

# НАДСОЛЕВОЙ КОМПЛЕКС ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ – ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ОБЪЕКТ ПОИСКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

А. Н. Бармин, Н. Ф. Федорова, И. В. Быстрова

## Suprasalt complex of the south-western part of the Caspian Depression - a promising object of hydrocarbons prospecting

A. N. Barmin, N. F. Fedorova, I. V. Bystrova

The subject of research are suprasalt deposits of the sedimentary cover of the southwestern part of the Caspian Depression. The main tectonic events of this region in the Alpine orogeny phase relate to the formation of salt structures in the Upper Cretaceous and Paleocene rocks. Hence, salt tectonics determine the structure of salt and suprasalt structural complexes.

Suprasalt structural complex consists of two structural floors. The lower of these (Upper-Eocene) fills interdome compensation basins, the upper (Miocene-Quaternary) is generally characterized by cloak shaped bedding. The main volume of interdome basins is filled with the Upper-Middle Jurassic deposits, which are leaning against relatively steep slopes of salt domes and flatten out to the centers of basins.

Suprasalt complex is well studied in Astrakhan' arch, where the depth of basins interdome reaches 3000 m. The marks on the base of the Upper Cretaceous carbonates therein range from minus 1200 to minus 2000 m. Above the salt domes in some places persist thin (up to 300–100 m) deposits of Permo-Triassic, Jurassic and lower Cretaceous. The base of the Lower Cretaceous of the salt domes rises to marks of minus 800–1000 m and carbonates of the Upper Cretaceous to minus 500–700 m. Caspian basin is one of the most important oil and gas regions, which has enormous potential resources of hydrocarbons. Influence of tectonic and paleotectonic factors on the formation of oil deposits and gas of Caspian depression took place under favorable combination of lithofacial, geochemical, hydrogeological, and thermobaric conditions that control oil and gas formation and oil and gas accumulation in sedimentary basins.

The goal was to identify and trace the regional oil and gas complexes of the suprasalt section within the southwestern part of the Caspian Depression.

Within this depression borders, there are the Upper-Triassic, Jurassic and Lower Cretaceous oil and gas complexes, which are associated with the main productive horizons in the southwestern, southeastern and eastern parts of Caspian depression.

The paper gives a full description of all the deposits and oil and gas producing complexes. In the Mesozoic complex of the studied region, authors trace the regional oil and gas complexes, various by the nature of saturation, characteristics of structure and the depths of their occurrence.

Search for hydrocarbons in suprasalt complex of southwestern part of the Caspian Depression is currently very relevant. The deposits occur at affordable depths and have a wide variety of different types of oil and gas traps.

**Keywords:** Caspian depression; suprasalt deposits; oil and gas complexes; hydrocarbon deposits.

Предметом исследований являются надсолевые отложения осадочного чехла юго-западной части Прикаспийской впадины. Основные тектонические события данного региона в альпийскую фазу складчатости связаны с формированием соляных структур в верхнемеловых и палеоценовых породах. Отсюда строение солевого и надсолевого структурных комплексов определяется соляной тектоникой. Надсолевой структурный комплекс состоит из двух структурных этажей. Нижний (верхнепермский-эоценовый) заполняет межкупольные компенсационные мульды, верхний (миоцен-четвертичный) характеризуется в целом плашеобразным залеганием. Основной объем межкупольных мульд заполнен верхнепермскими-среднеюрскими отложениями, которые прислоняются к относительно крутым склонам соляных куполов и выполаживаются к центрам мульды. Надсолевой комплекс хорошо изучен на Астраханском своде, где глубина межкупольных мульд достигает 3000 м. Отметки подошвы карбонатов верхнего мела в них составляют от –1200 до –2000 м. Над соляными куполами местами сохраняются маломощные (до 300–100 м) отложения пермо-триаса, юры и нижнего мела. Подошва нижнего мела над соляными куполами поднимается до отметок –800–1000 м, а карбонатов верхнего мела – до –500–700 м. Прикаспийская впадина относится к числу важнейших нефтегазоносных регионов, где сосредоточены огромные потенциальные ресурсы углеводородов. Влияние тектонических и палеотектонических факторов на формирование месторождений нефти и газа Прикаспийской впадины происходило при благоприятном сочетании литолого-фациальных, геохимических, гидрогеологических и термобарических условий, которые контролируют нефтегазообразование и нефтегазоаккумуляцию в седиментационных бассейнах. Цель работы – выделить и проследить региональные нефтегазоносные комплексы надсолевой части разреза в пределах юго-западной части Прикаспийской впадины. В её пределах выделяются верхнепермско-триасовый, юрский и нижнемеловой нефтегазоносные комплексы, с которыми связаны основные продуктивные горизонты в юго-западной, юго-восточной и восточной частях Прикаспийской впадины. В работе приведено полное описание отложений и нефтегазоносности всех продуктивных комплексов. В мезозойском комплексе исследуемого региона прослеживаются региональные нефтегазоносные комплексы, различные по характеру нефтегазонасыщения, особенностям строения и глубинам залегания. Поиск залежей углеводородов в надсолевом комплексе юго-западной части Прикаспийской впадины в настоящее время весьма актуален. Месторождения залегают на вполне доступной глубине и отличаются широким разнообразием типов нефтяных и газовых ловушек.

**Ключевые слова:** Прикаспийская впадина; надсолевые отложения; нефтегазоносные комплексы; залежи углеводородов.

**П**рикаспийская впадина – один из крупнейших геологических объектов мира. В её осадочном чехле сосредоточены огромные скопления углеводородов, что и определяет стратегию поисково-разведочных работ на нефть и газ на юге России в XXI в. Прикаспийская впадина является юго-восточной окраиной докембрийской

Восточно-Европейской платформы. Это крупнейшая надпорядковая отрицательная структура. Она характеризуется устойчивым и длительным прогибанием земной коры с накоплением мощных толщ осадочных образований большого стратиграфического диапазона.

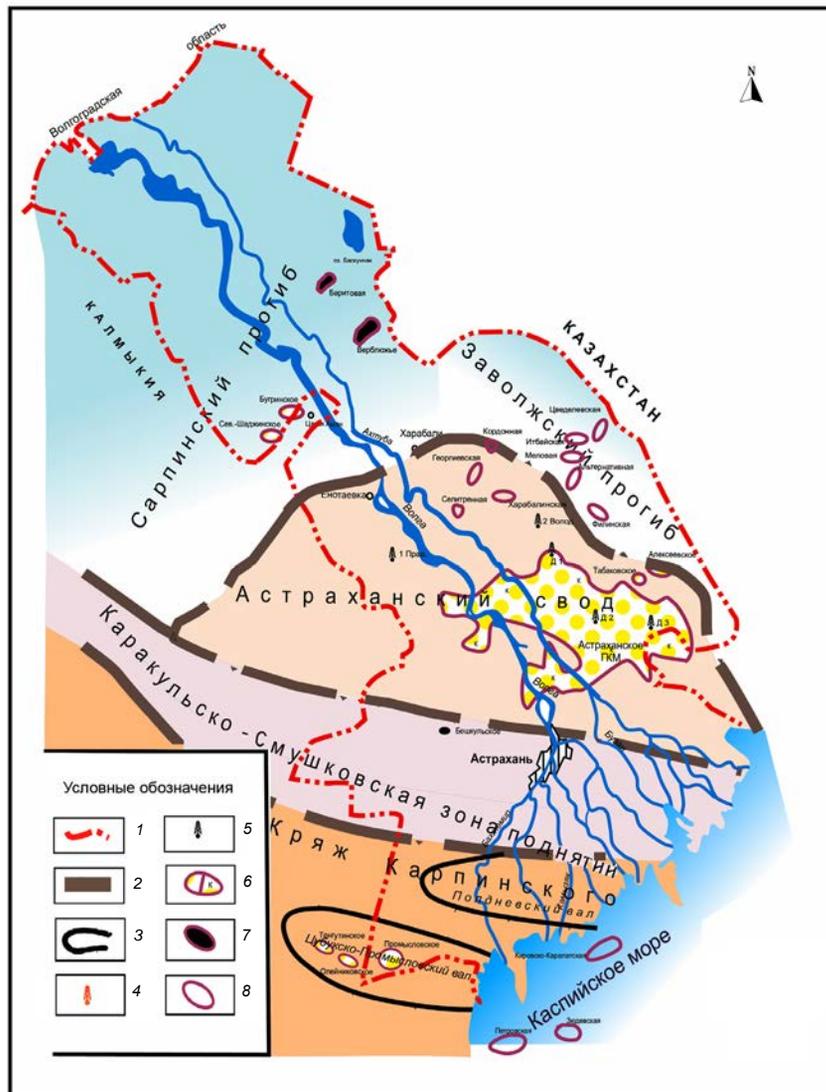
Весь ход геологического развития данной территории обусловил своеобразное строение платформенного чехла, формирование в разрезе мощной толщи сульфатно-галогенных отложений кунгурского возраста и, как следствие, присутствие двух крупных структурных этажей. Нижний, подсолевой, сложен карбонатно-терригенными отложениями палеозойского возраста, а верхний, надсолевой, представлен галогенными и преимущественно терригенными отложениями кунгурско-четвертичного возраста. В пределах юго-западной части Прикаспийской впадины выделяются такие структуры, как Астраханский свод, Карасальская моноклинал, Сарпинский и Заволжский прогибы, Каракульско-Смушковская зона поднятия (рис. 1).

До первой половины 1960-х гг. геолого-геофизическое изучение юго-западной части Прикаспийской впадины производилось эпизодически. Оно было связано в основном с надсолевым мезозойским комплексом пород. Поисковыми работами в надсолевом комплексе был выявлен ряд месторождений газа (Бугринское, Шаджинское, Пустынное, Совхозное и др.). В период 1991–1996 гг. велось изучение мезокайнозойского комплекса сейсморазведкой МОВ-ОГТ повышенного разрешения. Был выявлен ряд структур на Каракульско-Смушковской зоне поднятия и дан прогноз зон развития нефтегазоносных коллекторов. Плановые исследования территории начались только после подтверждения сейсморазведкой МОВ Астраханского свода. Выполнялось поисковое бурение на подсолевые отложения на Астраханском своде и примыкающей с юга Каракульско-Смушковской зоне поднятия.

В 1976 г. в центральной части свода было выявлено крупнейшее по запасам и уникальное по составу пластового газа Астраханское газоконденсатное месторождение в башкирских карбонатных отложениях, а затем Алексеевское и Табаковское газоконденсатные месторождения. В последние десятилетия ученых и геологов интересуют в основном глубоководные отложения подсолевого комплекса Прикаспийской впадины.

В пределах территории юго-западной части Прикаспийской впадины на сегодняшний день фактический геологический материал неравномерно характеризует разрез по вертикали и латерали.

Анализ обширного геологического материала, полученного в процессе производства геологоразведочных работ, связанных с изучением подсолевой части Прикаспийской впадины, позволяет восстановить



**Рисунок 1. Тектоническая схема юго-западной части Прикаспийской впадины.** 1 – административные границы; 2 – границы крупных тектонических элементов; 3 – тектонические элементы 2-го порядка; 4 – проектные сверхглубокие скважины на девонские отложения; 5 – в бурении сверхглубокие скважины на девонские отложения; 6 – газовые/газоконденсатные месторождения; 7 – нефтяные месторождения; 8 – локальные структуры,

перспективные на нефть и газ / **Figure 1. Tectonic scheme of southwestern part of the Caspian Basin.** 1 – administrative boundaries; 2 – boundaries of major tectonic elements; 3 – tectonic elements of 2nd order; 4 – project ultra deep wells in the Devonian deposits; 5 – drilling ultradeep wells in the Devonian deposits; 6 – gas and gas condensate fields; 7 – oil fields; 8 – local structures, prospective for oil and gas.

ход накопления осадков и выявить закономерности распределения залежей углеводородов и в надсолевой части данной территории. Влияние тектонических и палеотектонических факторов на формирование месторождений нефти и газа Прикаспийской впадины происходит при благоприятном сочетании литолого-фациальных, геохимических, гидрогеологических и термобарических условий, которые контролируют нефтегазообразование и нефтегазоаккумуляцию в седиментационных бассейнах [1].

При решении проблемы образования и размещения залежей углеводородов помимо тектонического фактора большое значение приобретает изучение литологических особенностей отложений, определение закономерностей их формирования и распределение в пространстве и во времени. Ряд советских ученых-геологов в своих работах писали, что выяснение этих закономерностей наиболее объективно возможно на историко-генетической основе, позволяющей раскрыть процесс формирования и консервации залежей нефти и газа на протяжении всей истории геологического развития [2].

В истории формирования рассматриваемого района можно выделить несколько тектонических рубежей. Первый связан с окончанием формирования кристаллического фундамента, второй – с формированием карбонатного подсолевого комплекса, третий – с формированием соленосной толщи в мезокайнозойском осадочном разрезе. В кунгурском веке ранней перми у Прикаспийской впадины начался этап развития, сопровождавшийся формированием солеродного бассейна и накоплением специфических для таких эпох осадков – галогенной формации.

В процессе формирования галогенной формации наступали непродолжительные по времени периоды, когда проявившиеся тектонические подвижки приводили к изменению высотного положения базиса эрозии. Это сопровождалось увеличением интенсивности эрозионного процесса и привнесом в солеродный бассейн водными потоками эродированного материала.

В пределах юго-западной части Прикаспийской впадины не менее распространенной является красноцветная формация, непосредственно связанная с галогенной формацией, поверхность которой служит основанием для перекрывающих красноцветных толщ. В стратиграфическом отношении красноцветная формация относится к верхней перми и триасу и знаменует собой начало нового крупного цикла в геологическом развитии территории. Большая по площади распространения, преимущественно континентального генезиса ассоциация отложений явилась своеобразным нивелиром последующих стадий формирования солянокупольной тектоники. Красноцветная формация заканчивается красноцветными терригенными породами верхнего триаса и, возможно, нижней юры, хотя последняя на территории юго-западной части Прикаспийской впадины точно не датируется, а лишь предполагается по спорово-пыльцевым комплексам на Маячной площади. Самыми распространенными породами красноцветной формации являются глины, мелкозернистые пески и алевролиты.

Формирование галогенной и красноцветной формации разделило геологическую историю осадконакопления на две крупные по продолжительности эпохи: докунгурскую и мезозойско-кайнозойскую с харак-

терными для каждой из них чертами развития и условиями формирования формаций. Мезозойско-кайнозойская эпоха исследуемого региона характеризовалась многократным чередованием различных по знаку геотектонических движений, что обусловило многочисленные трансгрессии. В результате этого изменялись условия осадконакопления, часто перемещались береговые линии, возникали перерывы и несогласия [3].

На начальной стадии мезозойского осадконакопления происходило формирование терригенной сероцветной формации в условиях морского бассейна с нормальной соленостью. Стратиграфически данная формация охватывает среднюю юру. В верхнеюрское время начался новый этап геологического развития территории не только юго-западной части Прикаспийской впадины, но и граничащей с ней всей эпигерцинской Скифской платформы. Этот этап сопровождался формированием терригенно-галогенной формации. Залегающая выше нижнемеловая терригенная формация имеет региональное распространение по всему югу России.

Начавшиеся в позднепермскую эпоху и продолжавшиеся в течение всего триаса процессы проявления солянокупольной тектоники предопределили распределение верхнепермских и триасовых образований по площади и разрезу. Основной объем межкупольных мульд заполнен верхнепермскими-среднеюрскими отложениями, которые прислоняются к относительно крутым склонам соляных куполов и выполаживаются к центрам мульд [4]. Глубина межкупольных мульд на Астраханском своде достигает 3000 м. Отметки подошвы карбонатов верхнего мела в них составляют от -1200 до -2000 м. Над соляными куполами местами сохраняются маломощные (до 300-100 м) отложения пермо-триаса, юры и нижнего мела. Подошва нижнего мела над соляными куполами поднимается до отметок -800-1000 м, а карбонатов верхнего мела - до -500-700 м (рис. 2). Особый структурный этаж составляют неоген-четвертичные отложения. Они залегают плащеобразно, с разрывом перекрывая все нижележащие структуры. Отметки их подошвы составляют -500 м и менее над соляными куполами и более -600 м в межкупольных мульдах и возрастают восточнее Астрахани до -700-800 м.

В юго-западной части Прикаспийской впадины третья часть разреза надсолевого комплекса представлена триасовыми отложениями, которые распространены повсеместно, за исключением центральной части Астраханского свода и высокоподнятых соляных гряд и куполов. Развитие триаса представляет собой классический пример для синклинальных областей. В краевых частях этих структур прослеживаются более древние отложения, а при движении к центральной части синеклизы увеличивается стратиграфическая полнота разреза [3].

Формирование залежей углеводородов обуславливается наличием в том или ином комплексе отложений ловушек и надежных покрышек. Регион исследования в триасовое время имел благоприятный палеотектонический режим длительного устойчивого прогибания, в результате чего нефтегазоматеринские толщи испытали интенсивное погружение с амплитудой, достаточной для возникновения необходимых для нефтегазообразования термобарических условий.

Для территории юго-западной части Прикаспийской впадины были выполнены палеотектонические реконструкции мезокайнозойского комплекса. На основе анализа литолого-фациальных особенностей разреза изучаемой территории были определены пять реперов. Это (снизу вверх) - кровля песчано-алевролитового пласта байосского яруса юрской систе-

мы, кровля нижнеаптской песчано-алевролитовой толщи нижнемеловой системы, кровля нижнеальбских песчаных отложений нижнемеловой системы, перекрытых глинистой пачкой в подошве, подошва нижнесантонских известняков верхнего мела, подошва акчагыльских отложений палеогенового возраста. Это позволило восстановить палеотектоническую ситуацию основных нефтегазоносных толщ к различным этапам развития, включая и современный, и определить рубежи формирования и переформирования структур, а также возможность реализации нефтегазоматеринского потенциала пород, что делает возможным проследить основные направления путей миграции углеводородов и аккумуляции их в ловушках [5].

В надсолевом комплексе на соляных куполах обнаружено несколько месторождений газа, стратиграфически приуроченных в основном к нижнему триасу, а также залежи нефти в юрских и меловых отложениях. Практически не исследованными остаются соляные гряды и межкупольные зоны, в которых возможно обнаружение погребенных межкупольных поднятий. В надсолевой части разреза выделяются верхнепермско-триасовый, юрский и нижнемеловой нефтегазоносные комплексы, с которыми связаны основные продуктивные горизонты в юго-западной, юго-восточной и восточной частях Прикаспийской впадины и Скифско-Туранской платформы (рис. 3).

В верхнепермских отложениях промышленные залежи установлены в восточной части Прикаспийской впадины на куполах Кенкияк и Каратюбе. Продуктивные горизонты сложены пластами песчаников и алевролитов мощностью 25-37 м [6]. В юго-западной части Прикаспийской впадины верхнепермско-триасовый нефтегазоносный комплекс сложен терригенными породами. Разрез верхнепермских отложений характеризуется довольно слабым развитием пород-коллекторов.

При опробовании верхнепермских пород в интервале 3750-3693 м эксплуатационной скв. 59 Астраханского ГКМ был получен промышленный приток нефти. Нефть малосернистая, малосмолистая, парафинистая, легкая, плотностью 820 кг/м<sup>3</sup>, без сероводорода. Притоки газа дебитом 18,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут получены из пород верхней перми в интервале 3157-3122 м скв. 2 Бугринской площади; 10,2 тыс. м<sup>3</sup>/сут - на Заволжской структуре в интервале 2606-2557 м в скв. 1.

Разрез триасовых отложений сложен мощной (до 3000 м) терригенно-карбонатной толщей, в которой выделяется нижний, средний и верхний триас (рис. 4). Верхний триас сложен глинами. В южном направлении возрастают количество и толщина песчаных прослоев, а также улучшаются коллекторские свойства песчаников (пористость 12-20 %, проницаемость 0,2-0,3 · 10<sup>-12</sup> м<sup>2</sup>); встречающиеся в разрезе известняки замещаются песчаниками [7, 8].

Промышленные притоки получены на Шаджинском, Северо-Шаджинском и Бугринском месторождениях (рис. 1). Состав газа преимущественно метановый (CH<sub>4</sub> - 96,88 %) с небольшим содержанием азота и углекислого газа (N<sub>2</sub> - 2,52; CO<sub>2</sub> - 0,06 %) (табл.).

Второй газосытный пласт залегающий в основании баскунчакской серии оленевского яруса. Это также песчано-алевролитовый пласт.

На Шаджинском месторождении при испытании скв. 2 в интервале 2679-2682 м из этого пласта был получен фонтан газа дебитом 472 тыс. м<sup>3</sup>/сут на штуцере 14,4 мм. Этот пласт продуктивен и на Совхозном, Бугринском и Пустынным месторождениях.

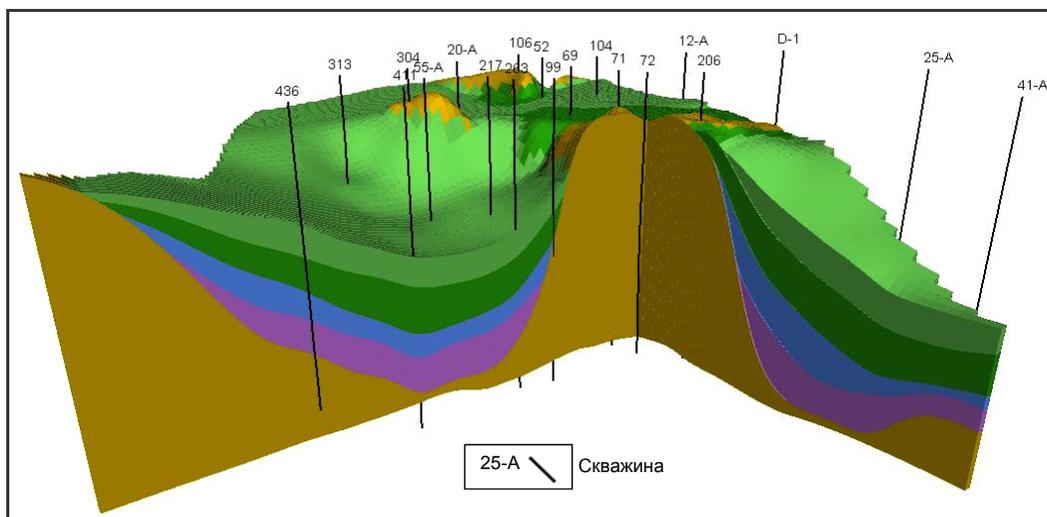


Рисунок 2. Схематический профиль надсолевого комплекса юго-западной части Прикаспийской впадины / Figure 2. Schematic profile of suprasalt complex of southwestern part of the Caspian Basin.

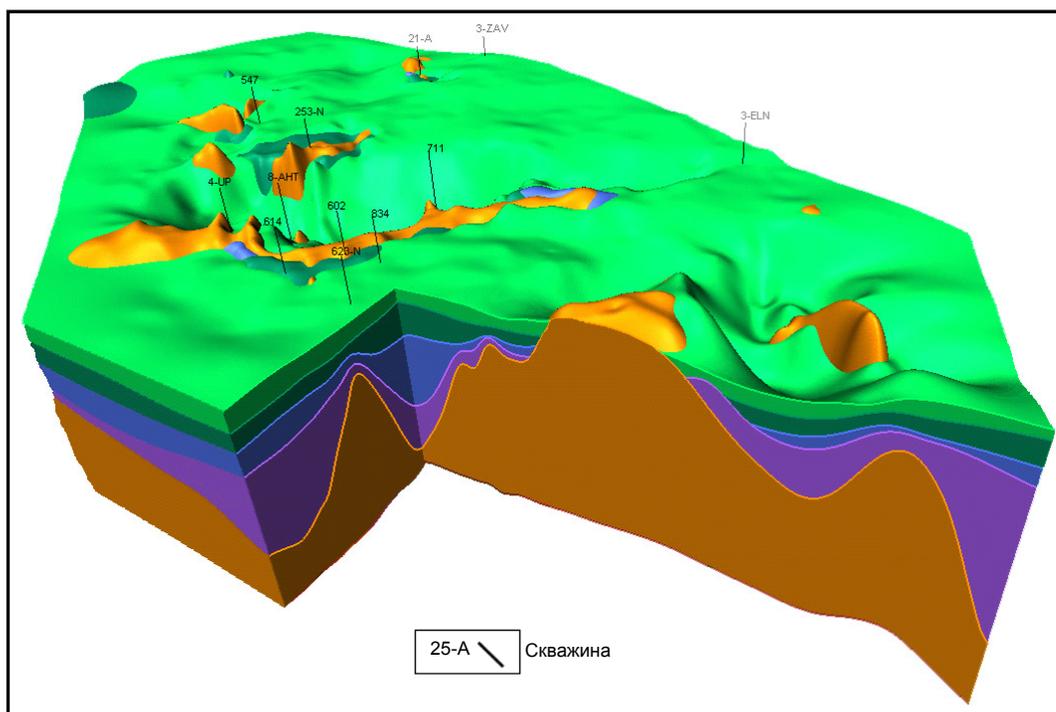


Рисунок 3. Структурные поверхности отложений надсолевого комплекса юго-западной части Прикаспийской впадины / Figure 3. Structural surface of suprasalt complex sediments of southwestern part of the Caspian Basin.

Характеристика компонентного состава газа надсолевого комплекса юго-западной части Прикаспийской впадины.

Площадь	Номер скважины	Интервал глубины залегания продуктивного горизонта, м	Компонентный состав газа, % об.						Дебит, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Диаметр штуцера, мм
			CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>		
Шаджинская	2	2724–2730	96,88	0,50	–	–	2,52	0,06	822	Свободный дебит
Шаджинская	2	2679–2682	96,90	0,40	–	–	1,50	1,20	1658	Свободный дебит
Бугринская	2	2614–2620	95,90	0,65	–	–	0,50	2,90	450	15,80
Пустынная	12	2470–2481	98,00	0,40	–	–	0,96	0,65	59,40	10,30
Пустынная	13	2398–2402	97,77	2,20	–	–	0,02	1,10	222	12,50
Пустынная	11	2579–2586	98,00	1,40	0,20	0,08	0,05	0,25	436	Свободный дебит
Совхозная		2638–2642	98,80	0,80	0,12	–	0,30	–	–	При опробовании испытателем пластов получены газовые фонтаны
Совхозная		2691–2708	98,90	0,50	0,13	0,20	0,17	–	–	

Третий газоносный пласт приурочен к баскунчакской серии оленевского яруса.

На Чапаевской соляно-купольной структуре газовая залежь обнаружена в нижнетриасовых, значительно опесчаненных известняках. Здесь происходит фациальное замещение известняков песчаниками. На Чапаевском месторождении получены промышленные притоки из этого пласта. Выявленные в триасовых отложениях месторождения газа находятся в смещенном фазовом равновесии газ–вода.

Также получены непромышленные притоки газа в юго-западной части Прикаспийской впадины на Бугринской и Заволжской площадях. На Бугринском поднятии при испытании скв. 2 получен приток газа дебитом 18,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут, а на Заволжской площади в скв. 1 – 10,2 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

При разведке Астраханского газоконденсатного месторождения в Ширяевской мульде были получены нефтегазопроявления при бурении скважин 12 Астраханской, 23 Ахтубинской, скважин 53, 54, 60, 63, 70, 109 эксплуатационных. Мульда выполнена мощной толщей (около 3000–3600 м) пермо-триасовых отложений, слагающих красноцветную формацию, объем которых превышает 100–150 км<sup>2</sup> [9].

Характерной особенностью этой мульды является наличие значительного количества на склонах соляных структур карнизов, козырьков. Борта мульды характеризуются довольно крутыми углами, отмечаются заливообразные участки, в пределах которых при наличии в разрезе пластов-коллекторов и надежных покрышек могли формироваться ловушки с залежами углеводородного сырья. Всё это свидетельствует о том, что газовые залежи нижнего триаса вторичны и сформированы, возможно,

за счет перетоков углеводородов из подсолевого комплекса. Последнее подтверждается приуроченностью всех открытых газовых месторождений к периферийной части обширных межкупольных мульд, в которых соль практически полностью отжата, а изотопные составы углерода триасового и углерода подсолевого газа весьма близки.

Таким образом, при анализе пространственного размещения триасовых месторождений и нефтегазопоявлений намечается связь с характером проявления соляной тектоники.

Все залежи приурочены к зонам с максимальной дифференциацией соли, где по сейсмогравитационным данным прогнозируется разрыв солевого экрана. Большое значение при фильтрации газа из глубоко залегающих горизонтов в структуры – ловушки триасовых отложений – имели зоны интенсивной тектонической трещиноватости, сформировавшиеся в точках экстремумов на сопряжении структур положительного (Астраханский свод) и отрицательного (Сарпинский и Заволжский прогибы) знаков, – региональные флексуры. При формировании залежей газа подобные зоны играли роль подводящих каналов [10].

Подземные воды здесь характеризуются низкой газонасыщенностью, в водоразворенном газе преобладает азот. Вмещающие нижнетриасовые отложения накапливались преимущественно в континентальных, лагунно-континентальных условиях с окислительной обстановкой и характеризуются низким содержанием C<sub>орг</sub> (0,09–0,18 %), ХВ (0,0018–0,006 %) и УВ (менее 3 · 10<sup>-3</sup> %). Такова же геохимическая характеристика и верхнепермских отложений, что позволяет отнести их к негенерировавшим УВ комплексам.

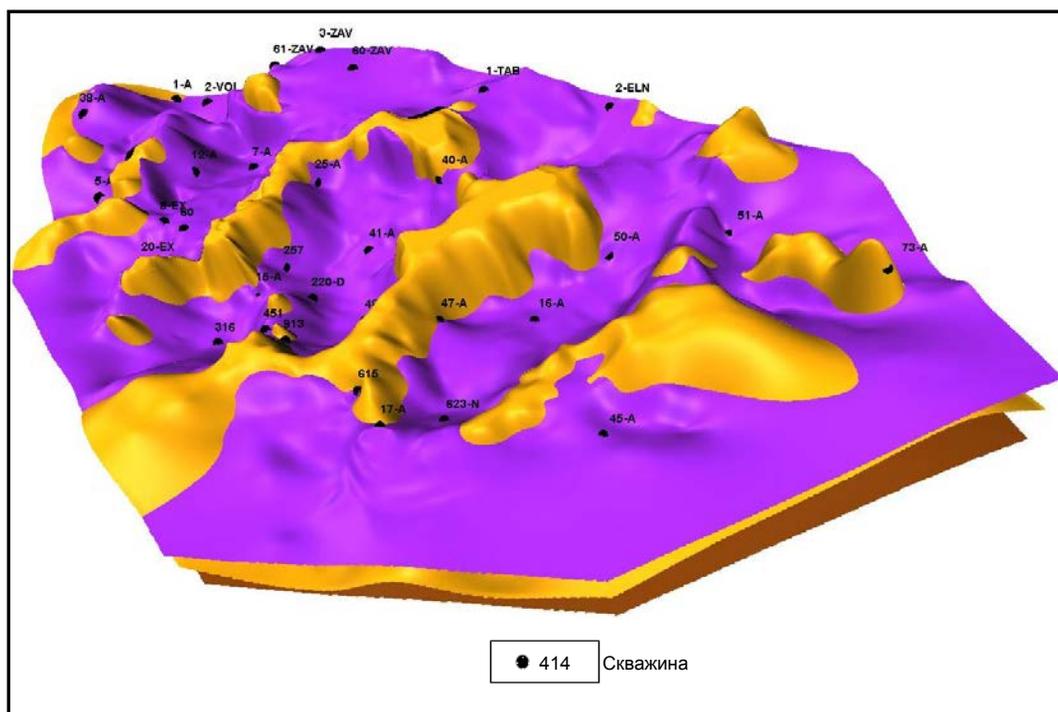


Рисунок 4. Структурная поверхность верхнепермско-триасовых отложений юго-западной части Прикаспийской впадины / Figure 4. Structure surface of Upper Permian the Triassic deposits of south-west part of the Caspian Basin.

Юрский нефтегазоносный комплекс является региональным продуктивным горизонтом не только в Прикаспийской впадине, но и на территории кряжа Карпинского, Восточного Предкавказья, Южно-Эмбинского района, Южного Мангышлака. Данный комплекс на территории исследования приурочен в основном к отложениям средней юры (рис. 3). Породы-коллекторы представлены пористыми разностями песчаников и алевролитов с невысокими фильтрационно-емкостными свойствами. Поиски нефти и газа в среднеюрских образованиях юго-западной части Прикаспийской впадины проводились длительное время на Бешкульском, Тинакском, Разночиновском, Замьяновском, Лебяжинском, Таловском и других поднятиях.

Продуктивный горизонт на Бешкульском месторождении сложен песчаниками. Коллекторские свойства пласта характеризуются открытой пористостью 15 % при проницаемости 0,223 мкм<sup>2</sup>. Нефть имеет плотность 0,919 г/см<sup>3</sup>, сернистость составляет 1,16–1,57 %, содержание парафина – 2,6 %, выход светлых фракций до 300 °С – 32 %. Температура застывания нефти 10–18 °С [3].

Нефтегазопроявления отмечались также и на Кирикилинской, Тинакской, Разночиновской площадях, где при испытании среднеюрских отложений была получена пластовая вода с плёнками и сгустками нефти. В отложениях средней юры открыто месторождение на Верблюжьей площади. К среднеюрским отложениям приурочен ряд месторождений нефти в юго-восточной и восточной частях Прикаспийской впадины. По продуктивности отложения средней юры стоят на первом месте среди других нефтегазоносных комплексов надсолевой толщи. На многих структурах установлены нефтяные залежи и в верхнеюрских породах.

Нижнемеловой нефтегазоносный комплекс, как и юрский, имеет региональное распространение и представлен породами, сложными терригенными разностями. Основными нефтегазоносными горизонтами в нижнем мелу являются нижнеаптский и нижнеальбский (рис. 3).

Покрышками для пород-коллекторов служат глинистые отложения, развитые в основном в верхней части этих горизонтов. Породы-коллекторы представлены песчаниками и алевролитовыми разностями, пористость которых меняется от 10–20 до 25 %. В основном преобладают коллекторы с достаточно низкой проницаемостью до 0,05 мкм<sup>2</sup>.

Породы нижнеаптского подъяруса имеют гораздо лучшие фильтрационно-емкостные свойства. Пористость песчаников-коллекторов преимущественно 15–20 %, а проницаемость – от десятых долей до нескольких единиц мкм<sup>2</sup>.

В юго-западной части Прикаспийской впадины продуктивность нижнемеловых отложений установлена на Верблюжьем, Разночиновском месторождениях, Халганском и Маячном соляных куполах (рис. 1). На Верблюжьем месторождении в нижнемеловых песчаниках выявлены че-

тыре нефтяные залежи, приуроченные к тектоническому блоку в северо-восточной части купола.

В южной и восточной частях Прикаспийской впадины в нижнемеловых отложениях установлены три нефтеносных горизонта и открыт ряд месторождений. Нижнеаптские и нижнеальбские песчано-алевролитовые пласты являются основными продуктивными горизонтами мегавала Карпинского, в пределах которого выявлен ряд нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений.

Таким образом, в мезозойском комплексе исследуемого региона прослеживаются региональные нефтегазоносные комплексы, различные по характеру нефтегазонасыщения, особенностям строения и глубинам залегания, что подтверждается палеотектоническими исследованиями, полевыми геофизическими работами и поисково-разведочным бурением. Месторождения залегают на вполне доступной глубине и отличаются широким разнообразием типов нефтяных и газовых ловушек.

Мировая практика поисков и разведки углеводородов в аналогичных по своему геологическому строению нефтегазоносных провинциях показала перспективность подобных исследований. Так, нефтегазоносность Северо-Германской впадины, которая по своему строению сравнима с Прикаспийской впадиной, охватывает широкий стратиграфический интервал. Нефтегазоносны палеогеновые, меловые, юрские, триасовые, пермские и каменноугольные отложения. Газовые скопления приурочены в основном к пермским и триасовым отложениям.

Центральноевропейский нефтегазоносный бассейн представляет собой пример широкой нефтегазоносности крупной впадины. В его пределах выявлено свыше 450 месторождений нефти и газа, в том числе более 220 газовых. Основные запасы нефти (свыше 95 %) находятся в мезозойских и кайнозойских отложениях, газа – в пермских и триасовых отложениях (90 %). Коллекторами для нефти и газа служат преимущественно терригенные породы. Формы залежей весьма разнообразны [11].

Обобщенный геологический материал по надсолевому комплексу юго-западной части Прикаспийской впадины позволит нефтегазогеологическим компаниям обратить внимание на данный геологический объект; используя довольно объемный фактический материал, расширить диапазон исследований, провести доразведку открытых ранее структур, используя при этом современные методы изучения, и наметить перспективные площади для первоочередного проведения геологоразведочных работ.

Мезозойский комплекс ещё не исчерпал полностью своих потенциальных возможностей. Поиск залежей углеводородов в надсолевом комплексе юго-западной части Прикаспийской впадины в настоящее время весьма актуален, если учесть небольшие глубины залегания нефтегазоносных комплексов и современное состояние экономики страны.

ЛИТЕРАТУРА

1. Воронин Н. И. Палеотектонические критерии прогноза и поиска залежей нефти и газа. М.: Геоинформмарк, 1999. 288 с.
2. Бакиров А. А. Геологические основы прогнозирования недр. М.: Недра, 1973. 344 с.
3. Федорова Н. Ф. Формации и нефтегазоносность осадочного чехла юго-западной части Прикаспийской впадины: обзор. информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2005. С. 4–52.
4. Федорова Н. Ф., Григоров В. А. Цикличность осадконакопления и нефтегазоносность отложений осадочного чехла Астраханского свода: обзор. информ. Сер. Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. 64 с.
5. Bystrova I. W., Fedorova N. F., Smirnova T. S. and others. The paleotectonics and the oil and gas potential of the Jurassic-cretaceous sediments of the north-west Pricaspy // International Conference on European Science and Technology. Munich, Germany. 2013. P. 101–107.
6. Воронин Н. И. Особенности геологического строения и нефтегазоносность юго-западной части Прикаспийской впадины. Астрахань: АГТУ, 2004. 163 с.
7. Воронин Н. И., Федоров Д. Л. Геология и нефтегазоносность юго-западной части Прикаспийской синеклизы. Саратов: СГУ, 1976. 190 с.
8. Кулаков С. И., Серебряков О. И. Газоносность триасовых отложений юго-западной части Прикаспийской впадины // Нефтегазовая геология и геофизика. 1971. № 9. С.12–15.
9. Григоров В. А., Ушивцева Л. Ф. Предпосылки поисков залежей углеводородов в пермских отложениях Ширяевской мульды // Проблемы освоения Астраханского газоконденсатного месторождения: науч. труды АНИПИгаз. Астрахань, 1999. С. 28–29.
10. Федорова Н. Ф., Быстрова И. В. Формации осадочного чехла Прикаспийской впадины. Saarbrücken: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012. 195 с.
11. Высоцкий И. В., Высоцкий В. И., Оленин В. Б. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. М.: Недра, 1990. 405 с.

REFERENCES

1. Voronin N. I. 1999, *Paleotektonicheskie kriterii prognoza i poiska zalezhey nefi i gaza* [Paleotectonic criteria of forecasting and search of oil and gas deposits], Moscow, 288 p.
2. Bakirov A. A. 1973, *Geologicheskie osnovy prognozirovaniya nedr* [The geo-

- logical foundations of subsoil prediction], Moscow, 344 p.
3. Fedorova N. F. 2005, *Formatsii i neftegazonosnost' osadochnogo chekhla yugo-zapadnoy chasti Prikaspiyskoy vpadiny* [Formations and petroleum potential of sedimentary cover of southwestern part of the Caspian depression]. *Obzor. inf. Ser. Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Review of information Series Development and exploitation of gas and gas condensate fields], Moscow, pp. 4-52.
4. Fedorova N. F., Grigorov V. A. 2004, *Tsiklichnost' osadkonakopleniya i neftegazonosnost' otzheniy osadochnogo chekhla Astrakhanskogo svoda* [The cyclicity of sedimentation and oil and gas deposits of the sedimentary cover of Astrakhan Arch]. *Obzor. inf. Ser. Geologiya i razvedka gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Review of information. Series Geology and exploration of gas and gas condensate fields], Moscow, 64 p.
5. Bystrova I. W., Fedorova N. F., Smirnova T. S., Fedorova A. A. 2013, The paleotectonics and the oil and gas potential of the Jurassic-cretaceous sediments of the north-west Pricaspy, International Conference on European Science and Technology, Munich, Germany, pp. 101–107.
6. Voronin N. I. 2004, *Osobennosti geologicheskogo stroeniya i neftegazonosnost' yugo-zapadnoy chasti Prikaspiyskoy vpadiny* [Features of a geological structure and petroleum potential of southwestern part of the Caspian depression], Astrakhan', 163 p.
7. Voronin N. I., Fedorov D. L. 1976, *Geologiya i neftegazonosnost' yugo-zapadnoy chasti Prikaspiyskoy sineklizy* [Geology and petroleum potential of southwestern part of the Caspian syncline], Saratov, 190 p.
8. Kulakov S. I., Serebryakov O. I. 1971, *Gazonosnost' triasovykh otlozheniy yugo-zapadnoy chasti Prikaspiyskoy vpadiny* [Gas-bearing of Triassic deposits of south-western part of the Caspian depression]. *Neftegazovaya geologiya i geofizika* [Petroleum geology and geophysics], no. 9, pp. 12–15.
9. Grigorov V. A., Ushivtseva L. F. 1999, *Predposylki poiskov zalezhey uglevodородов v permskikh otlozheniyakh Shiryayevskoy mul'dy* [Background of searches of hydrocarbon deposits in the Permian deposits of Shiryaevo basin]. *Problemy osvoeniya Astrakhanskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya: nauch. trudy ANIPigaz* [Problems of the Astrakhan gas condensate field: scientific. Astrakhan Research and Design Institute of Gas Industry works], Astrakhan', pp. 28–29.
10. Fedorova N. F., Bystrova I. V. 2012, *Formatsii osadochnogo chekhla Prikaspiyskoy vpadiny* [Formation of the sedimentary cover of the Caspian Basin]. Saarbrücken: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012. 195 p.
11. Vysotskiy I. V., Vysotskiy V. I., Olenin V. B. 1990, *Neftegazonosnye basseyny zarubezhnykh stran* [Oil and gas basins of foreign countries], Moscow, 405 p.

**Александр Николаевич Бармин,**

доктор географических наук, профессор  
abarmin60@mail.ru

**Надежда Федоровна Федорова,**

кандидат геолого-минералогических наук, доцент  
nadezhda.fedorova.59@inbox.ru

**Инна Владимировна Быстрова,**

кандидат геолого-минералогических наук, доцент

Астраханский государственный университет,  
Россия, Астрахань, ул. Татищева, 20а

**Aleksandr Nikolaevich Barmin,**

Dr, Professor  
abarmin60@mail.ru

**Nadezhda Fedorovna Fedorova,**

PhD, Associate Professor  
nadezhda.fedorova.59@inbox.ru

**Inna Vladimirovna Bystrova,**

PhD, Associate Professor

Astrakhan State University,  
Astrakhan', Russia