

51:06-4/57

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

НА ПРАВАХ РУКОПИСИ

*КОЛОСКОВ ВАСИЛИЙ НИКОЛАЕВИЧ*

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ НАДЫМСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ  
ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА  
В СВЕТЕ ПЕРСПЕКТИВ ЕЕ НЕФТЕНОСНОСТИ**

*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 .....	3
ГЛАВА 1. Геологическое строение и нефтегазоносность Надымской мегавпадины.....	9
1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза .....	9
1.2 Тектоника.....	17
1.3 Нефтегазоносность района .....	31
1.4 Новые представления о геологическом строении клиноформного неокома Надымской мегавпадины по результатам оптимизированной обработки и интерпретации данных сейсморазведки.....	46
Выводы по главе .....	63
Глава 2. Геологическое строение и нефтеносность ундаформных отложений в Надымской мегавпадине .....	64
2.1. Основные особенности строения ундаформных отложений.....	64
2.2. Перспективы нефтеносности ундаформных отложений в Надымской мегавпадине	68
2.3 Некоторые особенности разведки и освоения залежей в ундаформных отложениях Надымской мегавпадины .....	71
Выводы по главе .....	82
Глава 3. Геологическое строение и нефтеносность фондоформных (ачимовских) отложений в Надымской мегавпадине.....	82
3.1. Особенности строения фондоформных отложений .....	82
3.2 Перспективы нефтеносности фондоформных отложений в Надымской мегавпадине .....	86
Выводы по главе .....	91
Глава 4. Геологическое строение и перспективы нефтеносности баженовской свиты в Надымской мегавпадине .....	92
Выводы по главе .....	98
Глава 5. Основные направления и технологии поиска и разведки в Надымской мегавпадине .....	99
5.1 Поиск и разведка залежей в ундаформной зоне клиноформы нижнемелового комплекса.....	99
5.2 Поиск и разведка залежей в фондоформной зоне клиноформы нижнемелового комплекса.....	105
5.3 Поиск и разведка залежей нефти в баженовской свите .....	111
Выводы по главе .....	118
Заключение .....	119
Список литературы.....	121

## Введение

### Общая характеристика работы

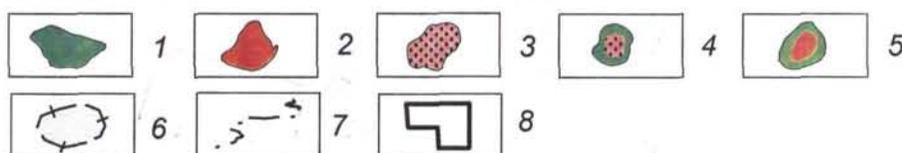
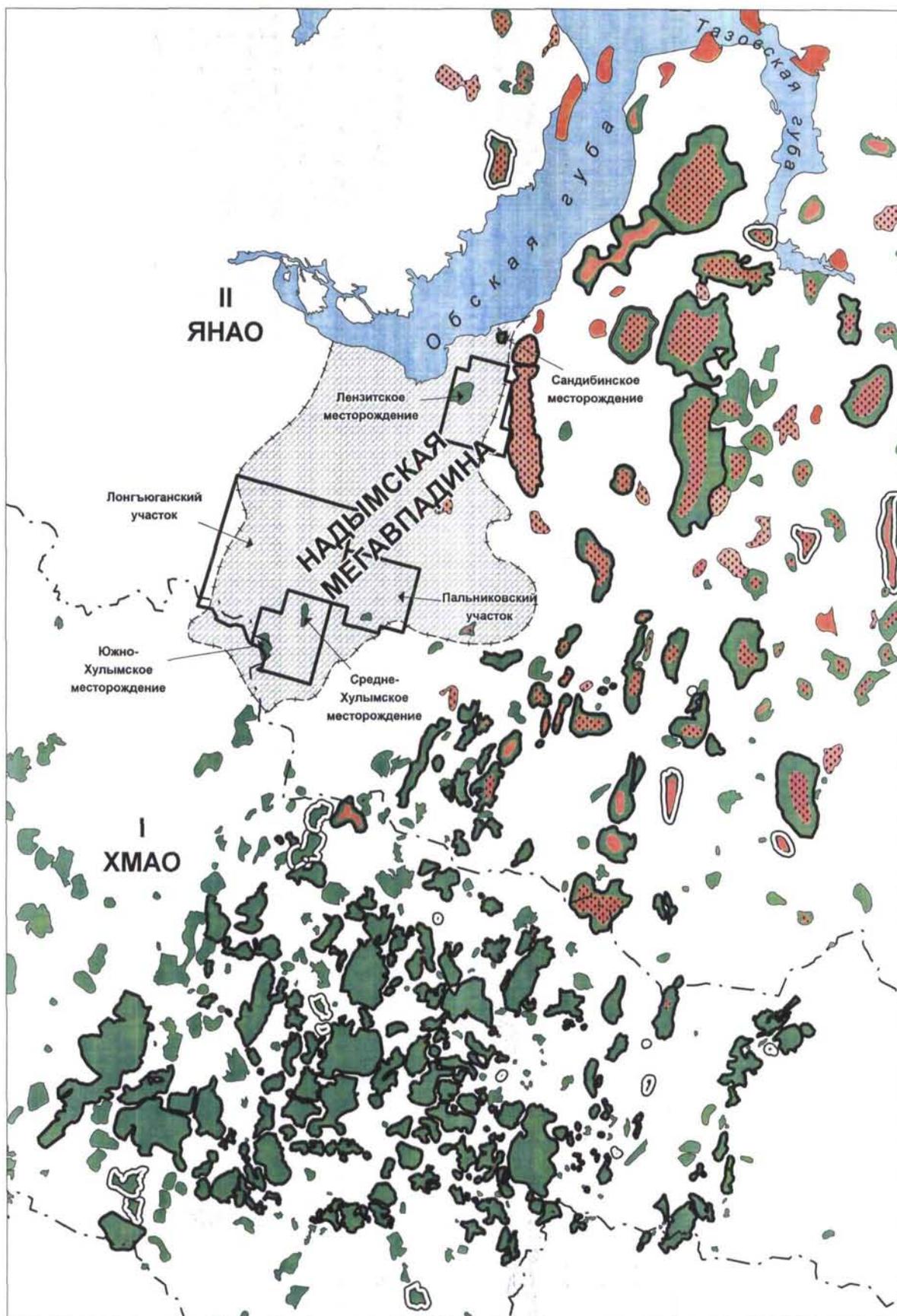
#### Актуальность работы

Вторая половина XX века ознаменована крупнейшими приростами запасов углеводородного сырья в Западной Сибири. С открытием в 1953 г. первого газового месторождения – Березовского, а в 1960 г. первого нефтяного месторождения в Шаимском районе Западной Сибири менее чем за 20 лет в этом регионе была создана мощная сырьевая база. Объем начальных разведанных запасов нефти Западной Сибири сегодня составляет более 60% общероссийского. Ежегодная добыча нефти в регионе составляет порядка 70% суммарной добычи по России. Потенциальные ресурсы углеводородного сырья Западной Сибири позволяют смело утверждать, что этот регион и в XXI в. останется главным нефтегазодобывающим регионом России. Поэтому на сегодняшний день актуальной является и, наверное, еще не один год будет являться таковой, проблема изучения этой крупнейшей нефтегазовой кладовой страны.

При этом актуальные направления ГРП в Западной Сибири, по мнению автора, можно разделить на два крупных блока. Первый блок – это поиск в хорошо изученных районах, таких как Широное Приобье или Томская область, новых месторождений, пропущенных при проведении поиска и разведки в предыдущие годы, и доразведка «старых» месторождений, ранее считавшихся нерентабельными для разработки. И в том, и в другом случаях это, как правило, небольшие месторождения со сложнопостроенными ловушками и трудноизвлекаемыми запасами, разработка которых стала возможна только в последние годы, что связано с качественным скачком в развитии технологий по извлечению нефти.

Второй блок – это поиск новых нефтяных месторождений в слабоизученных районах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ). Однако в последнее время оно фактически не пользуется популярностью. Это связано, во-первых, с необходимостью проведения в большом объеме региональных исследований, что требует объединенных усилий как со стороны государства, так и со стороны недропользователей, и, во-вторых – с достаточно большим кажущимся риском. Ведь в первом приближении изучены все районы Западной Сибири. Разница лишь в том, что в одних районах на начальном этапе поиска сделаны крупные открытия, а в других нет, что впоследствии накладывало некий стереотип на тот или иной район. Одним из таких крупных районов является северная часть Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, в пределах которой расположена Надымская мегавпадина.

Нельзя сказать, чтобы здесь совсем не было нефтяных месторождений (рис.1). Они есть, и некоторые из них, как, например, Средне-Хулымское, приуроченное к Хулымско-Лонгыюганской клиноформе, или Сандибинское, приуроченное к Сандибинско-Лензитской клиноформе, в последние годы на слуху у геологической и нефтяной общественности. Тем не



1 - нефтяные месторождения; 2 - газовые месторождения; 3 - газоконденсатные месторождения; 4 - нефтегазоконденсатные месторождения; 5 - нефтегазовые месторождения; 6 - Надымская мегавпадина; 7 - административные границы Ханты-Мансийского автономного округа (I) и Ямало-Ненецкого автономного округа (II); 8 - границы лицензионных участков

Рис.1 Фрагмент схемы нефтегазоносности Западной Сибири (по материалам ИНКОТЭК) 4

менее, концентрация нефтяных открытий здесь на порядок ниже, чем на сопредельных территориях.

В чем причина такого положения?

Ответ не прост и не однозначен. С одной стороны, можно допустить, что природно-геологический потенциал рассматриваемой территории ниже, чем в сопредельных районах, а с другой стороны, следует признать, что особенности геологоразведочного процесса в Надымской мегавпадине не способствовали освоению потенциала этого района. Действительно, практически до конца XX века основные перспективы обнаружения нефтяных залежей здесь связывались с природными резервуарами тюменской свиты средней юры. Сочетание низких фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) этих резервуаров (при испытаниях скважин лучшие дебиты нефти составляли до  $5 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) с достаточно значительными глубинами их залегания (3-3,5 км) сделало направление геологоразведочных работ на отложения тюменской свиты в Надымской мегавпадине заведомо экономически неприемлемым. Заметим, что особенности горно-геологической ситуации и конструкции глубоких скважин приводили к тому, что в скважинах, ориентированных на среднюю юру, происходило заведомо неоптимальное первичное и особенно вторичное вскрытие расположенных выше по разрезу продуктивных и потенциально продуктивных природных резервуаров. Такова одна из причин убежденности специалистов прежних лет в том, что в неокомских отложениях Надымской мегавпадины хороших коллекторов нет. Ситуация осложнялась еще и тем, что до последнего десятилетия сейсморазведка не была в состоянии расшифровать особенности строения неокомской толщи и дать прогноз фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) природных резервуаров на большей части территории Надымской мегавпадины.

С учетом вышесказанного, несомненно актуальна расшифровка геологического строения неокомского комплекса Надымской мегавпадины в свете перспектив ее нефтеносности.

**Целью данной работы** являлось выявление и оконтуривание перспективных зон для открытия новых месторождений нефти на севере Западно-Сибирского НГБ и выбор направлений геологоразведочных работ в этом районе.

**Основными задачами исследований** являлись:

1. Переобработка и геологическая интерпретация региональных сейсмических профилей ОГТ для построения региональной геологической модели строения неокомского клиноформного комплекса.

2. Оконтуривание Сандибинско-Лензитской и Хулымско-Лонгъюганской клиноформ в пределах Надымской мегавпадины и отождествление их с одновозрастными клиноформами Широкого Приобья.

3. Оценка перспектив нефтеносности ундаформных и фондоформных частей клиноформ неокомского комплекса Надымской мегавпадины.

4. Оценка перспектив нефтеносности баженовской свиты Надымской мегавпадины.

5. Адаптация методики выделения трещинных коллекторов в баженовской свите по данным сейсморазведки к условиям Надымской мегавпадины.

6. Выявление и оконтуривание перспективных зон в пределах Надымской мегавпадины, разработка рекомендаций по прогнозированию и поиску потенциально продуктивных объектов, открытию и разведке новых месторождений нефти.

### **Научная новизна**

1. Впервые построена единая клиноформная модель неокомских отложений Надымской мегавпадины с использованием как значительного объема площадных сейсмических профилей, позволившего детально охарактеризовать большую часть Надымской мегавпадины, так и региональных сейсмических профилей, позволивших создать единый массив сейсморазведочной информации и связать в единую модель фрагменты, полученные по данным площадной сейсморазведки.

2. Впервые выделены перспективные зоны в фондоформной и ундаформной частях клиноформного комплекса Надымской мегавпадины с использованием современных подходов и компьютерной технологии.

3. Впервые обоснована перспективность верхнеюрской баженовской свиты в Надымской мегавпадине и выделены зоны в пределах Средне-Хулымского месторождения, где нефтеносность баженовской свиты прогнозируется с максимальной степенью вероятности.

4. Впервые предложено сочетание трех направлений геологоразведочных работ в Надымской мегавпадине, что является экономически рентабельным при поиске и разведке новых месторождений:

- Поиск и разведка залежей нефти в высоконеомких и высокопродуктивных природных резервуарах ундаформной части неокомского комплекса Надымской мегавпадины.

- Поиск и разведка залежей нефти в фондоформных песчаных телах в «ачимовской» толще.

- Поиск и разведка нефтяных залежей в баженовской свите.

### **Реализация результатов исследования и практическое значение работы**

Результаты исследований и рекомендуемые направления геологоразведочных работ в рассматриваемом регионе переданы нефтяной компании "РИТЭК" в виде схем, карт и разрезов, составленных автором или при его непосредственном участии. Обоснованы конкретные рекомендации на поиск залежей нефти в баженовской свите Надымской мегавпадины. С использованием разработанных моделей геологического строения в настоящее время осуществляется промышленная эксплуатация Средне-Хулымского нефтяного месторождения, а

также проводятся поисковые и разведочные работы на Лонгъюганском и Лензитском поисковых участках.

### **Апробация работы и публикации**

Основные результаты исследований обсуждались на научно-технических советах нефтяной компании "РИТЭК", ЗАО "Моделирование и мониторинг геологических объектов им. В.А.Двуреченского" (ЗАО "МиМГО"), докладывались на двух международных научных конференциях "Новые идеи в геологии нефти и газа" (г.Москва, 2004, 2005 г.г.).

Результаты проведенных исследований по теме диссертации опубликованы в шести статьях и изложены в шести отчетах по научно-производственным работам ЗАО "МиМГО". На способ определения нефтегазопродуктивных типов геологического разреза переменной толщины получен патент на изобретение №2205434.

### **Фактический материал**

В работе использованы геолого-промысловые данные и материалы ГИС, макроописания, лабораторные исследования керн и микроописания шлифов по 49-ти поисковым и разведочным и 70-ти эксплуатационным скважинам, а также результаты специальной обработки и интерпретации свыше 10 тыс. пог.км сейсморазведки ОГТ разных лет в том числе по 5-ти региональным сейсмическим профилям.

### **Структура и объем работы**

Диссертационная работа содержит 125 страниц текста, состоит из 5 глав, введения и заключения. Работа иллюстрирована 57 рисунками. Список использованной литературы насчитывает 70 наименований.

\* \* \*

Автор выражает горячую благодарность к.г.-м.н. А.А.Гусейнову и к.г.-м.н. Т.Е.Ермоловой за ценные советы при написании диссертации, корректировки общей схемы работы и дискуссии по отдельным теоретическим и практическим вопросам, рассмотренным в работе.

Автор искренне благодарит к.г.-м.н. Н.С. Шик за постоянную поддержку, внимание и теоретическую базу, использованную при проведении исследовательских работ.

Автор признателен преподавателям кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ за консультации и дискуссии по теоретическим и практическим вопросам, затронутым в работе.

Автор благодарит за консультации к.г.-м.н. В.Е. Зиньковского по методике и интерпретации данных сейсморазведки.

Особую благодарность автор выражает специалистам ОАО "Ямалгеофизика" за предоставленный региональный материал.

Автор благодарит за постоянную поддержку и помощь при обработке данных сейморазведки Н.Ю.Холмянскую, за обсуждение ряда вопросов – Е.Б.Беспалову и С.С.Гаврилова.

Автор особенно благодарен А.А.Полякову за многочисленные дискуссии о геологическом строении неокомского комплекса Западно-Сибирского НГБ и идеи, родившиеся в этих дискуссиях и нашедшие отображение в данной диссертационной работе

Автор благодарен Р.Н.Асаиновой, Г.М.Кочетовской, Е.Н.Вишневой, И.Н.Лошмановой, Т.М.Редькиной, В.Е.Цабель, Т.М.Самариной за большую помощь при оформлении текста, графики и рисунков.

## ГЛАВА 1. Геологическое строение и нефтегазоносность Надымской мегавпадины

### 1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Стратиграфическое расчленение приведено в соответствии с региональной стратиграфической схемой 1991 г. Дополнительно, при изучении нижнемеловых отложений, использованы материалы рабочего совещания НАЦ ХМАО от 06.2000г.

В геологическом строении изучаемого района принимают участие 2 комплекса пород: кристаллический фундамент среднепалеозойского возраста и мезозойско-кайнозойская толща осадочного чехла (рис.2).

В пределах площади работ породы фундамента вскрыты скважиной №101 Лакьюганской площади на глубине 4071м., скв.77 Лензитской на глубине 3354 м, скв.6 Сандибинской на глубине 3679 м и скважиной 71 Средне-Надымской площади в интервале глубин 4407-4505 м.

В верхней части фундамента развита кора выветривания, толщина которой составляет около 12-15 м. Отложения фундамента представлены базальтами миндалекаменными с включениями хлорита, кальцита, кварца (В.С.Бочкарев).

На основании региональной стратиграфической схемы триасовые отложения на территории Западно-Сибирской равнины имеют очаговый характер развития. Область развития тампейской серии расположена вблизи района Лензитского месторождения. Скв.77 Лензитской на глубине 3340 м вскрыты породы триасовой системы, представленные терригенными образованиями. Толщина коры выветривания составляет 14 м. Подтверждения наличия коры выветривания в данном районе другими скважинами нет. Триасовый возраст коры выветривания предполагается по аналогии с другими районами Западно-Сибирской равнины.

В разрезе верхнего стратиграфического этажа выделяются отложения юрской, меловой, палеогеновой, четвертичной систем.

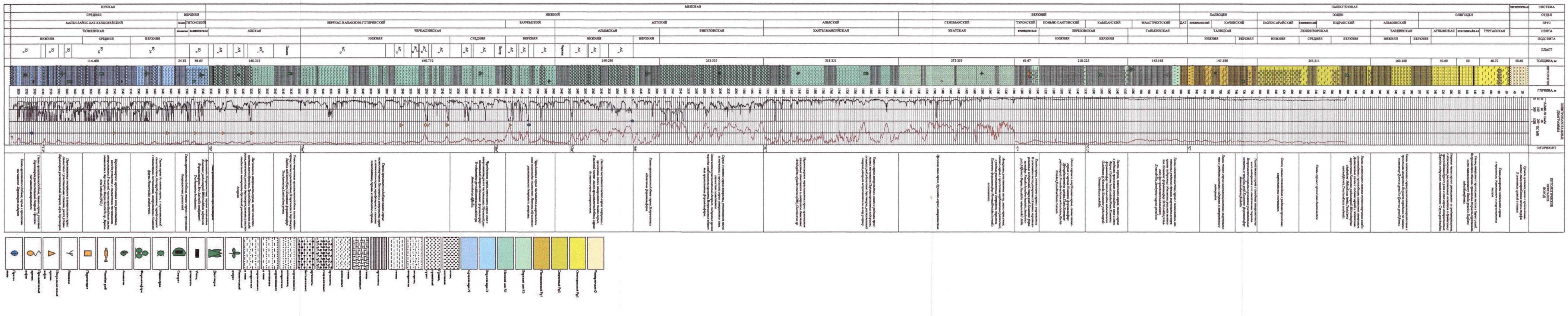
#### **Юрская система**

Отложения юрской системы залегают на породах доюрского основания и представлены тремя отделами: верхним, средним и нижним. В ее составе выделяются котухтинская, тюменская, абалакская и баженовская свиты. Общая толщина отложений юрской системы по скважине №101-Лакьюганской составляет около 920 метров.

#### **Котухтинская свита ( $J_{1p}-J_{2a}$ )**

В пределах поискового участка отложения котухтинской свиты вскрыты скв.101-Лакьюганской, скв.77-Лензитской, скв.6-Сандибинской и скв.71-Средне-Надымской и залегают со стратиграфическим несогласием на образованиях коры выветривания.

Рис.2 Сводный литоло-стратиграфический разрез Средне-Хульмиского месторождения



По составу пород свита подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю, в пределах которых выделяются песчано-алевролитовые пласты Ю<sub>11-14</sub> и Ю<sub>10</sub>, соответственно.

Нижняя подсвита сложена толщей аргиллито-алевролитовых пород с единичными прослоями песчаников. Аргиллиты и алевролиты темно-серые, массивные, крепкосцементированные. Песчаники серые мелко-тонкозернистые и крупнозернистые, алевролитистые. Разрез нижней подсвиты завершает тогурская пачка, представленная аргиллитами уплотненными, темно-серыми, прослоями битуминозными с включениями растительного детрита.

Верхняя подсвита сложена толщей аргиллитов, в средней части переходящих в песчано-алевролитовые породы (пласт Ю<sub>10</sub>): Аргиллиты темно-серые, крепкие, массивные, участками алевролитистые. Песчаники пласта Ю<sub>10</sub> серые, массивные, алевролитистые с вкраплениями растительного детрита, перекрываются отложениями радомской пачки, сложенной глинами уплотненными, прослоями слабобитуминозными.

Общая толщина отложений свиты составляет ~450м.

К подошве радомской пачки глин приурочен отражающий горизонт Т<sub>3</sub>.

Тюменская свита (J<sub>2a-cl</sub>) делится на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Отложения нижней подсвиты представлены частым неравномерным чередованием аргиллитов темно-серых с алевролитами и песчаниками пластов Ю<sub>7-9</sub>.

Алевролиты и песчаники серые, светло-серые, мелко- и среднезернистые.

К кровле пласта Ю<sub>7</sub> приурочен отражающий горизонт Т<sub>2</sub>.

Отложения средней и верхней подсвит представлены преимущественно аргиллитами, алевролитами и песчано-алевролитистыми породами пластов Ю<sub>2</sub>-Ю<sub>6</sub>.

Аргиллиты темно-серые, коричневатые, плотные, участками алевролитистые. Песчаники серые, мелко- и среднезернистые.

Интерес в нефтегазоносном отношении представляют песчаники пласта Ю<sub>2-3</sub>, расположенные в кровельной части тюменской свиты.

Для отложений свиты характерны единичные вкрапления пирита, прослои углей, слюды и содержание остатков растительного детрита.

К кровле пласта Ю<sub>2</sub> приурочен отражающий горизонт Т.

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

Абалакская свита (J<sub>2kl-km</sub>).

Свита сложена аргиллитами темно-серыми, слюдистыми, однородными, преимущественно тонкоотмученными, в разной степени глауконитовыми, в верхней части – с прослоями битуминозных разностей.

Средняя толщина свиты около 20 м .

Баженовская свита ( $J_{3v}-K_{1v}$ ). Отложения свиты представлены битуминозными аргиллитами, темно-серыми до черных с буроватым оттенком, массивными и листоватыми с известковистыми прослоями. Аргиллиты содержат раковины аммонитов, пелеципод и белемнитов.

Толщина свиты увеличивается на северо-восток от 37м (скв.103-Лакьюганская) до 64 (скв.80-Лензисткая).

К кровле свиты приурочен сейсмический отражающий горизонт Б.

### **Меловая система**

Отложения меловой системы развиты повсеместно и представлены двумя отделами: нижним (неоком) и верхним.

Нижний отдел включает осадочные образования ахской, черкашинской, алымской, викуловской и ханты-мансийской свит.

Как упоминалось выше, при стратиграфическом расчленении нижнемеловых отложений, использован макет региональной стратиграфической схемы [С.Л.Белоусов, В.Ф.Гришкевич, В.Г.Елисеев, В.М.Никитин и др., 2001г] (**рис. 3**) берриас-аптских отложений, в полной мере отражающей представления о формировании неокомских отложений в результате бокового заполнения бассейна седиментации: разделения их на две части - нижнюю (клиноформную) и верхнюю (покровную); иллюстрирующей возраст ачимовской толщи скользящим от берриаса до раннего готерива, а также отображающей особенности зон развития аномальных разрезов на границе юрской и меловой систем.

Принципиально новым является нанесение на макет схемы границы раздела покровного и клиноформного комплексов. В соответствии с моделью бокового заполнения А.Л.Наумова (1977) с этой линией совпадают границы регионального замещения покровных песчано-алевритовых пластов (резервуаров). Таким образом, возраст клиноформного комплекса и включенной в него ачимовской толщи на макете схемы показан скользящим от берриаса до раннего готерива. Внутри клиноформного комплекса показаны продолжения основных глинистых пачек покровного комплекса и расчлененные, структурированные ими песчано-алевритоглинистые отложения ачимовской толщи на стратиграфических уровнях клиноформного продолжения покровных песчаных пластов (Плавник Г.И., Толубаева Г.Е., Олейник Е.В., 1999). Это делает естественной индексацию песчаных ачимовских пластов по индексам покровных пластов и пропластков, клиноформным продолжением которых они являются, например Ач(БС<sub>10</sub>)

Далее предполагается, что ниже ачимовских отложений залегают недокомпенсированные осадки фондоформной зоны. На макете схемы они показаны как битуминозные отложения и отнесены к баженовской свите (формации, толще). Это позволило показать и аномальные

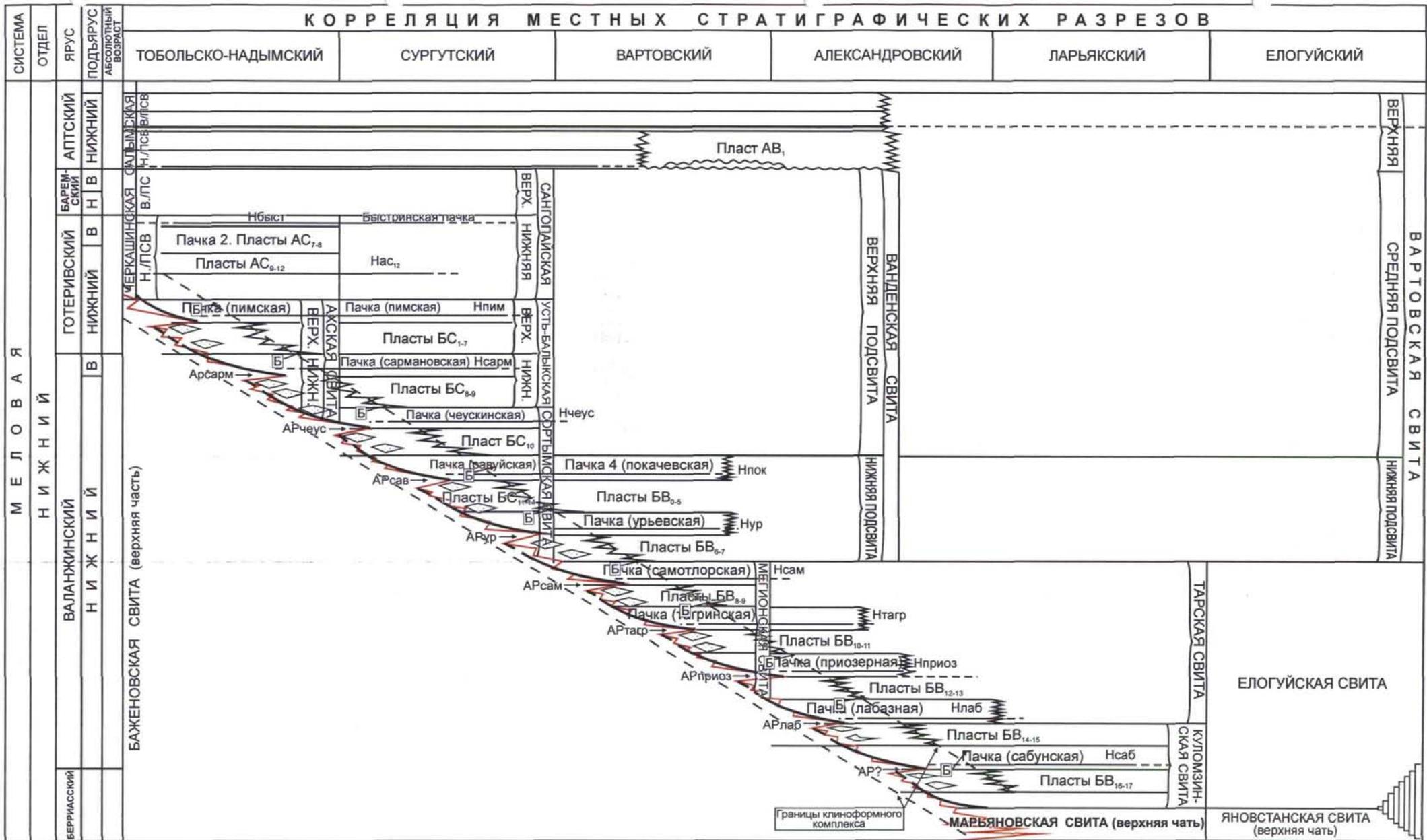


Рис.3 Региональная стратиграфическая схема Берриас-Апстских отложений центральных районов Западно-Сибирской равнины (С.Л.Белюсов, В.Ф.Гришкевич, В.Г.Елисеев и др., 2001г.)

разрезы битуминозных отложений, залегающих над песчано-глинистыми отложениями ачимовской толщи. Стратиграфически "аномальные" разрезы приурочены к трансгрессивным частям пар "покровный пласт и его глинистая покрывка". На макете схемы положение выявленных бурением (от БВ<sub>12</sub> до АС<sub>12</sub>) и предполагаемых (БВ<sub>14</sub> и БВ<sub>16</sub>) аномальных разрезов показано выступающими языками фациальных замещений битуминозных отложений и помечено индексами "АР". Объемы аномальных разрезов битуминозных аргиллитов отнесены к клиноформной части.

Очевидным противоречием между стратиграфической схемой 1990 г. и предлагаемым макетом является изменение "снизу" стратиграфических объемов целого ряда свит, связанное со скользящим возрастом кровли битуминозных отложений. В свое время эти свиты выделялись в стратиграфическом объеме — "от кровли одного регионального маркера до кровли другого маркера", например от кровли пимской пачки до битуминозных аргиллитов баженовской свиты для ахской свиты или до кровли чеускинской пачки для усть-балыкской свиты. И самый яркий пример — баженовская свита, выделяемая между двумя региональными маркерами — кровлей и подошвой битуминозных глин. При этом поверхности таких маркеров предполагались одновозрастными. С принятием клиноформной модели неокома предположение об изохронности кровли битуминозных аргиллитов становится более чем спорным. Новое понимание "баженовки" как объекта со значительным возрастным скольжением кровли можно подчеркнуть добавлением к ее названию терминов свободного пользования: баженовская толща или баженовская формация.

На макет схемы вынесены региональные и зональные отражающие сейсмические горизонты. Региональные сейсмические горизонты (утолщенные линии) поименованы общепринятыми индексами (А, Б, М), зональные сейсмические горизонты (линии средней толщины) — индексом Н плюс аббревиатура названия глинистой пачки, к которой приурочен сиквенс, формирующий отраженные волны, например Нпим, Нсарм. Взаимоотношения отражающих горизонтов увязаны с принятой моделью бокового заполнения неокомского седиментационного бассейна.

Итак, вернемся к литолого-стратиграфической характеристике нижнемеловых отложений района исследований.

Ахская свита (К<sub>1v-ii</sub>) подразделяется на две подсвиты:

Нижнюю - песчано-глинистую (ачимовская и подачимовская пачки) и верхнюю - глинистую.

Нижняя часть свиты сложена аргиллитами серыми, темно-серыми до черного, плотными, тонкоотмученными, с остатками обугленных растений (подачимовская толща) и песчаниками светло-серыми, мелкозернистыми, слабослюдистыми (ачимовская толща).

Верхняя часть свиты сложена толщей аргиллитов темно-серых, участками алевритистых, в основном грубоплитчатых, тонкоотмученных. Для отложений свиты характерны включения углисто-слюдистого материала.

Толщина свиты изменяется с запада на восток от 284 м до 746 м.

Черкашинская свита ( $K_{1n-br}$ ) литологически представлена двумя подсвитами: нижней и верхней.

Нижняя подсвита сложена песчаниками (пласты  $AC_7-$   $AC_{12}$ ) серыми, светло-серыми с прослоями алевролитов и глин.

Глины аргиллитоподобные темно-серые, почти черные, алевритистые, слюдистые. Характерны скопления растительного детрита. Завершает отложения нижней подсвиты быстринская пачка глин.

Верхняя подсвита сложена песчаниками пласта  $AC_{4-6}$ , серыми, светло-серыми с прослоями алеврито-глинистого материала.

Толщина свиты изменяется от 256 м (скв.109) до 481 м (скв.101).

Алымская свита ( $K_{1a1}$ ) сложена глинами аргиллитоподобными, серыми до темно-серых с прослоями алевролитов и песчаников.

Толщина свиты составляет от 88 до 239 м на востоке.

Викуловская свита ( $K_{1n2-3}$ ) представлена, в основном, алевролитами и песчаниками серыми и светло-серыми, слабосцементированными, с прослоями глинистых известняков и глин, содержащих углистый детрит.

Толщина свиты изменяется от 244 м на востоке до 503 м на западе.

Ханты-Мансийская свита ( $K_{1ni}$ ).

Сложена свита глинисто-алевролитовыми породами с прослоями песчаников.

Глины серые, темно-серые, преимущественно алевритовые.

Песчаники серые, средне- и слабосцементированные, с глинистым и известковистым цементом.

Толщина свиты - 290–347 м.

Верхний отдел меловой системы включает отложения уватской, кузнецовской, березовской, ганькинской свит.

Уватская свита ( $K_{2c}$ ) представлена алевритами с прослоями глин, глинистых известняков, песчаников. Для пород характерны включения растительного детрита, пирита. К кровле уватской свиты приурочен отражающий горизонт Г. Толщина свиты-251–296 м.

Кузнецовская свита ( $K_{2t-cl}$ ).

Свита начинает цикл морских осадков, продолжающийся на протяжении турон-маастрихтского времени. Свита сложена глинами серыми и зеленовато-серыми, с зернами глауконита.

Толщина свиты - 50–94 м.

Березовская свита ( $K_{2cp-cp}$ ).

Подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижняя подсвита характеризуется повышенным содержанием кремнистого материала и представлена опоками и опокovidными глинами, с редкими прослоями глинистых алевролитов и песчаников.

Верхняя подсвита сложена глинами темно-серыми, серыми слабоалевритистыми. Характерны включения глауконита и пирита.

Толщина свиты - 197–226 м.

Ганькинская свита ( $K_{2m-P_{1d}}$ ) завершает разрез верхнемеловых отложений и представлена толщей глин серых, зеленовато-серых, местами известковистых.

Толщина свиты - 101–166 м.

### **Палеогеновая система**

Отложения палеогеновой системы представлены тремя отделами: палеоценовым, эоценовым и олигоценовым.

Палеоцен ( $P_1$ ) объединяет прибрежно-морские отложения талицкой свиты, сложенной глинами с прослоями и линзами песчаников и алевролитов.

Толщина свиты – 100–153 м.

Эоценовый отдел ( $P_2$ ) включает морские отложения люлинворской и нижнюю подсвиту тавдинской свиты.

Нижняя подсвита люлинворской свиты сложена опоками, опокovidными глинами и глинами. Средняя часть верхней подсвиты – диатомитами, диатомовыми глинами, серыми, зеленовато-серыми, слабоалевритистыми.

Толщина свиты – 270–295 м.

Тавдинская свита сложена глинами зеленовато-серыми, с прослойками песчано-алевритового материала.

Толщина свиты составляет 80–100 м.

Олигоценовый отдел ( $P_3$ ) представлен осадками верхней подсвиты тавдинской, атлым-новомихайловской и туртасской свит.

Атлым–новомихайловская свита представлена кварцевыми песками с прослоями глин и алевролитов.

Толщина свиты – 30–65 м.

Туртасская свита завершает разрез отложений палеогенового возраста. Свита сложена глинами и алевролитами зеленовато-серыми, тонкослоистыми, с прослоями диатомитов и кварцево-глауконитовых песков.

Толщина свиты изменяется от 40 до 70 м.

#### **Четвертичная система**

Отложения четвертичной системы со стратиграфическим несогласием залегают на отложениях туртасской свиты и представлены суглинками, песками, алевролитами, глинами, пачками песчано-гравийно-галечникового материала.

Толщина отложений системы 100–120 м.

#### 1.2 Тектоника

В работе принята за основу тектоническая карта мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы под редакцией В.С. Бочкарёва и др. (1990) (**рис.4**), которая более детально характеризует район исследования. Согласно этой карте, район исследования расположен в северной части Западно-Сибирской плиты и приурочен к региональной структуре - Надымской мегавпадине. На тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты под редакцией В.И.Шпильмана и др. (1998) территория исследования приурочена к области развития следующих тектонических элементов: Западно-Ярудейской мегавпадины, Ярудейского мегавала и Надымской мегавпадины (**рис.5**).

В пределах Надымской мегавпадины имеется ряд глубоких скважин, вскрывших палеозойские образования, а также сейсморазведочные данные (профили КМПВ, МОВ ОГТ) и материалы гравимагнитных, геотермических и других исследований, которые позволяют провести геотектоническое районирование фундамента и установить двухэтажное строение региона, т.е. выделить фундамент герцинского возраста кратонизации и осадочный мезозойско-кайнозойский чехол. Промежуточный структурный этаж не выделяется.

**Фундамент** имеет сложное строение и в пределах региона (**рис.4**) в нем обособляется ряд структурно-фациальных зон, Ярудейский межгорный прогиб и Надымский срединный массив (В.С.Бочкарев). Предполагают, что чехол срединного массива, вскрытый лишь одной скв. 7-Р Надымской, сложен терригенными отложениями среднего палеозоя. Ярудейский прогиб выполнен терригенно-туфогенными отложениями верхнего палеозоя (по скв.2-Р и скв.4-Р Ярудейским).

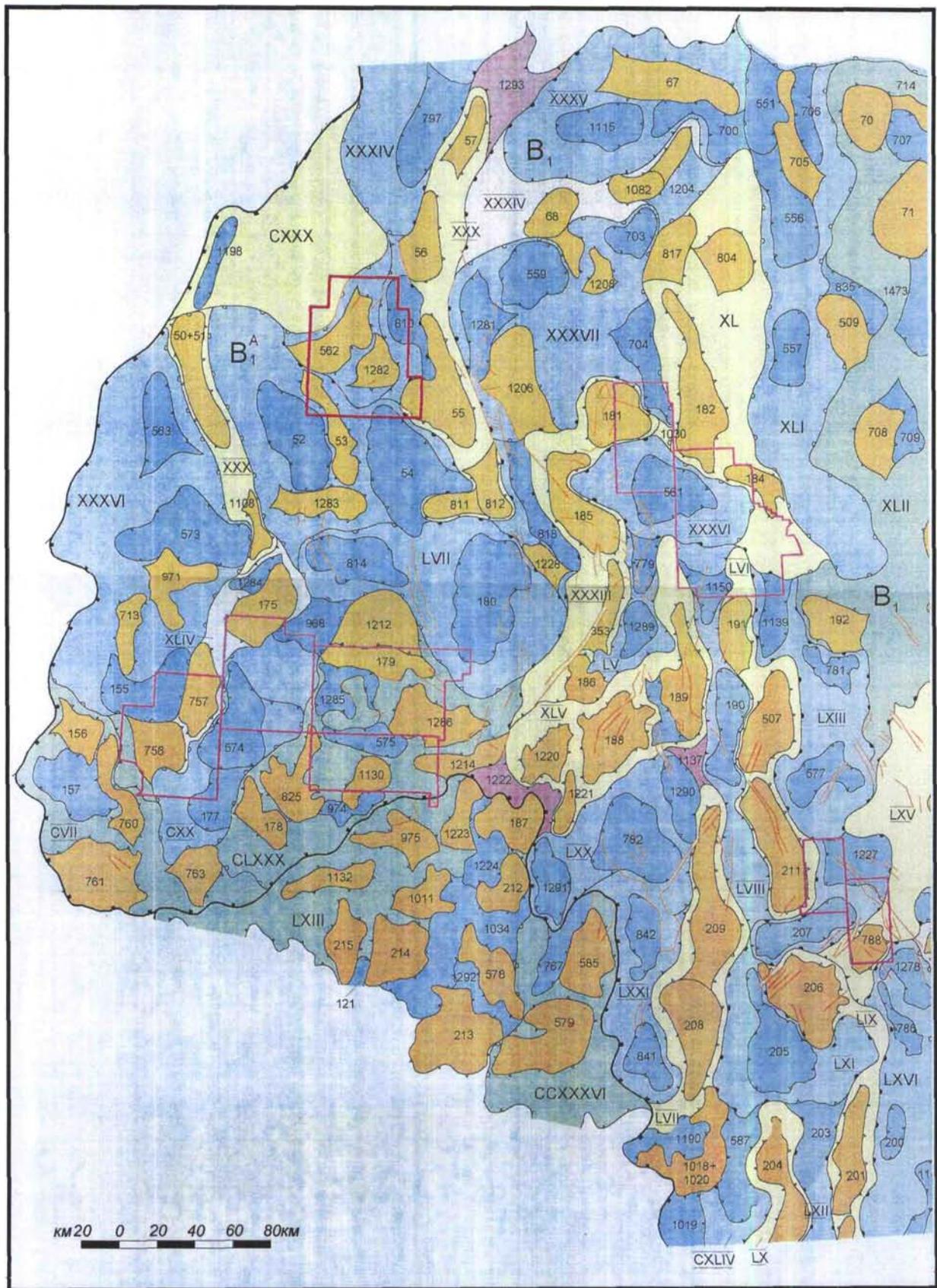


Рис. 4. Выкопировка из тектонической карты мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы (ЗапСибНИГНИ, В.С.Бочкарев, 1990)

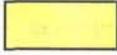
## Условные обозначения к рис. 4

	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.)
	дизъюнктивные нарушения
	контур Лензитского лицензионного участка

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

	отрицательные (впадины, мегапрогибы)
	положительные (мегавалы, своды, выступы) однокрылые (моноклинали)
	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 моноклинали
XXXIV	- Парусный мегaproгиб	LXVI	- Верхнеаганский мегавал
XXXVI	- Западно-Ярудейская впадина	LXVII	- Александровский мегавал
XXXVII	- Нерутинская впадина	CXXX	- Северо-Надымский выступ
XL	- Уренгойский мегавал	CLV	- Худосейский мегaproгиб
XLI	- Нижнепурский мегaproгиб	CLXXX	- Верхненадымская моноклинали
XLII	- Хадырьяхинская моноклинали	CCXXXVI	- Преображенский мегавал
LVII	- Танловская впадина		

**КРУПНЫЕ СТРУКТУРЫ II ПОРЯДКА**

<u>XXX</u>	- Ярудейский вал	<u>LXIII</u>	- Среднепурский прогиб
<u>XXXI</u>	- Медвежий вал	<u>LXV</u>	- Стахановско-Харампурский вал
<u>XXXIII</u>	- Ямсовейско-Юбилейный вал	<u>LXVIII</u>	- Верхнеколикъеганская моноклинали
<u>XXXIV</u>	- Песцовая мезоседловина	<u>LXX</u>	- Пякопурская впадина
<u>XXXV</u>	- Халутгейская впадина	<u>LXXI</u>	- Апакопурский прогиб
<u>XXXVI</u>	- Тотыдзоттинская впадина	<u>CV</u>	- Верхнеколикъеганско-Сабунский вал
<u>XXXVII</u>	- Русско-Часельский вал	<u>CVI</u>	- Верхнекарадькинский свод
<u>XLIV</u>	- Хулымская мезоседловина	<u>CVII</u>	- Лунгорская моноклинали
<u>XLV</u>	- Северный вал	<u>CXVIII</u>	- Северо-Приполярная моноклинали
<u>LV</u>	- Танловско-Пурпейский прогиб	<u>CXX</u>	- Западно-Танловский прогиб
<u>LVI</u>	- Верхнепурский вал	<u>CXXI</u>	- Нижнетазовский прогиб
<u>LVII</u>	- Венгапурский вал	<u>CXXII</u>	- Восточно-Русско-Часельский прогиб
<u>LVIII</u>	- Восточно-Пурпейский прогиб	<u>CXXIV</u>	- Русско-Реченский вал
<u>LIX</u>	- Тагринско-Ярайнерский вал	<u>CXXVI</u>	- Харампурско-Часельская мезоседловина
<u>LXI</u>	- Етыяхинская котловина	<u>CXXX</u>	- Равнинная мезоседловина
<u>LXII</u>	- Восточно-Варьганский прогиб	<u>CXLIV</u>	- Новоаганский прогиб

**СРЕДНИЕ И МАЛЫЕ СТРУКТУРЫ II ПОРЯДКА**

50+51	- Шугинский-Ярудейский вал	175	- Марьинское КП
52	- Ивловский прогиб		
53	- Нижненадымский вал	177	- Западно-Айхеттинская котловина
54	- Тунгусьяхинский прогиб	178	- Айхеттинский вал
55	- Медвежий вал	179	- Средненадымский вал
56	- Ныдинское КП	181	- Юбилейное КП
57	- Харвутинский вал	182	- Центрально-Уренгойский вал
67	- Оликуминский вал	184	- Пырейный структурный мыс
68	- Песцовое КП	185	- Ямсовейский вал
70	- Тазовское КП	187	- Янгтинское КП
71	- Заполярное КП	188	- Пякопурское КП
155	- Айхулымский прогиб	189	- Пурпейский вал
156	- Курьехский структурный мыс	190	- Восточно-Пурпейский прогиб
157	- Сорумская котловина	191	- Западно-Таркосалинское КП
192	- Восточно-Таркосалинское КП	767	- Западно-Ноябрьский прогиб
193	- Хадырьяхинский структурный мыс	779	- Западно-Пурпейский прогиб
195	- Харампурский вал	780	- Восточно-Комсомольский прогиб
196	- Верхнетолькинский структурный мыс	781	- Восточно-Айваседопурская котловина

197	-Верхнеколикьеганское КП	782	-Западно-Вэнгайхинская котловина
200	-Верхнеаганский прогиб	786	-Северо-Еркальский прогиб
201	-Тагринский вал	788	-Стахановское КП
203	-Западно-Тагринский прогиб	797	-Западно-Харвутинский прогиб
204	-Варьеганский вал	804	-Самбургский структурный мыс
205	-Западно-Ярайнерская котловина	810	-Западно-Медвежий прогиб
206	-Ярайнерское КП	811	-Зап.-Пангодинский структурный нос
207	-Северо-Ярайнерский прогиб	812	-Пангодинский структурный нос
208	-Вэнгапурский вал	814	-Южно-Надымский прогиб
209	-Вэнгайхинский вал	817	-Табьяхинский структурный нос
210	-Западно-Етыпурский прогиб	818	-Западно-Ямсовейский прогиб
211	-Етыпурский вал	825	-Хеттинское КП
212	-Коллсктивное КП	835	-Восточно-Ярояхинская котловина
213	-Холмогорское КП	836	-Западно-Промысловый прогиб
214	-Сонмлорское КП	837	-Северо-Тычельский прогиб
215	-Верхнеадымское КП	839	-Западно-Тычельский прогиб
254	-Верхнесабунский вал	841	-Западно-Вэнгапурский прогиб
353	-Северо-Танловский вал	842	-Западно-Вэнгапюкугинский прогиб
507	-Айваседопурское КП	849	-Кынский вал
509	-Ярояхинский структурный нос	968	-Восточно-Марьинский прогиб
551	-Восточно-Оликуминский прогиб	971	-Восточно-Лакьюганский структурный мыс
556	-Табьяхинский прогиб	975	-Сютыхский структурный мыс
557	-Западно-Ярояхинская котловина	1008	-Без названия прогиб
559	-Среднепыдинская котловина	1011	-Восточно-Пякутинский структурный мыс
561	-Ягенетский прогиб	1015	-Ханчейский прогиб
562	-Сандибинский структурный мыс	1018+	-Сардаковско-Западно-Варьеганский
563	-Западно-Ярудейский залив	1020	-Структурный мыс
573	-Среднехейгияхинская котловина	1030	-Восточно-Юбилейная седловина
574	-Средневохеттинская котловина	1034	-Западно-Итурский прогиб
575	-Восточно-Звездный прогиб	1082	-Еньяхинский вал
577	-Восточно-Етыпурский прогиб	1115	-Без названия котловина
578	-Итурское КП	1137	-Северо-Вэнгайхинская седловина
579	-Ортъягунско-Пограничный вал	1139	-Усть-Етыпурский прогиб
585	-Ноябрьское КП	1142	-Северо-Кынская седловина
586	-Восточно-Харампурская котловина	1145	-Верхнехарампурский прогиб
587	-Восточно-Сардаковский прогиб	1150	-Без названия прогиб
700	-Южно-Оликуминский прогиб	1190	-Манайский прогиб
701	-Эдейский структурный нос	1204	-Восточно-Еньяхинский прогиб
703	-Южно-Песцовый прогиб	1205	-Южно-Песцовый структурный мыс
704	-Западно-Уренгойский прогиб	1206	-Восточно-Медвежий структурный мыс
705	-Западно-Тазовский вал	1208	-Таркинский структурный мыс
706	-Без названия прогиб	1212	-Луцеяхский структурный мыс
707	-Призаполярный прогиб	1214	-Пайсятский структурный мыс
708	-Вэнтыйский структурный нос	1220	-Верхне-Пурпейский структурный мыс
709	-Восточно-Вэнтыйский прогиб	1221	-Восточно-Янгтинский вал
713	-Лакьюганский вал	1222	-Северо-Янгтинская седловина
714	-Восточно-Тазовский вал	1223	-Пямалияхский структурный мыс
756	-Западно-Хулымский вал	1224	-Восточно-Пямалияхский прогиб
757	-Среднехулымский вал	1227	-Без названия котловина
760	-Ветсорсковерхнелунгорский вал	1228	-Без названия котловина
761	-Лунгорский структурный мыс	1278	-Восточно-Куноватский прогиб
763	-Ямпинский структурный мыс	1281	-Ненецкий прогиб
1282	-Быкшорский структурный мыс	1289	-Восточно-Танловская котловина
1283	-Надымский вал	1291	-Восточно-Пульпюяхский прогиб
1284	-Северо-Марьинский прогиб	1292	-Восточно-Холмогорский прогиб
1286	-Северо-Пайсятский структурный мыс	1293	-Северо-Харвутинская седловина

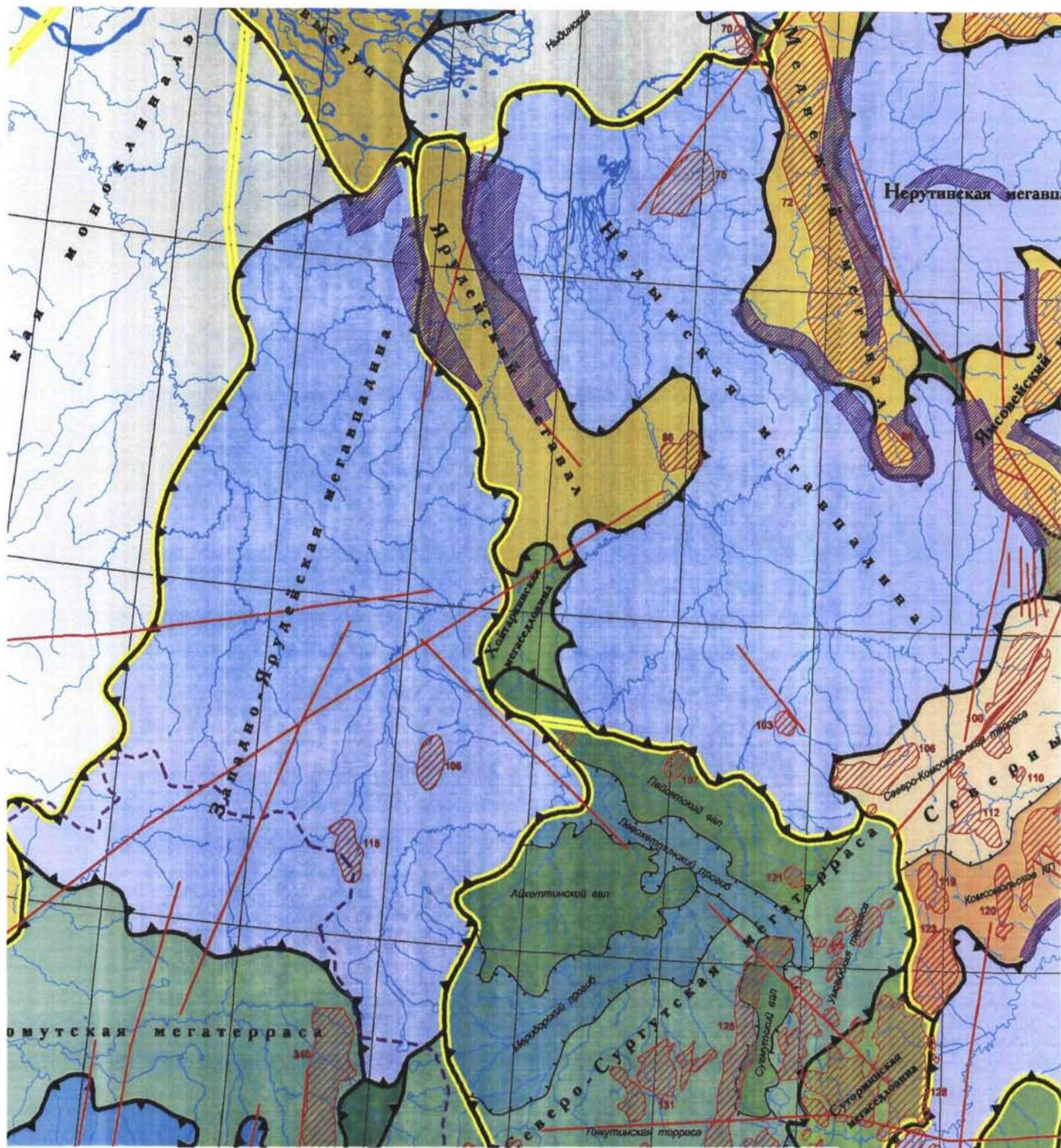


Рис.5 Выкопировка из тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты под ред. В.И.Шпильмана 1998г.

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 [6, 20, 27, 29, 43].

Осевая часть района входит в Варьеганскую структурно-фациальную зону, сложенную силурийско-девон-нижнекарбонowymi известняками и черными глинистыми сланцами. К западу и к востоку от нее прослеживаются соответственно Усть-Балькская и Бахилловская структурно-фациальные зоны, сложенные в основном вулканогенными образованиями. Интрузивные породы встречаются редко и одни из них вскрыты на Средне-Надымской площади (скв.63)- это кварцевые субщелочные диориты. Возраст кратонизации фундамента – 260-250 млн. лет.

Мезозойско-кайнозойский чехол имеет толщину от 4500-5000 м на северо-востоке региона до 3500 м на юго-западе. Он представлен в северной части в основном терригенными отложениями триасовой, юрской, меловой, палеогеновой и, частично, неогеновой систем, а также осадками четвертичного возраста. Они образуют единый структурный комплекс, залегающий очень полого с углами наклона пород до 1-2°. Местами развиты малоамплитудные дизъюнктивы сбросового и сбросо-сдвигового типа, откартированные сейсморазведкой МОВ ОГТ. Они, в основном, раздробили поверхность палеозоя и осложнили пликативные дислокации юрских отложений.

В разрезе осадочного чехла следится целый ряд отражающих поверхностей, связанных с различными по возрасту и литологии осадками от нижней юры до верхнего мела: А(подошва платформенного чехла); Т<sub>1</sub>, Т<sub>2</sub>, Т<sub>3</sub> и Т<sub>4</sub> (J<sub>1-2</sub>); Б (баженовская свита); М (апт); Г (сеноман) и С (кровля сантона). Отражающие сейсмические горизонты связаны с выдержанными литологическими границами. Наиболее прослеживаемыми являются горизонты "Б" и "Г".

Осадочный чехол расчленяется на структуры четырех порядков. Наиболее крупным структурным элементом является Надым-Тазовская синеклиза, включающая Надымскую мегавпадину (В<sub>1</sub><sup>А</sup> – на рис.4). К структурам первого порядка отнесены мегавалы (Уренгойский), моноклинали, мегапрогибы и впадины. Второй порядок структур образуют валы – Ярудейский, Медвежий, Ямсовейско – Юбилейный и другие, моноклинали, впадины и седловины. Далее следуют структуры средние и малые.

Основной структурный контроль, обеспечивающий концентрацию месторождений и залежей на определенных участках, осуществляют крупные структуры первого порядка, которые имеют, как установлено в последние годы, различную историю формирования. Юго-восточная часть территории включает мегавалы, валы и другие поднятия юрского времени заложения и неокомский основной этап роста. Северо-западная часть территории, куда входят Медвежий и

Ярудейский валы, отличается более молодым возрастом структур – поздне меловым или даже мел – палеогеновым.

Мегавалы и валы характеризуются амплитудами около 150-220 м и субмеридиональным простиранием. Характерным является отображение структур данного порядка в гравимагнитных полях в виде аномалий с обратным знаком, т.е. над валами картируются отрицательные поля, над прогибами – соизмеримые положительные аномалии. При этом наибольшая такая четкость установлена над крупными месторождениями.

Практически все структуры отличаются симметричным строением и отсутствием дизъюнктивных дислокаций в отложениях, залегающих выше баженовской свиты.

Несколько подробнее следует остановиться на тектонической характеристике непосредственно Надымской мегавпадины.

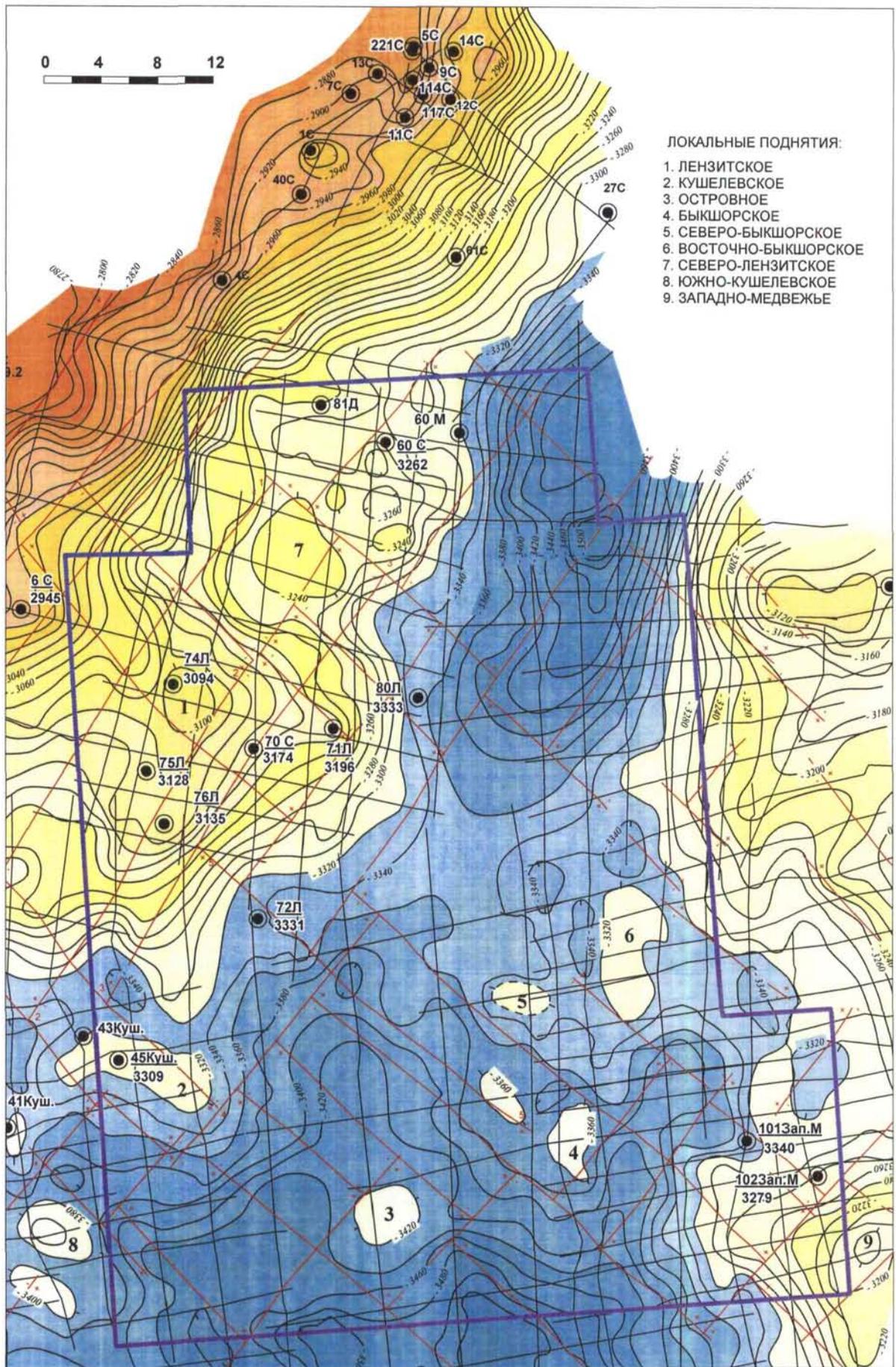
По ОГ "Б" (рис.6) Лензитская площадь представляет собой моноклиальный склон восточного и юго-восточного направлений с углами наклона около 1°. Абсолютные отметки колеблются от –3340м до –2800м. Склон осложнен структурными носами и небольшими малоамплитудными приподнятыми участками. Небольшой структурный нос прослеживается в районе скв.70, а приподнятые участки (2х1,5 км) в районах скв. 72,75,76.

В пределах площади прослеживается малоамплитудное разрывное нарушение северо-восточного простирания между скв.75 и скв.76 на юге и далее на северо-восток между скв.74 и скв.70 (и к району Дельтового поднятия).

Предполагалось, что нарушение экранирует с запада залежь нефти пластов Ю<sub>2.5</sub>. По сейсмическим данным нарушение выше по разрезу не прослеживается. По ОГ В<sub>1</sub> (неоком), гипсометрически наиболее близкий к залеганию перспективного пласта БН<sub>7</sub>, структурный план отражает тектонику склона.

В районе скв. 70, 74, 75 выделяется структурный нос южного направления. Северо-восточнее скв.72, на фоне небольшого структурного носа, выделяется приподнятый участок. По оконтуривающей сейсмоизогипсе – 2620 м размеры его составляют 4х2,5 км.

Северо-западнее скв.80 развит небольшой структурный залив, оконтуренный сейсмоизогипсой – 2600 м с максимальными отметками – 2626 м. Юго-восточнее этой скважины выделяется небольшой приподнятый участок по изогипсе – 2600 м размерами 5х3 км и амплитудой до 22 м.



1 - изолинии по отражающему горизонту Б; 2 - дизъюнктивные дислокации; 3 - номер скважины/ а.о. кровли баженовской свиты, м; 4 - номера локальных поднятий; 5 - границы Лензитского участка

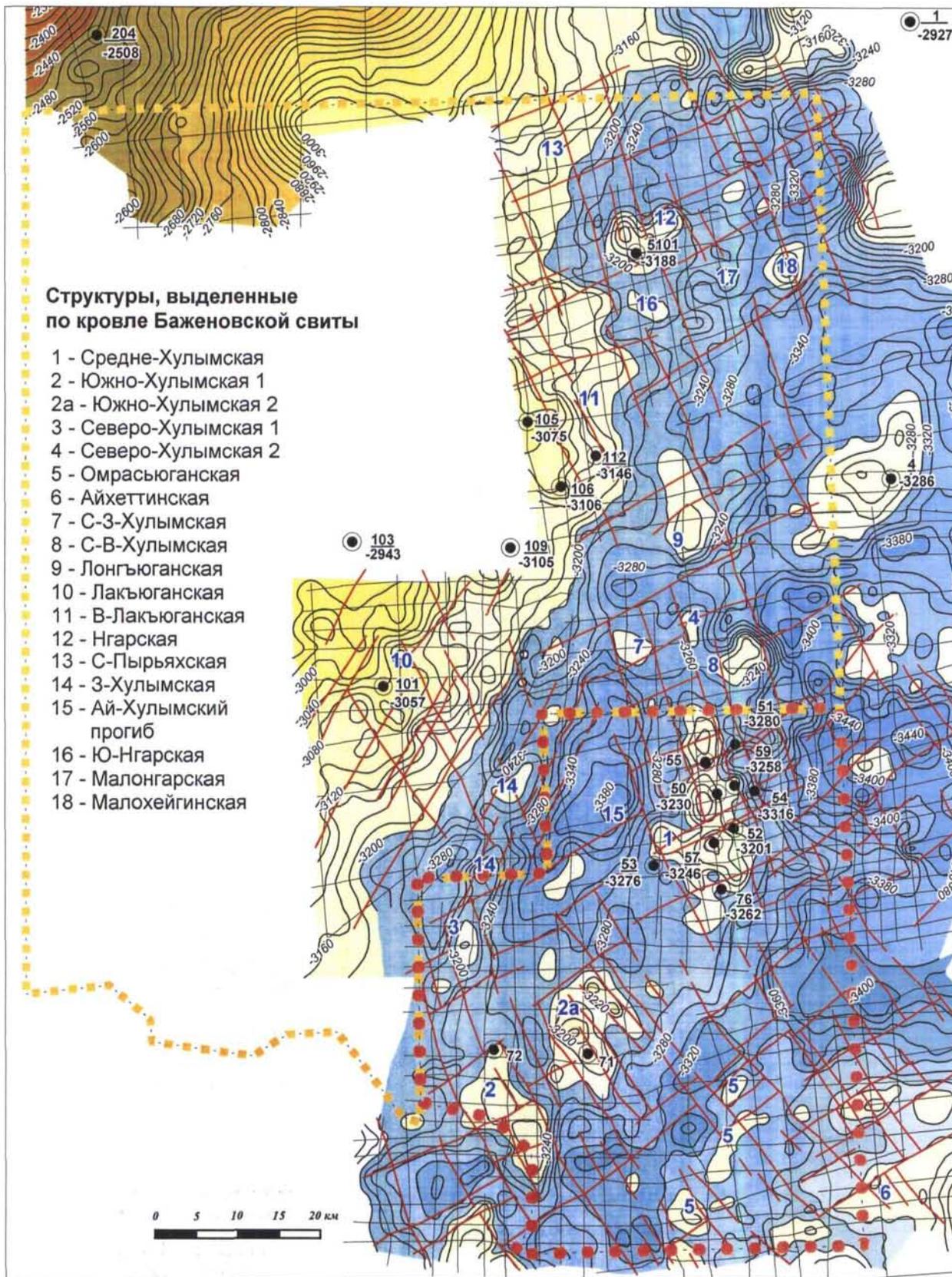
Рис.6 Сандибинско-Лензитская зона. Структурная карта кровли баженовской свиты по данным сейсморазведки и бурения

Южную часть Надымской мегавпадины, где расположены Средне-Хулымский и Лонгъюганский участки можно условно разделить на три области, каждая из которых характеризуется как тектонической принадлежностью, так и степенью геолого-геофизической изученности на сегодняшний день: западную, входящую в состав Верхнеполуйской моноклинали, центральную и восточную, входящие в состав Западно-Ярудейской впадины (рис.4). Ниже приводится краткая тектоническая характеристика выделенных зон, анализ структурного стиля по основным (реперным) отражающим горизонтам изучаемого интервала разреза.

Средне-Хулымский участок и восточная часть Лонгъюганского участка входят в состав Хулымской мезоседловины – крупной структуры II порядка, и являются наиболее перспективными из изучаемых областей. Изобилие антиклинальных поднятий, контрастность структурного стиля территории предопределяют высокий потенциал нефтеносности, подтвержденный открытием Средне-Хулымского месторождения. Здесь выделяются Средне-Хулымский вал, и Западно-Хулымский структурный нос, разделенные Айхулымским малым прогибом (рис.7).

Центральная возможно перспективная часть Лонгъюганского участка включает в себя: Лакъюганский малый вал, Восточно-Лакъюганский структурный мыс и Среднехейгияхинскую малую котловину. Нефтеносность этого района существенно скомпрометирована результатами бурения Лакъюганских и др. скважин, однако, забегая вперед необходимо отметить, что потенциал Надымской мегавпадины, в общем, и этого его района, в частности, раскрыт далеко не полностью.

Среднехейгияхинская малая котловина большей частью расположена за пределами лицензионного участка. По отражающему горизонту Б выделяется осложняющий моноклираль восточного падения Высотный П.У. и малоамплитудное локальное поднятие Метановое, однако



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 - Лонгьюганского

Рис.7 Хулымско-Лонгьюганская зона. Структурная карта кровли баженовской свиты по данным сейсморазведки и бурения

из-за отсутствия широтных сейсмических профилей однозначно говорить о существовании замкнутой структуры нельзя.

Восточно-Лакьюганский структурный мыс по кровле юрских отложений представляет собой высокоамплитудную структуру с весьма дифференцированным рельефом. К сожалению, имеющихся у нас сейсмических материалов недостаточно для полного подтверждения существования такой значительной структуры как Восточно-Лакьюганская, однако тенденция общего воздымания к западу очевидна. Крутую моноклираль восточного падения осложняют высокоамплитудное Нгарское локальное поднятие, а также менее значительные Южно-Нгарское л.п., Северо-Пырьяхское л.п., Пырьяхский п.у. Расположенные восточнее локальные поднятия Малохейгинское и Малоангарское являются, вероятно, частью безымянной седловины широтного простирания.

Лакьюганский малый вал, к сожалению, в настоящее время из-за отсутствия современных сейсмических материалов является "вещью в себе". Судить о возможности его существования можно лишь опираясь на отмеченную выше тенденцию воздымания юрских отложений на северо-запад. Выделенное специалистами ОАО "Ямалгеофизика" Лакьюганское л.п. представляется скорее осложняющим моноклираль структурным мысом.

Западная возможно перспективная часть Лонгьюганского участка представляет собой крайне слабо охарактеризованную сейсмической информацией крутую моноклираль, с перепадами высот до 200м/10км, осложненную Хунгобским структурным мысом. Несмотря на то, что исследованиями предыдущих лет, в основном по результатам обработки материалов сейсморазведки МОВ, здесь был выявлен ряд локальных перспективных структур разговор о перспективах нефтеносности представляется преждевременным по следующим причинам:

- а) практически полное отсутствие современных сейсмических данных;
- б) отрицательные результаты бурения скважин Полуйской площади;
- в) неоднозначность модельных представлений об особенностях осадконакопления в районах т.н. "Уральского сноса" обломочного вещества.

Структурная карта, построенная по отражающему горизонту Б, является тектонической основой, контролирующей структурный стиль неокомских отложений. Влияние седиментационного фактора, приводящее к смещению сводов структур на восток, возникновению бескорневых поднятий, находит отображение как на широтных временных разрезах, так и на структурных картах внутриклинформных отражающих горизонтов.

Существенные изменения наблюдаются при анализе структурных построений по второму реперному горизонту ОГ II, отождествляемому с подошвой пимской трансгрессивной пачки, склоновая область которой ограничивает изучаемые неокомские клиноформные природные резервуары с востока. Пимская пачка, облекая клиноформно залегающие пласты группы БС,

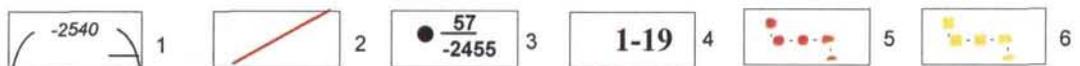
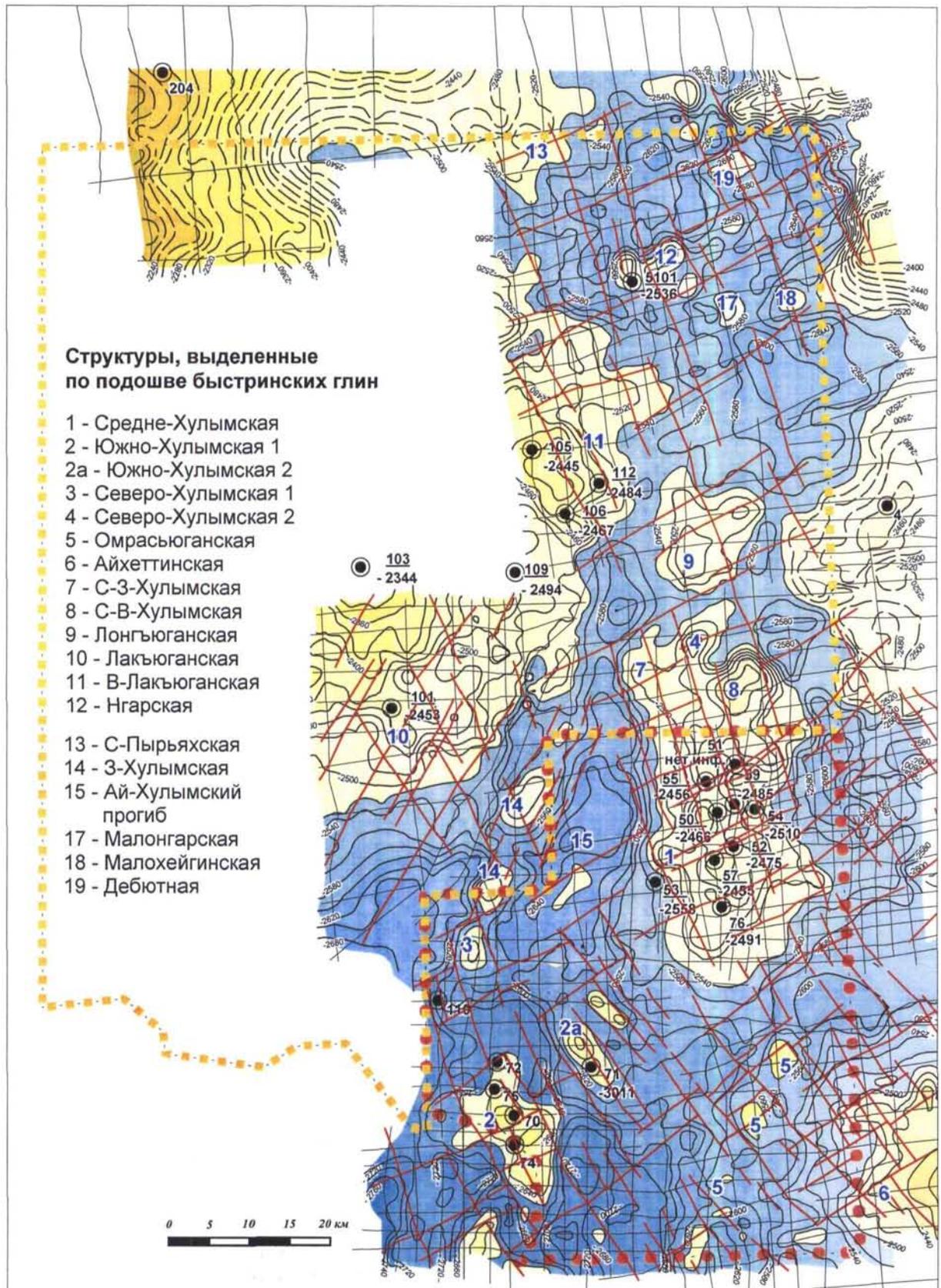
приобретает морфологические особенности последних, таким образом с некоторой долей условности можно выделить в её составе классические ундаформную, клиноформную и фондоформную зоны.

Шельфовая (ундаформная) зона развита в крайней восточной части лицензионного участка и характеризуется структурным стилем в целом конформным баженовскому, незначительные изменения амплитуды и конфигурации структурных форм здесь вполне закономерны. Принципиально иная картина возникает в области склоновой седиментации, являющейся зоной латерального наращивания пластов БС<sub>1-2</sub>. Центральная и южная части Хулымского вала оказываются фактически погребенными под мощным покровом склоновых отложений, северная часть вала – Лонгьюганское л.п. смещается на восток с уменьшением площади, что является характерным результатом трансформирующего воздействия седиментационного фактора на околосклоновую область. Центральная область лицензионного участка, ограниченная с востока склоном бассейна, теряет характер осложненной моноклинали восточного падения, приобретая ярко выраженную корытообразную форму. Новообразованную котловину осложняют Нгарское и Южно-Нгарское поднятия, заметно уменьшившиеся в плане. Малоангарское и Малохейгинское поднятия трансформируются в единый структурный нос, причем Малоангарская замкнутая структура практически расформируется. Катастрофические преобразования структурного плана завершаются в областях фондоформной седиментации. Уже в районе Западно-Хулымского структурного носа наблюдаются лишь незначительные изменения амплитуд и конфигураций структурных форм, связанные с локальными седиментационными и тектоническими процессами. Далее на запад существенных изменений структурного стиля пимской пачки относительно ОГ Б не наблюдается.

Отражающий горизонт АС<sub>7</sub><sup>1</sup>, отождествляемый с подошвой быстринских глин – третий реперный горизонт, ограничивающий исследуемые природные резервуары сверху и, по мере седиментационного падения, с запада. Анализируя структурные построения, выполненные по ОГ АС<sub>7</sub><sup>1</sup> (рис.8), 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 собой огромную структуру площадью более 700 км<sup>2</sup>, впервые одной изогипсой объединены Средне-Хулымское и Северо-Хулымское л.п.

Кроме того, на структурной карте по ОГ АС<sub>7</sub><sup>1</sup> находят отображение частично унаследованные и бескорневые тектоно-седиментационные поднятия, генетически связанные с нижезалегающими клиноформными горизонтами, примером служит существенно увеличившееся в плане Лонгьюганское л.п., отражающее смещение на восток и увеличение



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 - Лонгьюганского

Рис.8 Хулымско-Лонгьюганская зона. Структурная карта подошвы быстринских глин по данным сейсморазведки и бурения

площади структуры, выявленное по кровле пласта АС<sub>10</sub>. Заслуживает внимания также частично унаследованное Дебютное поднятие, выделенное по пласту АС<sub>12</sub> и прослеживающееся далее уже как замкнутая структура.

И, наконец, начиная примерно с меридиана скв.53 Средне-Хулымской быстринские глины приобретают отчетливый седиментационный наклон, приводящий к сокращению мощности отложений между кровлей пласта АС<sub>7</sub><sup>1</sup> и кровлей баженовской свиты, в результате чего в центральной и западной частях имеет место существенное искажение тектонического стиля, описанного по отражающему горизонту Б.

### 1.3 Нефтегазоносность района

Данный раздел обобщает фактический материал по нефтяным залежам, результаты испытания и данные по нефтепроявлениям в скважинах, и освещает общую ситуацию по распределению нефтяных и газоконденсатных месторождений в Надымской мегавпадине на сегодняшний день.

Изучаемый район находится в Надым-Пурской нефтегазоносной области (рис.9), которая занимает центральную часть Северной тектонической области Западно-Сибирской платформы. Здесь выявлены Медвежье, Уренгойское, Губкинское, Вынгапурское, Муравленковское, Ямбургское и другие месторождения. Наибольшими потенциальными ресурсами нефти (65%) и наибольшей их разведанностью обладает неокомский НГК. Существенная доля потенциальных ресурсов нефти приходится на верхнеюрский (10%) и нижне-среднеюрский (18,5%) комплексы. Однако разведанность нефти в них крайне низкая [43].

#### *Палеозойские отложения*

В скв. 77-Лензитской палеозойские отложения вскрыты в интервале 3354-3537 м (183 м) и изучены керном. По керну породы палеозоя представлены сланцами зелеными, слюдястыми с прослоями и линзами кальцита и прожилками кварца. При испытании интервалов 3451-3537 м и 3334-3390 м при помощи КИИ-146 притока не получено. Причем в интервале 3334-3390 м совместно испытаны отложения коры выветривания и верхов палеозоя.

В скв.6, при забое 3697 м, отложения палеозоя вскрыты на глубине 3679 м. Необходимо отметить, что при забое 3697 м начались интенсивные газо- и водопроявления. Скважина переливала пластовой водой дебитом 60 м<sup>3</sup>/сут на 8 мм штуцере.

Сланцы палеозоя не являются коллекторами, но развитие коллекторов возможно при наличии значительной трещиноватости. Тем более, что нарушения по данным сейсморазведки, в отложениях палеозоя установлены. Нельзя исключать и технологические отклонения при проводке скважины, вызвавшие нефтегазопроявления из отложений тюменской свиты, имеющей аномально высокие пластовые давления.

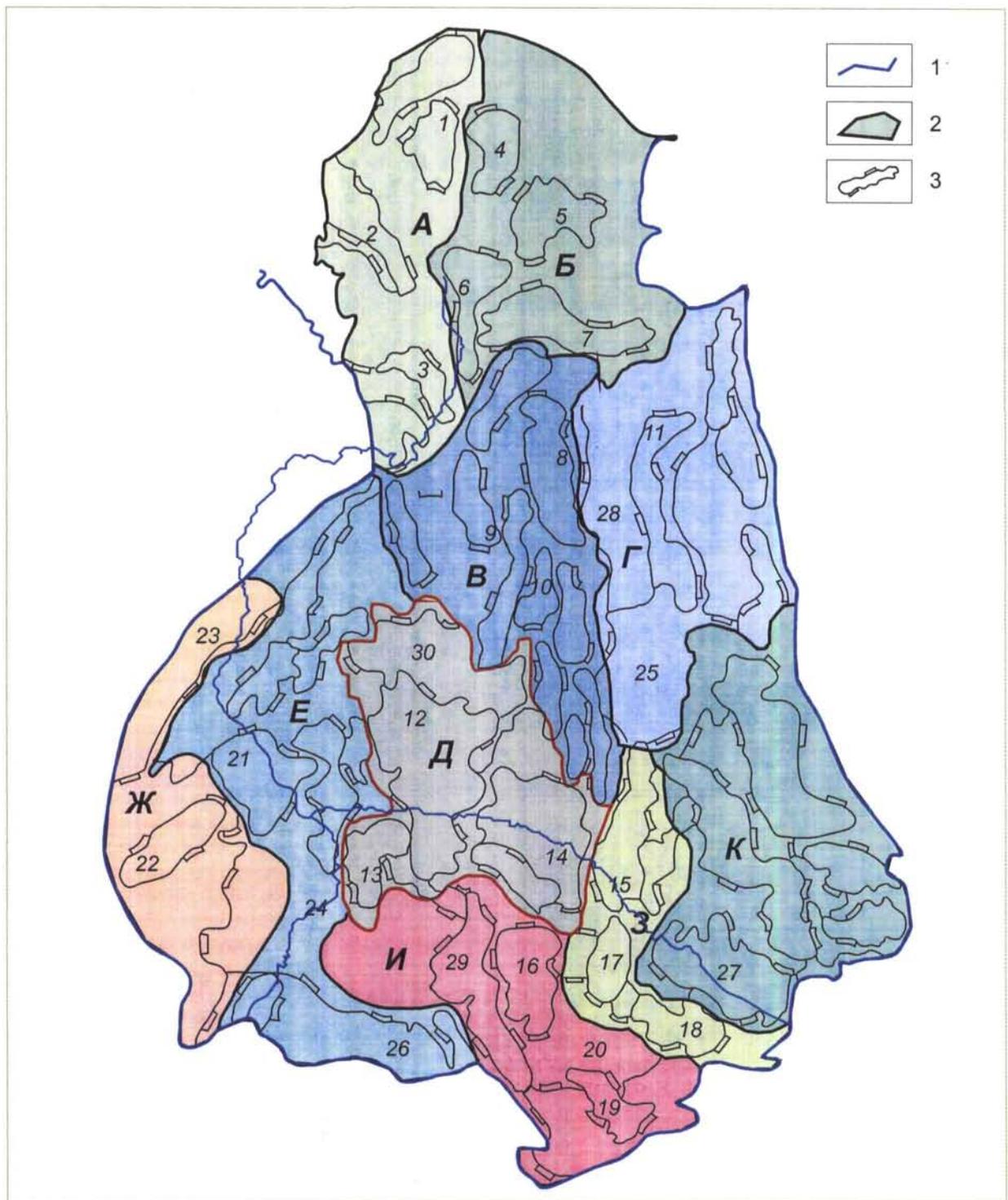


Рис. 9. Тектоническое районирование мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирского НГБ (по И.И. Нестерову, Ф.К. Салманову, В.И. Шпильману).

1 - граница Западно-Сибирского НГБ; 2 - нефтегазоносные области; 2 - крупные тектонические элементы.

**Нефтегазоносные области:** А - Ямальская ГНО, Б - Гыданская ГНО, В - Надым-Пурская НГО, Г - Пур-Тазовская ГНО, Д - Среднеобская НГО, Е - Фроловская НГО, Ж - Приуральская НГО, З - Васюганская НГО, И - Каймысовская НГО, К - Пайдугинская НГО.

**Крупные тектонические элементы:** 1 - Среднеямальский свод, 2 - Нурминский мегавал, 3 - Южно-Ямальский мегавал, 4 - Юрацкий свод, 5 - Гыданский свод, 6 - Напалковский мегавал, 7 - Нижнемессояхский мегавал, 8 - Уренгойский мегавал, 9 - Межвежий мегавал, 10 - Северный свод, 11 - Русско-Часельский свод, 12 - Сургутский свод, 13 - Салымский свод, 14 - Нижневартовский свод, 15 - Александровский мегавал, 16 - Каймысовский свод, 17 - Средневасюганский мегавал, 18 - Пудинский мегавал, 19 - Межовский мегавал, 20 - Нюрольская впадина, 21 - Красноленинский свод, 22 - Шаимский мегавал, 23 - Березовская моноклираль, 24 - Ханты-Мансийская впадина, 25 - Харампурская моноклираль, 26 - Большеукская моноклираль, 27 - Парабельский мегавал, 28 - Ханадыр-Яхинская моноклираль, 29 - Демьянинский вал, 30 - Северо-Сургутская моноклираль

### *Нижнеюрский комплекс*

По разрезу характеризуется чередованием песчано-алевролитовых горизонтов и глинистых пачек. В составе котухтинской свиты скважинами вскрыты горизонты с Ю<sub>10</sub> по Ю<sub>17</sub>. Этот интервал разреза в сейсмическом волновом поле контролируется отражающими горизонтами Т<sub>3</sub>-Т<sub>4</sub>-А. Отражающие горизонты Т<sub>3</sub> и Т<sub>4</sub> характеризуются покровным распространением по площади, соответственно этому предполагается и повсеместное площадное развитие песчано-алевролитовых горизонтов Ю<sub>10</sub>-Ю<sub>17</sub>.

В вышележащих интервалах разреза раннеюрского возраста с покровным развитием по площади нефтеносность связана с песчаниками горизонтов Ю<sub>17</sub>, Ю<sub>14</sub>, Ю<sub>13</sub> и Ю<sub>10</sub>.

**Горизонт Ю<sub>17</sub>** в скв. 71 Пальниковской площади выделяется в основании осадочного чехла. При его испытании получен приток нефти с дебитом 0,63 м<sup>3</sup>/сут при депрессии 13 МПа. В процессе испытания было вымыто 2,4 м<sup>3</sup> легкой нефти с плотностью 0,797 г/см<sup>3</sup>.

**Горизонт Ю<sub>14</sub>**. В его составе выделяется два пласта – Ю<sub>14</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>14</sub><sup>2</sup>. Перспективы нефтеносности связаны с песчаниками верхнего пласта Ю<sub>14</sub><sup>1</sup>. По материалам ГИС в скважине 71-Пальниковской площади выделяются как нефтенасыщенные два прослоя. При испытании получены признаки нефтегазоносности песчаников в виде слабого притока газа и пленки нефти. Воды в продукции скважин не наблюдалось.

**Горизонт Ю<sub>13</sub>** залегает непосредственно под глинами тогурской пачки, являющихся региональным флюидоупором. Нефтеносность горизонта связана с песчаниками в средней его части. По данным ГИС песчаники с эффективной толщиной 1,4 м оцениваются как нефтенасыщенные.

**Горизонт Ю<sub>10</sub>** залегает в верхней части котухтинской свиты, под мощной толщей глин радомской пачки. По характеру строения в горизонте выделены два пласта: Ю<sub>10</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>10</sub><sup>2</sup>. На Пальниковском участке нефтеносность связана с нижним пластом Ю<sub>10</sub><sup>2</sup>. По материалам ГИС скв. 71 Пальниковской нефтенасыщенные коллекторы с общим объемом 7 м. При испытании получена нефть дебитом 1,3 м<sup>3</sup>/сут при депрессии 24,4 МПа; в общей сложности было отобрано 3,35 м<sup>3</sup> нефти, характеризующейся плотностью 0,794 г/см<sup>3</sup>.

Нефтеносность песчаников горизонта Ю<sub>10</sub> подтверждаются получением притока нефти в скв. 63, пробуренной на прилегающей к участку Восточно-Марьянской структуре. При испытании в ней обширного интервала дебит нефти составил 1,5 м<sup>3</sup>/сут.

### *Среднеюрский комплекс*

Среднеюрский комплекс включает континентальные образования тюменской свиты. Региональная нефтеносность присуща отложениям кровли свиты, где выделяется продуктивный пласт Ю<sub>2</sub>. Нижележащие пласты содержат отдельные мелкие скопления нефти за исключением

района Красноленинского свода. Практически полностью отвечает такой закономерности и характер нефтеносности средней юры в пределах Надымской мегавпадины.

На Лензитском участке нефтяная залежь в тюменской свите приурочена к пластам Ю<sub>2-5</sub>.

Отложения нижней и средней юры (тюменская свита) изучены в большей степени. Практически всеми пробуренными скважинами в пределах Лензитского участка эти отложения вскрывались на ту или иную глубину. А скв.6 и скв.77 вскрыли тюменскую свиту на полную мощность (соответственно, 668 м и 471 м).

Нефтяная залежь в пластах Ю<sub>2-5</sub> открыта при испытании скв.70, где из интервала 3274-3342 м (абс. отм. -3232,7÷-3300 м) через фильтр из 6-ти 139,7 мм обсадных труб получен приток нефти дебитом 4,8 м<sup>3</sup>/сут на динамическом уровне 700 м. Пластовое давление составило 447,6 атм., температура 114°C. В дальнейшем пласты Ю<sub>2-5</sub> испытывались в скв.71, где из интервала 3297-3352 м (абс. отм. -3250 ÷-3305 м) через фильтр обсадной колонны с последующим дострелом перфораторами ПР-43 интервалов 3340-3350 м, 3318-3328 м, 3298-3308 м, получен слабый приток нефти дебитом 0,69 м<sup>3</sup>/сут на динамическом уровне 1201 м. В скв.72 при испытании интервала 3548-3558 м (абс. отм.-3350,6÷-3540,6 м) притока не получено. Отмечена пленка нефти и слабое выделение газа. При испытании интервала 3500-3535м (абс. отм. -3482,6÷-3577,6 м) получен слабый приток нефти дебитом 0,4 м<sup>3</sup>/сут на динамическом уровне 950 м. При этом дебит газа составил 0,129 тыс.м<sup>3</sup>/сут. При испытании интервала 3468-3488 м (абс. отм. -3450,6÷-3470,6 м) получен приток нефти дебитом 0,225 м<sup>3</sup>/сут на динамическом уровне 1490 м. Дебит газа составил 0,067 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление 445 атм, температура 127 °С. Из интервала 3417-3427 м (абс. отм. - 3399,6 ÷ -3409,6 м) получен слабый приток нефти дебитом 0,257 м<sup>3</sup>/сут на динамическом уровне 1480 м. Дебит газа составил 0,099 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

В скв.74 при одновременном испытании интервалов 3460-3470 м (а.о. -3421,1÷-3431,1 м), 3420-3430 м (а.о. -3381,1÷-3391,1 м), 3362-3372 м (а.о. -3323,1÷-3333,0 м), 3320-3330 м (а.о. -3281,1÷-3291,1 м), 3180-3200 м (а.о. -3141,1÷ 3161,1 м) получен слабый приток нефти, дебит не замерялся.

В скв. 75 при испытании интервала 3217-3280 м (а.о. -3176,7 ÷ -3239,7 м) КИИ -146 притока не получено, объект "сухой".

В скв. 76 при испытании интервалов: 3448-3458 м, 3328-3338 м, 3290-3300 м, 3267-3272 м, 3226-3241 м в пределах абсолютных отметок -3409,7÷-3202,7 м получен слабый приток нефти дебитом 0,053 м<sup>3</sup>/сут на динамическом уровне 1525 м.

В скв.6, расположенной северо-западнее лицензионного участка, из интервала 2973-3086 м (а.о. -2962÷-3075 м, баженовская свита +Ю<sub>2-5</sub>), КИИ-146 притока не получено, объект "сухой".

Из приведенных данных можно сделать вывод, что практически кроме скв.70, в остальных скважинах объекты залежи пластов Ю<sub>2-5</sub> оказались "сухими". Это является определенным подтверждением низких ФЕС тюменской свиты и конкретно пластов Ю<sub>2-5</sub>.

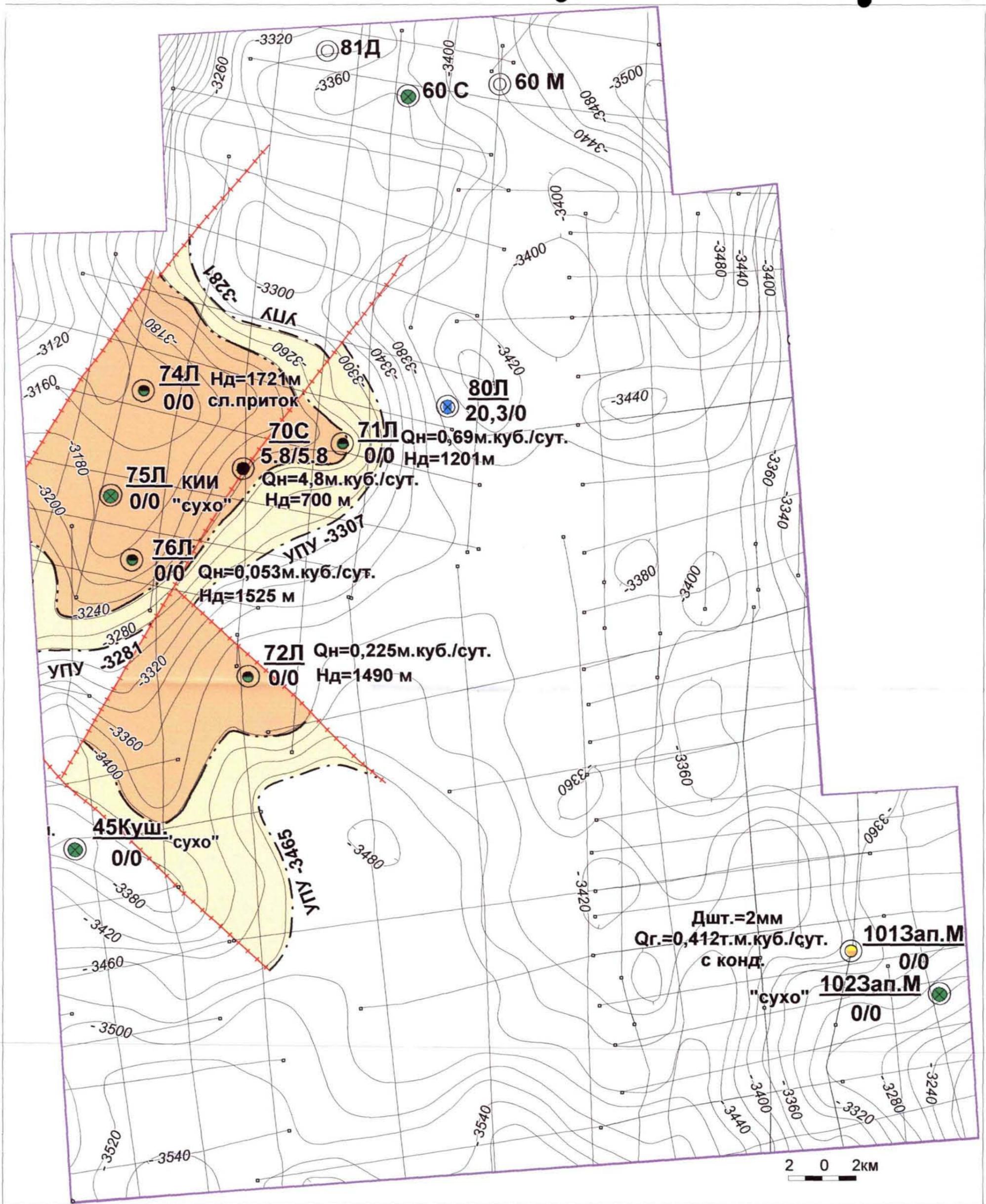
В скв.80 коллекторы пластов Ю<sub>2-5</sub> вскрыты на а.о. -3421 м и по данным БКЗ однозначно интерпретируются как водоносные. Таким образом, результаты бурения скв.80 ограничивают распространение нефтяной залежи в пластах Ю<sub>2-5</sub> в восточном направлении. ВНК залежи в этом районе довольно условно проводится на а.о.-3420 м. В районе скв.71,74 и на севере участка залежь ограничивается литологическим экраном. Основанием для его проведения послужило практически полное отсутствие притоков из отложений средней юры как в скв.60, так и в скв.5,8 Сандибинского месторождения. Пласты Ю<sub>2-5</sub> в этих скважинах оказались "сухими". Нефтяную залежь в пластах Ю<sub>2-5</sub> на Лензитском месторождении можно разделить на два блока: восточный и западный. Причем промышленный приток нефти получен только в пределах восточного блока, в скв.70. Краткие сведения о залежи приведены в **таблице 1**.

Таблица 1

Краткие сведения о нефтяной залежи  
Лензитского месторождения

Залежь	Глубина залегания в своде, м (абс.отм.)	Принятое высотное положение ВНК (абс.отм.)	Размеры залежи			Тип залежи
			Длина, км	Ширина, км	Высота, м	
Ю <sub>2-5</sub> Восточный блок	-3189,0	-3420±-3505	45	20	316	Массивная, тектонически и литологически экранированная
Западный блок*	-2860,0	-3360,0	36	25	500	Массивная, тектонически и литологически экранированная
* Блок с запада и севера ограничен условными линиями, ограничивающими район, изученный бурением. Размеры залежи приведены условно, по В.М.Мельникову (1996).						

Нефтяная залежь в пределах восточного блока с запада ограничена тектоническим экраном, с севера зоной глинизации, с востока линией ВНК на а.о. -3420 м (**рис.10**). Причем в южном направлении ВНК опускается до а.о. -3505 м по данным БКЗ скв.72, где все коллекторы до а.о. -3505м интерпретируются как продуктивные. Это положение ВНК условно, так как ниже по разрезу в данной скважине коллекторы в тюменской свите не выделяются. Нижняя часть разреза тюменской свиты на Лензитском месторождении заглинизирована, о чем говорят данные интерпретации ГИС всех пробуренных скважин. Исключением является скв.77, пробуренная за



1 - номер скважины, эффективная и нефтенасыщенная мощности, м; 2 - изогипсы кровли пласта, м; 3 - чистонефтяная зона (ЧНЗ); 4 - водонефтяная зона (ВНЗ); 5 - тектонические нарушения; 6 - границы лицензионного участка

Рис.10 Лензитское месторождение. Карта залежей пласта Ю<sub>2-3</sub>

пределами лицензионного участка, в наиболее приподнятой части склона. В этой скважине коллекторы по данным ГИС выделяются по всему разрезу тюменской свиты. Таким образом, запасы нефти в пределах восточного блока по категории  $C_1$  подсчитаны в районе скв.70 и ограничены условными линиями площадью 12 км<sup>2</sup>. По категории  $C_2$  запасы подсчитаны в контуре принятого ВНК.

В пределах западного блока слабый приток нефти получен только при испытании скв.74. В скв.75 и за пределами лицензионного участка в скв.6 при испытании притоков не получено, объекты "сухие". О слабой нефтенасыщенности разреза отложений тюменской свиты говорят только материалы БКЗ. Причем по данным БКЗ отмечается довольно сложное строение залежей блока. Так, в скв.74 и скв.75 в залежи пласта Ю<sub>2-3</sub> четко прослеживается ВНК на а.о. -3190 м. Ниже по разрезу, пласты Ю<sub>4-5</sub> по данным БКЗ продуктивные. ВНК залежи, из-за отсутствия коллекторов в нижней части разреза, по данным БКЗ не прослеживается. В скв.6, заложенной северо-западнее скв.74 и вверх по восстанию склона, по данным БКЗ отложения Ю<sub>2-3</sub> водонасыщены, а пласты Ю<sub>4-5</sub> продуктивные. ВНК в этой скважине довольно четко отбивается на а.о. -3360 м. Этот контакт и ограничивает распространение залежи нефти в южной части западного блока.

Особый интерес представляют данные БКЗ скв.77. По этим данным коллекторы тюменской свиты нефтенасыщены вплоть до коры выветривания. Причем первичная интерпретация данных ГИС давала отрицательные результаты, что послужило основанием - не испытывать эти отложения.

Водоносность коллекторов Ю<sub>2-3</sub> в разрезе скв.6 и наличие ВНК в скв.74,75, а также нефтенасыщенность этих пластов в разрезе скв.77 свидетельствуют о сложном строении залежей нефти в пласте Ю<sub>2-5</sub>. Предполагается наличие литологических барьеров в пластах Ю<sub>2-3</sub>, развитых между скв.74 и скв.6, скв.6 и скв.77.

На Пальниковском участке выявленные залежи нефти связаны с пластами Ю<sub>5</sub> и Ю<sub>2</sub>.

Пласт Ю<sub>5</sub> на площади вскрыт в 5-ти скважинах. В скв.9 и скв.70 при его испытании притоков не было получено. В скв.4 Марьинской структуры коллекторы в пласте Ю<sub>5</sub> не

выделяются. В скв.2, а также в скв. 71 Хойтаркинского локального поднятия по материалам ГИС пласт представляется водонасыщенным.

Единственно в скв.73 на Пальниковской структуре по материалам ГИС как продуктивные выделяются коллекторы с суммарной толщиной 6,8 м в интервале абсолютных отметок 3545÷-3566 м. Проведением испытания пласта в интервале отметок -3543÷-3568 м подтверждена интерпретация ГИС, в результате получен слабый приток нефти дебитом 0,25 м<sup>3</sup>/сут, даже после интенсификации ПГД-БК.

Пласт Ю<sub>2</sub> располагается под глинами келловейской трансгрессии, являющимися региональным флюидоупором.

Нефтеносность пласта установлена по материалам ГИС и испытания скважин, пробуренных в пределах крупной Пальниковско-Хойтаркинской брахиантиклинали.

В скв. 73 Пальниковской структуры по материалам ГИС выделяются нефтенасыщенные песчаники с суммарной толщиной 10 м в интервале отметок - 3388÷-3428 м. При испытании в ней интервала отметок -3389,1÷-3417,4 м получен промышленный приток нефти, дебит которого при депрессии 16,1 МПа составил 4,6 м<sup>3</sup>/сут. За время испытания из пласта добыто 28 м<sup>3</sup> нефти плотностью 0,817 г/см<sup>3</sup>.

В ближайшей скв.74 пласт не испытывался. По материалам ГИС в пласте как нефтенасыщенные выделяются 3,2 м песчаников в интервале отметок - 3393,5÷-3414,3 м.

В скв.71 Хойтаркинского локального поднятия коллекторы пласта Ю<sub>2</sub> залегают практически с уровня подошвы нефтенасыщенных песчаников в скважинах Пальниковской структуры, что позволяет выделить на этих структурах единую залежь. По данным ГИС песчаники пласта Ю<sub>2</sub> с суммарной толщиной 4,0 м оцениваются как нефтенасыщенные и залегают в интервале отметок -3420,8÷-3435,0 м. В подошве пласта с отметки -3442,8 м выделяется водонасыщенный пропласток толщиной 0,8 м. Для подтверждения характера насыщения проведено испытание продуктивной части пласта в интервале -3420,4÷-3426,4 м. В результате получена безводная нефть плотностью 0,810 г/см<sup>3</sup>, дебитом 2,95 м<sup>3</sup>/сут при депрессии 12,4 МПа.

Региональная нефтеносность пласта Ю<sub>2</sub> подтверждается результатами геологоразведочных работ и на других территориях. В частности, в скв. 63 Восточно-Марьинской структуры из пласта получен приток безводной нефти дебитом 1,32 м<sup>3</sup>/сут, а в скв. 80 Верхнехарловской площади доказана его промышленная продуктивность получением фонтанного притока дебитом 4 м<sup>3</sup>/сут на 2,5 мм штуцере. В целом по результатам исследований следует согласиться с мнением А.А Нежданова и других, что залежь нефти в Ю<sub>2</sub> может охватывать и значительно большее площадное пространство, как на Средненадымской площади, где ее отсутствие прогнозируется только в наиболее погруженных участках.

На Средне-Хулымском участке непромышленные притоки нефти получены из пластов Ю<sub>2</sub> (скв.52), Ю<sub>3-4</sub>, Ю<sub>4</sub> (скв.54) дебиты составили, соответственно, 0,3 м<sup>3</sup>/сут, 0,6 м<sup>3</sup>/сут, 0,6 м<sup>3</sup>/сут и 0,43 м<sup>3</sup>/сут. При испытании пласта Ю<sub>5-6</sub> в скв.52 получен приток нефти дебитом 1,5 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 1352 м.

#### *Верхнеюрский комплекс*

Отложения баженовской свиты в пределах Надымской мегавпадины испытаны совместно с пластами Ю<sub>2-5</sub> тюменской свиты в скв.6-Лензитской при помощи КИИ-146. Из интервала 2973-3086 м (а.о. -2962÷ -3075 м) притока не получено. Несомненный интерес представляют результаты испытания баженовской свиты в пределах Средне-Хулымского месторождения. Так, из двух скважин (скв.52 и скв.54) при испытании в колонне получены непромышленные притоки нефти дебитами по 0,3 м<sup>3</sup>/сут. Сам по себе этот факт не впечатляет, однако если обратиться к опыту разработки залежей нефти в баженовской свите Салымского месторождения и его окружения, промышленные притоки нефти получены в скважинах особой конструкции: бажениты изолированы от неокомских отложений технической колонной и испытаны в открытом стволе с использованием целевого фильтра. Поэтому получение нефти при испытании через колонну является несомненным признаком значительного нефтяного потенциала баженовской свиты в Надымской мегавпадине.

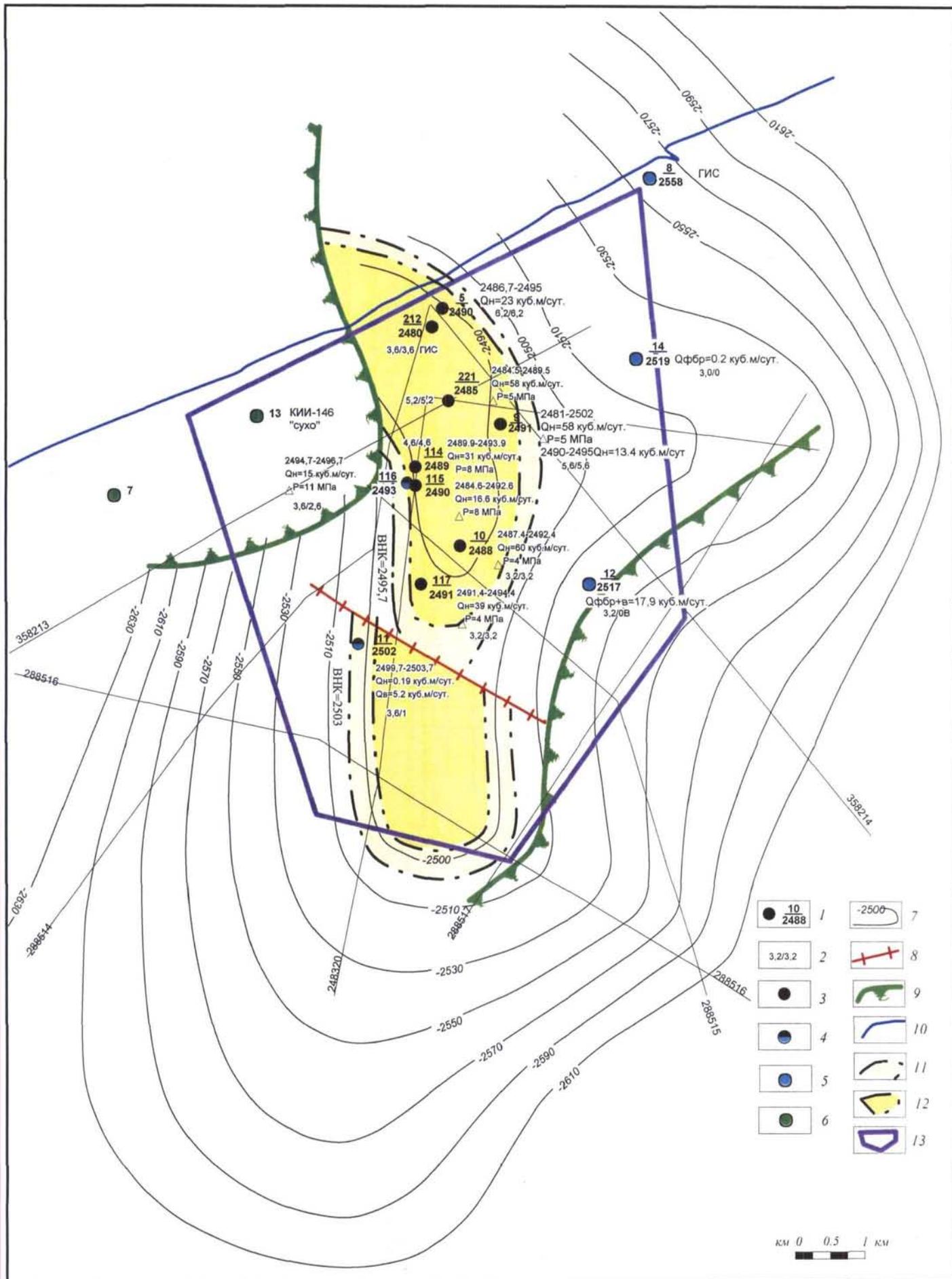
#### *Неокомский комплекс*

В пределах Лензитско-Сандибинской зоны открыто Сандибинское месторождение, залежь нефти которого приурочена к пласту БН<sub>6</sub> ахской свиты нижнего подъяруса готеривского яруса (рис.11). Дебиты нефти здесь достигают 100 м<sup>3</sup>/сут.

На Лензитском участке в отложениях меловой системы наличие промышленных залежей нефти не установлено, в целом разрез водонасыщенный. Высокий интерес в нефтегазоносном отношении представляют отложения ахской свиты, так как в мощной толще преимущественно глинистых пород, по данным бурения скважин, выделяются пласты-коллекторы ачимовской толщи, БН<sub>7</sub> (БН<sub>6</sub>), БН<sub>5</sub>.

Коллекторы ачимовской толщи имеют линзовидный характер. По данным БКЗ скважин они водонасыщены. Испытание проведено только в скв.74. Из интервала 3043-3049 м (а.о. -3004,1÷ -3010,1 м) притока не получено, объект "сухой". При испытании интервала 3008-3012 м (а.о.-2969,1÷ -2973,1 м) получен приток пластовой воды дебитом 2,5 м<sup>3</sup>/сут на динамическом уровне 1600 м.

С наличием шельфовых пластов в отложениях ахской свиты связывались значительные перспективы их нефтегазоносности. Особенно это относилось к пласту БН<sub>7</sub> (БН<sub>6</sub>). Первичная интерпретация данных БКЗ по скв. 70 и скв.71 относила этот пласт к продуктивному. Испытание скв.71 в интервале 2811-2817 м (а.о. -2766,5÷ -2775,5 м) не подтвердило продуктивность пласта.



1 - номер скважины/абс.отметка, м; 2 - эф.мощность,м/нефтенас.эф.мощность,м; флюдонасыщение: 3 - нефть, 4 - нефть с водой, 5 - вода, 6 - "сухо"; 7 - изогипсы по отражающему горизонту  $ВН_6$  ; 8 - дизъюнктивная дислокация (экран); 9 - граница замещения коллекторов; 10 - береговая линия; 11 -  $ВН_3$ ; 12 -  $ЧН_3$ ; 13 - граница лицензионного участка.

Рис. 11. Сандибинское месторождение. Карта залежей в пласте  $БН_6$

Результаты испытаний – объект "сухой". К сожалению, не было проведено испытание пласта БН<sub>7</sub> (БН<sub>6</sub>) в скв.70, расположенной гипсометрически выше скв.71. Пласт БН<sub>7</sub> (БН<sub>6</sub>) испытан в скв.72. Из интервала 2865-2875 м (а.о. -2847,6÷-2857,6 м) притока не получено, объект "сухой". В процессе испытания отмечалась пленка нефти и слабое выделение газа. Отсутствие притока флюида, можно связать с задавливанием пласта в процессе бурения утяжеленными растворами, применяемыми при вскрытии томенской свиты.

Пласт БН<sub>5</sub>, имеющий ограниченное распространение в пределах Лензитского участка, глинизируется в юго-восточном направлении. В песчаных фациях он прослеживается на северо-запад, вверх по восстанию склона; пласт однозначно водонасыщен. Об этом свидетельствуют результаты испытания скв.74, скв.76 и материалы ГИС по остальным скважинам.

Таким образом, на Пальниковском лицензионном участке в составе клиноформных седиментационных комплексов, индексируемых как БС<sub>1</sub>- БС<sub>8</sub><sup>2</sup>, выделяются шельфовые пласты с индексацией БС и ачимовские пласты Ач(БС<sub>2</sub>)-Ач(БС<sub>8</sub><sup>2</sup>). Все выделенные пласты представляют нефтесодержащие или нефтеперспективные объекты.

Пласт Ач(БС<sub>8</sub><sup>2</sup>) в песчаной фации развит в восточной части площади широкой до 20-25 км полосой субмеридионального простирания, выходящей к югу и на севере за границы лицензии. С востока его распространение ограничено зоной замещения коллекторов, на западе – выклиниванием комплекса в целом.

Песчаники пласта вскрыты в северной части зоны развития коллекторов скважинами 70, 82 и 69. По материалам скважин эффективные толщины закономерно увеличиваются к центральной части полосовидной зоны от 12 м (скв. 70) до 38,6 м (скв. 82). Максимальные значения толщин приурочены к району скв. 82 и скв. 69 и распределяются в зависимости от поведения временных толщин с учетом выделенной присклоновой линии глинизации.

Во всех трех скважинах пласт Ач(БС<sub>8</sub><sup>2</sup>) по материалам ГИС интерпретируется как нефтенасыщенный до подошвы. В скв.82 нефтегазоносность пласта доказана испытанием в интервале абсолютных отметок -3459,3÷-3470,3 м, в результате которого получен приток нефти дебитом 1 м<sup>3</sup>/сут при Н<sub>сду</sub>=1212м. Водонефтяной контакт условно принят по подошве нижнего нефтенасыщенного коллектора в скв.82 на отметке -3540 м. При таком уровне ВНК имеются все геологические основания полагать, что залежь распространяется по всему песчаному резервуару, выделяемому в пределах Пальниковского участка.

По характеру строения залежь нефти в пласте Ач(БС<sub>8</sub><sup>2</sup>) пластовая литологически экранированная. Ее ширина составляет 20-25 км, протяженность предполагается более 50 км, высота залежи - 180 м.

Пласт Ач(БС<sub>8</sub><sup>0</sup>) вскрыт тремя скважинами 71, 73 и 74 в районе Пальниковского поднятия, располагающегося в южной части зоны развития ачимовской толщи.

Абсолютные отметки залегания кровли проницаемых прослоев пласта Ач(БС<sub>8</sub><sup>0</sup>) по скважинным данным изменяются от - 3314,4 м (скв. 71) до -3282,7 м (скв. 73). По материалам ГИС пласт интерпретируется во всех трех скважинах нефтенасыщенным до подошвы коллекторов.

Для определения характера насыщения проведено его испытание в скв. 71 и скв. 73. В скв. 71 из интервала с отметками - 3314,4-3326,4 м был получен промышленный приток нефти дебитом 6,5 м<sup>3</sup>/сут при депрессии 16,79 МПа. В скв. 73 получен низкодебитный (0,64 м<sup>3</sup>/сут при депрессии 14,45 МПа) приток нефти из интервала - 3279,1÷-3294,1 м.

В связи с отсутствием законтурных скважин и полного насыщения коллекторов, водонефтяной контакт залежи принят условно по нижним отверстиям перфорации в скв. 71 на отметке -3326 м. С учетом принятого ВНК выявленная залежь приурочена к площади Пальниковского и Хойтаркинского поднятий, с запада и востока контролируется зонами отсутствия коллекторов, на севере - внешним контуром нефтеносности.

Залежь нефти пластовая литологически экранированная. Ее размеры составляют 21x12 км, высота достигает 106 м.

Пласт БС<sub>7</sub>, выделяемый в пределах шельфовой террасы, вскрыт двумя скважинами: скв. 82 и скв. 69 на отметках -3095,7 м и -3069,6 м, соответственно.

По данным ГИС в обеих скважинах пласт нефтенасыщен до подошвы. Результаты опробования по скв. 82 (интервал отметок -3095,3÷-3100,3 м), где был получен приток безводной нефти дебитом 1,22 м<sup>3</sup>/сут при Н<sub>сду</sub>=1336 м, подтверждают его нефтеносность.

Водонефтяной контакт принят по нижним отверстиям перфорации в скв.82 на отметке - 3099 м (с учетом подошвы, нижнего нефтенасыщенного коллектора). С учетом его положения предполагается полное заполнение полосовидной ловушки. В этом случае предполагаемые размеры залежи составят 50x12 км при ожидаемой высоте порядка 240 м.

Пласт Ач(БС<sub>7</sub>) вскрыт скважинами 2, 71, 73 и 74 в интервале отметок -3220,7 м (скв.73) ÷ - 3333,7 м (скв.2).

По данным ГИС в скважинах 71, 73 и 74 Пальниковской и Хойтаркинской площадей пласт нефтенасыщен до подошвы. Его испытание в колонии проведено в скв. 73 и скв. 71.

При испытании скв. 73 в интервале залегания проницаемой части (несколько интервалов совместно) был получен приток нефти дебитом 0,76 м<sup>3</sup>/сут при депрессии на пласт 11,5 МПа.

В результате испытания в скв. 71 интервала с отметками -3269,4÷-3276,4 м был получен приток безводной нефти дебитом 3,2 м<sup>3</sup>/сут при депрессии 23,4 МПа.

Водонефтяной контакт принят на отметке -3300 м, соответствующей подошве нижнего нефтенасыщенного коллектора в скв. 71, нефтеносность которого подтверждена испытанием.

Залежь в районе Пальниковского и Хойтаркинского поднятий пластовая литологически экранированная. Размеры залежи 22,5х10 км, высота - 100 м.

Как предполагаемая выделяется залежь, приуроченная к структурно-литологической ловушке в районе скв.2.

Пласт Ач(БС<sub>6</sub>). Нефтеносность пласта предполагается на основании интерпретации ГИС в скв.71 и скв.74 Пальниковской структуры. В скв. 74 выделено 2,4 м проницаемых песчаников в интервале отметок -3153,9÷-3200,7 м. В скв.71 нефтенасыщенные коллекторы суммарной толщиной 6,6 м залегают в интервале -3218,4÷-3229 м.

Пласт Ач(БС<sub>5</sub>) на площади вскрыт в одной скв.71, во всех других он отсутствует в связи с выклиниванием. Наряду с линзовидным распространением пласта предполагается замещение коллекторов к востоку от скв. 71 вверх по восстановлению слоев.

Нефтеносность пласта определена по ГИС и результатам испытания. По каротажу в скв. 71 нефтенасыщенные коллекторы толщиной 4 м выделены в интервале -3137,2÷-3142,0 м. Их опробование в интервале -3137,4÷-3142,4 м проведено совместно с пластом Ач(БС<sub>4</sub>) в интервале -3216,4÷-3230,4. В результате получен непереливающий приток безводной нефти дебитом 1,04 м<sup>3</sup>/сут при депрессии 18,1 МПа. В связи с отсутствием коллекторов в пласте Ач(БС<sub>4</sub>) результат испытания полностью отнесен к пласту Ач(БС<sub>5</sub>).

Зона развития песчаников пласта Ач(БС<sub>4</sub>) вскрыта в скв.2 и скв.9, в которых пласт характеризуется эффективными толщинами 13,8 м и 22,8 м, соответственно. По результатам интерпретации коллекторы оцениваются как возможно продуктивные до подошвы их залегания. Нижняя отметка залегания коллекторов составила -3280 м (скв. 9), она и была принята в качестве ВНК предполагаемой залежи.

В результате построений определено, что в пределах выделенной ловушки литологического типа возможно ожидать наличие залежи в широкой, 6-12 км, полосе субмеридионального простирания на всем протяжении лицензионного участка.

Пласт Ач(БС<sub>3</sub>) в песчаной фации на площади участка представлен только небольшой локальной линзой в скв. 74 Пальниковской структуры. По материалам ГИС пласт содержит 2,4 м песчаника с неясной характеристикой по насыщению.

Пласт БС<sub>2</sub> в песчаной фации распространяется от западного склона Пальниковской структуры в меридиональном направлении узкой полосой шириной 3-7 км.

По материалам ГИС в скв. 74, гипсометрически наиболее высокой, как нефтенасыщенные выделяются 9,6 м песчаников в интервале -2820,7÷-2834,7 м. Испытание пласта на приток не проводилось.

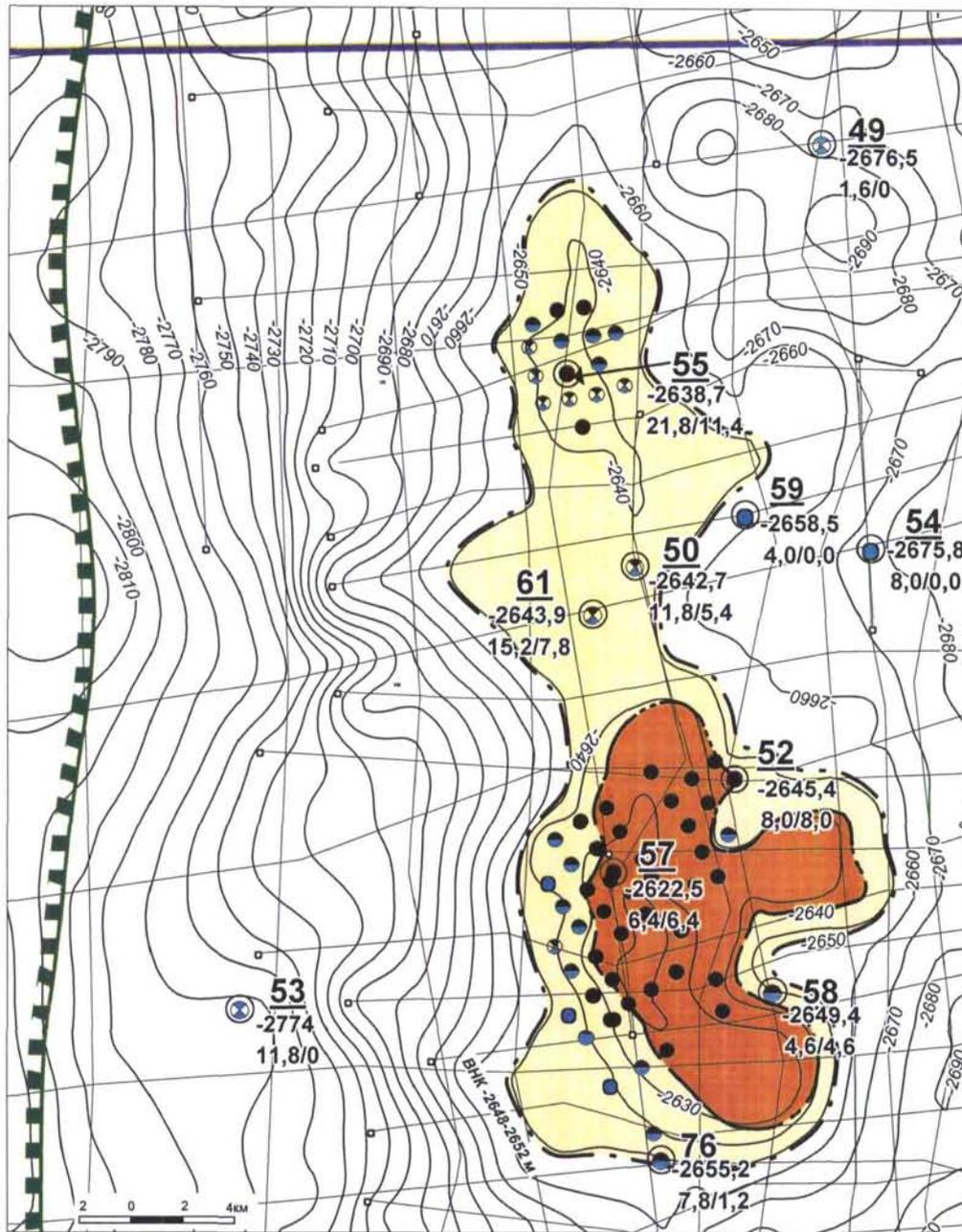
В скв. 71 пласт характеризуется эффективной толщиной 9,6 м и по данным ГИС в нем вскрыт ВНК в интервале отметок -2855÷-2858 м. При испытании его верхней нефтенасыщенной по ГИС части в интервале -2850,4÷-2855,4 м получен непереливающий приток нефти дебитом 1,04 м<sup>3</sup>/сут при депрессии 11,8 МПа. После дострела и проведения испытания в интервале -2850,4÷-2863,4 м получили смешанный приток нефти дебитом всего 0,18 м<sup>3</sup>/сут и воды 1,8 м<sup>3</sup>/сут.

Пласт Ач(БС<sub>2</sub>) имеет развитие в западной половине площади участка. В зоне его развития пробурены только скв. 9 и скв. 4, в разрезе которых проницаемые песчаники составляют 20,6 м и 3,6 м, соответственно. По материалам ГИС вскрытые песчаники пласта определяются как с неясным характером насыщения, возможно песчаники продуктивные. В связи с этим пласт Ач(БС<sub>2</sub>) рассматривается как потенциально перспективный резервуар.

В отложениях черкашинской свиты, которые на площади лицензионного участка характеризуются развитием пластов мелководно-морского шельфового генезиса, перспективы нефтеносности связываются с пластом АС<sub>10</sub>.

Пласт АС<sub>10</sub> на площади участка вскрыт всеми пробуренными скважинами и залегает на отметках -2535÷-2648 м. Предполагаемая его нефтеносность основывается только на материалах бурения скв. 73. По ГИС с неясным характером насыщения в ней интерпретируются 1,2 м песчаника в интервале -2534,7÷-2535,9 м, нижняя часть пласта в интервале -2535,9÷-2540,5 м определена водонасыщенной. При испытании в ней интервала с отметками -2534,1÷-2539,1 м, охватывающем весь разрез пласта, получен приток воды с пленкой нефти.

На Средне-Хулымском месторождении залежь нефти выявлена в пласте АС<sub>10</sub> (рис.12). Пласт испытан в скв. 52,55,57,76, дебиты нефти до 175,6 м<sup>3</sup>/сут (скв.55). Эффективная толщина пласта изменяется от 4 до 22 м. Пласт АС<sub>9</sub><sup>1</sup> испытан в скв. 52, получен слабый приток нефти дебитом 0,13 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 1005 м. Эффективная толщина пласта составляет 1,2м-6,4м, нефтенасыщенная - 2,8 м. Ачимовская толща испытана в скв.52, из пласта Ач<sub>3</sub> получен приток нефти дебитом 1,5 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 1350 м.



1 - номер скважины, абс. отметка кровли пласта, эффективная и нефтенасыщенная мощности, м;  
 2 - эксплуатационные скважины; 3 - изогипсы кровли пласта, м; 4 - чистонефтяная зона (ЧНЗ);  
 5 - водонефтяная зона (ВНЗ); 6 - кромка палеошельфа пласта AC10; 7 - границы лицензионного участка

Рис.12 Средне-Хулымское месторождение. Карта залежи пласта AC-10

На Южно-Хулымском месторождении продуктивным является пласт АС<sub>8</sub> ачимовской толщи. Пласт Ач(АС<sub>12</sub>) испытан в скв. 70,72,75, дебит нефти составил 9,4 м<sup>3</sup>/сут при диаметре штуцера 4 мм (скв.70) (рис.13), эффективная толщина пласта изменяется от 3,4 до 14,4 м.

Пласт АС<sub>8</sub> испытан в скв.72, дебит нефти составил 6,6 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 900 м. Эффективная толщина составила 3 м (скв.72)

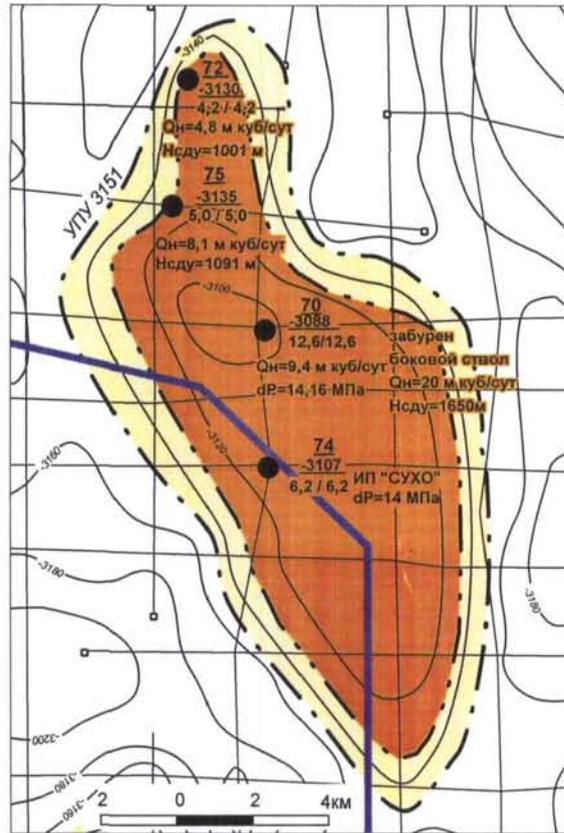
На Северо-Хулымской площади перспективные на нефть пласты не выявлены (скв.110 не испытана в связи с ликвидацией по техническим причинам).

#### 1.4. Новые представления о геологическом строении клиноформного неокома Надымской мегавпадины по результатам оптимизированной обработки и интерпретации данных сейсморазведки

В своих исследованиях по геологическому строению неокомского комплекса **Надымской мегавпадины**, автор использовал опыт, накопленный многочисленными исследователями [1, 2, 3, 5, 8, 14, 15, 17, 21, 24, 26, 31, 41, 52], работавшими с неокомским комплексом **Широтного Приобья** Западной Сибири. Наряду с этим, основой исследований являлся материал по Средне-Хулымскому, Лонгъюганскому, Пальниковскому, Лензитскому и Сандибинскому участкам, который включал в себя более 10 тыс.пог.км площадной и региональной сейсморазведки, и ~50 поисково-разведочным скважинам (рис.14). Все выводы базируются на детальной корреляции и интерпретации сейсмической картины, проведенной автором по данным площадной и, главным образом, региональной сейсморазведки с учетом данных бурения.

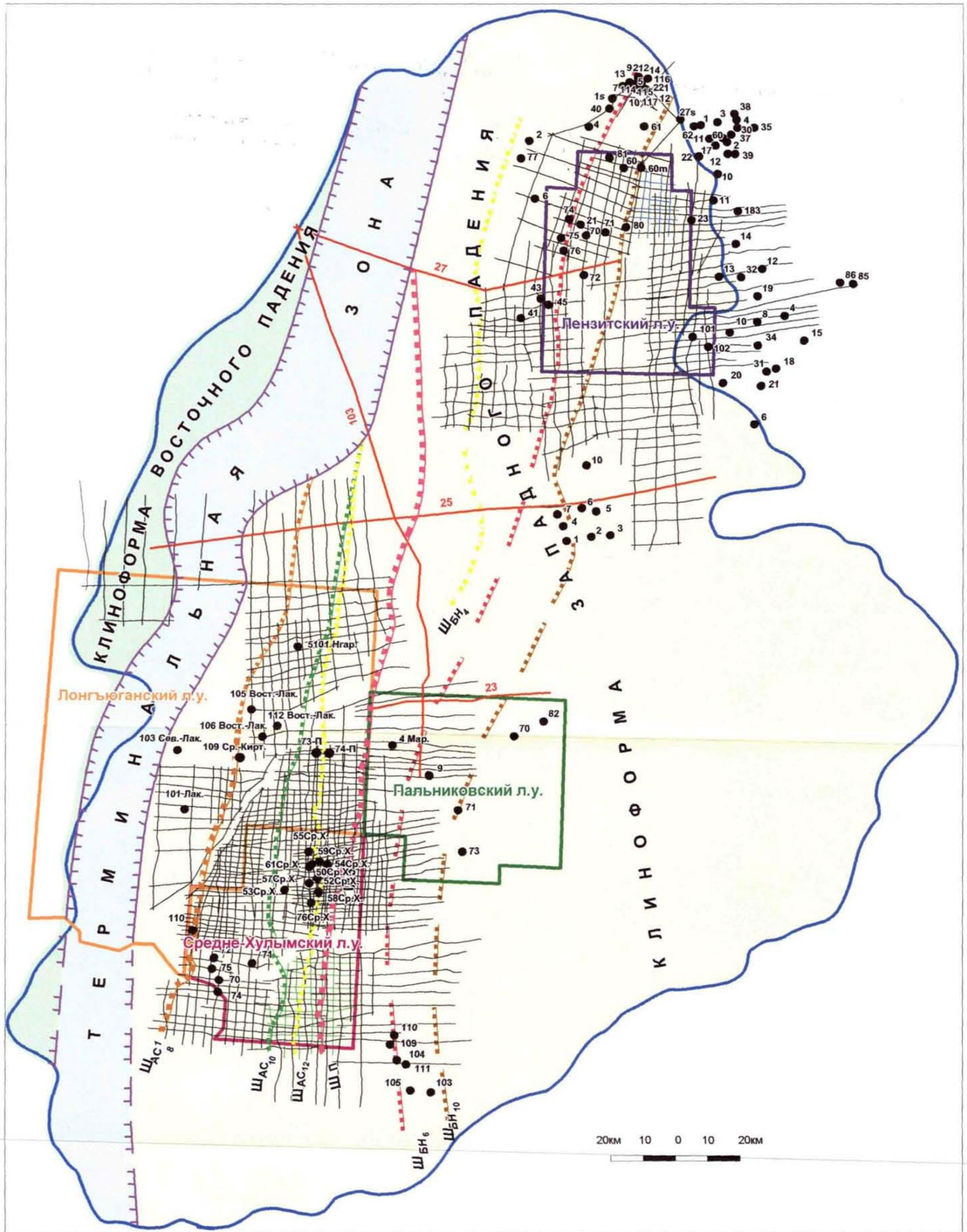
Для проведения корректной корреляции и интерпретации сейсмической записи, региональные временные разрезы были оцифрованы и по специальному графу обработки (при непосредственном участии автора) приведены к качеству близкому к обработанным площадным временным разрезам. То есть был создан единый сейсмический массив, позволяющий увязать все имеющиеся у автора сейсмические данные по Надымской мегавпадине.

Неокомские клиноформные отложения имеют ритмичное строение и сложены рециклитами. Каждый элементарный цикл начинается накоплением глин, постепенно переходящими в алевролиты и, в полных циклах, завершается песчаниками. Глины, залегающие в основании циклов, характеризуются пониженными скоростями и плотностями (рис.15, 16).



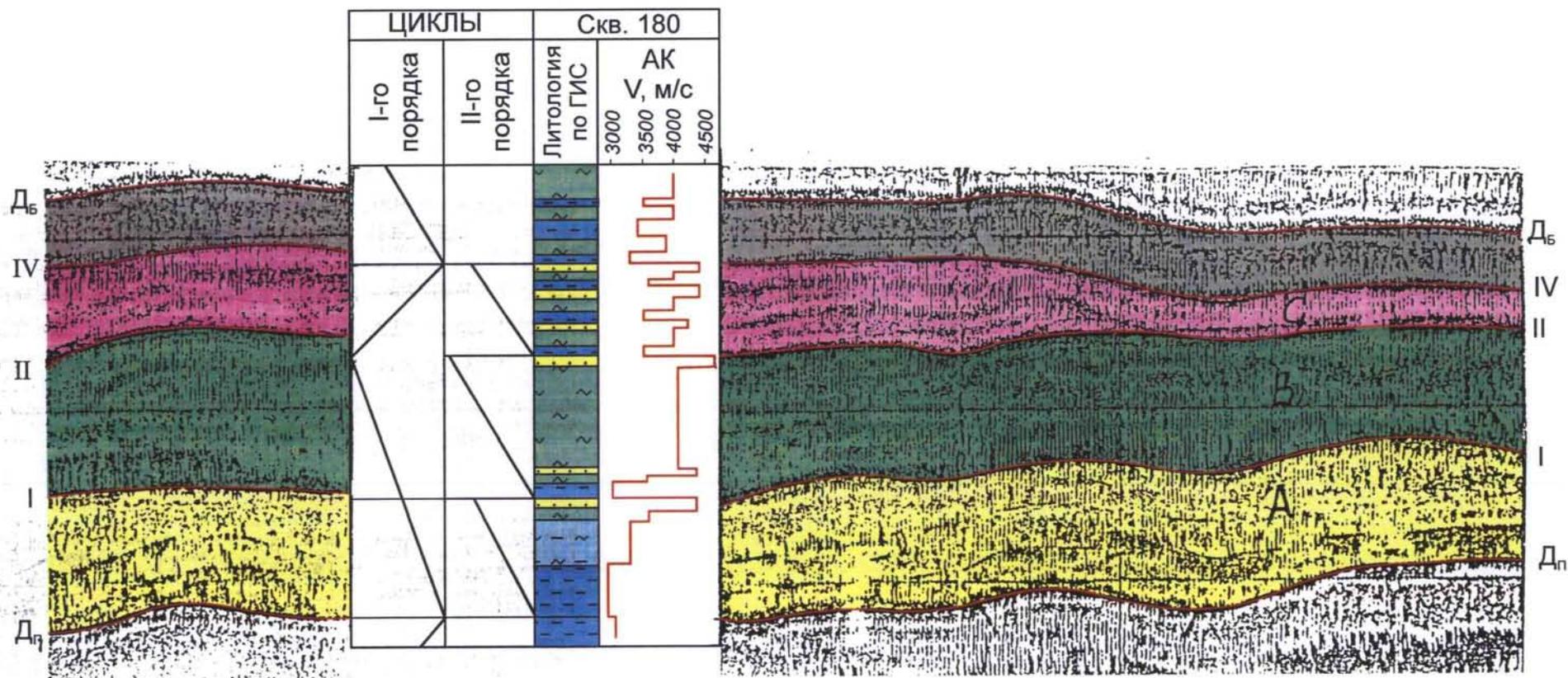
- 1 - номер скважины, абс. отметка кровли пласта, эффективная и нефтенасыщенная мощности, м;  
 2 - изогипсы кровли пласта, м; 3 - чистонептяная зона (ЧНЗ); 4 - водонептяная зона (ВНЗ);  
 5 - границы лицензионного участка

Рис.13 Карта залежи пласта Ач (АС12) Южно-Хулымского месторождения



1 -разведочные скважины; 2 - линии сейсмических профилей; 3 - региональные профили;  
4 - границы Надымской мегавпадины; 5 - положение кромок палеошельфов; 6 - границы терминальной зоны

Рис. 14 Надымская мегавпадина. Объем используемого сейсмического и скважинного материала



1- песчаники; 2- алевролиты; 3 - переслаивание алевролитов и глин; 4 - аргиллиты, глины

Рис.15 Пример временного разреза с привязкой данных АК и выделением циклов седиментации

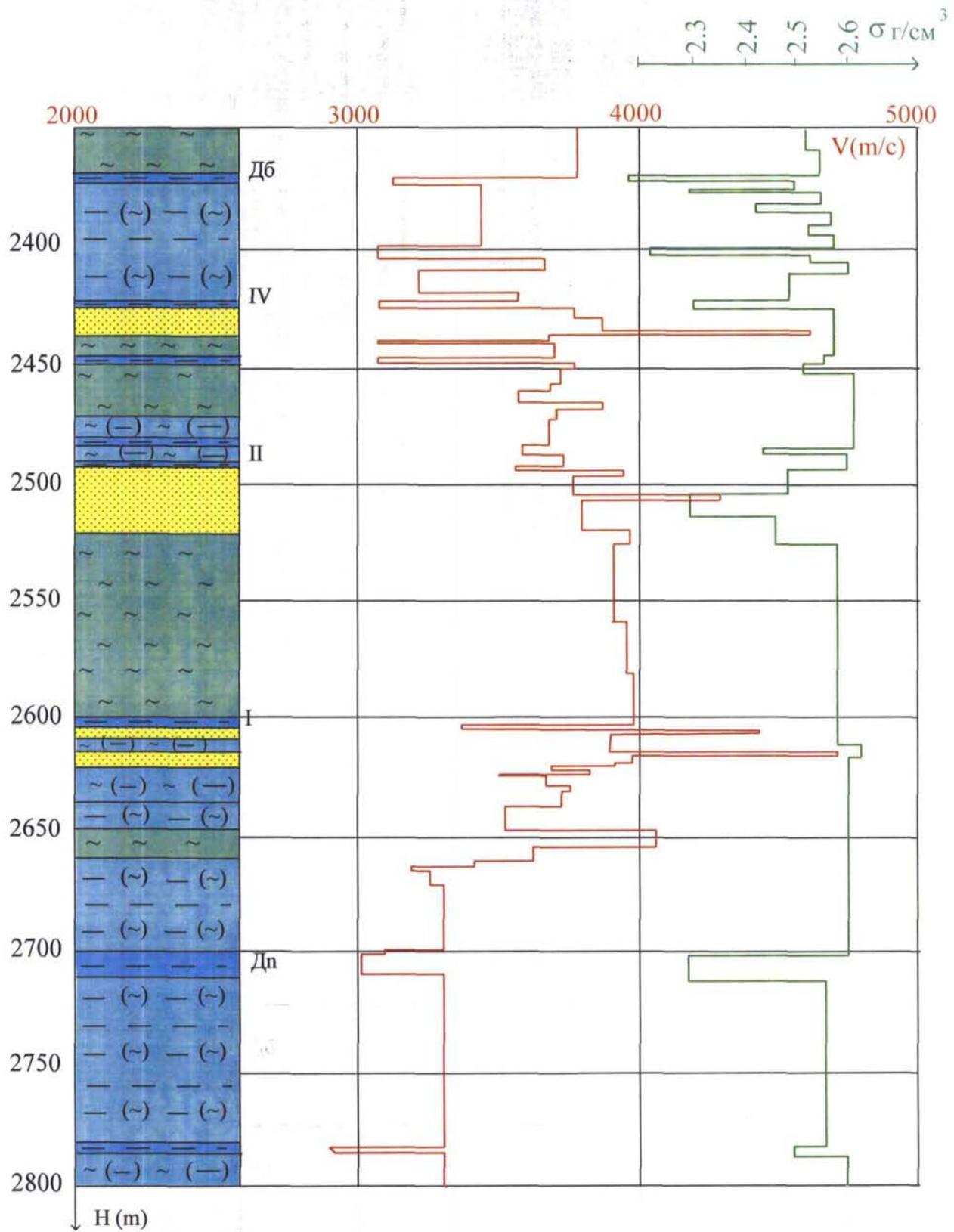


Рис. 16 Пример скоростной и плотностной характеристики неокомских отложений

Проведенные расчеты и выполненная по данным АК привязка сейсмических отражающих горизонтов (ОГ) свидетельствуют о приуроченности ОГ к подошвам глинистых пластов, залегающих в основании рециклитов.

Установленная приуроченность ОГ к границам седиментационных циклов существенно облегчает корреляцию клиноформных отложений, которая, из-за резкой изменчивости количества и мощности седиментационных циклов, вкрест простирания клиноформ не может быть выполнена только по данным ГИС [67].

\* \* \*

Неокомские клиноформные отложения Надымской мегавпадины в плане (рис.14) фактически представлены тремя самостоятельными зонами:

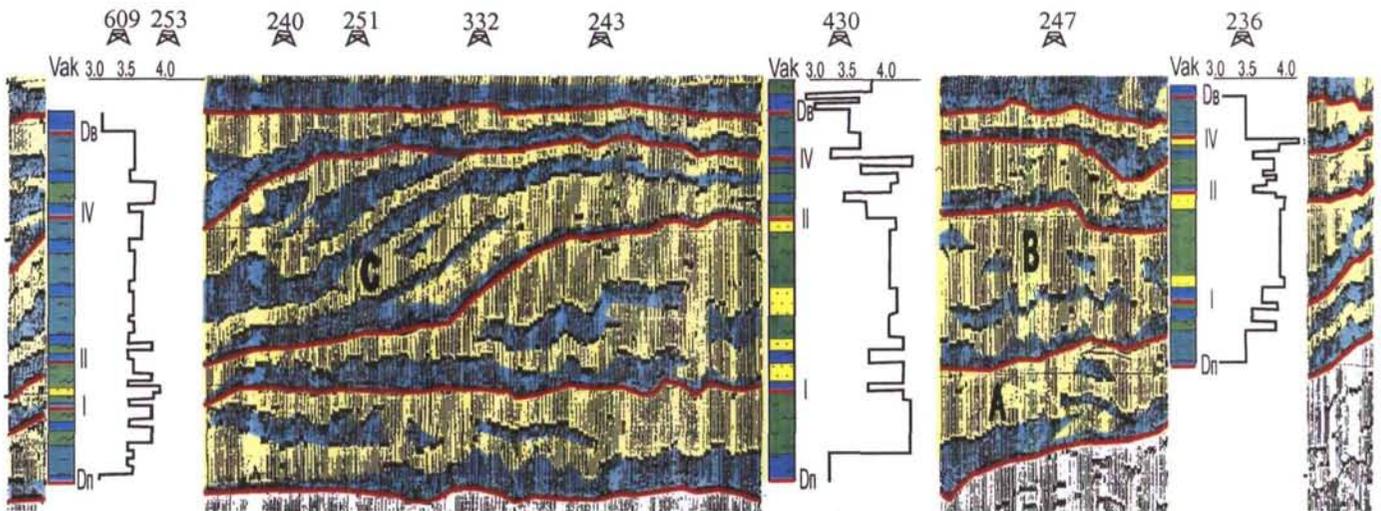
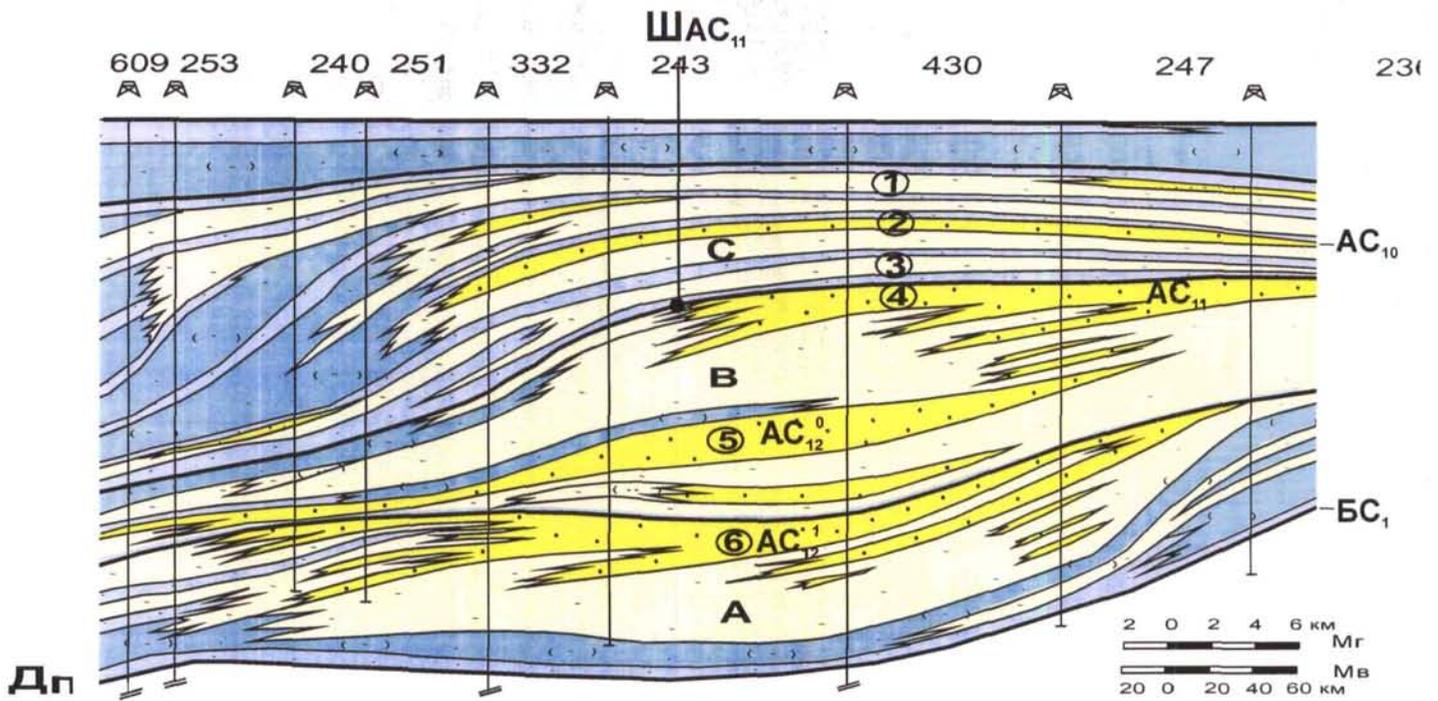
- 1 - восточной, характеризующейся развитием клиноформ западного падения,
- 2 - центральной или терминальной (terminal channel zone) [1],
- 3 - западной, представленной клиноформами восточного падения.

Выполненные исследования позволили выделить в восточной части Надымской мегавпадины две клиноформы западного падения, сформировавшиеся при проградационном наращивании склона.

Первая, более древняя, к которой приурочены продуктивные и потенциально продуктивные неокомские пласты в пределах Лензитского перспективного участка и Сандибинского месторождения, названа автором Сандибинско-Лензитской клиноформой.

Вторая, более молодая, которая включает продуктивные и потенциально продуктивные неомские пласты Лонгьюганского и Средне-Хулымского участков, названа Хулымско-Лонгьюганской клиноформой.

Нижней границей Сандибинско-Лензитской клиноформы являются отложения баженовской свиты, верхней – пимские глины (готеривский ярус,  $K_1h$ ), подошва которых в северной части Надымской мегавпадины (Лензитский участок) отождествляется с кровлей песчаного пласта  $БН_0$ , а в южной части с кровлей песчаного пласта  $БС_1$ . Возрастным аналогом Сандибинско-Лензитской клиноформы в Широком Приобье является клиноформа, к которой приурочено крупное нефтяное Приразломное месторождение. Сандибинско-Лензитская клиноформа по падению имеет широкое распространение, что свидетельствует о достаточно продолжительном периоде времени её формирования. Разрез начинается глинами, в средней части клиноформа сложена преимущественно песчаниками и алевролитами, а в верхней – ритмичным переслаиванием алевролитовых и глинистых пластов (рис.17). Она характеризуется ундаформной, клиноформной и фондоформной частями.



- |  |   |  |   |  |   |  |   |  |   |  |   |  |   |  |   |  |   |  |    |
|--|---|--|---|--|---|--|---|--|---|--|---|--|---|--|---|--|---|--|----|
|  | 1 |  | 2 |  | 3 |  | 4 |  | 5 |  | 6 |  | 7 |  | 8 |  | 9 |  | 10 |
|--|---|--|---|--|---|--|---|--|---|--|---|--|---|--|---|--|---|--|----|

1 - граница Приобской клиноформы; 2- границы пачек; 3 - индексы отражающих горизонтов; 4 - индексы пачек; 5 - индексы песчаных тел; 6 - песчаник; 7 - алевролит; 8 - глина; 9 - глинистый алевролит; 10 - отражающие горизонты

Рис.17 Приобское месторождение. Сейсмо-литологофациальный разрез и ЭКО-разрез по профилю 46

На временных сейсмических разрезах отчетливо видно, что к востоку становится динамически хуже выраженным отражающий горизонт от верхней границы Сандибинско-Лензитской клиноформы (пимские глины,  $K_1h$ ) (рис.18-20). Это очевидно связано с опесчаниванием пимских глин, что обусловлено близостью береговой линии на завершающем этапе формирования Сандибинско-Лензитской клиноформы. Этот факт подтверждается разрезами скв.101 и скв.102 Западно-Медвежьими, где отчетливо видно опесчанивание пимских глин по данным геофизических исследований скважин (рис.21). К Сандибинско-Лензитской клиноформе, т.е. клиноформе «зажатой» между пимскими глинами и баженовской свитой относится, как говорилось выше, продуктивный на Сандибинском месторождении пласт БН<sub>6</sub> (рис.22, 23), и ряд продуктивных пластов Пальниковского перспективного участка (рис.24).

Хулымско-Лонгьюганская клиноформа, имеющая западное падение, более молодая, нижней границей являются пимские трансгрессивные глины ( $K_1h$ , нижний подъярус), а верхней - быстринские глины ( $K_1h$ , верхний подъярус). В целом разрез ее схож с разрезом Сандибинско-Лензитской клиноформой, однако развитие вкост простирания менее протяженно по сравнению с более древней клиноформой (рис.14). Это позволяет утверждать, что формирование клиноформы произошло не за полный трансгрессивно-регрессивный цикл. Связано это, по мнению автора, с недостаточными глубиной и площадью распространения морского бассейна во время формирования Хулымско-Лонгьюганской клиноформы. Характерной ее чертой являются достаточно крутые углы падения клиноформных пластов, что отчетливо видно на региональном сейсмическом профиле (рис.19,20). Это свидетельствует о больших скоростях осадконакопления. Несомненную роль в формировании Хулымско-Лонгьюганской клиноформы сыграл Ярудейский палеовал, ограничивающий поступление осадков, а возможно и распространения морского бассейна. Это предопределило выполаживание клиноформных отложений в северной части Надымской мегавпадины (рис.22, 23, 25). Таким образом, отложения Хулымско-Лонгьюганской клиноформы распространены в южной части Надымской мегавпадины.

Еще одной особенностью является ухудшение к востоку динамической выраженности отражающего горизонта, отождествляемого с быстринскими глинами ( $K_1h$ ) («покрышка» Хулымско-Лонгьюганской клиноформы), что свидетельствует об их опесчанивании, а соответственно - о переходе морских фаций к прибрежно-континентальным. Прямым доказательством этого факта является макроописание керна в скважинах Пальниковской площади. В целом группа пластов АС (включая АС<sub>7</sub>, подошва быстринских глин) представляет собой переслаивание песчаных и песчано-алевролитовых тел, перемычками между пластами служат мощные прослои аргиллитов или тонкого переслаивания аргиллитов и алевролитов. По макроскопическому описанию песчаники серые до светло-серого,

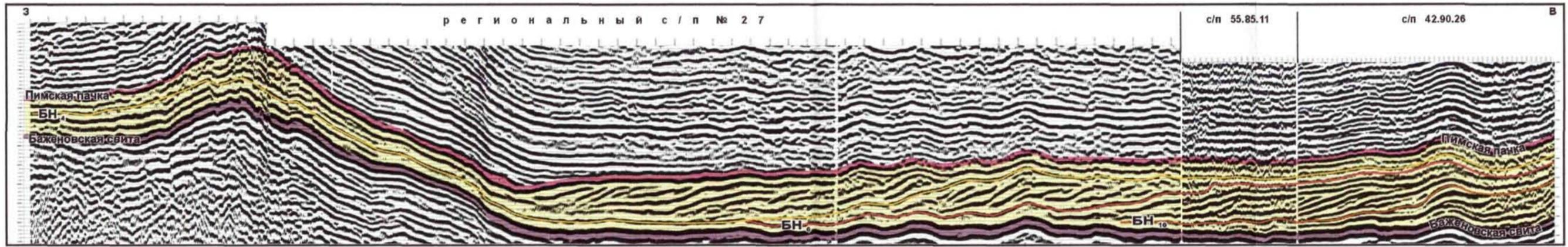


Рис. 18 Монтаж сейсмических профилей в северной части Надымской мегавпадины

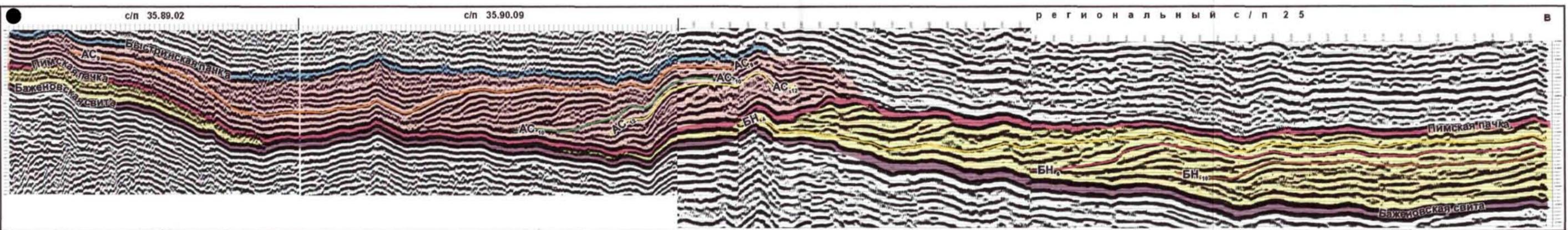


Рис. 19 Монтаж сейсмических профилей в центральной части Надымской мегавпадины

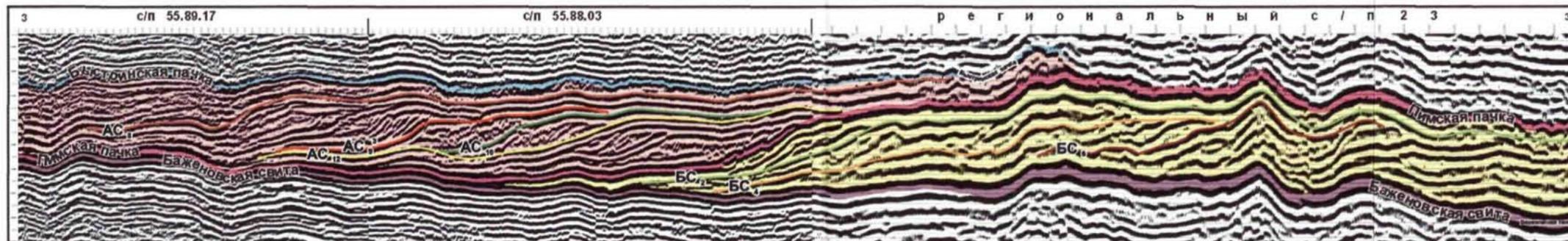


Рис. 20 Монтаж сейсмических профилей в южной части Надымской мегавпадины

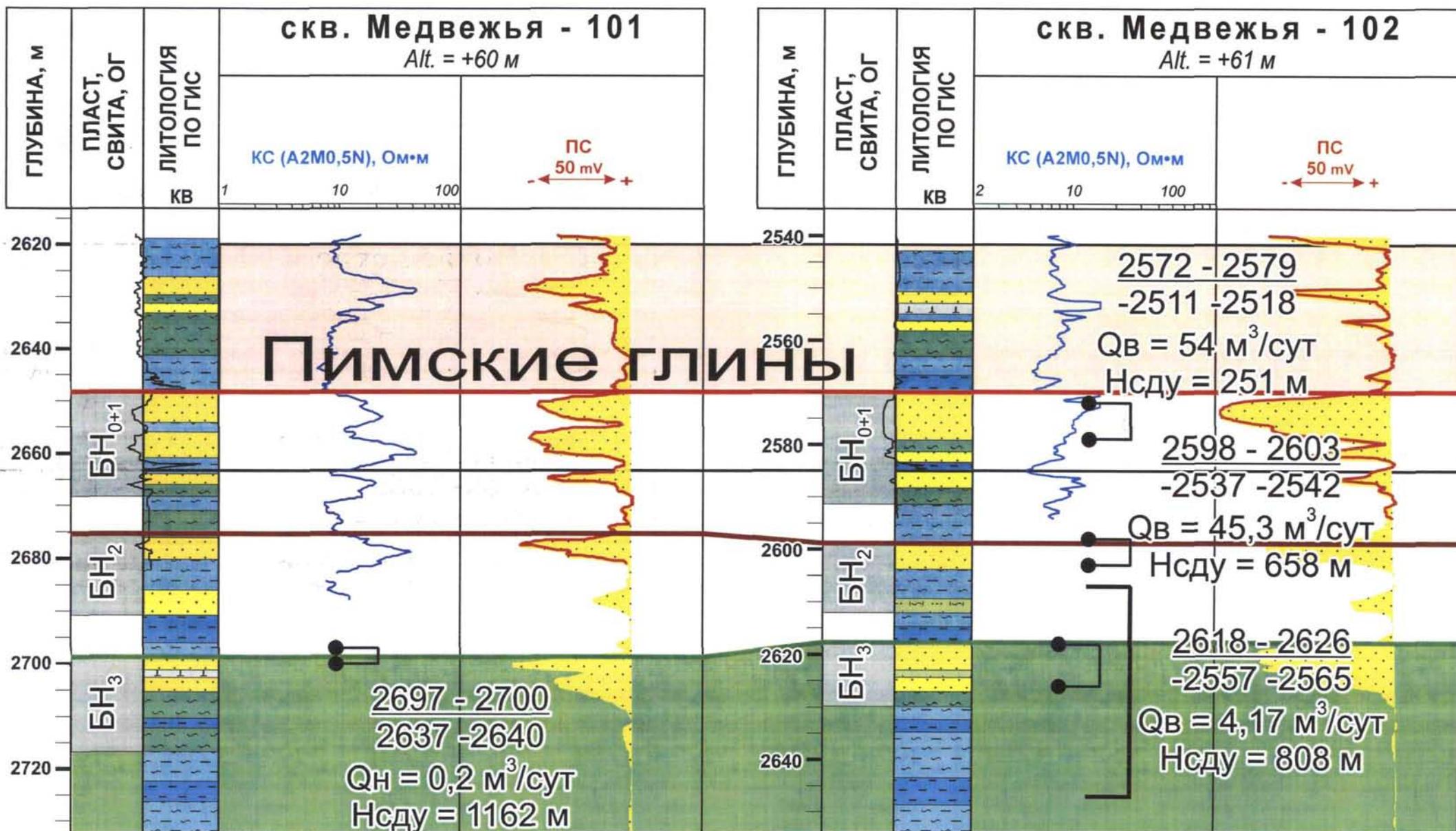


Рис.21 Схема корреляции неокомских отложений Сандибинско-Лензитского клиноформного макрообъекта по данным сейсморазведки и бурения

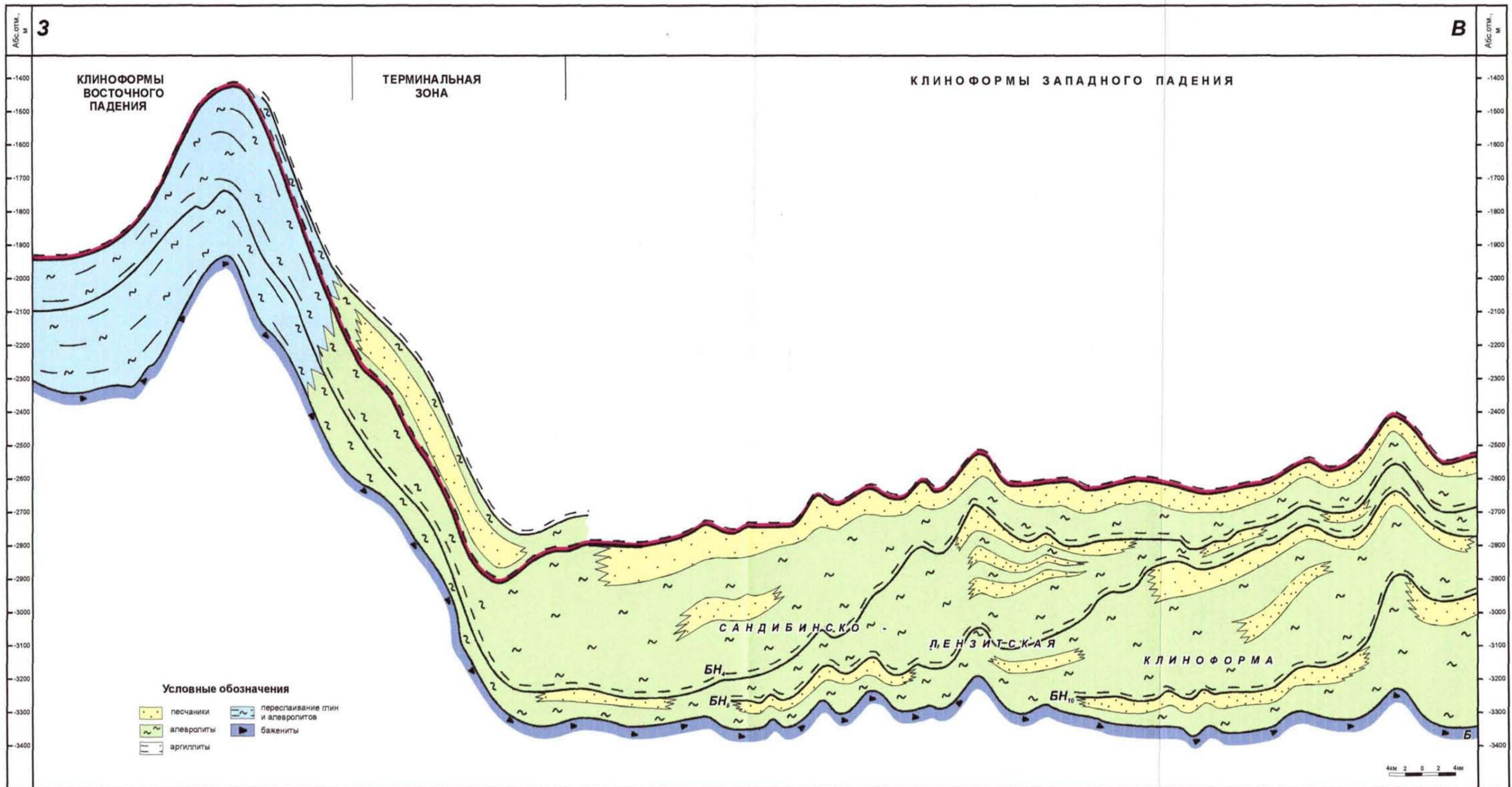


Рис.22 Сейсмогеологический разрез через северную часть Надымской мегавпадины

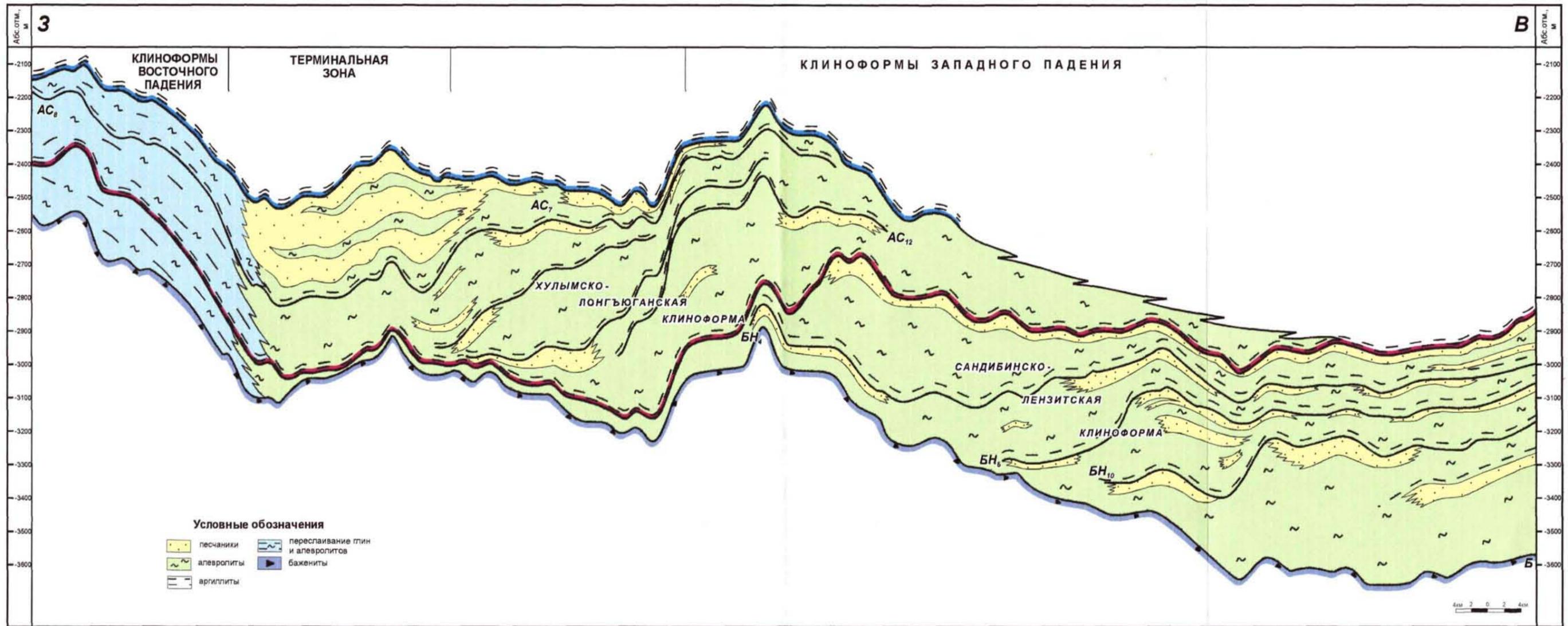


Рис.23 Сейсмогеологический разрез через центральную часть Надымской мегавпадины

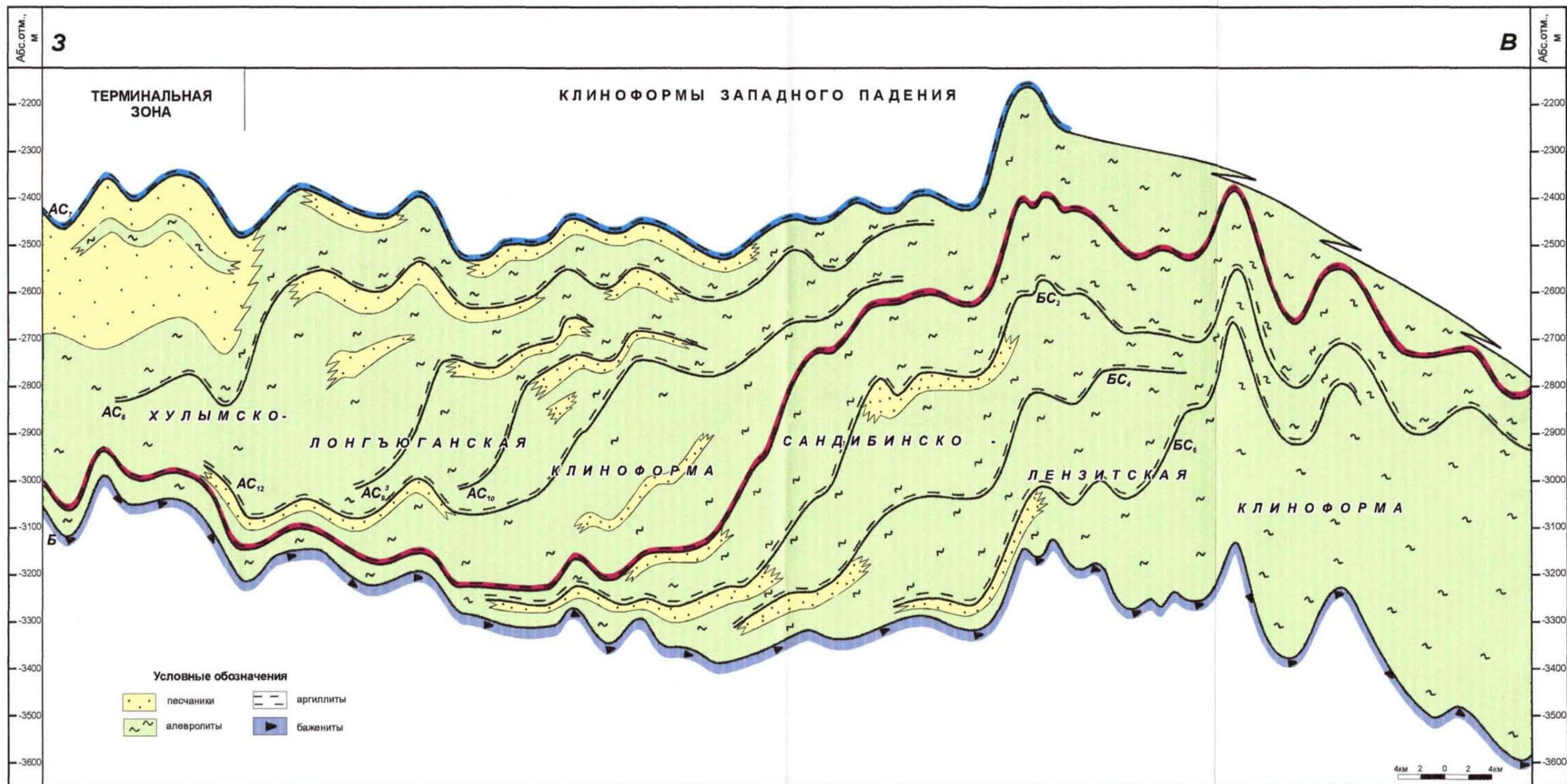


Рис.24 Сейсмогеологический разрез через южную часть Надымской мегавпадины

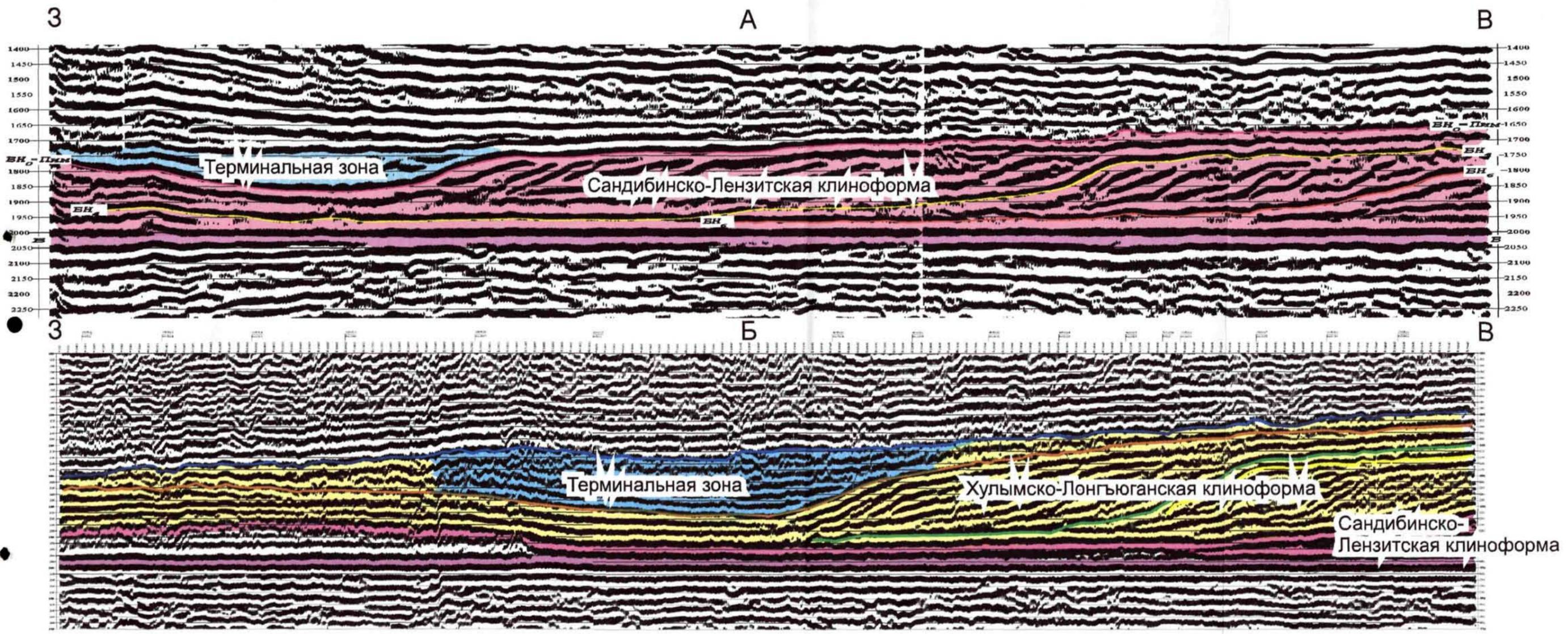


Рис.25 Палеорекострукции временных разрезов проходящих через северную (А) и центральную (Б) части Надымской мегавпадины

кварцполевошпатовые, разнозернистые, слоистость волнисто-косослоистая, обусловленная тонкими прослойками темно-серых глин, песчаники средне- и слабосцементированные, цемент глинистый и карбонатно-глинистый, на плоскостях напластования – скопления угля и углефицированного растительного детрита. Алевролиты серые и темно-серые, тонкозернистые, плотные, с тонкими прослойками песчаника и аргиллита. Аргиллиты темно-серые крепкие, массивные, участками переходящие в алевролит, наблюдаются также прослойки песчаника светло-серого и включения рассеянного песчаного материала. Как видно, разрез группы пластов АС на востоке Надымской мегавпадины полностью отвечает прибрежно-континентальным отложениям. Это в свою очередь свидетельствует о близости береговой линии в момент накопления быстринских глин.

Аналогичный факт был установлен и в строении Сандибинско-Лензитской клиноформы, где пимские глины, являющиеся верхней границей клиноформы, также опесчаниваются на востоке. Однако в связи с отсутствием информации у автора по керну, в скважинах, расположенных в зоне опесчанивания, для пимских глин это свойство выделяется по сеймостратиграфическим критериям и по результатам проведенных геофизических исследований скважин. Так, на **рис.21** по данным ГИС отчетливо видно опесчанивание пимских глин в скв.101 и скв.102 Западно-Медвежьих, расположенных вблизи восточной границы Надымской мегавпадины. Таким образом, можно утверждать, что опесчанивание на востоке трансгрессивных глин, перекрывающих клиноформы, является характерным признаком для неокомского комплекса Надымской мегавпадины. Необходимо отметить, что этот факт описан в многочисленных работах, посвященных неокомскому комплексу в Широком Приобье [.....].

Клиноформы восточного падения, сформированные под влиянием источников сноса Урала, имеют преимущественно глинистый состав [Ю.Н.Карогодин, Северное Приобье Западной Сибири, 2000], что подтверждает и разрез скв.4 Северо-Ярудейской (**рис.26**), а также скважины, пробуренные за пределами Надымской мегавпадины в зоне развития клиноформ восточного падения (Сергинское, Овальное и Песчаное месторождения). На региональных временных разрезах отчетливо видно, что клиноформы восточного падения имеют значительно меньший угол седиментационного наклона, чем клиноформы западного падения, что свидетельствует о гораздо меньших скоростях осадконакопления в западной части Надымской мегавпадины, чем в восточной.

Терминальная зона отвечает области окончательной компенсации верхнеюрского морского бассейна. Автором она ограничена полосой субмеридионального простирания шириной порядка 40 – 50 км, «зажатой» между участками развития клиноформ западного и восточного падения (**рис.14**). Ряд скважин, находящихся в непосредственной близости, характеризуется сильным опесчаниванием неокомского разреза (**рис.27**). Такое строение разреза

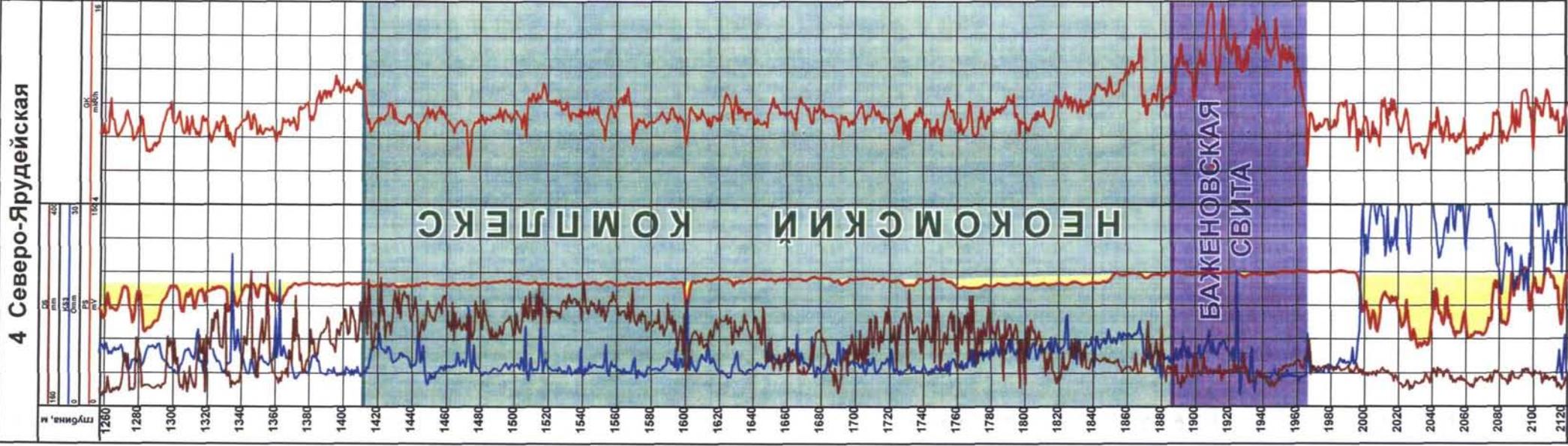
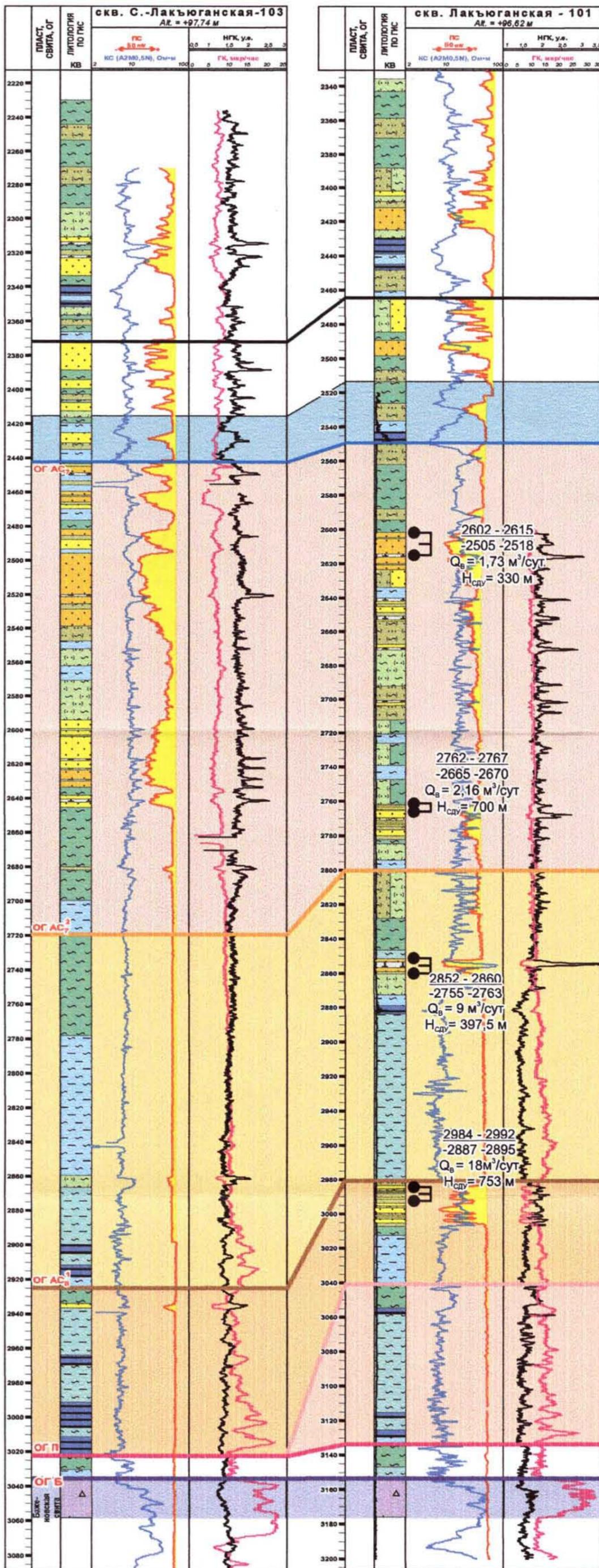


Рис. 26. Разрез скважины 4 Северо-Ярудейской



- ### Условные обозначения
- песчаники разномерные (высокопроницаемый коллектор)
  - песчаники разномерные (средний коллектор)
  - песчаники мелкозернистые (низкопроницаемый коллектор)
  - песчаники алевритовые (не коллектор)
  - алевриты песчаные
  - алевриты
  - переслаивание алеврита и аргиллита
  - глинистый алеврит
  - аргиллиты
  - аргиллиты, обогащенные сапропелем (?)
  - бажениты
  - прослой карбонатизированных пород
  - тонкие переслаивания пород
- испытание в процессе бурения  
 - испытание в колонне

Рис.27 Схема корреляции неокомских отложений Хулымско-Лонгъюганского клиноформного макрообъекта по данным сейсморазведки и ГИС

предопределяет отсутствие выдержанных глинистых пачек, которые могли бы являться региональными покрывками.

Подводя итог, необходимо провести параллели между геологическим строением клиноформного неокома и его нефтеносностью. Совершенно очевидно, что строение западной и центральной частей Надымской мегавпадины, включающие в себя клиноформы восточного падения и терминальную зону, не отвечают необходимым критериям для выделения перспективных участков. В первом случае (клиноформы восточного падения) - это отсутствие коллекторов в разрезе неокома, во втором случае (терминальная зона) - отсутствие выдержанных покрывок. Потенциально перспективными объектами в неокоме прогнозируются клиноформы западного падения.

\* \* \*

#### ВЫВОДЫ по главе:

1. Анализ работ С.В.Аплонова, В.С.Бочкарёва, Ф.Г.Гурари, Ю.Н.Карогодина, А.Э.Конторовича, А.А.Нежданова, И.И.Нестерова, Ф.К.Салманова, В.С.Суркова и многих других исследователей показал, что стратиграфия Надымской мегавпадины принципиально не отличается от стратиграфии Широкого Приобья.

2. В пределах Надымской мегавпадины выделяется ряд тектонических элементов, интересных с нефтепоисковых позиций. Одним из таких элементов является Ярудейский мегавал, сопоставимый по своему строению с Медвежьим мегавалом.

3. В результате анализа нефтегазоносности различных комплексов Надымской мегавпадины установлено, что:

- наиболее перспективными в плане нефтеносности в Надымской мегавпадине являются неокомские отложения, включающие ундаформную и фондоформную части клиноформного комплекса;

- несомненный интерес представляют отложения баженовской свиты. Хотя промышленных притоков из них пока не получено, поиск и разведка залежей нефти в баженовской свите в Надымской мегавпадине, бесспорно, представляют интерес с точки зрения возможности открытия высокодебитных месторождений;

- нижне-среднеюрские отложения на данный момент не представляют практического интереса, так как из-за сложного строения залежей в них и низкого дебита нефти (не более  $5\text{ м}^3/\text{сут}$  и это на глубинах 3,5-4,5 км) их разведка и эксплуатация пока экономически невыгодны.

4. Неокомский комплекс перспективен в восточной части Надымской мегавпадины, где развиты клиноформы западного падения, а именно: Хулымско-Лонгъюганская и Сандибинско-Лензитская клиноформы.

## Глава 2. Геологическое строение и нефтеносность ундаформных отложений в Надымской мегавпадине

### 2.1. Основные особенности строения ундаформных отложений

С целью выявления и изучения особенностей строения ундаформных отложений рассмотрено строение основных нефтяных месторождений в Надымской мегавпадине – Средне-Хулымского и Сандибинского.

Что представляли из себя эти месторождения в конце 90-х годов прошлого века?

Средне-Хулымское месторождение, расположенное в южной части Надымской мегавпадины, приурочено к контрастной антиклинальной структуре – Средне-Хулымскому валу, где первоначально считались нефтеносными три пласта. Пласт  $АС_9^1$  относится к типично шельфовым пластам с невысокими эффективными толщинами от 1,2 до 6,4 м. К западу коллекторы в пласте  $АС_9$  замещаются непроницаемыми разностями. Нефтеносность пласта доказана лишь испытанием скв.52, в которой получен непромышленный приток нефти ( $Q_n=0,13$  м<sup>3</sup>/сут; СДУ = 997 м). Считалось, что получение непромышленного притока может быть связано с заметным ухудшением коллекторских свойств пласта в разрезе этой скважины. Наряду с «плохими» коллекторами в пласте развиты и «хорошие», что доказано испытанием скв.54, в которой из этого пласта получен приток воды дебитом 146 м<sup>3</sup>/сут при СДУ = 880 м. Залежь нефти прогнозировалась исключительно по результатам интерпретации ГИС.

Перспективы второго пласта ( $АС_9^3$ ) связывались со структурно-литологической ловушкой и также опирались исключительно на результаты интерпретации ГИС. Эффективная толщина составляет 0-4,8 м и, как видно, пласт не претендовал на особую исключительность в плане нефтеносности.

Из горизонта  $АС_{10}$  в скв.52 был получен максимальный приток нефти дебитом 12,4 м<sup>3</sup>/сут. Наряду с этим результатом еще из двух скважин получены приемлемые дебиты нефти - 5,4 м<sup>3</sup>/сут и 8 м<sup>3</sup>/сут, а из скв.54 и скв.59 были получены притоки воды дебитами от 50 до 60 м<sup>3</sup>/сут, что свидетельствовало о хороших ФЕС пласта. Эффективные толщины изменяются от 4 м до 11,8 м. При этом пласт характеризуется регрессивным строением, т.е. увеличением размера зерен терригенных пород к кровле рециклита.

Сандибинское месторождение, расположенное в северной части Надымской мегавпадины на южном побережье Обской губы, с самого начала характеризовалось значительными дебитами нефти из пласта  $БН_6$  (от 40 до 90 м<sup>3</sup>/сут). Нефтеносный пласт  $БН_6$  аналогичен по строению горизонту  $АС_{10}$  Средне-Хулымского месторождения, т.е. отвечает регрессивному строению. Однако нефтеносен здесь, в отличие от Средне-Хулымского месторождения, всего один пласт и запасы в целом невелики, что связано с небольшой площадью нефтеносности.

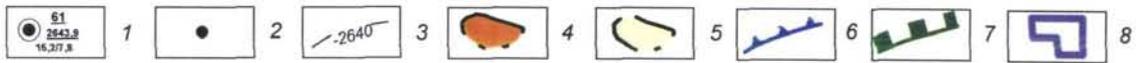
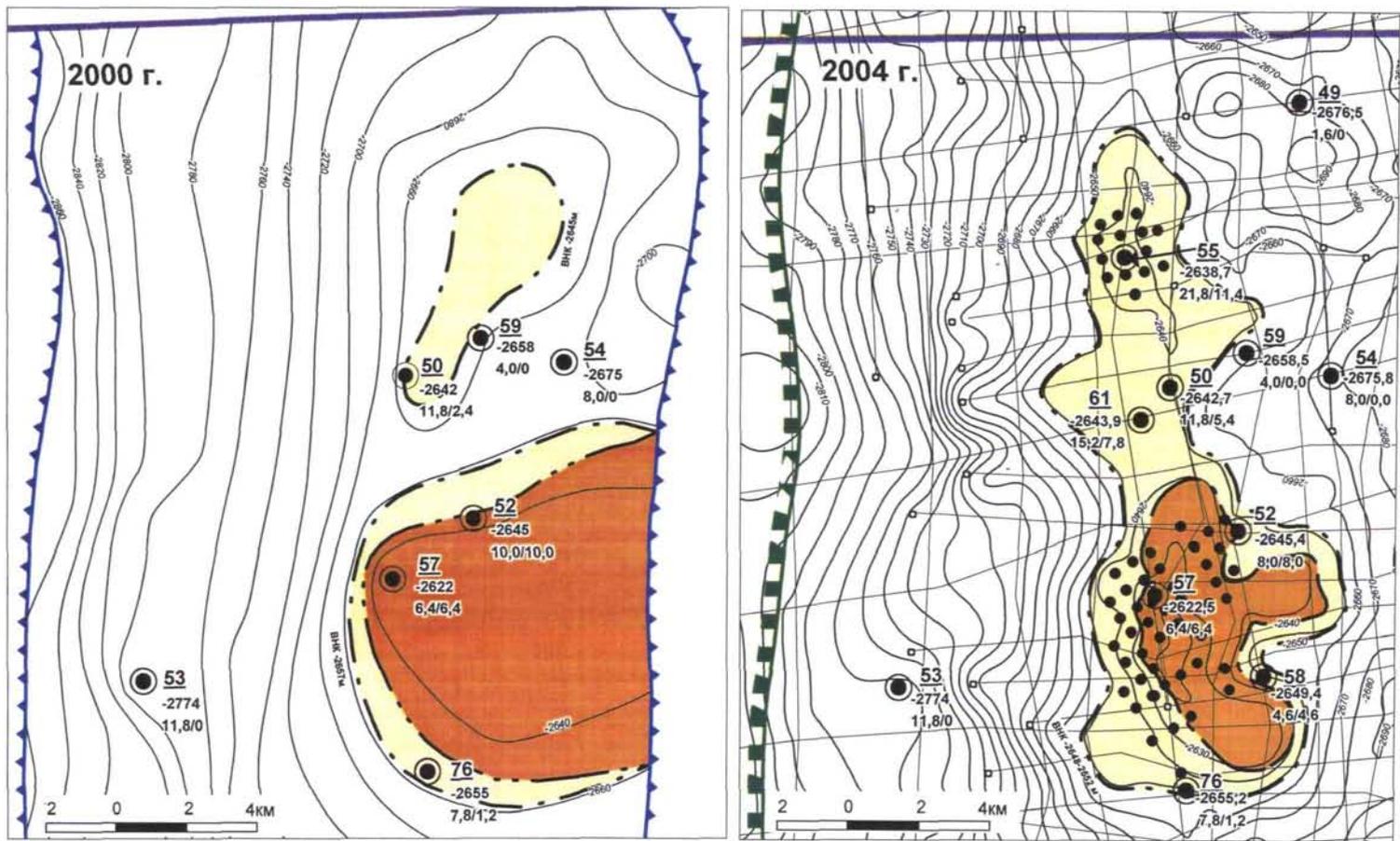
Таким образом можно утверждать, что в ундаформной зоне развиты два вида песчаных тел. Песчаные тела, невыдержанные по площади, с резкими изменениями ФЕС (пласт АС<sub>9</sub><sup>1</sup> Средне-Хулымского месторождения) и песчаные тела выдержанные по площади, с резко выраженным регрессивным строением (горизонт АС<sub>10</sub> Средне-Хулымского месторождения и пласт БН<sub>6</sub> Сандибинского месторождения). По расположению этих песчаных тел в клиноформе, автор называет их по терминологии, принятой рядом исследователей (В.С.Славкин, Н.С.Шик, Е.Б.Беспалова) [3, 8, 52, 69, 70], шельфовыми и кромкошельфовыми (shelf marginal), соответственно.

Шельфовые песчаные тела (рис.28) образуют линзы, шнуры или покровы с субпараллельными кровлей и подошвой. К этому типу автор относит песчаные тела пластов, например, АС<sub>7</sub><sup>1</sup> (скв.110 Хулым, 71, 53), АС<sub>8</sub><sup>1</sup> (скв. 110 Айхеттская), АС<sub>9</sub><sup>1</sup> (скв. 76, 57, 52, 59, 54, 110 Айхеттская) или БН<sub>0-4</sub> (скв.21, 70, 72, 74, 43, 45 – Лензитские). Они имеют мощность 5-10 м и характеризуются резкой изменчивостью ФЕС, доказанной результатами испытаний пласта АС<sub>9</sub><sup>1</sup>. В скв.54 из этого пласта получено 147 м<sup>3</sup>/сут воды при ΔР=13 МПа, а в скв.52 получен непромышленный приток нефти (0,13 м<sup>3</sup>/сут, Нд=997 м).

Песчаные тела кромки шельфа (рис.28) представляют собой крупные шнуры и линзы, вытянутые вдоль палеосклона и протягивающиеся от кромки палеошельфа к началу накопления пласта до кромки палеошельфа к окончанию его формирования. Такие песчаники образуют псевдопласт, который на самом деле представлен серией линз, сформировавшихся при проградации склона непрерываемой трансгрессиями. В разрезе они имеют клиновидную форму и достигают в мощности нескольких десятков метров. Наиболее крупные тела этого типа развиты на участке наиболее интенсивного наращивания палеосклона. Примерами таких песчаных тел являются основные продуктивные пласты Средне-Хулымского месторождения – АС<sub>10</sub> и Сандибинского месторождения – БН<sub>6</sub>. Они представлены песчаниками во всех скважинах месторождения, достигают 30 м мощности и характеризуются средними или хорошими ФЕС. Из этих песчаных тел притоки нефти достигают дебитов до 100 м<sup>3</sup>/сут, а коэффициент продуктивности достигает 3,9 м<sup>3</sup>/сут·МПа.

Исследования керна из такого песчаного тела (скв.55 – Средне-Хулымская) показали, что они представляют собой переслаивание песчано-алевролитовых и глинистых разностей пород. Для верхней части по керну преобладают глинистые разности, песчано-алевролитовые прослои имеют подчиненное значение. Нижняя часть представлена мощным песчаным телом и только в нижних 5 метрах пласта отмечается увеличение глинистости пород.

Фациально верхняя часть песчаного тела АС<sub>10</sub> относится к мелководно-морским отложениям. Песчано-алевролитовые прослои, в том числе и с карбонатным цементом,



1 - номер скважины, абс. отметка кровли пласта, эффективная и нефтенасыщенная мощности, м;  
 2 - эксплуатационные скважины; 3 - изогипсы кровли пласта, м; 4 - чистонефтяная зона (ЧНЗ);  
 5 - водонефтяная зона (ВНЗ); 6 - линия глинизации пласта; 7 - кромка палеошельфа пласта АС10;  
 8 - границы лицензионного участка

Рис.29 Средне-Хулымское месторождение. Сопоставление строения залежей в пласте АС10

6:9

в интервале 2719-2729,8 м представляют собой отложения фации «головных частей разрывных течений». А небольшой песчано-алевролитовый прослой в интервале 2737,3-2738,8 м представлен отложениями фации «морских отмелей». Глинистые отложения, перекрывающие горизонт АС<sub>10</sub> и образующие перемычку между проницаемыми пропластками, представлены мелководно-морскими глинами.

Породы нижней части песчаного тела также представлены мелководно-морскими отложениями.

Литологически породы горизонта АС<sub>10</sub> представлены песчаниками серыми, мелкозернистыми, алевролитистыми, с небольшим содержанием глинистого цемента, алевролитами темно-серыми, мелкозернистыми, в разной степени глинистыми и аргиллитами темно-серыми, алевролитистыми. Песчаники по составу очень слабо меняются по разрезу. По классификации В.Д.Шутова по составу обломков они относятся к аркозам. Содержание зерен кварца составляет 30-35%, полевых шпатов – 45-50%, обломков пород – 15%, слюд – 1-2%. Зерна кварца чистые, с прерывистыми регенерационными каемками. Полевые шпаты представлены плагиоклазами и ортоклазами, измененными чаще в слабой и средней степени. Обломки пород в основном представлены в основном эффузивами и кремнистыми разностями. Обломки сланцев и осадочных пород встречаются реже.

Акцессорные минералы представлены в основном эпидотом. Титанистые минералы сильно изменены лейкоксенизацией. Аутигенные минералы представлены лейкоксом (до 2%), пиритом (до 2%) и кальцитом (до 30%). Пирит образует мелкие стяжения, лейкоксен образует пленки вокруг зерен и реже округлые включения, кальцит выполняет отдельные поры и группы пор. В отдельных интервалах уплотненных карбонатизированных песчаников кальцит выполняет все поры и частично замещает зерна полевых шпатов.

Глинистого цемента в песчаниках мало, его содержание не превышает 5-7%. Цемент преимущественно пленочно-порового типа. Поры выполнены каолинитом, содержание которого в глинистом цементе составляет 80-93%, пленки тонкие прерывистые гидрослюдисто-хлоритовые. В прослоях, где возрастает содержание глинистого цемента и увеличивается в нем доля гидрослюды и хлорита, отмечается резкое снижение коллекторских свойств.

Коллекторские свойства пород пласта средние. Пористость пород пласта не превышает 21,3%, в среднем составляя 16,5%, максимальная проницаемость пород пласта достигает 242 мД, в среднем составляя 68,8 мД. Водоудерживающая способность пород изменяется в интервале 25-88,3%, в среднем составляя – 35,4% [60]. По классификации А.А.Ханина (1973) породы относятся к III, IV и V классам коллекторов. Однако для неокомского комплекса Западной Сибири вообще, и Надымской мегавпадины в частности, такие коллекторы в большинстве своем являются лучшими в разрезе.

Таким образом, можно утверждать, что «кромкошельфовые» песчаные тела обладают наиболее высокими ФЕС коллекторов, что соответственно ставит их в ряд наиболее перспективных в ундаформных отложениях Надымской мегавпадины.

## 2.2. Перспективы нефтеносности ундаформных отложений в Надымской мегавпадине

Перспективы нефтеносности ундаформных отложений можно рассматривать только в свете общей геологической ситуации неокомского комплекса Надымской мегавпадины.

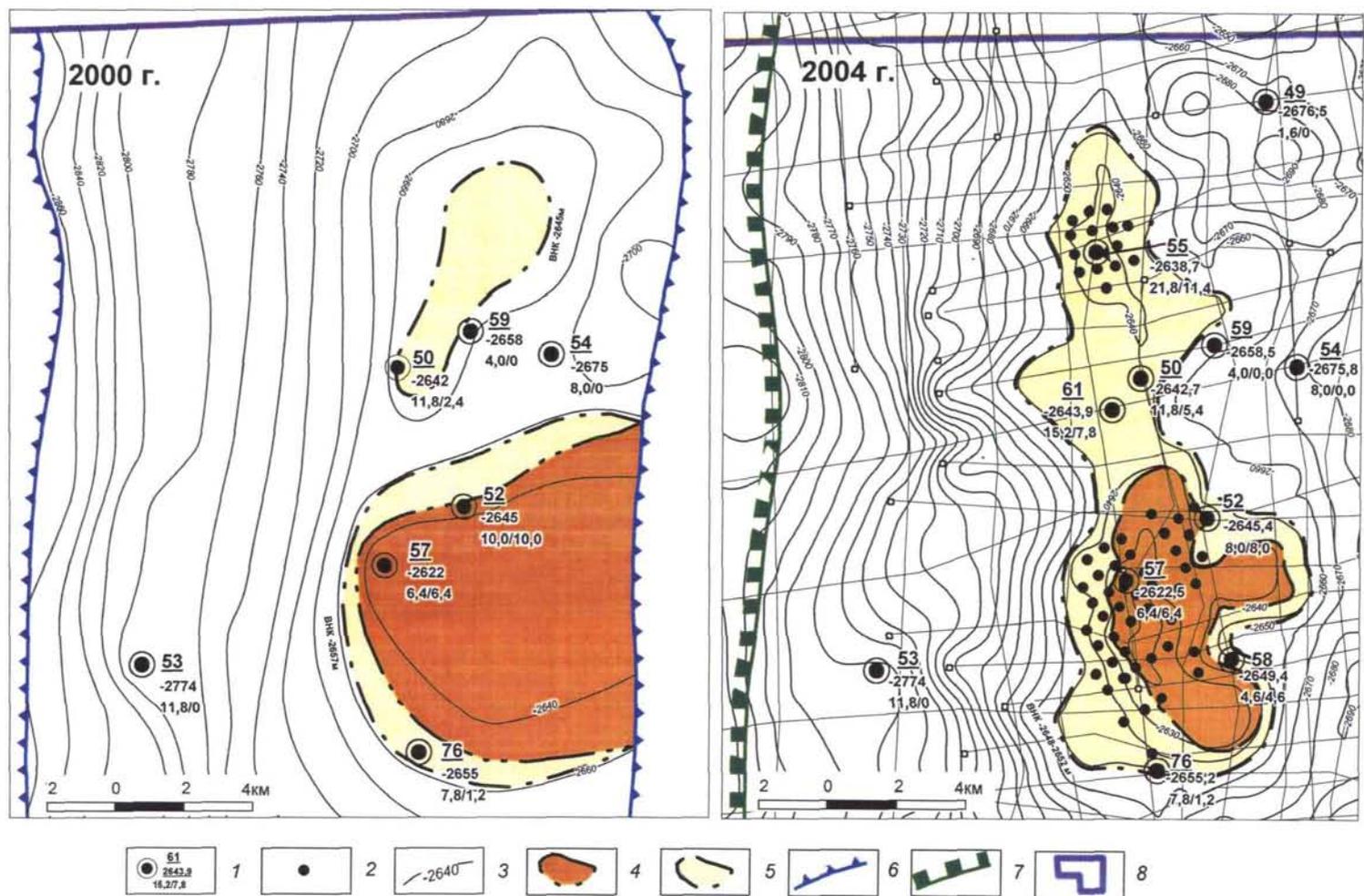
Неокомские клиноформные отложения Надымской мегавпадины в плане (рис.14) фактически представлены тремя самостоятельными зонами:

- 3 - восточной, характеризующейся развитием клиноформ западного падения,
- 4 - центральной или терминальной (terminal channel zone) [1],
- 3 - западной, представленной клиноформами восточного падения.

Клиноформы восточного падения, имеют преимущественно глинистый состав, это подтверждает и разрез скв.4 Северо-Ярудейской (рис.26). При таком строении отложений ожидать ловушек нефти в западной части Надымской мегавпадины не приходится. Терминальная зона представлена сильно опесчаненным разрезом, без каких-либо выдержанных глинистых пластов, которые могли бы являться покрывками. Этот факт не может способствовать формированию ловушек, что вычеркивает из перспектив и центральную часть Надымской мегавпадины. Единственно перспективными выглядят клиноформы западного падения. Разрез этих клиноформ начинается глинами, в средней части клиноформа сложена преимущественно песчаниками и алевролитами, а в верхней – ритмичным переслаиванием алевролитовых и глинистых пластов. Такой разрез способствует формированию залежей нефти. Поэтому ундаформные отложения перспективны в восточной части Надымской мегавпадины.

Перспективы нефтеносности ундаформных отложений в Надымской мегавпадине на данный момент уже доказаны «новым» открытием Средне-Хулымского нефтяного месторождения, его чрезвычайно эффективными разведкой и освоением. Еще пять лет назад на месте нынешнего Средне-Хулымского промысла, обеспечивающего сегодня добычу более миллиона тонн нефти в год, было выявлено небольшое месторождение, «зацепленное» тремя разведочными скважинами, дебит нефти в лучшей из которых из горизонта АС<sub>10</sub> составлял 12 м<sup>3</sup>/сут (рис.29).

На сегодняшний день из основного горизонта АС<sub>10</sub> первоначальные дебиты эксплуатационных скважин составляют ~ 100 т/сут. А что же с другими пластами ундаформной зоны Средне-Хулымской клиноформы - АС<sub>9</sub><sup>3</sup> и АС<sub>9</sub><sup>1</sup>? Пласт АС<sub>9</sub><sup>3</sup> эксплуатируется двумя скважинами, которые после ГРП дают дебиты нефти ~ 20 т/сут, поэтому этот пласт можно считать «возвратным», когда залежь в горизонте АС<sub>10</sub> исчерпает себя. Нефтеносность пласта



- 1 - номер скважины, абс. отметка кровли пласта, эффективная и нефтенасыщенная мощности, м;  
 2 - эксплуатационные скважины; 3 - изогипсы кровли пласта, м; 4 - чистонефтяная зона (ЧНЗ);  
 5 - водонефтяная зона (ВНЗ); 6 - линия глинизации пласта; 7 - кромка палеошельфа пласта АС10;  
 8 - границы лицензионного участка

Рис.29 Средне-Хулымское месторождение. Сопоставление строения залежей в пласте АС10

АС<sub>9</sub><sup>1</sup> не подтвердилась эксплуатационным бурением, все скважины оказались водяными, что лишний раз подтверждает некорректность ранее проведенных испытаний в неокомском комплексе. В настоящее время, даже на относительно неплохо изученном Средне-Хулымском месторождении, не говоря уж о Надымской мегавпадине в целом, говорить однозначно о генетической принадлежности неокомских нефтей к тому или иному НГК невозможно как из-за фактического отсутствия индикаторов катагенетических преобразований ОВ, так и из-за отсутствия материалов по результатам применения специальных методов, таких, например, как споро-пыльцевой анализ.

Можно предположить, что нефтеносность неокомских природных резервуаров связана с вертикальной миграцией углеводородов из битуминозных аргиллитов баженовской свиты. На сегодняшний день это наиболее популярное предположение, основанное на факте высокого содержания Сорг<sup>1</sup> в глубоководных битуминозных аргиллитах, высоком генерационном потенциале и промышленной нефтеносности отложений баженовской свиты. И действительно, анализ характеристики нефтей и растворенных газов по продуктивным пластам Средне-Хулымского и Южно-Хулымского месторождений показывает, что все нефти этих месторождений близки по химическому составу и физическим свойствам. Эти данные хорошо согласуются с результатами исследований Дюнина В.И., который на основании анализа полей напоров в пределах гидрогеологических систем показал глобальное превосходство процессов вертикальной миграции над латеральными в пределах, в частности Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

Также возможно, что нефтеносность неокомских природных резервуаров связана с латеральной миграцией УВ из разновозрастных глинистых отложений в более песчаные части клиноформных природных резервуаров.

Подобное предположение не вызывает принципиальных возражений с позиций, например ИГГМ. Действительно, современные термобарические условия в природных резервуарах неокома подразумевают образование нефти «in situ», а особенности накопления клиноформных отложений определяют фронтальную изменчивость литологического состава природных резервуаров: здесь присутствует мощная (до 500 м.) зона склоновых (гемипелагических глинисто-алевролитовых) отложений, песчаные тела кромки шельфа, отложения турбидитных потоков, контурных течений, глубоководные (пелагические глинистые) отложения. Анализ региональных материалов (Нестеров И.И и др.) показывает, что в этом районе неокомские горизонты входят в состав третьей, преимущественно нефтяной, зоны – главной зоны нефтеобразования и нефтенакпления.

В любом случае, открытие Средне-Хулымского и Сандибинского месторождений, приуроченных к ундаформным отложениям клиноформы, при той геолого-поисковой ситуации,

которая сложилась в Надымской мегавпадине в конце 90-х прошлого века, без сомнения раскрыли перспективы ундаформных отложений в этом районе.

В последние годы был выявлен эффект «пустых ловушек» (скв.71 на Лонгыюганском и скв.21 на Лензитском поисковых участках), который не может быть объяснен с позиции вышеописанной закономерности. Лензитской скважиной подтверждено антиклинальное поднятие по пласту БН<sub>6</sub> (рис.30), который продуктивен на соседнем Сандибинском месторождении. Однако пласт оказался водоносным, что установлено по комплексу исследований –керну, газовому каротажу, ГИС и испытанию в открытом стволе (дебит воды порядка 40м<sup>3</sup>/сут). При этом косвенный признак наличия углеводородов отмечен в вышележащем шельфовом пласте БН<sub>4</sub>, где по описанию керна в «плохих» коллекторах выделяется нефтенасыщенный песчаник. В такой ситуации вполне возможно, что залежь в пласте БН<sub>6</sub> разрушена разломами (которые были закартированы по данным сейсморазведки), а часть мигрировавшей нефти «задержалась» в «плохих» коллекторах шельфового пласта.

Скв.71 Лонгыюганская, пробуренная всего в ~10 км к северу от Средне-Хулымского высокодебитного месторождения, подтвердила наличие антиклинального поднятия, превосходных коллекторов в горизонте АС<sub>10</sub> и хорошей покрышки, однако залежь не открыла. Такого рода парадоксы также могут быть объяснены наличием тектонических нарушений, которые разрушили залежь.

На рис.31 на основе исследования автора и привлечения данных ВНИГНИ выделены наиболее перспективные поднятия в ундаформной части клиноформного комплекса Надымской мегавпадины. Как видно, площадь перспективных поднятий сопоставима с площадью Средне-Хулымского месторождения и в большинстве случаев значительно превышает площадь Сандибинского месторождения, это может значительно увеличить ресурсную базу (даже если плотность запасов будет в два раза меньше плотности запасов Средне-Хулымского месторождения оценка ресурсов составляет ~850 млн.т) и добычу на севере Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

### 2.3. Некоторые особенности разведки и освоения залежей в ундаформных отложениях Надымской мегавпадины

Одним из самых насущных вопросов в моделировании неокосских природных резервуаров является геометризация залежей в песчаных телах, приуроченных к ундаформной зоне клиноформы, что в конечном итоге может являться определяющим для оптимальной разработки таких месторождений, а именно: добычи вертикально-наклонными или горизонтальными эксплуатационными скважинами, выбора схемы кустования и очередности бурения опережающих скважин, глубины вскрытия продуктивного пласта скважинами, выбора метода поддержания пластового давления (ППД), гидроразрыва пласта и т.д.

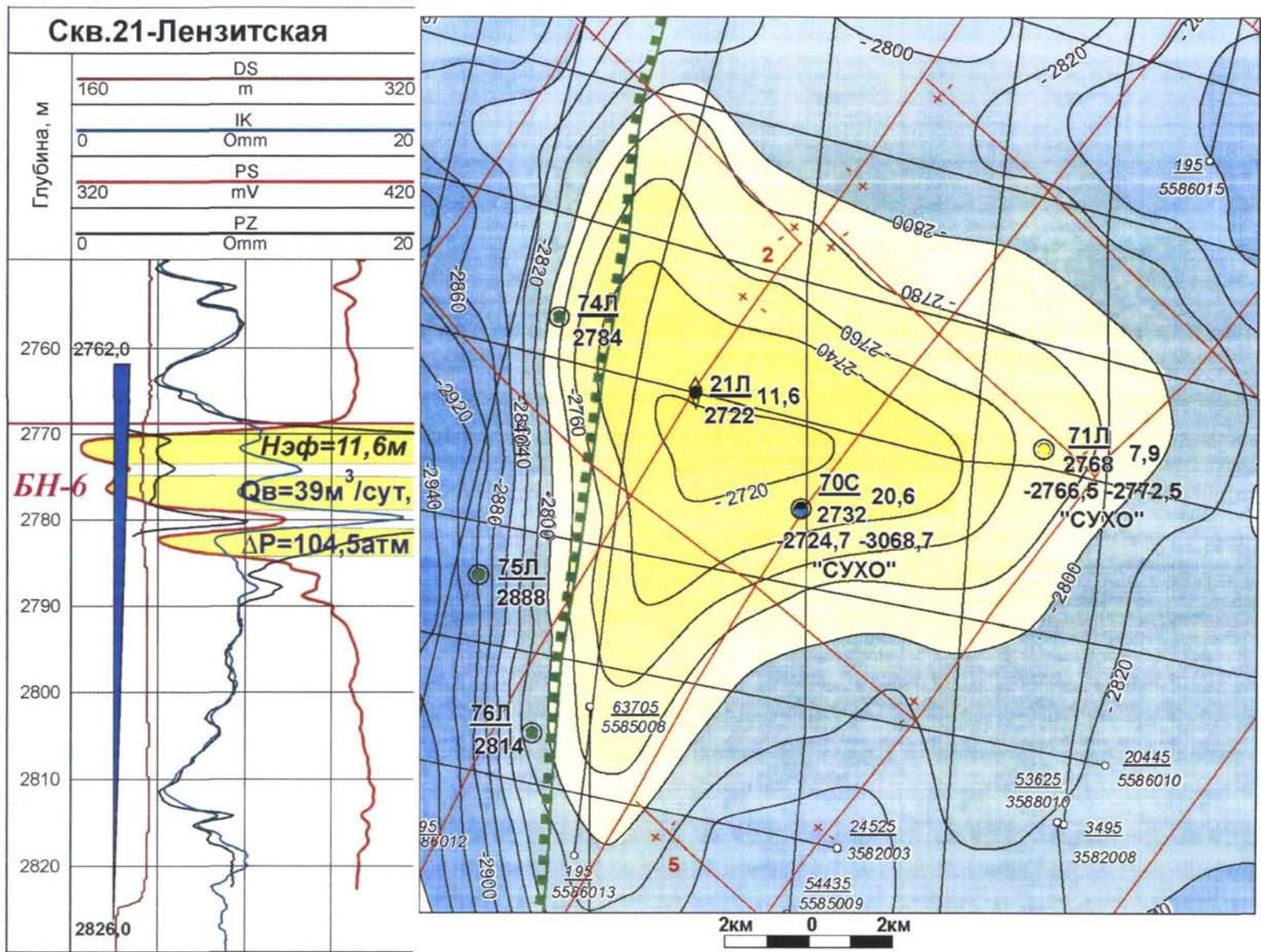


Рис.30 Лензитское поднятие. Проблема “пустых ловушек”



Рассмотрим на примере Средне-Хулымского месторождения возможную геометризацию залежей, где в составе горизонта  $AC_{10}$  при непосредственном участии автора выделены пласты  $AC_{10}^1$ ,  $AC_{10}^2$  и  $AC_{10}^3$ , что обосновывается, прежде всего, корреляцией разрезов. Разобщают пласты  $AC_{10}^1$ ,  $AC_{10}^2$  и  $AC_{10}^3$  плотные карбонатизированные прослой, отчетливо выделяемые на диаграммах БКЗ, АК и НГК в разрезах большинства скважин (рис.32).

Существенным аргументом в пользу рассмотрения верхнего пласта  $AC_{10}^1$  в качестве самостоятельного природного резервуара является наблюдаемое весьма часто соответствие подошвы нефтяной зоны (то есть уверенно устанавливаемой по ГИС нефтенасыщенности коллекторов) подошве пласта  $AC_{10}^1$ , что хорошо видно, например, на рис.33 (скв.569 и 568, 574, 575 и 576) и рис.34 (скв.574,55,583).

Таким образом, представляется весьма вероятным, что плотные карбонатизированные прослой, выделяемые в горизонте  $AC_{10}$ , являются флюидоупорами по крайней мере в масштабе геологического времени. Прослеживание этих прослоев по ГИС разведочных и эксплуатационных скважин позволяет разделить горизонт  $AC_{10}$  на 3 пласта:  $AC_{10}^1$ ,  $AC_{10}^2$  и  $AC_{10}^3$ . Пласт  $AC_{10}^1$  возрастает в мощности от первых метров в восточных скважинах (скв.585 – 0,8 м) до 10-12 м в западных. Пласт  $AC_{10}^2$  более или менее выдержан по мощности, а пласт  $AC_{10}^3$  замещается непроницаемыми породами на южном своде Средне-Хулымского вала и развит, главным образом, в центре и на севере Среднего Хулыма, а также на западном крыле южного поднятия.

Укажем, что такое строение горизонта  $AC_{10}$  в его кромкошельфовой части полностью соответствует теоретическим представлениям о строении клиноформных макрообъектов. Кромкошельфовый псевдопласт формируется из последовательно падающих на запад и омолаживающихся песчаных тел, разделенных породами-неколлекторами [51, 52].

Существуют разные мнения о генезисе этих прослоев. Так, если исходить из предложенной Ф.Петтиджоном, П.Поттером и Р.Сивером [39] концепции, представляется следующая схема формирования карбонатизированных прослоев в неокомских отложениях Западной Сибири. Песчаные тела ундаформы сформировались в условиях регрессии моря, непрерываемой трансгрессиями. Однако обломочный материал поступал неравномерно, и существовали периоды, когда отсутствовал привнос обломочного материала в процессе диагенеза при разложении органического вещества. Главный продукт разложения -  $CO_2$ , увеличивает растворимость карбоната. Избыточный карбонат, перешедший в раствор в результате растворения раковин, снова осаждается по мере падения концентрации  $CO_2$ .

Карбонатизированные прослой уверенно выделяются как по данным керна и шлифов, так и по данным ГИС. Так, в скв.55 Средне-Хулымской, в которой горизонт  $AC_{10}$  ранее рассматривался как единый природный резервуар, по керну отмечается глинисто-карбонатный прослой. По данным лабораторных исследований содержание кальцита достигает 35% [60]. Карбонатизация хорошо видна и в шлифах (рис.35). В таких случаях формировались

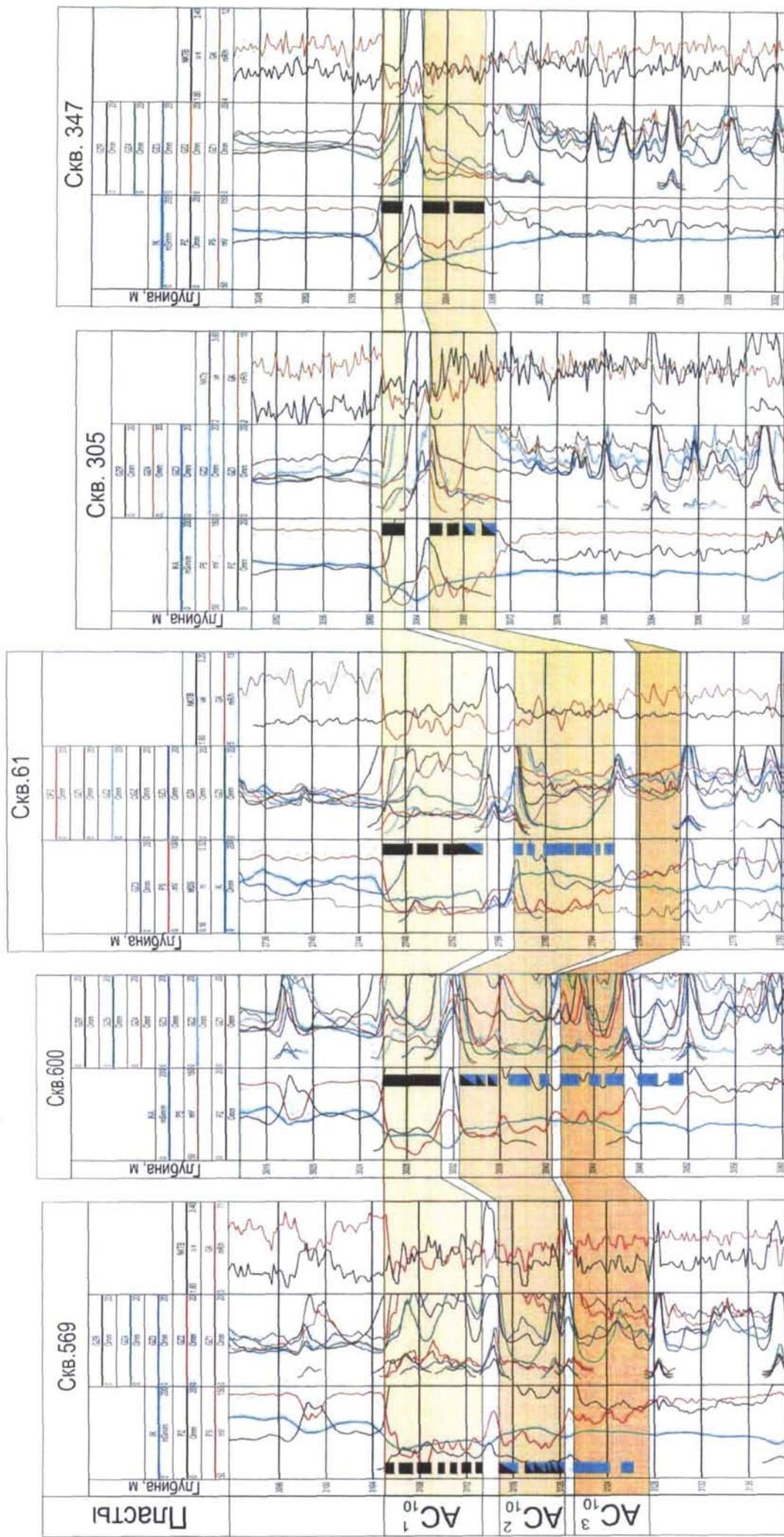


Рис.32. Средне-Хулымское месторождение. Выделение пластов AC<sub>10</sub><sup>1</sup>, AC<sub>10</sub><sup>2</sup>, AC<sub>10</sub><sup>3</sup> по данным скважин

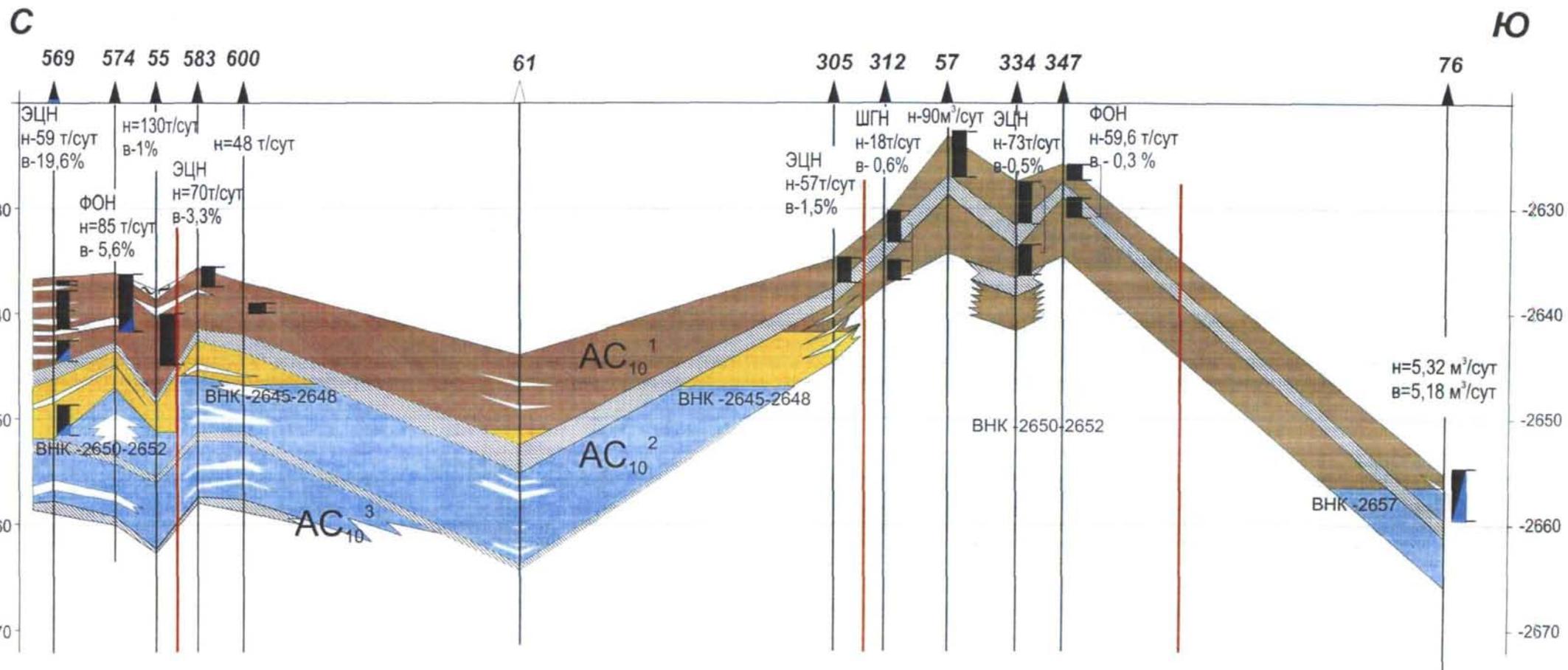


Рис.33. Средне-Хулымское месторождение. Геологический разрез по линии скважин 569-574-55-583-600-61-305-312-57-324-347-76

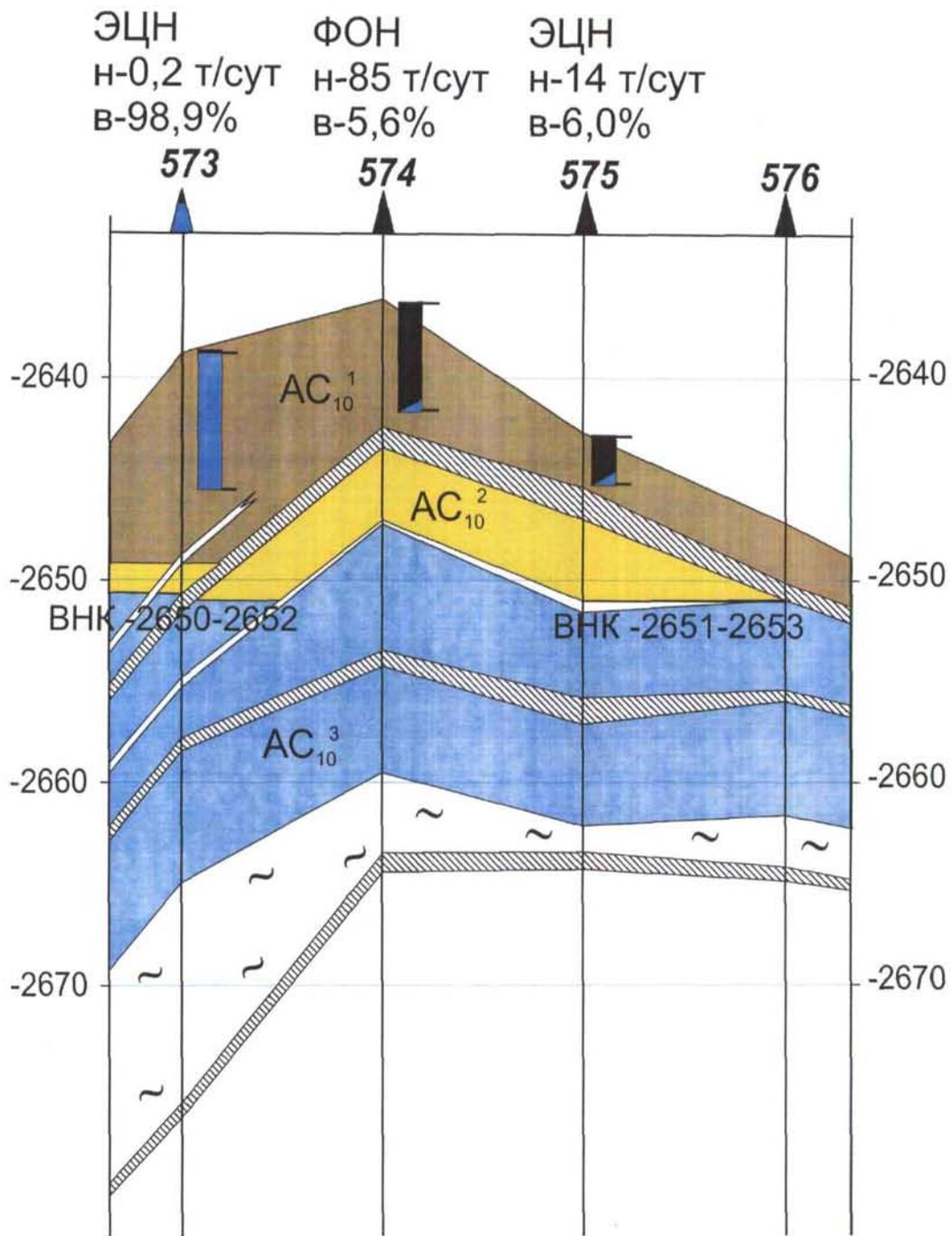
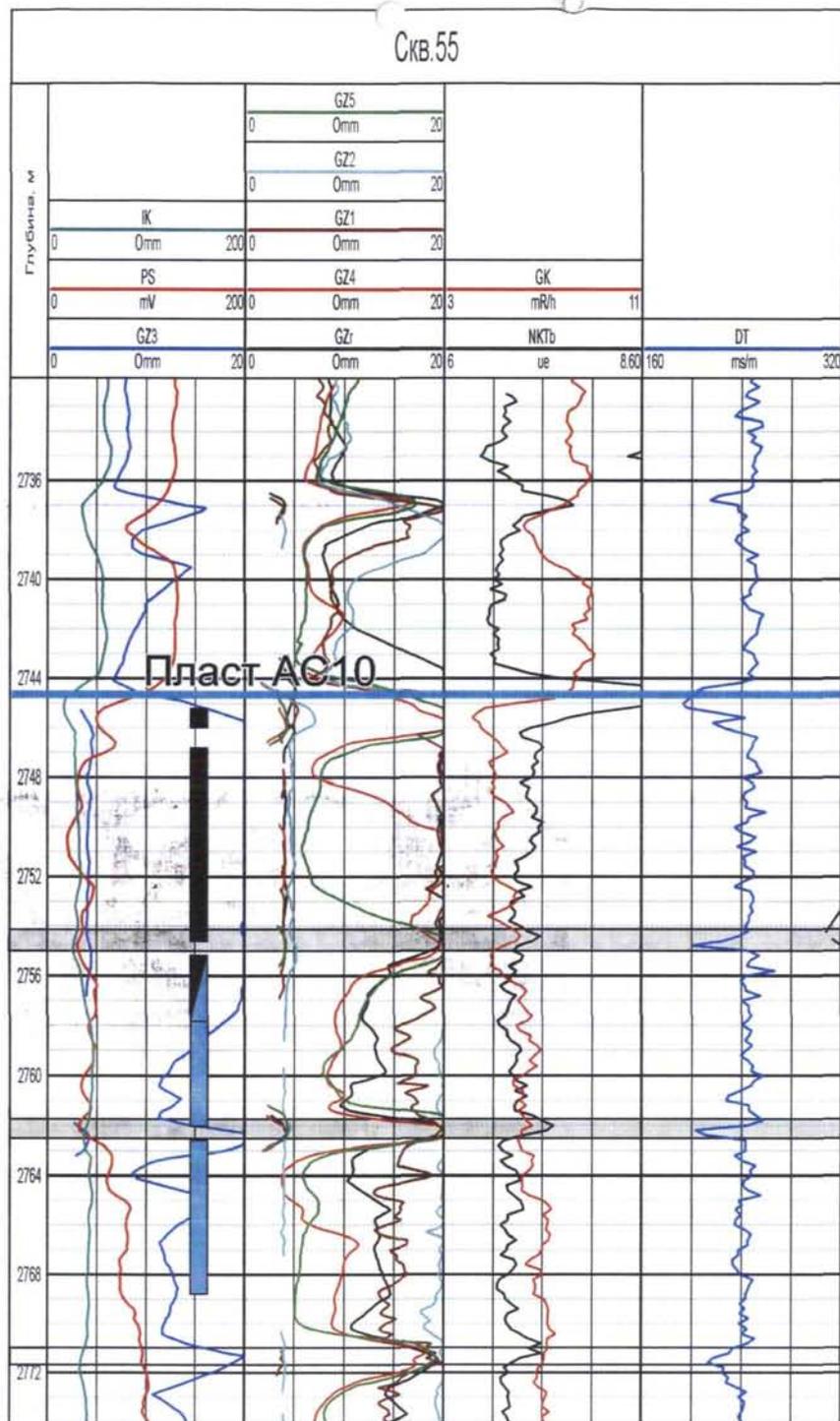
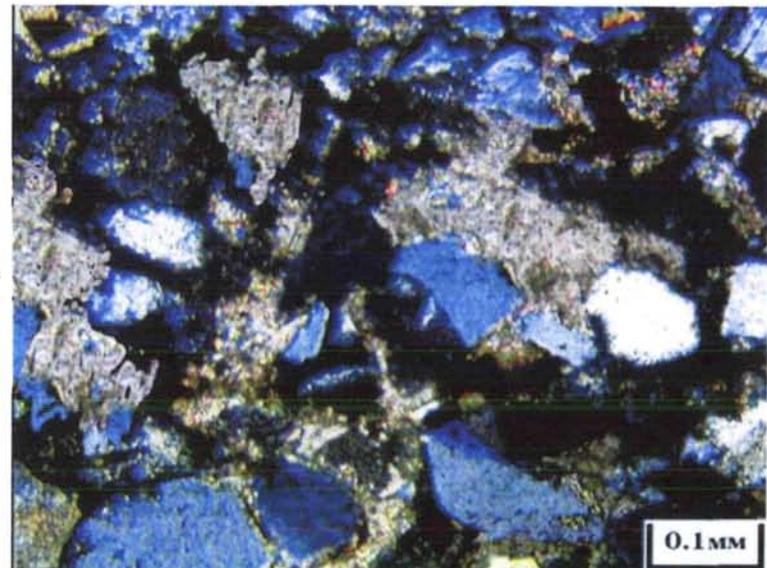


Рис.34 Средне-Хулымское месторождение. Геологический разрез по линии скважин 573-574-575-576



Содержание кальцита 35%  
 Пористость 2,0 - 2,4%  
 Проницаемость 0,01 мД



Алевролит серый, крупно-зернистый, карбонатный.

Рис.35 Выделение карбонатизированного прослоя в скв 55 Средне-Хулымской по данным ГИС и шлифам

карбонатизированные слои. Их образование возможно на ранней стадии диагенеза при разложении органического вещества. Главный продукт разложения -  $\text{CO}_2$ , увеличивает растворимость карбоната. Избыточный карбонат, перешедший в раствор в результате растворения раковин, снова осаждается по мере падения концентрации  $\text{CO}_2$ .

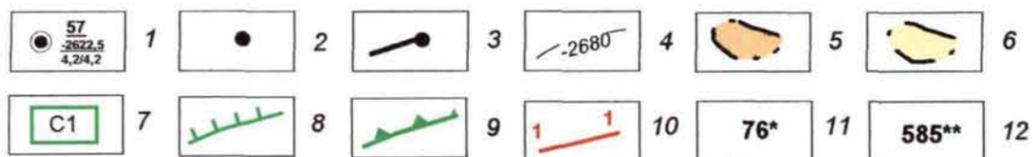
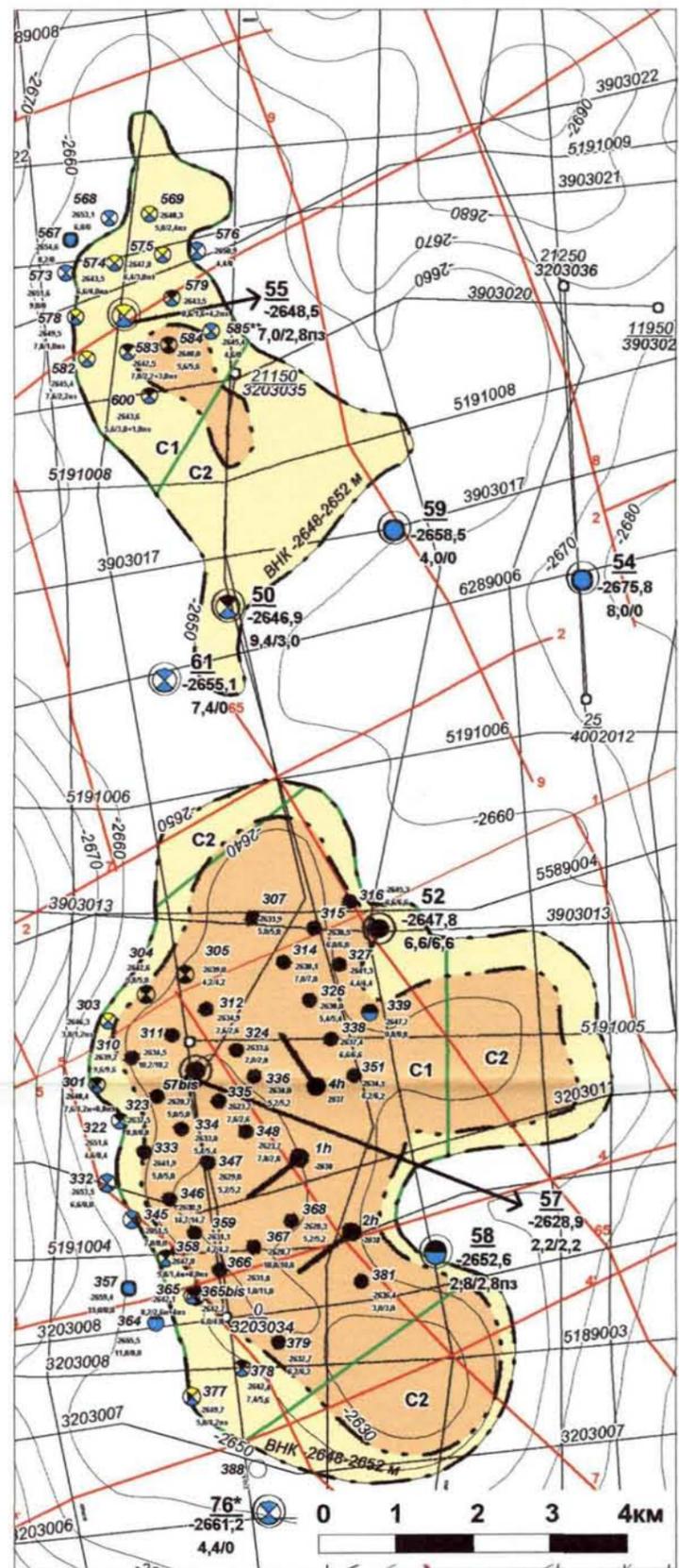
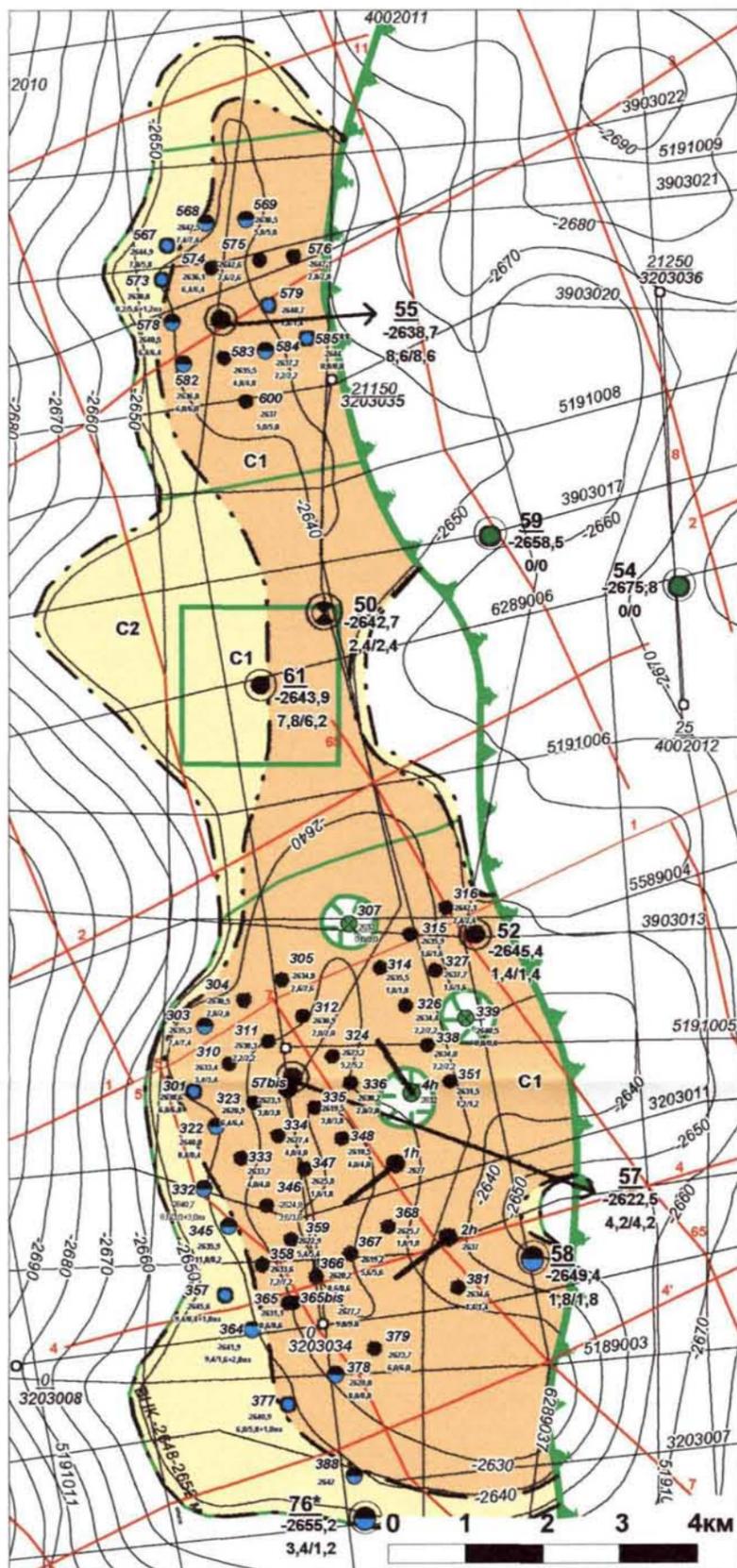
Карбонатизированные прослой уверенно выделяются как по данным керна и шлифов, так и по данным ГИС. Так, в скв.55 Средне-Хулымской, в которой горизонт  $\text{AC}_{10}$  ранее рассматривался как единый природный резервуар, по керну отмечается глинисто-карбонатный прослой. По данным лабораторных исследований содержание кальцита достигает 35% [60]. Карбонатизация хорошо видна и в шлифах (рис.34). Достаточно уверенно карбонатизированные прослой выделяются и по данным ГИС. Им соответствуют повышенные значения кажущегося сопротивления нейтронного гамма каротажа и пониженные значения  $dT$ .

Карбонатизированные прослой, которым ранее не придавалось значения, играют важную роль в формировании залежей нефти в песчаных телах ундаформы, в частности в горизонте  $\text{AC}_{10}$  Средне-Хулымского месторождения.

Предложенная в настоящей работе слоистая модель строения горизонта  $\text{AC}_{10}$ , в рамках которой предполагается наличие самостоятельных (по крайней мере в геологическом масштабе времени и до техногенного вмешательства) залежей в пластах  $\text{AC}_{10}^1$  и  $\text{AC}_{10}^2$  (рис.36), позволяет по-новому рассмотреть некоторые особенности освоения Средне-Хулымского месторождения, проявившиеся в конце 2003 года.

Первой такой особенностью является незакономерно высокая и стремительно возрастающая обводненность ряда скважин. К таким скважинам, прежде всего относятся скв.567,573,578,582,303,322 – то есть группа скважин крайней западной полосы. В них к концу 2003 г. обводненность превышала 50%, а скв.567 и скв.573 работают практически чистой водой (рис.37), и это при том, что нефтенасыщенные толщины здесь достаточно высокие (6-8 м) и в большинстве скважин (кроме скв.567) перфорирована только верхняя часть горизонта  $\text{AC}_{10}$ .

Можно предположить, что карбонатизированные прослой, разделяющие пласты  $\text{AC}_{10}^1$ ,  $\text{AC}_{10}^2$  и  $\text{AC}_{10}^3$ , являются изоляторами в геологическом масштабе и при депрессиях близких к



- 1 - номер скважины, абс. отметка кровли пласта, эффективная и нефтенасыщенная мощности, м; 2 - эксплуатационные скважины; 3 - горизонтальные скважины; 4 - изогипсы кровли пласта, м; 5 - чистонефтяная зона (ЧНЗ); 6 - водонефтяная зона (ВНЗ); 7 - контуры полей запасов C1; 8 - граница замещения коллекторов в пласте AC10-1; 9 - линия выклинивания пласта AC10-1; 10 - тектонические нарушения, прослеженные по площади; 11 - скважина не участвовала в структурных построениях; 12 - скважина не использовалась в построении карты залежей эффективных и нефтенасыщенных толщин

Рис.36 Средне-Хулымское месторождение. Карты залежей пластов AC<sub>10</sub><sup>1</sup> и AC<sub>10</sub><sup>2</sup>



естественному перепаду гидродинамических давлений, но вместе с тем могут не идеально разделять флюидодинамические системы при депрессиях техногенного режима (при депрессиях порядка 10 МПа). Хотелось бы отметить еще одно свойство «плотняков», разделяющих пласты  $AC_{10}^1$ ,  $AC_{10}^2$  и  $AC_{10}^3$  – их заметную карбонатность, и следовательно, весьма вероятную хрупкость. Поэтому, не будет неверным предположить появление системы микротрещин, возникающей в процессе бурения, в некоторой дельта-окрестности скважины. При этом дельта-окрестность может быть много больше диаметра скважины. Поэтому фильтрация флюида, например, из пласта  $AC_{10}^2$  в пласт  $AC_{10}^1$  (неважно нефти или воды) происходит не только (как часто упоминается) по затрубью, но и по системе техногенного дренажа в пластах псевдоизоляторах. Разумеется, масштабы этого техногенного дренажа существенно зависят от способов проводки скважин. Забегая вперед скажем, что если мы хотим минимизировать этот дренаж, то можно предложить по крайней мере два способа – либо не вскрывать псевдоизолятор между пластами, либо вести разработку горизонтальными скважинами. Если же не делать ни то, ни другое, то, следовательно, работа скважин целиком зависит от характера насыщенности пласта  $AC_{10}^2$ .

Таким образом, огромную роль при геометризации залежей в песчаных телах ундаформы играют карбонатизированные пропластки, делящие казалось бы единый горизонт на пласты гидродинамически изолированные.

\* \* \*

**ВЫВОДЫ** по главе:

1. В строении ундаформных отложений можно выделить два вида песчаных тел: шельфовые и кромкошельфовые. Наиболее перспективными являются кромкошельфовые песчаные тела, так как они обладают хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (пористость до 21%, проницаемость до 250 мД) и большими эффективными толщинами (до 30м).

2. Ундаформные отложения Хулымско-Лонгьюганской клиноформы перспективны в южной части Надымской мегавпадины, тогда как ундаформные отложения Сандибинско-Лензитской клиноформы перспективны по всей Надымской мегавпадине.

### **Глава 3. Геологическое строение и нефтеносность фондоформных (ачимовских) отложений в Надымской мегавпадине**

#### **3.1. Особенности строения фондоформных отложений**

Ачимовские отложения достаточно хорошо изучены в Широком Приобье. К ним относят разновозрастные песчаные тела залегающие в фондоформной части клиноформы. Нередко залежи в ачимовской толще приурочены к структурно-литологическим ловушкам, где роль литологического экрана играет линия замещения коллекторов непроницаемыми разностями, у

подошвы седиментационного склона. Именно поиск неантиклинальных ловушек в свете недостатка крупных антиклинальных поднятий и становится главной задачей поиска нефти в ачимовских отложениях Надымской мегавпадины.

Фондоформные отложения образуют достаточно мощные линзы и шнуры или маломощные (первые метры) покровы. Они развиты на всем протяжении клиноформ. В линзовидных и шнурковых телах, ориентированных вдоль палеосклона (контуритах) толщина достигает 40 м. Сложены они толщиной частого переслаивания песчаников и алевролитов с резко изменчивыми и обычно довольно низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). По-видимому, эти песчаники были переотложены за счет переноса песчаного материала со склона суспензионными потоками и разнесены вдоль склона течениями, приуроченными к его подножью. В фондоформной зоне выявлены также "шнурковые" тела, ориентированные субперпендикулярно склону. Вероятно, это отложения дистальных частей конусов выноса. Коллекторские свойства таких песчаников весьма посредственные и дебиты нефти, как правило, не превышают 10 м<sup>3</sup>/сут. Именно эти тела и относят к ачимовской толще [14].

Фондоформные отложения в Надымской мегавпадине обладают меньшими общими толщинами, чем в широтном Приобье [14].

Одним из примеров месторождения, приуроченного к фондоформной зоне (ачимовским отложениям) клиноформы в Надымской мегавпадине, является Южно-Хулымское месторождение. Здесь доказанно нефтеносен пласт Ач(АС<sub>12</sub>). Месторождение приурочено к контрастному Южно-Хулымскому валу. И его главная залежь в ачимовском пласте приурочена к ловушке первого (антиклинального) типа. Нефтеносный пласт сильно расчленен и изменчив по эффективной толщине (от 4 м до 12 м), что характерно для ачимовских отложений в Надымской мегавпадине. Залежь вскрыта четырьмя скважинами, максимальный дебит нефти которых составлял 9 м<sup>3</sup>/сут, что, с учетом глубины залегания отложений (~ 3100 м), свидетельствовало о сомнительной рентабельности их эксплуатации (рис.13).

На Пальниковском месторождении также есть залежи нефти, приуроченные к ачимовским отложениям, однако дебиты нефти из них невелики (максимальный дебит нефти 10 м<sup>3</sup>/сут). Причем залежи нефти приурочены к комбинированным структурно-литологическим ловушкам.

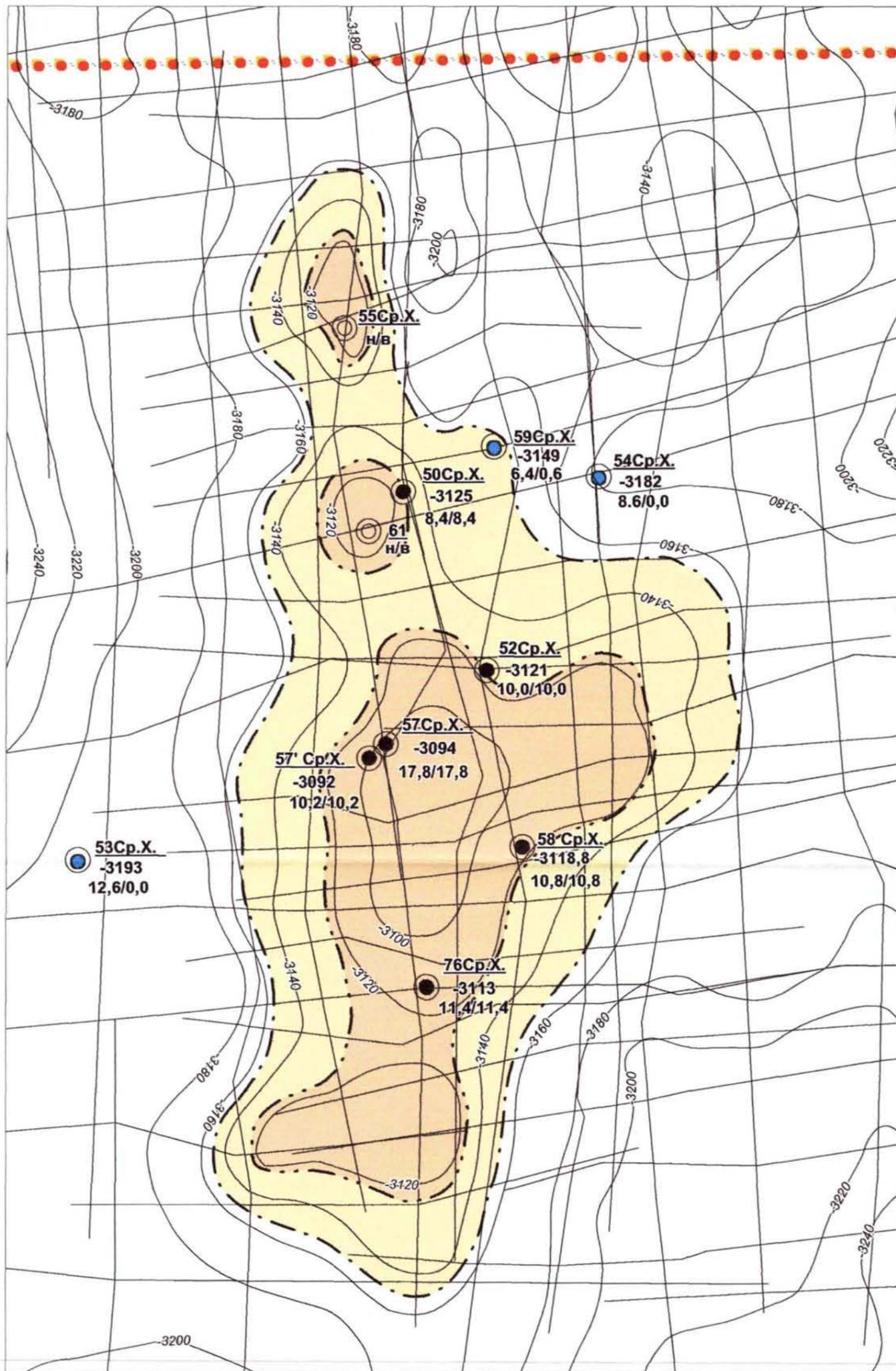
По данным макроописания керна пласты-коллекторы представлены песчаником светло-серым и пепельно-серым, мелко-тонкозернистым, массивным или неяснослоистым из-за тончайших прослоек аргиллита, с вкраплениями слюды по плоскостям напластования, среднесцементированными глинистым или карбонатным цементом, массивным, с тонкими прослоями (2-8см) аргиллита или алевролита. По составу песчаники полевошпато-кварцевые.

Значения пористости в проницаемых разностях изменяются от 10,3% до 13,5%, значения проницаемости изменяются 0,11мД до 0,59 мД. Породы-покрышки – это аргиллиты темно-серые, плитчатые, с редкими прослоями алевролита или прослои плотных песчаников и алевролитов.

Ачимовская толща Надымской мегавпадины устроена аналогично таковой в Широком Приобье, поскольку механизм образования подобных природных резервуаров един. То есть мы должны наблюдать естественное замещение ачимовских коллекторов как на западе, что связано с переходом в дистальную зону, так и на востоке, в связи с переходом депрессионных фаций в склоновые. Между указанными границами расположена зона развития приемлемых коллекторов. Однако нередки случаи, когда вскрытый в своде поднятия ачимовский пласт в зоне, где по теории должны быть развиты приемлемые коллекторы, не обладает хорошими ФЕС (пример пласт Ач<sub>2</sub> Средне-Хулымского месторождения), то есть во всех зонах отсутствует описанная выше зональность.

Рассмотрим строение ачимовского пласта Средне-Хулымского месторождения. Пласт Ач<sub>2</sub> вскрыт скв.50, 52, 53, 54, 57, 57-б, 58, 76 и представлен серыми мелкозернистыми песчаниками с глинистым, реже с карбонатным цементом. Мощность пласта достигает 40 м.

Залежь открыта скв.52 (рис.38), где при испытании в колонне была получена безводная нефть (1,7 м<sup>3</sup>/сут при Нсду=1111 м). Скв.50,52,57,57-б,58 – нефтяные по ГИС. Скв.59 интерпретируется как нефтеводонасыщенная (Н<sub>нн</sub>=0,6м), при испытании в открытом стволе получен приток воды дебитом 16,5 м<sup>3</sup>/сут, при депрессии 13,6 МПа. В скв.76 при испытании в открытом стволе притока не получено, что может быть связано как с некачественным опробованием, так и с низкими коллекторскими свойствами пласта. Низкие ФЕС пласта подтверждаются и результатами испытания в колонне скв.58 – пласт "сухой", несмотря на то, что по ГИС здесь выделяется 10,8 м неяснонасыщенных толщин. В то же время в скв.57-б, из пласта, обладающего сходными по ГИС характеристиками получен приток Q<sub>ж</sub>=8м<sup>3</sup>/сут (Q<sub>н</sub>=5,56 м<sup>3</sup>/сут) при Н<sub>дин</sub>=1180 м. Таким образом, нефтенасыщенные скважины располагаются в своде поднятия и обладают плохими ФЕС, тогда как скв.54 и скв.59 – водонасыщенные и располагаются на склоне поднятия и обладают приемлемыми ФЕС. Эту ситуацию можно объяснить исходя из следующих предположений.



1-номер разведочной скважины, абс. отметка кровли пласта, эфф. толщина и эфф. нефтенасыщенная толщина, м; флюидонасыщение: 2 - нефть, 3 - вода; 4 - чистонефтяная зона (ЧНЗ); 5 - водонефтяная зона (ВНЗ); 6 - линии сейсмических профилей; 7 - изогипсы кровли пласта; 8 - граница Лонгьюганского лицензионного участка; 9 - граница Средне-Хулымского лицензионного участка

Рис. 38 Карта залежи пласта Ач 2

К началу формирования неокомского комплекса рельеф поверхности отложений баженовской свиты был дифференцирован, о чем, в частности, свидетельствует сокращение мощности неокомских отложений над сводами современных унаследованных поднятий. Палеоподнятия являлись своеобразным барьером, препятствующим переносу грубозернистого материала плотностными потоками с востока на запад. Ачимовские отложения, вскрытые в своде, представлены наиболее мелкозернистой фракцией, а крупнозернистые песчаники формировались на восточном крыле палеоподнятия, формируя, разрезы, характеризующиеся высокими значениями мощности и песчаности. Подобные закономерности описаны, в частности, для Восточно-Уренгойской зоны [А.М.Брехунцов, В.Н.Бородкин, Н.П.Дещеня, Ю.М.Ильин, 1999].

Косвенным подтверждением изложенного является наблюдаемая на широтных временных разрезах сейсмическая картина, когда сильные отражающие горизонты, контролирующие ачимовскую толщу (рис.39), в районе вала резко теряют выраженность

Таким образом, в своде поднятия, к которому приурочена залежь нефти, развиты коллекторы с плохими ФЕС, тогда как на склоне развиты коллекторы с хорошими ФЕС, при этом они, естественно, являются водонасыщенными. Отсюда следует вывод, что залежи нефти, приуроченные к антиклинальным ловушкам, могут представлять промышленный интерес только тогда, когда они приурочены к постседиментационным поднятиям. Характерным примером является залежь в пласте Ач(АС<sub>12</sub>) Южно-Хулымского месторождения.

### 3.2 Перспективы нефтеносности фондоформных отложений в Надымской мегавпадине

Геологическое строение Надымской мегавпадины предопределяет развитие фондоформных отложениях только в клиноформах западного падения, то есть в восточной части Надымской мегавпадины. Генезис и строение этих клиноформ предопределяет наличие песчаников (коллекторов) и глин, которые могут являться покрывками.

Наличие мощной глинистой покрывки, являющейся трансгрессивными глинами и линзовидное строение песчаных ачимовских отложений, где каждая линза гидродинамически изолирована от других, предопределяют индивидуальный характер нефтеносности этих отложений [14]. Наиболее перспективными являются зоны ачимовских депоцентров, где предполагаются увеличенные толщины песчано-алевролитовых пород. Эти зоны приурочены к районам наибольшей разгрузки осадочного материала. При этом, чем больше энергетика потока, переносащего обломочный материал, тем больше по площади развита зона с увеличенными толщинами песчано-алевролитовых пород.

Депоцентры достаточно уверенно отбиваются при интерпретации материалов площадной сейсморазведки. Для этого на временных разрезах отбиваются подошва палеосклона

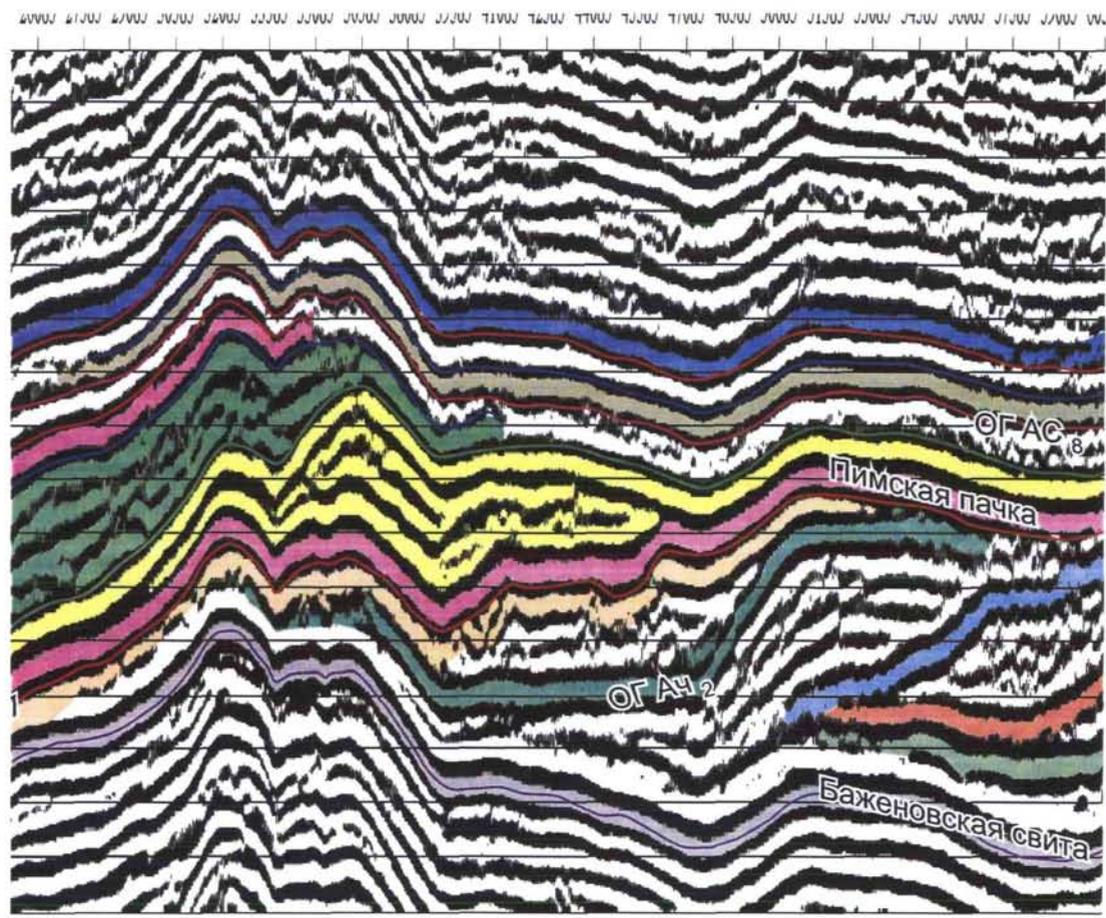


Рис.39 Средне-Хулымский клиноформный макрообъект.  
 Временной разрез по сейсмопрофилю 62.89.06.

клиноформного пласта, к которому приурочено песчаное ачимовское тело, и прекращение отражающего горизонта, отождествляемого с замещением песчаников непроницаемыми разностями в дистальной зоне. Таким образом, отбив по всем временным разрезам эти границы и откартировав их, зоны, где эти границы «разбегаются» друг от друга на наибольшее расстояние и являются депоцентрами ачимовских отложений.

Характерным примером является пласт Ач(АС<sub>12</sub>) Южно-Хулымского месторождения (южная часть Надымской мегавпадины). Собственно месторождение располагается в депоцентре ачимовского пласта, что предопределило большие эффективные толщины коллекторов и их приемлимые фильтрационно-емкостные свойства. В то же время на север происходит «схлопывание» депоцентра (рис.41), что исключает развитие ачимовских песчаных отложений в этом пласте. Пласт АС<sub>10</sub>, наоборот, характеризуется, развитием депоцентра к северу от Южно-Хулымского месторождения, что увеличивает перспективы этого пласта в данной зоне.

Аналогичная ситуация наблюдается и в северной части Надымской мегавпадины. Здесь по данным площадной сейсморазведки удалось закартировать ачимовский депоцентр в пласте БН<sub>10</sub> (рис.41), который подтверждается данными бурения скв.60-Сандибинская, вскрывшей ~60м песчано-алевролитовых пород.

Однако, кроме депоцентров в строении ачимовской толщи наибольшее распространение имеют зоны фоновых значений толщин песчано-алевролитовых пород (более 10 м), занимающих, согласно выполненным А.А.Неждановым построениям, значительную часть территории Западной Сибири [14]. Не исключение и Надымская мегавпадина.

Фондаформные отложения в Надымской мегавпадине, в большинстве своем залегают непосредственно на баженовской свите. Как известно, баженовская свита является основной нефтематеринской толщей в Западной Сибири. Поэтому, в отличие от ундаформных отложений, здесь нефтеносность, по-видимому, связана в основном с вертикальной миграцией углеводородов из битуминозных аргиллитов баженовской свиты.

Анализируя региональные сейсмопрофили можно выделить в фондоформной части клиноформы три типа перспективных зон (рис.40).

Первый тип перспективен на выявление возможных структурно-литологических ловушек, в которых литологический экран связан с замещением ачимовских коллекторов при переходе депрессионных фаций в склоновые, вверх по восстанию пластов. Такие ловушки могут быть установлены на западных склонах поднятий и восточных бортах впадин. Наиболее перспективными в свете этого являются восточный борт Западно-Медвежьего прогиба, а также западные склоны Нижненадымского и Надымского валов.

Второй тип перспективен на выявление антиклинальных структур постседиментационного генезиса. Выявление таких структур возможно лишь после проведения детальной интерпретации

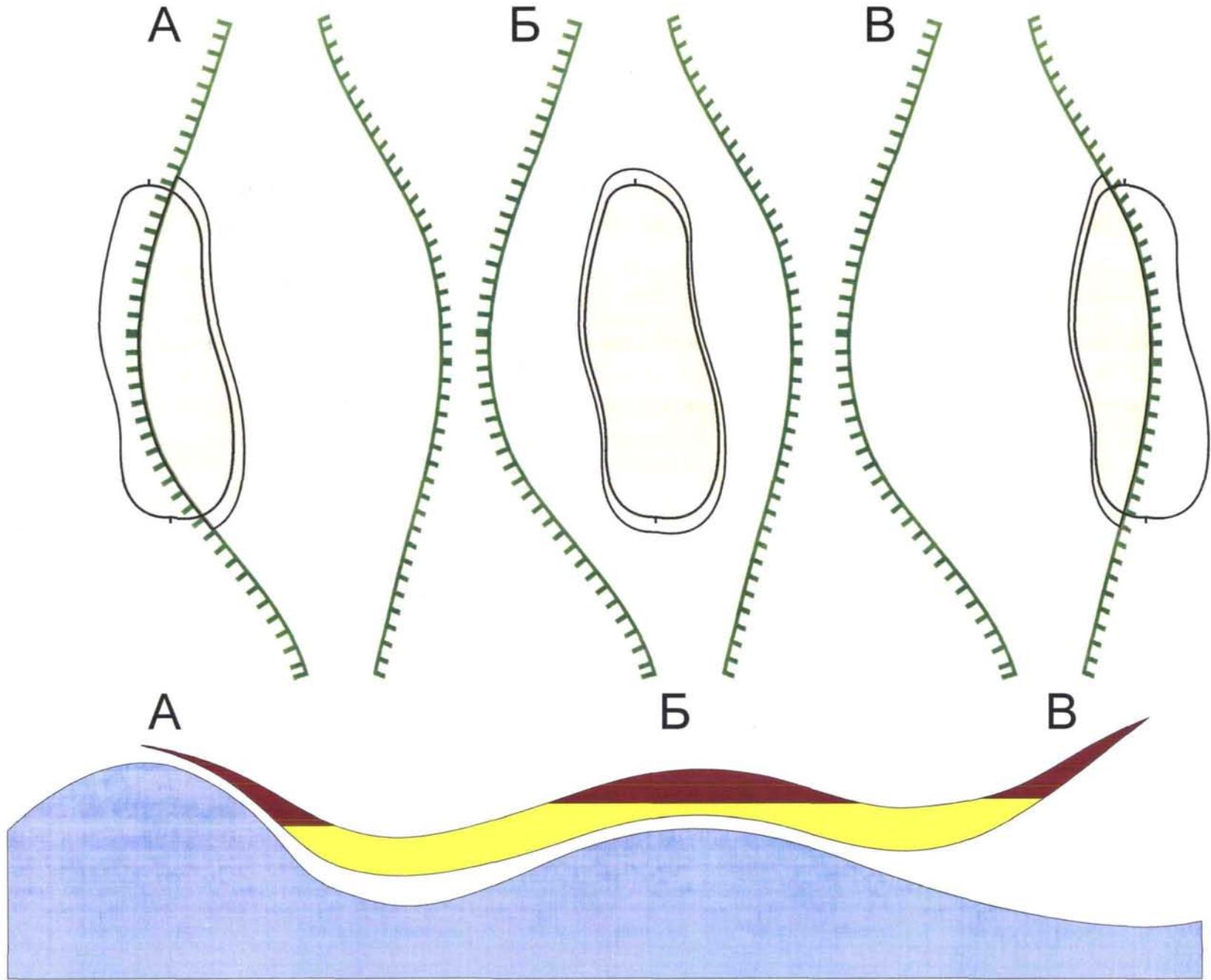
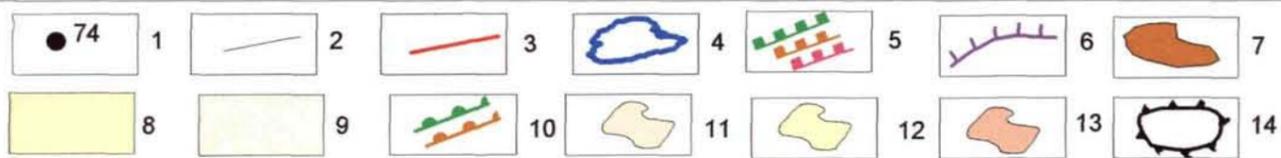
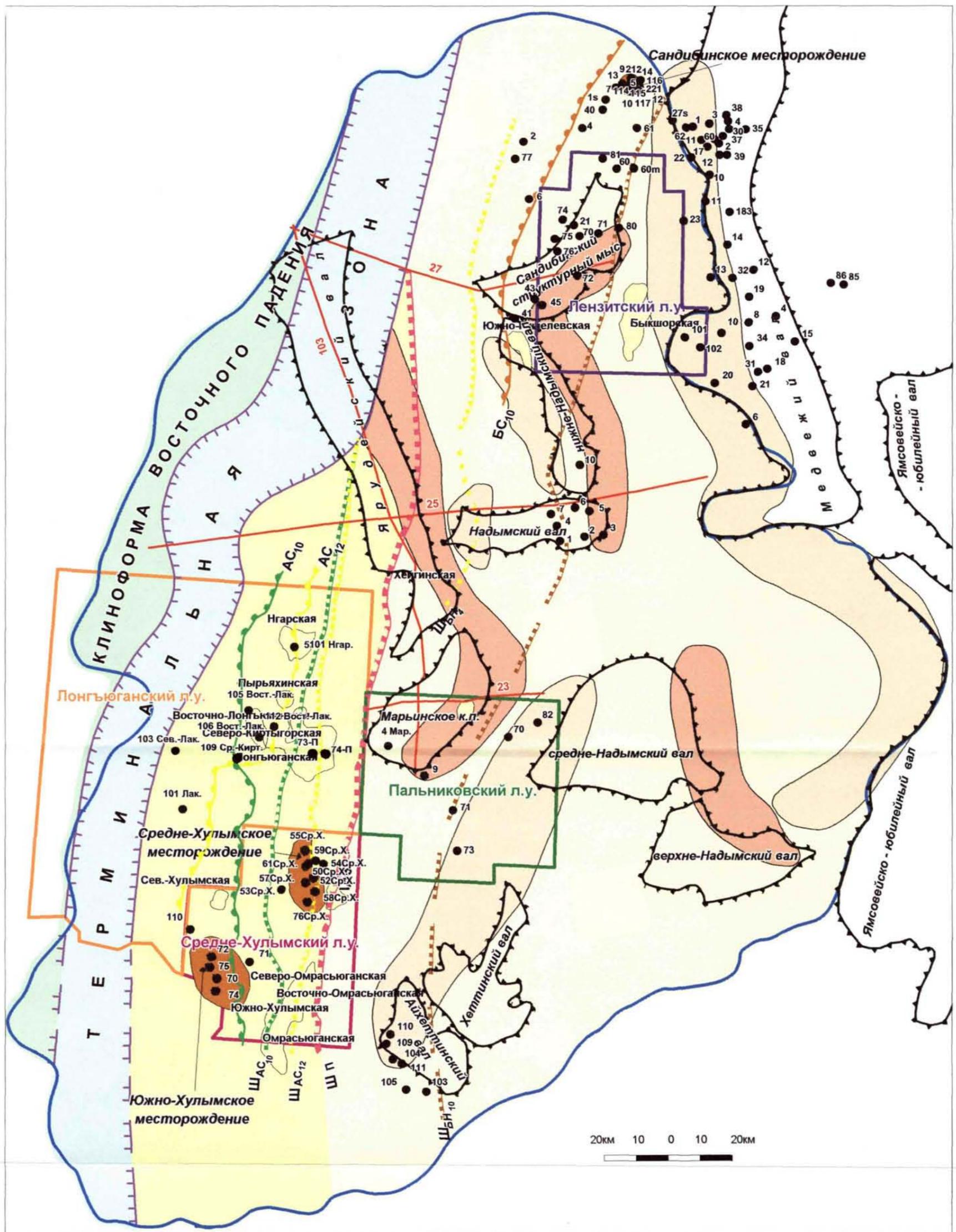


Рис. 40. Типы ловушек в ачимовских отложениях



- 1 -разведочные скважины; 2 - линии сейсмических профилей; 3 - региональные профили;  
 4 - границы Надымской мегавпадины; 5 - положение кромок палеошельфов; 6 - границы терминальной зоны;  
 7 -нефтяные месторождения; 8 - Хулымско-Лонгьюганская клиноформа;  
 9 - Сандибинско-Лензитская клиноформа; 10 - линии прекращения прослеживания отражающих горизонтов;  
 11 - перспективная зона I типа; 12 - перспективная зона II типа; 13 - перспективная зона III типа;  
 14 - границы крупных и средних структур II порядка

Рис.41 Перспективы фондоформных отложений неокомского клиноформного комплекса в Надымской метавпадине

данных площадной сейсморазведки с неотъемлемыми атрибутами в виде построения структурных поверхностей, адекватных реальному геологическому строению, а также палеогеоморфологических реконструкций. В пределах Надымской мегавпадины автором выделены в фондоформной части клиноформного комплекса порядка 10-ти перспективных объектов, приуроченных к антиклинальным поднятиям.

Третий тип так же, как и первый, перспективен на поиск структурно-литологических ловушек, но литологический экран здесь связан с переходом ачимовского пласта в дистальную зону. Такие ловушки можно выделить на восточных склонах антиклинальных структур и западных бортах впадин. Наиболее перспективными являются, по мнению автора, восточные склоны Ярудейского, Нижненадымского и Надымского валов (рис.41).

Таким образом, ачимовские отложения являются вторым объектом по степени перспективности в Надымской мегавпадине, после ундаформных отложений клиноформы.

\* \* \*

#### ВЫВОДЫ по главе:

1. Несомненный нефтепоисковый интерес представляют фондоформные (ачимовские) отложения Надымской мегавпадины, что доказано промышленной нефтеносностью Южно-Хулымского месторождения.

2. Выделены три типа перспективных зон в фондоформных отложениях. Первый тип перспективен на поиск структурно-литологических ловушек, где литологический экран связан с замещением ачимовских коллекторов при переходе депрессионных фаций в склоновые. Второй тип перспективен на поиск антиклинальных структур постседиментационного генезиса. Третий тип перспективен на поиск структурно-литологических ловушек, в которых литологический экран связан с переходом ачимовского пласта в дистальную зону.

#### Глава 4. Геологическое строение и перспективы нефтеносности баженовской свиты в Надымской мегавпадине

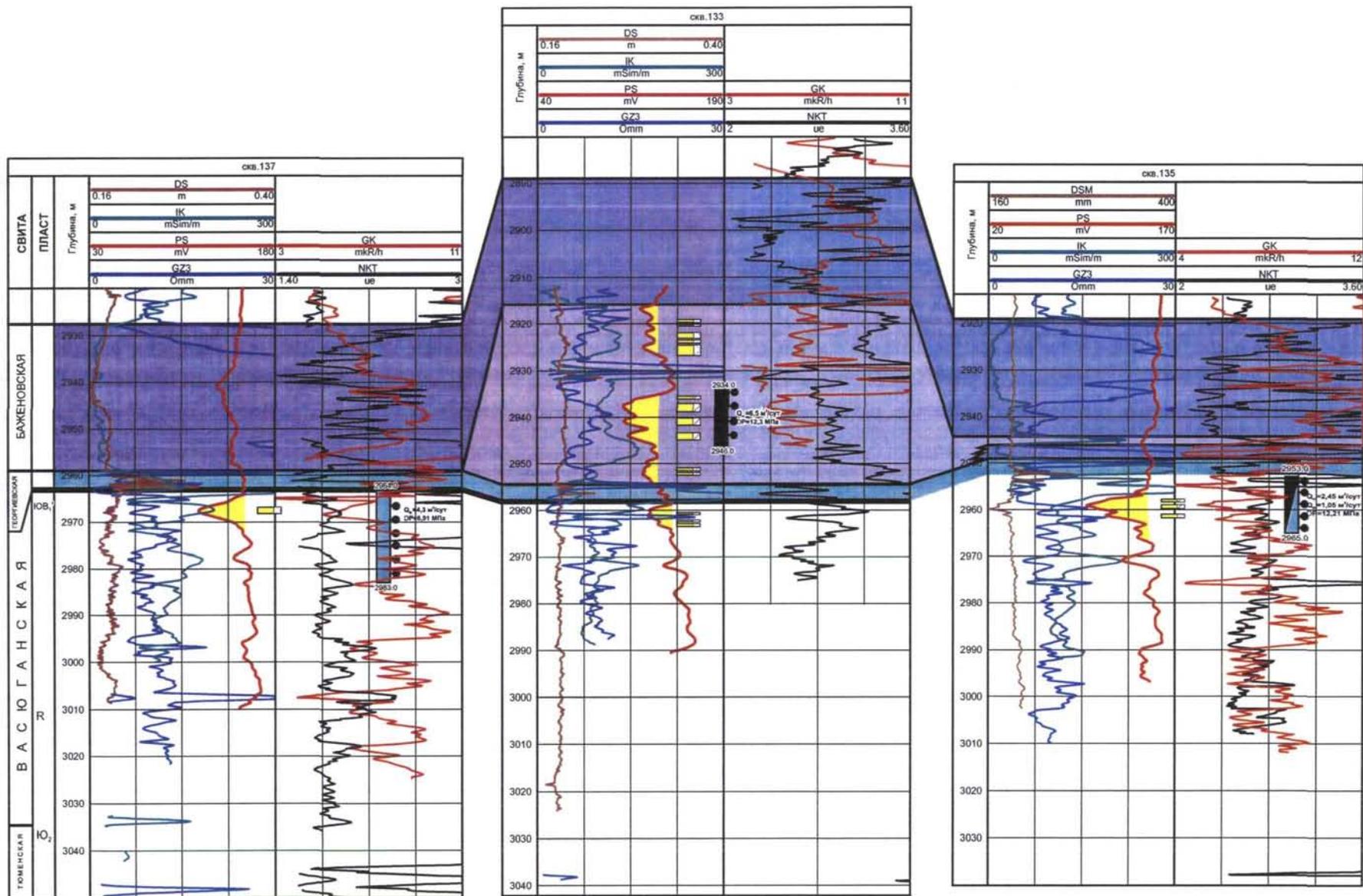
Многие ученые, занимающиеся оценкой нефтяного потенциала Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (ЗС НГБ), признают, что важнейшим резервом наращивания рентабельной нефтедобычи (т.е. добычи с высокими дебитами скважин) являются разведка и освоение залежей нефти, аккумулярованных в отложениях баженовской свиты. Некоторые исследователи (И.И.Нестеров и др.) связывают перспективы баженовской свиты и с Надымской мегавпадиной. Выдающаяся роль в обосновании перспектив нефтеносности баженовской свиты на бассейновом уровне принадлежит И.И.Нестерову и Л.И.Ровнину.

В официальной номенклатуре баженовской свите соответствует пласт Ю<sub>0</sub>.

Баженовская свита традиционно подразделяется на два основных типа разреза: первый – это “нормальный” или “классический” тип, макроскопически представленный однообразной толщей темных, битуминозных, часто окремнелых аргиллитов, значительно пиритизированных, местами известковистых. Ко второму “аномальному” типу разреза были отнесены битуминозные глины, расслоенные песчаными и глинистыми небитуминозными породами (рис.42). В Надымской мегавпадине баженовская свита относится к «классическому» типу.

Привлекательной особенностью баженовских залежей является наличие скважин, в которых при испытании отложений баженовской свиты получены дебиты нефти более 50 м<sup>3</sup>/сут. Так, на Салымском месторождении по состоянию на 1984 г. количество таких скважин достигало 13% от общего числа испытанных скважин, причем были отмечены дебиты достигающие, как например в скв.12, 600 т/сут. Еще в 25% скважин дебиты составили от 5 до 50 м<sup>3</sup>/сут. Соответственно, более 62% скважин малодобитные или «сухие», что и определяет сложность освоения резервуаров рассматриваемого типа.

Различия взглядов исследователей связаны в основном с проблемой генезиса зон развития тепловых аномалий и коллекторов, а также с набором геологических факторов их обуславливающих. Наряду с точкой зрения о необходимости наличия глубинных дизъюнктивных дислокаций, достигающих уровня баженовской свиты, для возникновения либо тепловых аномалий, либо инициирования появления дополнительных зон трещиноватости [7, 13 и др.], существуют и альтернативные точки зрения. Одна из них сводится к тому, что горизонтальная трещиноватость является продуктом аномального прогрева отдельных участков вследствие естественного радиоактивного распада, обусловленного высоким содержанием урана, по мнению И.И.Плумана [40] в десять раз превосходящим количество такового в других толщах осадочного бассейна. Эта точка зрения не требует введения представлений о разломах как проводниках глубинного тепла. Отрицает связь продуктивности с разломами и ряд других исследователей [58].



- алевролито-песчаные пласты (коллекторы)
- баженовская свита нормального строения
- баженовская свита аномального строения.

Рис.42 Пример выделения аномального разреза баженовской свиты

Само существование нефтяных залежей, и тем более продуктивность скважин, целиком зависят от качества специфических коллекторов баженовской свиты, в формировании которых особую роль играют горизонтальные трещины, образующиеся внутри баженитов в процессе первичной миграции нефти. Коллекторы в баженитах развиты в виде гнёзд и линз причудливой формы и самодостаточны для аккумуляции залежей нефти (рис.43). Обнаружение таких залежей не связано с наличием структурных ловушек или с наличием каких-либо латеральных флюидоупоров. Однако попытки поиска таких гнёзд прямыми сейсмическими методами положительных результатов не дали.

Совершенно отчетливо в разрезах всех скважин в составе баженовской свиты выделяются две пачки – верхняя, более битуминозная и менее карбонатная (рис.44), и нижняя, характеризующаяся пониженной битуминозностью и повышенной карбонатностью. Соответственно, нижняя пачка четко выделяется по повышенным значениям НГК и повышенным акустическим скоростям и плотностям.

Наиболее изучена баженовская свита в Салымском районе, поэтому рассматривать баженовскую свиту в Надымской мегавпадине необходимо через призму полученных результатов исследований баженовской свиты в пределах Большого Салыма и его обрамления.

Как известно, в период формирования баженовского горизонта осевая зона недокомпенсации располагалась в центральной части морского бассейна, протягиваясь от районов Салыма через Юильскую площадь к Обской губе и северу п-ова Ямал [18], то есть осевая зона пересекала Надымскую мегавпадину. Этот факт говорит об одинаковых условиях осадконакопления в пределах Большого Салыма и Надымской мегавпадины.

И.Н.Ушатинский, В.С.Харин в своих работах отмечают, что «...Относительно глубоководным фациальным зонам соответствуют зоны наивысших концентраций биогенного кремнезема, а последним – зоны наивысших концентраций органического вещества. Такое сходство показывает, что накопление органического вещества в рассматриваемых отложениях связано в первую очередь с развитием (и захоронением) в более глубоководных зонах бассейна кремнескелетных организмов...»

А.В.Рыльков, Г.Ф.Григорьева провели анализ по составу органического вещества пород баженовской свиты в различных частях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, включая Салымский район и площади, расположенные в пределах Надымской мегавпадины (Надымская) и непосредственного ее окружения (Медвежья). Анализ показал, что битумоидный коэффициент изменяется от 5,1 до 24,0%, содержание углеводов от 24,6 до 63,0%, асфальтено-смолистых веществ от 37,0 до 75,4%. Пределы изменения этих параметров более разнообразны сравнительно с таковыми в Салымском районе, но средние значения отдельных показателей состава ОВ по совокупности площадей в других районах и Салымском весьма

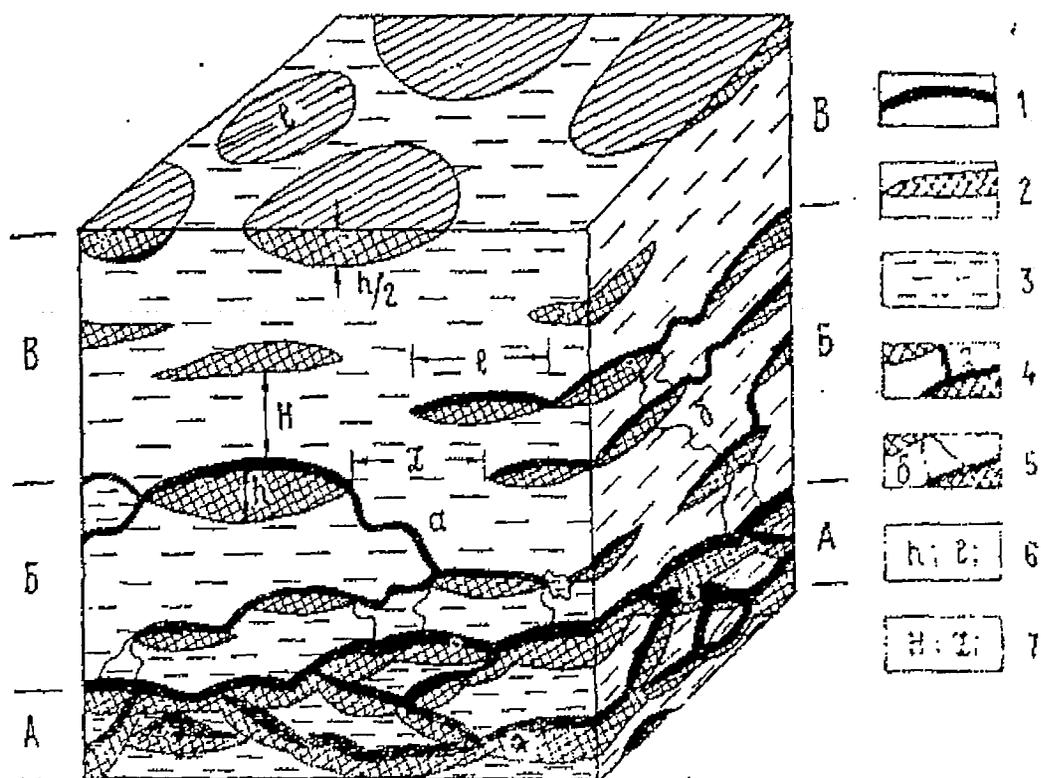


Рис. 43. Модель коллектора в глинистых битуминозных породах (И.И.Нестеров, 1985):

1 -- нефть, 2 — органическое вещество, сконцентрированное в линзах; 3 -- вмещающие породы — массивные битуминозные глины, битуминозная глинисто-кремнистая порода и т. д. Эти породы играют роль скелета коллектора; 4 - трещины автонефтегазразрыва, образовавшиеся в процессе формирования коллектора; 5 — трещины флюидоразрыва, формирующиеся в процессе разработки залежи; 6 — толщина и длина линз ОВ; 7 — расстояние по вертикали и горизонтали между линзами ОВ: А — коллектор — рыхлый бажениг; Б — «матрица» — плотный бажениг; В — покрывка — массивные глинистые породы.

# Северное обрамление Большого Салыма

# Средне-Хулымское месторождение

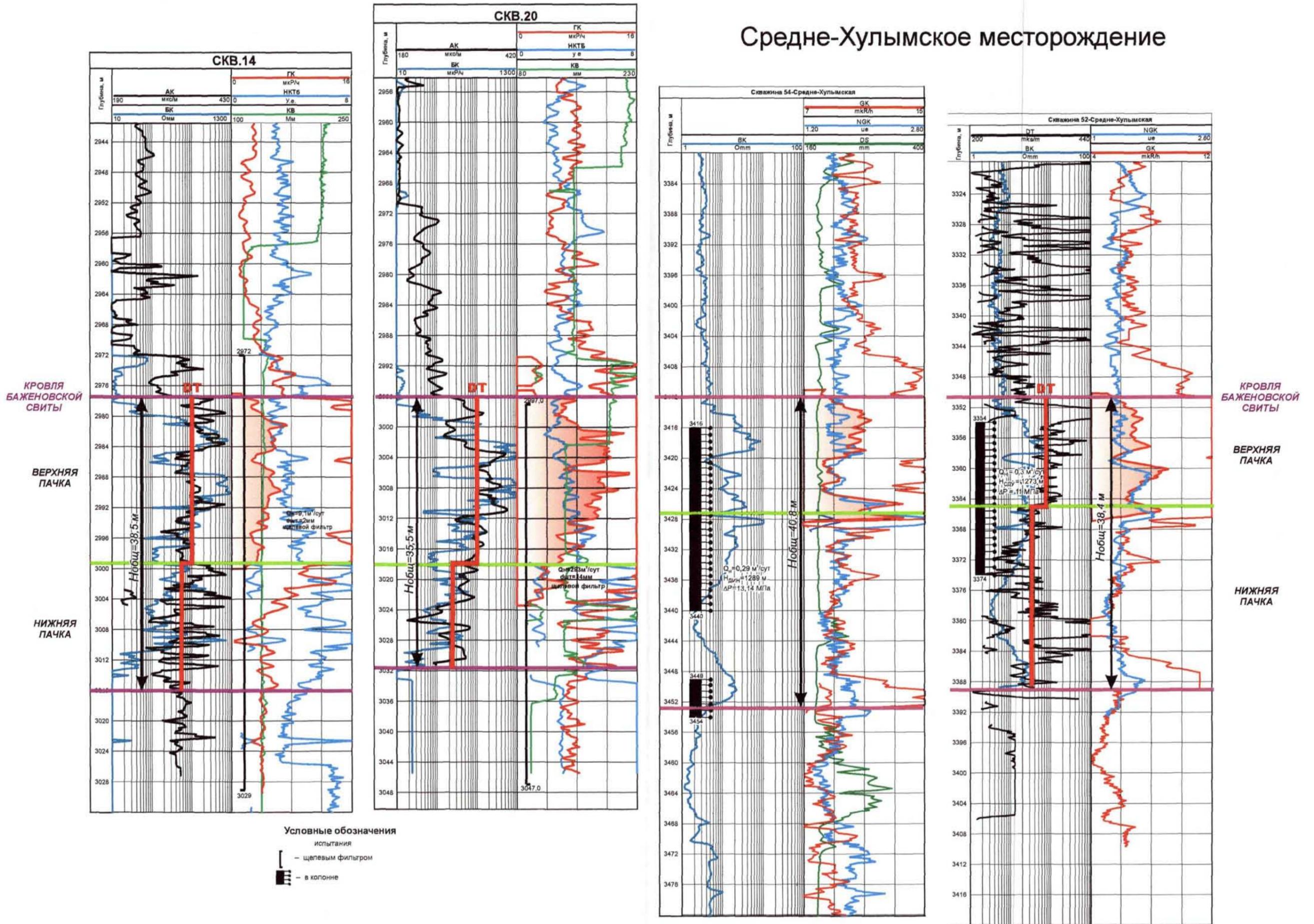


Рис.44 Сопоставление скважин северного обрамления Большого Салыма и Средне-Хулымского месторождения

близки. Все это свидетельствует об отсутствии каких-либо принципиальных различий в условиях накопления и фосилизации ОВ пород баженовской свиты на огромной территории и позволяет полагать, что на перечисленных участках региона (включая Надымскую и Медвежью площадь) создавались геохимические стабильные условия, благоприятные для нефтеобразования[19].

А.В.Рыльков и Г.Ф.Григорьева [4,стр.78] в своей работе пишут: «что при обосновании нефтеносности столь своеобразного объекта, как баженовский горизонт, не следует ограничиваться Салымским районом».

Как видно из работ таких исследователей, как И.И.Нестеров, И.Н.Ушатинский, В.С.Харин, А.В.Рыльков, Г.Ф.Григорьева, баженовская свита в Надымской мегавпадине, формировалась в сходных условиях с баженовской свитой в Салымском районе, обладает высокой концентрацией органического вещества и состав его сопоставим с ОВ баженовской свиты в Салымском районе.

Некоторые из этих выводов находят подтверждение и в фактическом материале, имеющемся у автора. Так, при непосредственном участии автора выявлено по данным глубокого бурения сходство геологического строения баженовской свиты северного обрамления Большого Салыма и Средне-Хулымского месторождения. Так же, как и в высокопродуктивных скважинах северного обрамления Большого Салыма, в скважинах Средне-Хулымского месторождения в разрезе баженовской свиты выделяются две пачки: более битуминозная и менее плотная (верхняя) и более плотная (нижняя) (рис.44). При этом разрез баженовской свиты на радиоактивном каротаже характеризуется высокими значениями ГК. При этом исследования керна и интерпретация гамма-каротажа показывают, что важную роль в увеличении естественной радиоактивности играют уран и торий. Заметно повышенные концентрации этих элементов могли сформироваться только в восстановительной среде осадка, богатого органическим веществом.

Коллектор в баженовской свите образуется в процессе автофлюидоразрыва при переходе части твердой фазы органического вещества в жидкую и газообразную. При этом объем новообразованных соединений в 1,5-2,5 раза больше объема исходного материала [18]. Такой механизм возможен только в случае отсутствия разгрузки нефти в вышележащие и нижележащие отложения, т.е. для реализации такого механизма необходимо, чтобы сверху и снизу баженовской свиты должны залегали глины, которые не допускают эмиграцию нефти.

В Надымской мегавпадине баженовские свиты залегают на глинистых отложениях абалакской свиты и сверху перекрыты отложениями рециклитов, разрез которых, как говорилось выше начинается с трансгрессивных глин (рис.44). Таким образом, все условия для создания благоприятных условий формирования залежей нефти в баженовской свите Надымской мегавпадины соблюдены.

В пределах Надымской мегавпадины имеются интересные свидетельства возможных перспектив нефтеносности баженовской свиты. Так, в скв. 52 и скв.54 Средне-Хулымского

месторождения при испытаниях в колонне были получены притоки нефти дебитами  $\approx 0,3$  м<sup>3</sup>/сут. Как показывает опыт разработки Салымского нефтяного месторождения, такие дебиты при испытании в колонне не свидетельствуют о бесперспективности баженовских отложений. Длительная опытно-промышленная эксплуатация Салымского и сопредельных месторождений позволила определить некоторые технологии, способствующие более удачной разработке залежей, связанных со столь специфичными коллекторами как бажениты.

Были отмечены повышенные дебиты скважин, в которых продуктивный горизонт был вскрыт на меловом растворе; средние дебиты в таких скважинах в 2,7 раза выше, чем дебиты по аналогичным скважинам, пройденным на растворе, утяжеленном баритом. Но самый главный вывод сделан специалистами ОАО «Сургутнефтегаз» - корректное испытание баженовской свиты возможно только с применением щелевого фильтра.

Учитывая все вышесказанное, полученные в скважинах Надымской мегавпадины притоки при испытании в эксплуатационной колонне (!), несомненно, являются доказательством перспективности баженовской свиты в Надымской мегавпадине.

\* \* \*

**ВЫВОДЫ** по главе:

1. Выявлена идентичность геологического строения баженовской свиты в зонах, вскрытых высокопродуктивными скважинами северного обрамления Большого Салыма, и в пределах изученной бурением части Надымской мегавпадины.

2. Учитывая результаты испытания баженовской свиты в эксплуатационной колонне, прогноз промышленной нефтеносности отложений баженовской свиты в пределах Надымской мегавпадины является актуальным в свете поиска дальнейших источников роста рентабельной нефтедобычи.

## Глава 5. Основные направления и технологии поиска и разведки в Надымской мегавпадине

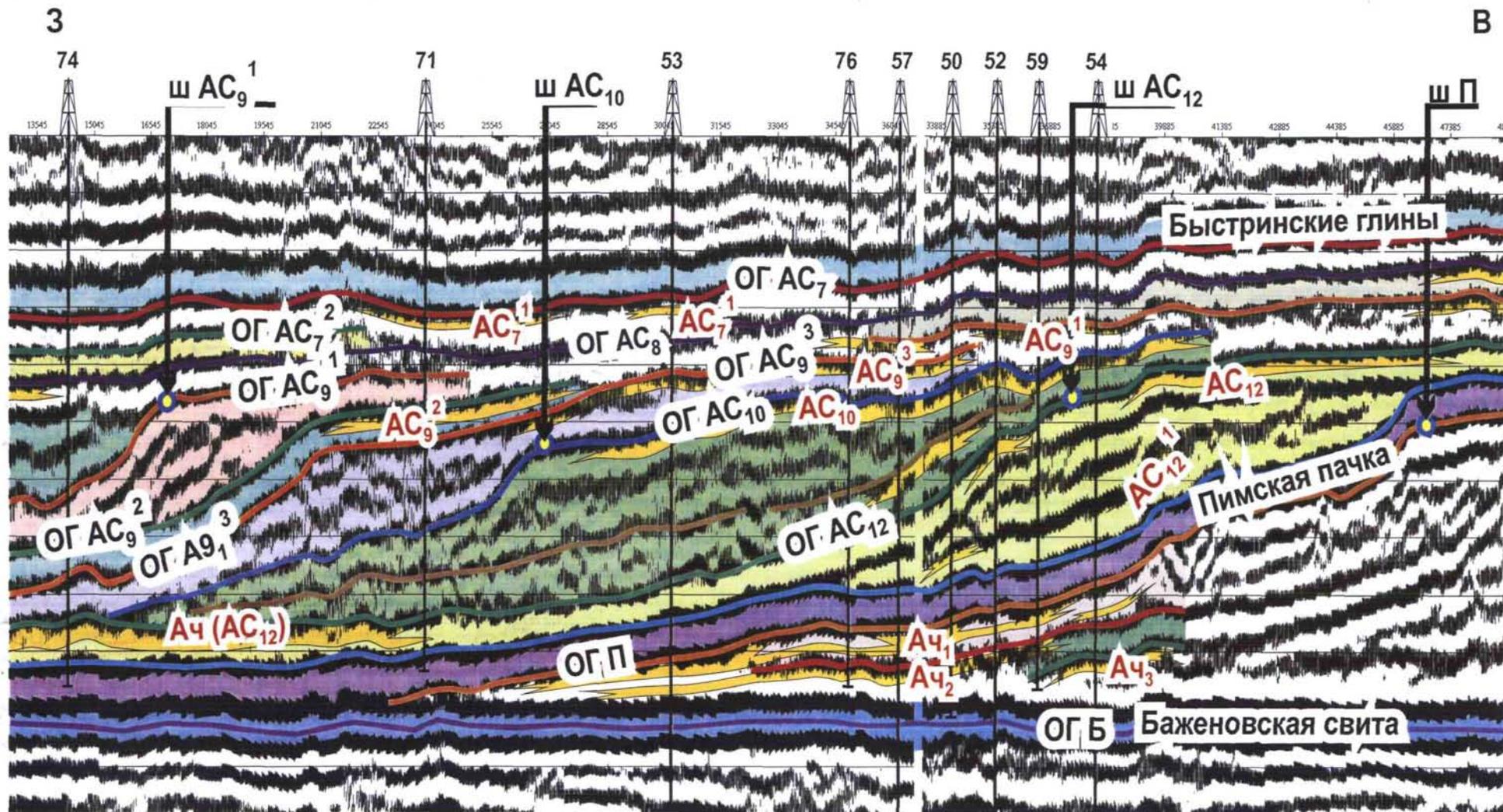
### 5.1 Поиск и разведка залежей в ундаформной зоне клиноформы нижнемелового комплекса

Сущность рассматриваемого направления заключается в том, что по данным бурения и современной сейсморазведки строится модель геологического строения клиноформного макрообъекта (рис.45). При этом особое внимание уделяется выделению, идентификации и картированию палеокромки шельфа [52], что является необходимым, но недостаточным условием при прогнозе песчаных тел. Большой опыт работы с клиноформными объектами показал, что не всегда в так называемой «кромкошельфовой» («зажатой» между кромкой к началу формирования пласта и кромкой к окончанию формирования пласта) зоне развиты высокые и высокопродуктивные песчаные тела. Это может объясняться тем, что выделенный клиноформный пласт относится к преимущественно трансгрессивному циклу осадконакопления.

К сожалению, не всегда этот момент с уверенностью можно отследить по сеймостратиграфическим критериям. Поэтому определенное место в рамках рассматриваемого направления играет прогноз ФЕС природных резервуаров по данным сейсморазведки. Одним из таких методов, является спектрально-временной анализ (СВАН) сейсмической записи [54]. Однако, применение этого метода оказалось эффективным не только при региональном и зональном прогнозе коллекторов в ундаформной зоне, но и на локальном уровне прогнозных исследований. Как показало эксплуатационное бурение, эффективные толщины горизонта АС<sub>10</sub> Средне-Хулымского месторождения сильно меняются. Так, вполне возможны варианты, когда эффективная мощность пласта в двух соседних эксплуатационных скважинах (на расстоянии 500 м) изменяется от 5 м до 30м, то есть в 6 раз! Естественно, что в такой ситуации немаловажен локальный прогноз ФЕС пласта для оптимального размещения эксплуатационных скважин.

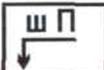
Технологии основаны на геологической типизации разрезов глубоких скважин целевых интервалов с последующим определением границ развития выделенных типов разрезов в межскважинном пространстве. Для реализации этих технологий используется метод спектрально-временного анализа сейсмической записи в его традиционном исполнении (СВАН) или в различных его модификациях (факторный анализ спектрально-временных параметров - ФА СВП, факторный анализ параметров спектра - ФА ПАРС) [25, 54, 55].

Под типом разреза понимается макроописание в пространстве содержательных для нефтяной геологии признаков природного резервуара или их ансамбля, обусловленное генетическим единством их формирования и вторичных процессов преобразования горных пород. Важнейшим условием выделения типов разреза является различие ФЕС коллекторов.



**УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**

 — коллекторы, их возраст

 — кромки палеошельфов

 — пробуренные скважины, снесенные на профиль

100 м  
3 км

 — отражающие горизонты

Рис.45 Сейсмогеологическая модель Средне-Хулымского месторождения

Типизация определенного (целевого) интервала разреза, включающего один или несколько природных резервуаров, проводится следующим образом. В первую очередь, выбирается толщина интервала для типизации разреза. Она выбирается с учетом как геологических (макроцикл, характеризующийся унаследованным развитием), так и технологических, т.е. связанных с устойчивостью спектрально-временного образа сейсмической записи, соображений.

Переменными, по которым осуществляется геологическая типизация разрезов скважин, то есть разбиение эталонных скважин на внутренне однородные таксоны, являются эффективные толщины, пористость, проницаемость, дебиты пластовых флюидов или коэффициенты продуктивности. При этом необходимо добиваться такой типизации, чтобы различия по всем, или хотя бы по некоторым, параметрам типизации в различных таксонах были значительными, а внутри одного таксона характеризовались относительно небольшой дисперсией вокруг математического ожидания этого параметра. Количество таксонов или типов разреза определяется как геологической целесообразностью, так и реальными возможностями сейсморазведки «почувствовать» эти различия в волновом поле. Таким образом, типизация разрезов скважин является достаточно сложной итерационной процедурой.

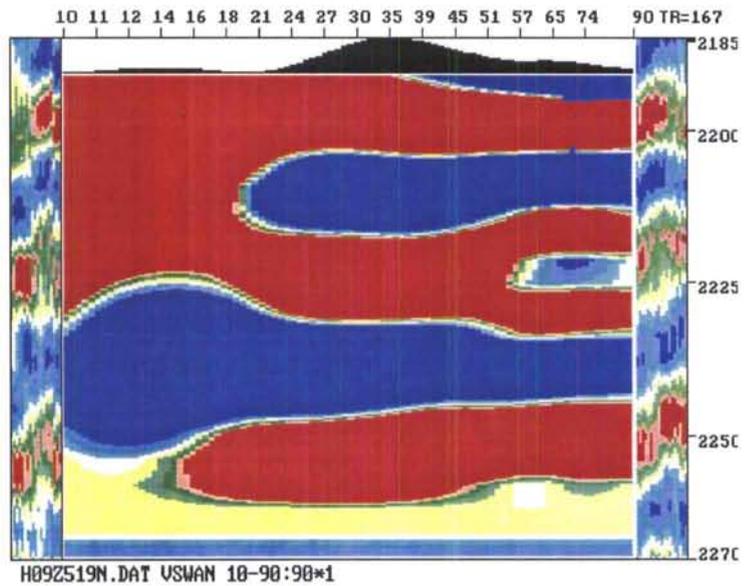
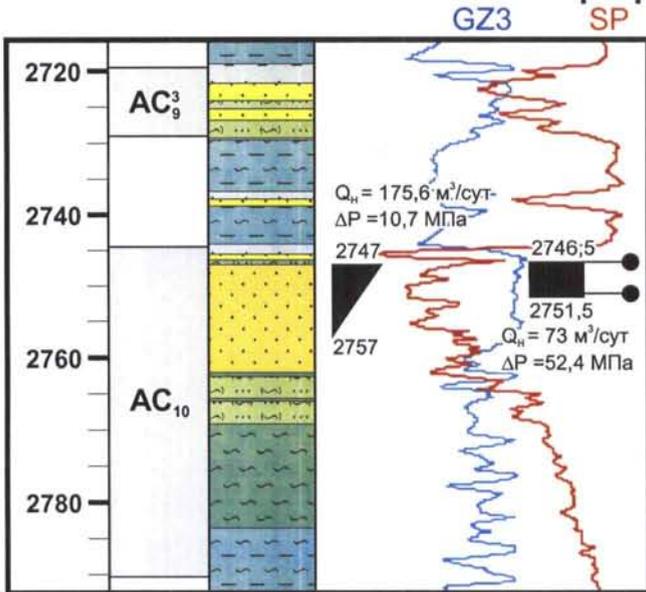
На основе полученной типизации осуществляется прогноз типа разреза целевого интервала в межскважинном пространстве. В каждой конкретной точке сейсмического профиля спектрально-временной образ (СВО) (рис.46) фрагмента сейсмической записи в интересующем интервале сопоставляется с одним из СВО эталонных трасс, отождествляемых с эталонными скважинами (метод СВАН). Вместо СВО может использоваться описывающий его набор численных параметров (методы ФА СВП, ФА ПАРС). Далее проводится сравнение спектрально-временных образов конкретных точек сейсмического профиля с эталонными спектрально-временными образами сейсмических трасс в районе скважин.

Объединение точек с однотипным спектрально-временным образом (СВО) позволяет построить карту типов разреза и, следовательно, выполнить районирование территории изучаемого объекта на зоны развития улучшенных, средних и ухудшенных коллекторов, а также выделить и оконтурить участки их отсутствия.

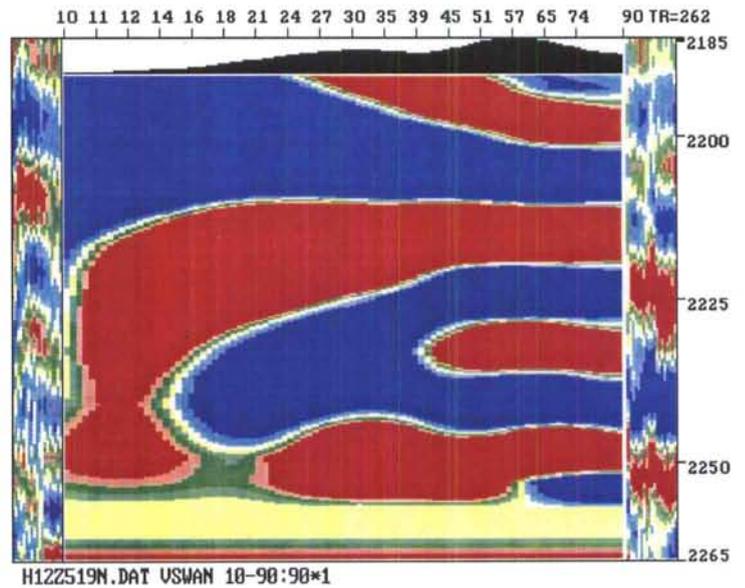
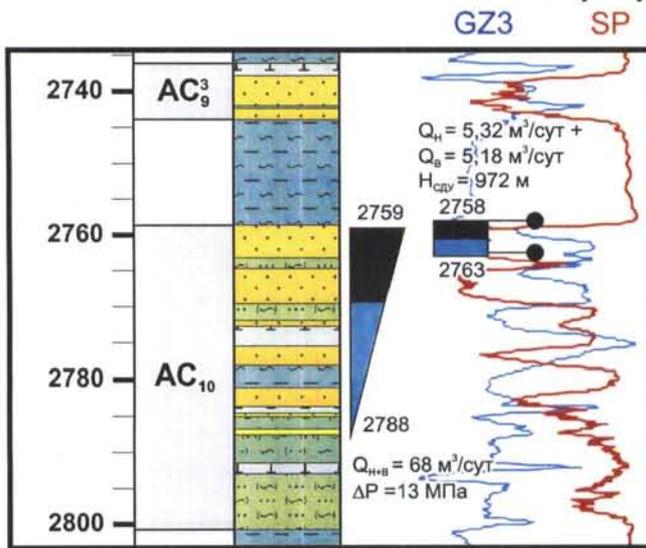
В настоящее время набрана значительная статистика эффективности указанной методики. Средняя подтверждаемость сотнями скважин по большому числу объектов составляет 82%.

Наряду с прогнозом ФЕС, наибольшие проблемы связаны здесь с выявлением и картированием антиклинальных поднятий. Дело в том, что в клиноформных макрообъектах индивидуальные структурные планы отдельных природных резервуаров далеко не всегда совпадают со структурным планом баженовской свиты (отражающий горизонт Б), ориентируясь на который традиционно велись поиск и разведка залежей нефти в Надымской мегавпадине. Дополнительные проблемы в поиске ловушек нефти связаны с тем, что рассматриваемая

### Тип разреза Ia, скв.55



### Тип разреза Ib, скв.76



### Тип разреза Iv, скв.59

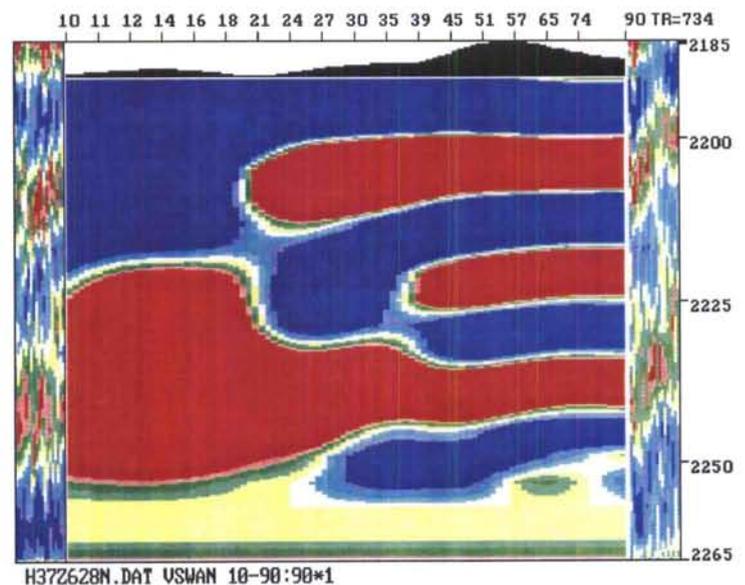
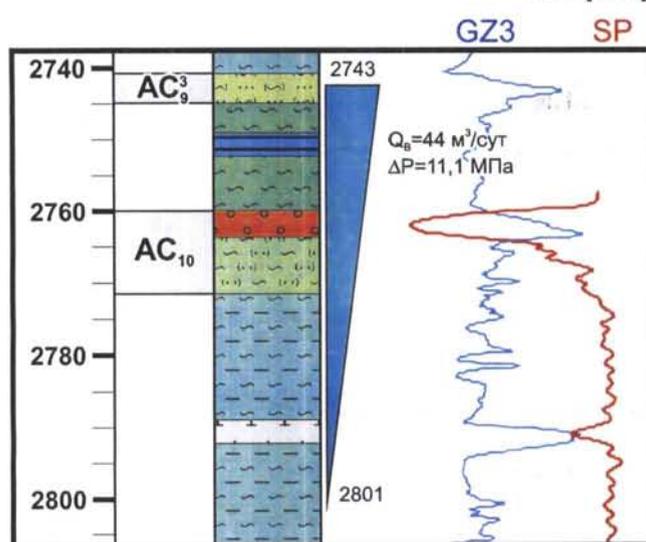


Рис. 46 Хулымско-Лонгъюганский клиноформный макрообъект. СВАН-эталоны пласта AC<sub>10</sub>

территория располагается в непосредственной близости от Обской губы и характеризуется особенно сильным влиянием вариаций толщин многолетнемерзлых пород в верхней части разреза, что затрудняет глубинную инверсию сейсмических данных.

В процессе многолетних исследований на различных площадях и месторождениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна геофизики неоднократно сталкивались с тем, что, несмотря на очевидную четкость и однозначность прослеживания отражающих горизонтов, их глубинная инверсия входит в противоречие с последующим бурением, причем не только по абсолютным отметкам, но и по морфологии рельефа.

Главная трудность восстановления структурного плана заключается в неадекватном, нередко даже инверсном соотношении полей времен ( $t_0$ ) и абсолютных отметок изучаемых горизонтов. Такого рода соотношения достаточно часто наблюдаются при исследованиях Западно-Сибирских площадей, в том числе они обнаружены нами при изучении Лензитско-Сандибинской зоны нефтегазонакопления. Примером такой инверсии является участок в районе скв. 71л, 70с, 74л. По абсолютным отметкам кровля баженовской свиты в скв.74л выше, более чем на 100 м, нежели в скв.71л, тогда как в поле времен ( $t_0$ ) ОГ Б в скв.74л ниже (т.е. в  $t_0$  больше), чем в скв.71л на 20 мс (рис.47). Неадекватные соотношения наблюдаемых полей времен и абсолютных отметок изучаемых горизонтов могут быть вызваны и соответственно объяснены, во-первых, значительными изменениями строения и мощности многолетнемерзлых пород в интервале от 0 до 400 м и более и, во-вторых, резкими изменениями пластовых (интервальных) скоростей отраженных волн в исследуемом разрезе ниже толщи многолетнемерзлых пород. И в том, и в другом случаях происходит достаточно сложное распределение поля времен ( $t_0$ ) отражающих горизонтов, связанное как с «обычным» распределением скоростей отраженных волн по разрезу, так, главным образом, их преломлением, в том числе в верхней части разреза. Как следствие, рельеф и характер распределения наблюдаемых  $t_0$  исследуемых горизонтов, могут значительно отличаться (и отличаются) от таковых, установленных (или предполагаемых) в абсолютных отметках. Возникающие при этом временные аномалии значительно искажают действительный рельеф изучаемой поверхности не только по глубине и в плане, но и за счет чисто «сейсмических» временных аномалий, обязанных сложному распределению скоростей отраженных волн в разрезе, приводящих к абсолютно ложным глубинным построениям.

Поэтому в Надымской мегавпадине для восстановления структурных планов необходимо использовать метод взаимных точек, позволяющий учесть неоднородность верхней части разреза. Общая схема структурных построений этого метода заключается в следующем.

Первым шагом, как и везде, является определение  $V_{огт}$  по горизонтальным спектрам скоростей ( $V_{огт}$ ) верхнего опорного ОГ, приуроченного к кровле отложений покурской свиты

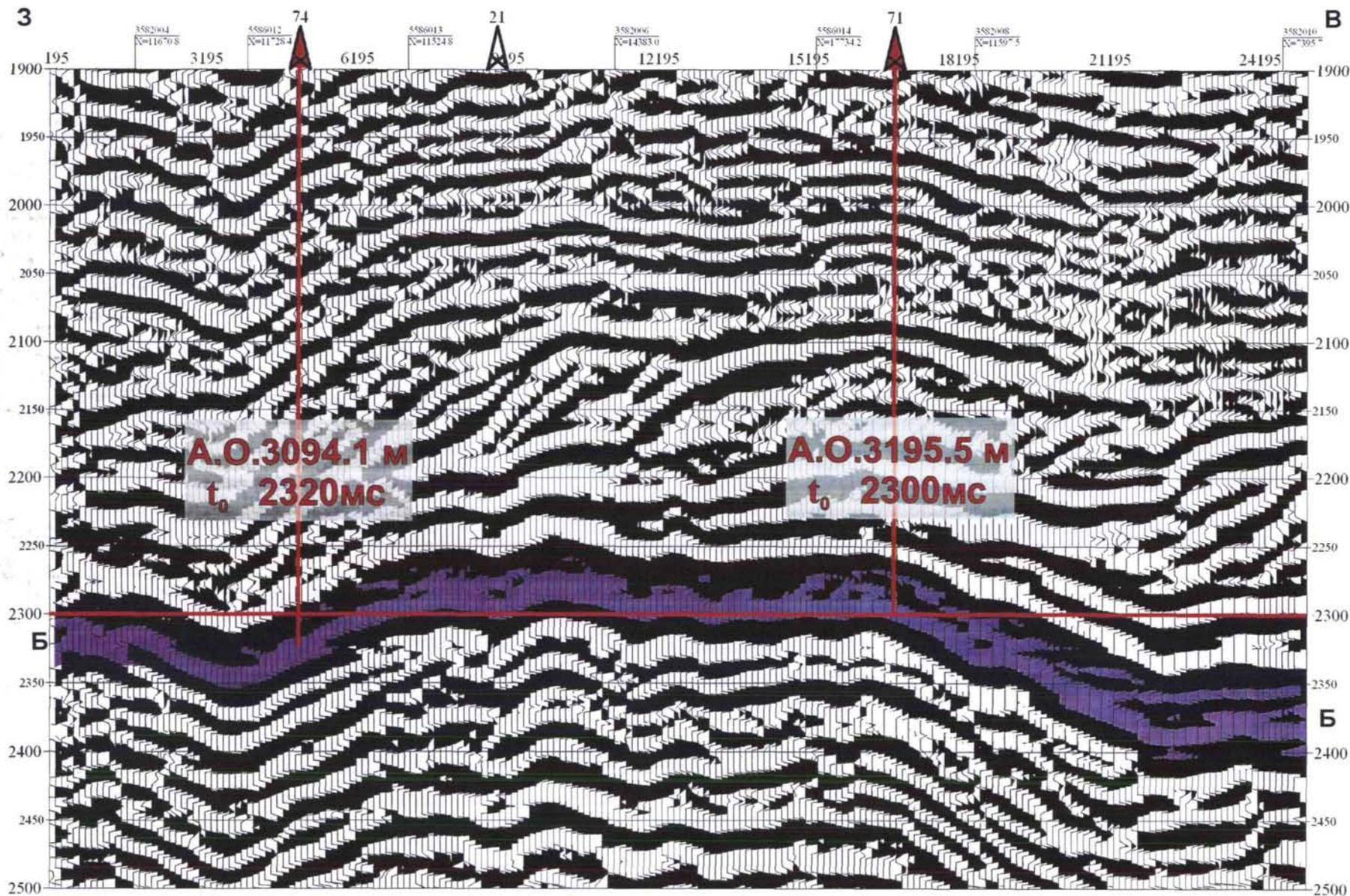


Рис.47 Лензитский лицензионный участок. Инверсное соотношение полей времен ( $t_0$ ) и абсолютных отметок (А.О.) на примере сейсмопрофиля 55.86.09 и скважин 74, 71

верхнего мела (ОГ Г), сглаживании  $V_{огг}$  как низкочастотных, так и относительно высокочастотных значений с учетом взаимной корреляции  $V_{огг}$  и  $t_0$ ; пересчета  $V_{огг}$  в средние скорости ( $V_{ср}$ ) с учетом данных бурения (Н м) всех скважин, расположенных на исследуемой площади, и  $t_0$  в точках расположения этих скважин на временных разрезах; построение структурной карты по ОГ Г с переменной  $V_{ср}$ , учитывающей, в том числе и неоднородности ВЧР [32]. Далее все нижележащие поверхности отстраняются от ОГ Г.

## 5.2 Поиск и разведка залежей в фондоформной зоне клиноформы нижнемелового комплекса

Одним из факторов, скомпрометировавших ранее эффективность данного направления было недостаточное качество временных разрезов, что не позволяло выйти на прямой сейсмический прогноз коллекторов в ачимовской толще. Однако появление новых современных обрабатывающих систем снимает эту проблему и дает возможность получать более разрешенную сейсмическую картину, что позволяет однозначно провести корреляцию ачимовских отложений и уверенно интерпретировать сейсмический материал. Такой результат может быть достигнут за счет выбора оптимальных параметров деконволюции по сейсмограммам и процедуры временной миграции до суммирования с подбором скоростей.

Вторым фактором, сдерживающим поиск и разведку залежей в фондоформных песчаных телах неокомского комплекса, являлось господствующее достаточно долгое время представление о низкой проницаемости ачимовских коллекторов. Характерным примером является Южно-Хулымское месторождение. Залежь нефти приурочена к Южно-Хулымскому валу, где нефтеносными являются песчаные тела депрессионного (фондоформного) типа, относимые по местной стратиграфической шкале к ачимовской толще. Высота залежи 60 м. Залежь вскрыта четырьмя скважинами, в которых пласт целиком нефтенасыщен. В трех скважинах (скв.72,75,70) нефтеносность доказана испытаниями. Дебит нефти варьирует от 4,8 до 9,4 м<sup>3</sup>/сут. И это при эффективных нефтенасыщенных толщинах достигающих 12 м. Разумеется, при анализе таких результатов учитывались соображения о неоптимальных условиях первичного и вторичного вскрытия пласта, однако риск бурения новых разведочных скважин был слишком большим. Было принято решение о расконсервации старых скважин и применении новых технологий на старом фонде скважин. Положительный результат бурения второго ствола скв.70 на Южно-Хулымском месторождении (начальный дебит порядка 20 м<sup>3</sup>/сут, и это без ГРП) практически раскрыл перспективы для реализации рассматриваемого направления геологоразведочных работ в пределах Надымской мегавпадины.

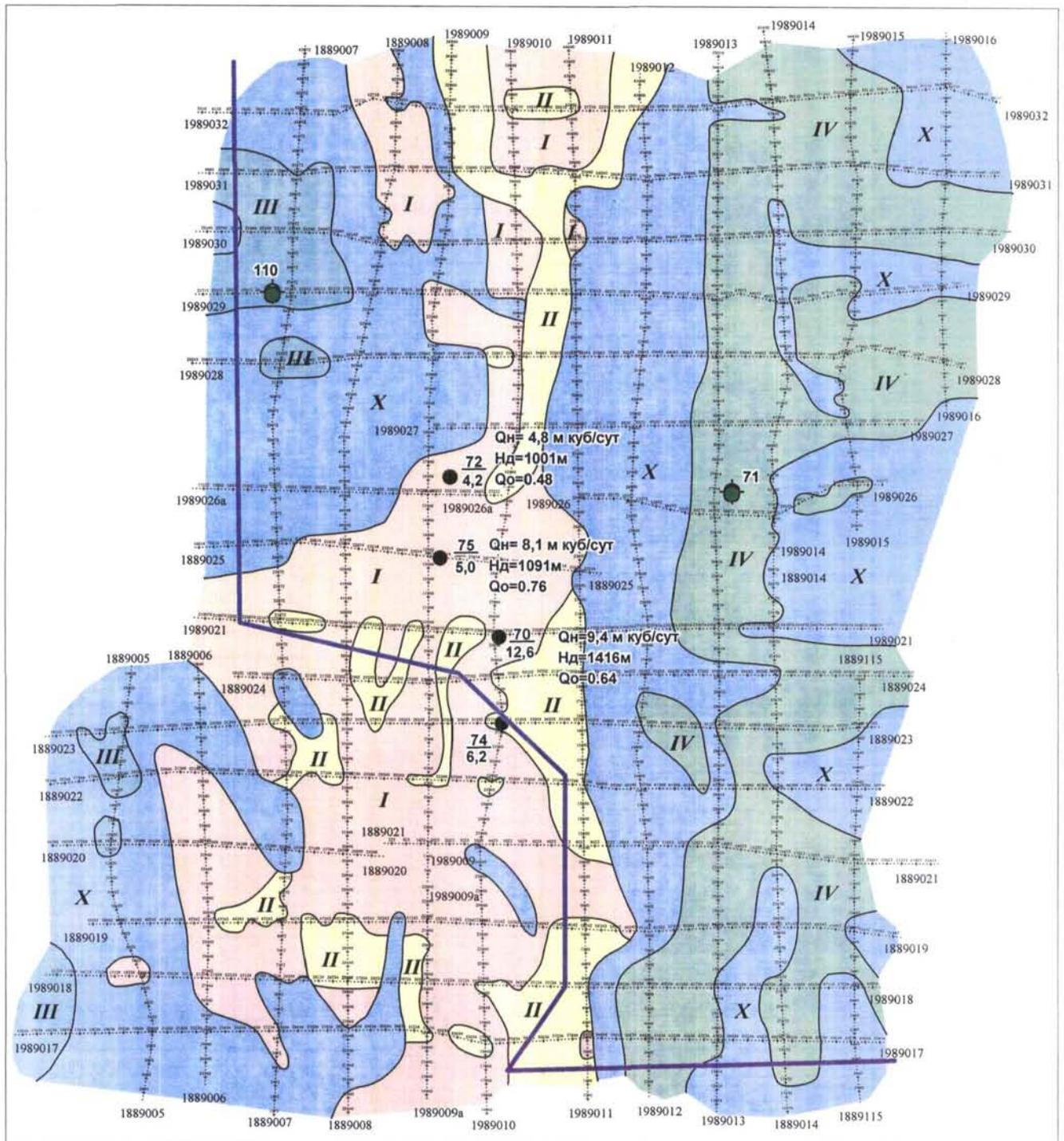
Для выделения перспективных объектов в первую очередь необходимо получение структурных карт, адекватных реальному геологическому строению. Это возможно в районе

исследования только с использованием метода взаимных точек (см.раздел 5.1), позволяющего учесть неоднородности верхней части разреза. Так же, как и для ундаформных отложений важен прогноз типов разреза в межскважинном пространстве (см.раздел 5.1). Построенная автором по данным сейсморазведки и бурения карта типов разреза ачимовского пласта Южно-Хулымского месторождения (рис.48), показала, что тип разреза скв.70 имеет широкое распространение, а это обеспечило возможность начала освоения залежи. Таким образом, положено начало промышленной добыче нефти на Южно-Хулымском месторождении, что подчеркивает перспективы выбранного направления.

Однако, наряду с прогнозом фильтрационно-емкостных свойств, необходим сейсмогеологический анализ временных разрезов с целью выделения границы подошвы склона, которую в дальнейшем можно будет принять за литологический экран и картирование границы прекращения прослеживания отражающего горизонта, что отождествляется с замещением в дистальной зоне коллекторов ачимовских отложений непроницаемыми разностями.

Напомню, что нами выделены три типа перспективных зон в фондоформных отложениях. Первый тип перспективен на поиск структурно-литологических ловушек, где литологический экран связан с замещением ачимовских коллекторов при переходе депрессионных фаций /в склоновые. Второй тип перспективен на поиск антиклинальных структур постседиментационного генезиса. Третий тип перспективен на поиск структурно-литологических ловушек, в которых литологический экран связан с переходом ачимовского пласта в дистальную зону. Для последнего типа необходимо проведение сеймостратиграфического анализа временных разрезов, а именно картирование границы прекращения отражающего горизонта целевого пласта. Эту границу обычно отождествляют с линией замещения коллекторов в пласте непроницаемыми разностями, что является литологическим экраном. Для первых двух типов необходимы палеогеоморфологические реконструкции для откартирования границы подножия склона и выявления постседиментационных поднятий.

Как известно рельеф баженовской свиты на момент накопления неокомских отложений был дифференцирован, что внесло определенную роль в формирование фондоформных отложений. Поэтому основной задачей палеогеоморфологических построений является восстановление структурного плана баженовской свиты на момент максимально приближенном ко времени, когда началось неокомское осадконакопление в конкретном районе. Единственным возможным решением этой задачи в клиноформном комплексе может являться выявление пласта который в данном районе отвечает максимальной компенсации бассейна. На примере Средне-Хулымского месторождения изложена методика, позволяющая выявить такой пласт.



**УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**

**ЗОНЫ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ТИПОВ РАЗРЕЗА**

- номер скважины  
эффективная мощность, м
- граница лицензионного участка
- границы зон распространения типов разреза

- I** I типа разреза, средние коллектора,  $Q_0=0,48-0,76$  (эталоны - скважины 70, 72 и 75)
- II** II типа разреза, тип коллектора неясен, нефть по ГИС (эталон - скважина 74)
- III** III типа разреза, отсутствие коллектора (эталон - скважина 110)
- IV** IV типа разреза, отсутствие коллектора (эталон - скважина 71)
- X** неопределенный тип разреза, (не имеющий эталона)

**СКВАЖИНЫ:**

- давшие приток нефти
- нефтяные по ГИС
- с отсутствием коллектора по ГИС

Рис. 48. Южно-Хулымское месторождение. Карта типов разреза пласта Ач<sub>1</sub> (АС<sub>12</sub>) по данным СВАН

Рассмотрим возможность использования математического критерия, с помощью которого можно выделить пласт, и к концу формирования которого, произошла наибольшая компенсация неровностей баженовской свиты. На рисунках (рис.49-52) приведены графики зависимости мощностей интервалов шельфовых пластов АС<sub>4</sub>, АС<sub>7</sub>, АС<sub>8</sub>, АС<sub>9</sub> - баженовская свита и абсолютных отметок кровли баженовской свиты.



рис.49

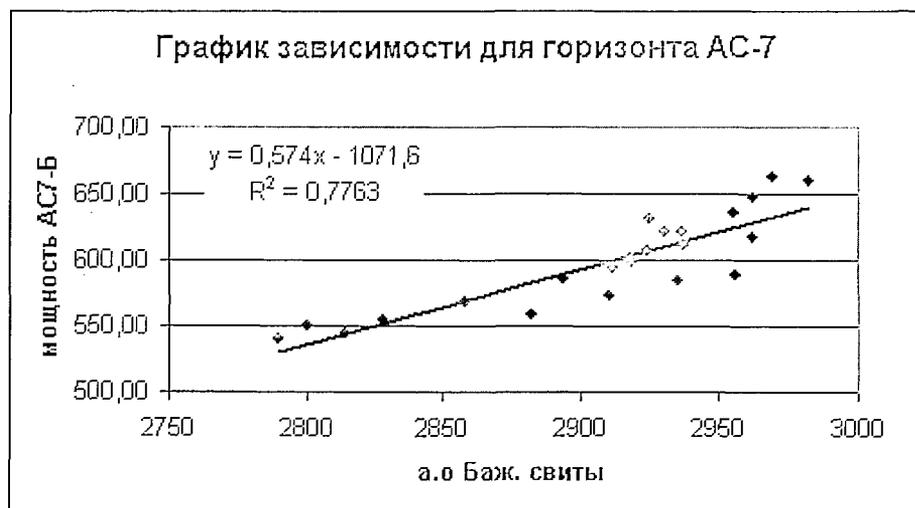


рис.50



рис.51



рис.52

Как видно непосредственно из графиков, статистическая связь достаточно устойчивая. Из уравнений этой связи можно сделать некоторые заключения, которые помогут разрешить интересующий нас вопрос. Исходя из простых логических соображений понятно, что при полной компенсации, линейный коэффициент будет равен 1; при нулевой компенсации он равен 0. Таким образом, при устойчивой статистической связи критерий наилучшей компенсации можно сформулировать следующим образом. *Чем ближе коэффициент линейной связи к единице в зависимости мощность интервала пласт-баженевская свита, тем полнее компенсация неровностей баженевской свиты к концу формирования пласта.* В соответствии с этим критерием в рассматриваемом примере наибольшая компенсация неровностей баженевской свиты происходит к концу формирования пласта АС<sub>8</sub>. Значения коэффициента линейной связи сведены в таблицу 2.

Таблица 2

Пласт	Коэффициент линейной связи
АС-4	0,4033
АС-7	0,574
АС-8	0,6027
АС-9	0,5926

А как быть, если статистическая связь недостаточно устойчивая? Если бы коэффициент линейной регрессии  $R^2$  в зависимости для пласта АС<sub>8</sub> был бы меньше или равен его значению для пласта АС<sub>9</sub> или для одного из пластов был бы, вообще, существенно отличным (например, намного меньше), или вообще для всех рассматриваемых пластов этот коэффициент был низкими, то делать такие выводы нельзя. На этот счет мы предлагаем другой, нестатистический критерий. Для этого обратимся к рисунку (рис.53).

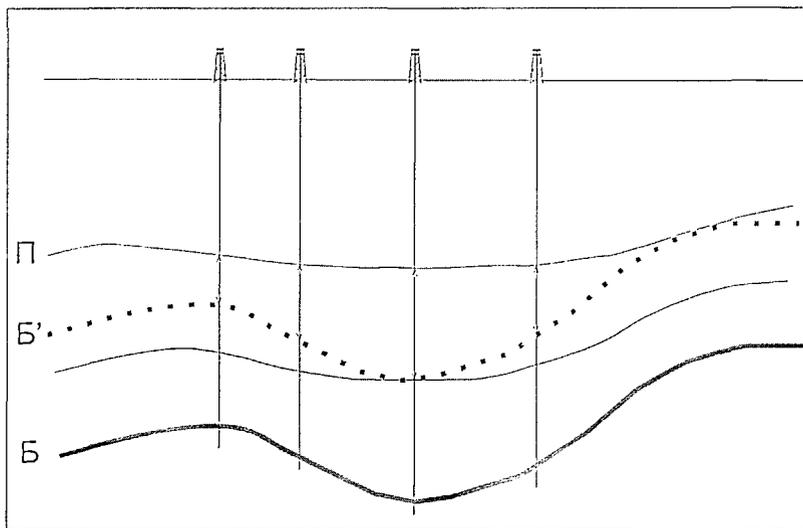


рис.53

Из множества мощностей интервалов пласт-баженовская свита, выберем наименьшую мощность, вычтем её значение из абсолютных отметок баженовской свиты (Б), получим некоторые отметки соответствующие линии Б', которая субпараллельна Б. Исходя из предположения о невозможности перекомпенсации, критерий выбора горизонта, при котором происходит наилучшая компенсация неровностей баженовской свиты, можно сформулировать следующим образом. *Наилучшая компенсация неровностей баженовской свиты происходит к концу формирования того пласта, для которого среднее значение по количеству скважин мощностей интервалов Б' – пласт (П) будет максимальное.* Эти интервалы на рисунке изображены стрелочками. Вместо Б' можно было бы взять Б, но тогда значения мощностей будут на порядок больше – с ними не очень удобно работать.

Таблица 3

Пласт	Значение мощности, м
АС-4	45,25
АС-7	58,16
АС-8	60,32
АС-9	58,87

Как и следовало ожидать, наилучшим образом подходит горизонт АС<sub>8</sub>, который для района Средне-Хулымского месторождения отвечает наибольшей компенсации верхнеюрского бассейна. Как можно легко убедиться, оба критерия дали совершенно одинаковые результаты.

Таким образом, совокупность корректных структурных построений, прогноз фильтрационно-емкостных свойств пластов в межскважинном пространстве и палеогеоморфологические построения позволяет выявить наиболее перспективные локальные зоны для открытия залежей нефти.

### 5.3 Поиск и разведка залежей нефти в баженовской свите

Проблема поиска нефтяных залежей в отложениях баженовской свиты сводится к поиску линз сложнопостроенных трещинных коллекторов в специфических глинисто-кремнистых и глинисто-карбонатных породах – баженитах. Такие линзы являются самодостаточными и формируют ловушки, независимо от структурного фактора и каких-либо латеральных ограничений.

В настоящее время созданы технологии прямого сейсмического прогноза коллекторов в отложениях баженовской свиты для северного обрамления Большого Салыма [42]. Технология, разработанная в ЗАО «МиМГО», основывается на:

- Спектрально-временном анализе (СВАН) сейсмической записи;
- Факторном анализе количественных спектрально-временных параметров (ФА СВП) сейсмической записи;
- Решении обратной динамической задачи (ОДЗ) с использованием программного комплекса ПАРМ.

Отличительной чертой первых двух методов является необходимость наличия положительных эталонов, т.е. скважин, в которых получены хорошие дебиты нефти. Выявленное сходство геологического строения баженовской свиты, вскрытой скважинами северного обрамления Большого Салыма и скважинами Надымской мегавпадины, обеспечивает положительные эталоны для прогноза коллекторов в баженовской свите в пределах Надымской мегавпадины. Сходство строения баженовской свиты в Надымской мегавпадине и Большого

Салыма предопределило сходство спектрально-временных образов, что позволяет перенести положительные эталоны с Салыма на территорию исследования (рис.54). Третий метод, результатом которого являются разрезы псевдоакустических жесткостей (ПАЖ), не требует эталонов. По разрезам ПАЖ однозначно выделяются участки пониженных значений псевдоакустических жесткостей, которые, как показывает опыт работы с баженовскими отложениями в пределах северного обрамления Большого Салыма (В.С.Славкин, Н.С.Шик, И.М.Кос, 2003), относятся к зонам развития трещинных коллекторов. Однако необходимо отметить, что этот метод не набрал той положительной статистики, которая присутствует по результатам использования СВАН, а следовательно, он не может являться главенствующим. Поэтому необходимо создание системы положительных эталонов в пределах района исследования.

В Надымской мегавпадине есть по крайней мере две скважины, в которых из баженитов получены притоки нефти дебитом лишь  $0,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Это очень мало. Но скважины были испытаны самым неоптимальным для баженовской свиты образом – через эксплуатационную колонну и цементный камень. Автор полностью поддерживает специалистов ОАО «Сургутнефтегаз», в том, что только испытание в открытом стволе с использованием щелевого фильтра является корректным для баженовских отложений. Длительная опытно-промышленная эксплуатация Салымского месторождения и других месторождений аналогичного типа позволила определить некоторые технологии, способствующие более удачной разработке залежей, связанных со столь специфичным коллектором.

Как было отмечено ранее, в скважинах, в которых продуктивный горизонт был вскрыт на меловом растворе, средние дебиты нефти в 2,7 раза выше, чем дебиты по аналогичным скважинам, пройденным на растворе, утяжеленном баритом.

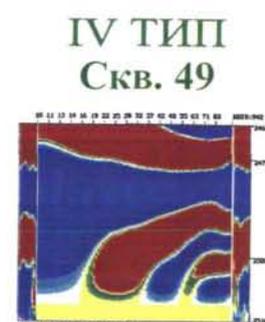
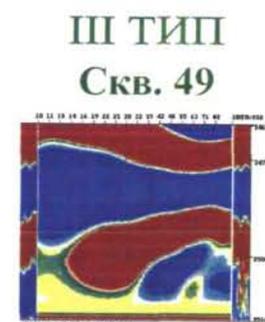
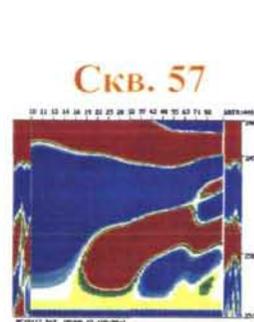
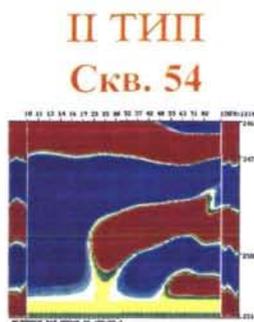
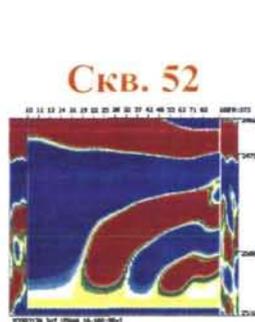
В США для вскрытия подобных пластов используется особая технология бурения “с закрытым превентором на пенном растворе”.

Удачный метод интенсификации притоков был использован при разработке месторождения Биг-Санди (США), где после вскрытия пласта весь интервал был торпедирован 80%-ным желатинизированным нитроглицерином, в результате чего 90% скважин увеличили свои дебиты почти в 5 раз [59].

Не дает существенных результатов соляно-кислотная обработка призабойной зоны. Неудовлетворительный результат был получен и при обработке забоев растворителями (метанолом, перхлорэтиленом). Оказалось нерентабельным и проведение гидроразрыва пласта.

Установлено, что интенсивный отбор нефти из баженовских отложений приводит к быстрому падению пластового давления, вследствие чего происходит смыкание микротрещин и соответственно падение продуктивности скважин, поэтому разработку залежей целесообразно ориентировать на дебиты в  $10-15 \text{ т}/\text{сут}$  [38]. В процессе эксплуатации залежей дебиты нефти и

СРЕДНЕ-  
ХУЛЫМСКИЙ Л.У.



СЕВ. ОБРАМЛЕНИЕ  
БОЛЬШОГО  
САЛЫМА

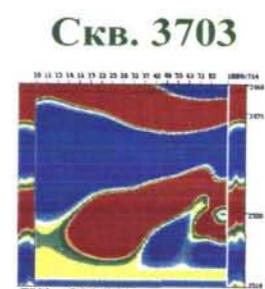
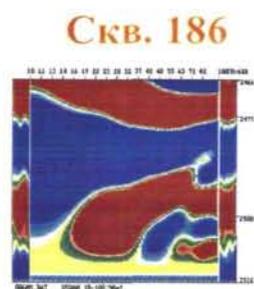
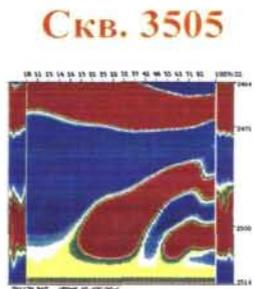
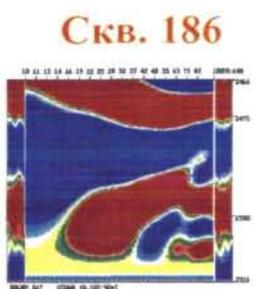


Рис.54 Единство СВАН-эталонов типов разреза отложений баженовской свиты северного обрамления Большого Салыма и Средне-Хулымского Л.У

пластовые давления резко снижаются в начальный период, далее темп падения постепенно замедляется и устанавливается на определенном уровне. Затем картина повторяется и, наконец, последнее, уже третье по счёту, резкое падение давления и дебита делает скважину нерентабельной для дальнейшей эксплуатации [23].

В ряде случаев низкие дебиты или отсутствие притоков связано с неоптимальными условиями вскрытия и испытания баженовских отложений. При перекрытии продуктивного глинистого пласта колонной с последующим цементированием и перфорацией получают низкие притоки нефти или пласт считают «сухим». На Большесалымском месторождении эксплуатационную колонну спускали до забоя скважины с полным перекрытием баженовской свиты в шести разведочных и двух эксплуатационных скважинах. Во всех этих случаях дебиты нефти после перфорации пласта Ю<sub>0</sub> не превышали 7,3 м<sup>3</sup>/сут. На остальных площадях Западной Сибири битуминозные отложения юры и нижнего мела испытывают, как правило, через колонну и притоки нефти в них в основном не превышают 10, редко достигая 15-18 м<sup>3</sup>/сут. Отсутствие притока или низкая продуктивность битуминозных глинистых пород, испытанных через колонну, вызвало необходимость испытывать их в открытом стволе или с применением хвостовых фильтров для сдерживания выноса породы из пласта [34].

Поэтому притоки нефти из скважин Надымской мегавпадины, могут только свидетельствовать о том, что условия, в которых залегают отложения баженовской свиты, благоприятны для развития трещинных коллекторов. Это подтверждает и разрез ПАЖ через скв.52, в которой был получен приток нефти из баженовской свиты дебитом 0,3 м<sup>3</sup>/сут (рис.55). На нем отчетливо видна отрицательная аномалия псевдоакустических жесткостей. Интерпретация разрезов ПАЖ базируется на единственном постулате: изучение свойств коллекторов баженовской свиты непременно связано с дефицитом акустических жесткостей. Это было выявлено при обработке тестового профиля, расположенного в пределах территории Салымского участка, где в районе скв.20 (приток нефти из баженовских отложений дебитом Q<sub>н</sub> ≈ 300 м<sup>3</sup>/сут) выделяется аномальная зона (рис.56), характеризующаяся пониженными значениями псевдоакустической жесткости (ПАЖ). В то же время в районе скв.3704 («сухо») и скв.3703 (Q<sub>н</sub>=0.53 м<sup>3</sup>/сут) отмечаются существенно большие значения ПАЖ. Обратное, строго говоря, не доказано, т.е. нет строгой логической уверенности, что отрицательным аномалиям акустических жесткостей всегда соответствуют зоны повышенной трещиноватости баженовских коллекторов. Легко видеть, что могут существовать иные геологические причины, влияющие на вариации акустических жесткостей. Поэтому к результатам интерпретации разрезов ПАЖ следует относиться с определенной осторожностью и использовать их как дополнительную информацию в комплексе с результатами других методов

# Средне - Хулымский и Лонгъюганский участки

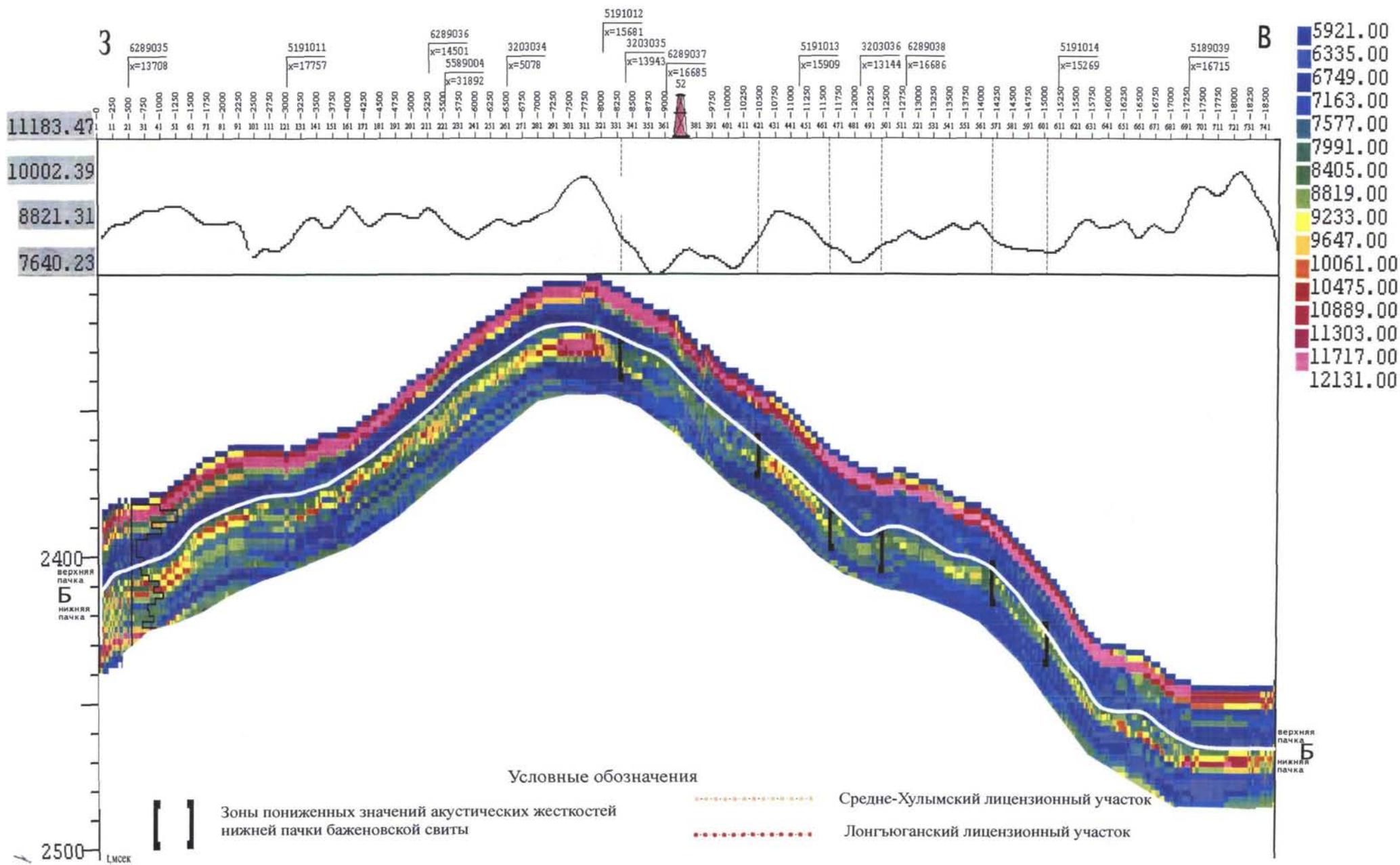


Рис.55 Разрез ПАЖ по сейсмическому профилю 3903013

115

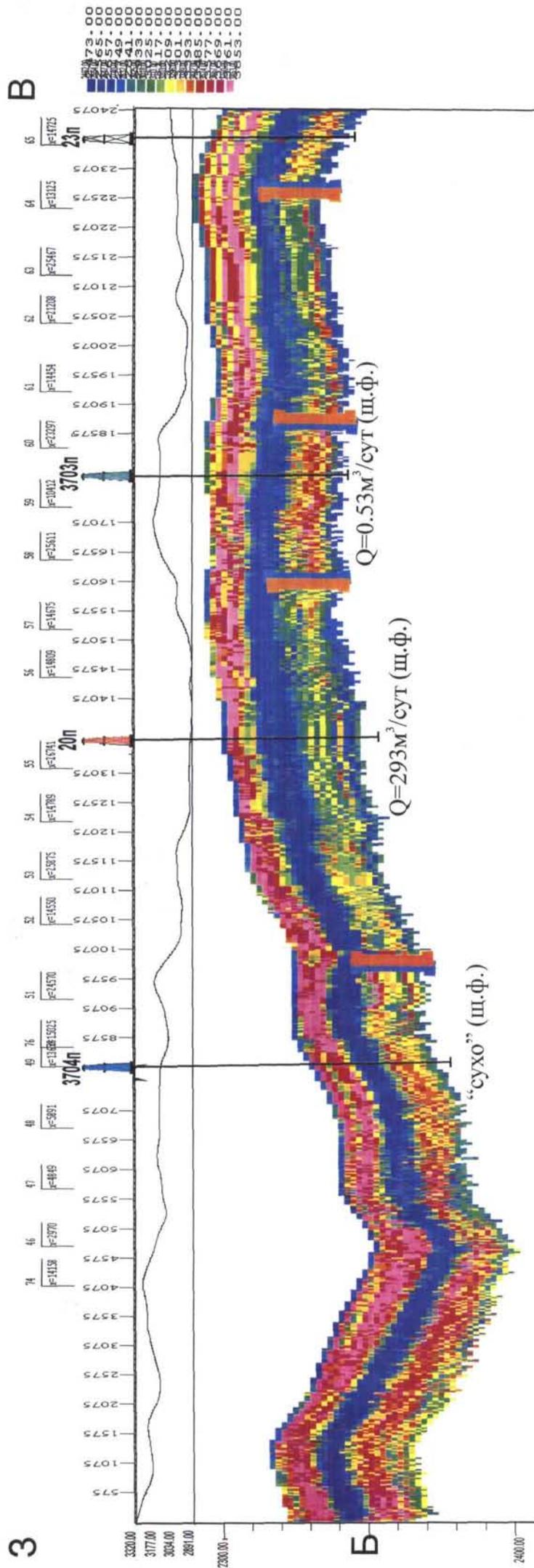
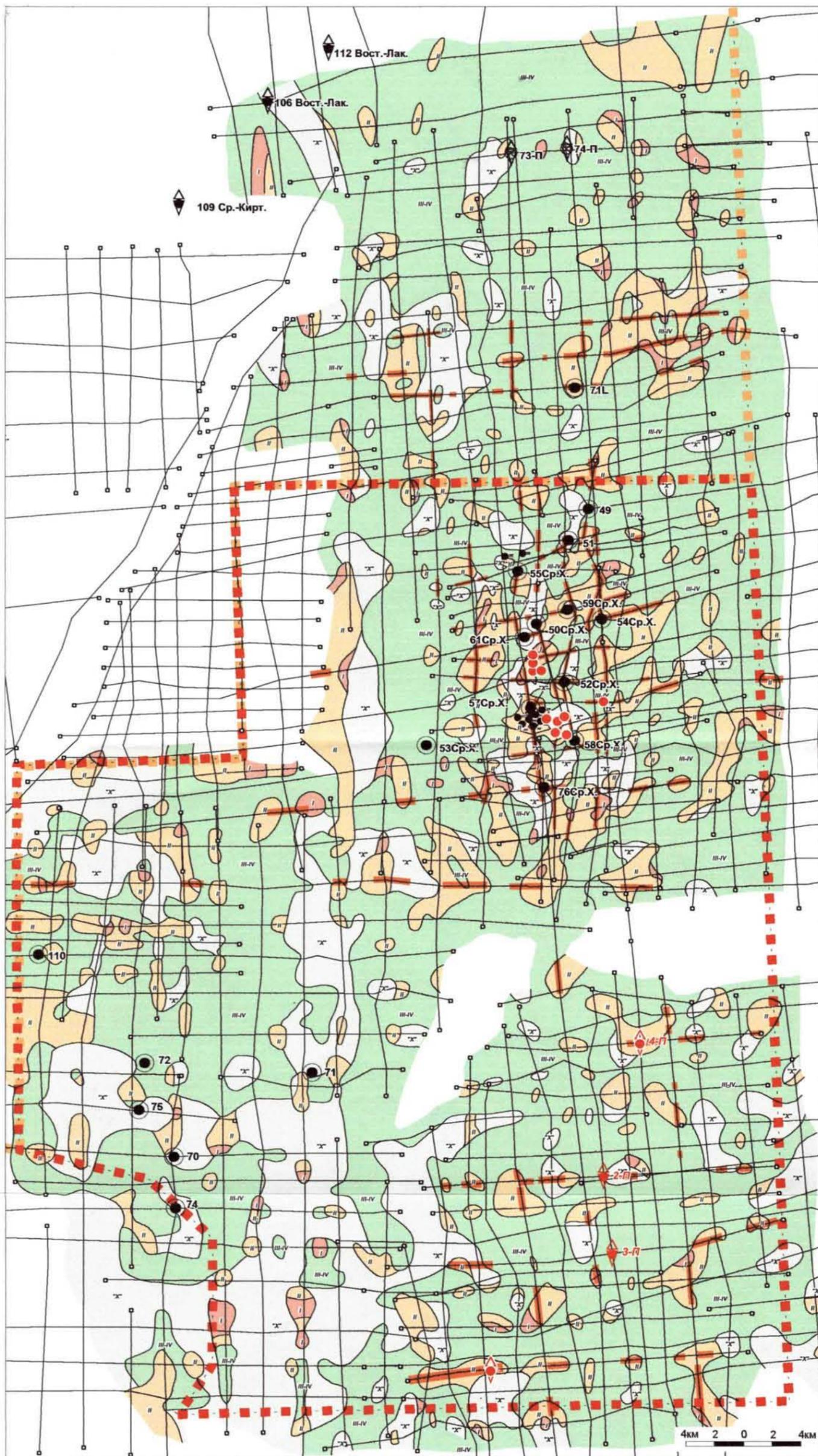


Рис. 56. Сахалинский лицензионный участок. Разрез ПАЖ по профилю 9,10,82/97-98/22



- Условные обозначения**  
 Зоны распространения типов разреза по данным СВАН
- I типа
  - II типа
  - III-IV типа неперспективный тип
  - "X" неопределенного типа
  - границы зон
  - 54Ср.Х. номер разведочной скважины
  - линии сейсмических профилей
  - участки пониженной жесткости на разрезах ПАЖ
  - 704 проектные эксплуатационные скважины в соответствии с техсхемой
  - 1-П рекомендуемые скважины на неомские отложения
  - границы Лонгьюганского лицензионного участка
  - границы Средне-Хулымского лицензионного участка

Рис.57 Карта типов разреза баженовской свиты по данным СВАН

Все это, несомненно, подтверждает, что существует высокая вероятность того, что при испытании скважины в открытом стволе с щелевыми фильтрами дебиты нефти могли бы быть в десятки раз выше.

Автором проведены исследования для южной части Надымской мегавпадины, где на основе изложенного подхода, с привлечением скважин северного обрамления Большого Салыма в качестве эталонных, построена карта перспектив баженовской свиты (рис.57). При этом уже решен вопрос о подтверждении достоверности полученной карты в процессе эксплуатационного бурения на Средне-Хулымском месторождении. Таким образом, дан старт изучению баженовской свиты в Надымской мегавпадине.

\* \* \*

#### ВЫВОДЫ по главе:

1. Предложены три направления геологоразведочных работ в Надымской мегавпадине: поиск и разведка залежей в ундаформной и фондоформной зонах неокомского комплекса и в баженовской свите.

2. Для успешности реализации двух неокомских направлений необходимо применение специальных методов, таких как прогноз типов геологического разреза в межскважинном пространстве по сейсмическим данным и построение структурных карт методом взаимных точек.

3. Важнейшим условием для прогноза трещинных коллекторов в баженовской свите Надымской мегавпадины является создание системы положительных сейсмических эталонов. Однако на первом этапе возможен прогноз коллекторов в баженовской свите в пределах Надымской мегавпадины по данным спектрально-временного анализа (в разных модификациях) с использованием «салымских» эталонов и построений псевдоакустических разрезов. Для адекватной оценки нефтяного потенциала баженовской свиты необходимо проводить испытания в открытом стволе с использованием щелевого фильтра.

## **Заключение**

В процессе работы получены следующие основные результаты:

1. Разработана единая геологическая модель клиноформных отложений неокомского комплекса Надымской мегавпадины. Она включает в себя клиноформы западного падения, терминальную зону и клиноформы восточного падения.
2. Предложены технологии поиска и разведки нефтяных залежей, как в отложениях неокомского комплекса, так и в отложениях баженовской свиты верхней юры.
3. Построены карты перспективных участков для открытия новых залежей и месторождений нефти в отложениях неокомского комплекса и баженовской свиты.
4. Предложены три главных направления геологоразведочных работ в Надымской мегавпадине.

## **Защищаемые положения**

1. Сочетание трех высокоперспективных направлений геологоразведочных работ в Надымской мегавпадине, ориентированных на поиск и разведку залежей в ундаформных отложениях клиноформного комплекса, в фондоформных (ачимовских) отложениях этого же комплекса и в отложениях баженовской свиты, позволит открыть новые месторождения нефти.

2. Восточная часть Надымской мегавпадины перспективна по всему этажу от средней юры до меловых отложений, в то время как западная часть мегавпадины потенциально нефтеперспективна только по баженовской свите верхней юры.

3. Успешный прогноз перспективных участков могут обеспечить следующие принципы и методы моделирования природных резервуаров в пределах Надымской мегавпадины:

-структурные построения только на основе комбинирования данных бурения и интерпретации данных сейсморазведки по методу взаимных точек, так как на территории исследований широко развита зона неоднородности верхней части разреза;

-прогноз типов разреза с использованием спектрально-временного анализа (СВАН), факторного анализа спектрально-временных параметров и параметров частотного спектра (ФА СВЦ, ФА ПАРС).

## **Основные положения диссертации изложены в следующих опубликованных работах**

1. Построение стратиграфической модели клиноформы на основе корреляции по данным сейсморазведки и ГИС//Разведка и охрана недр. - 2002. - №10 – С.29-31.
2. Перспективы нефтепоисковых работ в Надымской мегавпадине//Геология нефти и газа – 2005. - №4 – С.64-70.

3. Перспективы развития геолого-разведочных работ в Надымской мегавпадине. Второе дыхание// Материалы седьмой международной конференции «Новые идеи в геологии нефти и газа» - М.: МГУ. - 2005 - С.419-421 (соавтор: В.С.Славкин).

4. Некоторые сейсмогеологические примеры геометризации залежей нефти в ачимовских отложениях Западной Сибири // Материалы седьмой международной конференции "Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа" памяти Б.А.Соколова и В.В.Семеновича. - М.: МГУ.- 2004. - С. 401-402 (соавторы: А.А.Поляков, Е.Б.Беспалова).

5. Геолого-геофизический прогноз нефтеносности неокомских отложений Сахалинского лицензионного участка (Западная Сибирь) // Геология нефти и газа. – 2004. - №2. – С.16-26 (соавторы: И.М. Кос, А.А. Поляков, Е.Б.Беспалова).

6. Геолого-геофизический прогноз песчаных тел в неокомских клиноформных отложениях Западной Сибири//Тезисы докладов научно-практической конференции "Инновационные технологии в области поисков, разведки и детального изучения месторождений нефти и газа" – М.: ЦГЭ. - 2002 - С.51 (соавторы: А.А.Поляков, Т.А. Рябцева, М.С.Ворошилова, А.В.Гончаров).

7. Способ геофизической разведки для определения нефтегазопродуктивных типов геологического разреза переменной толщины//Патент на изобретение №2205434 (соавторы: Е.А.Давыдова, М.А.Самаркин, В.С.Славкин, Е.А.Копилевич, А.А.Поляков)

## Список литературы

1. 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
2. Pinous O.V., Y.N. Karogodin, 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
3. 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, 5<sup>th</sup> Conference and Technical Exhibition, Stavanger, Norway, 7-11 June, 1993, p.514
4. А.В.Рыльков, Г.Ф.Григорьева Распределение органического вещества в битуминозных отложениях баженовского горизонта Западной Сибири в условиях компенсированного осадконакопления // Сборник научных трудов «Строение и нефтегазоносность баженитов Западной Сибири». - Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1985. – С. 73.
5. 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
6. Аплонov С.В. Геодинамика раннемезозойского Обского палеоокеана. – М.: Ин-т океанологии АН СССР, 1987.
7. Баженовская свита: геологическая история и нефтеносность/В.Ф.Никонова, В.А.Ревнивых, И.М.Кос и др.- Материалы III научно-практической конференции “Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО”. - Ханты-Мансийск, 2000.
8. Беспалова Е.Б. Критерии прогноза коллекторов в кромкошельфовой зоне неокомского клиноформного комплекса на примере Сахалинского месторождения Западной Сибири // Материалы седьмой международной конференции "Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа" памяти Б.А.Соколова и В.В.Семеновича. - М.: МГУ. - 2004. - С.80-82
9. 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.
10. Беспалова Е.Б. Тектоно-седиментационные поднятия в неокомском клиноформном комплексе Западной Сибири – значительный резерв прироста запасов // Материалы пятой международной конференции "Новые идеи в геологии". – М.: МГУ. – 2001. – С.56.
11. 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
12. Брехунцов А.М., Бородкин В.Н., Дещеня Н.П., Ильин Ю.М. Строение залежей углеводородов основных продуктивных пластов ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны и методика их разведки// ОАО «ВНИИОЭНГ». Сер. «Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений». – 1999. - №5. - С.16-23.

13. Геологические основы и новые технологии прогнозирования залежей и оценки запасов нефти в отложениях баженовской свиты / А.Я. Фурсов, Е.В. Постников, А.В. Постников, Ю.В. Ляпунов // Материалы III научно-практической конференции "Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО". - Ханты-Мансийск, 2000.
14. 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.
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. Формирование и геологическое строение неокомских отложений Среднего Приобья по данным сейсморазведки // Геофизика. - Спец.выпуск к 50-летию "Хантымансийскгеофизики" 2001. - С.54-58.
18. Нестеров И.И. Нефтегазоносность глинистых битуминозных пород. Сборник научных трудов «Строение и нефтегазоносность баженигов Западной Сибири». - Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1985. - С. 3.
19. Ушатинский И.Н., Харин В.С. Типы и состав пород баженовской свиты. Сборник научных трудов «Строение и нефтегазоносность баженигов Западной Сибири». - Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1985. - С. 54.
20. История формирования Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна / В.С. Сурков, Л.В. Смирнов, Ф.Г. Гурарн, А.М. Казаков, В.П. Девятков // Геология и нефтегазоносность Надым-Пур-Тазовского междуречья - Тр. ЗапСибНИГНИ.- Тюмень-Тарко-Сале, 1995.
21. 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.
22. 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.
23. Клубова Т.Т., Халимов Э.М.. Нефтеносность отложений баженовской свиты Салымского месторождения. - М., 1995.
24. 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.
25. Копилевич Е.А., Давыдова Е.А., Славкин В.С., Мушин И.А., Таратын Э.А., Шик Н.С., «Способ типизации и корреляции нефтегазопродуктивных горных пород по скважинным спектрально-временным параметрам». Патент на изобретение № 2201606.

26. Корнев В.А. Прогнозирование объектов для поисков залежей углеводородного сырья по сейсмогеологическим данным (на примере осадочного чехла Западной Сибири). – Тюмень, 2000.-374с.
27. Кунин Н.Я., Иогансон Л.И. Геофизическая характеристика и строение земной коры Западной Сибири. – М.: ИФЗ АН СССР, 1984
28. Лисицын А.П. Лавинная седиментация и перерывы в осадконакоплении в морях и океанах. - М.: Наука, 1988. - 309 с.
29. Милановский Е.Е. Геология СССР. Ч.2. – М.: Изд-во МГУ, 1989. – 271 с.
30. Наумов А.Л. К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского раннемелового бассейна // Геология и геофизика. – 1977. - №10. – С.38-47.
31. Наумов А.Л., Онищук Т.М., Бишигток 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.
32. Невинный А.В., Урупов А.К. Определение пластовых скоростей в средах с криволинейными границами. Прикладная геофизика, вып. 83. М.: Недра.- 1976. С.3-21.
33. 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.
34. Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири/Нестеров И.И., Ушатинский И.Н., Мальных А.Я. и др.-М.: Недра, 1987.
35. Нефтяные и газовые месторождения СССР. Справочник. Под редакцией С.П.Максимова.- М.: Недра, 1987.
36. Основные проблемы стратиграфии мезозойских нефтегазоносных отложений Западной Сибири / В.С.Бочкарёв, А.М.Брехунцов, Н.П.Дешня и др. // Геология нефти и газа. – 2000. - №1. – С.2-13.
37. 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.
38. Оценка нефтегенерационного потенциала и перспектив нефтеносности баженовской свиты в западной части территории деятельности ОАО “Сургутнефтегаз”/Н.В. Лопатин, Т.П. Емец, О.И. Симоненкова, Ю.И. Галушкин.- М., 1998.
39. Пески и песчаники//Ф.Петтиджон, П.Поттер, Р.Сивер. М.: «Мир», -1976-536с.
40. Плуман И.И. Ураноносность черных битуминозных аргиллитов верхней юры Западно-Сибирской плиты. Геохимия, № 11, 1971.
41. 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.
42. Прогноз коллекторов в баженовской свите “классического типа” по данным интегрированной интерпретации материалов сейсморазведки и бурения/ В.С.Славкин,

- Н.С.Шик, И.А.Никольшин, Е.А.Давыдова, Н.Ю.Холмянская, И.М.Кос.//Геология нефти и газа.-2003. - №3.-С31-36.
43. Региональная геология нефтегазоносных территорий СССР / Г.А.Габриэлянц, Г.Х. Дикенштейн, И.Н. Капустин и др. - М.: Недра, 1991. – 283 с.
  44. 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.
  45. Решения V Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991.
  46. 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.
  47. Северное Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неокома (системно-литмологический подход) / Ю.Н.Карогодин, В.А.Казаненков, С.А.Рыльков, С.В.Ершов. – Новосибирск: СО РАН, филиал «Гео», 2000. – 200с.
  48. Седиментация в раннемеловом бассейне Западной Сибири и её влияние на нефтегазоносность / С.В. Ершов, К.В. Зверев, В.А. Казаненков, Ю.Н. Карогодин // Геология и геофизика. – 2001. – №11-12. – С.1908-1917.
  49. 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, 1982.
  50. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири / О.М. Мкртчян, Л.Я. Трусков, Н.М. Белкин, В.А. Дегтев. – М.: Наука, 1987. – 126 с.
  51. Сейсмогеологическое изучение клиноформных отложений Среднего Приобья/ О.М.Мкртчян, И.Л.Гребнева, В.П.Игошкин и др.,-М.:Наука, 1990.
  52. 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.
  53. Славкин В.С. Геолого-геофизическое изучение нефтеносных продуктивных отложений: Учебное пособие. – М.: МГУ, 1999.
  54. Славкин В.С., Копилевич Е.А. Моделирование природных резервуаров нефти и газа на основе структурно-литологической интерпретации данных сейсморазведки и бурения.-М.: ВНИИОЭНГ, 1995.
  55. 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.
  56. 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.
  57. Соседков В.С. Картины отражений, характерные для присклоновых фаций нижнемелового разреза Восточно-Уренгойской зоны // Геология нефти и газа. – 1995. - №8. – С.31-34.
  58. Филина С.И., Корж М.В., Зонн М.С. Палеогеография и нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. – М.: Наука, 1984.

59. Хюберт М.К., Виллис З.Г. Важнейшие трещинные коллекторы США. Материалы IV нефтяного конгресса.- М.: Гостоптехиздат, 1956.

Фондовая

60. Комплексное лабораторное исследование керна скважины № 55 Средне-Хулымского месторождения. Отчет ЗАО «Сибкор». - Тюмень, 2002.
61. Подсчёт запасов нефти и растворённого газа Сандибинского месторождения Надымского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области по состоянию на 1.01.1998г. – Тюмень, 1998.
62. Славкин В.С. (научный руководитель). Актуализация геологической модели и оценка ресурсной базы Хулымско-Лонгьюганской зоны нефтенакпления на основе обработки и интегрированной интерпретации всей совокупности геолого-геофизических данных. Отчет по договору № 17-02/344-раз. Этап I. - М.: ЗАО «МиМГО», 2003.
63. Славкин В.С. (научный руководитель). Создание моделей геологического строения клиноформных природных резервуаров Средне-Хулымского лицензионного участка на основе оптимизированной обработки и интегрированной интерпретации геолого-геофизических данных. Отчет по договору № 403. - М.: ООО «ВНИГНИ-2», 2000.
64. 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
65. 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.
66. Славкин В.С. (Отв. исполнитель). Разработать технологию построения геологических моделей залежей нефти и газа при подготовке сложных объектов лицензирования, М.: ВНИГНИ, 1997-1998.
67. Славкин В.С. (Отв.исполнитель). Отчет по договору № Д-54-01. Создание модели геологического строения клиноформного макрообъекта Сахалинского лицензионного участка на основе переработки и интегрированной структурно-литологической интерпретации данных сейсморазведки и бурения.-М.: ЗАО «МиМГО», 2002.
68. Создание моделей геологического строения клиноформных природных резервуаров восточной части Лонгьюганского участка на основе оптимизированной обработки и интегрированной интерпретации геолого-геофизических данных. - М.: ЗАО «МиМГО», 2001-2002.
69. 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.
70. 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.