

УДК 553.98

DOI 10.31087/0016-7894-2018-6-73-80

Перспективы нефтегазоносности эйфельских карбонатных отложений зоны сочленения Бузулукской и Прикаспийской впадин

© 2018 г. | Н.И. Немцов, Б.А. Соловьев

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический институт», Москва, Россия; ninemtsov@vnigni.ru

Поступила 10.05.2018 г.

Принята к печати 13.08.2018 г.

Ключевые слова: Бузулукская впадина; эйфельский ярус; карбонатные массивы; органические постройку; углеводороды; ловушки; неразведанные ресурсы; перспективы нефтегазоносности; приоритетные направления геолого-разведочных работ.

На основе структурно-тектонического анализа с привлечением литолого-фациальных данных и новых результатов геолого-разведочных работ уточнены строение и нефтегазоносность эйфельских карбонатных отложений зоны сочленения Бузулукской и Прикаспийской впадин. С севера на юг возрастает роль эйфельского карбонатного комплекса в распределении запасов углеводородов на месторождениях. Установлены и предполагаются карбонатные массивы островного типа эйфельского возраста, приуроченные к выделенным зонам поднятий. Время формирования зон поднятий и ловушек углеводородов в эйфельском карбонатном комплексе — предфаменское. Прогнозируется широкий этаж нефтегазоносности в зонах поднятий — от нижнего девона до нижнего карбона. Даны рекомендации по проведению дальнейших поисково-разведочных работ на углеводородное сырье (ускоренная разведка выявленных месторождений и поиски новых крупных многопластовых месторождений в девонском комплексе), а также уточнению количественной оценки ресурсов углеводородов как эйфельских отложений, так и девонского комплекса в целом.

Для цитирования: Немцов Н.И., Соловьев Б.А. Перспективы нефтегазоносности эйфельских карбонатных отложений зоны сочленения Бузулукской и Прикаспийской впадин // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 73–80. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-73-80.

Petroleum potential of the Eifelian carbonate formations in the zone of Buzuluksky and Pre-Caspian depressions juncture

© 2018 | N.I. Nemtsov, B.A. Solovyev

FGBU «All-Russian Research Geological Oil Institute», Moscow, Russia; ninemtsov@vnigni.ru

Received 10.05.2018

Accepted for publication 13.08.2018

Key words: Buzuluksky depression; Eifelian stage; carbonate massifs; organic buildups; hydrocarbons; traps; undiscovered resources; petroleum potential; exploration and prospecting priorities.

Structure and hydrocarbon potential of the Eifelian deposits in the zone of Buzuluksky and Pre-Caspian depressions juncture are updated on the basis of structural and tectonic analysis involving lithology and facies data. Role of the Eifelian carbonate series in hydrocarbon reserves distribution in the fields is increasing from north to south. Carbonate island-type Eifelian massifs associated with the identified uplift zones are established and supposed. Time of uplift zones and hydrocarbon traps formation in the Eifelian carbonate series is pre-Famenian. The wide oil and gas productive interval is predicted in the uplifted zones, namely, from the Lower Devonian to Lower Carboniferous. We recommend the future exploration and prospecting activities for hydrocarbon raw materials (speeded-up exploration of identified fields and prospecting for new large multi-layered deposits in Devonian series) and more precise quantitative assessment of hydrocarbon resources in both Eifelian formations and the Devonian series as a whole.

For citation: Nemtsov N.I., Solovyev B.A. Petroleum potential of the Eifelian carbonate formations in the zone of Buzuluksky and Pre-Caspian depressions juncture. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(6):73–80. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-73-80.

Открытие в последнее время в рассматриваемом регионе в отложениях девона значительных по запасам залежей нефти и газа (Непряхинское, Сладковско-Зареченское, Клинцовское и др.), наряду с ранее выявленными месторождениями (Зайкинско-Зоринское, Чинаревское, Карачаганакское и др.), подтверждает высокую перспективность этого комплекса пород, которую ранее прогнозировали мно-

гие исследователи (Б.А. Соловьев, Н.Г. Подкорытов, В.П. Климашин, М.А. Политыкина, С.П. Макарова, В.И. Кайдалов и др.) [1–3]. Согласно существующим оценкам, основные неразведанные ресурсы углеводородов сосредоточены в южной части Бузулукской впадины и связаны с ниже-верхнедевонским терригенно-карбонатным нефтегазоносным комплексом. Основные разведанные запасы УВ (95 %) Бузулукской

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

впадины приурочены к терригенно-карбонатным коллекторам среднего девона. Причем если в северной и центральной частях впадины основные запасы УВ (65 %) связаны преимущественно с терригенными коллекторами живетского яруса, то к югу (Камелик-Чаганская, Чинаревская зоны и др.) в структуре запасов значительно увеличивается доля карбонатных коллекторов эйфельского яруса, что может быть связано с увеличивающейся ролью карбонатной седиментации и ухудшением свойств терригенных коллекторов в южном направлении, в сторону Прикаспийской впадины. Так, если на севере рассматриваемой территории, на месторождениях Камелик-Чаганской зоны, суммарные запасы УВ эйфельского карбонатного комплекса составляют 19–29 %, то в южном направлении доля запасов УВ отложений карбонатного эйфеля значительно увеличивается: на Непряхинском месторождении — до 82 %, на Чинаревском — до 67 %. Отсюда вытекает актуальность более детального рассмотрения перспектив нефтегазоносности эйфельского карбонатного комплекса. Кроме того, выявленные месторождения часто характеризуются большим этажом нефтегазоносности — от нижнего девона до турне включительно. Новые результаты геолого-разведочных работ в комплексе с ранее полученными позволяют уточнить геологическое строение, перспективы нефтегазоносности и направления дальнейших первоочередных геолого-разведочных работ.

Бузулукская впадина ограничена с запада, севера и востока соответственно Жигулевско-Пугачевским, Южно-Татарским и Восточно-Оренбургским сводами; на юге она раскрывается в Прикаспийскую впадину. Границу между Бузулукской и Прикаспийской впадинами в среднедевонское время провести затруднительно, поэтому условно граница между ними принята по нижнепермскому карбонатному уступу Прикаспийской впадины. В региональном плане по поверхности девонских отложений Бузулукская впадина представляет систему субширотных прогибов, протягивающихся с севера на юг (Северо-Бузулукский, Борский, Иргизский, Перелюбско-Рубежинский), и зон поднятий (Большекинельская, Кулешовско-Бобровско-Покровская, Камелик-Чаганская и др.), чередующихся между собой и ступенчато погружающихся в южном направлении. Структурный план девонских отложений согласуется с поверхностью фундамента и является унаследованным. Бузулукская впадина формировалась в основном в девонское время, возможно — в рифее — нижнем палеозое (особенно в южной части).

Рассматриваемый регион включает южную часть Бузулукской впадины с блоково-ступенчатым характером строения фундамента и отложений среднего девона. Границами блоков служат субширотные разломы амплитудой до 350 м. Отдельным блокам по поверхности эйфельских отложений соответствуют

зоны поднятий (Камелик-Чаганская, Непряхинская, Чинаревская, Карачаганакская и др.) (рис. 1), ступенчато погружающихся с севера на юг.

Наиболее крупная (протяженность около 250 км, ширина 25–50 км) и изученная Камелик-Чаганская зона поднятий разделена системой субширотных разломов на более мелкие блоки и подзоны — Вишнево-Мирошкинскую, Зайкинско-Давыдовскую, Конновско-Росташинскую, Гаршинскую. В ее пределах формировались шельфовые карбонатные отложения с биогермными постройками, приуроченными, как правило, к границам блоков. С эйфельскими биогермными постройками этой зоны связаны выявленные залежи нефти и газа (Зайкинское, Зоринское, Росташинское месторождения и др.). К северу от Камелик-Чаганской зоны поднятий расположен Иргизский прогиб, где накапливались терригенно-карбонатные эйфельские отложения.

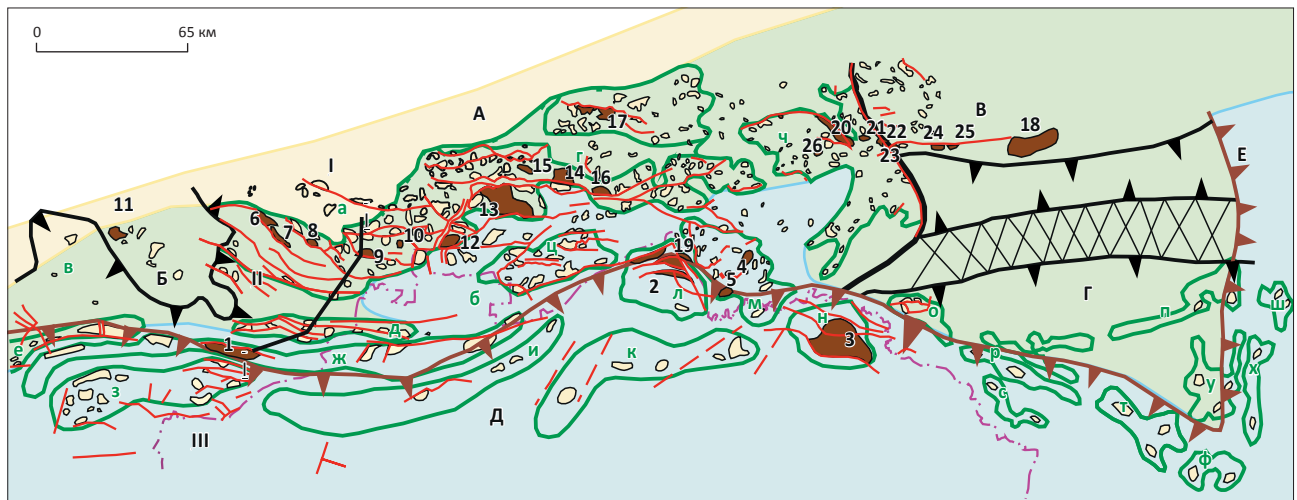
К югу от Камелик-Чаганской зоны поднятий находится Перелюбско-Рубежинский прогиб (протяженность более 400 км), в котором в эйфельское время в условиях относительно глубоководного шельфа происходило некомпенсированное глинисто-карбонатное осадконакопление с образованием в пределах отдельных зон поднятий (Непряхинская, Чинаревская, Карачаганакская, Сладковско-Кошинская и др.) внутривпадинных карбонатных массивов островного типа, осложненных рифогенными постройками (рис. 2).

Зоны эйфельских поднятий в пределах рассматриваемой территории приурочены, как правило, к выступам (Чинаревский, Карачаганакский) или приподнятым участкам фундамента (Карповский, Камелик-Чаганский, Непряхинский и др.). Они сформировались в основном в дофаменское время, так как в большинстве выделенных зон на разновозрастных горизонтах среднего девона с перерывом залегают отложения фамена — турне (рис. 3). В пермокарбоне эти структуры претерпели незначительные изменения в связи с общим региональным наклоном на юг, в сторону Прикаспийской впадины. Ведущую роль в формировании как зон поднятий, так и осложняющих их локальных структур играли тектоноседиментационные факторы. Поэтому большинство залежей УВ, выявленных в среднедевонских отложениях, тяготеют к тектонически экранированным ловушкам (см. рис. 1), а для эйфельского комплекса характерны ловушки массивного типа из-за их связи с органогенными постройками. Исходя из анализа мощностей и литофаций, основные органогенные постройки приурочены к эйфельскому ярусу, большей частью — к бийскому горизонту.

Выделенные структурно-фациальные зоны карбонатного шельфа (Камелик-Чаганская) и карбонатных построек островного типа в области относительно глубоководного шельфа (зоны поднятий Перелюбско-Рубежинского прогиба) (см. рис. 1)

Рис. 1. Структурно-тектоническая схема эйфельских отложений зоны сочленения Бузулукской и Прикаспийской впадин

Fig. 1. Structural and tectonic scheme and location of HC accumulations in the Eifelian formations of Buzuluksky and Pre-Caspian depressions juncture zone



Границы (1–4): 1 — крупных тектонических элементов (А — Бузулукская впадина, Б — Пугачевский свод, В — Восточно-Оренбургское поднятие, Г — Соль-Илецкий выступ, Д — Прикаспийская впадина, Е — Предуральский прогиб), 2 — структурно-тектонических элементов по поверхности среднего девона (прогибы: а — Иргизский, б — Перелюбско-Рубежинский, в — Милорадовский; зоны поднятий: г — Камелик-Чаганская, д — Карповская, е — Павловская, ж — Непряхинская, з — Алтатинско-Озинковская, и — Цыгановская, к — Федоровская, л — Чинаревская, м — Сладковско-Кюшинская, н — Карачаганакская, о — Лиманная, п — Копанско-Каменская, р — Каинсайская, с — Буранная, т — Хобдинская, у — Нагумановская, ф — Вершининская, х — Акобинская, ц — Долинно-Таловая, ч — Загорско-Лебяжинская, ш — Восточно-Ключевская), 3 — нижнепермского бортового уступа (условная граница Прикаспийской впадины и Предуральского прогиба), 4 — РФ; 5 — разломы; 6 — месторождения с залежами нефти и газа в эйфельском карбонатном комплексе (1 — Непряхинское, 2 — Чинаревское, 3 — Карачаганакское, 4 — Сладковско-Зареченское, 5 — Кюшинское, 6 — Южно-Первомайское, 7 — Западно-Степное, 8 — Перелюбское, 9 — Разумовское, 10 — Западно-Вишневецкое, 11 — Клиновское, 12 — Вишневецкое, 13 — Зайкинско-Зоринское, 14 — Росташинское, 15 — Конновское, 16 — Давыдовское, 17 — Гаршинско-Ефимовское, 18 — Донецко-Сыртовское, 19 — Северо-Елтышевское, 20 — Загорское, 21 — Лебяжинское, 22 — Лапасское, 23 — Землянское, 24 — Капитоновское, 25 — Восточно-Капитоновское, 26 — Бикюлинское); 7 — перспективные локальные структуры по кровле эйфельского карбонатного комплекса; 8 — зоны полного или частичного отсутствия отложений среднего девона; 9 — линия геологического профиля.

Литолого-фациальные и палеогеографические зоны: I — шельфовая терригенно-карбонатная, II — шельфовая карбонатная с органогенными постройками, III — глинисто-карбонатная относительно глубоководного шельфа с карбонатными постройками островного типа

Boundaries (1–4): 1 — major tectonic elements (A — Buzuluksky depression, Б — Pugachevsky arch, В — East-Orenburgsky high, Г — Sol'-Iletsky uplift, Д — Caspian depression, Е — Pre-Urals trough), 2 — structural and tectonic elements over the Mid Devonian surface (troughs: а — Irgizsky, б — Perelyubsky-Rubezhinsky, в — Miloradovsky; uplifted zones: г — Kamelik-Chagansky, д — Karpovsky, е — Pavlovsky, ж — Nepryakhinsky, з — Altatinsky-Ozinkovsky, и — Tsyganovsky, к — Fedorovsky, л — Chinarevsky, м — Sladkovsky-Koshinsky, н — Karachaganaksky, о — Limanny, п — Kopansky-Kamensky, р — Kainsaisky, с — Buranny, т — Khobdinsky, у — Nagumanovsky, ф — Vershinovsky, х — Akobinsky, ц — Dolinny-Talovy, ч — Zagorsky-Lebyazhinsky, ш — East-Klyuchevsky), 3 — Lower Permian shoulder bench (conventional border of Pre-Caspian depression and Pre-Urals trough), 4 — Russian Federation; 5 — faults; 6 — fields with oil and gas accumulations in Eifelian carbonate series (1 — Nepryakhinsky, 2 — Chinarevsky, 3 — Karachaganaksky, 4 — Sladkovsky-Zarechensky, 5 — Koshinsky, 6 — South-Pervomaisky, 7 — West-Stepnoy, 8 — Perelyubsky, 9 — Razumovsky, 10 — West-Vishnevsky, 11 — Klintsovsky, 12 — Vishnevsky, 13 — Zaikinsky-Zorinsky, 14 — Rostashinsky, 15 — Konnovsky, 16 — Davydovsky, 17 — Garshinsky-Efimovsky, 18 — Donetsk-Syrtofsky, 19 — North-Eltyshesky, 20 — Zagorsky, 21 — Lebyazhinsky, 22 — Lapassky, 23 — Zemlyansky, 24 — Kapitonoysky, 25 — East-Kapitonoysky, 26 Bikulinsky); 7 — local prospects in the Top of the Eifelian carbonate series; 8 — zones of complete or partial absence of Mid Devonian formations; 9 — geological cross-section line.

Lithofacies and palaeogeographic zones: I — shelf terrigenous-carbonate, II — shelf carbonate with organogenic structures, III — clay-carbonate relatively deep marine shelf with carbonate organogenic structures of island type

отличаются мощностями эйфельского яруса, и, в частности, бийского горизонта. Так, мощности эйфельского яруса и бийского горизонта в Камелик-Чаганской зоне составляют в среднем 175 и 50 м соответственно, эйфельского яруса в зонах Перелюбско-Рубежинского прогиба — от 253 м (Непря-

хинское месторождение, скв. 1) до 800 м (Чинаревское месторождение, скв. 119). Данные мощности свидетельствуют о более интенсивном карбонатном осадконакоплении и рифообразовании в пределах зон поднятий Перелюбско-Рубежинского прогиба, расположенных во внутрибассейновой части Бузу-

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 2. Фрагменты временных разрезов через Алтатинско-Озинковскую (А) и Сладковско-Кошинскую (В) зоны поднятий
Fig. 2. Fragments of time sections across the Altatinsky-Ozinkovsky (A) and Sladkovsky-Koshinsky (B) uplifted zones

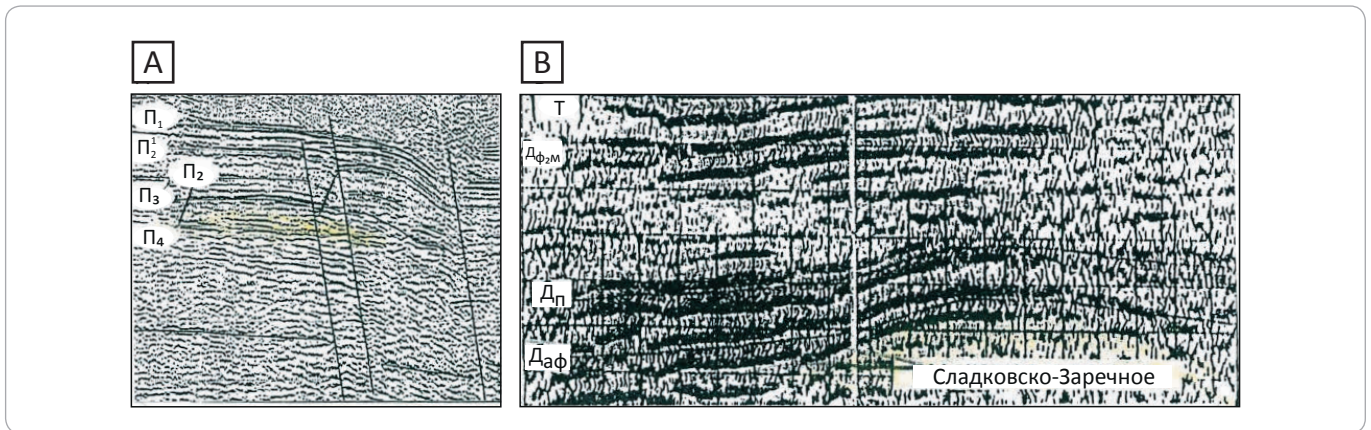
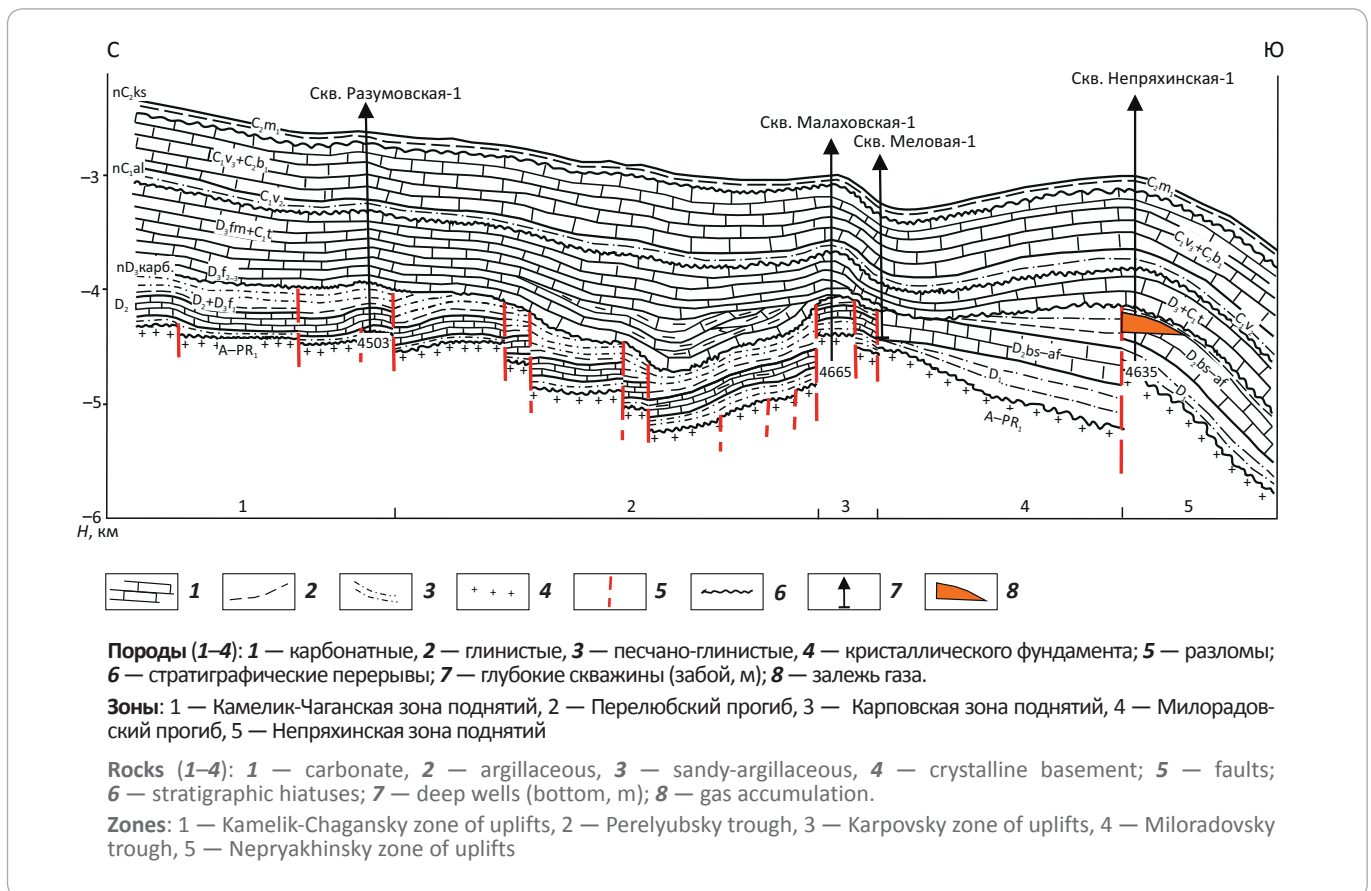


Рис. 3. Геологический разрез юго-западной части Бузулукской впадины
Fig. 3. Geological cross-section of the south-western part of Buzuluksky depression



луцкой впадины. Аномальные мощности эйфельского яруса (до 800 м) и бийского горизонта (до 715) в скв. 119 Чинаревского месторождения связаны с попаданием этой скважины в осевую часть крупного эйфельского (в основном бийского возраста) рифового массива. В пределах Перелюбско-Рубежинского прогиба карбонатные массивы островного типа эйфельского возраста вскрыты на Непряхинском,

Чинаревском, Карачаганакском, Сладковско-Зареченском месторождениях. Сравнение литолого-фациальных особенностей и мощностей пород эйфельского яруса в пределах этих месторождений свидетельствует о близости условий осадконакопления. Так, отложения бийского горизонта представлены в основном шельфовыми мелководными битуминозными карбонатами. На склонах этих зон

поднятий на границе с Перелюбско-Рубежинским прогибом вскрыты глинисто-карбонатные отложения совместно с органогенно-обломочными разностями — разрезы склонового типа карбонатных массивов и относительно глубоководного шельфа (скважины Чинаревская-9, Д-1, Карачаганакская-15, Солянская-3, Зайкинская-601, Мирошкинская-556 и др.).

В юго-восточной части рассматриваемой территории (Оренбургская область), включающей бортовую зону Прикаспийской впадины и сопредельные участки Соль-Илецкого свода и Предуральского прогиба, в последнее время пробурен ряд параметрических скважин глубиной до 7 км, вскрывших нижне- и среднедевонские отложения; залежей УВ в них не обнаружено. Основной целью бурения этих скважин было выявление крупных карбонатных массивов карачаганакского типа в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины. Однако скважины (Каинсайская-1, Буранная-2 и др.) вскрыли подсолевые нижнепермско-каменноугольные отложения депрессионного типа (Днистрянский В.И. и др., 2011). Не исключено, что разрез верхнего девона — нижней перми во внутренней прибортовой зоне Прикаспийской впадины представлен депрессионными терригенно-глинисто-карбонатными фациями, под которыми залегают шельфовые образования нижнего — среднего девона. По данным Н.К. Фортунатовой и др. (2012), в нижнем и среднем девоне (в эмсский и эйфельский века) преобладало карбонатное осадконакопление в условиях мелководного шельфа (северная часть, скважины Бердянская-85, Староключевская-121) и относительно углубленного шельфа (южная часть, скважины Нагумановская-1, Вершиновская-501, Каинсайская-2). Следует отметить, что относительно глубоководный шельфовый тип разреза вскрыт в скважинах Каинсайская-1, Буранная-2, расположенных на южных, обращенных в сторону регионального погружения, склонах выделенных зон поднятий, и представлен в основном серыми и темно-серыми известняками, органогенно-детритовыми, пелитоморфными, с неравномерной глинистостью, окремнением. Можно предположить, что эти скважины вскрыли склоновые фации карбонатных массивов, приуроченных к зонам поднятий, а в центральных частях этих зон распространены шельфовые карбонатные массивы островного типа с органогенными постройками. Практически во всех скважинах, вскрывших отложения нижнего и среднего девона, отмечены признаки нефтегазоносности — запах УВ и выпоты нефти или газоконденсата.

В юго-западной части рассматриваемой территории (Саратовская область), учитывая вскрытые эйфельские карбонатные шельфовые отложения на Непряхинском месторождении, Бузулукская впадина охватывает территорию к югу от Пугачевского свода, включая Карповскую, Непряхинскую и Алтатин-

ско-Озинковскую зоны поднятий и Милорадовский прогиб. Не исключено, что к югу от выделенных приподнятых зон также распространены системы среднедевонских (эйфельских) прогибов и зон поднятий, как и в северной части рассматриваемого региона. К югу от Непряхинского месторождения отложения девона — нижнего карбона не вскрыты, хотя перспективы крупных открытий карачаганакского типа в пределах Алтатинско-Озинковской зоны поднятий обсуждаются около 40 лет, но глубокая скважина до сих пор не пробурена, а варианты интерпретации сейсмики 2D противоречивы и недостаточно надежны.

Особо следует остановиться на строении и перспективах Непряхинского месторождения, так как его нефтегазоносный потенциал различными исследователями оценивается по-разному. Согласно Госбалансу запасов УВ, Непряхинское месторождение относится к категории мелких. Однако комплекс геолого-геофизических данных (результаты ГИС, испытания и сейсморазведка) свидетельствует о значительном потенциале запасов данного месторождения.

Непряхинское месторождение открыто в 2011 г. в результате получения притоков газа в скв. 1 из пластов карбонатного бийского (дебит 409 тыс. м³/сут на 11-мм штуцере) и терригенного койвенского (дебит 22,986 тыс. м³/сут на 8-мм штуцере) горизонтов; дебит конденсата незначительный — 0,2–1,2 м³/сут. Непряхинская структура по поверхности бийского отражающего горизонта представляет собой брахиантиклинальную складку субширотного простирания, осложненную с севера разломом амплитудой до 250–300 м. Размеры структуры по изогипсе –4600 м — 21,1 × 4,1 км, амплитуда — до 350 м. Структурные планы по поверхностям койвенского (нижний девон), бийского и черныярского (средний девон, эйфель) отражающих горизонтов практически совпадают, наблюдается погружение с севера на юг от разлома и с востока на запад.

Коллекторы койвенского горизонта представлены песчаниками и алевролитами. Порово-трещинные коллекторы бийского горизонта (D₂bs) сложены в основном доломитами с низким содержанием глинистого материала и единичными пропластками известняков. По мнению большинства исследователей, карбонатные отложения бийского горизонта, как и вышележащих клинцовского и мосоловского (афонинского) горизонтов, формировались в условиях карбонатной седиментации с образованием рифогенных фаций. Исследованиями компании Шлюмберге установлено развитие трещиноватости пород практически по всему разрезу девона — нижнего карбона. Наибольшая плотность трещин отмечается в карбонатных отложениях бийского горизонта (4454–4470 м) и верхнего девона.

Для обоснования перспектив нефтегазоносности Непряхинского месторождения и Непряхинской



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

зоны поднятий, а также прилегающих зон поднятий проведено сравнение геологического строения и нефтегазоносности Непряхинского и Чинаревского (Республика Казахстан) месторождений (рис. 4). Оба месторождения расположены в одной структурно-тектонической зоне — северной бортовой зоне Прикаспийской впадины (см. рис. 1), приурочены к приподнятым блокам фундамента и характеризуются близкими фаціальными условиями седиментации и разрезами отложений, термобарическими условиями, а значит, и условиями нефтегазообразования. Для сопоставления характеристик продуктивных пластов рассматривались также другие месторождения-аналоги Саратовской и Оренбургской областей, находящиеся в сходных структурно-фаціальных условиях.

Продуктивные пласты Непряхинского месторождения залегают гипсометрически выше на 800 м по нижнему карбону и на 1000 м по среднему девону по сравнению с аналогичными пластами Чинаревского месторождения. Сопоставление структур этих месторождений свидетельствует о сходстве строения и образования ловушек: в первую очередь это выражается в совпадении структурных планов и ведущей роли разломов в образовании ловушек в продуктивных пластах нижнего и среднего девона и выполаживании структур в карбоне, а также в наличии предфаменского перерыва осадконакопления.

Коллекторы продуктивных пластов (в первую очередь среднего девона) близки по фильтрационно-емкостным свойствам, а значит, могут быть сопоставимы и по продуктивности (добычной возможности).

Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение (Республика Казахстан) разрабатывается и наиболее изучено бурением и сейсморазведкой (в том числе 3D), имеет блоковое строение. Непряхинское месторождение находится на начальной стадии разведки, и при дальнейших разведочных работах не исключено выявление его блокового строения и значительное увеличение этажа нефтегазоносности и соответственно разведанных запасов УВ (см. рис. 4).

На основании результатов интерпретации ГИС (компании Шлюмберге) на Непряхинском месторождении, а также по результатам испытаний на месторождениях-аналогах (Чинаревское, Сладковско-Зареченское и др.) на Непряхинском месторождении можно предполагать значительно больший диапазон распространения продуктивных нефтегазоносных пластов: в среднем девоне (клинцовский и мосоловский, воробьевский, ардаатовский и муллинский горизонты), верхнем девоне (терригенные пашийский и тиманский, карбонатные горизонты верхнего девона), нижнем — среднем карбоне (турнейский, визейский, башкирский ярусы) (см. рис. 3). Некоторые перспективные пласты были опробованы в скв. Непряхинская-1, но притоков не получено, что может быть объяснено несколькими причинами:

возможной кольматацией коллектора при первичном (бурение и цементация) и вторичном (перфорация) вскрытии пласта; недостаточно надежным выделением перспективных нефтегазоносных пластов по данным интерпретации ГИС (имеется как минимум два варианта интерпретации ГИС, иногда противоречащих друг другу); интервалы испытания приходились на малоперспективные части разреза (неколлектор или низы коллекторов). Перечисленные факторы обуславливают проведение дополнительных геолого-технических мероприятий в скв. Непряхинская-1 (более тщательная переинтерпретация данных ГИС, доперфорация, интенсификация притока в перспективных интервалах девона — карбона) для подтверждения увеличения этажа нефтегазоносности и запасов УВ.

В скв. Непряхинская-1, расположенной в присводовой части структуры, отсутствуют отложения живетского яруса, а также терригенные отложения нижнего франа — верхнего девона (пашийский и тиманский горизонты). Однако по данным сейсморазведки эти породы среднего — верхнего девона могут быть распространены к западу и югу от скв. 1, в более погруженной части Непряхинского месторождения, в районе находящейся в бурении скв. Муравлинская-2 (см. рис. 3), которая к настоящему времени не вскрыла эйфельские отложения (забой скв. 2 — 4157 м в верхнем девоне) (см. рис. 4).

В 2011–2013 гг. на рассматриваемой территории кроме Непряхинского был открыт ряд нефтяных месторождений с залежами УВ, в том числе в эйфельском карбонатном комплексе. На Сладковско-Зареченском месторождении притоки нефти из бийского и афонинского горизонтов составили соответственно 85,1 и 52,2 м³/сут на 8-мм штуцере. На Клинцовском месторождении притоки нефти из мосоловского горизонта составили до 86,1 м³/сут на 10-мм штуцере.

Большинство выявленных залежей УВ в эйфельском карбонатном комплексе связаны с приподнятыми блоками и являются тектонически экранированными. Однако возможно выявление залежей УВ и в опущенных блоках разломных зон. Так, в Камелик-Чаганской зоне поднятий эйфельские залежи Росташинского и Конновского месторождений приурочены к приподнятым блокам разлома, а Соболевская залежь — к опущенному блоку. В этой связи рекомендуется опосредованное опущенных блоков структур.

По данным геохимических исследований [4], проведенных в Камелик-Чаганской зоне:

– эйфельские карбонатные породы по значениям $S_{орг}$ и ХБ (0,8–1,4 и 0,03–0,12 % соответственно) могут быть отнесены к нефтегазопродуцировавшим;

– низкие значения генерационного потенциала по методу Rock-Eval свидетельствуют о завершающихся процессах нефтегазообразования в отложениях среднего девона;

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

прогибов, ступенчато погружающихся с севера на юг и раскрывающихся в Прикаспийскую впадину.

2. Залежи УВ в эйфельском карбонатном комплексе приурочены к зонам поднятий, которые, как правило, контролируются приподнятыми блоками фундамента и характеризуются распространением в их пределах шельфовых карбонатных отложений, в том числе и рифогенных фаций. В прогибах, разделяющих зоны поднятий, могут накапливаться депрессионные глинисто-карбонатные фации.

3. В пределах Перелюбско-Рубежинского прогиба, в условиях относительно глубоководного шельфа, установлены и предполагаются карбонатные массивы островного типа эйфельского возраста, приуроченные к выделенным зонам поднятий по поверхности среднего девона.

4. Время формирования зон поднятий и ловушек УВ в эйфельском карбонатном комплексе — предфамменское, время формирования залежей УВ — постфамменское.

5. Результаты ГИС и испытания пластов Непряхинского месторождения и его сравнение по строению с месторождениями-аналогами (Чинаревское и др.) позволяют прогнозировать в пределах перспективных зон поднятий широкий этаж нефтегазоносности — от нижнего девона до нижнего карбона, а в пределах Непряхинского месторождения — значительно больший объем запасов УВ (в том числе и нефти) по сравнению с числящимися на Госбалансе.

6. Потенциал ресурсов УВ эйфельского карбонатного комплекса недооценен. На рассматриваемой территории требуется переоценка ресурсов УВ как эйфельских отложений, так и всего терригенно-карбонатного комплекса нижнего – верхнего девона.

7. Первоочередными задачами геолого-разведочных работ в рассматриваемом регионе должны быть: а) ускоренная разведка выявленных месторождений в девоне (Непряхинское, Сладковско-Зареченское, Кошинское, Ташлинское, Клиновское и др.); б) поиски новых крупных многопластовых месторождений в девонском комплексе и эйфельских отложениях в частности.

8. Для интенсивного освоения ресурсов УВ на наиболее перспективных территориях (Алгатинско-Озинковская, Непряхинская зоны и др.) рассматриваемого региона необходимо: а) обязать компании, имеющие лицензии на этих территориях, в кратчайшие сроки ликвидировать задолженности по выполнению лицензионных обязательств в отношении геолого-разведочных работ, в противном случае передать лицензии путем организационно-правовых процедур (отзыв лицензий и новые конкурсы/ аукционы) работоспособным компаниям; б) пробурить глубокие параметрические/поисковые скважины на девонские отложения, опосредованно и перспективный каменноугольный разрез, за счет средств государственного бюджета или путем государственно-частного сотрудничества на взаимовыгодных условиях.

Литература

1. Кайдалов В.И., Макаров Г.В., Макарова С.П., Михайличенко А.А. Перспективы развития нефтегазопроисковых работ в южных районах Волго-Уральской провинции // Геология и нефтегазоносность Восточно-Европейской платформы. – М. : Изд-во ВНИГНИ, 1984. – С. 3–7.
2. Соловьев Б.А., Кондратьев А.Н., Иванова Т.Д. Девонское направление поисков и разведки месторождений нефти и газа на юго-востоке европейской части России // Геология и направления поисков нефти и газа. – М. : Изд-во ВНИГНИ, 2003. – С. 40–58.
3. Яцкевич С.В., Климашин В.П., Умнова Л.Н., Данилова Г.Л. Геологическая модель строения Клиновского нефтяного месторождения // Недр Поволжья и Прикаспия. – 2017. – Вып. 89. – С. 7–40.
4. Чахмахчев В.А., Виноградова Т.Л., Агафонова З.Г., Дошко А.С. Геохимический прогноз нефтегазоносности и свойств углеводородных систем девонского терригенного комплекса юга Бузулукской впадины // Геология нефти и газа. – 1998. – № 8. – С. 26–32.

References

1. Kaidalov V.I., Makarov G.V., Makarova S.P., Mikhailichenko A.A. Future considerations on petroleum exploration in the southern regions of Volga-Urals Province. In: *Geologiya i neftegazonosnost' Vostochno-Evropeiskoi platformy*. Moscow: IZD-VO VNIGNI; 1984. pp. 3–7.
2. Solovyev B.A., Kondratyev A.N., Ivanova T.D. Devonian "direction" of petroleum exploration and prospecting in the south-eastern European part of Russia. In: *Geologiya i napravleniya poiskov nefiti gaza*. Moscow: IZD-VO VNIGNI; 2003. pp. 40–58.
3. Yatskevich S.V., Klimashin V.P., Umnova L.N., Danilova G.L. Geological model of Klintsovsky oil field. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*. 2017;(89):7–40.
4. Chakhmakhchev V.A., Vinogradova T.L., Agafonova Z.G., Doshko A.S. Geochemical prognosis of oil and gas potential and hydrocarbon systems properties within the Devonian terrigenous complex of southern Buzuluk trough. *Geologiya nefiti i gaza* = Oil and gas geology. 1998;(8):26–32.