

УДК 553.98+551.86+550.8.052

DOI 10.31087/0016-7894-2019-1-62-71

Строение юрско-меловых отложений юго-западной части Прикаспийского бассейна

© 2019 г. | С.В. Делия¹, И.Д. Агапитов², И.В. Казора², Л.А. Попова², И.Н. Керусов²¹АО «РИТЭК», Москва, Россия; sdeliya@ritek.ru;²ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия; ivan.agapitov@lukoil.com; irina.kazora@lukoil.com; lyudmila.an.popova@lukoil.com; igor.kerusov@lukoil.com

Поступила 20.03.2018 г.

Принята к печати 12.11.2018 г.

Ключевые слова: Прикаспий; Астраханский свод; надсолевой комплекс; МОГТ-3D; широкоазимутальная сейсморазведка; сейсмическая интерпретация; сиквенс-стратиграфия; сейсмофациальный анализ.

Целью исследований является уточнение геологического строения юрско-мелового комплекса юго-западной части Прикаспийского нефтегазоносного бассейна. В статье даны результаты изучения этих продуктивных отложений при помощи комплексной интерпретации геолого-геофизической информации. Приведены результаты сиквенс-стратиграфического анализа, который проведен впервые для рассматриваемого района. На основе анализа сейсмических атрибутов авторами предложены уточненные модели строения батских и неоком-аптских продуктивных отложений и показано возможное пространственное распределение песчаных тел.

Для цитирования: Делия С.В., Агапитов И.Д., Казора И.В., Попова Л.А., Керусов И.Н. Строение юрско-меловых отложений юго-западной части Прикаспийского бассейна // Геология нефти и газа. – 2019. – № 1. – С. 62–71. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-1-62-71.

Structure of Jurassic and Cretaceous formations in the south-western part of the Caspian Basin

© 2019 | S.V. Deliya¹, I.D. Agapitov², I.V. Kazora², L.A. Popova², I.N. Kerusov²¹АО «РИТЕК», Moscow, Russia; sdeliya@ritek.ru;²ООО «LUKOIL-Inzhiniring», Moscow, Russia; ivan.agapitov@lukoil.com; irina.kazora@lukoil.com; lyudmila.an.popova@lukoil.com; igor.kerusov@lukoil.com

Received 20.03.2018

Accepted for publication 12.11.2018

Key words: Caspian; Astrakhan arch; above-salt series; 3D common depth point method; wide-azimuth seismics; seismic interpretation; sequence stratigraphy; seismic facies analysis.

The study purpose is to clarify geological structure of the Jurassic-Cretaceous formations in the above-salt series of the south-western Caspian oil and gas bearing basin. Main commercial oil and gas occurrence of this series is associated with the Jurassic terrigenous formations. High facies variability over the area and over the section is typical of the Upper Jurassic section. Sedimentation in the coastal-marine environment caused accumulation of both sandy and clayey varieties. The paper presents the results of studies of this pay zone conducted using an integrated interpretation of geological and geophysical information. In the course of this work, the authors analysed a body of published and archive information on geological structure and oil and gas occurrence in above-salt formations. Sequence stratigraphy analysis for the first time conducted for this series resulted in consideration of relative sea level variations within the study area; and first and second order sequences were identified. When interpreting seismic attributes, the authors took into account the regional sedimentation settings and factor of salt dome structures uplifting. As a result, information on spatial distribution of sand bodies was obtained, which may be of utmost interest in terms of future exploration activities. Outcome of the presented studies was an essential clarification of geological model of the Jurassic-Cretaceous formations in the south-western Caspian oil and gas bearing basin.

For citation: Deliya S.V., Agapitov I.D., Kazora I.V., Popova L.A., Kerusov I.N. Structure of Jurassic and Cretaceous formations in the south-western part of the Caspian Basin. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2019;(1):62–71. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-1-62-71.

Геолого-разведочные работы в районе Астраханского свода, расположенного на юго-западе Прикаспийского бассейна, начаты в 1930-х гг. и продолжаются по настоящее время. Как и в других бассейнах, отложения с большой мощностью осадочного чехла изучались планомерно, начиная с наиболее близких к поверхности. К ним относятся апшеронские отложения, в которых были обнаружены скопления при-

родного газа. При этом объемов газа было достаточно для отопления прилегающих территорий.

С 1946 по 1976 г. проводились масштабные геолого-геофизические исследования и буровые работы для изучения мезозойской части надсолевого нефтегазоносного комплекса. В 1976 г. было открыто Астраханское газоконденсатное месторождения, что внесло кардинальные изменения

в парадигму геолого-разведочных работ в регионе. С этого времени основным целевым интервалом для изучения стали подсолевые карбонатные рифы каменноугольного возраста. А изучение надсолевого комплекса проводилось лишь попутно. Интерес к нему возобновился только в 1990-е гг., когда бурение на подсолевые интервалы было крайне редким по экономическим причинам.

В настоящее время нефтегазовая отрасль переживает сложные времена. Поэтому в районах с развитой инфраструктурой, к которым относится Астраханская область, даже небольшие залежи нефти могут оказаться экономически рентабельными.

В данной статье уточнено геологическое строение надсолевых отложений юго-западной части Прикаспийского нефтегазоносного бассейна. Особое внимание уделяется юрско-меловому потенциально нефтегазоносному комплексу. В ходе работы авторами статьи был проведен анализ большого объема опубликованной и фондовой информации по геологическому строению и нефтегазоносности надсолевых отложений. Базируясь на результатах бурения поисково-разведочных скважин и сейсмических данных 3D, а также на изучении сложной истории развития района авторы статьи сделали выводы об условиях формирования юрско-меловых отложений.

Нефтегеологическая характеристика

Астраханско-Калмыцкая газонефтеносная область, в пределах которой находится район исследований, занимает юго-западную часть Прикаспийского нефтегазоносного бассейна (НГБ) и включает зону сочленения кряжа Карпинского и Прикаспийской впадины, Астраханский свод и Астраханско-Калмыцкую моноклинал. В пределах Астраханского газонефтеносного района и на прилегающей территории притоки и проявления нефти были получены только из среднеюрских отложений. При этом в Сарпинском прогибе, который залегает на большей глубине, чем Астраханский свод, притоки отмечались из нижнемеловых отложений, с которыми связаны основные запасы месторождения Верблюжье (рис. 1). На прилегающих к Астраханскому своду территориях притоки и проявления углеводородов получены также из триасовых, нижнемеловых и верхнемеловых отложений.

Промышленная газоносность **триасовых отложений** установлена в разрезе Бугринского, Шаджинского, Северо-Шаджинского, Чапаевского, Совхозного, Касаткинского и Пустынного месторождений, приуроченных к Сарпинскому прогибу. Со **среднеюрскими отложениями** связана основная промышленная нефтегазоносность надсолевого комплекса Прикаспийского НГБ. Залежи были открыты в песчаниках погребенных речных долин (месторождения Каратюбе, Кенкияк, Акжар) и палеодельт (Южно-

Эмбинская группа месторождений) [2]. В пределах юго-западной части Прикаспия промышленные притоки УВ были получены лишь на Бешкульском месторождении, приуроченном к Джакуевскому валу Каракульско-Смушковой зоны. На ряде соседних с месторождением площадей — Джакуевская, Тинакская, Петровская (тяготеют также к Джакуевскому валу), Веерная, Светлошаринская, Разночиновская, Кирикилинская и Красноярская (расположены на Астраханском своде) — получены непромышленные притоки нефти или нефтепроявления. Также залежь нефти в среднеюрских песчано-алевритовых отложениях выявлена на Верблюжьем месторождении (Сарпинский прогиб).

Коллекторами в среднеюрских отложениях являются песчаники байосского, батского и келловейского возраста. Согласно данным С.М. Калягина, эти отложения отличаются хорошими фильтрационно-емкостными свойствами — пористость пород превышает 20–23 %, а проницаемость 0,15–0,3 мкм². Лабораторные исследования керн с некоторых площадей Астраханского свода показывают, что главным компонентом песчаников является обломочный материал, в различной степени отсортированный, разноокатанный с размером зерен 0,1–1,2 мм. Обломочный материал представлен в основном зернами кварца, полевого шпата, слюды и обломками пород. Алевролиты представлены некарбонатными разностями, серыми, темно-серыми с наличием обугленного детрита [3]. Разрез отложений средней юры отличается высокой фациальной изменчивостью по площади и разрезу. Формирование отложений в прибрежно-морских условиях стало причиной накопления как песчаных, так и глинистых разностей. Таким образом, флюидоупором являются вышележащие глинистые отложения.

В **нижнемеловых отложениях**, представленных в разрезе Верблюжьего месторождения песчано-алевритовыми и глинистыми породами, известны четыре нефтяные залежи, приуроченные к аптским и альбским отложениям. Признаки нефтеносности установлены также в неокомских песчаниках на Разночиновской площади. **Верхнемеловые отложения** сложены преимущественно карбонатными породами. В пределах соляно-купольной области выявлена газонефтяная залежь в известняках маастрихта на Верблюжьем соляном куполе. Газопроявления отмечались при бурении скважин на Азаусской и Халганской площадях.

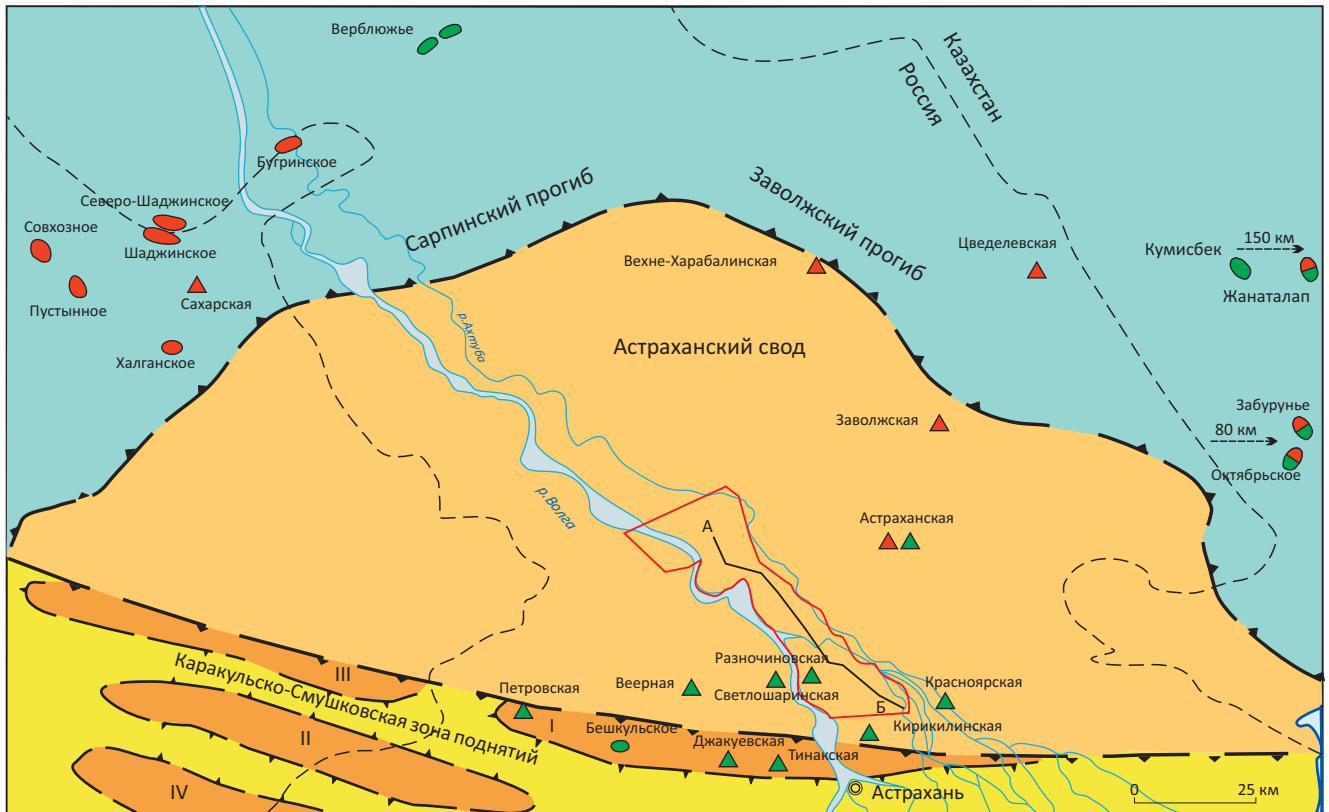
Сейсмогеологические условия

Район работ характеризуется сложными сейсмогеологическими условиями, обусловленными развитием соляно-купольной тектоники в кунгурских отложениях перми, резкими изменениями стратиграфической полноты и фациального состава надсолевых отложений, развитием интенсивных

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 1. Месторождения и проявления нефти и газа в надсолевом комплексе юго-западной части Прикаспийского НГБ (составили И.Д. Агапитов, И.В. Казора; тектоническая основа по [1])

Fig. 1. Oil and gas fields and shows in the above-salt series of the south-western Caspian oil and gas bearing basin (prepared by Agapitov I.D., Kazora I.V.; tectonic background is taken from [1])



1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

Границы (1–4): 1 — административно-территориальные; тектонических элементов (2, 3): 2 — II порядка, 3 — III порядка; 4 — района исследований; месторождения (5, 6): 5 — нефти, 6 — газа; площади, на которых отмечены проявления (7, 8): 7 — нефти, 8 — газа; 9 — расстояние до указанных месторождений, км; 10 — линия сейсмогеологического разреза.

Валы Каракульско-Смушковой зоны поднятий: I — Джакуюевский, II — Смушковский, III — Каракульский, IV — Краснохудский

Boundaries (1–4): 1 — administrative and territorial; tectonic elements (2, 3): 2 — II order, 3 — III order; 4 — study area; fields (5, 6): 5 — oil, 6 — gas; areas where shows are reported (7, 8): 7 — oil, 8 — gas; 9 — distance to the shown fields, km; 10 — line of geoseismic section. Swells of Karakulsky-Smushkovsky zone of uplifts: I — Dzhakuevsky, II — Smushkovsky, III — Karakulsky, IV — Krasnokhudsky

региональных и локальных несогласий, разломов растяжения (рис. 2). Тонкое переслаивание палеогеновых и верхнемеловых песчано-глинистых и карбонатно-мергелистых отложений обусловило существенную анизотропию скоростей (VTI и TTI) в верхнепермско-палеогеновом интервале разреза. В этих условиях стандартная обработка сейсмических материалов низкой кратности не может обеспечить высокую разрешенность сейсмической записи в интервале надсолевых отложений.

В пределах участка работ в 2009–2013 гг. были проведены полноазимутальные сейсморазведочные работы 3D и выполнены обработка и интерпретация сейсмических данных по технологии анизотропной глубинной миграции. Углубленная обработка единого куба сейсмических данных, включающая построение глубинно-скоростной модели, глубинную

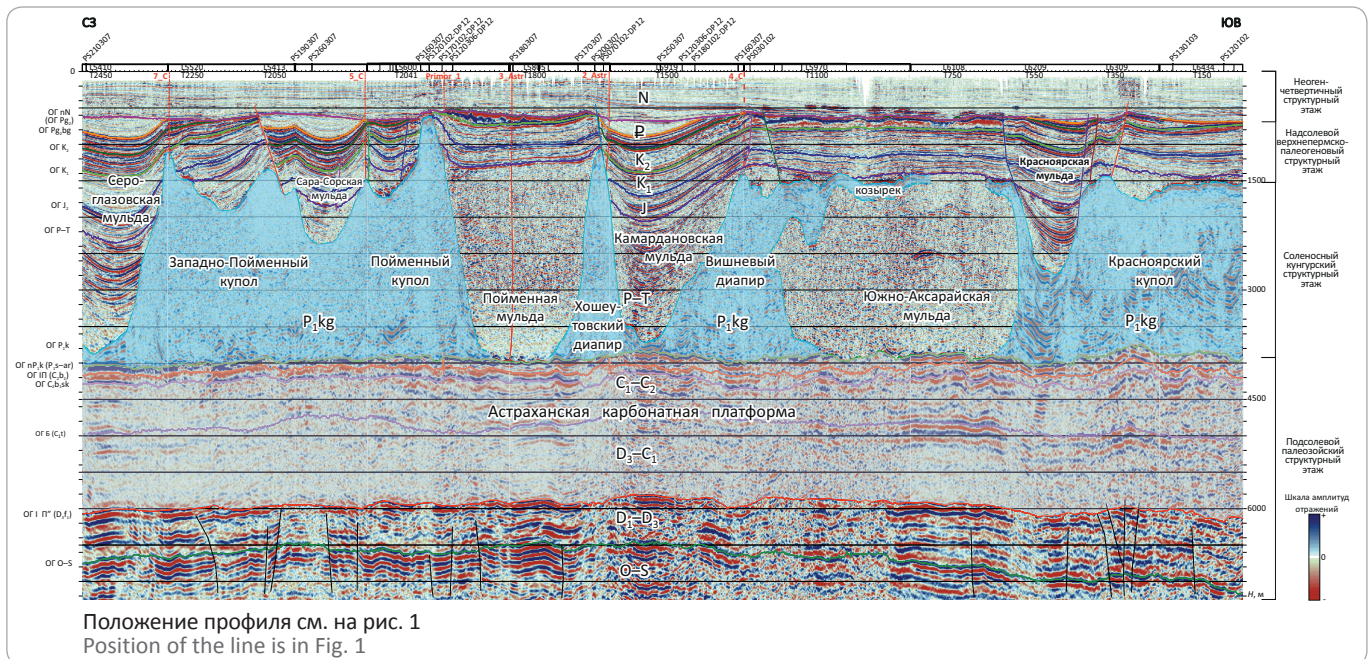
миграцию до суммирования, использование томографического скоростного анализа с учетом полного распределения азимутов, позволила повысить детальность и достоверность глубинно-скоростной модели и учесть влияние скоростных неоднородностей.

Условия формирования среднеюрских и нижнемеловых отложений

Анализ строения среднеюрских и нижнемеловых отложений проводился на основании сейсмических данных 3D и результатов бурения поисково-разведочных скважин. Интерпретация данных сейсморазведки, в том числе и атрибутного анализа, должна осуществляться в соответствии с той седиментационной обстановкой, которая характерна для района работ. Для восстановления условий седиментации авторами статьи применялся анализ кривых ГИС по

Рис. 2. Глубинный сейсмогеологический разрез 3D сейсмического куба, полученного при работах по широкоазимутальной методике

Fig. 2. Depth geoseismic section from 3D seismic cube obtained in wide-azimuth seismic acquisition



В.С. Муромцеву [4] в скважинах 1, 3, 4 и 21. Затем были проведены сиквенс-стратиграфический и сейсмофациальный анализы.

В районе скв. 21 в течение юрского времени, по всей видимости, формировался барьерный остров. В районе остальных рассматриваемых скважин в байосском веке накапливались преимущественно глинистые отложения переходной зоны. В начале батского века морские воды распространились на всю территорию района исследований. Однако к началу келловейского произошло обмеление морского бассейна. В келловейское время в разрезах скважин 1 и 4 наблюдается увеличение объема песчаного материала. Облик кривых гамма-каротажа позволяет говорить о наличии песчаных каналов в окрестностях данных скважин. Подобный анализ облика каротажных кривых позволяет сделать вывод, что среднеюрские отложения формировались в условиях побережья приливно-отливного типа с формированием барьерных островов.

Неокомский бассейн характеризовался неустойчивым гидродинамическим режимом, который определялся топографией дна бассейна и был тесно связан с процессами умеренного раннемелового роста кунгурских соленосных куполов. В конце валанжинского века, видимо, наступил кратковременный подъем, сменившийся новым опусканием в начале готеривского века. В его первой половине на большей части территории бассейн был относительно глубоководным и накапливались осадки преимущественно глинистого состава. Затем произошло обмеление, о чем свидетельствует увеличение содержания песчано-алевритовых пород.

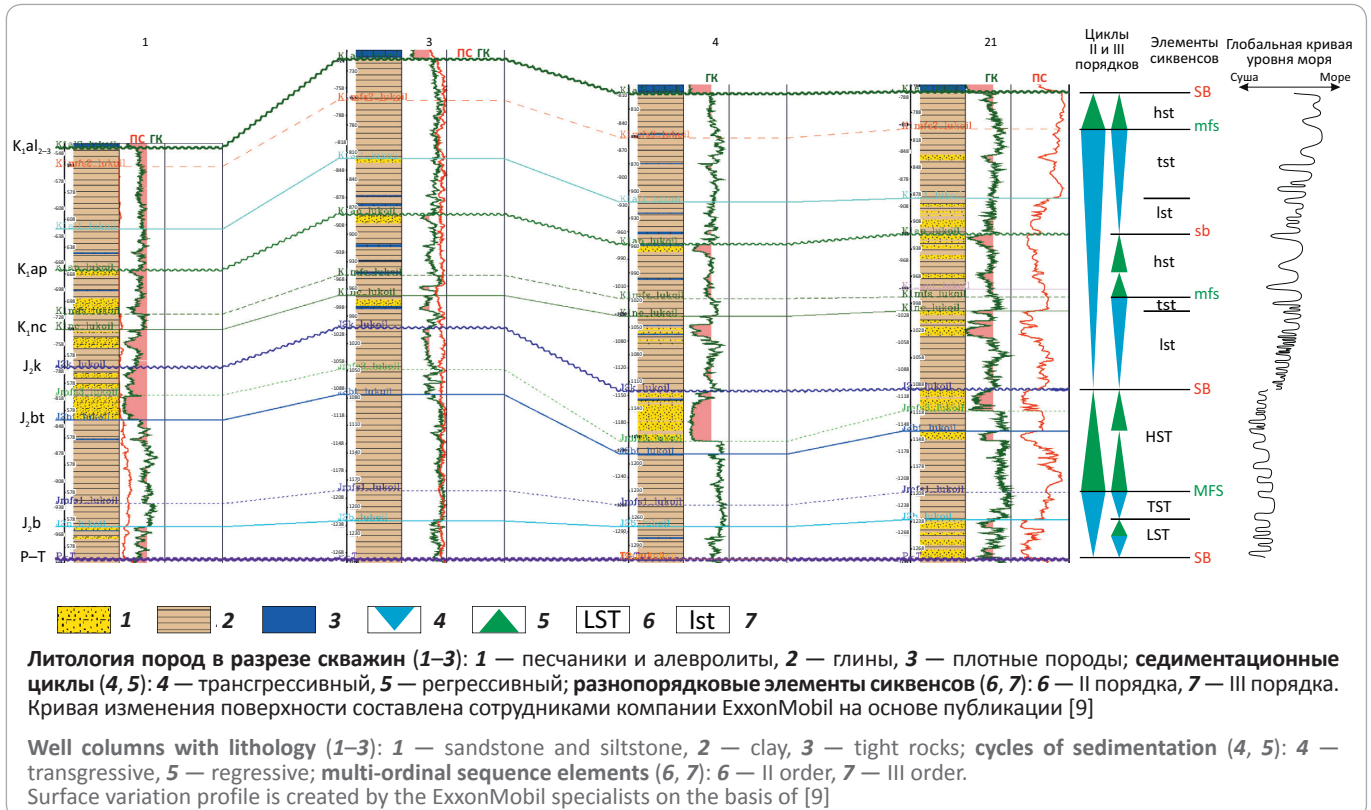
После небольшого перерыва широкая трансгрессия, начавшаяся в аптский век, захватила всю территорию Прикаспийской впадины [5]. Бассейн характеризовался иными условиями осадконакопления. Видимо, он был более глубоким, о чем свидетельствует литологический состав отложений, представленных преимущественно тонкоотмученными сланцеватыми глинами с прослоями глинистых песчаников, редко мергелей. В раннеальбское время продолжает существовать нормальный морской бассейн, но более мелководный по сравнению с аптским. В среднем – позднем альбе на большей части территории существовали условия мелководного морского бассейна. В конце раннемеловой эпохи вся территория испытала восходящие движения, приведшие к частичному размыву накопившихся отложений.

Сиквенс-стратиграфический анализ среднеюрских и нижнемеловых отложений для территории юго-западного Прикаспия был проведен впервые. Под термином «сиквенс» в геологической науке понимается относительно согласная последовательность генетически связанных слоев, ограниченная в кровле и подошве несогласиями (Sequence Boundary, SB) или коррелятивными им поверхностями согласного залегания (Correlative Conformity, CC) [6]. В настоящее время применяется несколько моделей сиквенсов, которые были разработаны с 1964 по 1992 г. [7]. Основные различия моделей касаются приуроченности границ сиквенсов (Sequence Boundary, SB). Выбор поверхности в качестве границы сиквенса изменяется в зависимости от модели, как правило выбирается хорошо выраженная и легко картируемая поверхность. В настоящей статье авторами за основу была принята

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 3. Сиквенс-стратиграфическая модель среднеюрских и нижнемеловых отложений (профиль выровнен на поверхность предюрского рамыва)

Fig. 3. Sequence stratigraphy model of Middle Jurassic and Lower Cretaceous formations (the section is flattened to the surface of Pre-Jurassic erosion)



модель сиквенса IV типа [8]. Согласно ей, сиквенсы состоят из системных трактов: падения уровня моря (Falling Stage System Tract, FSST), низкого (Lowstand System Tract, LST), трансгрессивного (Transgressive System Tract, TST) и высокого (Highstand System Tract, HST) стояния. Трансгрессивный системный тракт завершает поверхность максимального затопления (Maximum Flooding Surface, MFS). За границу сиквенсов принимается поверхность между трактом падения уровня моря и трактом низкого стояния. Сиквенс-стратиграфический анализ проводился с опорой на данные кривых ПС и ГК и литологическое описание упомянутых скважин 1, 3, 4, и 21. Были выделены сиквенсы II (продолжительность 5–50 млн лет) и III (продолжительность 0,2–5,0 млн лет) порядков. Результатом анализа стало построение сиквенс-стратиграфической модели для среднеюрских и нижнемеловых отложений (рис. 3).

В качестве сиквенсов II порядка были выделены среднеюрский сиквенс, отложения которого накапливались на протяжении позднебайосского, батского и келловейского времени (~ 10 млн лет), и нижнемеловой сиквенс, отвечающий позднеэокомскому (готерив, баррем), аптскому и альбскому времени (~ 34 млн лет). Формирование отложений, как уже упоминалось, происходило в прибрежно-морских условиях. Для сравнения последовательности трансгрессивно-регрессивных циклов с глобальным

уровнем моря на рис. 3 приведена соответствующая кривая [9]. Отмечается соответствие локальных колебаний относительного уровня моря в пределах изучаемого района общим трендам глобального изменения уровня моря.

В составе среднеюрского сиквенса для более детального изучения интерес представляют песчаные отложения байосского яруса (скв. 21) общей мощностью 30 м, приуроченные к тракту низкого стояния уровня моря, и келловейские песчаные отложения (скважины 1, 4 и 21) общей мощностью 20–30 м, приуроченные к тракту высокого стояния уровня моря. В районе скв. 3 на протяжении всей среднеюрской эпохи накапливались преимущественно глинистые осадки, что, вероятно, было связано с его более низким гипсометрическим положением в палеорельефе. Район скв. 21, напротив, находился в пределах приподнятой зоны. Именно в разрезе этой скважины развиты байосские песчаники, из которых получены основные притоки и проявления нефти на изучаемой территории.

Большой интерес представляет изменение литологического состава юрских отложений, фиксируемое в разрезах скважин 1 и 4, которые расположены вблизи соляно-купольных структур (скв. 1 — на склоне Пойменного купола, а скв. 4 — над соляным диапиром Вишневым). Если байос-батские отложе-

Таблица. Сейсмические атрибуты, рассчитанные по волновому полю

Table. Seismic attributes calculated from wavefield

Название атрибута	Описание
<i>Average instantaneous frequency</i>	Средняя мгновенная частота
<i>Arc length</i>	Длина дуги
<i>Average reflection strength</i>	Средняя мгновенная амплитуда
<i>Effective bandwidth</i>	Ширина спектра
<i>Energy half time</i>	Доля окна с половиной энергии
<i>Mean amplitude</i>	Средняя амплитуда
<i>Maximum peak</i>	Максимальное положительное значение экстремума амплитуды
<i>Maximum value amplitude</i>	Максимальное значение амплитуды
<i>Minimum value amplitude</i>	Минимальное значение амплитуды
<i>RMS amplitude</i>	Среднеквадратическая амплитуда
<i>Classify Waveforms</i>	Анализ изменения формы сейсмического сигнала

ния представлены преимущественно глинами, то келловейские — песчаниками. Очевидно, что в начале келловейя районы данных скважин заняли более приподнятое положение в палеорельефе относительно занимаемого ими ранее. Это могло быть связано с влиянием соляно-купольной тектоники. При этом воздымание соляно-купольных структур было сравнительно медленным, так как не сопровождалось перерывом в осадконакоплении.

В составе нижнемелового сиквенса можно выделить два сиквенса III порядка. В качестве границы для нижнего сиквенса III порядка была принята стратиграфическая отбивка кровли аптского яруса. На протяжении почти всего аптского века можно наблюдать колебания уровня моря, которые в целом носят регрессивный характер. Так как в раннемеловую эпоху в целом происходило постепенное повышение уровня моря, то породы, являющиеся природными резервуарами, обычно приурочены к нижней части нижнемелового сиквенса. Действительно, в районе исследования песчаные коллекторы залегают в кровле неокомского (соответствует приблизительно концу тракта низкого стояния уровня моря) и аптского ярусов.

Сейсмофациальный анализ

Для картирования сейсмофациальных зон в разрезе потенциально продуктивных батских и неок-аптских отложений были выполнены расчет атрибуты по волновому полю (таблица) и анализ изменения формы сейсмического импульса (*Classify Waveforms*) без обучения по скважинным данным (*unsupervised classification*). Число классов задавалось от 3 до 10. При большом числе классов формы сейсмического импульса сейсмофациальная картина принципиально не меняется, а вероятность геологического обоснования их границ уменьшается. Окна расчета сейсмических атрибутов выбирались на основе результатов привязки в соответствии с временной тол-

щиной пласта, а также характеристиками сигнала. Для отражающего горизонта (ОГ) J_2bt , соответствующего кровле бата, при расчете атрибутов по волновому полю было выбрано окно ОГ $J_2bt - 10$ мс – ОГ $J_2bt + 15$ мс. Для пласта K_1nc-ar для расчета атрибутов по волновому полю, а также по кубу относительного импеданса было выбрано окно ОГ $K_1nc-ar - 10$ мс – ОГ $K_1nc-ar + 20$ мс.

Динамический анализ батского интервала разреза выявил сложный мозаичный характер изменения сейсмических атрибутов по площади. При этом отмечается различный характер пространственного распределения атрибутов для северо-востока и юго-востока площади (рис. 4).

На севере площади на расстоянии более 10 км прослеживаются полосовидные зоны понижения динамической выразительности сейсмической записи, контролирующиеся линиями прекращения прослеживания ОГ J_2bt на крутых склонах Замьяновского и Пойменного соляных куполов. Ширина полос от 1,5 до 5 км, простираение северо-восточное. Области повышенной динамической выразительности сейсмической записи имеют подчиненное развитие и тяготеют преимущественно к триасовым трогообразным прогибам, сформировавшимся в результате соскальзывания пермотриасовых отложений по склонам растущих диапиров. Таким образом, в пермотриасовое время были заложены основные закономерности распределения соляных штоков и межсолевых впадин.

На северо-востоке площади мощность среднеюрских отложений резко изменяется от 150 до 5–10 м. Сокращение мощности среднеюрских отложений происходит как по схеме эрозионного среза вблизи поверхности предакчагыльского несогласия, так и по схеме постепенного утонения отложений на склонах крупных Пойменного и Замьяновского диапиров, что свидетельствует о продолжавшемся росте последних и в среднеюрское время.



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 4. Сейсмофациальное районирование батских отложений на основе атрибута. Максимальное положительное значение экстремума амплитуды (Maximum Peak)

Fig. 4. Seismic facies zoning of the Bathonian formations on the basis of the Maximum Peak attribute

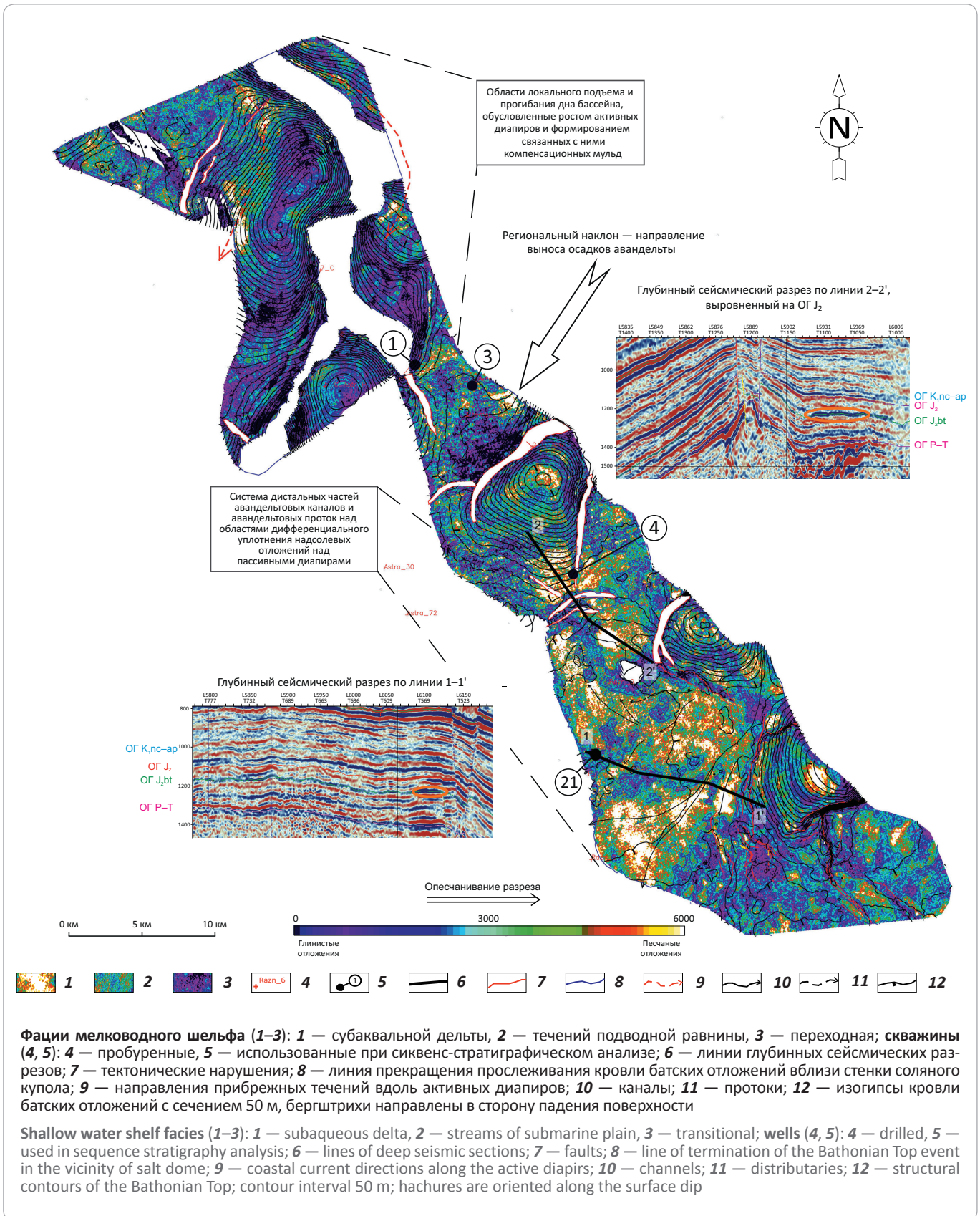
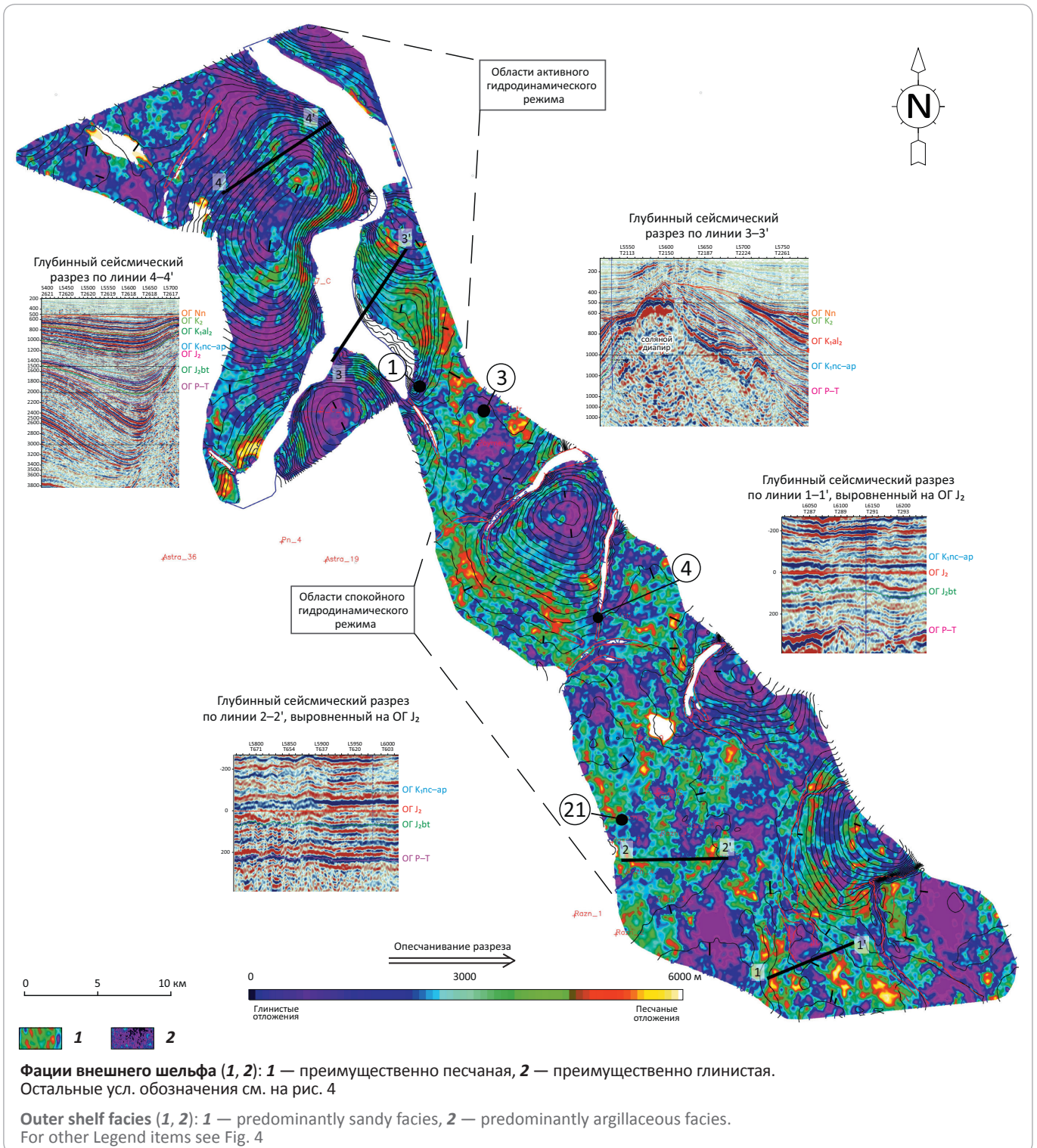


Рис. 5. Сейсмофациальное районирование неоком-аптских отложений на основе атрибута. Максимальное положительное значение экстремума амплитуды (Maximum Peak)

Fig. 5. Seismic facies zoning of the Neocomian-Aptian formations in accordance with Maximum Peak attribute



Северная часть площади может быть охарактеризована как области локального подъема и прогиба дна бассейна, обусловленные ростом активных диапиров и формированием сопряженных с ними компенсационных мульд.

Области пониженной сейсмической выразительности соответствуют зонам транзита песчаного материала вдоль склонов активных диапиров, а повышенной динамической выразительности — областям опесчанивания разреза и развития линз (см. рис. 4).

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Согласно региональным палеогеографическим картам [5], в бассейне преобладал южный палеонаклон и участок работ располагается в дистальной части разгрузки крупной авандельты.

Накопление осадков в подводной части дельтового комплекса имеет свои особенности, что, естественно, находит отражение в фациальном составе пород и последовательности их залегания. Подводная равнина дельтового комплекса представляет собой плоскую поверхность, очень слабонаклоненную в сторону водоема. На этой поверхности располагаются пологие желобообразные понижения, известные под названием «бороздин», или «проток». Они являются продолжением наиболее крупных дельтовых каналов, которые образуются за счет размыва поверхности подводной равнины дельтового комплекса речными водами.

На юге площади наблюдается иная картина пространственного распределения характера сейсмической записи. Здесь преобладают области повышенной и средней динамической выразительности сейсмической записи, веерообразно расходящиеся в южном направлении. Линзовидные области повышенной динамической выразительности тяготеют к локальным прогибам над краем соляного козырька. Мощности батских отложений распределены более равномерно по Разночиновской площади (123–140 м).

В районе козырьков преобладали процессы растворения и эрозии куполов и, как следствие этого, образования кепроков и прогибов, окаймляющих пассивные диапиры. В пределах Разночиновской площади была развита система дистальных частей авандельтовых каналов и авандельтовых протоков над областями дифференциального уплотнения, которые прослеживаются на рассматриваемом участке работ. Данные области расположены в разрезе над пассивными соляными диапирами (см. рис. 4).

Разнообразие зон опесчанивания в среднеюрском бассейне является результатом взаимодействия процессов седиментации и активной соляной тектоники, обусловленной наличием активных куполов на севере и пассивных куполов на юге. Последние, по всей видимости, прекратили свой активный рост в предъюрское время. В целом многими исследователями отмечается многостадийный и неравномерный характер роста соляных куполов.

В результате проведенного анализа соотношения песчаных и глинистых фаций среднеюрских отложе-

ний по площади и разрезу со структурным фактором было установлено, что в скважинах, пробуренных на поднятиях, наблюдается либо уменьшение эффективных толщин, либо полная глинизация. Таким образом, при выделении перспективных ловушек в данном интервале крайне важно учитывать особенности седиментации при формировании отложений.

Характер пространственного распределения сейсмических атрибутов для неоком-аптского интервала разреза имеет сложный линзовидный вид (рис. 5), хорошо выраженные тренды отсутствуют, что свидетельствует о большей глубине бассейна (обстановка внешнего шельфа) по сравнению со среднеюрским временем. Песчаные фации больше распространены на площади, чем в среднеюрское время. В пределах района исследований отмечается наличие песчаных каналов, предположительно сформированных палеотечениями, огибавшими воздымающиеся соляно-купольные структуры. Линзовидное замещение песчаных и глинистых фаций по латерали могло быть обусловлено увеличением градиента палеорельефа рассматриваемого участка шельфа.

Палеотектоническая и палеогеографическая обстановка осадконакопления в мезо-кайнозойское время позволяет предполагать широкое развитие песчаных тел с формированием авандельт, баров, подводных песчаных отмелей в среднеюрских, нижнемеловых отложениях.

Заключение

Результатом представленных исследований стало принципиальное уточнение геологического строения юрско-меловых отложений юго-западной части Прикаспийского нефтегазоносного бассейна. При написании статьи авторы проанализировали большой объем опубликованной и фондовой информации по геологическому строению и нефтегазоносности надсолевых отложений. На основе сиквенс-стратиграфического анализа, который был проведен для изучаемого комплекса впервые, и интерпретации сейсмических атрибутов авторами статьи получены сведения о пространственном распределении песчаных тел, формирующих ловушки структурного и неструктурного типов, которые в перспективе могут представлять большой интерес с точки зрения геолого-разведочных работ. Это определяет необходимость дальнейшего изучения надсолевого комплекса в связи с имеющимися перспективами наращивания ресурсной базы углеводородов.

Литература

1. Бродский А.Я., Воронин Н.И., Миталев И.А. Строение нижнекаменноугольных и девонских отложений и основные направления нефтегазопоисковых работ на Астраханском своде // Геология нефти и газа. – 1994. – № 8. – С. 8–11.
2. Габриэлянц Г.А., Дикенштейн Г.Х., Капустин И.Н. Региональная геология нефтегазоносных территорий СССР / Под ред. Г.А. Габриэлянца. – М. : Недра, 1991. – 283 с.
3. Калягин С.М. Литолого-фациальные особенности среднеюрского продуктивного комплекса юго-западной части Прикаспийской впадины // Наука: Поиск 2003. Вып. 1. – Астрахань : АГТУ, 2003. – С. 239–243.

4. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. — Л. : Недра, 1984. — 260 с.
5. Атлас литолого-палеогеографических, структурных, палинспастических и геоэкологических карт Центральной Евразии / Под ред. С.Ж. Даукеева и др. — Алматы : НИИ Природных Ресурсов ЮГГЕО, 2002. — 26 с., 37 л.
6. Vail P.R., Sangree J.B. Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level: Part 5. Chronostratigraphic Significance of Seismic Reflections: Section 2. Application of Seismic Reflection Configuration to Stratigraphic Interpretation // AAPG Memoir. — 1977. — № 26. — С. 99–116.
7. Catuneanu O. Principles of Sequence Stratigraphy. — New York : Elsevier, 2006. — 386 p.
8. Hunt D., Tucker M.E. Stranded parasequences and the forced regressive wedge systems tract: deposition during base-level fall // Sedimentary Geology. — 1992. — № 81. — С. 1–9.
9. Haq B.U., Al-Qahtani A.M. Phanerozoic cycles of sea-level change on the Arabian Platform // GeoArabia. — 2005. — Т. 10. — № 2. — С. 127–160.

References:

1. Brodskii A.Ya., Voronin N.I., Mitalev I.A. Structure of Lower Carboniferous and Devonian formations and focus of petroleum exploration in the Astrakhan Arch. *Oil and gas geology*. 1994;(8):8–11.
2. Gabrielyants G.A., Dikenshtein G.Kh., Kapustin I.N. Regional geology of oil and gas bearing territories in USSR. In: G.A. Gabrielyants, ed. Moscow: Nedra; 1991. 283 p.
3. Kalyagin S.M. Lithological and facies features of the Middle Jurassic pay zone in the south-western Caspian depression. *Nauka: Poisk 2003*. Issue 1. Astrakhan: AGTU 2003. pp. 239–243.
4. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sand bodies — oil and gas stratigraphic traps. Leningrad: Nedra; 1984. 260 p.
5. Atlas of lithology and paleogeography, depth, palinspastic and geoecological maps of the Central Eurasia. In: S.Zh. Daukeeva et al., eds. Almaty: NII Prirodnykh Resursov YuGGEO; 2002. 26 p.
6. Vail P.R., Sangree J.B. Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level: Part 5. Chronostratigraphic Significance of Seismic Reflections: Section 2. Application of Seismic Reflection Configuration to Stratigraphic Interpretation. *AAPG Memoir*. 1977;(26):99–116.
7. Catuneanu O. Principles of Sequence Stratigraphy. New York: Elsevier; 2006. 386 p.
8. Hunt D., Tucker M.E. Stranded parasequences and the forced regressive wedge systems tract: deposition during base-level fall. *Sedimentary Geology*. 1992;(81):1–9.
9. Haq B.U., Al-Qahtani A.M. Phanerozoic cycles of sea-level change on the Arabian Platform. *GeoArabia*. 2005;10 (2):127–160.