

**ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ**

В.С. Мерчева, доцент

*Астраханский государственный университет,
тел.: 8 (8512) 28-91-08; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

Н.Ф. Федорова, доцент

*Астраханский государственный университет,
тел.: (88512) 52-49-99*131; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

О.И. Серебряков, профессор

*Астраханский государственный университет,
тел.: 8-927-281-35-71; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

О.В. Красильникова, заместитель начальника

*ООО «Газпром добыча Астрахань»,
тел.: 8(8512) 31-48-11; e-mail: okrasilnikova@astrakhan-dobycha.gazprom.ru*

А.О. Серебряков, профессор кафедры

*геологии и геохимии горючих ископаемых
Астраханский государственный университет,
тел.: (88512)52-49-99*131; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

И.В. Быстрова, доцент

*Астраханский государственный университет,
тел.: 8(8512)35-26-78; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

Т.С. Смирнова, доцент

*Астраханский государственный университет,
тел.: 8906-459-43-87; e-mail: juliet_23@mail.ru*

Е.Н. Лиманский, аспирант

*Калмыцкий государственный университет, г. Элиста,
тел.: 8(8472)-26-27-99; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

Рецензент: Мурзагалиев Д.М.

Исследованы геологические особенности Прикаспийской впадины и распределение залежей нефти и газа по ее осадочному чехлу. Изучены причины появления нетрадиционных газовых компонентов. Сделан вывод о высоких перспективах нефтегазоносности осадочного чехла Прикаспийской впадины, в том числе его верхних частей в составе неогена и хвалыно-хазарских отложений.

Geological peculiarities of the Caspian depression and distribution of oil and gas deposits in its sedimentary cover have been studied. Causes of emergence of alternative gas components have been studied. There is a conclusion on high petroleum potential of sedimentary cover of the Caspian depression, including its upper part consisting of Neogene and hvalyno-Khazar sediments.

Ключевые слова: нефть, газ, Прикаспийская впадина, перспективы, геология, геохимия.

Key words: oil, natural gas, the Caspian depression, prospects, geology, geochemistry.

Северный Прикаспий с давних пор привлекал внимание исследователей. Упорные попытки проникнуть в недра этого региона и познать закономерности его строения осуществлялись постоянно. Однако исключительная сложность геологии, неблагоприятные природные условия, безводность и малонаселенность Прикаспия затрудняли изучение региона. Активное изучение гео-

логического строения, тектоники и стратиграфии Северного Прикаспия началось в конце XIX в., причем основное внимание уделялось Эмбенской области. Здесь в 90-х гг. XIX в. начали проводиться поисково-разведочные работы на Доссоре, Искине, Макате, Карачунгуле и Каратоне. Разведочные скважины закладывались рядом с нефтяными выходами, которые служили тогда единственным обоснованием для проведения разведки.

В апреле 1911 г. на Доссоре с глубины 200–250 м ударил мощный нефтяной фонтан (14 тыс. т нефти в сутки). Это обстоятельство значительно увеличило интерес геологов и предпринимателей к Прикаспийской впадине, куда Геологический комитет до 1917 г. ежегодно направляет геологические экспедиции. Однако объем геологических работ в эти годы был еще невелик, к 1917 г. было разведано лишь два месторождения – Доссор и Северный Макат.

Период с 1923 по 1941 г. характеризуется широким размахом геологопоисковых и разведочных работ, особенно в пределах Эмбенской нефтеносной области. За этот период были открыты новые месторождения нефти. В 1931 г. было открыто нефтяное месторождение Байчунас, в апреле 1932 г. был получен нефтяной фонтан на Южном Искине, а в декабре того же года открыто крупное нефтяное месторождение Косчагыл. С 1934 по 1939 г. были открыты месторождения Кулсары, Тюлегень, Сагиз, Восточный Байчунас. Северное Искине, Южный Косчагыл и др. Однако территория Прикаспийской впадины изучалась крайне неравномерно. Детальными геологическими и геофизическими исследованиями были охвачены Озинки, Индер, Эльтон, Баскунчак и Эмбенская нефтеносная область.

В послевоенные годы изучение Прикаспийской впадины вступает в качественно новый этап. Непрерывно увеличиваются объемы геологоразведочных работ. В практику работ широко внедряются аэрогеологические методы исследований. Осуществляется бурение серии опорных скважин. Начинается целенаправленное и планомерное изучение Прикаспийской впадины сейсморазведочными работами. Основным методом разведки становится метод отраженных волн, применяются новые модификации сейсморазведки – корреляционный метод преломленных волн (КМПВ) и метод регулируемого направленного приема (РНП). Многими научными и производственными организациями проводится большая научно-исследовательская работа по изучению истории развития, структурной особенностей и закономерностей образования нефтяных и газовых месторождений в Прикаспийской впадине.

Геологические условия Прикаспийской впадины своеобразны. Мощность осадочных отложений здесь значительна (15–18 км). Нефтегазоносность Прикаспийской мегасинеклизы установлена по всему вскрытому разрезу отложений. В надсолевой толще пород выделяются четыре нефтегазоносных комплекса: пермо-триасовый, среднеюрский, апт-неокомский и неогеновый. В бортовых зонах Прикаспийской впадины установлена нефтегазоносность и подсолевых отложений.

В надсолевых образованиях развиты преимущественно терригенные коллекторы. В отложениях перми, триаса, средней юры, неокома апта и неогена выявлено свыше 20 нефтегазоносных горизонтов. Мощность продуктивных горизонтов изменяется от 1 до 60 м. Основные нефтяные продуктивные горизонты в надсолевом комплексе относятся к средней юре.

Мощная толща осадков каменной соли кунгурского возраста обуславливает образование солянокупольной тектоники в вышележащих надсолевых отложениях.

В подсолевых отложениях газовые, газоконденсатные и нефтяные месторождения связаны в основном с карбонатными отложениями карбона и нижней перми. Исключение составляет Карпенковский район, где продуктивны отложения среднего и верхнего девона. На северном и юго-западном бортах впадины развиты преимущественно газоконденсатные залежи, на восточном и юго-восточном нефтяные и газонефтяные.

Неглубокозалегающие плиоценовые отложения характеризуются региональной газоносностью (табл. 1). На территории впадины известен ряд естественных газопроявлений, нередко при бурении скважин происходили мощные выбросы газа. В составе этих газов, выделявшихся с относительно небольшой глубины (110–300 м), главным компонентом был метан с некоторой примесью азота. Содержание тяжелых углеводородов невелико и составляло десятые доли процента. Также незначительным являлось содержание углеводородов C_2-C_5 в ряде образцов метановых газов из естественных выходов (менее 0,1 %) (табл. 2).

Выделения газа в естественных источниках были интенсивными. К таким выходам можно отнести Кали, Алтынбай-Арал, Кукурте и многие другие. Очень много газопроявлений из скважин, шурфов и колодцев. Нередко наблюдаются случаи интенсивных газовых фонтанов в скважинах и образования грифонов. Плиоценовые отложения содержат также месторождения газа с ограниченными запасами. К таким месторождениям относятся Азау, Мельниковское, Аукетайчагыл, Порт-Артур и др. В отложениях верхнего плиоцена присутствует в основном газ. Незначительные нефтепроявления, выявленные на Ауке-тайчагыле, Новобогатинске и Черной Речке, являются вторичными (табл. 1, 2).

Для естественных выходов и для газов, выделявшихся из скважин с небольших глубин, характерно крайне незначительное содержание тяжелых углеводородов. В некоторых случаях в газах, выделявшихся из плиоценовых отложений, содержание азота было значительным: 30–40 % и более процентов. В газах из отложений мела, юры и пермо-триаса содержание тяжелых углеводородов повышалось до 5–10 %. В некоторых пробах газов наблюдалось присутствие водорода (десятые доли процента, иногда несколько выше) [3, 4, 6].

Растворенные в нефти газы, как и следовало ожидать, обогащены углеводородами C_2-C_5 , концентрация которых достигает в некоторых случаях 10–20 % и выше. Так, в попутном газе Акобского месторождения (триас) содержание метана составило 48 %, этана – 18,6 %, пропана – 14,3 %, более тяжелых углеводородов – около 11 %, азота – 6 % и углекислого газа – около 1,4 %. Большой интерес представляет состав газов Аралсорской скважины, которая бурилась как опорная. О составе газов в породах можно было судить по газам в буровом растворе. В верхней части разреза, начиная с глубины около 500 м, стало повышаться содержание метана и на глубине 650–790 м (меловые отложения) достигло 40 % при содержании углеводородов C_2-C_6 2–3 %. При этом в большей части проб бурового раствора количество углеводородов C_2-C_6 составило 0,1–0,2 % и ниже. При углублении скважины наблюдалось увеличение содержания азота. На глубине 3275–3315 м (триас) были вскрыты отложения с признаками нефти, а с глубины 3400 м произошел выброс азотного газа. При углублении скважины в толщу триасовых отложений азот в газах бурового раствора оставался доминирующим компонентом (табл. 3).

Таблица 1

Нефтегазоносность плиоценовых отложений Прикаспийской впадины

Месторождения и пункты газопроявлений	Характер газонефтеносности					Примазки окисленной нефти, закированные породы
	Высокодебитные продуктивные горизонты	Малодобитные продуктивные горизонты	Жидкая нефть и горючий газ в скважинах	Естественные выходы нефти и газа	Незначительные газонефтепроявления в шурфах и колодцах	
Агжара				г		
Азау		г	г	г		
Азисор				г		
Азичагыл (южный)				г	г	
Айса-Мечеть					г	
Алишошак				г	г	
Алтынбай-Арал		г	г	г	г	
Аралсор				г		
Астрахань		г	г		г	
Аукетайчагыл		г	г	г		н
Ащекулак					г	
Багырдай		г	г	г		
Бакланий			г			
Баксай			г			
Бастургай			г	г		
Ганюшкино			г			
Гран			г			
Джаман-Чулан				г	г	
Джамбай		г	г			
Джеиксор			г	г	г	
Екпенды			г			
Замьяновское			г	г		
Кали		г	г	г	г	
Каменный Яр			г			
Камышитовый		г				
Каргала		г	г	г		
Кирикили			г			
Кок-Домбай			г	г		
Курчанское		г	г			
Кзылжар		г	г			
Матенкожа						нг
Мольниково		г	г			
Мергеневский		г	г			
Найзамала		г	г			
Новобогатинск		н	н			
Оленты		г	г			
Порт-Артур	г	г	г			
Разночиновка			г			
Сакрыл				г	г	
Саралжин		г	г			

Соленое Займище			нг				
Тегень				н			
Тинаки		г	г				
Ушкультас			г				
Харабали			г				
Факсево (Кукурте)		г	г	г	Г		
Челкар			г				
Черная Речка			н				
Шайтансор							

Таблица 2

Состав газов естественных выходов в Прикаспийской впадине

Естественный выход	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	N ₂	He	Ar
Бурбайтал	1,6	89,5	0,9	–	–	5,8	0,2	–
Ирке-Чагыл	1,2	93,0	0,016	0,004	0,003	1,9	0,005	0,22
Ази-Сар	0,3	97,5	0,027	0,004	0,003	1,9	0,002	0,21
Большой Сакрыл	0,7	63,3	0,002	0,001	0,003	35,5	0,017	0,50
Шалтен-Мула	0,5	51,5	0,008	0,001	0,002	47,0	0,007	0,96
Шойтык-Сор	1,4	98,0	–	0,027	–	0,5	0,003	0,031
Ази-Чагыл	1,2	90,6	–	0,57	–	8,0	0,011	0,092
Азау	0,5	98	0,1	–	–	1,7	0,014	0,02
Оз. Баскунчак, север- ный берег, газ из кар- стовой воронки	1,2	0,3	0,006	0,002	0,006	97,1	0,004	1,3
Джамбай, грифон у скв. 3	0,3	86,7	–	0,028	–	13,0	0,045	0,059

В интервале глубин 4970–5500 м (до кровли верхней перми) наблюдались высокие концентрации водорода, что дало основание исследователям выделить этот интервал как зону водородно-азотного газонасыщения. Глубже расположена зона сероводородно-азотного, а еще глубже – метанового газонасыщения.

Таблица 3

Состав газов Аралсорской скважины, %

Возраст	Зона	Глубина, м	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	H ₂ S+CO ₂	N _{2+редкие}
Нижний триас	Зона водородно- азотного газонасыщения	5425	24,28	–	–	–	5,36	70,36
		5428	13,81	–	–	–	46,19	39,3
		5484	28,06	–	–	–	9,84	62,1
		5487	24,34	–	–	–	28,93	46,75
Верхняя пермь	Зона сероводородно -азотного газонасыщения	5583	–	0,1	–	–	17,0	83,0
		5586	–	0,1	–	–	14,6	85,4
		5592	0,12	0,1	–	–	76,2	23,68
		5598	0,14	0,1	–	–	96,5	3,32
Верхняя пермь	Зона углеводородно о (метанового) насыщения	5919	–	52,1	–	–	3,83	44,07
		5925	–	38,4	–	–	19,46	42,14
		5928	–	22,56	–	–	5,21	72,23
		5931	–	53,03	0,05	0,05	8,0	38,97
		5940	–	85,75	0,05	0,05	3,1	11,15

При бурении скважин вторым стволом водород не был обнаружен, но появились высокие концентрации метана. Это снижение концентрации водорода было объяснено его потерей в связи с образованием зон пониженного давления в породах, окружающих ствол скважины. Наличие упомянутой водородно-азотной зоны было подтверждено и при испытании дублера сверхглубокой скважины. В полученной при этом с глубины 3350 м в пластовой воде содержание водорода составляло 27 %, метана – 16 %, углеводородов C_2-C_5 0,28 %, азота – 55,4 % и углекислого газа – 1,3 %. Следует иметь в виду, что при проведении газового каротажа буровой раствор, входящий в скважину, уже содержит растворенный воздух. Поэтому часть азота в выходящем буровом растворе имеет воздушное происхождение.

Вопрос о генезисе водорода в земной коре сложен и мало изучен. Благодаря своей химической активности и миграционной способности водород очень редко обнаруживается в природных газах в значительных концентрациях. Еще в 1936 г. А.А. Черепенников описал факты обнаружения высоких концентраций водорода в природных газах, а именно: а) в газах калийных солей Соликамского и Стассфуртского месторождений; б) в Нижнетагильском дунитовом массиве на Урале; в) в нефтяных месторождениях Грозного; г) в комбинированных месторождениях нефти, серы и озокеритов (Шорсу); д) в газах Ириклинского Ущелья (Урал) [2].

В настоящее время этот список может быть продолжен многочисленными обнаружениями водорода в природных газах различного состава. Однако чаще всего он присутствует в них в незначительных количествах. С введением в практику газового анализа высокочувствительных хроматографических методов малые содержания (0,001–0,1 %) водорода в составе газов фиксируются систематически. Это свидетельствует о значительных парциальных давлениях водорода в недрах, способных обеспечить его диффузию в поровое пространство пород, а также к земной поверхности. Природные реакции, идущие с поглощением водорода (восстановление трехвалентного железа, сульфатов, органического вещества пород и т.д.), ослабляют его диффузионный поток. Высокие коэффициенты диффузии водорода не позволяют ему накапливаться в значительных количествах в залежах углеводородных газов. Водород способен мигрировать через толщи, непроницаемые для углеводородов. Поэтому скопления молекулярного водорода в осадочной толще возможны только при наличии исключительно малопроницаемых покрышек, таких как соли, аморфная сера, изверженные рудные породы и т.д. Этим и объясняется наличие водородных скоплений в соляных коях, рудниках и прочих, хорошо изолированных замкнутых системах.

Водород, наряду с двуокисью углерода, является обычным, а иногда и основным компонентом газовой фазы метаморфических и изверженных пород. Водород обнаруживается не только в вулканических и метаморфических породах, но и в породах осадочного чехла. Иногда водородосодержащие газы оказываются вскрытыми скважинами. Тщательное изучение особенностей распространения водорода в нефтеносных районах Западной Сибири позволило сделать вывод о том, что он проникает в осадочный чехол вместе с углекислыми газами из фундамента по разломам и трещинам [5, 7].

Многочисленные газопроявления на территории Прикаспийской впадины, возможно, связаны с проникновением газов по нарушениям в соленосной толще из залегающих под ней палеозойских пород.

В газах Саратовского и Волгоградского Поволжья высокое содержание метана и соответственно понижение углеводородов. Некоторые исследователи связывают это с поступлением газа из соседней Прикаспийской впадины. Следует отметить, что в этих газах обнаружен водород (В.Р. Катихин, А.С. Зингер, Ю.А. Пецюх). В газах, растворенных в пластовых водах, содержание водорода в некоторых случаях достигало 30–40 % и выше. По данным Ю.А. Пецюха, в попутных газах Волгоградского Поволжья содержание водорода составляет от десятых долей до 1–2 %.

В юго-восточной части Прикаспийской впадины на многих площадях в поисковых и разведочных скважинах получены признаки нефти и газа в отложениях неогена, палеогена, юры, нижней перми. Продуктивными являются нижнебашкирские отложения.

На Астраханском своде при бурении сакмаро-артинских отложений во многих эксплуатационных скважин наблюдались выходы газовых пачек: C_1 – 1,4 %, абс, C_1 - C_5 – 1,4 %, абс. (фоновые значения: C_1 –0,1 %, абс.; сумма C_1 - C_5 – 0,11 %, абс.). По данным количественной интерпретации ГИС, возможными коллекторами могут быть глинистые известняки с пористостью до 4,6 %, коэффициент газонасыщенности является оценочной величиной и равен 53–56 %.

На Астраханском своде в отложениях филипповского горизонта нижней перми выделены коллектора с пористостью 5,9–8,0 % и коэффициентом нефтегазонасыщенности – 77–86 %, из которых при бурении был получен приток нефти. В некоторых скважинах отобраны пробы нефти с газом. В составе газа был обнаружен водород и гелий. Показатели значений водорода в скважинах 431, 929 и 313 составили соответственно (в %, об.): – 5,21; 0,08; 0,03. Значения гелия меняются (в %, об.) от 0,03 до 0,06. Присутствуют также и CO_2 (6 %–12,8 %, об.), и $N_{2+ред.}$ (1,6–9,49 %, об.). Максимальное содержание C_1 составляет 64 % (об.), C_2 - C_5 – 7,25–0,27 % (об.) [1].

Нефтегазонасыщенность филипповских отложений установлена не только в юго-западной части Прикаспийской впадины, но и на ее северо-восточном борту. В Волго-Уральской нефтегазонасыщенной провинции установлена нефтегазонасыщенность филипповского горизонта более чем в 70 скважинах. Отложения филипповского горизонта залегают на породах артинского яруса и представлены карбонатно-ангидритовой толщей, в нижней части которой выделяется пачка так называемых «плойчатых доломитов». Толщина филипповского горизонта в этом районе значительно больше, чем на Астраханском своде, и меняется с северо-запада на юго-восток с 200–300 до 150–160 м, общая толщина «плойчатых доломитов» – от 80–90 до 4–5 м. При испытании отложений филипповского горизонта в пределах изучаемой территории во многих скважинах имели место положительные результаты. Наибольшие значения пористости и проницаемости отложений филипповского горизонта достигали K_p 16–25 %, $K_{пр}$ 3,1–32,9 мД.

Высокие значения общих и эффективных толщин «плойчатых доломитов» и их проницаемости позволяют считать этот объект наиболее перспективным в плане нефтегазонасыщенности филипповских отложений.

При исследовании межколлонного пространства многих эксплуатационных скважин Астраханского газоконденсатного месторождения в газовых пробах зафиксировано повышенное содержание водорода. Например, в скважине № 80 в пробе газа МКП 7” × 9” в 2005 г. содержание водорода составило 29,657 %. Значительное содержание водорода в газе (от 60 до 97 % мольн.) зафиксировано в пробах с МКП 9” × 12” скважин № 53, 97, 113, 118, 201, 211 Д.

Значительные концентрации водорода зарегистрированы в пробах с МКП 12" × 16" скважин № 26-э (17,25 % мольн.), 65-Д, 97, 108, 110, 250 (32, 38–45,752 % молн.), 72, 82, 103, 118, 205, 206 (45, 752 % мольн.), 72, 82, 103, 118, 205, 206 (72,801–87,843 % мольн.), расположенных в северной и северо-западной части территории месторождения [2].

Используя метод аналогий, можно предположить, что неогеновые, филипповские и сакмаро-артинские отложения нижней перми в Прикаспийской впадине, соответствуют зоне водородно-азотного газонасыщения и представляют промышленный интерес.

Работа выполнена в рамках государственного контракта № П535 от 05.08.2009 г. на выполнение поисковых научно-исследовательских работ для государственных нужд.

Библиографический список

1. **Красильникова О. В.** Обеспечение промышленной безопасности при добыче сероводородсодержащего углеводородного сырья на основе идентификации межколлонных проявлений: на примере Астраханского ГКМ: дис. ... канд. техн. наук / О. В. Красильникова. – Уфа, 2009. – 241 с.
2. **Мерчева В. С.** Исследование техногенного воздействия на окружающую среду объектов газоконденсатных месторождений в условиях строительства и эксплуатации : дис. канд. тех. наук / В. С. Мерчева. – Волгоград, 2004. – 227 с.
3. **Природные газы** осадочной толщи под ред. В. П. Якуцени. – Л. : Недра, Ленинградское отделение, 1976. – С. 46–297.
4. **Пушаровский Ю. М.** Геология мантии Земли / Ю. М. Пушаровский, Д. Ю. Пушаровский. – М. : Геос, 2010. – 140 с.
5. **Серебряков А. О.** Геология России / А. О. Серебряков, Н. Ф. Федорова. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2010. – 320 с.
6. **Соколов В. А.** Геохимия природных газов / В. А. Соколов. – М. : Недра, 1971. – С. 21–27.
7. **Федорова Н. Ф.** Геология России. Региональная геология / Н. Ф. Федорова, А. О. Серебряков, С. А. Абакумова. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2009. – 60 с.