибирском НГБ является то, что наступил период заметного истощения фонда просто построенных крупных структурных ловушек, всё большее значение приобретают мелкие ловушки различного генезиса (Проблемы... Вестник недропользователя, №11, 2002). Широкое внедрение в практику сейсморазведки МОВ ОГТ повышенной кратности, использование при интерпретации принципов сеймостратиграфии (Сейсмическая стратиграфия, 1982) и новые взгляды на историю геологического развития нефтеносных комплексов позволили приступить к выделению и обоснованию целого ряда новых ловушек. Проблемой выделения и классификации ловушек в Западной Сибири занимались многие исследователи (О.М.Биншток 1980, В.Я.Гидион 1992, Л.Ш.Гиршгорн 1986, 1987, 1990, А.М.Жарков 2001, В.А.Корнев 2000, В.С.Муромцев и др. 1989, А.Л.Наумов Ф.З.Хафизов 1986, Г.И.Плавник Л.Г.Судат Г.С.Ясович 1986, Т.Ю.Павлова О.А.Смирнов 1993, В.Ф.Панов и др. 2002, А.А.Нежданов и др. 1990, М.Я.Рудкевич и др. 1984, С.А.Рыльков 2002, В.С.Соседков 1991, Р.Т.Трушкевич 1994, Л.Я.Трушкова 1995 и др.). По мере освоения Западно-Сибирского бассейна классификации усложнялись и детализировались, однако до сих пор поисково-разведочное бурение ориентировано преимущественно на структурный план баженовской свиты, объекты же более сложной природы (литологической, структурно-литологической, тектоно-седиментационной и др.) зачастую оказываются непоискованными. Особенно характерно формирование самостоятельных неуправляемых структурных форм для неокомского клиноформного комплекса (Л.Ш.Гиршгорн 1986, 1987, В.А.Корнев 2000 и др.). Образование этих отложений в условиях лавинной седиментации определило значительную роль в формировании ловушек различных седиментационных факторов, закономерности проявления которых ещё до конца не изучены. В таких условиях особые перспективы представляет самая западная часть ундаформной зоны, структурный план которой за счёт седиментационного падения пластов на запад неконформен опорному сейсмическому отражающему горизонту Б. Для оценки перспектив этой зоны необходимы структурные построения по каждому клиноформному пласту на всём простирании соответствующей клиноформы, а также переинтерпретация сейсмических данных на предмет взаимоотношений структурных планов баженовской свиты и клиноформно залегающих пластов. Такой подход позволит выявить и закартировать ранее пропущенные ловушки и залежи углеводородов.

ВЫВОДЫ по главе:

1. На основе огромного фактического материала геологоразведочных работ нескольких десятилетий усилиями многих научных коллективов подготовлена теоретическая база о строении, условиях образования, закономерностях размещения коллекторов и ловушек в неокомском клиноформном комплексе Западной Сибири

2. На сегодняшний день Сандибинское и Средне-Хульмское месторождения доказали высокие перспективы нефтеносности ундаформной зоны неокомского комплекса севера Западной Сибири, что определяет необходимость поиска аналогов этих месторождений для успешного освоения территории Надымской мегавпадины

Глава 3. Теоретические и методические приёмы изучения клиноформных отложений неокомского комплекса Западной Сибири

Исследования автора выполнялись на основе методологии и технологии изучения клиноформных отложений, разрабатываемые в последние 15 лет под руководством профессора В.С. Славкина в рамках методологии и технологии оптимизированной обработки и структурно-литологической интерпретации данных бурения и сейсморазведки (СЛИ) и положительно зарекомендовавшие себя в процессе изучения многих месторождений Западной Сибири.

На основе этих приёмов автором были изучены клиноформные отложения Хулымско-Лонгъюганской и Сандибинско-Лензитской зон и оценены их перспективы.

3.1. Корреляция отложений по взаимоувязанным данным сейсморазведки и ГИС

Важнейшим и необходимым условием изучения клиноформного комплекса является корреляция отложений. Резкие изменения литологического состава, а главное мощностных соотношений между отдельными элементами клиноформного ансамбля и изменение количества выделяемых даже в разрезах соседних скважин седиментационных ритмов делают практически невозможной объективную корреляцию синхронных отложений только по данным глубокого бурения, даже при относительно высокой его плотности. Видимое сходство каротажных образов отдельных таксонов геологического разреза не может служить основанием для вывода об их одновозрастности даже в соседних скважинах. Надежная стратиграфическая основа для моделирования клиноформных отложений может быть разработана только по результатам корреляции взаимоувязанных данных ГИС и сейсморазведки.

Возможность проведения такой корреляции определяется наличием в разрезе надежных реперных горизонтов по ГИС, с которыми связаны опорные сейсмические отражающие горизонты (ОГ). В пределах изучаемых площадей такими реперами являются баженовские аргиллиты (ОГ Б), ограничивающие клиноформную толщу снизу, и выдержанные глинистые пачки неокомского комплекса, такие как быстринская, пимская, сармановская и др., ограничивающие клиноформную толщу сверху. Наличие реперных по ГИС горизонтов и связанных с ними опорных ОГ позволяет осуществлять с достаточной степенью надежности привязку клиноформных границ по данным акустического каротажа (АК) и коррелировать выделенные в разрезах скважин пласты и седиментационные ритмы с учетом прослеживания ОГ в межскважинном пространстве.

Привязка ОГ и корреляция отложений по данным ГИС и сейсморазведки базируется на представлениях о приуроченности ОГ к подошвам пластов тонкоотмученных глин, залегающих в начале регрессивных седиментационных ритмов и отвечающих максимуму трансгрессии. Глины наиболее акустически контрастны в разрезе (пониженные скорости и плотности), что предопределяет возможность связи с ними отражающих границ в теле клиноформы. Отождествление ОГ с подошвами глинистых пластов, часто являющихся реперными по ГИС (в первую очередь по АК), позволяет осуществлять корреляцию по увязанным данным ГИС и сейсморазведки, постоянно осуществляя взаимный контроль.

Изложенный методический подход позволяет надёжно привязать к ОГ, проиндексировать и прокоррелировать по всей площади изучаемых объектов все выделяемые в разрезах скважин продуктивные и перспективные пласты и, тем самым, создать основу для разработки модели строения клиноформного комплекса.

Неверная корреляционная схема при работе с клиноформными объектами может стать источником последующих модельных противоречий и невязок. Проиллюстрировать это можно нижеизложенным.

Так на Сахалинском месторождении разработанная ранее схема корреляции предполагала, что во всех скважинах ниже горизонта AC_{10} выделяется пласт AC_{11} , который залегают субпараллельно вышележащим шельфовым пластам (рис.3.1). В таком варианте корреляции строение пласта аналогично Приобскому месторождению, расположенному южнее, и, по-видимому, эта пачка должна характеризоваться сходной песчанистостью. Вместо этого наблюдается замещение песчаников в пласте AC_{11} в северо-западной группе скважин (409, 296, 435, 3708 и др.) (рис.3.2).

В основе такого варианта корреляции лежит, по-видимому, недоучёт данных сейсморазведки. Детальная корреляция отложений по взаимоувязанным данным сейсморазведки и ГИС позволила объяснить данную ситуацию. По палеорекострукциям временных разрезов удалось установить, что пласты разных скважин, индексируемые ранее как AC_{11} , привязываются к разным отражающим горизонтам (рис.3.3). В районе северо-западной группы скважин на временных разрезах между ОГ AC_{10} и ОГ AC_{11} фиксируется серия отражений, связанных с отложениями более молодого, чем пласт AC_{11} , возраста, в то время как ОГ, отождествляемый в восточных скважинах 19, 501, 3702 и др. с кровлей пласта AC_{11} , на северо-западе территории приобретает резкий седиментационный наклон. Таким образом, северо-западная группа скважин (скв.18, 296, 435, 409) оказывается за кромкой палеошельфа пласта AC_{11} и вскрывает новый более молодой пласт,

Рис. 3.1 Сахалинский участок. Корреляция неокомских отложений по данным каротажа.

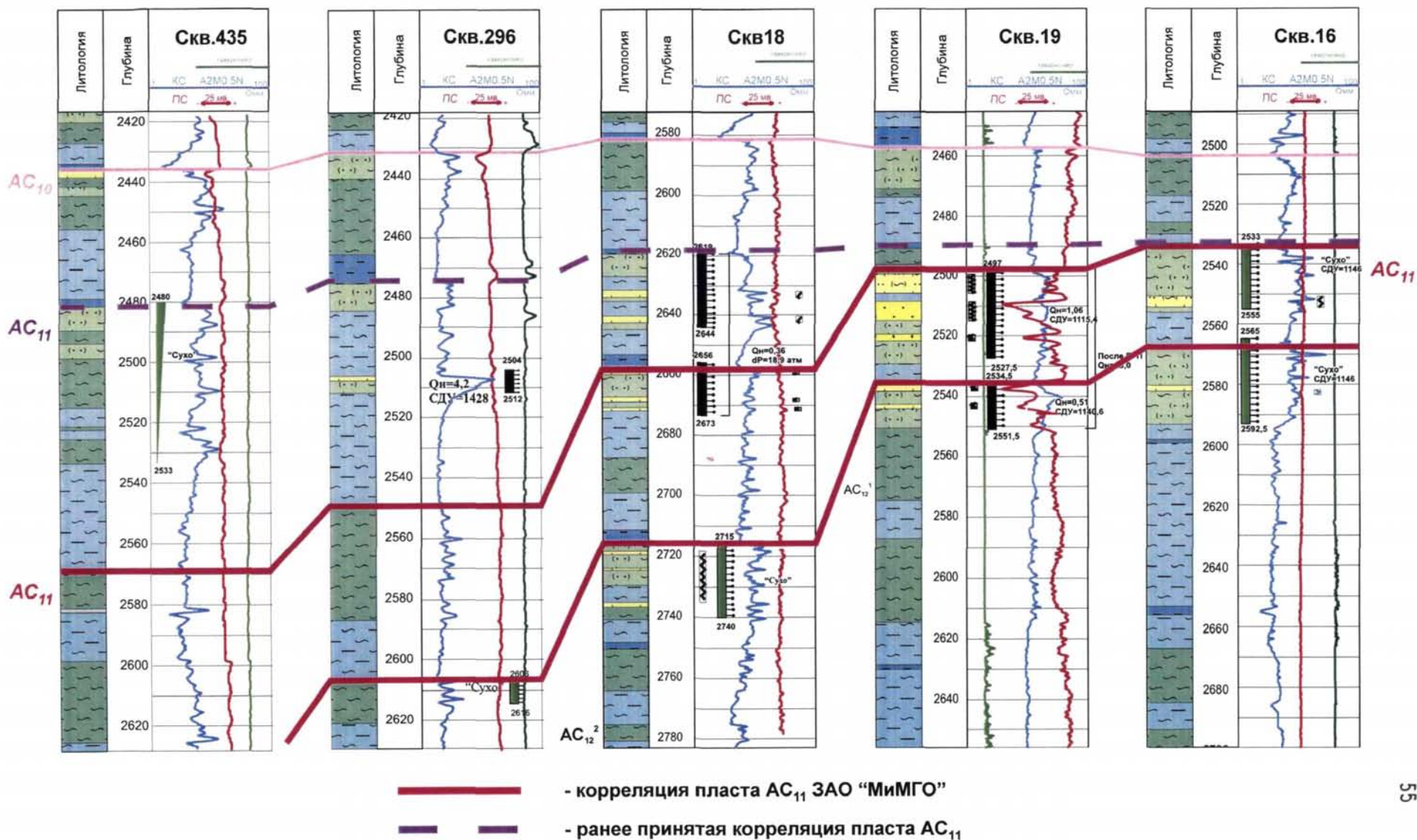
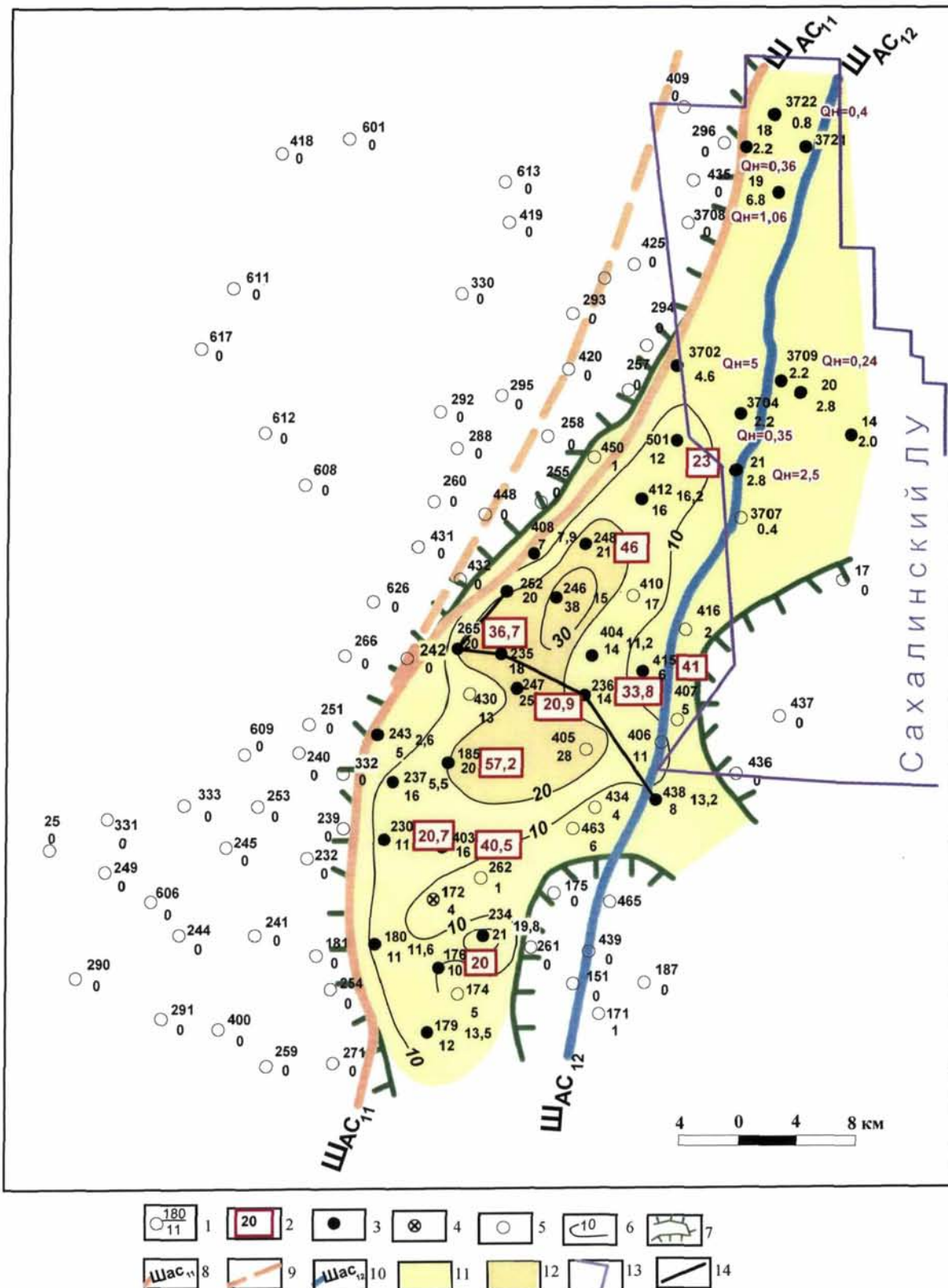


Рис. 3.2 Приобско-Сахалинская зона.

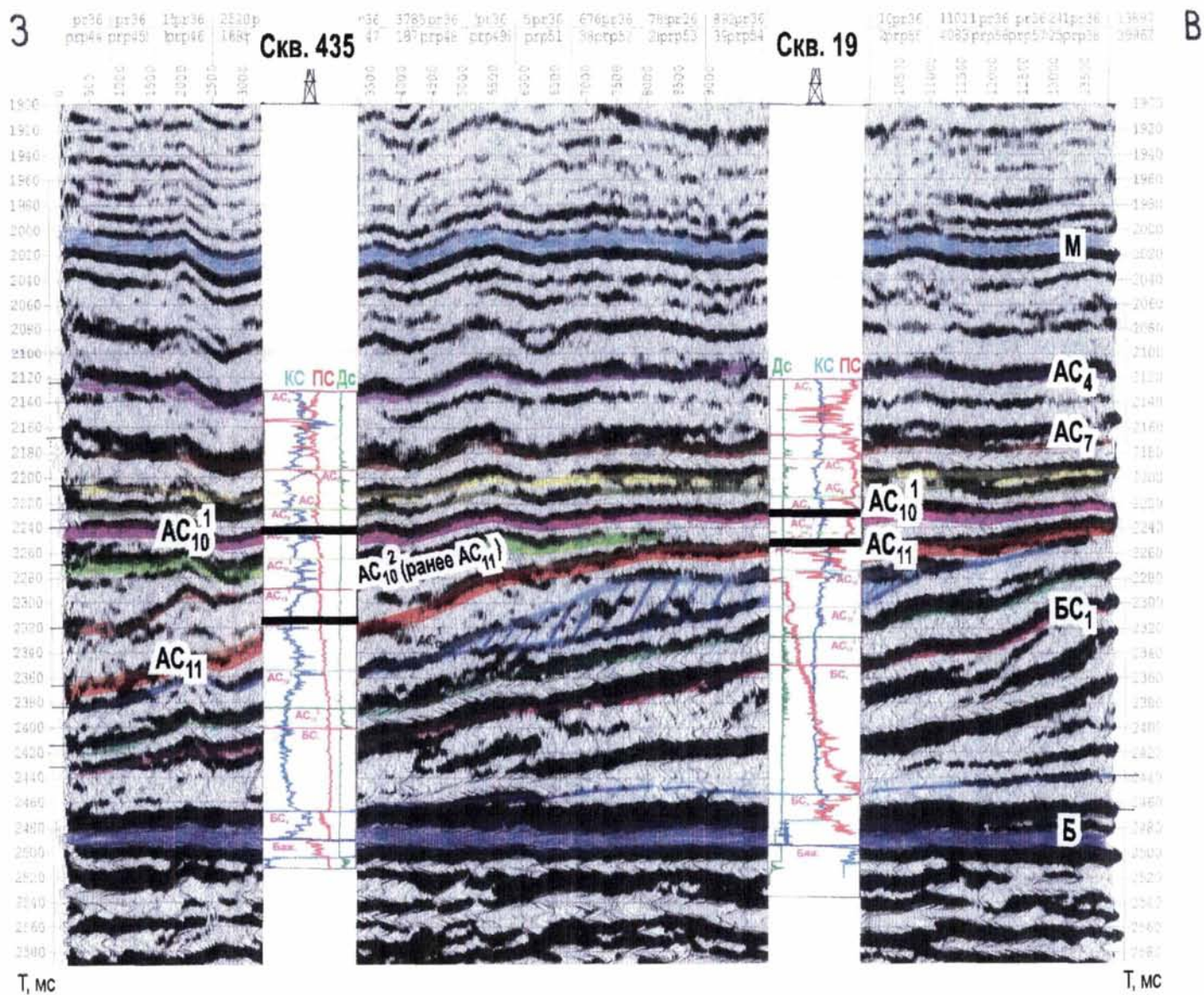
Карта распространения песчаников кромки шельфа пласта АС-11.



Условные обозначения:

Скважины: 1 - номер скважины/мощность песчаников, 2 - дебит нефти $>20 \text{ м}^3/\text{сут.}$, 3 - нефтяные, 4 - сухие, 5 - данные о характере флюидонасыщения отсутствуют; 6 - изолинии мощности песчаников 7 - граница распространения песчаников; положение кромки палеошельфа к окончанию формирования пласта 8 - АС-11, 9 - АС-11 в предыдущем варианте, 10 - АС-12; зоны распространения песчаников: 11 - мощность 0 - 20 м, 12 - мощность $>20 \text{ м}$, 13 - граница Сахалинского участка, 14 - линия корреляции

Рис. 3.3 Сахалинский участок. Временной разрез по профилю 9,10, 82/97-98.
Привязка отражающих горизонтов по данным каротажа скважин



представленный в пределах Сахалинского участка непроницаемыми разностями. Соответственно, замещение песчаников пласта АС₁₁ в них становится вполне понятным.

3.2. Иерархическая система седиментационных тел

Неокомская клиноформная толща имеет отчётливо выраженное ритмичное строение. При изучении Хулымско-Лонггюганской и Сандибинско-Лензитской клиноформ [113-117,119] автор придерживался иерархической системы седиментационных тел, которая была выделена Н.Я.Куниным на Приобском месторождении [43] и в дальнейшем развивалась и детализировалась в работах Н.С.Шик и В.С.Славкина [89,118,122,126].

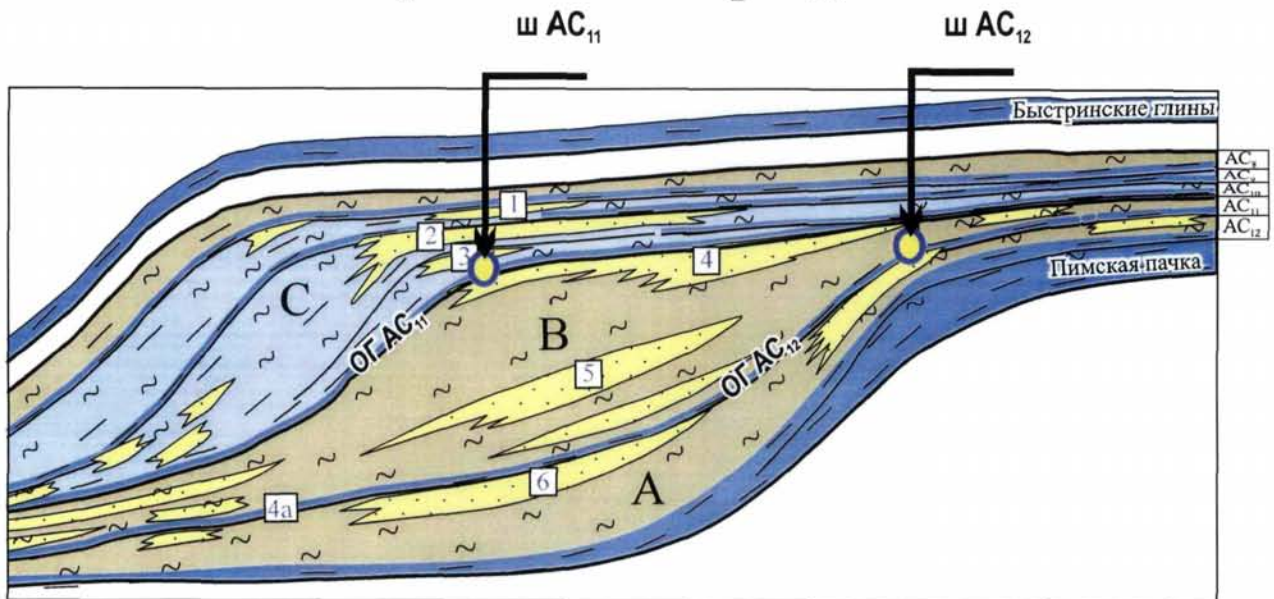
Наиболее крупные тела – клиноформы, соответствуют отложениям регрессивно-трансгрессивного седиментационного цикла I-го порядка. Они начинаются и заканчиваются региональными глинистыми пластами. Приобская клиноформа ограничена быстринскими глинами сверху и пимскими – снизу. Восточнее выделена более древняя Приразломная клиноформа, ограниченная, соответственно, пимскими глинами сверху и сармановскими снизу (рис.3.4).

В составе клиноформ выделены пачки "А", "В" и "С" (II-ой порядок), имеющие принципиально различное строение. Пачки "А" и "В" отвечают регрессивной стадии развития цикла I-го порядка и сложены на склоне (в зоне максимальных мощностей) преимущественно алевролитами и песчаниками. Причём пачка "А" отвечает начальной стадии регрессии, а пачка "В" характеризует максимум регрессии и содержит наиболее крупные и перспективные песчано-алевритовые тела-коллекторы разного строения и генезиса. Пачка "С" соответствует трансгрессивной стадии развития цикла I-го порядка и сложена в склоновой части глинами и алевролитами. Каждая из пачек включает пласты, представляющие собой рециклиты III-го порядка. Так пачка "А" включает пласты группы АС₁₂ и БС₆, пачка "В" включает пласты группы АС₁₁ и БС₄₋₅, пачка "С" включает пласты АС₉₋₁₀ и БС₂₋₃ соответственно Приобского и Приразломного месторождений. В составе пластов выделены песчаные тела, являющиеся элементами IV порядка (рис.3.4).

Вкрест простирания клиноформного комплекса сменяют друг друга области максимального развития в разрезе более песчаных регрессивных пачек (А и В) и менее перспективных трансгрессивных пачек (С). Эти области ограничиваются кромками палеошельфов к началу или окончанию формирования пачек, которые легко картируются по данным сейсморазведки (рис.3.5).

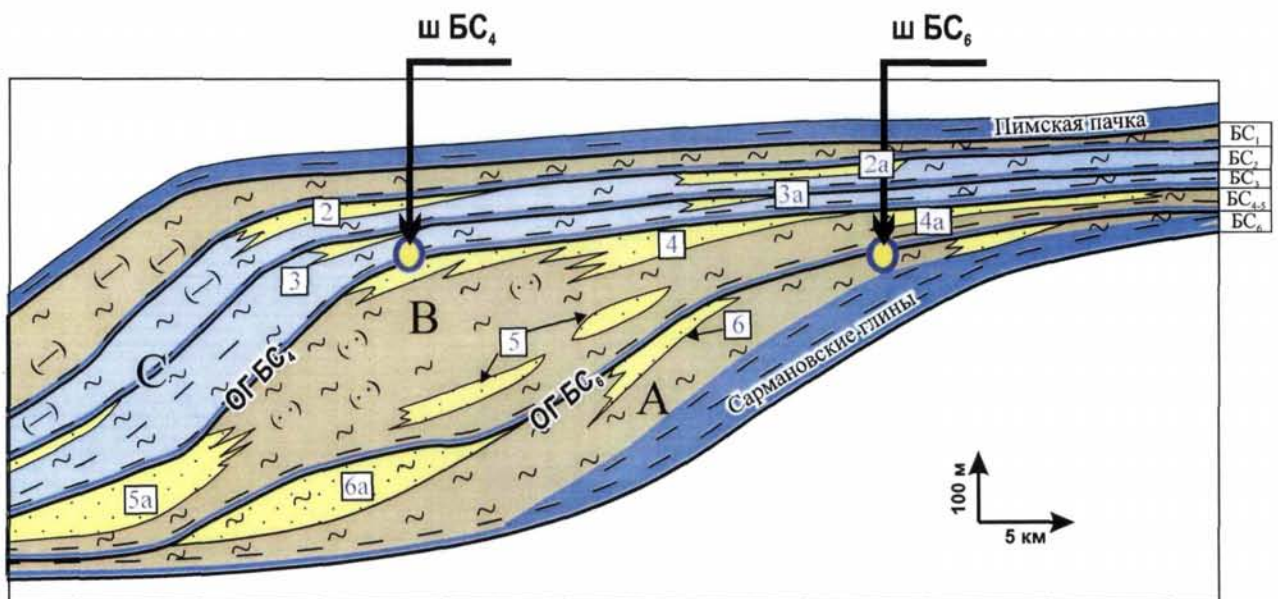
Рис. 3.4 Модели строения Приобской и Приразломной клиноформ
(В.С.Славкин, Н.С.Шик, А.А.Гусейнов и др., 1994)

Приобское месторождение



песчаные тела: шельфовые- 1, кромки шельфа- 2, 3, 4, склоновые- 5, 6, депрессионные- 4а.

Приразломное месторождение

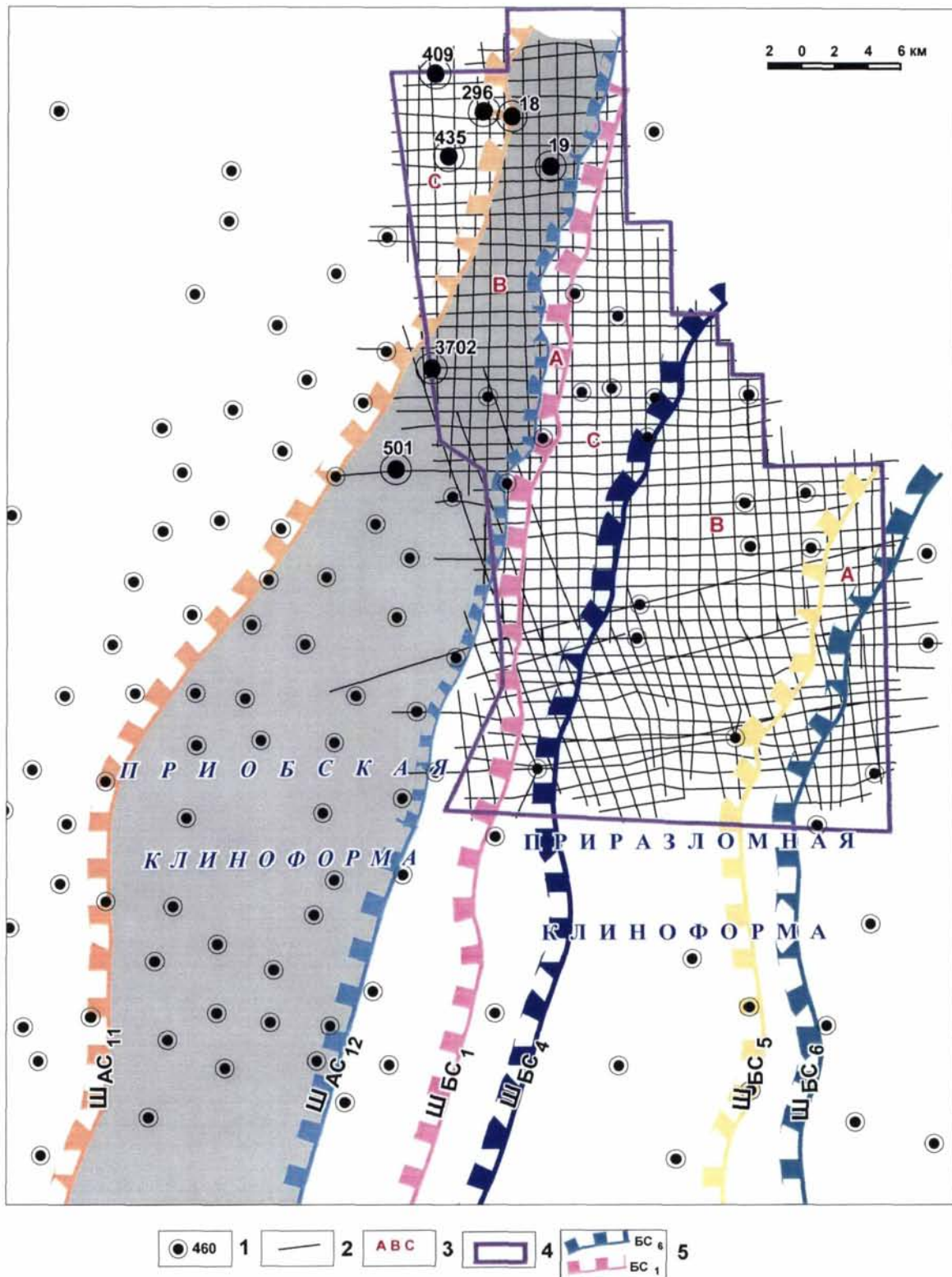


Типы песчаных тел: шельфовые - 2а, 3а, 4а, кромкшельфовые - 2, 3, 4, склоновые - 5, 6, депрессионные - 5а, 5а



1 - песчаники; 2 - алевролиты; 3 - переслаивание алевролитов и аргиллитов; 4 - аргиллиты;
5 - местоположение кромки шельфа к окончанию формирования пласта; 6 - индекс пачки;
7 - индекс типов песчаных тел.

Рис. 3.5 Положение кромок палеошельфов во время накопления неокомских отложений Приразломной и Приобской клиноформ



Условные обозначения: 1 - пробуренные скважины, 2 - линии сейсмических профилей, 3 - индексы пачек А, В-регрессивных, С-трансгрессивной, 4 - границы Сахалинского участка, 5 - положение кромок палеошельфа к окончанию накопления пластов

В регрессивных пачках максимальная песчанистость соответствует зоне максимальных мощностей; в трансгрессивных пачках в зонах максимальных мощностей песчаники практически отсутствуют. Зоны максимальной песчанистости разреза, связанные с регрессивными пачками, успешно выделяются на основе сейсмостратиграфических критериев, рассмотренных ниже.

По простиранию клиноформ сменяют друг друга участки резкого опесчанивания и участки, на которых клиноформа сложена преимущественно глинисто-алевролитовыми породами. Максимальной песчанистостью характеризуются участки наиболее интенсивного наращивания палеошельфа в период формирования регрессивных пачек, что отображается в расширении зоны, ограниченной кромками палеошельфа к началу и окончанию их формирования и в наличии депоцентра - увеличенных мощностей (рис.3.6). Повышенная интенсивность наращивания палеошельфа на отдельных участках свидетельствует, вероятно, о близости канала, по которому происходит транспортировка обломочного материала на склон. Именно поэтому на таких участках группируются крупные песчаные тела разного возраста и генезиса.

Выделение в составе клиноформного комплекса иерархической системы седиментационных тел позволяет наметить зоны и участки, характеризующиеся повышенной песчанистостью разреза. Для выделения наиболее перспективных участков необходимо изучать строение клиноформ по всему простиранию или хотя бы значительной части. В противном случае могут быть подготовлены мелкие и малоперспективные объекты, а высокоперспективные участки могут оказаться неохарактеризованы бурением.

3.3. Типы песчаных тел

В отличие от распространённой точки зрения о развитии в клиноформах только ундаформных (шельфовых) и фондоформных (депресссионных) песчаных тел учёными Н.С.Шик и В.С.Славкиным [89,118,122,126] при изучении неокомских отложений Приобско-Салымской зоны в самостоятельные типы выделены кромкошельфовые и склоновые песчаные тела (рис.3.7). Таким образом, клиноформы включают песчаные тела 4-х типов: шельфовые, кромкошельфовые, склоновые и депрессионные.

В пределах ундаформной зоны выделяют *шельфовые (внутришельфовые) песчаные тела*, которые обычно развиты в большинстве пачек и на всём протяжении клиноформ и образуют линзы, шнурки или покровы с субпараллельными кровлей и подошвой, сформировавшиеся далеко от кромки палеошельфа, в пределах средней и прибрежной части шельфа, характеризуются резкой изменчивостью ФЕС.

Рис. 3.6 Критерии прогноза песчаных тел в клиноформных отложениях
(В.С.Славкин, Н.С.Шик, А.А.Гусейнов И др., 1994)

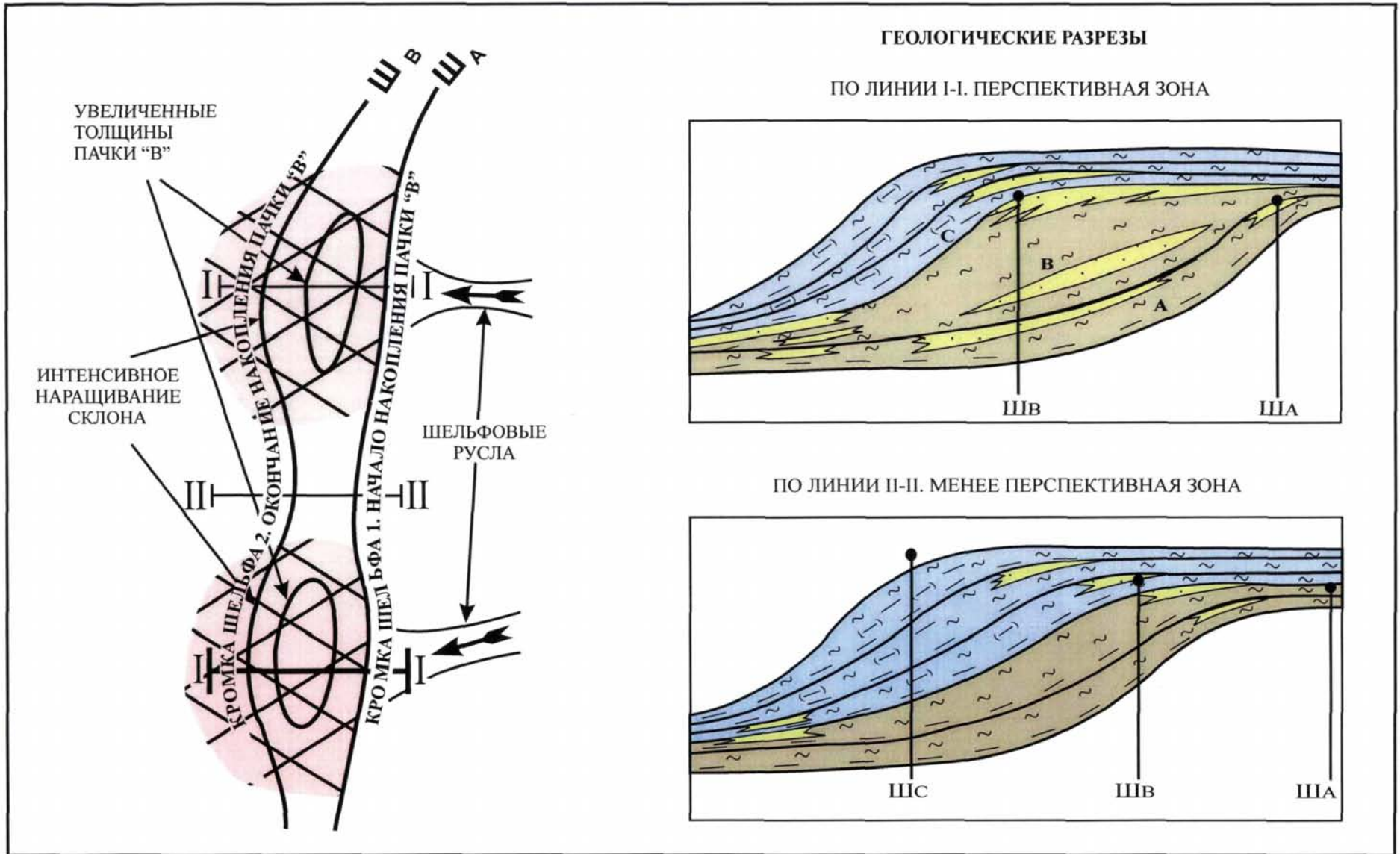
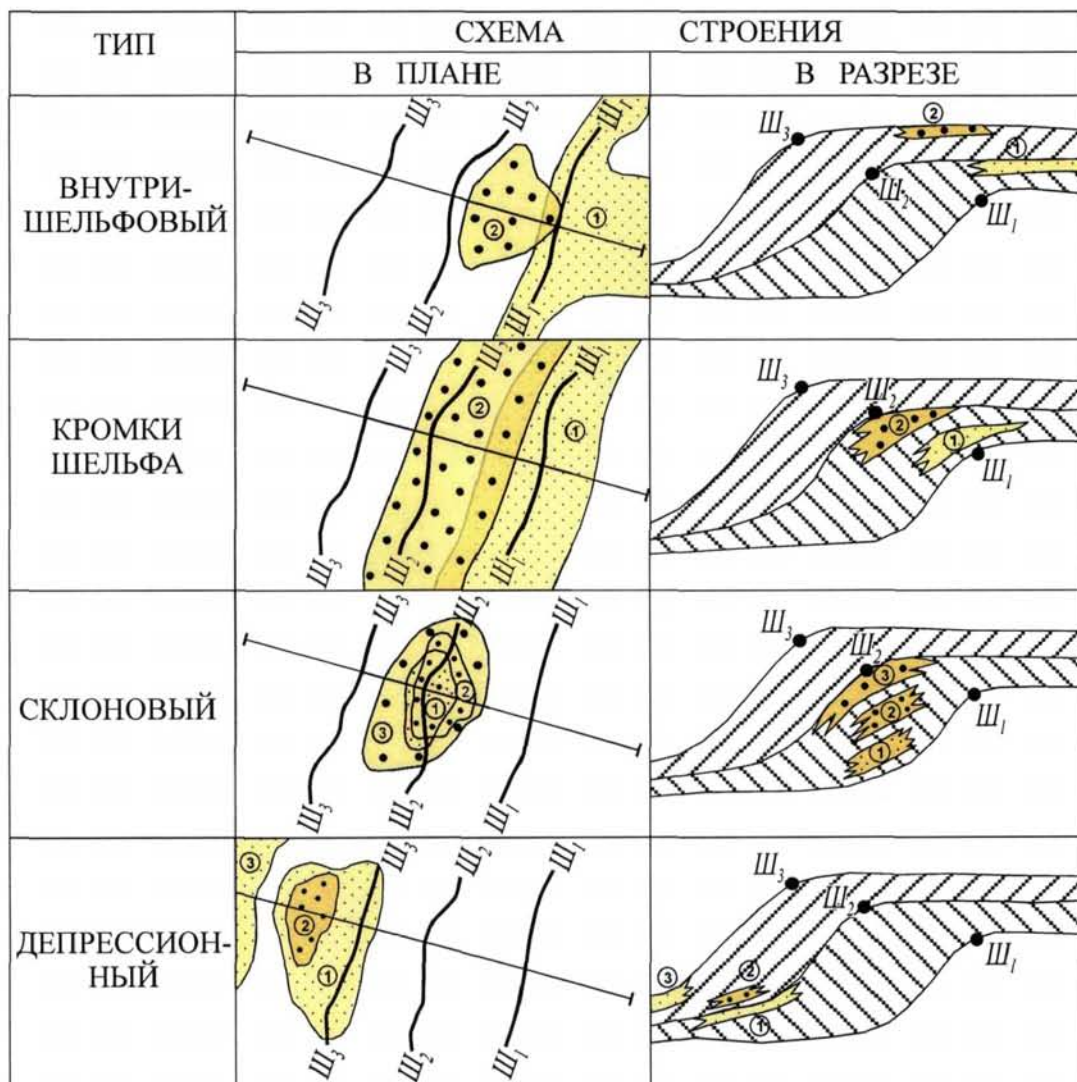


Рис. 3.7 Основные генетические типы клиноформных песчаных тел
(В.С.Славкин, Н.С.Шик, А.А.Гусейнов и др., 1994)



Условные обозначения:

- $Ш_1$ - местоположение кромки шельфа к началу накопления клиноформы
 $Ш_2$ - местоположение кромки шельфа к концу накопления рельефообразующей пачки клиноформы
 $Ш_3$ - местоположение кромки шельфа к концу накопления клиноформы
 ① ② ③ - индексы пластов
- линия профиля
 - рельефообразующая пачка
 - компенсационная пачка клиноформы

Однако принципиально важным и необходимым, по мнению автора, является выделение в западной части ундаформной зоны самостоятельного типа песчаных тел. Именно здесь выделяются *кромкошельфовые песчаные тела* (рис.3.4, 3.6), которые отличаются от собственно шельфовых по генезису и морфологии, характеризуются значительными мощностями коллекторов (несколько десятков метров), высокими ФЕС и значительными дебитами. К песчаным телам такого типа приурочены крупные залежи нефти в Широком Приобье (пласт АС₁₁ Приобского месторождения, пласт БС₄ Приразломного месторождения). На Приобском месторождении дебиты нефти в кромкошельфовом пласте АС₁₁ достигают 60 м³/сут [121,14].

Кромкошельфовые песчаники представляют собой крупные шнурки и линзы, вытянутые вдоль палеосклона и протягивающиеся от кромки палеошельфа к началу накопления вмещающего их пласта (на востоке) до кромки палеошельфа к окончанию формирования пласта (на западе). Причём отмечается увеличение мощности кромкошельфовых песчаных тел в западном направлении, поэтому в разрезе они имеют клиновидную форму. За кромкой палеошельфа пласт резко глинизируется. Наиболее перспективные кромкошельфовые тела залегают в кровле регрессивных пачек "В".

На каротажных диаграммах ПС песчаные тела кромки шельфа характеризуются типично регрессивным строением с постепенным увеличением зернистости и сортировки вверх по разрезу. По данным каротажа чётко отбивается кровля пласта, подошва выделяется весьма условно, в зоне постепенного перехода песчано-алевритистых проницаемых разностей в алеврито-глинистые непроницаемые. Мощность пласта уменьшается с запада на восток, поэтому в разрезе пласт имеет клиновидную форму, что отчётливо прослеживается при корреляции кромкошельфового пласта АС₁₁ Приобского месторождения в субширотном направлении (рис.3.8).

Условия формирования кромкошельфовых песчаников можно оценивать по-разному. На сегодняшний день не существует единого мнения об условиях формирования неокомского комплекса. Довольно широко распространена дельтовая модель строения неокомского клиноформного комплекса. На дельтовое происхождение отдельных фаций указывают авторы многочисленных публикаций [26,66,67,70,72,102,110 и др.] (рис.3.9). Наиболее детально дельтовая модель разработана в монографии Ю.Н.Карогодина, С.Ю.Ершова и др. [75]. Другие исследователи [23,31,43,62 и др.] в мелководной зоне клиноформного комплекса выделяют глубоководный и мелководный шельф с различным механизмом аккумуляции обломочного материала.

Рис. 3.8 Приобское месторождение. Схема корреляции кромкошельфового пласта АС₁₁ (положение линии корреляции см. на рис.3.2).

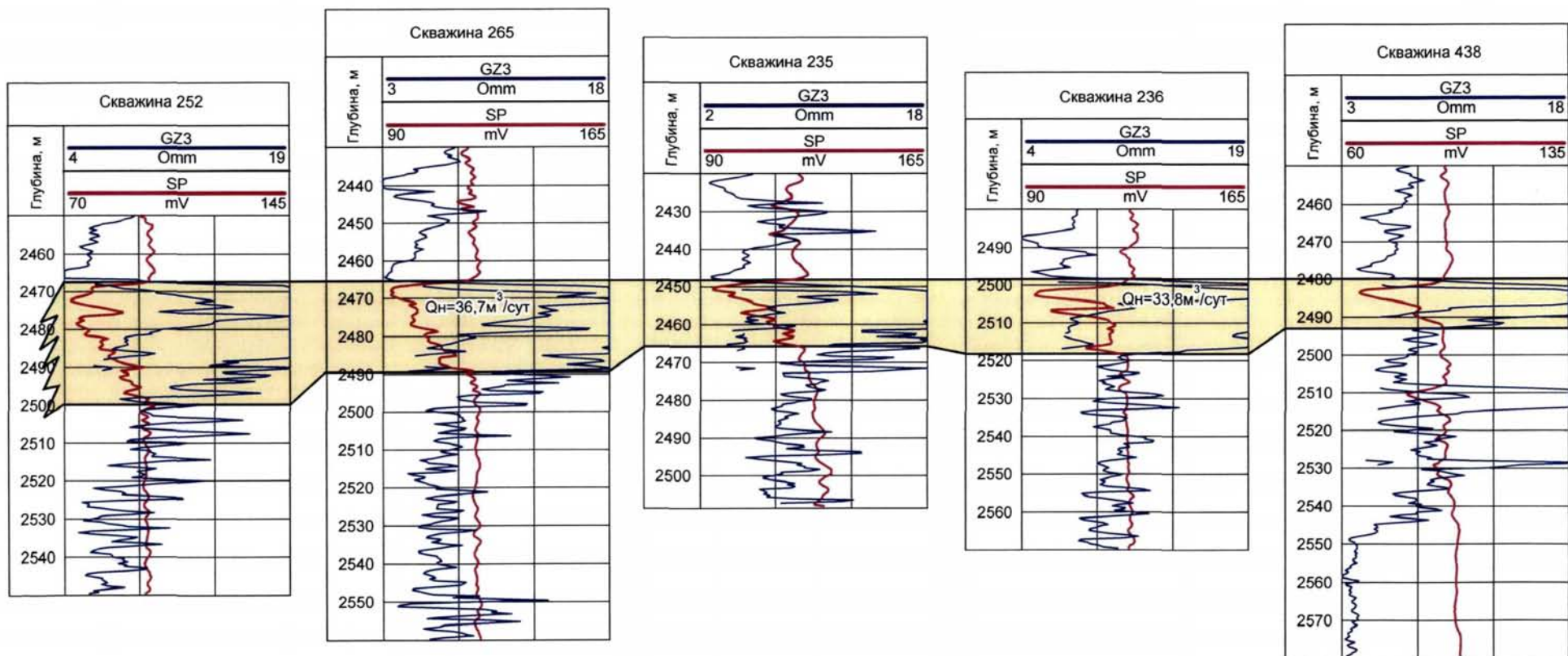
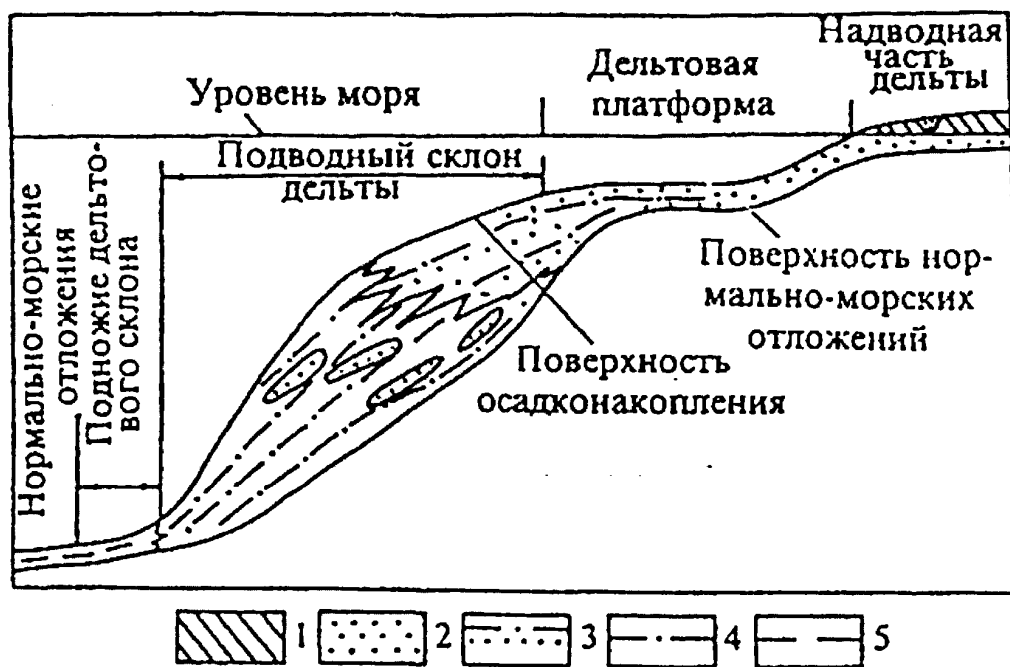
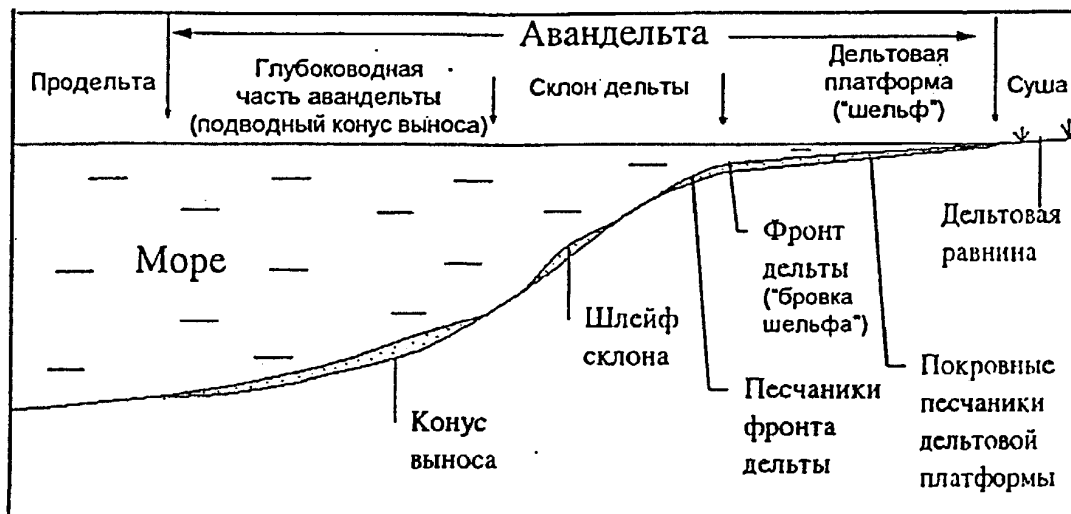


Рис. 3.9а Схематический продольный разрез дельтовой области (Кулахметов и др., 1983)



1 - тонкое переслаивание глин, алевролитов, песков; 2 - пески; 3 - песчаные и алевроито-глинистые осадки; 4 - алевроито-глинистые осадки; 5 - глины

Рис. 3.9б Палеогеоморфологические элементы авандельты (Приобская нефтеносная зона... Ю.Н.Кародин, С.В.Ершов и др., 1996)



Согласно дельтовой модели Ю.Н.Карогодина и др. (рис.3.9б) все песчаные фации ундаформной зоны формировались в мелководно-морских и прибрежно-морских условиях регрессирующего морского бассейна, а изучаемые кромкошельфовые песчаные тела относятся к песчаникам фронта дельты и выделяются в баровые фации (фации активной гидродинамики вод и переработки волновыми процессами). Несомненно, накопление в течение небольшого интервала (неокомского) геологического времени огромного количества обломочного материала свидетельствует об интенсивном его выносе речными потоками, но существовали ли дельты нескольких крупных рек [18] или материал выносился многочисленными более мелкими речными системами – вопрос остаётся дискуссионным.

Проведённые автором исследования позволяют считать, что формирование кромкошельфовых песчаных тел происходило в зоне отсутствия активного действия волновых процессов. Об этом свидетельствует значительная выдержанность свойств этих тел в меридиональном направлении, что отчётливо прослеживается по данным каротажа скважин изученных площадей. Так, на уникальном Приобском месторождении южные и северные скважины, удалённые друг от друга на десятки километров, вскрывают идентичные по каротажному облику кромкошельфовые песчаные тела в пласте АС₁₁. Такая закономерность характерна и для других площадей, изученных в данной работе.

Строение и геоморфологическое положение кромкошельфовых песчаных тел позволяет считать автору, что их формирование происходило на регрессивных этапах развития неокомского бассейна, в относительно глубоководной зоне шельфа, в зоне отсутствия активной гидродинамики вод. Обломочный материал мог постепенно переоткладываться из мелководно-морской зоны в более глубоководную за счёт приливно-отливных и сгонно-нагонных течений. Вдоль края шельфа могли существовать донные течения различной скорости, которые распределяли обломочный материал по простиранию клиноформ. В зоне резкого увеличения глубины бассейна происходила дифференциация материала – вначале осаждался более грубозернистый материал, а более легкий и мелкозернистый алеврито-глинистый материал выносился дальше, наращивая и формируя склон, т.е. собственно клиноформную часть седиментационного ритма. Новая порция обломочного материала снова дифференцировалась при выходе на склон, наращивая на запад кромкошельфовое тело песчаным материалом и склон – алеврито-глинистым и так до завершения регрессивного этапа данного ритма. Таким образом, кромкошельфовое тело представляет собой псевдопласт, образованный головными частями песчано-

алевролитовых линз, сформированных при проградации склона на регрессивном этапе, непрерываемом трансгрессиями (рис.3.10).

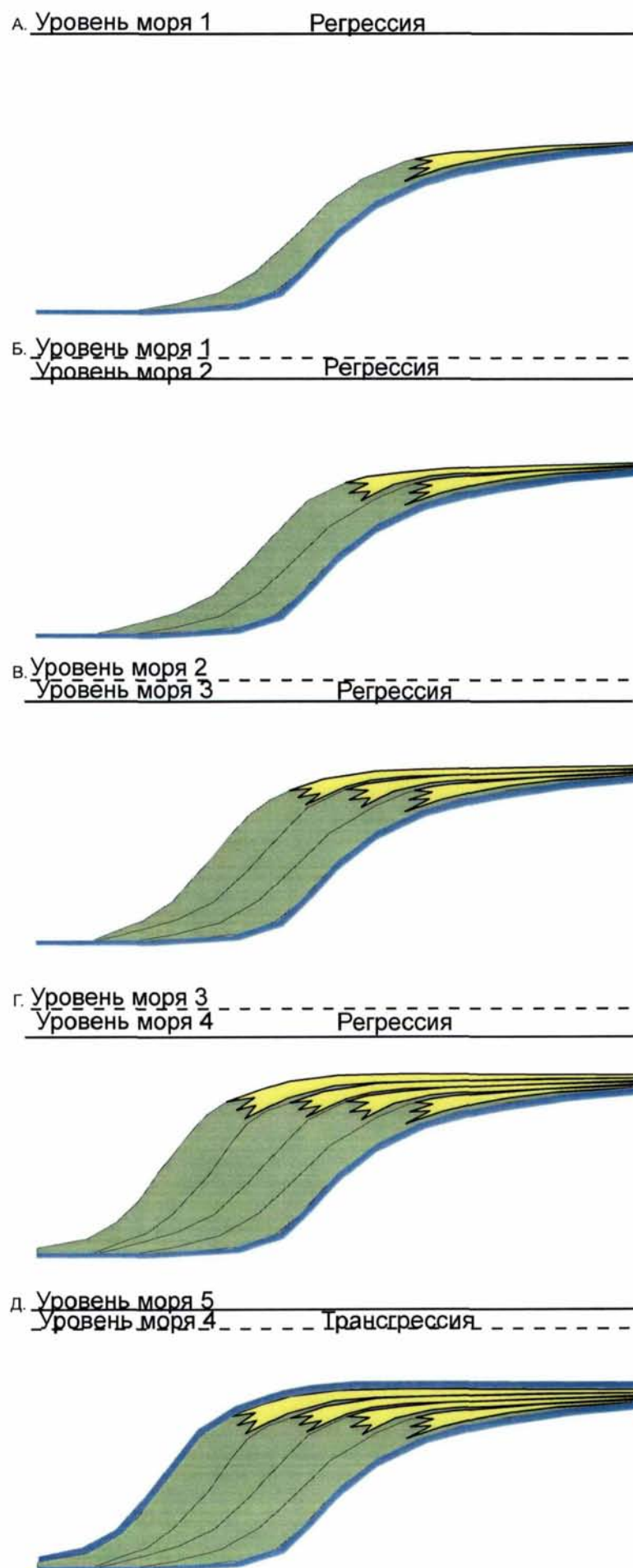
На перенос материала в глубоководную часть шельфа могли оказывать влияние и катастрофические явления (Ф.Г. Гурари 1994), например, шторма. В результате катастрофических ливней могла расширяться и укрупняться речная система, при этом наиболее мощные потоки выносили обломочный материал в зону глубоководного шельфа и склона. Несомненно, на количество и скорость поступления обломочного материала влияла тектоническая обстановка в районе областей сноса (М.В.Салмин, 2004).

Склоновые песчаные тела (рис.3.4) характерны только для регрессивных пачек (А и В) на участках наиболее интенсивного наращивания палеосклона. Они имеют линзовидную форму, достигают значительной толщины (несколько десятков метров) и характеризуются вполне приемлемыми ФЕС. Такие тела приурочены к участкам выноса терригенного материала в бассейн осадконакопления и являются, вероятно, отложениями конусов выноса. Отдельные склоновые линзы могли формироваться при оползании обломочного материала с кромки шельфа за счёт тектонических и гравитационных процессов.

Депрессионные песчаные тела, так называемые ачимовские отложения (рис.3.4), формировались в наиболее глубоководной зоне неокомского бассейна и развиты во всех пачках, на всём протяжении клиноформ. Эти тела образуют линзы, шнурки и маломощные (первые метры) покровы, сложены толщиной частого переслаивания песчаников и алевролитов с резко изменчивыми и обычно довольно низкими ФЕС. Однако в отдельных случаях ачимовские песчаники характеризуются вполне высокими коллекторскими свойствами в зонах выноса обломочного материала. Условия формирования этих тел являются предметом дискуссий [12,62,75,87,102,105,107 и др.]. Возможно, эти отложения формировались за счёт турбидитных потоков, выносящих обломочный материал с шельфа, или образовались в результате оползания склоновых и кромкошельфовых тел, а затем были разнесены у подножия вдольсклоновыми и придонными течениями.

Выделение вышерассмотренных 4-х типов клиноформных песчаных тел имеет не только теоретическое, но и большое практическое значение. Одновозрастные тела разных генетических типов могут быть гидродинамически изолированы и представлять собой самостоятельные природные резервуары, что необходимо учитывать при разработке залежей.

Рис. 3.10 Схема формирования кромкошельфовых пластов клиноформного комплекса



3.4. Структура и морфология неокомских пластов. Типы ловушек.

Как известно, для всего Западно-Сибирского НГБ структурный план неокомских отложений в шельфовой части разреза относительно конформен структурному плану баженовской свиты. В пределах собственно клиноформной зоны механизм проградации склона обуславливает неконформность внутренних клиноформных границ и баженовской свиты. Традиционно разведочные работы в Западной Сибири были ориентированы на структурный план баженовской свиты. При этом структурные формы, заключенных внутри клиноформной зоны, оставались нераскрытыми, а открытие здесь залежей носило случайный характер. Поэтому реальные перспективы клиноформных отложений возможно оценить только при условии восстановления структуры и морфологии всех клиноформных пластов по всему простираению соответствующей клиноформы.

В структурном плане каждого клиноформного пласта четко прослеживаются три зоны: восточная (ундаформная, шельфовая), центральная (склоновая) и западная (фондоформная, депрессионная).

В восточной ундаформной зоне структурный план в целом соответствует структурному плану баженовской свиты и более древних юрских горизонтов, обычно несколько выполаживаясь. Поэтому в этой зоне выделяются унаследованные антиклинальные поднятия, которые сформировались под влиянием исключительно тектонического фактора. Также выделяются частично унаследованные структуры с изменением вверх по разрезу амплитуд, контуров замыкающих их изогипс и со смещением сводов. Такие структуры сформировались в результате взаимодействия тектонического и седиментационного факторов. Седиментационный фактор связан, главным образом, с резкой фациальной изменчивостью прибрежно-морских отложений, формирующихся в зоне активной гидродинамики водной среды.

В пределах фондоформной зоны седиментационный фактор также зачастую значительно усложняет действие тектонического фактора. Помимо унаследованных антиклинальных поднятий в депрессионной зоне в условиях лавинной седиментации могут формироваться самостоятельные структурные формы. Для этой зоны особенно характерно замещение песчано-алевритовых разностей глинистыми на восток, по восстанию пластов, наличие литологических ловушек.

Особый интерес в структурном отношении представляет центральная часть клиноформного комплекса, собственно клиноформная зона, т.е. область перехода кромко-шельфовых отложений в склоновые в зоне резкого изменения угла падения пластов. Отличительной особенностью структурного плана этой зоны является то, что

он сформировались под влиянием двух факторов – тектонического и седиментационного. Тектонический фактор наиболее полно отображается на структурных картах по реперным горизонтам: кровле баженовской свиты (ОГ Б), подошве быстринских, пимских и др. глин (рис.1.10, 1.11, 1.12), а также на временных разрезах (рис.3.11). Роль седиментационного фактора наглядно видна на структурных картах клиноформных пластов (рис.3.12) и палеоразрезах с выровненной подошвой баженовской свиты (рис.3.13).

Важнейшей особенностью собственно клиноформной зоны является широкое распространение бескорневых тектоно-седиментационных локальных поднятий. Такие поднятия выражены только в структурном плане клиноформных пластов, не отражаются в строении более древних отложений и сформированы благодаря взаимодействию двух факторов – тектонического и седиментационного. Подобные структуры характерны для восточных склонов крупных унаследованных поднятий, выделяемых по юрским горизонтам и более молодым шельфовым пластам. Западный склон поднятий сформирован за счёт седиментационного падения клиноформных пластов на запад, также в этой зоне происходит замещение кромкошельфовых песчаников склоновыми алеврито-глинистыми отложениями. Восточный склон поднятий сформировался в результате постседиментационных тектонических перестроек, которые отражены в современном структурном плане региональным моноклинальным падением шельфовых пластов и баженовской свиты на восток - юго-восток.

Бескорневые «висячие» структуры уже давно выделяются исследователями в неокомском комплексе Западной Сибири [19,20,38], однако до сих пор им не придаётся большого значения при поисково-разведочных работах. В зонах развития кромко-шельфовых песчаных тел такие структуры могут представлять значительные перспективы.

В пределах района исследования примером залежи, связанной с поднятием такого типа является ловушка Сандибинского месторождения по пласту БН₆ (рис.3.14). Ловушка сформирована западной зоной глинизации пласта и антиклинальным линейно вытянутым поднятием. Это поднятие бескорневое, оно выделяется только по продуктивному пласту БН₆ и сформировано благодаря наличию седиментационного (клиноформного) падения пласта на запад. По домеловым и шельфовым меловым отложениям отмечается моноклинальное падение слоев на восток.

Рис. 3.11 Средне-Хулымское месторождение. Временной разрез по сейсмопрофилю 62.89.06.

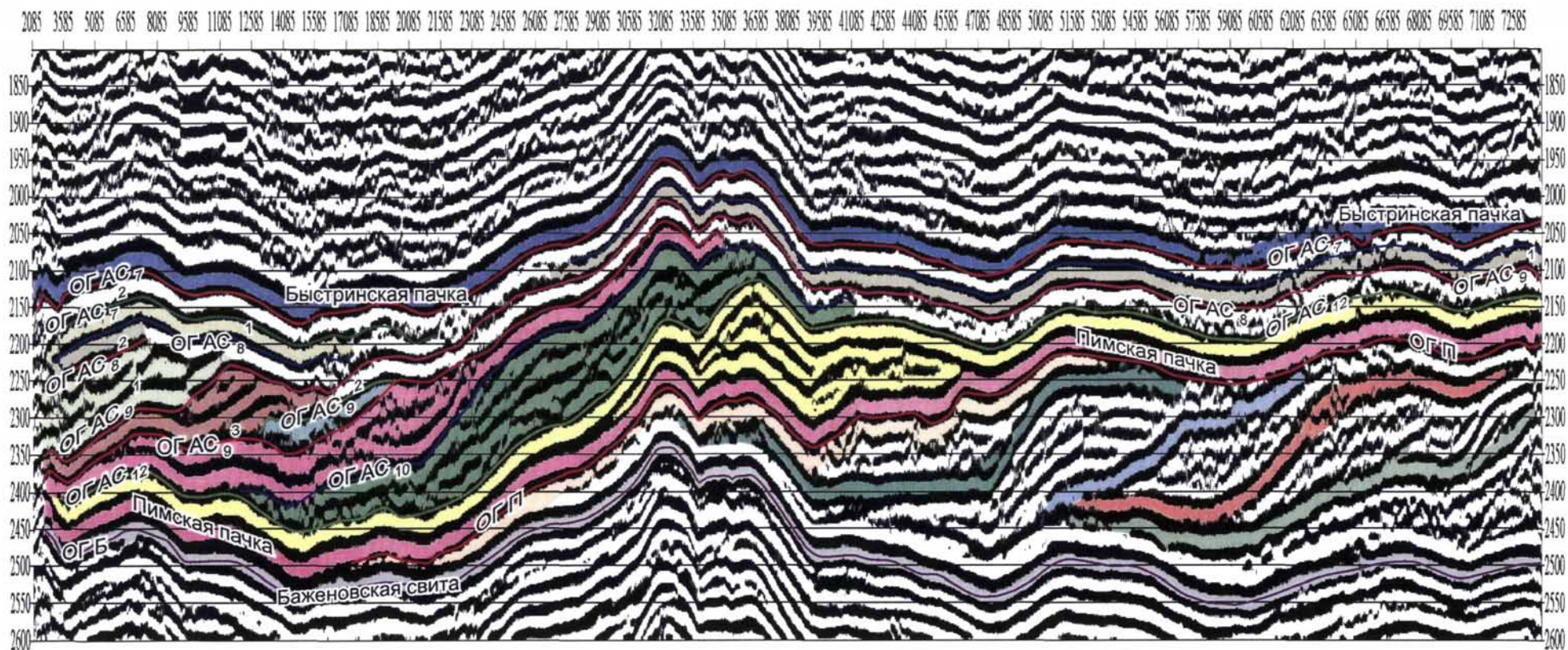
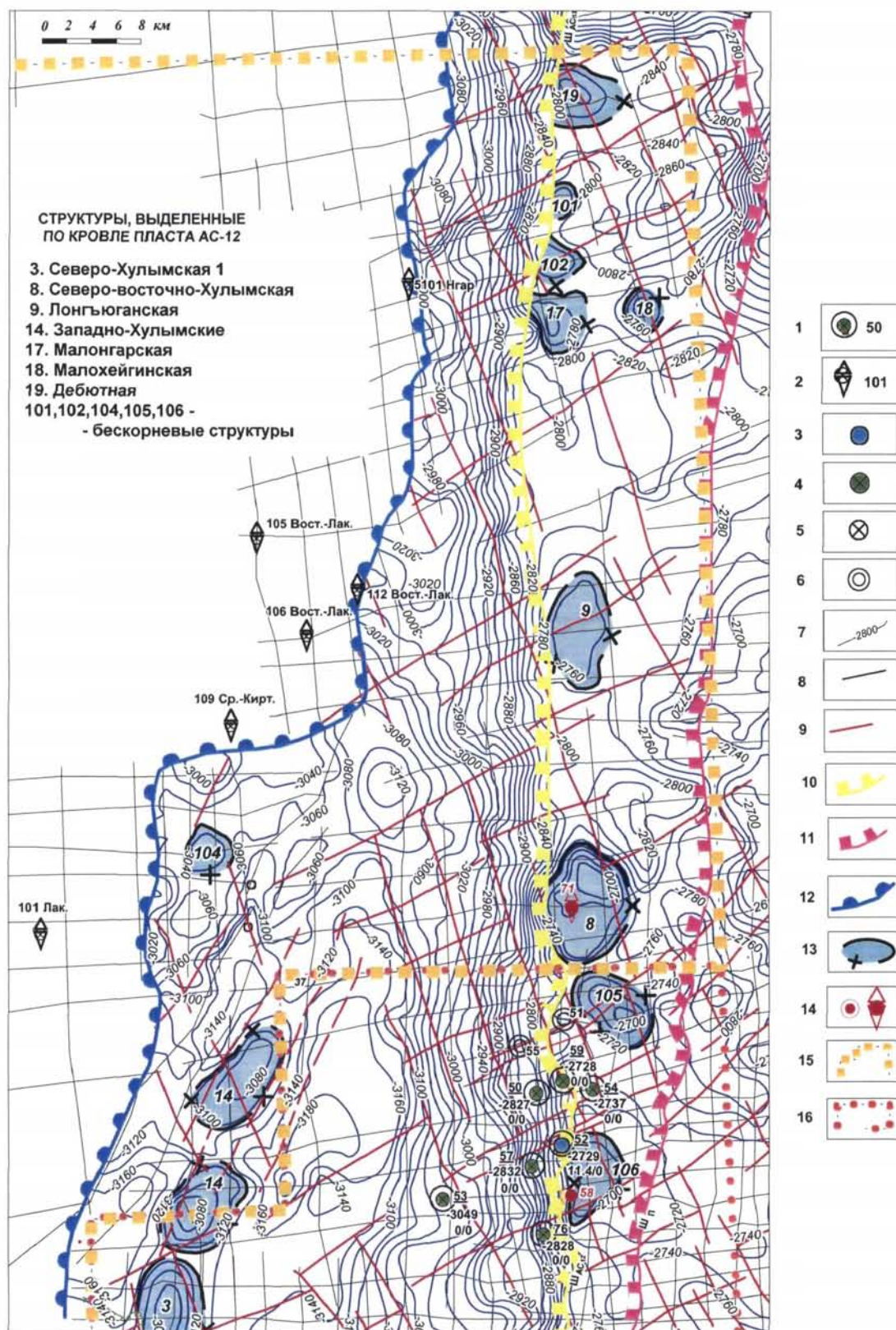


Рис. 3.12 Хулымско-Лонгъюганская зона.
Карта перспективных объектов пласта АС-12.



Условные обозначения: скважины: 1-разведочные, 2-поисковые, 3-водонасыщенные по испытаниям, 4-с отсутствием коллекторов по ГИС, 5-с отсутствием пласта, 6-с отсутствием данных по пласту, 7-изогипсы кровли пласта, м; 8-сейсмические профили; 9-дизъюнктивные дислокации, прослежены, по площади; положение кромки палеошельфа к окончанию формирования 10-пласта АС-12, 11-лимской пачки; 12-линия прекращения прослеживания отражающего горизонта, отождествляемая с границей распространения коллекторов в фондоформной зоне; 13-перспективные объекты и их номер; 14-рекомендуемые скважины; границы участков 15-Лонгъюганского, 16-Средне-Хулымского

Рис. 3.13 Средне-Хулымское месторождение. Палеореконструированный временной разрез по сеймопрофилю 62.89.06.

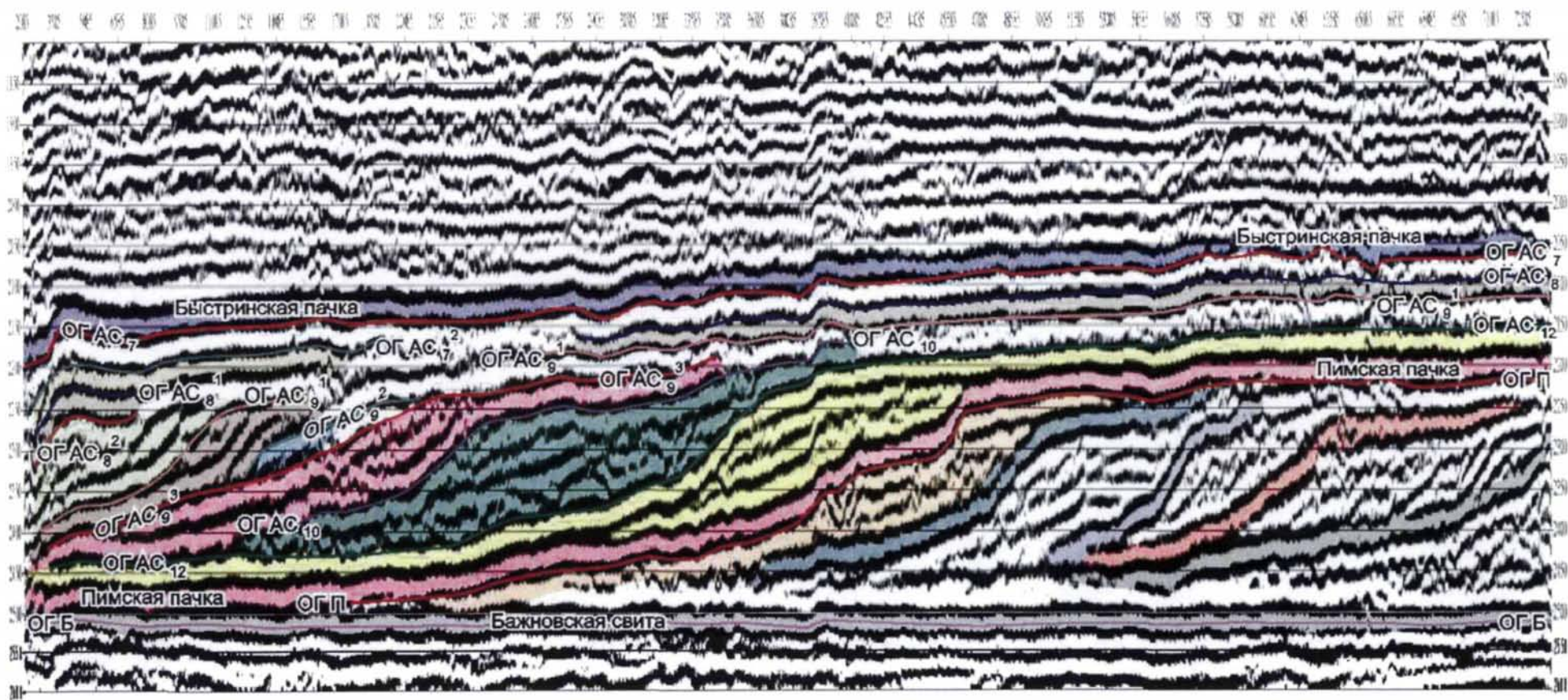
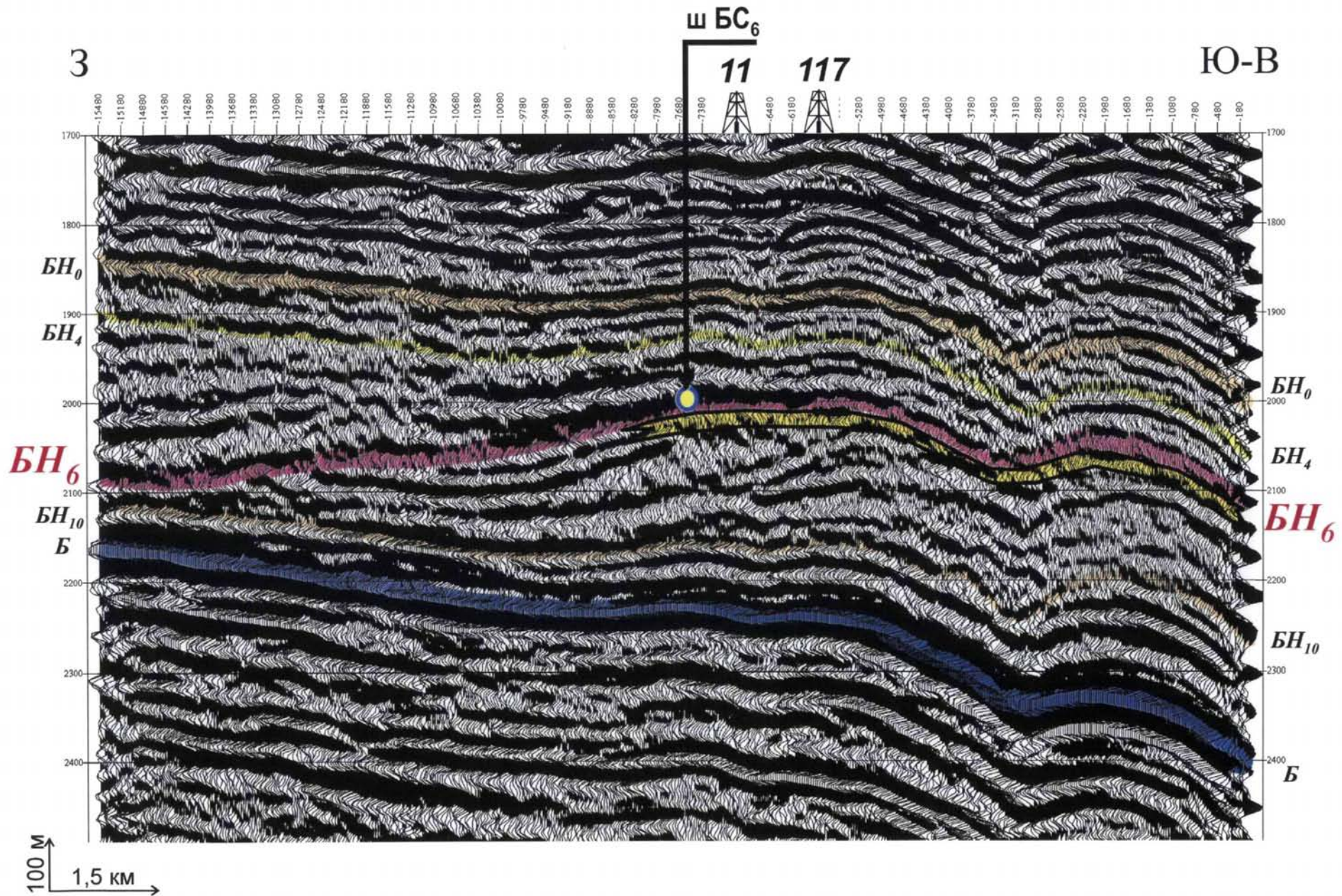


Рис. 3.14 Сандибинское месторождение. Тектоно-седиментационное поднятие в пласте БН₆



3.5. Прогноз распространения песчаных тел и коллекторов

Важнейшей задачей изучения клиноформного комплекса является анализ и прогноз характера распространения коллекторов, т.е. выделение в пределах исследуемой территории типов разреза с различными фильтрационно-ёмкостными свойствами (ФЕС) и прогноз их распространения по площади на основе геологических представлений о строении и формировании клиноформного комплекса и сейсмического прогноза. Прогноз типов разреза с различными ФЕС включает несколько этапов.

Первый уровень – прогноз распространения песчаных тел с использованием сейсмостратиграфических и палеогеоморфологических критериев; второй уровень – прогноз типов разреза с различными ФЕС пластов-коллекторов по методике спектрально-временного анализа (СВАН) сейсмической записи (патент на изобретение № 2183335, авторы: Копилевич Е.А., Давыдова Е.А., Славкин В.С., Мушин И.А., Шик Н.С.) [25,40,57,93]; третий уровень – прогноз распространения песчаных тел на основе решения обратной динамической задачи (ОДЗ) сейсморазведки методом ПАРМ (ВНИИ-Геофизика, З.И. Дубровский) [10,52] для решения наиболее сложных задач в пределах наиболее интересных участков территории.

3.5.1. Сейсмостратиграфический анализ

Как было сказано выше, кромкошельфовые тела расположены в зоне, ограниченной кромками палеошельфа к началу и окончанию формирования вмещающего их пласта. Поэтому, прежде всего, прогноз распространения кромкошельфовых песчаных тел основывался на картировании по временным разрезам точек резкого перегиба ОГ в ундаформной зоне, отождествляемых с кромками палеошельфа.

Однако кромкошельфовые тела неоднородно распространены по площади, а локализуются в зонах поступления обломочного материала. Изучение строения клиноформных отложений Сахалинско-Приобской зоны позволило выявить следующую закономерность.

Основные перспективы Сахалинского месторождения связывались с кромкошельфовой зоной пласта АС₁₁, который является одним из основных продуктивных горизонтов Приобского месторождения, расположенного южнее. Однако скважинами на Сахалинском месторождении в пласте вскрыты маломощные коллектора с невысокими коллекторскими свойствами. Картирование кромок палеошельфа пластов АС₁₁ и АС₁₂, ограничивающих кромкошельфовую зону пласта

АС₁₁, позволило объяснить данную ситуацию. Оказалось, что в пределах Сахалинского месторождения происходит сближение кромок шельфа к началу и окончанию времени формирования пласта АС₁₁ (рис.3.5), что свидетельствует об удаленности от основного канала выноса песчаного материала. Таким образом, уменьшение мощности песчаников и снижение их ФЕС в пределах Сахалинского месторождения является закономерным и объяснимым.

Таким образом, на основе анализа строения клиноформных отложений Сахалинско-Приобской зоны автором обоснован методический приём поиска зон развития наиболее перспективных кромкошельфовых песчано-алевролитовых тел. Высокоперспективные кромкошельфовые тела локализуются в зонах депоцентров регрессивных пачек "В", на участках наиболее интенсивного поступления обломочного материала в бассейн осадконакопления, что в плане отражается изгибом кромки палеошельфа к окончанию формирования пласта и, соответственно, расширению кромкошельфовой зоны. Сближение кромок шельфа, ограничивающих кромкошельфовое тело, т.е. сужение кромкошельфовой зоны, свидетельствует об удалённости от основного канала выноса материала и снижении степени перспективности пласта.

3.5.2. Прогноз распространения коллекторов на основе геологической типизации и СВАН сейсмической записи в межскважинном пространстве

Песчаные тела разного генезиса имеют сложное и неоднородное распространение по площади, локализуются на участках поступления обломочного материала в бассейн осадконакопления, что предопределяет необходимость использования специальных методов сейсмического прогноза для их оконтуривания. Поэтому на втором уровне осуществляется прогноз распространения коллекторов по площади на основе геологической типизации и СВАН сейсмической записи в межскважинном пространстве.

Прежде всего, проводится геологическая типизация разрезов скважин, включающих один или несколько природных резервуаров. Использование метода СВАН позволяет различать разрезы, характеризующиеся различным количеством и внутренним строением седиментационных ритмов. Толщина интервала исследования ограничивается разными соображениями – как геологическими (макроцикл, характеризующийся унаследованным развитием), так и технологическими, связанными с ограничениями метода СВАН. Желательно, чтобы типизация имела очевидное и понятное генетическое истолкование, но гораздо важнее другое. Таксонообразующими

признаками при этом являются эффективная толщина или эффективная удельная емкость, проницаемость (или коэффициент продуктивности), каротажный облик отложений. Увеличение номера типа разреза для отдельно взятого природного резервуара указывает на общее ухудшение его качества и ФЕС.

Следующим элементом является создание СВАН-эталонов каждого типа разреза. При этом под СВАН-эталонами понимается создание так называемых спектрально-временных образов (СВО), характеризующих распределение сейсмической энергии в координатах частота-время. Различие во внутренней структуре разных типов разреза определяет отличия в их СВО. Идеальной признается такая ситуация, когда каждому из выделенных типов разреза соответствует устойчивый и резко отличающийся от остальных СВАН-эталон. В противном случае геологическая типизация не без ущерба для смыслового решения задачи подвергается корректировке.

Далее осуществляется прослеживание выделенных типов разреза в межскважинном пространстве. По сейсмопрофилям с постоянным шагом определяется тип разреза путём сравнения СВО данной трассы с эталонными СВО, отработанными вблизи скважин, используемых для геологической типизации. Объединение точек с однотипным прогнозом позволяет построить карту распространения типов разреза продуктивного пласта по площади. В точках глубоких скважин типы разреза определены исключительно по данным глубокого бурения, а в межскважинном пространстве типы разреза определены на основе сейсмического прогноза. Точность такого рода прогноза, оцененная по результатам последующего бурения десятков скважин, лежит в пределах 80-85%.

Технология СВАН предполагает использование не меняющегося временного окна при картировании определенного типа разреза, т.е. примерной выдержанности суммарных толщин изучаемого интервала разреза, что невыполнимо по площади в целом для клиноформных объектов. Поэтому был выработан методический прием, позволяющий адаптировать методику СВАН для конкретного клиноформного разреза. Основной принцип этого приёма в том, что выбор временного окна должен быть жестко детерминирован тем конкретным значениям ΔT интервала сейсмической записи в районе скважины, который отвечает заданному геологическому аналогу (эталону). Это обеспечивает основные условия, необходимые для проведения СВАН в клиноформном разрезе – тождественность волнового пакета в постоянном временном интервале.

3.5.3. Прогноз распространения коллекторов методом ПАРМ

На следующем уровне проводится сейсмический прогноз распространения песчаных тел на основе оптимизационного решения ОДЗ сейсморазведки по методу ПАРМ с получением разрезов псевдоакустических жесткостей (ПАЖ). Этот "тяжелый" и трудоемкий метод используется для изучения характера распространения коллекторов в межскважинном пространстве. Разрезы ОДЗ, т.е. разрезы различных псевдоакустических параметров интерпретируются как с точки зрения прослеживания пластов с изменчивыми фильтрационно-емкостными, а, следовательно, и жесткостными характеристиками, так и с точки зрения отслеживания общего изменения динамики в целевых интервалах разреза.

Интерпретация результатов ОДЗ невозможна без ясных геологических представлений о соответствии вариаций ФЕС тем или иным изменениям акустических жесткостей. Низкие псевдоакустические жесткости связаны с высокой глинистостью разреза, высокие акустические жесткости связаны с развитием в пласте плотных песчано-алевролитовых пород.

Опробование методики ПАРМ на многих месторождениях Западной Сибири показало прекрасное соответствие результатов ПАРМ с общей геологической концепцией строения клиноформного макрообъекта. Все известные особенности строения клиноформ находят отображение на разрезах ПАЖ, где отражается и мелкоциклический характер разреза в шельфовой части, и наличие крупных склоновых линз, и наличие песчаных тел, доказанных скважинами.

Результаты методики ПАРМ необходимо сопоставлять с результатами прогноза типов разреза на основе СВАН сейсмической записи и соответственно проектировать скважины в зонах развития песчаных тел, совпадающих по обоим методам.

ВЫВОДЫ по главе:

1. Сложное циклическое строение клиноформного комплекса предопределяет необходимость корреляции отложений исключительно по взаимоувязанным данным сейсморазведки и ГИС.

2. В клиноформном комплексе наиболее перспективными для освоения являются кромко-шельфовые песчаные тела, залегающие в кровле регрессивных пачек "В" и характеризующиеся значительными эффективными толщинами и высокими дебитами.

3. Клиноформный комплекс характеризуется многообразием типов ловушек структурного, литологического, стратиграфического, тектонического и комбинированных типов. Особый интерес представляют ловушки, связанные с

тектоно-седиментационными поднятиями в зонах развития высокоперспективных кромкошельфовых песчаных тел

4. Структурные построения по каждому продуктивному и потенциально продуктивному клиноформному пласту в сочетании с сеймостратиграфическим анализом, а также результаты сейсмического прогноза коллекторов в межскважинном пространстве методами СВАН и ПАРМ позволяют выделять в клиноформном комплексе максимальное количество ловушек различных типов и прогнозировать в их пределах участки развития песчаных тел с высокими коллекторскими свойствами, что позволит наметить наиболее перспективные для постановки бурения зоны.

Глава 4. Перспективы поиска новых залежей в неокомском клиноформном комплексе Надымской мегавпадины Западной Сибири

Изложенные выше методические приёмы успешно применялись автором при изучении строения клиноформных отложений Надымской мегавпадины в пределах Хулымско-Лонгъюганской и Сандибинско-Лензитской зон и позволили оценить перспективы их дальнейшего освоения [113,115,116,119].

4.1 Хулымско-Лонгъюганская зона

Отметим, что изучение Хулымско-Лонгъюганской зоны происходило в несколько этапов. Первоначально в 2000г. была разработана клиноформная модель только Средне-Хулымского участка. Пробуренная в результате рекомендаций скв.55, подтвердила спрогнозированное распространение кромкошельфовых коллекторов и наличие залежи в пласте AC_{10} и далее использовалась при геологическом и сейсмическом прогнозе коллекторов на Лонгъюганском поисковом участке.

Хулымско-Лонгъюганская зона расположена в области развития самой западной и наиболее молодой из клиноформ западного падения и ограничена быстринскими (ОГ AC_7) и пимскими (ОГ Пим) глинами, что позволило надёжно осуществить корреляцию отложений и проследить по площади выделенные в скважинах ритмы (рис.4.1).

Примеры корреляции отложений по взаимосвязанным данным ГИС (АК) и сейсморазведки представлены на (рис.4.2, 4.3). Приведенные примеры, в частности, демонстрируют, что песчаные тела, вскрытые в верхней части клиноформного комплекса скв.72 и 71, являются разновозрастными, что совершенно неочевидно по ГИС: в скв.71 вскрыто песчаное тело более древнего возраста, проиндексированное нами AC_9^2 , а в скв.72 вскрыто песчаное тело более молодого возраста, чем в скв.71 - AC_8^2 .

По результатам корреляции проведена иерархия седиментационных тел и выделены 3 клиноформы, сменяющие друг друга с востока на запад (рис.4.1). Наиболее древняя клиноформа ограничена сверху подошвой пимских глин (ОГ П). С ее фондоформной (депрессивной) частью связаны нефтеносные песчаные тела, индексированные как $Aч_1$ (BC_1) и $Aч_2$ (BC_3). Вторая, более молодая клиноформа, ограничена снизу пимскими глинами, а сверху глинами, перекрывающими пласт AC_9^1 (ОГ AC_9^1). К ней приурочены установленные залежи нефти в пластах AC_{10} , AC_9^3 , AC_9^1 и AC_{12} (Ач). С третьей, наиболее молодой клиноформой, связаны продуктивные песчаные тела горизонта AC_8 .

Рис. 4.1 Модель строения Хулымско-Лонгюганской клиноформы

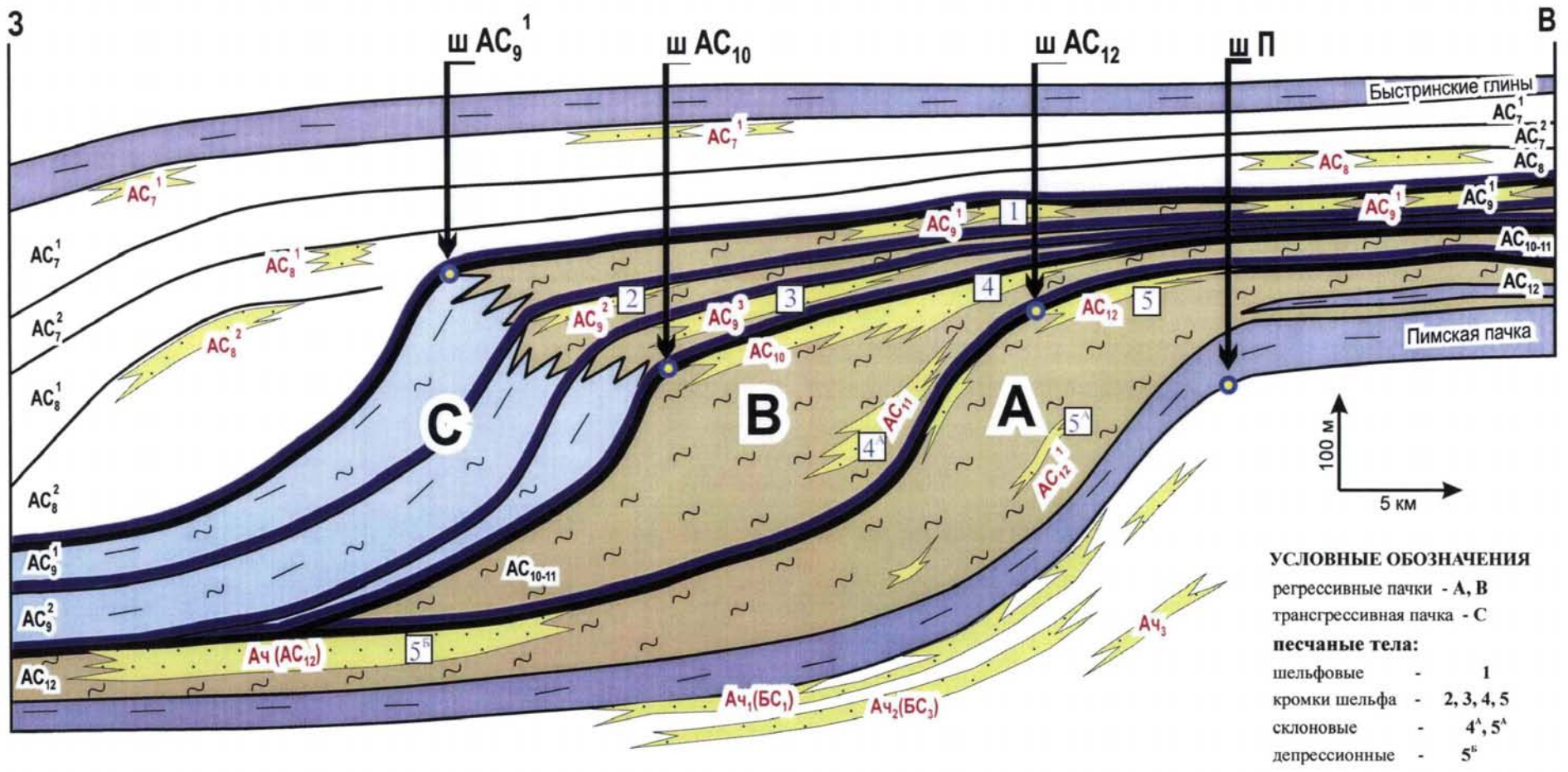
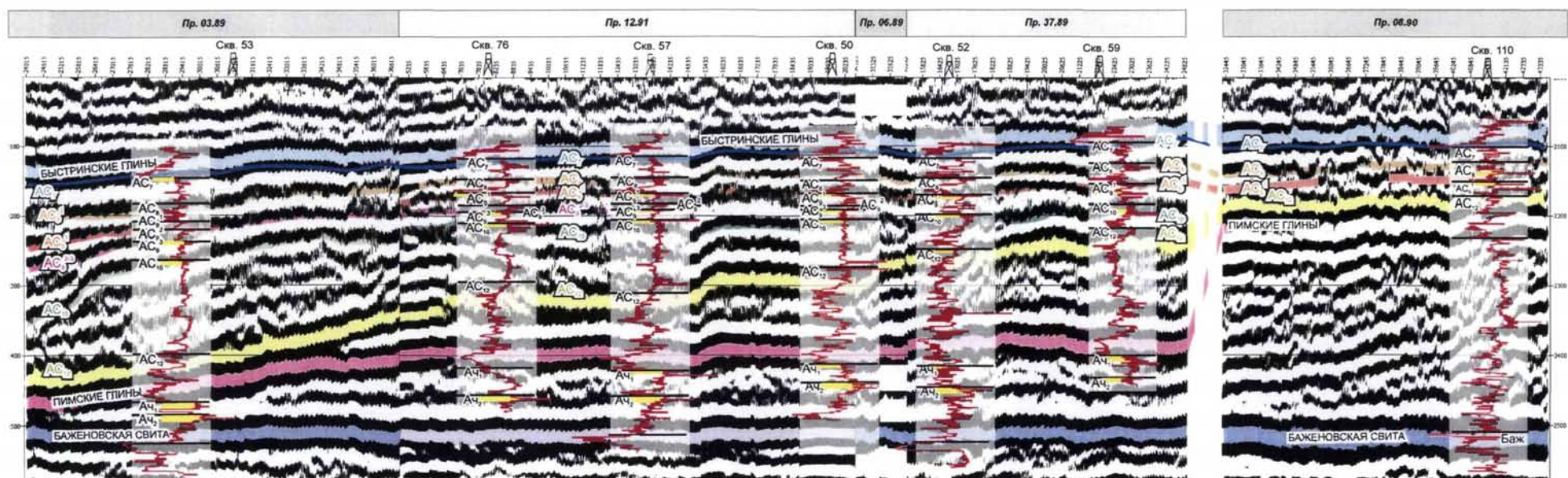


Рис. 4.2 Хулымско-Лонгъюганская зона. Привязка отражающих горизонтов по данным акустического каротажа.



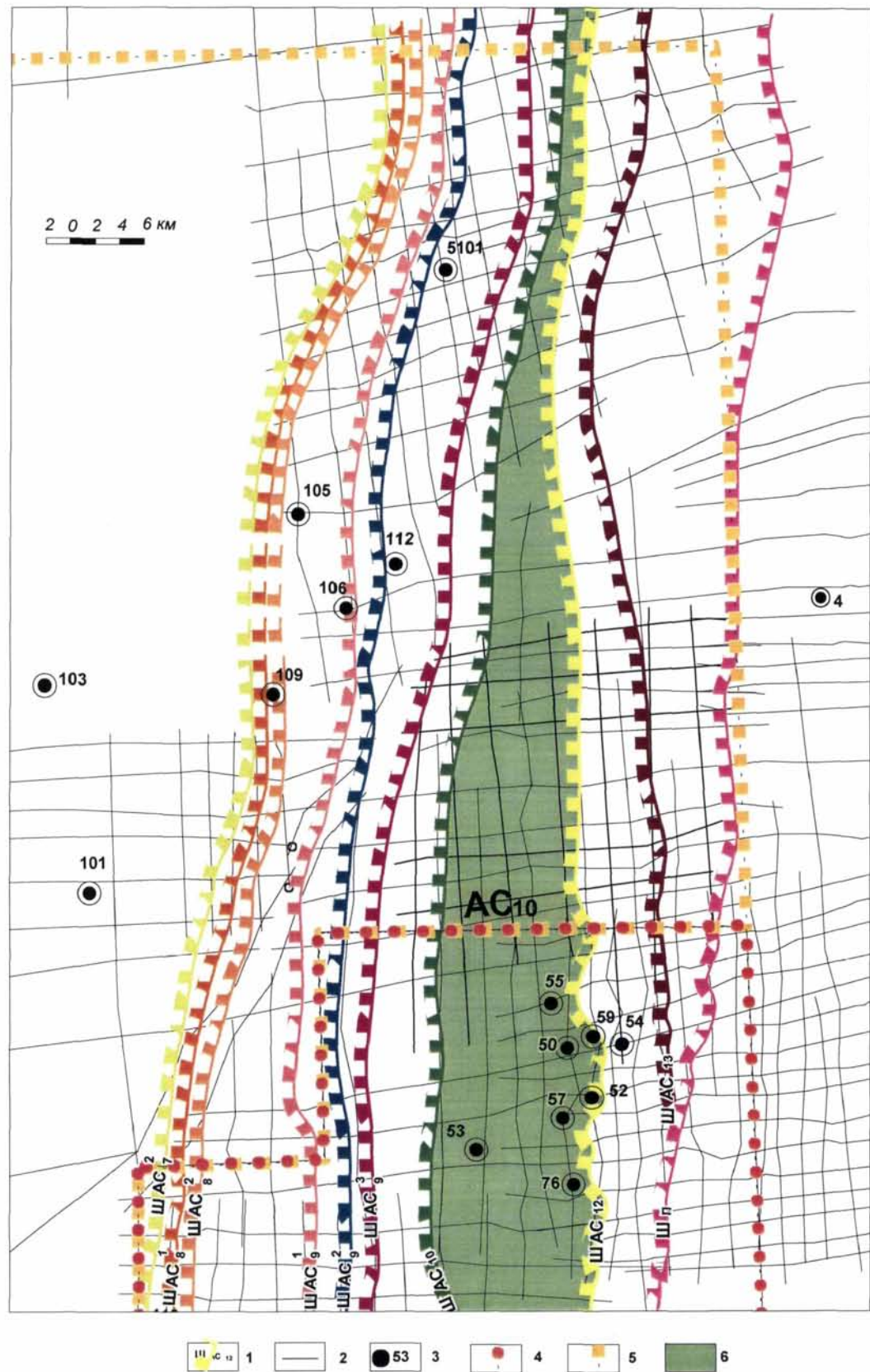
В составе клиноформ выделены пачки "А", "В" и "С" (II-ой порядок), имеющие принципиально различное строение. Пачки "А" и "В" отвечают регрессивной стадии развития цикла I-го порядка и сложены на склоне (в зоне максимальных мощностей) преимущественно алевролитами и песчаниками. Пачка "С" соответствует трансгрессивной стадии развития цикла I-го порядка и сложена в склоновой части глинами и алевролитами.

В «средней» клиноформе пачке "А" отвечает толща, ограниченная пимскими глинами и кровлей пласта AC_{12} (ОГ П – ОГ AC_{12}), пачке "В" – толща между кровлями пластов AC_{12} и AC_{10} (ОГ AC_{12} - ОГ AC_{10}) и пачке "С" – отложения, соответствующие горизонту AC_9 (ОГ AC_{10} - ОГ AC_9^1). Отложения горизонта AC_8 (ОГ AC_9^1 - ОГ AC_8^1) отвечают пачке "А" «верхней» клиноформы. В составе пачек выделены пласты - AC_9^1 , AC_9^2 , AC_9^3 , AC_{10} и т.д., представляющие собой рециклиты III-го порядка, а в составе последних – песчаные тела.

В пределах изученной площади выделены все 4 типа песчаных тел (рис.4.1). Шельфовые песчаные тела выделены в пластах AC_7^1 , AC_8^1 , AC_9^1 . К кромкошельфовым телам принадлежат песчаники пласта AC_{10} , AC_9^3 (скв.50, 57, 76, 53), AC_9^2 (скв.71), AC_8^2 (скв.70) и AC_8^1 (скв.72) и AC_{12} (скв.52). Пласт AC_{10} является основным продуктивным горизонтом площади (дебиты нефти достигают $170\text{ м}^3/\text{сут}$), в пласте AC_9^3 также выявлена промышленная нефтегазоносность. Склоновое песчаное тело вскрыто скв.50 и 57 (пласт AC_{11}). Мощность его в этих скважинах соответственно 50м и 45м, а характеристика по ГИС позволяет предполагать весьма высокие ФЕС. Весьма вероятно, что скв.50 также вскрыто и другое склоновое песчаное тело, индексируемое AC_{12}^1 . К депрессионным песчаным телам относятся ачимовские песчаники $Aч_1$ (BC_1), $Aч_2$ (BC_3) и AC_{12} ($Aч$). Песчаные тела пласта AC_{12} ($Aч$) характеризуются вполне приемлемыми ФЕС и дебитами нефти 5-10 $\text{ м}^3/\text{сут}$. В пластах $Aч_1$ (BC_1) и $Aч_2$ (BC_3) дебиты нефти существенно ниже (максимальный дебит нефти в скв.52 – $1,7\text{ м}^3/\text{сут}$, $\Delta P=9,7\text{ МПа}$), но в скв.53 из них испытателем пластов получен приток воды дебитом $179\text{ м}^3/\text{сут}$, что может свидетельствовать о развитии и в этих телах участков с улучшенными ФЕС.

Прежде всего, опираясь на исследования, проведённые на Сахалинском и Приобском месторождениях, был изучен характер распространения кромок шельфов пластов в пределах Хулымско-Лонгьюганской зоны. По сетке сейсмических профилей на основе сейсмостратиграфических критериев были закартированы кромки палеошельфа пластов AC_7^2 , AC_8^1 , AC_8^2 , AC_9^1 , AC_9^2 , AC_9^3 , AC_{10} , AC_{12} , AC_{13} , Пим, которые позволили ограничить с запада и востока вскрытые скважинами и прогнозируемые кромкошельфовые песчаные тела (рис.4.4).

Рис.4.4 Положение крамок палеошельфов во время накопления неокомских отложений Хулымско - Лонгъюганской зоны



1 - местоположение крамок палеошельфа к окончанию формирования пластов; 2 - сейсмические профили; 3 - пробуренные скважины; границы участков: 4 - Средне-Хулымского, 5 - Лонгъюганского; 6 - область распространения крамко-шельфового песчаного тела пласта АС-10

На следующем этапе проводилась геологическая типизация песчаных тел вскрытых скважинами. Не располагая достаточным количеством лабораторных определений коллекторских свойств, в качестве геологических параметров для типизации использовались результаты испытаний (дебиты скважин, коэффициенты продуктивности) и интерпретации ГИС (эффективные толщины коллекторов, удельная эффективная ёмкость).

Структурные построения по продуктивным и перспективным пластам позволили выявить и закартировать ловушки различных типов, а изучение распространения по площади наиболее перспективных песчаных тел позволило осуществить прогноз коллекторов в пределах этих ловушек.

Рассмотрим наиболее важные и интересные результаты исследований.

Пласт АС₁₀

Наибольший интерес представляло изучение строения пласта АС₁₀, который является основным продуктивным пластом Средне-Хулымского месторождения. Пласт АС₁₀ по комплексу морфологических и литологических признаков является аналогом пласта АС₁₁ Приобского месторождения и относится к кромкошельфовому песчаному телу (рис.4.1). Доказательством этому является то, что пласт залегает в кровле регрессивной пачки В и расположен в зоне, ограниченной кромками палеошельфа к началу (ШАС₁₂) и окончанию (ШАС₁₀) формирования пласта. Песчано-алевритовое тело АС₁₀ отличается значительной мощностью, достигая 30 м, причём отмечается увеличение мощности с востока на запад, поэтому кромкошельфовое тело в разрезе имеет клиновидную форму. Убедительно об этом свидетельствует детальная корреляция пласта (рис.4.5).

Описание керна, анализ шлифов в разведочных скважинах 55 [120] и 57bis, вскрывших наиболее полные разрезы кромкошельфового песчаника пласта АС₁₀, и данные ГИС по 14 разведочным и 45 эксплуатационным скважинам месторождения свидетельствуют о том, что коллекторы пласта АС₁₀ представлены мелко-зернистыми хорошо отсортированными песчаниками с подчинёнными прослоями алевритов, аргиллитов и карбонатизированных пород (рис.4.6, 4.7). Пласт характеризуется высокими ФЕС коллекторов, о чём свидетельствуют высокие значения пористости (18-22%) и проницаемости (40-80мД), установленные по данным керна и ГИС, значительными дебитами нефти, достигающими 170 м³/сут.

Рис.4.5 Средне - Хулымске месторождение. Схема корреляция пласта AC₁₀

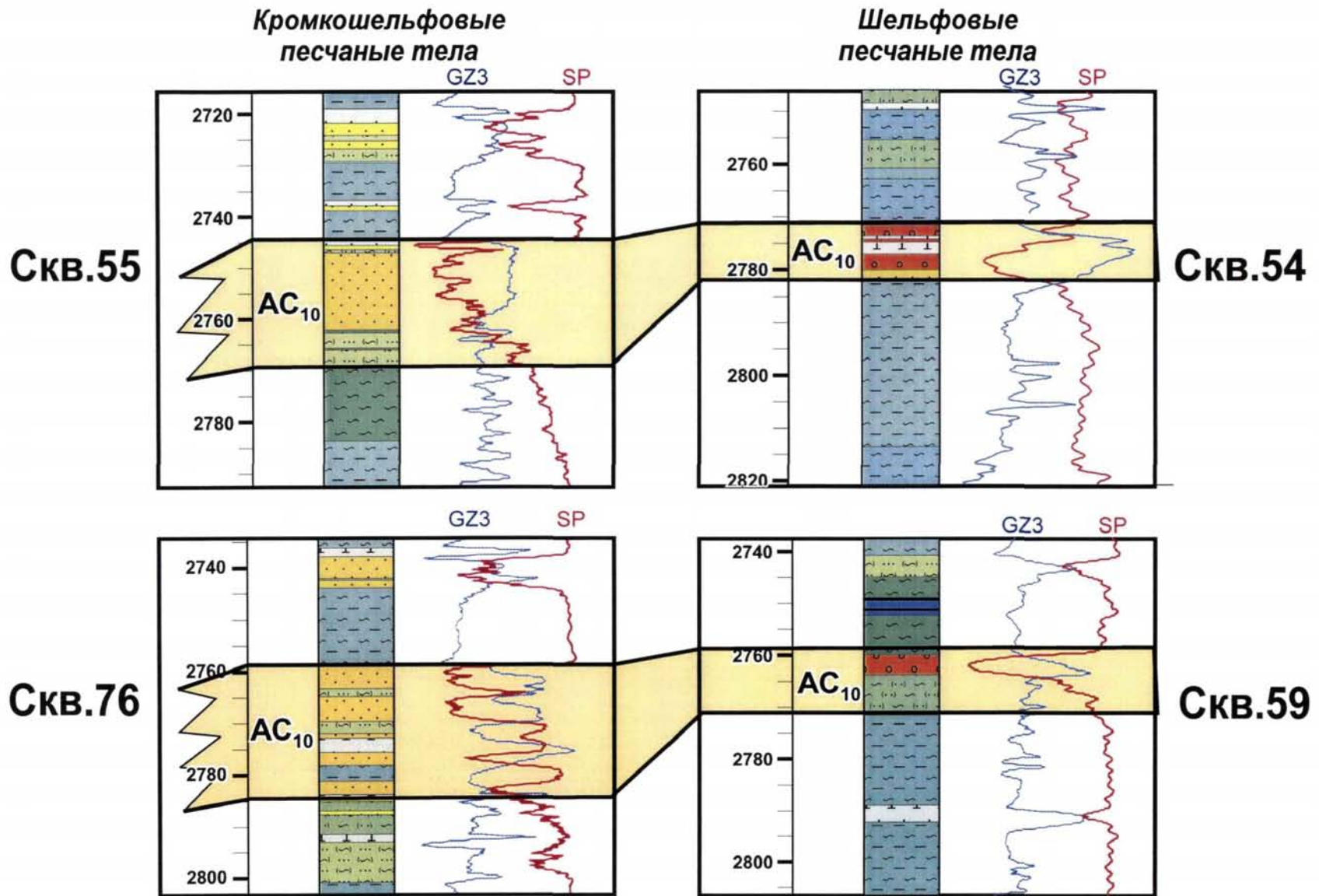
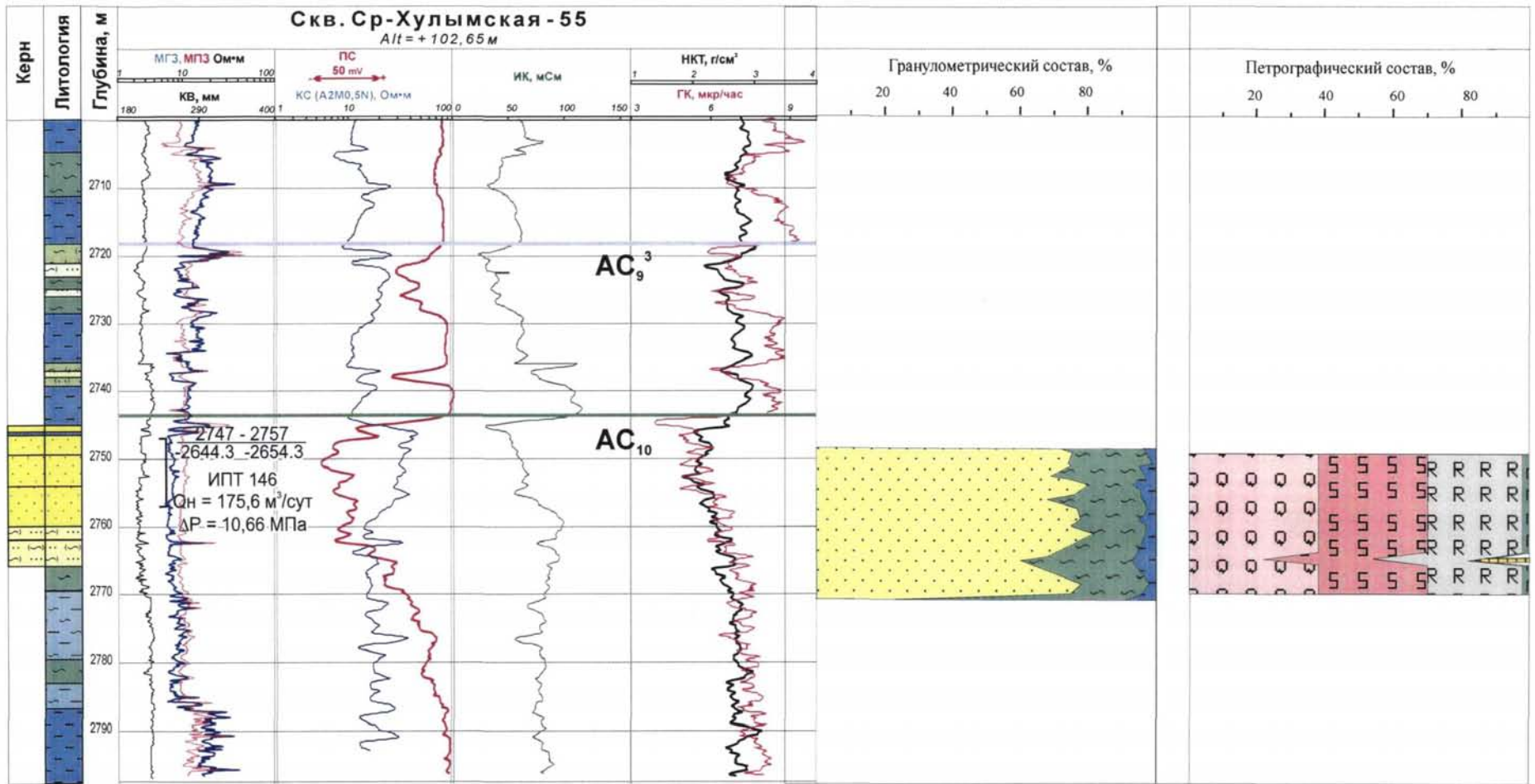


Рис.4.6 Средне-Хулымское месторождение. Геолого-геофизическая характеристика кромкошельфового песчаного тела пласта АС₁₀



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ :

- | | | | |
|--|-----------------------|--|---------------------|
| | песчаник | | алевролит |
| | песчаник алевроитовый | | алевролит глинистый |
| | алевролит песчанистый | | аргиллит |

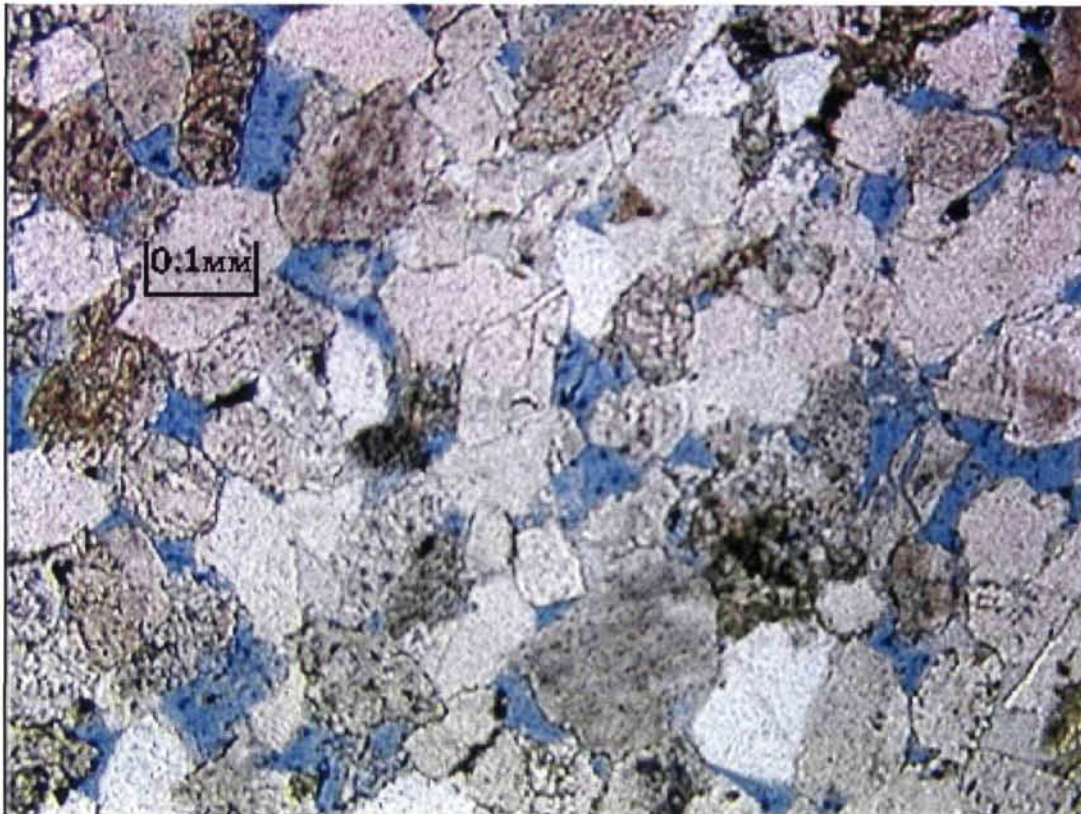
Гранулометрические фракции

- | | |
|--|---------------|
| | мелкопесчаная |
| | алевроитовая |
| | глинистая |

Петрографические фракции

- | | | | |
|--|---------------|--|-----------|
| | кварц | | слюда |
| | полевые шпаты | | карбонаты |
| | обломки пород | | |

Рис.4.7а Средне-Хулымское месторождение. Скважина 55.
Характеристика пород-коллекторов кромко-шельфового пласта АС₁₀.
Фотографии сколов: А - в проходящем свете, Б - в поляризованном свете



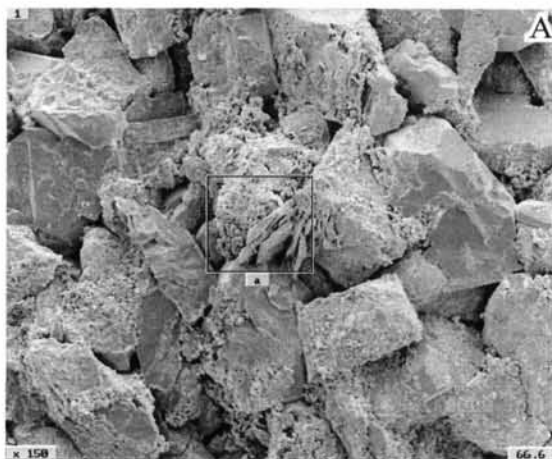
А



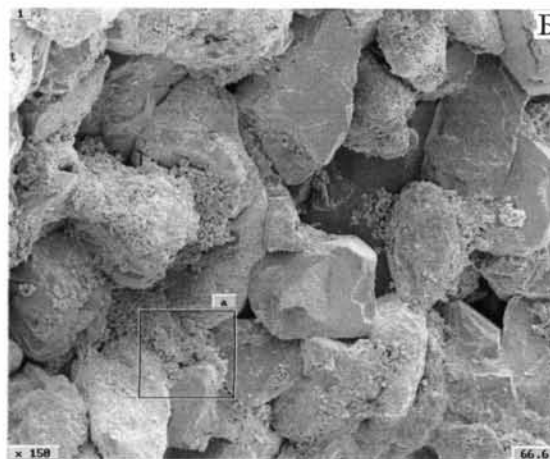
Б

Интервал 2747,5-2753,5 м, место взятия 1,7 м от верха.
Песчаник серый, мелко-зернистый, аркозовый, однородный

Рис.4.76 Средне- Хулымске месторождение. Скважина 55.
Характеристика пород-коллекторов кромкошельфового пласта АС₁₀.
Микрофотографии на растровом электронном микроскопе

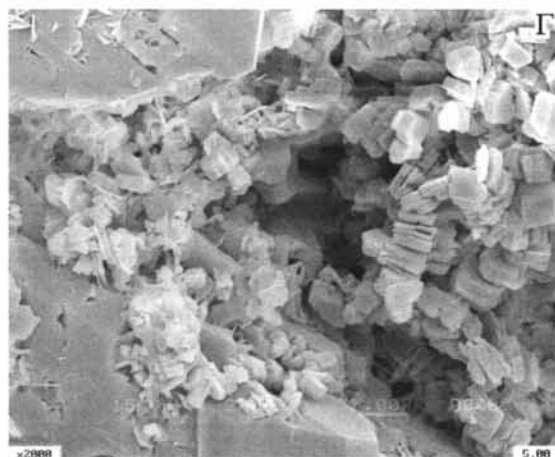
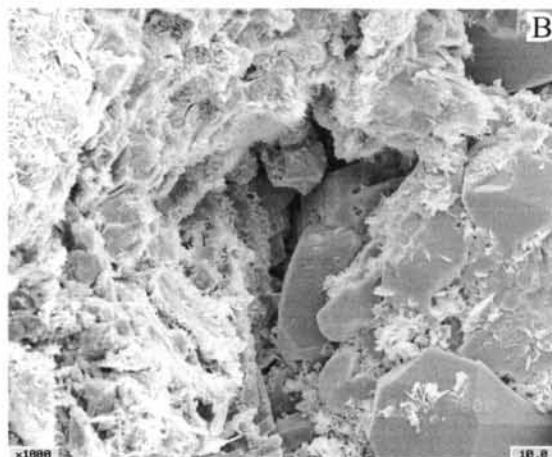


Интервал 2747,5-2753,5 м, 2,5м от верха.

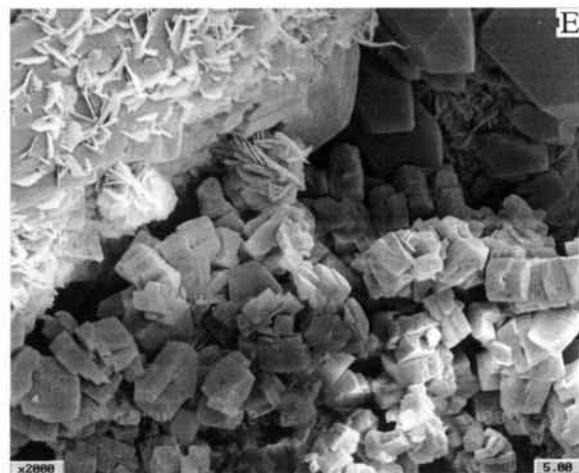


Интервал 2753,5-2759 м, 3,85м от верха.

Песчаник мелкозернистый с карбонатно-глинистым цементом с намывами углисто-сланцевого материала со слабым запахом углеводорода. А,Б- крупный план образца: слабая упаковка зерен, видны открытые каналы между порами, часть зерен без глинистого цемента



Интервал 2747,5-2753,5 м, 2,5м от верха. В-мелкая пора крупным планом; в правом нижнем углу регенерация кварца. Г- увеличенный участок поля В, каолинит с кальцитом в поре.



Интервал 2759-2764,9 м, 2,1 м от верха. Песчаник мелкозернистый с глинистым цементом с намывами углисто-сланцевого материала без признаков нефтенасыщенности. Д- крупный план образца, беспорядочная упаковка зерен, много свободных пор и межпоровых каналов. Е - увеличенный участок поля Д, в поре пакеты аутигенного каолинита и мелкие зерна регенерированного кварца.

Наиболее важным являлось изучение характера распространения кромкошельфового песчаного тела пласта АС₁₀ в пределах Лонгъюганского поискового участка. Эта задача осуществлялась методами сейсмического прогноза.

Прежде всего, опираясь на исследования, проведённые на Сахалинском и Приобском месторождениях, был изучен характер распространения кромок шельфов пластов в пределах Хулымско-Лонгъюганской зоны (рис.4.4). Проведенные исследования показали, что высокоперспективное кромкошельфовое песчаное тело пласта АС₁₀ Средне-Хулымского месторождения продолжается на север в пределы Лонгъюганского участка, однако в плане наблюдается постепенное сближение кромок шельфа АС₁₀ и АС₁₂. Таким образом, перспективы пласта АС₁₀ можно связывать с южной частью Лонгъюганского участка, в северной части происходит значительное сужение кромкошельфовой зоны, что свидетельствует об отсутствии здесь хороших коллекторов в пласте.

Однако кромкошельфовые песчаные тела не имеют повсеместного развития по простиранию клиноформы, а могут изменять свойства на локальных участках. Поэтому на следующем этапе проводилось изучение характера распространения по площади коллекторов кромкошельфового тела пласта АС₁₀ методом СВАН. Для этого первоначально проводилась геологическая типизация коллекторов, вскрытых скважинами.

Пласт АС₁₀ во всех скважинах характеризуется высокими фильтрационными свойствами. Поэтому были выделены только положительные типы разреза Ia, Ib, Iv, отличающиеся общей и эффективной мощностями пласта и приуроченностью к палеогеографической зоне – шельфовая или кромкошельфовая зона (табл.4.1)

К типу Ia отнесена скв.55, вскрывшая кромкошельфовое песчаное тело с максимальной (16,4 м) эффективной мощностью.

К типу Ib отнесены скв.50, 52, 53, 57, 76 тоже вскрывшие кромкошельфовое песчаное тело, но с более низкими эффективными мощностями (6,4-11,8 м).

В тип Iv включены скв.59 и скв.54, вскрывшие шельфовое песчаное тело с эффективной мощностью 4-8 м.

Характеристика СВАН-эталонов выделенных типов пласта АС₁₀ представлена на рис.4.8.

Картирование типов разреза проводилось в кромкошельфовой и шельфовой зонах, к востоку от кромки шельфа пласта, в результате чего была построена карта типов разреза (рис.4.9).

Рис. 4.8 Хулымско-Лонгъюганская зона. СВАН-эталонны пласта AC-10.

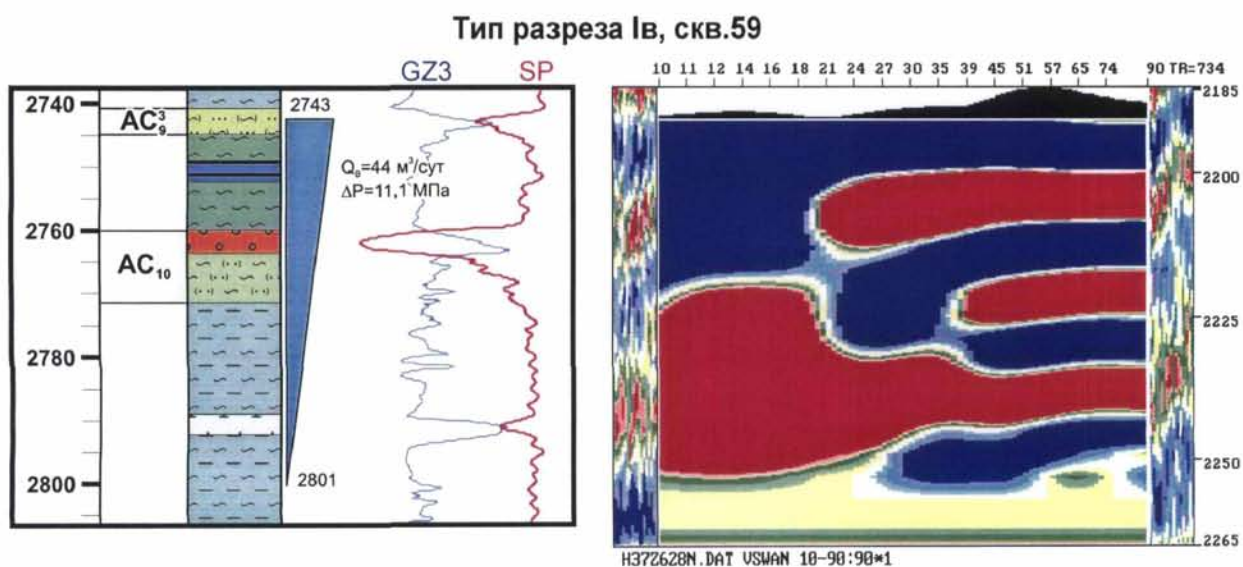
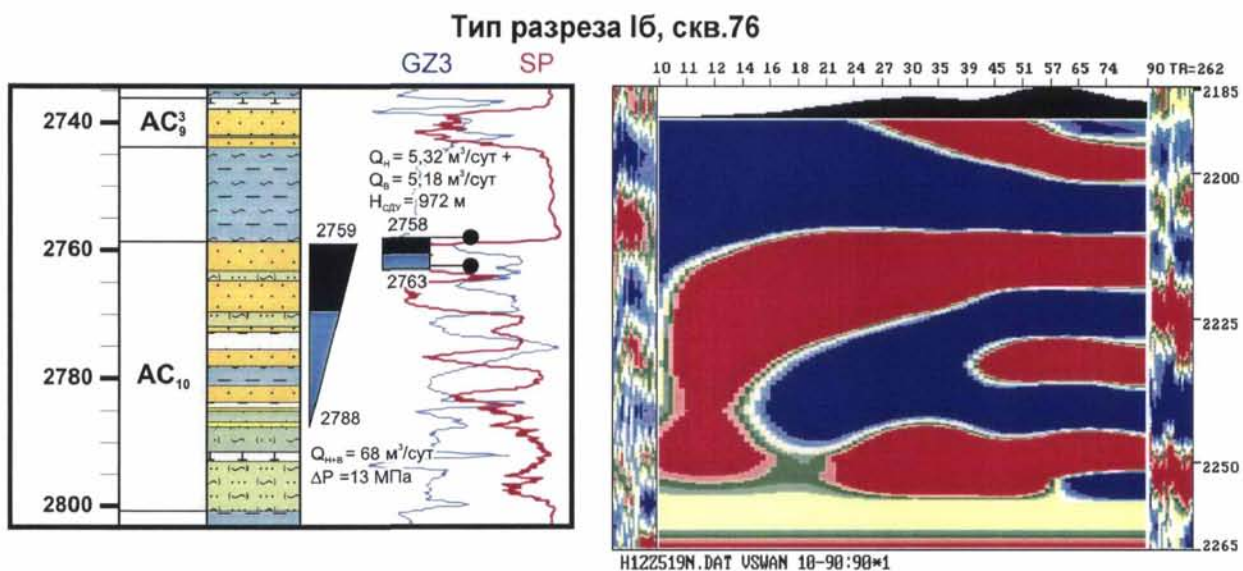
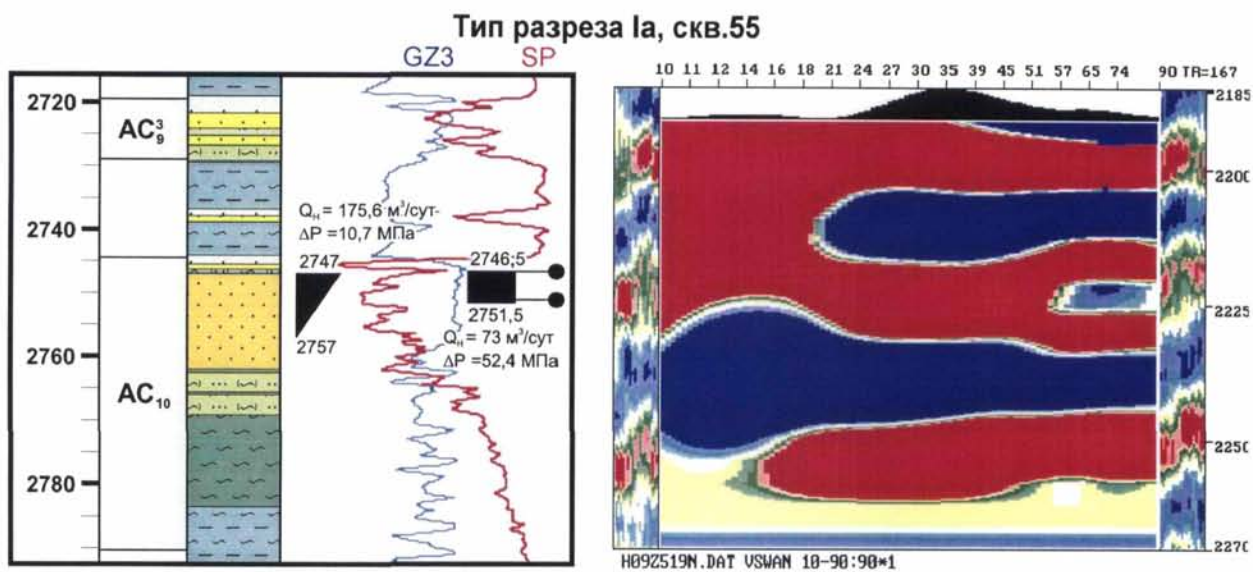
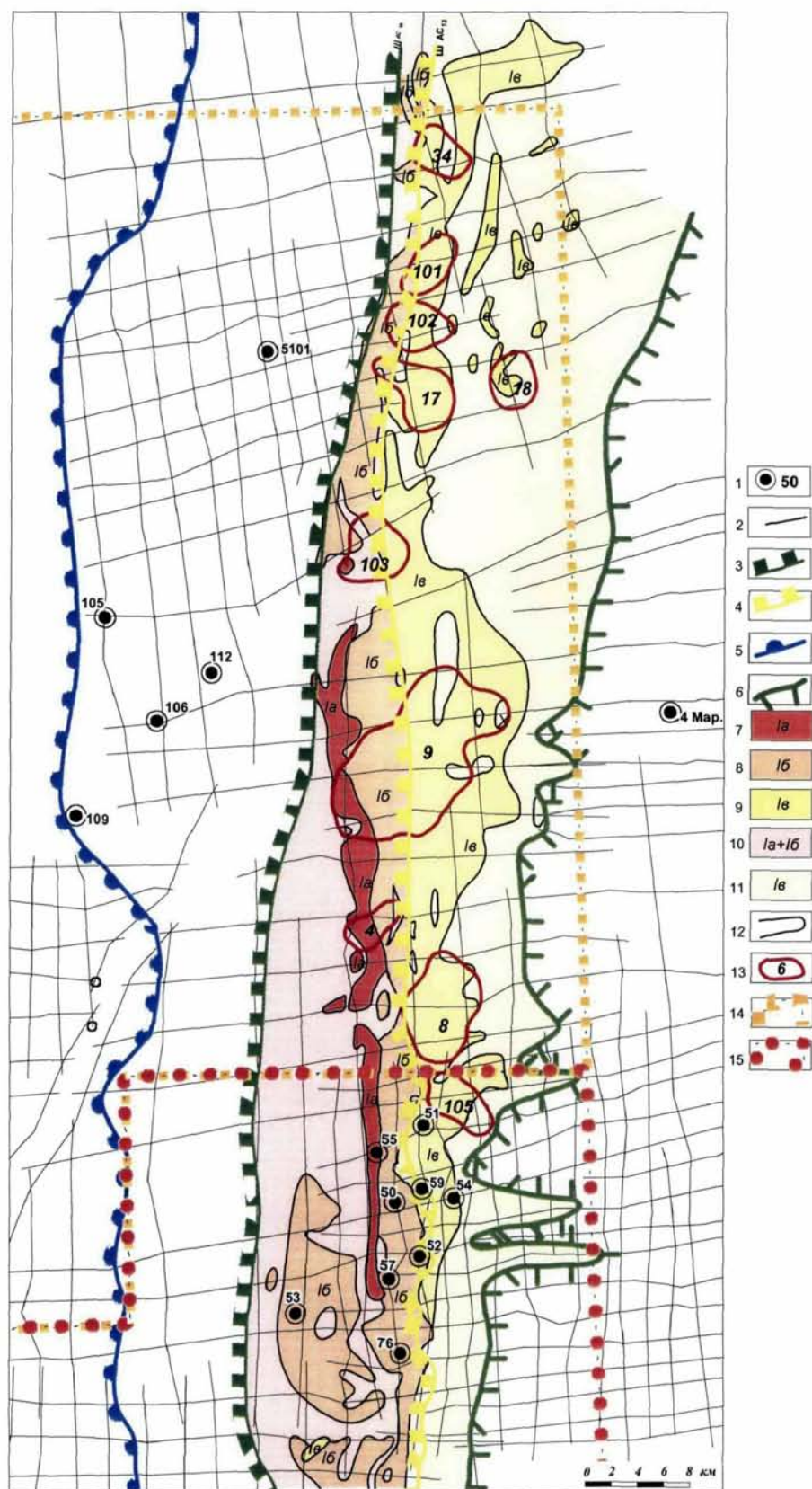


Рис.4.9 Хулымско-Лонгъюганская зона. Карта типов разреза пласта АС-10.



Условные обозначения: 1- пробуренные скважины и их номер, 2-сейсмические профили; положение кромки палеошельфа к окончанию формирования пластов 3 - АС-10, 4 - АС-12; линии прослеживания пласта по данным сейсморазведки 5 - в фондоформной зоне, 6 - в ундаформной зоне; зоны распространения типов разреза по данным СВАН: 7 - Ia типа, 8 - Ib типа, 9 - Ib типа, по сейсмостратиграфическим критериям: 10 - Ia и Ib типа, 11 - Ib типа, 12 - границы распространения типов разреза, 13 - контуры перспективных объектов и их номера; границы участков: 14 - Лонгъюганского, 15 - Средне-Хулымского

Характеристика типов разреза пласта АС₁₀

Тип разреза	№ скважины	Нэф, м	Кп, д.ед.	q, м	Дебит, м ³ /сут
Ia	55Ср-Х	16,4	0,200	3,28	Q _н =73 dP=52,4 МПа
Iб	50Ср-Х, 52Ср-Х, 57Ср-Х, 76Ср-Х, 53Ср-Х	<u>6,4-11,8</u> 9,6	<u>0,168-0,191</u> 0,179	<u>1,11-2,25</u> 1,70	Q _н =12,8 Нсду=323 м (скв.52Ср-Х) Q _н =8 dP=12,4 Мпа (скв.57Ср-Х) Q _н =5,32 Q _в =5,18 Нсду=972 м (скв.76Ср-Х)
Iв	54Ср-Х, 59Ср-Х	<u>4,0-8,0</u> 6,0	<u>0,172-0,190</u> 0,181	<u>0,76-1,38</u> 1,07	Q _в =60,5 dP=13,2 МПа (скв.54Ср-Х) Q _в =44 dP=11,1 Мпа (скв.59Ср-Х)

Наиболее интересной особенностью распространения типов разреза является наличие обширных меридионально вытянутых зон положительных типов (Ia, Iб, Iв), расширяющихся в центральной части и сужающихся к северу и к югу. Зоны развития положительных типов последовательно сменяют друг друга и уменьшаются по площади в западном направлении от Iв до Ia. Причём наибольшим распространением характеризуется тип разреза Iв, развитый исключительно в шельфовой зоне к востоку от кромки шельфа пласта АС₁₂. Он представлен скв.54 и скв.59, где получены высокие дебиты воды 44 – 60,5 м³/сут и выделены наименьшие эффективные мощности – 6 м. К западу вдоль всей кромкошельфовой области протяжённой узкой полосой выделяется тип разреза Iб. В скв.52, 57, 76 этого типа получены промышленные притоки нефти от 5,2 до 12,8 м³/сут. Ещё западнее выделяется небольшая вытянутая зона развития высокоперспективного типа разреза Ia, представленного скв.55 (Нэф=16,4 м, Кп=0,20, Q_н=73 м³/сут).

В связи с техническими ограничениями метода СВАН, выделенные геологические типы не удалось проследить на всей изучаемой площади. Поэтому значительные области развития неопределённого типа разреза X обрамляют на западе и востоке зоны распространения положительных типов разреза. Геологическая ситуация в пределах Хулымской и Лонгьюганской зон такова, что в период формирования пласта АС₁₀ данная территория являлась эпицентром накопления песчаного материала, поэтому с большой долей вероятности можно считать, что вся кромкошельфтовая зона, ограниченная кромками шельфа пластов АС₁₀ и АС₁₂, представлена песчаниками. Поэтому неопределённый тип разреза раскрывается в пользу положительных типов Ia и Iб. Аналогично рассматриваем и шельфовую зону, расширяя на востоке границы распространения типа разреза Iв до границы прослеживания отражающего горизонта.

Полученная картина распределения типов разреза вполне согласуется с общими закономерностями строения шельфовых и кромкошельфовых песчаных тел и

результатами сейсмостратиграфического анализа. Большая часть закартированных поднятий попадает в зону развития типа Iv. Типы Ia и Ib развиты в пределах западной части самого крупного в пласте Лонгъюганского поднятия (9) и Северо-западно-Хулымского поднятия (4) (рис.4.10).

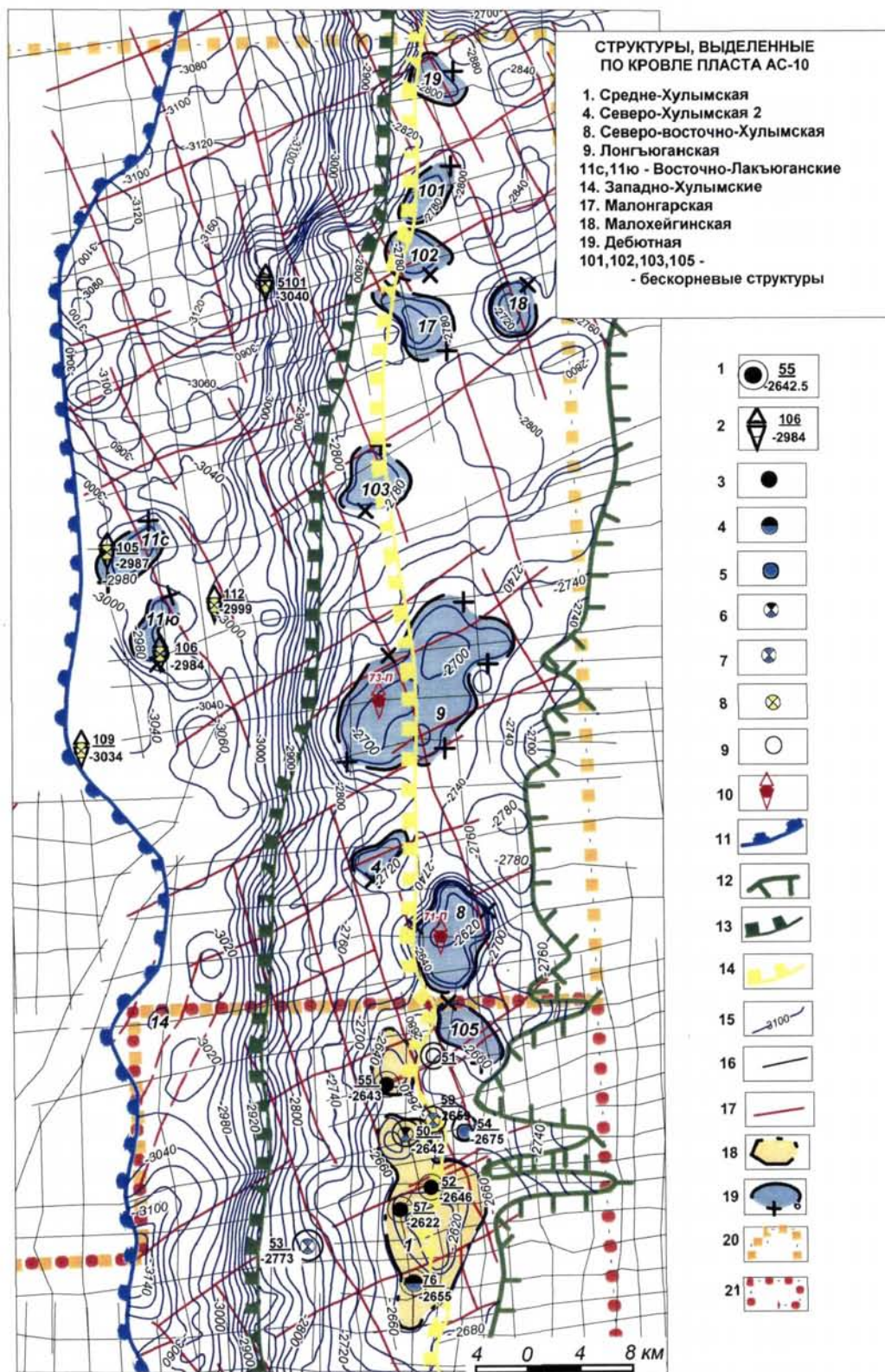
Пласт АС₁₂.

Интересные результаты были получены при изучении пласта АС₁₂. В ундаформной зоне пласта на сегодняшний день залежей не обнаружено, однако по результатам структурных построений впервые в пределах Хулымско-Лонгъюганской зоны в пласте АС₁₂ была выделена цепочка поднятий, в том числе, тектоно-седиментационных, не отражающихся на структурных картах по баженовской свите (рис.4.11) и шельфовым неокомским пластам. Эти поднятия расположены существенно восточнее главного структурообразующего элемента площади – Хулымского вала и соответствуют моноклиальному склону по другим горизонтам (рис.4.12). Для решения вопроса о перспективности поднятий необходимо было выяснить, имеются ли здесь кромкошельфовые песчаные тела с приемлемыми ФЕС. Для этого был применён сейсмический прогноз по методу ПАРМ. Схема решения заключалась в следующем: пласт АС₁₂ в песчаных фациях вскрыт в скв.52, в других скважинах песчаник отсутствует. Сква.52 использована в качестве эталона и по системе сейсмических профилей были изучены перспективные поднятия. Исследования показали, что в пределах поднятий песчаники присутствуют. Достоверность прогноза повышается тем фактом, что в районе контрольной скв.57 по сейсмическим данным спрогнозировано отсутствие песчаника, что соответствует действительности (рис.4.13).

К сожалению, в связи с отсутствием достаточного количества положительных эталонов и техническими ограничениями не удалось использовать метод СВАН для изучения распространения по площади коллекторов пласта АС₁₂, что не позволило полностью охарактеризовать выделенные в пласте перспективные объекты. В результате последующего бурения скважинами 71 и 49 в пласте АС₁₂ были вскрыты алевролитовые тела. Полученные результаты свидетельствуют о том, что эффективным является исключительно комплексное изучение отложений с применением сейсмостратиграфических критериев, геологической типизации совместно с методом СВАН и технологии ПАРМ, с учётом общих теоретических представлений об условиях образования клиноформных отложений и закономерностях распространения в них пластов-коллекторов.

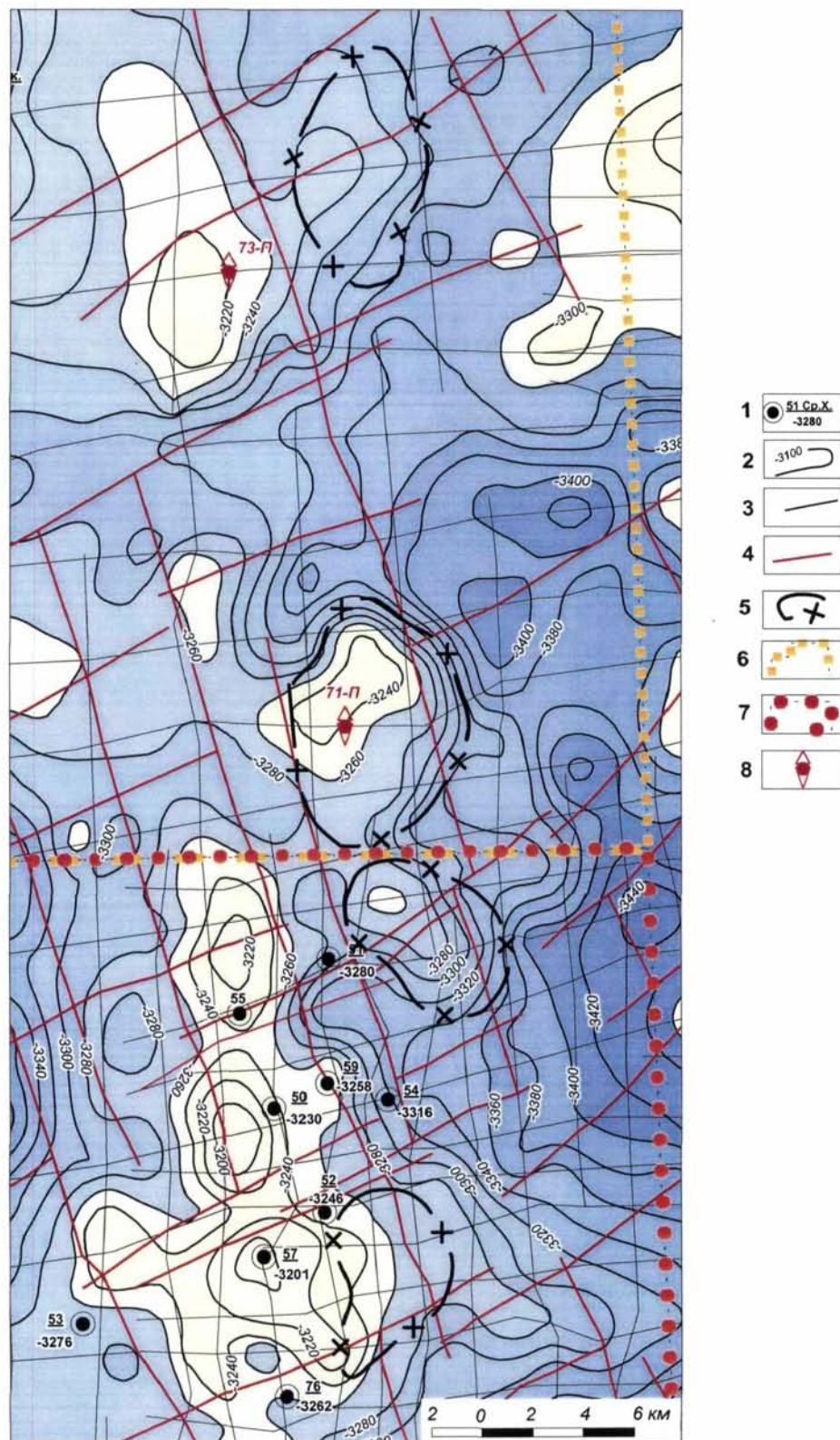
Рис.4.10 Хулымско-Лонгъюганская зона.

Карта залежей и перспективных объектов пласта АС-10.



Условные обозначения: скважины: 1-разведочные, 2-поисковые (номер скважины/а.о. кровли пласта АС-10); флюидонасыщение по результатам испытаний: 3-нефть, 4-нефть с водой, 5-вода; по ГИС: 6-нефть с водой, 7-вода, 8-неясное; 9-нет данных, 10-рекомендуемые скважины, 11-граница прослеживания пласта по данным сейсморазведки в фондоформной зоне, 12-линия прекращения прослеживания ОГ, отождествляемая с распространением коллекторов в ундаформной зоне; положение кромки палеошельфа к окончанию формирования 13-пласта АС-10, 14-пласта АС-12, 15-изогипсы кровли пласта, м, 16-сейсмические профили, 17-дизъюнктивные дислокации; 18-залежи нефти; 19-перспективный объект и его номер; границы участков: 20-Лонгъюганского, 21-Средне-Хулымского

Рис. 4.11 Хулымско-Лонгъюганская зона. Фрагмент структурной карты по кровле баженовской свиты с положением в плане перспективных объектов по пласту АС-12



Условные обозначения: 1 - номер скважины / абсолютная отметка кровли баженовской свиты, м, 2 - изогипсы кровли баженовской свиты, 3 - сейсмические профили, 4 - дизъюнктивные дислокации, 5 - перспективные объекты, выделенные по пласту АС-12; границы участков: 6 - Лонгъюганского, 7 - Средне-Хулымского; 8 - рекомендуемые скважины

Рис. 4.12 Средне-Хулымское месторождение. Пример бескорневого тектоно-седиментационного поднятия по кровле пласта АС₁₂. Временной разрез по профилю 51.91.05.

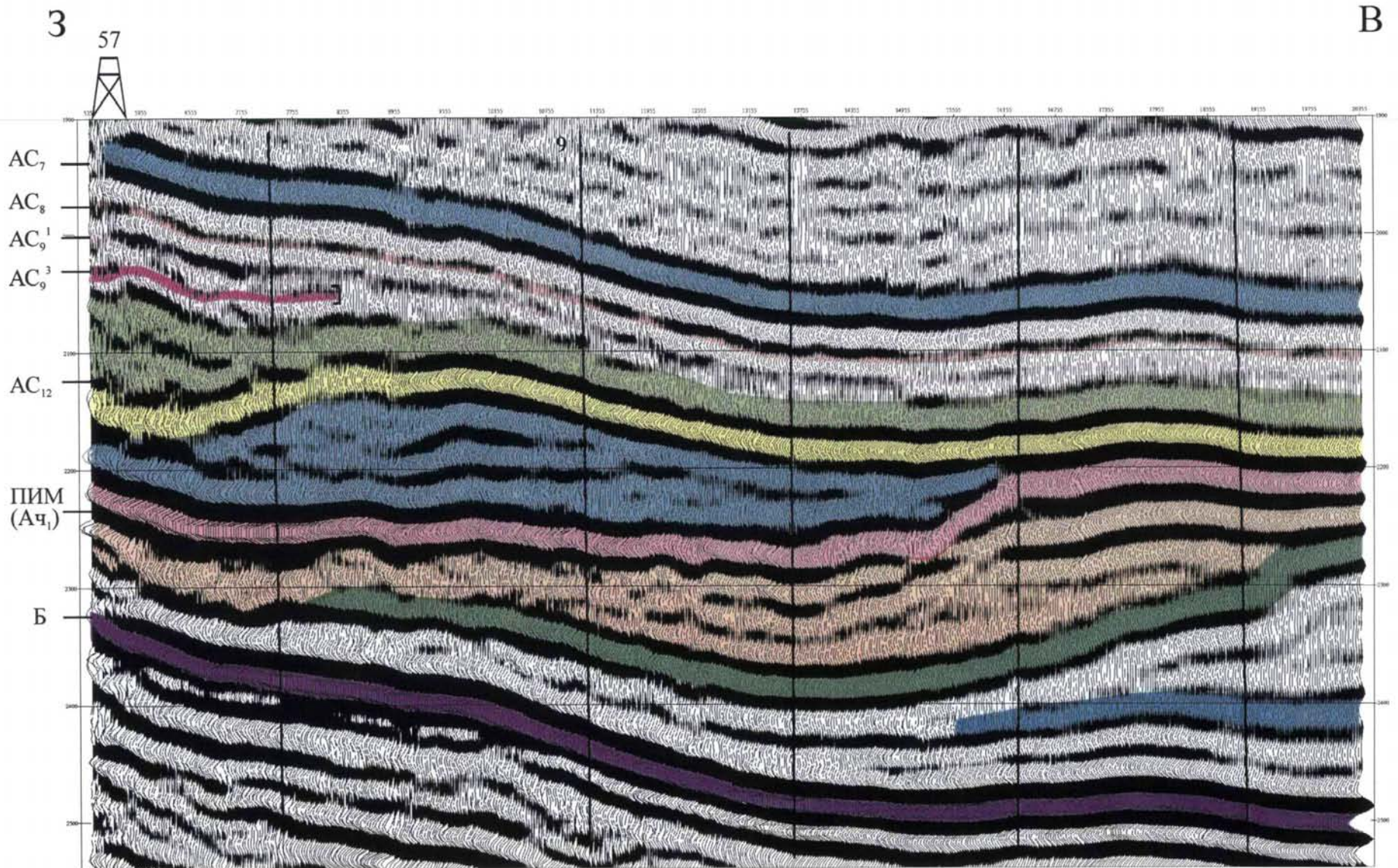
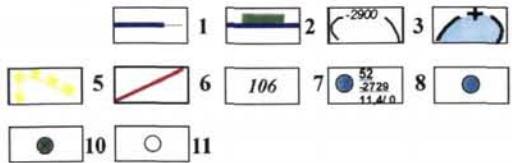
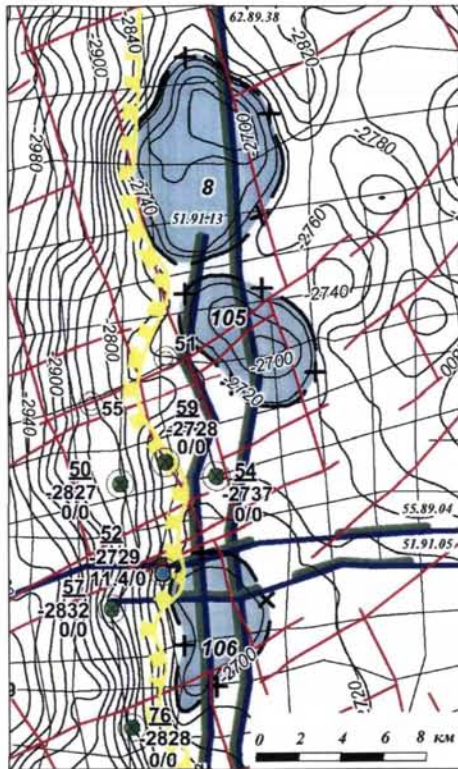
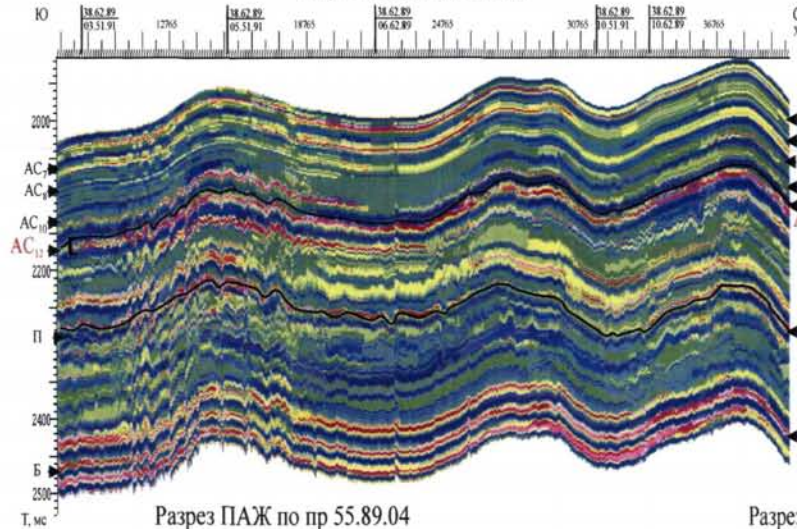


Рис.4.13 Средне-Хулымское месторождение. Прослеживание песчаных тел пласта AC₁₂ по разрезам ПАЖ.

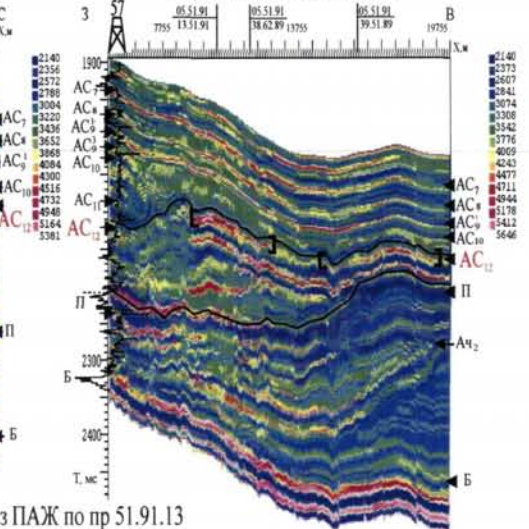
Фрагмент карты залежей и перспективных объектов пласта AC₁₂



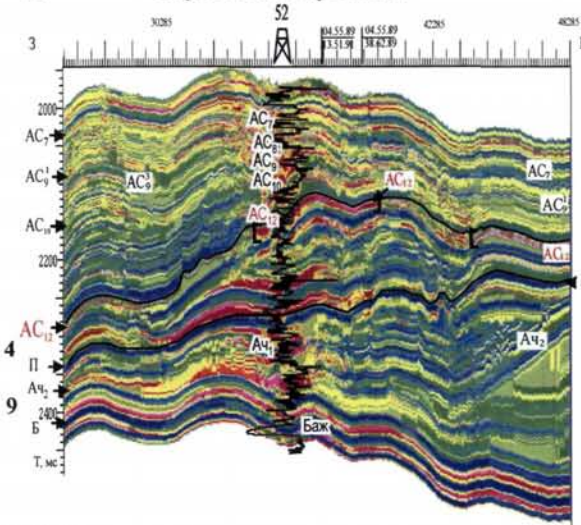
Разрез ПАЖ по пр 62.89.38



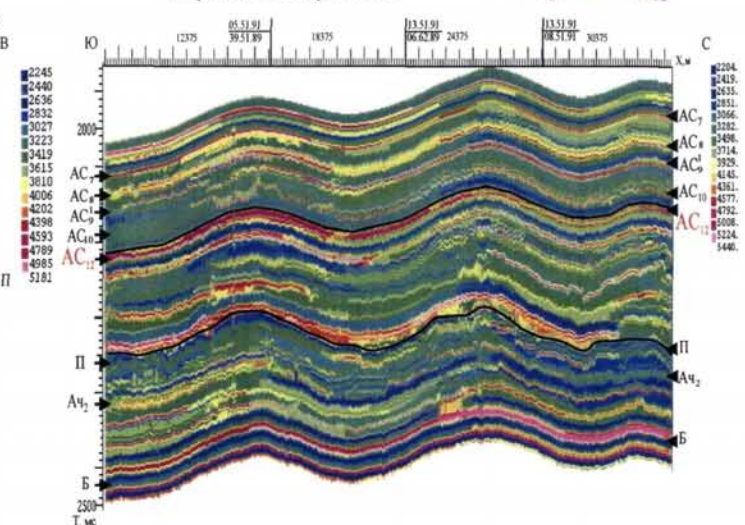
Разрез ПАЖ по пр 51.91.05



Разрез ПАЖ по пр 55.89.04



Разрез ПАЖ по пр 51.91.13



1 - участки профилей по которым получены разрезы ПАЖ; 2 - участки прослеживания песчаных тел кромкошельфового типа в пласте AC₁₂ по разрезам ПАЖ; 3 - изогипсы кровли пласта AC₁₂; 4 - перспективные объекты; 5 - положение кромки палеошельфа к окончанию формирования пласта; 6 - дизъюнктивные дислокации; 7 - номер перспективного объекта; 8 - номер скважины/а.о.кровли пласта/эффективная мощность, м/нефтенасыщенная мощность, м; Скважины; 9 - давшие приток воды; 10 - с отсутствием коллектора по ГИС; 11 - информация отсутствует

Пласт АС₉³

Важным являлось изучение пласта АС₉³, в котором установлена промышленная нефтеносность скважинами Средне-Хулымского месторождения (рис.4.1). В пределах изучаемой площади пласт развит в шельфовой, кромкошельфовой, склоновой и депрессионной зонах (рис.4.14). Шельфовая часть, ограниченная линиями прослеживания ОГ с востока и кромкой шельфа пласта АС₁₀ с запада, представляет собой моноклиналь западного падения осложненную ундуляцией, связанной с частичным наследованием структурного плана баженовской свиты. Кромкошельфовая зона располагается между кромками шельфа пластов АС₁₀ и АС₉³. По пласту выделено всего три перспективных объекта, один из которых (объект 103) приурочен к бескорневому тектоно-седиментационному поднятию. Склон обозначен резким падением пласта с абсолютной отметки –2840 м до –3020 м.

В пласте АС₉³ выделено 2 типа разреза (табл.4.2).

К I-му типу отнесены разрезы скважин №№ 50Ср-Х, 53Ср-Х, 55Ср-Х, 57Ср-Х, 76Ср-Х с приемлемыми коллекторскими свойствами – эффективными толщинами 2,2-4,6 м (средняя 3,3 м) и ёмкостью 0,35-0,83м (средняя 0,56 м). Ко II типу относятся разрезы скважин №№ 52Ср-Х, 54Ср-Х и 59Ср-Х с отсутствием коллекторов в пласте АС₉³.

Таблица 4.2

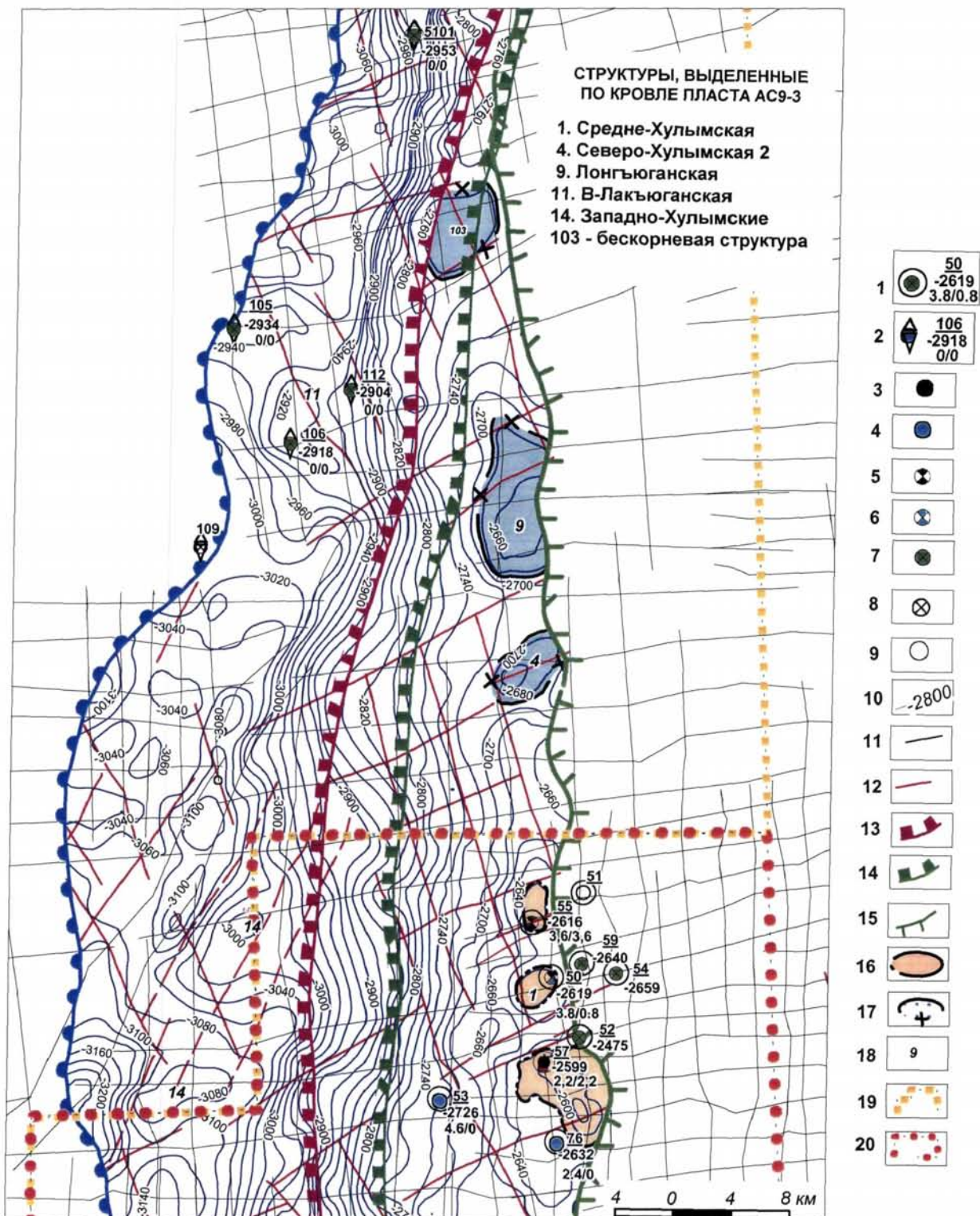
Характеристика типов разреза пласта АС₉³

Тип разреза	№ скважины	Нэф, м	Кп, д.ед.	q, м
I	50Ср-Х, 53Ср-Х, 55Ср-Х, 57Ср-Х, 76Ср-Х	<u>2,2-4,6</u> 3,3	<u>0,157-0,181</u> 0,17	<u>0,35-0,83</u> 0,56
II	59Ср-Х, 54Ср-Х, 52Ср-Х	отсутствие коллекторов		

Картирование типов разреза пласта АС₉³ проводилось в узкой шельфовой и кромкошельфовой зоне. Зона развития коллекторов выделялась на основе сейсмостратиграфических и палеогеоморфологических критериев. Основанием замыкания этой зоны на севере в пределах Лонгъюганского участка послужило резкое сближение кромки шельфа пласта и линии прослеживания пласта в ундаформной зоне (рис.4.15).

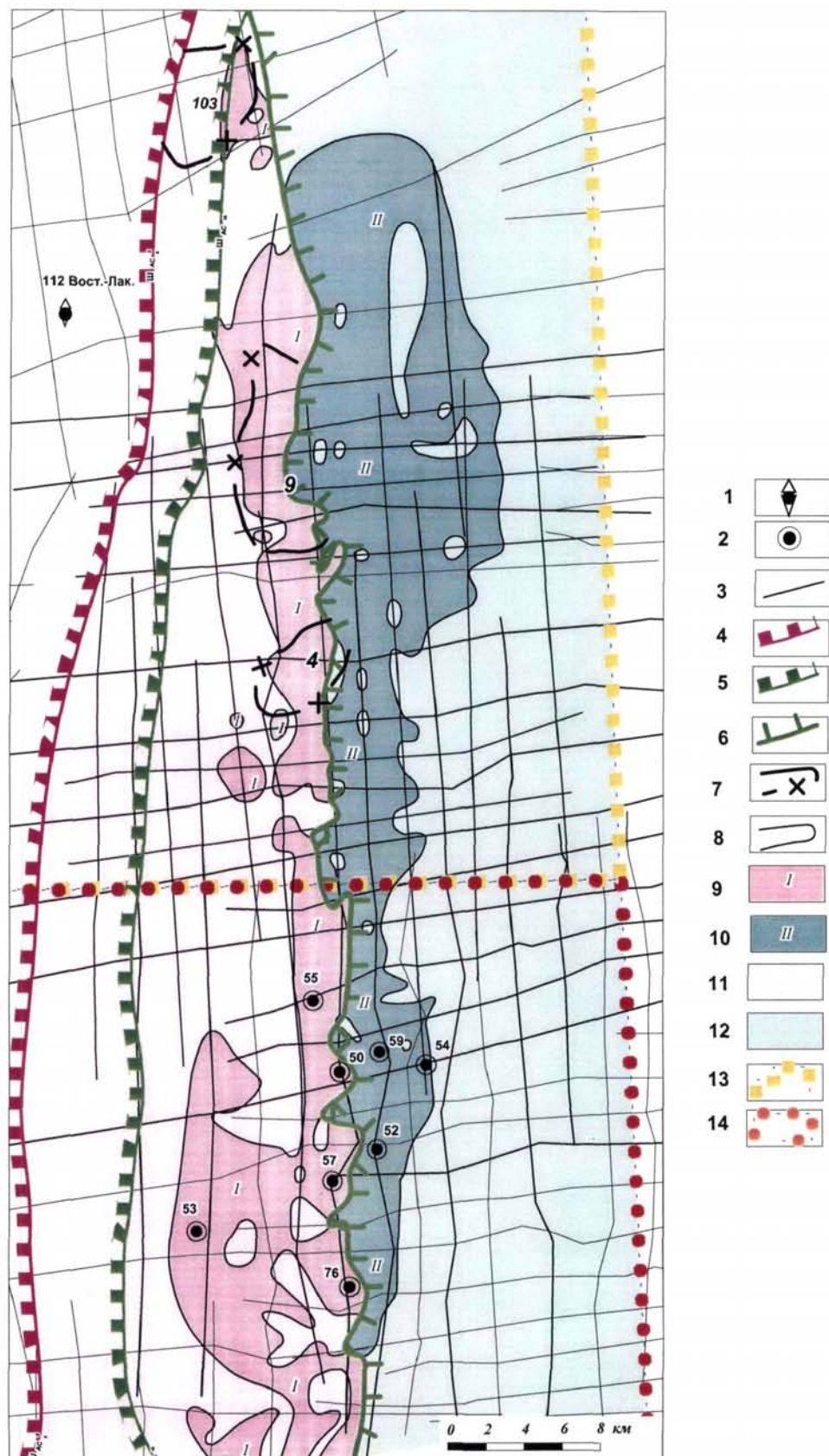
В результате картирования типов разреза была выделена довольно узкая меридиональная зона развития коллекторов (I тип разреза), протягивающаяся от скв.55 на север. На востоке к ней примыкает такая же вытянутая зона отсутствия коллекторов (II тип разреза), которая расширяется к северу. Ограничения метода СВАН не

Рис.4.14 Хулымско-Лонгъюганская зона.
Карта залежей и перспективных объектов пласта АС9-3.



Условные обозначения: скважины 1-разведочная, 2-поисковая (номер скважины / а.о. кровли пласта АС9-3 / эффективная/нефтенасыщенная мощность, м); флюидонасыщенности по результатам испытаний: 3-нефть, 4-вода; по ГИС: 5-нефть, 6-вода, 7-отсутствие коллекторов; 8-отсутствие пласта, 9-нет данных, 10-изогипсы кровли пласта, м; 11-сейсмические профили; 12-дизъюнктивные дислокации; положение кромки палеошельфа к окончанию формирования пласта 13 - АС9-3, 14 - АС-10; 15-линия прекращения прослеживания ОГ, отожествляемая с распространением коллекторов в удаформной зоне; 16-залежи нефти, 17-перспективные объекты; 18-номера структур, выделенных в пласте АС9-3; границы участков: 19-Лонгъюганского, 20-Средне-Хулымского

Рис.4.15 Хулымско-Лонгъюганская зона. Карта типов разреза пласта АС9-3.



Условные обозначения: скважины: 1-разведочные, 2-поисковые, 3-сейсмические профили; положение кромки палеошельфа к окончанию формирования пласта 4 - АС9-3, 5 - АС-10; 6 - границы распространения коллекторов по данным СВАН; 7- контур перспективных объектов, 8 - границы распространения типов разреза; зоны распространения типов разреза по данным СВАН: 9 - I типа, 10 - II типа; по сеймо-стратиграфическим критериям: 11 - I типа, 12 - II типа; границы участков: 13-Лонгъюганского, 14 - Средне-Хулымского

позволили изучить кромкошельфовую и примыкающую к ней шельфовую часть пласта, поэтому выделена значительная зона неопределённости. На основе общих закономерностей распространения кромкошельфовых тел, палеогеографических и сейсмостратиграфических критериев в пределах всей этой области в пласте $АС_9^3$ предполагается развитие коллекторов и поэтому неопределённый тип раскрывается в "положительную" сторону. Аналогично вся восточная зона, не охарактеризованная СВАНом, раскрывается как зона отсутствия коллекторов. Накопления пласта $АС_9^3$ происходило уже на трансгрессивном этапе, когда значительно уменьшилось поступление обломочного материала по сравнению с более древним пластом $АС_{10}$, причём, по-видимому, основная часть материала выносилась с шельфовой зоны в кромкошельфовую, формируя песчаное тело. При этом большая часть шельфовой области оказалась с отсутствием коллекторов.

Анализируя распространение коллекторов в пределах выявленных ловушек, можно отметить, что самое крупное Лонгъюганское поднятие (9) в значительной степени попадает в зону положительного типа разреза I (рис.4.15). В пределах поднятия выделяется также зона отрицательного II типа без коллекторов. Кроме того, в пределах небольшого шельфового Северо-Хулымского поднятия (4) и установленного впервые тектоно-седиментационного кромкошельфового поднятия 103 развит I тип разреза.

Пласт $АС_9^1$

Перспективы изучения пласта $АС_9^1$ в пределах Лонгъюганского участка определяются тем, что южнее, на Средне-Хулымском месторождении, в пласте $АС_9^1$ учтена залежь нефти категории C_2 (нефтенасыщенность по ГИС), эффективная толщина составляет 1,6-4,4 м. Однако шельфовая часть пласта в пределах Лонгъюгана вскрыта двумя скважинами: 112 Восточно-Лакъюганской и 5101 Нгарской, где по данным ГИС пласт представлен алевролито-глинистыми разностями. Такое распределение коллекторских свойств пласта по площади предопределяет необходимость использования сейсмических методов прогноза коллекторов в ундаформной зоне развития пласта.

В пласте $АС_9^1$ выделены 3 типа разреза (табл.4.3).

Эталонном I типа разреза являются разрезы скв.54Ср-Х, 57Ср-Х, 59Ср-Х, 76Ср-Х характеризующиеся максимальными эффективными толщинами 3,2-5,8 м (средняя 4,8 м) и ёмкостью 0,58-0,99 м (средняя 0,81 м). Кроме того, в скв.54 получен значительный дебит воды $Q_v=147 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $dP=13,1 \text{ МПа}$ ($Q_0=5.6 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$).

Ко II типу разреза относятся разрезы пласта АС₉¹, вскрытые скв.52 Ср-Х и 50 Ср-Х, где наблюдается ухудшение коллекторских свойств. Эффективные толщины составляют 1,6-2,4 м (средняя 2 м), ёмкость - 0,24-0,38 м (средняя 0,31 м). В скв.52 получен непромышленный приток нефти 0,13 м³/сут.

Эталонном III типа разреза являются скв.112, 5101 Лонгьюганского участка и 53-Ср-Х, 55-Ср-Х где в пласте АС₉¹ коллекторы отсутствуют.

Таблица 4.3

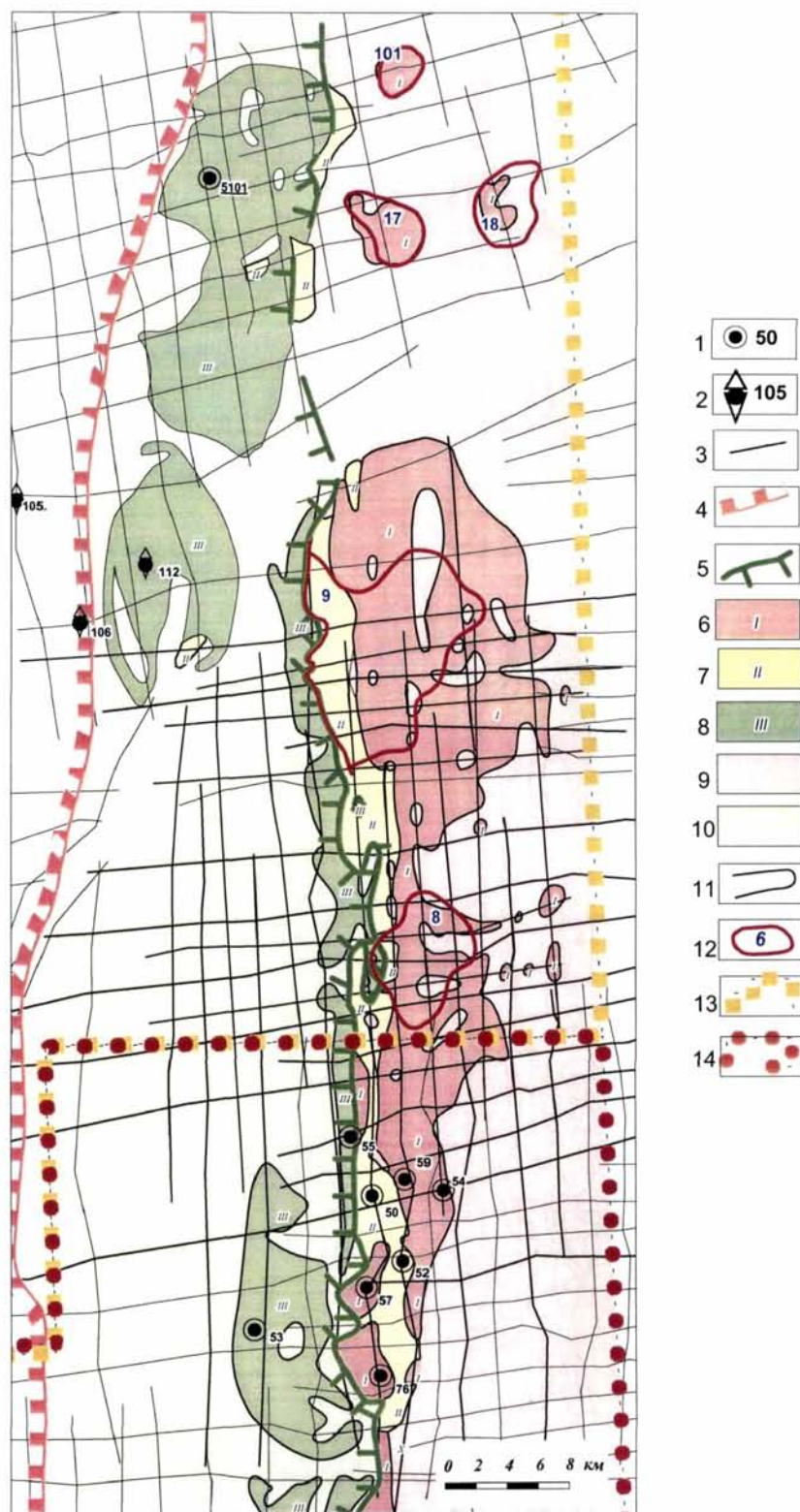
Характеристика типов разреза пласта АС₉¹

Тип разреза	№ скважины	Нэф, м	Кп, д.ед.	q, м	Дебит, м ³ /сут
I	54Ср-Х, 57Ср-Х, 59Ср-Х, 76Ср-Х	<u>3,2-5,8</u> 4,8	<u>0,161-0,181</u> 0,172	<u>0,58-0,99</u> 0,81	Qв=147 dP=13,12 МПа (скв.54Ср-Х)
II	52Ср-Х, 50Ср-Х	<u>1,6-2,4</u> 2,0	<u>0,153-0,158</u> 0,156	<u>0,24-0,38</u> 0,31	Qн=0,13 Нсду=997 (скв.52Ср-Х)
III	55Ср-Х, 53Ср-Х, 112-Л, 5101-Л	отсутствие коллекторов			

В пласте АС₉¹, также как и в пласте АС₉³, прогноз типов разреза проводился на всю изучаемую территорию в пределах шельфовой и кромкошельфовой зон. На основе проведённого анализа была выделена зона глинизации, фиксирующая замещение песчаных шельфовых фаций пласта глинистыми отложениями в западном направлении (рис.4.16). Зона развития I типа разреза протягивается меридиональной полосой на востоке исследуемой территории, расширяясь к северу. К западу её сменяет узкая протяжённая прерывная зона II типа разреза с уменьшенными эффективными мощностями коллектора. Ещё западнее пласт глинизируется. Вероятно, во время формирования пласта поступление песчаного материала в зону шельфа, также как и во время формирования пласта АС₉¹, было небольшим. Причём основная часть материала аккумулировалась в зоне шельфа, а действие приливно-отливных и сгонно-нагонных течений было ослаблено и являлось недостаточным для переноса материала в кромкошельфовую область и формирования кромкошельфовых песчаных тел. В результате в кромкошельфовой области накапливались более глинистые и алевритистые фации. Поэтому мы считаем заглинизированной всю кромкошельфовую часть пласта и примыкающую к ней шельфовую область, вскрытую скважинами 53Ср-Х и 55Ср-Х.

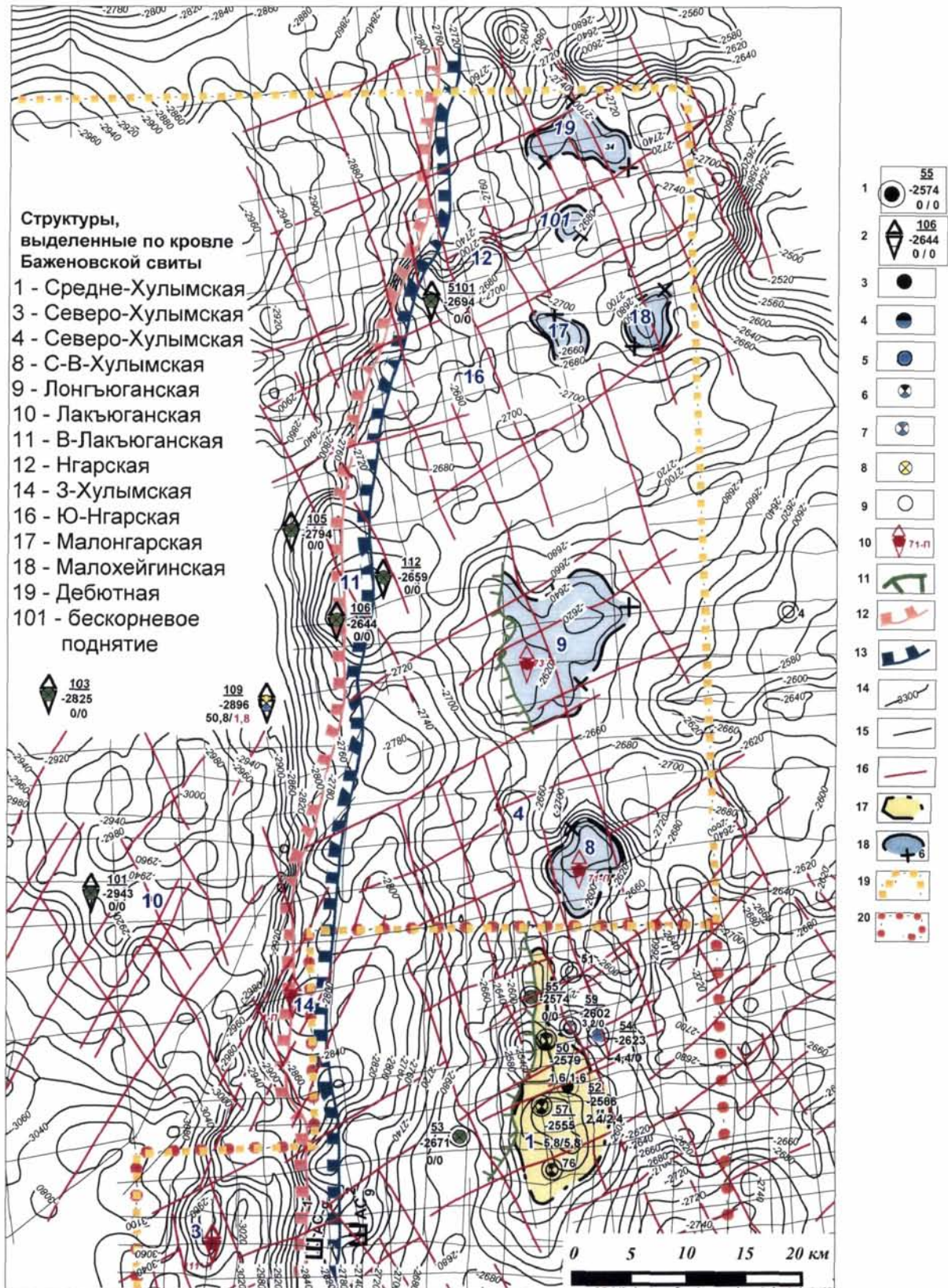
В результате проведённых исследований выяснилось, что в пределах крупных (рис.4.16, 4.17) Восточно-Лакьюганского (11), Нгарского (12), Южно-Нгарского (16), Северо-Хулымского-1 (4) и Западно-Хулымского-2 (14) поднятий развит

Рис.4.16 Хулымско-Лонгъюганская зона. Карта типов разреза пласта АС9-1.



Условные обозначения: пробуренные скважины и их номер: 1-разведочные, 2-поисковые; 3-сейсмические профили; 4 - положение кромки палеошельфа к окончанию формирования пласта АС-9-1; 5 - граница распространения коллекторов по данным СВАН; зоны распространения типов разреза по данным СВАН: 6 - I типа, 7 - II типа, 9 - III типа, по сейсмостратиграфическим критериям: 9 - I типа, 10 - III типа; 11 - границы распространения типов разреза; 12 - контуры перспективных объектов и их номер; границы участков: 13 - Лонгъюганского, 14 - Средне-Хулымского

Рис.4.17 Хулымско-Лонгъюганская зона. Карта залежей и перспективных объектов пласта АС9-1.



Условные обозначения: скважины: 1-разведочные, 2-поисковые (номер скважины/а.о.кровли пласта АС-9-1; флюидонасыщение по результатам испытаний: 3-нефть, 4-нефть с водой, 5-вода; по ГИС: 6-нефть с водой, 7-вода, 8-неясное; 9-нет данных, 10-рекомендуемые скважины, 11-граница распространения коллекторов по СВАН; положение кромки палеошельфа к окончанию формирования 12-пласта АС-9-1, 13-пласта АС-9-2, 14-изогипсы кровли пласта, м, 15-сейсмические профили, 16-дизъюнктивные дислокации; 17-залежи нефти; 18-перспективный объект и его номер; границы участков: 19-Лонгъюганского, 20-Средне-Хулымского

преимущественно отрицательный III тип разреза без коллекторов. Но в то же время высокоперспективными оказались поднятия Лонгъюганское (9), Северо-восточно-Хулымское (8), Малоангарское (17), Малохейгинское (18) и установленное впервые поднятие 911. В пределах этих поднятий развиты шельфовые песчаные тела, обладающие свойствами положительных I и II типов разреза. Наиболее широко развит I тип, представленный разрезами скважин Средне-Хулымского месторождения: скв.54 ($Q_v=147\text{ м}^3/\text{сут}$) и скв.59, причём установленное впервые поднятие 101 полностью попадает в эту зону. II тип разреза встречается на поднятиях 9 и 8 в виде небольших вытянутых зон. Участки неопределённости занимают незначительную площадь.

Результаты последующего поисково-разведочного бурения в пределах Хулымско-Лонгъюганской зоны

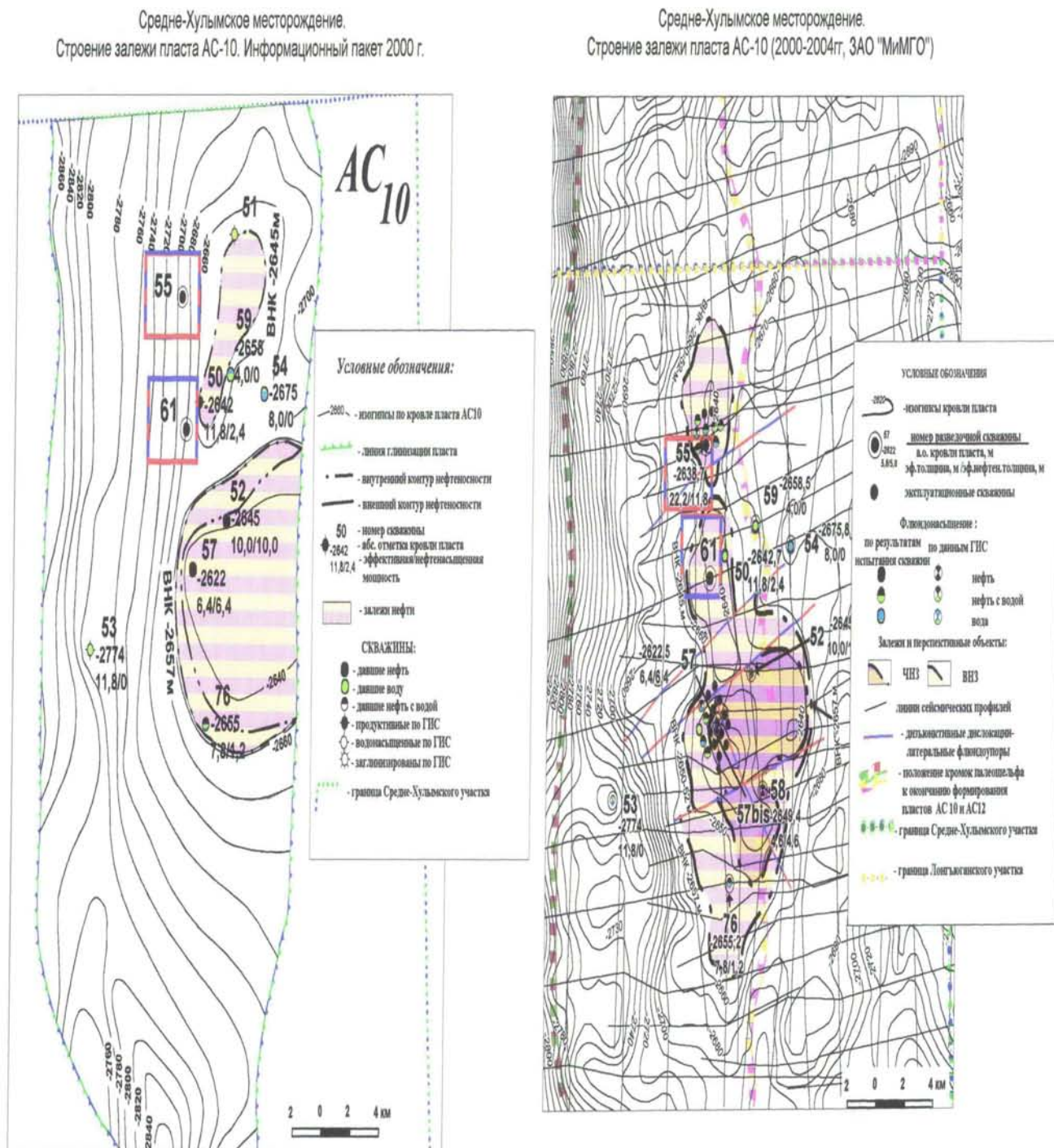
Первая рекомендуемая скв.55, в соответствии с прогнозом, открыла залежь в пласте AC_{10} , вскрыв кромкошельфовые песчаники эффективной мощностью 23м, дебит нефти составил $175,6\text{ м}^3/\text{сут}$ при депрессии 10,66 МПа (рис.4.18). Скважина также подтвердила наличие залежи в пласте AC_9^3 , здесь выделены нефтенасыщенные по ГИС 4,4 м коллекторов. В пласте AC_9^1 в соответствии с прогнозом коллекторы отсутствуют.

Скв.61 в пласте AC_{10} подтвердила наличие центральной залежи в зоне развития улучшенных кромкошельфовых коллекторов типа Ia. Эффективная мощность пласта в скважине составила 15м, дебит нефти около $80\text{ м}^3/\text{сут}$ при депрессии. В пласте AC_9^3 также подтверждено наличие залежи, из коллекторов мощностью 3,4м было получено $4,9\text{ м}^3/\text{сут}$ нефти при депрессии 108 атм. В пласте AC_9^1 в соответствии с прогнозом коллекторы не выявлены.

Скв.58, вскрыв в пласте AC_{10} восточное крыло залежи, подтвердила развитие шельфовых песчаников в уменьшенных толщинах (Нэф - 4,6м, пористость - 17,6%), спрогнозированных по СВАН, дебит нефти с водой составил $5,1\text{ м}^3/\text{сут}$ при $H_{дин}=722\text{ м}$. Полученные результаты полностью соответствует особенностям строения шельфовых пластов с более скромными коллекторскими свойствами по сравнению с кромкошельфовыми резервуарами. В пласте AC_9^3 вопреки прогнозу вскрыты маломощные нефтенасыщенные коллектора эффективной мощностью 2м и получены притоки нефти. В пласте AC_9^1 в соответствии с прогнозом вскрыты улучшенные коллектора в этом пласте (Нэф=4м), однако залежи выявлено не было.

Скважины 71, 73 и 74, пробуренные в пределах Лонгъюганской площади, в целом подтвердили прогнозные зоны развития коллекторов в пластах AC_9^1 , AC_9^3 и AC_{10}

Рис. 4.18 Средне-Хулымское месторождение. Сопоставление строения залежей в пласте АС-10.



(эффективные мощности составили 7-18м, дебиты воды – 17,5-43м³/сут), однако залежей нефти выявлено не было.

Таким образом, результаты последующих поисково-разведочных работ показали достаточно высокую степень подтверждаемости структурных построений и прогноза коллекторов комплексом геолого-геофизических методов, однако характер заполнения выделенных ловушек, по-видимому, значительно сложнее, чем предполагалось. Поэтому для наиболее надёжного прогноза нефтеносности выделенных ловушек необходимо привлечение дополнительных методов и методик.

4.2 Сандибинско-Лензитская зона

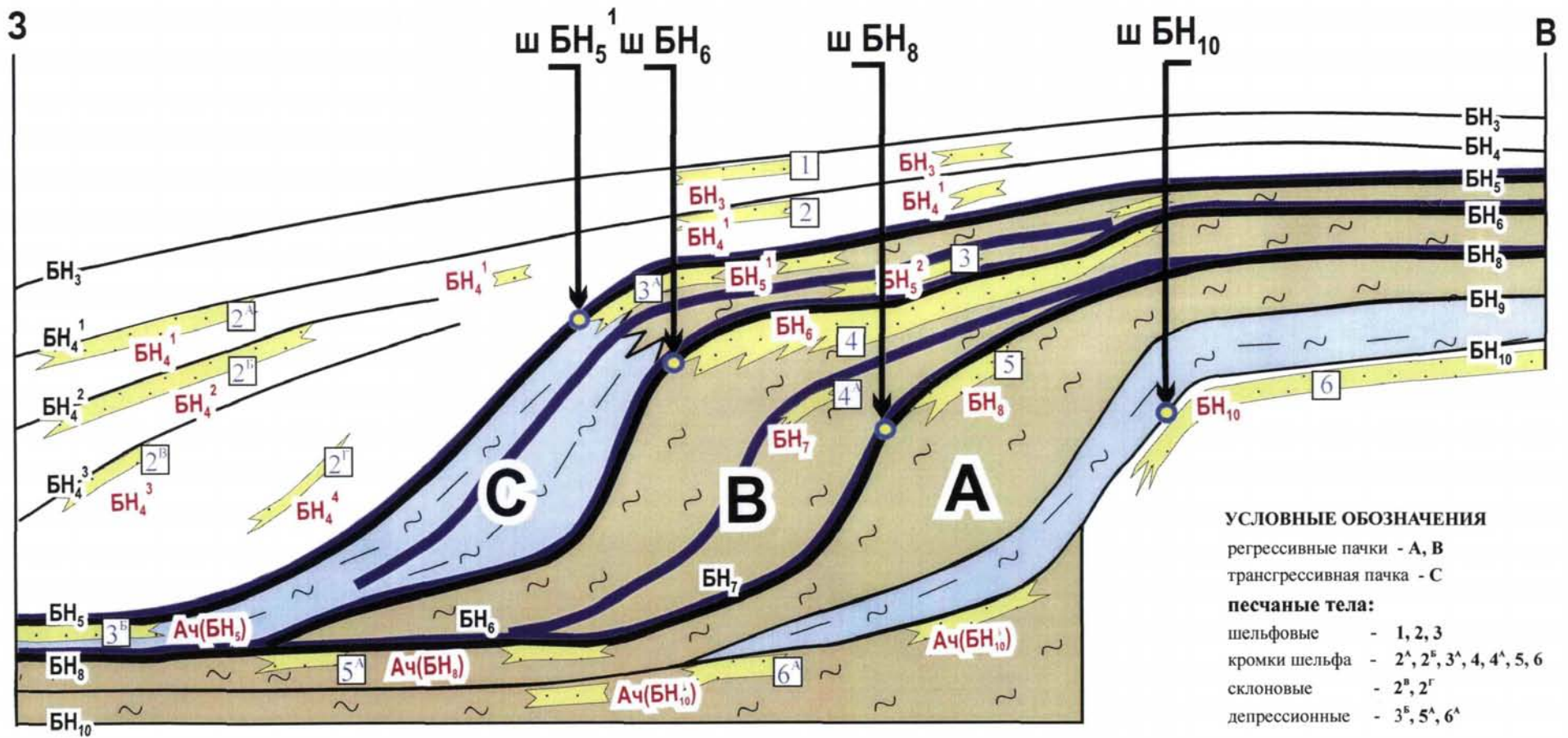
Аналогичные исследования были проведены в пределах *Сандибинско-Лензитской зоны*. На основе взаимоувязанных данных сейсморазведки и ГИС была построена модель строения Сандибинско-Лензитской клиноформы (рис.4.19). Корреляции отложений определялась наличием в разрезе опорного ОГ БН₀, ограничивающего изучаемый комплекс сверху, и ОГ Б, ограничивающий клиноформную толщу снизу.

В пределах Сандибинско-Лензитской зоны также была выделена иерархическая система седиментационных тел. Наиболее крупная клиноформа I порядка, ограничена отражающими горизонтами БН₉ снизу и БН₅ сверху. Она включает песчано-алевритовые регрессивные пачки "А" и "В", содержащие нефтеносный на Сандибинском месторождении пласт БН₆, и алеврито-глинистую трансгрессивную пачку "С", включающую перспективные пласты БН₅¹ и БН₅². Западнее выделяется самая молодая регрессивная пачка, содержащая группу песчаных пластов БН₄, а восточнее, под глинисто-алевритистым пластом БН₉ выделяется группа песчаных пластов БН₁₀, БН₁₁ и БН₁₂, относящихся к пачкам "В" и "А" более древней клиноформы.

В пределах Сандибинско-Лензитской зоны были выделены все 4 типа песчаных тел (рис.4.19). Шельфовые песчаные тела выделены в пластах БН₃, БН₄¹, БН₅². Кромкошельфовыми являются группа песчаных пластов БН₄¹ и БН₄², БН₅¹, БН₆, БН₈ и БН₁₀. Склоновые песчаные тела выделены и закартированы в пластах БН₄³ и БН₄⁴. К песчаным телам депрессионных фаций клиноформной толщи отнесены песчаные тела БН₅, БН₈ и БН₁₀.

Структурные построения по каждому клиноформному пласту в пределах Сандибинско-Лензитской зоны позволили выделить на изучаемой территории перспективные объекты (антиклинальные поднятия) трех типов:

Рис. 4.19 Модель строения Сандибинско-Лензитской клиноформы



1. Унаследованные антиклинальные поднятия, структурный план которых в более или менее неизменном виде прослеживается от кровли баженовской свиты до пласта БН₀. Такого рода антиклинальные поднятия сформировались под влиянием исключительно тектонического фактора и могут рассматриваться как штамповые структуры унаследованного развития.

2. Частично унаследованные структуры с изменением вверх по разрезу амплитуд, контуров замыкающих их изогипс и со смещением сводов. Такие структуры сформировались в результате сложного взаимодействия тектонического и седиментационного факторов. Подчеркнем при этом, что тектонический фактор здесь связывается с изначальным наличием локальных дислокаций по кровле баженовской свиты.

3. Бескорневые тектоно-седиментационные локальные поднятия, сформированные при взаимодействии двух факторов: тектонически обусловленного регионального моноклинального падения шельфовых пластов на юго-восток в северо-западной части площади и рассмотренного выше седиментационного (клиноформного) падения пластов на запад. Самым ярким примером поднятия такого типа является ловушка Сандибинского месторождения по пласту БН₆ (рис.3.14).

Для оценки перспективности выделенных структур использовался сейсмический прогноз коллекторов, который, так же как и в пределах Хулымско-Лонгъюганской зоны, представлял собой решение достаточно сложной многоуровневой задачи. На первом уровне прогнозирование осуществлялось из общетеоретических представлений с привлечением сейсмостратиграфических критериев. Известно, что с продвигающимися в западном направлении кромками палеошельфов, как правило, связаны западные границы распространения высокоперспективных кромкошельфовых песчаных тел. Восточная граница распространения таких тел контролируется местоположением кромки палеошельфа к окончанию формирования более древнего пласта. Однако кромкошельфовые песчаные тела не имеют повсеместного развития по простиранию клиноформы, а локализуются на участках поступления обломочного материала в бассейн осадконакопления, что предопределяет необходимость использования специальных методов сейсмического прогноза для их оконтуривания. Поэтому на втором уровне проводилось достаточно строгое районирование на основе геологической типизации и СВАН сейсмической записи. И, наконец, третий уровень представлял собой результаты решения обратной динамической задачи (ОДЗ) сейсморазведки с помощью "тяжелой" интерпретационной методики, реализованной комплексом ПАРМ.

Особенности геолого-геофизических материалов по Сандибинско-Лензитской зоне нефтегазонакопления обусловили то обстоятельство, что в полной мере осуществить вышеизложенную многоуровневую схему удалось не для всех пластов. Это связано как с отсутствием содержательных эталонов для каждого из пластов, так и с принципиальными ограничениями технологии СВАН сейсмической записи, требующей примерной выдержанности суммарных толщин изучаемого интервала разреза.

Тем не менее, для наиболее интересных пластов БН₆ (продуктивного на Сандибинском месторождении) и БН₁₀ многоуровневая схема была реализована практически в полном виде.

Пласт БН₆

Основные перспективы нефтеносности Лензитского участка связывают с пластом БН₆, который продуктивен на прилегающем к участку Сандибинском месторождении. Пласт БН₆ Сандибинского месторождения по комплексу литологических и морфологических признаков относится к кромкошельфовому телу. Мощность пласта увеличивается в западном направлении, что отчётливо можно проследить по скважинам (рис.4.20), поэтому в разрезе пласт имеет клиновидную форму (рис.4.21). За кромкой шельфа пласт резко глинизируется. Так в самых западных скважинах №13 и 7 Сандибинского месторождения, расположенных, за кромкой палеошельфа, коллекторы в пласте БН₆ отсутствуют. По данным описания керна и шлифов, лабораторным исследованиям керна [112] продуктивный пласт БН₆ представлен хорошо и средне-отсортированными мелкозернистыми песчаниками с подчинёнными прослоями алевролитов, аргиллитов и карбонатизированных пород, характеризуется высокими значениями пористости и проницаемости (рис.4.22, 4.23). Эффективные мощности песчаного тела достигают 40м, а дебиты нефти составляют 20-60м³/сут.

В соответствии с закономерностями формирования клиноформ на основе проведённой корреляции отложений пласт БН₆ развит и в пределах Лензитского участка. В кромкошельфовой части пласта скважинами участка вскрыты песчаники значительной мощности, однако залежей ещё не выявлено.

Структурные построения по пласту позволили выявить на Лензитском участке в пределах шельфовой и кромкошельфовой зоны пласта ловушки (рис.4.24). Среди них наиболее интересным и перспективным является крупное тектоно-седиментационное поднятие 1, которое существенно смещено к востоку по сравнению со структурным положением этого поднятия по баженовской свите (рис.4.25). Развитие наиболее

Рис. 4.20 Сандибинское месторождение. Схема корреляции неокомских отложений.
Выделение кромкошельфового песчаного тела пласта БН₆.

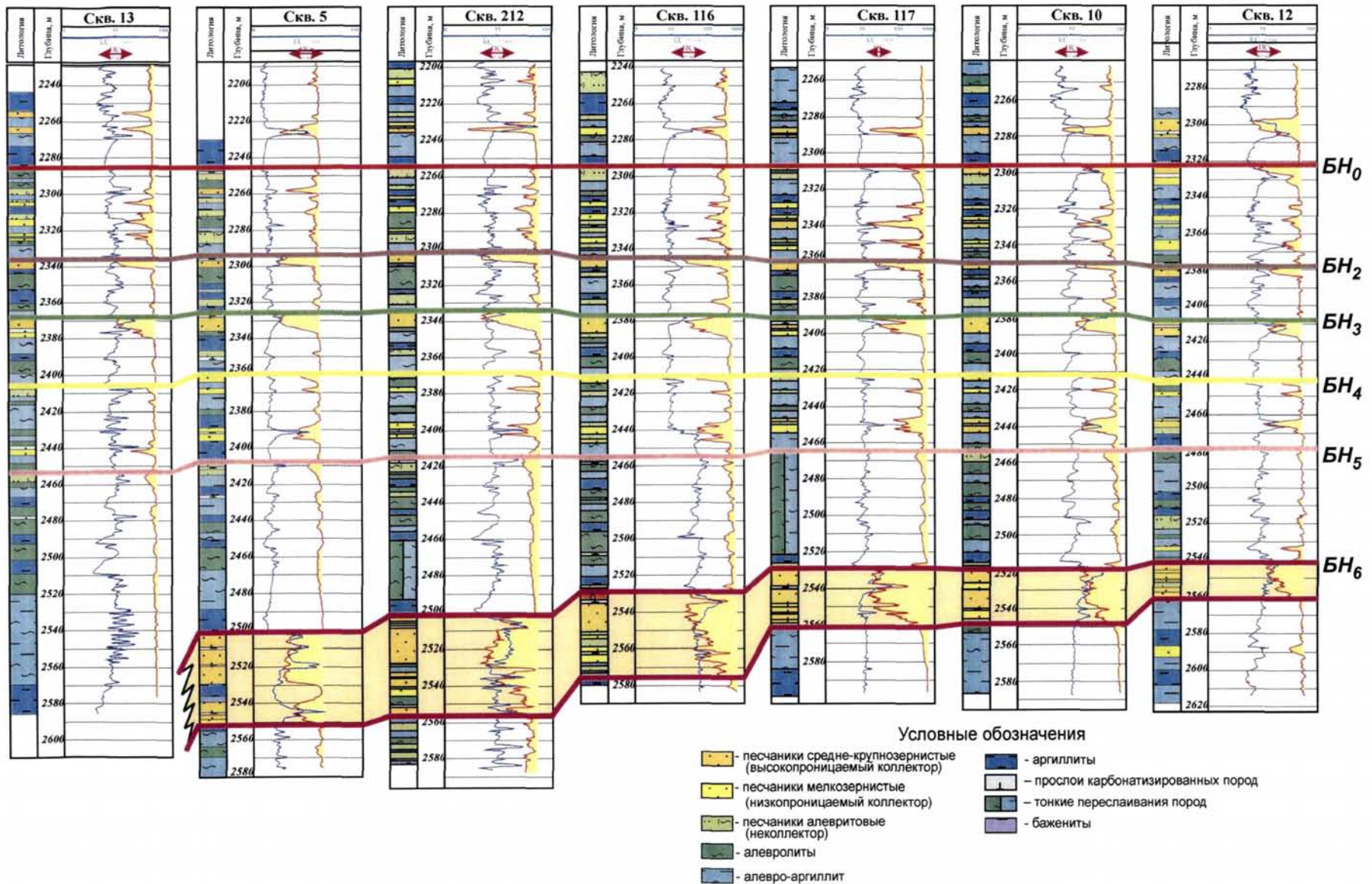
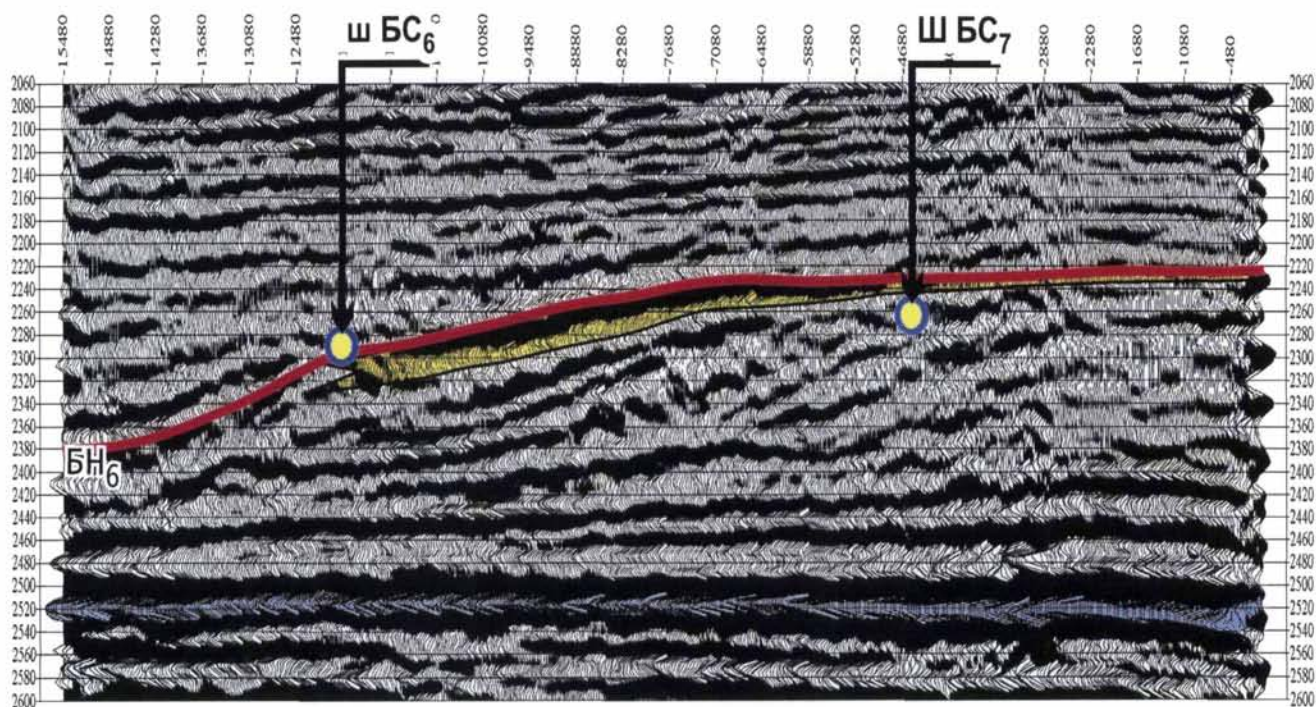
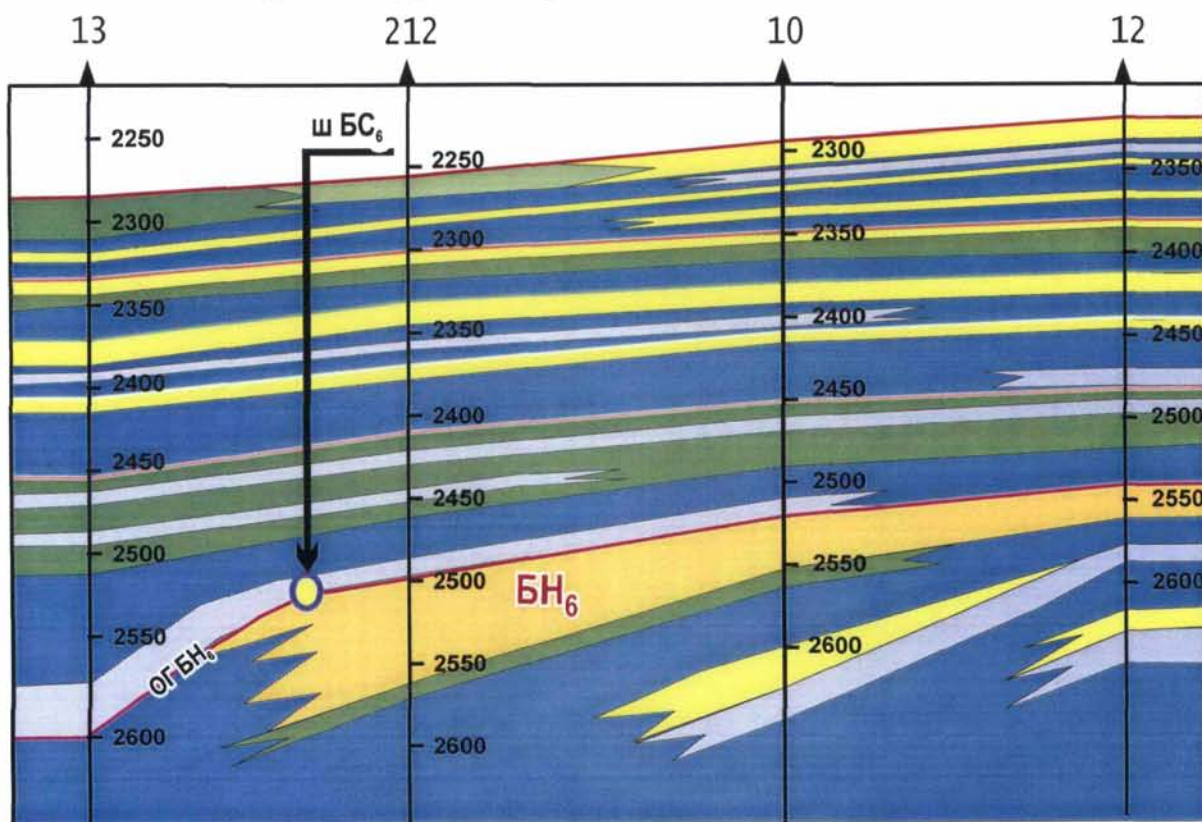


Рис. 4.21 Сандибинское месторождение. Кромкошельфовое песчаное тело пласта БН₆.

палеорекострукция временного разреза по с/п 28.85.16



литолого-фациальный профиль

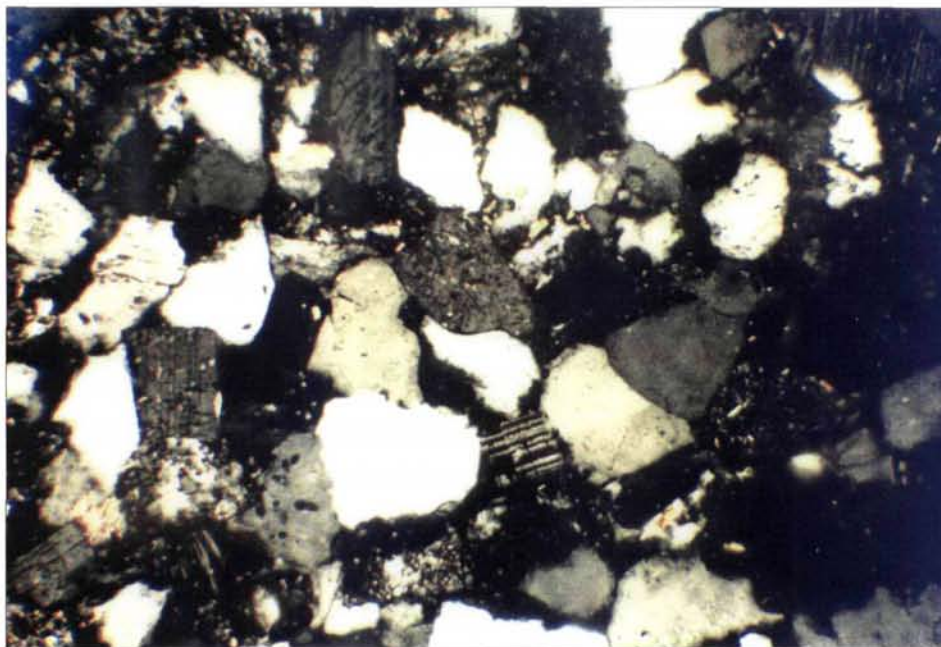
Условные обозначения:



- 1 - песчаники среднезернистые (коллектор); 2 - песчаники мелкозернистые (коллектор);
 3 - песчаники алевритовые (неколлектор); 4 - алевролиты;
 5 - глинистые алевролиты; 6 - аргиллиты

Рис. 4.22 Сандибинское месторождение. Характеристика пород-коллекторов кромкошельфового пласта БН₆.

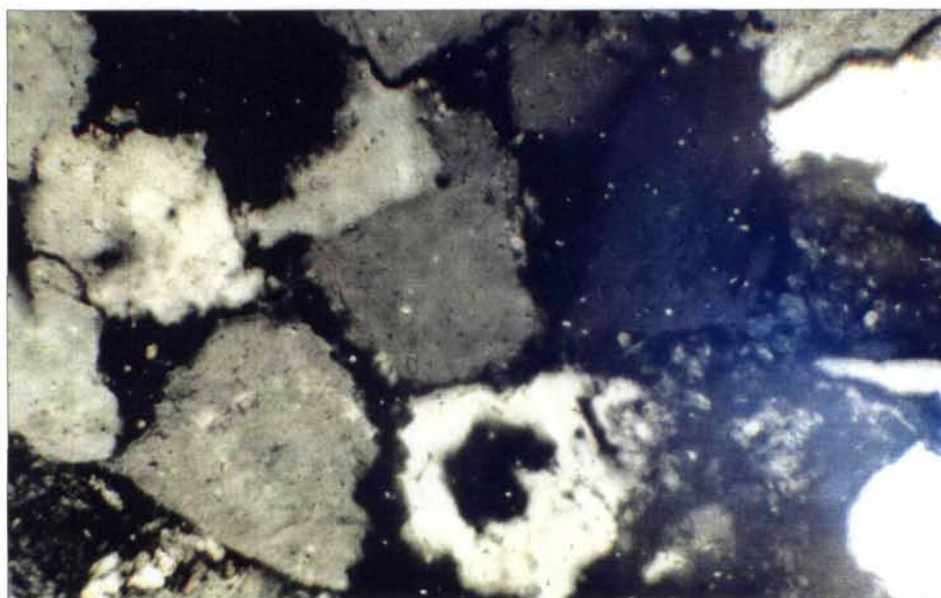
0 0,1 0,2 мм



Мелкозернистый хорошо отсортированный кварц-полевошпатовый песчаник (пористость - 20%, проницаемость - 70 мД).

Сандибинская площадь, скв. 10, шлиф 8266, глуб. 2527,5-2535,5 м, 0,7 м от верха керна. Скращенные николи. Увеличение x130.

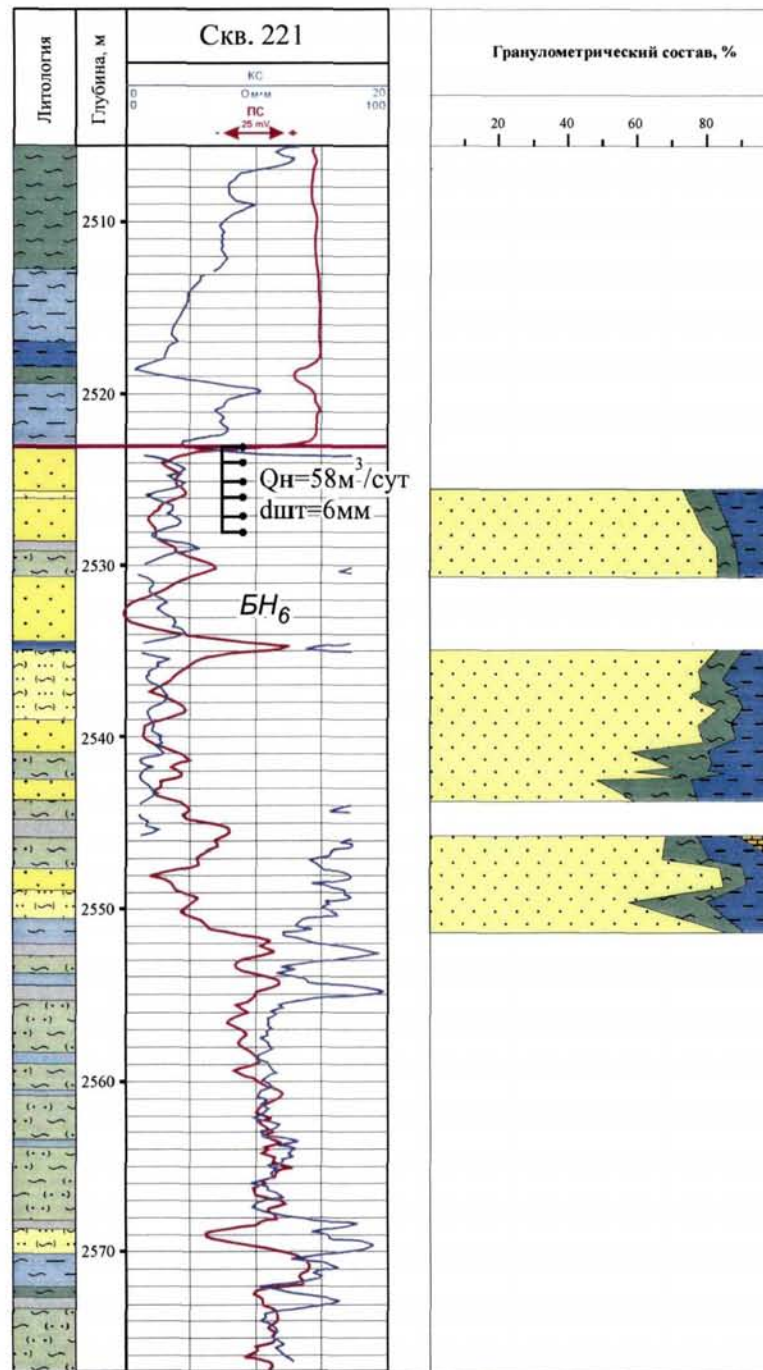
0 0,05 0,1 мм



Сообщающиеся поры в мелкозернистом песчанике

Сандибинская площадь, скв. 8, глуб. 2571-2585,5 м, 1,4 м от верха керна. Скращенные николи. Увеличение x 270.

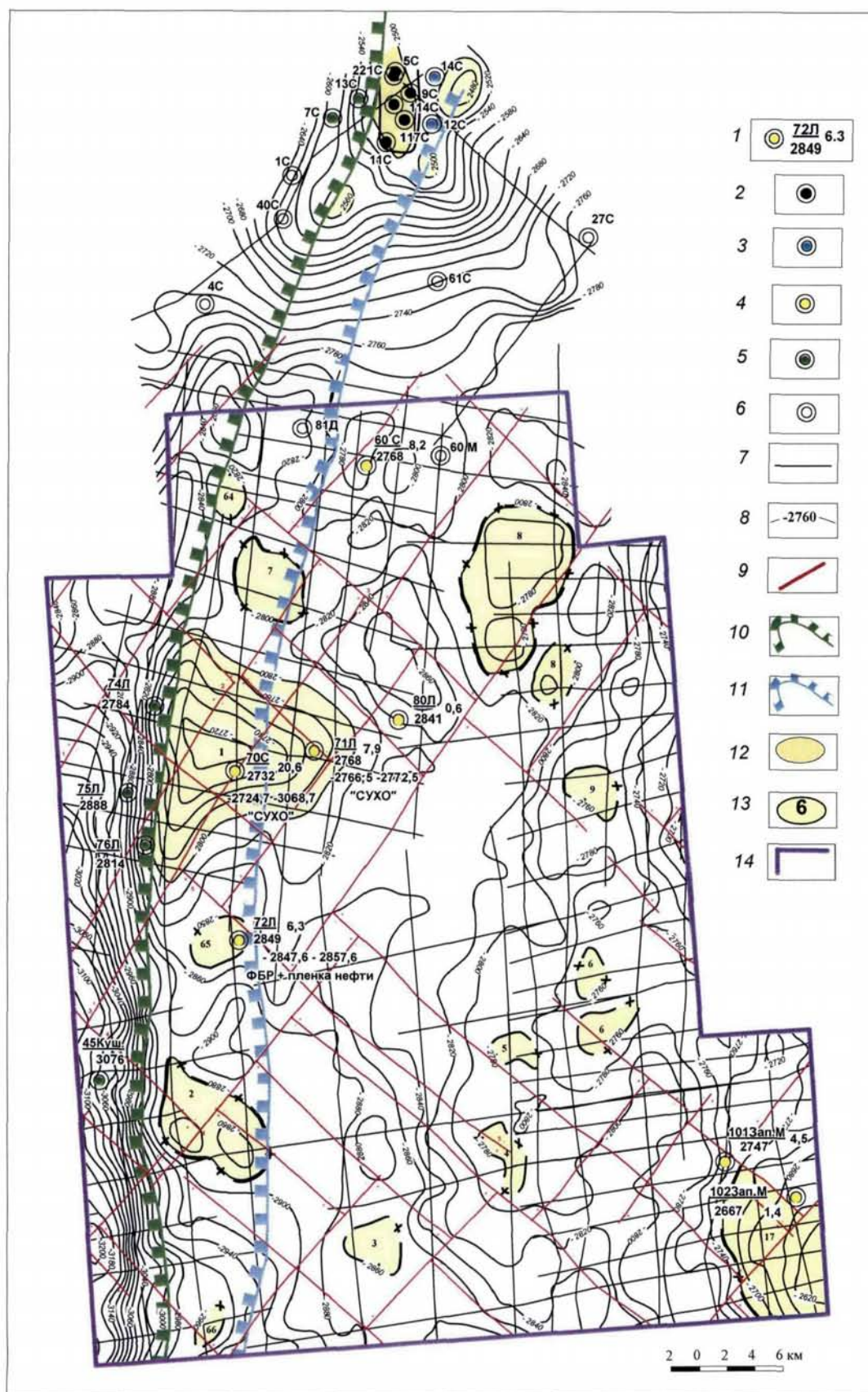
Рис.4.23 Сандибинское месторождение. Геолого-геофизическая характеристика кромкошельфового пласта БН₆



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ :

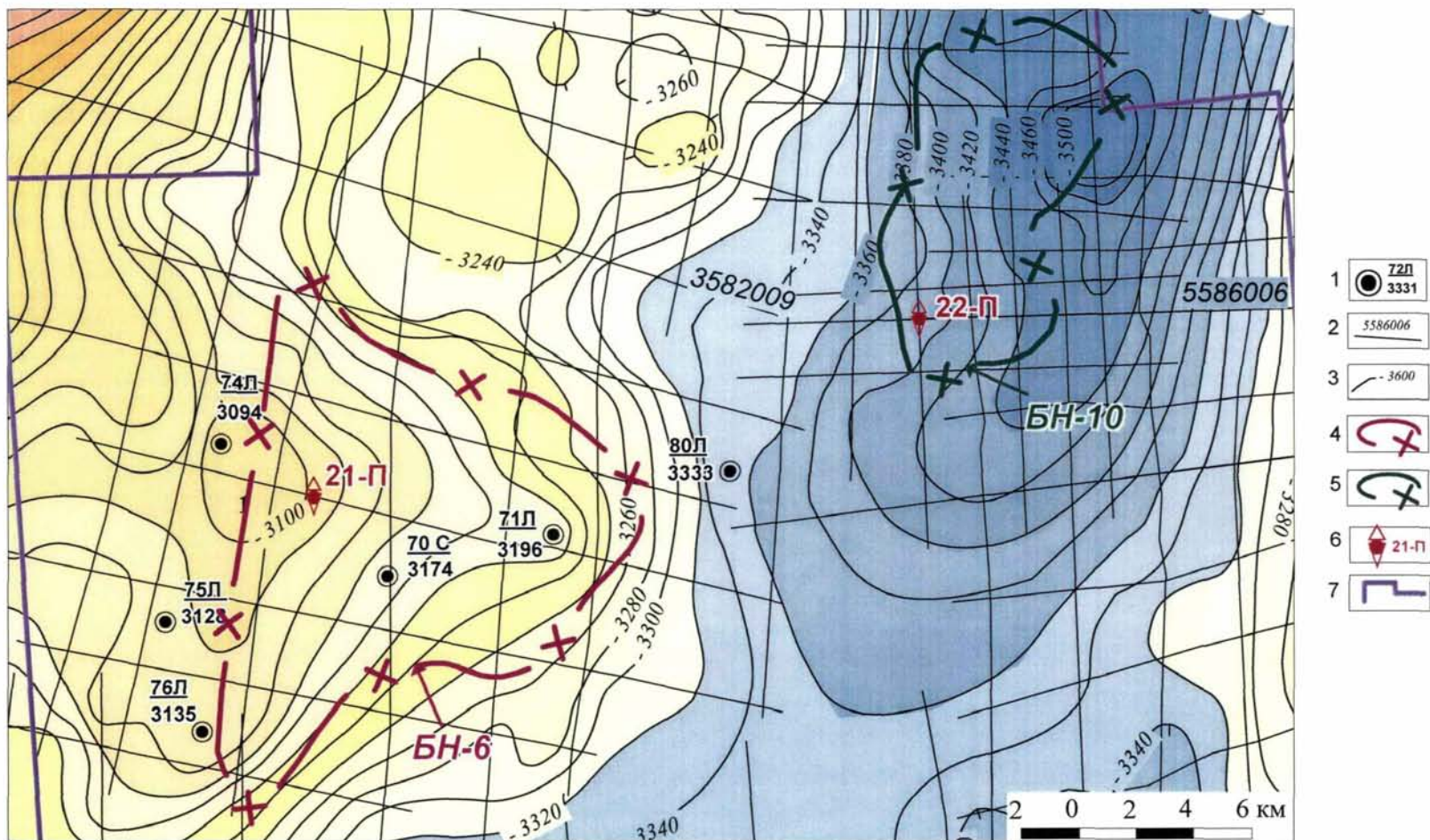
	песчаник		мелкопесчаная
	песчаник алевритовый		алевроитовая
	алевролит песчаный		глинистая
	алевролит		карбонатность
	алевролит глинистый		
	аргиллит		
	карбонизированные породы		

Рис.4.24 Сандибинско-Лензитская зона. Карта перспективных объектов пласта БН6.



1 - номер скважины / а.о. кровли пласта БН6, м / эф. мощность, м; флюидонасыщение: 2 - нефть, 3 - вода, 4 - неясное, 5 - отсутствие коллектора, 6 - нет данных; 7 - линии сейсмических профилей; 8 - изолинии кровли пласта; 9 - дизъюнктивные дислокации; положение кромки палеошельфа к окончанию формирования пласта 10-БН6, 11-БН8; объекты: 12-Сандибинское нефтяное месторождение; 12-перспективные объекты и их номер; 12 - границы Лензитского участка

Рис.4.25 Сандибинско-Лензитская зона. Фрагмент структурной карты кровли баженовской свиты с положением в плане тектоно-седиментационных структур пластов БН-6 и БН-10.



Условные обозначения: 1 - номер скважины/а.о. кровли баженовской свиты, 2 - сейсмические профили и их номер, 3 - изогипсы кровли баженовской свиты, 4 - контур объекта, выделенного по кровле пласта БН-6, 5 - контур объекта, выделенного по кровле пласта БН-10, 6 - рекомендуемые скважины, 7 - границы Лензитского участка

перспективных кромкошельфовых песчаных тел прогнозируется в пределах объектов 1, 2 и 7, представляющих наибольший практический интерес.

Прогноз коллекторов в пласте осуществлён на основе методики, описанной выше. Исследования начинались с геологической типизации разрезов скважин. В связи с достаточно низкой изученностью Лензитского участка бурением и ограниченностью данных по испытаниям, типизация проводилась на основе ГИС с выделением эффективных толщин пласта БН₆ в разрезах скважин. В пласте было выделено 4 типа разреза (табл. 4.4).

Таблица 4.4

Характеристика типов разреза пласта БН₆

Типы	I	II	IIa	III		IV
№ скважины-эталона	С-9	С-70	Л-72	Л-71	С-60	Л-80
Нэф, м	25,3	20,6	6,3	7,9	8,2	0,6

Эталоном I-го типа разреза являлись разрезы пласта БН₆, вскрытые скв.9, 221-Сандибинскими, характеризующиеся высокими эффективными толщинами и высокой продуктивностью.

Можно сказать, что первый тип разреза является достаточно обоснованным.

За эталон II-го типа разреза принят разрез скв.70. Здесь по данным ГИС выделена эффективная мощность 17 м. Пласт характеризуется резко отрицательной аномалией ПС, отчетливо выраженными приращениями по микрозонам, резким сужением диаметра скважины по данным кавернометрии. Все это позволяет предполагать развитие здесь "хороших" коллекторов. Однако вынести окончательное суждение о фильтрационных свойствах коллекторов этого типа разреза сегодня невозможно, поскольку пласт в колонне не опробован, а результаты КИИ ("сухо") относятся к 300-метровому интервалу и не могут быть приняты во внимание.

Разрезы I-го и II-го типов, несмотря на некоторую неясность со II-м типом разреза, отнесены к категории "хороших". Для этого имеются существенные теоретические обоснования, заключающиеся в том, что доказавшие свою высокую перспективность кромкошельфовые тела локализируются вдоль кромки шельфа к моменту завершения формирования данного песчаного тела. Именно в таком положении находятся скв. 9,221,70. Отметим, что скв.70 является полным аналогом скв.12 Сандибинской. Сква.9,221 и другие высокопродуктивные Сандибинские скважины располагаются западнее скв.12, ближе к кромке шельфа. На Лензитском

участке полоса, где можно предполагать развитие высокопродуктивных песчаных тел Сандибинского типа, не разбурена.

Особо следует рассмотреть вопрос, связанный со скв.72. Здесь выделяется порядка 6 м эффективных толщин, однако по данным ГИС очевидно, что в пласте развиты преимущественно "плохие" коллекторы. Этот вывод находится в соответствии с результатами опробования пласта в колонне. Пласт оказался практически "сухим", удалось получить лишь пленку нефти. По своей позиции скв.72 располагается в зоне развития кромкошельфовых тел пласта БН₆. Явное ухудшение в ней коллекторских свойств пласта может быть обусловлено тем обстоятельством, что она располагается в палеовпадине, достаточно уверенно реконструируемой по увеличению мощности всех интервалов разреза. Не исключено также, что скв.72, располагающаяся вблизи кромки палеошельфа к началу формирования пласта БН₆, попала в узкую зону, где шельфовое песчаное тело уже заместилось, а кромкошельфовое тело присутствует головной частью в малых мощностях.

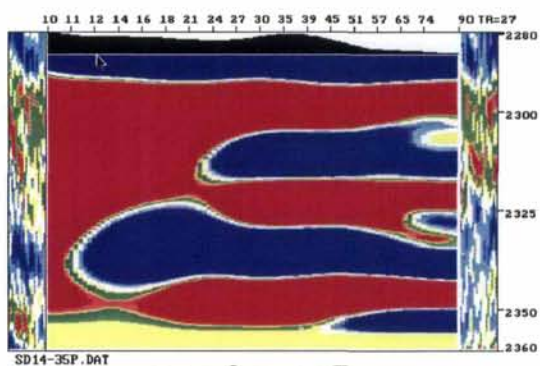
Вышесказанное позволяет отнести скв.72 к самостоятельному типу разреза Па. Целесообразность выделения типа разреза Па подтверждается и тем, что в районе скв.70 и скв.72 формируются различные спектрально-временные образы волнового поля (рис.4.26).

Эталоном III-го типа разреза являются разрезы скв.71 и скв.60, вскрывшие пласт БН₆ в шельфовых фациях. Здесь выделены эффективные мощности соответственно 7,9 м и 4,5 м. Данные ГИС свидетельствуют о приемлемых коллекторских свойствах песчаников. Этому противоречат результаты испытания скв.71. При опробовании пласта в колонне притока получить не удалось. По-видимому, причиной такого положения может служить то, что скважина бурилась на тяжелом буровом растворе (плотность 1,4 г/см³), что не позволило выяснить истинные добычные возможности неокомских коллекторов в скважине. Более того, масштаб зоны проникновения мог быть таким, что существенно искажал результаты интерпретации данных ГИС. Поэтому третий тип разреза мы рассматриваем как вполне благоприятный.

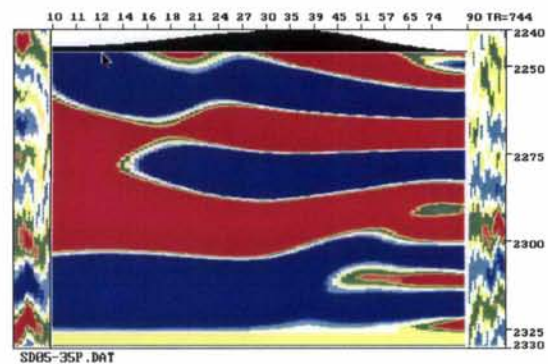
Эталоном IV-го типа разреза является разрез, вскрытый скв.80, где по данным ГИС эффективная мощность весьма незначительна (0,6 м) и приемлемые коллекторы отсутствуют. Этот тип разреза – неблагоприятный.

Построенная карта типов разреза (рис.4.27) в целом соответствует представлениям о развитии "плохих" и "хороших" типов разреза на основе палеогеоморфологических и сейсмостратиграфических критериев. "Хорошие" типы разреза развиты на значительной части территории в зоне развития кромкошельфовых

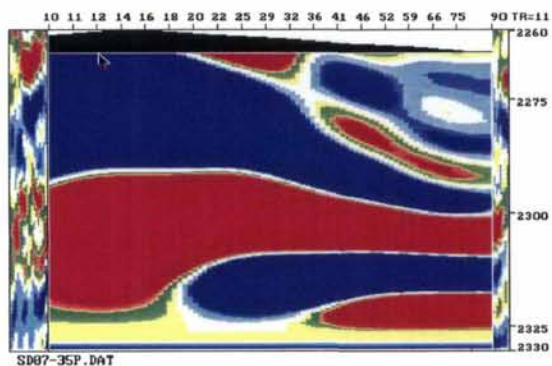
Рис.4.26 Сандибинско-Лензитская зона.
СВАН-эталонные типы разреза в интервале залегания пласта БН-6



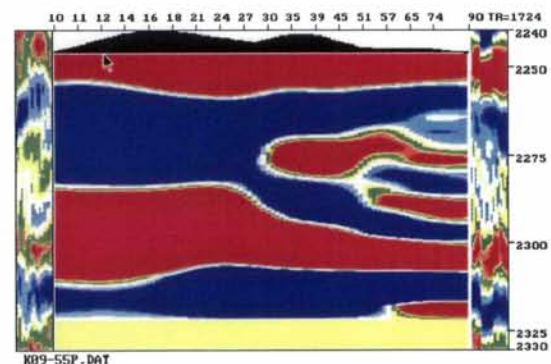
скв. 9-тип I



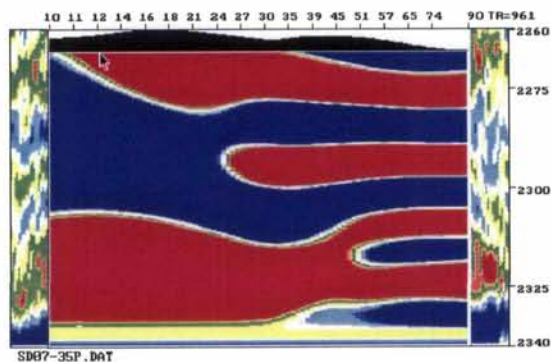
скв. 70-тип II



скв. 72-тип IIa

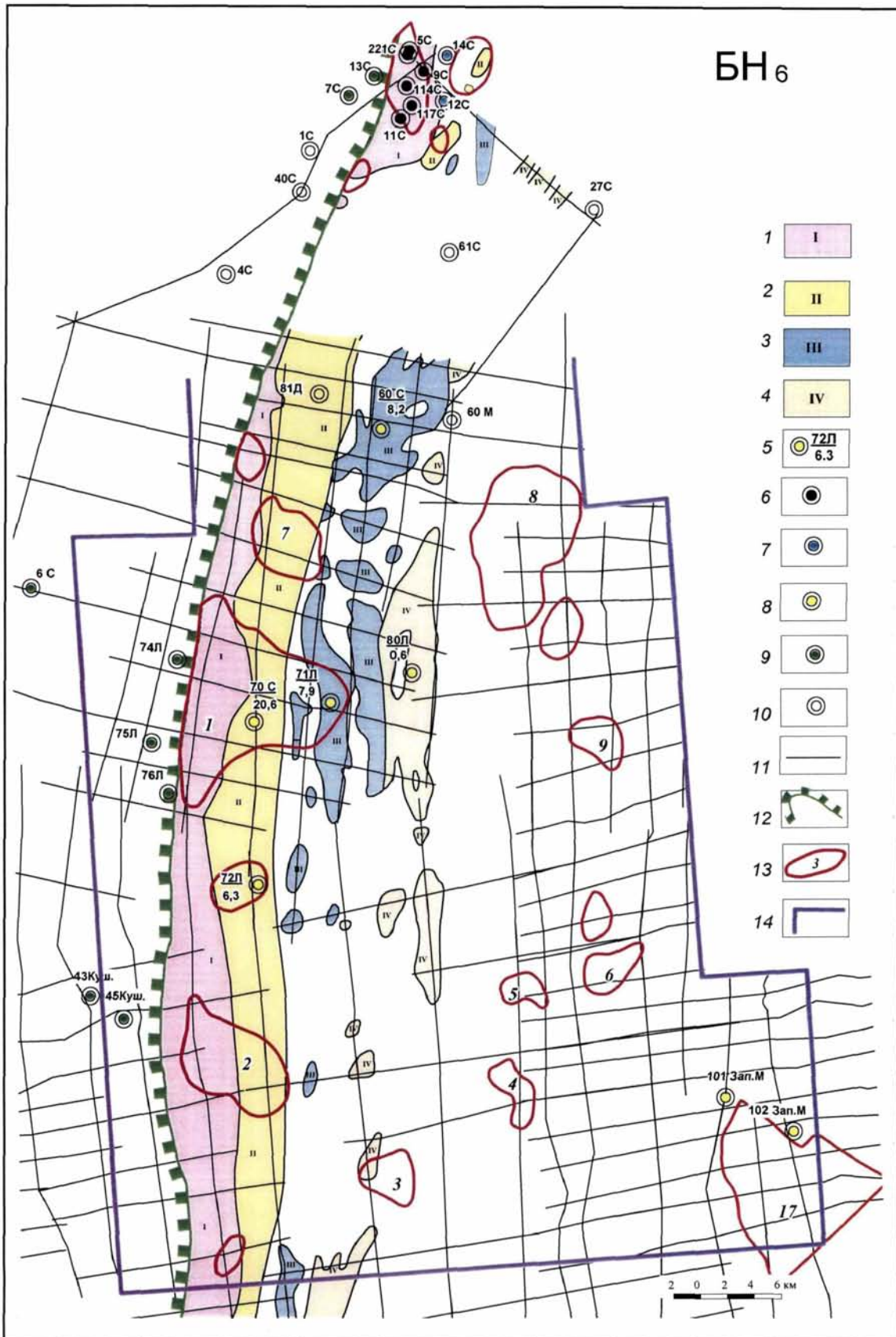


скв. 71-тип III



скв. 80-тип IV

Рис. 4.27 Сандибинско-Лензитская зона. Карта типов разреза пласта БН-6 по данным сейсморазведки и бурения.



Условные обозначения: зоны развития типов разреза: 1 - I типа, 2 - II типа, 3 - III типа, 4 - IV типа; 5 - номер скважины/эф. мощность, м; флюидонасыщение: 6 - нефть, 7 - вода, 8 - неясное, 9 - отсутствие коллекторов, 10 - нет данных; 11 - линии сейсмических профилей; 12 - положение кромки палеошельфа к окончанию формирования пласта БН-6; 13 - перспективные объекты и их номер; 14 - граница Лензитского участка

песчаных тел между соответствующими кромками шельфа. Однако выделяются зоны с неопределённым типом разреза. Это связано не только с закономерными изменениями мощностей вкрест простирания клиноформы, но и с вариациями мощностей по простиранию клиноформы, что вполне может быть связано с неравномерностью выноса осадочного материала. Важно подчеркнуть, что по пласту БН₆ "хорошие" типы разреза развиты на значительной части территории.

Такие результаты получили полное подтверждение при решении обратной динамической задачи сейморазведки (ОДЗ). Этот "тяжелый" и трудоемкий метод использовался для доказательства развития коллекторов на наиболее перспективных по песчаному телу БН₆ объектах 1, 2 и 7, где, рекомендуются поисковые скважины. Актуальность этого исследования повышается тем фактом, что объект 1 представляет собой крупное тектоно-седиментационное поднятие, перспективность которого связана с наличием кромкошельфовых песчаных тел. Общая идея ОДЗ заключалась в том, что, опираясь на скв.71, где пласт БН₆ развит в шельфовых фациях, проследить его развитие на запад и по возможности определить зону перехода его в кромкошельфовое тело. Далее на запад желательно было увидеть сейсмический образ замещения песчаников за кромкой шельфа.

Такой эксперимент начался с решения ОДЗ по профилю 55.86.09, где видно как между скв.71 и проектируемой скв.№21-П сейсмический образ пласта меняется, что связано со сменой шельфового песчаного тела кромкошельфовым. В районе скв.74 наблюдаются реликты сейсмического образа кромкошельфового тела, что связано с замещением песчаников непроницаемыми породами за кромкой палеошельфа. Важно подчеркнуть, что скв.74 в обработке не участвовала и являлась контрольной.

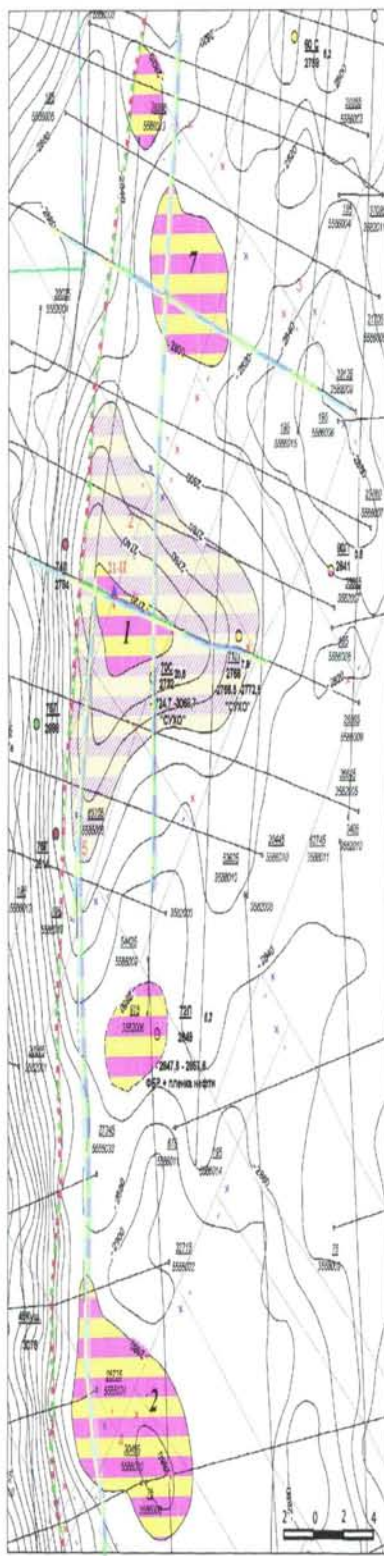
Затем по системе сейсмических профилей 35.82.06, 35.82.09 и 55.85.08. через несколько точек передачи модели удалось выйти на перспективные объекты 1, 2 и 7 и успешно доказать наличие в их пределах песчаных тел (рис.4.28.). Характер развития песчаных тел БН₆ в пределах вышеперечисленных перспективных объектов вполне укладывается в модельные представления.

Высокая достоверность прогноза коллекторов на основе решения ОДЗ определяется тем, что результаты прогноза полностью подтвердились скважинами 70 и 74, которые не участвовали в обработке и являлись контрольными.

Пласт БН₁₀

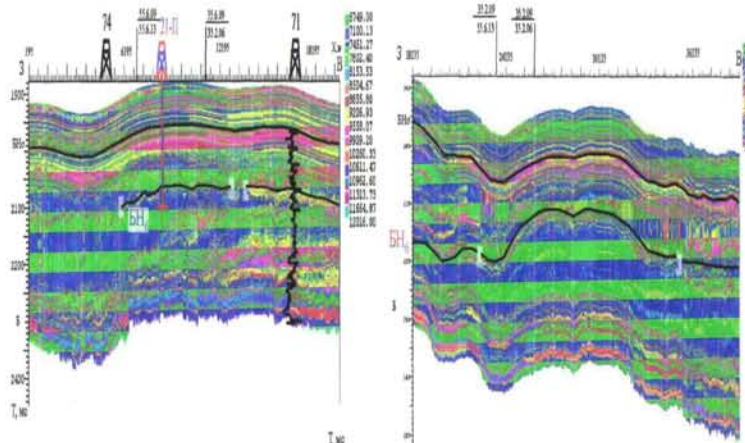
Значительный интерес представляет пласт БН₁₀. В пределах площади пласт представлен шельфовыми, кромкошельфовыми, склоновыми и депрессионными

Фрагмент карты залежей и перспективных объектов пласта БН₆

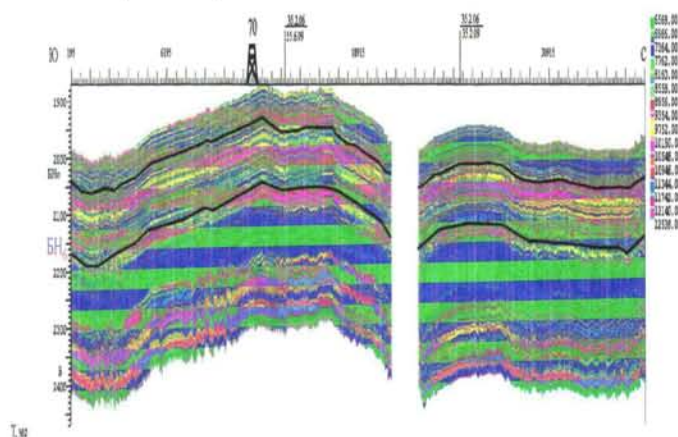


Разрез ПАЖ по пр 55.86.009

Разрез ПАЖ по пр 35.82.009



Разрез ПАЖ по пр 35.82.006



Разрез ПАЖ по пр 55.85.008

Разрез ПАЖ по пр 55.86.013

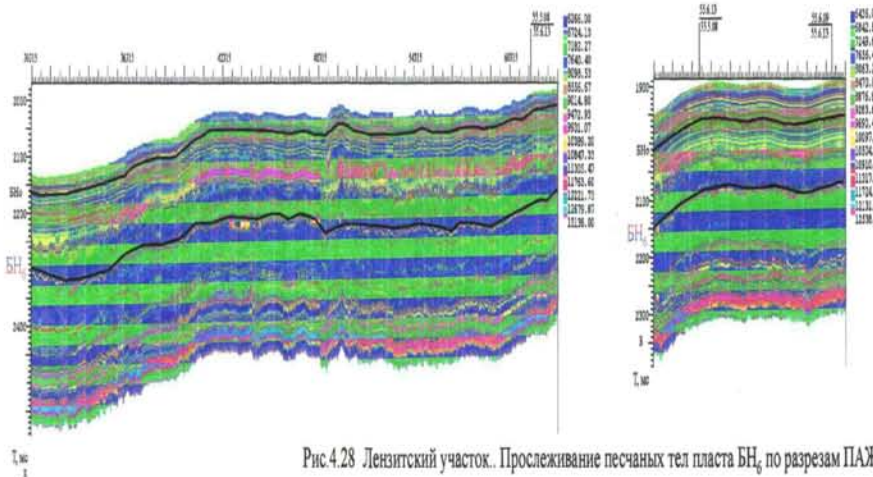
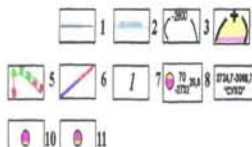


Рис. 4.28 Ленитский участок. Прослеживание песчаных тел пласта БН₆ по разрезам ПАЖ.



1 - участки профилей по которым получены разрезы ПАЖ; 2 - участки прослеживания песчаных тел шельфового и кромошельфового типа в пласте БН₆ по разрезам ПАЖ; 3 - изогипсы кровли пласта БН₆; 4 - перспективные объекты; 5 - положение кровли палеошельфа к окончанию формирования пласта; 6 - дилатационные дислокации; 7 - номер перспективного объекта; 8 - номер скважины/а.о. кровли пласта/эффективная мощность; 9 - результаты испытаний; Скважины: 10 - с неясным насыщением; 11 - с отсутствием коллектора

фациями. Бурением охарактеризована депрессионная часть пласта, однако наибольший интерес представляло изучение кромкошельфовой зоны, где по результатам структурных построений было выделено тектоно-седиментационное поднятие №8. Это поднятие выделяется только в структурном плане пласта БН₁₀ и соответствует моноклиналильному склону по кровле баженовской свиты (рис.4.25, 4.29). К сожалению, технические ограничения метода СВАН не позволили исследовать этим методом кромкошельфовую зону. Для прогноза типов разреза песчаного тела пласта БН₁₀ в шельфовой и кромкошельфовой области и оценки перспективности структуры была использована методика ПАРМ.

Схема решения задачи заключалась в следующем. В скв.80, снесенной на профиль 55.86.08, вскрыты западные фрагменты кромкошельфового тела, где однако выделено 9,1 м эффективных толщин. Установленный тип разреза передали на меридиональный профиль 28.90.44 и затем на концы широтных профилей 28.90.37, 28.90.35 и профиль 55.86.06. На рис.4.30 убедительно продемонстрировано развитие кромкошельфового тела на перспективном объекте 8, в том числе и в районе проектируемой скважины №22-П, которая будет пробурена в ближайшее время и раскроет перспективы тектоно-седиментационной структуры 8 в пласте БН₁₀.

Пласты БН₀, БН₁, БН₃ и БН₄

Пласты, заключенные в интервале БН₀ - БН₄, почти на всей территории имеют шельфовый генезис и залегают приблизительно конформно друг другу. Структурно-морфологические особенности шельфовых отложений (пласт БН₀) и выделенные перспективные объекты (пласты БН₀-БН₄) представлены на рис.4.31.

Перспективы обнаружения залежей нефти в шельфовых пластах достаточно высоки и обосновываются следующими обстоятельствами.

1. По шельфовым пластам выделяется значительное количество антиклинальных поднятий не погашенных бурением. Большинство пробуренных скважин находится в неблагоприятных структурных условиях.

2. Бурением доказано развитие в шельфовых пластах "хороших" коллекторов. Так, в скв.102 дебит воды составил 54 м³/сут при СДУ 251 м. При этом суммарные эффективные мощности шельфовых пластов достигают 30 м.

3. В скв. 101 из шельфового пласта БН₃ получен хоть и не промышленный, но тем не менее приток нефти, доказывающий принципиальную возможность формирования залежей нефти в шельфовых пластах при сочетании благоприятных структурного и литологического факторов.

Рис. 4.29 Лензитский участок. Геолого-геофизический разрез по сейсмопрофилям 35.82.009, 55.86.006
(положение профилей см. на рис.4.24)

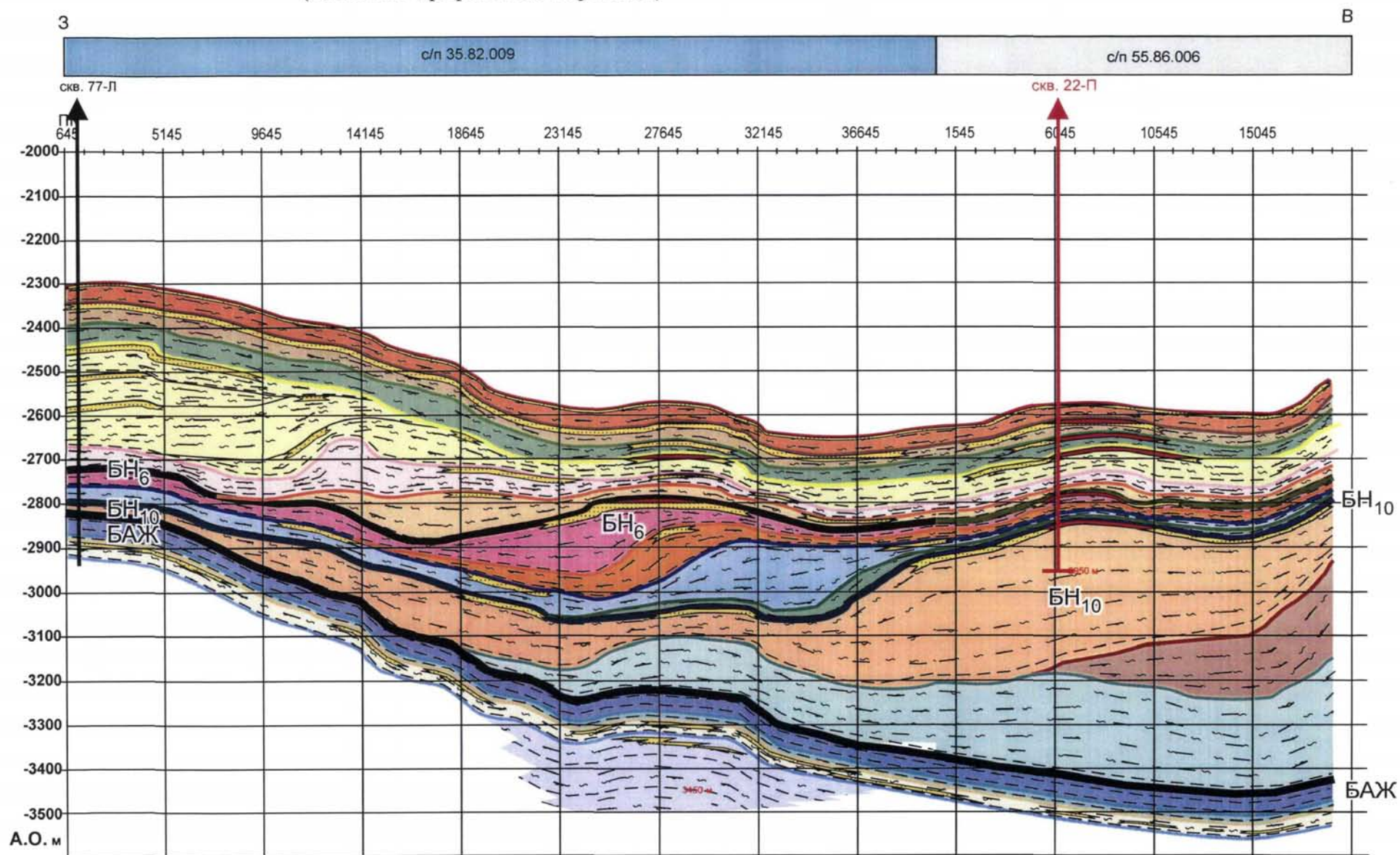


Рис.4.30 Лензитский участок. Прослеживание песчаных тел пласта БН₁₀ по разрезам ПАЖ.

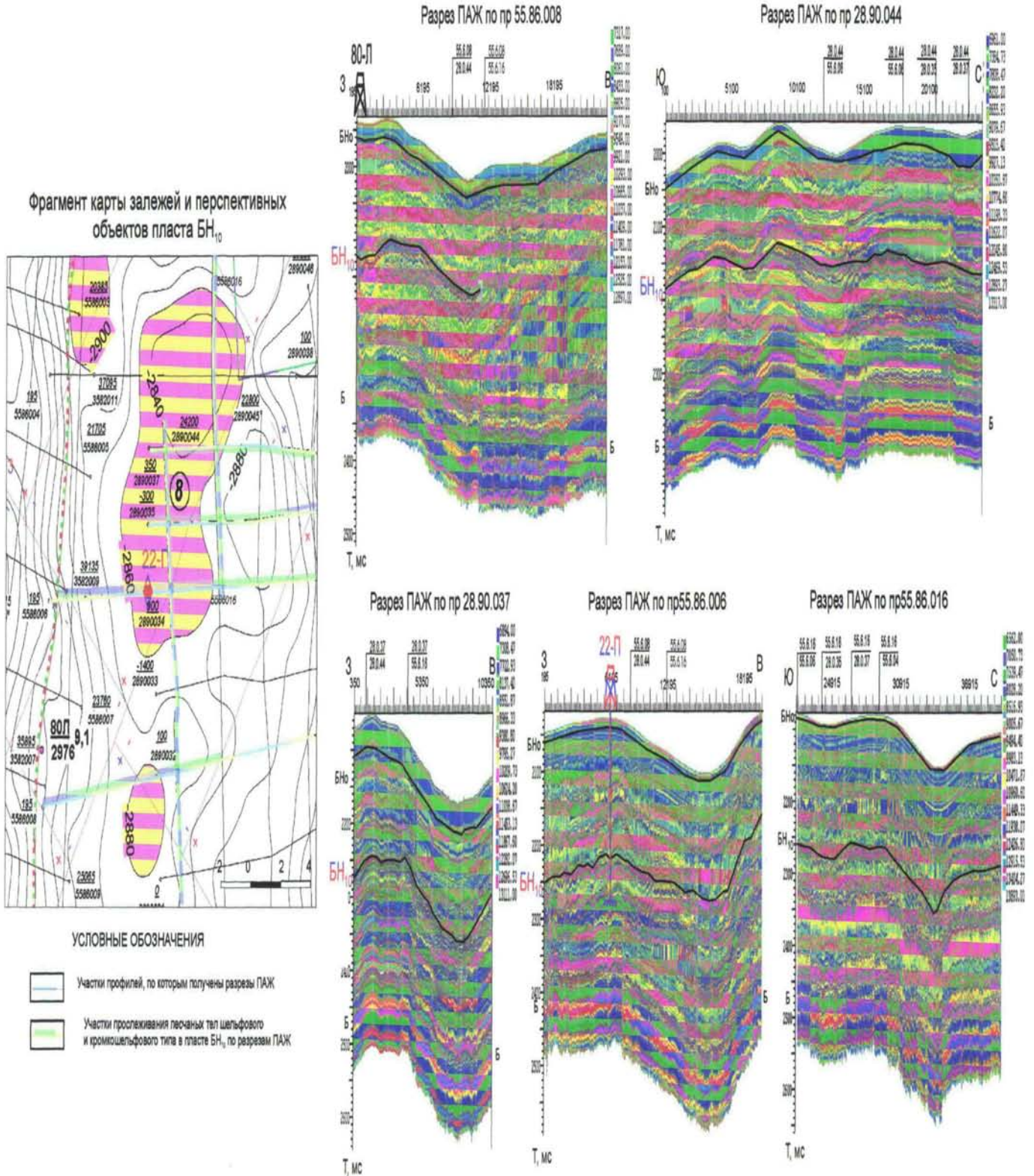
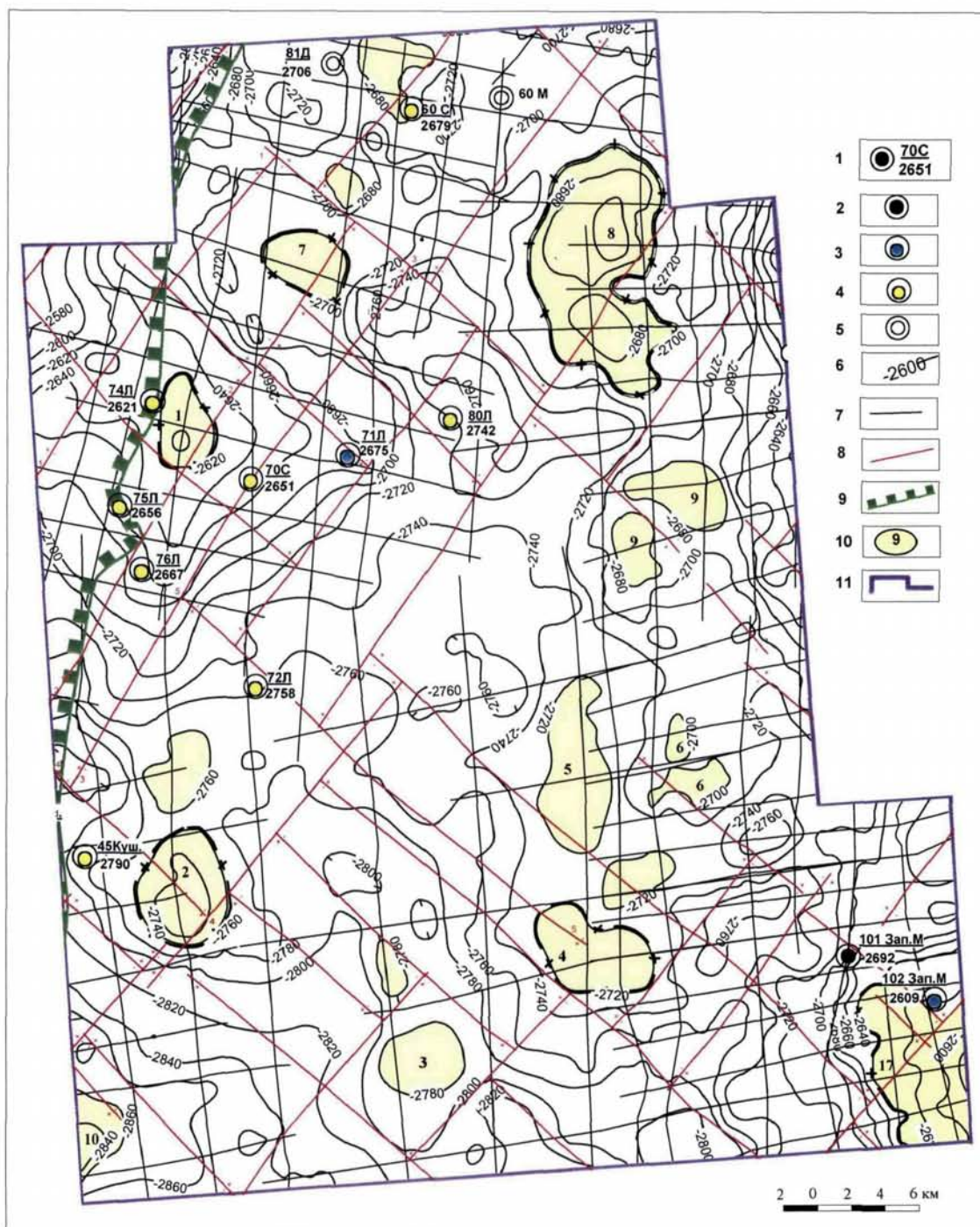


Рис.4.31 Лензитский участок. Карта перспективных объектов пластов БН0-БН4.



Условные обозначения: 1 - номер скважины/а. о. кровли пласта БН-4; флюидонасыщение: 2-нефть, 3-вода, 4-неясное, 5-нет данных, 6-изогипсы кровли пласта, 7-линии сейсмических профилей, 8-дизъюнктивные дислокации, 9-положение кромки палеошельфа к началу формирования пласта БН-4, 10-перспективные объекты и их номер, 11-границы Лензитского участка

В пределах выявленных перспективных объектов по данным СВАН осуществлен прогноз типов разреза шельфовых пластов БН₀₋₁, БН₂, БН₃ и БН₄.

В пачке БН₀-БН₄ можно выделить 3 типа разреза (табл.4.5)

Таблица 4.5

Характеристика типов разреза пластов БН₀-БН₄

Типы	I			II		III				
№ скважины-эталона	С-9, С-221	М-101	М-102	К-45	Л-74	Л-75	К-43	Л-80	Л-71	Л-72
Нэф, м	39	32,7	27,9	20	27,3	16,8	14,3	13,8	12,2	6,9

К I-му типу отнесены разрезы скв.9,101 и 102. В этих скважинах коллекторы развиты во всех шельфовых пластах и имеют суммарные эффективные мощности 39м, 32,7м и 27,9м соответственно. Развитие в этом типе разреза "хороших" коллекторов в шельфовых пластах доказано получением притоков воды из пластов БН₀₋₁ и БН₂ с дебитами 54 м³/сут ($H_{сдл} = 251$ м) и 45,3 м³/сут ($H_{сдл}=658$ м). Видимо, несколько хуже коллекторы в пласте БН₃. Из него в скв. 102 получено 4,17 м³/сут воды ($H_{сдл} 808$ м), а в скв. 101 – непромышленный приток нефти ($Q_H=0,2$ м³/с, $H_{сдл}=1162$ м).

Ко II-му типу отнесены разрезы скв. 45 и скв. 74, где коллекторы развиты в пластах БН₀₋₁ и БН₂ и имеют суммарные эффективные мощности 20 м и 27,3 м соответственно. Шельфовые пласты в колонне не опробованы и судить об их коллекторских свойствах однозначно не представляется возможным, однако по ГИС их характеристика несколько хуже, чем в разрезах скважин, относимых к типу I.

К III-му типу отнесены разрезы скв. 72,71,80,43 и75. Здесь коллекторы так же как и во II-м типе разреза развиты только в пластах БН₀₋₁ и БН₂, но суммарные эффективные мощности их ниже (от 6,9 м в скв.72 до 16,8 м в скв. 75), а коллекторские свойства, судя по ГИС, весьма посредственные.

Картирование типов разреза по площади показало, что в пределах объектов, выделенных в восточной части территории, преимущественное развитие имеют разрезы I-го типа, тогда как в западной части развиты типы II и III.

Результаты последующего поисково-разведочного бурения в пределах Лензитского участка

Основная идея поисково-разведочных работ в пределах Лензитского участка заключалась в поиске месторождений, аналогичных Сандибинскому, которое примыкает на севере к участку. Залежь месторождения приурочена к тектоно-седиментационному поднятию в зоне развития кромкошельфового песчаного тела

пласта БН₆. Проведённые исследования свидетельствуют о распространении песчаного тела пласта БН₆ Сандибинского месторождения на юг в пределы Лензитского участка.

Таким образом, по результатам исследований в пределах Лензитского участка была пробурена поисковая скв.21, расположенная на расстоянии 3800м к юго-востоку от скв.74 и на расстоянии 3800м к северо-западу от скв.79 в своде Лензитского поднятия по перспективным пластам БН₀-БН₄, и в пределах тектоно-седиментационной ловушки по пласту БН₆, отчётливо выделяемой на временных разрезах.

Скважиной подтверждены структурные построения и наличие кромкошельфового песчаника с хорошими коллекторскими свойствами в пласте БН₆ (эффективная мощность коллектора 12м) в пределах тектоно-седиментационной структуры, однако нефтяной залежи в пласте БН₆, аналогично Сандибинской, скважина 21 не вскрыла. Пласт водоносен по комплексу исследований – по керну, по газовому каротажу, по ГИС и испытанию в открытом стволе 1 (дебит воды порядка 40м³/сут). Однако косвенный признак углеводородов отмечен в пласте БН₄, где по описанию керна в плохих коллекторах выделяется нефтенасыщенный песчаник.

Для более достоверного анализа полученных результатов были проведены геохимические исследования (М.В.Дахнова, 2003) органического вещества (ОВ) из двух образцов керна – С-1 (интервал 2685-2692м, пласт БН₄), по описанию нефтенасыщенный, и С-2 (интервал 2770,4-2777,8м, пласт БН₆), по описанию водонасыщенный, а также двух проб пластовых вод, полученных из интервала залегания пластов БН₅-БН₆ (2709-2826м) и БН₆ (2762-2826м) (рис.4.32).

Результаты исследований показали, что оба образца керна характеризуются практически одинаковым содержанием Сор_г и различных его фракций. Характерно низкое содержание органического вещества (Сорг) – 0,1-0,25% и относительно повышенное, особенно в образце С-1, содержание хлороформенного битумоида (ХБА) – 0,013-0,0389% (табл.4.6). Содержание ХБА в водах также низкое (табл.4.7).

Повышенный битумоидный коэффициент (β) – 12-26%, а также повышенные значения $S_1/(S_1+S_2)$ и низкие значения T_{max} при катагенезе ОВ в районе Лензитской площади на глубине 2500-3000 м ~ МК1, $R_o \sim 0,6-0,7$ (Конторович А.Э. и др., 2001) свидетельствуют о значительной доли миграционного битумоида в изученных образцах керна.

В групповом составе ХБА образца С-1 преобладают смолисто-асфальтеновые компоненты. Доля углеводородов в ХБА составляет около 40%. Обогащённость смолисто-асфальтеновыми компонентами, по-видимому, связана с потерей битумоидом более низкомолекулярных компонентов, а не с окислительными процессами.

Рис. 4.32 Лензитский участок. Результаты промысловых исследований в скважине 21.

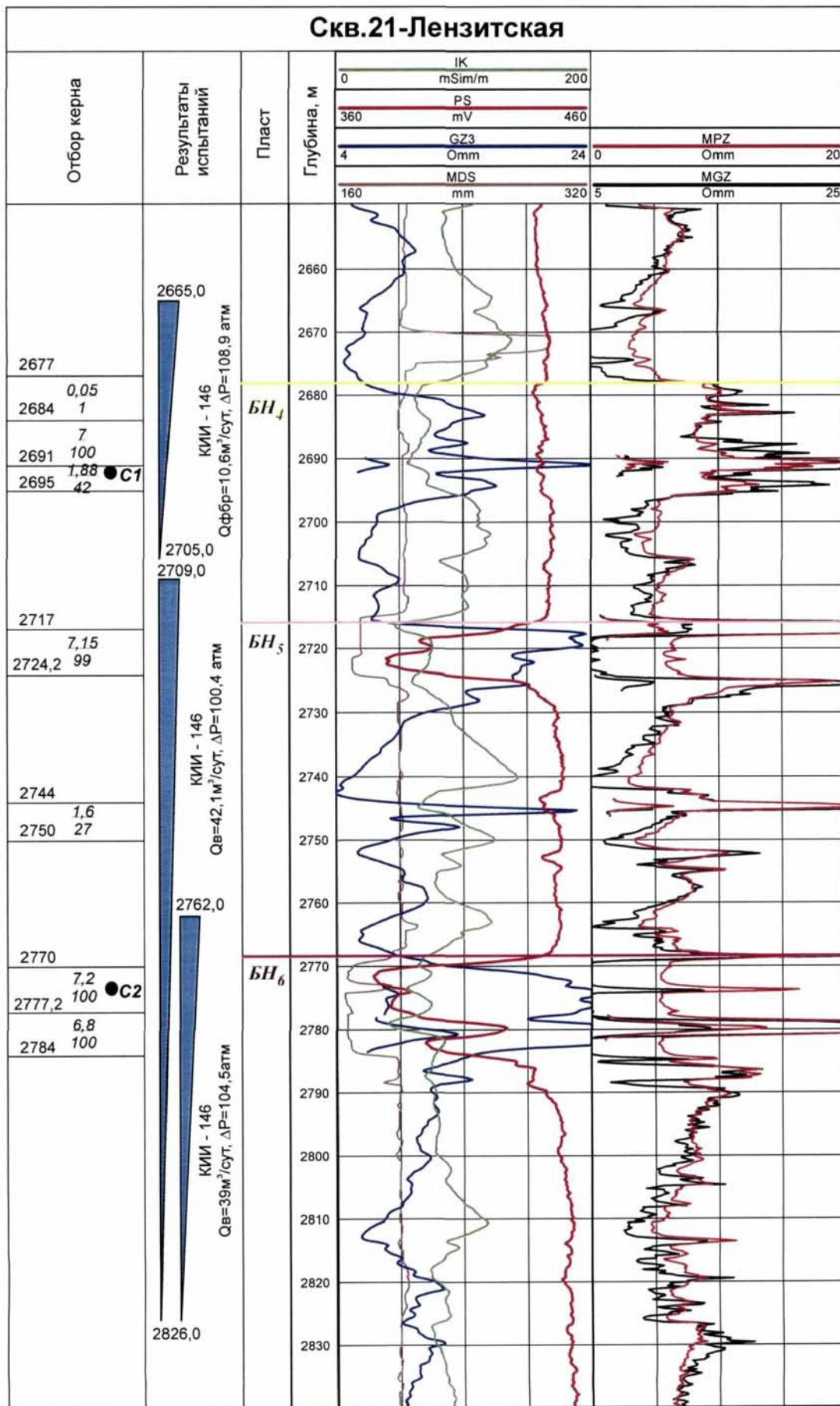


Таблица 4.6

Результаты Рок-Эвал (пиролиза) и битуминологических исследований образцов керна Лензитского участка, скв.21.

№	Глубина, м	НОП, %	Сорг, %	ХБА, %	βхл, %	Результаты пиролиза			Групповой состав ХБА, %			
						S ₁ , мг/г	S ₂ , мг/г	T _{max} , °C	УВ		Смолы	Асфаль- тены
									Насыщен- ные	Аромати- ческие		
С-1	2691,97	86	0,15	0,0389	26	0,11	0,24	438,4	25,7	16,4	34,7	23,2
С-2(1)	2774,63	90	0,11	0,013	12	0,12	0,24	439,9	54,5	11,3	29,1	5,1
С-2(2)		93,3	0,25			0,09	0,22	437,1				
С-2(3)		93,3	0,09			0,09	0,2	424				
С-2(4)		90	0,05			0,09	0,2	429,2				
С-2(5)		87,5	0,24			0,5	0,41	426				

Таблица 4.7

Содержание в водах и групповой состав водорастворённого органического вещества (ХБ ВРОВ) Лензитского участка, скв.21.

№ образца	Пласта	Глубина, м	Содержание ВРОВ (г/л)	Групповой состав		
				Углеводороды, %		Асфальтово- смолистые
				Насыщенные	Ароматические	
1	БН 5-6	2709-2826	0,0017	20,8	54,2	25
2	БН6	2762-2826	0,0042	40	31,4	28,6

Таблица 4.8

Результаты газохроматографического анализа насыщенных фракций ХБА (образец С-2) и ХБ ВРОВ образец 1 (пласт БН 5-6), образец 2 (пласт БН 6) Лензитского участка, скв.21.

№ пп	№ образца	Глубина, м	Литология	Пристан/ Фитан	Пристан/ nC17	Фитан/ nC18	% n-алканов в насыщ. фракции	% ацикл.изопрен. в насыщ. фракции	ацикл.изопр./ n-алканы
1	С-2	2770,4-2777,8	алевролит глинистый	0,67	3,19	3,93	17,58	17,27	0,98
2	1 (пласт БН 5-6)	2709-2826		0,08	0,33	0,61	28,88	1,04	0,04
3	2 (пласт БН 6)	2762-2826		0,60	0,40	0,77	25,00	5,69	0,23

Продолжение таблицы 4.8

№ пп	CPI nC23-nC33	CPI nC25-nC35	CPI nC27-nC37	CPI nC24-nC34	CPI* nC23-nC29	CPI nC28-nC30	ОЕР** при nC19	ОЕР при nC21	ОЕР при nC23	ОЕР при nC25	ОЕР при nC27	ОЕР при nC29	ОЕР при nC31	ОЕР при nC33	ОЕР при nC35
1	1,3	1,41	1,47	1,37	1,17	1,66	0,59	1,36	1,25	1,1	1,22	1,59	1,77	1,38	1,06
2	1,54	1,62	1,67	1,58	1,30	1,47	1,11	0,93	1,09	1,27	1,26	1,55	2,35	1,79	1,35
3	1,36	1,39	1,37	1,38	1,16	1,41	1,16	1,25	1,10	1,12	1,09	1,44	1,85	1,46	1,01

* - CPI(nC₂₃ - nC₂₉) в диапазоне (nC₂₃ - nC₂₉) = [(nC₂₃+nC₂₅+nC₂₇)+(nC₂₅+nC₂₇+nC₂₉)] / 2x(nC₂₄+nC₂₆+nC₂₈)** - ОЕР(nC₁₉)=2xnC₁₉/nC₁₈+nC₂₀ (Philippi, 1965)

К сожалению, количество образца №1 было недостаточно для получения качественных результатов газохроматографического анализа. Этим методом были изучены насыщенные фракции ХБА образца №2 и водорастворённого хлороформенного битумоида (ХБ ВРОВ) водных проб.

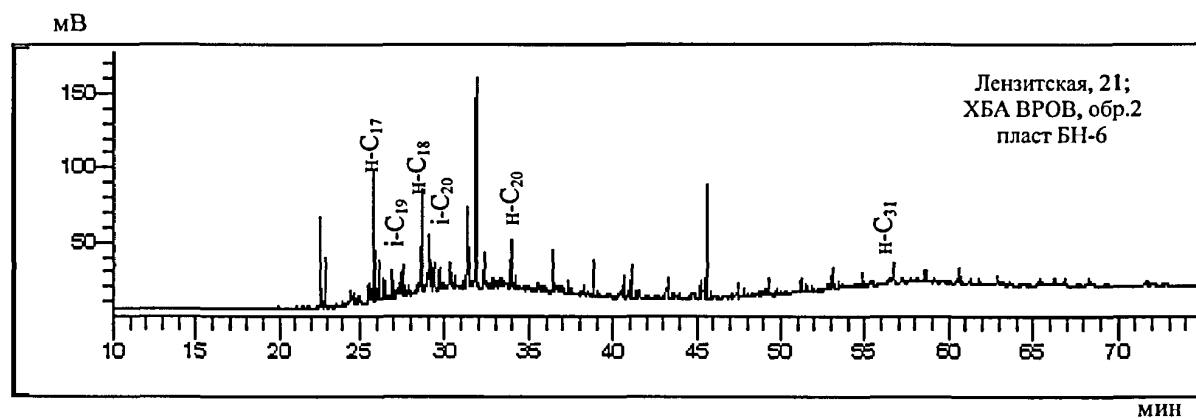
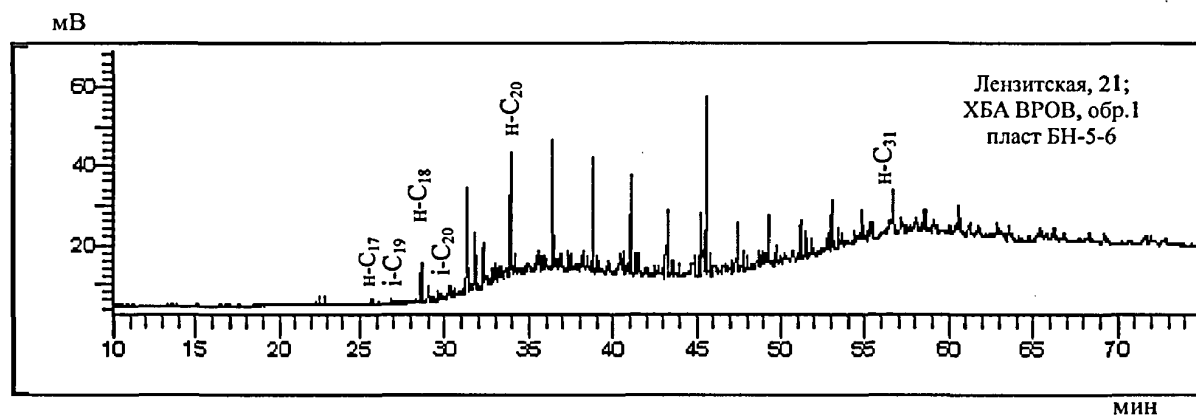
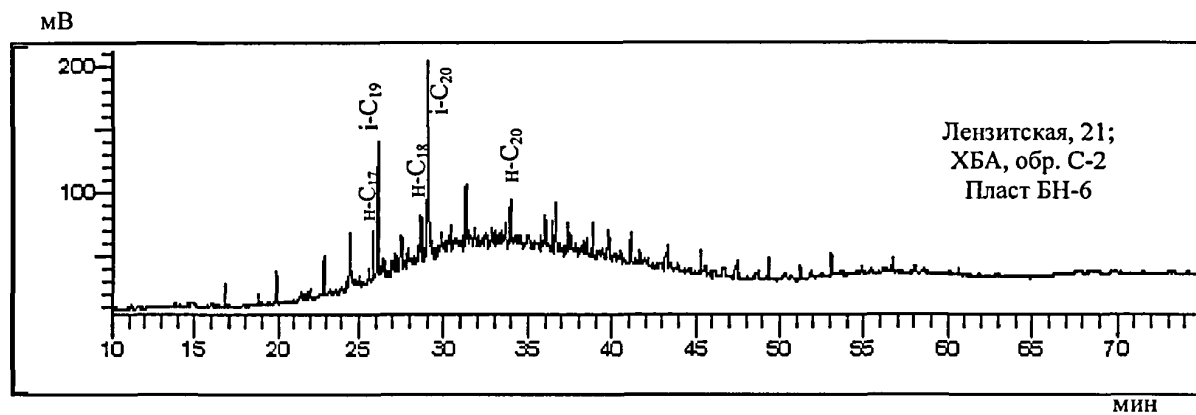
В групповом составе битумоида образца С-2 преобладают углеводороды (более 60%), а среди них насыщенные (табл.4.6). В индивидуальном углеводородном составе насыщенной фракции ХБ присутствуют в значительных концентрациях высокомолекулярные изопреноиды – 17,27%. Молекулярно массовое распределение *n*-алканов характеризуется преобладанием гомологов с нечётным числом атомов углерода в молекуле (табл.4.8). Высокие значения отношений пристан/*n*-C₁₇ и фитан/*n*-C₁₈ – 3,19 и 3,93 соответственно и наличие нефтенового горба на хроматограмме данного образца (рис.4.33) свидетельствуют об окисленности битумоида и о начальных стадиях его биодegradации.

Исследованные пробы воды (табл.4.7) также характеризуются низким содержанием ОВ (ХБ ВРОВ). В групповом его составе значительную долю составляют ароматические УВ, что обусловливается относительно лучшей их растворимостью в водах по сравнению с другими органическими соединениями.

В индивидуальном углеводородном составе ХБ ВРОВ изученных образцов идентифицированы *n*-алканы *n*-C₁₆ – *n*-C₃₈. Максимум в молекулярно-массовом распределении *n*-алканов образца (1) приходится на *n*-C₂₀, образца (2) – на *n*-C₁₇ (рис.4.31), в каждом образце фиксируется небольшой второй максимум на *n*-C₃₁. В образце (1) преобладают высокомолекулярные *n*-алканы состава (*n*-C₂₀ – *n*-C₃₈), в образце (2) на относительно низкомолекулярные *n*-алканы – (*n*-C₁₆ – *n*-C₂₀) приходится около половины. В распределении нормальных алканов, как и в ХБА пород образца №2, преобладают *n*-алканы с нечётным числом атомов углерода в молекуле (коэффициенты СР1, ОЕР>1, табл.4.8).

Результаты исследований показали, что по количеству Сорг, ХБА и показателям пиролиза (S₁, S₂ и T_{max}) изученные образцы, один из которых по описанию керна нефтенасыщен, а другой – водонасыщен, практически не различаются. Низкое содержание Сорг в породе, низкий битумоидный коэффициент β и маленькие пики S₁ и S₂ свидетельствуют об отсутствии нефтяных скоплений в исследуемых отложениях как в настоящем так и в прошлом. Низкое содержание ХБА в породе и состав битумоидов не дают основания предполагать, что они являются остатками разрушенной палеозалежи. По заключению О.П.Загуловой (ВНИГНИ) в резервуарных породах в

Рис.4.33 Хроматограммы насыщенных фракций битумоидов Лензитского участка, скв.21.



ареале нефтяных залежей, радиусом до 2-х км, содержание ХБА и величины S_1 и S_2 на порядок выше.

Таким образом, особенности формирования залежей изучаемой площади имеют значительно более сложный характер, чем предполагалось ранее. Очевидно, что прогнозирование заполнения ловушек нефтью и сохранность залежей углеводородов является крайне сложной задачей и требует разработки специальных методик.

В ближайшее время в пределах Лензитской площади планируется бурение поисковой скважины 22, которая раскроет перспективы тектоно-седиментационной ловушки, выделенной в пласте БН₁₀.

ВЫВОДЫ по главе:

1. Основные продуктивные горизонты Средне-Хулымского (пласт АС₁₀) и Сандибинского (пласт БН₆) месторождений по комплексу литологических и морфологических признаков относятся к кромкошельфовым песчаным телам.

2. Методика картирования кромок палеошельфа в неокомском клиноформном комплексе позволила обосновать существенно сниженные перспективы развития на север, в пределы Лонгъюганского участка, высокоперспективного кромкошельфового песчаного тела пласта АС₁₀ Средне-Хулымского месторождения

3. Структурные построения по всем клиноформным пластам в пределах Хулымско-Лонгъюганской и Сандибинско-Лензитской зон позволили выявить и закартировать новые объекты для поисковых и разведочных работ, в том числе - тектоно-седиментационные поднятия. Применение новейших сейсмических технологий позволило спрогнозировать распространение в пределах этих поднятий песчано-алевритовых тел-коллекторов.

Заключение

В процессе работы получены следующие основные результаты:

1. По результатам корреляции взаимоувязанных данных ГИС и сейсморазведки разработана сейсмогеологическая модель строения клиноформных отложений Надымской мегавпадины. В пределах Хулымско-Лонгъюганской и Сандибинско-Лензитской зон выделена иерархическая система седиментационных тел, отвечающая циклам осадконакопления разного порядка.

2. Наиболее перспективными в изучаемом клиноформном комплексе являются кромкошельфовые песчано-алевролитовые тела, развитые в пределах депоцентров регрессивных пачек "В" на участках резкого изгиба соответствующей кромки палеошельфа, что установлено на примере сопоставления пласта АС₁₁ Сахалинского и Приобского месторождений.

3. Основные продуктивные пласты Сандибинского (БН₆) и Средне-Хулымского (АС₁₀) месторождений по комплексу литологических и морфологических признаков отнесены к кромкошельфовым песчано-алевролитовым телам. С коллекторами такого типа связаны основные перспективы освоения неокомского комплекса Надымской мегавпадины.

4. Особый интерес в клиноформном комплексе представляют тектоно-седиментационные поднятия, впервые выделенные в пределах Надымской мегавпадины. Такие структуры формируются за счёт седиментационного падения клиноформных пластов на запад и тектонически обусловленного регионального моноклиального падения баженовской свиты и более древних отложений на восток - юго-восток. К этому типу ловушек относится залежь Сандибинского месторождения и ряд перспективных объектов в пределах Хулымско-Лонгъюганской и Лензитской зон.

5. Осуществлён прогноз развития кромкошельфовых песчаных тел в клиноформном комплексе на основе сейсмо-стратиграфических критериев, построения карт типов разреза природных резервуаров по результатам геологической типизации и СВАН сейсмической записи, а также путём решения ОДЗ сейсморазведки методом ПАРМ.

6. Сделан вывод о необходимости целенаправленного изучения кромкошельфовых песчаных тел по всему простиранию клиноформ с применением новейших сейсмических технологий и поиска в их пределах ловушек различного типа, в том числе бескорневых тектоно-седиментационных структур, что позволит успешно осваивать собственно клиноформные природные резервуары и эффективно наращивать нефтедобычу на севере Западной Сибири.

В работе защищаются следующие положения:

1. Продуктивные пласты Сандибинского (БН₆) и Средне-Хулымского (АС₁₀) месторождений относятся к кромкошельфовым телам клиноформ, аналогами которых в Широном Приобье являются основные высокoёмкие природные резервуары Приобского (АС₁₁) и Приразломного (БС₄) месторождений.

2. Критерием выявления наиболее перспективных кромкошельфовых песчаных тел является картирование по сейсмическим данным депоцентров, приуроченных в плане к изгибам кромок палеошельфов к окончанию времени формирования каждого клиноформного пласта.

3. Эффективным методическим подходом к прогнозу кромкошельфовых песчаных тел в клиноформных отложениях Надымской мегавпадины является комплексирование сейсмостратиграфического анализа, СВАН-сейсмической записи и метода решения обратной динамической задачи сейсморазведки ПАРМ.

4. Новое направление поисково-разведочных работ в пределах Надымской мегавпадины Западной Сибири, заключающееся в выявлении и прослеживании кромкошельфовых песчаных тел и прогнозировании в их пределах ловушек различных типов, в том числе бескорневых тектоно-седиментационных поднятий.

Список литературы

Опубликованная

1. Анализ неокомской клиноформы Западной Сибири по данным сейсморазведки / Г.Н. Гогоненков, Ю.А. Михайлов, С.С. Эльманович // Геология нефти и газа. – 1988. - №1. – С.22-30
2. Аплонов С.В. Геодинамика раннемезозойского Обского палеоокеана. – М., Ин-т океанологии АН СССР, 1987
3. Бакиров А.А. Геологические принципы районирования нефтегазовых территорий / Принципы нефтегеологического районирования в связи с прогнозированием нефтегазоносности недр. – Москва, 1976. С. 16-52.
4. Беспалова Е.Б. Критерии прогноза коллекторов в кромкошельфовой зоне неокомского клиноформного комплекса на примере Сахалинского месторождения Западной Сибири // Тез. Междунар. Конф. "Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа" памяти Б.А.Соколова и В.В.Семеновича. - М.: Изд-во МГУ, 2004. - С.80-82
5. Беспалова Е.Б., Поляков А.А., Кучерявенко Д.С. Особенности строения и условий образования аномальных разрезов баженовской свиты (на примере Южно-Конитлорского и Курраганского месторождений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна) // Геология нефти и газа. – 2004г. - №1. – С.6-13
6. Беспалова Е.Б. Прогноз ловушек и коллекторов в неокомских клиноформных отложениях на примере Хулымского месторождения Западно-Сибирского НГБ // Разведка и охрана недр. – 2002. - №10. – С.28-29.
7. Беспалова Е.Б. Тектоно-седиментационные поднятия в неокомском клиноформном комплексе Западной Сибири – значительный резерв прироста запасов // Тез. Междунар. Конф. "Новые идеи в геологии". – М.:Изд-во МГУ, 2001 – С.
8. Биншток М.М. О геологическом прогнозировании и подготовке сейсморазведкой ловушек литологического типа в отложениях неокома Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1980.- №7. – С.18-21
9. Бочкарев В.С. Палеотектоническое развитие Западно-Сибирской равнины в древние эпохи в связи с вопросами нефтегазоносности ее нижних структурных ярусов // Труды ЗапСибНИГНИ. –Вып. 133. – Тюмень. – 1978. – С. 5-60.
10. Выделение и оценка перспективных объектов в клиноформных толщах неокома Западной Сибири по комплексу данных сейсморазведки и ГИС / Д.Н. Крылов, Е.В. Чемагина, М.П. Голованова, А.Ю. Сапрыкина // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2001.-№9.-С.11-16

11. Габриэлянц К.А. Классификация неструктурных ловушек нефти и газа // Геология нефти и газа. – 1970. - №4. – с. 47-51.
12. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири / Нежданов А.А., Пономарёв В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А.. – М. Изд-во Академии горных наук. – 2000. – 247с.
13. Геология и полезные ископаемые России. В шести томах. Т.2 Западная Сибирь / Гл.ред. В.П.Орлов Ред.2-го тома: А.Э. Конторович, В.С. Сурков. – СПб.:Изд-во ВСЕГЕИ, 2000 – 477 с. (МПРРФ; РАН, СНИИГГиМС)
14. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России / А.К. Багаутдинов, С.Л.Барков, Г.К.Белевич и др. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – Т.2. – С.196-211
15. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. - М.: Недра, 1975. – 679с.
16. Геолого-геофизический прогноз нефтеносности неокомских отложений Сахалинского лицензионного участка (Западная Сибирь) / И.М.Кос, А.А.Поляков, В.Н.Колосков, Е.Б.Беспалова // Геология нефти и газа. – 2004г. - №2. – С.16-26
17. Гидион В.Я. Методика выявления и картирования неантиклинальных ловушек нефти и газа в нижнемеловых отложениях Среднеобской и Фроловской нефтегазоносных областей: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук.-Тюмень, 1992. – с.
18. Гидион В.Я. Формирование и геологическое строение неокомских отложений Среднего Приобья по данным сейсморазведки // Геофизика. - Спец.выпуск к 50-летию "Хантымансийскгеофизики" 2001. – С.54-58
19. Гиршгорн Л.Ш. Строение осадочного чехла Севера Западной Сибири по данным сейсмогеологического анализа: Автореф. дис. ... докт. геол.-мин.наук. – М., 1987. – с.
20. Гиршгорн Л.Ш., Кабалык В.Г., Муратов С.Г. Внутричехольные структурные ловушки – спутники Ямбургского месторождения Сибири // Геология нефти и газа. – 1986.- №2. – С.36-40
21. Гиршгорн Л.Ш., Соседков В.С. Условия формирования песчаных тел в склоновых отложениях неокомской клиноформной толщи Северо-Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1990.- №3. – С.26-29.
22. Гурари Ф.Г. Тектоника мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западно-Сибирской плиты // Труды СНИИГГиМС. - Вып. 100. – Новосибирск. –1971.
23. Гурари Ф.Г. Клиноформы-особый тип литостратонов // Геология и геофизика. – 1994. - №4.-С.19-26

24. Гусев Б.В. Горизонтальные движения земной коры в истории формирования мезозойских прогибов и сопредельных структур прибрежных районов центральной части Советской Арктики. – В сб.: Геотектонические предпосылки к поискам полезных ископаемых на шельфе Северного Ледовитого океана, Л., НИИГА, 1974, с.68-81
25. Давыдова Е.А. Методика картирования типов разреза в межскважинном пространстве на основе спектрально-временного анализа данных сейсморазведки. Авт.реф. дисс..., НИИгеофизика, 2000 г.
26. Ермаков В.И., Шаля А.А. Особенности строения продуктивных пластов мегийонской свиты // Геология нефти и газа. - 1982. - №5. - с. 13-18
27. Жарков А.М. Неантиклинальные ловушки углеводородов в нижнемеловой клиноформной толще Западной Сибири // Геология нефти и газа.- 2001.-№1.-С.18-23.
28. Зоненшайн Л.П., Городницкий А.М. Палеозойские и мезозойские реконструкции континентов и океанов // Геотектоника. – 1977. - №2-3
29. Зоненшайн Л.П. и др. Тектоника литосферных плит территории СССР, 1990
30. Игошкин В.П. Сеймостратиграфический анализ неокомских отложений северных и западных районов Широкого Приобья в связи с поиском и разведкой сложнопостроенных залежей нефти: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук.- М.:ИГиРГИ, 1992. - 20с.
31. Игошкин В.П., Шлезингер А.Е. Генетические типы неокомских клиноформ Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1990. – №8. – С.16-20.
32. Изучение продуктивных отложений неокома Восточно-Уренгойского месторождения / А.Н.Золотов, А.Г.Лурье, Д.И.Рудницкая, Ф.К.Салманов // Геология нефти и газа. – 1998. - №8. – С.2-11.
33. История формирования Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна / В.С.Сурков, Л.В. Смирнов, Ф.Г. Гурари, А.М. Казаков, В.П. Девятков // Геология и нефтегазоносность Надым-Пур-Тазовского междуречья – Тр.ЗапСибНИГНИ.- Тюмень-Тарко-Сале, 1995
34. Карогодин Ю.Н., Нежданов А.А. Неокомский продуктивный комплекс Западной Сибири и актуальные задачи его изучения // Геология нефти и газа. – 1988. - №10. – С.9-14.
35. Карогодин Ю.Н. Ритмичность осадконакопления и нефтегазоносность Западной Сибири: Автореф. дис. ... докт. геол.-мин. наук. – Новосибирск, 1972. – 51 с.
36. Каталог литолого-стратиграфических разбивок поисково-разведочных скважин в 2-х томах. Том 1. Ханты-Мансийский автономный округ. Том 2. Ямало-Ненецкий

- автономный округ. Под ред. Гришкевича В.Ф., Теплякова Е.А. – Ханты-Мансийск, 2000. - 432с.
37. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири (Томская Область): Автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук. – С-Пб., 2000г. – 43 с.
38. Корнев В.А. Прогнозирование объектов для поисков залежей углеводородного сырья по сейсмогеологическим данным (на примере осадочного чехла Западной Сибири). - Тюмень, 2000.-374с.
39. Корреляция и индексация продуктивных пластов мезозоя Западной Сибири / И.И. Нестеров, Н.Х.Кулахметов, В.Н.Высоцкий, Ф.З.Хафизов // Геология нефти и газа. – 1987. - №3. – С.55-58.
40. Крылов Д.Н., Чемагина Е.В., Голованова М.П., Ворошилова М.С. Особенности методики прогноза коллекторских свойств нижнеюрских и нижнемеловых отложений Западной Сибири по данным комплекса методов СВАН и ПЛК // Геофизика. – 2001 . – №3. – С.26-29.
41. Куликов П.А. Происхождение Западно-Сибирской плиты // Проблемы происхождения структур Западно-Сибирской плиты. Тюмень, 1971, С. 5-148.
42. Кунин Н.Я., Иогансон Л.И. Геофизическая характеристика и строение земной коры Западной Сибири. – М.: ИФЗ АН СССР, 1984
43. Кунин Н.Я., Кучерук Е.В. Сейсмостратиграфия в решении проблем поисков и разведки месторождений нефти и газа. – Итоги науки и техники. Сер.: Месторождения горючих полезных ископаемых. Т.13. – М.: ВИНТИ, 1984. - 198с.
44. Кунин Н.Я., Сафонов В.С., Луценко Б.Н. Основы стратегии поисков месторождений нефти и газа (на примере Западной Сибири). Ч.1. – М.: ОИФЗ РАН, 1995.
45. Лисицын А.П. Лавинная седиментация и перерывы в осадконакоплении в морях и океанах. - М.: Наука, 1988. - 309 с.
46. Лисицын А.П. Процессы терригенной седиментации в морях и океанах. – М.: Наука, 1991. – 271с.
47. Литология и коллекторские свойства продуктивных пластов АС₄-АС₁₂ месторождений сургутского района / В.Н.Корчёмкин, С.В.Архипов, Н.Я.Медведев // Геология нефти и газа. – 1997. - №10. – С.34-41.
48. Локальный прогноз песчаных тел-ловушек нефти и газа путём комплексирования методов электрометрической геологии и сейсмической стратиграфии в отложениях с клиноформным залеганием пород (на примере Западной Сибири) / В.С.Муромцев, А.В.Журавлёва, Л.Д. Неуймина, Г.В. Петрова // Комплексирование геологических и

- геофизических методов исследований при поисках несводовых ловушек и залежей углеводородов в Западной Сибири. Л.:ВНИГРИ, 1989. – С.96-104.
49. Марголин Ф.М. Геологическое строение и методика поисков неантиклинальных ловушек углеводородов в нижнемеловых отложениях Среднего Приобья на основе анализа динамических параметров сейсмического волнового поля: Автореф. канд. геол-мин. наук. – Тюмень, 1983. – с.
 50. Материалы геолого-технического совещания "Строительство разведочных скважин на ачимовские отложения Восточно-Уренгойской зоны" Под ред. Брехунцова А.М., Бородкина В.Н., Блинова Б.Н. – Тюмень, 1999, 288с. – С.35-73
 51. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты / Под ред. В.С. Суркова. – Москва: Недра, 1986.
 52. Методические рекомендации по прогнозированию тонкослоистых временных разрезов акустической жесткости среды в околоскважинном пространстве по комплексу ГИС и сейморазведки (на базе программ ПАРМ). – Москва: изд. Нефтегеофизики, 1990. – 35 с.
 53. Милановский Е.Е. Геология России и ближнего зарубежья (Северной Евразии): Учебник. – М.: МГУ, 1996. – 449 с.
 54. Милановский Е.Е. Геология СССР. Ч.2. – М.: Изд-во МГУ, 1989. – 271 с.
 55. Мкртчян О.М. Сейсмогеологические предпосылки развития геолого-разведочных работ в верхнеюрско-неокомской толще латерального наращивания Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1994. - №6. – С.32-34.
 56. Муромцев В.С. Электрометрические модели фаций и палеогеографические реконструкции условий формирования отложений шельфов древних морей Широкого Приобья Западной Сибири // Основные проблемы нефтегазоносности Западной Сибири. – Л.:ВНИГРИ, 1984. – С.106-120
 57. Мушин И.А., Бродов Л.Ю., Козлов Е.А., Хатьянов Ф.И. Структурно-формационная интерпретация сейсмических данных. - Москва: Недра, 1990.
 58. Наумов А.Л. К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского раннемелового бассейна // Геология и геофизика. – 1977. - №10. – С.38-47.
 59. Наумов А.Л., Онищук Т.М., Биншток М.М. Об особенностях формирования разреза неокомских отложений Среднего Приобья // Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. - Тюмень, 1977. – Вып. 64.- С.39-46.
 60. Наумов А.Л., Хафизов Ф.З. Новый вид литологических ловушек в неокомских отложениях Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1986.-№6.- С.31-35

61. Нежданов А.А. Основные закономерности строения сеймостратиграфических комплексов неокома Западной Сибири // Геофизические методы при обосновании объектов нефтепоисковых работ в центральных районах Западной Сибири. - Тр.ЗапСибНИГНИ. - Тюмень,1988. - С.62-70.
62. Нежданов А.А., Огибенин В.В., Бабурин А.Н. и др. Сейсмогеологический прогноз и картирование неантиклинальных ловушек залежей нефти и газа в Западной Сибири // Разведочная геофизика. МГП "Геоинформмарк" - 1992, Ч.1. 99с.; Ч.2. 101с.
63. Онищенко Б.А. Об условиях седиментации пограничных отложений юры и мела в Среднем Приобье // Геология нефти и газа. - 1994. - №7. - С.29-31.
64. Орлинский Б.М., Файзуллин Г.Х. Геологическое строение залежи пласта БВ₈ Повховского нефтяного месторождения //Геология нефти и газа. - 1993.-№5. - С.9-13.
65. Основные проблемы стратиграфии мезозойских нефтегазоносных отложений Западной Сибири / В.С.Бочкарёв, А.М.Брехунцов, Н.П.Дешеня и др. // Геология нефти и газа. - 2000. - №1. - С.2-13.
66. Особенности корреляции шельфовых отложений неокома Среднего Приобья с применением сейсморазведки МОГТ / Кулахметов Н.Х., Никитин В.М., Ясович Г.С., Валицкий Ю.И. // Геология нефти и газа. - 1983. - №5. - С.44-48.
67. Особенности размещения ловушек в дельтовых отложениях (на примере неокома Западной Сибири) / Плавник Г.И., Судат Л.Г., Ясович Г.С. // Физико-литологические особенности и коллекторские свойства продуктивных пород глубоких горизонтов Западной Сибири. - Тр.ЗапСибНИГНИ.-Тюмень,1988.-С.77-82.
68. Особенности стратиграфии морских отложений неокома севера Западной Сибири по данным сейсморазведки и бурения / Кулахметов Н.Х., Никитин В.М., Ясович Г.С. // Сейсморазведка для литологии и стратиграфии. - Тр.ЗапСибНИГНИ.-Тюмень,1985.- С.54-64.
69. Особенности строения и нефтегазоносности неокомского комплекса Западной Сибири / О.М.Мкртчян, В.Е.Орёл, С.И.Филина, Е.М.Пуркина // Геология нефти и газа. - 1986. - №11. - С.1-8.
70. Палеогеоморфологические модели песчаных тел группы АС в разрезе неокома северо-западной части Сургутского свода / А.И.Ларичев, Н.В.Мельников, Л.Н.Константинова, Н.Я.Медведев, И.М.Кос // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2004. - №1. - С.120-125.
71. Павлова Т.Ю., Смирнов О.А. Имитационное моделирование процесса формирования песчаных тел неокомского разреза Западной Сибири // Геология нефти и газа. - 1993. - №9 - С.21-24.

72. Перерывы при формировании неокомских клиноформ в Западной Сибири / В.И.Шпильман, Г.П.Мясникова, Л.Л.Трусов //Геология нефти и газа. – 1993. - №6. - С.2-5.
73. Перспективы нефтегазоносности неокомских отложений Тюменской области / И.И.Нестеров, В.И.Шпильман, Г.И.Плавник, Л.Г.Судат // Геология нефти и газа. – 1985. - №4. – С.8-14.
74. Предложения по уточнению региональной стратиграфической схемы мезозойских отложений Западно-Сибирской равнины / Белоусов С.Л., Гришкевич В.Ф., Елисеев В.Г., Никитин В.М., Плавник Г.И., Тепляков Е.А., Толубаева Г.Е. // Геология нефти и газа. – 2001.-№2.-С.57-62.
75. Приобская нефтеносная зона Западной Сибири: Системно-литмологический аспект / Ю.Н.Карагодин, С.В.Ершов, В.С. Сафонов и др. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1996. – 252 с.
76. Проблема индексации и номенклатуры продуктивных горизонтов юры и неокома Западной Сибири и пути её решения (системно-литмологический аспект) / Ю.Н.Карагодин, В.А.Казаненков, С.В.Ершов и др. // Геология нефти и газа. – 2003. - №2. – С.40-46.
77. Проблемы, особенности и перспективы картирования ловушек углеводородов в Среднем Приобье на современном этапе / В.Ф. Панов, С.Г. Кузьменков, И.С. Муртаев и др.// Вестник недропользователя. – 2002. - №11. - С.21-29.
78. Региональная геология нефтегазоносных территорий СССР / Г.А.Габриэлянц, Г.Х. Дикенштейн, И.Н. Капустин и др. - М.: Недра, 1991. – 283 с.
79. Региональная литмостратиграфическая схема мезозоя и кайнозоя Западной Сибири и основные закономерности размещения неантиклинальных ловушек углеводородов / Нежданов А.А., Огибенин В.В., Куренко М.И. и др. // Литмологические закономерности размещения резервуаров и залежей углеводородов. – Новосибирск: Наука, 1990. - С.80-123.
80. Ресурсы газа и нефти Ямало-Ненецкого автономного округа и стратегия их освоения / А.Э.Конторович, И.И.Нестеров, В.Р.Лившии и др. // Геология нефти и газа. – 1998. - №9. – С.2-9.
81. Решения V Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991.

82. Рудкевич М.К. Тектоническое развитие и нефтегеологическое районирование Западно-Сибирской провинции. Свердловск: Средне-Уральское книжное издат-во. Вып. 92, 1976.
83. Рудкевич М.Я., Корнев В.А., Нежданов А.А. Формирование неантиклинальных и комбинированных ловушек в меловых отложениях Западно-Сибирской плиты и методика их поисков // Геология нефти и газа. – 1984. - №8. – С.17-23.
84. Рыльков С.А. Геологическое моделирование строения неокомских отложений Северного Приобья и прогноз их нефтегазоносности: Автореф. дис. к-та геол.-минерал. наук: 25.00.12 – СПб, 2002. – 23 с.
85. Салмин М.В. Уточнение литогенетической модели формирования неструктурных ловушек в ачимовских отложениях // Нефтяное хозяйство. – 2004. - №8. – С.58-61.
86. Северное Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неокома (системно-литмологический подход) / Ю.Н.Карагодин, В.А.Казаненков, С.А.Рыльков, С.В.Ершов. – Новосибирск, 2000. – 200с.
87. Седиментация в раннемеловом бассейне Западной Сибири и её влияние на нефтегазоносность / С.В. Ершов, К.В. Зверев, В.А. Казаненков, Ю.Н. Карагодин // Геология и геофизика. – 2001. – №11-12. – С.1908-1917.
88. Сейсмическая стратиграфия / Р.Е.Шерифф, А.П.Грегори, П.Р. Вейл, Р.М. Митчем мл. и др. Под ред. Ч.Пейтона. Пер. с англ. Ч.1-2 – М.:Мир, 1982г.
89. Сейсмолитологические модели неокомских клиноформ Приобско-Салымской зоны / В.С. Славкин, Н.С. Шик, А.А. Гусейнов, Е.А. Давыдова, Т.М. Редькина // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1994. - №5-6. – С.47-52.
90. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири / О.М. Мкртчян, Л.Я. Трусов, Н.М. Белкин, В.А. Дегтев. – М.: Наука, 1987. – 126 с.
91. Сейсмогеологическое изучение клиноформных отложений Среднего Приобья / О.М. Мкртчян, И.Л. Гребнева, В.П. Игошкин и др. - М.: Наука, 1990. - 108 с.
92. Славкин В.С. Геолого-геофизическое изучение нефтеносных продуктивных отложений: Учебное пособие. – М.: МГУ, 1999 г.
93. Славкин В.С., Копилевич Е.А., Давыдова Е.А., Мушин И.А. Методика картирования типов геологического разреза в межскважинном пространстве по данным сейсморазведки // Геофизика. – 1999. – №4. – С.21-24.
94. Славкин В.С., Шик Н.С. О природно-геологической составляющей роста добычи нефти в Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2000. - №9. - С.17-27.

95. Соколовский А.П. Локальный прогноз нефтегазоносности на поисковой стадии геолого-разведочных работ в Западной Сибири // Локальный прогноз нефтегазоносности Западно-Сибирской геосинеклизы. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1989. – С.32-45.
96. Соседков В.С. Картины отражений, характерные для присклоновых фаций нижнемелового разреза Восточно-Уренгойской зоны // Геология нефти и газа. – 1995. - №8. – С.31-34.
97. Соседков В.С. Поиски неантиклинальных ловушек в неокомской толще севера Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1991. - №6. – С.25-28.
98. Стратиграфия мезозойских отложений платформенного чехла Западно-Сибирской плиты / Л.Ю.Аргентовский, В.С. Бочкарёв, Ю.В. Брадучан и др. // Проблемы геологии ЗСНГП: Тр.ЗапСибНИГНИ. – М., 1968. – вып.11. – С.27-95.
99. Строение ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны по данным сейсморазведки / В.С. Соседков, В.П. Четвертных // Геология нефти и газа. – 1995.-№2.-С.28-34.
100. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – Москва: Недра, 1981.
101. Сурков В.С., Трофимук А.А., Жеро О.Г. и др. Триасовая рифтовая система Западно-Сибирской плиты, ее влияние на структуру и нефтегазоносность платформенного мезозойско-кайнозойского чехла // Геология и геофизика. – 1982, - №8. – С.3-15.
102. Трушкевич Р.Т. Модель ловушек в ачимовских отложениях (валанжин-берриас) севера Западной Сибири. – Геология нефти и газа. – 1994.- №2. – С.21-23.
103. Трушкова Л.Я. О методике корреляции продуктивных отложений юры и неокома Западной Сибири // Геология и геофизика. – 1970. - №10. – С.69-67.
104. Трушкова Л.Я. Методика и перспективы открытия литологических залежей углеводородов в подводных конусах выноса клиноформ неокома Надым-Пурского междуречья и прилегающих территорий // Геология и нефтегазоносность Надым-Пур-Тазовского междуречья – Тр.ЗапСибНИГНИ.- Тюмень-Тарко-Сале,1995.- С.116-124
105. Фациально-палеогеоморфологические условия формирования песчаных тел клиноформ-циклитов Приобской зоны нефтенакпления / Ю.Н.Карогадин, С.В.Ершов, А.И.Коньшев, Р.К.Рязанов //Геология нефти и газа. – 1995.- №5.- С.11-16.
106. Филлипович Ю.В., Монастырёва Н.А. Крупные обвально-оползневые дислокации в неокомском клиноформном комплексе Западной Сибири // Вестник недропользователя. – 2002. - №11. – С.70-74.

107. Фильтрационно-ёмкостная модель коллекторов ачимовских отложений Большого Уренгоя / В.Д. Моисеев, Ф.Я. Боркун, Г.Г. Кучеров и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2001. – №4. – С.28-31.
108. Храмов А.Н., Гончаров Г.И., Комиссарова Р.А. и др. Палеомагнитология. – Л., Недра, 1982, 312с.
109. Чернавских А.В. / Условия формирования верхнеюрско-нижнемеловых отложений центральной части Западной Сибири в зоне Сибирских Увалов // Геология нефти и газа. – 1994. – №10. – С.13-16
110. Эрвье М.Ю. Дельтовые отложения на Нижневартовском своде // Нефтегаз. геология и геофизика. – 1974. – №11. – С.25-28.
111. Эвстатические сигналы в юрских и нижнемеловых (неокомских) отложениях Западно-Сибирского осадочного бассейна / В.А. Захаров, Б.Н. Шурыгин, М.А. Левчук, О.В. Пинус, Д.Л. Сахагян // Геология и геофизика. – 1998. – №11. – С.1492-1504

Фондовая

112. Подсчёт запасов нефти и растворённого газа Сандибинского месторождения Надымского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области по состоянию на 1.01.1998г. – Тюмень, 1998.
113. Славкин В.С. (Отв. исполнитель). Отчёт по договору № 2-00 за 2000г. Моделирование юрских и нижнемеловых природных резервуаров в пределах Лензитско-Сандибинской зоны на основе интегрированной структурно-литологической интерпретации данных сейсморазведки и бурения и составление проекта поисково-разведочных работ по Лензитскому лицензионному участку. - М.: ЗАО "МиМГО", 2001
114. Славкин В.С. (Отв. исполнитель). Отчёт по договору № 906 за 01.1999-12.2000г.г. Мониторинг моделей геологического строения важнейших месторождений и объектов на основе интегрированной структурно-литологической интерпретации геолого-геофизических данных. – М.: ВНИГНИ, 2000
115. Славкин В.С. (Отв. исполнитель). Отчёт по договору № 403 за 2000г. Создание моделей геологического строения клиноформных природных резервуаров Средне-Хулымского лицензионного участка на основе оптимизированной обработки и интегрированной интерпретации геолого-геофизических данных. - М.: ВНИГНИ, 2000
116. Славкин В.С. (Отв. исполнитель). Отчёт по договору №3-01 за 2001-2002г.г. Создание модели геологического строения клиноформных природных резервуаров восточной части Лонгъюганского участка на основе оптимизированной обработки и

интегрированной интерпретации геолого-геофизических данных. - М.: ЗАО "МиМГО", 2002

117. Славкин В.С. (Отв. исполнитель). Отчёт по договору № Д-54-01. Создание модели геологического строения клиноформного макрообъекта Сахалинского лицензионного участка на основе переобработки и интегрированной структурно-литологической интерпретации данных сейсморазведки и бурения. - М.: ЗАО "МиМГО", 2002
118. Славкин В.С. (Отв. исполнитель). Разработать технологию построения геологических моделей залежей нефти и газа при подготовке сложных объектов лицензирования, М., ВНИГНИ, 1997-1998
119. Славкин В.С. (Отв. исполнитель). Отчёт по договору № 17-02/344-раз. Актуализация геологической модели и оценка ресурсной базы Хулымско-Лонгъюганской зоны нефтегазонакопления на основе обработки и интегрированной интерпретации всей совокупности геолого-геофизических данных (материалов разведочных и эксплуатационных скважин, 1200 пог.км сейсморазведки сезона 2002-2003 годов и 2800 пог.км сейсморазведки прошлых лет) . - М.: ЗАО "МиМГО", 2004
120. Федорцов И.В. (Отв. исполнитель) Отчёт по договору за 2002г. Комплексные лабораторные исследования керна разведочной скважины №55 Средне-Хулымского месторождения / ЗАО "СИБКОР"- Тюмень, 2002
121. Шик Н.С., Гусейнов А.А., Давыдова Е.А., и др. Выполнить прогноз трёхмерных седиментационных тел (клиноформ, конусов выноса и др.) по данным литолого-фациального анализа и сейсморазведки ОГТ в Западно-Сибирской НГП, М., ВНИГНИ, 1992
122. Шик Н.С., Гусейнов А.А., Ермолова Т.Е. и др. Разработать технологию пространственной локализации трёхмерных седиментационных тел на основе сейсмолитологического моделирования, М., ВНИГНИ, 1995

Иностранная

123. Pinous O.V., M.A. Levchuk, and D.L. Sahagian, 2001, Regional synthesis of the productive Neocomian complex of West Siberia: Sequence stratigraphic framework: AAPG Bulletin, v.85, p. 1713-1730
124. Pinous O.V., Y.N. Қарогдин, S.V. Ershov, and D.L. Sahagin, 1999a, Sequence stratigraphy, facies, and sea-level change of the Hauterivian productive complex of the Priobskoe oil field (West Siberia): AAPG Bulletin, v.83, p. 972-989

125. Slavkin V., Shick N., Guseinov A., Kopilevich E., Davydova E., Zazulina I. Reservoir prediction for 3D sedimentary bodies by lithofacies and seismic stratigraphy analyses: EAPG, 5th Conference and Technical Exhibition, Stavanger, Norway, 7-11 June, 1993, p.514