

61:06-4/99

ОАО «СИБИРСКИЙ НАУЧНО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР» И  
ОАО «СИБИРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТЯНОЙ  
ПРОМЫШЛЕННОСТИ»

На правах рукописи

Храмцова Алена Валерьевна

ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И  
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ  
ВОСТОЧНО-УРЕНГОЙСКОЙ ЗОНЫ

25.00.12 – Геология, поиски и разведка горючих ископаемых

Диссертация на соискание ученой степени кандидата  
геолого-минералогических наук

Научный руководитель: д.г.-м.н, профессор Мясникова Г.П.



Тюмень 2006

## Содержание

	Стр.
Введение	
1 Краткое геологическое строение Восточно-Уренгойской зоны.....	7
1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика титон-валанжинских отложений, индексация пластов нижней части неокома.....	7
1.2 Тектоника.....	13
2 Литологическое строение ачимовской толщи.....	23
2.1 Вещественный состав пород ачимовской толщи.....	23
2.2 Терригенно-минералогические ассоциации ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны.....	28
2.3 Гранулометрический состав пород ачимовской толщи.....	58
2.4 Условия накопления ачимовской толщи.....	73
3 Породы-коллекторы ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны.....	88
3.1 Структура порового пространства, вторичные процессы и тип коллекторов в породах ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны.....	88
3.2 Коллекторы нефти и газа в ачимовской толще .....	105
4 Аномально высокие пластовые давления, температура, их влияние на фазовый состав УВ и коллекторские свойства пород в ачимовских отложениях Восточно-Уренгойской зоны.....	139
5 Нефтегазоносность и рекомендации по направлению поисково-разведочных работ в ачимовской толще Восточно-Уренгойской зоны.....	156
Заключение	
Список использованных источников .....	181

## Введение

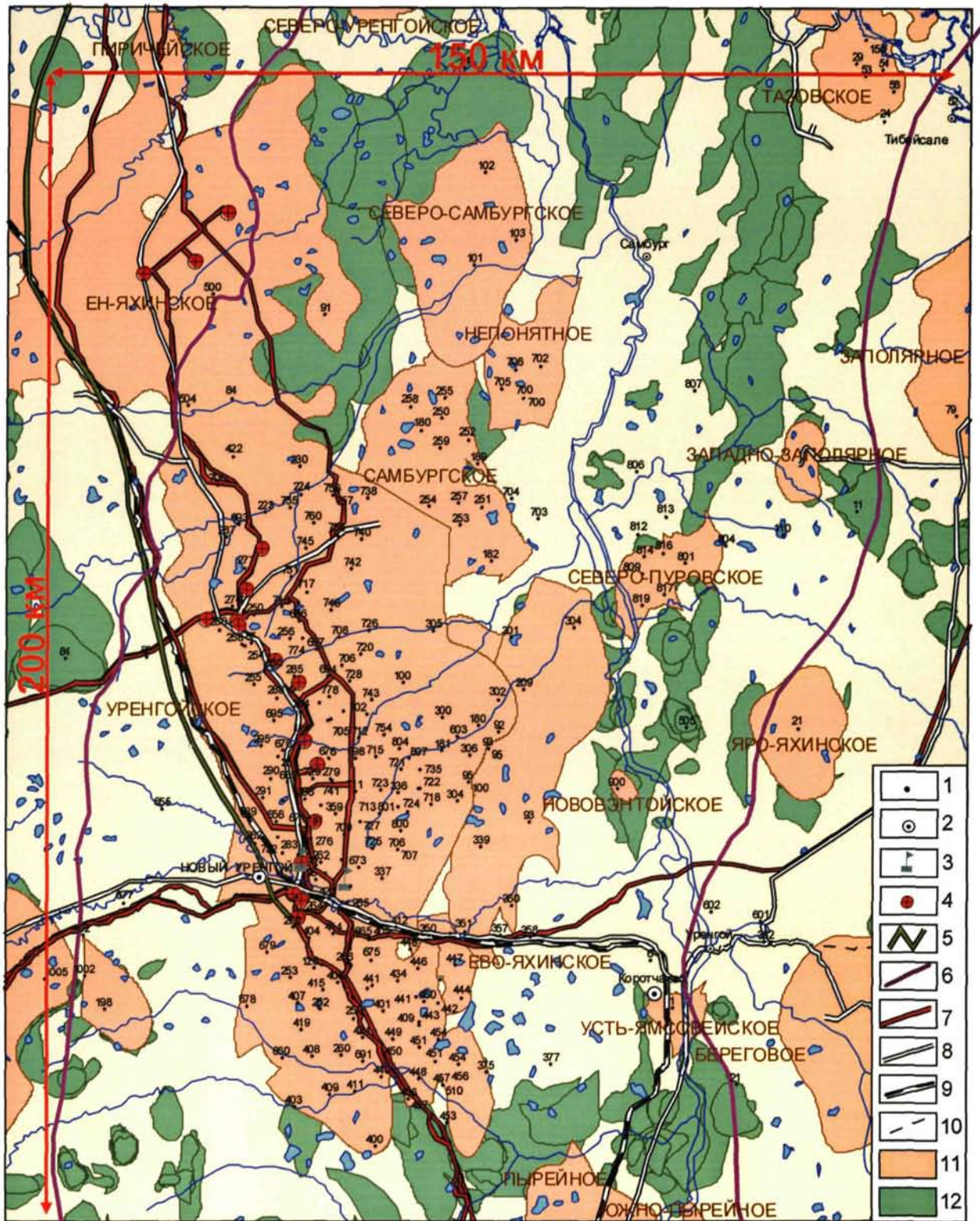
**Актуальность проблемы.** Ачимовский нефтегазоносный комплекс в Надым-Пурской нефтегазоносной области Западной Сибири в настоящее время является главным и наиболее сложным объектом поисково-разведочных работ и разработки. На сегодня много работ опубликовано по корреляции разрезов ачимовской толщи с учетом материалов сейсморазведки, по её геологическому строению, но недостаточно изучены литологические и коллекторские свойства пород. Этим вопросам посвящена данная работа. Прогнозирование пород-коллекторов и выявление перспективных зон нефтегазонакопления в ачимовских отложениях невозможно без изучения их условий формирования и литологических закономерностей строения. Наибольший объем информации о литологических особенностях пород-коллекторов дают лабораторные исследования керн: минералогические и гранулометрические, текстурный анализ, изучение коллекторских свойств пород, структуры порового пространства и др., которые позволяют выявить закономерности строения продуктивной ачимовской толщи. В связи с этим выполненные исследования являются актуальными.

**Объект исследований:** ачимовская толща Восточно-Уренгойской зоны Западной Сибири, которая протягивается с севера на юг от Северо-Уренгойского до Западно-Таркосалинского месторождения на расстояние 200 км и имеет ширину 100-120 км от Северо-Уренгойского до Тазовского месторождения - на севере и от Юбилейного до Усть-Ямсовейского месторождения - на юге (рисунок 1).

**Цель работы:** на базе изучения литологических особенностей строения ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны установить закономерности строения коллекторов, вмещающих залежи, и разработать рекомендации по оптимизации поисково-разведочных работ на нефть и газ.

### Основные задачи исследований:

1. Анализ вещественного состава пород ачимовских отложений (породообразующих, акцессорных и глинистых минералов, состава цемента).
2. Построение карт суммарных и эффективных толщин, пористости и проницаемости, минералогических и гранулометрических коэффициентов, терригенно-минералогических ассоциаций, фазового состава УВ, АВПД и температур.
3. Выявление связей минералогического, гранулометрического состава, эффективных и суммарных толщин песчаников, структурного плана с коллекторскими свойствами пород.
4. Изучение постседиментационных процессов и структуры порового пространства, влияющих на коллекторские свойства пород.
5. Реконструкция условий седиментации отложений ачимовской толщи.
6. Установление влияния термодинамических условий на фазовый состав УВ сырья и коллекторские свойства пород.
7. Анализ нефтегазоносности ачимовских отложений Восточно-Уренгойской зоны и рекомендации по оптимизации поисково-разведочных работ. Выделение перспективных объектов.



Масштаб 1:1 000 000

Рисунок 1 - Обзорная карта района работ:

1 – номер скважины; 2 - населенные пункты; 3 – заводы; 4 - компрессорные станции; 5 – конденсатопроводы; 6 - восточная и западная граница района работ; 7 - газопроводы; 8 – дороги с покрытием; 9 - железная дорога; 10 - зимники; 11 – месторождения УВ сырья; 12 – ресурсы категории С3+Д1л

**Личный вклад:** автором собран и систематизирован аналитический материал по литологии и нефтегазоносности, выявлены основные закономерности строения и вещественного состава пород ачимовской толщи, рекомендованы перспективные объекты.

**Научная новизна и защищаемые положения** диссертации заключаются в следующем:

1. *Установлены* следующие закономерности литологического строения отложений ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны:
  - по породообразующим минералам ачимовские отложения, независимо от возраста, - аркозовые; выделяются собственно аркозы и граувакковые аркозы;
  - бедный состав аксессуарных минералов (преобладают апатит, гранат, циркон);
  - по аксессуарным минералам ачимовская толща отличается от синхронных шельфовых пластов;
  - в глинистом цементе обломочных пород преобладают хлорит и гидрослюда;
  - характерна, преимущественно, хорошая и средняя сортировка зерен.
  - выявлен волновой характер, ритмичность процессов седиментации ачимовских отложений по разрезу и в плане.
2. Показано влияние на коллекторские свойства пород-коллекторов ачимовских отложений аномально-высоких давлений (улучшение их за счет разуплотнения, трещиноватости, процессов растворения и выщелачивания), содержания и типа цемента, структуры порового пространства, карбонатности, остаточной водонасыщенности, плотности пород, вторичных процессов, гранулометрических параметров, суммарных мощностей песчаников.
3. Установлено изменение фазового состояние УВ сырья в залежах по мере увеличения глубин и термодинамических параметров. По направлению с юга на север увеличивается доля нефти.

**Практическая значимость** полученных результатов в диссертации заключается в том, что они позволяют оптимизировать поисково-разведочные работы. Автор рекомендует перспективные участки для поиска нефти и газа.

**Фактический материал.** Работа основана на обширном фактическом материале, включающем: физические свойства пород – 3924 обр.; петрографическое описание шлифов – 310 обр.; гранулометрический состав пород – 300 обр.; минералогический состав пород: тяжелая фракция – более 290 обр., легкая фракция – 542 обр.; рентгеноструктурный анализ глинистой фракций - 195 обр.; описание керна; фотографии текстур и шлифов – более 327 шт. Лабораторные анализы керна выполнены в Тюменской Центральной Лаборатории (ТЦЛ). Коллекция шлифов и керна предоставлена Топычановым Б.В., Бородкиным В.Н., Исаевым Г.Д., Шиманским В.В.

В работе использован каталог стратиграфических разбивок, каротажные диаграммы, банки данных ОАО «СибНАЦ» по испытаниям скважин, свойствам пластовых флюидов.

**Апробация работы и публикации.** Результаты исследований и основные положения диссертационной работы докладывались на научно-практических конференциях «Проблемы развития нефтяной промышленности» (г. Тюмень, 2001, 2002, 2003 гг.); III-й Всероссийской научно-технической конференции «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна» (г. Тюмень, 2004г.), VI-ой Международной научно-практической конференции «Геомодель» (г. Геленджик, 2004г); «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала территории Тюменской области» (г. Тюмень, 2005г).

Автором опубликовано 14 работ в научно-технических журналах «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений», «Горные ведомости», в материалах научно-практических конференций. Результаты выполненных исследований изложены в четырех производственных отчетах.

**Объем и структура работы.** Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения и списка литературы. Работа изложена на 194 страницах, включающих 105 рисунков, 9 таблиц, список использованных источников насчитывает 140 наименований.

**Благодарности.** Автор выражает искреннюю признательность научному руководителю - доктору геолого-минералогических наук, профессору Г.П. Мясниковой, коллегам по работе и специалистам, консультирующим по разным вопросам, рассматриваемым в работе: Брехунцову А.М., Бородкину В.Н., Бочкареву В.С., Бардановой В.А., Дещене Н.П., Звереву К.В., Зубкову М.Ю., Исаеву Г.Д., Кислухину В.И., Кропотовой Е.П., Лашневой З.В., Максимову Е.М., Нестерову И.И., Нестерову И.И. (мл.), Питкевичу В.Т., Романову Е.А., Рубцовой Н.М., Столбовой Н.Ф., Шиманскому В.В. Автор весьма благодарен Топычканову Б.В. и Майорову В.В., предоставившим аналитический материал.

# 1 Краткое геологическое строение Восточно-Уренгойской зоны

## 1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика титон - валанжинских отложений, индексация клиноформ нижней части неокома

Ачимовская толща осложняет берриас-валанжинские отложения и залегает на титон-берриасских отложениях.

Согласно схеме районирования неокомских отложений Западной Сибири [85] Восточно-Уренгойская зона относится к Уренгойскому подрайону и частично к Тазовскому району (рисунок 1.1).

Схема корреляции местных стратиграфических подразделений титон-берриасских отложений приводится на рисунке 1.2.

### Верхнеюрский отдел. Титон-берриасский ярус

В Уренгойском подрайоне **баженовская свита** залегает на глубинах 3538-4024 м. Представлена аргиллитами битуминозными, темно-серыми до черных, с коричневатым оттенком, плитчатыми, слюдистыми. Для отложений свиты характерны остатки фауны пелеципод, аммонитов, мелкозернистый пирит.

Свита хорошо выделяется на диаграммах РК повышенной радиоактивностью и на диаграммах электрокаротажа высокими значениями кажущегося сопротивления.

Толщина свиты 30-78 м.

Для битуминозных отложений севера Западной Сибири характерна повышенная концентрация органического вещества в кровельной части. По мере приближения к восточной кромке своего распространения низы баженовской свиты замещаются небитуминозными отложениями, что подтверждено палеонтологически на Геологической площади.

К кровле свиты приурочен региональный опорный отражающий сейсмический горизонт «Б».

Аналогами баженовской свиты в Тазовском районе являются яновстанская и марьяновская.

**Яновстанская свита** представлена глинами аргиллитоподобными темно-серыми, почти черными, зеленовато-черными с пачками и прослоями алевролитов темно-серых, зеленовато-серых. Породы содержат разнообразную фауну, включения пирита, пиритизированные растительные остатки; отмечены ходы илоедов.

**Марьяновская свита** представлена аргиллитами темно-серыми, в различной степени алевритистыми, нередко известковистыми [101].

### Нижнемеловой отдел. Берриас-валанжинский ярус

В Уренгойском районе выделяется сортымская свита, в Тазовском - заполярная и мегионская.

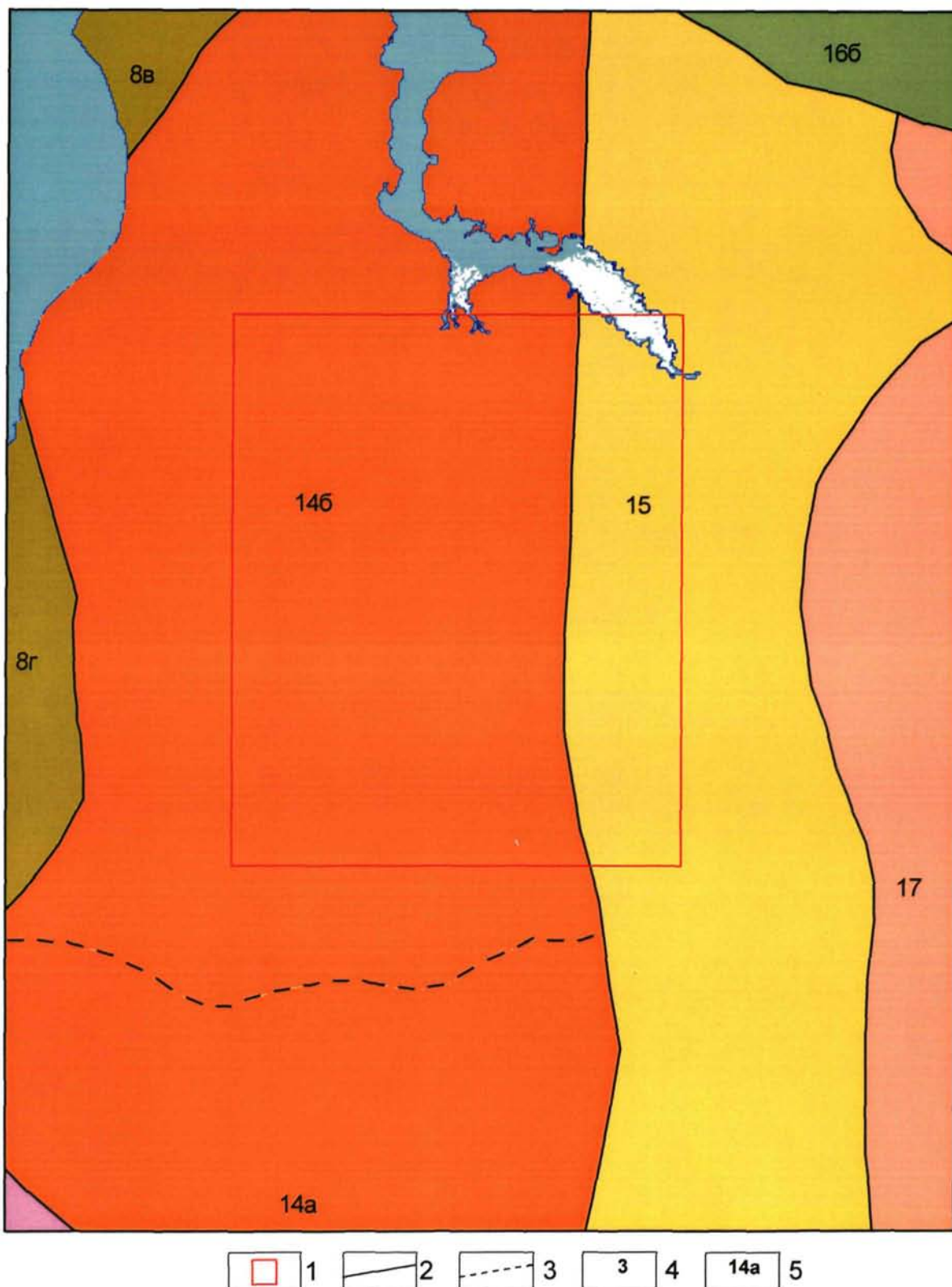


Рисунок 1.1 - Схема районирования неокомских отложений центральной и северной части Западно-Сибирской равнины (Решение..., 1991г.):

1 – район исследований; 2 – граница районов; 3 - граница подрайонов; 4 – район; 5 – подрайон. Районы и подрайоны: 8 – Полуйский-Ямальский; 14а – Пурпейский; 14б – Уренгойский; 15 – Тазовский; 16б – Малохетский; 17 – Туруханский.



Отдел	Ярус	Подъярус	Зоны по аммонитов	Уренгойский (146)		Тазовский (15)			
				Тангаловская свита	Сортымская свита	Заполярная свита	Мегионская свита		
НИЖНИЙ МЕЛ	Валанжин	Верхний	Dichotomites sp.	Пачка 2 8-15 м	Тангаловская свита Нижняя	Заполярная свита	5-10 м		
			P.ramulosus					Пачка 1 БУ <sub>8</sub> -БУ <sub>9</sub>	BT <sub>5</sub> -BT <sub>6</sub>
		Нижний	P.canadensis	Пачка 5 30-40 м до 500 м			Сортымская свита	Мегионская свита	BT <sub>7</sub> 40-50 м
			P.mishalskii						
			T.syzranicus						
			T.insolutus						
	Берриас	Верхний	Tollia spp.	Толща 4 БУ <sub>10-18</sub>	Толща 3 БУ <sub>19</sub> -БУ <sub>21</sub> до 700 м	Толща 2 <b>Ачим</b> до 190 м	BT <sub>10</sub> -BT <sub>16</sub>		
			B.Meseznicowi						
			S.analogus						
		Нижний	Shulginites spp.	H. Kochi	Толща 1 7-30 м	Баженовская свита	Яновская свита	390-450 м	
				sibiricus, maynci					
									Марьяновская свита

Рисунок 1.2 - Схема корреляции местных стратиграфических подразделений титон-валанжинских отложений Восточно-Уренгойской зоны (Решение ..., 1991г)

Строение сортымской, заполярной и мегионской свит в исследуемом районе представлено на рисунке 1.3.

**Сортымская свита** залегает на битуминозных аргиллитах баженовской свиты. Над сортымскими образованиями в Уренгойском районе залегает тангаловская свита.

В основании сортымской свиты выделяется подачимовская толща, представленная глинами аргиллитоподобными, темно-серыми, тонкослоистыми, слабобитуминозными, и ачимовская толща, представленная неравномерным часто линзовидным переслаиванием песчаников, алевролитов и глинистых пород.

Строение ачимовской толщи крайне неоднородное. Песчаники ачимовских пластов сероцветные, преимущественно мелкозернистые, алевролиты крупнозернистые, аркозового состава, средне- и крепкоцементированные глинистым и карбонатно-глинистым цементом, часто известковистые, однородные и слоистые. Слоистость обусловлена глинистым и углистым материалом.

Аргиллиты темно-серые, слюдястые, крепкие, массивные, тонкогоризонтальнослоистые за счет прослоек алевролитового материала.

Для всех разновидностей пород (проницаемых, слабопроницаемых, непроницаемых), слагающих ачимовскую толщу, характерно наличие довольно многочисленных полых трещин, реже залеченных кальцитом, иногда секущих друг друга.

Толщина ачимовских отложений варьирует от 80 до 118 м.

Уренгойский подрайон (14б)		Тазовский район (15)	
СОРТЫМСКАЯ СВИТА	Пачка 5 (чеускинская) Глины аргиллитоподобные, серые, темно-серые, тонкоотмученные и алевроитовые, с единичными прослоями песчаников. Обугленный растительный детрит. КФ: <i>Gibrostomoides sinuosus</i> - <i>C.infracretaceous</i> . 30-40 м	ЗАПОЛЯРНАЯ СВИТА	Песчаники серые, в средней части каолинизированные, чередующиеся в сложном сочетании с подчиненными в основании слабо биотурбированными. Характерен обугленный растительный детрит, отпечатки растений, обломки древесины, корневидные растительные остатки. СПК 11(9). Пласты БТ <sub>0</sub> -БТ <sub>8</sub> .  до 400-460 м
	ТОЛЩА 4. Песчаники серые с прослоями глин аргиллитоподобных, серых темно-серых, тонкоотмученных и алевроитовых, разнообразно слоистостых. Характерен обугленный растительный аттрит, скопление криноидей. Фауна: <i>Temnoptychites</i> sp.(cf. <i>T.hoplitoides</i> (Nik)), <i>Temnoptychites</i> ( <i>Costamenjaites</i> ) sp., <i>Costamenjaites</i> sp. Indet. КФ: <i>C Trochammina sibirica</i> - <i>Trochammina gyroidiniformis</i> . Пласты БУ <sub>10</sub> -БУ <sub>18</sub>		
	ТОЛЩА 3. Глины аргиллитоподобные, серые, темно-серые, тонкоотмученные и алевроитовые, с разнообразными типами слоистости, с линзообразными прослоями песчаников. Обилен обугленный растительный детрит. На востоке в низах - песчаники пластов БУ <sub>20</sub> -БУ <sub>21</sub> . Фауна: <i>Menjaites</i> sp. КФ: <i>C Trochammina sibirica</i> - <i>Trochammina gyroidiniformis</i> . Соотношение пластов Сургутского, Пурпейского и Уренгойского районов: БС <sub>10</sub> -БП <sub>7</sub> -БУ <sub>10</sub> .		
	ТОЛЩА 2 (ачимовская) до 700 м Песчаники серые, часто известковистые, с прослоями аргиллитоподобных глин. Фауна: ? <i>Euryptychites</i> ( <i>Propolyptychites</i> ) sp. Indet., <i>Astieriptychites</i> sp., <i>A. Cf. Astieriptychus</i> <i>Bodyl.</i> , <i>Siberites</i> sp. [ <i>aff. S. Rectangulatus</i> (Bog.)] до 190 м		
ТОЛЩА 1 (подачимовская). Глины аргиллитоподобные, темно-серые, с горизонтальной микрослоистостью, прослоями слабобитуминозные. Фауна: <i>Neotollia</i> <i>aff. Maimetschensis</i> <i>Schulgina</i> . 7-30 м	МЕГИОНСКАЯ СВИТА	Глины аргиллитоподобные, серые, темно-серые, с прослоями песчаников. Фауна: <i>Buchia keyserlingi</i> (Tr.). КФ: <i>Cribrostomoides sinuosus</i> - <i>C.infracretaceous</i> . Пласты БТ <sub>8</sub> . 40-50м	
Глины аргиллитоподобные, серые и темно-серые, тонкоотмученные и алевроитовые, с горизонтальной и волнистой слоистостью, с пластами песчаников, относительно равномерно распределенных по всему разрезу. Характерен обугленный растительный аттрит, реже детрит, пиритизированные водоросли. Фауна: <i>Neotollia</i> <i>aff. maimetschensis</i> <i>Schulgina</i> , <i>Ammonites</i> <i>gen. et sp.indet.</i> , (? <i>cf. Neotollia maimetschensis</i> <i>Schulgina</i> ), <i>Buchia keyserlingi</i> (Tr.), <i>Buchia inflata</i> (Lah.), <i>Buchia</i> <i>ex gr. Volgensis-keyserlingi</i> . КФ: <i>Cribrostomoides sinuosus</i> - <i>C.infracretaceous</i> . СПК 1(9), 11(9). Пласты БТ <sub>10</sub> -БТ <sub>16</sub> .  390-450м			

Рисунок 1.3 - Строение сортымской, мегионской и заполярной свит в Уренгойском подрайоне и Тазовском районе (выкопировка из "Региональных стратиграфических схем мезозойских отложений Западно-Сибирской равнины, 1991г.")

Перекрываются ачимовские отложения мощной, преимущественно глинистой толщей, представленной глинами аргиллитоподобными серыми и темно-серыми, тонкоотмученными и алевритовыми с разнообразными типами слоистости, с линзообразными прослоями песчаников. Обилен обугленный растительный детрит.

Верхняя часть сортымской свиты постепенно опесчанивается, причем доля песчано-алевритовых пород увеличивается вверх по разрезу. В ее составе выделяются продуктивные пласты БУ<sub>10</sub>-БУ<sub>18</sub>. Нижние продуктивные пласты БУ<sub>18</sub>-БУ<sub>15</sub> имеют преимущественно линзовидный характер залегания, а верхние пласты от БУ<sub>14</sub> до БУ<sub>10</sub> выдержаны практически на всей рассматриваемой территории.

С верхними пластами БУ<sub>10</sub> и БУ<sub>11</sub> на Уренгойском месторождении связаны крупные скопления углеводородов. Кровля пласта БУ<sub>10</sub> однозначно проводится по подошве чеускинской пачки, которая служит хорошим выдержанным репером при корреляции разрезов скважин.

Чеускинская глинистая пачка завершает разрез сортымской свиты. Литологически она представлена глинами аргиллитоподобными темно-серыми, тонкоотмученными и алевритистыми с единичными прослоями песчаников, с обугленным растительным детритом. Толщина чеускинской пачки – 30-45 м.

**Заполярная свита** представлена песчаниками серыми, в средней части каолинизированными, с несколькими прослоями серых алевролитов и шоколадных глин (5-10 м), в основном слабо биотурбированных. Характерен обугленный растительный детрит, отпечатки растений, обломки древесины, корневидные остатки. Мощность свиты 400-600 м.

**Мегионская свита** представлена глинами аргиллитоподобными серыми и темно-серыми алевритовыми и тонкоотмученными с пластами песчаников серых. Характерен обугленный растительный детрит, пиритизированные водоросли. Мощность свиты 390-450 м.

### **Индексация клиноформ нижней части неокомского разреза**

Вопросами индексации резервуаров ачимовской толщи занимались многие исследователи: Глебочева Н.К., 1990 г; Карогадин Ю.Н. и др., 1995 г, 1997 г; Бородкин В.Н., Бочкарев В.С. и др., 1995 г; Бородкин В.Н., Брехунцов А.М., 1999 г; Нежданов А.А. и др., 2000 г; Мкртчян О.М., 2001 г и др.

Для районов Среднего Приобья рекомендовано пластам ачимовской толщи присваивать индексы синхронных им шельфовых пластов АчБС<sub>10</sub>, АчБС<sub>11</sub> и т.д. (Глебочева Н.К., 1990г; Карогадин Ю.Н. и др., 1995 г, 1997 г и т.д.).

Мкртчяном О.М. (2002 г) предложена индексация клиноформ, включающая индекс синхронного шельфового пласта и индекс пласта, как по балансу запасов. Например, БУ<sub>16</sub>Ач<sub>1-2</sub> и т.д.

Бородкиным В.Н. и др. [30] предлагается использовать индекс синхронного шельфового пласта и цифровой индекс, учитывающий возрастное скольжение клиноформ с востока на запад: БТ<sub>12-13</sub>Ач<sub>18</sub>, БУ<sub>21</sub>Ач<sub>17</sub> и т.д. В пределах Восточно-Уренгойской зоны закартировано по данным бурения и сейсмогеологической корреляции пять клиноформ, которые имеют субмеридиональное простирание, в плане перекрывают друг друга (рисунок 1.4). На основании подсчета запасов [138], проведенного ОАО «СибНАЦ» в 2003 г, в Восточно-Уренгойской зоне

выделено 15 продуктивных пластов ачимовской толщи: Ач<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ач<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ач<sub>1</sub><sup>4</sup>, Ач<sub>1</sub><sup>5</sup>, Ач<sub>2</sub>, Ач<sub>2</sub><sup>2</sup>, Ач<sub>3</sub><sup>0</sup>, Ач<sub>3-4</sub>, Ач<sub>3-4</sub><sup>1</sup>, Ач<sub>3-4</sub><sup>2</sup>, Ач<sub>5</sub><sup>1</sup>, Ач<sub>5</sub><sup>2-3</sup>, Ач<sub>6</sub><sup>01</sup>, Ач<sub>6</sub><sup>02</sup>, Ач<sub>6</sub>.

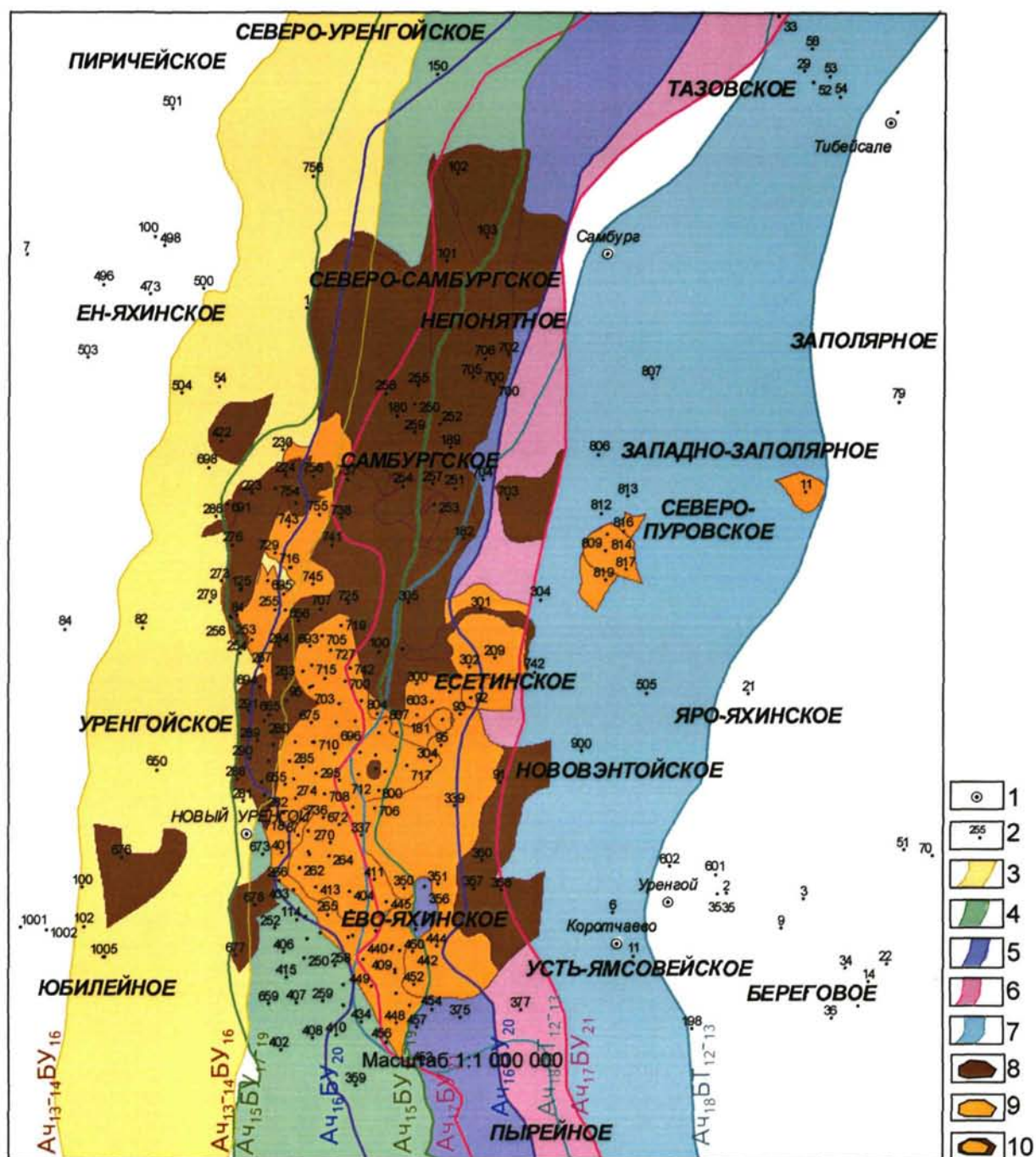


Рисунок 1.4 - Схема совмещенных контуров ачимовской толщи разных клиноформ по Восточно-Уренгойской зоне (Бородкин В.Н., Храмова А.В., 2004 г.):

1 – населенные пункты; 2 - номер скважины. Границы распространения ачимовской толщи в клиноформах: 2 – Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub>; 3 – Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub>; 4 – Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>; 5 – Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub>; 6 – Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub>

В таблице 1.1 приводится индексация ачимовской толщи в клиноформах по Бородкину В.Н. [30] и по балансу запасов [138].

Таблица 1.1 - Индексации ачимовской толщи в клиноформах Восточно-Уренгойской зоны

По Балансу запасов, 2003г.	Синхронный шельфовый пласт	По Бородкину В.Н.
Ач <sub>1</sub> , Ач <sub>1</sub> <sup>1-5</sup> , Ач <sub>2</sub> , Ач <sub>2</sub> <sup>2</sup>	БУ <sub>16</sub>	Ач <sub>13-14</sub> БУ <sub>16</sub>
Ач <sub>3</sub> <sup>0</sup> , Ач <sub>3-4</sub>	БУ <sub>17-19</sub>	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>
Ач <sub>3-4</sub> <sup>1</sup> , Ач <sub>3-4</sub> <sup>2</sup> , Ач <sub>5</sub> <sup>1</sup> , Ач <sub>5</sub> <sup>2-3</sup>	БУ <sub>20</sub>	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>
Ач <sub>6</sub> <sup>0</sup> , Ач <sub>6</sub> <sup>0-1</sup> , Ач <sub>6</sub> <sup>0-2</sup>	БУ <sub>21</sub>	Ач <sub>17</sub> БУ <sub>21</sub>
Ач <sub>6</sub>	БТ <sub>12-13</sub>	Ач <sub>18</sub> БТ <sub>12-13</sub>

## 1.2 Тектоника

Восточно-Уренгойская зона находится в Надым-Тазовской синеклизе, где основной структурой региона является Уренгойский мегавал, прилегающие к нему террасы и более удаленные от него прогибы или структурные заливы, переходящие на севере в Большехетскую мегавпадину.

На большей части территории по сейсмическим данным и глубоким скважинам выделяются два структурных этажа чехольных отложений и древний докембрийский фундамент, образуемый салаиридами и байкалидами (Бочкарев В.С., 1995 г.; Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П., 2003 г.).

На салаирском фундаменте залегает палеозойский чехол, он осложнен перм-триасовым рифтом в районе скв. СГ-6 Тюменской площади, а еще выше - мезозойско-кайнозойский чехол из триас-юрских и мел-палеогеновых отложений, перекрытых несогласно четвертичными образованиями.

**Фундамент.** Породы древнего фундамента в регионе скважинами не вскрыты, но восточнее – в Красноярском крае - они пройдены на Костровской и Ермаковской площадях. Докембрий повсеместно представлен филлитами и разнообразными метаморфическими сланцами. Их поверхность условно проводится по преломленным волнам вдоль границы IIIп. На запад эта поверхность погружается и в районе Тюменской скважины СГ-6 выделяется на глубине 9,5-10,5 км.

Породы фундамента герцинской (уральской, 250 млн. лет) консолидации вскрыты скважиной 414 Уренгойской на глубине 5288 м. Керном охарактеризованы в интервале 5385-5500 м и представлены трахибазальтами миндалекаменными серого и темно-серого цвета, иногда с зеленоватым оттенком. Миндалины выполнены хлоритом, реже - опалом, халцедоном, кальцитом. Породы трещиноватые, отмечены зеркала скольжения и отнесены по возрасту к верхнему палеозою.

## Мезозойско-кайнозойский чехол

Мезозойско-кайнозойский чехол располагается в диапазоне отражающих границ Iв-Iа; Т<sub>4</sub>-Б; Н<sub>2</sub><sup>00</sup>; М; Г и выше.

В соответствии с «Тектонической картой мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы» (под редакцией В.С. Бочкарева, А.М. Брехунцова, Н.П. Дещени, 2001г.), район изучения приурочен к группе разновеликих структур, осложняющих Уренгойский мегавал, центральную и северную часть Нижнепурского мегапрогиба с осложняющими его структурами II, III и IV порядка (рисунок 1.5).

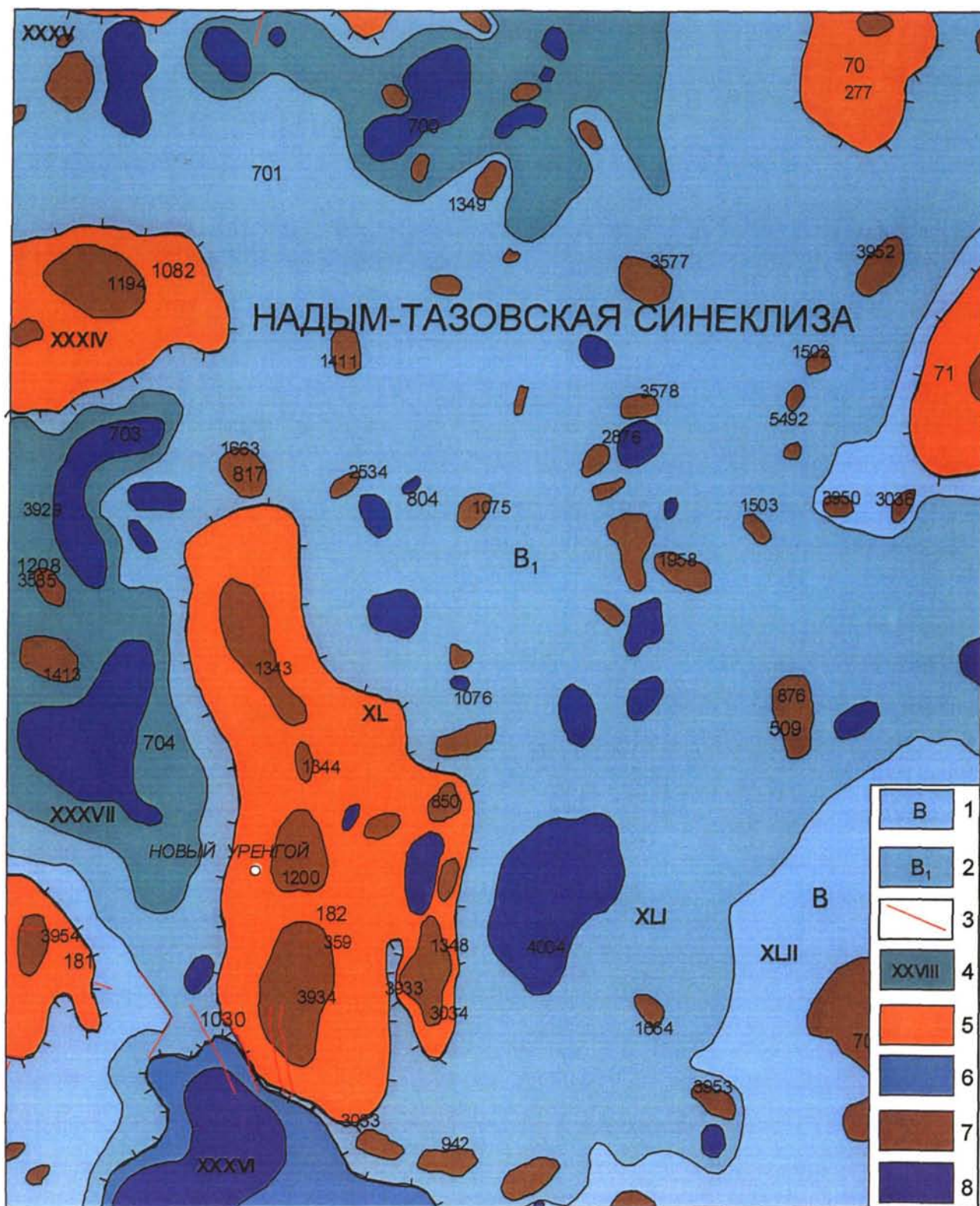
Уренгойский мегавал осложняет Надым-Тазовскую синеклизу, являющуюся фрагментом Ямало-Тазовской мегасинеклизы. Мегавал входит в цепочку высокоамплитудных линейно-ориентированных структур I и II порядков и с юго-запада примыкает к Варьеганско-Пурпейской крупной антиклинальной зоне, отделяясь от нее Тотыдзоттинской малой впадиной. С севера и запада Уренгойский мегавал ограничивается, соответственно, Хадуттейской и Нерутинской впадинами, разъединенными между собой Песцовой мезоседловиной. Восточная граница мегавала совпадает с контуром Нижне-Пурского мегапрогиба, переходящего затем в Хадырьяхскую моноклираль.

Уренгойский мегавал представляет собой линейную структуру субмеридиональной ориентировки, относящуюся к категории средних положительных структур I порядка. Длина мегавала составляет около 220 км, ширина варьирует от 18 до 65 км. В целом Уренгойский мегавал имеет асимметричное строение. Расположенная в центральной его части наиболее крупная и высокоамплитудная структура II порядка – Центрально-Уренгойский вал – смещена к западному борту. Восточный более пологий склон мегавала осложнен системой кулисообразных малоамплитудных поднятий, выделяющихся с юга на север в следующем порядке: Пырейное, Южно-Уренгойское, Морозное, Евояхинское, Восточно-Уренгойское I и II, Есетинское, Северо-Есетинское, Южно-Самбурское, Самбурское и др. Простираение этих поднятий меняется от субширотного до субмеридионального. Эта так называемая Пырейно-Самбургская валообразная система, оформляющаяся на севере – в Самбургский, а на юге – в Пырейный структурные носы, находится гипсометрически ниже Уренгойской группы поднятий на 100-300 м и отделяется от последней системой замкнутых и полузамкнутых прогибов.

Уренгойская группа поднятий, объединяющаяся в Центрально-Уренгойский вал, имеет субмеридиональное простираение. Этот вал, протяженностью с юга на север около 100 км при ширине от 17 до 28 км, имеет асимметричное строение с крутым западным и пологим, более изрезанным, восточным крылом. Амплитуда его, в зависимости от гипсометрии осложняющих элементов, варьирует в пределах 140-200 м. В сводовой части вала расположены цепочкой с юга на север – Уренгойская крупная брахиантиклиналь, осложненная двумя локальными поднятиями – Центрально-Уренгойским I и Центрально-Уренгойским II, а также – Есетаяхинским и Северо-Уренгойским л.п. На восточном крыле описываемого вала выделяется Халтызинское л.п.

Собственно Уренгойский мегавал, осложненный в центре Центрально-Уренгойским малым валом субмеридионального направления с двумя куполами – южным и северным. В восточной части мегавала цепочкой с юга на север выделяются приподнятые куполовидные поднятия: Евояхинское к.п., Восточно-Уренгойское I, Есетинское к.п., Самбургское к.п.

На структурной карте по отражающему горизонту «Б» (рисунок 1.6), который приурочен к битуминозным аргиллитам баженовской свиты, видно, что к кровле волжского яруса на северо-востоке Западной Сибири приурочен очень крупный



Масштаб 1:1 000 000

Рисунок 1.5 - Выкопировка из тектонической карты мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы  
(Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П., 2001г)

Надпорядковые структуры: 1 – Ямало-Тазовская мегасинеклиза; 2 – Надым-Тазовская синеклиза; 3 – дизъюнктивные нарушения; 4 – структуры первого порядка (отрицательные); структуры второго порядка: 5 – положительные; 6 – отрицательные; структуры третьего и четвертого порядка: 7 - положительные; 8 - отрицательные

## **Список структур к рисунку 1.5.**

### **Надпорядковые структуры**

В – Ямало-Тазовская мегасинеклиза

В<sub>1</sub> – Надым-Тазовская синеклиза

### **Структуры I порядка**

- XXXVII      Нерутинская впадина
- XL            Уренгойский мегавал
- XLI           Нижнепурский мегапрогиб
- XLII          Хадырьяхинская моноклираль

### **Структуры II порядка**

- XXXIV        Песцовая мезоседловина
- XXXV        Хадуттейская малая впадина
- XXXVI       Тотыдзотинская малая впадина

### **Структуры III порядка**

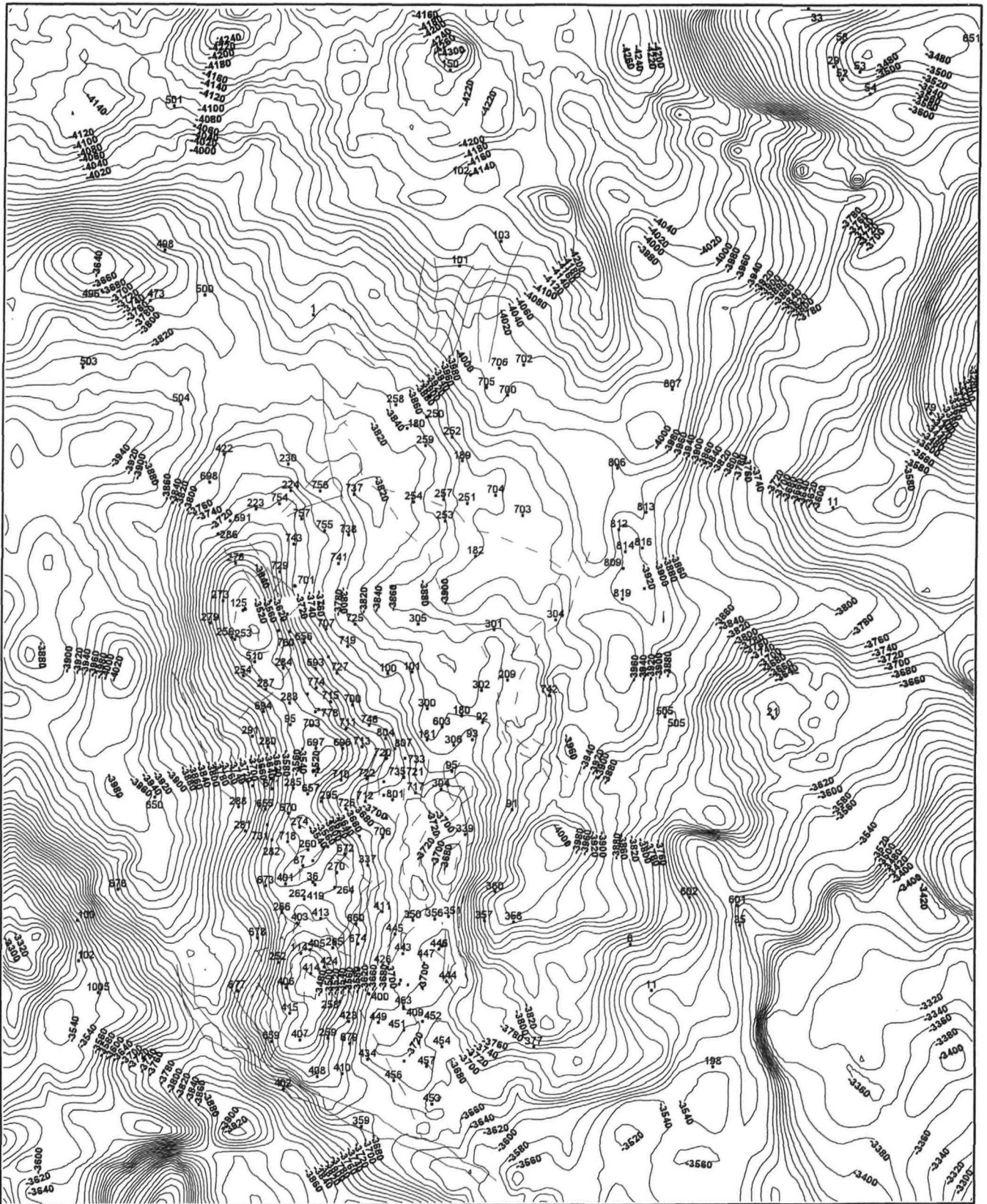
- 70.            Тазовское КП
- 71.            Заполярное КП
- 181.          Юбилейное КП
- 182.          Центрально-Уренгойский малый вал
- 509.          Ярояхинский структурный мыс
- 700.          Южно-Оликуминский малый прогиб
- 701.          Эдейский структурный нос
- 703.          Южно-Песцовая малая котловина
- 704.          Западно-Уренгойский малый прогиб
- 804.          Самбургский структурный мыс
- 817.          Табъяхинский структурный нос
- 1030.        Восточно-Юбилейная седловина
- 1082.        Еньяхинское КП
- 1208.        Таркинский структурный мыс

### **Структуры IV порядка**

- 277.          Тобольский малый вал
- 359.          Фестивальный малый вал
- 850.          Восточно-Уренгойское I
- 876.          Ярояхинское
- 942.          Южно-Уренгойское



- 1075. Южно-Самбургское
- 1076. Есетинское
- 1194. Енъяхинское
- 1200. Центрально-Уренгойское I
- 1343. Северо-Уренгойское
- 1344. Есетаяхинское
- 1348. Евояхинское
- 1349. Тояхское
- 1411. Хадуттейское
- 1413. Табъяха-Таркинское
- 1415. Западно-Заполярное
- 1502. Восточно-Самбургское
- 1503. Северо-Ярояхинское
- 1663. Западно-Табъяхинское
- 1664. Усть-Ямсовейское
- 1958. Северо-Пурское
- 2534. Тангаловское
- 2876. Тихое
- 3033. Без названия
- 3034. Морозное
- 3036. Малозаполярное
- 3577. Осеннее
- 3578. Дальнее
- 3585. Таркинское
- 3929. Холхотинский локальный структурный нос
- 3934. Центрально-Уренгойское II
- 3950. Радужное
- 3952. Вечернее
- 3953. Западно-Геологическое
- 3954. Центрально-Юбилейное
- 4004. Без названия локальный структурный нос



Масштаб 1:1 000 000

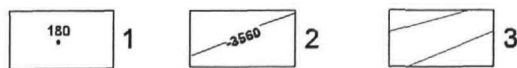


Рисунок 1.6 - Структурная карта по отражающему горизонту "Б" (Монастырев Б.В., 2004г.):  
 1 - номер скважины; 2 - изогипсы по кровле баженовской свиты; 3 - дизъюнктивные нарушения

размыв и фаза роста многих поднятий на Мессояхском пороге и Нурминском мегавалу.

Центрально-Уренгойский вал оконтуривается стратоизогипсой минус 3700 м и на севере из-за ундуляции шарнира отделяется седловиной от Оликуминского вала, который оконтуривается изогипсой минус 3800 м. Амплитуда вала составляет 220 м, и он имеет симметричное строение и сохраняет свою четырехкупольность.

Уренгойский мегавал оконтуривается изогипсой -3820 м.

Нижнепурский мегапрогиб напоминает залив и несколько смещается к северу, но приобретает четкие очертания за счет трех небольших прогибов амплитудой 40-60-80 м.

Нерутинский мегапрогиб оказывается параллельным мегавалу и Нижнепурскому мегапрогибу и имеет амплитуду около 200 м. Южные центриклинали указанных отрицательных структур расположены значительно севернее южной периклинали Уренгойского мегавала.

Согласно структурной карте по «Б», две относительно крупные зоны тектонических нарушений прослеживаются на юго-западном погружении Уренгойского вала. Протяженность этих грабенобразных структур, сужающихся по простиранию от 3,0 до 1,0 км, составляет около 33 км. Амплитуда смещения слоев по вертикали от 10 до 20 м, а на некоторых участках и больше. Кроме того, в пределах этого же участка площади прослеживаются разрывные нарушения северо-западного простирания протяженностью от 5 до 12 км.

Аналогичную направленность, совпадающую с простиранием структурных элементов высшего порядка (Уренгойский мегавал и Нижне-Пурский мегапрогиб) имеет и серия разрывных нарушений сбросового характера, прослеженная на северо-восточном крыле Уренгойского мегавала и в зоне сочленения последнего с так называемым Уренгойским желобом. Протяженность этих нарушений различна от 6 до 13 км, амплитуда сбросов небольшая.

Серия разломов прослеживается на северо-востоке (Самбургский район). Здесь разломы сбросового характера, протяженностью от 6 до 20 км, амплитуда смещения слоев до 10 м.

В сводовой части мегавала - южной, центральной и северной прослеживаются так называемые предполагаемые дизъюнктивные нарушения в основном северо-западного простирания, в склоновой части восточного борта мегавала – северо-восточного простирания. Протяженность их меняется от 8-10 до 24-47 км, амплитуда слоев не установлена.

Наиболее детально изучены сейсморазведкой и глубоким бурением антиклинальные складки, формирующие осевую зону Уренгойского мегавала. На структурной карте по кровле баженовской свиты в контуре изогипсы -3600 м, замыкающей сводовую часть Центрально-Уренгойского вала, с юга на север последовательно выделяются Центрально-Уренгойское II, Центрально-Уренгойское I, Есетяхинское и Северо-Уренгойское л.п.

Характерной чертой поднятий Центрально-Уренгойского вала по верхнеюрской структурной поверхности является уменьшение их амплитуды с юга на север, вследствие чего генеральный гипсометрический уровень сводовой части вала понижается в этом же направлении. Исключение составляет самое низкоамплитудное Центрально-Уренгойское I л.п.

Центрально-Уренгойское II л.п. представляет собой брахиантиклиналь, слегка вытянутую по простиранию на северо-северо-восток. Изогипсы, отображающие в плане южную периклиналь, слегка развернуты на юго-восток, что придает брахиантиклинали сводообразную форму. На юго-западном погружении крыло складки нарушено, там прослеживается зона тектонических нарушений северо-северо-западного нарушения протяженностью 5-12 км. В пределах замыкающей изогипсы -3560 м поднятие имеет размеры 26x12 км<sup>2</sup>, амплитуду - 91 м.

Центрально-Уренгойское I л.п. оконтуривается изогипсой -3540 м в виде плоской брахиантиклинали субмеридионального простирания размерами 11x5 м и амплитудой - 14 м.

Есетаяхинское л.п. в пределах замкнутой изогипсы -3540 м представлено в виде брахиантиклинали субмеридионального простирания по форме, близкой к овальной. Размеры ее составляют 12x7 км<sup>2</sup>, амплитуда около 30 м.

Северо-Уренгойское л.п. оконтуривается изогипсой -3540 м и имеет форму брахиантиклинальной складки, значительно вытянутой по простиранию с юга на восток. Поднятие имеет размеры 21x8:4 км<sup>2</sup>, амплитуду – 62 м.

В пределах склонов Уренгойского мегавала, где пробурено меньшее количество скважин, а поверхностные сейсмогеологические условия характеризуются повышенной сложностью, структурная ситуация зачастую выяснена неоднозначно.

Так, не совсем ясна структурная принадлежность выделяемого к востоку от Центрально-Уренгойского I и Есетаяхинского л.п. изометричного седловинного приподнятого участка, который находится в зоне перехода крутопадающего восточного крыла Центрально-Уренгойского вала в платообразный участок поверхности восточного склона Уренгойского мегавала. Если ограничивать развитие вышеуказанного вала глубиной в а.о. -3700 м, то этот седловинный участок можно назвать элементом, осложняющим восточный склон данной структуры. Если же выделять подошву склона Центрально-Уренгойского вала на более высоком гипсометрическом уровне по сечению изогипсы -3680 м, то этот участок можно расценивать как антиклинальный перегиб структурной седловины, сочленяющей Центрально-Уренгойское с Восточно-Уренгойским I л.п.

Особенностью строения восточного склона Уренгойского мегавала является наличие платообразной зоны, протягивающейся параллельно оси Центрально-Уренгойского вала с усиливающейся к востоку тенденцией перерастания ее в западный борт так называемого Уренгойского желоба.

В рамках изучаемой территории с юга на север в этой зоне выделяется Евояхинское л.п., имеющее форму субмеридионально ориентированной брахиантиклинали, вытянутой по простиранию и сужающейся в северном направлении. Размеры ее составляют 16x4:7 км<sup>2</sup>, амплитуда - 22 м.

По сейсмическим данным к северу от Евояхинского л.п. зафиксировано Восточно-Уренгойское II л.п. (возможно объединяющееся с Восточно-Уренгойским I л.п.), вытянутого по простиранию с юга на север и имеющего слеодообразную форму брахиантиклинальной складки. Ее размеры 20 x 2,4:6 км<sup>2</sup>, амплитуда 20 м, северное крыло дислоцировано серией разломов северо-восточного и северо-северо-восточного направления протяженностью 5-7 км.

Вследствие различной степени детализации, при изучении строения поверхности горизонта «Б» в общем плане наблюдается дальнейшее уменьшение

абсолютной дифференциации глубин между сводовой частью Уренгойского мегавала и днищем Нижне-Пурского мегапрогиба.

Таким образом, имеет место выглаживание структурного плана, фиксируемое по низам осадочного чехла.

Как показал палеоструктурный анализ и сравнение амплитуд Уренгойского мегавала по горизонтам Б и Г, это поднятие основной этап формирования имело в поздне меловую эпоху и, следовательно, не влияло на характер осадконакопления неокомского времени.

Выполненные ранее палеобатиметрические реконструкции ачимовской толщи в пределах Восточно-Уренгойской зоны показали, что на месте Уренгойского мегавала существовал ряд полеподнятий амплитудой до 50 м, который мог быть препятствием на пути транспортировки кластического материала [137].

Проведен палеотектонический анализ для ачимовской толщи разных клиноформ на различные временные отрезки ( $H_2^{00}$  – конец готерива;  $M'$  – конец апта; Г – конец сеномана и т.д.).

Палеотектонический анализ показал, что на конец сеноманского и послесеноманского периода тектонического развития приходится значительный прирост амплитуд до 400 м (рисунок 1.7), это оказывало влияние на формирование современного структурного плана и фазовый состав УВ сырья в ачимовской толще [11].

# Палеогеографии

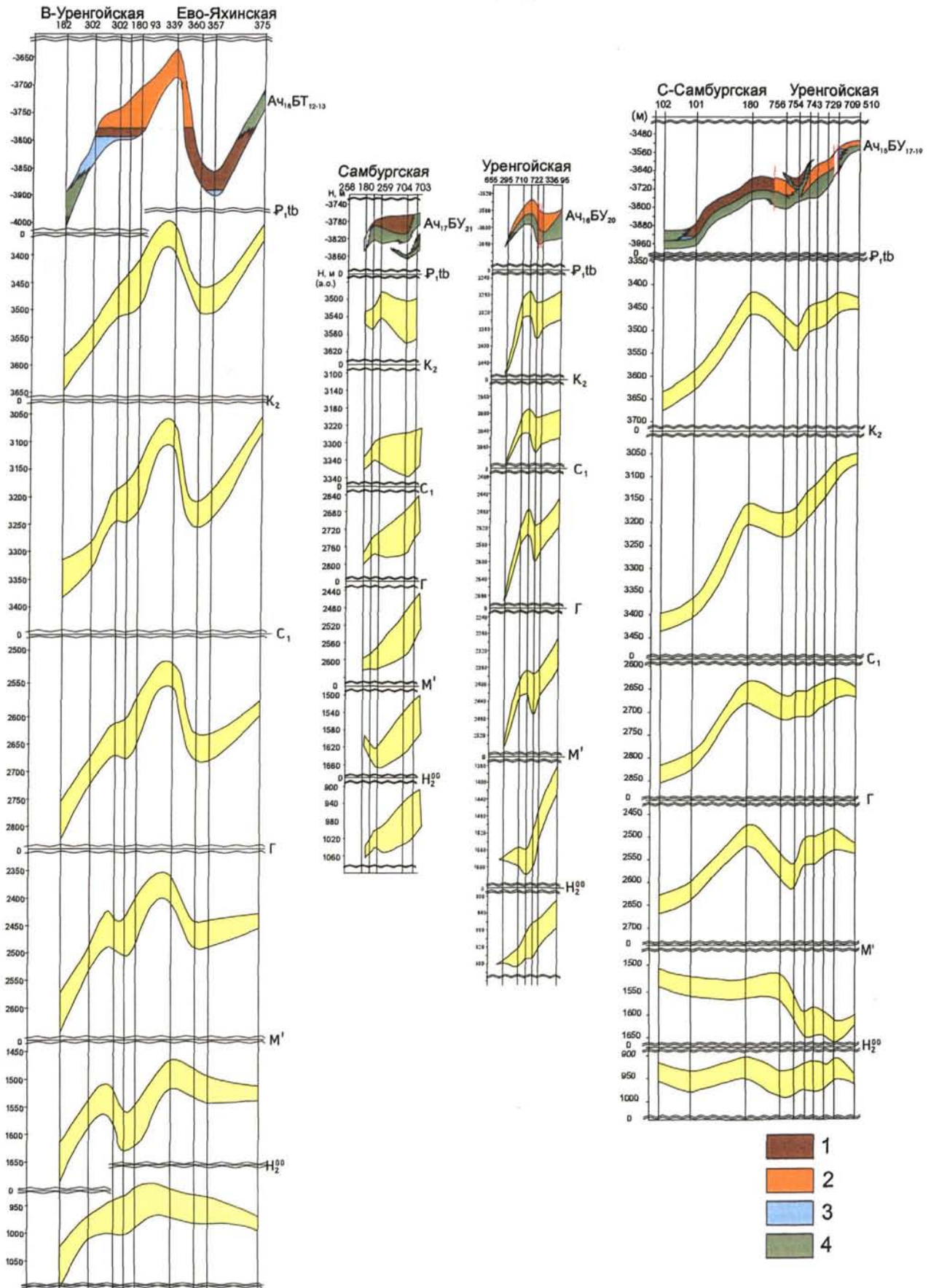


Рисунок 1.7 - Палеотектонический анализ ачимовской толщи разных клиноформ Восточно-Уренгойской зоны (Бородкин В.Н., Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Храмова А.В., 2005г):  
1 - нефть, 2 - конденсат; 3 - вода; 4 - глины аргиллитоподобные

## 2 Литологическое строение ачимовской толщи

### 2.1 Вещественный состав пород ачимовской толщи

Изучению вещественного состава пород ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны посвящены работы: Топычканова Б.В. и др., 1988 г., 1990 г., 1992 г.; Кропотовой Е.П., Коровиной Т.А., 1997 г.; Шалдыбина М.В., Столбовой Н.Ф., Исаева Г.Д. и др., 1999 г., 2000 г.; Нежданова А.А., Пономарева В.А. и др., 2000 г.; Шиманского В.В., Ивановской А.В., 2000 г., 2001 г. и др., которые были использованы в написании данной главы.

Для выявления петрографического состава пород в источниках сноса обломочного материала изучались породообразующие минералы в шлифах и исследовался комплекс минералов в иммерсионных жидкостях. Расчет процентного содержания акцессорных минералов производился на тяжелую фракцию, принимаемую за 100% (500 зерен). Лабораторные исследования минералогического состава пород проводились в ОАО «Тюменская Центральная лаборатория».

Главными породообразующими компонентами являются: кварц, полевые шпаты, обломки пород, слюда.

**Кварц** – прозрачный с мозаичным погасанием, иногда с включениями темноцветных рудных минералов. Форма зерен угловатая, остроугольная, неправильная, редко угловато-округлая. В местах соприкосновения с кальцитовым цементом, контуры зерен кварца корродированные. В редких случаях встречаются регенерированные зерна кварца.

**Полевые шпаты** пород ачимовской толщи представлены микроклином, микроклин-пертитом, несдвойниковым калийшпатами, ортоклазом, кислыми плагиоклазами (альбит, олигоклаз). Форма зерен полевого шпата таблитчатая, призматическая. Полевые шпаты заметно пелитизированные, в редких случаях кальцитизированные, серицитизированные.

**Обломки пород** представлены кремнями, сланцами, кварцитами, кислыми эффузивами и осадочными породами. Обломки глинистых пород тонкодисперсной структуры или алевритистые, алевритовые, содержат примесь углефицированного растительного детрита, иногда в них видны включения мелкозернистого пирита, сидерита.

Среди обломков пород преобладают осадочные (0,1-14,6%), эффузивные (0,2-9,4%) и кварцевые (0,2-7,7%) зерна. Содержание гранитоидных обломков изменяется от 0,3 до 4,4%, максимальные значения отмечаются в скв. 510, 279, 273 Уренгойской площади и в скв. 180 Самбургской площади (клиноформа Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub>). Максимальное содержание кремнистых обломков наблюдается в клиноформах Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub> и Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub>.

Среди **слюд** заметным распространением пользуется измененный, хлоритизированный биотит (первично терригенный), также мусковит и хлорит.

Биотит зеленого, темно-зеленого, бурого, темно-бурого цвета, иногда пиритизированный, карбонатизированный. Пирит в хлоритизированном биотите микрозернистой структуры; карбонат – мелкозернистый, представлен доломитом, анкеритом. Хорошо видна ромбоэдрическая форма зерен доломита. В редких

случаях терригенный биотит сидеритизированный, гидротизированный. В незначительном количестве присутствует мусковит (3-5%). Максимальное содержание биотита отмечается в ачимовской толще клиноформ: Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub> и Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub>.

Содержание мусковита изменяется от 0,1 до 15,1%, хлорита 0,1-7,6%.

Из аутигенных минералов встречаются лейкоксен, пирит и карбонаты.

Для характеристики вещественного состава пород ачимовской толщи в работе использована классификационная диаграмма В.Д. Шутова (Шутов В.Д., 1967) и седиментационный коэффициент – отношение кварца к полевым шпатам [7,70].

На рисунке 2.1 представлены классификационные диаграммы для песчано-алевритовых пород ачимовской толщи разных клиноформ, где, практически все точки-пробы ложатся в поле аркозов, выделяются собственно аркозы и граувакковые аркозы. Для аркозов характерно содержание: полевых шпатов 25-75%; обломочного кварца -75-25%; обломочных зерен пород – менее 25%. Аркозы являются относительно зрелыми в структурном отношении (т.е. содержат мало глинистого вещества) и незрелыми по минералогическому составу, о чем свидетельствует высокое содержание полевых шпатов. Глинистого вещества в них содержится менее 15%, а полевых шпатов более 25%. Петрография песчаников в значительной мере определяется областью питания. Аркозы указывают на области питания, сложенные плутоническими породами, среди которых типичные граниты и метаморфические породы, богатые полевыми шпатами, такие как гнейсы, и кристаллические сланцы [81, 92]. Появление аркозовых песчаников зависит от близости коренных полевошпатсодержащих кристаллических пород; от степени преобразования коренных пород и продуктов денудации, связанной с климатом; от длительности переработки осадочного материала в процессе седиментации. Однозначно решить вопрос о причинах появления аркозов, а не каких-либо других пород не всегда возможно без привлечения других геологических данных.

Поле аркозов отвечает продуктам физического выветривания, претерпевшим слабый перенос. По мере выветривания и переноса осадки обогащаются кварцем, а их точки смещаются вверх, вдоль стороны полевые шпаты – кварц [116, 123].

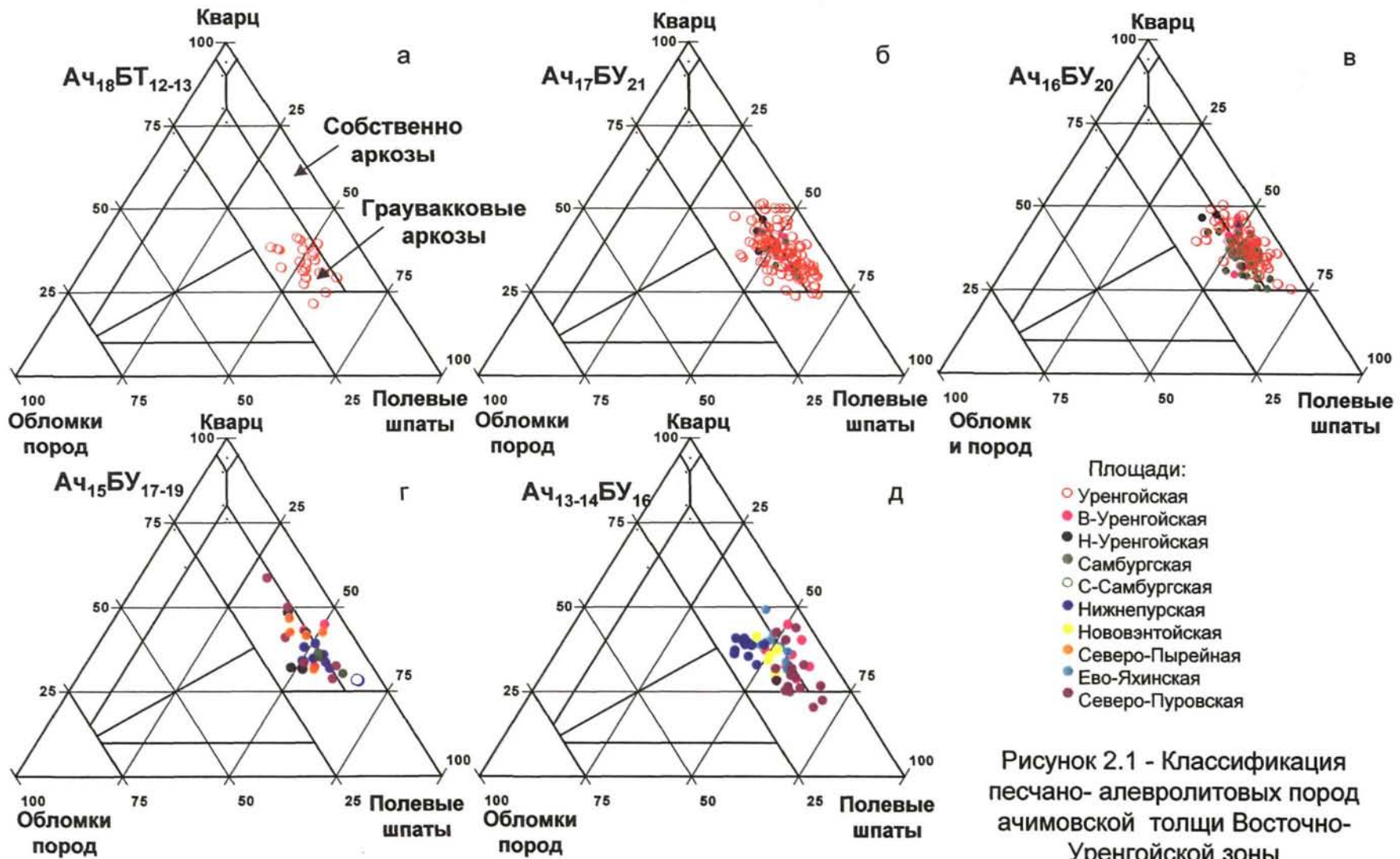
По мнению Л.Б. Рухина [88] аркозы и граувакки формируются в областях энергичного погружения. Шутов В.Д. [123] выделил три тектоно-минеральных уровня созревания песчаных осадков: I - вялый режим платформ; II - разнообразные режимы платформ и складчатых областей; III - интенсивный режим складчатых областей. Точки - пробы ачимовских отложений соответствуют переходному уровню II.

Для развития аркозов благоприятна аридная обстановка с вялым химическим выветриванием.

По составу полевых шпатов выделены три разновидности аркозов: K-Na-, Na-K-, Na- аркозы. K-Na - аркозы имеют наибольшее распространение, сложены кварцем, калиевыми полевыми шпатами, решетчатым микроклином, кислыми плагиоклазами, бесцветной слюдой, биотитом, обломками кварцитов, микрокварцитов, слюдисто-кварцевых и слюдисто-хлоритовых пород.

Na – аркозы образованы обломочными кварцем, альбитом, олигоклазом, кислым, реже основным андезином, единичными зернами калиевых полевых шпатов, в том числе микроклином, обломками слюд, кварцитов, микрокварцитов,





глинисто-кремнистых сланцев и измененных хлоритизированных пород. Характерными акцессорными минералами кислых аркозов являются циркон, рутил, гранат, апатит, сфен, лейкоксен, эпидот, что и наблюдается при изучении тяжелой фракции аркозов ачимовской толщи (см. ниже).

С изменением отдельных породообразующих минералов происходит появление ряда новых минералов или их генерации. В диагенетический этап продолжается начавшийся в седиментационную стадию процесс разрушения пироксенов, амфиболов, основных и кислых плагиоклазов. Продолжается изменение кислых плагиоклазов и калиевых полевых шпатов, которые подвергаются пелитизации и серицитизации (в щелочной среде). При хлоритизации биотита обычно образуются вторичные рутил, сфен или магнетит, за счет высвобождающихся титана и железа. Серицитизация плагиоклаза сопровождается образованием кальцийсодержащих минералов: эпидота, апатита, реже граната [67].

Несколько точек (Уренгойского и Северо-Пуровского месторождений) попадают в поле не собственно терригенного происхождения, они характеризуются содержанием полевых шпатов более 75% (рисунки 2.1а, 2.1д).

Условия отложения осадков, дальность их переноса и степень зрелости отражает седиментационный коэффициент - отношение устойчивого при химическом выветривании и переносе кварца к неустойчивым при воздействии этих агентов полевым шпатам. Характер изменения седиментационного коэффициента по ачимовской толще разных клиноформ представлен на рисунке 2.2. Для ачимовской толщи клиноформ: Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub>, Ач<sub>18</sub>БТ<sub>13-14</sub> отмечаются низкие значения коэффициента (<1). Увеличение содержания кварца наблюдается на юго-западе в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub> (район скв. 675 Уренгойского месторождения) и Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> (район скв. 405, 288, 655 Уренгойского месторождения) (рисунки 2.2в, 2.2г). В ачимовской толще клиноформы Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub> только в скважине 444 Новоуренгойской площади седиментационный коэффициент >1.

Следовательно, для ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны преобладают неустойчивые полевые шпаты над кварцем, лишь на юго-западе в ачимовской толще клиноформ: Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>, Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> породы обогащаются кварцем. Увеличение седиментационного коэффициента отмечается с севера на юг и с востока на запад.

#### **Выводы:**

Минеральный состав песчаников и алевролитов ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны аркозовый: преобладание полевых шпатов над кварцем с небольшим содержанием обломков пород до 20%, слюды 2-10%. Поле аркозов отвечает продуктам физического выветривания, претерпевшим слабый перенос. Седиментационный коэффициент редко превышает 1, что свидетельствует о близком источнике сноса. Аркозы являются продуктами неполной деградации кислых изверженных и метаморфических пород, таких как граниты и гнейсы. Среди обломков пород преобладают осадочные, эффузивные, кварцевые и сланцевые. Слюда представлена биотитом, реже мусковитом и хлоритом.

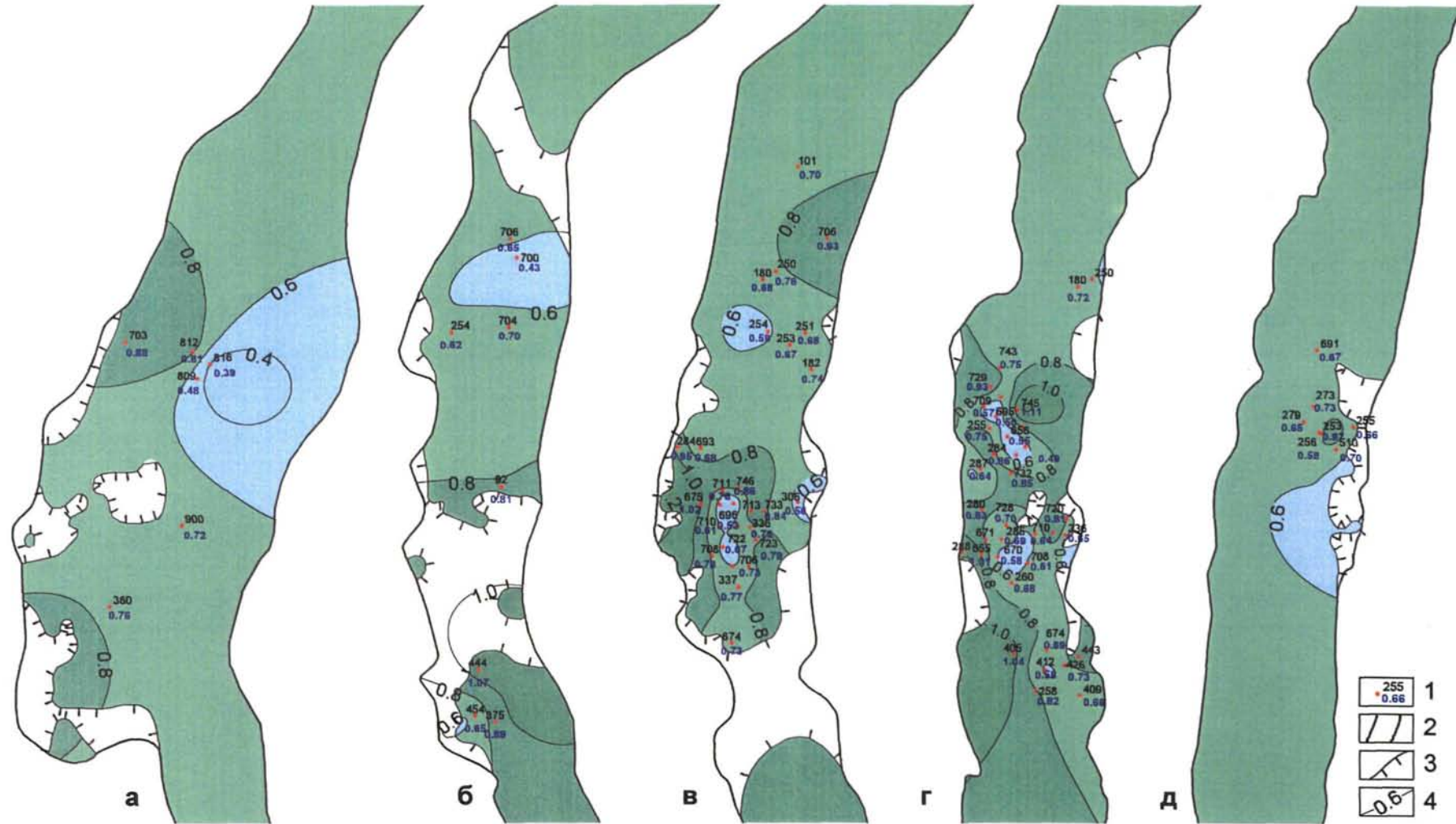


Рисунок 2.2 - Распределение значений седиментационного коэффициента в породах ачимовской толщи клиноформ:

а - Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub>; б - Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub>; в - Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>; г - Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub>; д - Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub> (составила Храмова А.В., 2005г.):

1 - в числителе - номер скважины, в знаменателе - среднее значение седиментационного коэффициента; 2 - граница распространения ачимовской толщи; 3 - граница замещения коллекторов глинами внутри контура распространения ачимовской толщи; 4 - линии равных значений параметра

## 2.2. Терригенно-минералогические ассоциации ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны

Изучение терригенно-минералогических ассоциаций (ТМА) осадочных пород имеет большое значение как для сопоставления и корреляции разрезов, так и для палеогеографических реконструкций. В.П. Батуриным (1937 г., 1947 г.), А.В. Сидоренко (1955 г.), В.А. Гроссгеймом (1936 г., 1972 г., 1973 г.), В.П. Казариновым (1969 г.), А.Г. Логвиненко (1974 г.), Н.С. Окновой (1974 г., 1975 г., 1978 г.), Ф. Петтиджоном [1981г.), А.Б. Роновым (1973 г.), А.А. Кухаренко (1961 г.), В.Д. Шутовым (1961г.), М.Г. Бергером (1979 г.) и другими выявлен ряд крупных региональных и глобальных закономерностей в распределении ТМ в осадочных толщах. Установленные в этой области закономерности состоят, главным образом, в определении факторов и условий, ведущих к повышению зрелости и снижению минералогического разнообразия, упрощению состава ТМ ассоциаций. Суммируя представления многих исследователей по данному вопросу, отметим, что основными геологическими факторами, определяющими особенности распределения ТМ в осадочных толщах и состава ТМА, являются: 1) сходный состав пород источников сноса (петрофонд); 2) вулканизм; 3) тектоника; 4) рельеф; 5) климат; 6) динамика среды переноса и осаждения; 7) постседиментационные преобразования; 8) седименто- и литогенетические свойства самих минералов.

Минералы образуют в осадочных породах характерные ассоциации, формирование которых определяется составом областей сноса, при разрушении которых образуются осадочные породы. Состав пород областей сноса, климатические условия выветривания, сортировка по устойчивости и гидравлической крупности материала предопределяют первичный исходный состав минеральных ассоциаций, которые в дальнейшем претерпевают изменения под воздействием постдиагенетических факторов.

Для минералогического анализа считается наиболее правильной фракция 0,05-0,1 мм [70].

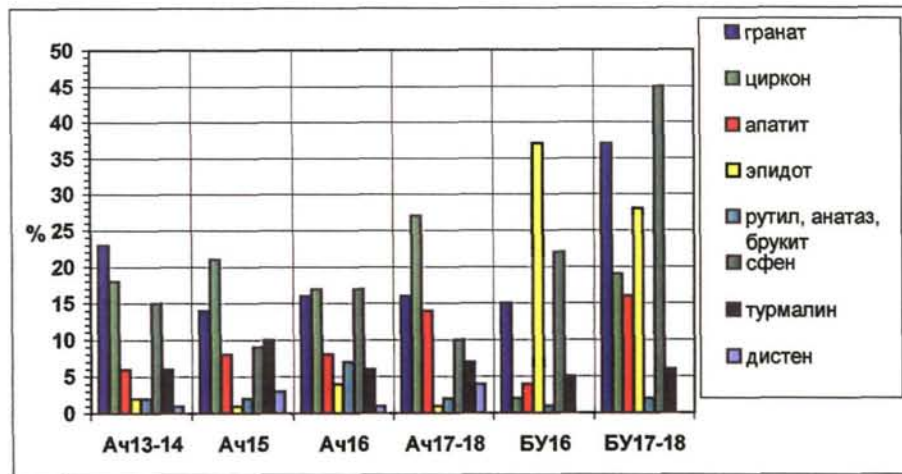
Работа выполнена на фактическом материале, включающем 289 образцов из 78 скважин по ачимовской толще и 77 образцов из 18 скважин по синхронным шельфовым пластам.

Особенности ТМА в породах ачимовской зоны Восточно-Уренгойской зоны описаны в работах А.А. Нежданова, В.А. Пономарева и др. [78]; С.Ф. Хафизова, В.В. Шиманского [108]. Неждановым А.А. и др. отмечено увеличение содержания апатита к кровле и подошве пластов, а количество неустойчивых компонентов (сфена, эпидота) в центральных частях. Устойчивый состав аксессуариев свидетельствует о переработке исходного осадочного материала в активной гидродинамической обстановке.

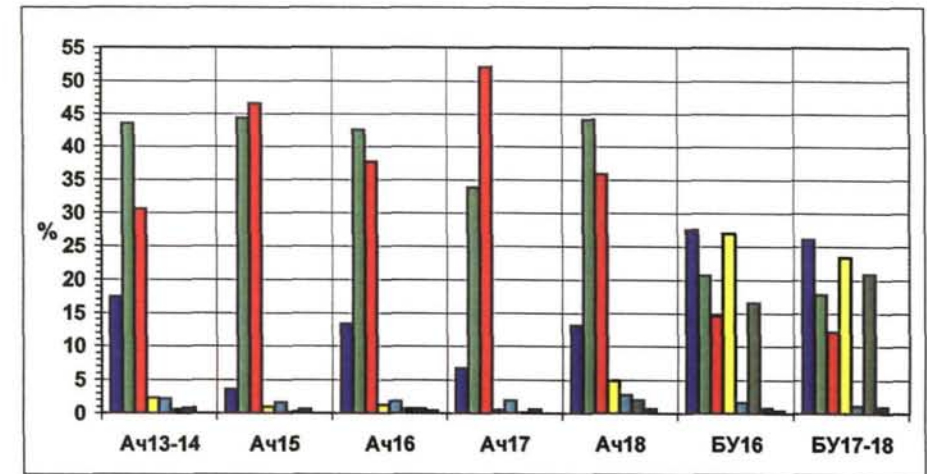
Сравнительный анализ ачимовских отложений Восточно-Уренгойской зоны и шельфовых аналогов проводился во ВНИГРИ под руководством В.В. Шиманского в 2001 г., результаты представлены на рисунке 2.3а. В таблице приводятся средние значения содержания тяжелых минералов по пластам. По данным ВНИГРИ, в ачимовской толще преобладают следующие минералы: циркон, апатит, гранат, сфен, турмалин. В шельфовых пластах ведущими минералами являются: эпидот, сфен, гранат, циркон, апатит. В ачимовской толще присутствует дистен, а в пластах группы БУ он отсутствует (см. рисунок 2.3а). Шиманский В.В. и др. разнообразие минералов по пластам объясняет изменением условий

Пласт	Акцессорные минералы							
	циркон	гранат	турмалин	сфен	апатит	рутил, анатаз, брукит	эпидот	дистен
Ач <sub>13-14</sub>	18	23.0	6.0	15.0	6.0	2.0	2.0	1.0
Ач <sub>15</sub>	21	14.0	10.0	9.0	8.0	2.0	1.0	3.0
Ач <sub>16</sub>	17	16.0	6.0	17.0	8.0	7.0	4.0	1.0
Ач <sub>17-18</sub>	27	16.0	7.0	10.0	14.0	2.0	1.0	4.0
БУ <sub>16</sub>	2	15.0	5.0	22.0	4.0	1.0	37.0	
БУ <sub>17-18</sub>	19	37.0	6.0	45.0	16.0	2.0	28.0	

Пласт	Акцессорные минералы							
	циркон	гранат	турмалин	сфен	апатит	рутил	эпидот	дистен
Ач <sub>13-14</sub>	43.5	17.4	0.7	0.6	30.6	2.3	2.3	
Ач <sub>15</sub>	44.3	3.6	0.6	0.2	46.5	1.6	0.9	
Ач <sub>16</sub>	42.5	13.3	0.7	0.7	37.7	1.8	1.2	0.4
Ач <sub>17</sub>	33.9	6.7	0.6	0.1	52.1	1.9	0.4	
Ач <sub>18</sub>	44.1	13.1	0.7	2.0	35.9	2.8	4.9	
БУ <sub>16</sub>	20.7	27.5	0.8	16.5	14.6	1.7	26.9	0.4
БУ <sub>17-18</sub>	17.7	26.0	1.0	20.8	12.2	1.2	23.3	



а



б

Рисунок 2.3 - Распределение средних значений содержаний тяжелых минералов (%) по пластам ачимовской толщи и синхронным ей: а - по данным В.В. Шиманского, 2001г; б - по данным А.В. Храмовой, 2004г

осадконакопления, удаленностью от источника сноса и смешением материала из различных пластов БУ [108].

Автором данной работы использованы анализы ОАО «ТЦЛ», разноска по пластам проведена по стратиграфическим разбивкам В.Н. Бородкина. Построены гистограммы по среднему содержанию акцессориев в пластах ачимовской толщи и синхронным им шельфовым (рисунок 2.36).

Для ачимовских отложений всех клиноформ характерно высокое содержание циркона (15,7-73,9%), апатита (0,9-80,7%), граната (0-30%), содержание других минералов обычно мало (не превышает 1-5%).

Шельфовые пласты характеризуются более разнообразным составом ТМ, ведущими являются: гранат, эпидот, циркон, сфен, апатит. Дистен присутствует не только в ачимовской толще (скв. 232, 412 Уренгойской площади), но в пласте БУ<sub>16</sub> (скв. 232 Уренгойской площади, обр. 91628).

Причина расхождения состава акцессорных минералов по данным ВНИГРИ и ТЦЛ в лабораторных исследованиях.

По гистограммам распределения средних значений тяжелых минералов по ачимовской толщи и синхронным ей (покровным) шельфовым пластам можно отметить следующее:

1. Состав тяжелых минералов ачимовской толщи беден, преобладают 2-3 вида, ведущая роль принадлежит устойчивым минералам: циркону, гранату, неустойчивому апатиту. Небольшое количество (не более 1-5%) занимают минералы: рутил, сфен, гр. эпидота [19].

2. Шельфовые пласты более разнообразные по составу, преобладают пять видов тяжелых минералов. Выделяется апатит-циркон-сфен-эпидот-гранатовая ассоциация минералов. Это подтверждается также данными Шиманского В.В.

3. Разный состав ачимовских и шельфовых отложений по акцессорным минералам.

В монографии «Геология и нефтегазоносность ачимовских отложений...» Нежданова А.А., Пономарева В.А., Туренкова Н.А. и др. [78] отмечают следующие закономерности изменения состава акцессорных минералов:

1. Гранат-циркон-апатитовый состав акцессорных минералов с незначительным количеством рудных, сфена и эпидота.

2. Ачимовские песчаники наследуют состав акцессориев синхронных шельфовых пластов, что свидетельствует о их генетической связи. Не подтверждается анализами Шиманского В.В. и Храмцовой А.В.

3. В центральной части песчано-алевритовых тел поступал менее зрелый или хуже переработанный обломочный материала, чем в краевые. Это обусловлено наличием крупной речной артерии (дельтовой системы), поставлявшей терригенный материал в морской бассейн.

Рассмотрим более детально распределение акцессорных минералов по клиноформам ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны.

По мотогенетической классификации песчано-алевритовых отложений Сидоренкова А.И. [93] выделяются осадки морских и донных течений. Выход тяжелой фракции в отложениях ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны изменяется от 0 до 2,4%, в среднем составляет 0,2%, коэффициент устойчивости (циркон:апатит, кварц:полевые шпаты) имеет широкий диапазон изменений (0-

80%). Следовательно, длительность транспортировки осадков ачимовской толщи от малой до очень значительной.

**Ачимовская толща клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub>** изучены 28 анализами по 6 скважинам. Распределение средних содержаний акцессорных минералов по месторождениям представлено на рисунке 2.4а. Можно выделить две характерные ассоциации терригенных минералов: апатит-цирконовая, гранат-apatит-цирконовая.

Для Новоуренгойского, Восточно-Уренгойского, Нижнепурского месторождений выделяется повышенное содержание циркона (46-75%), апатита (16-38%), содержание граната, рутила, эпидота, магнетита и ильменита незначительное (0-6%).

Для Нововэнтной площади скв. 900 и Северо-Пуровского месторождения скв. 812 кроме повышенного содержания в породах апатита и циркона, увеличивается роль граната до 22%, повышается содержание сфена до 8% и эпидота 6-7%.

По трем преобладающим акцессорным минералам (циркон, апатит, гранат) построены схемы их распределения (по средним значениям) в плане.

**Содержание граната** колеблется от 5,2 (западная часть ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub>) до 20,48% (скв. 900 Нововэнтной площади) (рисунок 2.5а). Гранаты – минералы преимущественно метаморфических пород, реже – гранитоидных формаций. Гидродинамическая устойчивость обычно средняя и высокая. Миграционная способность гранатов высокая (альмандин, пироп) и средняя (уграндиты). Гранаты весьма устойчивые при химическом выветривании [7]. На схеме распределения граната его содержание уменьшается с востока на запад.

Максимальное **содержание циркона** наблюдается в юго-западной части клиноформы (скв. 445 Новоуренгойского месторождения - 73,9%), уменьшение его содержания в центральной части до 55,5% (скв. 809 Северо-Пуровского месторождения) (рисунок 2.5б). Циркон ( $Zr[SiO_2]$ ) обладает высокой гидроаэродинамической устойчивостью ( $B_{hd}=9$ , иногда 8-10), высшей среди терригенных минералов (ТМ) химической устойчивостью. Петрографический источник – гранитоидные формации (кислые и средние магматические породы), в меньшей степени – метаморфические.

**Содержание апатита** увеличивается в центральной части до 45,41%, уменьшается в южной и северной частях клиноформы до 15,8% (рисунок 2.5в). С увеличением циркона, уменьшается содержание апатита. Апатит ( $Ap Ca_5[PO_4]_3 (F, Cl, OH)$ ) обладает низкой миграционной способностью, гидроаэродинамической и химической устойчивостью по Бергеру М.Г. [7]. Породами-источниками ТМ являются кислые и щелочные магматические породы.

На основе схем распределения минералов построена схема распределения терригенно-минералогических ассоциаций (комплексов). Выделяются терригенно-минералогические ассоциации акцессорных минералов: гранат-циркон-apatитовая и циркон-apatитовая (рисунок 2.5д).

**Изменения содержаний акцессорных минералов по разрезу** скв. 900 Нововэнтной и скв. 809 Северо-Пуровской площадей представлены на рисунках 2.6а, 2.6б и имеют периодичный характер, что связано с ритмичностью условий осадконакопления.

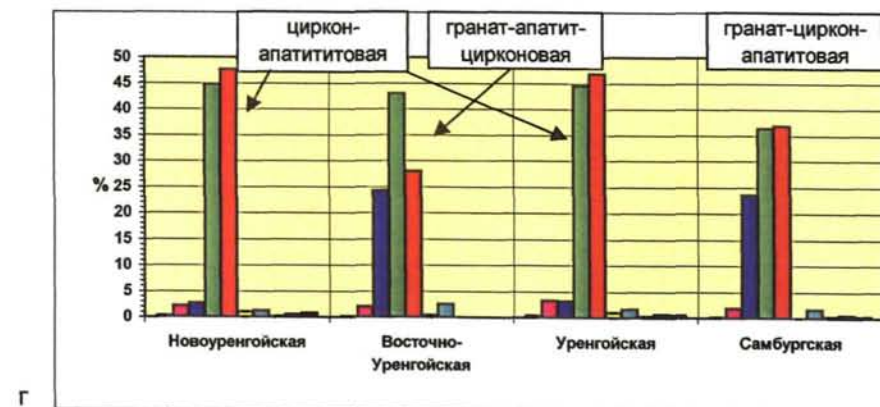
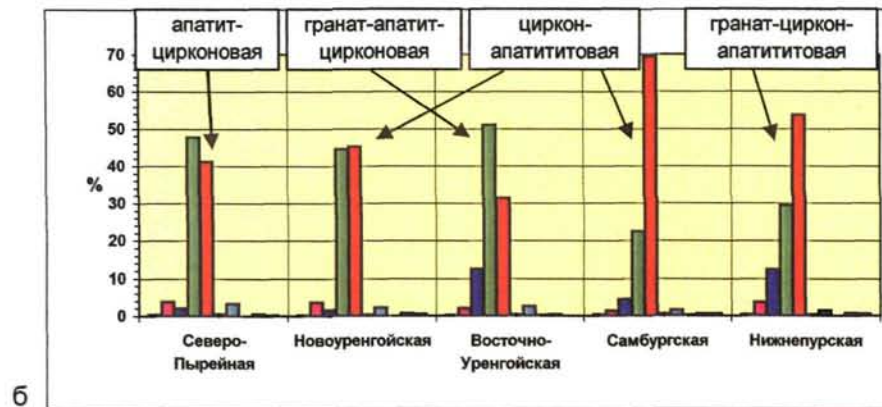
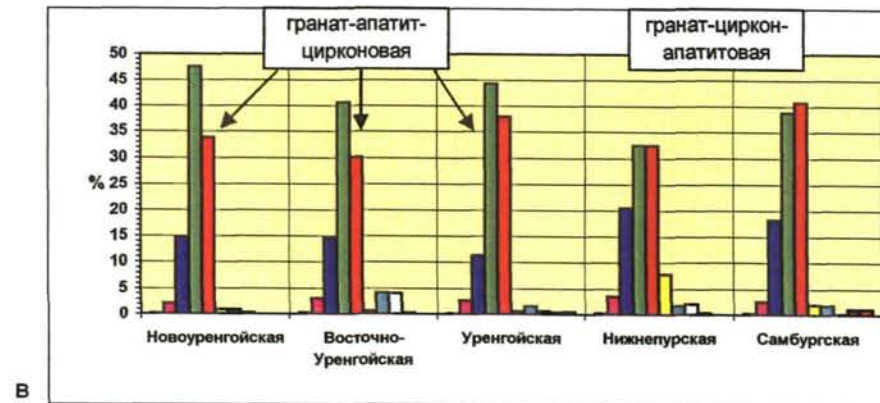
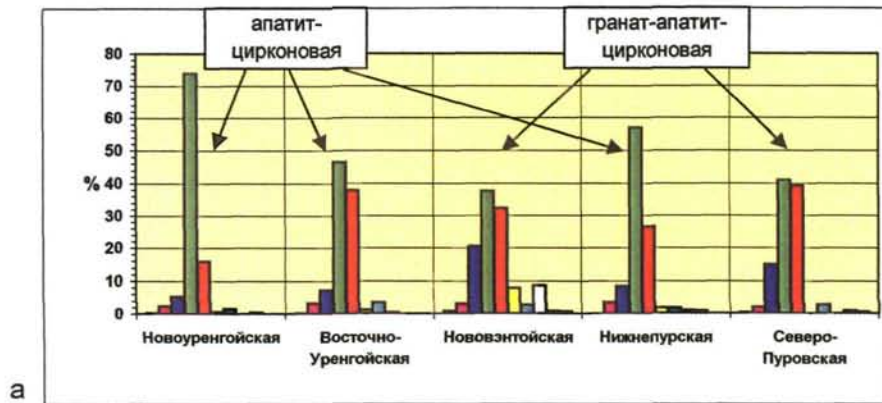


Рисунок 2.4 - Гистограммы средних содержаний аксессуарных минералов (%) по клиноформам (составила Храмова А.В., 2005г.):  
а - Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub>; б - Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub>; в - Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>; г - Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub>; д - Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub>



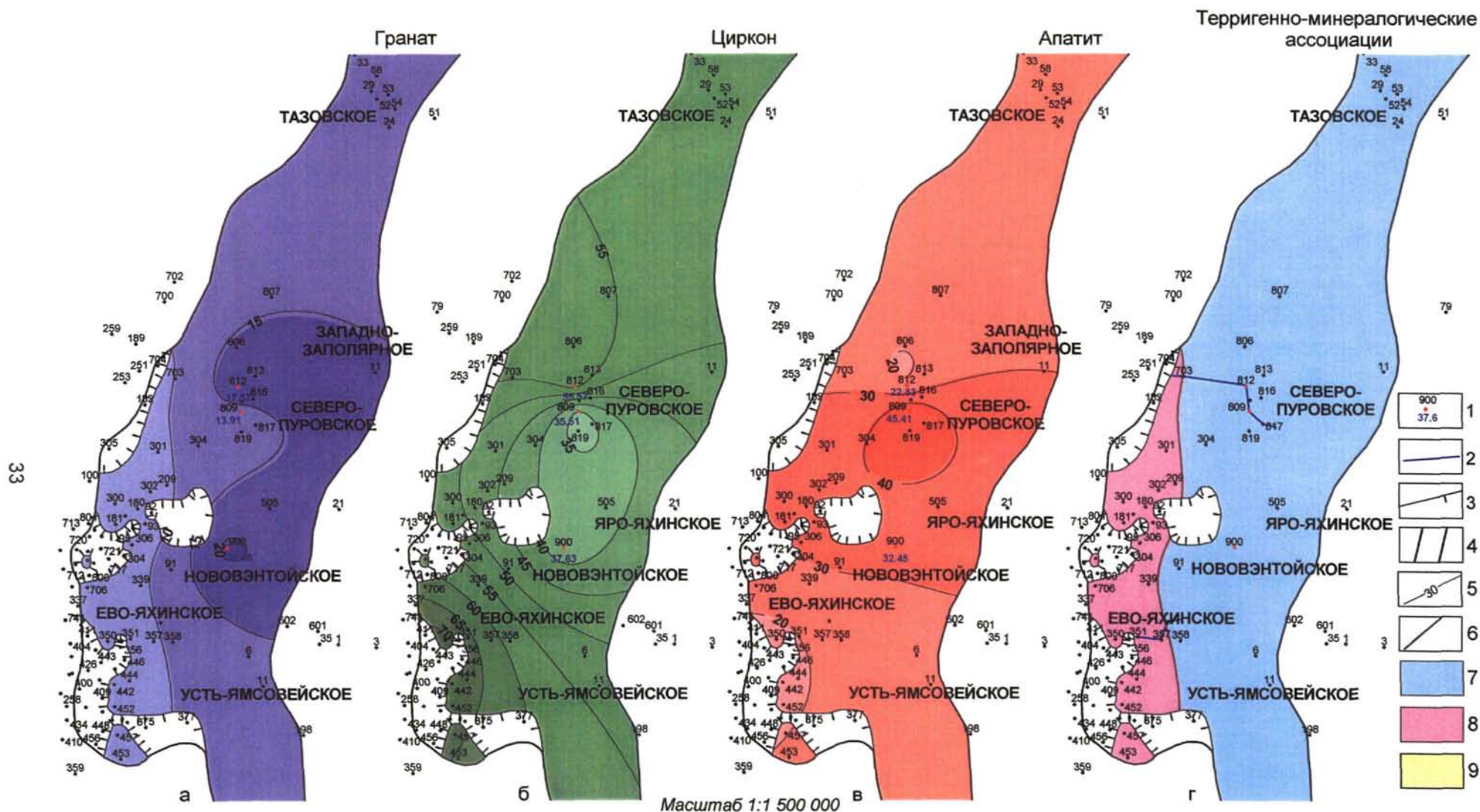
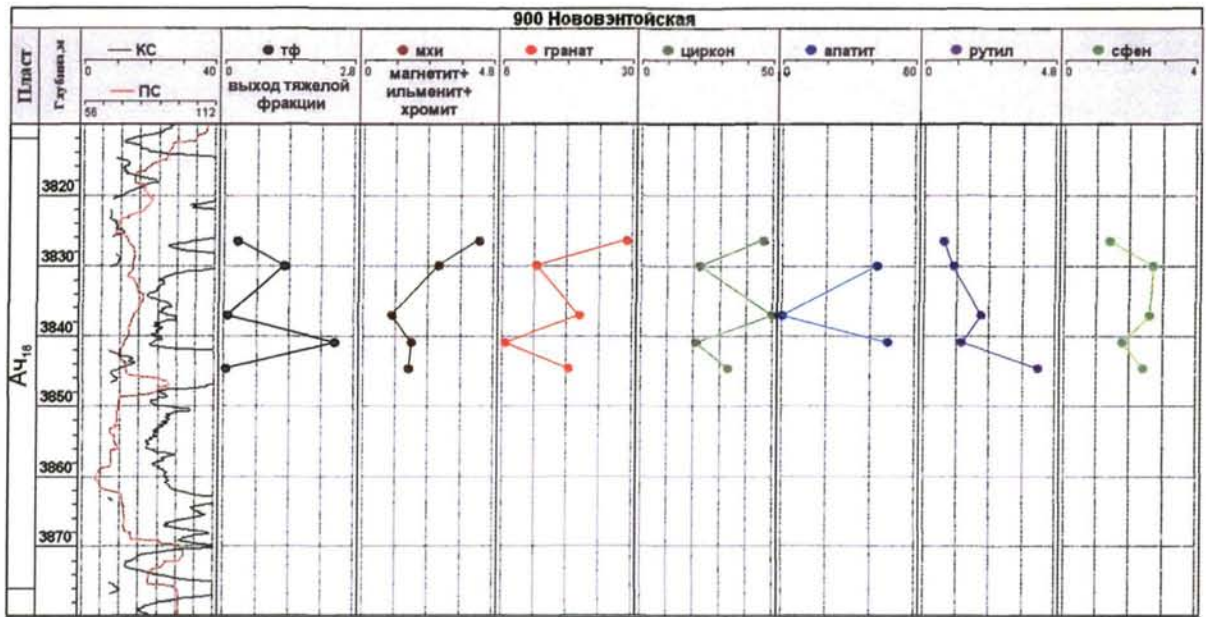
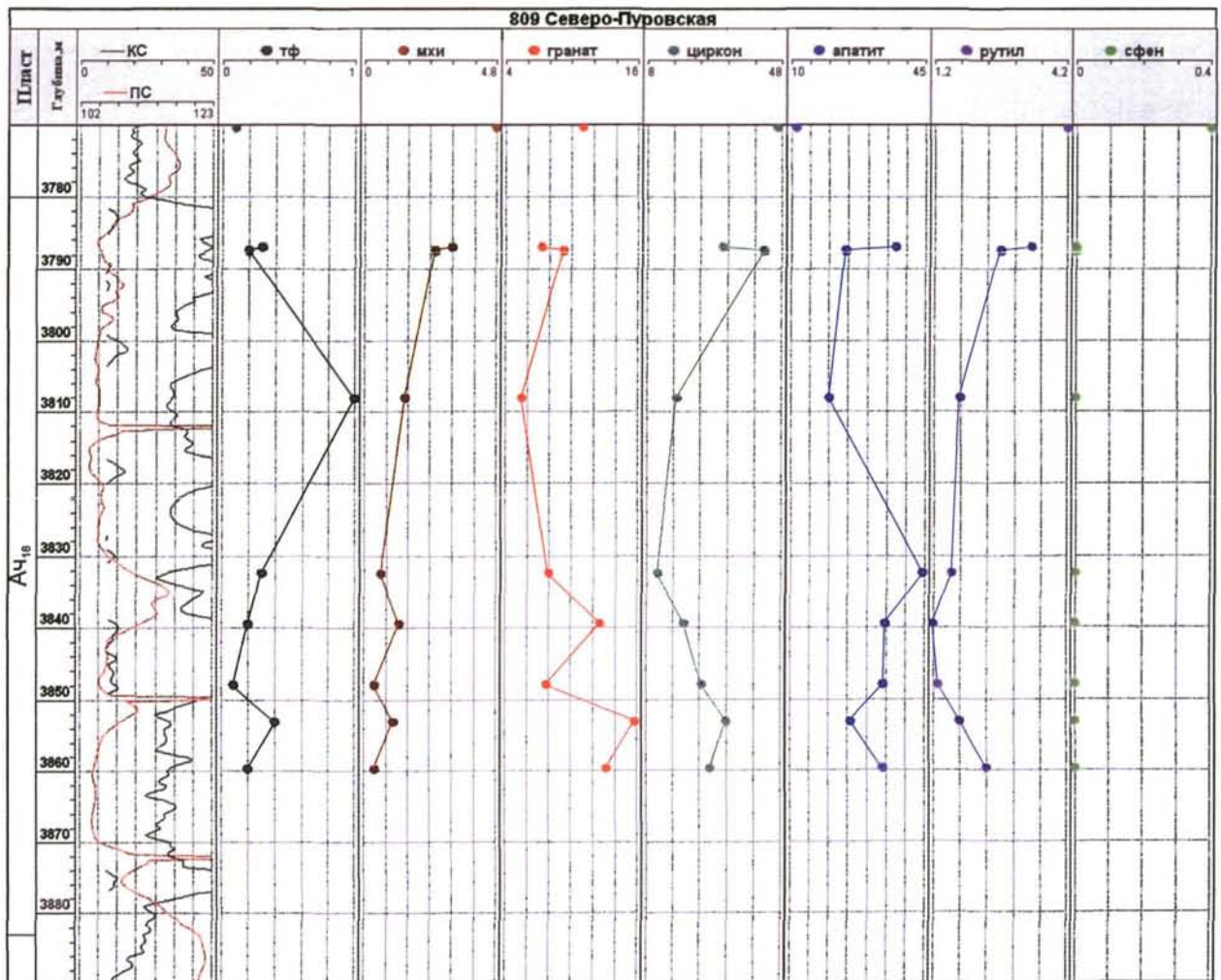


Рисунок 2.5 - Схемы распределения аксессуарных минералов в породах ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub> (составила Храмцова А.В., 2005 г.): а) гранат; б) циркон; в) апатит; г) терригенно-минералогические комплексы:

1 - в числителе - номер скважины, в знаменателе - среднее значение параметра; 2 - линия разрезов; 3 - граница замещения коллекторов глинами внутри контура распространения ачимовской толщи; 4 - граница распространения клиноформы; 5 - линии равных значений аксессуарных минералов, %; 6 - граница распространения терригенно-минералогических ассоциаций; 7 - апатит-гранат-цирконовая; 8 - циркон-апатитовая; 9 - циркон-гранатовая



а



б

Рисунок 2.6 - Изменение содержания аксессуарных минералов в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>16</sub>БТ<sub>12-13</sub> по разрезу скважин: а - 900 Нововэнтнойской площади; б - 809 Северо-Пуровской площади (составила Храмова А.В., 2005г.).

На литолого-фациальном разрезе по линии скв. 703 Нижнепурской - скв. 817 Северо-Пуровской площади представлены характерные особенности пород ачимовской толщи, вынесены терригенно-минералогические ассоциации, медианный диаметр зерен, сортировка (рисунок 2.7). По керну скв. 703 Нижнепурской и 809 Северо-Пуровской площадей отмечается запах углеводородов. Карбонатность пород увеличивается к подошве пластов. Породы ачимовской толщи представлены алевролитами крупнозернистыми с коэффициентом сортировки зерен от 1,46 до 1,52.

По разрезу скв. 809 Северо-Пуровской площади вынесены фрагменты керна. Текстуры пород массивные, с линзами аргиллитов (кern 1), с косыми намывами углисто-слюдистого материала (кern 2). На фотографии шлифа по скв.817 Северо-Пуровской площади можно отметить угловатые обломки пород, регенерацию зерен кварца. На литолого-фациальном профиле по линии скв. 351-360 Ево-Яхинского месторождения показано изменение мощности песчаных тел (рисунок 2.8). Сортировка зерен изменяется в среднем 1,48-1,53. Текстуры пород массивные с линзочками аргиллита (кern 1) и с горизонтальной слоистостью в верхней части образца (кern 2).

**Ачимовская толща клиноформы Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub>** изучена 31 анализом по 8 скважинам. Распределение средних содержаний акцессорных минералов по месторождениям представлено на рисунке 2.4б. Выход тяжелой фракции в среднем составляет 0,3%. Содержание эпидота, сфена не превышает 0,7-0,8%. Такие минералы как рутил, магнетит+ильменит+хромит не превышают 2%. Ведущими акцессорными минералами являются циркон, апатит. Преобладающей минералогической ассоциацией для Северо-Пырейного, Новоуренгойского и Самбургского месторождений является: циркон-апатитовая, апатит-цирконовая. Для Нижнепурского, Восточно-Уренгойского месторождения содержание граната увеличивается до 12-14%, поэтому выделяем гранат-циркон-апатитовую (Нижнепурское месторождение), гранат-апатит-цирконовую ассоциацию (Восточно-Уренгойское месторождение). Такое соотношение устойчивых и неустойчивых минералов может свидетельствовать о быстром захоронении осадков.










По трем преобладающим минералам, содержание которых превышает 10%, построены схемы распределения (рисунок 2.9).

**Содержание граната** колеблется от 0 до 21,2% (скв. 706, обр.11659), в среднем составляет 6,7%. Зоны повышенных значений граната наблюдаются в районе Нижнепурского и скв. 92 Восточно-Уренгойского месторождений (рисунок 2.9а). С юга на север увеличение содержания граната до 12% (скв. 92 В-Уренгойского месторождения), затем уменьшение на Самбургском месторождении до 1,6-5,73% и вновь увеличение на Нижнепурском месторождении до 13% (скв. 705).

Повышение **содержаний циркона** с юга-востока на северо-запад показывает, что с этого направления поступал достаточно переработанный, химически устойчивый материал (рисунок 2.9б). Среднее содержание циркона по скважинам изменяется от 18,9% (скв. 254 Самбургского месторождения) до 58,7% (скв. 92 Восточно-Уренгойского месторождения).

На схеме распределения **апатита** (рисунок 2.9в) зоны максимальных значений выделяются: в районе скв. 452 Новоуренгойского; скв. 251, 254 Самбургского; район скв. 706 Нижнепурского месторождений. С увеличением содержания граната уменьшается содержание апатита.

## Условные обозначения:

-  переслаивание алевролитов и аргиллитов
  -  песок  
в числителе – медианный диаметр зерен, мм (количество определений); в знаменателе – коэффициент сортировки
  -  карбонатность >10%
  -  запах УВ
  -  битуминозные отложения баженовской свиты
  -  включения обломков аргиллита
- Терригенно-минералогическая ассоциации:
-  циркон-апатитовая
  -  гранат-циркон-апатитовая или гранат-апатит-цирконовая
  -  гранат-цирконовая

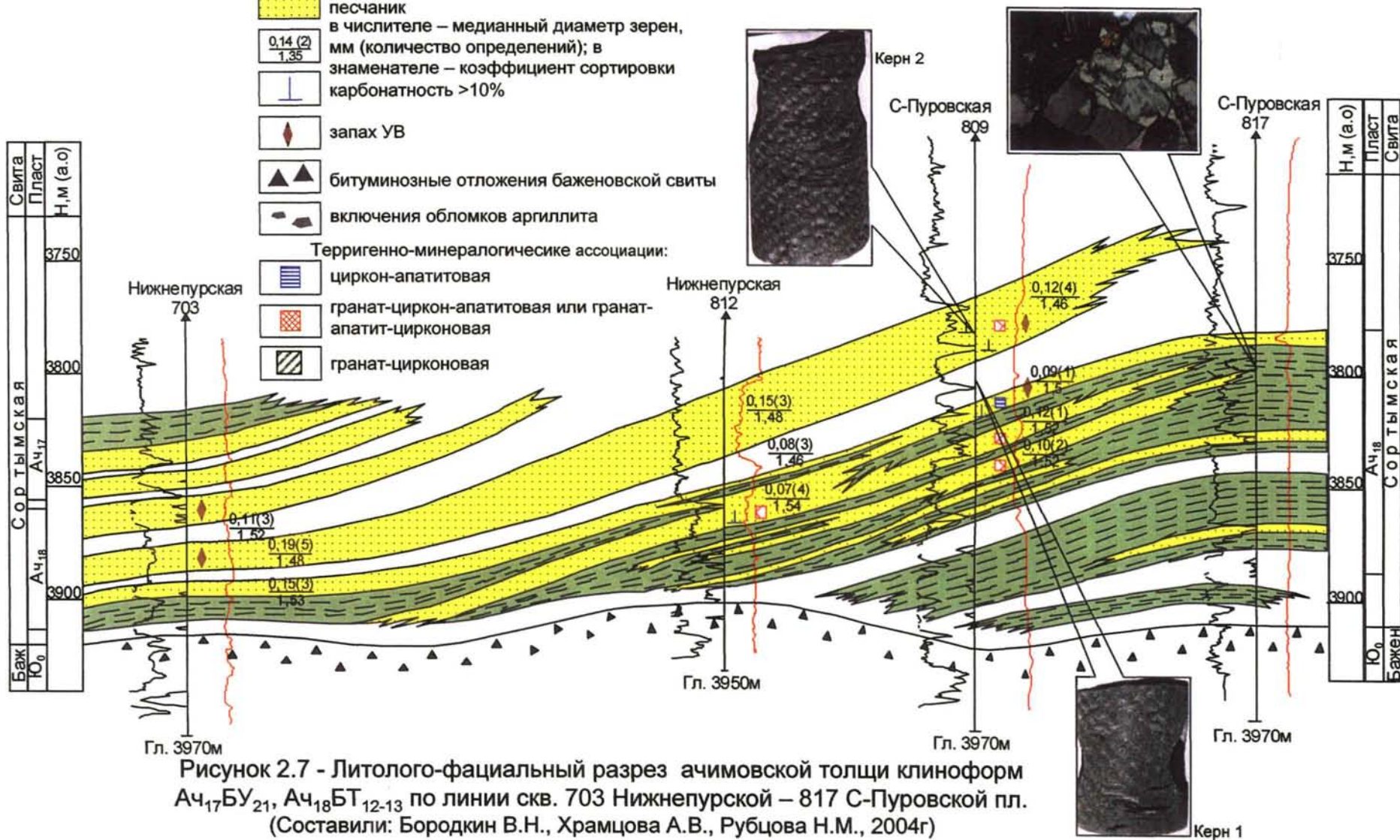


Рисунок 2.7 - Литолого-фациальный разрез ачимовской толщи клиноформ Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub>, Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub> по линии скв. 703 Нижнепурской – 817 С-Пуровской пл. (Составили: Бородин В.Н., Храмова А.В., Рубцова Н.М., 2004г)

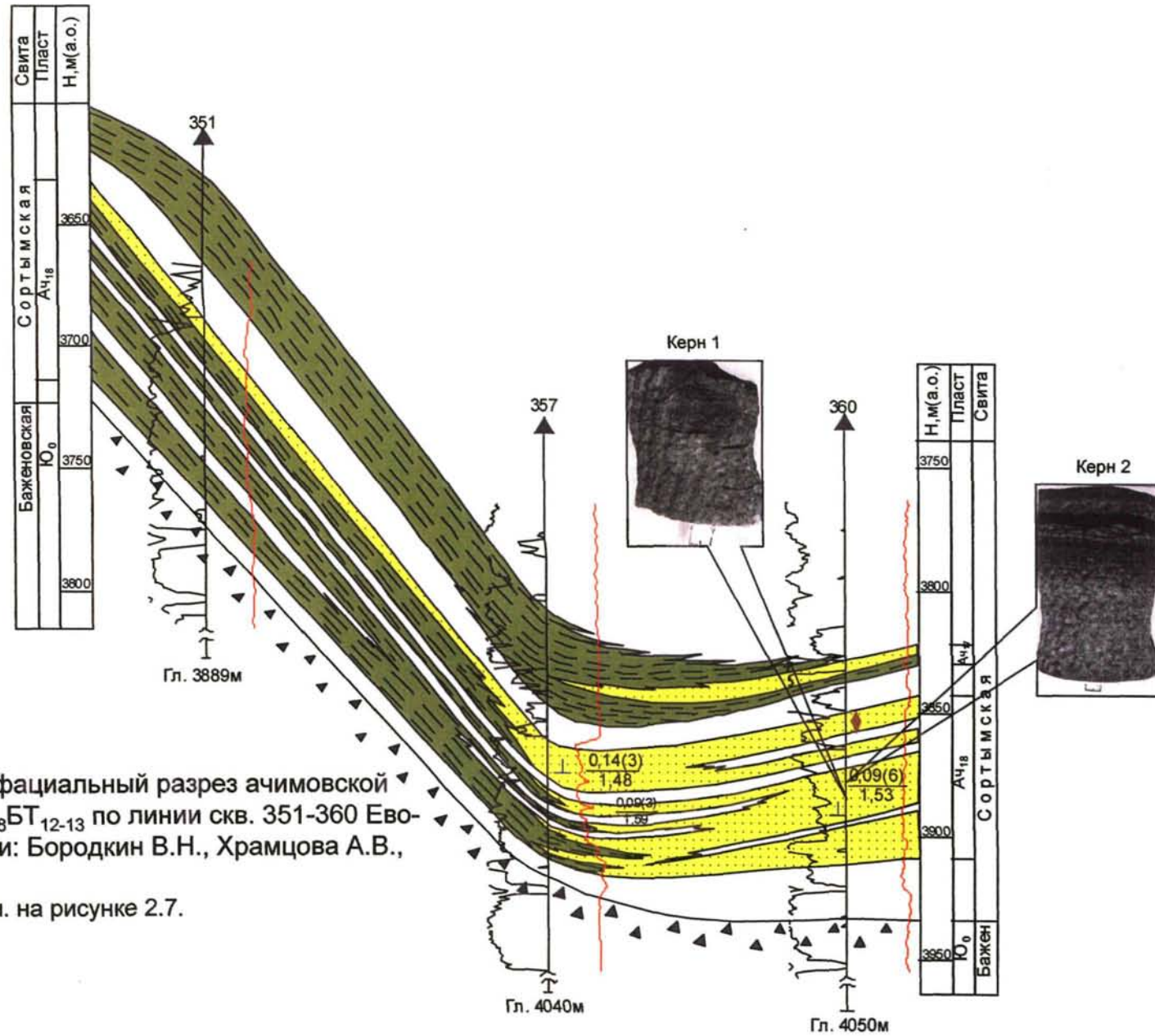


Рисунок 2.8 - Литолого-фациальный разрез ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub> по линии скв. 351-360 Ево-Яхинской пл. (Составили: Бородкин В.Н., Храмцова А.В., Рубцова Н.М., 2004г).  
Условные обозначения см. на рисунке 2.7.



Рисунок 2.9 - Схемы распределения аксессуарных минералов в породах ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub> (составила Храмцова А.В., 2005г.): а) гранат; б) - циркон; в) апатит; г) терригенно-минералогические ассоциации. Условные обозначения см. на рисунке 2.5.

Зоны повышенных значений граната соответствуют зонам пониженных значений апатита.

На рисунке 2.9г показаны терригенно-минералогические ассоциации для клиноформы Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub>. **По площади** преобладающей ассоциацией терригенных минералов является циркон-апатитовая (апатит-цирконовая), лишь в районах Нижнепурского и Восточно-Уренгойского месторождений содержание граната превышает 10%, выделяется циркон-гранат-апатитовая ассоциация.

**Изменение тяжелых минералов по разрезу** скважины 705 Нижнепурской площади представлено на рисунке 2.10а, отмечается уменьшение содержания выхода тяжелой фракции, циркона, граната к подошве пласта и увеличение апатита.

На рисунке 2.11 представлен литолого-фациальный разрез по линии скв. 254 Самбургской- 704 Нижнепурской площадей. Показано разнообразие текстур ачимовской толщи, характеризующих условия седиментации. Выделяются горизонтальные текстуры, обусловленные намывами углисто-слюдистого материала; флюидальные, за счет активной гидродинамической среды осадконакопления; линзовидные, обусловленные линзами и включениями аргиллитов в песчаниках. По керну отмечается запах углеводородов (УВ). Сортировка зерен в среднем составляет 1,49-1,59. Медианный диаметр зерен от 0,12-0,15 мм. По разрезу скв. 452-375 Северо-Пырейного месторождений (рисунок 2.12) породы представлены песчаниками мелкозернистыми и алевролитами крупнозернистыми с медианным диаметром зерен 0,08-0,12мм, сортировка 1,47-1,53. Текстуры характеризуют не продуктивную часть пласта, представлены алевролитами глинистыми, карбонатными, верхний образец с горизонтальной слоистостью, нижний – массивный с кавернами.

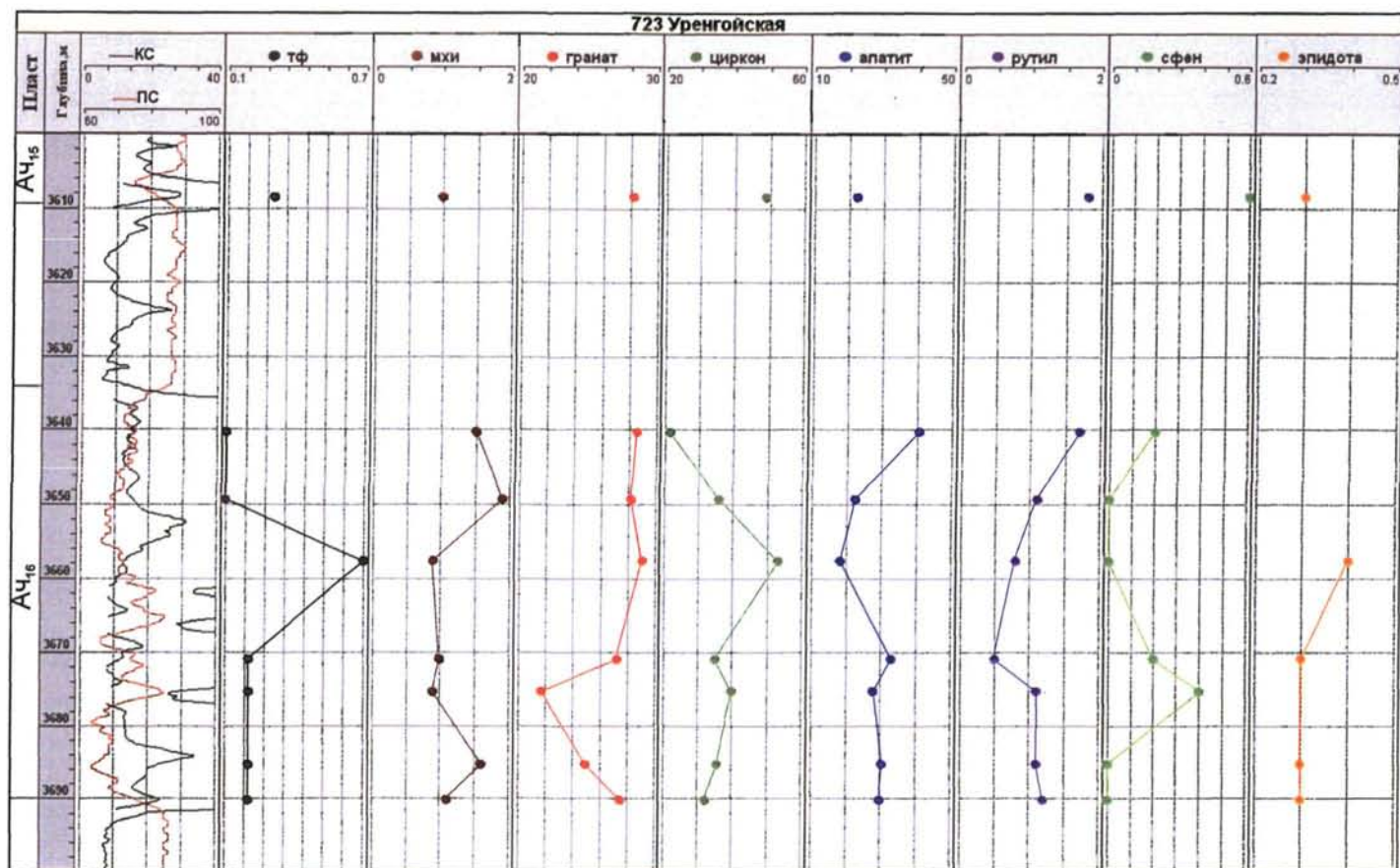
**Ачимовская толща клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>** изучена 94 анализами по 24 скважинам. Распределение средних содержаний акцессорных минералов по месторождениям представлено на рисунке 2.4в. Ведущими минералами являются: гранат, циркон, апатит, содержание которых превышает 10%. Повышается содержание эпидота и сфена по сравнению с вышеописанной ачимовской толщей клиноформы Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub>. Максимальное количество эпидота 15,6% достигает в скв. 705 Нижнепурской площади.

По средним содержаниям акцессорных минералов можно выделить следующие преобладающие терригенно-минералогические ассоциации: гранат-апатит-цирконовая, гранат-циркон-апатитовая.

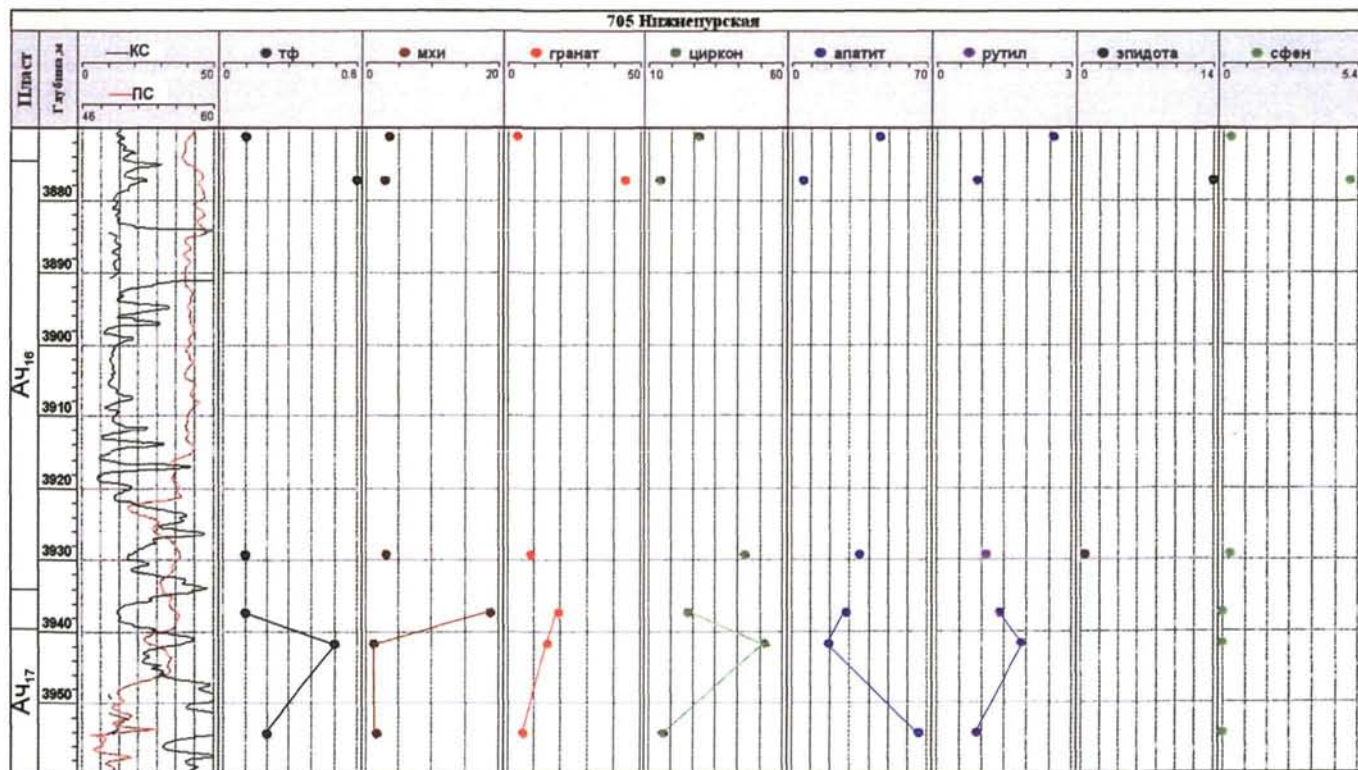
**Содержание граната** уменьшается с востока на запад. Максимальное значение достигает 27,43% в скв. 733 Уренгойской площади (рисунок 2.13а). Зоны повышенных значений циркона наблюдаются в юго-западной части клиноформы (более 60%). Максимальное значение циркона достигает 80% в скв. 180 Самбургской площади (обр. 7338).

**Содержание циркона** увеличивается с востока на запад, зоны максимальных значений (более 50%) отмечаются в районе скв. 180 Самбургской площади; скв. 693, 696 Уренгойского месторождения.

**Содержание неустойчивого апатита** увеличивается с уменьшением содержания граната. Зоны максимальных значений апатита наблюдаются в районе скв. 254 Самбургского месторождения, в центральной (скв. 705 Нижнепурской площади) и юго-западной частях распространения ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub> (рисунок 2.13в).



а



б

Рисунок 2.10 - Изменение содержания аксессуарных минералов по разрезу ачимовской толщи клиноформ АЧ<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub>-АЧ<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub> в скважинах (составила Храмова А.В., 2005г.): а - 723 Уренгойской площади; б - 705 Нижнепурской площади.



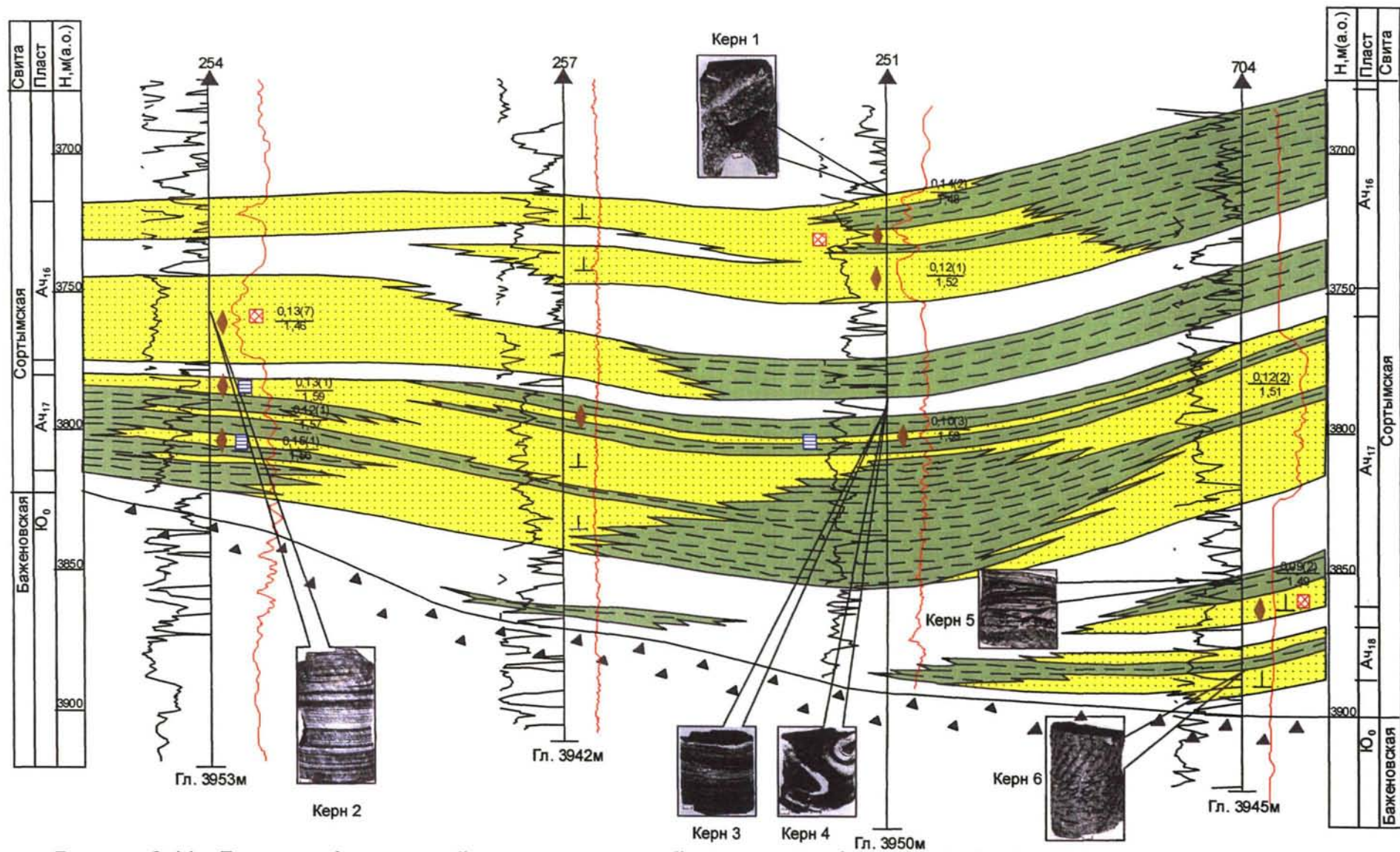


Рисунок 2.11 - Литолого-фациальный разрез ачимовской толщи клиноформ Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>, Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub> по линии скв. 254 Самбургской – 704 Нижнепурской пл. (Составили: Бородин В.Н., Храмова А.В., Рубцова Н.М., 2004г)  
Условные обозначения см. на рисунке 2.7.

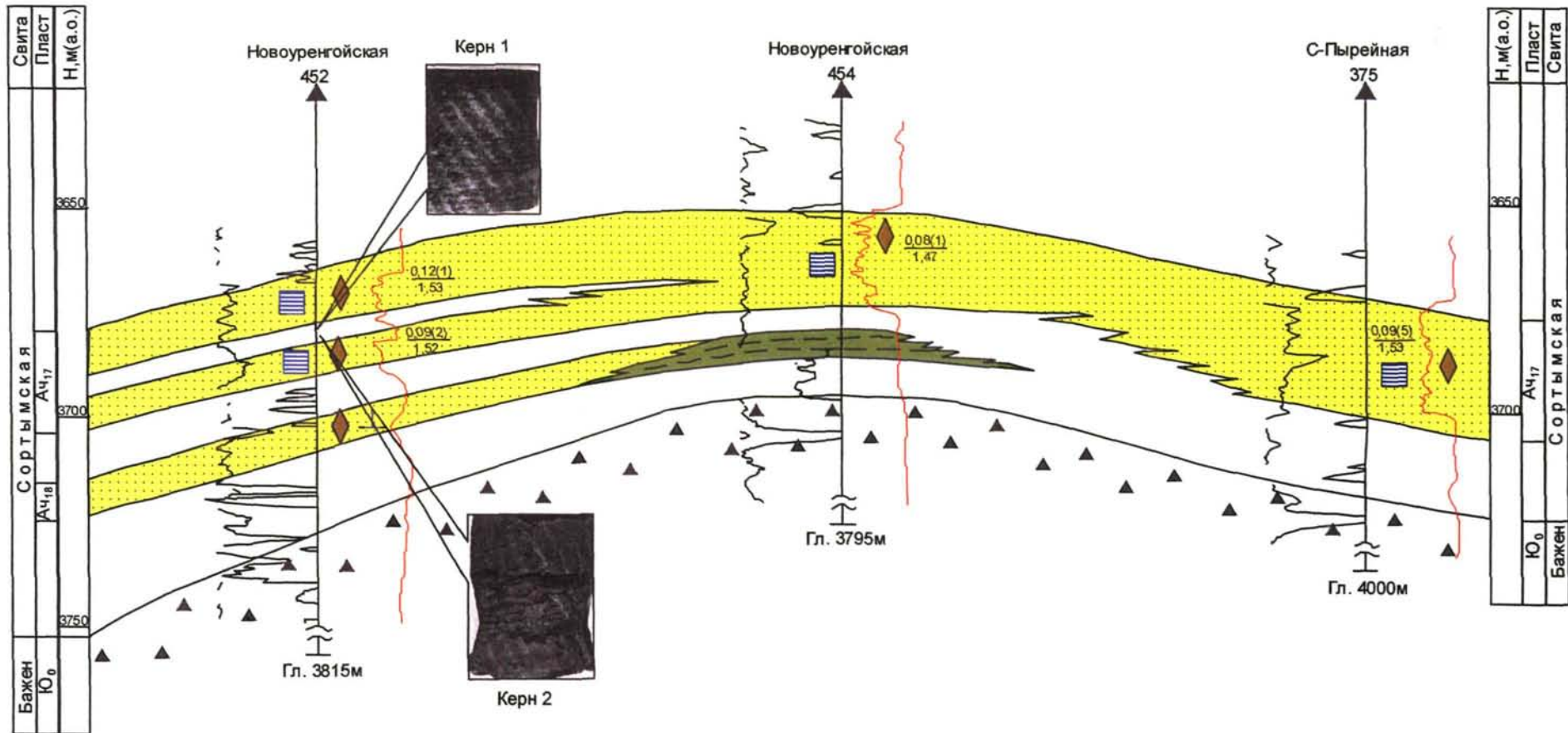


Рисунок 2.12 - Литолого-фациальный разрез ачимовской толщи клиноформ  $Ач_{17}БУ_{21}$ ,  $Ач_{18}БТ_{12-13}$  по линии скв. 452 Н-Уренгойской – скв. 375 С-Пырейной площадей (Составили: Бородкин В.Н., Храмцова А.В., Рубцова Н.М., 2004г)  
Условные обозначения см. на рисунке 2.7.

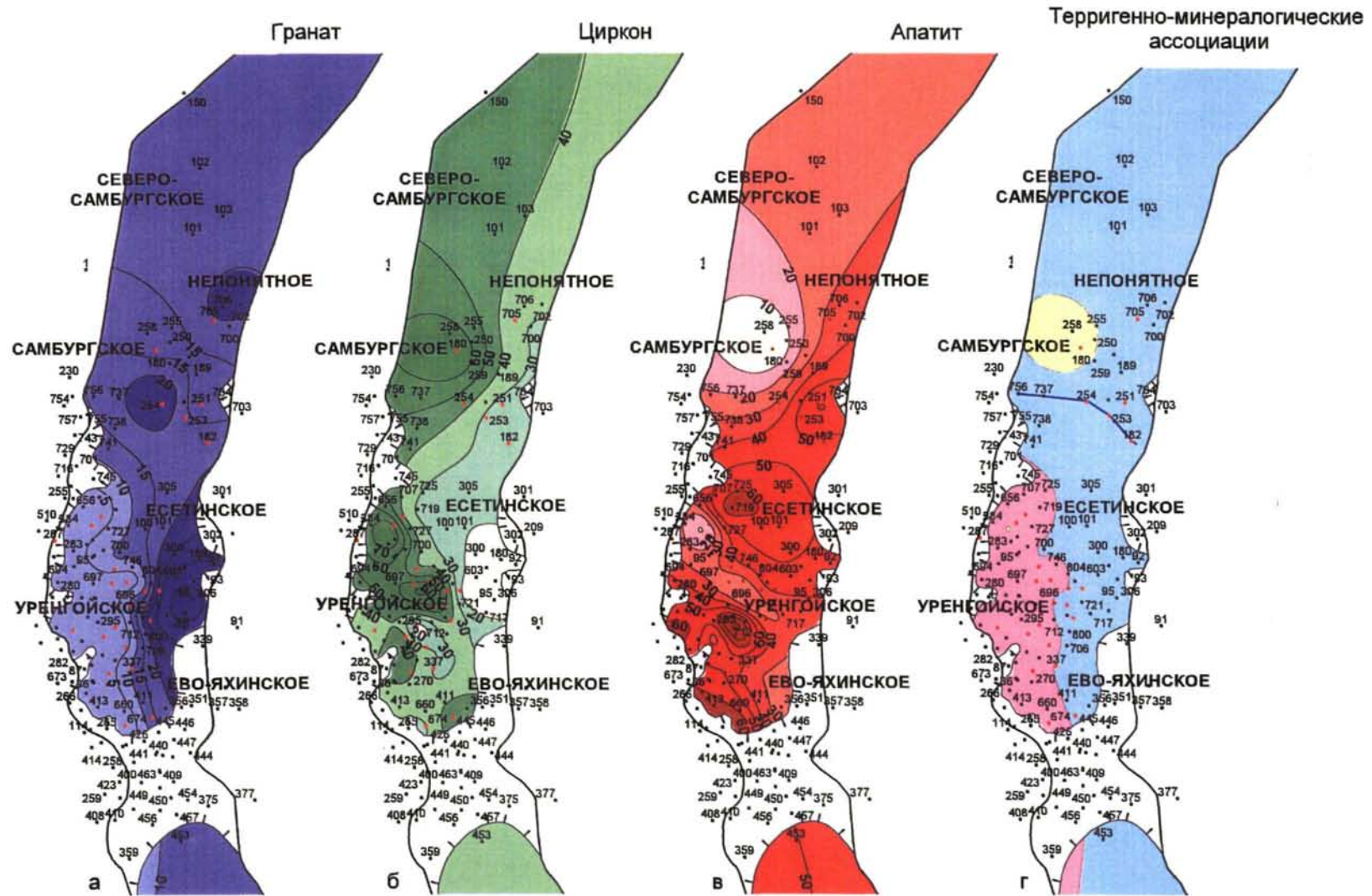


Рисунок 2.13 - Схемы распределения акцессорных минералов в породах ачимовской толщи клиноформы  $Aч_{16}BU_{20}$  (составила Храмцова А.В., 2005г.): а) гранат; б) - циркон; в) апатит; г) терригенно-минералогические ассоциации. Условные обозначения см. на рисунке 2.5.

Выделяются следующие терригенно-минералогические ассоциации (рисунок 2.13д): циркон-апатитовая (юго-западная часть клиноформы); циркон-гранат-апатитовая (преобладающая по площади) и в районе скв. 180 Самбургской площади - гранат-цирконовая.

На рисунках 2.14, 2.15 представлено изменение содержаний акцессорных минералов по разрезу скважин, которое носит периодичный характер. Для скв. 733, 711 Уренгойского месторождения отмечается изменение содержания граната и циркона в одном направлении, апатита противоположно им (рисунки 2.14а, 2.15б). По скв. 720, 708 Уренгойского месторождения наблюдается прямая зависимость содержания неустойчивого апатита от содержания устойчивого циркона (рисунки 2.14б, 2.15а).

На рисунке 2.16 представлен литолого-фациальный разрез по линии скв. 756 Уренгойской – 182 Самбургской площадям. Сортировка зерен хорошая. Тектурные особенности клиноформы представлены керном 1, представляющим собой переслаивание алевролита и аргиллита, слоистость нарушена смятием осадка.

**Ачимовская толща клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub>** изучена 111 анализами по 34 скважинам. Распределение средних содержаний акцессорных минералов по месторождениям представлено на рисунке 2.4г. Ведущими акцессорными минералами являются апатит, циркон для Новоуренгойского и Уренгойского месторождений, содержание граната, магнетита+ильменита+хромита, рутила и др. минералов не превышает 1-3%. Для Восточно-Уренгойского и Самбургского месторождений, кроме циркона и апатита отмечается повышенное содержание граната (до 23-24%).

На схемах распределения ведущих акцессорных минералов можно выделить следующие закономерности:

Повышенные значения **граната** наблюдаются лишь в восточной части распространения ачимовских отложений клиноформы в районе скв. 711, 722, 723 Уренгойского и скв. 336 Восточно-Уренгойского месторождений и западной части - скв. 254 Самбургского месторождения (рисунок 2.17а).

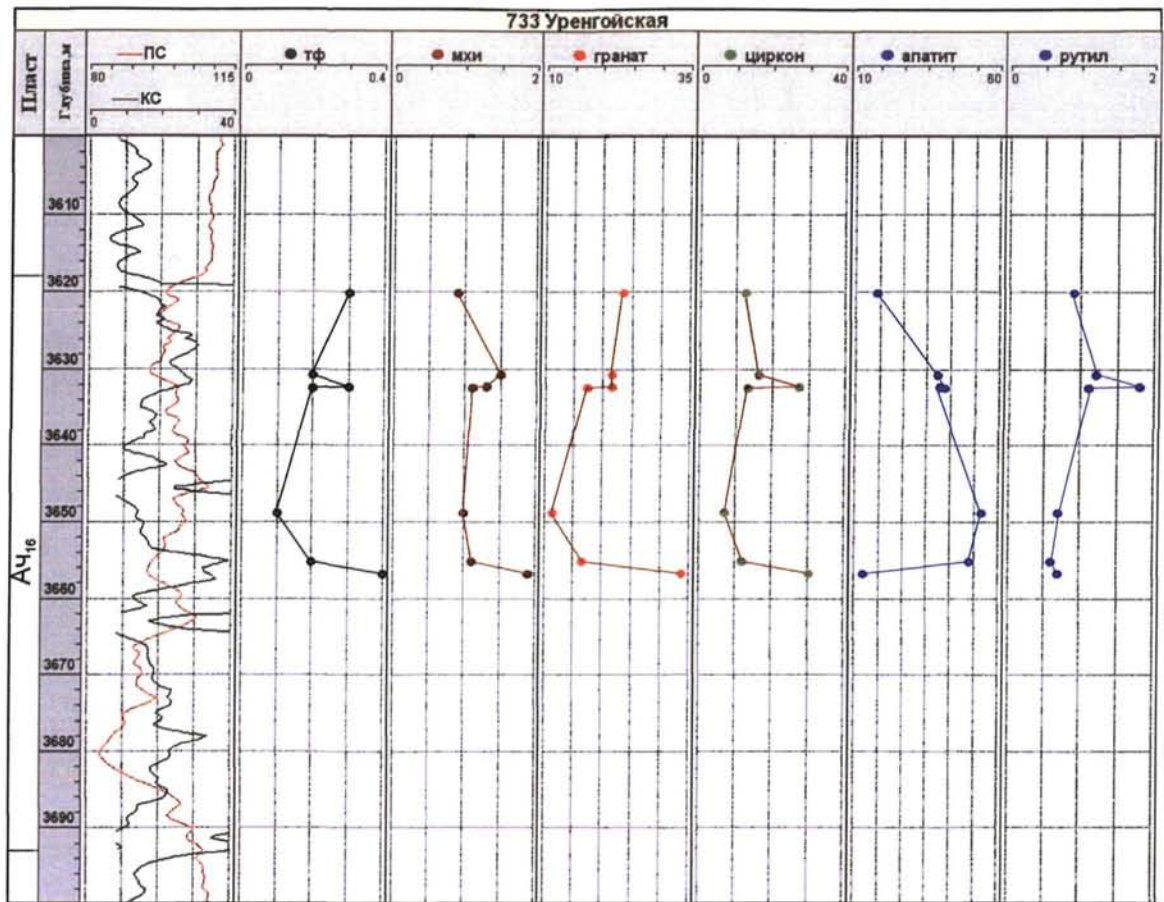
Максимальные значения неустойчивого **апатита** в скв. 695 – до 83%; скв.412 – 75,8%; скв. 443- до 75%, скв. 287 – до 74%.

Зоны повышенных значений **циркона** сопровождаются зонами пониженного содержания апатита (рисунки 2.17б, 2.17в).

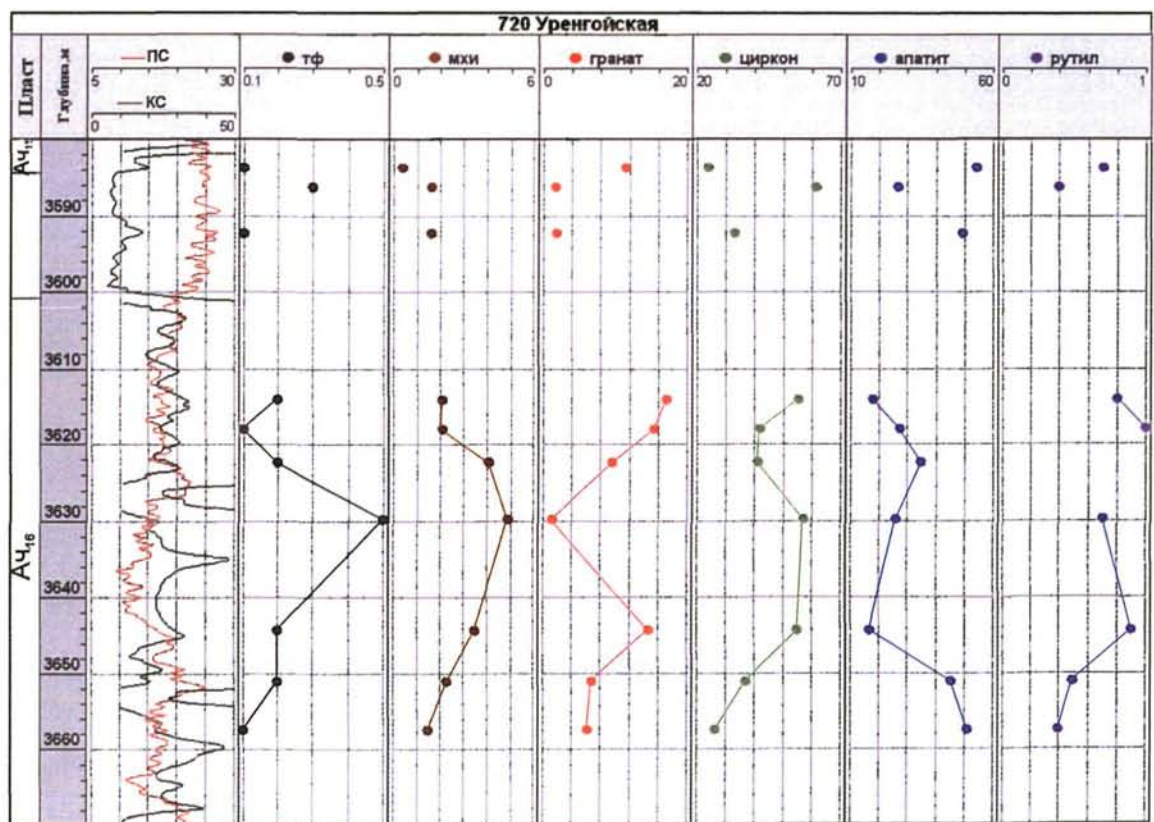
В ачимовской толще клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> выделяются следующие терригенно-минералогические ассоциации (рисунок 2.17г): циркон-апатитовая (преобладающая по площади); циркон-гранат-апатитовая (в восточной части клиноформы, район скв. 720, 722, 723, 255, 412, 443 Уренгойского месторождения).

Изменение акцессорных минералов **по разрезу** скв. 255, 695 Уренгойского месторождения представлены на рисунках 2.18а, 2.18б. Выход тяжелой фракции не превышает 0,5-0,8%. Увеличение содержания апатита наблюдается в центральной части пласта, циркона - в верхней и нижней частях.

На рисунке 2.19 представлен литолого-фациальный разрез по линии скв. 288 Уренгойской – скв. 800 В-Уренгойской площадям. По керну отмечается запах углеводородов, сортировка зерен хорошая. Среднее значение медианного диаметра изменяется от 1,4-1,5. Для пласта Ач<sub>16</sub> вынесены фотографии шлифов, где поровое пространство представлено порами и трещинами.

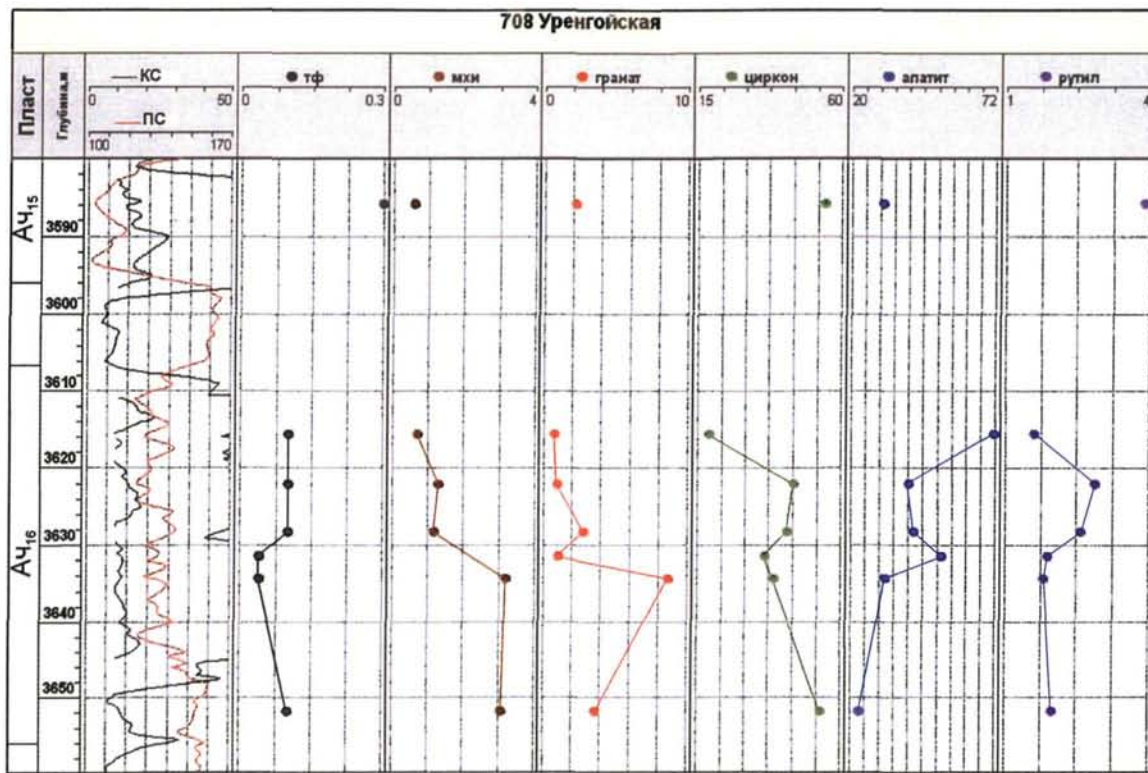


а

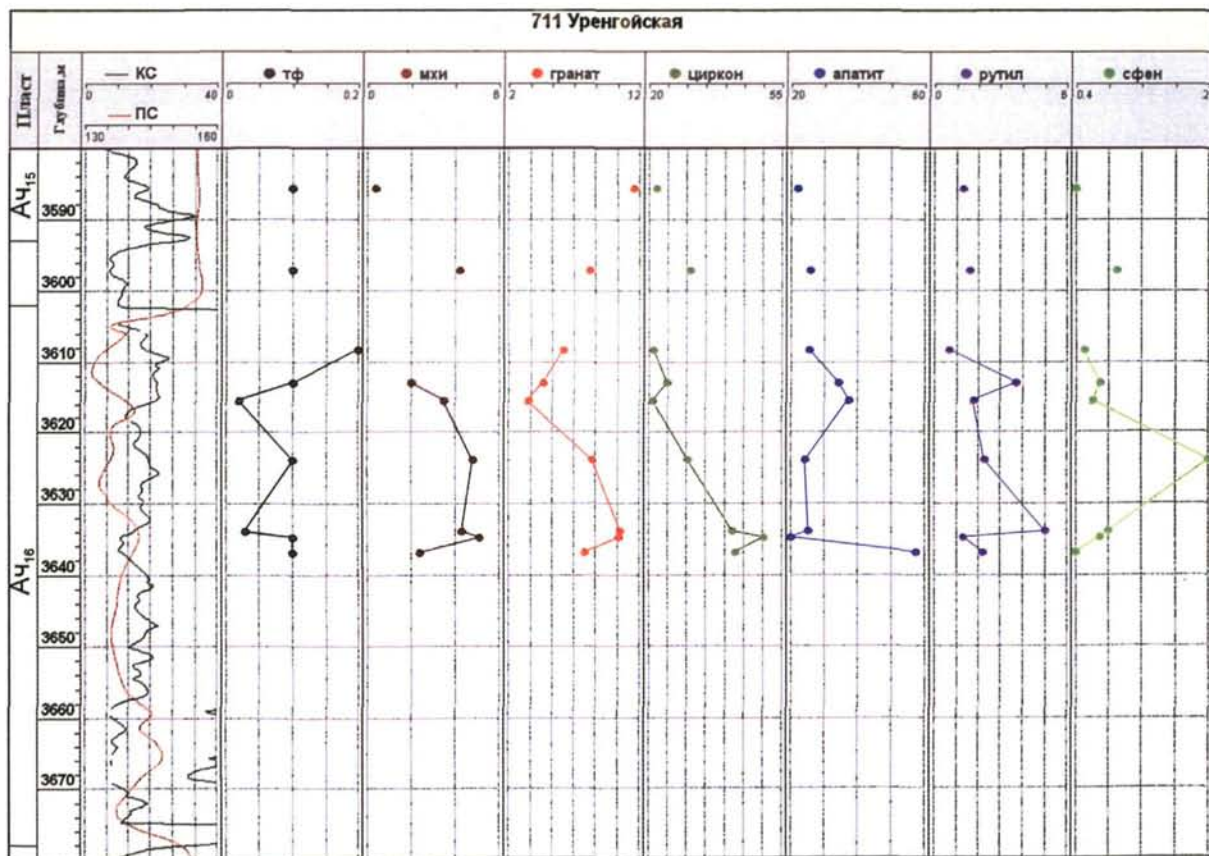


б

Рисунок 2.14 - Изменение содержания акцессорных минералов по разрезу ачимовской толщи клиноформ Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> - Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub> в скважинах Уренгойского месторождения: а - 733; б - 720 (составила Храмцова А.В., 2005г.)



а



б

Рисунок 2.15 - Изменение содержания аксессуарных минералов в ачимовской толще клиноформ Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub>-Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub> по разрезу скважин Уренгойского месторождения: а - 708; б - 711 (составила Храмова А.В., 2005г.)

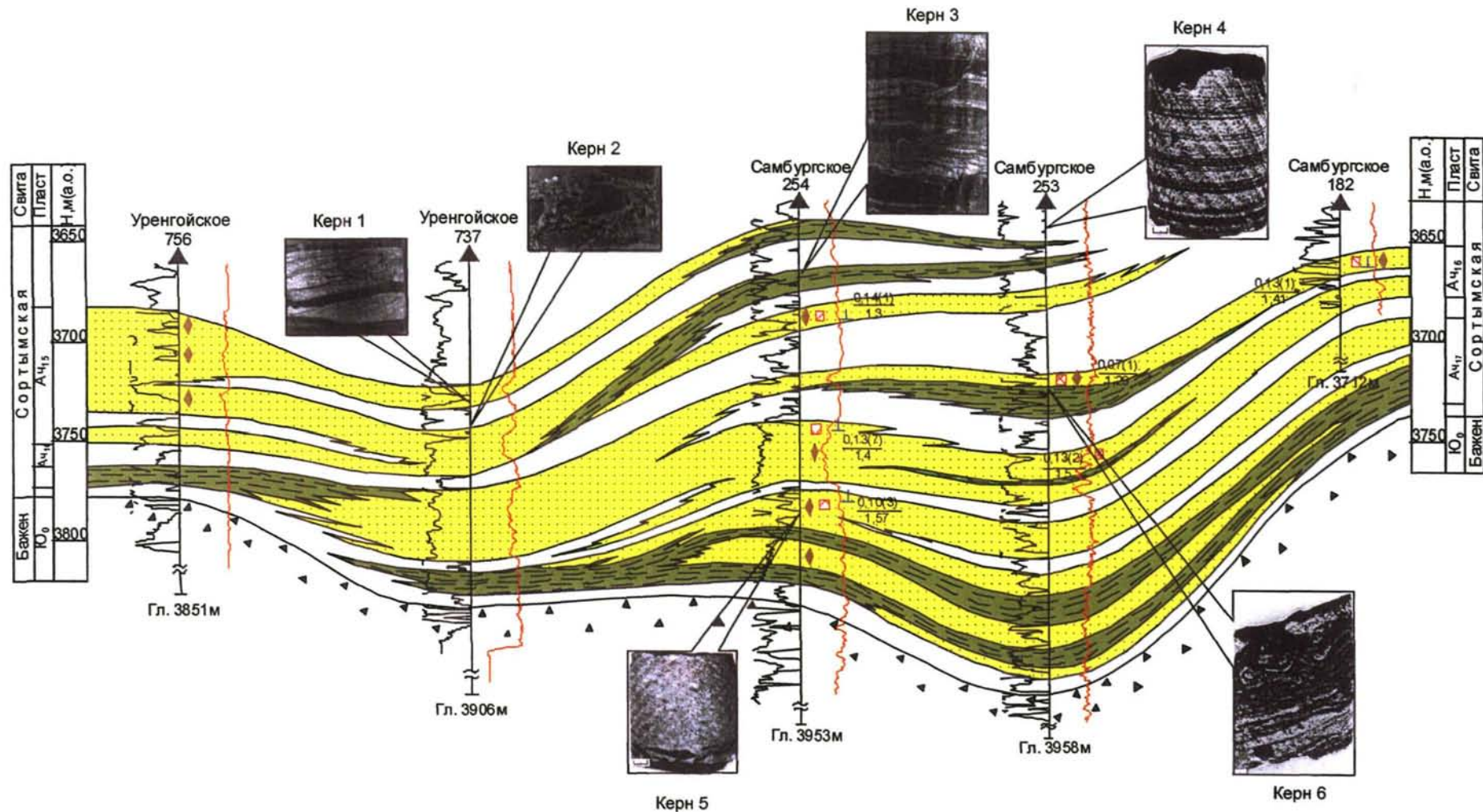


Рисунок 2.16 - Литолого-фациальный разрез ачимовской толщи клиноформ Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub>, Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub> по линии скв. 756 Уренгойской – 182 Самбургской пл. (Составили: Бородин В.Н., Храмова А.В., Рубцова Н.М., 2004г)  
Условные обозначения см. на рисунке 2.7.

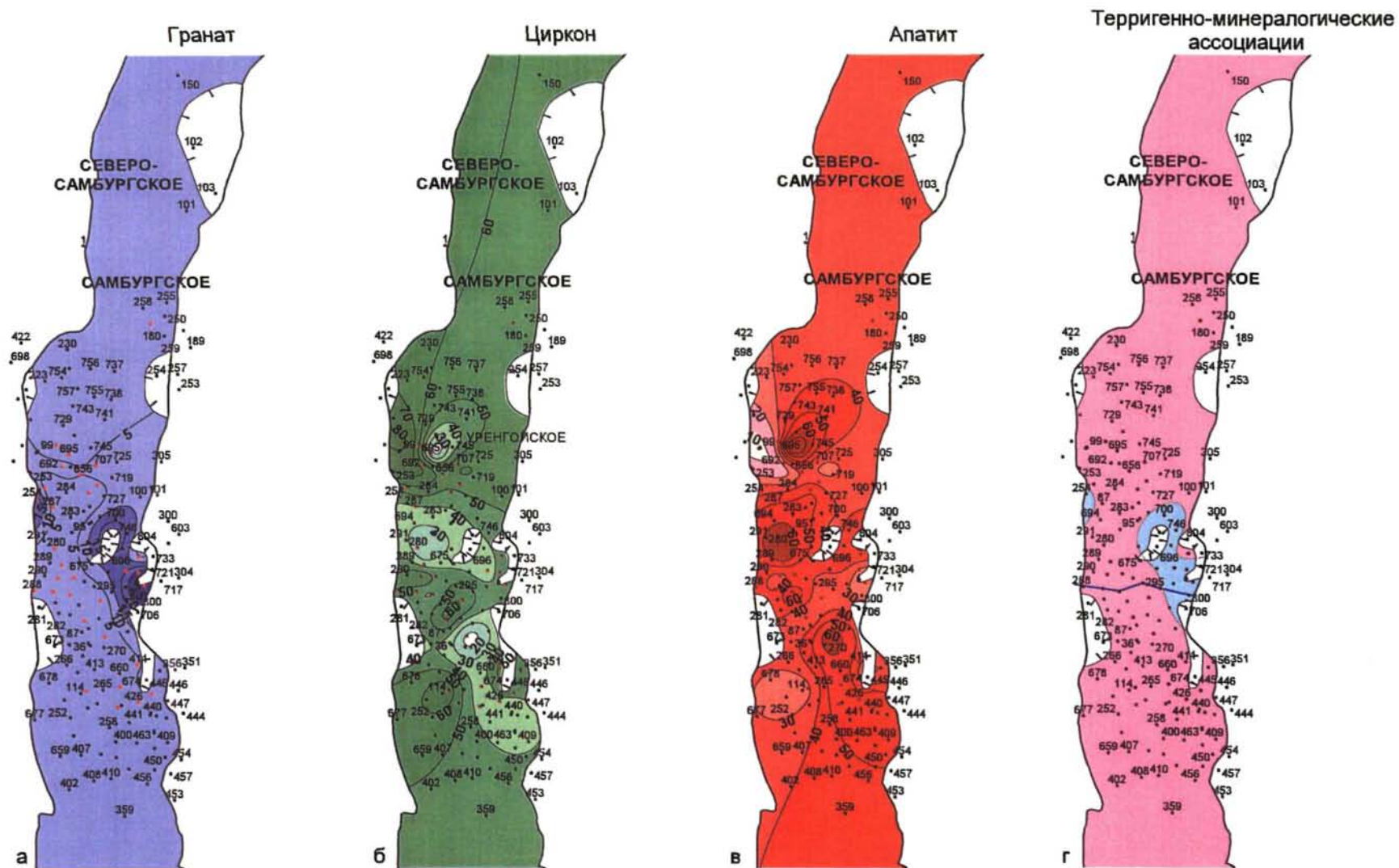
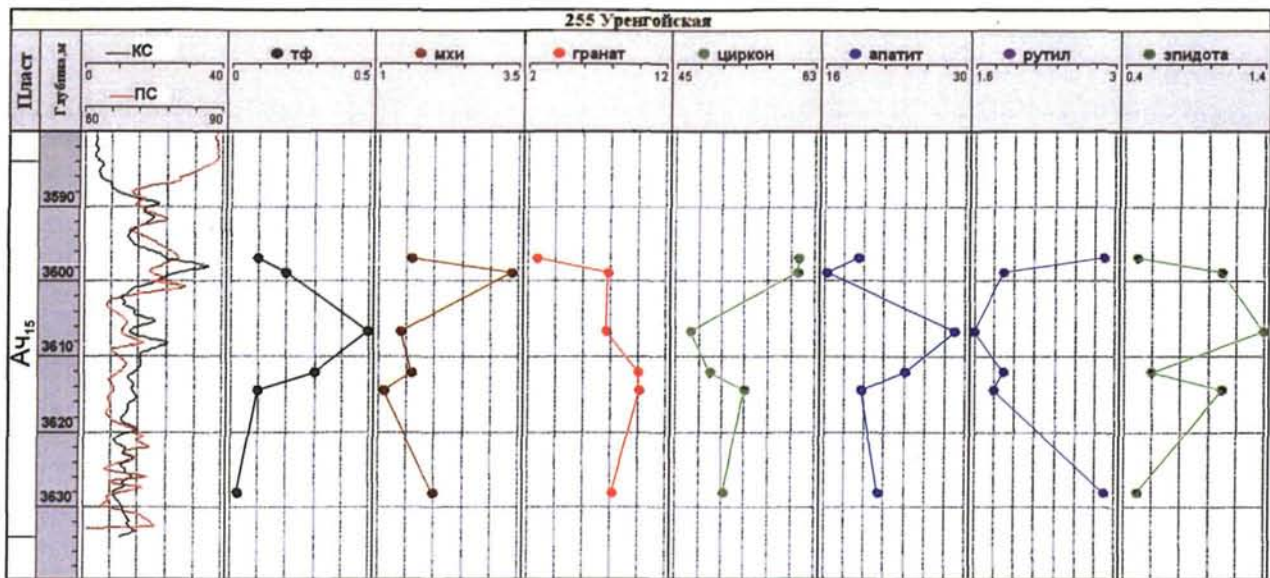
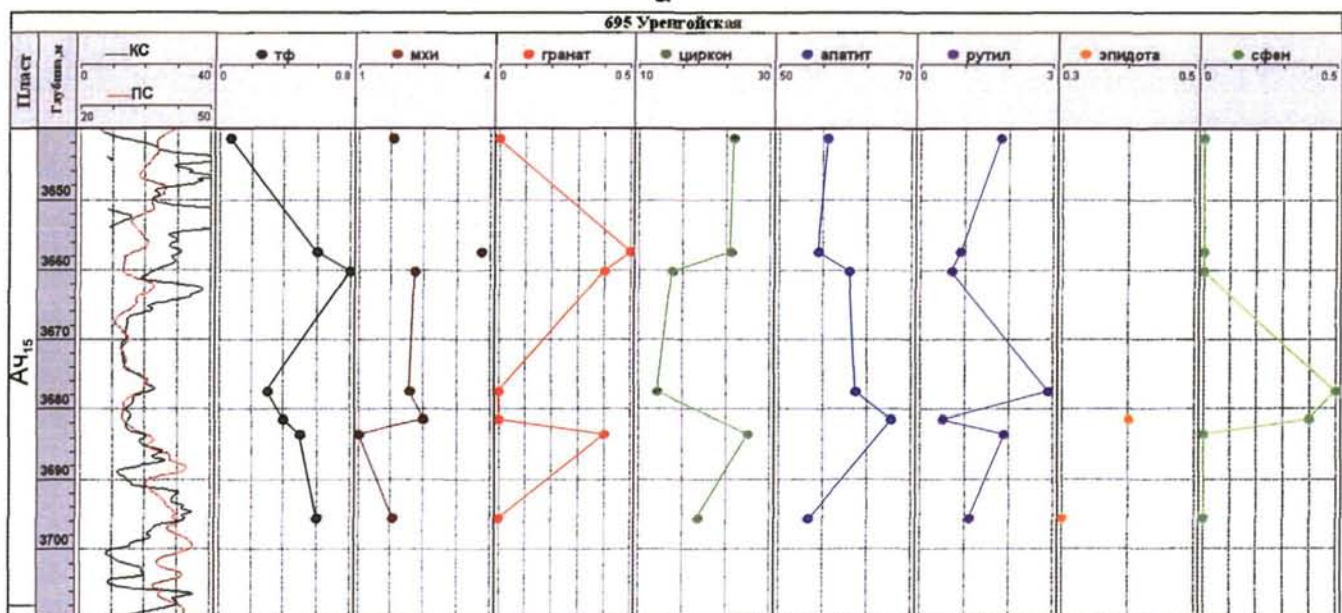


Рисунок 2.17 - Схемы распределения аксессуарных минералов в породах ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> (составила Храмцова А.В., 2005г.): а) гранат; б) - циркон; в) апатит; г) терригенно-минералогические ассоциации. Условные обозначения см. на рисунке 2.5.

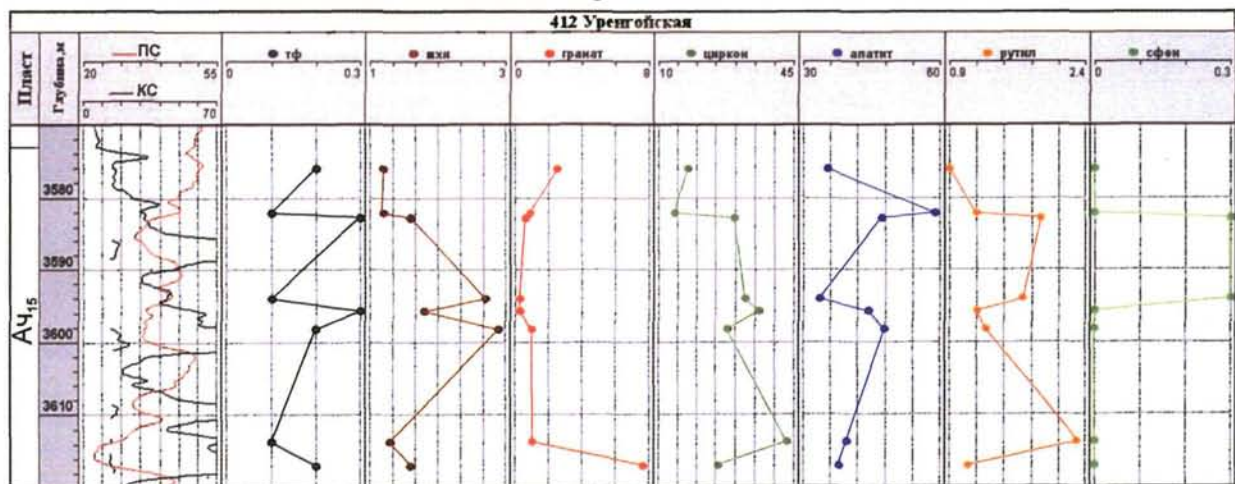




а



б



в

Рисунок 2.18 - Изменение содержания аксессуарных минералов в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> по разрезу скважин Уренгойской площади: а - 255; б - 695; в - 412 (составила Храмцова А.В., 2005г.).

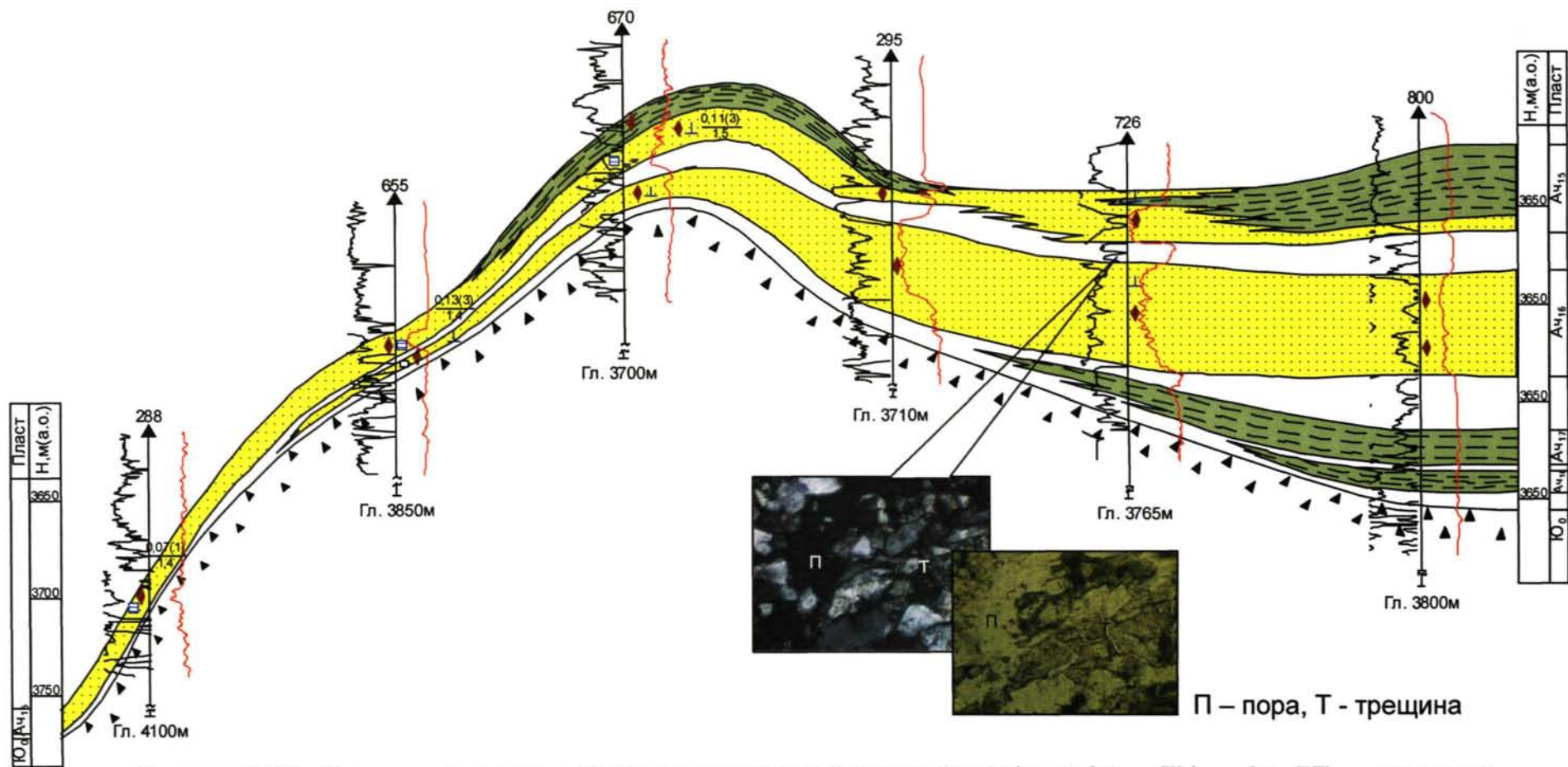


Рисунок 2.19 - Литолого-фациальный разрез ачимовской толщи клиноформ Ач<sub>13-14</sub> БУ<sub>16</sub> – Ач<sub>18</sub> БТ<sub>12-13</sub> по линии скв. 288 Уренгойской – 800 В-Уренгойской пл. (Составили: Бородин В.Н., Храмова А.В., Рубцова Н.М., 2004г) Условные обозначения см. на рисунке 2.7.

Ачимовская толща клиноформы Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub> изучена 25 анализами по 6 скважинам. Распределение средних содержаний акцессорных минералов по Уренгойскому месторождению представлено на рисунке 2.4д. Ведущими акцессорными минералами являются циркон, апатит, гранат, содержание эпидота, рутила и других минералов не превышает 2-4%.

Изменения содержания циркона, граната, апатита по площади представлено на рисунке 2.20. Фоновое содержание *граната* 15%, увеличение наблюдается в районе скв. 510 Уренгойского месторождения (рисунок 2.20а). Максимальные значения *циркона* отмечаются в районе скв. 254, 273 Уренгойского месторождения, где его значение достигает 53,8, 57,45% (рисунок 2.20б). Содержание неустойчивого *апатита* уменьшается в центральной части клиноформы (скв. 273 Уренгойского месторождения -16,6%) (рисунок 2.20в).

Выделяются следующие терригенно-минералогические ассоциации: гранат-апатит-цирконовая (рисунок 2.20г).

Изменение акцессорных минералов по разрезу ачимовской толщи в скважинах 256, 510 Уренгойского месторождения ритмичное (рисунок 2.21).

Литолого-фациальные разрезы ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub> представлены на рисунках 2.22, 2.23.

Текстуры имеют сложное переслаивание песчаников и аргиллитов (кern 1) с крупными обломками неокатанных включений глины аргиллитоподобной (кern 2, kern 3) (скв. 224 Табьяхинской площади) (см. рисунок 2.22).

Породы ачимовской толщи характеризуются хорошей сортировкой ( $S_0 = 1,27-1,35$ ), представлены песчаниками мелкозернистыми (медианный диаметр изменяется от 0,14 до 0,15мм). К кровле и подошве пласта порода карбонатизирована (см. рисунок 2.23).

Сравнительная характеристика пород – коллекторов ачимовской толщи Среднего Приобья и Восточно-Уренгойской зоны представлена в таблице 2.1. В породах ачимовской толщи Нижневартовского свода преобладает гранат-циркон-апатит-слюдистая терригенно-минералогическая ассоциация с высоким содержанием граната, на Сургутском своде - апатит-гранат-хлоритоидная [52].

Определение источников сноса осадочного материала в седиментационных бассейнах важно не только для выяснения условий образования осадков, но и для установления границ распространения нефтегазоносных комплексов, прогноза коллекторских и экранирующих свойств пород, т.е. в конечном итоге для оценки перспектив нефтегазоносности того или иного региона. Вопрос об источниках мезозойского осадочного материала для внутренних районов Западно-Сибирского бассейна – один из спорных в геологии. Одни исследователи поступление материала связывают с местными источниками (Пуровское поднятие и др.), большинство остальных – главным образом с областями его обрамления. Шумиловой Е.В. [122] сделан вывод о сносе обломочного материала для формирования отложений мезозоя Западно-Сибирской низменности из обрамляющих ее горных областей. Наиболее активными поставщиками являлись горные хребты восточной (Енисейский кряж), юго-восточной (Алтай, Восточные Саяны), западной (Урал) и юго-западной (Северный Казахстан) окраин

---

\* Название терригенно-минералогических ассоциаций Колгина Л.П. и Чернова Н.А. [52] дано в порядке убывания содержания минералов.

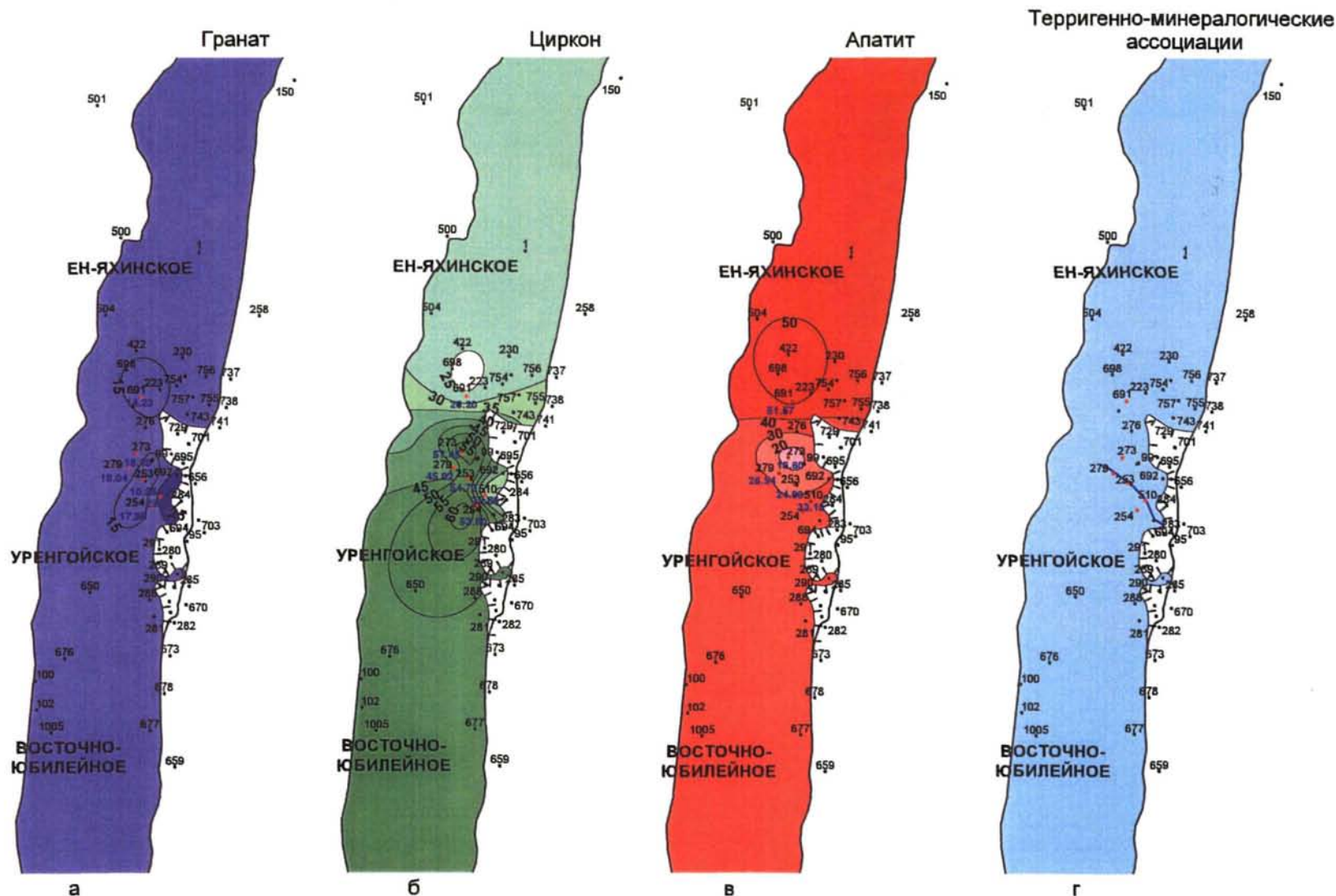
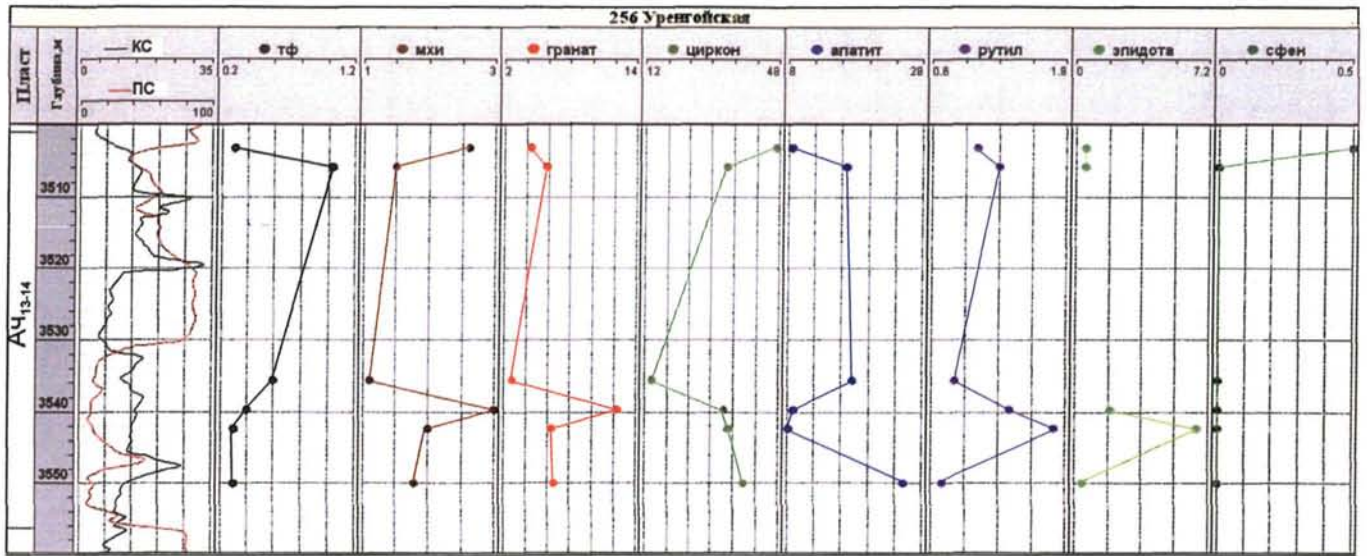
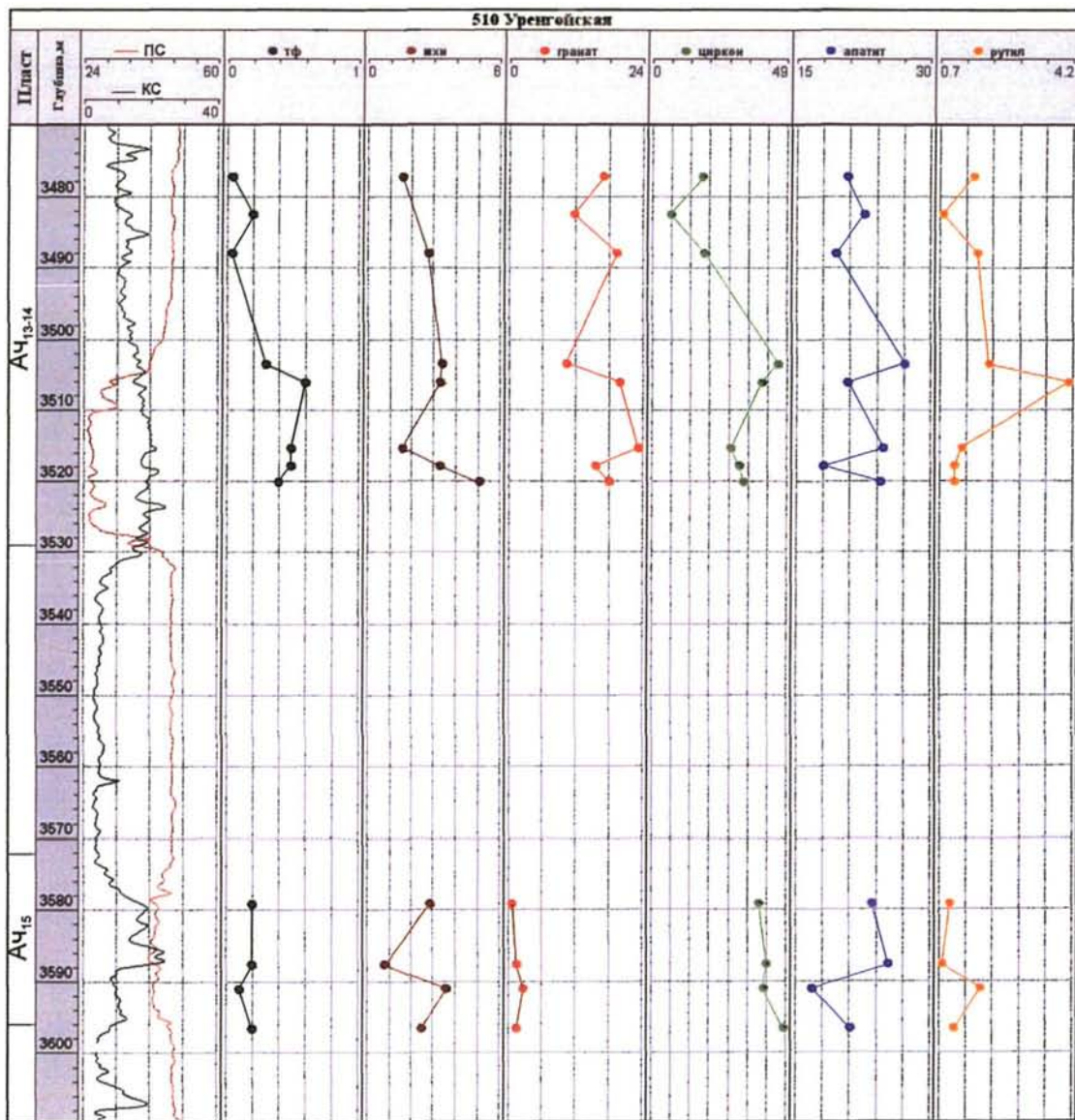


Рисунок 2.20 - Схемы распределения акцессорных минералов в породах ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub> (составила Храмова А.В., 2005г.): а) гранат; б) - циркон; в) апатит; г) терригенно-минералогические ассоциации. Условные обозначения см. на рисунке 2.5.



а



б

Рисунок 2.21 - Изменение содержания аксессуарных минералов в ачимовской толще клиноформ АЧ<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub> - АЧ<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> по разрезу скважин Уренгойского месторождения: а - 256; б- 510 (составила Храмова А.В., 2005 г.).

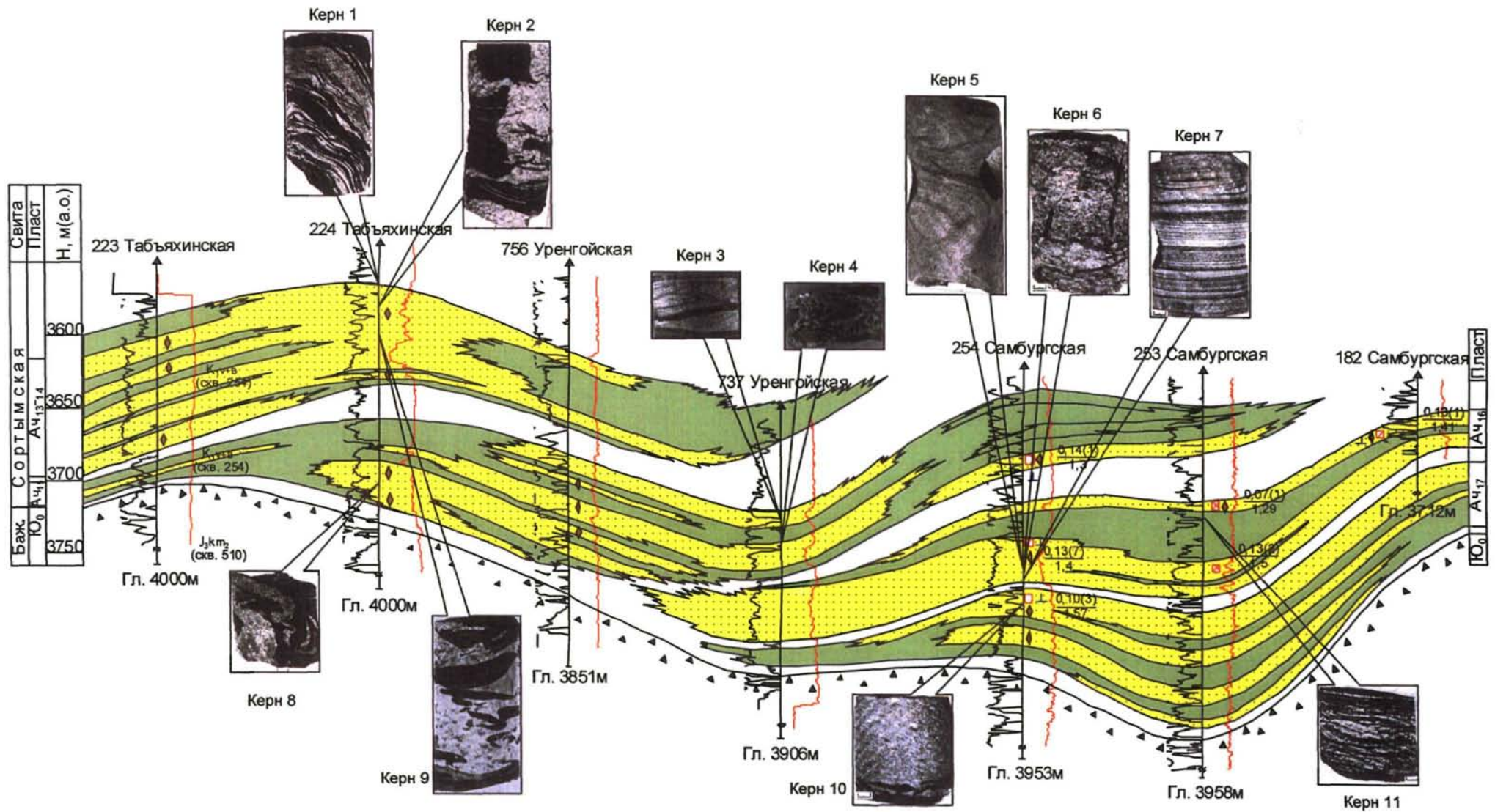


Рисунок 2.22 - Литолого-фациальный разрез ачимовской толщи клиноформ Ач<sub>13-14</sub> Бу<sub>16</sub> – Ач<sub>17</sub> Бу<sub>21</sub> по линии скв. 223 Табьяхинской -182 Самбургской площадей (Составили: Бородин В.Н., Храмцова А.В., Рубцова Н.М., 2004г) Условные обозначения см. на рисунке 2.7.

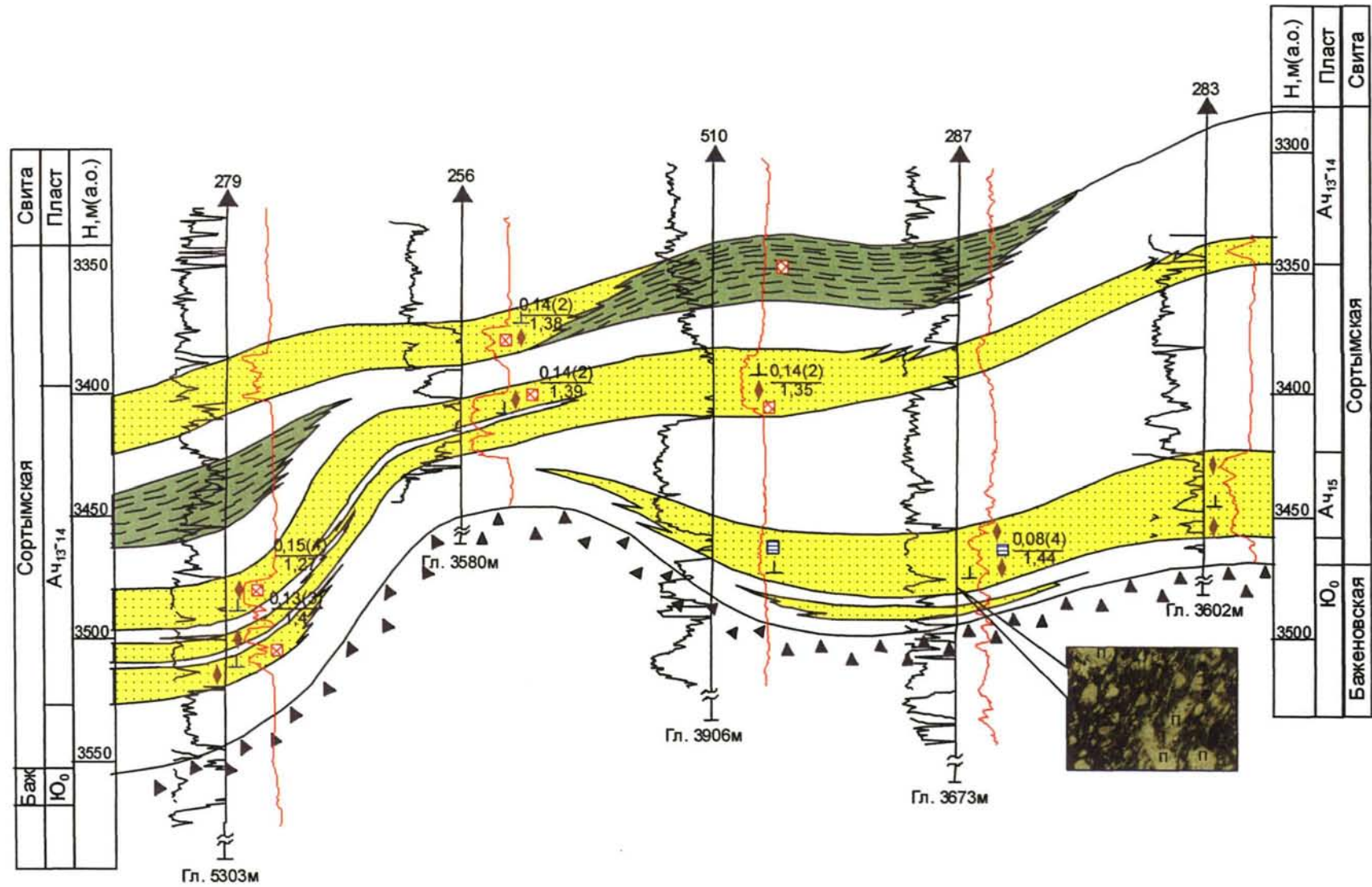


Рисунок 2.23 - Литолого-фациальный разрез ачимовской толщи клиноформ Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub>, Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> по линии скв. 279–283 Уренгойской пл. (Составили: Бородкин В.Н., Храмцова А.В., Рубцова Н.М., 2004г)  
Условные обозначения см. на рисунке 2.7.

Таблица 2.1 - Сравнительная характеристика пород-коллекторов ачимовской толщи Среднего Приобья и Уренгойского района

Территории	Общая мощность, м	Суммарная мощность песчаников, м	Классы коллекторов по проницаемости (по Ханину А.А., 1973г.)	Открытая пористость (Кп), %	Коэффициент сортировки зерен ( $S_0$ ), мм	Породообразующие минералы (по классификации Колгиной Л.П., Черновой Н.А., 1977 г.)	Преобладающие терригенно-минералогические ассоциации
Нижневартовский свод (по данным Колгиной Л.П., Черновой Н.А., 1977г.)	7-97	до 40	IV-VI, реже III	6-22	1,6-4,8	кварцево-полевошпатовый, полевошпат-кварцевый, реже петрокласто-полевошпатовый, петрокласто-кварцевый	гранат-циркон-апатит-слюдистая
Сургутский свод (по данным Колгиной Л.П., Черновой Н.А., 1977г.)	10-150	2-70			2,5-9		апатит-гранат-хлоритовидная
Восточно-Уренгойская зона (по данным Храмцовой А.В., 2005г.)	100-150	до 80	V-VI, реже IV	до 25	1,2-2,6	кварцево-полевошпатовый, реже полевошпат-кварцевый, петрокласто-полевошпатовый	гранат-циркон-апатитовая; апатит-цирконовая



низменности [103]. Для пород ачимовской толщи снос осадочного материала рисуется преимущественно с северо-востока, юга-востока и востока.

***В результате изучения содержания и распределения акцессорных минералов в ачимовской толще разных клиноформ Восточно-Уренгойской зоны можно сделать следующие выводы:***

1. Состав акцессориев ачимовской толщи разных клиноформ на рассматриваемой территории бедный, преобладают 2-3 минерала. Выделяются минералы устойчивые к химическому выветриванию – циркон, гранат и менее устойчивые – апатит. Состав синхронных шельфовых пластов более разнообразен – преобладают 5 разновидностей минералов: гранат, эпидот, сфен, циркон, апатит. Разный состав ачимовских и шельфовых пластов по акцессорным минералам.

2. В плане видна четкая периодичность в распределении терригенно-минералогических ассоциаций в ачимовской толще разных клиноформ. Близкими по составу акцессорных минералов являются ачимовские отложения клиноформ: Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub>, Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>, Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub>, где по площади преобладает гранат-циркон-апатитовая (гранат-апатит-цирконовая) ассоциация тяжелых минералов (рисунки 2.24а, 2.24в, 2.24д). В ачимовской толще клиноформ: Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> и Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub> преобладает циркон-апатитовая (апатит-цирконовая) ассоциация (рисунки 2.24г, 2.24б). Максимальное содержание апатита отмечается в центральной части распространения ачимовской толщи.

3. Изменение акцессорных минералов по разрезу периодичное, что связано с ритмичностью в осадконакоплении.

4. Источник сноса имеет восточное, юго-восточное направление, на что указывает характер изменения содержания устойчивого граната и седиментационного коэффициента.

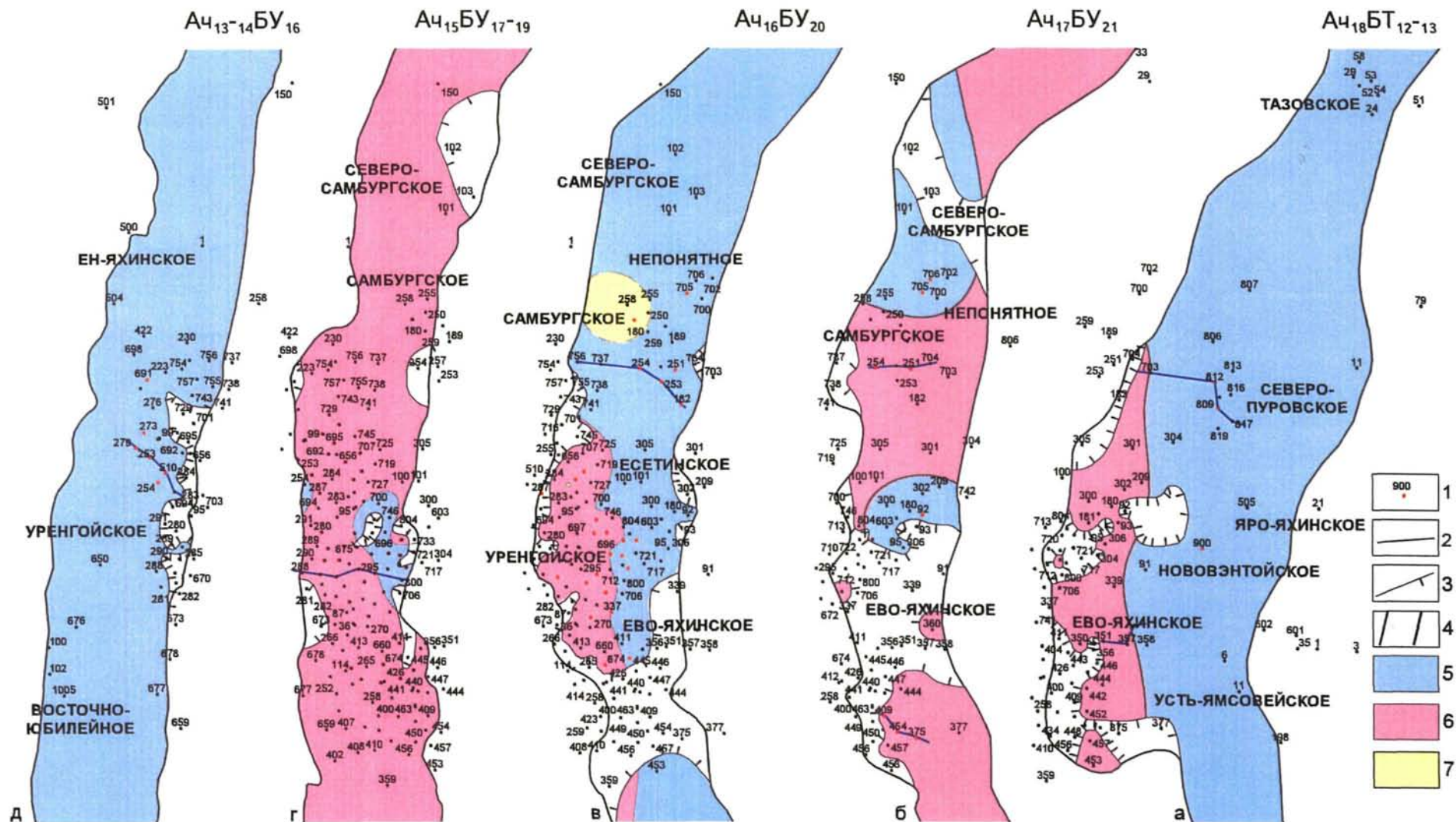


Рисунок 2.24 - Схемы распределения терригенно-минералогических ассоциаций в ачимовской толще разных клиноформ Восточно-Уренгойской зоны (составила Храмова А.В., 2005г.): а - Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub>; б - Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub>; в - Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>; г - Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub>; д - Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub>. Условные обозначения см. на рисунке 2.5.

### 2.3 Гранулометрический состав пород ачимовской толщи

Гранулометрическим анализом изучено 77 скважин по 301 образцу. Гранулометрический состав пород исследовался в шлифах и механическим способом, вес приводится в процентах.

В работе анализировались следующие гранулометрические параметры: процентное содержание песчаной, алевритовой и глинистой фракций; коэффициент суммы песчаной фракции (СПФ); медианный ( $M_d$ ) и максимальный размер зерен ( $C$ ); коэффициент сортировки обломочного материала ( $S_0$ ). Все перечисленные параметры находятся в тесной зависимости от динамики среды седиментации и меняются как по разрезу, так и по площади.

Для анализа обстановок осадконакопления использовалась СМ-диаграмма Пассеги (Passega, 1964). Генетическая диаграмма применялась с целью выявления динамики транспортировки обломочного материала и скорости его осаждения в бассейн седиментации, с выделением осадков типа «однородной суспензии» и «градуированной суспензии».

Граничные значения гранулометрических коэффициентов ачимовской толщи разных клиноформ Восточно-Уренгойской зоны представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Граничные значения гранулометрических коэффициентов ачимовской толщи разных клиноформ Восточно-Уренгойской зоны

Гранулометрические параметры:	Ач <sub>18</sub> БТ <sub>12-13</sub>	Ач <sub>17</sub> БУ <sub>21</sub>	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	Ач <sub>13-14</sub> БУ <sub>16</sub>
Медианный диаметр зерен, мм ( $M_d$ )	<u>0,06-0,16</u> 0,10	<u>0,03-0,13</u> 0,09	<u>0,03-0,16</u> 0,1	<u>0,06-0,13</u> 0,09	<u>0,07-0,16</u> 0,13
Сортировка ( $S_0$ )	<u>1,3-2,3</u> 1,7	<u>1,09-2,02</u> 1,66	<u>1,32-2,6</u> 1,68	<u>1,22-2,48</u> 1,6	<u>1,29-1,96</u> 1,52
Максимальный диаметр зерен, мм ( $C$ )	<u>0,24-0,48</u> 0,3	<u>0,19-0,48</u> 0,29	<u>0,16-0,48</u> 0,3	<u>0,16-0,44</u> 0,26	<u>0,2-0,48</u> 0,34
Сумма песчаной фракции, % (СПФ)	<u>16,7-73,45</u> 45,96	<u>23,4-62,9</u> 42,9	<u>17,7-75,3</u> 46,76	<u>7,28-68,01</u> 42,42	<u>17,1-81,29</u> 63,38

Гистограммы параметров гранулометрического состава пород ачимовской толщи разных клиноформ Восточно-Уренгойской зоны представлены на рисунке 2.25.

По гранулометрическому составу преобладают песчаники мелкозернистые и алевриты крупнозернистые. Сортировка зерен от хорошей до плохой (рисунок 2.25, см. таблицу 2.2).

Породы ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны характеризуются высоким (СПФ > 50%), средним (СПФ 20-50%) и низким (СПФ < 20%) гидродинамическими уровнями среды седиментации по В.С. Муромцеву [73].

\* В числителе – минимальное-максимальное значение параметра, в знаменателе – среднее.

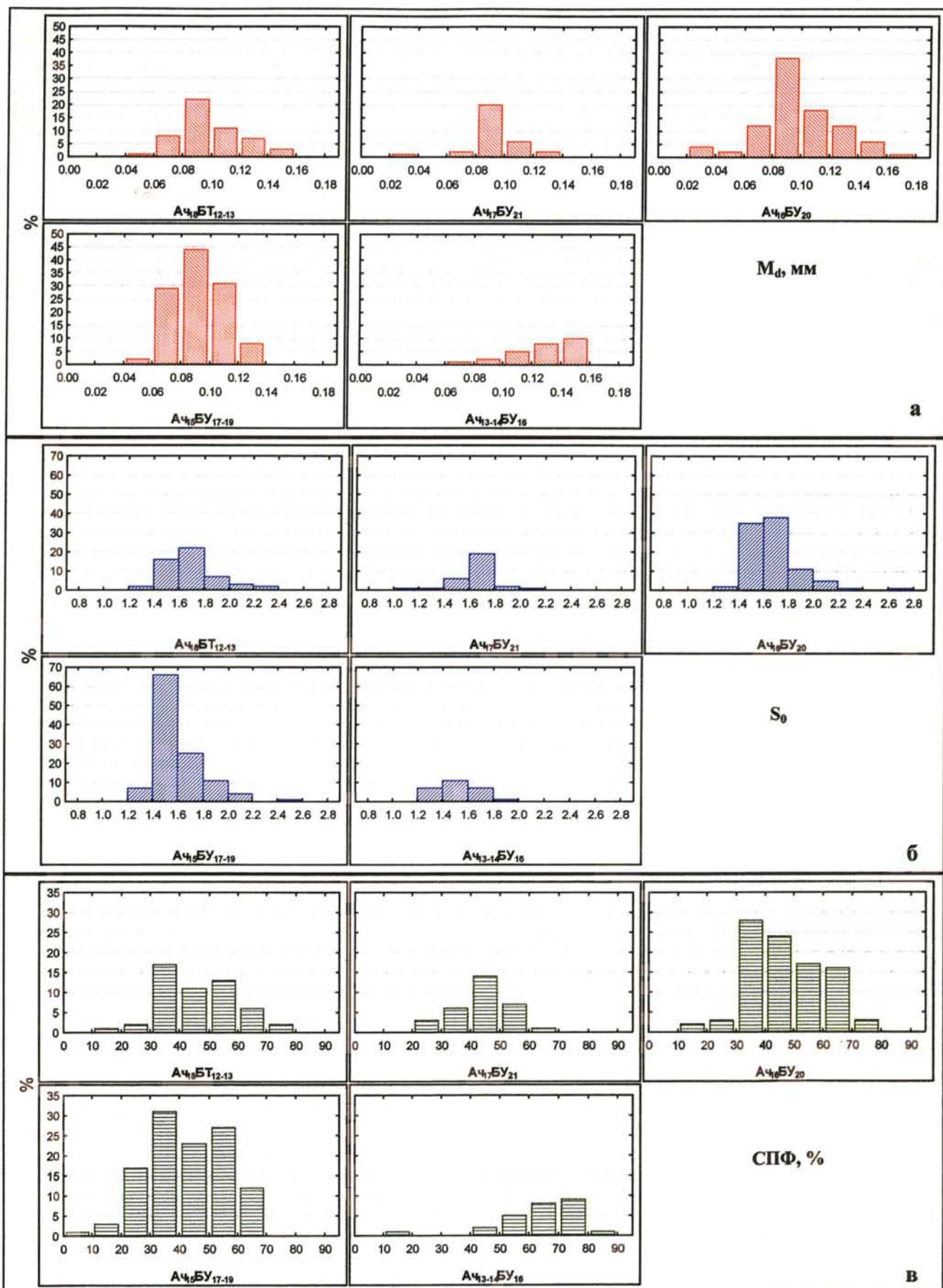


Рисунок 2.25 - Гистограммы распределения гранулометрических параметров в ачимовской толще разных клиноформ Восточно-Уренгойской зоны (составила Храмцова А.В., 2005г.):  
 а – медианный диаметр зерен, мм ( $M_d$ ); б – сортировка зерен ( $S_0$ ); в – коэффициент суммы песчаной фракции (СПФ)

Построены схемы распределения медианных диаметров зерен, коэффициента сортировки, параметра суммы песчаной фракции.

Хорошая сортировка, увеличение медианного диаметра зерен и параметра СПФ наблюдается в центральных частях распространения ачимовской толщи разных клиноформ, это связано с проработкой материала вдольсклоновыми течениями.

**Ачимовская толща клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub>** охарактеризована 52 образцами по 10 скважинам.

Медианный диаметр зерен изменяется от 0,06 до 0,16 мм (см. таблицу 2.2). В плане повышенные значения медианного диаметра зерен (>0,1 мм) наблюдаются: район скв. 900 Нововэнтной площади, район скв. 809 Северо-Пуровской площади и в районе скв. 360 Ево-Яхинской (рисунок 2.26а). По площади клиноформы преобладают крупнозернистые алевролиты (фракция 0,08-0,02 мм).

Направление уменьшения размерности обломочного материала показывает направление его переноса.

Коэффициент сортировки зерен изменяется от 1,3 (скв. 816 С-Пуровской пл.) до 2 (район скв. 92 Хайяхинской; скв. 812 С-Пуровской площадей). Ухудшение сортировки с востока на запад (рисунок 2.26б). Преобладает по площади средняя сортировка зерен.

Размер обломков зависит, прежде всего, от динамики среды отложений. Чем активнее среда седиментации, тем более крупные обломки переносятся и откладываются.

Для ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub> по сумме песчаной фракции выделяются три участка со средним гидродинамическим уровнем динамической активности среды седиментации (рисунок 2.26в), высокий уровень (СПФ>50%) только в районе скв. 703 Непонятной площади.

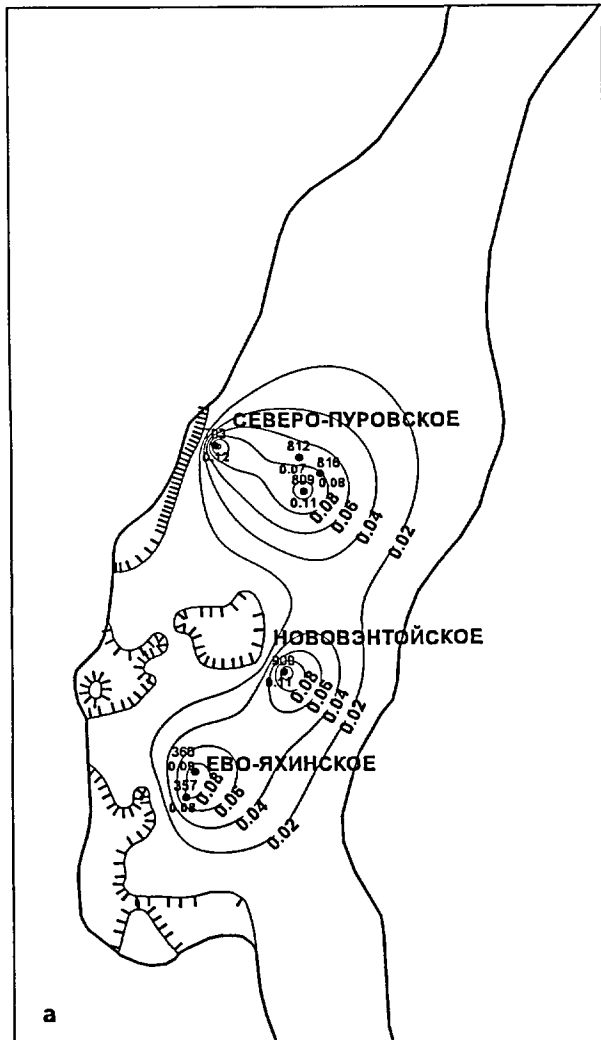
Изменение гранулометрических параметров с глубиной в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub> представлено на рисунках 2.7, 2.8, 2.27.

К кровле ачимовской толщи изучаемой клиноформы отмечается уменьшение медианного диаметра зерен и параметра суммы песчаной фракции. С увеличением медианного диаметра уменьшается сортировка зерен. По разрезу наблюдается ритмичное изменение гранулометрических коэффициентов.

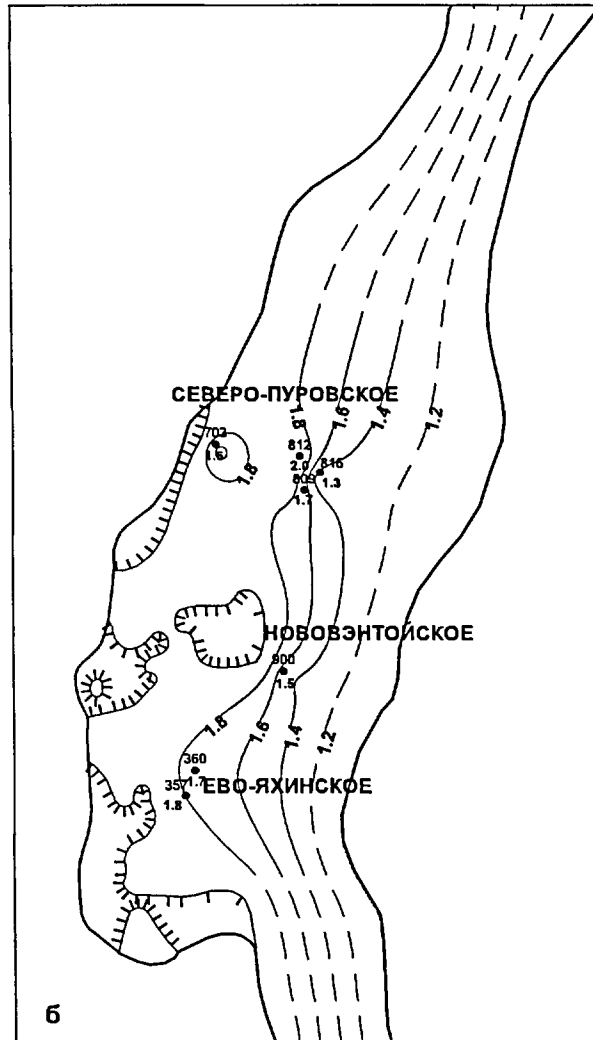
Для выяснения динамики среды осадконакопления использовалась СМ-диаграмма Р. Пассеги (Passega, 1964), согласно которой обломочный материал ачимовской толщи формировался из однородных, градационных и мутьевых суспензий (рисунок 2.28). Осадки ачимовской толщи Среднего Приобья по диаграмме Пассеги распределяются в поле «однородных суспензий» [52], сортировка зерен от хорошей до плохой (см. таблицу 2.1).

Практически все осадки занимают поле 2 – мутьевых потоков (турбидитов) и частично в поле 1 – отложения потоков. Поле QR характеризует образование осадков, выпадающих из взвеси. Осадки, имеющие С ниже С<sub>и</sub>, отложились из однородной суспензии и мутьевых потоков, а подобный способ переноса наиболее характерен для морских течений. Осадки, лежащие ниже С=С<sub>С</sub>, выпадают из градационной суспензии, образуются в нижних частях быстрых речных потоков, непосредственно у дна.

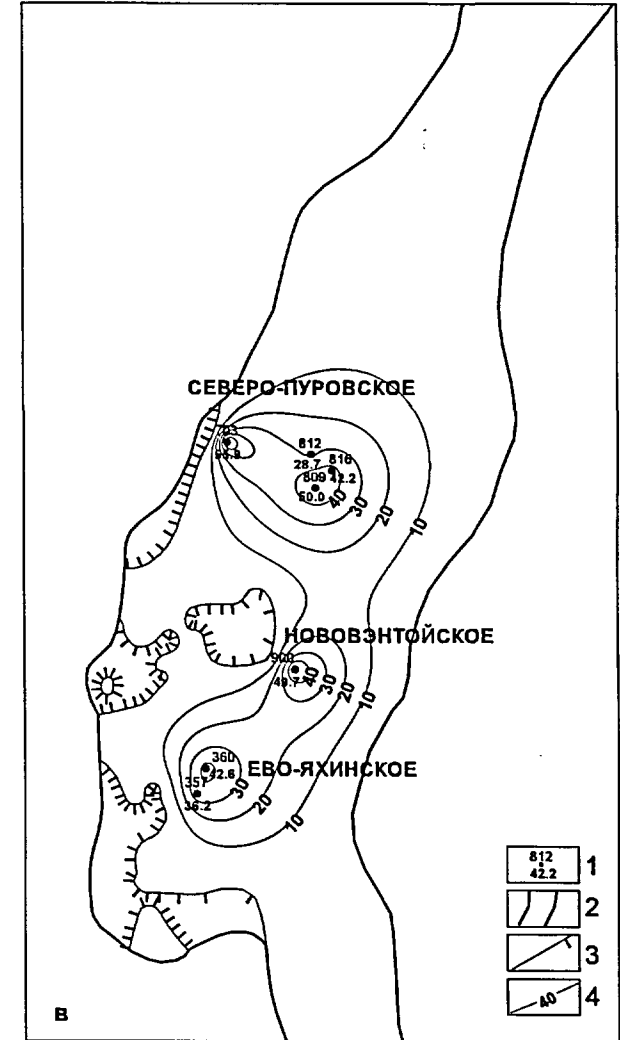
Медианный диаметр зерен, мм



Кoeffициент сортировки



Параметр суммы песчаной фракции, %



812 42.2	1
	2
	3
	4

Рисунок 2.26 - Схемы распределения гранулометрических параметров в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub> (составила Храмцова А.В., 2005г.): а - медианный диаметр зерен, мм; б - коэффициент сортировки; в - параметр суммы песчаной фракции, мм: 1 - в числителе - номер скважины, в знаменателе - среднее значение параметра; 2 - граница распространения ачимовской толщи; 3 - граница замещения коллекторов глинами внутри контура распространения ачимовской толщи; 4 - линии равных значений параметров.

По динамогенетической диаграмме асимметрия-эксцесс Рожкова [87], ачимовские песчаники в рассматриваемом районе откладывались мутьевыми потоками (50%), стоковыми течениями, слабыми направленными и донными течениями (45%). Изредка (5%) они откладывались в застойных условиях седиментации [108, 119].

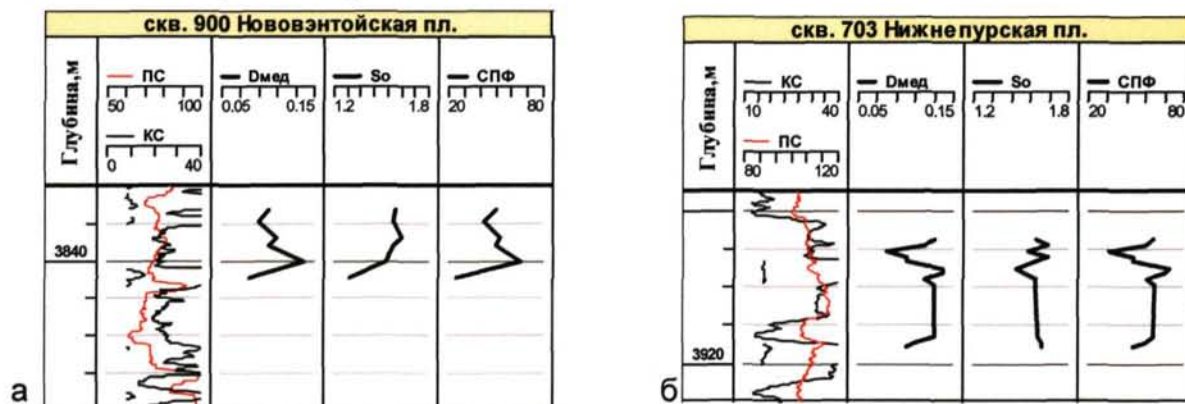


Рисунок 2.27 - Изменение гранулометрических параметров по разрезу ачимовской толщи в скважинах: а – скв. 900 Нововзэнтэйской пл.; б – 703 Нижнепурской пл.

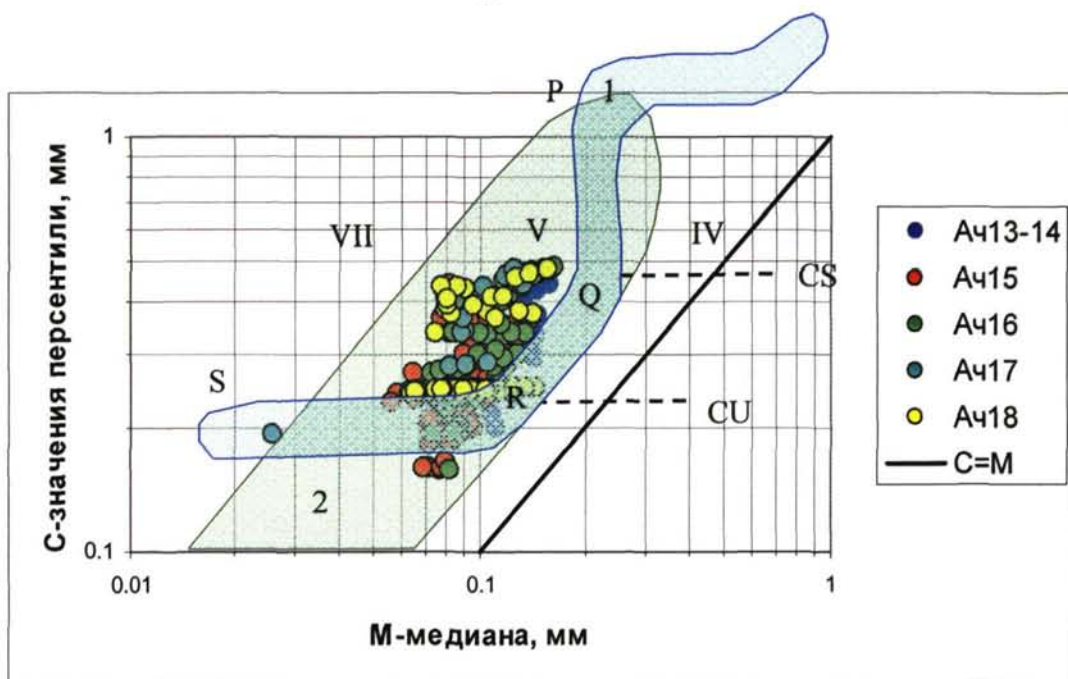


Рисунок 2.28 - Диаграмма среднего и максимального размера зерен ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны (по Р. Пассеги, 1964 г): 1 – отложения потоков; 2 – турбидиты; CS – максимальные размеры зерен, транспортируемых во взвеси; CU – максимальный размер зерен, транспортируемый в однородных осадках взвеси; RS – однородные осадки взвеси; QR – осадки взвеси (и сальтации); сегменты IV, V, VI и VII выделены для  $C < 1$  мм и в основном соответствуют осадкам взвеси и в меньшей мере – осадкам перекачивания размером  $< 1$  мм

**Ачимовская толща клиноформы Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub>** охарактеризована 26 образцами из 10 скважин.

В плане повышенные значения медианного диаметра зерен ( $> 0,1$  мм) наблюдаются в районе Самбургского месторождения (рисунок 2.29а). Медианный

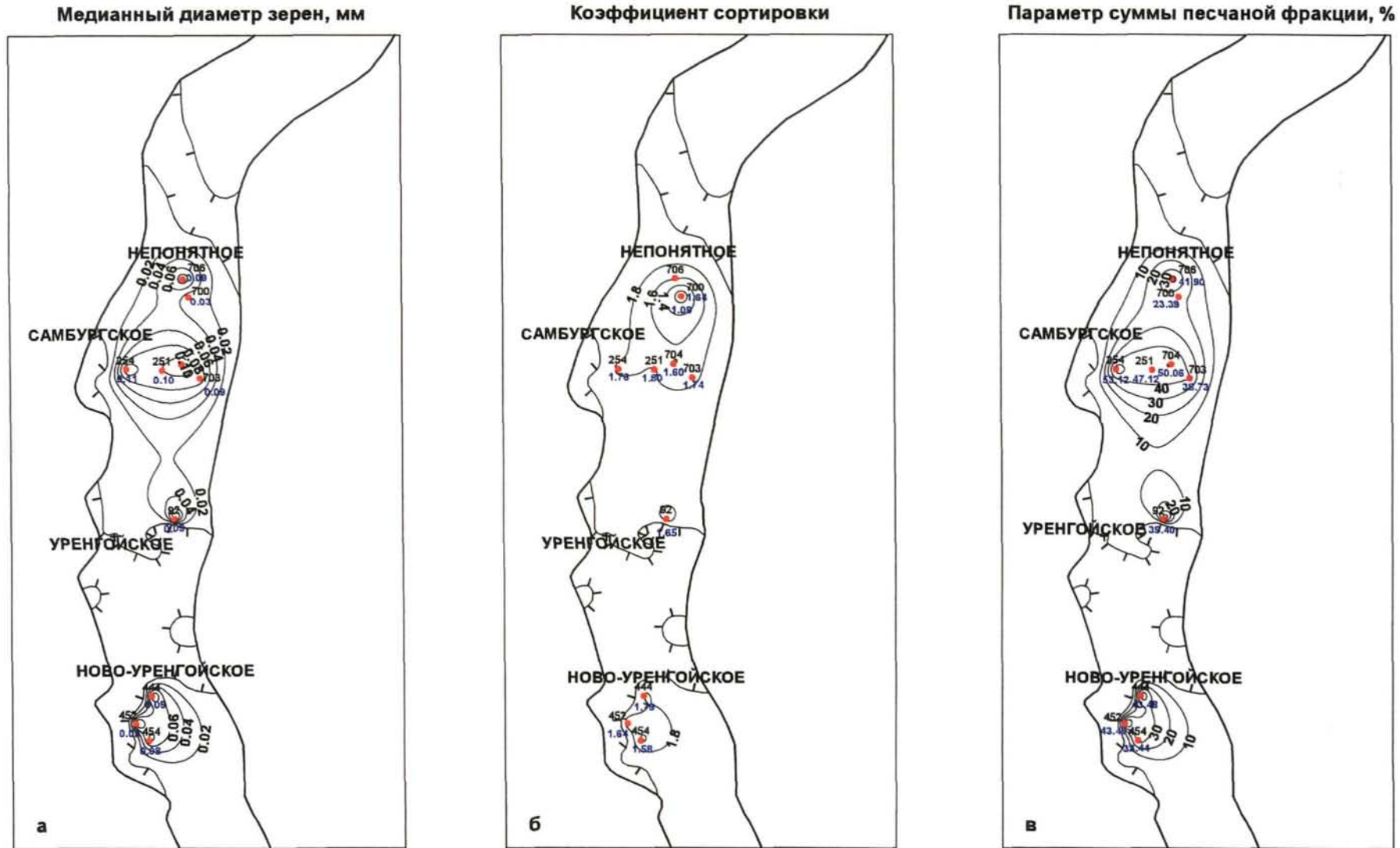


Рисунок 2.29 - Схемы распределения гранулометрических параметров в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub> (составила Храмова А.В., 2005г.): а - медианный диаметр зерен, мм; б - коэффициент сортировки; в - параметр суммы песчаной фракции, мм. Условные обозначения см. на рисунке 2.26.



диаметр зерен изменяется от 0,03 до 0,13 мм (см. таблицу 2.2). По площади ачимовской толщи клиноформы преобладают крупнозернистые алевролиты (фр. 0,08-0,1 мм). В районе скв. 700 Непонятной площади медианный диаметр зерен минимальный – 0,03 мм.

Коэффициент сортировки зерен изменяется от 1,09 (скв. 700 Непонятная пл.) до 1,88 (Самбургская площадь). Увеличение коэффициента сортировки наблюдается с юга-востока на запад (рисунок 2.29б). Хорошая сортировка зерен видна в районе скв. 336 Ево-Яхинской пл. и в районе скв. 284 Уренгойской площадей ( $S_0 < 1,6$ ). Преобладает по площади средняя сортировка зерен.

Динамическая активность среды седиментации ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub> средняя (СПФ < 50), высокая только в районе скв. 254 Самбургской площади. Увеличение суммы песчаной фракции сопровождается увеличением медианного диаметра зерен и ухудшением сортировки зерен.

Изменение гранулометрических параметров с глубиной в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub> представлено на рисунках 2.11, 2.12, 2.30.

С увеличением медианного диаметра уменьшается сортировка зерен. По разрезу в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub> наблюдается ритмичное изменение гранулометрических параметров.

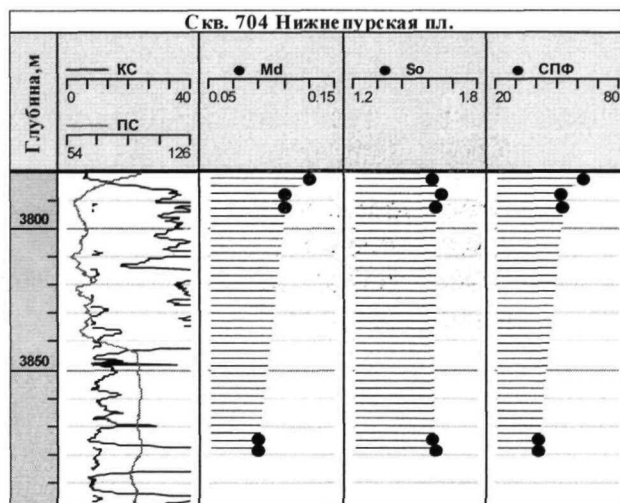


Рисунок 2.30 - Изменение гранулометрических параметров по разрезу ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub> в скв. 704 Нижнепурской площади

Согласно диаграмме Пассеги при накоплении пород ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub> обломочный материал формировался мутьевыми потоками (см. рисунок 2.28).

**Ачимовская толща клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>** изучена 88 образцами из 20 скважин.

Гистограммы гранулометрических параметров ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub> представлены на рис. 2.25, граничные значения - в таблице 2.2. По гранулометрическому составу преобладают крупнозернистые алевролиты – 35%, песчаники мелкозернистые – до 20%. Сортировка зерен изменяется от 1,32 до 2,6. Параметр суммы песчаной фракции изменяется от 17,7 до 75,3 м, преобладает 30-70 м.

На схемах распределения гранулометрических параметров по площади выявлены следующие закономерности (рисунок 2.31):

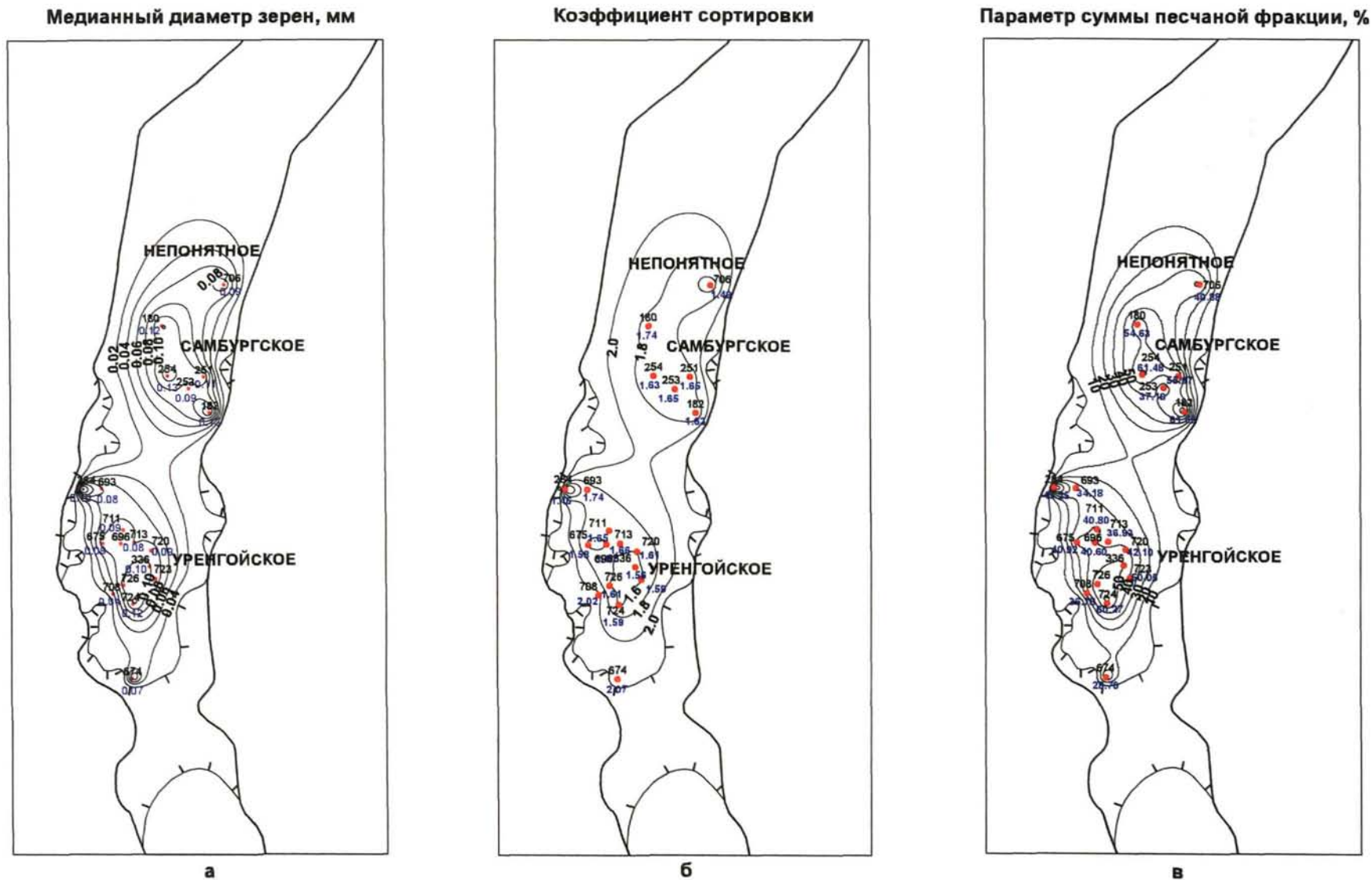


Рисунок 2.31 - Схемы распределения гранулометрических параметров в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub> (составила Храмова А.В., 2005г.): а - медианный диаметр зерен, мм; б - коэффициент сортировки; в - параметр суммы песчаной фракции, мм. Условные обозначения см. на рисунке 2.26.

- в юга-западной части распространения ачимовской толщи разных клиноформ уменьшение Md до 0,04-0,07 мм (рисунок 2.31а), зоны максимальных значений медианного диаметра зерен наблюдаются в районе Самбургского и в районе скв. 724, 726 Уренгойского месторождений (>0,1 мм);
- сортировка зерен в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub> – средняя; в районе скв. 706 Непонятной, в районе скв. 726 Уренгойской и скв. 336 Евояхинской – хорошая ( $S_0 < 1,6$ );
- с увеличением медианного диаметра зерен наблюдается увеличение коэффициента сортировки (рисунки 2.31а, 2.31б);
- зоны максимальных значений СПФ в районе Самбургской площади, на Уренгойском месторождении в районе скв. 724, 725 и в районе скв. 336 Евояхинской площади (рисунок 2.31в).

Изменения медианного диаметра зерен и сортировки по разрезу ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub> представлены на рисунках 2.16, 2.32.

Гранулометрические параметры по разрезу ачимовской толщи меняются ритмично. С увеличением медианного диаметра зерен увеличивается сумма песчаной фракции и уменьшается коэффициент сортировки зерен.

Согласно диаграмме Пассеги при накоплении пород ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub> обломочный материал формировался мутьевыми потоками (см. рисунок 2.28).

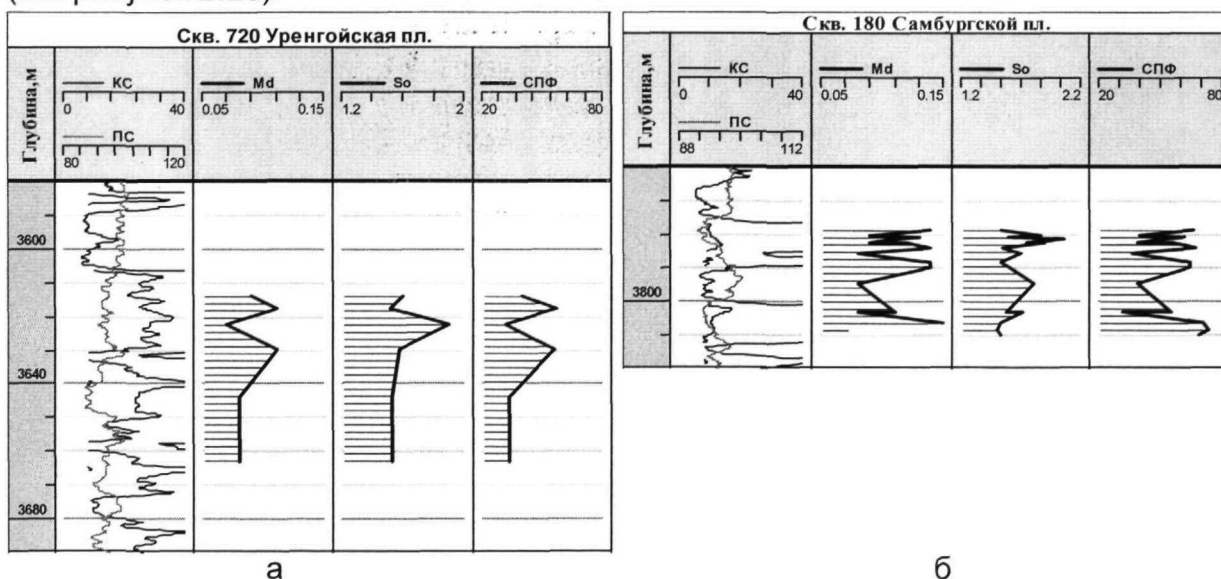


Рисунок 2.32 - Изменение гранулометрических параметров по разрезу ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub> в скважинах: а - 720 Уренгойской пл.; б – 180 Самбургской пл.

**Ачимовская толща в клиноформе Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub>** изучена 108 образцами из 29 скважин.

Медианный диаметр зерен изменяется от 0,06 до 0,13 мм, в среднем составляет 0,09 мм. Коэффициент сортировки зерен изменяется от 1,22 до 2,48, в среднем составляет – 1,6. Параметр СПФ изменяется от 7,28 до 68 м, в среднем по клиноформе составляет – 42,4 м (см. рисунок 2.25, таблицу 2.2).

Изменения гранулометрических параметров по площади ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> представлены на рисунке 2.33.



Рисунок 2.33 - Схемы распределения гранулометрических параметров в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> (составила Храмцова А.В., 2005г.): а - медианный диаметр зерен, мм; б - коэффициент сортировки; в - параметр суммы песчаной фракции, мм. Условные обозначения см. на рисунке 2.26.

На схемах распределения медианного диаметра зерен отмечается его увеличение: в районе скв. 254 Самбургской (Md-0,13 мм); в районе скв. 285, 708, 674 Уренгойской площадях (рисунок 2.33а).

Сортировка зерен в центральной части клиноформы – хорошая (<1,6), наблюдается небольшое ухудшение сортировки на север до 1,84 (скв. 254 Самбургская пл.) и на юг (скв. 674, 409 Уренгойской площадях) до 1,75 от центра (рисунок 2.33б).

Зоны максимальных значений медианного диаметра зерен сопровождаются повышенными значениями параметра СПФ (рисунок 2.33в).

Изменения гранулометрических параметров по разрезу ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> представлены на рисунках 2.16, 2.19, 2.34.

Гранулометрические параметры изменяются периодически, что связано с ритмичностью в осадконакоплении. Увеличение медианного диаметра зерен и суммы песчаной фракции сопровождается улучшением сортировки зерен (рисунок 2.34).

По динамогенетической диаграмме асимметрия-эксцесс Рожкова ачимовские песчаники клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> в рассматриваемом районе откладывались мутьевыми потоками (50%), стоковыми течениями, слабыми направленными и донными течениями (45%) [108].

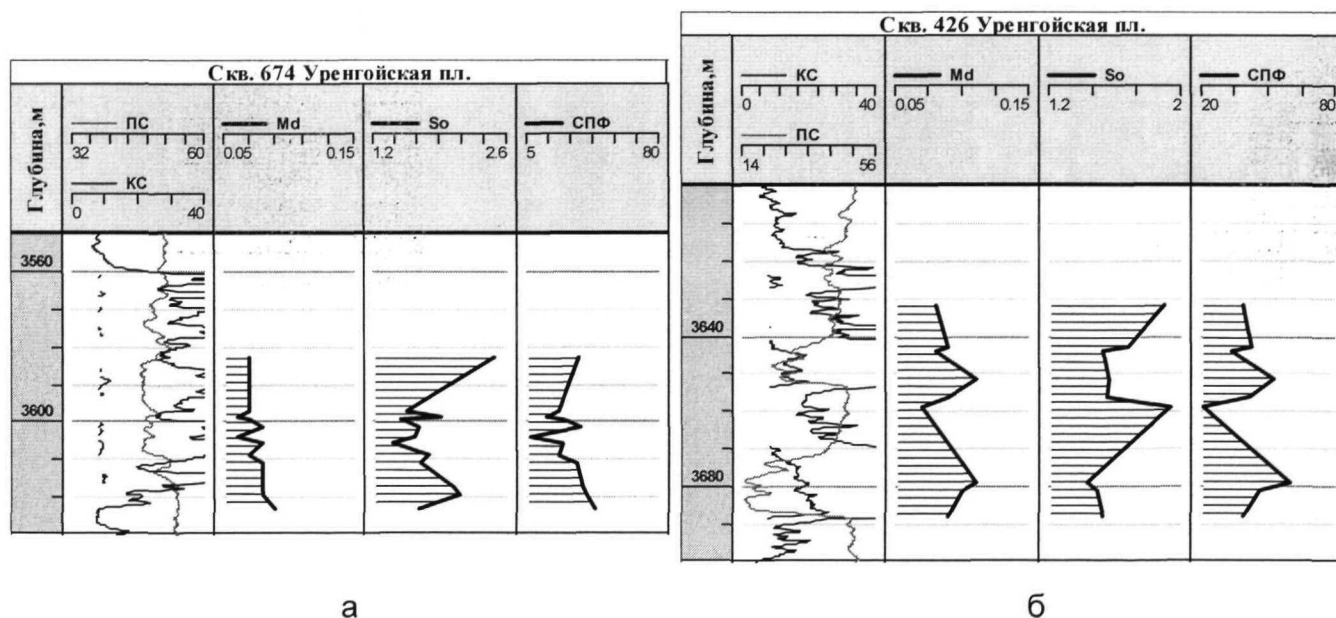


Рисунок 2.34 - Изменение гранулометрических параметров по разрезу ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> скважин: а - 674 Уренгойской пл.; б – 426 Уренгойская пл.

По диаграмме Пассеги осадки ачимовской толщи в клиноформе Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> имеют турбидитную природу (см. рисунок 2.28).

**Ачимовская толща в клиноформе Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub>** изучена 27 образцами из 8 скважин.

Изменения медианного диаметра зерен, коэффициента сортировки зерен, параметра суммы песчаной фракции по площади ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub> представлены на рисунке 2.35.

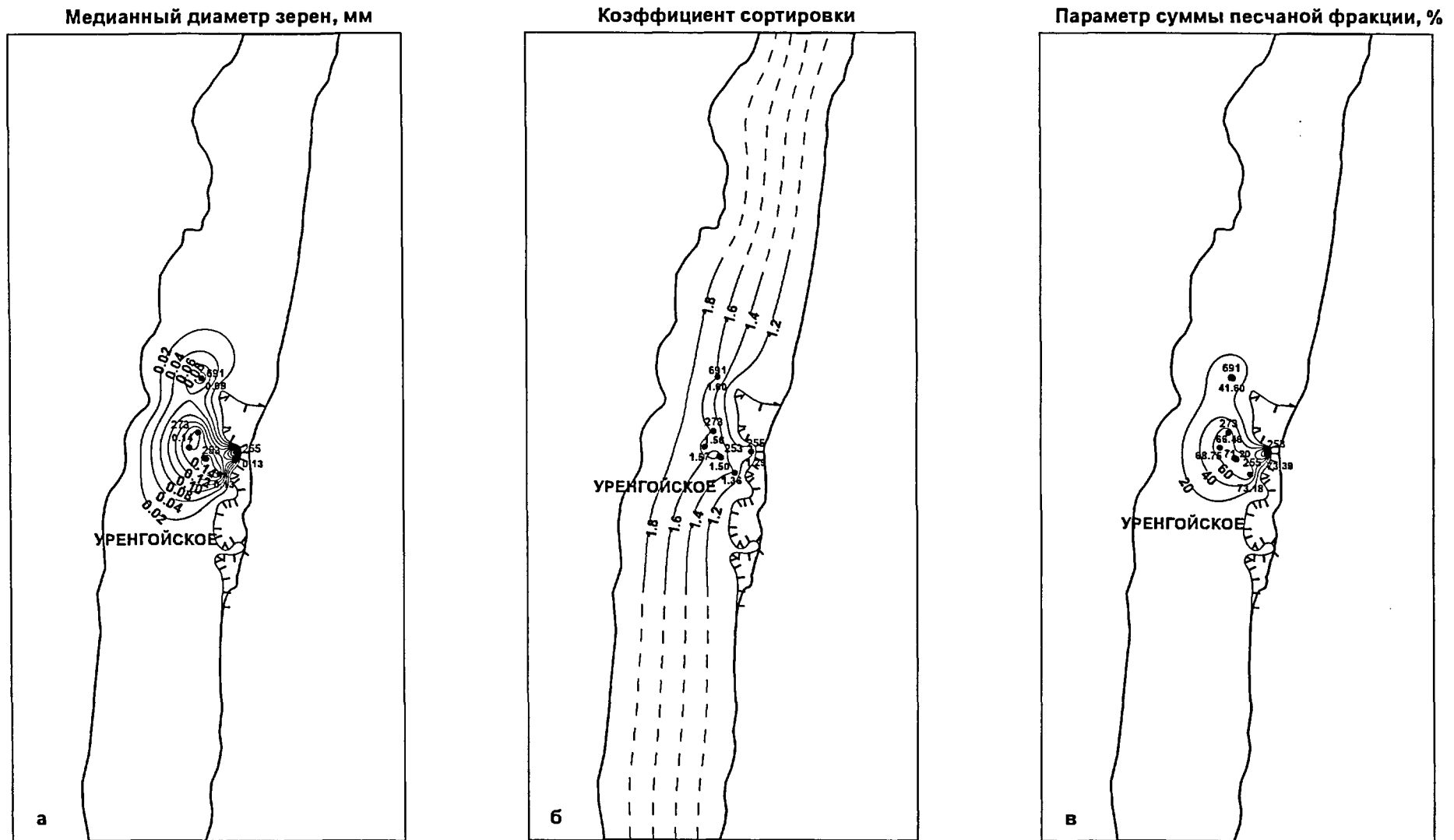


Рисунок 2.35 - Схемы распределения гранулометрических параметров в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub> (составила Храмова А.В., 2005г.): а - медианный диаметр зерен, мм; б - коэффициент сортировки; в - параметр суммы песчаной фракции, мм. Условные обозначения см. на рисунке 2.26.

Медианный диаметр зерен изменяется от 0,07 до 0,16 мм, в среднем составляет 0,13 мм. Коэффициент сортировки зерен изменяется от 1,29 до 1,96, в среднем составляет – 1,52. СПФ изменяется от 17 до 81,3 м, в среднем составляет – 63,4 м (см. рисунки 2.25, 2.35, таблицу 2.2).

На схемах распределения медианного диаметра зерен отмечается зона повышенных значений в центральной части (до 0,15 мм), уменьшение на север и юг до 0,09 мм (рисунок 2.35а).

Сортировка зерен по площади распространения ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub> – хорошая (рисунок 2.35б). Небольшое увеличение наблюдается с востока на запад.

Зона максимальных значений суммы песчаной фракции наблюдается в центральной части клиноформы (рисунок 2.35в). В районе скв. 255, 510 Уренгойской площади (73,4 м). Зона минимальных значений в районе скв. 691 Уренгойской площади (<50 м).

Изменения гранулометрических параметров по разрезу ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub> представлены на рисунках 2.19, 2.22, 2.23, 2.36.

По диаграмме Пассеги осадки ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> имеют турбидитную природу (см. рисунок 2.28).

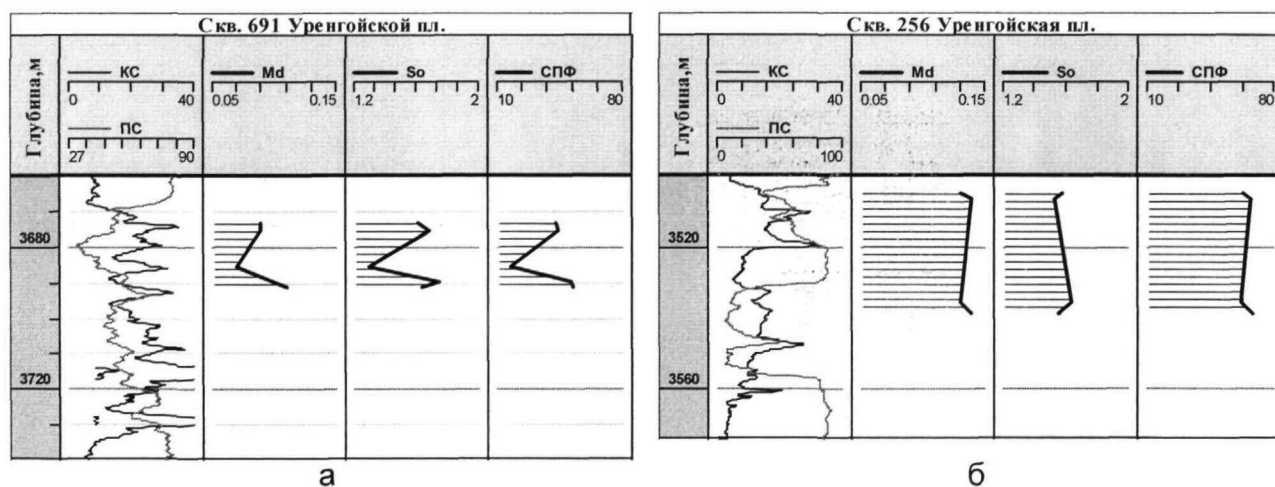


Рисунок 2.36 - Изменение гранулометрических параметров по разрезу ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub> в скважинах: а - 691 Уренгойской пл.; б – 256 Уренгойская пл.

Типы кумулятивных кривых ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны представлены на рисунке 2.37. Кумулятивные кривые характеризуются крутой левой и полой правой частями. Крутой наклон кривых свидетельствует о хорошей сортировке и однородности зерен, также об активности среды седиментации [34, 54, 66, 88]. Для турбидитов характерна средняя и хорошая сортировка зерен [124].

При сопоставлении структурных планов ачимовской толщи разных клиноформ (рисунок 2.38) и схем распределения гранулометрических параметров установлены максимальные значения параметра суммы песчаной фракции и медианного диаметра зерен, хорошая сортировка: к впадинам - ачимовская толща клиноформ Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub> и Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub>; в зонах конседиментационных поднятий - ачимовская толща клиноформ: Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>, Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub>, Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub> (см. рисунки 2.26, 2.29, 2.31, 2.33, 2.35).

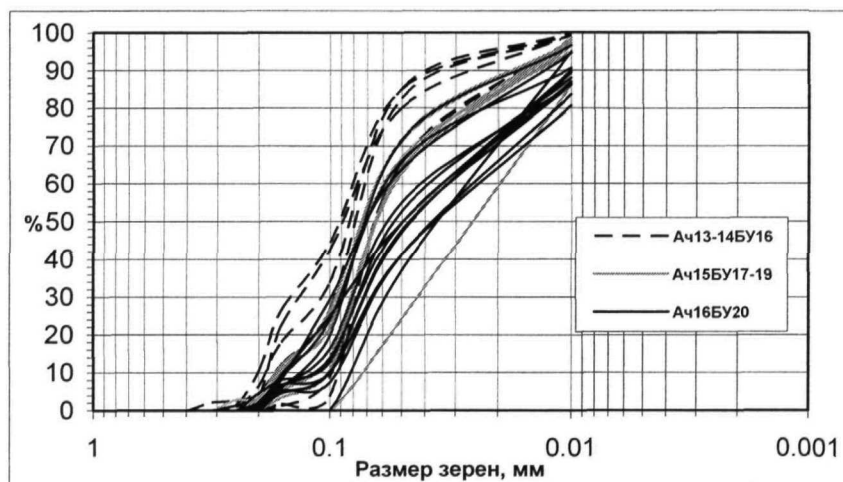


Рисунок 2.37 - Типы кумулятивных кривых ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны

При изучении гранулометрического состава пород ачимовской толщи разных клиноформ Восточно-Уренгойской зоны установлены следующие закономерности:

1. Медианный диаметр зерен изменяется от 0,03 до 0,16 мм, преобладают песчаники мелкозернистые и алевролиты крупнозернистые. Зоны повышенных значений медианного диаметра зерен, параметра суммы песчаной фракции и хорошей сортировки приурочены к центральным частям распространения ачимовской толщи.

2. Сортировка зерен от хорошей до плохой, преобладает хорошая и средняя. Ухудшение сортировки (более 2,2) отмечается с увеличением медианного диаметра зерен и параметра суммы песчаной фракции. Кумулятивные кривые характеризуются крутой левой и пологой правой частями (рисунок 3.37). Крутой наклон кривых свидетельствует о хорошей сортировке и однородности зерен. Хорошая сортировка зерен связана с переработкой отложений вдольсклоновыми течениями.

3. По сумме песчаной фракции (более 0,1 мм) выделены зоны высокого и среднего гидродинамического уровня, отражающие динамическую активность среды седиментации.

4. При сопоставлении структурных планов (см. рисунок 3.38) и схем суммы песчаной фракции и медианного диаметра зерен ачимовской толщи разных клиноформ установлено, что в зонах конседиментационных поднятий фиксируются максимальные значения параметров (за исключением ачимовской толщи клиноформ Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub>, Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub>).

5. Изменение гранулометрических параметров по разрезу скважин ритмичное. Увеличение медианного диаметра зерен и суммы песчаной фракции сопровождается уменьшением коэффициента сортировки.

6. По диаграмме Пассеги практически все осадки занимают поле турбидитов, частично, поле потоков. По способу транспортировки – осадки взвеси (см. рисунок 2.28).



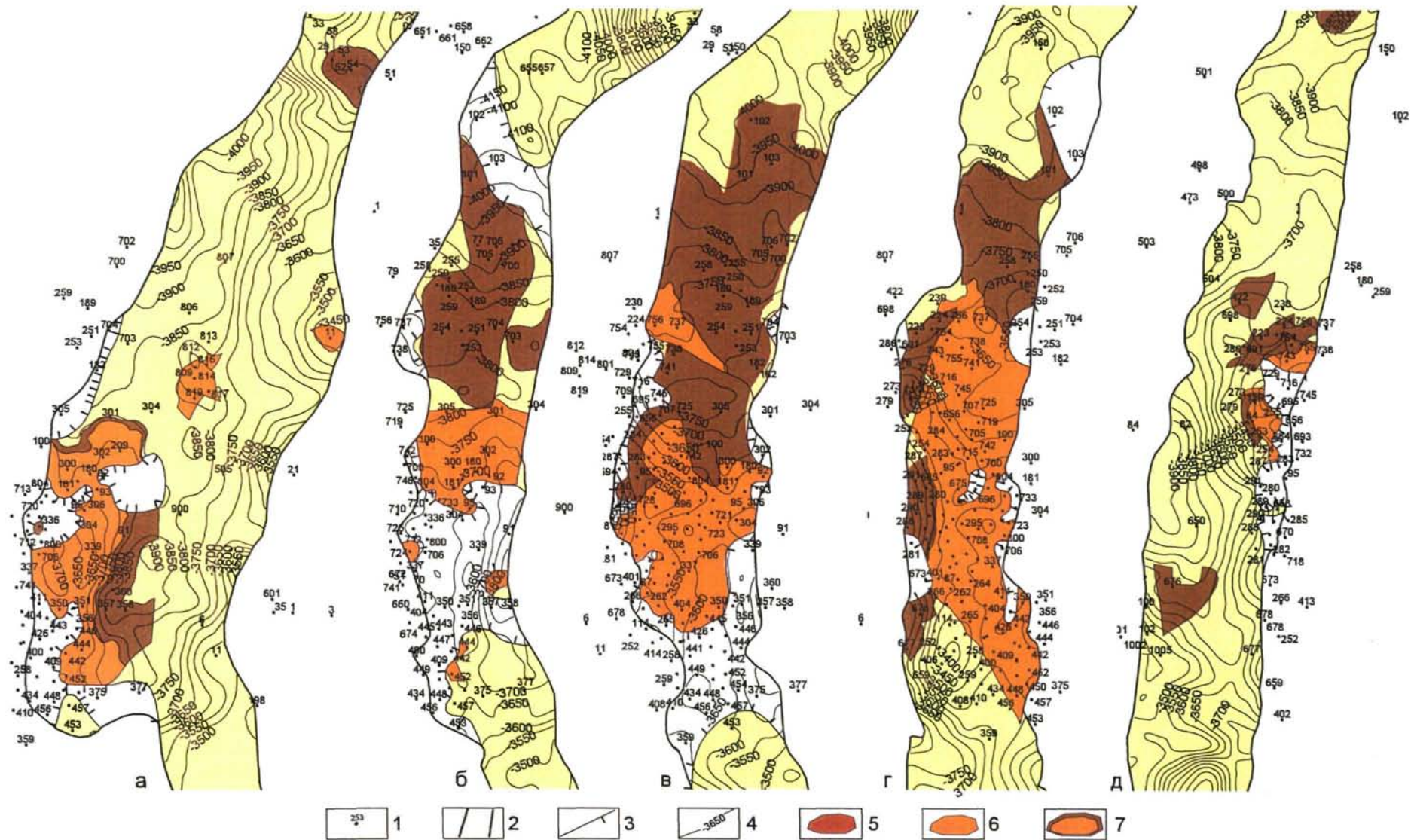


Рисунок 2.38 - Структурные карты по кровле ачимовской толщи клиноформ: а - Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub>; б - Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub>; в - Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>; г - Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub>; д - Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub> (составлена по материалам ОАО "СибНАЦ"):

1 - номер скважины; 2 - граница распространения ачимовской толщи; 3 - граница замещения коллекторов глинами внутри контура распространения ачимовской толщи; 4 - изогибсы по кровле ачимовской толщи разных клиноформ. Залежи: 5 - нефтяная; 6 - газоконденсатная; 7 - газоконденсатная с нефтяной оторочкой.

## 2.4 Условия накопления ачимовской толщи

Для палеогеографических реконструкций одним из важных методов является текстурный анализ, который отражает динамику процессов седиментации. Текстуры обуславливают величины физических свойств в породах по разным направлениям (скорость упругих волн, проницаемость и пр.).

Ачимовские пласты по данным сейсморазведочных работ, поисково-разведочного бурения и литологическим исследованиям имеют линзовидно-прерывистое распространение, накапливались в относительно глубоком море. Подтверждением морских и относительно глубоководных условий осадконакопления толщи являются находки аммонитов, тонкостенных двухстворок; отсутствие каких – либо индикаторов прибрежной, волновой переработки пород; слабая степень биотурбации осадков или её полное отсутствие [24, 26, 28, 46, 56]. Глубина баженовского моря в пределах Восточно-Уренгойской зоны по расчетам В.С. Бочкарева [23] составляла 400-700 м. Одним из главных особенностей формирования песчано-алевритовых отложений ачимовской толщи является превышение скорости поступления обломочного материала над скоростью погружения седиментационного бассейна [6, 10, 29, 40, 41, 42, 69, 75, 76, 78]. Колебания уровня моря отражены в разрезе чередованием пластов песчаников и глин. Сформировавшиеся во время регрессивного цикла песчаные пласты при последующей трансгрессии перекрывались пачкой глин, и весь процесс повторялся, пространственно смещаясь в западном направлении. Большое влияние на формирование ачимовских песков оказывали подводные оползни и турбидитные потоки, которые в основном и трансгрессировали осадки к подножию шельфовых террас. Определяющую роль в разносе обломочного материала вдоль подножия склона играли глубоководные течения [5, 12, 13, 16, 33, 47, 48, 59, 82, 97, 98 и др.]. Обломочный материал перерабатывался течениями, а максимальные значения обломочного материала были связаны с конусами выноса [16]. Модель глубоководного конуса выноса в плане и разрезе по Е. Мутти [128] представлено на рисунке 2.39.

Формирование конусов выноса связано с каньонами на шельфе, уступами и склонами. Выделяются верхние, средние и нижние подобстановки конусов выноса (Рединг Х., 1990г.; Мутти Е., 1992г.; Хэллем Э, 1983г.). В строении первой значительная доля принадлежит отложениям грязекаменных грубообломочных и зерновых песчаных потоков, в средней – песчаные и алевро-пелитовые элементы примерно поровну слагают конус, а периферическая представлена наиболее тонкими, часто рассматриваемые как «настоящие» турбидиты с преобладанием алевро-пелитового и тонко-мелкопесчаного материала. В строении конусов принимают участие и контуриты и оползневые отложения.

Контуриты – постоянные, глубинные, придонные течения, направленные параллельно изобатам. Их скорости достигают 15-30 см/с, что достаточно для переотложения не только пелитового и алевритового, но и мелкопесчаного материала; течение ускоряется у выступов континентального склона, где они производят взмучивание и эрозию дна, сложенного рыхлыми осадками. Отложения волнистые и косослоистые [34, 64, 84, 105].

Признаки отличия от турбидитов: лучшая, часто хорошая сортировка.

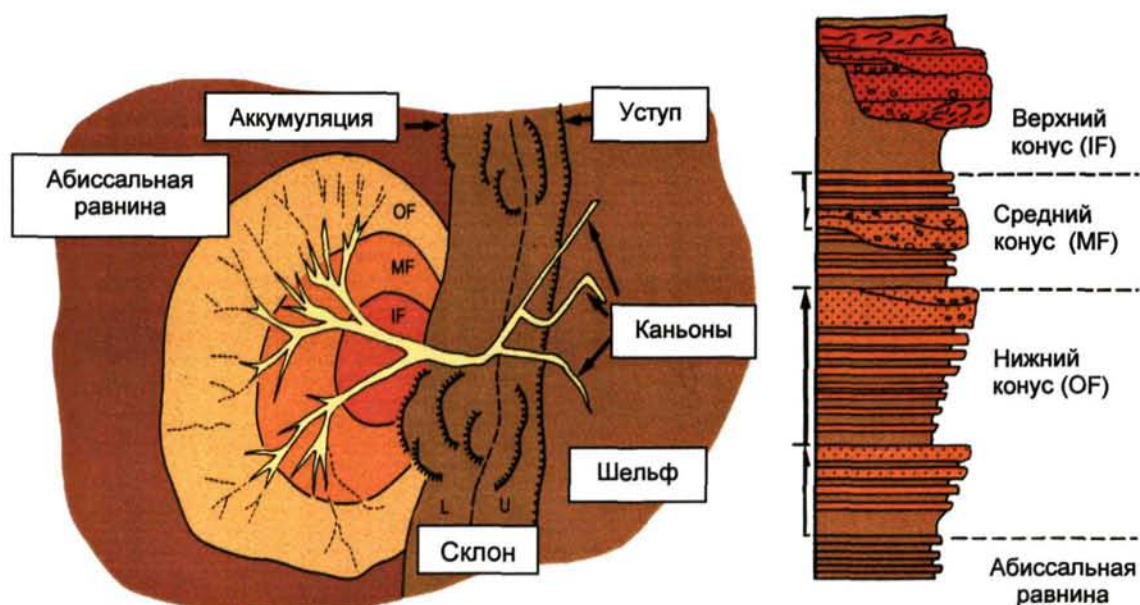


Рисунок 2.39 - Модель подводного конуса выноса (Mutti and Ricci Lucchi, 1972)

В формировании ачимовских отложений участвовали придонные склоновые течения, которые по большинству признаков аналогичны контуритам [25, 136 и др.]. Придонные течения формируют пласты мелко-, тонкозернистых песчаников и алевролитов хорошей и средней отсортированности. Отложения ачимовской толщи имеют сортировку зерен от хорошей до плохой, преобладают мелкозернистые песчаники и крупнозернистые алевролиты (см. раздел 2.3).

В качестве наиболее перспективных объектов следует рассматривать ачимовские депоцентры – зоны повышенных толщин песчано-алевролитовых пород.

Многие исследователи формирование ачимовской толщи связывают с различными морскими течениями, в частности с турбидитами, зерновыми потоками, лавинной седиментацией [62, 63, 65, 79, 96, 114 и др.] и т.д.

Турбидиты – отложения спазматических мутьевых или суспензионных потоков высокой плотности. Термин введен Д. Джонсоном в 1939 г. как «мутьевое течение».

Турбидиты имеют следующие характерные особенности: обычно они образуют мощные толщи закономерно переслаивающихся песчаников и глин; базальные контакты слоев песка – резкие и характеризуются наличием разнообразных и деформационных структур, зеркал скольжения и оползней; пески характеризуются градационной слоистостью. Обширная библиография публикаций по турбидитам дана в работах Кюнена и Хамберта [Kuenen, Humbert, 1964], Боума и Броуера [Bouma, Brouwer, 1964] и др.

Боума [125] проведено изучение древних турбидитов и разработана схема стадийности турбидитных фаций, известная как последовательность Боума (рисунок 2.40).

В идеальной последовательности турбидиты состоят из пяти разновидностей, характеризующихся специфическими осадочными текстурами [4, 91, 125].

Слой  $T_a$  песка с массивной текстурой перекрывается параллельнослоистыми осадками слоя  $T_b$ , отложение которого происходило в условиях режима «стреляющего потока» с образованием плоской поверхности слоя.

**"ПОЛНЫЙ" РАЗРЕЗ ТУРБИДИТОВ  
(ЦИКЛ БОУМА)**

**ИНТЕРПРЕТАЦИЯ В ПОНЯТИЯХ  
РЕЖИМА ПОТОКА**

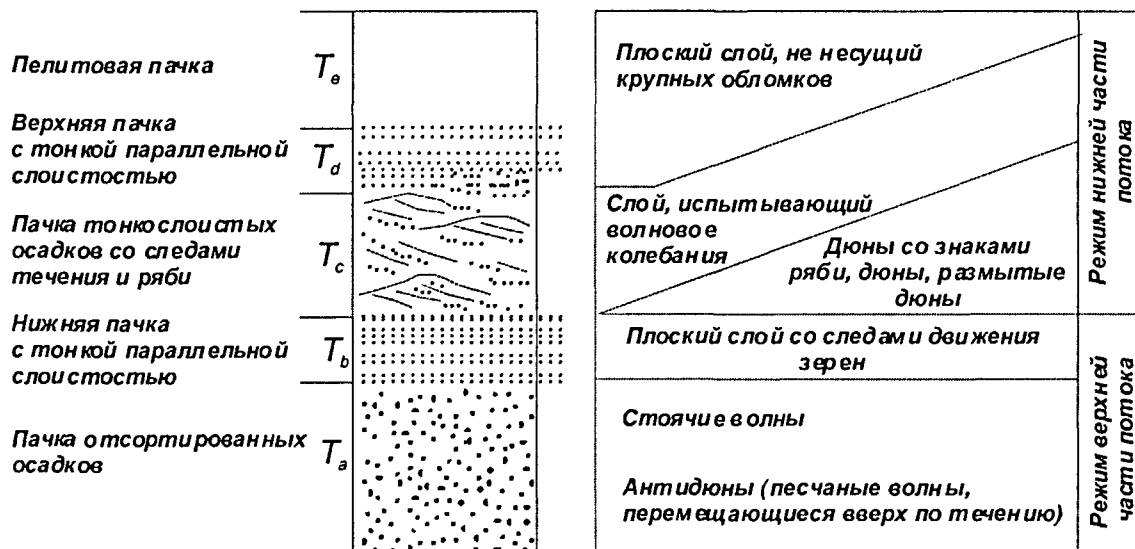


Рисунок 2.40 - Интерпретация турбидитного цикла Боума (А.Н. Bouma, 1962)

Этот слой сменяется косослоистыми песками слоя  $T_c$ , в котором часто видны конволютные деформационные структуры, обусловленные почти одновременным обезвоживанием осадка.

Эта зона косослоистых песков отражает седиментацию из потока при нижнем режиме. Зона  $T_d$  представлена тонкими песками и алевролитами с параллельной слоистостью, которая сменяется пелагическими илами  $T_e$ , осаждающимися из суспензии.

Обычно последовательность турбидитных отложений неполная. Это происходит в результате снижения скорости вниз по течению. Вблизи источника присутствуют все интервалы, а далее вниз по течению потока нижние интервалы начинают исчезать [91 и др.].

По Редингу выделяется три различных типа разреза турбидитов, каждый из которых имеет свой набор текстур (рисунок 2.41).

Разрез *грубозернистых турбидитов* представляет многие из фаций класса  $T_a$  и  $T_b$ . Транспортировка материала на большие расстояния происходит в основном турбидитными потоками высокой плотности. К характерным текстурным единицам относятся нижняя пачка с отрицательной градационной слоистостью ( $R_1$ ), перекрытая массивной ( $R_2$ ), стратифицированной ( $S_1$ ), градационно-стратифицированной ( $S_2$ ) пачками и, наконец, пачкой с блюдцеобразными и трубкообразными структурами ( $S_3$ ) [127].

Разрез *среднезернистых турбидитов* является классическая последовательность Боума см. рисунок 2.40, 2.41.

В разрезе *мелкозернистых турбидитов* представлена большая часть фаций из классов  $T_d$  и  $T_e$ . Глины с прослоями алеврита и градационной слоистостью ( $E_1$ ) можно далее подразделить на мощный часто линзовидный базальный слой алеврита со слабой волнистостью на кровле ( $T_0$ ), относительно мощный горизонт глины с конволютными прослойками алеврита ( $T_1$ ), слой с низкоамплитудной волнистостью ( $T_2$ ), отчетливо параллельный ( $T_3$ ), неотчетливо параллельный ( $T_4$ ) и тонкослоистый алеврит ( $T_5$ ). Они перекрываются сортированной глиной ( $T_6$ ), несортированной глиной ( $T_7$ ) и маломощной микробиотурбированной зоной ( $T_8$ ).

Грубозернистый  
турбидит  
(зернистый поток,  
флюидизированный  
поток)

Среднезернистый  
турбидит  
(классический)

Мелкозернистый  
турбидит

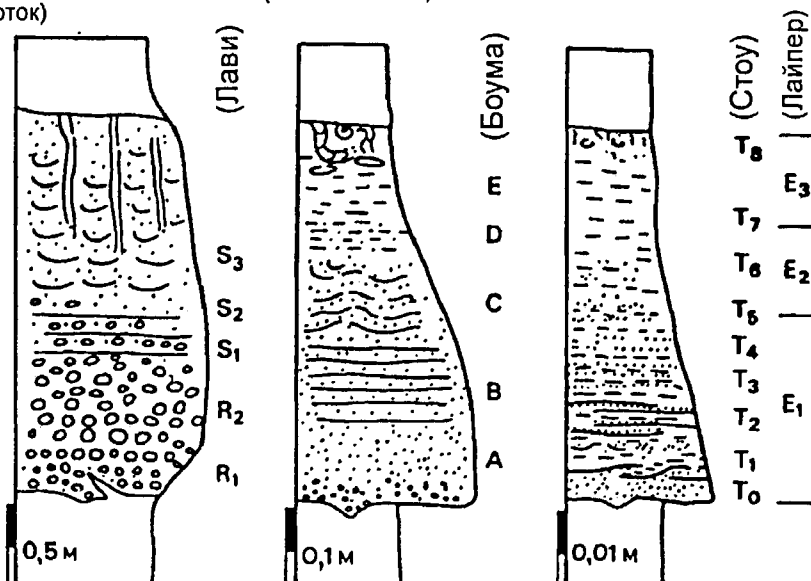


Рисунок 2.41 - Идеализированная последовательность текстур для турбидитов (по Редингу, 1990 г.)

При описании текстур ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны использовалась текстурная последовательность Боума [125], Стоу [126], «Методическое руководство...» Ботвинкиной Л.Н., 1965 г. [20].

Рассмотрим текстурные особенности пород Восточно-Уренгойской зоны, ниже приведены фотографии текстур из коллекции В.Н. Бородинки и отчетов ОАО «Тюменской Центральной Лаборатории» [132, 133, 134, 135].

Для ачимовской толщи отмечается широкое развитие градационных текстур и конседиментационных деформаций (конволютная слоистость, подушечные и пламенные текстуры и т.д.). Конседиментационные деформации осадка связаны с оползевыми явлениями, на что указывает крутонаклонное залегание песчаников и алевролитов в разрезе.

#### Ачимовская толща клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub>

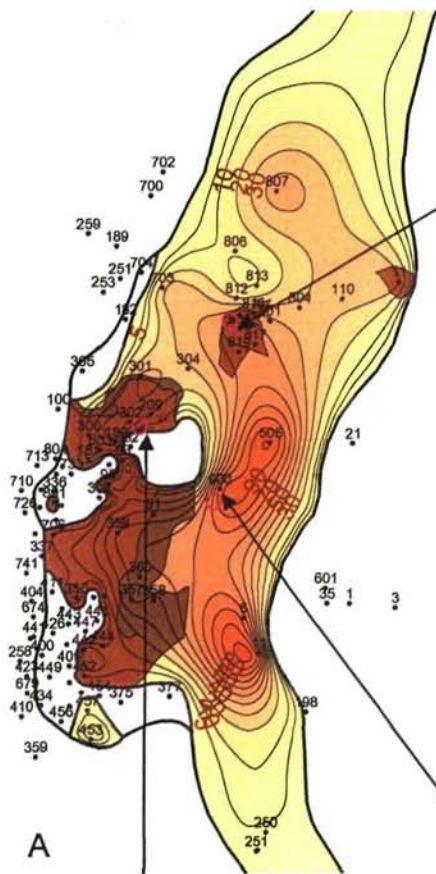
Для прогнозирования зон коллекторов и выделения фаций, кроме керна использовались электрометрические диаграммы. Подсчет мощностей песчаников и алевролитов проводился на основе стандартного электрокаротажа.

Построены карты суммарных толщин песчаников, где можно выделить конусы выноса по максимальным значениям изопахит (рисунок 2.42А).

Максимальная мощность песчаных пород фиксируется в скв. 900 Нововэнтной, скв. 505 3-Хадыпурской и в районе скв. 11 Усть-Ямсовейской площадях (более 90 м). Формирование песчаного тела, в этих зонах, происходила в условиях наиболее высоких энергетических уровней водной среды, о чем также свидетельствуют текстуры пород.

В отложениях ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub> по керну скважин выделяются следующие типы текстур: массивные песчаники и алевролиты (Т<sub>а</sub> последовательности Боума); массивные песчаники с глинистыми интракластами (Т<sub>а</sub>); горизонтально- (Т<sub>б</sub>) и волнистослоистые (Т<sub>с</sub>) песчаники и алевролиты (см.

Карта суммарных толщин песчаников ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub>

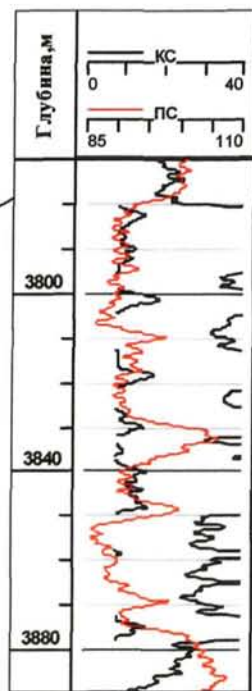


Скв. 302 Северо-Есетинская



Волнистая, косоволнистая, параллельная слоистость. Гл. 3799,9 м

Скв. 809 С-Пуровская



Песчаник с косо- и горизонтальнослоистыми намывами глины. Инт. 3770-3785 м

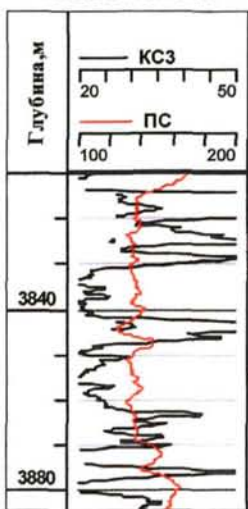


Волнистая, горизонтальная слоистость. Гл. 3836,4 м

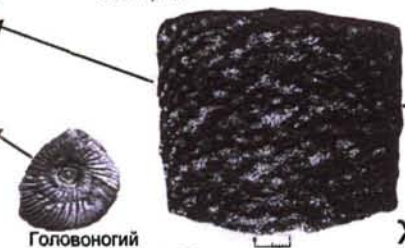


Песчаник массивный с интракластами аргиллита. Инт. 3847-3862 м

Скв. 900 Нововэнтонская



Песчаник с крупными обломками аргиллита. Гл. 3834,7 м



Головоногий моллюск *Neotollia* sp. Текстура массивная. Инт. гл. 3850,6 м Гл. 3835,6 м

- 1 900
- 2 30
- 3 T<sub>a</sub> T<sub>6</sub>
- 4
- 5
- 6

Рисунок 2.42 - Текстуры особенностей пород ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub> (составили Бородин В.Н., Храмова А.В., 2004г.): 1 – номер скважины; 2 – изопахиты, м; 3 – текстурная последовательность Боума и Стоу; Залежи: 4 – нефтяная; 5 – газоконденсатная.

рисунок 2.42). Прослой массивных песчаников и алевролитов отмечаются многими исследователями как признак турбидитов [46, 79, 80, 88, 92].

**В массивных песчаниках** (строение породы представлено текстурным интервалом  $T_a$  последовательности Боума) отмечается градационная слоистость, текстура которых характеризуется сортировкой зерен по величине, изменяющейся от грубо- до тонкозернистой к её кровле. Возникновение градационной слоистости является результатом деятельности мутьевых потоков (рисунок 2.42Ж).

### **Массивные песчаники с глинистыми интракластами ( $T_a$ )**

Массивные светло-серые песчаники преимущественно мелкозернистые, плотные, в различной степени карбонатизированные. Для массивных песчаников характерно присутствие глинистых интракластов размерами от 0,5-1 см до более 6-7 см.

Глинистые интракласты имеют неровные изогнутые края. Эти изгибы не сопровождаются внутренними разрывами, что предполагает пластичную природу деформаций обломков еще неконсолидированных осадков в высокоплотном потоке. Неокатанная форма обломков предполагает высокую скорость седиментации, существовавшую в момент образования песчаного слоя.

Присутствие в массивных песчаниках линейно ориентированных глинистых интракластов с признаками пластической деформации свидетельствует об их транспортировке ламинарным высококонцентрированным потоком, который, как предполагается, мог развиваться в нижней части высокоплотных турбидитовых течений (см. рисунок 2.42Д, 2.42Е, рисунок 2.43).

На рисунках 2.42Б, 2.42Г представлены текстуры мелкозернистого турбидита, где отмечается чередование глинистых прослоев ( $T_4$ ,  $T_6$ ) с косослоистым линзовидным алевролитом с волнистой слоистостью в кровле (текстурный интервал  $T_0$  последовательности Стоу). Режим нижней части потока.

**Горизонтальная слоистость** представлена на рисунке 2.8, на примере скв. 360 Евояхинской площади.

В песчаниках встречаются интервалы мощностью от 2-3 до 10-15 см, обогащенные тонким (< 1 мм) и мелким (1-10 мм) углефицированным растительным детритом и прослойками глины (см. рисунок 2.42В). Градационные горизонтально- и мелкокосослойчатые песчаники интерпретируются как классические песчаные турбидиты, образованные низкоплотными турбидитовыми течениями. Режим верхней части потока.

Отложения ачимовской толщи клиноформы  $Aч_{18}БТ_{12-13}$  представлены среднезернистыми и мелкозернистыми турбидитами, о чем свидетельствуют текстурная последовательность Боума ( $T_a$ ,  $T_c$ ,  $T_d$ ) и Стоу ( $T_{0-6}$ ).

Суммарная мощность песчаников ачимовской толщи **клиноформы  $Aч_{17}БУ_{21}$**  изменяется от 0 до 50 м (рисунок 2.44А). Максимальная мощность фиксируется в районе скв. 704 Непонятой площади. В южной части клиноформы суммарная

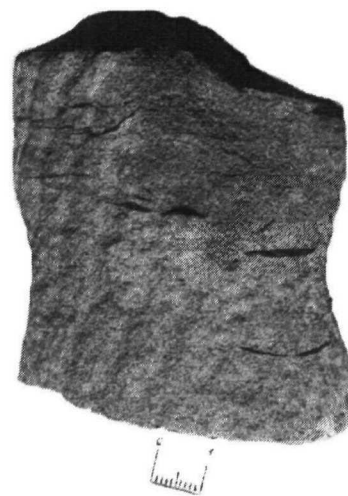


Рисунок 2.43 - Массивный песчаник с включениями глинистых интракластов ( $T_a$ ). Скв. 360 Ево-Яхинской пл. Инт-л 3918-3931 м.

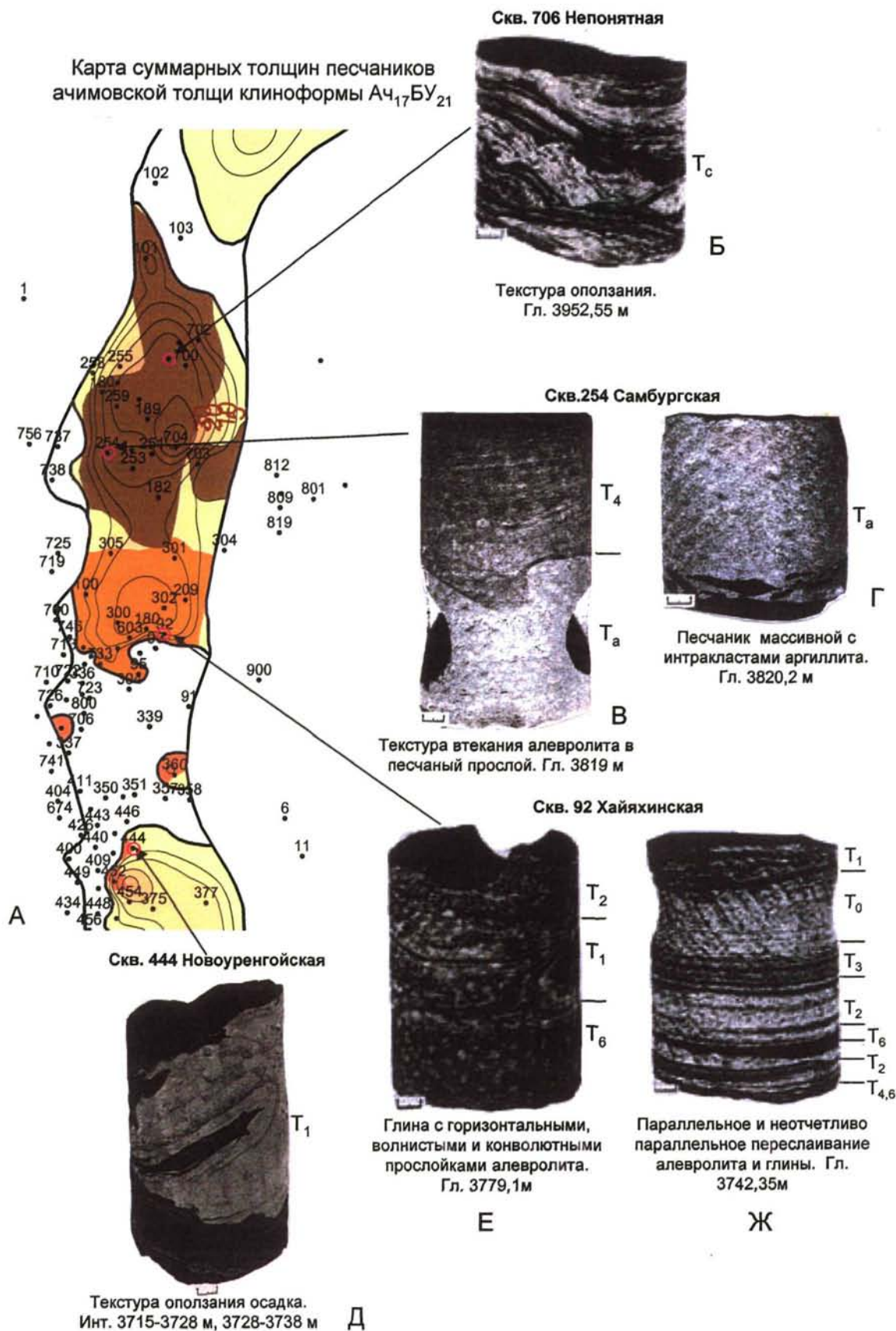


Рисунок 2.44 - Текстуры особенности пород ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub> (составили Бородин В.Н., Храмова А.В., 2004г.).  
Условные обозначения см. на рисунке 2.42.



мощность песчаников достигает 40 м (районе скв. 454 Новоуренгойской площади).

Отмечаются следующие типы текстур: деформационные, массивные, горизонтальнослоистые (см. рисунок 2.44).

**Массивные песчаники** мелкозернистые с прослойками и включениями обломков аргиллита (рисунок 2.44Г). Ориентировка глинистых интракластов в керне горизонтальная с неровными изогнутыми краями.

**Горизонтальная слоистость** наблюдается в керне скв. 92 Хайяхинской площади (рисунок 2.44Ж), скв. 254 Самбургской площади - верхняя часть образца (см. рисунок 2.12 керн 1). Отмечается чередование слоев аргиллита и алевролита. Строение градационных алевролитов сильно варьирует от слоев более или менее полным набором подразделений последовательности –  $T_0$ ,  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $T_3$ ,  $T_4$ ,  $T_6$ . Преимущественно глинисто-алевритовый состав отложений свидетельствует об их формировании в более низкоэнергетической обстановке, где происходило затухание потоков (рисунок 2.44Ж). Такие условия создаются в дистальных частях подводного конуса выноса.

**Деформационные текстуры** (рисунки 2.44Б, 2.44Е, 2.44Д) отмечаются в керне скв. 706 Непонятной, скв. 92 Хайяхинской, в скв. 444 Новоуренгойской площадях ( $T_1$  – последовательности Стоу,  $T_c$  – последовательности Боума). Текстуры оползания образуются в результате перемещения пластичного осадка под действием силы тяжести (см. рисунок 2.11, керн 4,5). Оползание осадочных масс сопровождается нарушением и перемещением слоев осадков и обычно приводит к хаотичному смешению материала различных слоев [86, 20, 82]. Оползание может быть вызвано увеличением уклона дна вследствие одностороннего поднятия, давлением возрастающей нагрузки на скользкий глинистый субстрат и другими причинами; большей частью внешними по отношению к осадку. Смещение осадка может начаться даже при небольшом уклоне дна ( $2-3^\circ$ ).

#### **Ачимовская толща клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>**

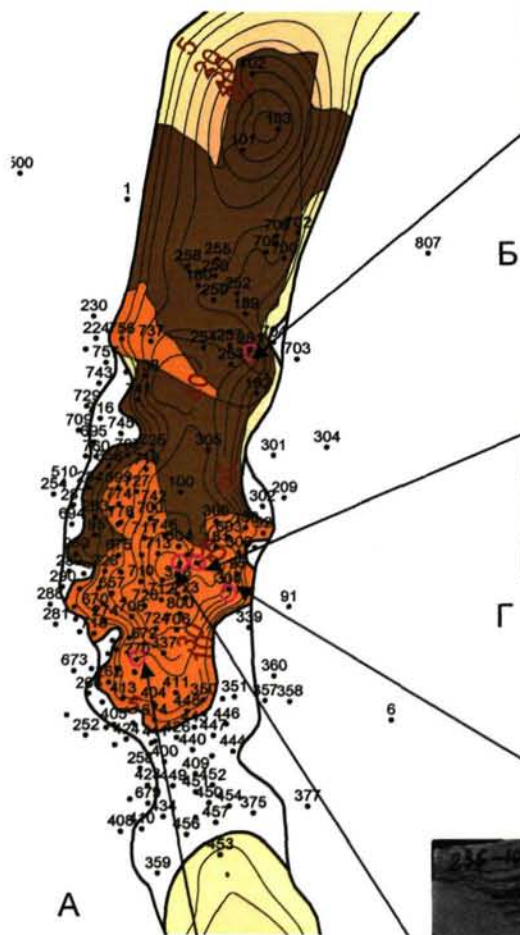
Максимальная суммарная мощность песчаников (рисунок 2.45А) фиксируется в скв. 103 С-Самбургской и в районе скв. 713 Уренгойской площадях (до 75 м). Текстурные особенности пород клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub> представлены на рисунок 2.45, 2.11, 2.16.

Полной текстурной последовательности Боума в керне не наблюдается, как было сказано ранее, она накапливается очень редко. Песчаные слои, расположенные среди глинисто-алевритовых частей разреза ачимовской толщи, как правило, характеризуются присутствием нижних и верхних интервалов этой последовательности ( $T_{a,e}$ ) и очень редко  $T_{abde}$  (см. рисунок 2.45, 2.11, 2.16).

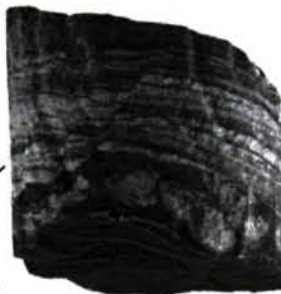
Среди первичных седиментационных текстур можно выделить следующие разновидности: массивные средне- мелкозернистые песчаники с обломками аргиллитов (рисунки 2.45Г, 2.45К).

Также выделяются **горизонтальнослоистые, волнисто-косослоистые песчаники**, обусловленные намывами углисто-слюдистого материала и прослойками глин (рисунок 2.45И). Тонкая горизонтальная слоистость возникает не только в застойных водах. Она может образовываться и в зонах поступательного движения вод, даже в случае их насыщения обломочными частицами из-за появления зон с неодинаковой турбулентностью, обуславливающей периодический размыв дна, где происходит отложение частиц различной крупности и накопление только наиболее тонкодисперсной фракции.

Карта суммарных толщин песчаников ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>



Скв. 250 Самбургская пл.



Б

Деформационная текстура.  
Гл. 3687,2м



В

Текстура сдвига осадка вдоль трещины.  
Гл. 3814,35м

Скв. 733 Уренгойская



Г

Текстура массивная с интракластами аргиллита.  
Гл. 3687,2м



Д

Текстура оползания осадка.  
Гл. 3692,9м

Скв. 304 В-Уренгойская



Е

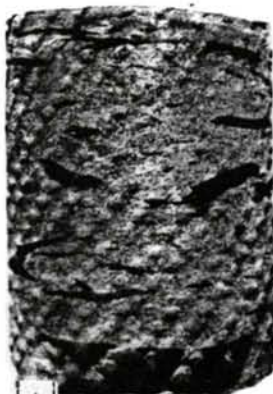
Текстура взмучивания осадка.  
Гл. 3641 м



Ж

Текстура взмучивания осадка.  
Гл. 3682,35м

Скв. 270 Уренгойская



З

Песчаник с глинистыми включениями.  
Гл. 3609,3м

Скв. 720 Уренгойская



И

Горизонтальнослоистая текстура, в центре образца – массивная.  
Гл. 3601,0 м



К

Текстура массивная с интракластами аргиллита.  
Гл. 3646,88м

Рисунок 2.45 - Тектурные особенности пород ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub> (составили Бородин В.Н., Храмова А.В., 2004г.).  
Условные обозначения см. на рисунке 2.42.

На рисунках 2.45Е, 2.45Ж видим перекрестную слоистость, образованную в результате поступательного движения воды, **текстуры взмучивания осадка**.

Накопление мощных слоев массивных и горизонтально-слоистых песчаников ( $T_{a,b}$ ) обычно интерпретируется как результат торможения высокоплотных турбидитовых течений в результате уменьшения градиентов наклона поверхности дна в нижней части подводного склона, вызывавшего потерю потоком момента скорости и начало осаждения транспортируемых потоком осадков [46].

Отмечаются **деформационные текстуры**, обусловленные оползанием осадка в скв. 224 З-Табъяхинской пл., скв. 103 С-Самбургской, 710 площади. Первичная слоистость нарушена в результате оползания, смятия осадка (см. рисунок 2.45Б, 2.45Д, 2.16). Подводные оползни возникают в тонкослоистых и мелкозернистых пластичных осадках и встречаются в отложениях мутьевых потоков, как было сказано ранее. Слоистость имеет сложные формы смятия, сопровождающегося «втеканием» одних участков пластов в другие и т.д.

В керне отмечается смещение переслаивающихся слоев песчаника и глины вдоль трещины, секущей под углом  $30^\circ$  образец (рисунок 2.45В). В переслаивающихся прослоях отмечаются в керне зеркала скольжения под углом  $30-45^\circ$  (скв. 180 Самбургской пл., скв. 102 С-Самбургской пл и др. ).

В массивном песчанике наблюдаются вертикально направленные корешки растений и линзочки глины (рисунок 2.11 керн 1). Удлиненные частицы часто ориентируются параллельно потоку. В направлении от подошвы к кровле турбидитов ориентировка частиц может все более отклоняться от простирания подошвенных знаков, что может быть обусловлено меандрирующим характером потока в турбидитном течении.

Д. Стоу [126] использовал характер ориентировки алевритовых частиц для того, чтобы отличить турбидиты, отложенные течениями, направленными вниз по склону, от контуритов, связанных с течениями вдоль склона на континентальном подножии у Новой Шотландии. В турбидитах частицы глины находятся в более крупных незакономерно размещенных скоплениях, тогда как в гемипелагитах глинистые частицы располагаются параллельно слоистости. Как было отмечено Х. Редингом [83], контуриты основательно биотурбированы, но по некоторым признакам аналогичны разрезам турбидитов.

**Ачимовская толща клиноформы  $A_{ч15}БУ_{17-19}$** . На карте суммарных толщин песчаников выделяются три зоны с максимальными значениями изопакит: район скв. 745 Уренгойской площади; скв. 449 Новоуренгойской и скв. 258 Самбургской площадей. Мощность песчаников изменяется от 0 до 60-70 м (рисунок 2.46А).

В керне ачимовской толщи клиноформы  $A_{ч15}БУ_{17-19}$  **слоистость пород нарушена в результате оползания осадка** (скв. 224 Табъяхинской площади, скв. 710, 738 Уренгойской площади, скв. 103 С-Самбургской площади).

**Конволютная слоистость** характеризуется отчетливым смятием слоев с развитием сложных скрученных складок. Такой сложной деформацией подверглись слои с первичной параллельной и косою слоистостью (см. рисунки 2.46Б, 2.46В, 2.46И). Обычно конволютная слоистость считается характерным признаком турбидитных отложений, хорошо проявляется в классических турбидитах [124].

Встречаются крупные неокатанные обломки глины аргиллитоподобных (рисунки 2.46Д, 2.46З, 2.16 керн 2).

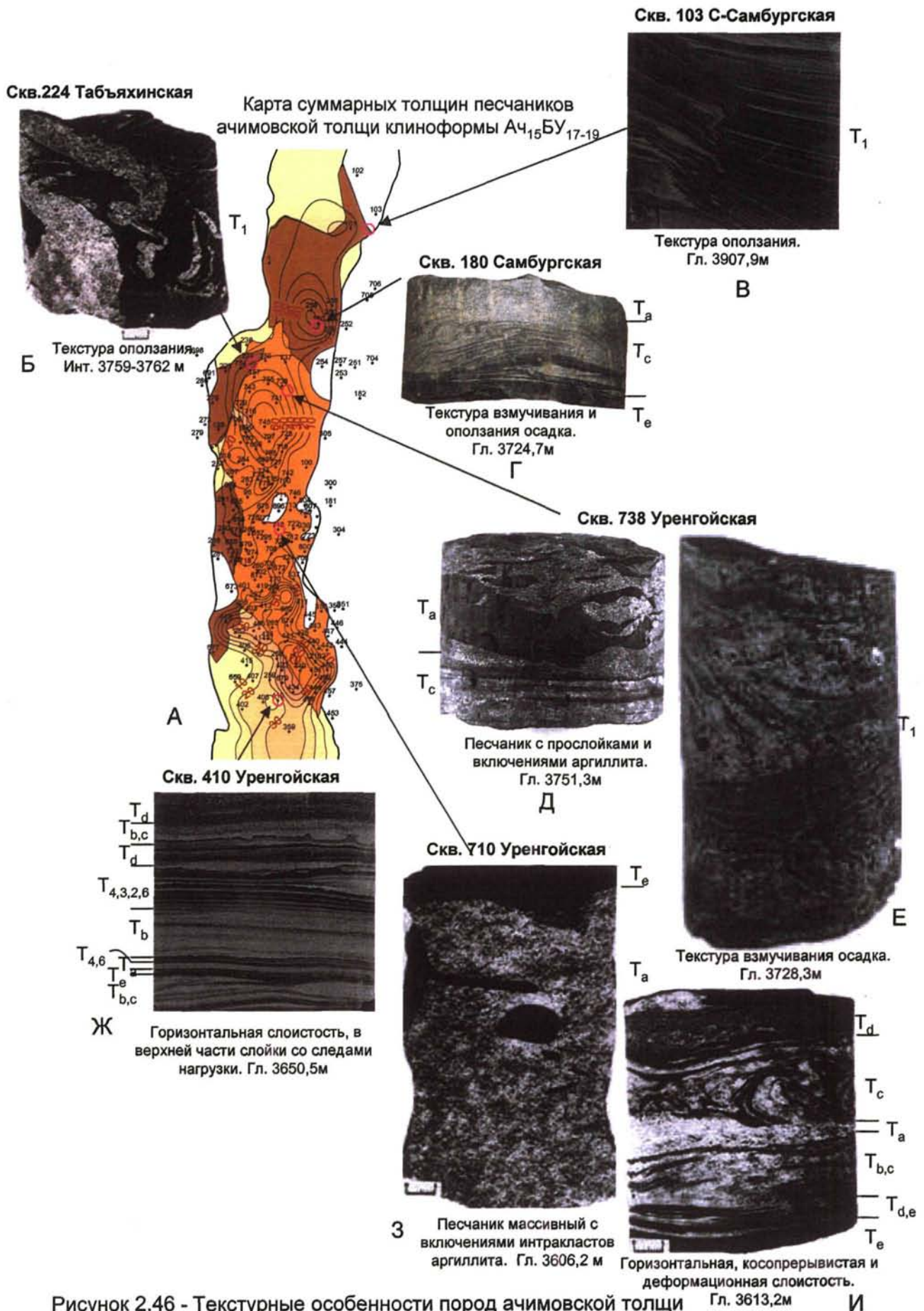


Рисунок 2.46 - Текстурные особенности пород ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> (составили Бородин В.Н., Храмова А.В., 2004г.)  
Условные обозначения см. на рисунке 2.42.

На рисунке 2.16 керн 4, 2.46Ж видно тонкослоистое переслаивание тонкозернистых турбидитов. Слои песчаных турбидитов более мощные чем глинисто-алевритовая часть образцов (текстурные интервалы  $T_{d,e}$ ). В верхней части образца в скв. 410 Уренгойской площади видны следы нагрузки или внедрения (см. рисунок 2.46Ж).

**Текстуры внедрения** возникают в результате отложения песка на гидропластичный глинистый осадок. В этом случае избыточная или неравномерная нагрузка регулируется вертикальными перемещениями, что ведет к погружению песка с образованием лопастных форм или даже к выталкиванию вверх глинистого материала в виде «язычков». Текстуры внедрения не ограничены какой либо одной обстановкой. Единственным необходимым условием их возникновения является наличие песчаного слоя над гидропластичным глинистым осадком, что приводит к неравномерным нагрузкам и, как следствие этого, к вертикальным перемещением на границе песка и глины. Можно отнести их также к шаровым текстурам. Шаровые и подушечные текстуры также возникают в песчаных слоях, залегающих на глинистых осадках. Они указывают на высокую скорость осадконакопления.

Накопление мощные слоев массивных и горизонтально-слоистых песчаников ( $T_{a,b}$ ) обычно интерпретируются как результат торможения высокоплотных турбидитовых течений.

**Ачимовская толща клиноформы Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub>**. На рисунке 2.47А представлена карта суммарных толщин песчаников и текстурные особенности пород.

Максимальная мощность песчаников (более 50 м) в районе скв. 650 Уренгойской площади. В северной и центральных частях клиноформы мощность песчаников не превышает 25 м. Толщина песчаных прослоев плавно уменьшается с востока на запад.

Также, как и в выше описанных клиноформах, широко развиты текстуры оползания, массивные песчаники с интракластами аргиллитов и горизонтально-косослоистые песчаники и алевролиты.

В массивном песчанике видны горизонтальные полые трещины, образованные по хорошо отмученным глинистым и углисто-слюдистым прослойкам (рисунок 2.47Е).

В песчаниках наблюдаются прерывистые, волнистые, непараллельные слойки углисто-слюдистого материала и глин (рисунок 2.47Б). Мощность слойков 2-3 мм. Такой тип слоистости можно отнести к флазерной. Наличие такой текстуры указывает на одновременное присутствие во взвеси песка и ила, а также на чередование периодов активного течения с периодами относительного покоя.

В скв. 286 Уренгойской площади косые слойки перекрываются горизонтальными тонкими глинами (см. рисунок 2.47В, 2.16 керн 1).

Таким образом, анализ текстурных особенностей изученных отложений позволил выявить значительные черты сходства их строения с существующими стандартными текстурными схемами, предложенными для песчаных и тонкозернистых (глинисто-алевритовых) турбидитов.

Тонкослоистые градационные алевролиты и аргиллиты интерпретируются как тонкозернистые турбидиты и гемипелагиты, образованные низкоплотными тонкозернистыми турбидитовыми течениями и гемипелагической седиментацией осадков. Строение градационных алевролитов и аргиллитов хорошо описывается в единицах последовательности Д. Стоу.

Карта суммарных толщин песчаников  
ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub>

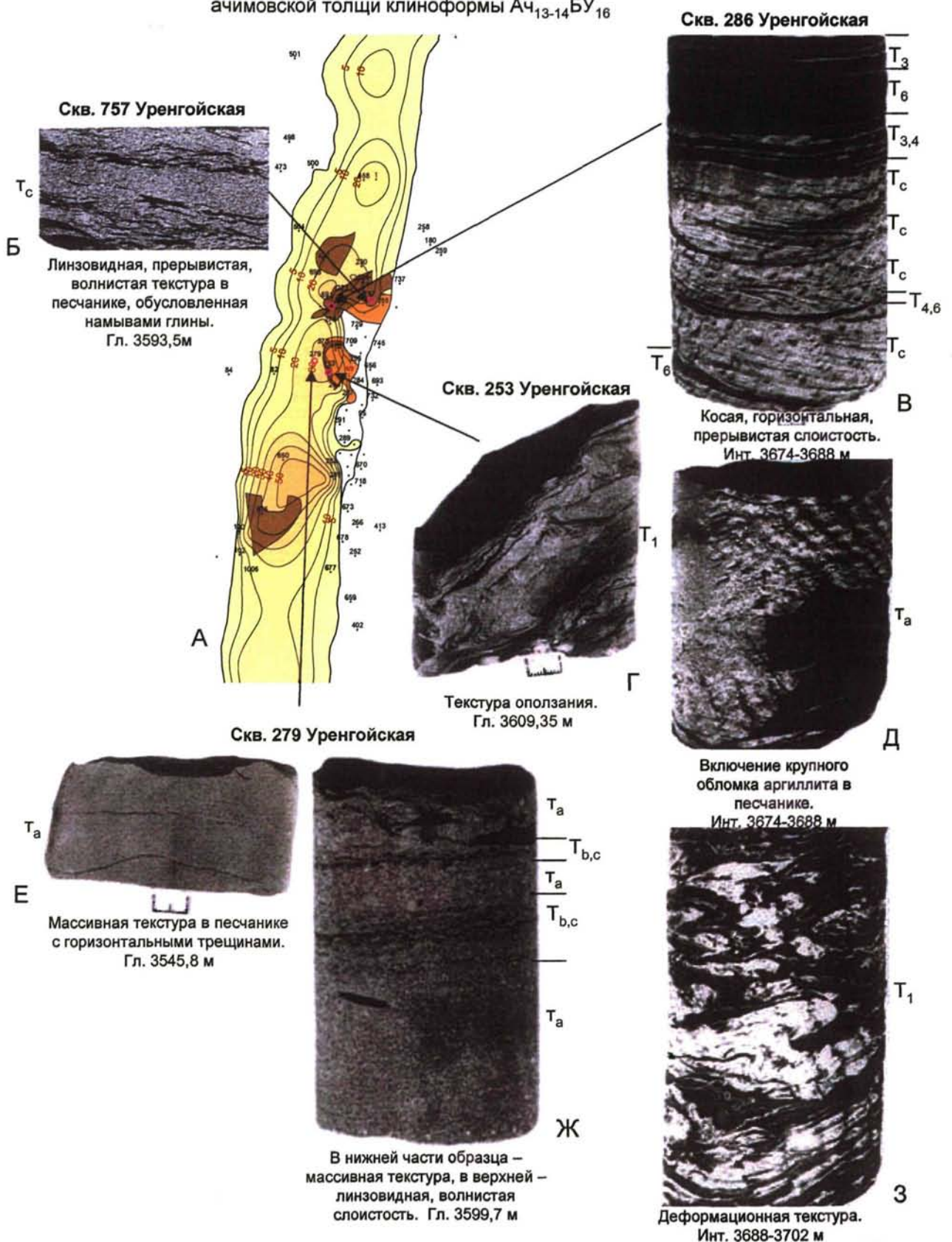


Рисунок 2.47 - Тектурные особенности пород ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub> (составили Бородин В.Н., Храмова А.В., 2004г.). Условные обозначения см. на рисунке 2.42.

## Выводы:

1. В качестве наиболее перспективных объектов следует рассматривать ачимовские депоцентры – зоны повышенных толщин песчано-алевролитовых пород. Обломочный материал перерабатывался течениями и максимальные значения обломочного материала приурочены к конусам выноса.

Максимальные мощности песчаников ачимовской толщи отмечаются:

- в клиноформе **Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub>** - район скв. 11 Усть-Ямсовейской площади; район скв. 900 Нововэнтной и 505 З-Хадыпурской площадей (>80 м);
- в клиноформе **Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub>** – район скв. 704 Нижнепурской и скв. 302 В-Уренгойской площадей (до 50-60 м);
- в клиноформе **Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>** -район скв. 103 С-Самбургской и район скв. 713 Уренгойской площадей (до 75 м);
- в клиноформе **Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub>** – район скв. 745 Уренгойской площади; скв. 449 Новоуренгойской и скв. 258 Самбургской площадей (60-70 м).
- в клиноформе **Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub>** - более 50 м в районе скв. 650 Уренгойской площади. В северной и центральных частях клиноформы мощность песчаников не превышает 25 м.

2. Седиментологическое изучение песчаных и глинисто-алевролитовых пород ачимовской толщи свидетельствует о том, что в их формировании активную роль играли процессы гравитационного перемещения осадков, формирование отложений характеризовались повышенными темпами осадконакопления.
3. Характерной особенностью отложений ачимовской толщи является очень слабая степень их биотурбированности или полное отсутствие какой-либо переработки осадков организмами. Отсутствие или слабая биотурбационная переработка морских алевритоглинистых осадков является одним из признаков их турбидитового генезиса.
4. При выпадении осадка из разжиженного потока обломочного материала, наряду с массивными неслоистыми текстурами, наблюдаются специфические текстуры типа текстур нагрузки, образующихся вследствие просадки вышележащего осадка (песчаного) в нижележащий более тонкий. При этом образуются конволютные текстуры в виде мелких складочек. Последнему процессу способствует и оползание осадков по уклону дна (текстуры оползания). Эти текстуры свидетельствуют о высокой гидродинамической обстановке седиментации. Фиксируются первичные текстуры, которые говорят о чередовании периодов активного течения с периодами относительного покоя.
5. В результате изучения текстурных особенностей пород подтверждается турбидитная природа образования ачимовских отложений, о чем свидетельствует текстурная последовательность Боума для песчаных отложений, Стоу – для глинисто-алевритовых осадков. В строении конусов принимали участие турбидиты, вдольсклоновые течения, контуриты и оползни. Свидетельством обработки турбидитов контурными течениями является хорошая сортировка зерен ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны.

6. В породах ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны полной текстурной последовательности Боума не отмечается, это связано с тем, что в результате снижения скорости вниз по течению потока нижние интервалы начинают исчезать. Для пород ачимовской толщи характерно два типа разрезов: среднезернистого и мелкозернистого турбидита дистального, среднего и нижнего конуса выноса.



### 3 Породы - коллекторы ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны

#### 3.1 Структура порового пространства, вторичные процессы и тип коллекторов в породах ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны

Изучение структуры порового пространства проводилось по шлифам (>500 обр.), коллекция шлифов по Восточно-Уренгойской зоне была предоставлена ОАО «Тюменская Центральная Лаборатория», «ВНИГРИ», «Томский политехнический институт».

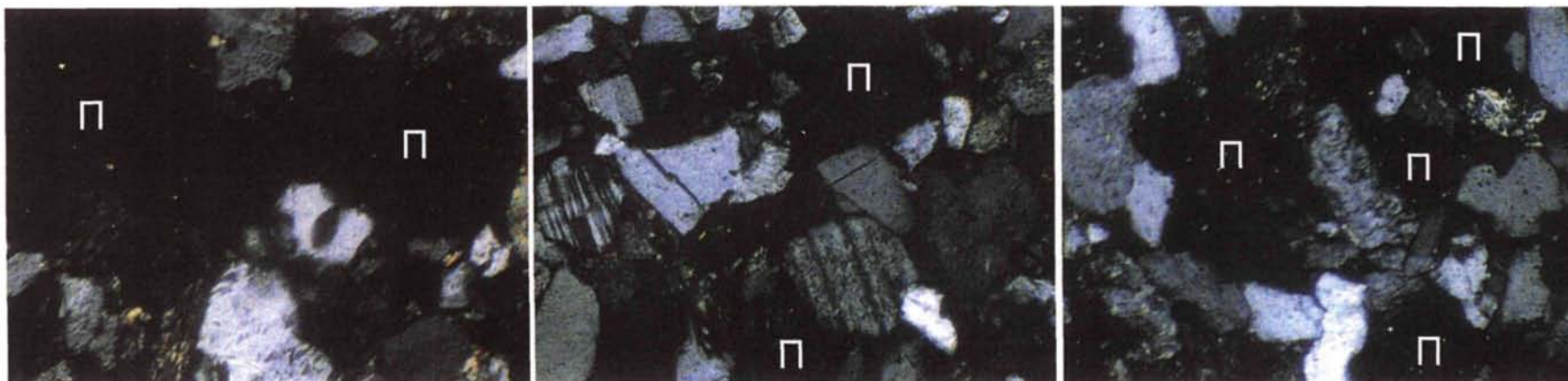
Поровое пространство пород-коллекторов ачимовской толщи представлено порами и трещинами. Тип коллекторов простой (поровый) и сложный (трещинно-поровый и порово-трещинный) [14, 15, 31, 100, 117]. Поровый и смешанный типы коллекторов ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны представлен на рисунках 3.1, 3.2.

По своему происхождению поры разделяются на первичные, сформированные в процессе седиментогенеза, и вторичные, связанные с постседиментационными преобразованиями осадка или породы. Первичные поры являются межгранулярными, имеют округлые, удлиненные, вытянутые, неправильные, близкие к изометричным, угловатые очертания, стенки их затронуты процессами растворения и регенерации, размер первичных пор меньше или равен размеру вмещающих обломочного материала зерен. Распределяются в породе первичные поры, равномерно или неравномерно. Обычные видимые поры имеют размеры от 0,05 до 0,5 мм; по размерам они входят в категорию микропор, их верхний размер не превышает 1 мм в среднем диаметре (см. рисунок 3.1).

Пористость современных коллекторов, в основном, вторичная. Первичная пористость послужила изначальным фоном, на котором происходило формирование вторичной емкости коллекторов. С момента седиментации и до времени образования породы-коллектора процессы уплотнения, цементации, растворения и перекристаллизации проходили как на стадии диагенеза, так и на стадии эпигенеза, накладываясь друг на друга, изменяя физические свойства пород во времени и в пространстве [94, 99]. Вторичные поры располагаются в цементе, образуясь за счет частичного растворения цементирующего вещества (кальцита, хлорита, серицита), внутри пелитизированных и кальцитизированных зерен полевого шпата, вдоль открытых, протяженных и коротких трещин. Размер вторичных пор больше или равен размеру вмещающих зерен терригенного материала, форма пор удлиненная, округлая, неправильная. Стенки пор неровные, несут следы растворения.

По изучению пород в шлифах устанавливаются следующие основные процессы вторичного преобразования пород: перекристаллизация, растворение, замещение, деформация, уплотнение, вторичное минералообразование, трещиноватость.

Процессы растворения, выщелачивания чаще всего проявляются в песчано-алевролитовых породах с кальцитовым цементом. Встречается преимущественно растворение обломочных зерен кварца, полевых шпатов (рисунки 3.3, 3.4). Контуры зерен становятся расплывчатыми, извилистыми, на поверхности образуются углубления, трещинки спайности расширяются.



Увел. 135. Николи X

П – пора  
Т - трещина

68

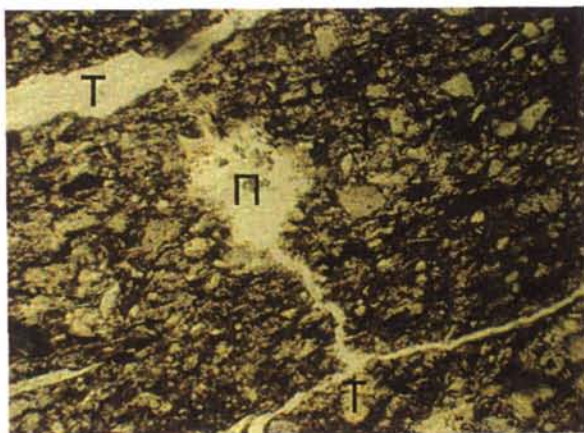
а

б

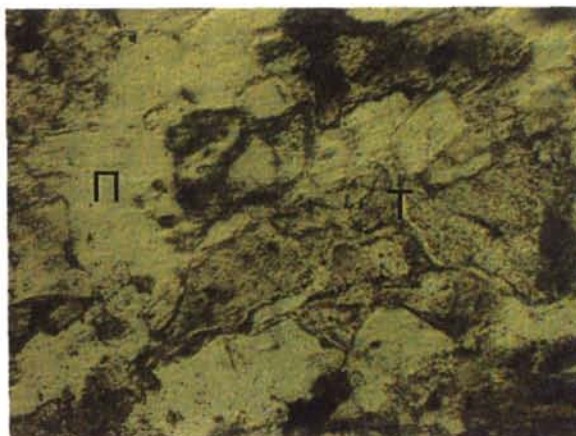
в

**Рисунок 3.1 - Поровый тип коллекторов в породах ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны:**

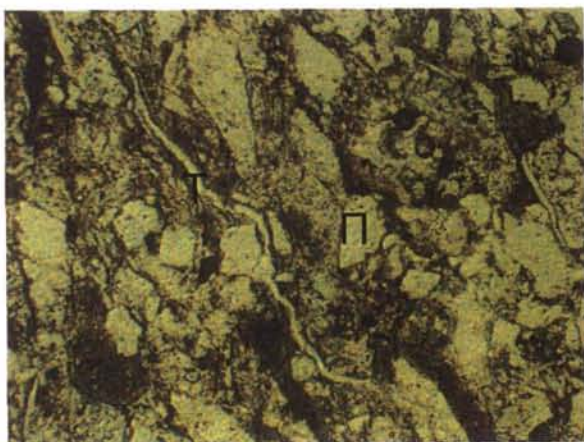
а - песчаник аркозовый, мелкозернистый, пористый. Цемент поровый, соприкосновения, гидрослюдисто-хлоритовый с небольшим количеством карбоната (кальцит). Кварц и полевые шпаты корродированы. Биотит гидратирован и хлоритизирован. Уренгойская пл, скв. 270, гл.3603,2м, обр.18814. Кп - 17,1 %, Кпр -  $0,01 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ . Ачимовская толща клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>; б - песчаник аркозовый, средне-мелкозернистый, пористый, слабо карбонатизированный. Цемент поровый, соприкосновения, гидрослюдисто-хлоритовый с небольшим количеством карбоната. Кварц и полевые шпаты корродированы. Уренгойская пл., Скв. 723, гл.3654,1м, обр. 11337. Кп - 16,8 %, Кпр -  $0,2 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ . Ачимовская толща клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>; в - песчаник аркозовый, мелкозернистый, пористый. Контакты плоскостные, конформные, реже точечные. Цемент поровый, соприкосновения, гидрослюдисто-хлоритовый. Кварц и полевые шпаты корродированы. Поры округлые, удлинённые. Уренгойская пл., скв. 258, гл. 3616,2 м, обр. 7983. Кп- 20,1 %, Кпр -  $0,65 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ . Ачимовская толща клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> (из коллекции Г.Д. Исаева).



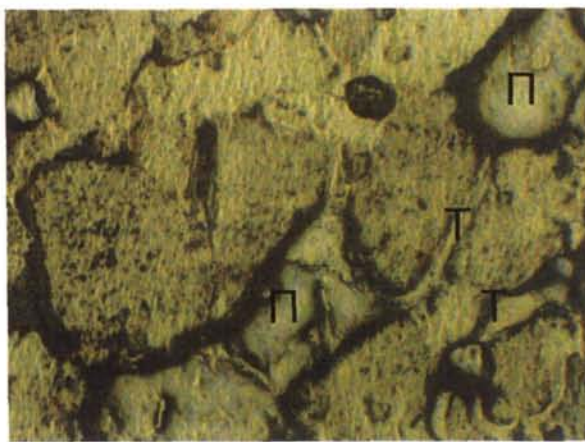
а



б



в



г

Рисунок 3.2 - Смешанный (трещинно-поровый, трещинно-поровый) тип коллекторов в породах ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны:

а-алевролит тонкозернистый, с тонкими прослоями аргиллита, пористый, трещиноватый. Сква. 282 Уренгойской пл. Обр. 34. Глуб. 3621 м. Клиноформа Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub>; б - песчаник аркозовый, мелкозернистый, с прослоями алевролита крупнозернистого. Порода трещиноватая и слабо карбонатизированная. Трещины тонкие, непротяженные, маломощные, вдоль напластования. Сква. 254 Уренгойской пл. Обр. 95714. Глуб. 3518,7 м. Ачимовская толща клиноформы Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub>; в - песчаник аркозовый, средне-мелкозернистый, пористый, слабо трещиноватый. Трещины маломощные, различных направлений. Сква. 726 Уренгойской пл. Обр. 6265. Глуб. 3649,4 м. Клиноформа Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>; г - песчаник аркозовый, мелко-среднезернистый, пористый, трещиноватый. Поры округлые, слабо вытянутые, расположены полосами, иногда соединены тонкими волосовидными трещинами (d=0.01-0.04мм). Сква. 743 Уренгойской пл. Обр. 195-5. Глуб. 3678,8 м. Ачимовская толща клиноформы Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub> (из коллекции Г.Д. Исаева). Увел. 135. Николи II.



а



б

Рисунок 3.3 - Регенерация и растворение кварцевых зерен в песчанике мелкозернистом, аркозовом: а - скв. 675 Уренгойская пл, гл. 3567,6 м, обр. 882; б - скв. 675 Уренгойская пл., гл. 3579,5 м, обр. 894. Ачимовская толща клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>. Увел. 2340, николи X.

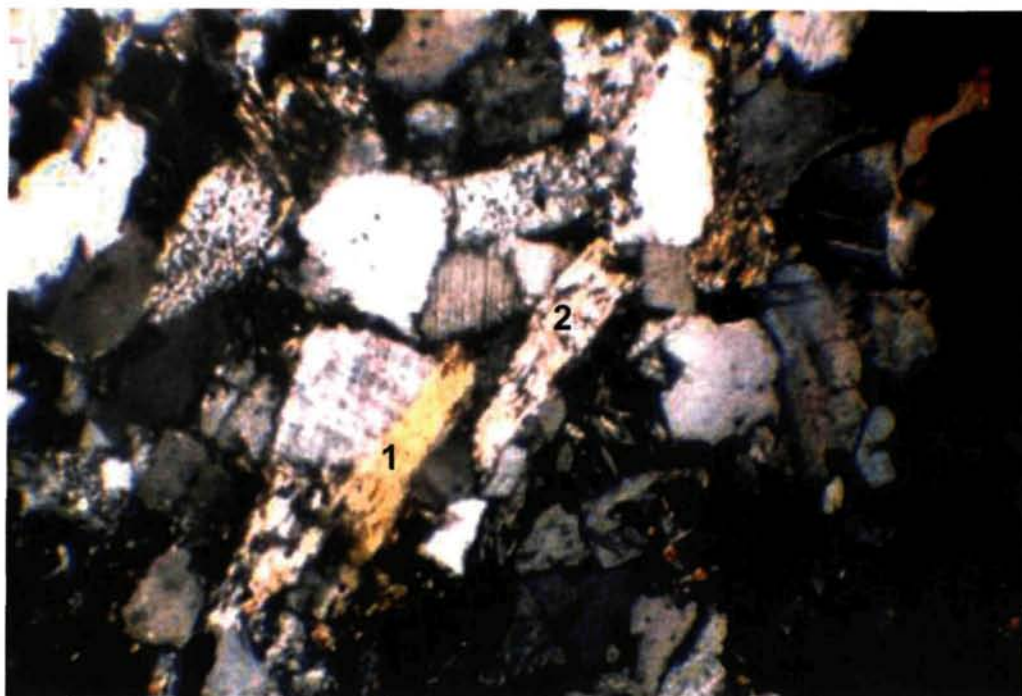


Рисунок 3.4 - Развитие хлорита (1) и гидрослюды (2) по биотиту. Уренгойская пл., скв. 756, гл. 3780,5 м, обр. 153-4. Увел. 30. Николи Х. Ачимовская толща клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub>. Из колл. Столбовой Н.Ф.

С одной стороны, усложняется строение порового пространства и снижается проницаемость пород, с другой, наблюдается и обратное явление, когда процессы растворения несколько улучшают пористость пород, появляются новые поры [53, 118].

В песчано-алевролитовых породах ачимовской толщи широко развит процесс уплотнения вследствие увеличения гравитационного давления и повышения температуры, в связи с погружением пород и перекрытием их мощной толщей более молодых осадков. В породах наблюдаются структуры с максимальным сближением зерен обломочного материала, структуры взаимного приспособления и внедрения. На уплотнение породы указывает деформация терригенных зерен в шлифах. Таким образом, процесс уплотнения пород приводит к резкому снижению их емкостных свойств.

С повышением температуры происходит активизация химических процессов в водных растворах, с возрастанием давления – появление новых структурно-текстурных изменений (уплотнение зерен, возникновение сложных контактов между ними, растворение под давлением и т.д.). Давление оказывает большое влияние на процессы растворения пород и, прежде всего, карбонатных [32, 36, 39, 112]. Детально влияние температуры и давления на коллекторские свойства пород рассмотрены в главе 4.

В породах ачимовской толщи развит процесс замещения обломочных зерен. Встречается замещение обломков плагиоклазов, слюд и обломков различных пород кальцитом. Полевые шпаты серицитизируются и пелитизируются.

Наблюдается преобразование глинистого материала в хлорит, который образует каёмочки вокруг зёрен, дающие начало крустификационному цементу. Образование крустификационного хлорита связано с процессами замещения первичных гидрослюды и биотита, слагающих цемент породы. Присутствие в

породах пленочного или порового хлорита ухудшает проницаемость пород, но препятствует уплотнению осадка. Коэффициент уплотнения в песчаниках с наличием пленочного хлоритового цемента, препятствующего сближению зерен и образованию вторичных контактов, будет меньше. Это один из факторов сохранения пористости пород-коллекторов на относительно больших глубинах. Карбонатный цемент представлен, в основном, кальцитом, реже отмечается сидерит и доломит.

Глинистые минералы по данным рентгеноструктурного анализа представлены хлоритом, гидрослюдой, каолинитом, смешаннослойными минералами ряда гидрослюда–монтмориллонит (ССО). Содержание хлорита в породах ачимовской толщи изменяется от 10 до 100%, гидрослюды 5-70%, каолинита 5-75%, смешаннослойных образований ряда гидрослюда–монтмориллонит от 0 до 30%. Хлорит – вторичный, о чем свидетельствуют крустификационная структура хлоритовых пленок, присутствие его на стенках пор, а не на стыках зерен. Каолинитизация пород, как известно, улучшает коллекторские свойства пород. Максимальное количество каолинита фиксируется в скв. 510, 709 Уренгойской площади (70-75%). Глинистый цемент с каолинитовым составом приурочен к западной части клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub>. Наибольшая частота встречаемости каолинита наблюдается в клиноформе Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> в скважинах Уренгойского месторождения (рисунок 3.5, таблица 3.1).

С глубиной наблюдается уменьшение хлорита и увеличение гидрослюды и ССО. Изучением глинистых минералов в ачимовской толще Восточно-Уренгойской зоны посвящена работа Коровиной Т.А. [135, 136], в которой отмечено, что вторичные коллекторы приурочены к зонам с наибольшим содержанием хлорита.

Трещины в ачимовских отложениях развиты как короткие, прерывистые, располагающиеся в матрице и связывающие между собой первичные и вторичные поры (см. рисунок 3.2), так и протяженные, проходящие через весь шлиф. В основном, трещины горизонтальные, открытые, реже вертикальные и разнонаправленные по отношению к напластованию, с примазками битума (рисунок 3.6) и залеченные кальцитом. Ширина трещин 5-25 микрон. Стенки трещин неровные, микрошероховатые. Микрошероховатость стенок трещин препятствует их смыканию на большой глубине.

На интенсивность проявления трещиноватости большое влияние оказывает литологическая неоднородность отложений, их текстурные особенности и фациальная принадлежность (рисунок 3.7).

Наиболее интенсивное проявление трещиноватости в ачимовских отложениях приурочено к тонкому переслаиванию песчаников, алевролитов, аргиллитов (таблица 3.2), к песчаникам и алевролитам с базальным кальцитовым цементом. Кальцит является более хрупким породообразующим компонентом, под влиянием давления легко растрескивается с образованием трещин.

Тектоническая трещиноватость способствует развитию вторичных пустот выщелачивания. Открытые трещины с вторичными порами выщелачивания в песчанике представлены на рисунке 3.8.

Трещинная и поровая проницаемости, определенные по методу больших шлифов ВНИГРИ по клиноформам (Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub>, Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>, Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub>) Восточно-Уренгойской зоны, представлены в таблице 3.3.

Плотность открытых трещин в отложениях ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны колеблется от 7 до 92 <sup>1</sup>/м; трещинная проницаемость

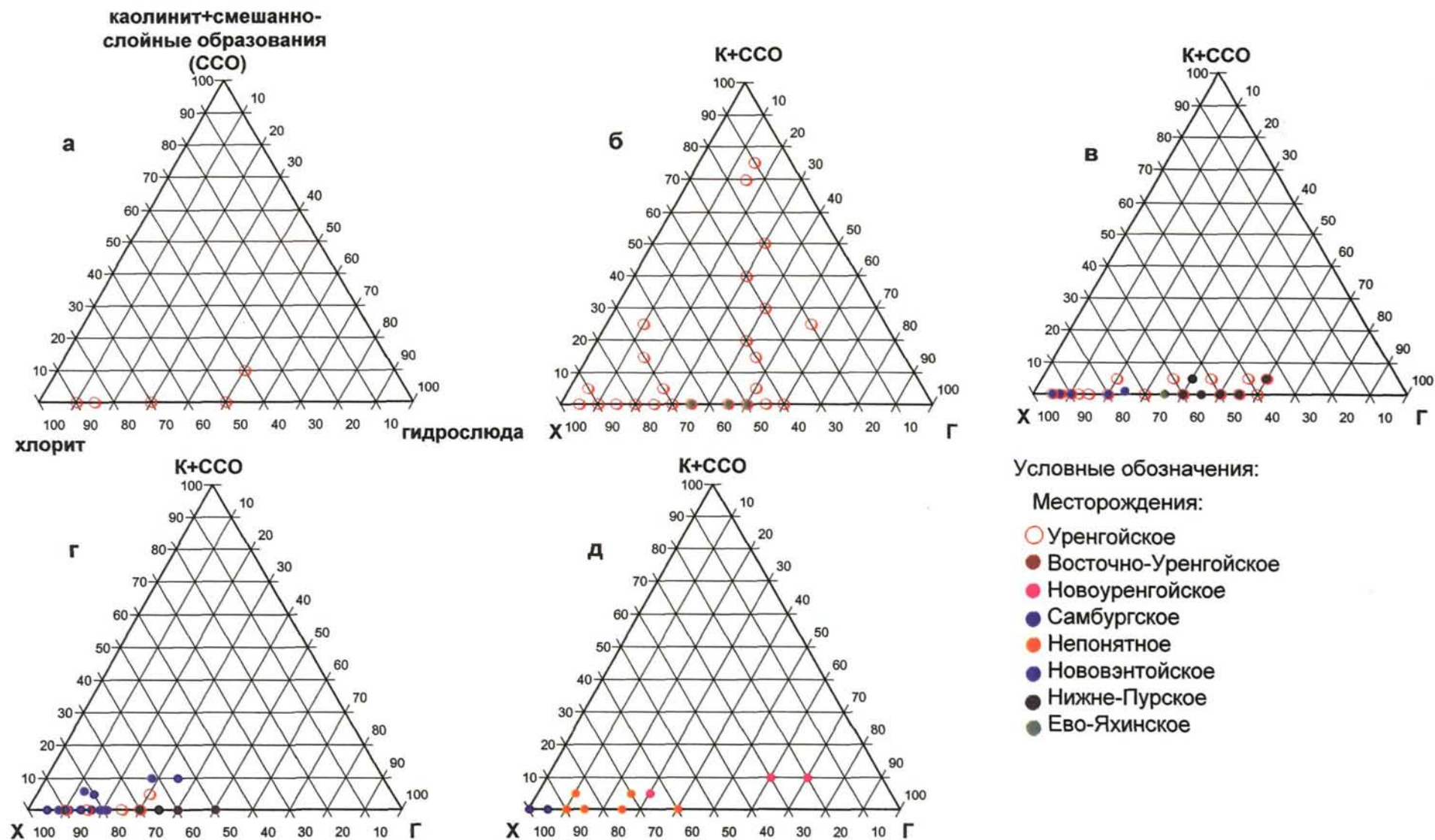


Рисунок 3.5 - Состав глинистого цемента пород ачимовской толщи разных клиноформ (по данным рентгеноструктурного анализа глинистой составляющей): а - Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub>; б - Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub>; в - Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>; г - Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub>; д - Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub>

Таблица 3.1 - Минералогический состав глинистой составляющей пород ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны (по материалам ОАО "ТЦЛ")

№скв.	Площадь	Индекс клиноформы	Литология	Кол- во опр.	К	Х	Г	ССО
1	2	3	4	5	6	7	8	9
691	Уренгойская	БП <sub>12</sub> Ач <sub>13-14</sub>	Аргиллит	2		45 40-50	50 50-50	5 0-10
691	Уренгойская	БП <sub>12</sub> Ач <sub>13-14</sub>	Песчаник	3		88 85-90	12 10-15	
691	Уренгойская	БП <sub>12</sub> Ач <sub>13-14</sub>	Алевролит	1		70	30	
350	Евояхинская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Аргиллит	3		57 50-65	43 35-50	
58	Уренгойская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Аргиллит	1		45	55	
58	Уренгойская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Песчаник	1	25	65	10	
259	Уренгойская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Песчаник	1		90	5	5
259	Уренгойская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Аргиллит	1		40	45	15
260	Уренгойская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Аргиллит	2		58 50-65	43 35-50	
260	Уренгойская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Песчаник	5		86 70-95	14 5-30	
264	Уренгойская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Песчаник	1		85	15	
270	Уренгойская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Песчаник	1		90	10	
270	Уренгойская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Алевролит	1		75	25	
270	Уренгойская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Аргиллит	1		65	35	
282	Уренгойская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Песчаник	2	18 15-20	25 20-30	35 30-40	23 15-30
287	Уренгойская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Песчаник	3	15 15-30	63 30-90	18 10-15	3 0-10
287	Уренгойская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Аргиллит	2	13 0-25	38 20-55	50 45-55	
336	Уренгойская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Песчаник	2		80 75-85	20 15-25	
409	Уренгойская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Песчаник	2		90	10	
510	Уренгойская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Песчаник	1	70	15	15	
656	Уренгойская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Песчаник	3		93 90-95	7 5-10	
657	Уренгойская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Аргиллит	1	20	40	40	
658	Уренгойская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Аргиллит	1		45	55	
658	Уренгойская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Песчаник	1	25	65	10	
670	Уренгойская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Аргиллит	1		50	50	
670	Уренгойская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Песчаник	1	5	89 85-90	11 10-15	
693	Уренгойская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Алевролит	1		90	10	
693	Уренгойская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Песчаник	1		80	20	
693	Уренгойская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Аргиллит	1		40	60	
695	Уренгойская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Песчаник	2		85 80-90	15 10-20	
709	Уренгойская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Песчаник	3	25 0-75	53 10-80	20 15-25	2 0-5
723	Уренгойская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Аргиллит	1		45	50	5
723	Уренгойская	БП <sub>14</sub> Ач <sub>15</sub>	Песчаник	1		95	5	



Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
306	Восточно-Уренгойская	БП <sub>16</sub> Ач <sub>16</sub>	Песчаник	1		93	8	
350	Евояхинская	БП <sub>16</sub> Ач <sub>16</sub>	Аргиллит	3		55 50-65	45 35-50	
350	Евояхинская	БП <sub>16</sub> Ач <sub>16</sub>	Алевролит	1		55	45	
700	Нижнепурская	БП <sub>16</sub> Ач <sub>16</sub>	Аргиллит	5		54 50-60	45 40-50	1 0-5
702	Нижнепурская	БП <sub>16</sub> Ач <sub>16</sub>	Аргиллит	8	1 0-5	45 35-50	54 50-60	
702	Нижнепурская	БП <sub>16</sub> Ач <sub>16</sub>	Песчаник	2		95	5	
182	Самбургская	БП <sub>16</sub> Ач <sub>16</sub>	Песчаник	2		85 80-90	15 10-20	
251	Самбургская	БП <sub>16</sub> Ач <sub>16</sub>	Песчаник	2		95	5	
254	Самбургская	БП <sub>16</sub> Ач <sub>16</sub>	Песчаник	4		90 75-95	10 5-27	0 0-1
270	Уренгойская	БП <sub>16</sub> Ач <sub>16</sub>	Аргиллит	4		48 40-60	53 40-60	
270	Уренгойская	БП <sub>16</sub> Ач <sub>16</sub>	Песчаник	5		89 85-95	11 5-15	
270	Уренгойская	БП <sub>16</sub> Ач <sub>16</sub>	Алевролит	2		78 70-85	23 15-30	
336	Уренгойская	БП <sub>16</sub> Ач <sub>16</sub>	Песчаник	3		87 85-90	13 10-15	
336	Уренгойская	БП <sub>16</sub> Ач <sub>16</sub>	Аргиллит	1		60	40	
670	Уренгойская	БП <sub>16</sub> Ач <sub>16</sub>	Аргиллит	1		50	45	5
670	Уренгойская	БП <sub>16</sub> Ач <sub>16</sub>	Песчаник	1		60	35	5
693	Уренгойская	БП <sub>16</sub> Ач <sub>16</sub>	Алевролит	2		85 80-90	15 10-20	
710	Уренгойская	БП <sub>16</sub> Ач <sub>16</sub>	Алевролит	1		45	55	
710	Уренгойская	БП <sub>16</sub> Ач <sub>16</sub>	Аргиллит	1		35	60	5
711	Уренгойская	БП <sub>16</sub> Ач <sub>16</sub>	Аргиллит	1		50	45	5
711	Уренгойская	БП <sub>16</sub> Ач <sub>16</sub>	Песчаник	2		90	10	
713	Уренгойская	БП <sub>16</sub> Ач <sub>16</sub>	Песчаник	2		88 85-90	13 10-15	
713	Уренгойская	БП <sub>16</sub> Ач <sub>16</sub>	Аргиллит	2		58 40-75	38 20-55	5 5-5
723	Уренгойская	БП <sub>16</sub> Ач <sub>16</sub>	Песчаник		9	93 85-95	7 5-15	
726	Уренгойская	БП <sub>16</sub> Ач <sub>16</sub>	Песчаник	3		91 88-93	9 7-12	
702	Нижнепурская	БП <sub>17</sub> Ач <sub>17</sub>	Аргиллит		12	69 50-95	31 5-50	
702	Нижнепурская	БП <sub>17</sub> Ач <sub>17</sub>	Песчаник	6		86 60-95	14 5-40	
251	Самбургская	БП <sub>17</sub> Ач <sub>17</sub>	Песчаник	2		90 80-95	8 5-15	2 0-5
251	Самбургская	БП <sub>17</sub> Ач <sub>17</sub>	Аргиллит	1		55	35	10
254	Самбургская	БП <sub>17</sub> Ач <sub>17</sub>	Песчаник	9		84 79-92	16 8-20	1 0-6
254	Самбургская	БП <sub>17</sub> Ач <sub>17</sub>	Аргиллит	1		62	28	10
452	Уренгойская	БП <sub>17</sub> Ач <sub>17</sub>	Песчаник	2		90	10	
452	Уренгойская	БП <sub>17</sub> Ач <sub>17</sub>	Алевролит	1		65	30	5
454	Уренгойская	БП <sub>17</sub> Ач <sub>17</sub>	Песчаник	3		75 70-80	23 15-30	

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
703	Непонятная	БП <sub>18</sub> Ач <sub>18</sub>	Аргиллит	1		60	40	
703	Непонятная	БП <sub>18</sub> Ач <sub>18</sub>	Песчаник	6		78 65-90	19 10-30	
703	Непонятная	БП <sub>18</sub> Ач <sub>18</sub>	Алевролит	1		70	25	5
900	Нововзэнтэйская	БП <sub>18</sub> Ач <sub>18</sub>	Песчаник	6		98 95- 100	3 0-5	
444	Новоуренгойская	БП <sub>18</sub> Ач <sub>18</sub>	Песчаник	2		25 20-30	65 60-70	10 10-10
452	Уренгойская	БП <sub>18</sub> Ач <sub>18</sub>	Алевролит	1		65	30	5

Примечание: \* - в числителе - среднее значение; в знаменателе - мин.-макс.

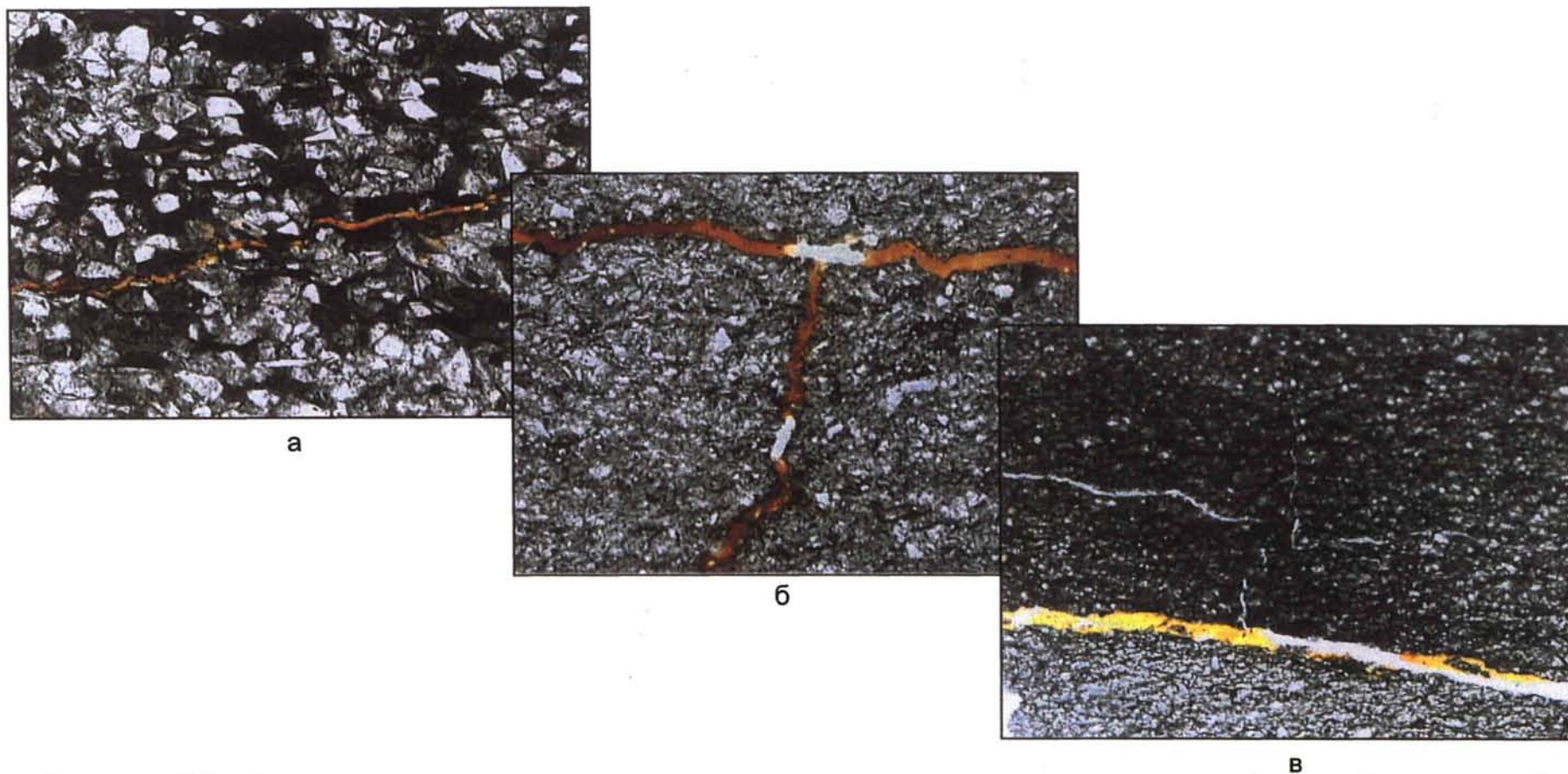
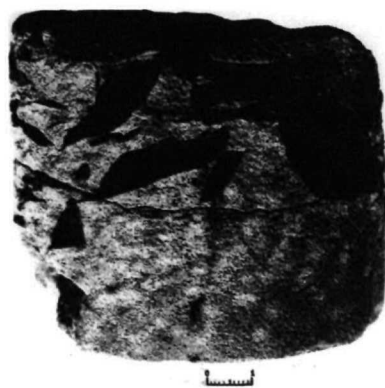


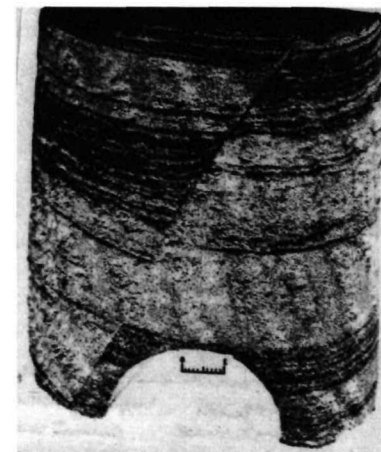
Рисунок 3.6 - Открытые горизонтальные и вертикальные трещины с примазками битума (коричневый, желтый цвет на снимке) в песчаниках ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub>:  
а- С-Самбургская пл. скв. 103, обр 16, гл. 3985 м.; б - Уренгойская пл. скв. 336, обр. 12354, гл. 3651-3666 м; в - Новоуренгойской пл., скв. 443, обр 299, гл. 3643-3680м (из коллекции В.В. Шиманского)



а



б



в

Рисунок 3.7 - Типы трещин в керне ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны

(Бородкин В.Н., Храмцова А.В., 2004г):

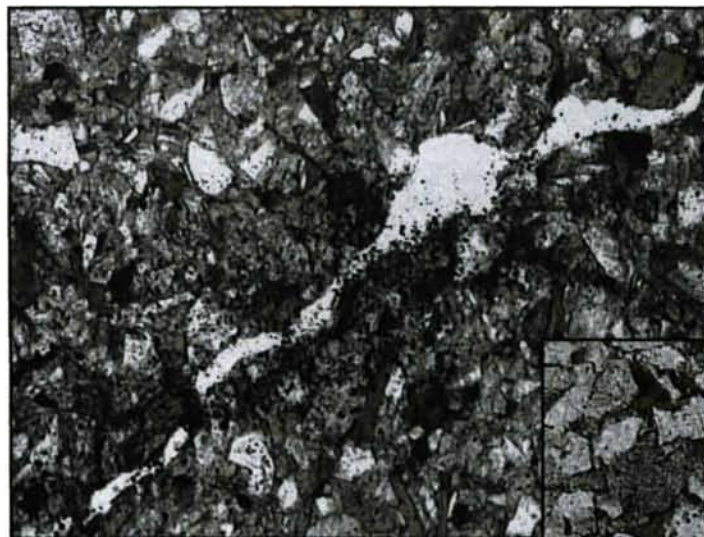
а – трещина горизонтальная в песчанике с включениями обломков аргиллита. Скв.708 Уренгойского мест., инт. 3615-3630 м. Клиноформа Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>; б- трещины наклонные в массивном песчанике. Скв. 705 Непонятой пл., инт. 3941-3953 м. Ачимовская толща клиноформы Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub>; в – трещина наклонная со смещением слоев вдоль неё. Скв. 250 Самбургская пл., инт. 3804-3818 м. Ачимовская толща клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>.

Таблица 3.2 - Типы пород отложений ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub> Восточно-Уренгойской зоны и их коллекторские свойства (по материалам ВНИГРИ)

Месторождение	№ скв.	Интервал, м	Кол-во исследованных образцов (шлифов)	Типы пород	Плотность открытых трещин, То 1/м	Трещинная проницаемость, мД	Пористость, %		Поровая проницаемость, *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Тип коллектора
							Трещинная	Открытая		
Северо-Самбургское	103	3985-4062	9	I Тонкое переслаивание песчаников, алевролитов, глин (аргиллитов)	40-94	4-10	0.05-0.1	6-8	0.02-0.03	порово-трещинный
Самбургское	180	3775-3809	15							
Самбургское	255	3807.28-3859.26	20	II Глины тонко-линзовидно-слоистые с прослоями алевролитов	23-110	2-11	0.03-0.14	3.5-10	0.003-0.02	порово-трещинный
Ново-Уренгойское	443	3704-3715	10							
Уренгойское	670	3580-3626	18	III Песчаники и алевролиты слоистые (горизонтально-волнисто-слоистые, косослоистые)	23-55	2.6-5.5	0.03-0.06	13.8-18	1.2-4.7	порово-трещинный
Уренгойское	675	3548-3587	15							
Уренгойское	708	3607-3667	18							
Уренгойское	720	3657-3675	42	IV Песчаники и алевролиты с базальным кальцитовым цементом, неслоистые	16-42	1.8-4.5	0.02-0.05	1.4-15	0.01-0.42	порово-трещинный
Уренгойское	722	3616-3630	15							
Уренгойское	726	3640-3695	17	V Песчаники и алевролиты неяснослоистые, неслоистые	8-31	0.6-3.6	0.009-0.04	17.7-19.5	3.6-7.7	трещинно-поровый
Уренгойское	733	3618-3696	28							



а



б



в

Рисунок 3.8 - Трещины, соединенные с вторичными порами выщелачивания в песчаниках Уренгойского месторождения в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> : а - скв. 443, обр. 295, гл.3591,3 м; б -скв. 434, обр. 208, гл.3654,4 м; в - скв. 671, обр. 246, гл. 3675 м (из коллекции В.В. Шиманского)

Таблица 3.3 - Сопоставление поровых и трещинных фильтрационно-емкостных свойств ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны (метод больших шлифов ВНИГРИ)

Месторождение	№Скв.	Интервал, м	Пласт	Плотность открытых трещин, 1/м	Пористость, %		Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>		Тип коллектора
					открытая	трещинная	поровая	трещинная	
Ново-Уренгойское	443	3623-3679	Ач15	25-55	8-17*	0,03-0,07	0,01-1,2	2,3-6,4	порово-трещинный
Самбургское	180	3714-3748	Ач15	37-70	3-11	0,03-0,06	0,01-0,05	3,2-6,7	порово-трещинный
Уренгойское	114	3502-3522	Ач15	16-39	6-16,8	0,015-0,04	0,01-0,12	0,8-3,3	порово-трещинный
Уренгойское	270	3552-3563	Ач15	16-23	4-14,5	0,02-0,03	0,01-0,06	1,8-2,7	порово-трещинный
Уренгойское	287	3579-3613	Ач15	31-47	3,9-19,4	0,04-0,05	0,01-0,7	2,6-5,4	порово-трещинный
Уренгойское	405	3500-3530	Ач15	12-23,5	2,9-16,4	0,01-0,02	0,01-0,02	1,2-2	порово-трещинный
Уренгойское	409	3612,5-3643,5	Ач15	19-31	6,1-18	0,02-0,04	0,01-2,7	1,6-2,7	порово-трещинный
Уренгойское	412	3575-3621	Ач15	7-28	8-20	0,009-0,03	0,02-3,3	0,01-2,4	трещинно-поровый
Уренгойское	434	3633-3705	Ач15	39-52	8,5-18,8	0,03-0,06	0,01-1,94	3,6-6,1	порово-трещинный
Уренгойское	443	3580-3623	Ач15	25-92	16-18	0,03-0,09	3,7-3,9	2,2-8,6	порово-трещинный
Уренгойское	510	3575-3560	Ач15	23-63	6,4-18	0,03-0,06	0,01-0,35	2,7-7,2	порово-трещинный
Уренгойское	695	3640-3704	Ач15	19-31	2,9-19,8	0,02-0,04	0,01-4,9	1,6-2,6	трещинно-поровый
Уренгойское	720	3571-3589	Ач15	23-39	4,1-17,7	0,03-0,05	0,01-0,2	2,-4,6	порово-трещинный
Самбургское	180	3775-3869	Ач16	17-40	3,8-17,4	0,02-0,05	0,02-0,51	1,8-4,5	порово-трещинный
Самбургское	251	3737-3794	Ач16	23-35	10-20	0,02-0,03	0,07-1,4	2-3,2	порово-трещинный
Самбургское	255	3810-3880	Ач16	31-42	3-14	0,03-0,04	0,01-0,7	2,8-3,9	порово-трещинный
Уренгойское	674	3623-3647	Ач16	18-58	5-15	0,02-0,06	0,03-6,8	1,6-6,3	трещинно-поровый
Уренгойское	674	3633-3643	Ач16	16-55	11-18,6	0,02-0,06	0,01-0,4	1,8-4,6	порово-трещинный
Уренгойское	675	3548-3557	Ач16	39-45	4,3-7,8	0,05-0,05	0,04-0,06	4-4,6	порово-трещинный
Уренгойское	708	3615-3656	Ач16	16-39	2,2-16,4	0,02-0,04	0,01-0,3	1,3-3,3	порово-трещинный
Уренгойское	720	3621-3675	Ач16	8-31,4	1,4-18	0,009-0,03	0,01-1,8	0,6-2,7	трещинно-поровый
Уренгойское	722	3616-3693	Ач16	10-25	1,18-18	0,01-0,02	0,01-4,7	0,9-2,3	трещинно-поровый
Уренгойское	733	3620-3693,5	Ач16	18-27	12-19,5	0,02-0,03	0,2-7,7	1,5-2,3	трещинно-поровый
Ново-Уренгойское	444	3710-3882	Ач17	24-32	6-15	0,02-0,03	0,02-0,2	2,1-3	порово-трещинный
Ново-Уренгойское	452	3730-3748	Ач17	18-47	7-14	0,02-0,05	0,03-0,26	1,5-5,6	порово-трещинный

\* - Средние - максимальные значения

составляет  $0,01-10 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , трещинная пористость -  $0,01-0,09\%$  (см. таблицу 3.3). Поровая проницаемость  $0,01-7,7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , открытая пористость – 3-20%. При изучении трещинной и межзерновой проницаемости отмечается резкое преобладание первой (в 2-10 раз).

Наличие трещин говорит о существовании коллекторов сложного (смешанного) порово-трещинного или трещинно-порового типа. В отложениях ачимовской толщи наличие смешанного типа коллекторов по данным гидродинамических исследований установлено по типу кривых восстановления давления и гидропрослушиванию скважин [25,137]. Гидродинамические расчеты показали, что низкие значения абсолютной проницаемости коллекторов, характеризующие свойства поровой составляющей, не могут обеспечить дебиты газоконденсатной смеси 500-600 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут.}$ , полученные из многих скважин. Существенное влияние трещиноватости на продуктивность скважин отмечалось ранее (Бородкин В.Н., Бочкарев В.С., Дещеня Н.П., 1998 г.; Брехунцов А.М., Бородкин В.Н., Дещеня Н.П. и др., 1999 г.). Существенное влияние трещин проявляется при проведении гидроразрыва пласта, когда степень раскрытости трещин увеличивается, соответственно резко возрастает продуктивность скважин.

На рисунке 3.9 показано сопоставление дебитов газоконденсатной смеси, рассчитанных исходя из проницаемости, определенной по данным интерпретации промыслово-геофизических (ГИС) и газогидродинамических исследований.

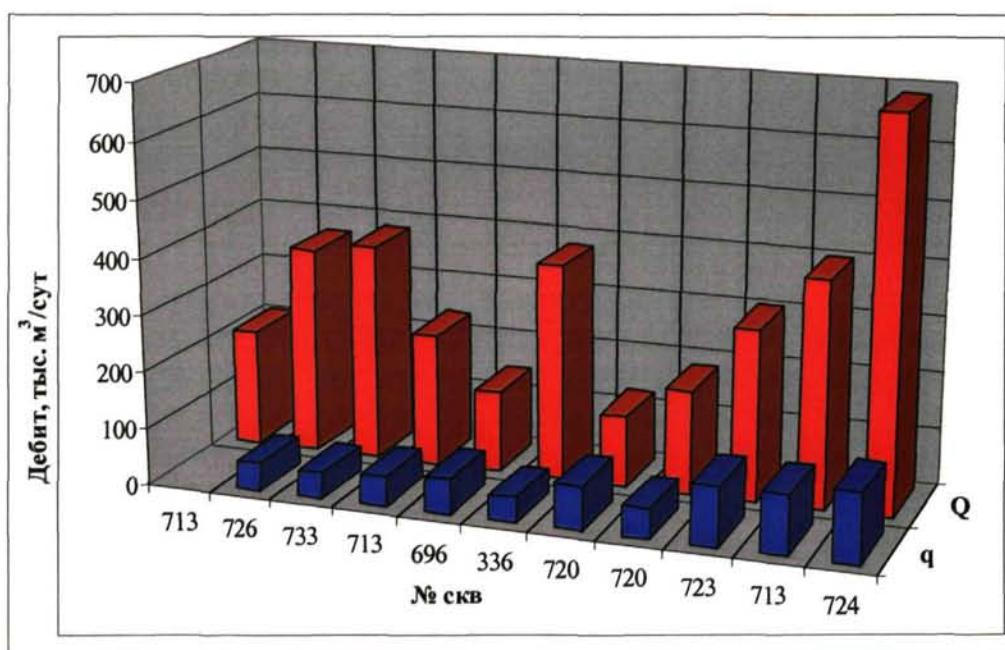


Рисунок 3.9 - Сопоставление дебитов газоконденсатной смеси, рассчитанных по материалам ГИС (q), с фактическими дебитами в пределах Уренгойского НГР [14]

Из рисунка 3.9 видно, что фактические дебиты превышают в 5-10 раз дебиты, рассчитанные по данным ГИС. Такое расхождение в дебитах связано с тем, что при определении проницаемости по ГИС не учитывается трещинная составляющая [137, 129 и др.].

#### Выводы:

1. Структура порового пространства пород ачимовской толщи представлена первичной и вторичной пористостью.



2. Тип коллектора ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны простой и смешанный.

3. Вторичные преобразования играли значительную роль в формировании пустотного пространства пород и в сохранении его по мере погружения и литификации осадка. Процессы хлоритизации, кальцитизации в стадию раннего эпигенеза запечатывали часть первичной пористости и, соответственно, ухудшали полезную емкость пород-коллекторов, но крустификационные каемки хлорита способствовали сохранению емкости. Процессы тектонической трещиноватости, выщелачивания хлоритового, кальцитового цементов, пелитизированных и кальцитизированных полевых шпатов и в конечном итоге формировали емкостные и фильтрационные свойства пород. Трещины способствовали развитию вторичных пустот выщелачивания.

### 3.2 Коллекторы нефти и газа в ачимовской толще

Коллекторским свойствам пород и обоснованию типа коллекторов в ачимовской толще Восточно-Уренгойской зоны посвящены работы: Стасюка М.Е., Брехунцова А.М., Бажановой Е.В. [129, 100]; Нежданова А.А., Пономарева В.А. и др. [78], Шиманского В.В., Хафизова С.Ф. [108]; Бородкина В.Н., Дещени Н.П., Храмцовой А.В., Исаева Г.Д. и др. [14, 15]; Бородкина В.Н., Храмцовой А.В. [17, 18], которые легли в основу диссертации.

Значительный объем фактического материала по определению коллекторских свойств пород ачимовской толщи накоплен в ОАО «СибНАЦ» (более 3000 обр.), на основе которого написан данный раздел. Значительная часть фактического материала по свойствам пород-коллекторов собрана и систематизирована автором.

Коллекторы ачимовской толщи представлены аркозовыми, кварц-полевошпатовыми различно отсортированными песчаниками и алевролитами с глинисто-карбонатным цементом. В отложениях наряду с первично-поровыми в глубоководных горизонтах присутствуют вторично-порово-трещинные коллекторы IV-VI классов. Классификация пород-коллекторов приводится по А.А. Ханину [106, 107].

Данные по определению трещинной пористости и проницаемости, выполненные ВНИГРИ методом больших шлифов, приведены в таблице 3.3.

На величину пористости и проницаемости оказывают значительное влияние постседиментационные изменения. Уплотнение пород с глубиной, процессы цементации, новообразования минералов уменьшают пористость и проницаемость с глубиной. Процессы трещиноватости, каолинизация гидрослюдистых и хлоритовых цементов, растворение зерен кварца увеличивают коллекторские свойства пород [110, 111].

Влияние термобарического фактора на фильтрационно-емкостные свойства пород неоднозначно (см. главу 4). Увеличение температуры и давления с глубиной увеличивает скорость химических реакции, что приводит к растворению зерен кварца, кальцита. Доказательством того, что исследуемые отложения испытывали растворение под давлением, является образование конформных, инкорпорационных контактов между зернами обломочного материала, коррозия и регенерация зерен кварца [17, 18].

Пористость является обратной функцией давления, лишь в зонах разуплотнения отмечаются повышенные значения пористости и проницаемости.

Основные коллекторские свойства горных пород (пористость и проницаемость) находятся в тесной зависимости от структуры порового пространства, гранулометрического состава, степени сортировки обломочного материала, формы зерен, степени уплотненности пород, состава материала цементирующего скелет породы и заполняющего его поры и др. [45, 60, 61, 89, 90 и др.].

Увеличение содержания глинистости и карбонатности в породах ухудшает их коллекторские свойства пород. Известковистый материал выступает здесь в роли цемента совместно с глинистыми частицами, скрепляя зерна скелета породы. С увеличением содержания цементируемого материала в породе объем свободного пространства между зернами сокращается, следовательно,

пористость и проницаемость породы уменьшаются. Карбонатный цемент представлен кальцитом и сидеритом. Глинистые минералы пород ачимовской толщи представлены гидрослюдой, хлоритом и каолинитом (см. рисунок 3.5). Каолинит в меньшей степени влияет на проницаемость пород, содержание же хлорита и гидрослюды значительно уменьшают фильтрационные свойства. Улучшение коллекторских свойств, при высокой карбонатности, происходит за счет растрескивания породы.

Влияние петрографо-минералогического состава песчано-алевролитовых пород на их емкостные и фильтрационные свойства экспериментально подтвердили Авдусин П.П., Батулин В.П. и Варова З.В. в 1937г. Благоприятное влияние на проницаемость пород оказывает кварц, с увеличением содержания кварца увеличивается проницаемость пород, так как зерна кварца лишены спайности, гладкие и, следовательно, обладает низкой сорбционной способностью. Графики зависимости проницаемости от содержания кварца для пород-коллекторов ачимовской толщи подсармановского подкомплекса представлены на рисунке 3.10.

Так как содержание кварца в породах ачимовской толщи изменяется незначительно (25-50%), то связи  $K_{пр}-Q$  практически не наблюдаются, слабые зависимости можно проследить по следующим клиноформам: Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub>, Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>, Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub> (рисунки 3.10б, 3.10в, 3.10д).

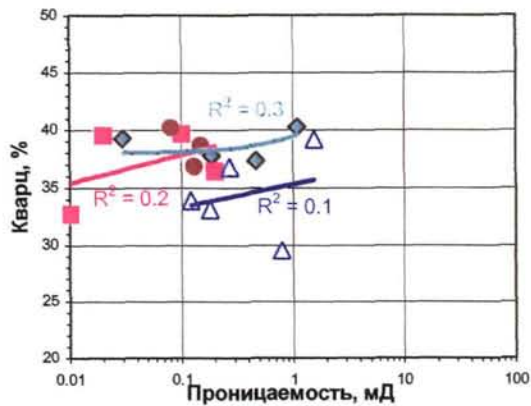
Влияние гранулометрического состава песчано-алевролитовых пород на их коллекторские свойства не нуждается в специальном пояснении, оно доказано многочисленными исследованиями. Проницаемость возрастает с увеличением размера зерен и сортировки [115, 129].

Статистическая зависимость пористости и проницаемости для месторождений Восточно-Уренгойской зоны (рисунок 3.11) аппроксимируется уравнением:  $K_{пр}=0,004e^{0,3Kп}$ , коэффициент корреляции  $R^2=0,4$ . Слабая корреляционная зависимость объясняется высокой степенью измененности пород постседиментационными процессами [17].

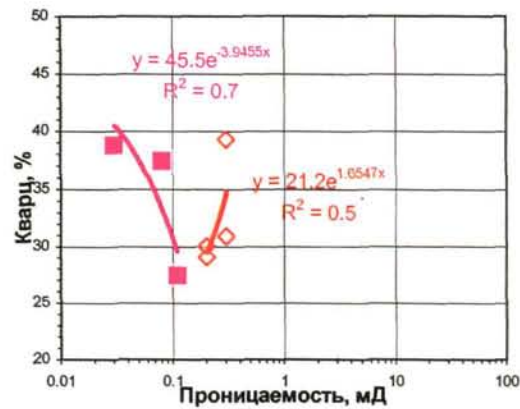
Изучение закономерностей в распространении пород-коллекторов по площади проводится на основании анализа геологического строения месторождений и детальной корреляции разрезов скважин. По этим данным строятся карты общих и эффективных толщин песчаников, структурные карты, карты коллекторских свойств. Карты толщин дают возможность судить о форме пласта и, следовательно, отражают его морфологическую неоднородность. Карты коллекторских свойств и карты некоторых других параметров (сортировки, медианного диаметра, седиментационного коэффициента и др.) характеризуют изменчивость коллекторских свойств резервуара.

Для ачимовской толщи разных клиноформ построены карты коллекторских свойств, эффективных и суммарных толщин песчаников, структурные карты и др. Отмечаются следующие общие закономерности: с увеличением мощности песчаников увеличиваются коллекторские свойства. С увеличением пористости увеличиваются значения проницаемости (для первично-поровых коллекторов). Повышенное содержание карбонатов (более 6-8%) и цемента (более 5-10%) ухудшают значение фильтрационно-емкостных свойств пород.

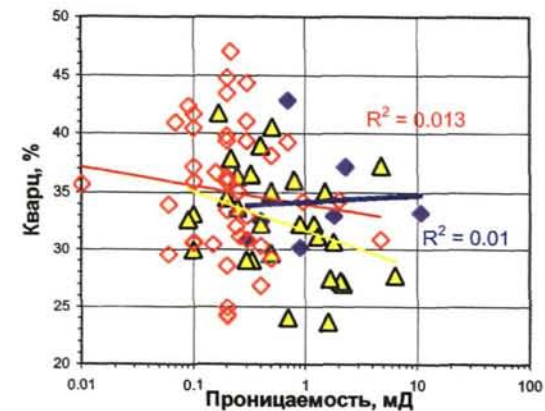
В данном разделе анализируются следующие параметры: эффективная и открытая пористость, проницаемость, эффективные толщины, остаточная водонасыщенность, карбонатность, объемная плотность, цемент.



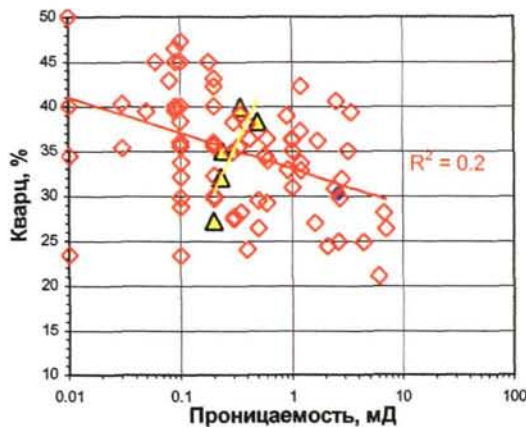
а



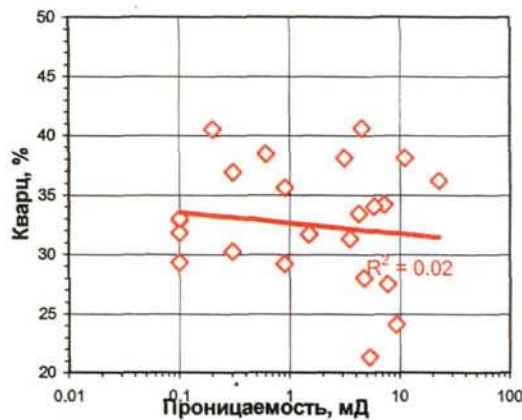
б



в



г



д

- Условные обозначения:
- Месторождения
  - ◆ Восточно-Уренгойское
  - ◆ Ево-Яхинское
  - △ Нововэнтуйское
  - Нижнепурское
  - ▲ Самбургское
  - Северо-Пуровское
  - ◇ Уренгойское

Рисунок 3.10 - Графики зависимостей проницаемости от содержания кварца для клиноформ ачимовской толщи:

а-Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub>; б-Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub>; в-Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>; г-Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub>; д-Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub>

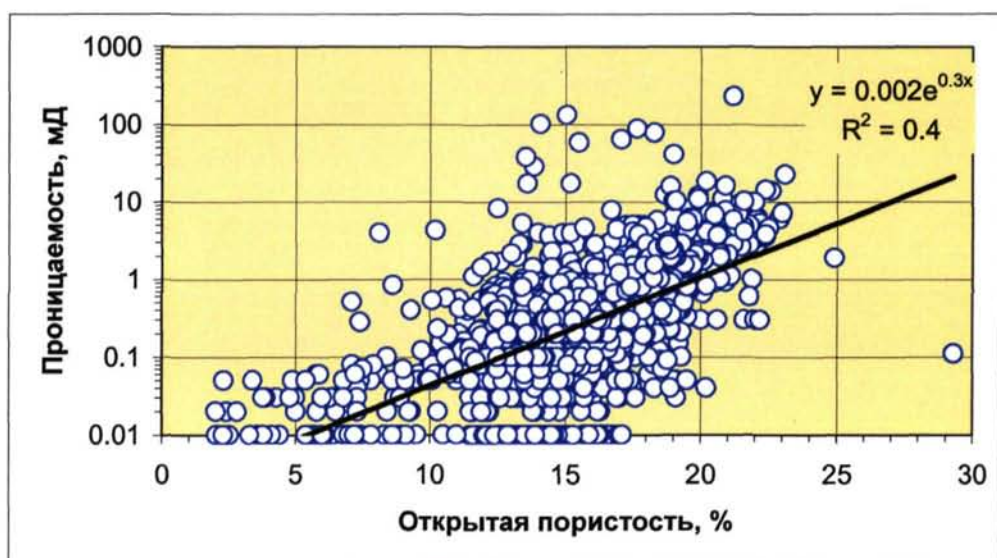


Рисунок 3.11 - Зависимость проницаемости от открытой пористости для пород ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны

**Ачимовская толща клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub>** охарактеризована анализами фильтрационно-емкостных свойств в 12 скважинах по 247 образцам.

Максимальные эффективные мощности (42-50 м) отмечаются на Западно-Хадыпурской (скв. 505), Северо-Пуровской (скв. 809), Усть-Ямсовейской (скв. 11) площадях (рисунок 3.12а).

Зоны повышенных значений эффективных толщин сопровождаются повышенным значением пористости и проницаемости. Эффективная пористость изменяется от 12 до 17,3% (рисунок 3.12б). Максимальные значения эффективной пористости наблюдаются на Тазовском месторождении (район скв. 58), Нововэнтайской, Западно-Хадыпурской, Новоуренгойской, Уренгойской площадях.

Фильтрационные характеристики пород низкие, редко превышают 1 мД. Отмечаются коллекторы VI, V класса по проницаемости (рисунок 3.12в), только в скв. 505 Западно-Хадыпурской площади IV класс (Кпр - 13,7 мД). Низкие значения проницаемости по керну характеризуют матричную составляющую породы, тогда как фильтрационно-емкостные свойства пород в зонах развития трещиноватости значительно выше.

Преобладающее значение открытой пористости 10-18%. Общая карбонатность редко превышает 10%, находится в пределах 0-6-8%. Остаточная водонасыщенность высокая, изменяется в пределах 60-85% (рисунок 3.13).

Цемент пород карбонатный и глинистый, порово-пленочного типа, хлорит-гидрослюдистого состава. На рисунке 3.14 представлены зависимости коллекторских свойств пород от содержания цемента.

Влияние цемента на фильтрационно-емкостные свойства пород отмечается тогда, когда его содержание превышает 10%.

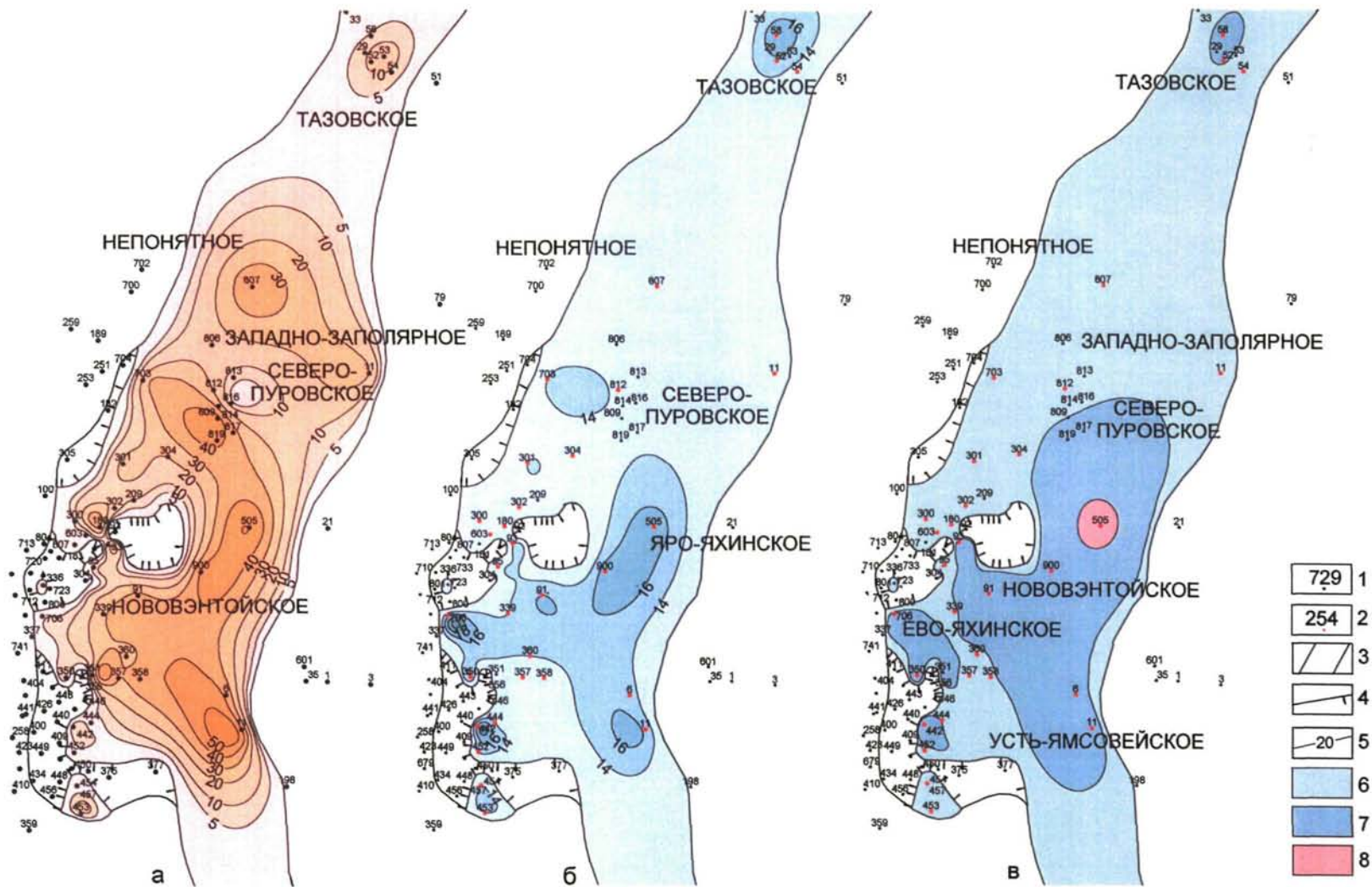
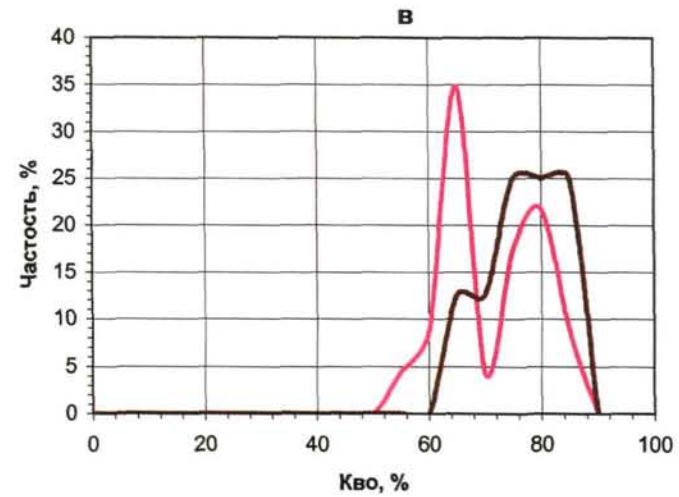
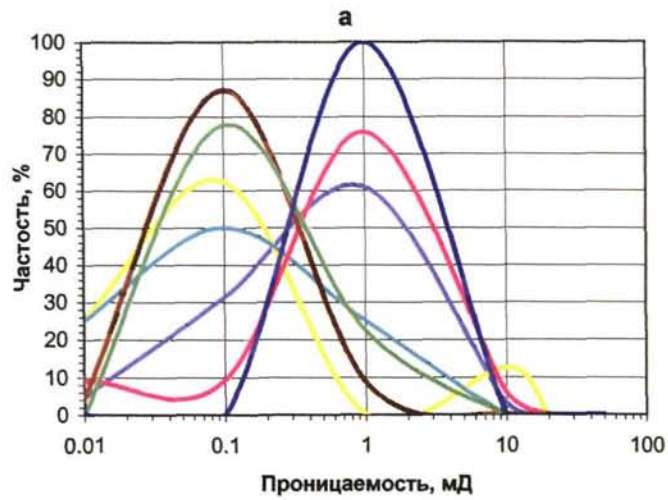
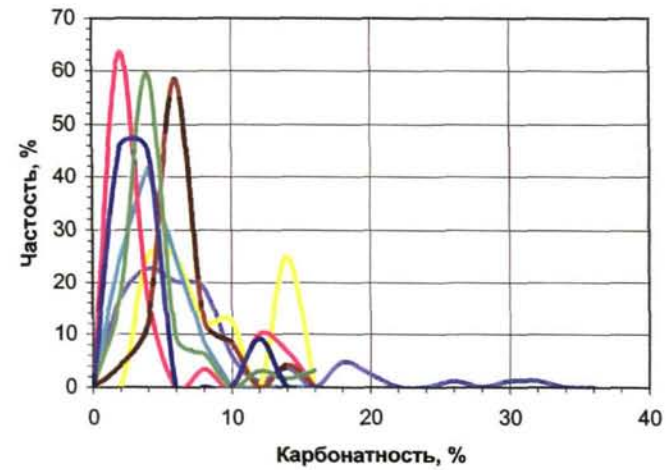
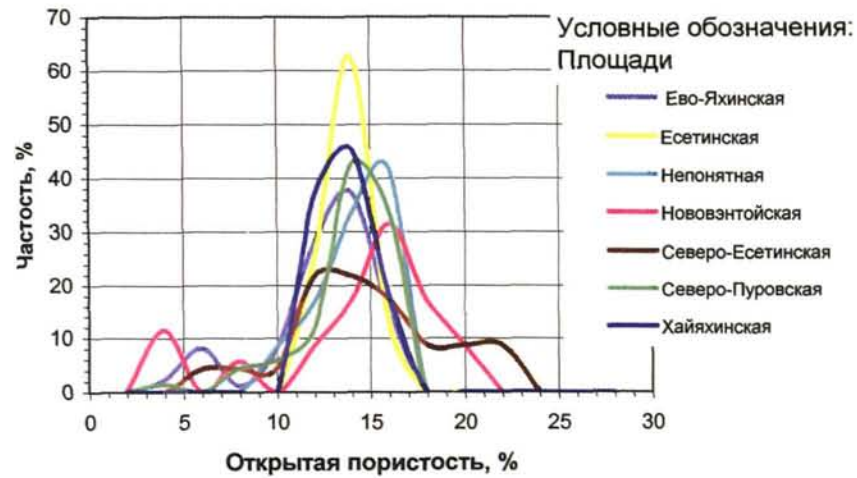


Рисунок 3.12 - Схемы эффективных толщин (а), пористости (б), классов коллекторов по проницаемости (в) ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub> (составила Храмцова А.В., 2004г.):

1 - номер скважины; 2 - скважины с наличием данных; 3 - граница распространения ачимовской толщи; 4 - граница замещения коллекторов глинами внутри контура распространения ачимовской толщи; 5 - линии равных значений параметра. Классы коллекторов: 6 -VI; 7 - V; 8 - IV.



б

г

Рисунок 3.13 - Графики распределения пористости (а), проницаемости (б), карбонатности (в), водоудерживающей способности (г) для клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub>

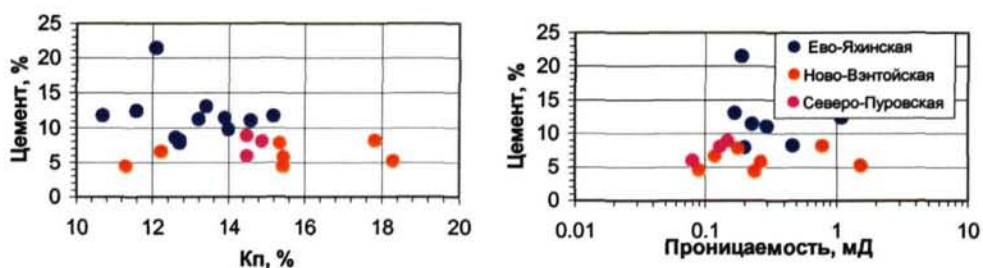


Рисунок 3.14 - Зависимости пористости (а) и проницаемости (б) от содержания цемента

Корреляционные петрофизические зависимости для клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub> представлены на рисунке 3.15. Зависимости пористости от проницаемости слабые. Влияние карбонатности на коллекторские свойства пород после 8-10%. V класс коллекторов может существовать при содержании остаточной водонасыщенности до 58%.

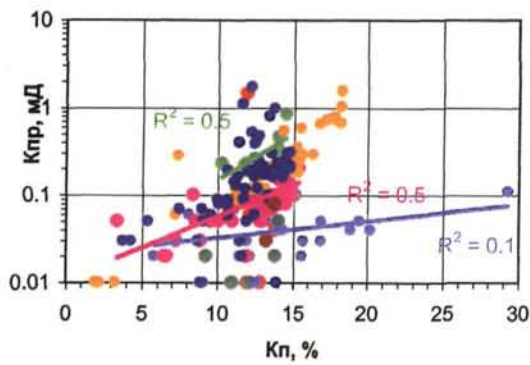
Изменения петрофизических характеристик с глубиной показаны на рисунке 3.16. Отмечаются уменьшения значений пористости с глубиной. Изменение проницаемости и объемной плотности с глубиной имеет волновой характер. Увеличение проницаемости характерно для интервалов глубин: 3820-3850, 3880-3925 м. Значения остаточной водонасыщенности достаточно высокое по всему разрезу.

Влияние гранулометрического состава на коллекторские свойства пород представлены на рисунке 3.17. Судя по графикам можно сделать следующие выводы: с увеличением медианного диаметра зерен пористость и проницаемость увеличиваются (рисунки 3.17а, 3.17е); явной зависимости проницаемости и пористости от коэффициента сортировки не наблюдается только для Ево-Яхинского месторождения проницаемость уменьшается с увеличением коэффициента сортировки (рисунок 3.17б); увеличение фильтрационных свойств только с увеличением содержания фракции 0,25-0,1 мм (рисунки 3.17в, 3.17г, 3.17д).

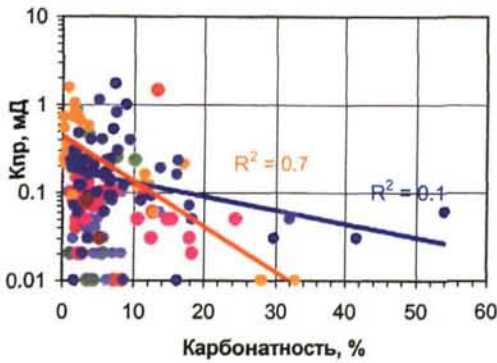
#### Выводы:

1. Зоны максимальных эффективных мощностей песчаников отмечаются в районе скв. 505 Западно-Хадыпурской площади (50 м); скв. 809 Северо-Пуровского месторождения (44 м); скв. 11 Усть-Ямсовейской площади – 42,5 м.
2. Проницаемость пород низкая, коллекторы IV класса распространены только в районе скв. 505 Западно-Хадыпурской площади; V класс коллекторов распространен в центральной и в северной частях клиноформы.
3. Зоны максимальных толщин песчаников соответствуют зонам повышенных значений эффективной пористости.
4. Влияние карбонатности на значения открытой пористости и проницаемости, при достижении её содержания более 8%.
5. Изменение проницаемости и объемной плотности по разрезу клиноформы имеет волновой характер, что связано с вторичной емкостью и зонами разуплотнения песчаников.

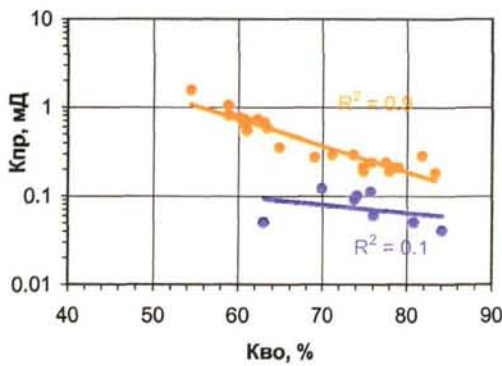




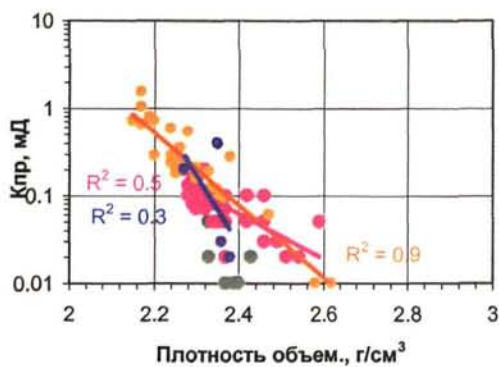
а



б



в

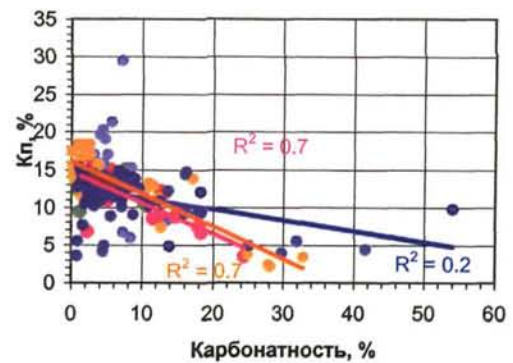


г

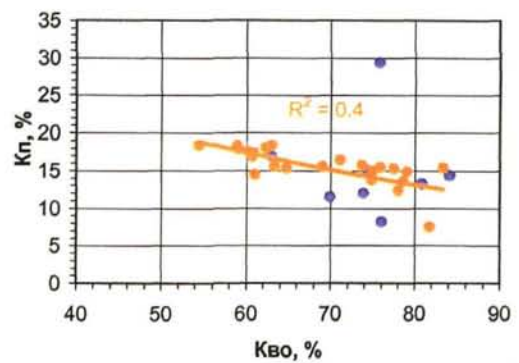
Условные обозначения:

Площади

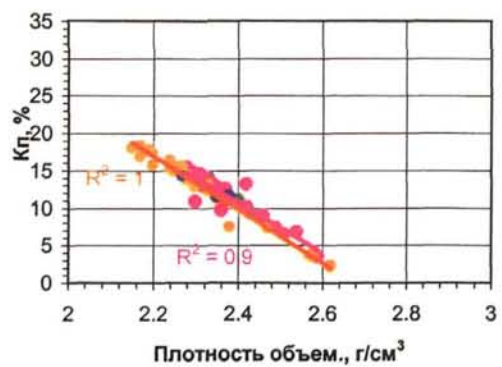
- Есетинская
- Северо-Есетинская
- Хайяхинская
- Ево-Яхинская
- Непонятная
- Северо-Пуровская
- Ново-Вэнтонская
- Новоуренгойская



д



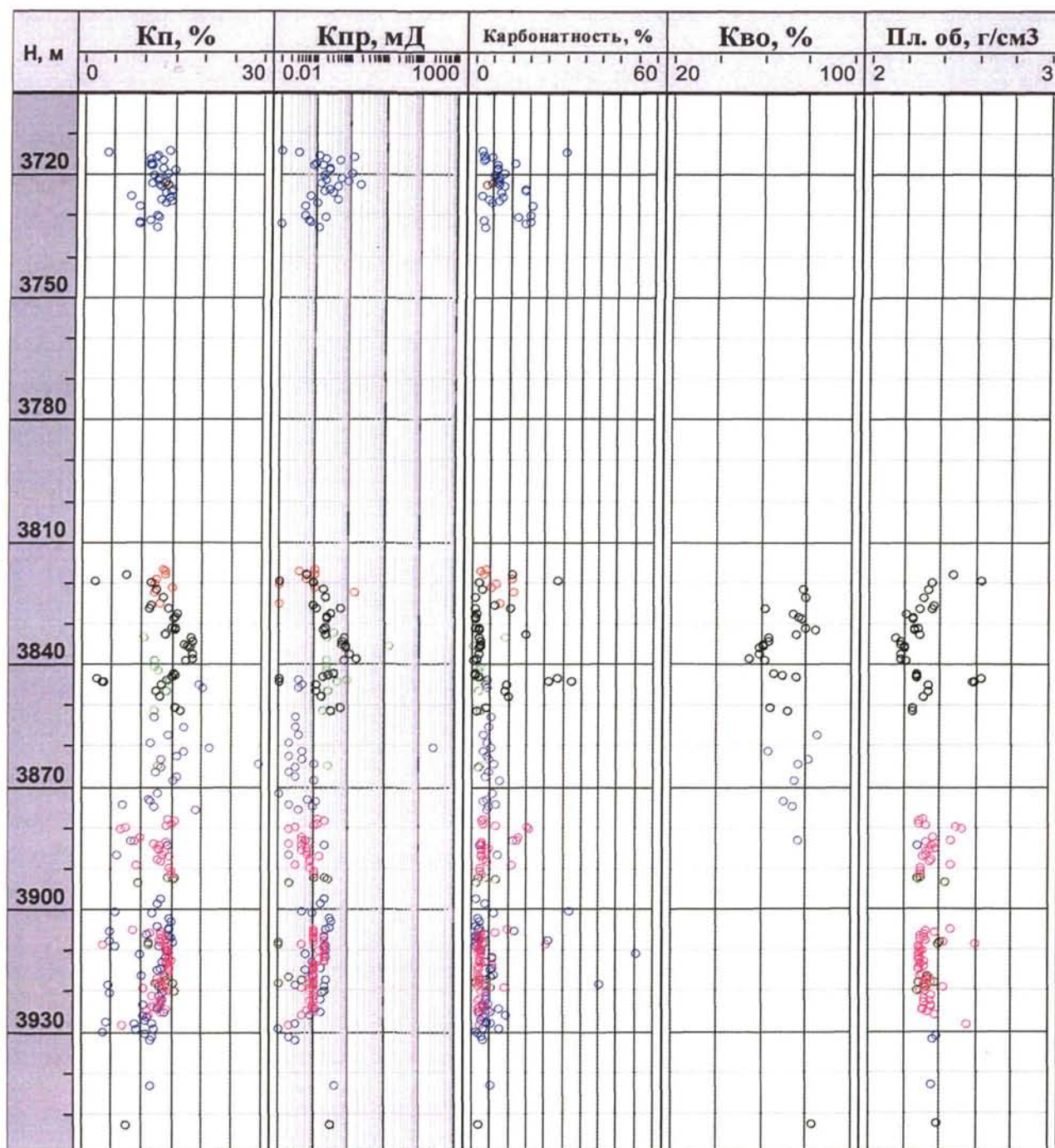
е



ж

Рисунок 3.15 - Графики зависимости проницаемости и пористости от физических свойств пород для клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub>:

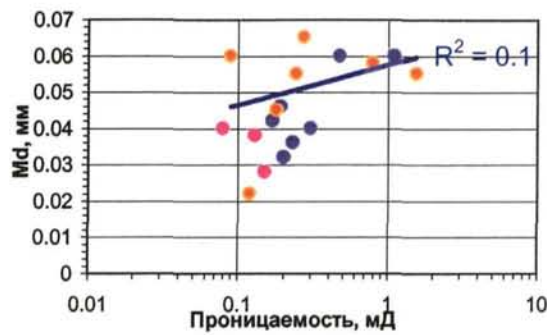
Связи проницаемости: а - с пористостью; б - с карбонатностью; в - с остаточной водонасыщенностью; г - с объемной плотностью. Связи открытой пористости: д - с карбонатностью; е - остаточной водонасыщенностью; ж - объемной плотностью



Условные обозначения:  
Месторождения

- |                  |                   |
|------------------|-------------------|
| ○ Ево-Яхинское   | ○ Новоуренгойское |
| ○ Есетинское     | ○ С-Есетинское    |
| ○ Непонятное     | ○ С-Пуровское     |
| ○ Нововэнтойское | ○ Хайяхинское     |

Рисунок 3.16 - Изменение петрофизических свойств пород ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub> с глубиной



Условные обозначения:  
Площади

- Ево-Яхинская
- Ново-Взнойтская
- Северо-Пуровская

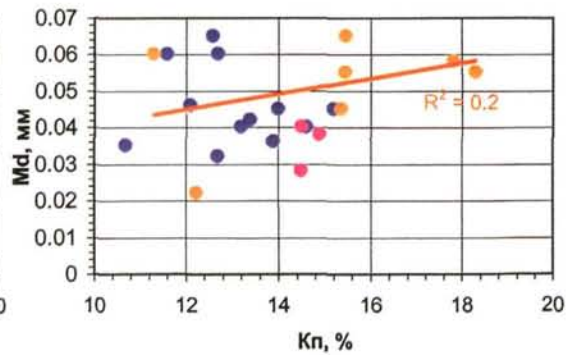
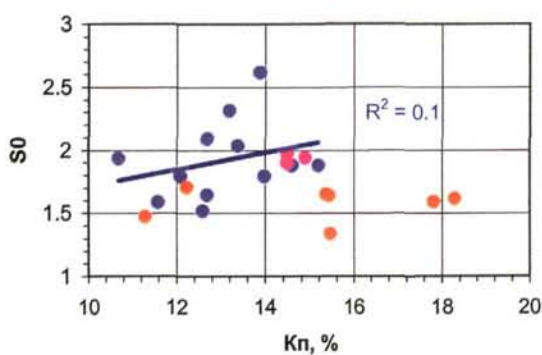
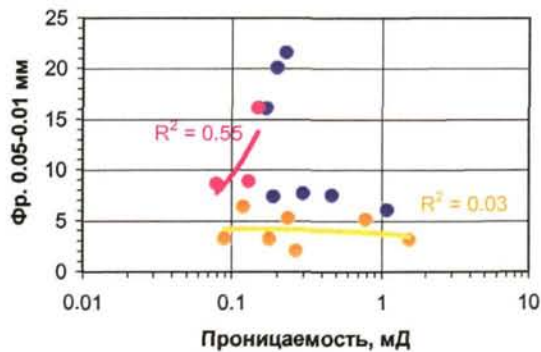
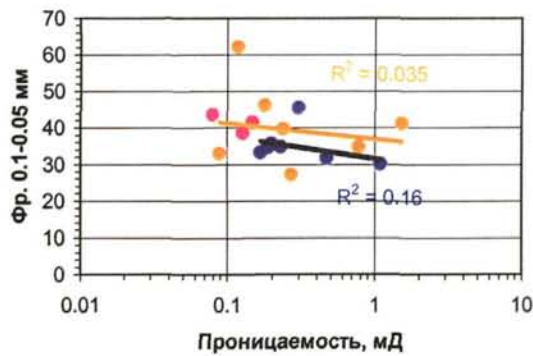
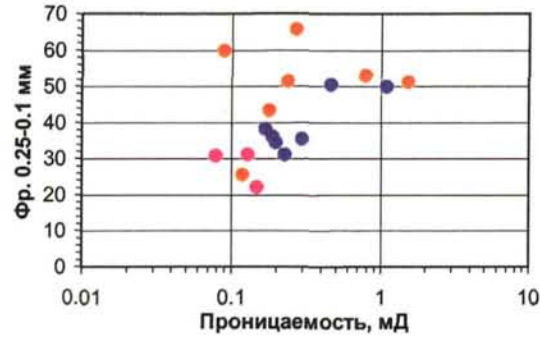
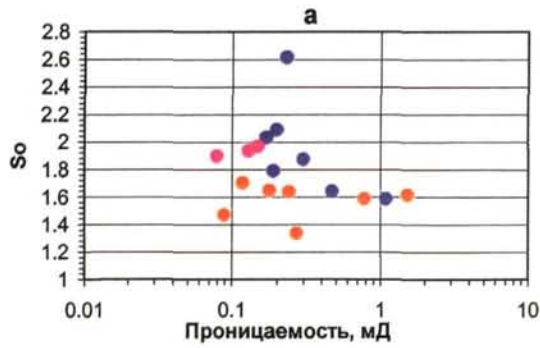


Рисунок 3.17 - Зависимость проницаемости и пористости пород от их гранулометрического состава для клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub>:

а - д - зависимость проницаемости пород: а - от медианных диаметров зерен; б - от сортировки; в - от содержания фракции 0,25-0,1 мм; г - от содержания фракции 0,1-0,05 мм; д - от содержания фракции 0,05-0,01 мм; е, ж - зависимости открытой пористости: е - от медианных диаметров зерен; ж - от сортировки

### **Ачимовская толща клиноформы Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub>**

Фильтрационно-емкостные свойства изучены по 195 образцам из 18 скважин.

Максимальная эффективная мощность в северной части клиноформы достигает 44,8 м (скв. 704 Нижнепурской площади); в южной части не превышает 24 м на Тагринском месторождении (скв. 95). На Северо-Есетинском, Ново-Уренгойском эффективные мощности не превышают 25 м (рисунок 3.18а).

Зоны повышенных значений эффективной пористости в плане совпадают с повышенными участками эффективных толщин. Максимальные значения эффективной пористости на Нижнепурском, Северо-Есетинском, Ево-Яхинском месторождениях более 16% (рисунок 3.18б).

Эффективная проницаемость пород низкая и обычно не имеет промышленного значения, только в пределах Нижнепурского, Северо-Есетинского, Ево-Яхинского (скв. 360) месторождений распространен V класс коллекторов. В южной и центральной частях эффективная проницаемость не превышает 1мД (рисунок 3.18в). Трещинная проницаемость, определенная по методу больших шлифов ВНИГРИ, для Ново-Уренгойского месторождения изменяется от 1,5 до 5,6 мД (см. таблицу 3.3).

Открытая пористость пород изменяется от 12-17%, проницаемость не превышает 1мД, остаточная водонасыщенность весьма высокая, изменяется в пределах 55-94%, карбонатность редко превышает 6% (рисунок 3.19).

Петрофизические зависимости пород представлены на рисунке 3.20. Отмечается сильное влияние остаточной водонасыщенности на проницаемость и незначительное на открытую пористость. Влияние карбонатности после 4% (рисунках 3.20б, 3.20д). Наблюдается четкое уменьшение проницаемости и пористости пород с увеличением объемной плотности (рисунки 3.20г, 3.20ж).

Изменения петрофизических характеристик с глубиной показаны на рисунке 3.21.

Изменение открытой пористости по разрезу клиноформы Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub> незначительное, повышенные значения характерны для Восточно-Уренгойского, Самбургского, Нижнепурского, Уренгойского месторождений.

Содержание цемента в породах ачимовской толщи данной клиноформы изменяется до 30%, влияние на коллекторские свойства наблюдается после 10-12% (рисунок 3.22). Состав цемента карбонатный и глинистый, пленочно-порового, порово-пленочного, участками коррозионного, пойкилитового типа.

Зависимости проницаемости от содержания кварца не наблюдается (рисунок 3.10г).

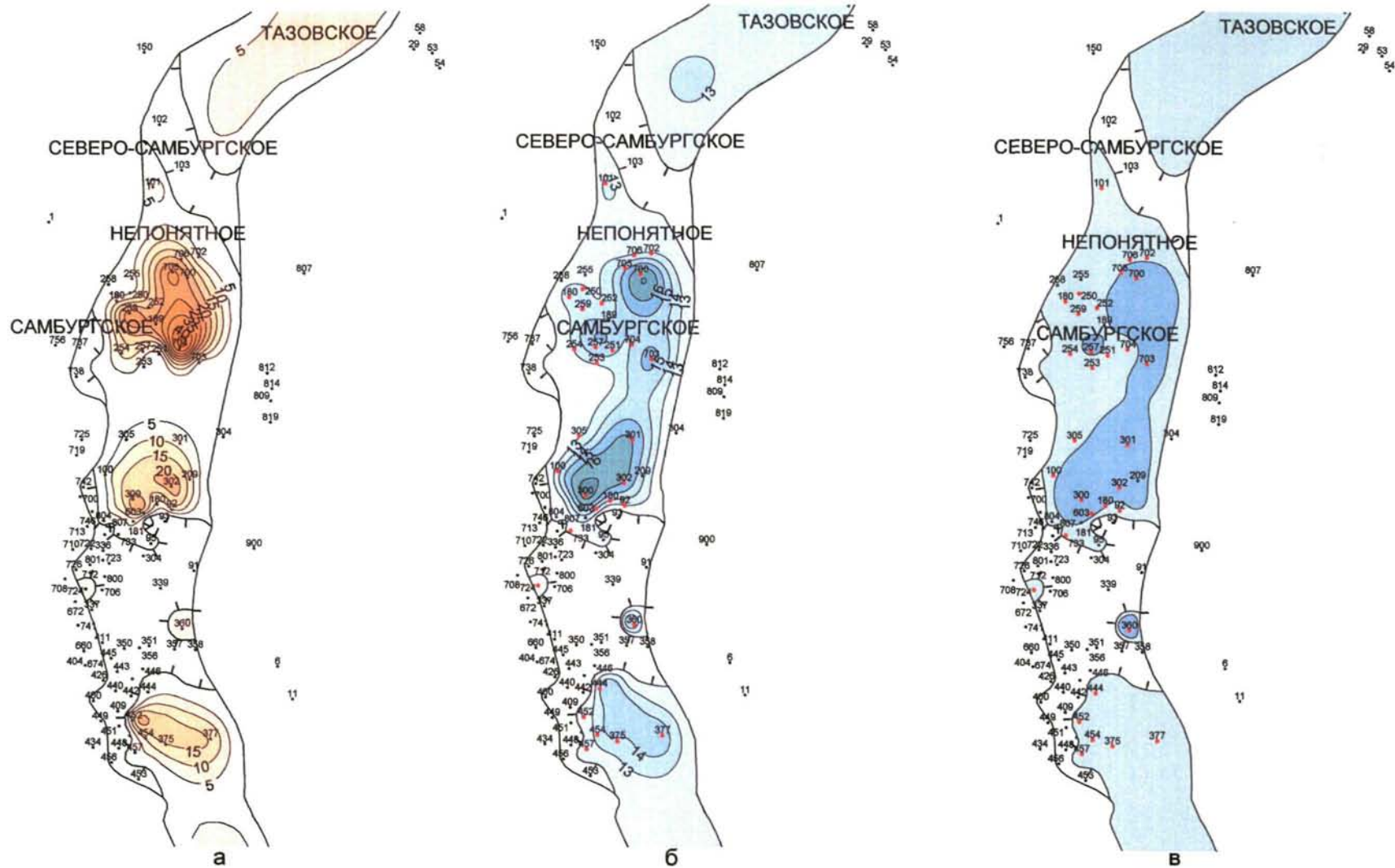
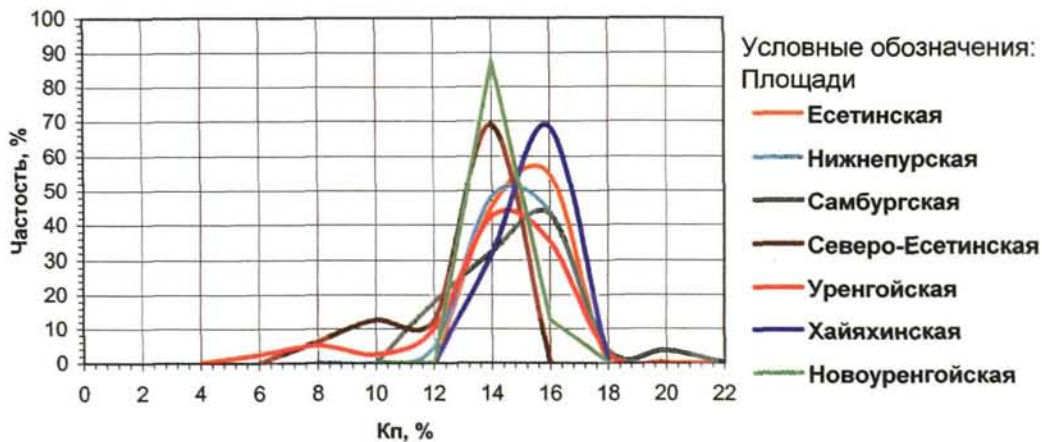
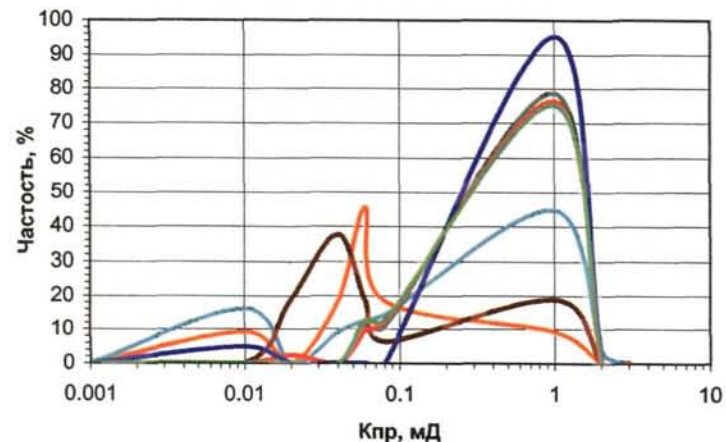


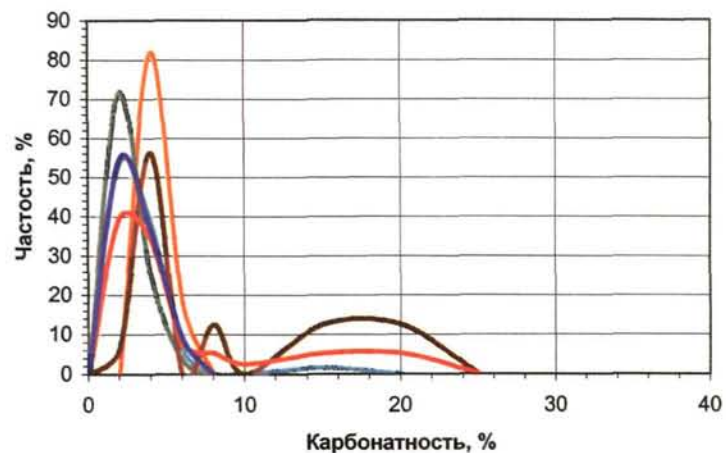
Рисунок 3.18 - Карты эффективных толщин (а), пористости (б), классов коллекторов по проницаемости (в) ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>17</sub>Бу<sub>21</sub>(составила Храмцова А.В., 2004г.).  
Условные обозначения на рисунке 3.12.



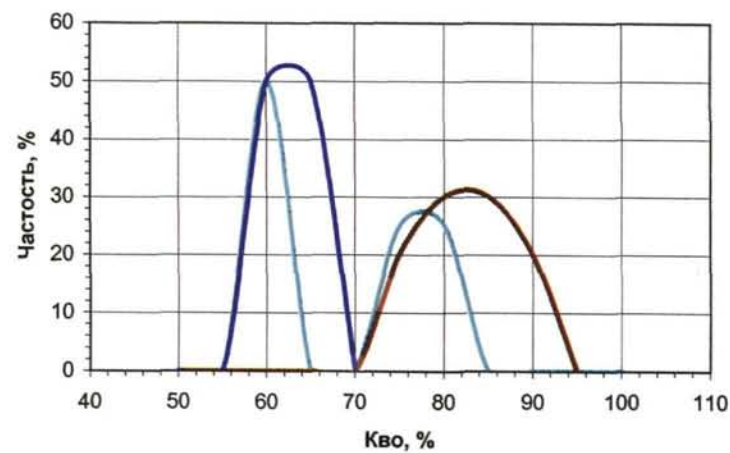
а



б

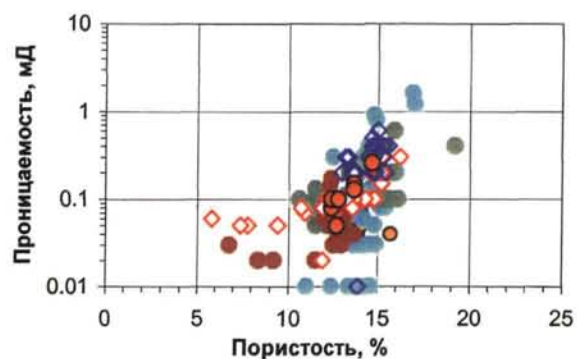


в



г

Рисунок 3.19 - Графики распределения открытой пористости (а), проницаемости (б), карбонатности (в), остаточной водонасыщенности (г) для клиноформы Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub>



Условные обозначения:  
Площади

- Есетинская
- Нижнепурская
- Самбургская
- Северо-Есетинская
- ◇ Уренгойская
- ◇ Хайяхинская
- Новоуренгойская

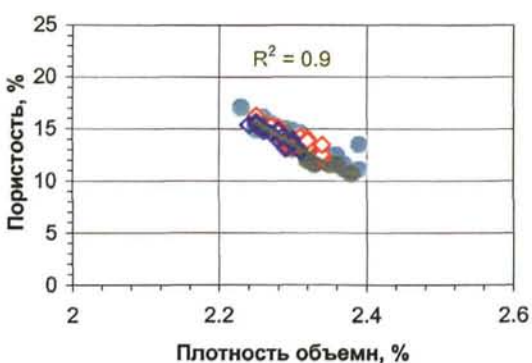
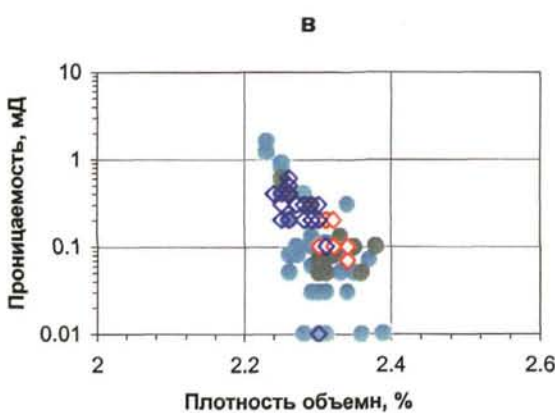
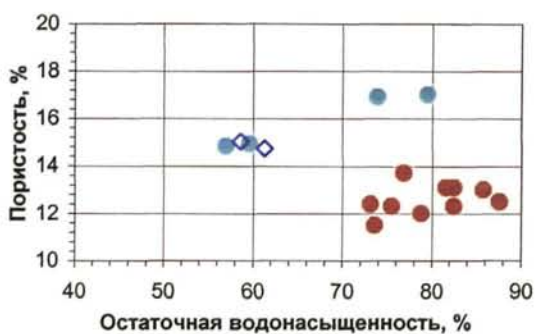
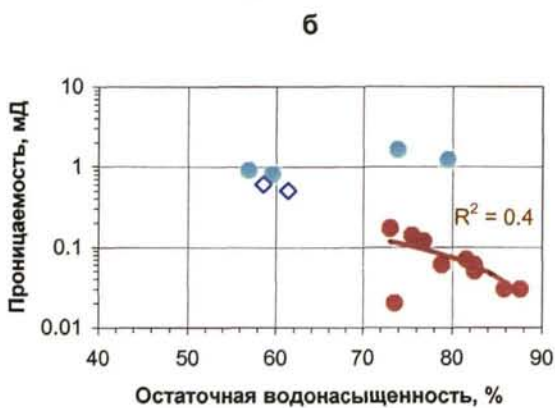
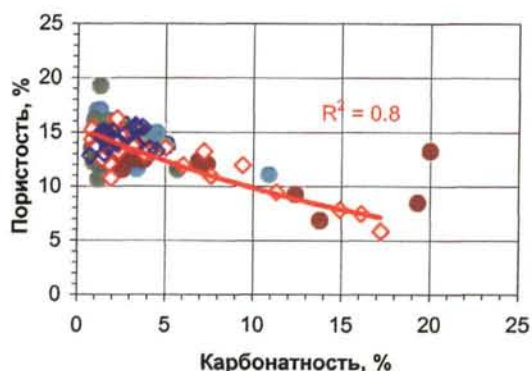
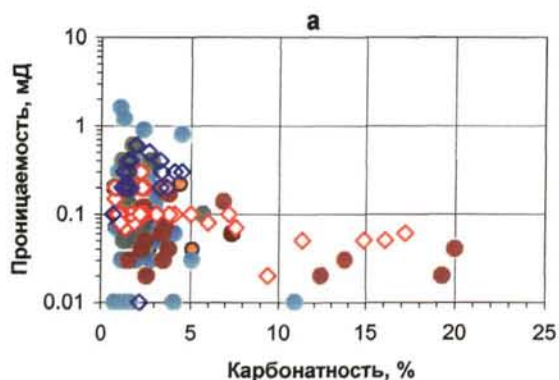
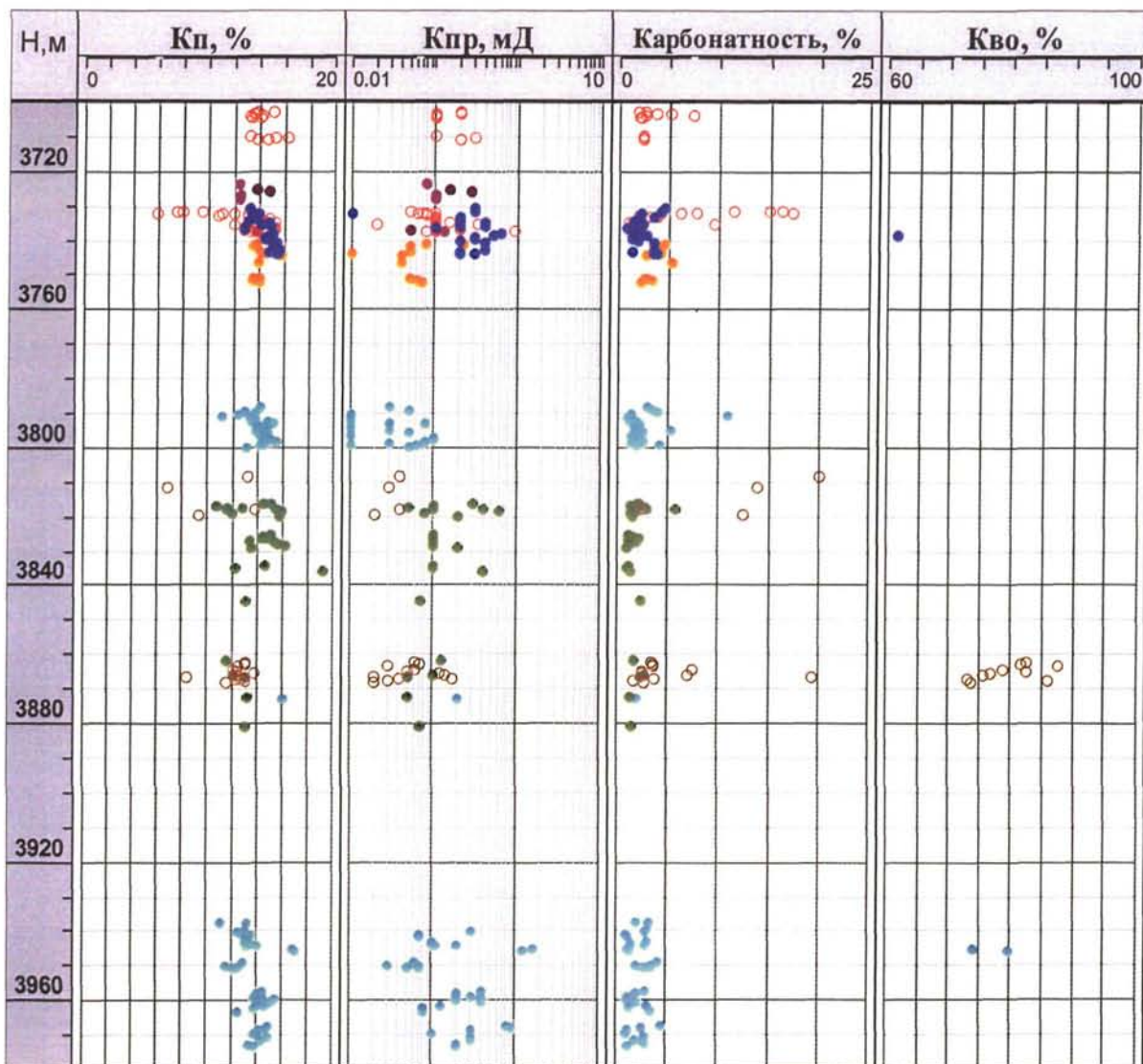


Рисунок 3.20 - Графики зависимости проницаемости и пористости от физических свойств пород для клиноформы Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub>:  
а-г - связи проницаемости: а - с открытой пористостью, б - с карбонатностью; в - с остаточной водонасыщенностью; г - с объемной плотностью; д-ж - связи пористости: д - с карбонатностью; е - с остаточной водонасыщенностью; ж - с объемной плотностью



Условные обозначения:

Площади

- Северо-Есетинская
  - Есетинская
  - Нижне-Пуровская
  - Ново-Уренгойская
- Самбургская
  - Уренгойская
  - Хайяхинская

Рисунок 3.21 - Изменение петрофизических свойств пород ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub> с глубиной





Рисунок 3.22 - Зависимости проницаемости (а) и пористости (б) от содержания цемента

### Выводы:

1. Зона максимальных значений эффективных толщин песчаников приурочена к Нижнепурскому месторождению (скв. 704 – 44,8 м). На Новоуренгойском, Северо-Пырейном и Северо-Есетинском месторождениях эффективные мощности песчаников не превышают 23 м.

2. Зоны повышенных значений эффективной пористости соответствуют зонам повышенных значений толщин песчаников. Максимальная эффективная пористость достигает 17,8%. Открытая пористость преобладает в пределах 12-17%.

3. По площади клиноформы распространены коллекторы V и VI класса по проницаемости. V класс коллектора распространяется только в центральной части клиноформы, в северной и южной частях проницаемость не превышает 1мД.

4. Отмечается сильное влияние остаточной водонасыщенности на проницаемость.

5. Изменение проницаемости пород с глубиной имеет волновой характер.

6. В породах ачимовской толщи содержится большое количество остаточной водонасыщенности (55-95%), которое резко уменьшает проницаемость пород. Влияние карбонатности после 4%, цемента выше 10-12%.

**Ачимовская толща клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>.** Фильтрационно-емкостные свойства изучены по 1425 образцам из 40 скважин.

Максимальные эффективные мощности отмечаются на Уренгойском месторождении (скв. 720 – 58,8 м); на Восточно-Уренгойском скв. 804, скв. 807-56,4-56,8 м; на Северо-Самбургском скв. 101-48,8 м (рисунок 3.23а).

Зоны повышенных значений эффективной пористости (до 20%), в пределах Восточно-Уренгойской зоны, тяготеют к восточной границе (скв. 702 Непонятной площади, скв. 95 Восточно-Уренгойской площади). Максимальные значения пористости в скв. 102 Северо-Самбургского месторождения – 20,5% (рисунок 3.23б).

В пределах Восточно-Уренгойской зоны выделяются повышенные значения эффективной проницаемости (V, IV класс коллекторов). IV класс отмечается в пределах Северо-Самбургского, Самбургского, Непонятного месторождений. Трещинная проницаемость составляет 1,6-4,5мД для Самбургского месторождения, для Уренгойского изменяется до 6,3мД (см. таблицу 3.3).

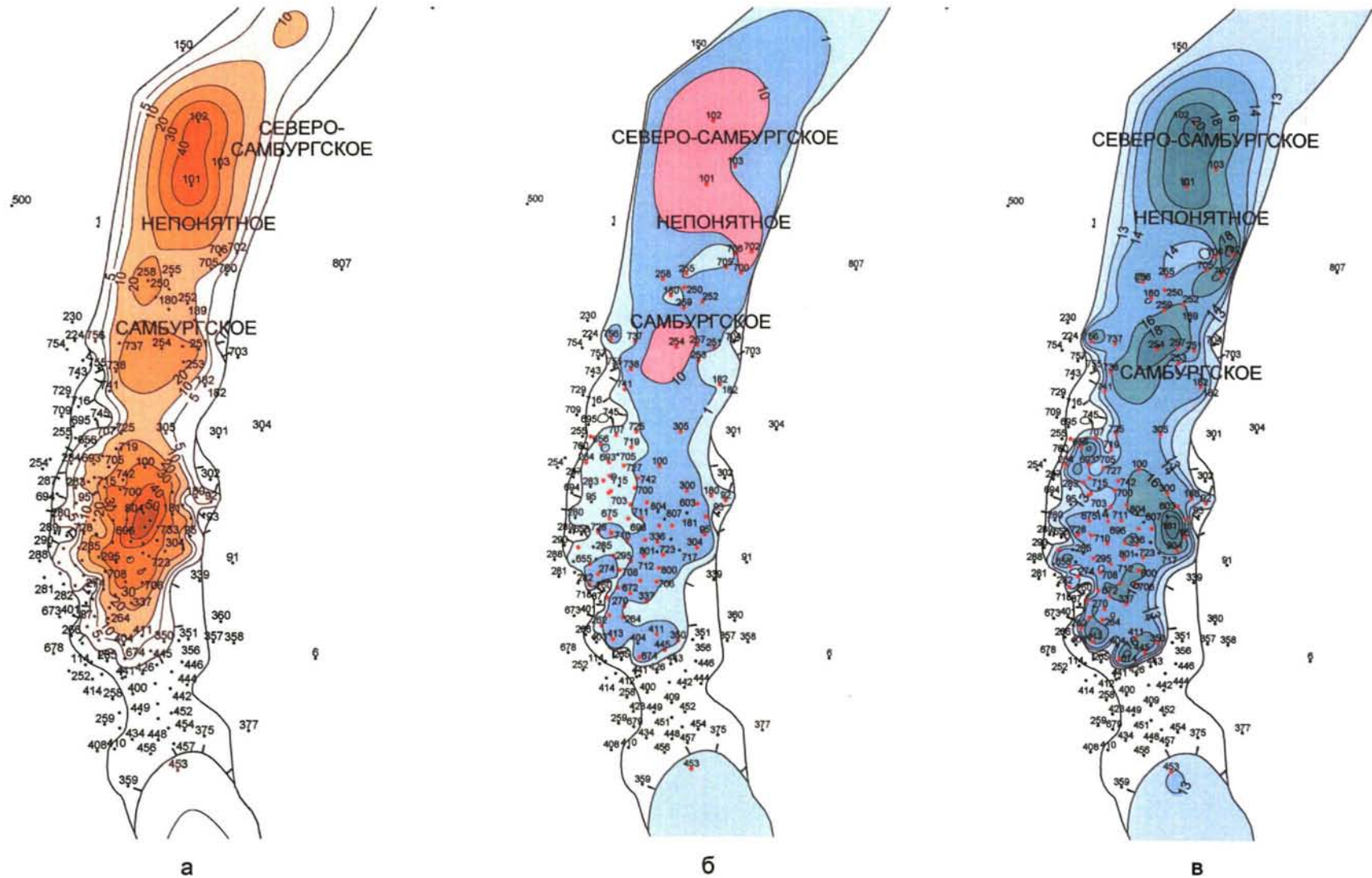


Рисунок 3.23 - Карты эффективных толщин (а), эффективной пористости (б), классов коллекторов по проницаемости (в) ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>6</sub>БУ<sub>20</sub> (составила Храмова А.В., 2004г.).  
Условные обозначения см. на рисунке 3.12.

Открытая пористость преобладает в интервалах от 12 до 22% (рисунок 3.24а), проницаемость по керну, в основном, 0,1-1мД, редко превышает 10мД (рисунок 3.24б). Карбонатность изменяется от 0 до 35%, преобладает в пределах 2-8% (рисунок 3.24в). Влияние карбонатности на коллекторские свойства пород не отмечается при её содержании до 6%. Преобладающие значения остаточной водонасыщенности для Северо-Есетинского месторождения составляют 78-82%; для Уренгойского месторождения наблюдаются два максимума в 30% и 50%; для Самбургского месторождения остаточная водонасыщенность находится в пределах 40-60% (рисунок 3.24г).

Петрофизические зависимости пород представлены на рисунке 3.25. Отмечается четкая зависимость коллекторских свойств от карбонатности, остаточной водонасыщенности и объемной плотности.

Изменения петрофизических характеристик с глубиной показаны на рисунке 3.26. На глубине залегания 3980-4040 м (Северо-Самбургское месторождение) значения пористости и проницаемости достаточно высокие. Для Уренгойского месторождения в интервале глубин 3630-3640, 3660-3690 м отмечается по разрезу увеличение проницаемости до 10 мД. Для Самбургского месторождения (интервал 3735-3820м) с глубиной увеличивается проницаемость пород, значения пористости практически постоянны. Для Северо-Есетинского месторождения (интервал глубин 3715-3810 м) с увеличением глубины уменьшаются коллекторские свойства пород.

Цемент карбонатный и глинистый, пленочно-поровый, порово-пленочный, распределен неравномерно (5-15%). Влияние цемента на фильтрационно-емкостные свойства пород отмечается при содержании его более 10%. Также отмечаются порово-базальный, базальный, коррозионный типы; кальцитового, хлорит-гидрослюдистого состава (20-30%).

Зависимости проницаемости от содержания кварца не наблюдается (рисунок 3.10в).

#### **Выводы:**

1. Максимальные эффективные мощности отмечаются на Уренгойском месторождении (скв. 720 – 58,8 м); на Восточно-Уренгойском скв. 804, скв. 807- 56,4-56,8 м; на Северо-Самбургском скв. 101-48,8 м.
2. Эффективная пористость увеличивается с юга на север, максимальные значения наблюдаются в районе Северо-Самбургского месторождения.
3. IV класс коллекторов распространяется только в районе Северо-Самбургского, Самбургского и Непонятого месторождения, в южной части клиноформы не превышает 10 мД.
4. Открытая пористость преобладает в интервалах от 12 до 22%. Проницаемость по керну низкая, в основном, 0,1-1 мД, редко превышает 10 мД. Карбонатность изменяется от 0 до 35%, преобладают значения 2-8%. Преобладающие значения остаточной водонасыщенности составляют для Северо-Есетинского месторождения 78-82%; для Уренгойского месторождения наблюдаются два максимума в 30% и 50%; для Самбургского месторождения остаточная водонасыщенность находится в пределах 40-60%.

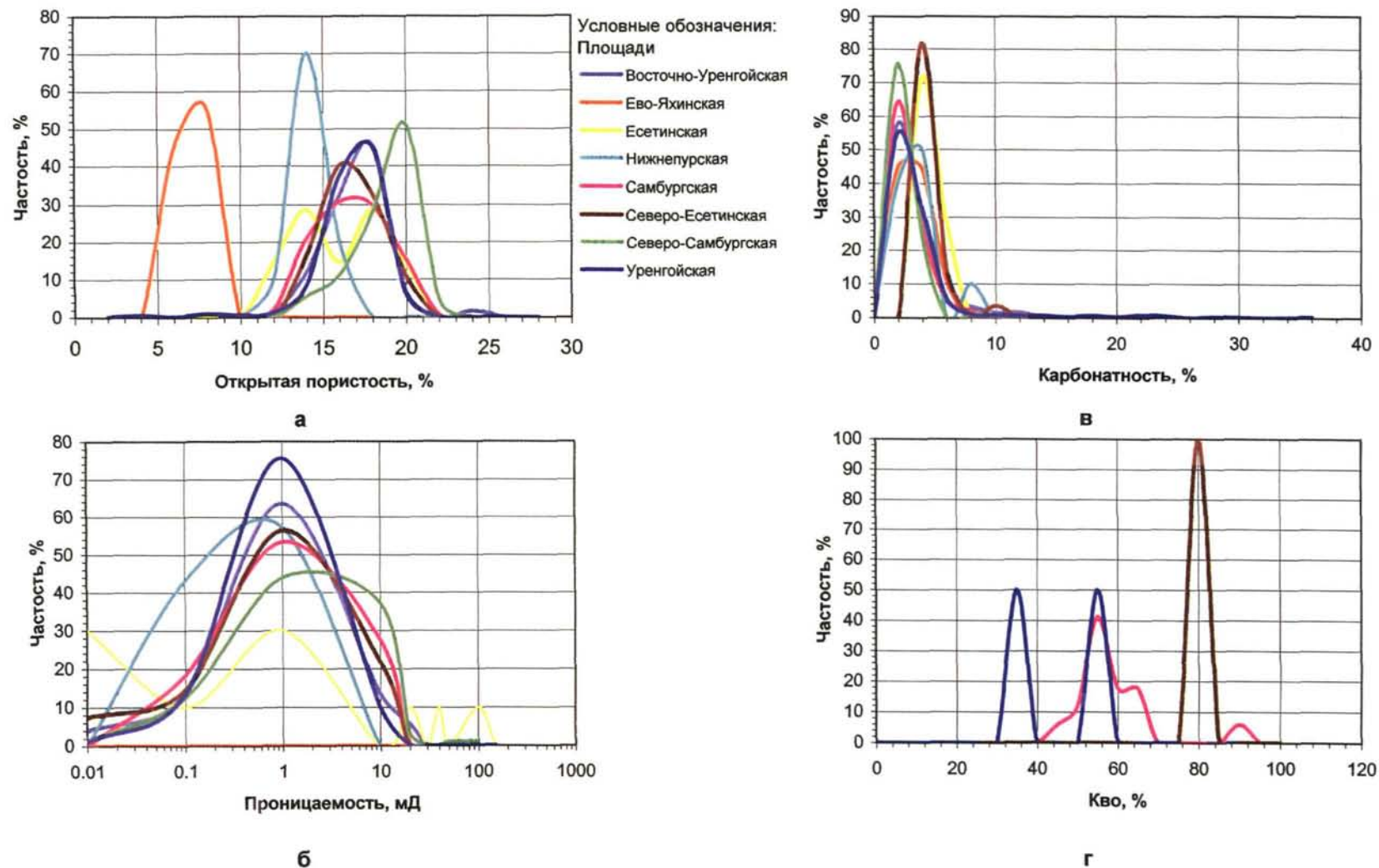
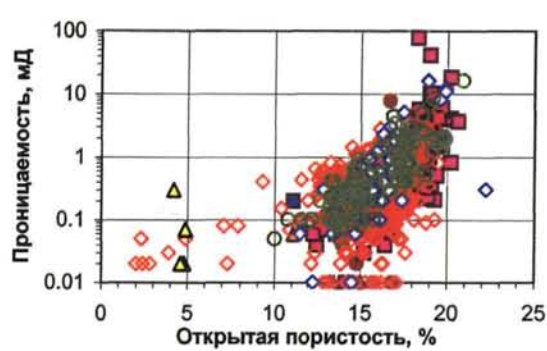


Рисунок 3.24 - Графики распределения пористости (а), проницаемости (б), карбонатности (в), водоудерживающей способности (г) для клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>

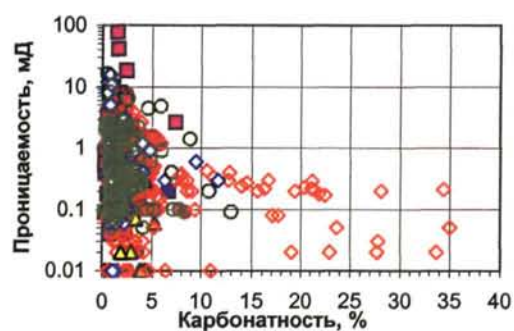


а

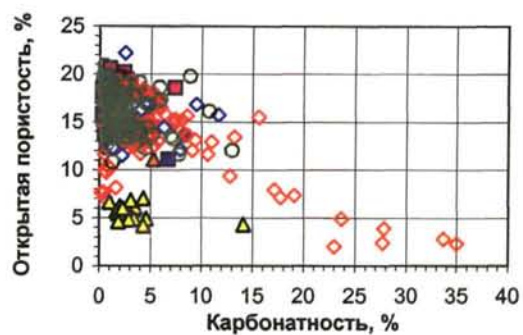
Условные обозначения:

Площади

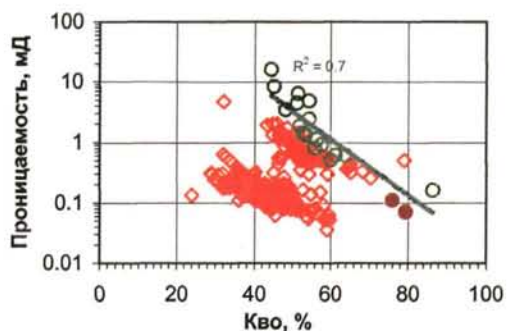
- Нижнепурская
- Северо-Самбургская
- ◇ Уренгойская
- ◇ Восточно-Уренгойская
- Северо-Есетинская
- ▲ Есетинская
- ▲ Ево-Яхинская
- Самбургская



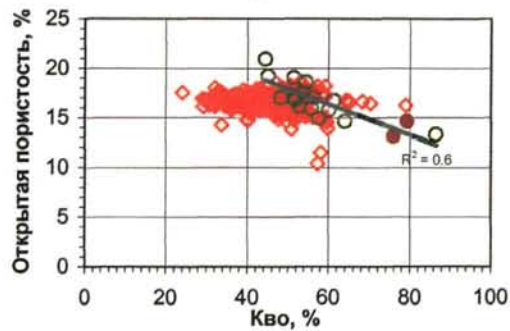
б



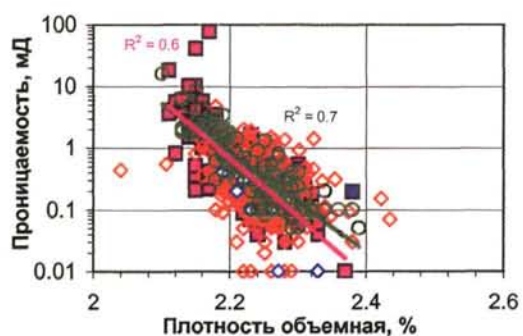
д



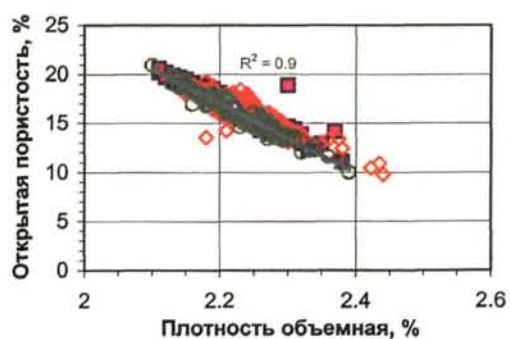
в



е



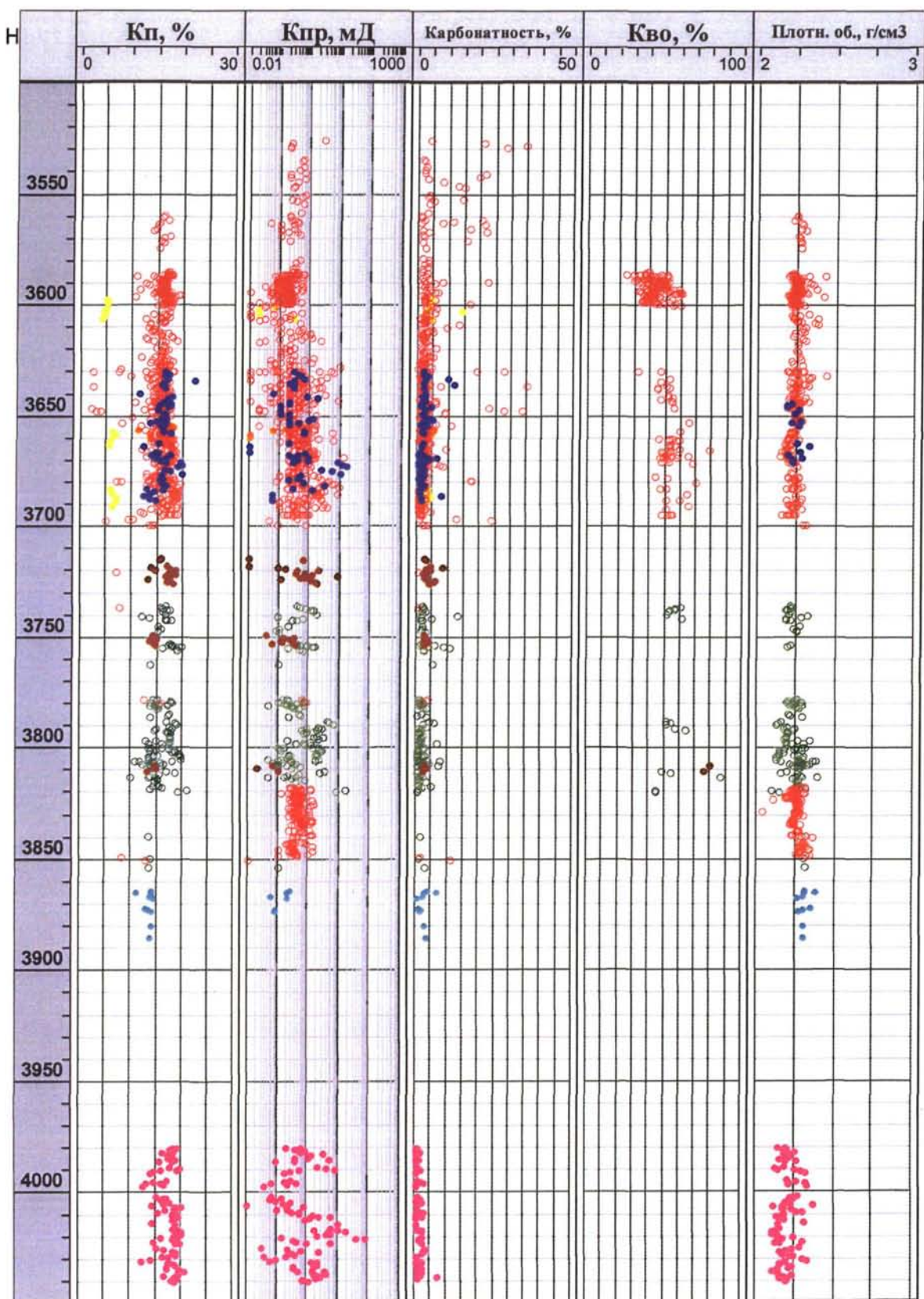
г



ж

Рисунок 3.25 - Графики зависимости проницаемости и пористости от физических свойств пород для клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>:

а-г - связи проницаемости: а - с открытой пористости, б - с карбонатностью; в - с остаточной водонасыщенности; г - с объемной плотностью; д-ж - связи пористости: д - с карбонатностью; е - с остаточной водонасыщенности; ж - с объемной плотностью



Условные обозначения:

Месторождения

- Восточно-Уренгойское
- Северо-Есетинское
- Ево-Яхинское
- Северо-Самбургское
- Есетинское
- Уренгойское
- Нижне-Пурское
- Самбургское

Рисунок 3.26 - Изменение петрофизических свойств пород ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub> с глубиной

5. Отмечается четкая зависимость коллекторских свойств от карбонатности, остаточной водонасыщенности и объемной плотности. Карбонатность ухудшает коллекторские свойства при содержании ее более 6%. Остаточная водонасыщенность оказывает большее влияние на проницаемость пород, чем на пористость. С увеличением плотности уменьшаются коллекторские свойства пород.

#### ***Ачимовская толща клиноформы Ач<sub>15</sub> БУ<sub>17-19</sub>***

Ачимовская толща клиноформы Ач<sub>15</sub> БУ<sub>17-19</sub> охарактеризована керном в 118 скважинах, коллекторские свойства изучены по 1810 образцам.

Максимальные эффективные мощности наблюдаются на Уренгойской площади (до 70 м). Выделяются два конуса выноса с максимальными эффективными мощностями: в районе скв. 741, 745, 755 Уренгойского месторождения до 70 м; район скв. 423, 449 Уренгойской площади до 50 м. На Стерховом месторождении эффективные мощности изменяются от 1 м (скв. 844) до 21,4 м (скв. 838) (рисунок 3.27а).

Пористость и проницаемость характеризуется той же тенденцией к изменению, что и эффективные мощности песчаников. Максимальная эффективная пористость (рисунок 3.27б) в пределах Уренгойского месторождения достигает 18-19,2% (район скв. 727, 741, 742); на Стерховом месторождении в скв. 843 - 16,4%.

По проницаемости породы-коллекторы представлены VI, V, IV классами. IV класс отмечается в центральной части клиноформы. Максимальные значения эффективной проницаемости наблюдаются в районе скв. 726, 727, 743, 736 Уренгойской площади (>10мД).

На графиках распределения видно, что преобладающие значения открытой пористости составляют 12 - 22% (рисунок 3.28а), значения проницаемости невысокие (рисунок 3.28б). Карбонатность пород редко превышает 6-8% (рисунок 3.28в). Величина водоудерживающей способности изменяется, в среднем, от 20 до 70% для Уренгойского месторождения, на графике наблюдаются две вершины с 30 и 55% (рисунок 3.28г).

На рисунке 3.29 показаны петрофизические зависимости пород. Особенно четко прослеживается влияние карбонатности, объемной плотности на пористость и проницаемость. Влияние водоудерживающей способности на проницаемость и пористость отмечается после 40% (рисунок 3.29в, 3.29е).

На рисунке 3.30 представлено изменение физических свойств пород с глубиной. Для Уренгойского месторождения наблюдается небольшое увеличение открытой пористости в интервале глубин 3550-3560 м, проницаемости в интервалах: 3580-3610, 3695-3705 м. Увеличение карбонатности отмечается в центральной части разреза.

С увеличением содержания цемента от 12% уменьшаются фильтрационно-емкостные свойства пород (рисунок 3.31). Цемент порово-пленочный, пленочно-поровый, хлорит-гидрослюдистого состава. Содержание 5-15%. При содержании от 15-30% появляется базально-поровый, коррозионный цемент, кальцитового состава.

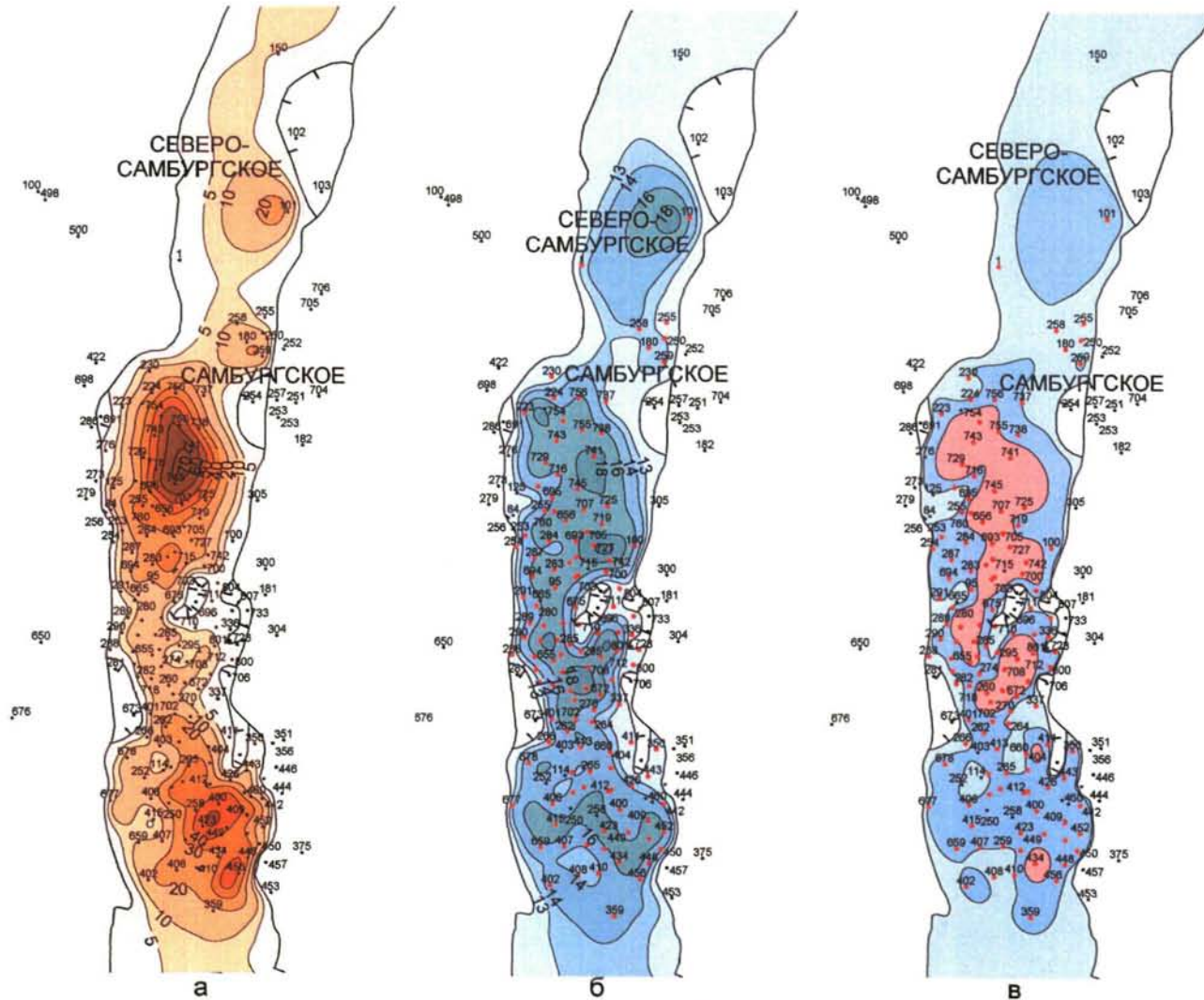
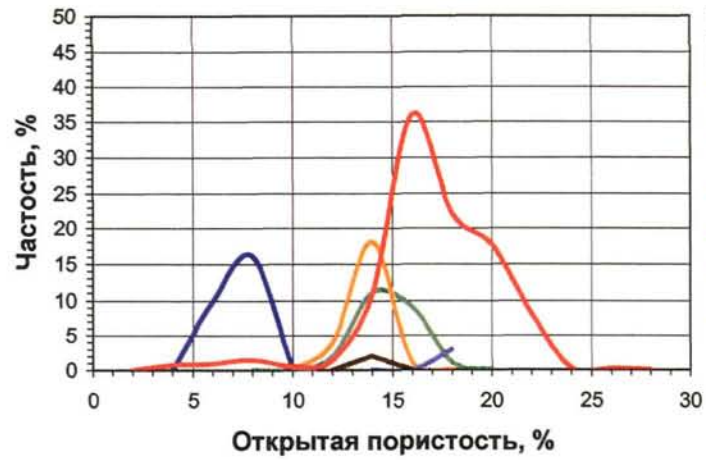
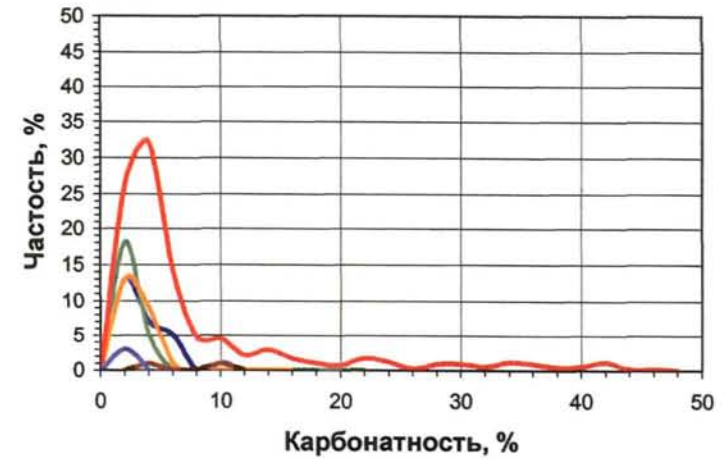


Рисунок 3.27 - Карты эффективных толщин (а), эффективной пористости (б), классов коллекторов по проницаемости (в) ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> (составила Храмцова А.В., 2004г.).  
Условные обозначения на рисунке 3.12.

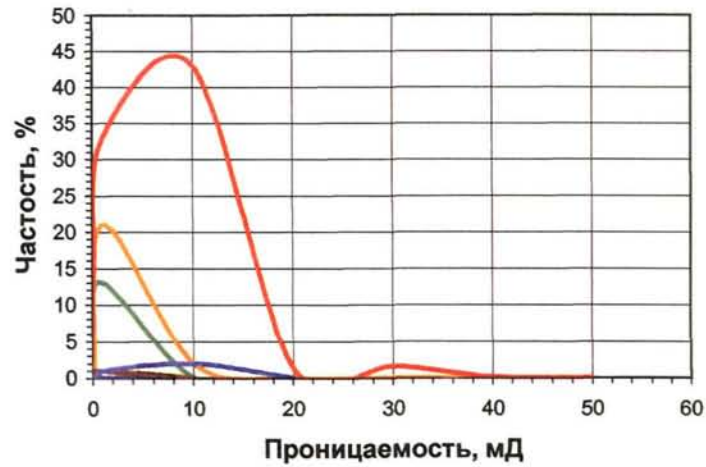




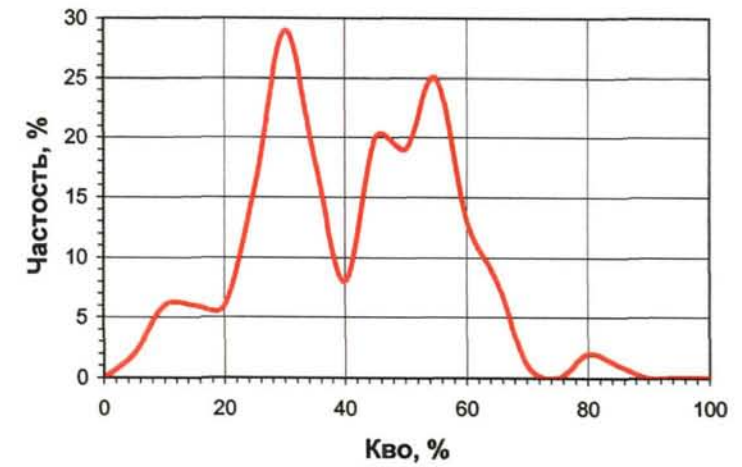
а



в

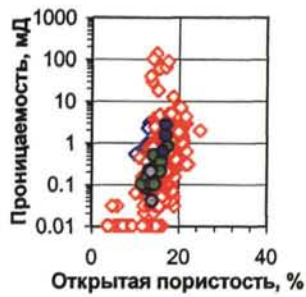


б



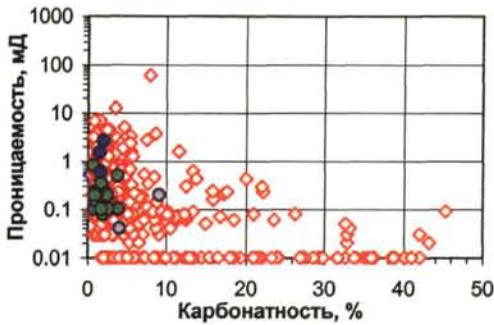
г

Рисунок 3.28 - Графики распределения открытой пористости (а), проницаемости (б), карбонатности (в), остаточной водонасыщенности (г) для клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub>

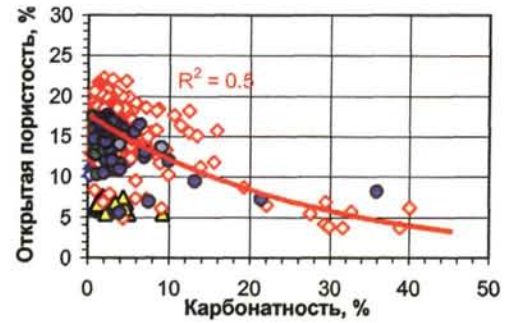


- Условные обозначения:
- ▲ Ево-Яхинская
  - ◆ Табьяхинская
  - ◇ Уренгойская
  - Хадуттейская
  - Самбургская
  - Восточно-Уренгойская
  - Южно-Уренгойская

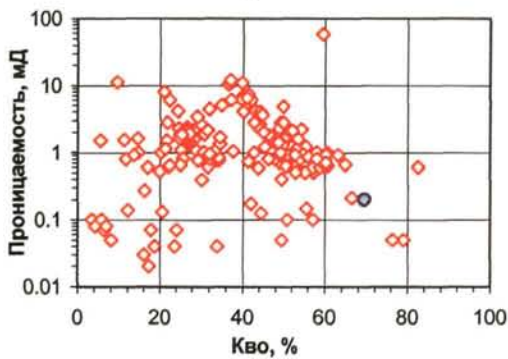
а



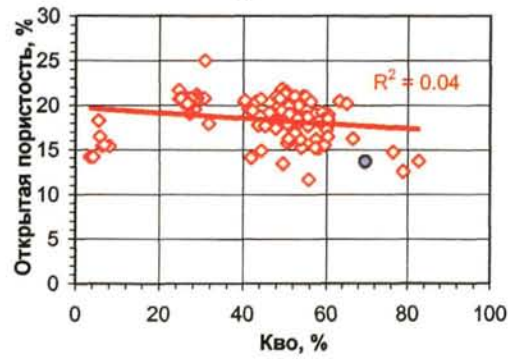
б



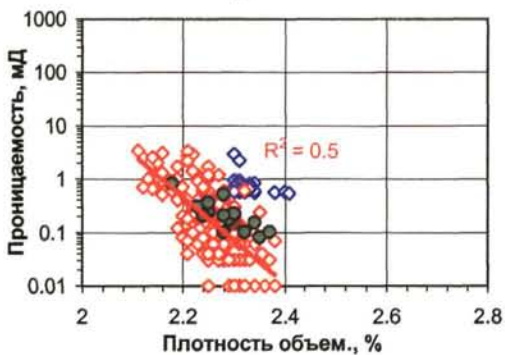
д



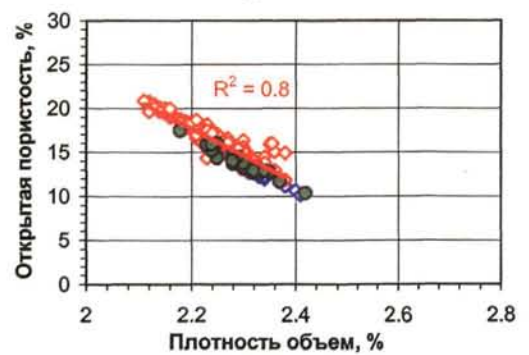
в



е



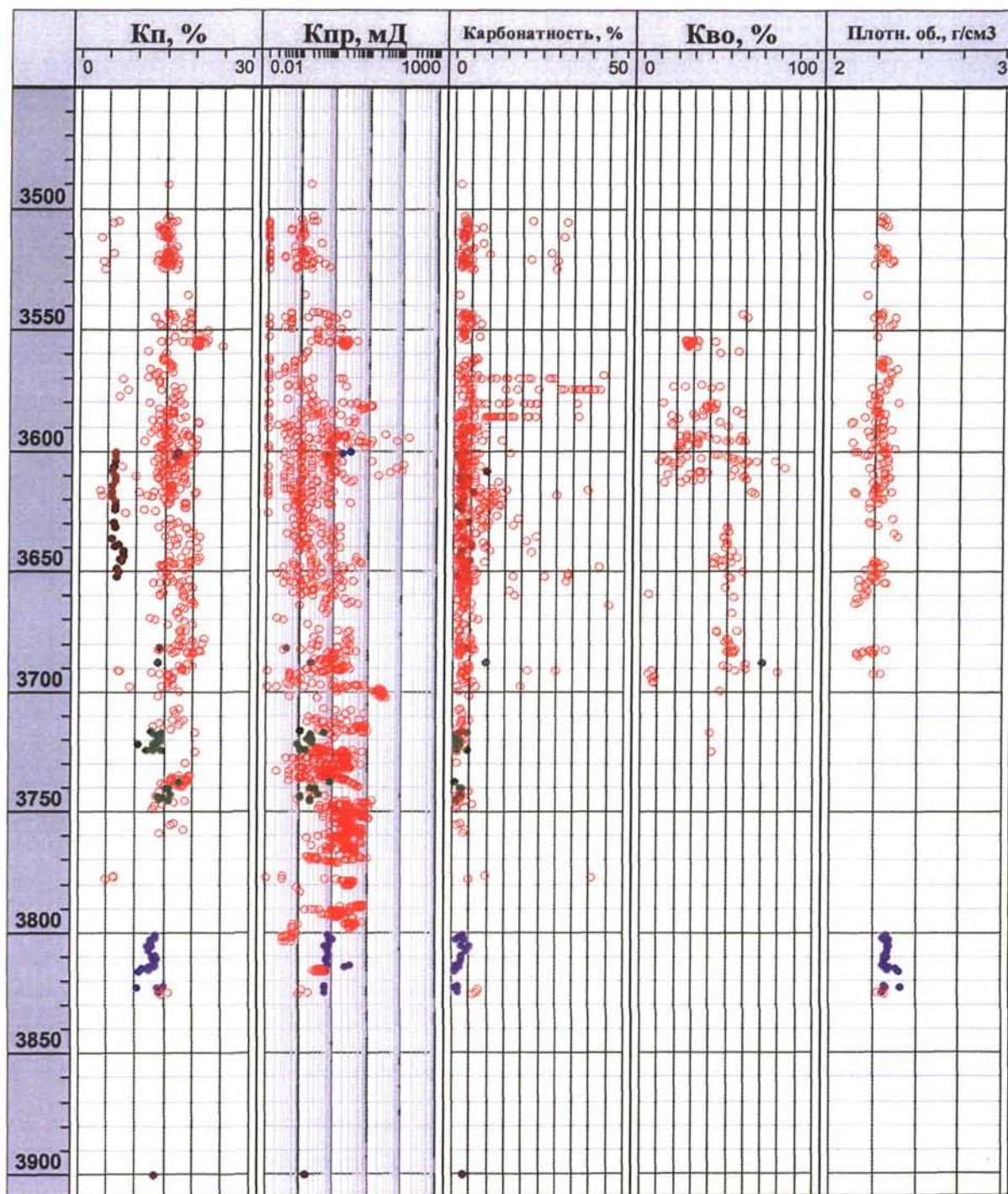
г



ж

Рисунок 3.29 - Графики зависимости проницаемости и пористости от физических свойств пород для клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub>:

а-г - связи проницаемости: а - с открытой пористости, б - с карбонатностью; в - с остаточной водонасыщенности; г - с объемной плотностью; д-ж - связи пористости : д - с карбонатностью; е - с остаточной водонасыщенности; ж - с объемной плотностью



Условные обозначения:

- Площади
- Восточно-Уренгойская
  - Ево-Яхинская
  - Самбургская
  - Табъяхинская
  - Уренгойская
  - Хадуттейская
  - Южно-Уренгойская

Рисунок 3.30 - Изменение петрофизических свойств пород ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> с глубиной

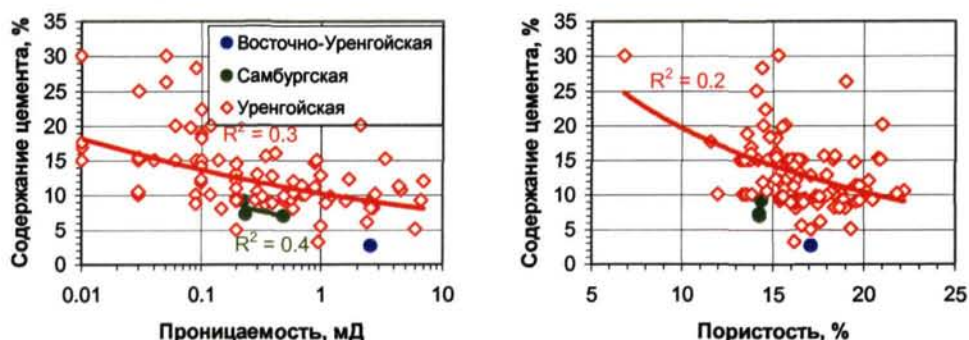


Рисунок 3.31 - Зависимости проницаемости (а) и пористости (б) от содержания цемента

### Выводы:

1. Максимальные эффективные мощности наблюдаются на Уренгойской площади (до 70 м). Выделяются два конуса выноса с максимальными эффективными мощностями: в районе скв. 741, 745, 755 Уренгойского месторождения до 70 м; район скв. 423, 449 Уренгойской площади до 50 м.

2. Зоны максимальных значений эффективных мощностей совпадают с повышенными значениями коллекторских свойств пород. Максимальная эффективная пористость достигает 18-19,2%. По проницаемости породы-коллекторы представлены VI, V, IV классами. IV класс отмечается в центральной части клиноформы.

3. Преобладающие значения открытой пористости 12-22%. Значения проницаемости, как правило, не превышают первых единиц мД. Карбонатность пород, за исключением собственно карбонатных прослоев, преобладает в интервалах 0-6-8%. Содержание остаточной водонасыщенности высокое, имеет две вершины распределения -30%, 55%.

4. Уменьшение коллекторских свойств пород происходит при увеличении содержания карбонатности (выше 10%). С увеличением содержания цемента более 10-15%. Остаточная водонасыщенность ухудшает фильтрационно-емкостные свойства пород при её увеличении от 40%. Тесная корреляционная связь отмечается для пористости и плотности пород.

5. С глубиной объемная плотность меняется незначительно, проницаемость увеличивается по разрезу в интервалах глубин: 3580-3610, 3695-3705 м.

**Ачимовская толща клиноформы Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub>.** Петрофизические свойства пород-коллекторов изучены по 252 образцам, в 13 скважинах.

Изменения эффективных мощностей, пористости и проницаемости пород в плане, для клиноформы Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub>, представлены на рисунке 3.32.

Максимальные значения эффективной мощности наблюдаются в пределах Восточно-Уренгойской зоны (скв. 676 Уренгойского месторождения – 43,8 м; скв. 230 Табьяхинской площади – 41,9 м; скв. 754 Уренгойского месторождения – 41,2 м), что объясняется наибольшим сносом осадочного материала. Можно выделить три конуса выноса в пределах Восточно-Уренгойской зоны: в районе скв. 754 Уренгойской, 230, 224 Табьяхинской площади; в районе скв. 279, 253, 254 Уренгойской площади; скв. 678, 281 Уренгойской площади (рисунок 3.32а).

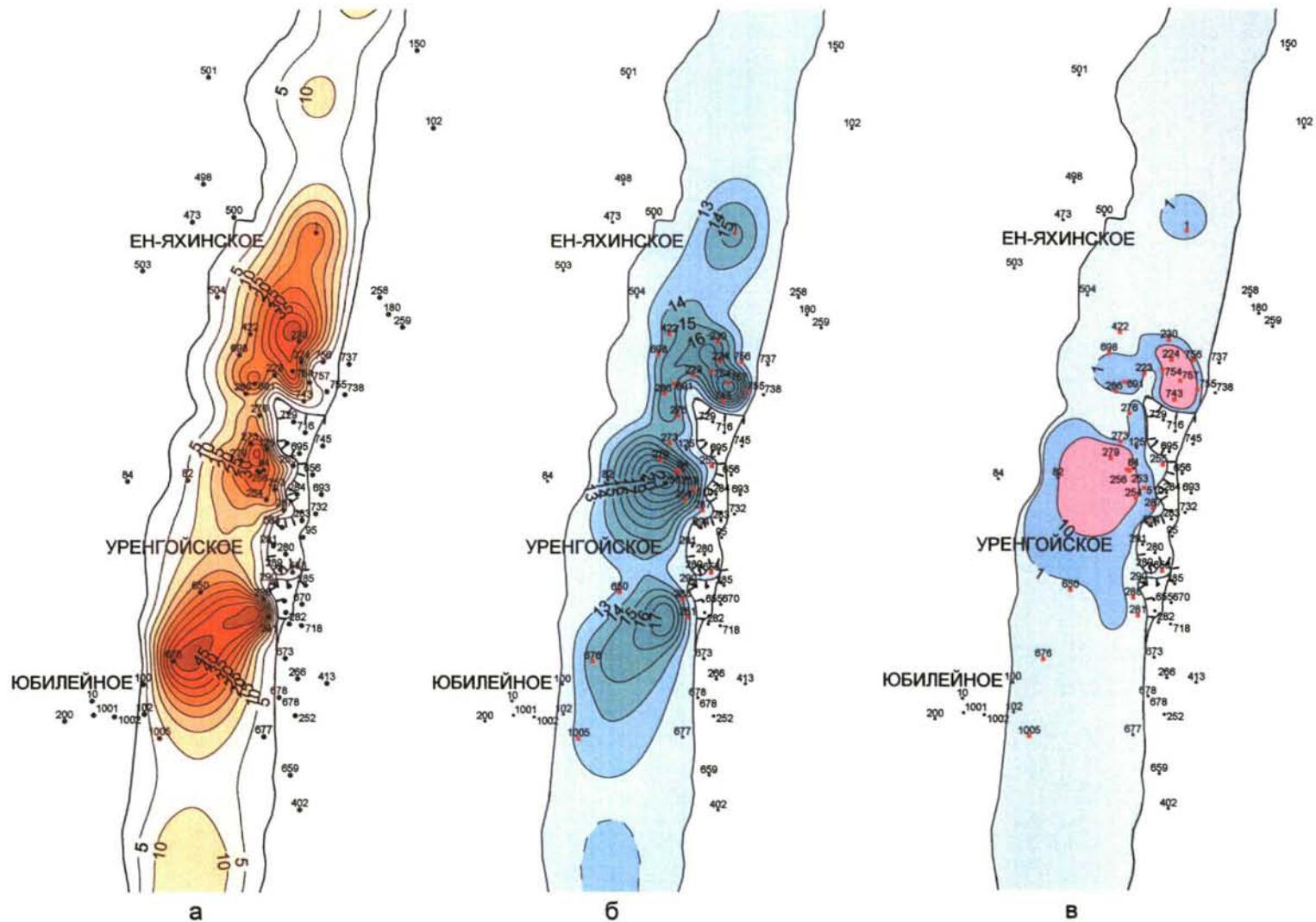


Рисунок 3.32 - Карты эффективных толщин (а), пористости (б), классов коллекторов по проницаемости (в) ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub> (составила Храмцова А.В., 2004г.).  
Условные обозначения см. на рисунке 3.12.

Конусы выноса характеризуются повышенными значениями пористости и проницаемости.

Максимальные значения эффективной пористости наблюдаются на Уренгойском месторождении в районе скв. 253, 256, 279, 743 (до 20%), Табьяхинском (район скв. 224) (рисунок 3.32б). Наибольшее распространение имеют породы-коллекторы VI, V классов. IV класс коллекторов приурочен к максимальным эффективным мощностям северного и центрального конуса выноса Уренгойского месторождения (район скв. 279, 256, 253, 254 и район скв. 224 Табьяхинской площади, скв. 757, 743 Уренгойского) (рисунок 3.32в).

На графиках распределения петрофизических свойств, преобладающие значения открытой пористости от 12 до 25% (рисунок 3.33а), по проницаемости преобладают коллекторы VI, V классов (по Ханину, 1956, 1969), редко >10мД (рисунок 3.33б). Карбонатность пород изменяется от 0 до 40%, в основном, 0-6% (рисунок 3.33в). Остаточная водонасыщенность изменяется, в среднем, от 40 до 75 (рисунок 3.33г).

Отмечается тенденция увеличения значений проницаемости пород с пористостью (рисунок 3.34а). Большой разброс точек на графиках зависимостей между проницаемостью и пористостью связан, прежде всего, с различным содержанием в породе глинистого и карбонатного материала, характера его распределения.

На рисунках 3.34б, 3.34в показан характер влияния содержания карбонатности пород на проницаемость и пористость. Как видим, содержание карбонатов до 6% не оказывает влияния на фильтрационно-емкостные характеристики пород, а дальнейшее увеличение содержания карбонатного материала значительно уменьшает их.

На рисунках 3.34г, 3.34д наблюдается четкое уменьшение пористости и проницаемости с увеличением содержания остаточной водонасыщенности.

Графики зависимости проницаемости и пористости от объемной плотности пород свидетельствуют о том, что чем плотнее порода, тем ниже коллекторские свойства (рисунки 3.34е-3.34ж).

Проницаемость >1мД, отмечается для пород с медианным диаметром >0,05 мм. С увеличением коэффициента сортировки уменьшается проницаемость пород. Медианный диаметр зерен изменяется от 0,025-0,09 мм, коэффициент сортировки 1,1-1,97. Сортировка от хорошей до плохой.

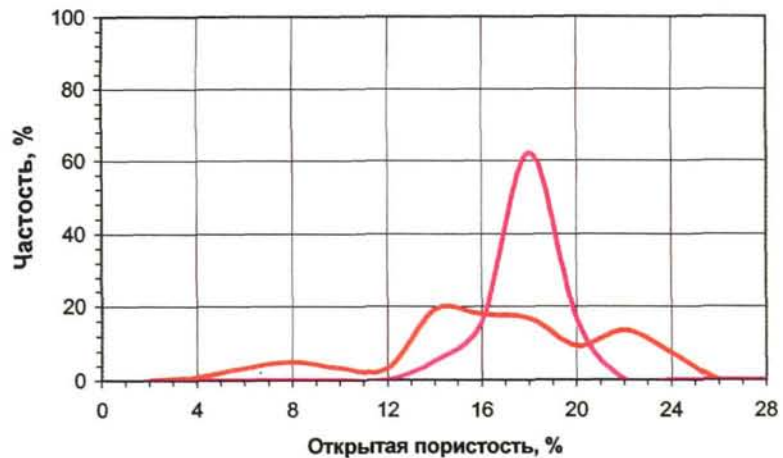
Количество цемента, его состав и структура, тип цементации обломочного материала являются одним из главных факторов, контролирующих пористость и проницаемость пород.

**Типы цемента для пород-коллекторов ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub>:**

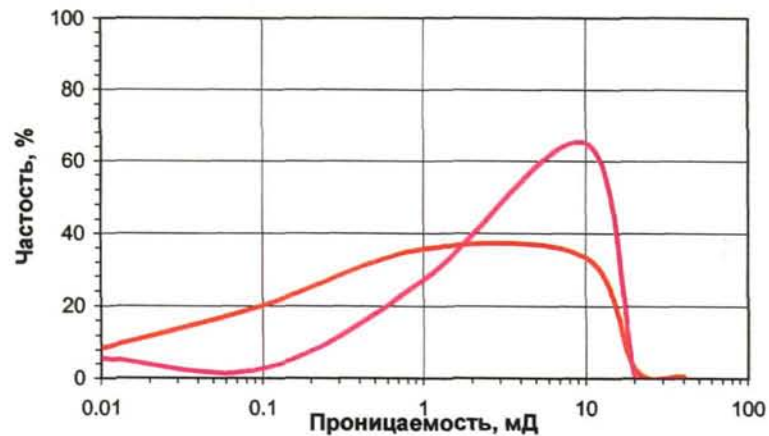
- IV класса – поровый, порово-пленочный гидрослюдисто-хлоритовый и единичные поры выполнены кальцитом, каолинитом, поры чаще пустые размером 0,02-0,05 до 0,09 мм. Содержание цемента до 10-12%.

- V класс коллектора – пленочно-поровый, в прослоях базально-поровый.

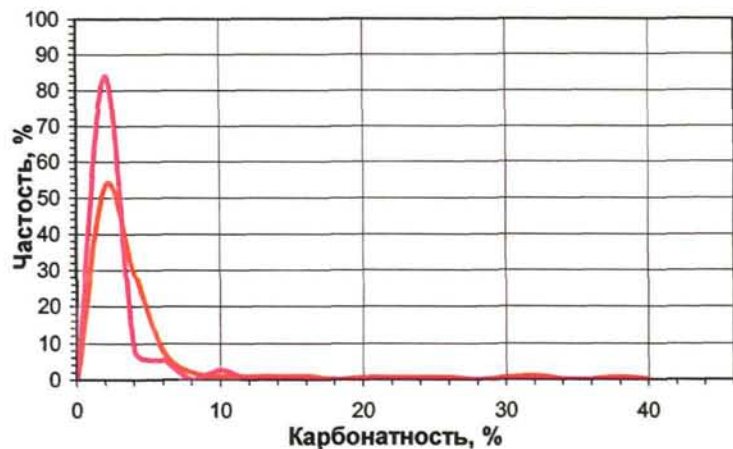
- VI класс коллектора - порово-базальный, базально-поровый, кальцитовый, хлорит-гидрослюдистый. Содержание цемента >10-15%.



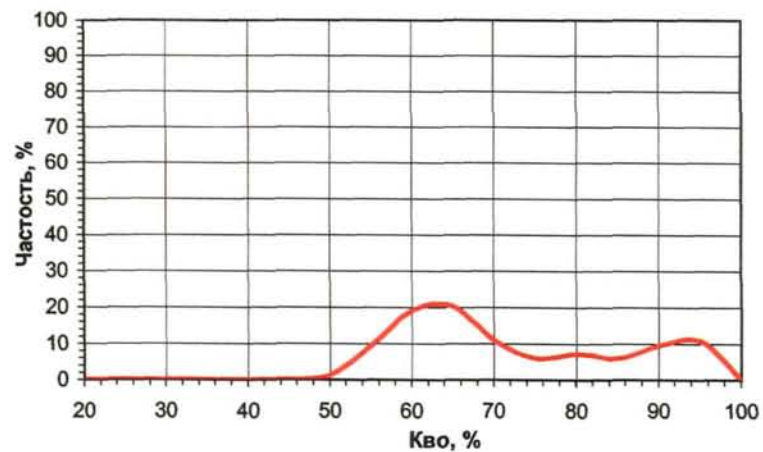
а



б



в



г

Условные обозначения:  
 Площади  
 — Уренгойская  
 — Хаддугейская

Рисунок 3.33 - Графики распределения пористости (а), проницаемости (б), карбонатности (в), остаточной водонасыщенности (г) для клиноформы Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub>

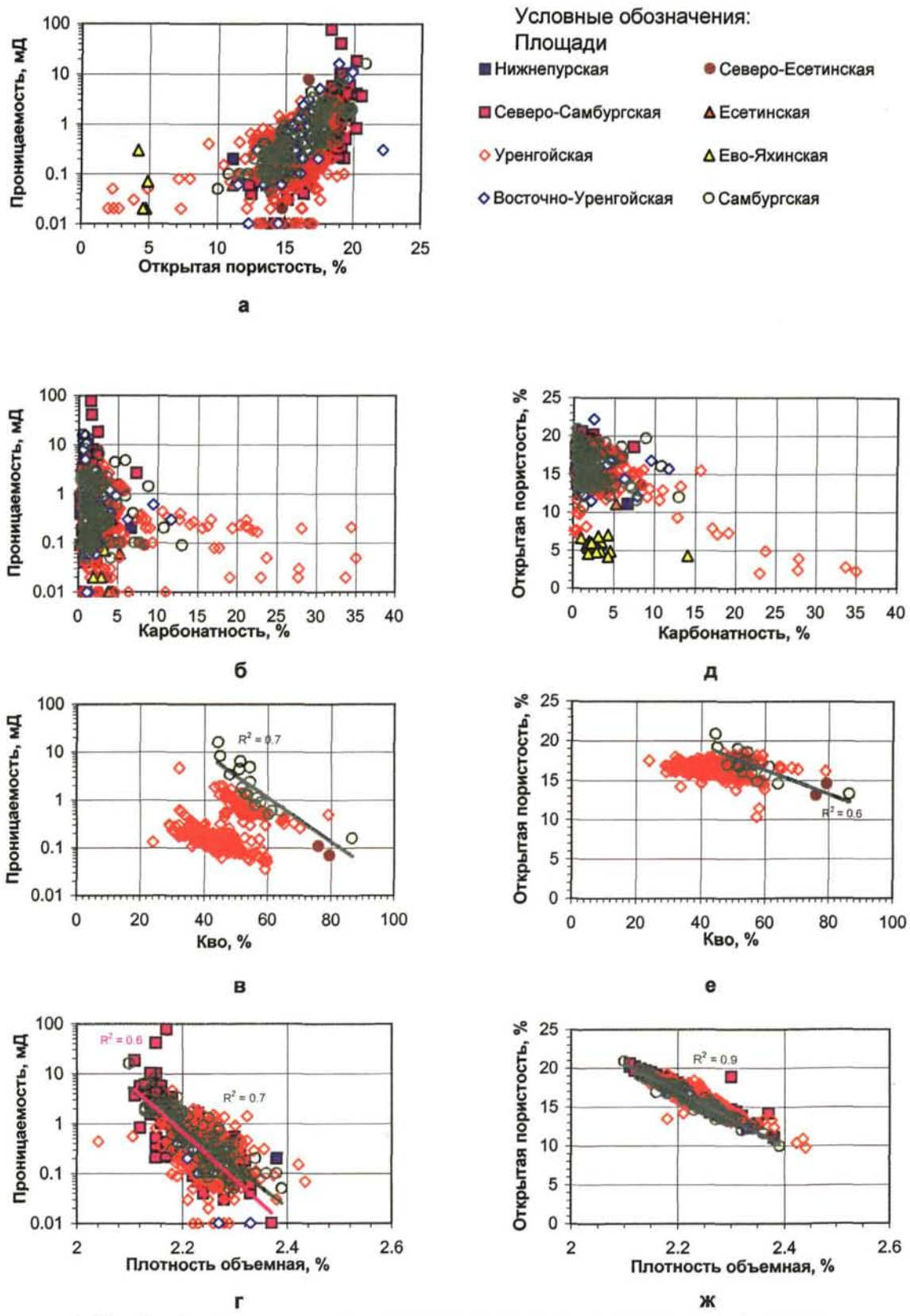


Рисунок 3.34 - Графики зависимости проницаемости и пористости от физических свойств пород для клиноформы Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub>: а-г - связи проницаемости: а - с открытой пористости, б- с карбонатностью; в- с остаточной водонасыщенности; г - с объемной плотностью; д-ж - связи пористости: д- с карбонатностью; е- с остаточной водонасыщенностью; ж- с объемной плотностью.



На рисунке 3.35 показан характер влияния содержания цементирующего материала на проницаемость и пористость пород. При повышении количества цемента в породе (более 10%) уменьшаются коллекторские свойства.

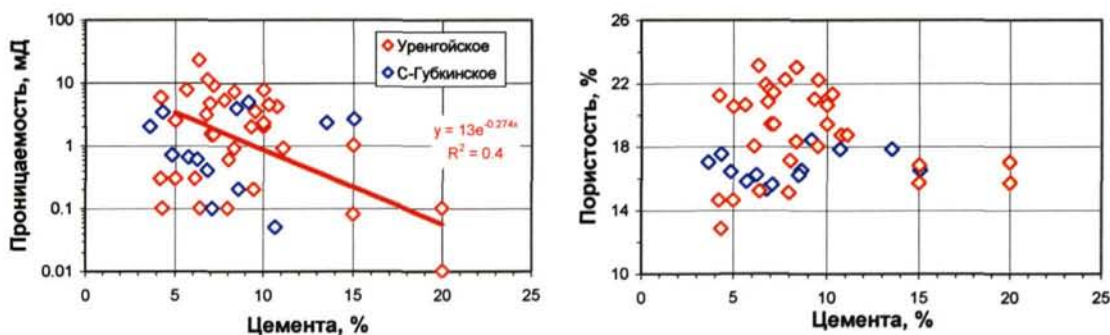


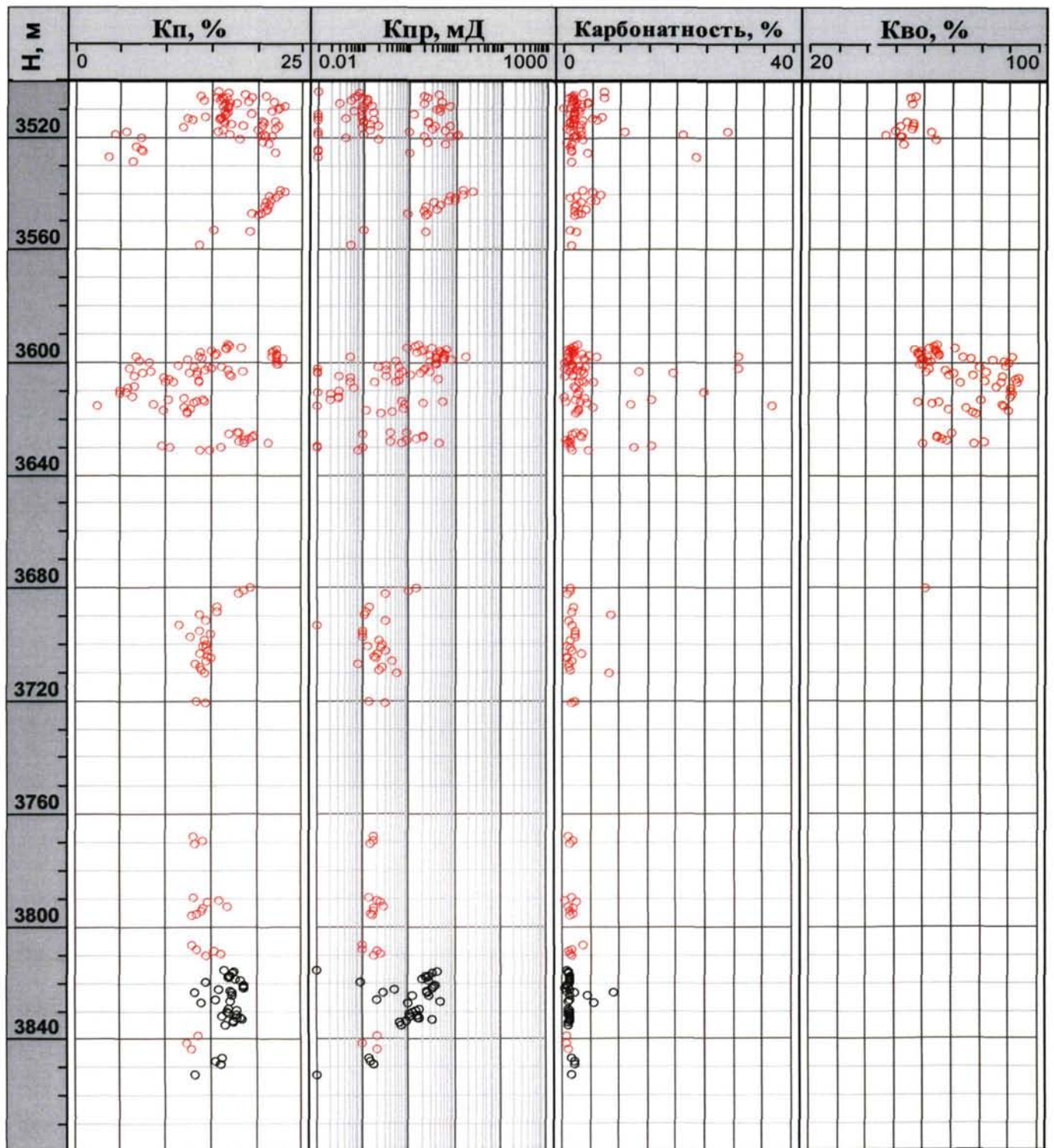
Рисунок 3.35 - Зависимости проницаемости (а) и пористости (б) от содержания цемента

Изменение петрофизических свойств пород-коллекторов с глубиной представлено на рисунке 3.36. Отмечается четкое уменьшение пористости и проницаемости с глубиной для Уренгойского месторождения. Остаточная водонасыщенность изменяется от 50-94%.

#### Выводы:

1. Выделяются три конуса выноса с максимальными значениями фильтрационно-емкостных свойств.
2. Эффективная пористость увеличивается с увеличением эффективной мощности клиноформы, а повышенные значения эффективной проницаемости не всегда соответствуют максимальным мощностям песчаников. Скв. 676 Уренгойского месторождения характеризуется максимальной мощностью песчаников, но имеет проницаемость < 1мД.
3. Открытая пористость изменяется в пределах 12-26%, преобладают значения 13-24%. Фильтрационные характеристики пород низкие, в основном, VI, V классы коллекторов. Значения карбонатности преобладают от 1 до 6%. Остаточная водонасыщенность пород высокая, изменяется от 48 до 90%.
4. Содержания остаточной водонасыщенности более 50%, карбонатности более 6%, цемента более 10% резко уменьшают фильтрационно-емкостные свойства пород.
5. С глубиной уменьшаются значения открытой пористости и проницаемости пород.

Породы-коллекторы ачимовской толщи месторождений Среднего Приобья имеют невысокие показатели физических свойств [52]: значения открытой пористости изменяются в интервале 6-22%, проницаемость до 10-50 мД, реже 200 мД, максимальная суммарная мощность песчаников составляет 70 м, общая – 150 м (см. таблицу 2.1).



Условные обозначения:  
 ○ Уренгойское                      ○ Хадуттейское

Рисунок 3.36 - Изменение петрофизических свойств пород ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub> с глубиной

При анализе основных коллекторских свойств ачимовской толщи разных клиноформ Восточно-Уренгойской зоны установлено следующее:

1. Максимальные эффективные мощности песчаников характерны для Уренгойского месторождения клиноформ: Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> и Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>, (50 – 80 м).
2. Для ачимовской толщи клиноформ: Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>, Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub>, Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub> эффективная мощность редко превышает 40 м. Увеличение эффективных толщин отмечается в центральных частях, уменьшение в южных и северных, на западе и востоке распространения ачимовской толщи.
3. Зоны повышенных значений эффективной пористости в плане совпадают с повышенными участками эффективных толщин. Зоны максимальных значений эффективной пористости (>16-18%) наблюдаются в ачимовской толще клиноформ: Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub>, Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub>, Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>. Уменьшение наблюдается для северных и южных частей распространения ачимовской толщи разных клиноформ. В восточной части клиноформ Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub> и Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> отмечается сгущение линий равных значений эффективных толщин и пористости.
4. В ачимовской толще распространены IV, V, VI классы коллекторов по проницаемости. Наибольшее распространение имеет VI, V классы коллекторов. IV класс коллекторов отмечается в центральных частях клиноформ Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub>, Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub>, в северной части клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub> (Самбургское и Северо-Самбургское месторождение), в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub> только в скв. 505 Западно-Хадыпурской площади.
5. Открытая пористость преобладает в интервалах 12-20%; проницаемость < 1 мД; карбонатность 0-8-10%; остаточная водонасыщенность высокая, повышенные значения характерны для клиноформы Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub>, для остальных клиноформ изменяется в пределах 20-70%. Карбонатность влияет на коллекторские свойства при содержании ее выше 6-10%, водонасыщенность после 60%. Высокие корреляционные связи отмечаются между пористостью и плотностью пород.
6. Закономерности распространения коллекторских свойств пород по разрезу ачимовской толщи следующие: повышенные значения пористости наблюдаются для клиноформ Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub>-Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub> (16-25%); изменение пористости и проницаемости с глубиной имеет волновой характер; открытая пористость уменьшается для клиноформ: Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub>, Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> и увеличивается в центральной части разреза клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub> (3820-3850 м); остаточная водонасыщенность с глубиной увеличивается. Ухудшение сортировки и уменьшение медианного диаметра зерен ухудшают фильтрационно-емкостные свойства пород.
7. Содержание цемента выше 10% резко уменьшает коллекторские свойства. Тип цемента порово-пленочный, пленочно-поровый, базальный, пойкилитовый, глинистого и карбонатного состава.

#### 4 Аномально высокие пластовые давления, температура, их влияние на фазовый состав УВ и коллекторские свойства пород в ачимовских отложениях Восточно-Уренгойской зоны

Ачимовская толща Восточно-Уренгойской зоны характеризуется аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД). Коэффициент аномальности варьирует по площади в пределах 1,4-1,75.

Значительный вклад в развитие представлений о природе АВПД внесли Мелик-Пашаев В.С., Алиев А.К., Бахтин В.В., Добрынин В.М., Серебряков В.А., Аникиев К.А., Вассоевич Н.Б., Иллинг В.К., Дикинсон Дж., Магара К., Климушина Л.П. и др. Существует около трех десятков гипотез образования АВПД. Основные из них следующие: недоуплотнение глинистых толщ из-за опережения скорости осадконакопления темпа отжатия поровых растворов под действием геостатического давления; диагенетическое превращение минералов с высвобождением воды; влияние тектонических напряжений или их совместное действие с геостатическим давлением; цементация; генерация УВ (газа); рост температуры; поступление флюидов в пласт извне и др. Некоторые исследователи все многообразие причин образования АВПД предлагают свести к двум главным концепциям – гравитационно-элизонной и геотектонической [2, 3, 71 и др.].

Рассмотрим концепцию образования АВПД в процессе гравитационного уплотнения терригенных отложений. Уплотнение при образовании АВПД проявляется в совместном воздействии трех факторов: высокой скорости седиментации, накопления осадочных толщ большой мощности и дефицита в них коллекторов.

При быстром отложении мощных толщ глин, резко доминирующих в авандельтах по объему над песчаными коллекторами (за пределами устьевого бара), происходит запечатывание поровых вод в осадке, изолированном от поверхности. Уплотнение такого осадка замедляется (он становится недоуплотненным), а поровый флюид испытывает не только гидростатическое давление, но и давление массы вышележащих пород.

Причин образования АВПД в ачимовской толще Восточно-Уренгойской зоны несколько: лавинная седиментация; рост температуры; поступление флюидов в пласт извне; трещиноватость.

У.Ф. Фертль подчеркивает, что при низкой скорости осадконакопления даже в условиях дефицита коллекторов, АВПД не возникает. По мере увеличения скорости седиментации растет объем отжимающихся за единицу времени флюидов и, следовательно, возрастает значение порога минимальной проницаемости для равновесного уплотнения.

На рисунке 4.1 представлены схемы современных пластовых давлений и температур в ачимовской толще Восточно-Уренгойской зоны. В плане пластовое давление увеличивается с юга на север и уменьшается к востоку и западу от Уренгойского месторождения. Зоны максимальных значений пластовых давлений фиксируются в пределах Северо-Самбургского, Северо-Пуровского месторождений и в районе скв. 745, 707 Уренгойского месторождения (более 60 МПа), фоновые значения 50-60 МПа. Результаты испытания скважин представлены в таблице 4.1.



Таблица 4.1 - Результаты испытания ачимовских отложений Восточно-Уренгойской зоны (по данным ОАО "СибНАЦ")

№скв.	Месторождение	Индекс клиноформы	Инт-л перф-и, м	Рез-т исп-я	ГФ, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	ГКФ, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Рплзам, МПа	Тпл, °С	Нзам, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
422	Западно-Табьяхинская	Ач <sub>13-14</sub> БУ <sub>16</sub>	3752.4-3796.2	Н	-	-	54.5	108.0	3695.0
99	Уренгойская	Ач <sub>13-14</sub> БУ <sub>16</sub>		ГК	-	309.7	-	-	-
676	Уренгойская	Ач <sub>13-14</sub> БУ <sub>16</sub>	3881.6-3904.4	Н	-	-	58.5	114.0	3850.0
676	Уренгойская	Ач <sub>13-14</sub> БУ <sub>16</sub>	3881.6-3904.4	Н	255.0	-	-	-	-
691	Уренгойская	Ач <sub>13-14</sub> БУ <sub>16</sub>	3670.2-3700.4	Н	1693.0	-	53.0	102.0	3680.0
692	Уренгойская	Ач <sub>13-14</sub> БУ <sub>16</sub>		ГК	-	58.6	52.1	98.0	3400.0
757	Уренгойская	Ач <sub>13-14</sub> БУ <sub>16</sub>	3597-3600.6	ГК	-	1116.0	57.4	107.0	3560.0
336	Восточно-Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3595.2-3602.0	ГК	-	691.5	52.0	108.0	3585.0
337	Восточно-Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3616.6-3618.0	ГК	-	173.6	49.1	104.0	3580.0
2_05_02	Восточно-Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>		ГК	-	300.1	57.6	104.5	-
350	Евояхинская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3593.8-3596.8	ГК	-	-	56.5	102.0	3550.0
350	Евояхинская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3593.8-3596.8	ГК	-	-	51.7	105.0	3570.0
460	Новоуренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3588.0-3650.0	ГК	-	163.2	49.9	104.0	3614.0
460	Новоуренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3588.0-3650.0	ГК	-	-	-	93.0	-
463	Новоуренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>		ГК	-	-	53.4	106.0	-
180	Самбургская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3712.6-3734.2	Н	588.0	-	39.3	104.0	3719.0
250	Самбургская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3730.8-3774.8	Н	1279.1	-	56.0	112.0	3760.0
250	Самбургская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3730.8-3774.8	Н	12.0	-	-	108.0	3730.0
102	Северо-Самбургская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3972.0-4045.0	Н	-	-	-	-	-
262	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3560.8-3585.6	ГК	-	302.4	54.8	97.0	3530.0
264	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3541.8-3576.2	ГК	-	427.9	49.0	100.0	3542.0
265	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3522.2-3561.4	ГК	-	517.5	53.7	98.0	3534.0
270	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3554.0-3575.2	ГК	-	329.0	54.8	103.0	3100.0
283	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3554.4-3587.8	ГК	-	325.1	63.8	127.0	3400.0
284	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3568.2-3583.6	ГК	-	-	48.5	93.0	3550.0
285	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3585.0-3604.4	ГК	-	735.0	60.3	105.0	3600.0
290	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3749.0-3763.4	ГН	-	-	60.2	106.5	3750.0

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
291	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3729.0- 3740.6	Н	378.6	-	47.8	104.0	3710.0
400	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3587.2- 3673.4	ГК	-	401.0	49.8	103.5	3540.0
400	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3587.2- 3673.4	ГК	-	336.3	56.8	110.0	-
400	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3587.2- 3673.4	ГК	127.8	-	44.5	92.0	-
400	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3587.2- 3673.4	ГК	-	-	44.3	-	-
409	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3601.6- 3666.4	ГК	-	280.8	50.4	110.1	3650.0
409	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3601.6- 3666.4	ГК	-	302.0	52.2	109.5	3617.0
412	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3582.2- 3635.4	ГК	-	326.0	53.2	102.5	3540.0
413	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3537.8- 3578.2	ГК	-	373.2	55.8	101.0	3530.0
419	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>		ГК	-	-	60.2	-	-
419	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>		ГК	-	-	60.2	-	-
419	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3540.8- 3576.6	ГК	-	-	59.0	100.0	3550.0
419	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3540.8- 3576.6	ГК	-	602.0	59.0	100.0	3550.0
426	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>		ГК	-	-	53.8	111.0	-
426	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3643.0- 3687.0	ГК	-	410.9	50.9	110.5	3590.0
434	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>		ГК	-	-	61.3	109.0	-
440	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3634.0- 3672.0	ГК	-	370.4	48.2	110.0	3570.0
440	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3634.0- 3672.0	ГК	-	403.1	55.1	106.0	3665.0
441	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3586.4- 3647.2	ГК	-	421.3	52.0	111.5	3515.0
442	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3559.8- 3582.4	ГК	-	282.0	52.3	110.0	3550.0
442	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3559.8- 3582.4	ГК	-	-	58.6	-	-
443	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3572.2- 3653.6	ГК	-	-	52.4	114.0	3600.0
443	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3572.2- 3653.6	ГК	-	395.0	50.2	114.0	3550.0
443	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3572.2- 3653.6	ГК	-	253.4	35.5	105.0	3550.0
448	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3617.0- 3675.8	ГК	-	538.0	49.4	106.0	3600.0
449	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3616.0- 3691.6	ГК	-	274.0	52.3	107.0	3650.0
449	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3616.0- 3691.6	ГК	-	275.5	-	107.0	3650.0
449	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3616.0- 3691.6	ГК	-	-	52.3	-	-
450	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3594.6- 3626.4	ГК	-	288.7	53.1	109.0	-
451	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3606.8- 3670.6	ГК	-	320.0	-	-	-

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
452	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3584.2- 3595.2	ГК	-	347.0	52.4	109.0	3580.0
656	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3662.2- 3719.4	ГК	-	366.0	64.5	102.0	3700.0
656	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3662.2- 3719.4	ГК	-	247.0	64.5	102.0	3600.0
657	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3558- 3579.6	ГК	-	419.8	60.3	104.0	-
658	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3641.6- 3663.2	ГН	-	-	59.6	106.5	3470.0
670	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3579.2- 3601.8	ГК	-	613.0	56.6	110.0	3500.0
671	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3666.0- 3685.2	Н	1338.9	-	59.5	103.0	3670.0
672	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3564.4- 3572.8	ГК	-	179.0	52.3	103.0	3570.0
674	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3559.0- 3614.6	ГН	177.0	-	52.8	102.8	3550.0
675	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3519.8- 3531.8	ГК	-	596.7	60.3	105.0	3500.0
678	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3743.0- 3760.8	Н	-	-	52.6	109.5	3730.0
678	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3743.0- 3760.8	Н	-	-	52.6	109.5	3730.0
693	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3630.6- 3675.6	ГК	-	510.0	59.9	108.0	3650.0
693	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3630.6- 3675.6	ГК	-	503.0	59.9	108.0	3650.0
694	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3629.4- 3654.0	Н	1560.0	-	53.7	105.0	3500.0
703	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3562.8- 3595.0	ГК	-	359.0	60.4	104.0	3650.0
705	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3694.8- 3735.2	ГК	-	640.8	57.2	103.0	3670.0
706	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3646.8- 3689.8	ГК	-	397.0	54.4	109.0	3615.0
706	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3646.8- 3689.8	ГК	-	286.4	54.8	109.0	3615.0
707	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3702.4- 3769.0	ГК	-	643.0	61.6	108.0	3700.0
707	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3702.4- 3769.0	ГК	-	607.0	61.3	108.0	3730.0
707	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3702.4- 3769.0	ГК	-	549.0	60.1	108.0	3730.0
708	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3583.0- 3594.6	ГК	-	431.0	56.9	108.0	3585.0
712	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3630.2- 3641.2	ГК	-	659.0	56.9	105.0	3600.0
713	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3552.2- 3554.0	ГК	-	449.0	58.2	103.0	3550.0
716	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3675.2- 3758.4	ГК	-	181.0	60.2	107.0	3700.0
716	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3675.2- 3758.4	ГК	-	155.0	58.8	105.0	3702.0
718	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3573.8- 3598.4	ГК	-	-	53.7	104.5	3550.0



Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
719	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3706.6- 3756.8	ГК	-	658.0	52.2	109.0	3740.0
719	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3706.6- 3756.8	ГК	-	650.0	50.3	109.0	3680.0
719	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3706.6- 3756.8	ГК	-	703.0	50.1	109.0	3680.0
720	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3583.4- 3584.4	ГК	-	251.0	60.4	104.0	3560.0
723	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3605.4- 3609.2	ГК	-	456.0	56.1	108.0	3605.0
724	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3616.8- 3628.8	ГК	-	563.0	51.8	105.0	3600.0
726	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3610.6- 3631.0	ГК	-	410.0	53.9	105.0	3600.0
727	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3721.0- 3760.0	ГК	-	452.0	58.9	108.0	3700.0
727	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3721.0- 3760.0	ГК	-	458.0	58.9	108.0	3700.0
727	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3721.0- 3760.0	ГК	-	459.0	59.0	108.0	3700.0
727	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3670.2- 3704.2	ГК	-	464.0	58.2	105.0	3650.0
727	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3670.2- 3704.2	ГК	-	474.0	58.3	105.0	3650.0
728	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3549.4- 3569.6	ГК	-	575.4	56.8	104.0	3570.0
729	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3657.4- 3722.2	ГК	-	229.0	60.6	105.0	-
729	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3657.4- 3722.2	ГК	-	198.0	58.2	103.0	-
732	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3578.6- 3619.0	ГК	-	477.0	59.5	104.5	3617.0
732	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3578.6- 3619.0	ГК	-	309.7	59.8	103.0	3550.0
733	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3617.6- 3688.4	ГК	-	450.0	60.3	106.0	3640.0
733	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3617.6- 3688.4	ГК	-	507.0	59.0	106.0	3615.0
733	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3617.6- 3688.4	ГКН	-	482.0	54.1	100.0	3550.0
736	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3536.5- 3550.5	ГК	-	210.0	55.3	103.0	3500.0
737	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3762.8- 3799.6	ГК	-	-	63.7	110.0	3745.0
738	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3696.8- 3762.4	ГК	-	748.3	60.2	107.0	3720.0
738	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3696.8- 3762.4	ГК	-	418.4	60.0	105.0	3680.0
741	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3682.4- 3781.4	ГК	-	486.6	60.8	110.0	3725.0
741	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3682.4- 3781.4	ГК	-	375.5	60.7	110.0	3720.0
741	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3682.4- 3781.4	ГК	-	340.5	59.3	110.0	3650.0
743	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3673.4- 3751.8	ГК	-	253.5	53.4	106.0	3720.0

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
743	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3673.4- 3751.8	ГК	-	244.0	52.7	105.0	3700.0
743	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3673.4- 3751.8	ГК	-	273.5	58.1	104.0	3650.0
745	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3707.6- 3791.0	ГК	-	358.1	60.4	109.0	3730.0
745	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3707.6- 3791.0	ГК	-	329.3	60.0	106.0	3670.0
746	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3589.2- 3593.4	ГК	-	454.5	59.1	103.0	3570.0
755	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3679.2- 3759.0	ГК	-	448.9	60.2	105.0	3750.0
756	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3726.4- 3787.6	ГК	-	798.5	59.9	104.1	-
756	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3726.4- 3787.6	ГК	-	1128.8	58.6	107.0	3690.0
757	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3684.0- 3765.8	ГК	-	375.3	54.9	107.0	3731.0
778	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3569.6- 3612.2	ГК	-	359.0	59.1	104.0	3530.0
20500	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>		ГК	-	635.0	57.1	-	-
1_12_01	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>		ГК	-	279.6	61.2	92.0	3685.0
1_13_02	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>		ГК	-	318.2	54.6	-	-
1_13_03	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>		ГК	-	287.7	53.1	-	3639.0
1-21_02	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3740.0- 3858.0	ГК	-	133.0	52.3	99.3	3700.0
1-21_03	Уренгойская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>		ГК	-	216.7	45.3	-	-
95	Хайяхинская	Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	3557.6- 3584.0	ГК	-	502.5	60.2	104.0	3555.0
304	Восточно- Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3592.8- 3633.8	ГК	-	279.0	53.2	102.0	3565.0
304	Восточно- Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3592.8- 3633.8	ГК	-	309.5	53.2	102.0	3575.0
306	Восточно- Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3624.4- 3645.0	ГК	-	406.8	57.3	107.0	3600.0
336	Восточно- Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3627.2- 3691.6	ГК	-	477.0	55.2	110.0	3620.0
336	Восточно- Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3627.2- 3691.6	ГК	-	541.0	55.2	109.0	3600.0
336	Восточно- Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3627.2- 3691.6	ГК	-	-	-	-	-
336	Восточно- Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3627.2- 3691.6	ГК	-	421.0	60.6	96.0	3640.0
800	Восточно- Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3641.6- 3691.2	ГК	-	518.7	56.2	109.0	3585.0
800	Восточно- Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3641.6- 3691.2	ГК	-	-	-	-	-
800	Восточно- Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3641.6- 3691.2	ГК	-	325.6	56.4	97.3	3550.0
801	Восточно- Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3640.4- 3698.6	ГК	-	468.7	63.1	95.0	-
804	Восточно- Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3607.8- 3680.6	ГК	-	454.7	59.6	104.5	3590.0
807	Восточно- Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3601.0- 3677.0	ГК	-	344.2	62.4	102.0	-
2_10_02	Восточно- Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>		ГК	-	-	58.9	95.0	3634.0

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
180	Есетинская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3643.6- 3661.4	ГКН	-	372.8	56.0	107.0	3635.0
181	Есетинская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3648.0- 3712.0	ГК	-	449.0	-	-	-
702	Нижнепурская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3861.8- 3885.0	Н	1311.0	-	52.5	115.0	3880.0
705	Нижнепурская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3882.8- 3890.8	Н	5.0	-	-	-	3860.0
706	Нижнепурская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3891.2- 3907.0	Н	977.0	-	65.8	109.0	3860.0
706	Нижнепурская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3863.2- 3879	Н	8.0	-	-	108.0	3860.0
180	Самбургская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3775.0- 3788.8	Н	831.0	-	-	-	-
180	Самбургская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3798.8- 3811.8	Н	436.0	-	55.4	110.0	3800.0
182	Самбургская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3688.6- 3690.4	Н	1472.0	-	48.5	107.0	3670.0
250	Самбургская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3795.0- 3814.2	Н	1578.9	-	56.4	112.0	3790.0
251	Самбургская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3734.0- 3765.0	Н	947.4	-	60.3	105.0	3700.0
253	Самбургская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3737.8- 3752	ГН	1255.0	-	56.5	114.0	3650.0
254	Самбургская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3750.4- 3754.6	Н	33.0	-	58.6	107.0	3730.0
257	Самбургская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3744.2- 3768.2	ГКН	-	-	58.6	107.0	3730.0
257	Самбургская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3744.2- 3768.2	ГКН	-	446.0	58.7	107.0	3730.0
258	Самбургская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3801.2- 3818.4	ГКН	-	427.0	59.3	108.5	3800.0
300	Северо- Есетинская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3706.0- 3741.0	ГК	-	467.8	55.4	107.0	3720.0
300	Северо- Есетинская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3706.0- 3741.0	ГК	-	497.4	56.5	107.0	3720.0
101	Северо- Самбургская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	4016.2- 4059.2	Н	223.8	-	62.6	115.0	4020.0
101	Северо- Самбургская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	4016.2- 4059.2	Н	281.1	-	63.7	112.0	4030.0
101	Северо- Самбургская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3986- 4013	Н	351.0	-	63.7	112.0	-
264	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3588.8- 3606.2	ГК	-	563.0	56.1	101.0	3550.0
672	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3590.6- 3621.4	ГК	-	260.0	47.3	112.0	3612.0
672	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3590.6- 3621.4	ГК	-	259.1	48.2	102.0	3600.0
693	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3686.4- 3711	ГК	-	-	60.5	103.0	3680.0
696	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3552.4- 3620.6	ГК	-	316.0	43.2	103.4	3580.0
696	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3552.4- 3620.6	ГК	-	328.0	50.8	101.0	3488.0
705	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3745.6- 3774.4	ГК	-	518.0	58.4	102.0	3700.0
705	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3745.6- 3774.4	ГК	-	532.0	57.6	102.0	3700.0
705	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3745.6- 3774.4	ГК	-	540.0	59.5	102.0	3700.0

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
708	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3606.8- 3646.4	ГК	-	427.1	56.6	108.0	3630.0
710	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3600.4- 3658.8	ГК	-	690.0	57.9	105.0	3640.0
711	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3603.8- 3676.8	ГК	-	534.0	59.5	107.0	3670.0
711	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3603.8- 3676.8	ГК	-	514.0	59.3	108.0	3620.0
711	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3603.8- 3676.8	ГК	-	524.0	59.0	107.0	3660.0
712	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3659.6- 3713.0	ГК	-	473.0	58.0	110.0	3700.0
712	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3659.6- 3713.0	ГК	-	470.0	58.1	110.0	3700.0
712	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3659.6- 3713.0	ГК	-	557.0	57.4	109.0	3650.0
712	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3659.6- 3713.0	ГК	-	558.0	57.3	108.0	3630.0
713	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3586.6- 3678.8	ГК	-	363.0	59.5	109.0	3670.0
713	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3586.6- 3678.8	ГК	-	347.0	59.3	108.5	3660.0
713	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3586.6- 3678.8	ГК	-	339.0	59.2	108.0	3650.0
713	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3586.6- 3678.8	ГК	-	318.0	59.0	106.0	3620.0
713	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3586.6- 3678.8	ГК	-	462.0	58.7	104.0	3580.0
719	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3775.2- 3813.2	ГК	-	505.0	58.2	109.0	3750.0
719	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3775.2- 3813.2	ГК	-	684.0	57.6	109.0	3760.0
720	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3604.8- 3687.4	ГК	-	332.0	61.1	106.0	3600.0
720	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3604.8- 3687.4	ГК	-	382.0	58.6	105.0	3646.0
720	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3604.8- 3687.4	ГК	-	529.0	60.9	105.0	3600.0
720	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3604.8- 3687.4	ГК	-	502.0	61.0	105.0	3600.0
720	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3604.8- 3687.4	ГК	-	429.0	61.0	105.0	3560.0
720	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3604.8- 3687.4	ГК	-	236.6	61.1	106.0	3600.0
722	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3619.6- 3697.6	ГКН	-	424.0	59.6	109.0	3680.0
722	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3619.6- 3697.6	ГКН	-	373.0	59.2	108.0	3630.0
722	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3619.6- 3697.6	ГКН	-	414.0	59.3	106.0	3600.0
723	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3635.2- 3689.6	ГК	-	418.0	53.7	110.0	3680.0
724	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3645.2- 3689.6	ГК	-	514.0	59.4	108.0	3680.0
724	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3645.2- 3689.6	ГК	-	424.0	59.3	108.0	3620.0
726	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3640.2- 3695	ГК	-	299.0	49.8	105.0	3600.0
726	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3640.2- 3695	ГК	-	428.0	47.7	105.0	3620.0

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
728	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3580- 3597.2	ГК	-	537.2	52.3	102.0	3550.0
732	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3629.6- 3651.6	ГК	-	333.0	59.3	105.0	3650.0
732	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3629.6- 3651.6	ГК	-	332.0	61.9	105.0	3643.0
736	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3563.7- 3593.1	ГК	-	-	56.1	106.0	3580.0
736	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3563.7- 3593.1	ГК	-	-	55.4	103.0	3500.0
737	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3816.2- 3835.2	ГК	-	-	54.2	114.0	3800.0
738	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3775.8- 3881.8	ГК	-	-	57.6	109.0	3740.0
742	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3679.0- 3736.0	ГК	-	600.3	58.1	104.2	3670.0
745	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3806.8- 3814	ГК	-	347.9	60.4	108.0	3820.0
746	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3625.6- 3718.0	ГК	-	613.2	59.4	105.0	3650.0
746	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3625.6- 3718.0	ГК	-	516.4	58.7	105.0	3650.0
746	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3625.6- 3718.0	ГК	-	506.0	55.8	105.0	3650.0
778	Уренгойская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3622.8- 3658.0	ГК	-	791.0	61.8	106.0	3550.0
92	Хайяхинская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>		ГК	-	336.0	60.6	110.0	-
92	Хайяхинская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>		ГК	-	444.0	58.8	103.0	-
92	Хайяхинская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>		ГК	-	436.0	58.5	106.0	-
92	Хайяхинская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3608.4- 3636.0	ГК	-	444.0	57.6	106.0	3630.0
92	Хайяхинская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3608.4- 3636.0	ГК	-	-	57.3	-	-
95	Хайяхинская	Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	3628.2- 3629.8	ГК	-	-	59.6	104.0	3600.0
180	Есетинская	Ач <sub>17</sub> БУ <sub>21</sub>	3739.0- 3749.2	ГК	-	278.0	59.0	110.0	3710.0
702	Нижнепурская	Ач <sub>17</sub> БУ <sub>21</sub>	3942.8- 3960.6	Н	817.7	-	55.9	111.0	3900.0
705	Нижнепурская	Ач <sub>17</sub> БУ <sub>21</sub>	3940.2- 3991.4	Н	564.0	-	68.2	116.0	3900.0
300	Северо- Есетинская	Ач <sub>17</sub> БУ <sub>21</sub>	3766.2- 3794.8	ГК	-	374.4	56.1	110.0	3820.0
302	Северо- Есетинская	Ач <sub>17</sub> БУ <sub>21</sub>	3733.6- 3765.8	ГК	-	180.0	55.3	110.0	3735.0
302	Северо- Есетинская	Ач <sub>17</sub> БУ <sub>21</sub>	3733.6- 3765.8	ГК	-	199.6	55.3	110.0	3735.0
92	Хайяхинская	Ач <sub>17</sub> БУ <sub>21</sub>	3727.8- 3741.6	ГК	-	366.0	59.4	110.0	3740.0
180	Есетинская	Ач <sub>18</sub> БТ <sub>12-13</sub>	3800.4- 3831.4	ГК	-	363.3	58.8	109.0	3740.0
302	Северо- Есетинская	Ач <sub>18</sub> БТ <sub>12-13</sub>	3788.4- 3843.6	ГК	-	214.6	54.3	113.0	3760.0

На схеме распределения современных температур также отмечаются зоны максимальных значений в районе Северо-Самбургского, Северо-Пуровского и Ен-Яхинского месторождений, в районе скв. 676 Уренгойского месторождения (более 110<sup>0</sup>С), фоновое значение температур – 100-110<sup>0</sup>С. Температура уменьшается на восток от Северо-Пуровского месторождения и на запад от Уренгойского месторождения.

Значения пластовых температур и давлений на глубинах 3500-3750 м практически постоянно (преобладающий интервал температур 100-110<sup>0</sup>С, давлений 50-60МПа), с глубины 3750 м происходит заметное их увеличение (рисунок 4.2).

Газоконденсатный фактор изменяется в среднем от 200 до 500 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, реже достигает 800 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> на глубинах 3600 и 3700 м. Газовый фактор заметно уменьшается с глубиной и с ужесточением термодинамических условий (см. рисунок 4.2).

Влияние термодинамических условий на фазовое состояние углеводородов в залежах Западной Сибири изучено многими исследователями (Конторовичем А.Э. и др., 1996г., 1967г.; Наливкиным В.Д., Сверчковым Г.П., 1969 г.; Вышемирским В.С., 1963 г.; Гурари Ф.Г., Карогодиным Ю.Н., Зиминим Ю.Г., 1970 г. и др.). Как правило, в нормальных условиях с увеличением глубины залегания и температуры нефтяные залежи сменяются газонефтяными, газоконденсатными и чисто газовыми [37, 51, 53, 95 и др.]. В Восточно-Уренгойской зоне ситуация обратная: с глубиной и ужесточением термобарических условий фазовый состав УВ сырья изменяется от газоконденсатного до нефтяного. В интервале глубин 3500-3810 м наблюдается смешанный состав УВ сырья; с глубины 3850 м – нефтяной.

Газоконденсатные залежи прослеживаются в интервале температур 92-114<sup>0</sup>С, давлении 46-62МПа; залежи смешанного состава УВ в интервале температур 100-115<sup>0</sup>С и давления от 48 до 62МПа; чисто нефтяные залежи преобладают в интервале температур 105-116<sup>0</sup>С и давлениях более 52МПа (см. рисунок 4.2).

В плане по фазовому составу изучаемая территория делится на две зоны: в северной части (Самбургское, Северо-Самбургское, Непонятное) – преимущественно нефтяные залежи, в юго-восточной – преимущественно газоконденсатные залежи (рисунок 4.3).

Глубина залегания ачимовской толщи в районе Самбургского и Северо-Самбургского, Непонятного месторождений увеличивается до 4100 м, на этой глубине фиксируются нефтяные залежи.

Следовательно, в юго-восточной части исследуемого района преобладают газоконденсатные и газоконденсатнонефтяные залежи, на север происходит увеличение глубины залегания, ужесточение термобарических условий и преобладают нефтяные залежи. Аналогичные данные получены в работах Бочкарева В.С. и др. для триасовых отложений Западной Сибири [21, 22, 24] и Дагестана (1977г.; 2001г.), также Митина Н.Е. для Западного Предкавказья (1975г.) и др.

С увеличением АВПД, температур и глубины залегания отложений происходит смещение генерации УВ сырья в сторону жидкой фазы.

Весьма актуальное значение в настоящее время при возрастающем бурении глубоких и сверхглубоких скважин имеет исследование воздействия высоких давлений и температур на коллекторские свойства пород.

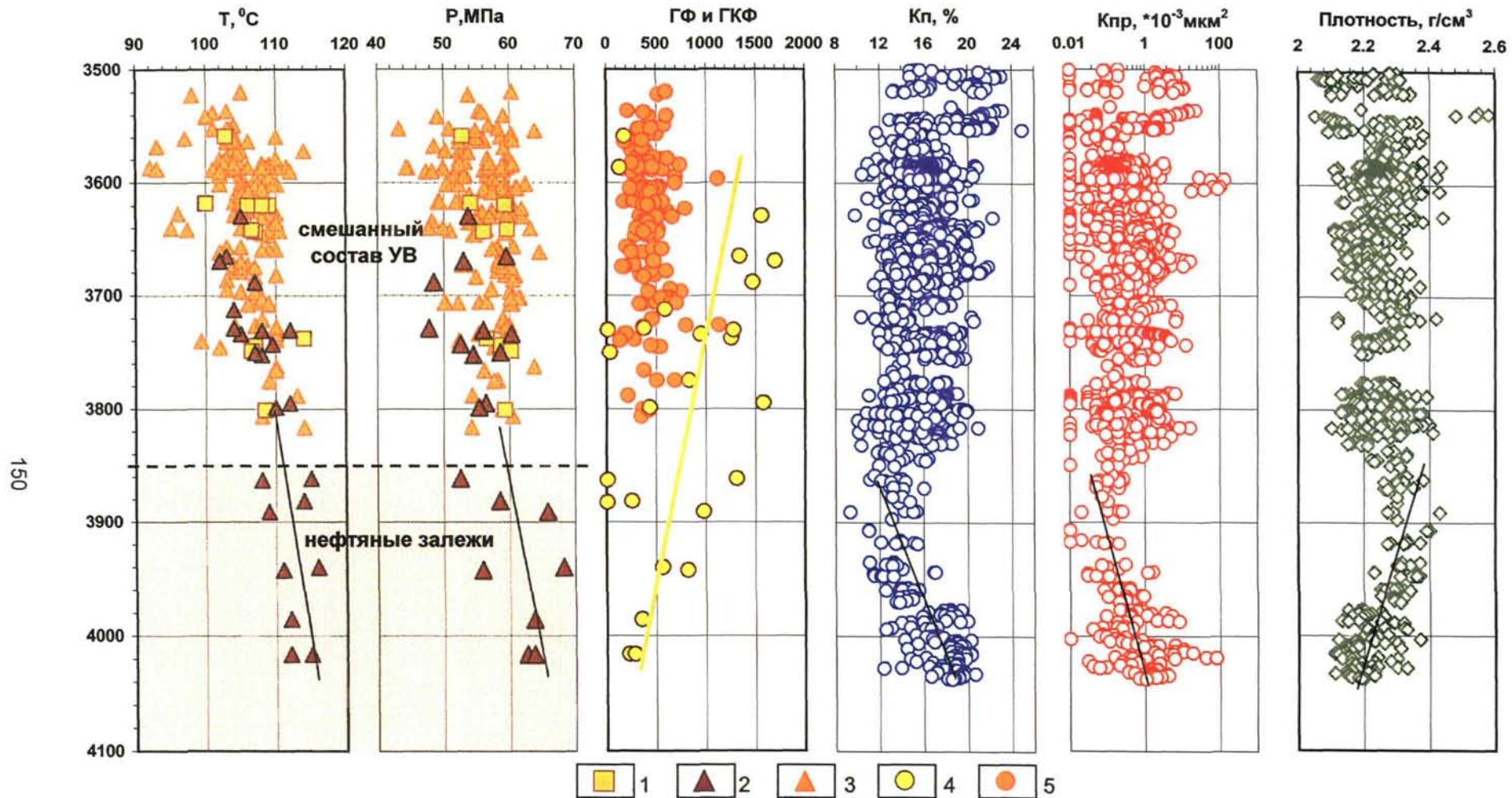


Рисунок 4.2 - Изменение температуры (а), давления (б), газового и газоконденсатного факторов (в), открытой пористости (г), проницаемости (д) и плотности (е) с глубиной в разрезе ачимовской толщи (составила Храмова А.В., 2005г.).  
 Залежи: 1 – газоконденсатные с нефтяной оторочкой; 2 – нефтяные; 3 – газоконденсатные; 4 – газовый фактор, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; 5- газоконденсатный фактор, см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>

Изучению этого вопроса посвящены работы Добрынина В.М., 1965 г., 1970 г.; Авчяна Г.М., 1972 г.; Петрова Л.П., 1967 г.; Афиногорова Ю.А., 1972 г.; Мирчинк М.Ф., Сонич В.П., Ильина В.М.[72]; Дороговицкой Л.М.[43] и др.

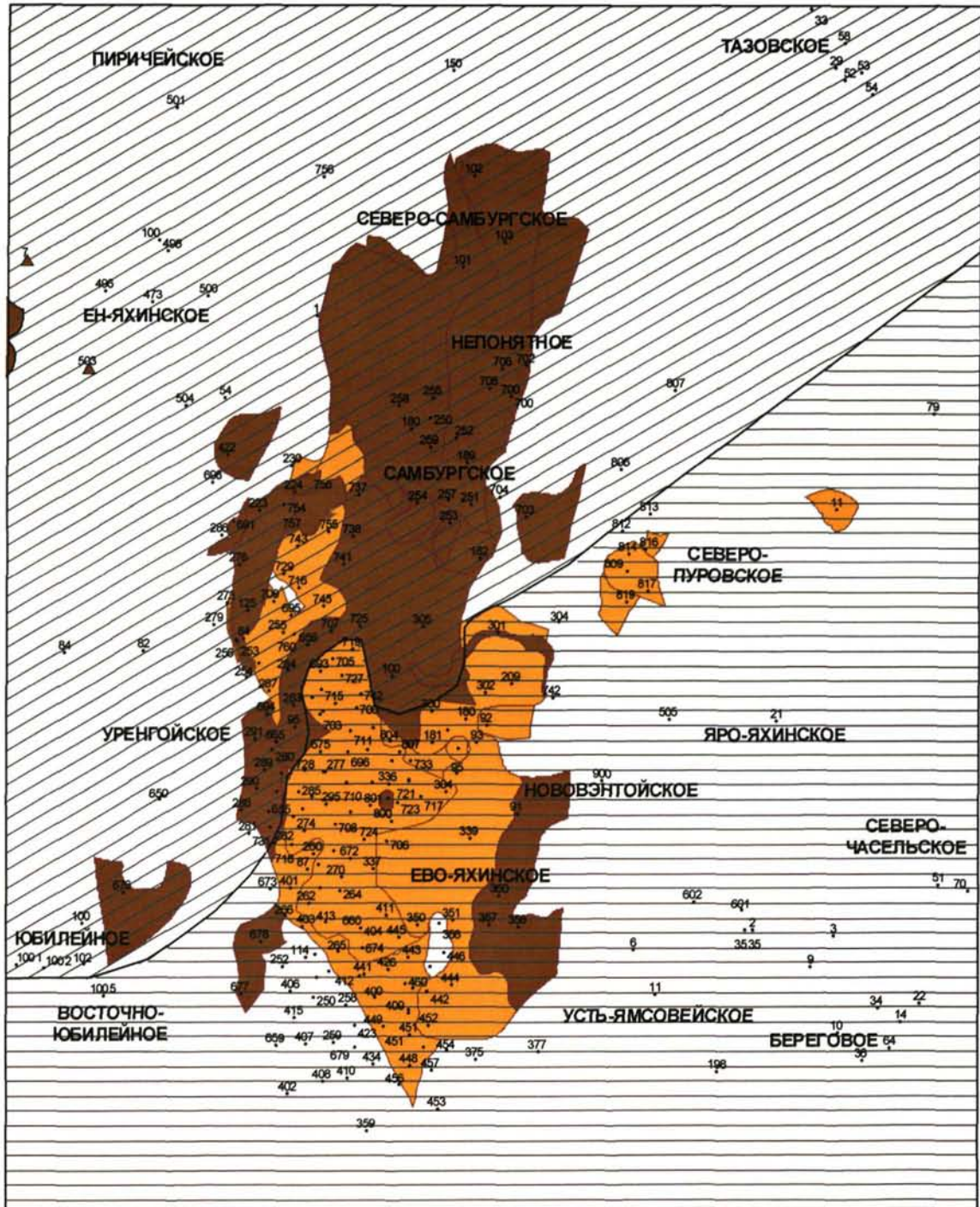


Рисунок 4.3 - Схема изменения фазового состава УВ сырья в залежах ачимовской толщи разных клиноформ Восточно-Уренгойской зоны (Бородкин В.Н., Храмцова А.В., 2004г)  
 1 – нефть; 2 – газоконденсат; 3 – промышленные притоки нефти; зоны преимущественного распространения: 4 – газоконденсатных залежей; 5 – нефтяных залежей



Л.П. Петров (1967 г.) пришел к выводу, что пористость резко уменьшается при давлении до 30-40 МПа, при дальнейшем увеличении давления этот параметр изменяется незначительно. По данным Авчяна Г.М. и Стефанкевича З.Б. (1974 г.) наиболее интенсивное изменение пористости наблюдаются до 40-50 МПа, при ее дальнейшем увеличении изменения пористости становятся незначительными.

К аналогичным выводам также и в отношении проницаемости пришли И. Фетт и Д. Дэвис, В.М. Добрынин, Я.Р. Морозович, И.А. Бурлаков и др. Большинство исследователей отмечали, что проницаемость изменяется в зависимости от давления в значительно большей степени, чем пористость [1, 50, 104, 120 и др.].

Мухиным В.Б. и Доброквашиним И.А. (1975 г.) при изучении девонских песчаных пород Нижнего Поволжья получено следующее: при давлении 60 МПа изменение пористости не превышает 1-2%, проницаемости 25-60%. Наибольшее снижение проницаемости наблюдается у глинистых низкопроницаемых песчаников. Этим можно объяснить достаточно высокие значения пористости и низкие значения проницаемости (преобладают VI, V классы коллекторов) в пределах Восточно-Уренгойской зоны.

В экспериментальных работах о влиянии температуры на коллекторские свойства однозначное суждение пока отсутствует. По данным Бермана Л.Б. и Неймана В.С. (1966 г.) параметр пористости при нагревании до 80<sup>0</sup>С остается неизменным. В исследованиях Добрынина В.М., Шишигина С.И. и др. указывается о небольшом влиянии температуры (до 100<sup>0</sup>С) на коллекторские свойства песчаников [104].

Температура пород ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны 100-110<sup>0</sup>С, поэтому можно сделать вывод о незначительном ее влиянии на коллекторские свойства пород.

Основное влияние температурного фактора сказывается на тепловом расширении твердой и жидкой фаз коллектора.

В результате температурных изменений объем нефти возрастает в 200 раз по сравнению с объемом порового пространства, а углеводородные газы обуславливают ещё большее изменение объемных соотношений [36, 40]. Поэтому, увеличение температуры приводит к увеличению давления. В результате реакций пород и флюидов на изменение температуры в замкнутом резервуаре формируются зоны разуплотнения. Следовательно, общий тепловой эффект можно представить как относительное увеличение пор.

В работах Александрова Б.Л. [3], Мулина В.Б., Карпова П.А., Доброквашина И.А. и др. указывается на увеличение параметра пористости только в чисто кварцевых песчаниках с каолиновым цементом. Марморштейн Л.М. и Меклер Ю.Б. (1973 г.) установили, что в песчаниках с хлорит-гидрослюдистым цементом после приложенного давления (60 МПа) существенного изменения в структуре порового пространства не наблюдается. Породы ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны с хлорит-гидрослюдистым цементом, аркозового состава.

На рисунке 4.2 показаны изменения коллекторских свойств пород с глубиной в зависимости от давления и температуры. Пористость пород в зонах АВПД на глубинах 3500-4200 м достаточно высокая 20-24%, по проницаемости выделяются VI, V, IV классы коллекторов (см. рисунок 4.2).

Как видно из рисунка 4.2 пористость и проницаемость уменьшаются с увеличением плотности пород. В интервале глубин 3850-3910 м отмечаются низкие значения коллекторских свойств, высокие значения плотности пород. С

глубины 3910 м наблюдаются значительные увеличения коллекторских свойств пород с уменьшением плотности и максимальных значениях температуры и давления. Отмечаются слабые корреляционные связи коллекторских свойств от давления и температуры (рисунок 4.4).

Экспериментальные работы по 22 образцам ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>20</sub>, показывают, что при перепадах давления от 17 до 50 МПа пористость пород увеличивается (рисунок 4.5).

Аналогичные данные приводятся в работе Лебедева Б.А. и Червякова И.Б. для Восточно-Уренгойской зоны, где показано, что при максимальных перепадах давления происходит раскрытие трещин и увеличение проницаемости пород.

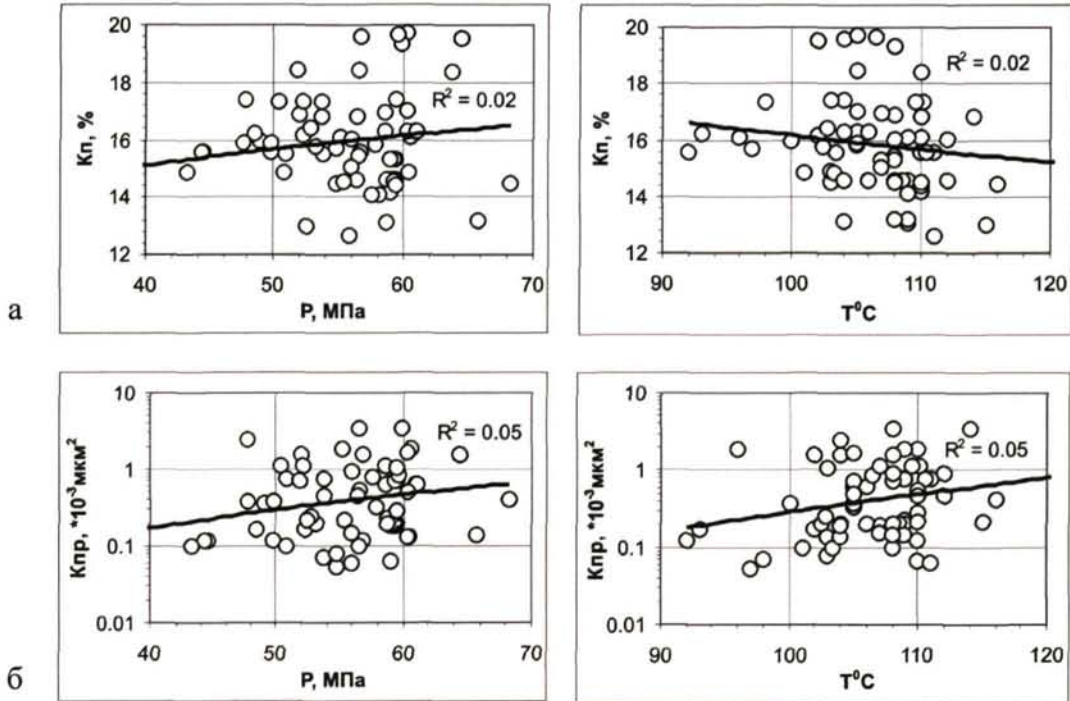


Рисунок 4.4 - Графики зависимости открытой пористости (а) и проницаемости (б) от давления и температуры

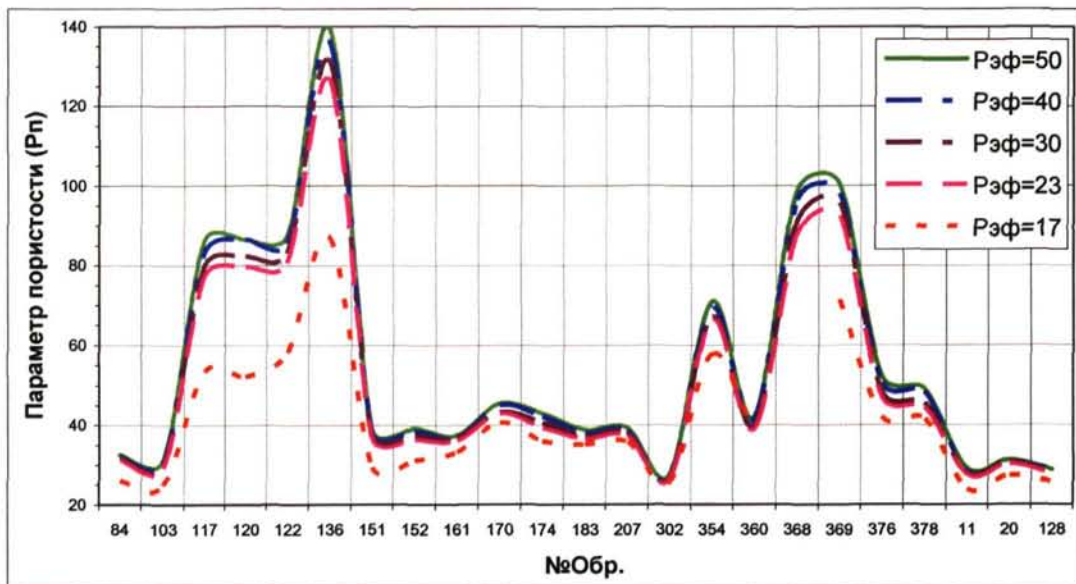


Рисунок 4.5 - Изменения параметра пористости с увеличением давления в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>20</sub> (по данным ТюменьНИИГипрогаз)

Многие исследователи отмечают сохранение достаточно высоких коллекторских свойств пород в зонах АВПД, так как с этими зонами связаны процессы разуплотнения пород и трещиноватости. Также наличие хлоритовых пленок в песчаниках уменьшает процесс уплотнение пород.

С зонами уплотнения соседствуют зоны разуплотнения. Зоны разуплотнения связаны с выщелачиванием, растворением кальцита, перекристаллизацией минералов, дегидротацией монтмориллонита. В зонах водонефтяных контактов на многих месторождениях Уренгойского района в цементе кварцсодержащих песчаников развивается регенерация зерен, появляется аутигенный каолинит.

Процесс формирования зон разуплотнения сопровождается освобождением межплоскостной воды, увеличением насыщенности пород флюидами, возрастанием пористости, проницаемости. Усиливаются явления осмотических перетоков. На примере ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>20</sub> показаны схематически зоны разуплотнения пород, выделенные по петрографическому описанию шлифов (рисунок 4.6). Наиболее ярко разуплотнение пород пласта прослеживается с юга на север, в районах расположения скважин 409, 443, 265, 670, 710, 290, 693. В ряде скважин, таких как 443 и некоторых других отмечается неравномерное, как бы послойное разуплотнение, чередование разуплотненных прослоев с уплотненными.

Прослои с разуплотнением характеризуются очень низким содержанием глинистого цемента, а иногда даже его отсутствием, очень слабо развитыми процессами регенерации кварца и вторичного минералообразования, за исключением хлоритовых пленок с крустификационной структурой (скв. 409), много открытых пор. В скважине 733, 722 Уренгойской площади и других вскрыты зоны разуплотнения, поднят рыхлый керн.

Исходя из этого, можно сделать вывод, что АВПД препятствует уменьшению пористости не только противодействием литостатическим нагрузкам, но и торможением процессов катагенетического минералообразования.

Давление оказывает большое влияние на процессы растворения пород и, прежде всего карбонатных.

Доказательством того, что исследуемые отложения испытывали растворение под давлением, является образование конформных, инкорпорационных контактов между зернами обломочного материала, коррозия и регенерация зерен кварца. С

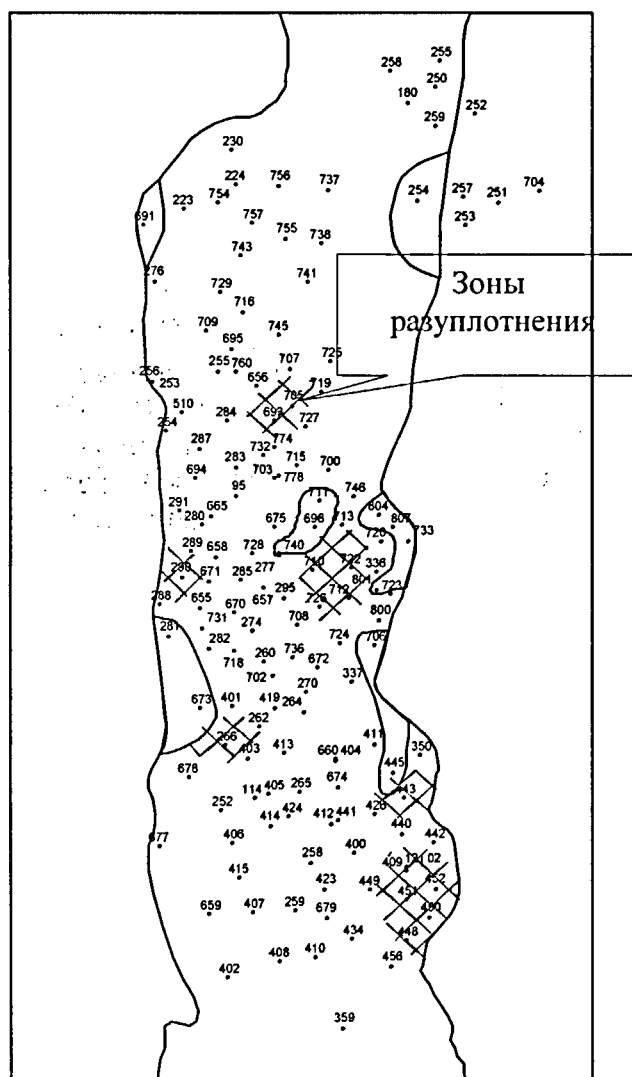


Рисунок 4.6 - Схема развития зон разуплотнения в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>20</sub>

одной стороны, усложняется строение порового пространства и снижается проницаемость пород, с другой, наблюдается и обратное явление, когда процессы растворения несколько улучшают пористость пород, появляются новые поры.

Таким образом, АВПД способствует сохранению и увеличению пористости и образованию вторичной емкости.

#### **Выводы:**

1. С глубиной фиксируется увеличение пластовых давлений и температур, максимальные значения на глубине более 3800 м в районе Северо-Самбургского и Северо-Пуровского месторождений. Ужесточение термобарических условий в пределах Восточно-Уренгойской зоны сопровождается увеличением нефти в залежах ачимовской толщи.
2. В юго-восточной части исследуемого района преобладают газоконденсатные и газоконденсатнонефтяные залежи, на север происходит увеличение глубины залегания, ужесточение термобарических условий и преобладают нефтяные залежи.
3. АВПД препятствует уменьшению пористости (противодействует уплотнению, тормозит процессы катагенетического минералообразования) и является причиной образования вторичной емкости (растворение под давлением, трещиноватость, разуплотнение пород). Экспериментальные данные для пород ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны ТюменьНИИГипрогаза и Лебедева Б.А. показывают увеличение пористости и проницаемости пород при перепадах давления.
4. Анализируя результаты исследований, полученных для условий, близких к условиям Восточно-Уренгойской зоны (давление 50-60МПа, температура 100-110<sup>0</sup>С, аркозовые песчаники и алевролиты с гидрослюдисто-хлоритовый цементом) можно сделать вывод о большем влиянии давления, чем температуры на коллекторские свойства пород.

## 5 Нефтегазоносность и рекомендации по направлению поисково-разведочных работ в ачимовской толще Восточно-Уренгойской зоны

При описании нефтегазоносности ачимовской толщи разных клиноформ дано сопоставление индексов клиноформ с индексами пластов, приведенных в Балансе запасов. Схема нефтегазоносности и индексации ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны представлена на рисунке 5.1.

В ачимовской толще Восточно-Уренгойской зоны выявлено 38 залежей углеводородного сырья: 16 – нефтяных, 16 – газоконденсатных и 6 – газоконденсатных с нефтяными оторочками. Залежи УВ сырья от мелких до уникальных по запасам, от малодебитных до высокодебитных, пластовые, сводовые, контролируются литологическими и тектоническими экранами (таблица 5.1). Газонасыщенные толщины по скважинам изменяются от 1 до 69 м, нефтенасыщенные – 1,6-33 м. Дебиты газа варьируют в пределах 1,59-758,4 тыс. м<sup>3</sup>/сут, дебиты нефти – 1,2-168,2 м<sup>3</sup>/сут, конденсата – 2,43-195,3 м<sup>3</sup>/сут.

Наибольшими размерами (111 км х 36 км х 346 м) и повышенной продуктивностью (дебит нефти более 25 м<sup>3</sup>/сут, дебит газа более 500 тыс. м<sup>3</sup>/сут) характеризуются уникальные залежи УВ сырья ачимовской толщи клиноформ: Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> и Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>.

Залежи имеют сложное строение, контуры их часто не совпадают со сводовыми частями, поэтому определяющее значение имеют выявление и прослеживание линзовидных тел, изучение изменений литологии и коллекторских свойств в пределах каждой линзы с использованием комплекса сейсмических и скважинных данных. Выявлению линзовидных тел с учетом сейсморазведки и бурения посвящены работы многих исследователей: Брехунцова А.М., Бородкина В.Н. и др. [8, 25, 38]; Бородкина В.Н., Бочкарева В.С., Огнева А.Ф., Рысева В.В. [9]; Корнева В.А. [55]; Еханина А.Е. и Шпильман В.И. [44]; Нестерова И.И., Высоцких В.Н. и др. [77, 81]; Золотова А.Н., Лурье А.Г. и др. [49]; Кулахметова Н.Х., Никитина В.М., Ясович Г.С. [58]; Высоцкого В.Н., Ярковой Н.П. [35]; Трушкевич Р.Т. [102] и др.

Текущие извлекаемые запасы АВС<sub>1</sub>С<sub>2</sub> ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны разных клиноформ (в %) представлены на рисунке 5.1а.

Ниже приводится краткая характеристика наиболее характерных залежей УВ сырья, открытых в ачимовской толще разных клиноформ. При описании залежей использовались материалы партии подсчета запасов ОАО «СибНАЦ» [138].

### ***Залежи УВ сырья в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub>***

В составе ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub> выявлено шесть залежей УВ сырья: (основная) газоконденсатнонефтяная; газоконденсатная по насыщению, выделенная по ГИС в районе скважины 801 Восточно-Уренгойской площади (Ач<sub>6</sub>); две газоконденсатных залежи (Ач<sub>1</sub>, Ач<sub>2</sub>) Северо-Пуровского месторождения; газоконденсатная залежь в районе скв. 11 Радужной площади; нефтяная залежь на Тазовском месторождении. Залежи УВ сырья Тазовской и Радужной площадей на балансе не стоят, выявлены по испытанию скважин (см. таблицу 5.1, рисунок 5.1).

Индекс клиноформы	Индекс продуктивного пласта	Месторождение													Количество залежей в ачимовской толще:
		3-Табъяхинское	Уренгойское	Самбургское	Северо-Самбургское	Непонятное	Нижнепурское	Ново-Уренгойское	В-Уренгойское+	С-Есетинское	Есетинское	Ево-Яхинское	С-Пуровское	Радужное	
По Бородину В.Н.	По балансу запасов, (Михайлова и др., 2003г)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Ач <sub>13-14</sub> БУ <sub>16</sub>	Ач <sub>1</sub> <sup>2</sup>		1												10
	Ач <sub>1</sub> <sup>3</sup>		2												
	Ач <sub>1</sub> <sup>4</sup>	1													
	Ач <sub>1</sub> <sup>5</sup>		1												
	Ач <sub>2</sub>		2 2												
Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	Ач <sub>2</sub> <sup>2</sup>		3												7
	Ач <sub>3</sub> <sup>0</sup>	1	1												
Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	Ач <sub>3-4</sub>		3	1	1										8
	Ач <sub>3-4</sub> <sup>1</sup>			1	1										
	Ач <sub>3-4</sub> <sup>2</sup>			1	1										
	Ач <sub>5</sub> <sup>1</sup>		3	1	1	1									
Ач <sub>17</sub> БУ <sub>21</sub>	Ач <sub>5</sub> <sup>2-3</sup>		1	1	1	1									7
	Ач <sub>6</sub> <sup>0-1</sup>			1	1										
Ач <sub>18</sub> БТ <sub>12-13</sub>	Ач <sub>6</sub> <sup>0-2</sup>		2				1	2			1				6
	Ач <sub>6</sub> , Ач <sub>1</sub> , Ач <sub>2</sub>							1	1	1	1	2	1	1	
<b>Всего:</b>															<b>38</b>

Рисунок 5.1 - Схема нефтегазоносности и индексация ачимовского комплекса Восточно-Уренгойской зоны (составили Бородин В.Н., Храмцова А.В., 2004г.):

Залежи: 1 - нефтяная; 2 - газоконденсатная с нефтяной оторочкой; 3 - газоконденсатная; 4 - число залежей в ачимовской толще на месторождении

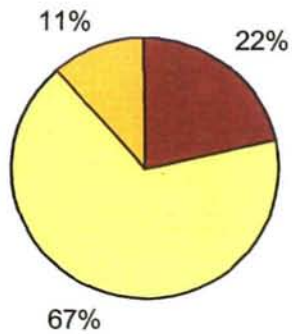
Продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
	Ач <sub>3,4</sub> <sup>1</sup>	21	Ач <sub>3,4</sub> <sup>1</sup>	Н	3687.9		3693		11.5	5	5.1							Пластовая, литол.огранич.	мелкая		Выделена по ГИС	
Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	Ач <sub>3,4</sub>	22	Ач <sub>3,4</sub> (основ.блок р-н 757, 778, 264Ур., 448 Н- Ур.)	ГНК	3441	3552		3746, 3749	111.0	12.5-28.0	308.0	5.75	498	217		195.3	5.35	39.68	10 12 6.2 8.1 10 4	Пластовая, литологич.огр. и тектон.экран.	уникаль- ная	от мало- до высоко- дебитных
		23	Ач <sub>3,4</sub> (блок 1 р-н 695Ур.)	ГК	3545			3587	5.5	1.9	42.0			213.71		18.2			11	Пластовая, тектон.экран.	мелкая	средне- дебитная
		24	Ач <sub>3,4</sub> (блок 2 р-н 255, 709Ур.)	ГК	3480			3546	11.5	1.0-7.5	66.0	8.3	13.453						8.5 12	Пластовая, сводовая литологич.и тектон.экран.	средняя	низко- дебитная
		25	Ач <sub>3,4</sub> (блок 3 р-н 284, 287,510Ур.)	ГК	3481			3515.5	7.7	8.5	35.5	2.3		59					6 8	Пластовая, сводовая тектон.экран.	мелкая	мало- дебитная
		26	Ач <sub>3,4</sub> (блок р-н 677, 678Ур.)	Н	3540		3750			19.0	4.5-9.0	210.0					3.7		957	Пластовая, сводовая литологич.и тектон.экран.		мало- дебитная
		27	Ач <sub>3,4</sub> (блок р-н 180,250Самб, 101С- Сам.)	Н	3620		3926			62.0	20.28	306.0						8.3	66.75	761 8.5	Пластовая, литологич.огрн.и тектон.экран.	крупная
	Ач <sub>3</sub> <sup>0</sup>	28	Ач <sub>3</sub> <sup>0</sup>	Н	3478.7		3704		35.0	6	12.0					1.55		705	Пластовая, сводовая, литол.замкн.	мелкая	мало- дебитная	
Ач <sub>13-14</sub> БУ <sub>16</sub>	Ач <sub>2</sub> <sup>2</sup>	29	Ач <sub>2</sub> <sup>2</sup>	ГК	3548.9		3622.6	7.0	9	54.9	11.1		2.43				4.1	Пластовая, литол.экран.	мелкая	низко- дебитная		
	Ач <sub>2</sub>	30	Ач <sub>2</sub> (р-н 757, 743 Уренг.)	ГКН	3533.4		3626		13.0	16	92.6	11.14	29.2	10.27	12.43	43.2	168.2	4.1 8.3 8 1145	Пластовая, сводовая, литол.экран.	средняя	мало-, средне- дебитная	
		31	Ач <sub>2</sub> (р-н 256 Уренг.)	ГКН	3420	3454	3467		14.0	6	47.0	57.21	257.1	15.5		11.04		12.6 12.5	Пластовая, литол.экран.	средняя	мало-, средне- дебитная	
		32	Ач <sub>2</sub> (р-н 255 Уренг.)	ГК	3400		3434		6.0	4.7	43.0								Пластовая, литол.экран.	мелкая		ГБК определен по ГИС
		33	Ач <sub>2</sub> (р-н 287 Уренг.)	ГК	3380		3433		8.0	1.1-3.7	53.0								Пластовая, литол.экран.	мелкая		
	Ач <sub>1</sub> <sup>5</sup>	34	Ач <sub>1</sub> <sup>5</sup>	Н	3568.2		3613		6.5	11	44.8				"сухо"				Пластовая, литол.огранич.	мелкая		
	Ач <sub>1</sub> <sup>4</sup>	35	Ач <sub>1</sub> <sup>4</sup>	Н	3693.1		3724.3		11.0	9	31.2				1.98		861	Пластовая, литол.замкн.	мелкая	мало- дебитная		
	Ач <sub>1</sub> <sup>3</sup>	36	Ач <sub>1</sub> <sup>3</sup>	ГК	3401.7		3440		12.0	6	38.3	22.68	319.37	4.22	118				Пластовая, литол.замкн.	средняя	низко-, средне- дебитная	
		37	Ач <sub>1</sub> <sup>3</sup>	Н	3807.3		3830		15.0	16	22.7					3.9	4.22	1454.5 1499	Пластовая, литол.замкн.	мелкая	мало- дебитная	
Ач <sub>1</sub> <sup>2</sup>	38	Ач <sub>1</sub> <sup>2</sup>	Н	3618		3627.4					1.09	1.17			2.1	4.1	6/8	Пластовая, литол.замкн.	мелкая	мало- дебитная		

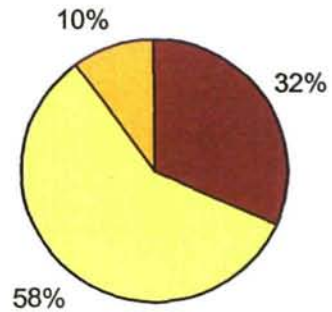
Таблица 5.1 - Основные данные по залежам углеводородов Восточно-Уренгойской зоны (составили Бородкин В.Н., Храмова А.В., 2004г.)

клино-формы	Индекс пласта по Гос. Балансу	залежей	Фазовый состав	Глубина залега-ния в своде, а.о.,м	Положение контакта, а.о.,м			Размеры залежи			Пределы изменения дебитов						Диаметр штуцера,мм	Классификация залежей УВ			Примечание		
					ГНК	ВНК	ГВК	длина км	ширина км	высота м	газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут		конденсата, м <sup>3</sup> /сут		нефти, м <sup>3</sup> /сут			Нд., м	по строению коллектора и типу экрана	по запасам УВ сырья		по величине рабочих дебитов	
											от	до	от	до	от	до							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22		
А <sub>48</sub> БТ <sub>12-13</sub>	А <sub>46</sub>	1	А <sub>46</sub> (основная)	ГКН	3640	3780	3796.0 3897.0		70.0	18-32	156 257	22.37	229.03	6.5	59.84	1.02	10.84	10.0 10.0	Пластовая, сводовая, лит. и тект.экр.	крупная	мало- средне- дебитная		
		2	А <sub>46</sub> (р-н 801 В.-Урен.)	ГК	3697.5		Подошва газа 3703.7	3.5	2.4	6.2									Пластовая, литологически замкнутая	крупная		Выделена по ГИС	
	А <sub>41</sub>	3	А <sub>41</sub> С-Пуровская	ГК			3815	20	7	67	95.78		25.7						Пластовая, лит. экр.	мелкая	мало- дебитная		
	А <sub>42</sub>	4	А <sub>42</sub> С-Пуровская	ГК			3857	26	18	56	274.76		75.15						Пластовая, лит.экр.	средняя	средне- дебитная		
	на балансе не стоит	5	р-н скв. 11 Радужной пл.	ГК															Пластовая, лит. огр.			Выделена по испытанию	
	на балансе не стоит	6	р-н скв. 54 Тазовской пл.	Н										5.3		пленка нефти 0,7			Пластовая, лит. и тект.экр.			Выделена по испытанию	
А <sub>47</sub> БУ <sub>21</sub>	А <sub>46</sub> <sup>02</sup>	7	А <sub>46</sub> <sup>02</sup> (основная)	ГК	3657.3		3818	31.0	28.5	160.7	24.69	92.96	6.5	31.5				6.0; 6.7	Пластовая литрлогически экранирован., тект.экр.	крупная	мало- дебитная		
		8	А <sub>46</sub> <sup>02</sup> (р-н 452 Н.-Урен.)	ГК	3664.7		3688.1	6.0	3.0	23.4	22.37							10.0	Пластовая, тектон.экран., литолог.экр.	мелкая	низко- дебитная		
		9	А <sub>46</sub> <sup>02</sup> (р-н 444 Н.-Урен.)	ГК	3660		3663	5.5	2.2	3.0									Пластовая литологически экранирован., тект.экр.	мелкая		Выделена по ГИС	
		10	А <sub>46</sub> <sup>02</sup> (р-н 724 Урен.)	ГК	3635		Подошва газа 3660	5.5	4.0	25										Пластовая, литрлогически замкнутая	мелкая		Выделена по ГИС
		11	А <sub>46</sub> <sup>02</sup> (р-н 360 Е.-Ях.)	ГК	3740		3829	8.0	4.8	89										Пластовая литологический замкнутая	мелкая		Выделена по ГИС
		12	А <sub>46</sub> <sup>02</sup> (р-н 703 Н.-Пур.)	Н	3820		3854	18.5	10.5	34										Пластовая литологически замкнутая	мелкая		Выделена по ГИС
А <sub>46</sub> <sup>01</sup>	13	А <sub>46</sub> <sup>01</sup> (р-н 700 Самб.)	Н	3766		Подошва нефти 4052.5	76.0	17.0-24.0	286.5					5.58	22.8	6.0 4.0		Пластовая, литолог.замк., тектон.экран.	крупная	средне- дебитная			
А <sub>46</sub> БУ <sub>20</sub>	А <sub>45</sub> <sup>2-3</sup>	14	А <sub>45</sub> <sup>2-3</sup> (р-н 705, 270 Урен., 180 Есет.)	ГКН	3762	3749	Подошва нефти	3808	83.0	21.0-40.0	346.0	10.02	758.4	2.5	167.0			12.4 12.0 10.0	Пластовая, сводовая, лит. и тект.огр.	уникальное	от низко- додебитных до высоко- дебитная		
	А <sub>45</sub> <sup>2-3</sup>	15	А <sub>45</sub> <sup>2-3</sup> (р-н 253,254 Сам.)	Н	3725.0		3755	18.0	6.5	30.0					1.8		6.0	Пластовая, литологич.и тектон.экран.	средняя	низко- дебитная			
		16	А <sub>45</sub> <sup>2-3</sup> (р-н 180 Самб., 706 Неп., 101 С.- Сам.)	Н	3740		4058	61.5	5.7-24.0	318					14.85	39.0	14.83 12.12	Пластовая, тект.экран., литолог.экр.	крупные	высоко- дебитная			
	А <sub>45</sub> <sup>1</sup>	17	А <sub>45</sub> <sup>1</sup> (р-н 737 Уренг.)	ГК	3700		Подошва газа 3794.5	28.5	5-15.0	94.5	41.46						6.0	Пластовая, литологич.и тектон.экран.	мелкая	мало- дебитная			
	А <sub>45</sub> <sup>1</sup>	18	А <sub>45</sub> <sup>1</sup> (р-н 253,254 Сам)	Н	3663.2		Подошва нефти 3729.5	22.0	8.5	66.3					1.42	15.0	6.2 6.2	Пластовая, литологич.и тектон.экран.	мелкая	мало- средне- дебитная			
		19	А <sub>45</sub> <sup>1</sup> (р-н 180 Сам., 700 Непон., 101 С.- Самб.)	Н	3660		3980	66.0	31.5	320.0					5.2	15.36	5.0 6.2	Пластовая, литологич.и тектон.экран.	крупные	мало- средне- дебитная			
	А <sub>43-4</sub> <sup>2</sup>	20	А <sub>43-4</sub> <sup>2</sup>	Н	3646		3653	9.0	3.5	7.0	3.8						2	Пластовая, литол.замкн.	мелкая	низко- дебитная	Выделена по ГИС		

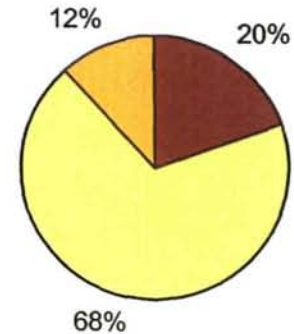




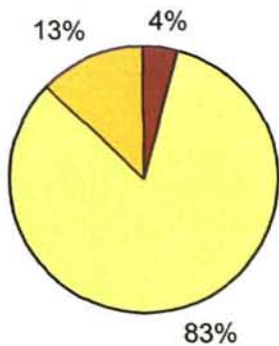
а



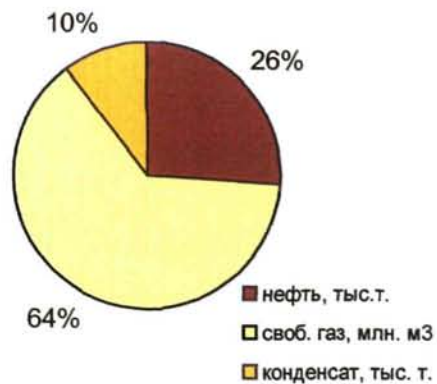
б



в



г



д

■ нефть, тыс. т.  
 □ своб. газ, млн. м3  
 ■ конденсат, тыс. т.

Рисунок 5.1а - Текущие извлекаемые запасы категории  $ABC_1C_2$  ачимовской толщи разных клиноформ Восточно-Уренгойской зоны, в %: а - Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub>; б - Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub>; в - Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>; г - Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub>; Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub>

Структурная карта по кровле ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub> с выявленными залежами УВ сырья представлена на рисунке 5.2. На востоке граница распространения ачимовской толщи прослежена в большей степени по сейсмическим данным, на западе по данным бурения. Ачимовская толща в клиноформе Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub> глинизируется в западной и центральной частях.

### **Уренгойское месторождение**

**Залежь пласта Ач<sub>6</sub> (основная)** газоконденсатная с нефтяной оторочкой, пластовая, сводовая, литологически ограниченная, открыта скв. 180, где при испытании из интервала а.о. 3777-3790 м получен фонтан нефти с водой, дебит нефти 11,2 м<sup>3</sup>/сут., дебит газа сепарации 8,99 тыс. м<sup>3</sup>/сут, дебит воды 23,3 м<sup>3</sup>/сут. на 5 мм штуцере. При испытании кровельной части пласта был получен фонтан газоконденсата в интервале а.о.-3725-3765 м, дебит газа сепарации составил 164,74 тыс. м<sup>3</sup>/сут, дебит стабильного конденсата 59,84 м<sup>3</sup>/сут. ГНК принят на а.о.-3780 м единым для всей залежи. В скв. 301 Северо-Есетинской пл. ВНК установлен на а. о.-3796.0 м. В восточной части залежи в районе скв. 357, 358, 360 Евояхинской пл. ВНК установлен на а.о. -3897 м (см. рисунок 5.2). В пределах Ново-Уренгойского участка залежь вскрыта двумя скважинами 442 и 452. Дебиты газоконденсата, полученные при испытании скважин, изменяются от 22,37 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 10 мм штуцере (скв. 452 Ново-Уренгойской пл.) до 229,03 тыс. м<sup>3</sup>/сут (скв. 180 Есетинской пл. Дебиты нефти изменяются от 1,02 м<sup>3</sup>/сут до 10,84 м<sup>3</sup>/сут.

Эффективные толщины пласта варьируют от 0,8 м (скв. 603 Есетинской пл.) до 36,6 м (скв. 180 Есетинской пл.). Эффективная пористость по данным ГИС составляет 12-16%, проницаемость от 0,1-6,8 мД.

Карты эффективных толщин, пористости и проницаемости в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub> представлены на рисунке 3.12.

**Тазовское месторождение.** В результате испытания скв. 52 с помощью КИИ-146 в интервале 3496-3536 м (а.о.- 3486-3526 м) был получен приток газоконденсата дебитом 5,1 тыс. м<sup>3</sup>/сут при депрессии 27,7 МПа. При испытании скв. 54 в интервале 3455-3589 м (а.о.-3441-3575 м) был получен переливающий приток пластовой воды дебитом 5,3 м<sup>3</sup>/сут с пленкой нефти 0,7 м<sup>3</sup>/сут при депрессии 52,2 МПа.

Эффективная мощность изменяется от 5 до 15 м, эффективная пористость от 14 до 16%, проницаемость не превышает первые десятки мД (см. рисунок 3.12).

**Северо-Пуровское месторождение.** На месторождении выявлены две залежи, связанные с пластами Ач<sub>1</sub> и Ач<sub>2</sub>.

**Залежь пласта Ач<sub>1</sub>** газоконденсатная, пластовая, литологически ограниченная, мелкая открыта скважиной 809, где при испытании интервала 3812-3832 м дебит газа сепарации составил 95,78 тыс. м<sup>3</sup>/сут., конденсата 25,7 м<sup>3</sup>/сут. на 4 мм штуцере. ГВК предварительно принят на а.о. - 3815 м по данным ГИС. Размеры залежи 20x7 км, высота 67 м.

**Залежь пласта Ач<sub>2</sub>** газоконденсатная, литологически ограниченная, средняя по запасам. Продуктивность установлена в скв. 814 и 809. Максимальный дебит был получен в скв. 814, где из интервала 3868-3876 м дебит газа сепарации на штуцере 10 мм составил 274,76 тыс. м<sup>3</sup>/сут., дебит конденсата 75,15 м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 61.98 МПа. ГВК принят на а.о. -3857 м. Размеры 26x18 км, высота 56 м.

Изменение фазового состава УВ сырья в плане и по разрезу ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub> представлено на рисунке 5.2.

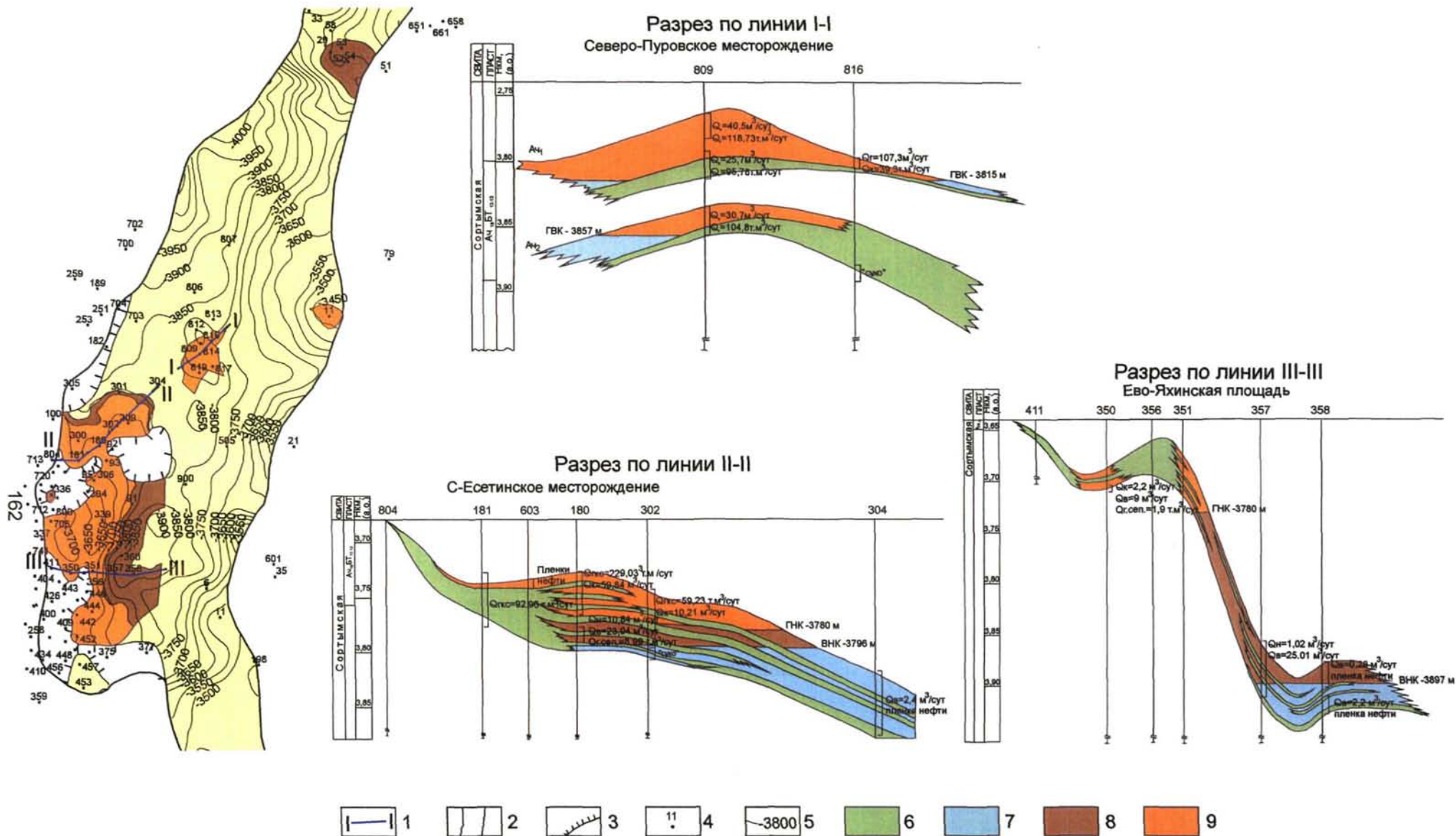


Рисунок 5.2 - Строение залежей УВ сырья в ачимовской толще клиноформы АЧ<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub>

(составили Бородин В.Н., Рубцова Н.М., Храмова А.В., 2004г):

1 - линия разреза; 2 - граница распространения ачимовской толщи; 3 - граница замещения коллекторов глинами внутри контура распространения ачимовской толщи; 4 - номер скважины; 5 - изогипсы; 6 - аргиллиты; 7 - вода. Залежи: 8 - нефтяная; 9 - газоконденсатная

В плане, для клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub> (ачимовской толща) - в северной части открыты нефтяные залежи УВ сырья, в центральной и западной частях - преимущественно газоконденсатные.

Свойства нефтей ачимовской толщи в клиноформе Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub> изучены по двум пробам с Евояхинской и Есетинской площадей. Нефти легкие (0,838 кг/м<sup>3</sup>), малосернистые (0,12%), парафинистые (3,03%) и малосмолистые (3,54%). Графики изменения физико-химических свойств пластовых флюидов в ачимовском резервуаре представлено на рисунке 5.3.

Средние значения физических свойств пород (по керну) в зависимости от насыщения ачимовской толщи разных клиноформ представлены в таблице 5.2.

Пористость и карбонатность ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub> в зоне водонасыщенных толщин больше, чем в нефтенасыщенной, а проницаемость меньше. Характер насыщения ачимовской толщи разных клиноформ Восточно-Уренгойской зоны устанавливался по данным ГИС и результатам испытания скважин.

Пластовые воды охарактеризованы 2 анализами по скв. 900 Нововзэнтской площади. Воды солоноватые (минерализация составляет 5,7-5,9 г/л), гидрокарбонатно-натриевые (по Сулину В.А.) [109].

На основании анализа залежей УВ сырья в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub> можно сделать следующие **выводы**:

1. Открытые залежи пластовые, сводовые, литологически и тектонически экранированные, мелкие и крупные по запасам, малодобитные и среднедобитные, в северной части - нефтяные, в центральной и западной частях - преимущественно газоконденсатные.
2. По физико-химическим свойствам нефти легкие (0,838 кг/м<sup>3</sup>), малосернистые (0,12%), парафинистые (3,03%) и малосмолистые (3,54%).
3. Пластовые воды солоноватые (минерализация составляет 5,7-5,9 г/л), гидрокарбонатно-натриевые.
4. Фильтрационные свойства в зонах нефте- и газонасыщенных толщин выше, чем в водонасыщенной части пласта.

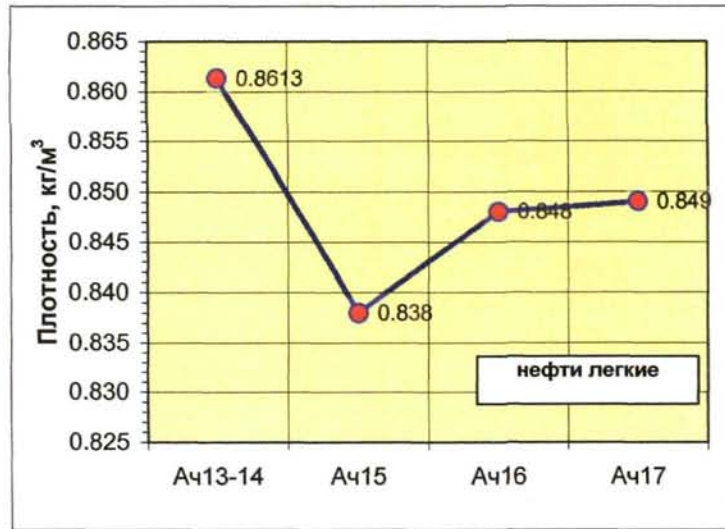
### **Залежи УВ сырья в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub>**

Залежи в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub> связаны с пластами Ач<sub>6</sub><sup>0-2</sup> и Ач<sub>6</sub><sup>0-1</sup> (см. таблицу 5.1), имеющими различное площадное распространение.

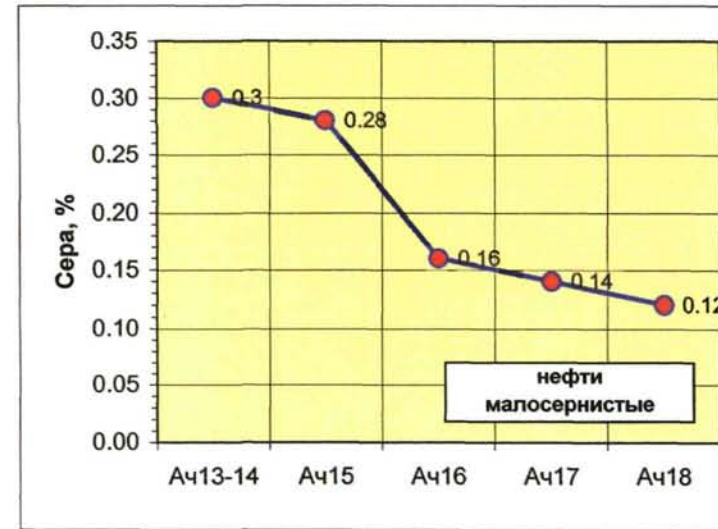
В пласте Ач<sub>6</sub><sup>01</sup> выявлена нефтяная залежь в районе Самбургского и Северо-Самбургского месторождений (см. рисунки 5.1, 5.4).

В пласте Ач<sub>6</sub><sup>02</sup> выявлено шесть литологически экранированных залежей УВ сырья, из них - одна нефтяная в районе скв.703 Нижнепурской площади и пять газоконденсатных залежей в районе Ново-Уренгойской (скв. 444, 452), Евояхинской (скв. 360), Уренгойской (скв.724) и Есетинской (район скв. 180) площадей.

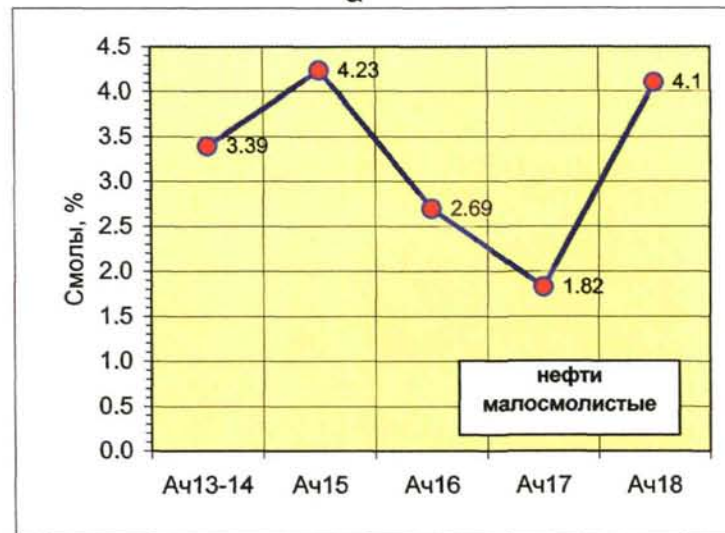
Карты эффективных толщин, пористости и проницаемости по ачимовской толще клиноформы Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub> представлены на рисунке 3.18. Коллекторских свойства пород ачимовской толщи изучаемой клиноформы выше в зонах нефте- и



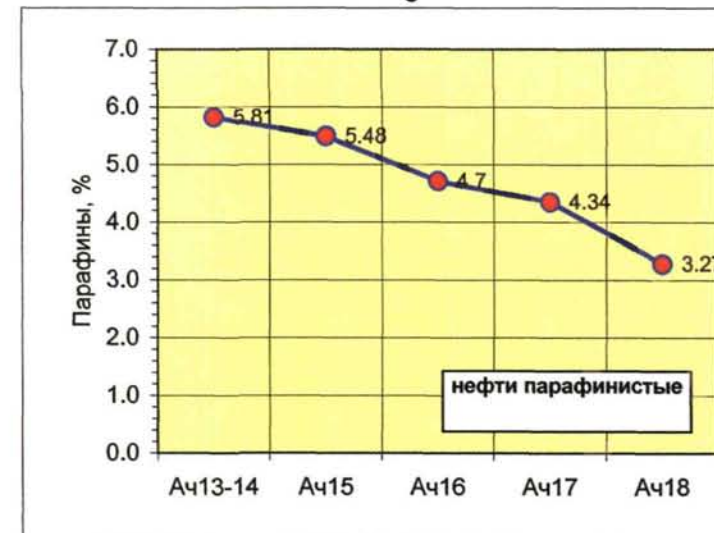
а



б



в



г

Рисунок 5.3 - Графики изменения максимальных значений физико-химических свойств пластовых флюидов в ачимовских клиноформах Восточно-Уренгойской зоны (составила Храмцова А.В., 2004г.):

а - плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>; б - содержание серы, %; в - смол, %; г - парафинов, %.

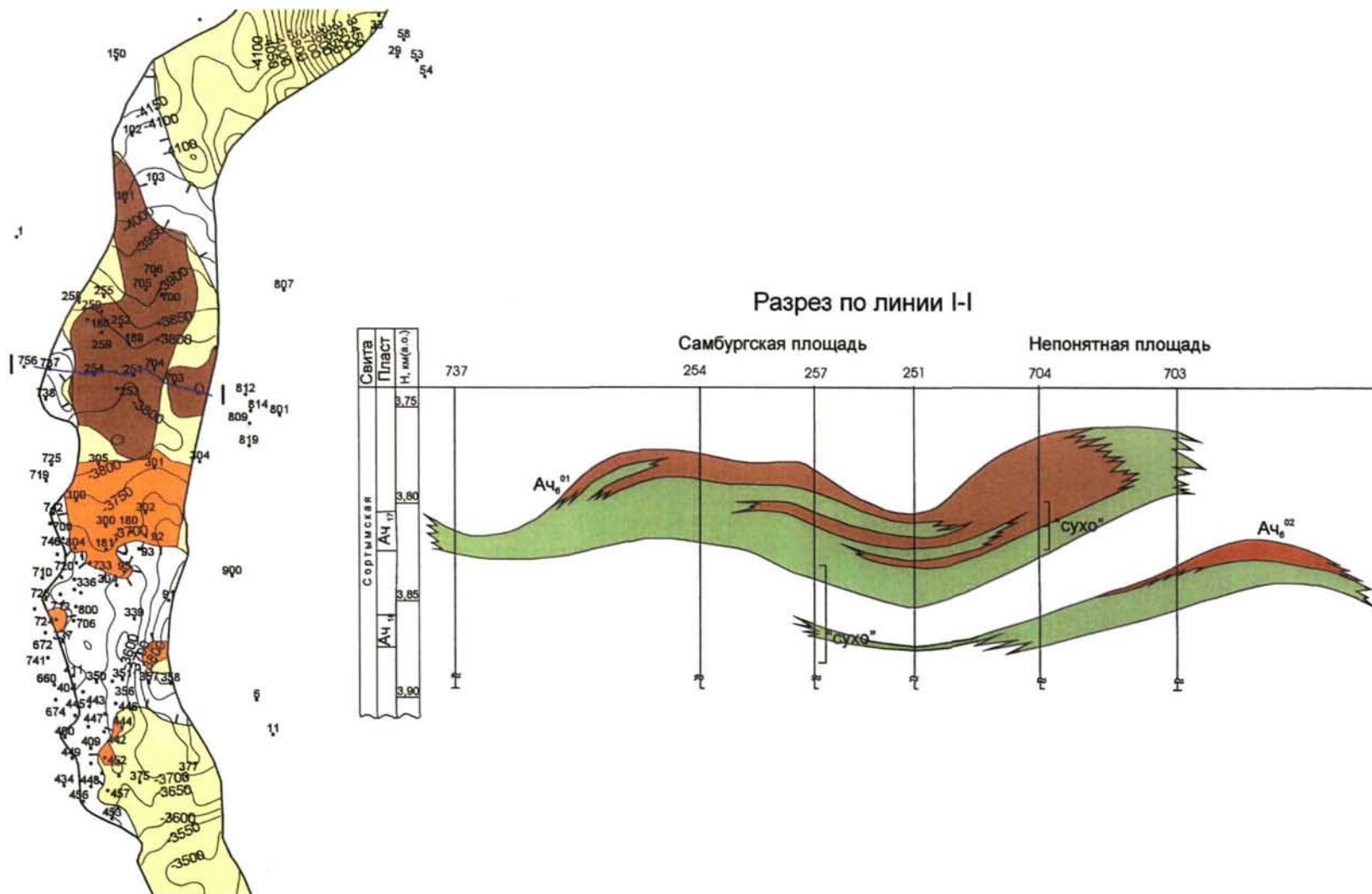


Рисунок 5.4 - Строение залежей УВ сырья в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub>  
(составили Бородин В.Н., Рубцова Н.М., Храмова А.В., 2004г.)  
Условные обозначения см. на рисунке 5.2.

газонасыщенных толщин, чем в зоне водонасыщенных (см. таблицу 5.2).

Таблица 5.2 - Изменение средних значений физических свойств пород в зависимости от насыщения пластов в ачимовской толще разных клиноформ (Составила Храмцова А.В., 2005 г.)

Индекс	Насыщение	Кп, %	Кпр, мД	Кво, %	Карбон-ть, %
Ач <sub>18</sub> БТ <sub>12-13</sub>	вода	13,32	0,08	-	3,9
	нефть	12,7	0,32	-	2,73
	газ	13,09	0,23	-	7,2
Ач <sub>17</sub> БУ <sub>21</sub>	вода	13,76	0,14	-	3,17
	нефть	13,84	0,15	58,3	2,2
	газ	14,08	0,19	59,95	3,35
Ач <sub>16</sub> БУ <sub>20</sub>	вода	17,54	1,42	53	2,26
	нефть	16,29	1,05	66,94	1,95
	газ	15,98	1,36	44,62	2,28
Ач <sub>15</sub> БУ <sub>17-19</sub>	вода	15,27	0,35	70,27	2,39
	нефть	16,75	1,36	50,39	2,09
	газ	16,91	2,9	44,64	3,13
Ач <sub>13-14</sub> БУ <sub>16</sub>	вода	16	1,2	-	1,95
	нефть	19,23	5,14	60,9	2,8
	газ	17,4	0,97	-	2,32

### **Залежи УВ сырья в пласте Ач<sub>6</sub><sup>0-1</sup>**

**Самбургское и Северо-Самбургское месторождения.** Продуктивность залежи установлена при испытании скв. 700, 702, 705 Непонятной площади, где были получены при испытании фонтанирующие притоки нефти. В скв. 702 из интервала 3943-3960 м (а.о. -3924-3941 м) дебит нефти составил 7,92 м<sup>3</sup>/сут на 6 мм штуцере, а в скв. 705 при совместном испытании четырех интервалов одного пласта дебит нефти составил 5,58 м<sup>3</sup>/сут на 6 мм штуцере, а в скв. 700 из интервала 3910-3940 м (а.о. -3893-3923 м) получен фонтан нефти дебитом 22,8 м<sup>3</sup>/сут на 4 мм штуцере с небольшим количеством пластовой воды 1,2 м<sup>3</sup>/сут. При испытании скв. 250, 253 Самбургской и скв. 704, 706 Непонятной площадей была отобрана пленка нефти, а в скв. 251, 254, 257, 252 притоков из пласта не получили. Залежь пласта нефтяная, пластовая, литологически ограниченная, крупная, мало- и среднедебитная, размеры залежи: 76 x17-24 км, высота - 286,5 м.

Эффективные толщины изменяются от 2,8 м (скв. 253 Самбургской пл.) до 44,8 м (скв. 704 Нижнепурской пл.). Коллекторские свойства пород низкие (см. рисунок 3.18а).

### **Залежи УВ сырья в пласте Ач<sub>6</sub><sup>02</sup>**

**Есетинское месторождение (район скв. 180, основная).** Залежь открыта в 1990 году при испытании скв.180 был получен фонтан газоконденсата с дебитом смеси на 7,2 мм штуцере 46,24 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Дебиты газоконденсата при испытании

изменяются от 24,69 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 6 мм штуцере в скв. 300 Северо-Есетинской до 92,96 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 6,7 мм штуцере в скв. 181 Есетинской, дебиты стабильного конденсата от 6,5 м<sup>3</sup>/сут до 31,50 м<sup>3</sup>/сут. В скв. 100 Ресурсной из интервала 3804-3815 м получен фонтан газоконденсата дебитом 82 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 8 мм штуцере.

Залежь газоконденсатная, пластовая, литологически экранированная, крупная, ГВК принят условно на абс.отметке – 3818 м, размеры залежи 31,0 x 28,5 км, высота залежи 160,7 м.

Почти половина пласта находится в зоне глинизации, которая проходит южнее скв. 804, 180, 92.

Эффективная пористость по скважинам изменяется от 13 до 17%, проницаемость - от 0,17 мД до 6,18 мД (рисунки 3.18б, 3.18в).

**Ново-Уренгойская площадь (район скв. 452).** Залежь открыта в 2002 году при повторном испытании скв. 452, где был получен фонтан газоконденсата 22,37 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 10 мм штуцере.

Залежь газоконденсатная, пластовая, литологически и тектонически экранированная, мелкая, низкодебитная, размеры 6,0x3,0 км, высота 23,4 м.

Эффективная мощность в районе скв. 452 Ново-Уренгойской площади - 10 м. Коллекторские свойства пород низкие, максимальная пористость - 13%, проницаемость - 0,16 мД (см. рисунок 3.18).

Изменение фазового состава ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub> представлено на рисунке 5.4. В южной части преобладают газоконденсатные залежи УВ сырья, в северной – нефтяные. На север отмечается увеличение глубины залегания ачимовской толщи.

Свойства нефтей клиноформы Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub> изучены по девяти пробам из скважин Нижнепурской и Самбургской площадей (рисунок 5.3). Нефти легкие (0,799-0,849 кг/м<sup>3</sup>), малосернистые (0,04-0,14%), парафинистые (3,58-4,34%), малосмолистые (0,86-1,82%).

Пробы воды и растворенного газа из пласта Ач<sub>6</sub><sup>0-2</sup> при исследовании не отбирались. При испытании скв. 375 Северо-Пырейной площади дебит воды составил 1,51 м<sup>3</sup>/сут при Нср.дин.=964,5 м.

На основании анализа залежей УВ сырья в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub> можно сделать следующие **выводы**:

1. Открытые залежи пластовые, сводовые, литологически и тектонически экранированные, мелкие и крупные по запасам, малодебитные, в южной части преобладают газоконденсатные залежи УВ сырья, в северной – нефтяные.
2. По физико-химическим свойствам нефти легкие (0,799-0,849 кг/м<sup>3</sup>), малосернистые (0,04-0,14%), парафинистые (3,58-4,34%), малосмолистые (0,86-1,82%).
3. Фильтрационно-емкостные свойства пород ачимовской толщи в зонах нефте- и газонасыщенных толщин выше, чем в водонасыщенной части пласта.



## **Залежи УВ сырья в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>**

В составе ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub> выявлено восемь залежей УВ сырья, связанных с пластами Ач<sub>5</sub><sup>2-3</sup>, Ач<sub>5</sub><sup>1</sup>, Ач<sub>3-4</sub><sup>1</sup>, Ач<sub>3-4</sub><sup>2</sup> (см. рисунок 5.1, таблицу 5.1).

Карты эффективных толщин, пористости и проницаемости в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub> представлены на рисунке 3.23. Структурная карта по кровле ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub> с выявленными залежами УВ сырья представлена на рисунке 5.5.

### ***Залежи УВ сырья в пласте Ач<sub>5</sub><sup>2-3</sup>***

***Район скв. 180 Самбургской, 706 Непонятой, 101 Северо-Самбургской площадей.*** Залежь выявлена при испытании скв.180 Самбургской, скв. 706 Непонятой и скв. 101, 102, 103 Северо-Самбургской площадей, где при испытании скважин получены дебиты нефти от 14,85 м<sup>3</sup>/сут на 8 мм штуцере до 39 м<sup>3</sup>/сут.

Залежь нефтяная, пластовая, литологически ограниченная, крупная, средне- и высокодебитная. ВНК установлен на абс. отметке- 4058 м, размеры залежи 61,5 x 5,7 – 24,0 км, высота –318 м.

Эффективные толщины пласта изменяются от 3,2 м (скв. 705 Непонятой пл.) до 31 м (скв. 101 Северо-Самбургской пл.).

Скв. 101, 102, 103 Северо-Самбургской площади имеют хорошие коллекторские свойства пород. Пористость достигает 17-20 %, проницаемость 48,04 мД.

***Район скв. 705, 270 Уренгойской, скв. 180 Есетинской площадей.*** Залежь открыта в 1987 году при испытании скв. 270 Уренгойской площади, где был получен фонтан газоконденсата дебитом 63,3 тыс.м<sup>3</sup>/сут на 14,5 мм штуцере. В скв. 180 Есетинской площади получен фонтан газоконденсата дебитом 53,21 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 9 мм штуцере.

Дебиты газоконденсата изменяются от 10,02 тыс.м<sup>3</sup>/сут до 758,4 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 12 мм штуцере. Нефтяная часть вскрыта севернее скв. 719 Уренгойской площади, подтверждена при испытании скв. 725 Уренгойской площади, где получен приток технической воды с пленкой нефти, а в скв. 737 и 798 Уренгойской пл. она вскрыта по данным ГИС.

Залежь пластовая, нефтегазоконденсатная, литологически и тектонически экранированная, уникальная, высокодебитная. ГНК принят на абс.отметке -3749 м, ВНК не установлен и пласт до абс.отметки – 3808 м нефтенасыщен.

Размеры залежи 83 x 21 – 40 км, высота - 346 м, в том числе высота газовой части – 287 м, нефтяной – 59 м.

На западе и востоке линия выклинивания пласта установлены по данным бурения.

Воды солоноватые (М=5,3-5,8 г/л), щелочные (рН=7,5-8,2), гидрокарбонатно-натриевые.

### ***Залежи УВ сырья в пласте Ач<sub>5</sub><sup>1</sup>***

***Самбургская площадь (район скв. 253, 254).*** Залежь вскрыта тремя скважинами (182, 253, 254), во всех трех установлена ее продуктивность.

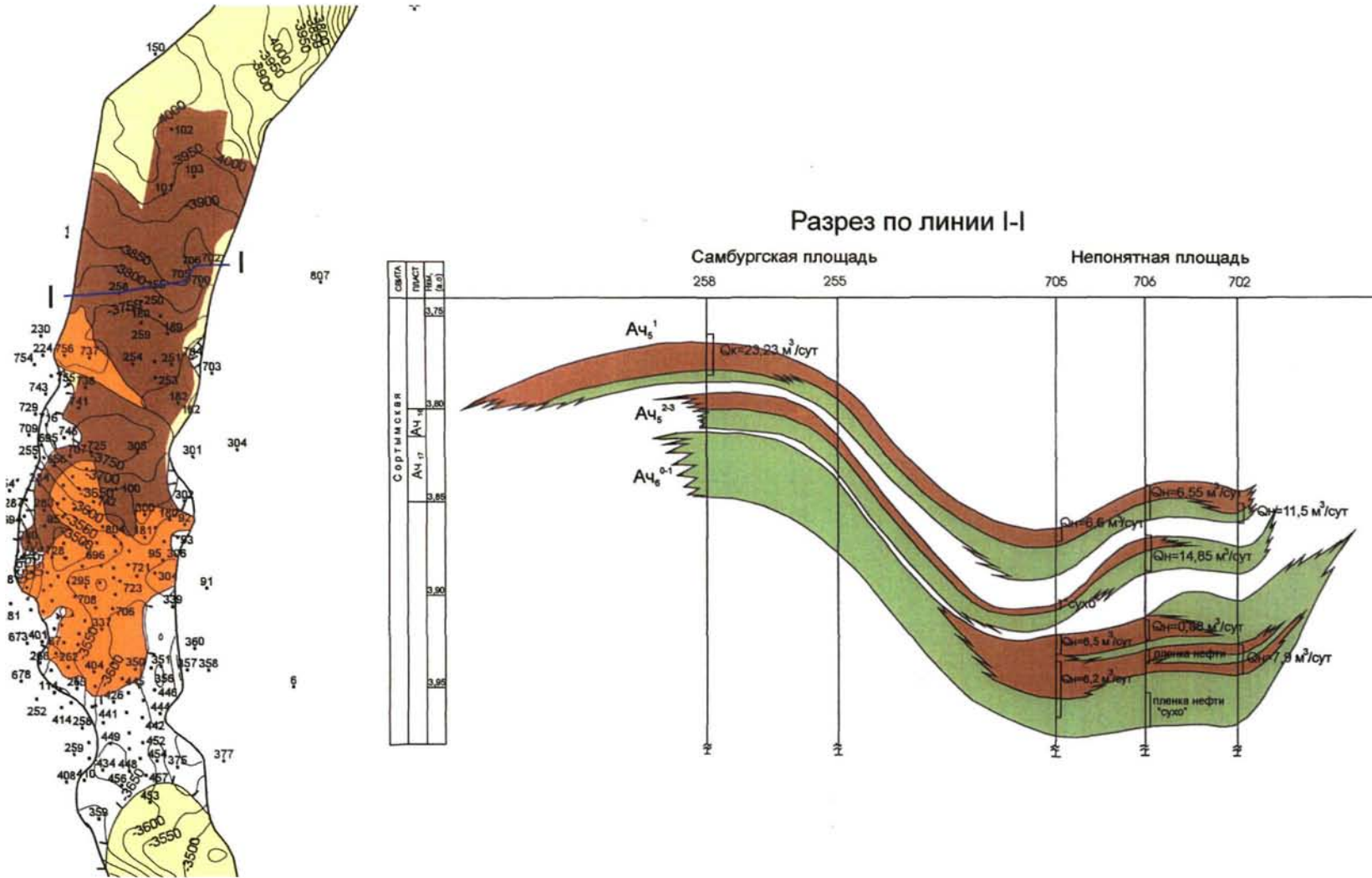


Рисунок 5.5 - Строение залежей УВ сырья в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub> (составили Бородкин В.Н., Рубцова А.В., Храмцова А.В., 2004г.)  
Условные обозначения см. на рисунке 5.2.

Дебиты нефти изменяются от 1,42 м<sup>3</sup>/сут до 15 м<sup>3</sup>/сут на 6 мм штуцере.

Залежь пластовая, нефтяная, литологически и тектонически экранированная, ВНК не установлен, размеры залежи 22 x 8,5 км, высота –66,3 м.

Эффективные толщины изменяются от 1,8 м до 25 м, пористость от 14 до 20%, проницаемость от 0,78 до 27 мД (см. рисунок 3.23).

**Район скв.180 Самбургской, 706 Непонятой, 101 Северо-Самбургской площадей.** Залежь вскрыта 15 скважинами, продуктивность установлена в 11 скважинах. Дебиты нефти изменяются от 5,2 м<sup>3</sup>/сут на 5 мм штуцере до 15,36 м<sup>3</sup>/сут на 6,2 мм штуцере.

Залежь нефтяная, пластовая, литологически и тектонически экранированная, крупная, мало- и среднедебитная. ВНК установлен на абс. отметке –3980 м, размеры залежи 66 x 31,5 км, высота –320 м.

Эффективные толщины изменяются от 12 м до 45 м, пористость от 14 до 20%, проницаемость изменяется от 0,17 до 32,3 мД.

Свойства нефтей ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub> изучены по 23 пробам (см. рисунок 5.3). Нефти легкие (0,83-0,848 кг/м<sup>3</sup>), малосернистые (0,02-0,16%), парафинистые (1,78-4,7%), малосмолистые (0,72-2,69%).

Изменение фазового состава ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub> показано на рисунке 5.5. В южной части распространения ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub> открыты газоконденсатные залежи, в северной – нефтяные.

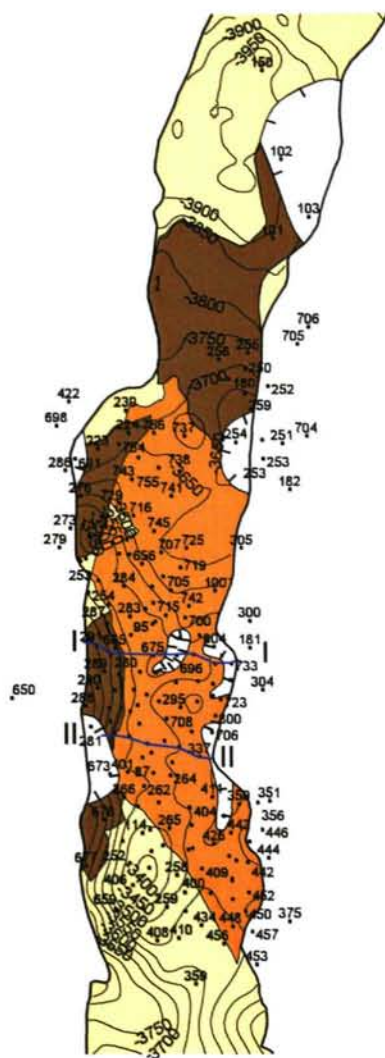
На основании анализа залежей УВ сырья в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub> можно сделать следующие **выводы**:

1. Открытые залежи пластовые, сводовые, литологически экранированные, мелкие и уникальные по запасам, от мало- до высокодебитных, в южной части открыты газоконденсатные залежи, в северной – нефтяные.
2. По физико-химическим свойствам нефти легкие (0,83-0,848 кг/м<sup>3</sup>), малосернистые (0,02-0,16%), парафинистые (1,78-4,7%), малосмолистые (0,72-2,69%).
3. Пластовые воды солоноватые (M=5,3-5,8 г/л), щелочные (pH=7,5-8,2), гидрокарбонатно-натриевые.
4. Фильтрационно-емкостные свойства пород ачимовской толщи в зонах нефте- и газонасыщенных толщин ниже, чем в водонасыщенной части пласта.

#### **Залежи УВ сырья в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub>**

В составе ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> выявлено семь залежей УВ, связанных с пластами Ач<sub>3-4</sub>, Ач<sub>3</sub><sup>0</sup> (см. рисунок 5.1, таблицу 5.1).

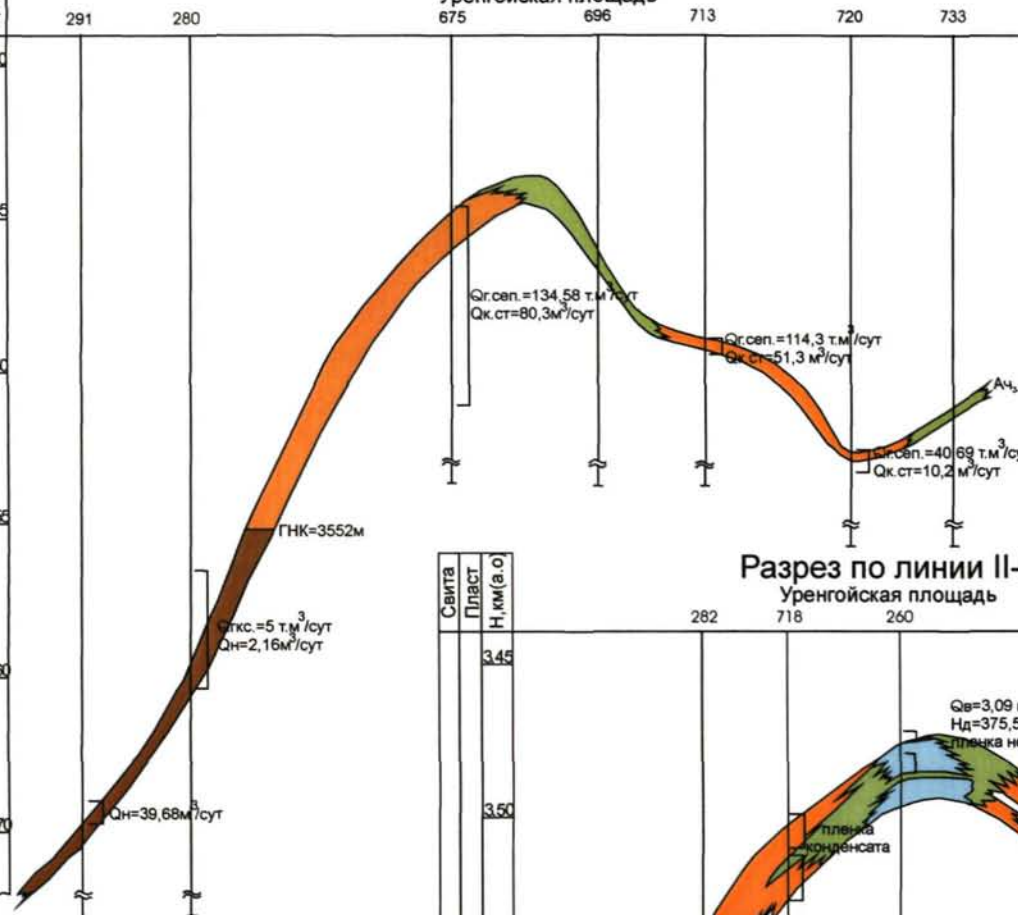
Карты эффективных толщин, пористости и проницаемости по ачимовской толще клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> представлены на рисунке 3.27. Структурная карта с выявленными залежами УВ сырья в ачимовской толще представлена на рисунке 5.6.



Свита	Пласт	Н, км(в.о.)
Сортимская	Aч <sub>15</sub>	3.40
		3.45
		3.50
		3.55
		3.60
	Aч <sub>34</sub>	3.70

### Разрез по линии I-I

Уренгойская площадь



### Разрез по линии II-II

Уренгойская площадь

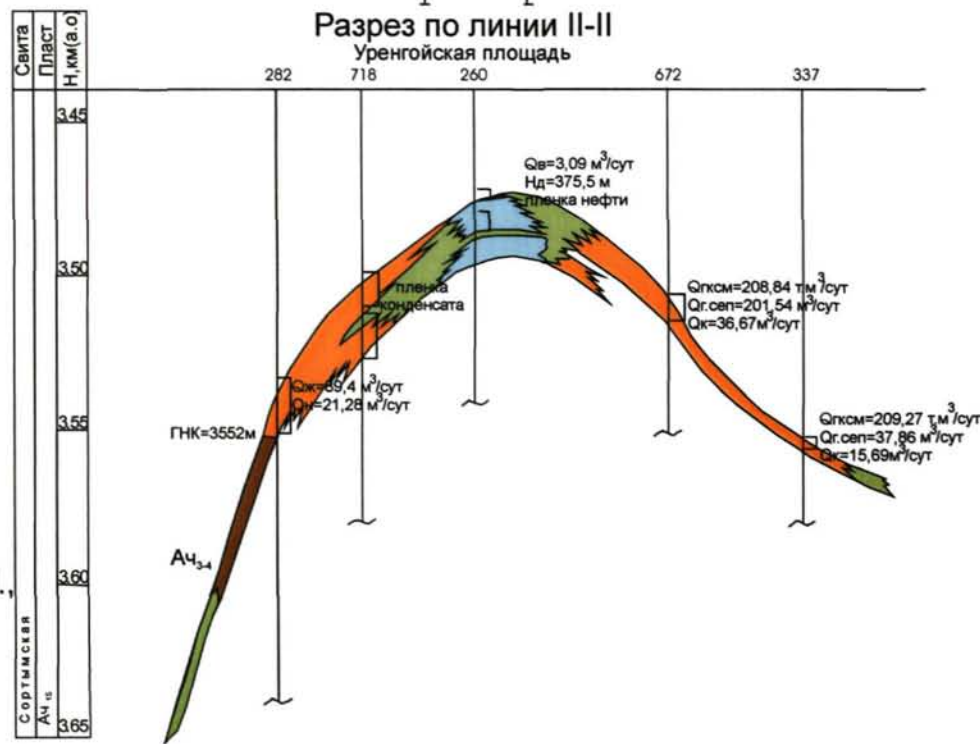


Рисунок 5.6 - Строение залежей УВ сырья ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> (составили Бородкин В.Н., Рубцова Н.М., Храмова А.В., 2004г.)

Условные обозначения см. на рисунке 5.2.

### **Залежи пласта Ач<sub>3-4</sub>**

**Район скв. 757, 778, 264 Уренгойской площади и район скв. 448 Ново-Уренгойской площади** содержит основные залежи газа и конденсата.

Дебиты газоконденсата при испытании изменяются от 5,75 тыс.м<sup>3</sup>/сут на 10 мм штуцере до 498 тыс.м<sup>3</sup>/сут на 12 мм штуцере.

Нефтяная оторочка установлена в западной части залежи, подтверждена испытанием в целом ряде скв. – 290, 291, 658, 694, 671 Уренгойской площади и в 280, 655 получены притоки нефти с водой. Дебиты нефти изменяются от 5,35 м<sup>3</sup>/сут на 10 мм штуцере до 39,68 м<sup>3</sup>/сут на 4 мм штуцере. В юго-западной части клиноформы нефтяная оторочка ограничена зоной глинизации.

Залежь пласта газоконденсатная с нефтяной оторочкой, пластовая, сводовая, литологически ограниченная, уникальная, от мало- до высокодебитная. ГНК на абс.отм. –3746-3749 м, размеры залежи 111 x 12,5 – 28,0 м, высота залежи –308 м.

Эффективные толщины пласта изменяются от 1,2 м до 69,0 м (см. рис. 3.27а). Установлено две зоны максимальных эффективных толщин: район скважин 741 и 745 Уренгойской и район скв. 400 Ново-Уренгойской площадей.

Пористость изменяется от 12 до 19%, проницаемость от 0,1 до 47,3 мД (район скв. 778 Уренгойской площади).

**Район скважин 180, 250 Самбургской, скв. 101 Северо-Самбургской площадей.** Залежь вскрыта семью скважинами. Продуктивность установлена в скв. 180 и 250 Самбургской площадях. Дебиты нефти изменяются от 6,9 м<sup>3</sup>/сут до 66,75 м<sup>3</sup>/сут на 8,5 мм штуцере, при газовом факторе 571 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Залежь нефтяная, пластовая, литологически экранированная, крупная, средне- и высокодебитная. ВНК принят на абс.отм. – 3926 м, размеры залежи 62,0 x 20 –28,0 км, высота –306 м.

Эффективные толщины изменяются от 0 до 19 м. Пористость изменяется в пределах 13-16%, проницаемость от 0,13 до 5 мД (см. рисунок 3.27).

Воды щелочные (рН=7,5-8,5), солоноватые (минерализация - 7,48 г/л), гидрокарбонатно-натриевые.

**Залежь пласта Ач<sub>3</sub><sup>0</sup>** открыта поисковой скважиной 125 Уренгойской в 1976 году, при испытании интервала 3549-3568 м (а.о.-3481,5-3500,5 м) была получена нефть дебитом 1,55 м<sup>3</sup>/сут при среднединамическом уровне 705 м. Продуктивными являются 4 скважины при испытании которых в трех скважинах – 125 Уренгойской, 223 Табьяхинской и 754 Уренгойской площадей получена нефть, в скважине 224 Табьяхинской площади получена газоконденсатоводяная смесь, а в 223 Табьяхинской площади фонтан воды с нефтью и газом.

Дебиты нефти изменяются от 1,5 м<sup>3</sup>/сут до 91,46 м<sup>3</sup>/сут на 6 мм штуцере.

Залежь нефтяная, пластовая, сводовая, литологически замкнутая, мелкая, малодебитная, размерами 35 x 6 –13 км, высота залежи 206,9 м.

Эффективная мощность изменяется от 10 м до 20 м, пористость от 13 до 18%, проницаемость низкая, не превышает 10 мД.

Изменение фазового состава ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> представлено на рисунке 5.6. В западной и северной частях клиноформы отмечаются нефтяные залежи, в центральной части – газоконденсатные.

Свойства нефтей ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> изучены по 24 пробам. Нефти легкие (0,798-0,838 кг/м<sup>3</sup>), малосернистые (0,02-0,28%), парафинистые (0,79-5,48%), малосмолистые (0,64-4,23%).

На основании анализа залежей УВ сырья в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub> можно сделать следующие выводы:

1. Открытые залежи пластовые, сводовые, литологически экранированные, мелкие и уникальные по запасам, от мало- до высокодебитных, в западной и северной частях распространения ачимовской толщи отмечаются нефтяные, в центральной части – газоконденсатные.
2. По физико-химическим свойствам нефти легкие (0,798-0,838 кг/м<sup>3</sup>), малосернистые (0,02-0,28%), парафинистые (0,79-5,48%), малосмолистые (0,64-4,23%).
3. Фильтрационно-емкостные свойства пород ачимовской толщи в зонах нефте- и газонасыщенных толщин выше, чем в водонасыщенной части пласта.
4. Воды щелочные (рН=7,5-8,5), солоноватые (минерализация - 7,48 г/л), гидрокарбонатно-натриевые.

#### **Залежи УВ сырья в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub>**

В ачимовской толще клиноформы Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub> выявлено 10 залежей УВ сырья разного фазового состава, связанных с пластами: Ач<sub>2</sub><sup>2</sup>, Ач<sub>2</sub>; Ач<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ач<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ач<sub>1</sub><sup>4</sup>, Ач<sub>1</sub><sup>5</sup> (см. рисунок 5.1, таблицу 5.1).

Карты эффективных толщин, пористости и проницаемости по ачимовской толще клиноформы Ач<sub>13</sub>БУ<sub>20</sub> представлены на рисунке 3.27. Структурная карта с выявленными залежами УВ сырья в ачимовской толще представлена на рисунке 5.7.

#### **Уренгойская площадь**

**Залежи УВ сырья в пласте Ач<sub>2</sub>** Пласт Ач<sub>2</sub> включает в себя изолированные залежи газоконденсатные с нефтяными оторочками, расположенные на восточном борту Центрально-Уренгойского I л.п.

**Район скважин 757, 743 Уренгойской площади.** Залежь вскрыта 5 скважинами.

Нефтяная часть залежи вскрыта скважинами 224 Табьяхинской и 754 Уренгойской площадей. В результате испытания нефтяной оторочки пласта фонтан нефти получен из двух объектов скважины 754 дебитом до 168,2 м<sup>3</sup>/сут на 8 мм штуцере. ВНК принят на а.о.-3626 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина 13,8-14,4 м.

Максимальный дебит газоконденсатной смеси получен в скважине 755 и составил 50,94 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 8,3 мм штуцере. ГНК принят на а.о.-3560 м. Эффективная газонасыщенная толщина 4,2-9,8 м.

Пористость меняется от 12 до 20%, проницаемость от 0,10 до 46,9 мД.

По типу залежь газоконденсатная с нефтяной оторочкой пластовая, сводовая, литологически экранированная, средняя, высокодебитная, размерами 13x16 км, высотой 92,6 м.

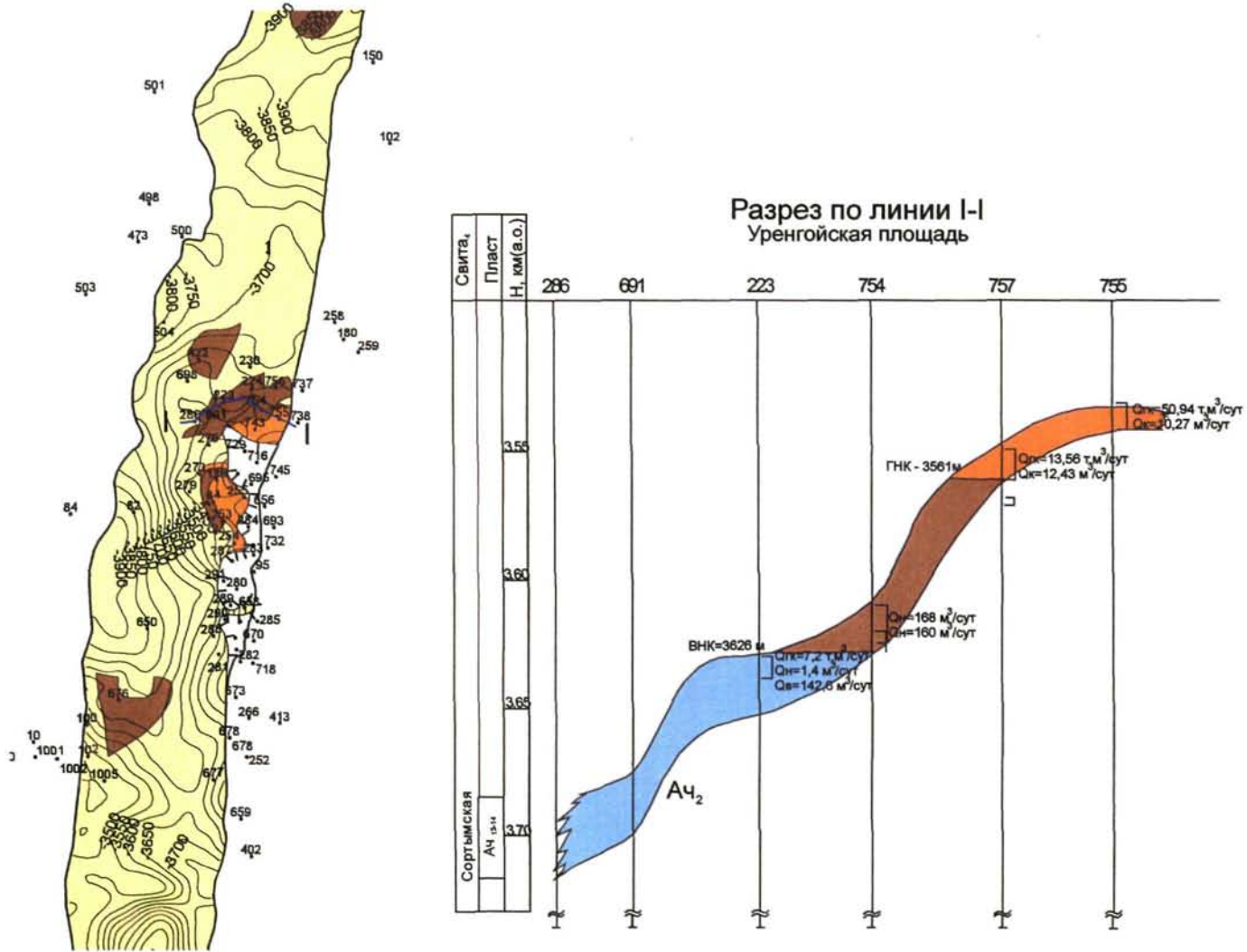


Рисунок 5.7 - Строение залежей в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub>  
(составили Бородин В.Н., Рубцова Н.М., Храмова А.В., 2004г.)  
Условные обозначения см. на рисунке 5.2.

Воды солоноватые (минерализация изменяется от 7,1 до 8,5 г/л), щелочные (рН=8,1-9), гидрокарбонатно-натриевые.

**Залежь пласта Ач<sub>1</sub><sup>3</sup>** включает в себя две линзы: газоконденсатную и нефтяную.

Первая линза содержит газоконденсатную залежь, пластовую, литологически ограниченную, средняя по запасам, которая открыта скв. 99, где во время аварийного фонтанирования дебит газоконденсатной смеси составил 118 тыс. м<sup>3</sup>/сут - конденсата, дебит газа сепарации при этом составил 319,37 тыс. м<sup>3</sup>/сут через свободный отвод. ГВК принят на а.о. – 3440 м.

В скважинах 125, 256 Уренгойских получены притоки газоконденсатной смеси с пластовой водой в интервалах 3464-3484 м и 3500-3515 м соответственно следующими дебитами: конденсата-4,55 м<sup>3</sup>/сут, газа сепарации – 22,68 тыс. м<sup>3</sup>/сут и воды – 3,05 м<sup>3</sup>/сут (скв. 125) и 10,8 м<sup>3</sup>/сут конденсата, 85,08 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа сепарации и 63,6 м<sup>3</sup>/сут воды (скв. 256) на штуцерах соответственно следующих 10/14 мм и 18/24 мм.

При испытании скв. 692 Уренгойской площади получен газоконденсатный фонтан дебитом 134,08 тыс. м<sup>3</sup>/сут на диафрагме 8 мм.

ГВК в залежи принят на глубине 3519,3 м (а.о.-3440 м).

Размеры залежи 12х6 км, высота 38,3 м.

Вторая линза содержит нефтяную залежь, пластовую, литологически ограниченную, которая открыта скв. 676 Уренгойской площади, при испытании в ней получен непереливающий приток нефти. При исследовании залежи пласта Ач<sub>1</sub><sup>3</sup> совместно с пластом Ач<sub>2</sub> в интервале 3880-3952 м получен приток нефти дебитом 3,9 м<sup>3</sup>/сут при Нср.дин.-1454,5 м и из интервалов 3791-3870 м и 3880-3952 м - приток нефти дебитом 4,22 м<sup>3</sup>/сут при Нср.дин.-1499 м. ВНК залежи принят на а.о. – 3830 м. Размеры залежи 15х16 км, высота 22,7 м.

Залежь нефтяная, литологически замкнутая, мелкая по запасам, малодебитная, размеры 15х16, высота 22,7м установленная, а предполагается более 200 м.

Эффективная мощность в скв. 676 составляет 40 м, пористость - 14,5%, проницаемость менее 1 мД.

**Залежь пласта Ач<sub>1</sub><sup>2</sup>** нефтяная, пластовая, литологически замкнутая, мелкая по запасам УВ, малодебитная. Размеры залежи небольшие, они составляют 11х1х2,5 км, высота 9,4 м.

Линза вскрыта тремя скважинами – 286, 691, 698 Уренгойской площади. Продуктивной является скважина 691 Уренгойской площади при испытании в ней была получена нефть в интервале глубин 3679-3680 м дебитом 15 м<sup>3</sup>/сут и газа сепарации 25,4 тыс. м<sup>3</sup>/сут на штуцере 4,5 мм.

Эффективные толщины изменяются незначительно от 14 до 16,6 м.

ВНК в залежи принят по результатам ГИС и подтвержден испытанием в скважине 691 в интервале глубин 3679-3680 м.

Пластовые воды солоноватые (8-8,3 г/л), щелочные (рН=7,5-8,8), гидрокарбонатно- натриевые.

Изменение фазового состава УВ сырья в плане и по разрезу ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub> представлено на рисунке 5.7. В южной,



центральной и северной частях клиноформы открыты нефтяные залежи, в восточной части – газоконденсатные.

Свойства нефтей ачимовской толщи клиноформы Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub> изучены по 11 пробам (см. рисунок 5.3). Нефти легкие (0,798-0,861кг/м<sup>3</sup>), малосернистые (0,07-0,30%), парафинистые (2,22-5,81%), малосмолистые (0,42-3,39%).

На основании анализа залежей УВ сырья в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub> можно сделать следующие **выводы**:

1. Открытые залежи пластовые, сводовые, литологически и тектонически экранированные, мелкие и средние по запасам, малодебитные и высокодебитные, в южной, центральной и северной частях - нефтяные залежи, в восточной части – газоконденсатные.
2. По физико-химическим свойствам нефти легкие (0,798-0,861кг/м<sup>3</sup>), малосернистые (0,07-0,30%), парафинистые (2,22-5,81%), малосмолистые (0,42-3,39%).
3. Пластовые воды солоноватые (7,1-8,5 г/л), щелочные (рН=7,5-9), гидрокарбонатно-натриевые.
4. Фильтрационные свойства пород ачимовской толщи в зоне нефтенасыщенных толщин чаще выше, чем в газо- и водонасыщенной части пласта.

**Выводы по нефтегазоносности ачимовской толщи всех клиноформ Восточно-Уренгойской зоны:**

1. Открытые залежи нефтяные, газоконденсатные и смешанные, пластовые, сводовые, литологически и тектонически экранированные, мелкие и уникальные по запасам УВ сырья, малодебитные и высокодебитные. Максимальные дебиты нефти – 168,2 м<sup>3</sup>/сут, газоконденсата – 195,3 м<sup>3</sup>/сут., газа – 758,4 тыс. м<sup>3</sup>/сут.
2. Высокие дебиты обеспечивает трещинно-поровый тип пород- коллекторов. Трещины приурочены к зонам повышенной карбонатности пород. Часто в зонах нефте- и газонасыщенных толщин коллекторские свойства выше, чем в водонасыщенной части пласта.
3. При изучении фазового состава в плане выявлены следующие закономерности: в клиноформах Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub> и Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> – залежи нефти в ачимовской толще приурочены к восточным и северным частям; в клиноформах Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>, Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub> залежи нефти открыты в северной части, газоконденсата - в южной; для клиноформы Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub> – в северной части ачимовской толщи открыты нефтяные залежи, в западной части - газоконденсатные с нефтяной оторочкой, в восточной и центральной частях – газоконденсатные залежи. Для залежей ачимовской толщи всех клиноформ отмечается нефтяной фазовый состав в северных районах.
4. По физико-химическим свойствам нефти ачимовской толщи легкие (0,798-0,861кг/м<sup>3</sup>), парафинистые (0,79-5,81%), смолистые (0,42-4,23%), малосернистые (0,02-0,3%). Максимальное значение плотности нефти отмечаются в ачимовской толще клиноформы Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub>, минимальное - в клиноформе Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub>. Увеличение содержания серы и парафинов наблюдается с востока на запад, от более древней по возрасту (Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub>)

к более молодой клиноформе (Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub>). Минимальное содержание смол наблюдается для ачимовских отложений клиноформ: Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub>, Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub>, максимальное для клиноформ: Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> и Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub>.

5. Пластовые воды гидрокарбонатно-натриевые, реже хлоридно-кальциевые, солоноватые (M=5,3-8,5 г/л), щелочные (pH=7-12).

#### **Рекомендации по направлению поисково-разведочных работ в ачимовской толще Восточно-Уренгойской зоны:**

1. Зоны повышенных толщин песчаников являются перспективными участками поиска коллекторов нефти и газа с повышенными значениями емкостных свойств. Повышенные значения коллекторских свойств в ачимовской толще приурочены к конседиментационным впадинам – в клиноформе Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub> и северной части клиноформ Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub> и Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub>; к конседиментационным поднятиям – в клиноформе Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub> и в центральной части клиноформ Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub> и Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub>.
2. Поисково-разведочные работы на ачимовскую толщу рекомендуется проводить бурением дополнительных скважин на ловушки, в которых ранее были установлены нефтегазопроявления по скважинам (скв. 505 Западно-Хадыпурской, скв. 11 Радужной и скв. 54 Тазовской площадей). Для всех клиноформ северная часть территории является перспективной для поиска нефти. Рекомендуются перспективные участки для поиска нефти и газа в ачимовской толще и положение первоочередных проектных скважин (рисунок 5.8): в клиноформе Ач<sub>18</sub>БТ<sub>12-13</sub> - восточная часть, район Хадыпурской и Нововэнтной СЛЛ; в клиноформе Ач<sub>17</sub>БУ<sub>21</sub> – район скв. 33 Тазовского месторождения; в клиноформе Ач<sub>16</sub>БУ<sub>20</sub> - два перспективных участка в районе Тазовского и Северо-Самбургского месторождений; в клиноформе Ач<sub>15</sub>БУ<sub>17-19</sub> рекомендуется бурение поисково-разведочных скважин в южной части на Южно-Уренгойскую и Северо-Нивлюяхинскую СЛЛ и в северной части клиноформы - на Ламгаямскую группу СЛЛ; для клиноформы Ач<sub>13-14</sub>БУ<sub>16</sub> – северная часть, район Нерояхинской СЛЛ, восточнее скв. 1 Хадуттейской площади.
3. В пределах перспективных участков на поиски УВ сырья пробурить 7 скважин со сплошным отбором керна из ачимовской толщи и провести полный комплекс керновых исследований, сопоставить результаты с комплексом промыслово-геофизических исследований. Разработать методику диагностики трещинных коллекторов по ГИС.
4. Для интенсификации притоков, в связи с карбонатным типом цемента и сложным типом коллектора, рекомендуется проводить кислотную обработку скважин и гидроразрыв пласта.

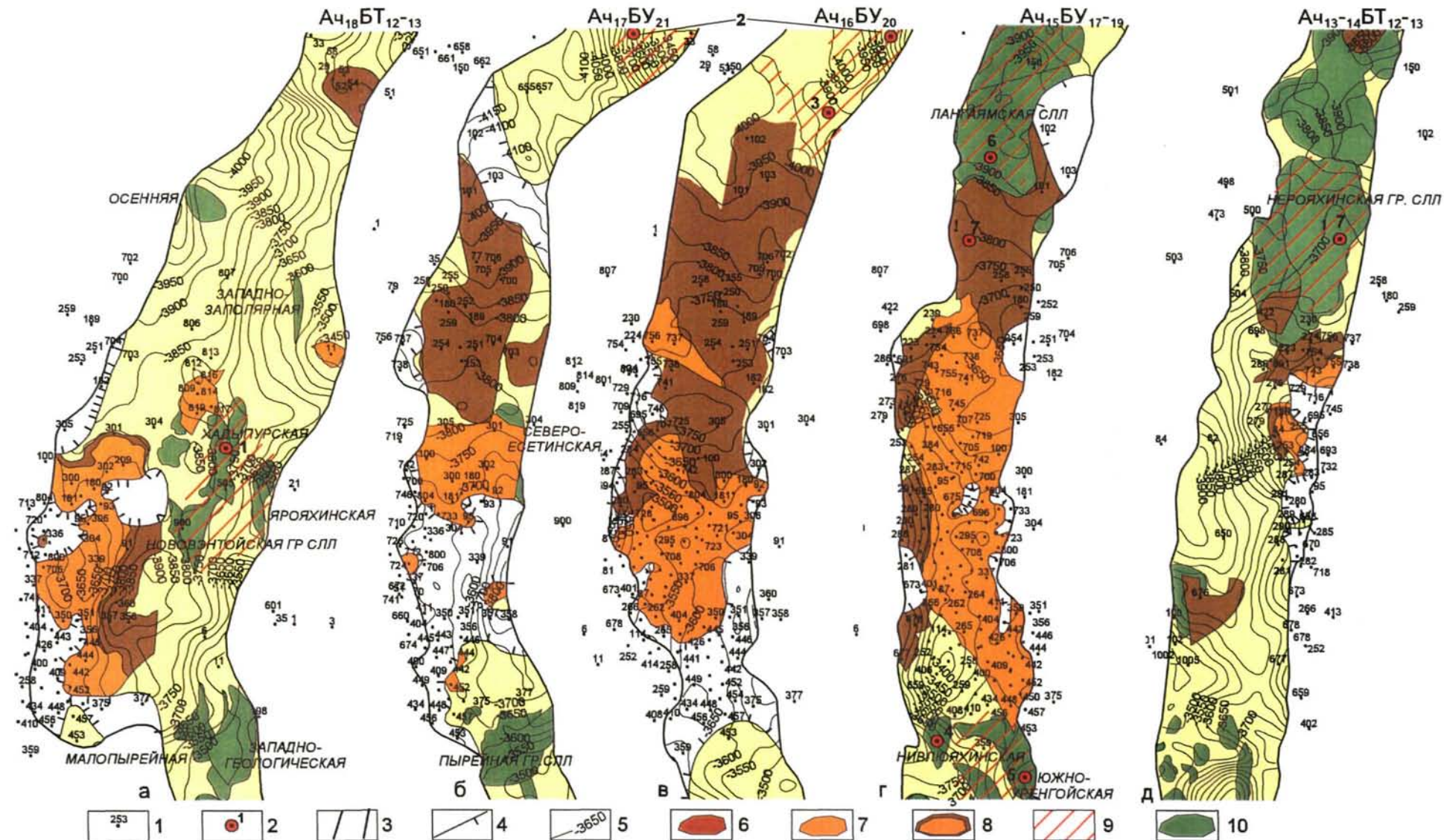


Рисунок 5.8 - Карты перспектив ачимовской толщи клиноформ: а - Ач<sub>18</sub> БТ<sub>12-13</sub>; б - Ач<sub>17</sub> БУ<sub>21</sub>; в - Ач<sub>16</sub> БУ<sub>20</sub>; г - Ач<sub>15</sub> БУ<sub>17-19</sub>; д - Ач<sub>13-14</sub> БУ<sub>16</sub>; 1 - номер пробуренных поисково-разведочных скважин; 2 - номер проектных первоочередных скважин; 3 - граница распространения ачимовской толщи; 4 - граница замещения коллекторов глинами внутри контура распространения ачимовской толщи; 5 - изогипсы по кровле ачимовской толщи разных клиноформ; залежи: 6 - нефтяная; 7 - газоконденсатная; 8 - газоконденсатная с нефтяной оторочкой; 9 - перспективные участки; 10 - ресурсы категории С<sub>3</sub>.

## Заключение

1. Проведен анализ породообразующих, акцессорных, глинистых минералов. Ачимовские отложения разных клиноформ по породообразующим минералам имеют идентичный состав – аркозовый. По акцессорным минералам ачимовские и шельфовые пласты отличаются. Состав тяжелых минералов ачимовской толщи беден, преобладают 2-3 вида, ведущая роль принадлежит устойчивым минералам: циркону, гранату и неустойчивому апатиту. Шельфовые пласты более разнообразные по составу, преобладают пять видов тяжелых минералов. Глинистый цемент, в основном, гидрослюдисто-хлоритового состава.
2. Построена серия карт: суммарных и эффективных толщин, коллекторских свойств пород, минералогических и гранулометрических коэффициентов, фазового состава УВ, АВПД и температур. Установлены связи коллекторских свойств пород с гранулометрическим составом, суммарными мощностями песчаников. Выявлен волновой характер, ритмичность процессов седиментации ачимовских отложений по разрезу и в плане. Изучено влияние постседиментационных процессов и структуры порового пространства на коллекторские свойства пород. Породы - коллекторы IV-VI класса (по Ханину А.А., 1973) с карбонатным и глинистым цементом. К максимальным мощностям песчаников приурочены повышенные значения коллекторских свойств.
3. В результате изучения текстурных особенностей пород подтверждается турбидитная природа образования ачимовских отложений.
4. Установлено влияние термобарических условий на фазовый состав УВ и коллекторские свойства пород. АВПД препятствует уменьшению пористости (противодействует уплотнению, тормозит процессы катагенетического минералообразования) и является причиной образования вторичной емкости (растворение под давлением, трещиноватость, разуплотнение пород). Больше влияние на коллекторские свойства пород оказывает АВПД, чем температура.
5. Выявлены закономерности распределения фазового состава в плане по клиноформам. Для всех клиноформ ачимовской толщи отмечается нефтяной фазовый состав залежей в северных районах. Открытые залежи нефтяные, газоконденсатные и смешанные, пластовые, сводовые, литологически и тектонически экранированные, мелкие и уникальные по запасам УВ сырья, от малодебитных до высокодебитных. По физико-химическим свойствам нефти ачимовской толщи легкие ( $0,798-0,861 \text{ кг/м}^3$ ), парафинистые (0,79-5,81%), смолистые (0,42-4,23%), малосернистые (0,02-0,3%). Часто в зонах нефте- и газонасыщенных толщин коллекторские свойства выше, чем в водонасыщенной части пласта. Даны рекомендации по бурению и по перспективным участкам в ачимовской толще.

## Список использованных источников

- 1 Авчян Г.М. Физические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах. - М.: Недра, 1972. - 144 с.
- 2 Акрамходжаев А.М., Бабадаглы В.А., Джумагулов А.Д. Геология и методы изучения нефтегазоносности древних дельт. - М.: Недра, 1986. -216 с.
- 3 Александров Б.Л. Аномально высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах. - М.: Недра, 1987. - 216 с.
- 4 Алексеев В.П. Литология: Учебное пособие. Изд. 2-е, перераб. и доп. – Екатеринбург: УГГУ, 2004. – 253 с.
- 5 Белонин М.Д., Трушкова Л.Я., Хафизов Ф.З. Изучение нефтегазоносных резервуаров в подводных конусах выноса клиноформ и основные результаты работ по составлению крупномасштабной карты их размещения как основы для проектирования геолого-разведочных работ // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. - Ханты-Мансийск. - 1998. - С. 60-65.
- 6 Белонин М.Д., Шиманский В.В., Брехунцов А.М., Бакуев О.В, Хафизов С.Ф., Игбшкин В.П. Закономерности формирования и распространения ачимовских песчаников в осевой зоне неокомского морского бассейна седиментации // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа: Материалы пятой научн.-практ. конф. - Ханты-Мансийск, 2002. - С. 109-117.
- 7 Бергер М.Г. Терригенная минералогия. - М.: Недра, 1986. - 227 с.
- 8 Бородкин В.Н. Факторы, контролирующие размещение залежей углеводородов в неокомских отложениях Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Тюмень: Труды Зап-СибНИГНИ. - 1979. - Вып. 145. - С. 42-55.
- 9 Бородкин В.Н., Бочкарев В.С., Огнев А.Ф., Рысев В.В. Методы прогноза зон улучшенных коллекторов в ачимовской толще севера Западной Сибири // Геология и нефтегазоносность Надым-Пур-Тазовского междуречья. (Труды 1-й Пуровской геологической конференции). – Тюмень - Тарко-Сале: ЗапСибНИГНИ. - 1995. – С. 83-96.

- 10 Бородкин В.Н., Бочкарев В.С., Дещеня Н.П. Характеристика строения и условия формирования пласта Ач<sub>16</sub> ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны на основании комплексирования различных видов исследований // Нефть и газ. - 1997. - №6. - С. 17.
- 11 Бородкин В.Н., Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Храмцова А.В. Палеотектонический анализ отложений ачимовской толщи севера Западной Сибири в связи с нефтегазоносностью // Горные ведомости. - 2005. - №9. - С. 24-37.
- 12 Бородкин В.Н., Брехунцов А.М. Представления на условия осадконакопления ачимовской толщи Западной Сибири // Проблемы литологии, геохимии и рудогенеза осадочного процесса: Тезисы докладов. - М.: ГЕОС. - 2000. - С. 124-129.
- 13 Бородкин В.Н., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П. Характеристика строения, условий седиментации и нефтегазоносности резервуаров ачимовской толщи и их шельфовых аналогов в пределах Уренгойского региона // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 2001. - №5 - С. 16-24.
- 14 Бородкин В.Н., Дещеня Н.П., Храмцова А.В., Шиманский В.В., Исаев Г.Д. Сложный (смешанный) тип коллекторов в породах ачимовской толщи севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - М.:ВНИИОЭНГ, 2004. - №11. - С. 37-44.
- 15 Бородкин В.Н., Дещеня Н.П., Храмцова А.В., Шиманский В.В., Исаев Г.Д. Структура порового пространства и тип коллекторов в породах ачимовской толщи севера Западной Сибири // Горные ведомости. - 2004. - №5. - С. 29-34.
- 16 Бородкин В.Н., Исаев Г.Д., Храмцова А.В. Региональный фациальный анализ ачимовских клиноформных отложений севера Западной Сибири // Горные ведомости. - 2004. - № 5. - С. 18-28.
- 17 Бородкин В.Н., Храмцова А.В. Литологические характеристики и фильтрационно-емкостные свойства пород ачимовского НГК севера Западной Сибири // Горные ведомости. - 2005. - №7. - С. 34-42.
- 18 Бородкин В.Н., Храмцова А.В., Каримова Н.А. Представление о геологической модели клиноформы БП<sub>14</sub>Ач<sub>15</sub> севера Западной Сибири на базе литофациальных исследований // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2003. - №4-5. - С. 66-82.

- 19 Бородкин В.Н., Храмцова А.В. Терригенно-минералогические комплексы ачимовской толщи Надым-Пурской НГО // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна: Материалы научно-практической конференции: – Тюмень: Вектор Бук. – 2004. – Ч.1. – С. 145-147.
- 20 Ботвинкина Л.Н. Методическое руководство по изучению слоистости. - Москва: Наука, 1965. - Вып. 119. - 259 с.
- 21 Бочкарев В.С. Геологическое строение палеозойского и триасового комплексов в Пуровском регионе и перспективы их нефтегазоносности // Геология и нефтегазоносность Надым-Пур-Тазовского междуречья. - Тюмень: Тарко-Сале, 1995. - с. 179-206.
- 22 Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П. Палеозой и триас Западной Сибири // Геология и геофизика. - 2003. - №1-2. - С. 120-143.
- 23 Бочкарев В.С. Палеобатиметрические условия формирования ачимовской толщи Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 1999. - №5. - С. 23-27.
- 24 Бочкарев В.С., Матигоров А.А., Нежданов А.А., Ушатинский И.Н. Перспективы нефтегазоносности палеозоя северной части Тургайского прогиба и Вагай-Ишимской зоны // Проблемы геологии и нефтегазоносности доюрских отложений Западной Сибирской плиты. - Новосибирск, 1977. - Вып. 255. - С. 32-38.
- 25 Брехунцов А.М., Бородкин В.Н., Дещеня Н.П., Ильин Ю.М. Строение залежей углеводородов продуктивных пластов ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны и методика их разведки // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 1999. - №5. - С.16-22.
- 26 Брехунцов А.М., Бородкин В.Н., Дещеня Н.П. Характеристика строения, условия седиментации и нефтегазоносности резервуаров ачимовской толщи и их шельфовых аналогов в пределах Уренгойского региона // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 2001. - №5. - С. 16-24.
- 27 Брехунцов А.М., Бородкин В.Н., Бочкарев В.С., Дещеня Н.П. Условия формирования и особенности строения основных продуктивных пластов ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны // Материалы геолого-технического совещания. - Екатеринбург, «Путиведь». - 1999. - С. 35-58.

- 28 Бородкин В.Н., Дещеня Н.П., Исаев Г.Д., Храмцова А.В. Характеристика текстур турбидитов ачимовского клиноформного комплекса севера Западной Сибири // Горные ведомости. - Тюмень. - 2004. - №4. - С. 38-48.
- 29 Бородкин В.Н., Дещеня Н.П., Цимбалюк Ю.А., Ордин В.А., Храмцова А.В. Детальная сейсмогеологическая модель неокомского клиноформного комплекса севера Западной Сибири как основа нового пересчета потенциальных ресурсов углеводородов // Геомодель: Тез. докл. VI-й международной научно-практической конф. 12-18 сентября 2004 г. - Геленджик, 2004. - ч. II. - С. 66-68.
- 30 Брехунцов А.М., Бородкин В.Н., Дещеня Н.П., Ильин Ю.М., Балин В.П., Шестаков А.В. Проблемы картирования, индексации и прогноза высокоперспективных зон в ачимовской толще Восточно-Уренгойской зоны и некоторые аспекты технико-экономического обоснования ее освоения // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 1999 - №11. - С. 2-13.
- 31 Брехунцов А.М., Кучеров Г.Г., Стасюк М.Е. Тип коллектора в отложениях ачимовской толщи Восточно-Уренгойской поисковой зоны // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 1998. - №7. - С. 2-6.
- 32 Бурлин Ю.К., Конюхов А.И., Карнюшина Е.Е. Литология нефтегазоносных толщ: Учеб. Пособие для вузов. М.:Недра, 1991. - 286 с.
- 33 Буш Д.А. Стратиграфические ловушки в песчаниках. - М.: Мир, 1977. - 215 с.
- 34 Верзилин Н.Н. Методы палеографических исследований. - Л.: Недра, 1979. - 247 с.
- 35 Высоцкий В.Н., Яркова Н.П. Прогнозирование ловушек в разрезе ачимовской толщи Верхненадымской площади (с использованием материалов МОГТ) // Ускорение поисков нефти и газа в Западной Сибири. - Тюмень: ЗапСибНИГНИ. - 1989. - С. 41-45.
- 36 Гайворонский И.Н., Леоненко Г.Н., Замахаев В.С. Коллекторы нефти и газа Западной Сибири. Их вскрытие и опробывание. - М.: Геоинформмарк. - 2000. - 203 с.
- 37 Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. - М.: Недра, 1975. - 580 с.



- 38 Геолого-геофизические предпосылки создания региональной геологической модели неокомского комплекса Западной Сибири / Брехунцов А.М., Бородкин В.Н., Дещеня Н.П., Нестеров И.И. (мл.), Храмцова А.В. и др. // Горные ведомости. -2006. – №3.
- 39 Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. Учебник для вузов. изд. 3-е перераб. и доп. - М.:Недра, 1982. - 311 с.
- 40 Гиршгорн Л.Ш., Соседков В.С. Условия формирования песчаных тел в склоновых отложениях неокомской клиноформной толщи севера Западной Сибири // Геология нефти и газа. - 1990. - №3. - С.26-29.
- 41 Гурари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ Западно-Сибирской плиты (история становления представлений): Монография. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. - 141 с.
- 42 Гурари Ф.Г. Клиноформы - новый тип литостратонов // Геология и геофизика. - 1994. - №4. - С. 19-26.
- 43 Еханин А. Е., Шпильман В. И. Выделение перспективных зон для поисков залежей нефти и газа в отложениях берриас-валанжина (ачимовская пачка) Западной Сибири // Нефтегазовая геология и геофизика. - 1975. - № 2. - С. 15-19.
- 44 Дороговицкая Л.М. Влияние термодинамических условий на коллекторские свойства пород и электрические параметры, используемые при подсчете запасов нефти и газа (на примере нефтяных месторождений Среднего Приобья): Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук. – Тюмень, 1974. – 22 с.
- 45 Жданов А.С., Стасенков В.В. Комплексное изучение коллекторских свойств продуктивных пластов. - М.: Недра, 1976. - 136 с.
- 46 Зверев К.В., Казаненков В.А. Седиментация отложений ачимовской толщи Северного Приобья // Геология и геофизика. -2001.- №4. - С. 25-38.
- 47 Игошкин В.П., Шлезингер А.Е. Неокомские клиноформы Западной Сибири и причины их возникновения // Докл. АН СССР. - 1990. - №5. - С. 1191-1195.
- 48 Игошкин В.П., Шлезингер А.Е. Генетические типы неокомских клиноформ Западной Сибири // Геология и геофизика. - 1990. - №8. - С. 16-20.

- 49 Изучение продуктивных отложений неокома Восточно-Уренгойского месторождения / А.Н. Золотов, А.Г. Лурье, Д.И. Рудницкая, Ф.К. Салманов // Геология нефти и газа. - 1998. - №8. - С. 1-10.
- 50 Ильин В.М, Сонич В.П., Черников О.А. Влияние температуры на пористость и удельное электрическое сопротивление водонасыщенных полимиктовых коллекторов // Физические свойства коллекторов нефти при высоких давлениях и температурах. - М.:Наука, 1979. - С. 44-52.
- 51 Карогодин Ю.Н. Ритмичность и осадконакопления и нефтегазоносность. - М.: Недра, 1974. - 176 с.
- 52 Колгина Л.П., Чернова Н.А. Породы-коллекторы нижнего неокома месторождений нефти Среднего Приобья. - М.:Недра, 1977. - 95 с.
- 53 Копелиович А.В. Особенности эпигенеза песчаников могилевской свиты юга-запада Русской платформы и некоторые вопросы, с ним связанные // Изд. АН. СССР, сер. геол., - 1958. - № 11.
- 54 Котельников Б.Н. Реконструкция генезиса песков. - Л.: ЛГУ, 1989. - 132 с.
- 55 Корнев В.А. Прогнозирование объектов для поисков залежей углеводородного сырья по сейсмогеологическим данным (на примере осадочного чехла Западной Сибири). - Тюмень: ТГНГУ, 2000. - 373 с.
- 56 Кропотова Е.П., Коровина Т.А., Федорцов И.В., Салмин М.В., Мостовой В.В. Генезис, морфология и вещественный состав пород верхнеюрских и ачимовских отложений на Конитлорской площади // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа (Четвертая научн.-практ. конференция). Под редакцией Карасева В.И., Ахпателова Э.А., Волкова В.А. - Ханты-Мансийск, 2001. - С. 196-205.
- 57 Климушина Л.П. Наклонные отражающие горизонты мезозойского разреза Западной Сибири и АВПД // Пластовые давления в нефтегазоносных провинциях. - М.: ИГИРГИ, 1982. - С. 102-115.
- 58 Кулахметов Н.Х., Никитин В.М., Ясович Г.С. Особенности стратиграфии морских отложений неокома севера Западной Сибири по данным сейсморазведки и бурения // Сейсморазведка для литологии и стратиграфии. - Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1985. - С. 54-64.

- 59 Кунин Н.Я., Милетенко Н.В., Сафонов В.С. Модели неокомской седиментации и проблемы поисков неантиклинальных ловушек нефти в Среднем Приобье // Секвенс-стратиграфия нефтегазоносных бассейнов России и стран СНГ: Тезисы докладов. - СПб: ВНИГРИ, 1995. - С. 38-40.
- 60 Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. - Л.: Недра, 1992. - 239 с.
- 61 Лебедев Б.А., Аристова Г.Б., Бро Е.Г. и др. Влияние эпигенетических процессов на параметры коллекторов и покрышек в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности // Тр. ВНИГРИ. - Л.: Недра, 1976. - Вып. 361.
- 62 Левинзон И.Л., Брехунцов А.М., Бородкин В.Н., Бочкарев В.С., Дещеня Н.П. Ачимовская толща - один из основных объектов стабилизации добычи углеводородного сырья на территории Ямало-Ненецкого автономного округа // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 2001. - №1. - С. 4-17.
- 63 Левинзон И.Л., Брехунцов А.М., Бородкин В.Н., Дещеня Н.П. Ачимовская толща - залог стабильного развития топливно-энергетического комплекса Ямало-Ненецкого автономного округа в XXI веке // Всероссийский съезд геологов и научно-практическая геологическая конференция «Геологическая служба и минерально-сырьевая база России на пороге XXI века. - Санкт-Петербург, 2000. - Т. 3. - С. 209-210.
- 64 Лидер М.Р. Седиментология. Процессы и продукты. - М.: Мир, 1986. - 439 с.
- 65 Лисицын А.П. Осадкообразование в океанах. - М.: Наука, 1974. - 219 с.
- 66 Лисицын А.П. Гранулометрический состав взвеси и донных осадков морей и океанов // Гранулометрический анализ в геологии. - М.: АН СССР, 1978. - С. 106-146.
- 67 Ляхович В.В. Акцессорные минералы, их генезис, состав, классификации и индикаторные признаки. - М.: Наука, 1968. - 275 с.
- 68 Македонов А.В. Методы литофациального анализа и типизация осадков гумидных зон. - Л.:Недра, 1985. - 243 с.
- 69 Материалы геолого-технического совещания «Строительство разведочных скважин на ачимовские отложения Восточно-Уренгойской зоны. Под ред.

- Брехунцова А.М., Кекуха С.Г., Бородкина В.Н., Блинова Б.М. - Екатеринбург: Путеведь, 1999. - 288 с.
- 70 Методы палеогеографических реконструкций (при поисках залежей нефти и газа). Гроссгейм В.А., Бескровная О.В., Геращенко И.Л. и др. - Л.: Недра, 1984. - 271 с.
- 71 Мелик-Пашаев В.С., Халимов Э.М., Серегина В.Н. Аномально высокие пластовые давления на нефтяных и газовых месторождениях. - М., 1983. - 181 с.
- 72 Мирчинк М.Ф., Сонич В.П., Ильин В.М., Черников О.А. О необратимом снижении проницаемости песчано-алевритовых коллекторов в условиях падения пластового давления // Геология нефти и газа. - 1975. - №3. - С. 32-35.
- 73 Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел - литологических ловушек нефти и газа. - Л.: Недра, 1984. - 260 с.
- 74 Муромцев В.С., Ивановская А.В. Секвенстратиграфия (седиментология и электрометрические методы в геологии) при поисках ловушек нефти и газа в клиноформных отложениях // Секвенстратиграфия нефтегазоносных бассейнов России: Тезисы докладов, 1995. - С. 91-92.
- 75 Наумов А.Л., К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского раннемелового бассейна // Геология и геофизика. - 1977. - №10. - С. 38-47.
- 76 Наумов А.Л. Хафизов Ф.З. Новый тип литологических ловушек в неокомских отложениях Западной Сибири // Геология нефти и газа. - 1986. - №6. - С. 31-35.
- 77 Нестеров И.И., Высоцкий В.Н. Литолого-фациальная характеристика берриас-валанжинских седиментационно-сейсмических комплексов Среднего Приобья // Сейсморазведка для литологии и стратиграфии. - Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1985. - С. 41-54.
- 78 Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. - М.: Академии горных наук, 2000. - 264 с.
- 79 Никольская А.С. Условия формирования песчано-алевритовых отложений ачимовской толщи // Выбор объектов нефтегазопоисковых работ на базе

- общегеологических и палеогеографических критериев: Труды ЗапСибНИГНИ. - 1983. - Вып. 183. - С. 95-100.
- 80 Петтиджон Ф, Поттер П, Сивер Р. Пески и песчаники. - М.: Мир, 1976. -535 с.
- 81 Прогноз нефтегазоносности ачимовской толщи северной центриклинали Нижнепурского мегапрогиба/ Нестеров И.И., Бородкин В.Н., Высоцкий В.Н. и др. // Сов. геология. - 1988. - №11. - С. 5-13.
- 82 Прошляков Б.К., Кузнецов В.Г. Литология и литофациальный анализ. - М.: Недра, 1981. - 284 с.
- 83 Рединг Х.Г. Обстановки осадконакопления и фации: В 2 томах. - М.: Мир, 1990. - 736 с.
- 84 Рейнек Г.-Э., Сингх И.Б. Обстановки терригенного осадконакопления (с рассмотрением терригенных кластических осадков). - Пер. с англ. - М.: Недра, 1981. - 439 с.
- 85 Решение 5-го межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины Тюмень, 1990г. Объяснительная записка к региональным стратиграфическим схемам мезозоя Западно-Сибирской равнины, принятым МРСС-90 14-18 мая 1990г. и утвержденным МСК СССР 30 января 1991г. - Тюмень: ЗапСибНИГНИ. - 1991. - 54 с.
- 86 Романовский С.И. Седиментологические основы литологии. Л.: Недра, 1977. - 408 с.
- 87 Рожков Г.Ф. Геологическая интерпретация гранулометрических параметров по данным ситового анализа // Гранулометрический анализ в геологии. - М.: ГИН АН СССР, 1978. - С. 5-25.
- 88 Рухин Л.Б. Основы литологии. Учение об осадочных породах. Изд. 3-е, переработанное и дополненное. - Л.: Недра, 1969. - 703 с.
- 89 Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. - Л.: Недра, 1989.
- 90 Сахибгареев Р.С., Шиманский В.В. Минералогический метод прогнозирования размеров песчаных тел в клиноформных отложениях нижнего мела Западной Сибири // Секвенс-стратиграфия нефтегазоносных

бассейнов России и стран СНГ: Тезисы докладов ВНИГРИ, - СПб. - 1995. - С. 112-113.

- 91 Седиментология: Пер. с польск./ Градзиньский Р., Костецкая А., Радомский А., Унруг Р. - М.: Недра, 1980. - Пер. изд. ПНР, 1976. - 640 с.
- 92 Селли Р. Введение в седиментологию. - М.: Недра, 1981. - 370 с.
- 93 Сидоренков А.И. Мотогенетическая классификация песчано-алевритовых отложений мезозоя Западной Сибири // Выбор объектов нефтегазопроисковых работ на базе общегеологических и палеогеографических критериев: Труды ЗапСибНИГНИ. - 1983. - Вып. 183. -С. 101-114.
- 94 Смехов Е.М., Дорофеева Т.В. Вторичная пористость горных пород-коллекторов нефти и газа. - Л.: Недра, 1987. - 96 с.
- 95 Словарь по геологии нефти и газа. - Л.: Недра, 1988. - 679 с.
- 96 Соколова Т.Н. Факторы, определяющие условия седиментации отложений ачимовской толщи Западной Сибири // Прогноз месторождений нефти и газа. - М.: ВНИГНИ, 1989. - С. 135-142.
- 97 Соседков В.С., Четвертных В. П. Строение ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны по данным сейсморазведки // Геология нефти и газа. - 1995. - № 2. - С. 28-34.
- 98 Соседков В.С., Сурков Ю.Н., Левченко С.А. Цикличность неокомских отложений севера Западной Сибири по данным сейсморазведки// Прикладные вопросы седиментационной цикличности и нефтегазоносности. - Новосибирск: Наука, 1987. - С. 20-23.
- 99 Справочник по литологии/ Под ред. Н.Б. Вассоевича, В.Л. Либровича, Н.В. Лонгвиненко, В.И. Марченко. - М.: Недра, 1983. - 509 с.
- 100 Стасюк М.Е., Брехунцов А.М., Пономарев А.Н., Бажанова Е.В. Закономерности изменения свойств коллекторов и проблемы трещиноватости ачимовской толщи Восточно-Уренгойской поисковой зоны // Материалы геолого-технического совещания.- Екатеринбург: Путеведъ. - 1999. - С. 59-72.
- 101 Стратиграфический словарь мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности/ Под ред. Ростовцева Н.Н. - Л.: Недра, 1978. - 183 с.

- 102 Трушкевич Р.Т. Модель ловушек в ачимовских отложениях (валанжин— берриас) севера Западной Сибири // Геология нефти и газа, 1994. - № 2. - С. 21-23.
- 103 Ушатинский И.Н., Зарипов О.Г. Минералогические и геохимические показатели нефтегазоносности мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты. - Свердловск: Средне-Уральское кн. из-во, 1978. - 207 с.
- 104 Физические свойства коллекторов нефти при высоких давлениях и температурах. - М.: Наука, 1979. - 168 с.
- 105 Фролов В.Т. Генетическая типизация морских отложений. - М.: Недра, 1984. - 222 с.
- 106 Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. - М.: Недра.- 1969. - 368 с.
- 107 Ханин А.А. Породы- коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. - М.: Недра, 1973. - 304 с.
- 108 Хафизов С.Ф., Шиманский В.В. Моделирование и прогноз зон формирования коллекторов (на примере юрских и меловых отложений Западно-Сибирской плиты). - М.: Недра, 2002. - 191 с.
- 109 Хоробрых Д.Л., Пикулевич И.А., Пенягин П.А., Каримова Н.А. Гидрогеохимическая характеристика неокомского клиноформного комплекса севера Западной Сибири// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2003. - №4-5. - С.61-66.
- 110 Храмцова А.В. Характеристики пород-коллекторов ачимовской толщи Восточно-Уренгойской поисковой зоны// Материалы XIII научно-практ. конф. молодых ученых и специалистов 28-29 мая 2002 г. - Тюмень, 2002. - С. 20-29.
- 111 Храмцова А.В. Литофациальные и фильтрационно-емкостные характеристики ачимовской толщи клиноформ БП<sub>14</sub>Ач<sub>15</sub>, БП<sub>16</sub>Ач<sub>16</sub> Надым-Пурской нефтегазоносной области// Проблемы развития нефтяной промышленности: Докл. отраслевой научн.-практ. конф. молодых ученых и специалистов 27-28 мая 2003 г. - Тюмень, 2003. - С. 19-26.
- 112 Храмцова А.В. Аномально высокие пластовые давления, температура, их влияние на фазовый состав УВ и коллекторские свойства пород в ачимовских отложениях Восточно-Уренгойской зоны // Состояние, тенденции и проблемы

- развития нефтегазового потенциала территорий Тюменской области. - Тюмень, 2005. - Т.1. - С. 162-170.
- 113 Хэллем Э. Интерпретация фаций и стратиграфическая последовательность: Пер. с англ. - М.: Мир, 1983. - 328 с.
- 114 Черноморский В.Н. и др. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи неокома Среднего Приобья. Межвуз. тем. сб. - Тюмень, 1977. - Вып. 64. - С. 31-38.
- 115 Черников О.А. Литологические исследования в нефтепромысловой геологии. - М.: Недра, 1981. - 237 с.
- 116 Шванов В.Н. Петрография песчаных пород (компонентный состав, систематика и описание минеральных видов). - Л.: Недра, 1987. - 269 с.
- 117 Шиманский В.В. Закономерности формирования неструктурных ловушек и прогноз зон нефтенакпления в юрских и нижнемеловых отложениях Западной Сибири: Автореф. дис. к.г.-м. наук: 25.00.12 / ВНИГРИ. - Санкт-Петербург, 2003. - 47 с.
- 118 Шиманский В.В., Танинская Н.В., Окнова Н.С., Бородкин В.Н., Храмцова А.В., Пенягин П.В. Прогноз коллекторов в отложениях ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны в связи с моделью их седиментации // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - М.:ВНИИОЭНГ, 2003. - №4-5. - С. 77-82.
- 119 Шиманский В.В., Ивановская А.В., Сахибгареев Р.С. Палеодинамические реконструкции среды осадконакопления ачимовских алевро-песчаников неокома Сургутского свода как основа прогнозирования зон улучшенных коллекторов// Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО, Ханты-Мансийск, 1998. - С. 66-75.
- 120 Шишигин С.И., Н.Ф. Береснев Н.Ф. Влияние давления и температуры на коллекторские свойства продуктивных пород// Геология нефти и газа. - 1975. - №9. - С. 46-48.
- 121 Шпильман В.И., Мясникова Г.П., Трусков Л.Л. Перерывы при формировании неокомских клиноформ в Западной Сибири // Геология нефти и газа. - 1993. - №6. - С. 2-5.



- 122 Шумилова Е.В. Терригенные компоненты мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности // Новосибирск: СО АН СССР, 1963. - 314 с.
- 123 Шутов В.Д. Минеральные парагенезисы граувакковых комплексов. - М.: Наука, 1975. -110 с.
- 124 Япаскурт О.В., Ростовцева Ю.В., Соловьева Н.А., Сорокин В.М., Шарданова Т.А. Исследование осадочных горных пород при составлении средне- и мелкомасштабных геологических карт нового поколения: методические рекомендации. Часть II. Генетический анализ морских отложений мелководных и глубоководных конусов выноса. – М.: МГУ, 1998. – 162 с.
- 125 Bouma A.H. Sedimentology of some flysh deposits a graphic approach to fasies interpretation. Amsterdam, Elsevier Pub. Co., 1962, 168 p.
- 126 Stow D.A. V., Shanmugam G. Sequence of structures in fine - grained turbidites: comparision of recent deep-sea and ancient flysch sediment // Sedim. Geol., 1980. v.25, №1, p. 23-42.
- 127 Lowe D.R. Restricted shallow- water sedimentation of early flows: II Depositional models with special reference to the deposits of high-density turbidity currents: J. Sedim. Petrol. 1982, 52 p.279-297.12.3.4.
- 128 Mutti E. Turbidite sandstones. Milan, 1992, 275 p.

#### Фондовые материалы

- 129 Анализ свойств коллекторов месторождений Восточно-Уренгойской поисковой зоны. - Тюмень, 1997. - Отв. исполн. Стасюк М.Е.
- 130 Детальные литогеохимические исследования ачимовской толщи Уренгойского и Тазовского районов по керну глубоких скважин. - Томск, 1999. - Отв. исполн. Шалдыбин М.В.
- 131 Детальные литогеохимические исследования ачимовской толщи Уренгойского и Тазовского районов по керну глубоких скважин.- Томск, 2000. - Отв. исполн. Шалдыбин М.В.

- 132 Литология и фациальные особенности продуктивных отложений мезозоя новых месторождений нефти и газа Тюменской области: Отчет литолого-минералогической лаборатории по материалам 1986-1987 гг. - Тюмень, 1988. - Кн. 23. - Т. II. - Отв. исполн. Топычканов Б. В.
- 133 Литология и фациальные особенности продуктивных отложений мезозоя новых месторождений нефти и газа Тюменской области: Отчет литолого-минералогической лаборатории по материалам 1986-1987 гг.- Тюмень, 1988. - Кн. 25. - Т. II. - Отв. исполн. Топычканов Б. В.
- 134 Литология и фациальные особенности продуктивных отложений мезозоя новых месторождений нефти и газа Тюменской области: Отчет литолого-минералогической лаборатории по материалам 1988-1989 гг. - Тюмень, 1990. - Кн. 16. Т. II. - Отв. исполн. Топычканов Б. В.
- 135 Литология и фациальные особенности нефтегазоносных отложений тюменской области: Отчет литолого-минералогической лаборатории по материалам 1990-1992г.г. - Тюмень, 1992. - Кн. 2. - Отв. исполн. Топычканов Б.В.
- 136 Модель осадконакопления пласта Ач<sub>16</sub> ачимовской толщи Большого Уренгоя по данным керновых исследований. - Тюмень, 1997. - Отв. исп. Кропотова Е.П.
- 137 Оценка перспектив нефтегазоносности ачимовских отложений Нижнепурского мегапрогиба от Западно-Таркосалинского месторождения на юге до Салекаптского на севере (Восточно-Уренгойская зона): Отчет о НИР. - Тюмень, 1999. - 551 с. - Отв. исполн. Бородкин В.Н.
- 138 Подсчет запасов нефти, газа и конденсата ачимовских отложений, залежей неокома (БУ<sub>16</sub>, БУ<sub>17</sub>, БУ<sub>18</sub>), юры (пласты ЮГ<sub>2</sub>, ЮГ<sub>3</sub>, ЮГ<sub>4</sub>) Уренгойской группы месторождений по состоянию на 1.01.03г.- Тюмень, 2003. -Отв. исполн. Михайлова Н.А.
- 139 Составление литогенетической модели ачимовской толщи Уренгойского района (Восточно-Уренгойская и Тазовско-Ярояхинская зоны). - Санкт-Петербург, 2000. - Отв. исполн. Шиманский В.В.
- 140 Уточнение литогенетической модели ачимовской толщи Уренгойского района (Восточно-Уренгойская и Тазовско-Ярояхинская зоны). - Санкт-Петербург, 2001. - Отв. исполн. Шиманский В.В.