

6. 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. — № 5. — С. 2—6.
 7. Ачимовская толща — один из основных объектов стабилизации добычи углеводородного сырья на территории Ямало-Ненецкого автономного округа / И.Л. Левинзон, А.М. Брехунцов, В.Н. Бородин и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 2001. — № 1. — С. 4—17.

8. Ачимовский турбидитовый комплекс севера Западной Сибири — крупнейший объект нефтегазодобычи в XXI веке / И.Л. Левинзон, А.М. Брехунцов, В.Н. Бородин и др. // Российская Арктика: Геологическая история, минерагения, геоэкология. — СПб., 2002. — С. 652—659.
 9. Хафизов С.Ф., Шиманский В.В. Моделирование и прогноз зон формирования коллекторов (на примере юрских и меловых отложений Западно-Сибирской плиты). — СПб.: Недра, 2002. — 190 с.

УДК 502.55 (203); 629.13

ПРОГНОЗ КОЛЛЕКТОРОВ В ОТЛОЖЕНИЯХ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ ВОСТОЧНО-УРЕНГОЙСКОЙ ЗОНЫ В СВЯЗИ С МОДЕЛЬЮ ИХ СЕДИМЕНТАЦИИ

В. В. Шиманский, Н. В. Танинская, Н. С. Окнова
 (ВНИГРИ),
 В. Н. Бородин, А. В. Храмцова, П. В. Пенягин
 (ОАО "СибНАЦ")

Неокомская толща Западной Сибири является основным нефтегазоносным комплексом, из которого добывают до 90 % углеводородов. Однако ее нижняя часть — ачимовская толща — исследована недостаточно, хотя именно с ней связаны последние крупные открытия в Западной Сибири. В этом отношении одной из наиболее перспективных территорий является Восточно-Уренгойская зона [3].

Основная цель исследования заключалась в создании модели осадконакопления ачимовских отложений для локального прогноза зон улучшенных коллекторов в пределах Восточно-Уренгойской зоны, поскольку по данному объекту ведется подсчет запасов углеводородов с последующим утверждением их в ГКЗ.

Работа основана на обширном фактическом материале, включающем результаты обработки образцов керн и промыслово-геофизических данных более 100 скважин глубокого бурения и материалов сейсморазведки. Использовались авторские методики ВНИГРИ, включая метод электрометрической геологии В.С. Муромцева [6], метод подсчета параметров пористости и трещиноватости в шлифах нестандартного размера [4], метод

Предмет исследований — резервуары углеводородов в клиноформах БП₁₄Ач₁₅(Ач₃₋₄) и БП₁₅Ач₁₅(Ач₅) в неокомском клиноформном комплексе Восточно-Уренгойской зоны Западной Сибири. Целью работы явилось создание седиментационной модели клиноформных ачимовских отложений для выявления в них коллекторов. На основе детальных литолого-петрографических исследований установлены основные фациальные зоны резервуаров БП₁₄Ач₁₅(Ач₃₋₄) и БП₁₅Ач₁₅(Ач₅) и связанные с ними типы коллекторов. Зоны формирования проксимальной части конусов выноса и подводного песчаного вала совпадают с зонами улучшенных коллекторских характеристик и являются наиболее перспективными для размещения разведочных и эксплуатационных скважин.

The subject of researches is the reservoir of hydrocarbons in the achimov series of Neocom cliniform complex of East-Urengoy zone of West Siberia. The aim of research was creation of sedimentary model of cliniform achimov sequences and grounding of their reservoir properties. On the basis of detail litho-petrographical researches the main facial zones in BP₁₄Ach₁₅(Ach₃₋₄) and BP₁₅Ach₁₅(Ach₅) reservoirs and connected with them reservoirs were established. The zones of proximal parts of debris cone and submarine sand swell correspond with zones of the best reservoir characteristics and may be the most prospective for accomodation of exploration and exploitation wells.

палеодинамических реконструкций Г. Ф. Рожкова [5] и палеогеоморфологических исследований, выполненных в СибНАЦ [1].

Ачимовская толща имеет сложное клиноформное строение. Ее формирование обусловлено сносом огромных масс обломочного материала с Сибирской платформы в некомпенсированный бассейн баженовского моря [2]. Подстилающая баженовская свита служила основной генерирующей толщей. Ачимовская толща составляет в клиноформе фондоформную часть, сформированную турбидитными потоками [2, 8].

Седиментационные модели турбидитных комплексов и конусов выноса детально изучены как в нашей стране, так и за рубежом [7—13]. В пределах раннемелового Западно-Сибирского палеобассейна можно выделить четыре круп-

ные и резко различающиеся обстановки терригенного осадконакопления: мелководный шельф, континентальный склон (верхний и нижний), подводные конусы выноса (турбидиты) и дно бассейна. Диагностика фациальных зон сильно затруднена в закрытых бассейнах (не имеющих естественных обнажений), но в отдельных случаях они могут распознаваться по данным сейсморазведки и ГИС.

В. С. Муромцев на примере пластов АС₁₂ Восточно-Тарасовского месторождения выделяет следующие элементы турбидитной системы: подводящие и распределительные каналы, направленный поток, головную, основную и краевую части веера выноса [7]. На основе электрометрических моделей фаций, данных гранулометрического, петрографо-минералогического, текстурного, иммерсионного анализов в ачимовских отложениях Восточно-Уренгойской зоны выделено несколько фациальных зон турбидитной системы.

Проксимальная, или внутренняя, часть турбидитной системы (I тип разреза) соответствует головной части конуса выноса, по В. С. Муромцеву [7]. Она сложена грубо- и среднезернистыми плохо отсортированными песчаниками, глинистыми обломками. Характерны массивная, однородная, слабо выраженная градационная и линзовидная текстуры. Формируется зерновыми высокоплотными или турбидитными мутьевыми потоками у основания склона, в устьях питающих каналов. Для них типичны последовательности А. Боума, Д. Лови [12, 13]. Осаждение происходило быстрыми темпами на стадии регрессии бассейна. Проработка стоковыми или вдольсклоновыми течениями улучшала сортировку осадка и его коллекторские характеристики.

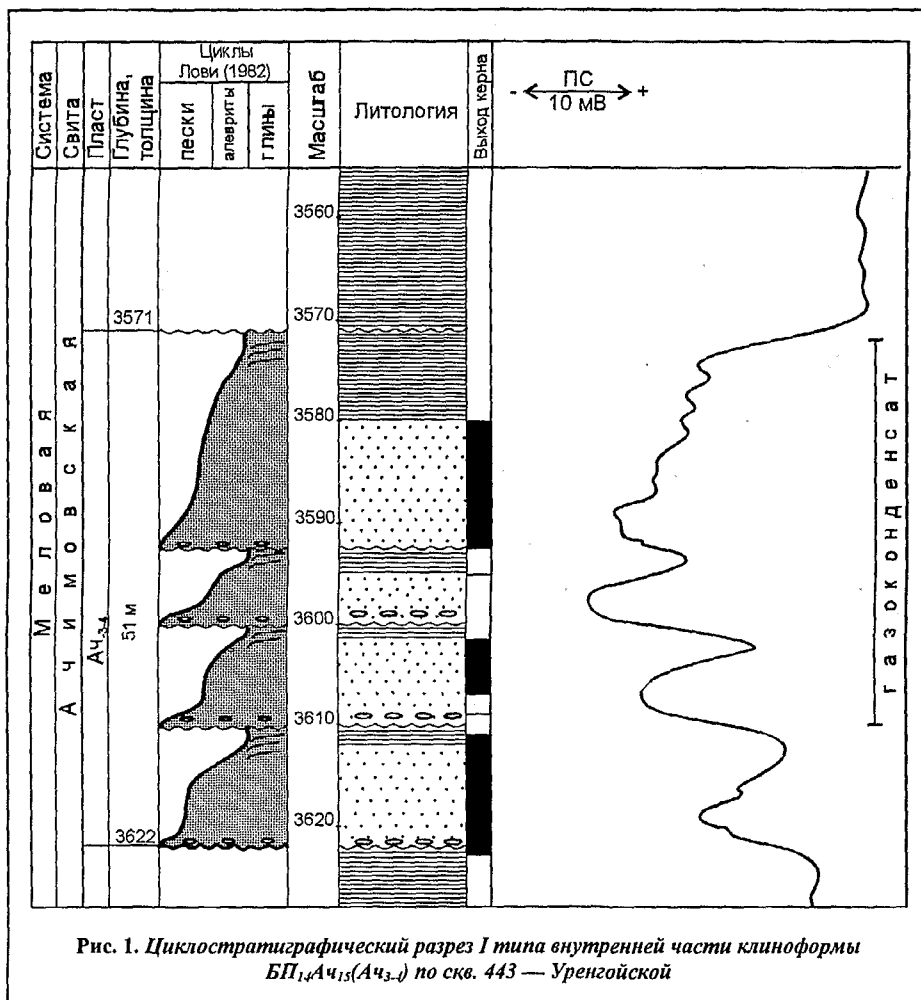
В резервуаре БП₁₄Ач₁₅(Ач₃₋₄)* выделена проксимальная часть турбидитной системы, которая имеет

ограниченное распространение и выделяется преимущественно в центральной и восточной частях резервуара. Для нее характерна цикличность, по Д. Лови [13], когда в нижней части цикла присутствуют песчаники, а в верхней — аргиллиты. Детальное изучение керна и петрографических шлифов, корреляция каротажных диаграмм и анализ коллекторских характеристик позволили построить типовой циклостратиграфический разрез проксимальных фаций (рис. 1). Такой тип цикличности характерен для грубозернистых турбидитных осадков, обломочных и зерновых потоков [9]. В связи с тем что осадконакопление песчаных тел резервуара БП₁₄Ач₁₅(Ач₃₋₄) происходило в глубокой достаточно удаленной части бассейна [1], нижняя часть цикла представлена песчаниками мелко-среднезернистыми аркозовыми, с кальцитовым и гидрослюдисто-хлоритовым цементом и массивной текстурой. Открытая пористость песчаников изменяется от 6,9 до 18,3 %, в среднем 14,25 %. Поровая проницаемость колеблется от 0,01 до 3,9 мД, в среднем 1,36 мД, а трещинная — от 0 до 3,8 мД, в среднем 2,3 мД. Тип коллектора трещинно-поровый. Верхняя часть цикла представлена гидрослюдисто-хлоритовой тонкодисперсной тонкослойной глиной, прослоями алевритистой. Проксимальная часть характеризуется толщиной песчаного пласта от 30 до 51 м. Число циклов, по Д. Лови, изменяется

по скважинам от 2 до 4, увеличиваясь при удалении от бровки шельфа.

Средняя часть (II тип разреза) турбидитной системы соответствует основной части конуса выноса, по В. С. Муромцеву [7], и имеет широкое площадное развитие. Для этого типа разреза характерна циклическая последовательность А. Боума [12]. Песчаники мелко- и средне-мелкозернистые, аркозовые, с глинисто-хлоритовым и кальцитовым цементом и массивной текстурой отмечаются в нижней части разреза. Открытая пористость песчаников изменяется от 1,7 до 20,5 %. Поровая проницаемость колеблется от 0,01 до 1,94 мД, а трещинная — от 0 до 3,8 мД. Тип коллектора порово-трещинный.

В середине разреза присутствуют алевриты крупно- и крупно-мелкозернистые, песчаные, с линзовидно-слоистой и косослойной тек-



* (Ач₃₋₄) — индекс по балансу запасов.

стурой, а завершают разрез глины гидрослюдисто-хлоритовые тонкодисперсные, прослоями алевритистые, тонкослоистые, с углефицированным растительным детритом. Число циклов А. Боума в разрезе изменяется от 2...3 до 6 (рис. 2). Толщина увеличивается по направлению с запада на восток от 15 до 50 м.

Дистальная часть турбидитной системы (III тип разреза) аналогична краевому конусу выноса, по В. С. Муромцеву [7]. В пределах Восточно-Уренгойской зоны она развита в основном по периферии резервуара БП₁₄Ач₁₅(Ач₃₋₄). Для нее также характерна последовательность А. Боума (преимущественно верхняя часть цикла). Типовой циклостратиграфический разрез характеризуется менее расчлененными кривыми ПС (рис. 3), а по направлению на север в разрезе значительно увеличивается глинистая часть цикла.

Отложения дна бассейна (IV тип разреза) вскрыты преимущественно за контуром турбидитной системы клиноформы БП₁₄Ач₁₅ и представлены аргиллитами гидрослюдисто-хлоритовыми тонко-линзовидно-слоистыми алевритистыми с прослоями алевролитов и редкими прослоями песчаников мелкозернистых горизонтально- и косослоистых.

Для резервуара БП₁₆Ач₁₆(Ач₅) выделены те же части турбидитной системы. На основе литолого-фациального анализа, анализа седиментационной цикличности и коллекторского потенциала были построены фациальные карты турбидитных систем БП₁₄Ач₁₅(Ач₃₋₄) и БП₁₆Ач₁₆(Ач₅) (рис. 4, 5).

Литолого-петрографическое изучение показало, что состав песчаников и алевролитов — полимиктовый, аркозовый, реже граувакково-аркозовый, аргиллиты гидрослюдистого состава. Обломочный материал слабо отсортирован, плохо окатан и беспорядочно распределяется в породе. Структура пород псаммитовая и алевропсаммитовая. Цемент в породах полиминерального (хлоритовый, кальцитовый, гидрослюдистый) или смешанного состава. Тип цемента — поровый, пленочный, базальный. Текстура пород массивная, слоистая, горизонтально-слоистая, линзовидно-слоистая, неясно-слоистая, косослоистая. Встречаются оползневые текстуры и текстуры взмучивания.

Распределение цементирующего материала свидетельствует о том, что в центральной части структуры отлагался хорошо "перемытый" и свободный от

глинистой составляющей обломочный материал, представленный кварцем, полевыми шпатами, обломками слюд и кремнистых пород и очень редко карбонатами. Глинистый материал отлагался в основном в крыльевых и периклинальных частях Уренгойской структурной зоны.

Действие вторичных процессов выражается в хлоритизации, кальцитизации, серицитизации, сидеритизации пород, трещиноватости, выщелачивании, проявлении пластических и упругих деформаций.

Изучение параметров пористости и поровой и трещинной проницаемости в шлифах показало, что для ачимовских пластов БП₁₄Ач₁₅(Ач₃₋₄) и БП₁₆Ач₁₆(Ач₅) можно выделить порово-трещинный, трещинно-поровый и поровый типы коллекторов. В поровом коллекторе полезная емкость определяется в основном первичными порами, фильтрация происходит по сообщающимся порам. В сложном типе коллектора (порово-трещинном и трещинно-поровом) фильтрация осуществляется в основном по трещинам.

Сложный тип коллектора состоит из двух сред: блоковой (матрицы) и межблоковой среды, образованной трещинами. В ачимовских отложениях развиты две системы трещин: 1) короткие, прерывистые,

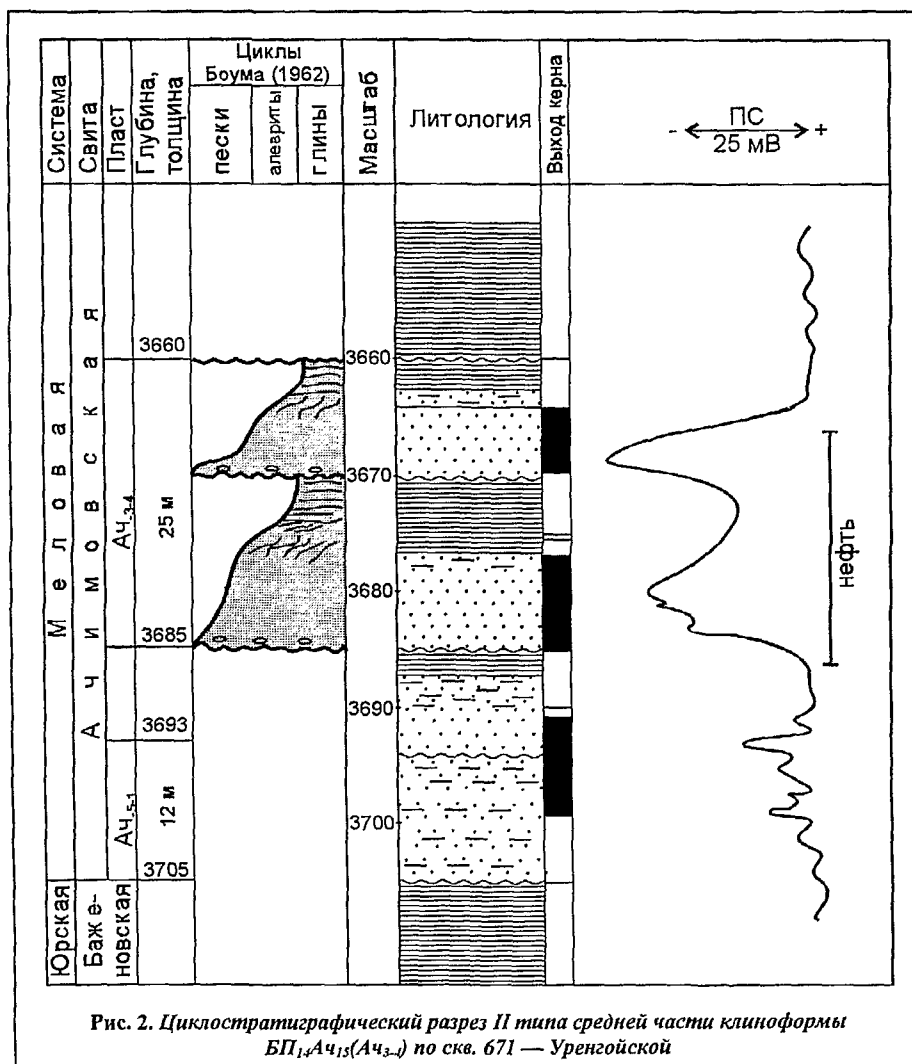


Рис. 2. Циклостратиграфический разрез II типа средней части клиноформы БП₁₄Ач₁₅(Ач₃₋₄) по скв. 671 — Уренгойской

расположенные в матрице, т. е. в блоках породы, связывающие между собой первичные и вторичные поры; 2) протяженные трещины, проходящие через весь шлиф. По ходу протяженных открытых трещин часто образуются пустоты "расширения", которые относятся к вторичным порам выщелачивания.

Выделены зоны преимущественного развития поровых и трещинно-поровых коллекторов в проксимальных частях турбидитной системы и окаймляющие их зоны коллекторов трещинно-порового и порово-трещинного типов в средней и дистальной частях.

Важнейшей характеристикой обломочных пород является их гранулометрический состав. Его изучение проводили с целью классификации ачимовских пород, определения фациальной принадлежности осадков и оценки их коллекторского потенциала. Были использованы данные малофракционного и

дробного 19-фракционного ситового и шлифового анализов.

При нанесении на треугольную классификационную диаграмму породы ачимовской толщи попадают почти исключительно в поле двухкомпонентных песчано-алевритовых пород (примерно по 45 % песка и алеврита) с небольшой примесью (до 10 %) глинистой фракции. Песчаные фракции в основном мелкозернистые, обычно до 0,25 мм. Разница между резервуарами БП₁₄Ач₁₅(Ач₃₋₄) и БП₁₆Ач₁₆(Ач₅) по гранулометрическому составу невелика.

Было изучено распределение песчаности разрезов по данным гранулометрических анализов и выполнено сопоставление гранулометрических параметров со структурным планом изучаемого района по кровле резервуаров БП₁₄Ач₁₅(Ач₃₋₄) и БП₁₆Ач₁₆(Ач₅).

Ачимовские осадки, выносимые турбидитными

потоками, встречая на пути барьеры, образовывали выклинивания, в которых формировались ловушки. К востоку от поднятия наблюдаются повышенные содержания песчаных фракций (скв. 258 — песчаность 55,3 %, скв. 260 — 54,1 %, скв. 285 — 59,5 % и т. д.). К западу от поднятой части отмечено снижение песчаности до 30 %. Повышенные концентрации песчаных фракций наблюдаются также к востоку от Уренгойской площади в скв. 306 (45,4 %). Небольшой максимум в 40,6 % зафиксирован на Самбургской площади. В северной, более углубленной, части содержание песчаной фракции постепенно уменьшается до 23,5 и до 15,7 %.

Такая же тенденция повышения песчаности на восточном борту приподнятой части площади и уменьшения в западных частях до 26,7 % наблюдается для клиноформы БП₁₆Ач₁₆(Ач₅).

Совпадение построений по песчаности и открытой пористости указывает на зависимость коллекторского потенциала от крупности обломочных зерен песчаников разреза. Коллекторский потенциал пород напрямую зависит от среднего размера зерен. Он возрастает с увеличением медианного размера зерен, в зависимости от отсортированности осадков и определяется по коэффициенту вариации. Отрицательное воздействие оказывает карбонатность пород, резко ухудшающая коллекторские свойства.

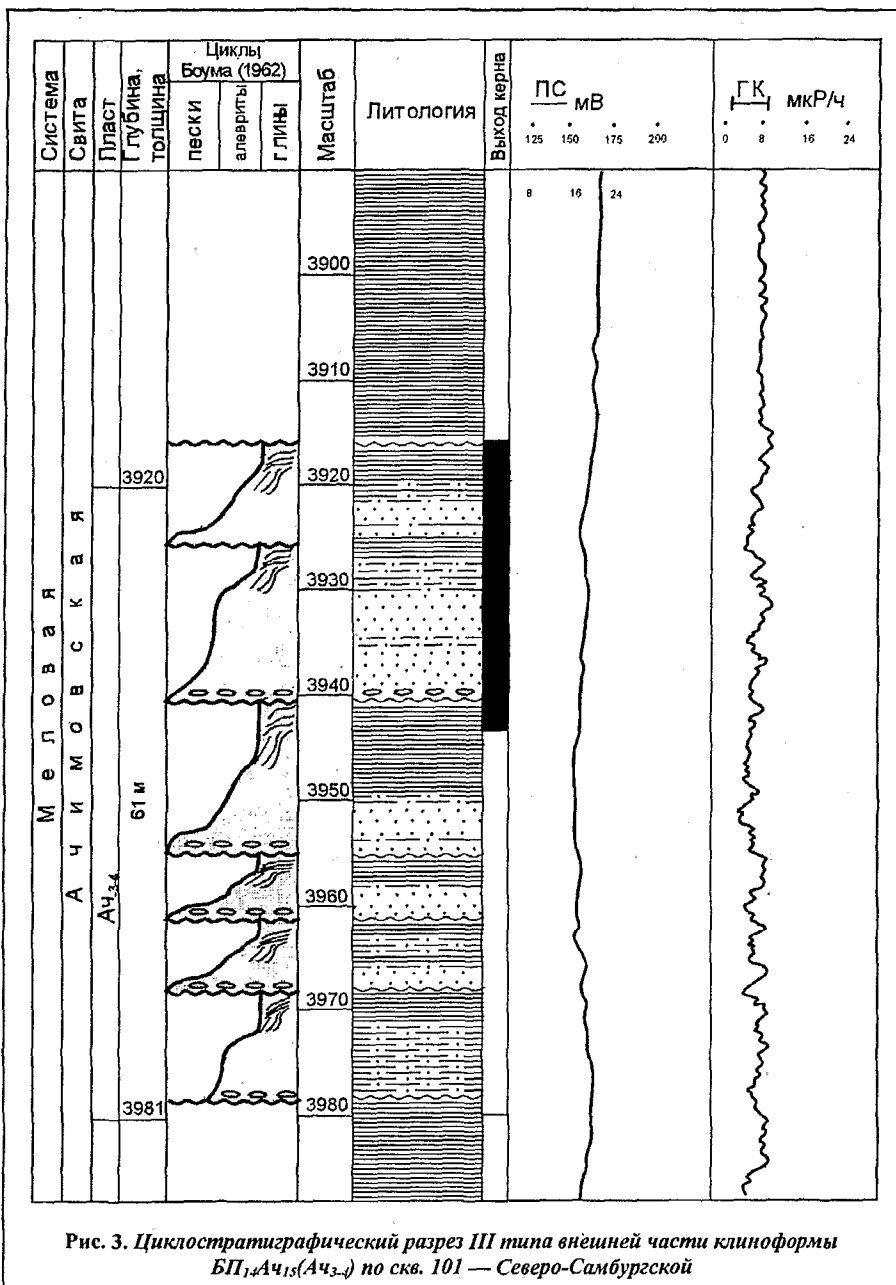


Рис. 3. Циклостратиграфический разрез III типа внешней части клиноформы БП₁₄Ач₁₅(Ач₃₋₄) по скв. 101 — Северо-Самбургской

Анализ гранулометрических данных при помощи динамогенетической диаграммы Рожкова показал, что на ачимовские песчаники наиболее интенсивное воздействие оказали гравитационные стоковые и вдольсклоновые течения. Картирование данных диаграммы Рожкова и результатов иммерсионного анализа позволило выделить питающие каналы, конусы выноса алевропесчаного материала и субмеридионально ориентированный подводный вал, сформированный более зрелым зерновым материалом, проработанным вдольсклоновыми течениями [10].

Таким образом, анализ распределения петрофизических характеристик относительно палеорельефа свидетельствует о том, что коллекторские свойства ачимовских пластов улучшаются в восточном направлении и приурочены к структурно-пониженным в палеоплани участка — седловине между центральным и южным куполами Уренгойского вала — и к его восточному крылу. Песчаные тела с хорошо отсортированной зрелой песчаной составляющей (т. е. с хорошим первичным коллектором) формировались перед препятствиями на пути транзита терригенного материала турбидитным или зерновым потоком и в зонах проработки осадка вдольсклоновыми течениями.

Выводы

1. В результате комплексных исследований по данным керна и ГИС разработаны модели седиментации песчаных ачимовских турбидитных систем. Внутренняя структура ачимовских турбидитных систем БП₁₄Ач₁₅, БП₁₆Ач₁₆ характеризуется присутствием следующих фациальных зон: проксимальной (I тип разреза), средней (II тип разреза) и дистальной, или внешней (III тип разреза). За контуром турбидитных комплексов выделены фации дна бассейна (IV тип разреза).

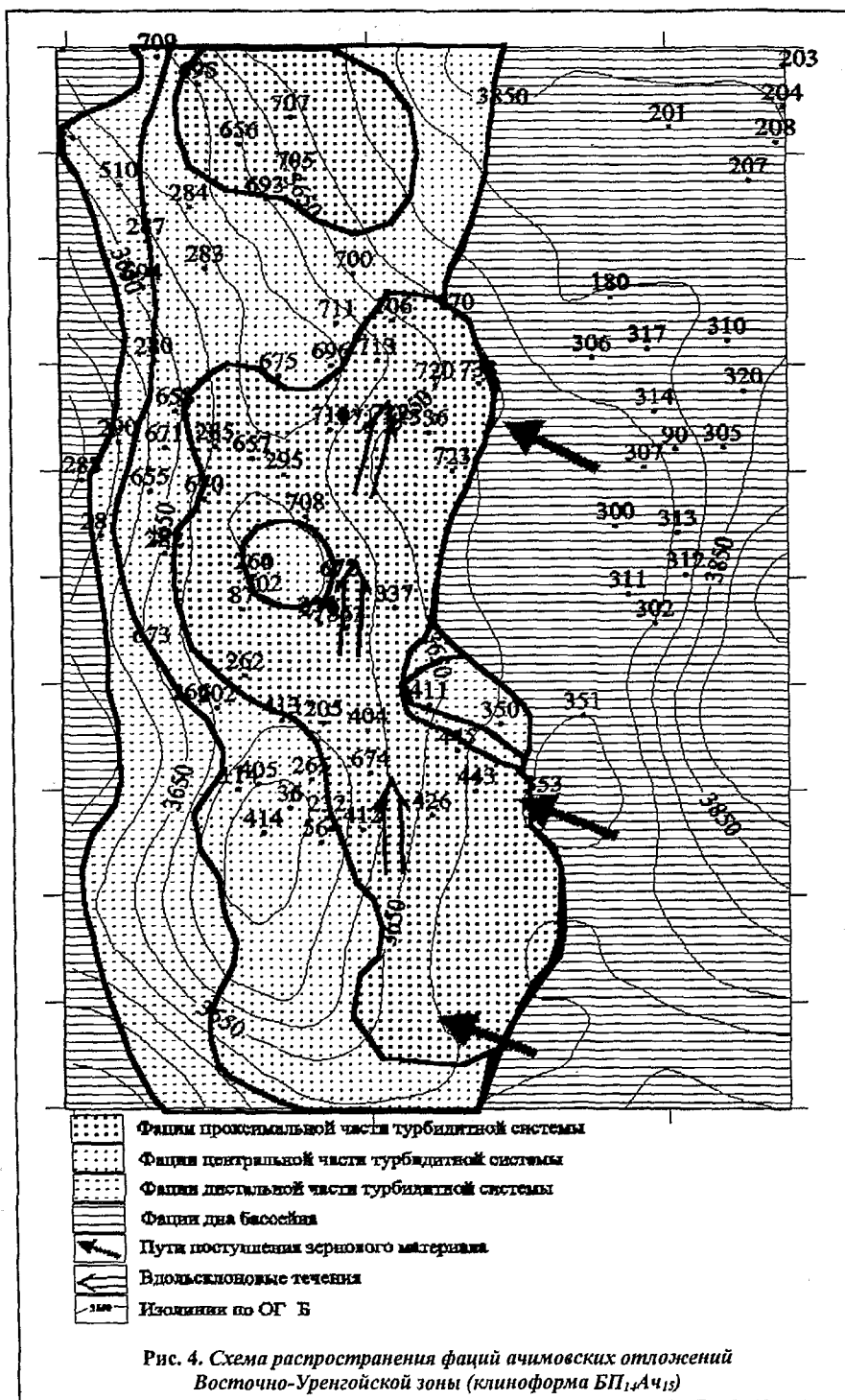
2. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают проксимальные части турбидитной системы, где отмечается наиболее крупный песчаный материал и преобладают трещинно-поровые и поровые типы коллекторов.

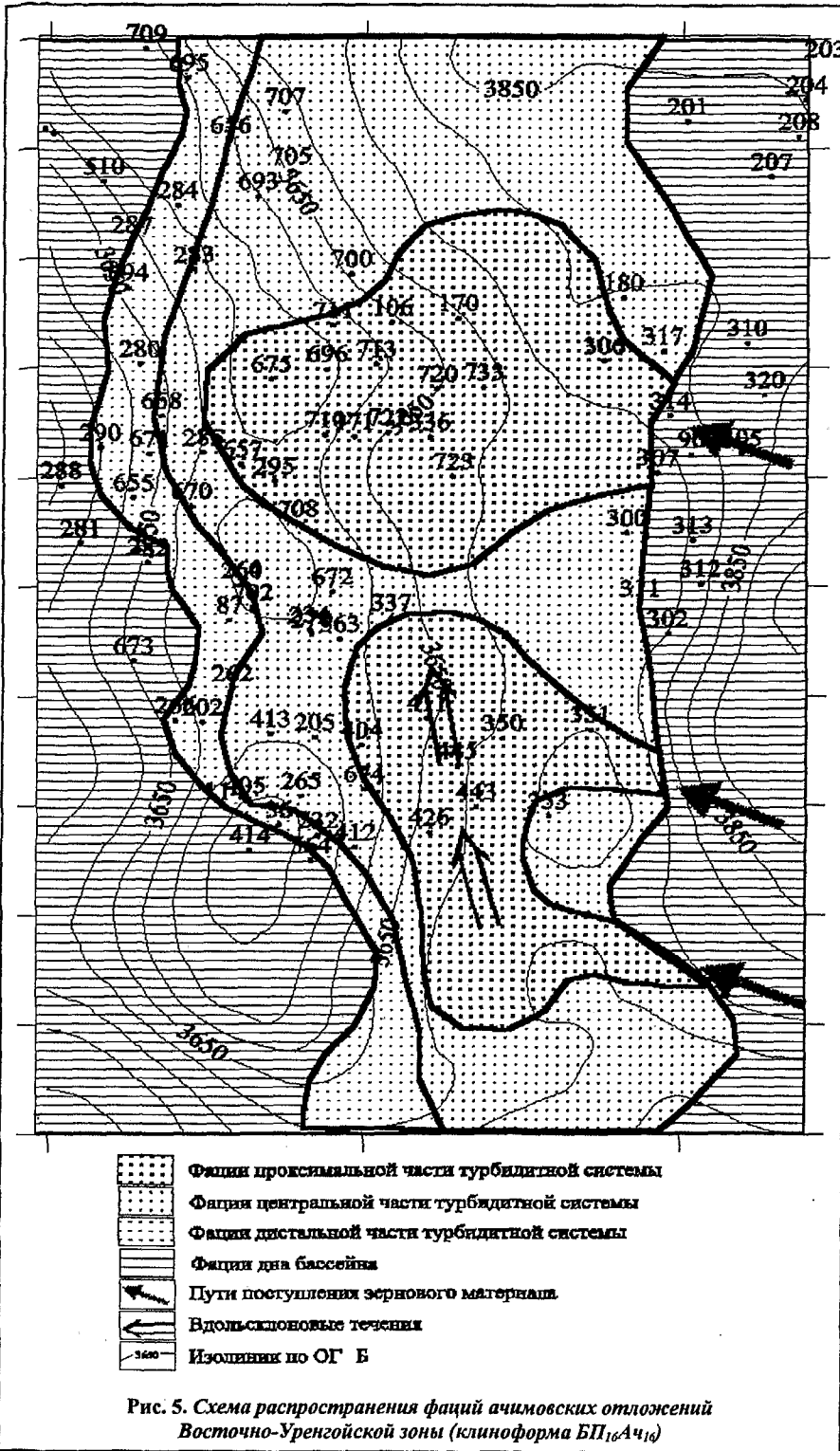
3. Вторичные процессы оказывали неоднозначное влияние на формирование коллекторских свойств. Процессы хлоритизации, кальцитизации на ранней стадии эпигенеза запечатывали часть первичной пористости и ухудшали полезную емкость пород. Процессы тектони-

ческой трещиноватости на поздних этапах эпигенеза способствовали выщелачиванию хлоритового, кальцитового цементов и в конечном итоге формировали емкостные и фильтрационные свойства пород.

4. Песчаные тела с хорошо отсортированной зрелой песчаной составляющей (т. е. с хорошим первичным коллектором) формировались перед препятствиями на пути транзита терригенного материала и в зонах проработки осадка вдольсклоновыми течениями.

5. Ачимовская клиноформная толща является высокоперспективным объектом, дальнейшее изучение которого позволит обеспечить прирост запасов угле-





- Фации проаккумулятивной части турбидитной системы
- Фация центральной части турбидитной системы
- Фации дистальной части турбидитной системы
- Фация дна бассейна
- Пути поступления эрозионного материала
- Вдольсклоновые течения
- Изолинии по ОГ Б

Рис. 5. Схема распространения фаций ачимовских отложений Восточно-Уренгойской зоны (клиноформа БП16Ач10)

водородов в Западной Сибири, а наиболее интенсивное освоение — восполнить падающую добычу углеводородов из сеноманских и неокомских отложений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бородин В. Н., Бочкарев В. С., Мишульский М. И. Модернизированный метод общего тектонического анализа мощностей ачимовской толщи Западной Сибири // Изв. вузов. Нефть и газ. — 1998. — № 2. — С. 11—19.

2. Брехунцов А. М., Бородин В. Н., Бочкарев В. С., Деценя Н. П. Условия формирования и особенности строения основных продуктивных пластов ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны // Материалы геолого-технического совещания "Строительство разведочных скважин на ачимовские отложения Восточно-Уренгойской зоны". — Екатеринбург, 1999. — С. 35—58.

3. Ямало-Ненецкий автономный округ как основа топливно-энергетического комплекса России / А. М. Брехунцов, В. С. Бочкарев, В. Н. Бородин и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1999. — № 5. — С. 2—10.

4. Методические рекомендации по изучению и прогнозу коллекторов нефти и газа сложного типа. — Л.: Недра, 1989. — 102 с.

5. Методы палеогеографических реконструкций (при поисках залежей нефти и газа) / В. А. Гроссгейм, Г. Ф. Рожков, Н. С. Окнова и др. — Л.: Недра, 1984. — 271 с.

6. Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. — Л.: Недра, 1984. — 259 с.

7. Муромцев В. С. Метод ковровой корреляции электрометрических разрезов скважин и картирование песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа в сложностроенных продуктивных пластах на примере Восточно-Тарасовской площади Западной Сибири // Развитие теории и методики создания геолого-петрофизических моделей нефтегазоносных объектов различного генезиса с целью локального прогноза. — Л.: Мир, 1990. — С. 29—41.

8. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири (на примере Самбурско-Уренгойской зоны) / Н. А. Нежданов, В. А. Пономарев, Н. А. Туренков, С. А. Горбунов. — М., 2000. — 247 с.

9. Обстановки осадконакопления и фации. — М.: Мир, 1990. — Т. 2. — 380 с.

10. Хафизов С. Ф., Шиманский В. В. Моделирование и прогноз зон формирования коллекторов (на примере юрских и меловых отложений Западно-Сибирской плиты). — СПб.: Недра, 2002. — 191 с.

11. Bates C. C. Rational theory of delta formation // Bull. Am. Ass. Petrol. Geol. — 1953. — Vol. 37. — P. 2119—2161.

12. Bouma A. H. Sedimentology of some Flisch Deposits: A graphic approach to facies interpretation, 1962, Elsevier, Amsterdam.

13. Lowe D. R. Restricted shallow-water sedimentation of early flows: II Depositional models with special reference to the deposits of high-density turbidity currents // J. Sedim. Petrol. — 1982. — Vol. 52. — P. 279—297.