

континентальным. Содержание в породах растительного детрита указывает на близость береговой линии. Присутствие характерных спорово-пыльцевых комплексов в породах нижней юры свидетельствует, что в нижнеюрское время на Каспии господствовал теплый гумидный влажный климат, с терригенным типом литогенеза в обстановках часто менявшейся гидродинамической активности. Наличие известковых прослоев является следствием коротких промежутков времени резкого сокращения объемов поступающего терригенного материала, в связи с установлением нормально-морских обстановок карбонатного осадконакопления.

В нижнемеловое время текстурно-структурные особенности и состав отложений указывают на их литогенетическое формирование в прибрежно-морских обстановках, что подтверждается раковинами фораминифер, аммонитов и белемнитов, присутствием типично «морского» минерала глауконита. На близость береговой линии указывают достаточно крупные размеры зерен, слагающих породы.

В верхнемеловое время карбонатный состав пород, тонкодисперсность и известковистость глин, органогенно-пелитоморфная структура и тонкослойчатая текстура мергелей и известняков указывают на накопление отложений в нормально-морских условиях внешней зоны сублиторали с низкой гидродинамической активностью морской среды эпиконтинентального бассейна, переходного от мелководно-шельфового к глубоководным при тропическом климате.

В палеоген-неогеновый период текстурно-структурные особенности и известняково-глинистый состав пород подтверждают, что накопление отложений происходило в относительно глубоководных нормально-морских условиях литогенеза с низкой гидродинамической активностью Каспийского моря.

Работа выполнена в рамках ГК 14.В37.21.0586 ФЦП РФ.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ВОЛГО-АХТУБИНСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ

Серебряков Олег Иванович, доктор геолого-минералогических наук, профессор

Астраханский государственный университет
414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Алмамедов Ялчин Лачин-оглы, аспирант

Астраханский государственный университет
414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Волго-Ахтубинское междуречье расположено в пределах высокоперспективной территории юго-западного сектора Прикаспийской впадины. Основные перспективы поисков углеводородного сырья в астраханском Прикаспии связываются с подсольными палеозойскими отложениями. В разрезе палеозоя установлены коллекторы от верхнего девона до ранней перми. В этих отложениях были установлены нефтегазопроявления как в процессе бурения, так и при опробовании в колонне.

Ключевые слова: нефть, газ, междуречье, перспективы, палеозой, опробование.

TECTONIC STRUCTURE OF THE VOLGA-AKHTUBA INTERFLUVE

Serebryakov Oleg I., D.Sc. in Geology and Mineralogy, Professor

Astrakhan State University
1 Shaumjan sq., Astrakhan, Russia, 414000
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Almamedov Yalchin L.O., Post-graduate student

Astrakhan State University
1 Shaumjan sq., Astrakhan, Russia, 414000
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Volga-Akhtuba rivers located within the highly prospective area south-western sector of the Caspian basin. The main prospects of hydrocarbon exploration in the Caspian Astrakhan associated with subsalt Paleozoic sediments. In terms of the Paleozoic reservoirs are installed on the Upper Devonian to Early Permian. These sediments were established oil and gas indications in the process of drilling and testing for the column.

Key words: Oil, Gas, Rivers, Perspectives, Paleozoic, Testing.

Основные перспективы нефтегазоносности связываются с регионально нефтегазоносными отложениями нижнего и среднего карбона, верхнего девона. Практикой нефтегазопроисловых работ на обширной территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции установлено распределение начальных суммарных ресурсов нефти в палеозойских отложениях: более 41 % ресурсов падает на эйфельско-нижнефранский комплекс, 11 % – на верхнедевонский-турнейский, 27 % – на визейский. Оставшийся 21 % приходится на башкирские, верхнекаменноугольные и пермские отложения.

В таблице 1 приведен компонентный состав пластового газа, полученного рекомбинацией из проб газа сепарации и нестабильного конденсата. По данным проведенных исследований, газ метановый, высокосернистый, высокоуглекислый, низкоазотный, низкогелиевый, с высоким потенциальным содержанием конденсата.

В пределах Астраханского свода открыто уникальное Астраханское серогазоконденсатное месторождение в башкирских известняках среднего карбона. Кроме Астраханского серогазоконденсатного месторождения, в башкирских отложениях на северо-восточной периферии Астраханского свода открыты два средних газоконденсатных месторождения с пониженным содержанием сероводорода: Еленовское (Алексеевское) и Табаковское.

Таблица 1

Компонентный состав и свойства пластового продукта

Компоненты	Содержание, моль%
Сероводород	31,13
Углекислый газ	9,02
Азот + редкие	1,01
Метан	50,49
Этан	2,81
Пропан	0,93
Изо-бутан	0,13
Н-бутан	0,40
Изо-пентан	0,28
Н-пентан	0,31
Изо-гексан	0,29
Н-гексан	0,36
Остаток C ₇ +8	2,63
Меркаптановая сера	0,21
Всего	100,0
В составе пластового продукта: мольная доля сухого газа	0,9569
мольная доля газа сепарации	0,9477

Геолого-геофизические исследования, проведенные в пределах Астраханского свода с целью оценки перспектив нефтегазоносности подсолевых палеозойских отложений западного обрамления Прикаспийской впадины, показали, что, помимо башкирского, выделяются три перспективных нефтегазоносных комплекса: терригенный – эйфельско-нижнефранский, карбонатный – турнейский и терригенно-карбонатный – визейский. Эти комплексы обладают хорошими нефтематеринскими свойствами, высоким нефтегенерационным потенциалом и достаточной степенью катагенной преобразованности. В этих комплексах предполагается обнаружение в основном нефтяных скоплений УВ.

В скв. 2 Аркадьевская (с забоем 5974 м), расположенной к северу от Астраханского серогазоконденсатного месторождения, по предварительным результатам, выявлено три возможных продуктивных объекта:

- в отложениях алексинского горизонта визейского яруса;
- в отложениях турнейского яруса;
- в отложениях франского яруса верхнего девона.

Из последнего объекта в процессе бурения был получен аварийный приток нефти.

Прямые признаки нефти в алексинских отложениях были получены в скв. 1 Харахоловская. Отмечены признаки нефтеносности в скв. 1 Геннадьевская.

В скв. 2 Трубкина при проходке девонских отложений на глубине 6518 м получен интенсивный приток (выброс) газа.

В скв. 1 Правомерная при бурении подсолевых отложений по всему разрезу наблюдались газопроявления. В башкирских отложениях в интервале глубин 4215–4320 м получен промышленный приток малосернистого газа, т.е. фактически открыто новое месторождение. Приток газа дебитом 142 тыс. м/сут. был получен при испытании пласта в интервале глубин 5548–5605 м.

Основными причинами, сдерживающими открытие новых залежей УВ в подсолевом палеозое, являются большая глубина залегания нефтегазоносных комплексов (5700–6500 м), низкие коллекторские свойства и, как следствие, низкая изученность разведочным бурением нефтегазоперспективных комплексов.

В надсолевом комплексе в пределах Астраханского свода и ближайшего обрамления мелкие месторождения нефти и газа и их проявления отмечены в породах всех возрастов – от верхнепермских до неоген-четвертичных. По-

тенциальные ресурсы углеводородов надсолевого комплекса оцениваются невысоко. Открытые запасы нефти и газа на сегодняшний день невелики.

В таблице 2 приведена характеристика продуктивных башкирских отложений лабораторными определениями ФЕС.

Таблица 2

Характеристика продуктивных башкирских отложений

Пористость	Объемная плотность	Проницаемость	Остаточная водонасыщенность	Газонасыщенность
93	93	91	72	15

На Разночиновской площади при испытании скв. 4 и 7 Разгульные из отложений аптского возраста нижнего мела и нижнебайосских отложений средней юры был получен приток воды с пленками нефти. При испытании скв. 6 Разгульная из аптских отложений был получен приток нефти дебитом 4,4 м³/сут., из отложений верхней юры – приток нефти дебитом 1,6 м³/сут., а из отложений нижнего байоса – вода и газ.

Газопрооявления установлены также в палеогеновых и неоген-четвертичных отложениях. Газоносными являются пачки и линзы алевролитов с прослоями песков.

В целом в надсолевом комплексе района Астраханского свода возможно открытие мелких по запасам залежей нефти и газа, связанных с литологически и стратиграфически экранированными ловушками, приуроченными к соляным куполам.

Скв. 3 Хвойная, объект 9, проба 15, 2326–2550 м, альбский ярус

Таблица 3

Физико-химическая характеристика конденсата

Параметры	
Плотность при 20 °С, кг/м ³	768
Вязкость кинематическая, сСт при:	
20 °С	1,1
50 °С	0,8
Вязкость динамическая, мПа·с при:	
20 °С	0,9
50 °С	0,6
Содержание, %масс:	
парафина	0,04
смола силикагелевых	0,30
асфальтенов	отс.
серы	0,07
механических примесей	отс.
воды	отс.
Содержание микроэлементов, ррт:	
ванадия (V)	Отс.
никеля (Ni)	отс.
железа (Fe)	отс.
Температура застывания, °С:	
с термообработкой	Ниже минус 40
без термообработки	ниже минус 40
Температура плавления парафина, °С	–
Начало кипения, °С	52
Выход фракций, %об.:	
до 100 °С	11
до 150 °С	43
Параметры:	
до 200 °С	68
до 250 °С	87

Скв. 3 Хвойная, объект 7, проба 11 а, 2975–2991 м, титонский ярус

Таблица 4

Физико-химическая характеристика нефти с конденсатом

Параметры	
Плотность при 20 °С, кг/м ³	829
Вязкость кинематическая, сСт при: 20 °С 50 °С	13,8 3,7
Вязкость динамическая, мПа·с при: 20 °С 50 °С	11,4 3,0
Содержание, %масс: парафина смола силикагелевых асфальтенов серы механических примесей воды	11,6 2,20 0,10 0,47 отс. отс.
Содержание микроэлементов, ррт: ванадия (V) никеля (№) железа (Fe)	0,8 0,2 1Д
Температура застывания, °С: с термообработкой без термообработки	14 6
Температура плавления парафина, °С	54
Начало кипения, °С	65
Выход фракций, %об.: до 100 °С до 150 °С	10 23
Параметры: до 200 °С до 250 °С до 300 °С до 350 °С	34 45 57 72

Скв. 3 Хвойная, объект 6, проба 3 а, 3008–3045 м, титонский ярус

Таблица 5

Физико-химическая характеристика нефти

Параметры	
Плотность при 20 °С, кг/м ³	854
Вязкость кинематическая, сСт при: 40 °С 50 °С	14,4 8,5
Вязкость динамическая, мПа·с при: 40 °С 50 °С	12,1 7,1
Содержание, %масс: парафина смола силикагелевых асфальтенов серы механических примесей воды	13,0 1,90 0,10 0,54 отс. отс.
Содержание микроэлементов, ррт: ванадия (V) никеля (Ni) железа (Fe)	0,9 0,3 1,3
Температура застывания, °С: с термообработкой без термообработки	30 23
Температура плавления парафина, °С	54
Параметры	
Начало кипения, °С	69
Выход фракций, %об.: до 100 °С до 150 °С до 200 °С до 250 °С до 300 °С до 350 °С	5 9 15 22 33 42

Скв. 3 Хвойная

Таблица 6

Физико-химическая характеристика титонских нефтей и конденсатов

3008–3045	2975–2991	2326–2550	Интервал отбора, м
Объект 6, проба 3 а, нефть	Объект 6-А, проба 5, нефть с конденсатом	Объект 7, проба 11 а, нефть с конденсатом	Объект, № пробы
854	852	829	Плотность при 20 °С, кг/м ³
14,4 ²	32,5 ¹	13,8	При 20 °С
8,5	8,2	3,7	При 50 °С
12,1 ²	27,5 ¹	11,4	При 20 °С
7,1	6,8	3,0	При 50 °С
13,0	13,6	11,6	Парафина
1,90	2,20	2,20	Смол
0,10	0,11	0,10	Асфальтенов
0,34	0,32	0,30	Серы
30	26	14	С термообработкой
23	19	6	Без термообработки
54	54	54	Температура застывания, °С
70	68	65	Температура плавления парафина, °С
5	5	10	Начало кипения, °С
10	12	23	Выход фракций, %об. ДЮ °С
15	18	34	
22	27	45	

Список литературы

1. Иванов С. А. Применение дифференциально-нормированного метода электрозвездки на шельфе Каспийского моря / С. А. Иванов, П. Ю. Легейдо, Г. А. Богданов, С. В. Делия, Г. Ю. Кобзарев // Геофизика. – 2004. – № 5. – С. 38–41.
2. Ильин А. Ф. Развитие зон очаговой трещиноватости в подсолевой толще Астраханского свода / А. Ф. Ильин, А. Я. Бродский, В. А. Захарчук // Сборник трудов АНИПИгаз. – Астрахань, 2003. – № 3. – С. 18–23.
3. Кунин Н. Я. Глубинное строение Прикаспийской впадины по данным сейсмических зондирований и некоторые вопросы ее происхождения / Н. Я. Кунин, Ю. А. Волож, В. А. Циммер, Г. И. Семенова. – М. : Недра, 1974. – С. 29–48.

References

1. Ivanov S.A., Legejdo P.Ju., Bogdanov G.A., Delija S.V., Kobzarev G.Ju. Primenenie differencial'no-normirovannogo metoda jelektrorazvedki na shel'fe Kaspijskogo morja [Application differential normirovannogo an electroinvestigation method on a shelf of the Caspian Sea]. *Geofizika* [Geophysics], 2004, no. 5, pp. 38–41.
2. Il'in A.F., Brodskij A.Ja., Zaharchuk V.A. Razvitie zon ochagovoj treščinovatosti v podsolevoj tolwe Astrahanskogo svoda [Development of zones of an ochagovy treshchinovatost in podsolevy thickness of Astrakhan Anticline]. *Sbornik trudov ANIPigaz* [Collection of works of Astrakhan Research and Design Institute of the Gas Industry]. Astrakhan, 2003, no. 3, pp. 18–23.
3. Kunin N.Ja., Volozh Ju.A., Cimmer V.A., Semenova G.I. *Glubinnoe stroenie Pri-kaspijskoj vpadiny po dannym sejsmicheskikh zondirovanij i nekotorye voprosy ee proi-shozhdenija* [Deep structure of Precaspian Depression according to seismic zondirovaniye and some questions of its origin]. Moscow: Nedra, 1974, pp. 29–48.

ГАЗОГИДРАТЫ – ПРОДУКТ ГЛУБИННОЙ ДЕГАЗАЦИИ ЗЕМЛИ

Попков Василий Иванович, доктор геолого-минералогических наук, академик РАН, профессор

Кубанский государственный университет
350040, Россия, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149
E-mail: geoskubsu@mail.ru

Соловьев Владимир Алиевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор

Кубанский государственный университет
350040, Россия, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149

Соловьева Лидия Павловна, доктор геолого-минералогических наук, профессор

Кубанский государственный университет
350040, Россия, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149

На основе изучения грязевого вулканизма, сейсмичности и газогидратов Черноморско-Каспийского региона предложена дегазационная модель формирования газогидратов, которые, как и большинство углеводородов, образуются в очагах сейсмичности. С очагами формирования их связывают литрические разломы, по которым газ достигает соответствующего уровня и скапливается в виде залежей газогидратов.

Ключевые слова: газогидраты, химия газогидратов, физика газогидратов, геология газогидратов, солитонная концепция, дегазационная модель.