

Уточнение геологического строения ачимовских отложений в южной части Фроловской мегавпадины с целью выделения перспективных объектов

Валитов Ш.К.^{1,2}, Душин А.С.^{1,3}, Васильев В.Е.⁴

¹ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия, ²ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий», Уфа, Россия,

³ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия, ⁴АО «ИГиРГИ», Москва, Россия

valitov.s@mail.ru

Аннотация

В статье рассмотрены особенности фациального строения и условия формирования конусов выноса неокомского клиноформного комплекса в южной части Фроловской мегавпадины. Данные отложения на территории изучения характеризуются сложным геологическим строением: высокой фациальной неоднородностью разреза, малыми размерами песчаных тел и неравномерной нефтенасыщенностью пластов, что влияет на прогноз и качество коллекторов. Комплексирование методов литолого-фациального, сейсмофациального и сеймостратиграфического анализов помогло решить одну из основных задач, а именно провести фациальную типизацию ачимовских отложений.

Материалы и методы

В статье по результатам анализа скважинных (кривые ГИС, керновый материал, опробования) и сейсмических данных были уточнены геологические модели ачимовских отложений. Применение сеймостратиграфического, литолого-фациального и сейсмофациального анализов позволило выделить перспективные объекты.

Ключевые слова

неокомский нефтегазоносный комплекс, литолого-фациальный анализ, сейсмофациальный анализ, подводные конусы выноса, концептуальная модель

Для цитирования

Валитов Ш.К., Душин А.С., Васильев В.Е. Уточнение геологического строения ачимовских отложений в южной части Фроловской мегавпадины с целью выделения перспективных объектов // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 1. С. 17–23.

DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-17-23

Поступила в редакцию: 24.01.2024

GEOLOGY

UDC 550.8 | Original Paper

Clarification of the geological structure of the achimov deposits in the southern part of the Frolovskaya mega deflection with the purpose of identifying promising objects

Valitov Sh.K.^{1,2}, Dushin A.S.^{1,3}, Vasiliev V.E.⁴

¹“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia, ²Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russia,

³Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russia, ⁴“Institute of geology and development of fossil fuels” JSC, Moscow, Russia

valitov.s@mail.ru

Abstract

The study examines the facies and depositional settings for deep marine fans of the Lower Cretaceous (Neocomian) clinoforms in the southern part of the Frolov zone of Western Siberian basin. These strata demonstrate a complex geological structure in the study area: high heterogeneity of the facies, small size of sand bodies and uneven oil saturation, which affects the forecast and quality of reservoirs. Integrating methods seismic stratigraphy and seismic facies analysis helped solve one of the main problems, namely, to carry out facies typification of the Achimov deposits.

Materials and methods

In the article, based on the results of the analysis of wells (logging curves, core material, sampling) and seismic data, the geological models of the Achimov deposits were refined. The use of seismic stratigraphy, facies analysis and seismic facies analysis made it possible to identify promising objects.

Keywords

neocomian oil and gas complex, facies analysis, seismic facies analysis, underwater fans, conceptual model

For citation

Valitov Sh.K., Dushin A.S., Vasiliev V.E. Clarification of the geological structure of the Achimov deposits in the southern part of the Frolovskaya mega deflection with the purpose of identifying promising objects. Exposition Oil Gas, 2024, issue 1, P. 17–23. (In Russ).

DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-17-23

Received: 24.01.2024

Введение

В последние годы в большинстве нефтедобывающих районов Российской Федерации фонд неразведанных антиклинальных структур исчерпывается. Это касается в том числе неомского нефтегазоносного комплекса (НГК) — одного из основных объектов прироста запасов углеводородов на территории Западной Сибири. Для данного НГК все большую значимость приобретают сложностроенные ловушки структурно-литологического типа, к которому относятся и отложения ачимовской толщи.

Ловушки подобного типа выявлены на территории изучаемого участка и являются важными объектами поиска и добычи. Одним из таких объектов являются отложения пласта AC_{10}^1 (согласно государственному балансу запасов — ГБЗ), представляющие собой коллекторы глубоководно-морских отложений и флюидоупоры перекрывающей толщи. Проблематика данных объектов на территории изучения связана с резкой литолого-фациальной изменчивостью ачимовских отложений, неравномерной нефтенасыщенностью пласта AC_{10}^1 , значительной разницей дебитов соседних скважин, что вызывает большие проблемы при эксплуатационном и поисково-разведочном бурении.

В таких условиях стандартные методы поисков, основанные на учете лишь структурного фактора, являются недостаточно эффективными, и для изучения и поиска данных объектов должны быть применены современные методы сейсмостратиграфического и детального фациального анализа.

Основной прирост запасов и ресурсов на территории изучения для ачимовских отложений может быть связан с выявлением мелких пропущенных объектов и расширением залежей по результатам бурения краевых зон. Для этого в работе проведено обобщение всего имеющегося геолого-геофизического материала на территории изучения с использованием методов литолого-фациального, сейсмостратиграфического и сейсмофациального анализов, которые позволяют снизить риски бурения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин.

Актуальность работы вызвана необходимостью уточнения существующих геологических моделей — как для оптимизации эксплуатационного бурения, так и для выделения перспективных объектов с целью увеличения ресурсной базы актива.

Методика работы

Основными факторами, влияющими на формирование структурно-литологических ловушек, являются палеогеографические условия и тектонические процессы. Для детального изучения геологического строения перспективных ловушек одним из основных методов исследований являются СРР МОГТ-3D, которые позволяют обнаруживать распространение акустически контрастных песчаных тел в межскважинном пространстве. Такие исследования активно выполнялись в последние годы на территории изучения.

В работе применен комплекс методов, включающий литолого-фациальный, сейсмостратиграфический и сейсмофациальный анализ. Литолого-фациальный анализ включает в себя седиментологическое описание кернового материала, выделение литотипов и фааций, определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород. Основные методические особенности данного подхода

изложены в трудах многочисленных авторов, в данной работе за основу взяты материалы В.П. Алексеева, Е.Ю. Барабошкина, Г.-Э. Рейнека [1, 2, 8].

Сейсмостратиграфический анализ базировался на изучении сейсмических разрезов волнового поля, в основе которого лежит выделение поверхностей несогласия нескольких типов. Методические особенности данного подхода более подробно описаны в работе Чарльза Пейтона [7].

Для сейсмофациального анализа использованы материалы МОГТ-3D, включающие атрибуты волнового поля, такие как огибающая сигнала (Envelope), атрибут Sweetness, мгновенная частота (Instantaneous Frequency) и контраст амплитуд (Amplitude Contrast), а также анализ сейсмических срезов кубов спектральной декомпозиции в комплексе с классификацией по форме трасс в интервалах, соответствующих исследуемой толще.

В рамках выполнения геологической и сейсмической корреляции единый пласт AC_{10}^1 был расчленен на два пропластка, которые отождествляются с отдельными отражающими горизонтами, соответствующими пластам AC_{10}^{1-4} и AC_{10}^{1-3} .

Результаты работы

Литолого-фациальный анализ

Формирование отложений неомского НГК происходило в период трансгрессивно-регрессивного некомпенсированного осадконакопления, приведшего к образованию клиноформного комплекса. Ачимовская толща выделяется в глубоководной (фондоформенной) части бассейна седиментации, где накапливаются конусы выноса в период понижения уровня моря, когда обломочный материал поступал в глубоководную часть [3–6].

Анализ строения породно-слоевых ассоциаций и определение структурно-текстурных особенностей кернового материала по скважинным данным позволили построить литолого-фациальные модели для изучаемых пластов. Выделены следующие фаации: склоновые отложения, распределительные каналы, прирусловые валы, седиментационные лопасти и дно бассейна. Согласно концептуальному строению ачимовских отложений, на территории изучения могут быть встречены фаации питающих каналов в пределах склона и оползневых потоков [4, 8], которые не вскрыты бурением.

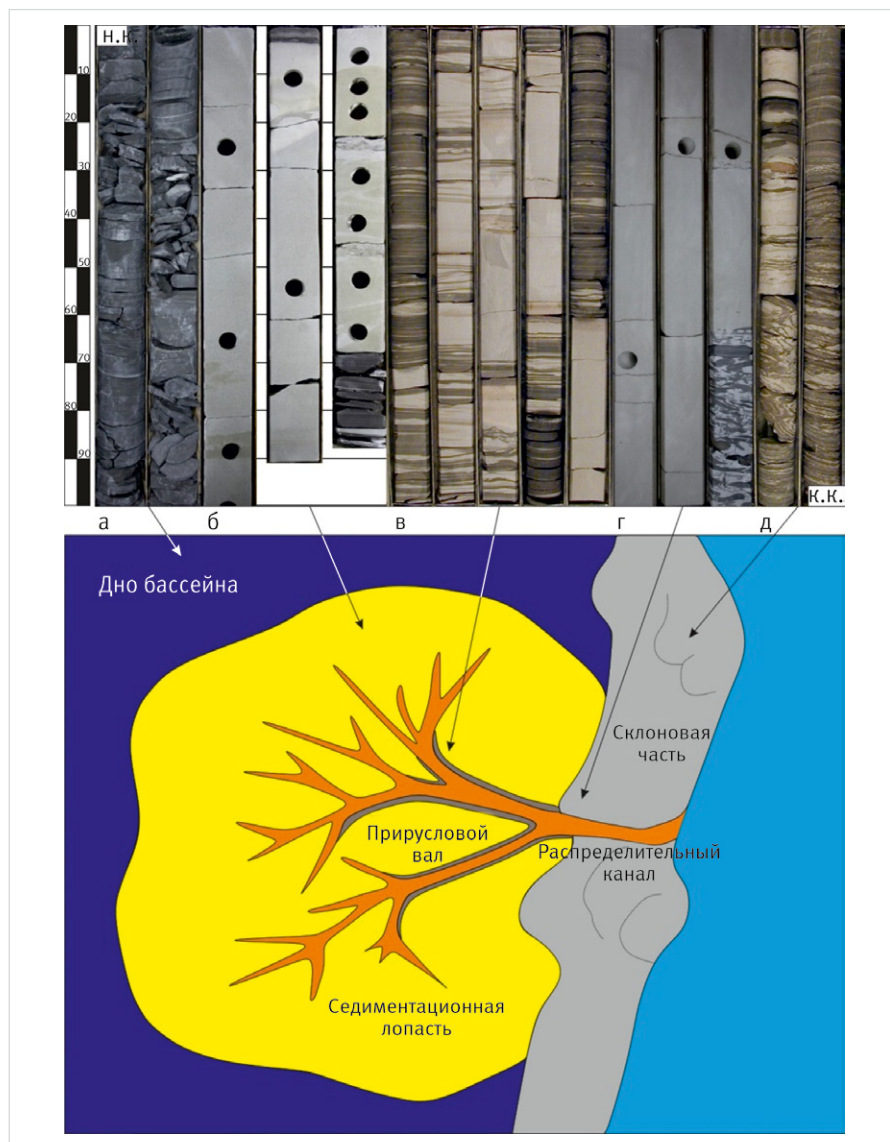


Рис. 1. Текстуальные особенности ачимовских отложений на территории изучения, фаации: а — дно бассейна; б — седиментационной лопасти; в — прируслового вала; г — распределительного канала; д — склоновой части

Fig. 1. Textural features of the Achimov deposits in the study area, facies: а — basin bottom; б — fans; в — riverbed shaft; г — distribution channel; д — slope part

Фация склоновой части представлена преимущественно аргиллитами с мелкими прослойками темно-серого алевролита. Текстура однородная, массивная, отмечаются текстуры взмучивания, оползания и смятия осадка, а также серия мелких субпараллельных сбросов (рис. 1а). Биотурбация в отложениях данной фации отсутствует. Встречается угле-

фицированный растительный детрит (УРД). Формирование данных отложений произошло под действием силы тяжести в период оползания осадков. На территории изучения данная фация вскрыта единственной скважиной Х30.

Коэффициент пористости, по данным исследования ядра, составляет 8,01–11,27 %,

среднее значение 9,65 %, проницаемость — 0,25–0,52 мД, среднее значение — 0,36 мД. Толщина седиментационного тела по разрезу составляет около 30 метров.

Фация распределительного канала представлена песчаником средне-/мелкозернистым с текстурой ряби течения, с резкой эрозионной поверхностью, где наблюдаются

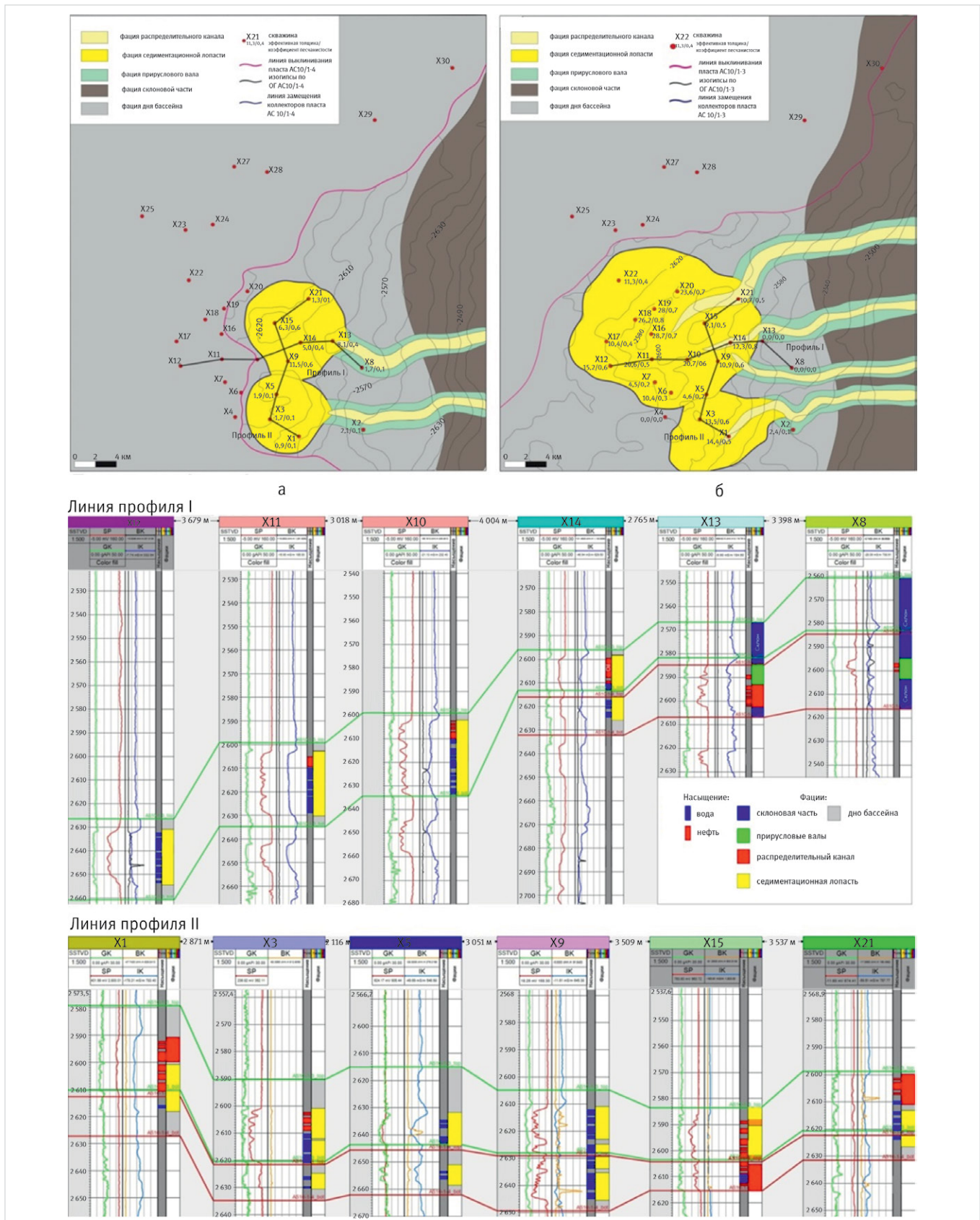


Рис. 2. Фациальные модели пластов с литолого-фациальными профилями: а – пласт AS_{10}^{1-4} , б – пласт AS_{10}^{1-3}
 Fig. 2. Facies models of formations with lithologic-facial profiles: а – formation AS_{10}^{1-4} , б – formation AS_{10}^{1-3}

глинистые интракласты (рис. 1б). Среди литотипов преобладает песчаник массивный (Sm), подчиненное значение имеют песчаник с интракластами (Si) и песчаник с косой слоистостью (Sx).

Распределительные каналы выполняют функцию поставки обломочного материала в глубоководную часть бассейна седиментации. При эрозионном врезании осадочного потока в осадки дна бассейна подошва песчаных отложений подчеркивается мелкими удлиненными глинистыми интракластами по напластованию слоев. Смена массивной текстуры на косую однонаправленную слоистость в средней части циклитов указывает на уменьшение скорости потока. В завершении цикла в некоторых скважинах отмечаются глинистые прослои толщиной до 0,6 м, где наблюдаются шаровые и подушечные текстуры, что свидетельствует о быстром темпе осадконакопления.

Для фации распределительного канала коэффициент пористости составляет 2,47–20,3 %, среднее значение 16,4 %, проницаемость — 0,01–8,9 мД, среднее значение 1,47 мД. Толщина седиментационного тела по разрезу изменяется от 15,5 до 30,6 м, эффективная мощность коллектора — от 8,1 до 14,4 м.

Фация прирусловых валов представлена песчаником и алевролитом глинистым (проксимальный вал) и аргиллитом алевроитовым с тончайшими прослойками алевролита (дистальный вал). Отмечаются следующие текстурные особенности: преобладает косая и линзовидная слоистость, отмечаются восходящие знаки ряби, наблюдается пологоволнистая и горизонтальная слоистость, подчеркнутая сидеритовыми намывами (рис. 1в). Для пород также характерны деформационные текстуры, плохая сортированность компонентов и скопления ихтиодетрита.

Отложения прирусловых валов формировались в период выноса большого количества обломочного материала, поставляемого распределительным каналом в зону межруслового пространства. Влияние обломочных потоков на проксимальный вал приводило к формированию здесь преимущественно косой и линзовидной слоистости. С удалением от канальной части наблюдается увеличение доли глинистой компоненты и преобладание горизонтальных и пологоволнистых текстур.

Для фации прируслового вала диапазон изменения пористости составляет от 7,0 до 21,9 % при среднем значении 12,1 %, проницаемость изменяется от 0,02 до 7,3 мД, среднее значение составляет 1,1 мД. Толщина седиментационного тела по разрезу изменяется от 19,6 до 31,7 м, эффективная мощность коллектора — от 1,7 до 2,4 м.

Фация седиментационной лопасти сложена песчаниками мелкозернистыми алевролитистыми с тонкими прослоями серого алевролита и темно-серого аргиллита. Для песчаников характерны преимущественно градационная и массивная текстуры (рис. 1г). Для алевролитов и аргиллитов отмечаются следующие текстуры: горизонтально-слоистая, линзовидно-слоистая, пологоволнистая и рябь течения, которые подчеркнуты намывами атрита. В некоторых скважинах наблюдаются послойные скопления мелких интраклатов глинистых пород, маркирующие поверхности амальгамации. Присутствуют деформационные текстуры удаления воды.

Фация седиментационной лопасти формировалась за счет выноса обломочного материала и его распределения по площади,

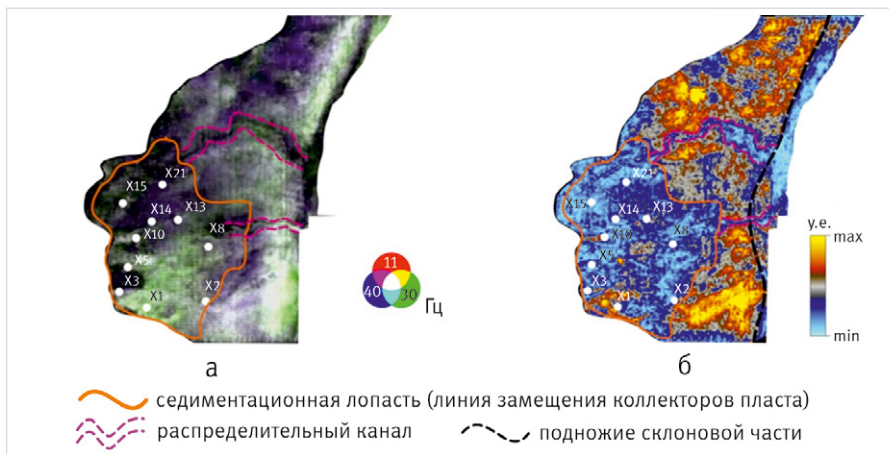


Рис. 3. Сейсмические атрибуты с результатами интерпретации: а — карта RGB-смешивания по кубам спектральной декомпозиции; б — карта атрибута Envelope
Fig. 3. Seismic attributes with interpretation results: а — RGB-mixing map by spectral decomposition cubes; б — Envelope attribute map

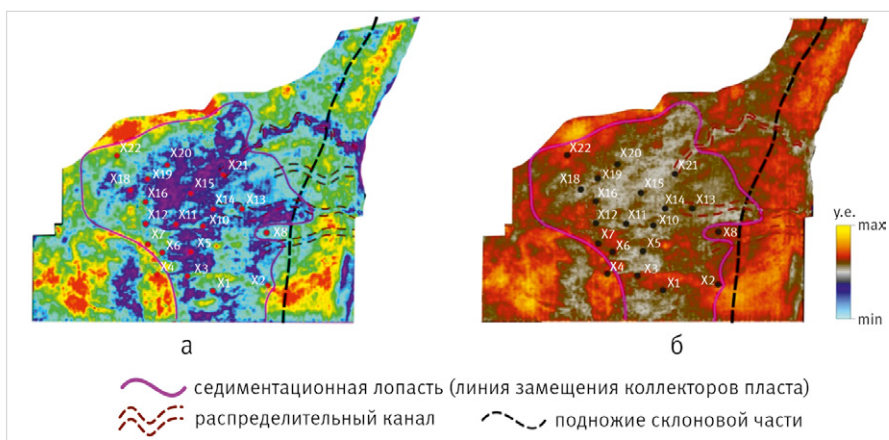


Рис. 4. Сейсмические атрибуты с результатами интерпретации: а — карта по атрибуту Envelope; б — погоризонтный (седиментационный) слайс по атрибуту Sweetness
Fig. 4. Seismic attributes with interpretation results: а — map by the Envelope attribute; б — horizon-by-horizon (sedimentation) slice by the Sweetness attribute

осадки характеризуются последовательностью с уменьшением зернистости вверх, по мере уменьшения скорости потока.

Коэффициент пористости для фации седиментационной лопасти по проведенным исследованиям составляет от 2,54 до 22,4 %, среднее значение 16,6 %, проницаемость изменяется от 0,001 до 56,04 мД при среднем значении 3,3 мД. Толщина седиментационного тела по разрезу изменяется от 11,1 до 43 м, эффективная мощность коллектора — от 1,3 до 28,7 м.

Фация дна бассейна сложена темно-серыми, черными аргиллитами с редкими прослоями алевролитов (рис. 1д). Основным литотипом является М1 (горизонтально-слоистые аргиллиты). Формирование данных отложений происходило в условиях низкой гидродинамической активности, на что указывает тончайшая слоистость и глинистый состав отложений. В керновом материале отмечены конкреции пирита, что указывает на дефицит кислорода в осадке или наддонной воде.

Таким образом, по результатам седиментологического анализа керна материала были определены фациальные особенности ачимовских отложений. Для построения литолого-фациальных схем по изучаемым пластам фации, определенные по кернаму материалу, были привязаны к кривым ГИС и соотнесены с эталонными моделями.

Пространственные отношения фаций показывают, что снос обломочного материала происходил с восточной части территории изучения, где скважинами X21, X13 вскрыта фация распределительного канала, а скважинами X2 и X8 — фация прирусловой части (рис. 2).

В период формирования пласта АС¹⁻⁴₁₀ проксимальная часть конуса выноса (эпицентр) располагалась в районе скважин X14 и X15 (рис. 2а), что подтверждается повышенными значениями эффективной толщины и коэффициента песчаности. Низкие значения данных параметров в скважинах X3 указывают на краевую часть конуса выноса.

В период формирования пласта АС¹⁻³₁₀ значительно увеличивается толщина песчаных прослоев, площадь распространения конуса выноса и количество распределительных каналов (рис. 2б). Данное событие, вероятно, связано с продолжением регрессии и поступлением большого количества осадочного материала в глубоководную часть бассейна.

Анализ толщин пластов показал, что в периферийных частях мощности песчаных тел в поперечном сечении сокращаются от 14 до 0 м на расстоянии 1,5 км. В продольном сечении песчаные тела выклиниваются на расстоянии 2–3 км, где мощности сокращаются от 17 до 0 м.

Таким образом, соотнесение фаций с петрофизическими параметрами

позволило определить фации с наилучшими ФЕС, которыми обладают коллекторы фации распределительного канала и седиментационной лопасти (среднее значение пористости – 16,4 и 16,6 %, соответственно, среднее значение проницаемости – 1,47 и 3,3 мД). Основной цикл формирования конусов выноса приурочен к пласту AC^{1-3}_{10} , анализ толщин песчаных тел показал их резкую литолого-фаціальную изменчивость.

Сейсмофаціальний анализ

Для уточнения распределения литофаций пластов AC^{1-4}_{10} и AC^{1-3}_{10} проведен сейсмофаціальний анализ. Данный подход основан на проведении геологической интерпретации динамических параметров сейсмических отражений, включая их конфигурацию, непрерывность, амплитудно-частотный спектр и интервальные скорости для картирования и выделения перспективных объектов [9, 10].

Выполнение сейсмофаціального анализа в работе включало в себя расчет карт сейсмофаций, погоризонтные (седиментационные) и пропорциональные слайсы по различным атрибутам, карты атрибутов и карты цветового RGB-смешивания кубов спектральной декомпозиции.

Низкочастотность имеющихся данных МОГТ-3D, а также высокая расчлененность

пропластков песчаника и схожесть (в акустическом поле) с глинистыми интервалами предопределили существующие сложности в выделении таких тел и их геологической интерпретации. На практике редко удается проследить фации прирусловых валов и детальные особенности седиментационной лопасти. На рисунках 3 и 4 приведены наиболее представительные сейсмические атрибуты с результатами интерпретации, где наблюдаются седиментационные образы.

По результатам сейсмофаціального анализа пласта AC^{1-4}_{10} на сейсмических атрибутах выделяются шнуркообразные тела в центральной и восточной части изучаемого участка, которые ассоциируются с фацией распределительных каналов (рис. 3). Наиболее контрастно они проявляются на карте RGB-смешивания. По распределительным каналам происходил перенос обломочного материала в западном направлении в область разгрузки, где формировались седиментационные лопасти. На карте по атрибуту Envelope для фации распределительного канала и седиментационной лопасти характерны пониженные значения, а для отложений дна бассейна и склоновой части – повышенные значения (рис. 3).

Для пласта AC^{1-3}_{10} по атрибутам Envelope и Sweetness пониженные значения

характерны для зоны развития распределительных каналов и седиментационной лопасти (рис. 4). По результатам литолого-фаціального анализа (ЛФА) фация распределительного канала выделена в скважинах X21, X13, X14. При сопоставлении с картами атрибутов выделение каналов подтверждается. На временных разрезах каналы проявляются в виде утолщения осей синфазности (т.е. увеличением амплитуд) и появления «врезных» форм. Максимальные временные толщины лопасти сосредоточены в его центральной части, к периферийным областям толщина падает.

Ширина песчаного тела (поперечный разрез) пласта AC^{1-4}_{10} составляет 14 км, длина (продольный разрез) равняется 21 км. Для пласта AC^{1-3}_{10} ширина (поперечный разрез) составляет около 19 км, длина (продольный разрез) равняется 22 км.

Таким образом, по результатам сейсмофаціального анализа выделены и уточнены формы распространения седиментационных лопастей и распределительных каналов для пластов AC^{1-4}_{10} и AC^{1-3}_{10} . Наиболее контрастно седиментационные образы проявляются по атрибуту Envelope. Для пластов характерны веерообразные конусы выноса, в период формирования которых увеличивались площади распространения седиментационных лопастей и количество распределительных каналов.

Одним из ключевых критериев распределения залежей на территории работ является структурно-тектоническое строение региона. В региональном плане залежи изучаемого пласта приурочены к тектоническому элементу II порядка – Ендырскому валу. Формирование неоконских отложений происходило на фоне активного роста поднятия в центральной и восточной части района работ. По результатам построения структурных поверхностей были выделены положительные структурные формы преимущественно в восточной части территории изучения. В области развития пласта AC^{1-4}_{10} выделяется положительная структура по отметке 2 620 м около скважины X15. В пределах распространения пласта AC^{1-3}_{10} положительные структуры выделяются в районе скважин X16 (2 600 м) и X15 (2 600 м), развитие структурного носа предполагается южнее скважины X4 (рис. 2).

В данной работе, наряду с уточнением структурного плана по результатам интерпретации работ МОГТ-3D, подробный седиментологический и сейсмофаціальний анализ позволил выявить особенности распространения коллекторов, которые зависят от фаціальной неоднородности. Так, в области распространения фации седиментационной лопасти коллектора выклиниваются плавно на запад за счет их постепенного наложения друг на друга. На расстоянии между скважинами порядка 3 км эффективная толщина пласта падает с 18,3 до 12 м. При этом на востоке от проксимальной части лопасти наблюдается резкое выклинивание конусов выноса, что несет в себе потенциальные риски при разбуривании данной области. Здесь на расстоянии между скважинами порядка 3 км толщина пласта падает от 12,3 до 0 м. Коллекторы распределительных каналов маломощны, шириной около 1 км, длина от склоновой части до седиментационной лопасти в среднем около 7 км. Данные объекты представлены узкими шнуркообразными телами, их прогноз без МОГТ-3D затруднен. Эффективная толщина данных объектов составляет около 10 м.

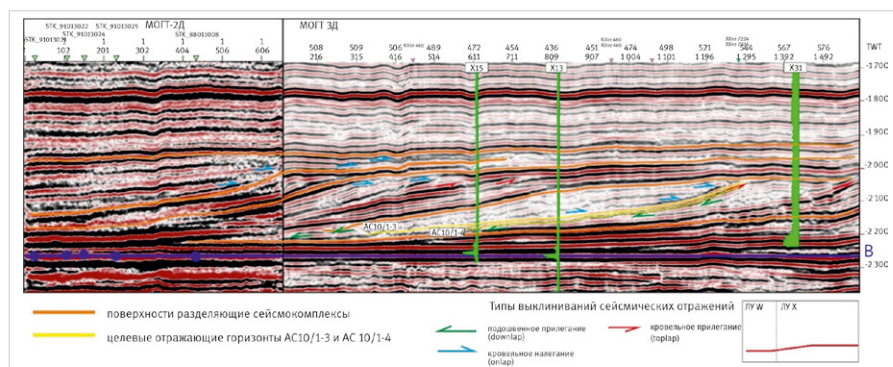


Рис. 5. Сейсмический профиль через южную часть района работ с выделением типов выклиниваний сейсмических отражений

Fig. 5. Seismic profile through the southern part of the work area highlighting types of seismic reflection pinchouts

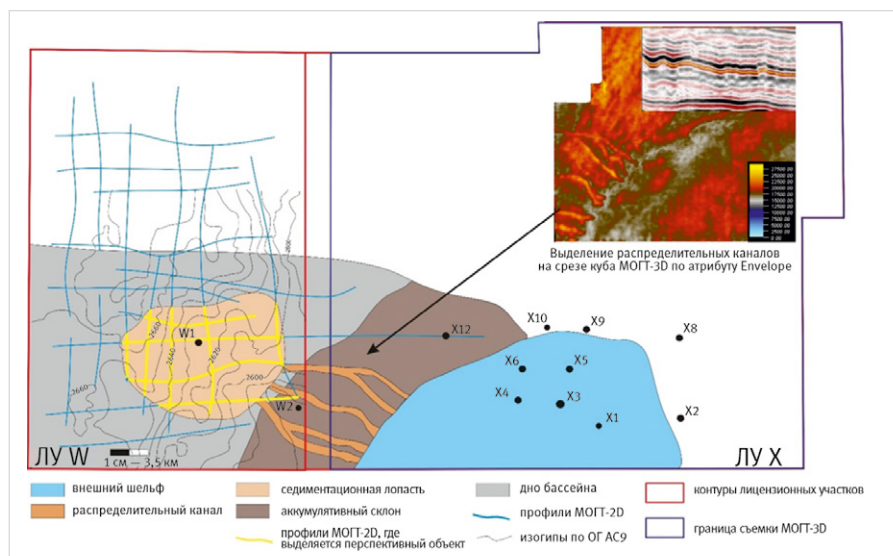


Рис. 6. Отображение распределительных каналов на срезе куба сейсмических данных по атрибуту Envelope

Fig. 6. Display of distribution channels on a slice of seismic data cube using the Envelope attribute

Выделение перспективных объектов

В западной части территории исследования проведены СРР МОГТ-2D и для поиска перспективных объектов был выполнен сейсмостратиграфический анализ. Согласно результатам сейсмостратиграфического анализа, для продуктивных пластов AC_{10}^{1-3} и AC_{10}^{1-4} были выявлены следующие признаки волнового поля (рис. 5):

- в восточной части территории (в склоновой части) на сейсмическом разрезе сейсмокомплексы выклиниваются по типу кровельного прилегания (toplap), что может являться индикатором перерыва, связанного с отсутствием седиментации;
- в западной части имеют вид выклинивания по типу подошвенного прилегания (downlap), что характерно для отражений, выклинивающихся относительно баженовской свиты;
- данные сейсмокомплексы перекрывают трансгрессивные глинистые отложения, где отражения в восточной части выклиниваются по типу подошвенного налегания (onlap), что указывает на трансгрессивную деятельность моря;
- фации распределительных каналов на временных разрезах проявляются в виде «врезных» форм.

С целью выделения перспективных объектов в западной части от лицензионного участка (ЛУ) X проанализированы сейсмические разрезы, где отмечаются аналогичные признаки волнового поля, характерные для пластов AC_{10}^{1-3} и AC_{10}^{1-4} .

В юго-западной части ЛУ X выполнен сейсмофациальный анализ в пределах съемки МОГТ-3D, где по динамическим атрибутам закартированы распределительные каналы, которые выделяются на волновом поле в виде «врезной» формы (рис. 6). Разгрузка осадочного материала по каналным областям происходила западнее, где могут быть встречены фации седиментационной лопасти. Подтверждением служат результаты бурения скважины W1, которая вскрывает отложения конусов выноса с эффективной толщиной коллектора 11,5 м. Данный объект залегаet по разрезу выше, чем пласты группы AC_{10} , и относится к группе пластов AC_9 .

В региональном плане с севера на юг прослеживаются аналогичные отложения конусов выноса, которые относятся к группе пластов AC_9 . В северной части от ЛУ X и W открыты залежи в пределах данного пласта, вероятно, они имеют свое продолжение на южную часть ЛУ W.

Для выявления новых перспективных объектов, а именно с целью уточнения их геометрии и последующего поисково-разведочного бурения, рекомендуется проведение сейсморазведочных работ МОГТ-3D западнее от рассматриваемой территории в пределах ЛУ W (рис. 6).

Итоги

- По результатам литолого-фациального анализа определены седиментологические особенности ачимовских отложений в пределах изучаемой площади. Выделены фации склоновой части, распределительного канала, прирусловых валов, седиментационной лопасти и дна бассейна.
- Сопоставление петрофизических параметров пород и фаций позволило установить, что улучшенными ФЕС обладают фации распределительного канала и седиментационной лопасти.
- По итогам проведенных работ единый пласт AC_{10}^1 был разделен на три песчаные линзы, которые представляют собой наложение конусов выноса друг на друга и отвечают определенным циклам их развития. Новая модель представляет собой систему наложенных седиментационных лопастей, сформированных в разные циклы развития бассейна. Анализ строения данных линз показал их резкую литолого-фациальную изменчивость.

Выводы

Проведенный анализ позволил учесть литолого-фациальный критерий при прогнозировании распространения коллекторов в восточной части участка работ: в случае обнаружения лопасти ее восточное выклинивание может происходить достаточно резко (на расстоянии 3 км между скважинами эффективная толщина пласта падает от 12 до 0 м), что необходимо учесть при доразведке залежи. В совокупности с наличием западного падения пластов это может служить поисковым критерием в условиях наличия структурно-литологических залежей.

В западной части территории изучения, в вышележащем продуктивном пласте (AC_9), благодаря схожести геологическому строению, по профилям 2D и по данным разведочного бурения выделены конусы выноса, аналогичные пластам AC_{10}^{1-4} и AC_{10}^{1-3} , которые могут содержать запасы в ловушке структурно-литологического типа. С целью выделения потенциально перспективных объектов и уточнения их геометрии в западной части

территории работ рекомендуется проведение СРР МОГТ-3D. Таким образом, результаты данной работы могут лечь в основу планирования геолого-разведочных работ в пределах территории изучения.

Литература

1. Алексеев В.П. Атлас субаквальных фаций нижнемеловых отложений Западной Сибири (ХМАО-Югра). Екатеринбург: УГГУ, 2014. 284 с.
2. Барабошкин Е.Ю. Практическая седиментология. Терригенные резервуары. Пособие по работе с керном. Тверь: ГЕПС, 2011. 152 с.
3. Гурари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ неокотских отложений Западно-Сибирской плиты (история становления представлений): монография. Новосибирск: СНИИНИМС, 2003. 141 с.
4. Жуковская Е.А., Ольнева Т.В. Особенности формирования нижнемеловых турбидитов Западной Сибири // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии. 2018. С. 133–137.
5. Ольнева Т.В. Сейсмофациальный анализ. Образы геологических процессов и явлений в сейсмическом изображении. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2017. 152 с.
6. Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. 2014. Т. 55. №№ 5–6. С. 745–776.
7. Пейтон Ч. Сейсмическая стратиграфия. Использование при поисках и разведке нефти и газа. Часть 1. М.: Мир, 1982. 374 с.
8. Рейнек Г.-Э., Сингх И.Б. Обстановки терригенного осадконакопления. М.: Недра, 1981. 439 с.
9. Дабер Р., Дитча Е., Густафссон Л.Э. Руководство по интерпретации сейсмических атрибутов. Ставангер, Норвегия: Schlumberger, 2007. 119 с.
10. Сподобаев А.А., Королев Е.К. Сейсмические образы седиментационных объектов неокот на одном из месторождений севера Западной Сибири // Геофизика. 2015. № 6. С. 14–19.

ENGLISH

Results

- Based on the results of lithologic-facies analysis, the sedimentological features of the Achimov deposits within the study area were determined. The facies of the slope part, distributary channel, riverbed levees, sedimentary lobe and basin bottom were identified.
- A comparison of the petrophysical parameters of rocks and facies made it possible to establish that the distributary channel and sedimentation lobe facies have improved reservoir properties.
- Based on the results of the work carried out, a single formation AC_{10}^1 was divided into three sand lenses, which represent an overlapping of alluvial cones on top of each other and correspond to certain cycles of their development. The new model is a system of superimposed sedimentary lobes formed during different cycles of basin development. Analysis of the structure of these lenses showed their sharp lithologic-facial variability.

Conclusions

The analysis made it possible to take into account the lithologic-facial criterion when predicting the distribution of reservoirs in the eastern part of the work area: if a blade is detected, its eastern pinching out can occur quite sharply (at a distance of 3 km between wells, the effective thickness of the formation drops from 12 to 0 m), which must be taken into account during additional exploration of the deposit. In combination with the presence of a western dip of the strata, this can serve as a search criterion in the presence of structural and lithological deposits. In the western part of the study area, in the overlying productive formation (AC_9), due to a similar geological structure, alluvial cones similar to the AC_{10}^{1-4} and AC_{10}^{1-3} formations, which may contain structurally trapped reserves, were identified using 2D profiles and exploration drilling data -lithological type. In order to identify potentially promising objects and clarify their geometry in the western part of the work area, it is recommended to carry out CDP-3D survey work. Thus, the results of this work can form the basis for planning geological exploration work within the study area.

References

1. Alekseev V.P. Atlas of subaqueous facies of Lower Cretaceous sediments of Western Siberia (KhMAO-Yugra). Ekaterinburg: UGGU, 2014, 284 p. (In Russ).
2. Baraboshkin E.Yu. Practical sedimentology. Terrigenous reservoirs. Tver: GERS, 2011, 152 p. (In Russ).
3. Gurari F.G. The structure and conditions of formation of clinoforms of the Neocomian deposits of the West Siberian Plate (history of the formation of ideas): monograph. Novosibirsk: SNIINiMS, 2003, 141 p. (In Russ).
4. Zhukovskaya E.A., Olneva T.V. Features of the formation of Lower Cretaceous turbidites in Western Siberia. Cretaceous system of Russia and near abroad: problems of stratigraphy and paleogeography, 2018, P. 133–137. (In Russ).
5. Olneva T.V. Seismic facies analysis. Images of geological processes and phenomena in seismic images. Moscow-Izhevsk: Institute of computer research, 2017, 152 p. (In Russ).
6. Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Karogodin Yu.N., Kontorovich V.A., Lebedeva N.K., Nikitenko B.L., Popova N.I., Shurygin B.N. Paleogeography of the West Siberian sedimentary basin in the Cretaceous period. Geology and geophysics, 2014, Vol. 55, issue 5–6, P. 745–776. (In Russ).
7. Peyton Ch. Seismic stratigraphy. Use in prospecting and exploration for oil and gas. Part 1. Moscow: Mir, 1982, Vol. 1, 374 p. (In Russ).
8. Reineck G.-E., Singh I.B. Environments of terrigenous sedimentation. Moscow: Nedra, 1981, 439 p. (In Russ).
9. Daber R., Ditcha E., Gustafsson L.E. Guide to the interpretation of seismic attributes. Stavanger, Norway: Schlumberger, 2007, 119 p. (In Russ).
10. Spodobaeв A.A., Korolev E.K. Seismic images sediment object's neocomic from same oilfields North West Siberia. Geophysics, 2015, issue 6, P. 14–19. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Валитов Шамиль Камилович, ведущий специалист отдела региональной геологии, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Для контактов: valitov.s@mail.ru

Душин Андрей Саитхужевич, к.г.-м.н., эксперт отдела разработки и мониторинга месторождений (БНД и НАО), ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Васильев Виктор Евгеньевич, эксперт отдела экспертно-методического сопровождения ГРП, АО «ИГИРГИ», Москва, Россия

Valitov Shamil Kamilovich, leading specialist of the regional geology department, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: valitov.s@mail.ru

Dushin Andrey Saithuzhevich, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, expert of the field development and monitoring department (BND and NAO), “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Vasiliev Viktor Evgenievich, expert of the department of expert and methodological support of geological exploration, “Institute of geology and development of fossil fuels” JSC, Moscow, Russia



ВЫСТАВКА «ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ»

в рамках
ЯМАЛЬСКОГО
НЕФТЕГАЗОВОГО
ФОРУМА

СИБЭКСПО SERVICE

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис», г. Новосибирск

Тел.: +7 (383) 335-63-50, e-mail: vkxes@yandex.ru, www.ses.net.ru

ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

Генеральный информационный партнер

**3-4
АПРЕЛЯ**
г. Новый Уренгой
2024