

Рис. 5. График зависимости минерализации от глубины неокомского клиноформного комплекса севера Западной Сибири

которые не отбраковывались), и нуждающихся в дополнительных гидрогеологических исследованиях.

Изменение отношения бром-иона к йод-иону не имеет четкой тенденции увеличения или уменьшения в региональном плане (рис. 4) Практически на всей описываемой территории коэффициент $r_{Br/I}$ находится в пределах 10...20, что говорит об общности микрокомпонентного состава подземных вод. На

отдельных месторождениях наблюдается увеличение отношения бром-иона к йод-иону: на Медвежьей площади — до 40; Западно-Таркосалинской — до 50; Южно-Уренгойской — до 60; Саемтахской — до 50...60; Ярайнерском месторождении — до 70...80; Вынгапуровском месторождении — до 150.

Зависимость изменения минерализации от глубины неокомского комплекса приведена на рис. 5.

УДК 502.55 (203); 629.13

ПРЕДСТАВЛЕНИЕ О ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ КЛИНОФОРМЫ БП₁₄Ач₁₅ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ НА БАЗЕ ЛИТОФАЦИАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В. Н. Бородкин, А. В. Храмцова, Н. А. Каримова
(ОАО "СибНАЦ")

На основании сейсмогеологической корреляции протрассированы границы площадного распространения клиноформы на расстояние более 500 км с юга на север. Установлено, что она представлена серией линзовидных песчано-алевритовых пластов, залегающих кулисообразно. Каждому из них присвоен свой индекс. К северу строение клиноформы становится более дифференцированным и сложным. В зоне усложнения ее строения, в залежах, выявленных в составе клиноформы, появляется аномально высокое пластовое давление, изменяется фазовое состояние углеводородов (УВ), увеличивается коэффициент заполнения ловушек УВ. Проведен анализ изменения суммарных толщин песчаников, пористости, проницаемости и других литологических показателей, установлены определенные зависимости.

Based on seismic geological correlation, the boundaries of clinoform areal distribution are south-north traced along to more than 500 km. It is established that a clinoform is presented by a series of lenticular echelon-like sandy-silt beds each of which being assigned its own index. Northward a clinoform structure becomes more differential and complex, and in a zone of growing complexity of the structure, in clinoform-contained deposits, the abnormally high pressures are generated, and hydrocarbons phase state and traps' infilling ratio is changed. The analysis of sandstones' ultimate thicknesses, porosity, permeability and other lithological parameters is performed, and certain relationships are defined.

При характеристике геологического строения клиноформы БП₁₄Ач₁₅ исследовали только ее фондоформную часть (ачимовскую толщу).

В процессе работы анализировали изменение

суммарных толщин песчаников в составе клиноформы, пористости и проницаемости, гранулометрического и минералогического составов пород и т. д.

Из 18 выделенных в разрезе неокома клиноформ

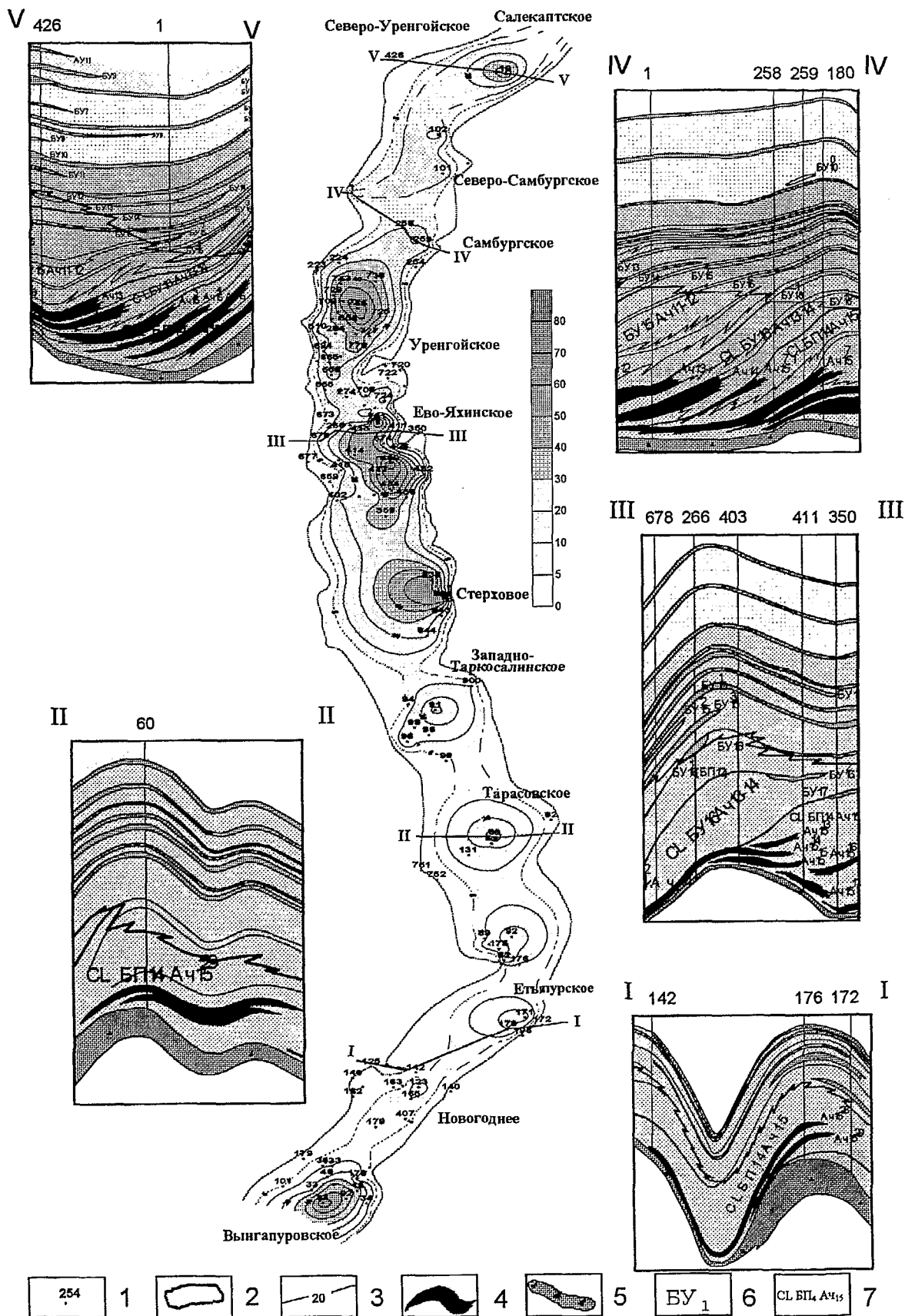


Рис. 1. Схема строения и суммарных толщин песчаников клиноформы БП₁₄А₄₁₅:

1 — скважины, вскрывшие отложения клиноформы; 2 — граница площадного распространения клиноформы; 3 — изопахиты, м; 4 — клиноформные песчаники; 5 — битуминозные отложения баженовской свиты; 6 — индекс шельфового пласта; 7 — индекс клиноформы

для примера взята именно клиноформа БП₁₄Ач₁₅, поскольку она характеризуется максимально установленной нефтегазоносностью, площадным распространением и приурочена к центральной части подсармановского сейсмофациального комплекса. В соответствии с сейсмогеологической корреляцией в ундаформной части ей соответствуют шельфовые пласты БУ₁₇₋₁₉, БП₁₄₋₁₅, БТ₇₋₉, БВ₅²—БВ₈ и др.

Вопросы методики выделения в разрезе и картирования в плане резервуаров ачимовской толщи, детализации внутреннего строения клиноформ на основании анализа сейсморазведочных данных, результатов гидродинамических исследований в пределах высокоперспективной Восточно-Уренгойской зоны [3] рассматривались ранее в работах многих исследователей (Нестеров, Бородкин, Высоцкий и др., 1988; Соседков, 1991; Брехунцов, Кучеров, Стасюк, 1998; Нежданов, Пономарев, Туренков и др., 2000; Левинзон, Брехунцов, Бородкин и др., 2001, 2002; Федорцов и др., 2001; Балин, Бородкин, Брехунцов и др., 2001). В результате было установлено, что объект характеризуется сложным литолого-фациальным составом, различным по фазовому составу насыщением углеводорода (УВ), дифференцированностью по продуктивности и т. д.

Ранее [2] в границах Восточно-Уренгойской зоны был выполнен анализ распределения терригенного материала в ряде клиноформ в зависимости от строения синхронных шельфовых резервуаров, распределения приведенных пластовых давлений, закономерностей изменения физико-химических свойств УВ, который показал наличие определенных закономерностей и взаимосвязей.

В работах С.Ф. Хафизова, В.В. Шиманского [9], Г.Д. Исаева и др. (2001) в пределах Восточно-Уренгойской зоны были установлены коррелятивные связи между шельфовыми и клиноформными образованиями на основании анализа ряда литологических параметров (породообразующие, аксессуарные минералы и т. д.).

Все перечисленные исследования выполнялись в рамках Восточно-Уренгойской и Тазовско-Ярояхинской (на востоке) зон [3].

По результатам последних сейсмогеологических исследований (Бородкин, 2002; Нестеров (мл.), 2002) были протрассированы границы площадного распространения ряда клиноформ, бровок синхронных им шельфовых пластов, раскрытия (опесчанивания) глинистых покрышек к югу от Восточно-Уренгойской зоны, вплоть до границы с Широ́тым Приобьём, т. е. в более региональном плане.

При картировании зон фациального замещения шельфовых пластов, кроме данных бурения, учитывали результаты выполненных ранее сейсморазведочных работ (Соседков, 1990).

На рис. 1 показаны граница площадного распространения клиноформы БП₁₄Ач₁₅, характер распределения в ней суммарных толщин песчаников. Севернее корреляция клиноформы на данном этапе исследова-

ний не выполнялась в связи с субширотным простиранием Мессояхской гряды, в пределах которой установлено в разрезе выклинивание части нижне-неокомских и юрских отложений, что усложняет проведение сейсмогеологических исследований.

Поэтому при индексации линзовидных песчано-алевритовых пластов, входящих в состав клиноформы, с учетом возрастного скольжения их с востока на запад и с юга на север (омолаживание пластов) был предусмотрен определенный резерв пластов с условием, что в процессе корреляции на север территории новые пласты в составе клиноформы будут проиндексированы. То есть первому песчано-алевритовому пласту, выделенному на севере в составе клиноформы [5] давали индекс не БП₁₄ Ач₁₅¹, а, скажем, БП₁₄ Ач₁₅³ с увеличением номеров индексируемых пластов в южном и восточном направлениях (БП₁₄ Ач₁₅⁴, БП₁₄ Ач₁₅⁵ и т. д.).

Далее в процессе изложения материала будет использоваться именно этот принцип.

Всего по результатам сейсмогеологической корреляции в составе клиноформы БП₁₄Ач₁₅ выделено 27 линзовидных песчано-алевритовых пластов. В этом случае индекс самого южного пласта, входящего в состав клиноформы, будет БП₁₄ Ач₁₅³⁰.

Из рис. 1 видно, насколько неравномерно клиноформа изучена поисково-разведочным бурением. Большая часть скважин пробурена в пределах положительных локальных структур, выделенных по сейсмическому отражающему горизонту Б (верхняя юра). В зонах прогибов и впадин клиноформа опосредована единичными скважинами или вообще не охарактеризована бурением. В связи с этим карта суммарных толщин песчаников, входящих в состав клиноформы, участками носит схематический или вероятностный характер.

Западная граница выклинивания клиноформы БП₁₄Ач₁₅ в южной части исследуемой территории по данным бурения установлена на Вынгапуровской (скв. 102, 179) и Новогодней (скв. 162, 146, 164) площадях, а также на севере Уренгойской (скв. 281, 254, 125, 276, 273, 279 и т. д.) и Северо-Уренгойской (скв. 426, 436).

В зонах между локальными структурами, где клиноформа не охарактеризована бурением, западную границу проводили с учетом сейсморазведочных данных. Ее принимали по примыканию сейсмического горизонта, картирующего пласт БП₁₄, к горизонту Б и прекращали его прослеживаемости.

Восточная граница клиноформы (фациальное замещение) в южной части исследуемой территории по данным скважин установлена на Вынгапуровской (скв. 121, 116, 126), Новогодней (скв. 140), Етыпурской (скв. 196, 172, 190, 191), Усть-Харампурской (скв. 780), Таркосейской (скв. 10) и Западно-Таркосалинской (скв. 299) площадях (рис. 1). В северной части эта граница подтверждена бурением на Новоуренгойской (скв. 453, 457, 454, 447 и др.), Ево-Яхинской (скв. 351, 356), Уренгойской (скв. 706, 733),

Восточно-Уренгойской (скв. 804, 807), Северо-Есетинской (скв. 305), Самбургской (скв. 182, 251, 257, 252 и т. д.), Непонятной (скв. 705, 706) и Северо-Самбургской (скв. 103) площадях. В прогибах и впадинах, где клиноформа не изучена бурением, восточную границу, как и западную, уточняли по сейсморазведочным данным и проводили по точкам перегиба фондоформных отражений и перехода их в косо-слоистый рисунок.

На Новогодней площади в составе клиноформы установлена наиболее ранняя песчаная генерация (БП₁₄Ач₁₅³⁰) суммарной толщиной более 10 м, вскрытая значительным числом скважин. Она залегает непосредственно над баженовской свитой. Южнее, на Вынгапуровской площади, в основании клиноформного разреза располагаются аналоги этой пачки, разделенные непроницаемой разностью на два песчаных пласта. Севернее, в пределах южного купола Етыпурского поднятия, представлены в разрезе два песчано-алевритовых пласта (БП₁₄Ач₁₅²⁹ и БП₁₄Ач₁₅²⁸) суммарной толщиной 30 м, которые распространены на западном и северном склонах.

Они разделяются глинистым пропластком и фациально замещаются непроницаемыми разностями в скв. 172 и 169 на восточном склоне структуры (см. рис. 1).

На северном куполе Етыпурского поднятия эти пласты также установлены по результатам бурения. Толщина нижней песчаной генерации (БП₁₄Ач₁₅²⁹) с востока на запад изменяется от 33 до 7 м (см. рис. 1). Из нее получены притоки нефти в скв. 177 и 179. В залегающем выше песчано-алевритовом пласте (БП₁₄Ач₁₅²⁸) развиты две песчаные линзы, из которых в скв. 177 получены притоки нефти и газа.

К северу, на Тарасовской площади, нижний пласт (БП₁₄Ач₁₅²⁹) представлен песчано-алевритовой пачкой толщиной до 40 м, залегающей непосредственно над баженовской свитой (см. рис. 1). Он протягивается на север и на Западно-Таркосалинской площади (скв. 99, 98, 91 и др.), где толщина песчаников достигает 34 м, выклинивается в северном направлении. На этой площади в верхней части клиноформного разреза выделяется песчаный пласт (БП₁₄Ач₁₅²⁸) толщиной до 4 м, имеющий ограниченное площадное развитие.

В зоне между Западно-Таркосалинской площадью и Уренгойским валом (Годыдзоттинская впадина) клиноформа охарактеризована бурением лишь в четырех скважинах (скв. 836, 838, 843 и 844). В разрезах скважин в составе клиноформы выделяются два песчано-алевритовых пласта. По результатам сейсмогеологической корреляции, выполненной с целью уточнения геологической модели Олимпийского лицензионного участка (Бородкин, 2002), откартировано в составе клиноформы в данной зоне 10 линзовидных образований. Вскрытые в скважинах два пласта являются наиболее древними из 10 выделенных линзовидных образований и проиндексированы как БП₁₄Ач₁₅²⁷ и БП₁₄Ач₁₅²⁶. Пласт БП₁₄Ач₁₅²⁶ по сейсморазведочным данным и результатам корреляции разрезов

скважин имеет ограниченное площадное распространение. В южном направлении, в скв. 843, он полностью замещается непроницаемыми разностями, на север, в скв. 456 Новоуренгойской площади, выклинивается. При испытании его в скв. 838 был получен фонтан газоконденсата. Пласт БП₁₄Ач₁₅²⁷ на юге, в скв. 843 и 844, непроницаемым прослоем разделяется на две части. При испытании верхнего прослоя в скв. 843 получен приток газоконденсата. Учитывая достаточно высокое потенциальное содержание конденсата (более 500 см³/м³) и его плотность (0,78 г/см³), можно предположить развитие в пласте нефтяной оторочки, которая прогнозировалась ранее [4]. В данной зоне в составе клиноформы по результатам сейсмогеологической корреляции выделяются пласты БП₁₄Ач₁₅²⁷ — БП₁₄Ач₁₅¹⁸. Суммарная толщина песчаников изменяется от 20 м в скв. 844 до 60 м в скв. 836 (см. рис. 1).

В пределах Уренгойского вала по балансу запасов выделяется два пласта (Ач₃, Ач₄), по результатам выполненной ранее [4, 7] сейсмогеологической корреляции клиноформа БП₁₄Ач₁₅, как и в вышеописанной зоне (Олимпийский лицензионный участок), имеет сложное (дробное) строение и включает линзовидные пласты от БП₁₄Ач₁₅¹⁷ до БП₁₄Ач₁₅⁸. Максимальные суммарные толщины песчаников установлены в пределах южного и северного куполов Уренгойского вала (см. рис. 1): более 50 м на юге (скв. 400) и до 70 м на севере (скв. 745). Клиноформа достаточно хорошо изучена поисково-разведочным бурением в зоне Уренгойского месторождения и контролирует газоконденсатную залежь с нефтяной оторочкой на западном крыле структуры.

Вопрос о гидродинамической изолированности песчано-алевритовых пластов, входящих в состав клиноформы, пока окончательно не решен. Результаты гидродинамических исследований [1, 8] больше свидетельствуют в пользу того, что это единая гидродинамическая система.

Севернее, в районе Самбургского месторождения, в составе клиноформы по сейсмогеологической корреляции выделяется пласт БП₁₄Ач₁₅⁷ (см. рис. 1), который выклинивается на северной периклинали Уренгойского вала и в районе Северо-Самбургского месторождения [7]. В пласте выявлена нефтяная залежь по результатам испытания скв. 180 и 250. Вопрос о гидродинамической связи пласта БП₁₄Ач₁₅⁷ с уренгойскими пластами (БП₁₄Ач₁₅⁸ и т. д.) также пока остается открытым. Ранее [4] ее рассматривали как единую газоконденсатную залежь с нефтяной оторочкой.

В пределах Северо-Самбургского месторождения клиноформа представлена пластом БП₁₄Ач₁₅⁶, охарактеризована бурением в скв. 101, 102 и 103. Суммарная толщина песчаников изменяется от 18 м в скв. 101 до 25 м в скв. 102, в скв. 103 пласт заглинизирован.

В самой северной части клиноформа бурением не охарактеризована, но по сейсмическим данным там

прогнозируется от двух до трех песчаных генераций (БП₁₄Ач₁₅⁵, Ач₁₅⁴, Ач₁₅³, см. рис. 1).

Из карты суммарных толщин песчаников клиноформы БП₁₄Ач₁₅ видно, что выделяются участки с субмеридиональным простиранием изопакит, однако в районе Вынгапуровского, Етыпурского, Западно-Таркосалинского, Стерхового и Уренгойского (северный и южный купола) месторождений установлены зоны повышенных толщин песчаников, имеющие иногда субширотное, вкрест бровки шельфа и склона, простирание. Это позволяет предполагать развитие здесь конусов выноса (турбидитов), не разрушенных полностью вдольсклоновыми течениями, что подтверждается текстурными особенностями пород [4, 5]. Пористость и проницаемость характеризуются такой же тенденцией изменения, как и суммарные толщины песчаников (рис. 2, а, б). К сожалению, освещенность клиноформы БП₁₄Ач₁₅ определениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов недостаточна для построения более детальных карт. Тем не менее на схеме распределения пористости (см. рис. 2, а) в пределах Уренгойского вала выделяются два участка с повышенными значениями пористости, в зоне северного и южного куполов, а также в центральной части вала. Аномальные значения пористости установлены также в скв. 838 на Стерховом месторождении, на северном и южном куполах Етыпурского месторождения (см. рис. 2, а), что в целом корреспондируется с изменением суммарных толщин коллекторов. Изменение проницаемости (см. рис. 2, б) подчиняется той же закономерности, что и изменение пористости.

При характеристике литологических особенностей и коллекторских свойств пород клиноформы БП₁₄Ач₁₅ за основной фактический материал взяты данные определений, полученные в Тюменской центральной лаборатории.

Значения открытой пористости сравнительно высокие (преобладающие значения 12...20 %), газопроницаемость коллекторов пласта низкая (не выше первых единиц $\cdot 10^{-3}$ мкм²) (рис. 2, в, г). Преобладают коллекторы VI, V класса, редко IV (по классификации Ханина, 1956, 1965). Значения газопроницаемости больше $10 \cdot 10^{-3}$ мкм² отмечаются в районе скв. 745, 724 Уренгойского месторождения. Коллекторы V класса распространены в пределах Уренгойского месторождения, в районе скв. 101 Северо-Самбургского, скв. 838, 843 Стерхового, скв. 94 Вынгапуровского, скв. 156 Новогоднего, а также в районе скв. 178 Етыпурской площади.

На рис. 2, д показана прямая зависимость пористости от проницаемости.

Столь низкие значения коллекторских свойств пород объясняются тонкозернистым составом осадков, плотной упаковкой зерен, и, по-видимому, данные лаборатории физики пласта фиксируют пористость и проницаемость основной массы пород или матрицы и не учитывают трещиноватость.

В связи с этим следует отметить, что сравнение расчетных дебитов, полученных по двухчленной формуле фильтрации, с фактическими, а также фазовой проницаемости по данным гидродинамики с абсолютной по промыслово-геофизическим исследованиям показало, что в ряде скважин Уренгойского месторождения фактические дебиты больше расчетных в 2...3 раза, а проницаемость по гидродинамике выше на порядок [7]. В данных случаях определяющим считается влияние трещинной составляющей.

В разрезе отмечается уменьшение пористости и проницаемости к подошве пласта и с увеличением карбонатности пород. Установлено влияние карбонатности на открытую пористость и газопроницаемость. Содержание карбонатов в изученных образцах колеблется от 5 до 50 %. Отмечается, что присутствие в породе до 6 % карбонатного материала практически не влияет на фильтрационно-емкостные свойства пород. При карбонатности 10...15 % значения пористости составляют 14...16 %, значения же проницаемости резко падают, и порода как коллектор может нас интересовать в этом случае только при наличии трещиноватости. При более высоких значениях карбонатности порода становится неколлектором и даже при наличии трещин ее можно рассматривать как фильтрационные каналы между коллекторами (Г.Д. Исаев, 2002).

Породы-коллекторы клиноформы БП₁₄Ач₁₅ представлены песчаниками мелкозернистыми и алевролитами крупнозернистыми.

Песчаники серые до светло-серых, иногда со слабым буроватым оттенком, алевролитистые, а чаще алевроитовые, переходящие в крупнозернистый алевролит. В песчаниках текстура чаще массивная, но встречаются участки с горизонтальной, волнистой и мелкой косою слоистостью, иногда нарушенной оползанием осадка. Встречаются интракласты темно-серого аргиллита размером до 5×40 мм.

Алевролиты крупнозернистые светло-серые, серые и темно-серые с буроватыми оттенками. Текстуры слоистые, полосчатые, линзовидно-слоистые.

Органическое вещество встречается в виде мелких углистых остатков черного и бурого цвета.

Формирование ачимовских осадков происходило в глубоководных условиях седиментации. Ачимовские отложения имеют турбидитную природу, о чем свидетельствует текстурная последовательность Боума для песчаных отложений и Стоу для глинисто-алевролитовых осадков [5].

На гистограмме распределения размера зерен показано преобладание фракции 0,1...0,01 мм мелко-крупнозернистых алевролитов и фракции 0,25...0,1 мм мелкозернистых песчаников (рис. 3). Средний размер зерен песчаников равен 0,1 мм. Степень отсортированности обломочного материала хорошая и средняя (S_0 изменяется от 1,4 до 2,0). На рис. 3 представлены графики изменения коэффициента сортировки и медианного диаметра зерен по разрезу. Отмечаются небольшое увеличение коэффициента

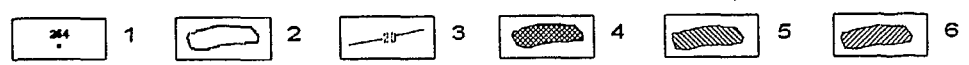
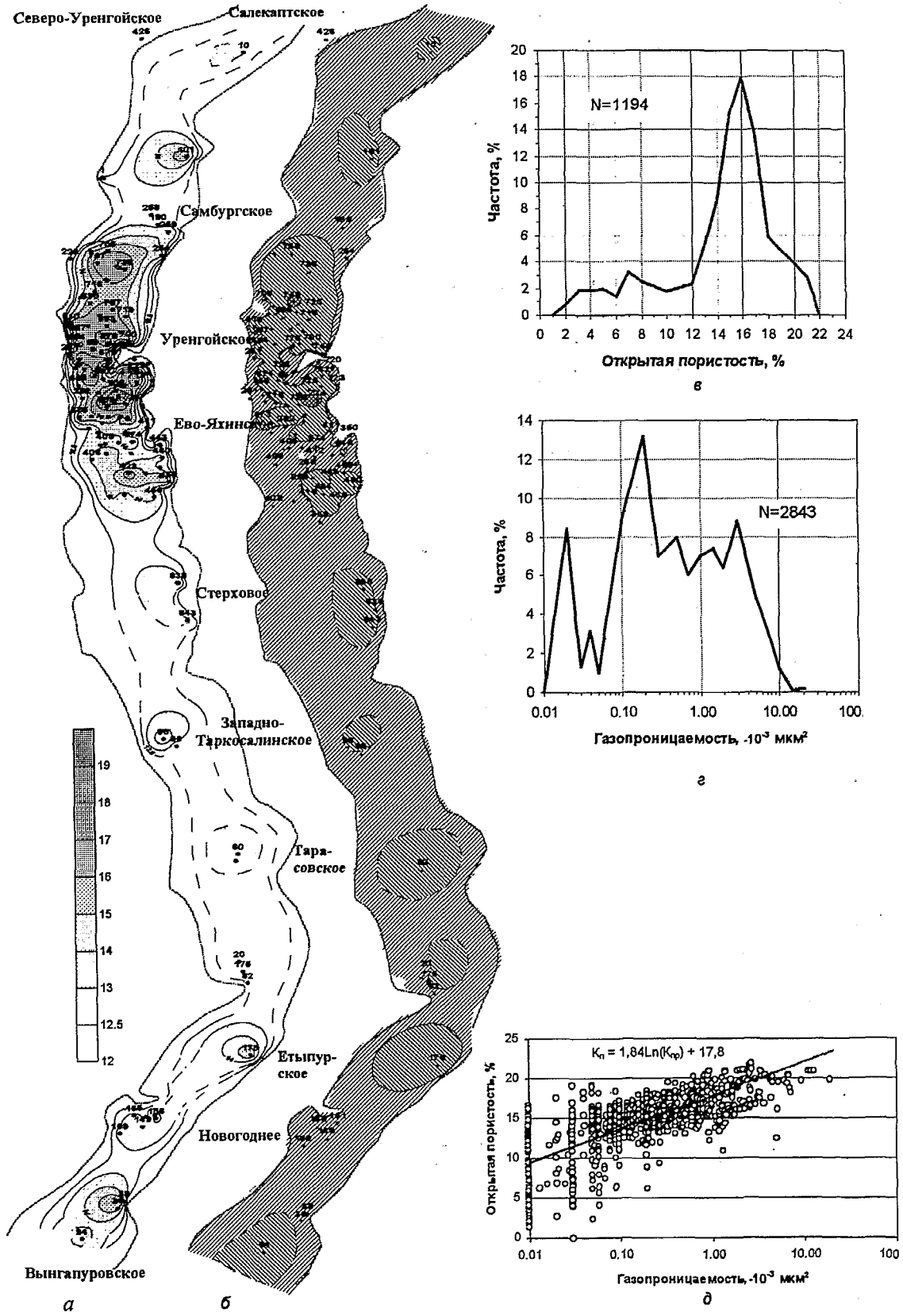
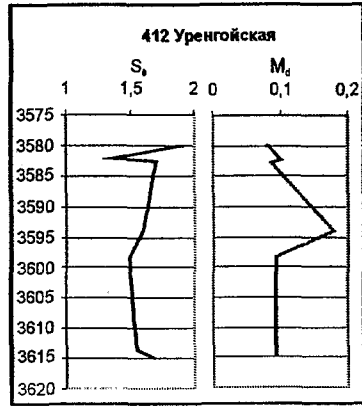
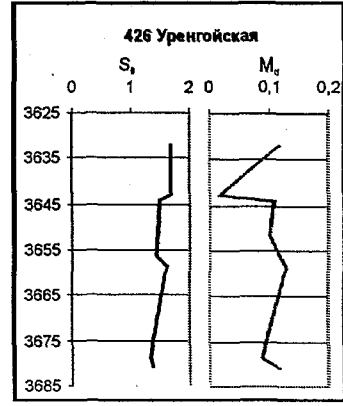


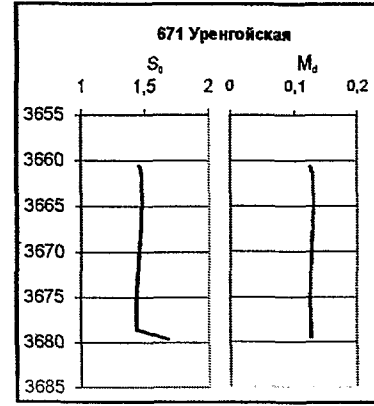
Рис. 2. Карта пористости (а), проницаемости (б) песчано-алевритовых пород клиноформы БП₁₄Ач₁₅, распределение пористости (в), проницаемости (з) и график зависимости проницаемости от пористости (д):
 1 — скважины, вскрывшие отложения клиноформы; 2 — граница площадного распространения клиноформы; 3 — изолинии значений пористости (%); 4 — IV класс коллектора; 5 — V класс коллектора; 6 — VI класс коллектора



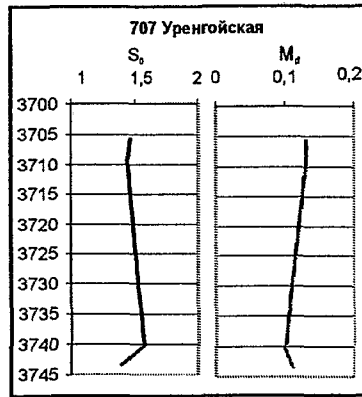
$$S_0 = \frac{1,6}{1,4-1,9} \quad M_0 = \frac{0,1}{0,08-0,18}$$



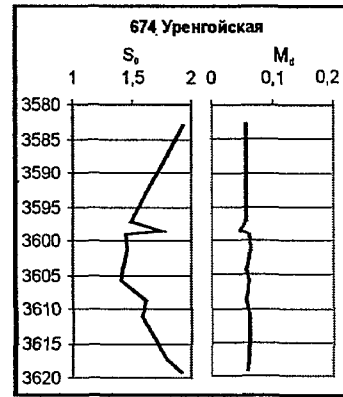
$$S_0 = \frac{1,6}{1,4-1,7} \quad M_0 = \frac{0,1}{0,08-0,1}$$



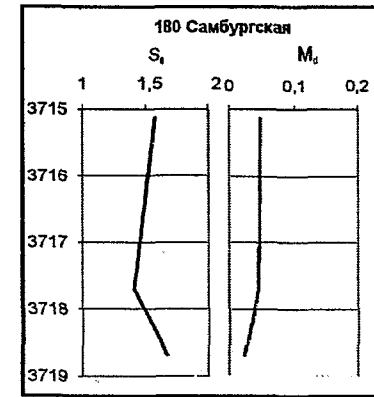
$$S_0 = \frac{1,5}{1,4-1,7} \quad M_0 = \frac{0,12}{0,1-0,13}$$



$$S_0 = \frac{1,5}{1,4-1,6} \quad M_0 = \frac{0,1}{0,1-0,1}$$



$$S_0 = \frac{1,6}{1,4-1,9} \quad M_0 = \frac{0,06}{0,05-0,07}$$



$$S_0 = \frac{1,6}{1,4-1,7} \quad M_0 = \frac{0,05}{0,05-0,06}$$

$$S_0 \quad 1$$

$$M_0 \quad 2$$

$$\frac{1,5}{1,4-1,6} \quad 3$$

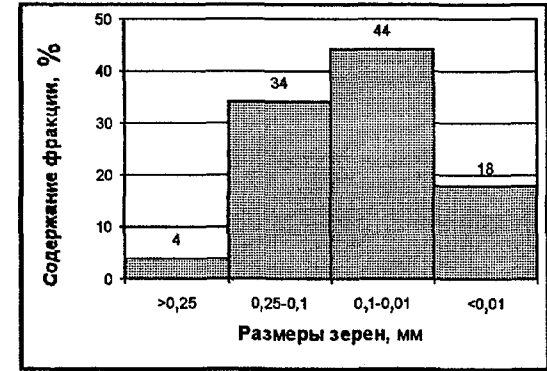
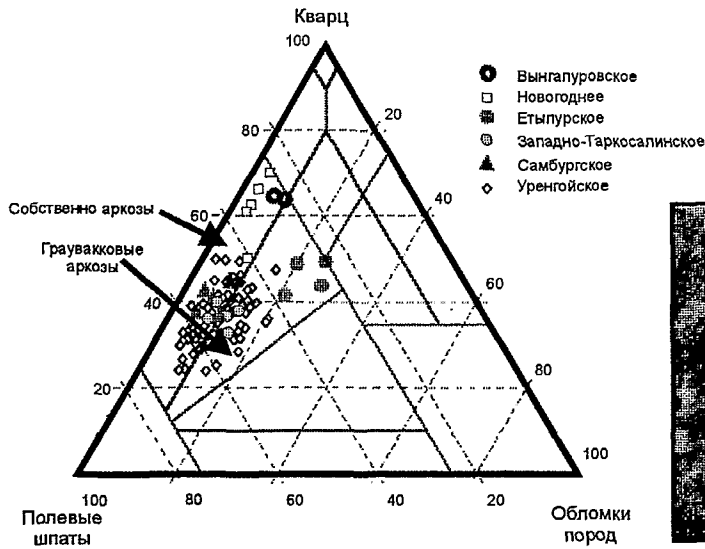
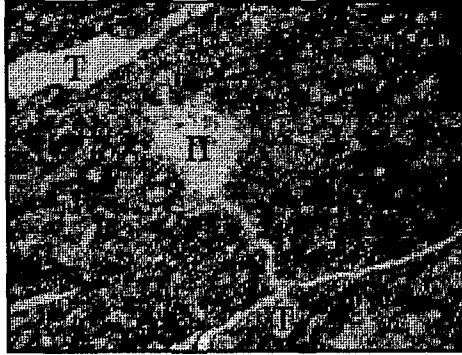


Рис. 3. Гранулометрический состав пород:

1 — коэффициент сортировки; 2 — медианный диаметр зерен, мм; 3 — в числителе — среднее значение, мм; в знаменателе — максимальное — минимальное



Уренгойское месторождение, скв. 280.
Алеврит крупнозернистый, слабопористый, трещиноватый.
 $K_p=8\%$. Глубина - 3677,6 м



Уренгойское месторождение, скв. 282.
Алеврит тонкозернистый, с тонкими прослоями аргиллита,
пористый, трещиноватый. $K_p=18,5\%$, $K_m=0,09 \cdot 10^3 \text{ мкм}^2$
Глубина - 3621 м



Самбургское месторождение, скв. 180.
Песчаник аркозовый средне-мелкозернистый, пористый.
 $K_p=14,3\%$, $K_m=0,2 \cdot 10^3 \text{ мкм}^2$
Глубина - 3793,1 м

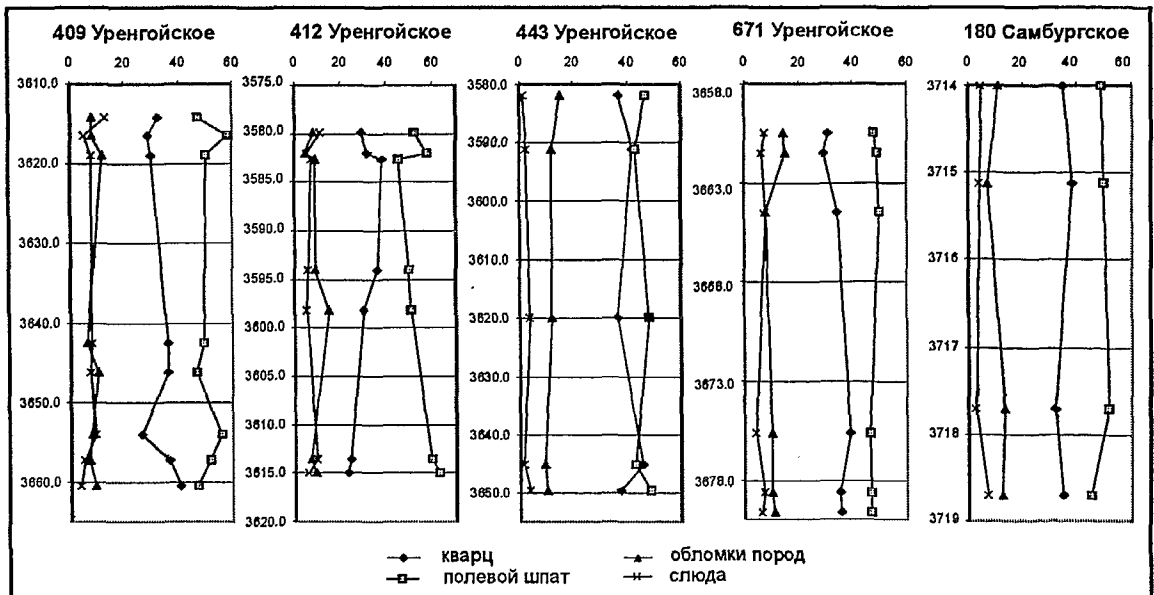


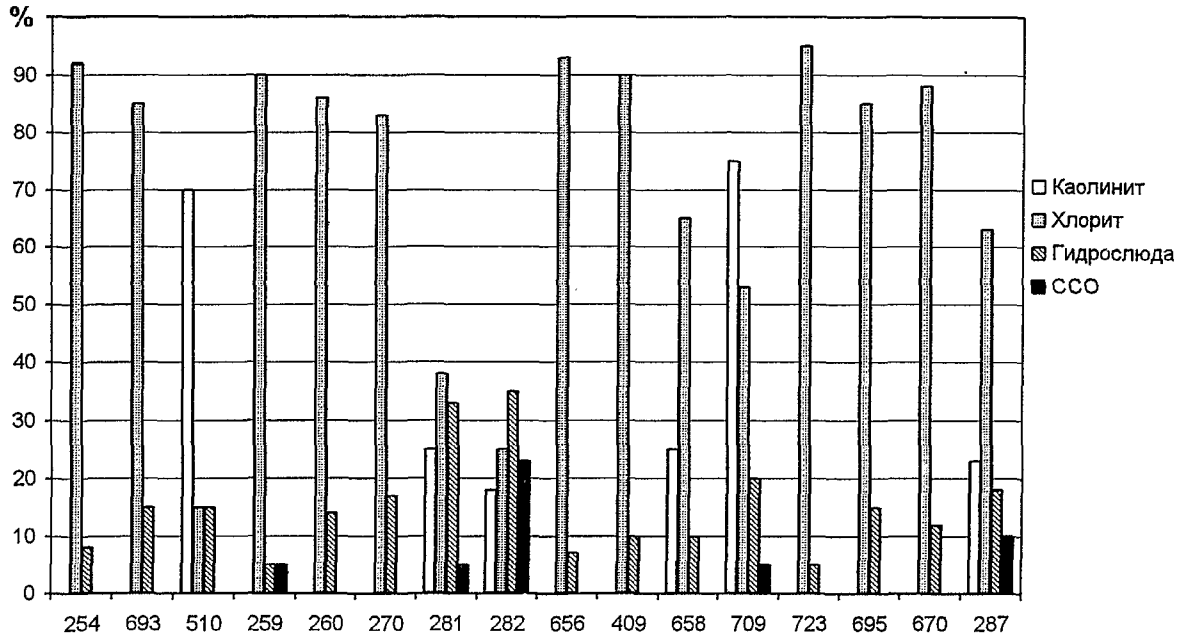
Рис. 4. Минералогический состав песчано-алевритовых пород клиноформы БП_{1,4}Ч₁₅

сортировки к подошве пласта и уменьшение медианного диаметра зерен. Зерна полуокатанные, полуугловатые, реже угловатые.

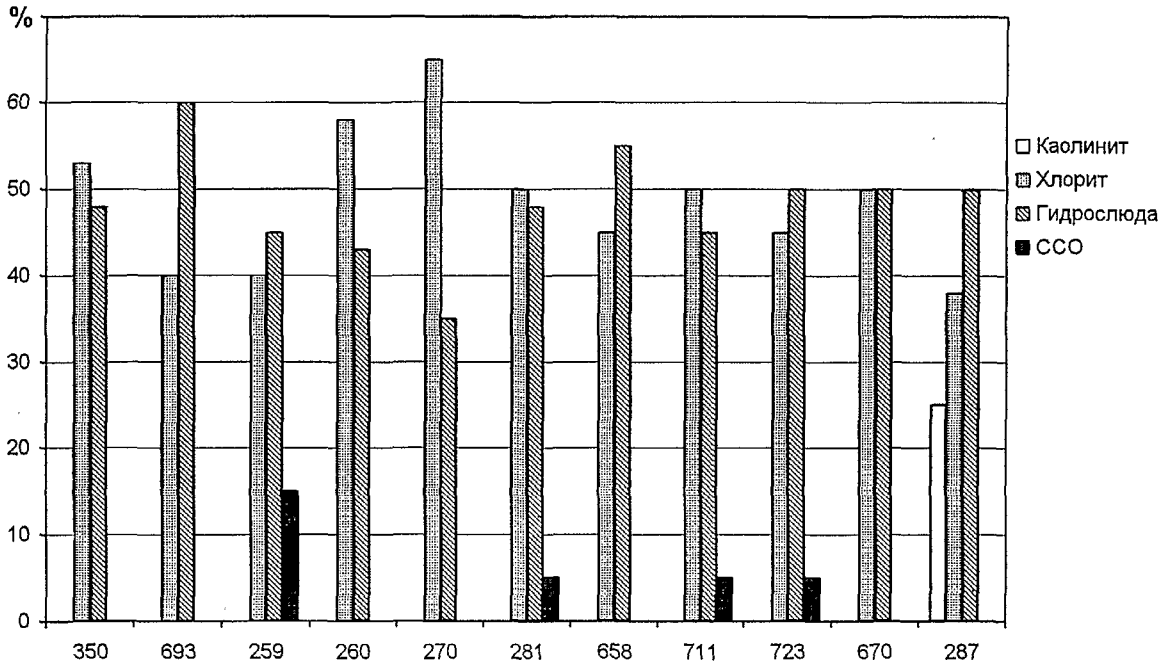
По описанию керна отмечаются трещины вертикального и субвертикального направлений, часто залеченные кальцитом, раскрытость микротрещин до 0,12 мм. Данные трещиноватости, полученные во ВНИГРИ при определении проницаемости под до-

полнительной нагрузкой, являются косвенным подтверждением возможности распространения трещиноватых зон. Кривые восстановления давления, имеющие S-образную форму, характерны для трещинно-поровых коллекторов, что отмечалось ранее рядом исследователей [6 и др.].

В шлифах установлены поры и трещины (рис. 4, фото структур из коллекции Г.Д. Исаева). Поры в

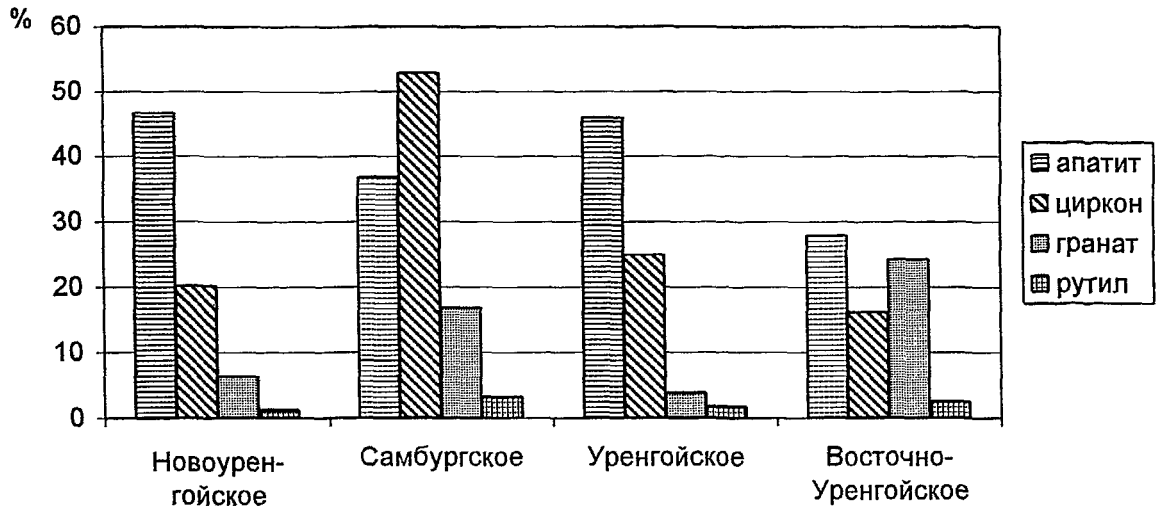


а

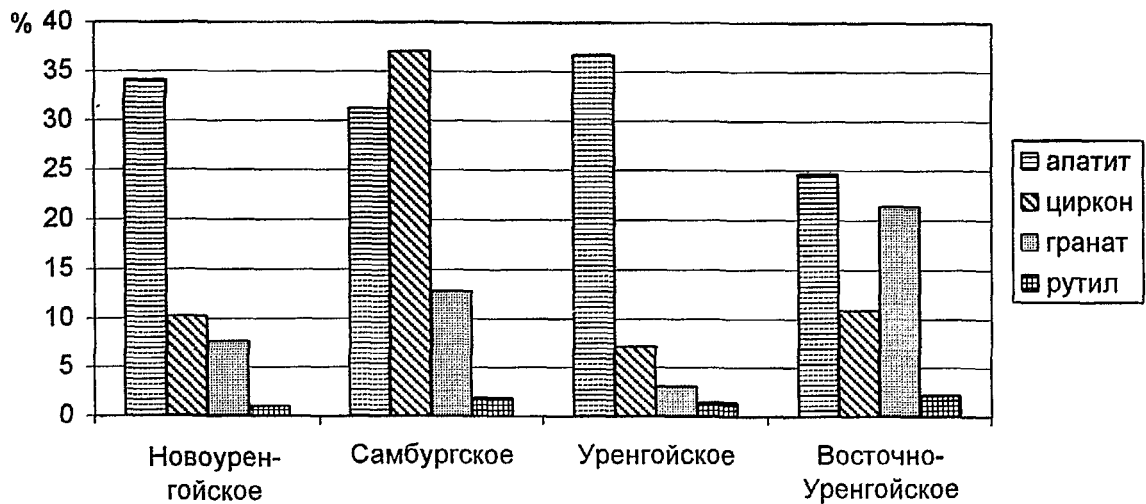


б

Рис. 5. Распределение среднего значения глинистых минералов в песчано-алевролитовых породах клиноформы БП₁Ач₁₅ (а) и аргиллитах (б)



а



б

Рис. 6. Распределение аксессуарных минералов в песчаных породах клиноформы БП₁, Ач₁₅ (а) и в алевролитовых (б)

шлифах определены как округлые, удлинённые (вытянутые) и причудливые. По размерам они входят в категорию микропор, их верхний размер не превышает 1 мм в среднем диаметре. Обычные видимые поры имеют размеры от 0,05 до 0,5 мм в диаметре. Трещины различных направлений отмечаются практически во всех разностях пород, часто они соединены с порами.

Тип коллектора поровый, трещинно-поровый, смешанный.

Количество цемента в породах составляет 5...15 %, а в отдельных случаях достигает 30...35 %. По типу цемента выделяются порово-пленочный, пленочно-поровый, поровый, соприкосновения, базальный, коррозионный, по составу — гидрослюдисто-хлоритовый, карбонатный (кальцит, сидерит), каолини-

товый, лейкоксеновый. Наибольшим распространением в пласте пользуются гидрослюдисто-хлоритовые (до 12 %) и карбонатные (до 10 %) цементы. Наиболее благоприятным для коллекторских свойств пород является контактовый тип цементации, наименее благоприятным — поровый и базальный типы цемента. Цементация пород существенным образом уменьшает их пористость, снижая коллекторскую способность осадков.

Известно, что на проницаемость пород влияет также их минералогический состав. С увеличением содержания кварца проницаемость пород возрастает, так как зерна кварца наиболее изометричны, а поверхность их обладает наименьшей способностью адсорбировать нефть. По минералогическому составу песчаники аркозовые, граувакково-аркозовые (по

классификации Шутова, 1975). Аркозовые разности содержат от 25 до 70 % кварца, столько же полевых шпатов и до 10 % обломков пород. В аркозово-граувакковых песчаниках количество обломков пород достигает 10...25 %. Обломки пород представлены кремнистыми, кварцевыми разностями, реже эффузивами, осадочными породами глинистого состава и сланцами. Содержание слюды колеблется от 1 до 12 % (см. рис. 4). Слюда — биотит, редкие чешуйки мусковита.

Общей характерной особенностью пород клиноформы БП₁₄Ач₁₅ является незначительное изменение пороодообразующих минералов по разрезу (см. рис. 4).

Из постседиментационных процессов отмечаются (по описанию шлифов ЦЛ) пелитизация, серицитизация полевых шпатов, структуры внедрения и приспособления, регенерация кварца и полевых шпатов, карбонатизация.

По данным полуколичественного-рентгенофазового анализа глинистая составляющая пород клиноформы БП₁₄Ач₁₅ представлена достаточно однородным гидрослюдисто-хлоритовым и хлорит-гидрослюдистым составом (рис. 5).

Каолинит встречается в скв. 281, 282, 658, 709, 287, 510 Уренгойского месторождения. Максимальное содержание каолинита в скв. 510 — 70 %, в скв. 709 — 75 %.

Характерно отсутствие монтмориллонита.

Парагенезис акцессорных минералов гранат-циркон-апатитовый, на Самбургской площади отмечается гранат-апатит-цирконовая ассоциация. Иногда содержание граната не превышает 3...5 %, и ассоциация становится циркон-апатитовой или апатит-цирконовой (рис. 6). Распределение акцессориев по разрезу практически одинаково.

Из аутигенных минералов развиты лейкоксен, кальцит, пирит.

Выводы

Клиноформа БП₁₄Ач₁₅ по результатам сейсмогеологических исследований представлена серией линзовидных песчано-алевритовых пластов, взаимно прерывающих друг друга. Каждому из них присвоен свой индекс.

Количество линзовидных песчано-алевритовых пластов в составе клиноформы к северу от Западно-Таркосалинского месторождения резко возрастает, т. е. ее строение становится более дифференцированным и сложным (см. рис. 1).

В зоне усложнения строения клиноформы, в залежах, выявленных в ее пределах, появляются аномально высокие пластовые давления. В этой же зоне происходит изменение фазового состава углеводородов в залежах — от нефтяных на юге к газоконденсатным с нефтяными оторочками или газоконденсатным на севере. В пределах Олимпийского лицензионного участка залежи будут, по-видимому, газоконденсатнонефтяными. К северу от Уренгойского месторождения строение клиноформы становится вновь менее

дифференцированным (см. рис. 1), залежи по фазовому составу переходят в нефтяные. Одним из факторов, оказывающим влияние на фазовые изменения углеводородов, ранее [2] считали степень литологической изолированности резервуаров, с этим же, по-видимому, связана заполненность ловушек углеводородами. На севере исследуемой территории ловушки в составе клиноформы заполнены практически на 100 %, на юге коэффициент заполнения составляет в среднем 30...40 %.

В зоне конусов выноса отмечаются аномальные суммарные толщины песчаников, повышенные значения пористости и проницаемости (см. рис. 2, а, б).

Открытая пористость изменяется в пределах 12...21 %, газопроницаемость — до $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² (см. рис. 2, в, г). Класс коллектора VI, V, редко IV.

По минералогическому составу породы аркозовые и граувакво-аркозовые (по классификации В.Д. Шутова, 1975). Отмечается незначительное изменение пороодообразующих минералов по разрезу.

По гранулометрическому составу преобладают песчаники мелкозернистые и алевриты крупно- и мелкозернистые. Отсортированность обломочного материала от хорошей до средней.

Преобладающий тип цемента — глинистый (хлоритовый, гидрослюдисто-хлоритовый) и карбонатный.

Акцессорные минералы — преобладание гранат-циркон-апатитовой ассоциации, аутигенные минералы — лейкоксен, пирит, кальцит.

Глинистые минералы — преобладание хлорит-гидрослюдистых минералов, редко отмечается каолинит. Изменение по разрезу незначительное.

Тип коллектора поровый, трещинно-поровый.

ЛИТЕРАТУРА

1. Прогнозирование поведения пластовой системы ачимовских отложений Восточно-Уренгойской зоны с учетом особенностей строения резервуаров / В.П. Балин, В.Н. Бородкин, А.М. Брехунцов и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 2001. — № 5. — С. 25—32.
2. 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.
3. Ямало-Ненецкий автономный округ как основа топливно-энергетического комплекса России / А.М. Брехунцов, В.С. Бочкарев, В.Н. Бородкин и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1999. — № 5. — С. 2—10.
4. Строение залежей углеводородов основных продуктивных пластов ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны и методика их разведки / А.М. Брехунцов, В.Н. Бородкин, Н.П. Дещеня и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1999. — № 5. — С. 16—22.
5. Бородкин В.Н., Брехунцов А.М. Условия формирования и фации ачимовской толщи севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1999. — № 5. — С. 10—16.

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. Бородкин 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. Бородкин 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. Бородкин, 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.