

13. Sianisjan Je. S. Sovremennoe sostojanie i perspektivy razvitija resursnoj bazy uglevodorodnoj sostavljajuwej TJeK Juzhnogo federal'nogo okruga / Je. S. Sianisjan, Ju. V. Raspopov, G. K. Budkov, V. M. Andreev // Geologija nefiti i gaza. – 2009. – № 4. – S. 2–9.
14. Hackel' M. L. Novye perspektivy razvitija neftegazoposkovykh rabot v Rostovskoj oblasti / M. L. Hackel', A. A. Turchenko // Neft' i gaz juga Rossii, Chernogo, Azovskogo i Kaspijskogo morej-2008 : sb. tez. – Gelendzhik : GNC FGUGP "Juzhmorgeologija", 2010. – 47 s.
15. Shnip O. A. Geologicheskie kriterii ocenki perspektiv porod fundamenta na neft' i gaz / O. A. Shnip // Geologija nefiti i gaza. – 2000. – № 5. – 21 s.
16. Shnip O. A. Metodika poiskov skoplenij nefiti i gaza v porodah fundamenta / O. A. Shnip // Geologija nefiti i gaza. – 2005. – № 5. – 22 s.
17. Shuster V. L. Neftegazonosnost' kristallicheskogo fundamenta / V. L. Shuster // Geologija nefiti i gaza. – 1997. – № 8. – 17 s.

ПРОГНОЗ КОЛЛЕКТОРОВ И НЕФТЕНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

Серебряков Алексей Олегович, доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой, Астраханский государственный университет, 414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: AOSSAO@yandex.ru

Серебрякова Оксана Андреевна, ассистент, Астраханский государственный университет, 414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: geologi2007@yandex.ru

Серебряков Андрей Олегович, старший преподаватель, Астраханский государственный университет, 414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: geologi2007@yandex.ru

Исследованы коллекторские свойства и нефтеносности аналогов палеозойских отложений Каспийского моря, развитых на месторождениях в северной акватории и на прибрежной суше. Спрогнозированы величины дебитов нефти, пористость пород и их нефтенасыщенность, объемные толщины коллекторов в палеозойских породах.

Ключевые слова: коллектор, нефтеносность, палеозой, Каспийское море, порода.

FORECAST OF COLLECTORS AND OIL PALEOZOIC DEPOSITS OF NORTHERN CASPIAN

Serebryakov Alexei O., D.Sc. in Geology and Minerology, Professor, Head of Department, Astrakhan State University, 1 Shaumjan sq., Astrakhan, 414000, Russia, e-mail: AOSSAO@yandex.ru

Serebryakova Oksana A., Assistant, Astrakhan State University, 1 Shaumjan sq., Astrakhan, 414000, Russia, e-mail: geologi2007@yandex.ru

Serebryakov Andrei O., Senior Lecturer, Astrakhan State University, 1 Shaumjan sq., Astrakhan, 414000, Russia, e-mail: geologi2007@yandex.ru

Investigated the reservoir properties and oil-bearing analogs of Paleozoic sediments of the Caspian Sea, to develop the fields in the northern coastal waters and on land. Predict values of flow rates of oil, porosity and oil saturation of rocks, three-dimensional thickness of the reservoirs in Paleozoic rocks.

Key words: collector, oil content, Paleozoic, the Caspian Sea, the breed.

Добыча нефти на Каспийском море осуществляется с начала XX в. в Бакинской акватории. На северной акватории Каспия добыча нефти осуществляется с начала XXI в. Основным объектом добычи на юге и севере Каспия являются месторождения неогеновых и мезозойских отложений, которые детально разведаны геофизическими и буровыми работами. Это позволяет относить открытые и еще не выявленные месторождения в неогене и мезозое к традиционным объектам добычи углеводородного сырья. Однако наиболее перспективными комплексами пород для добычи из них нефти, газа и конденсата являются палеозойские отложения, к которым имеется доступ для современной техники в северной акватории, где отложения палеозоя находятся на глубинах 5–5,5 км. Успешное открытие в палеозое северной акватории нефтяных гигантов Кашаган и в береговой зоне – Тенгиз – резко расширяет перспективы палеозоя на всей северной акватории.

Ниже приведен аналоговый прогноз коллекторских свойств и нефтеносности палеозоя в северном Каспии, в особенности в морской части Прикаспийского нефтегазоносного района, который является наиболее перспективным нефтеносным бассейном на Евразийской территории. Основная часть запасов, разведанных во впадине, приурочена к подсолевой части палеозойского разреза по периферии бассейна. Здесь выявлены гигантские нефтяные, газовые и конденсатные месторождения, которые приурочены к подсолевой толще. К ним относятся Карачаганк и Оренбургское месторождения на севере, Кенкияк и Жнажол на юго-востоке, Астраханское месторождение на западе. На юго-востоке открыто месторождение Кашаган, расположенное непосредственно на северо-восточном шельфе Каспийского моря и являющееся частью огромного кольцеобразного комплекса карбонатных построек диаметром 500 км, в который входит Тенгиз и Королевское месторождения, месторождения Каратон, Тажигали и Пустынное.

Прикаспийская впадина, на которой расположены гигантские месторождения, обладает следующими характеристиками. Растительность бедная, солончаковая, характерная для полупустынь; распространены кустарники высотой от 0,5 м, верблюжья колючка и полынь, местами ратсет камыш. Климат резко континентальный: с холодной зимой (до -30 °С) и жарким летом (до +45 °С). Снеговой покров обычно ложится в середине ноября и сохраняется до конца марта. Глубина промерзания почвы – до 1,5–2 м. Основное количество осадков выпадает в весенний и осенний периоды, среднегодовое количество их нередко превышает 200 мм. Характерны сильные ветры: зимой преимущественно восточного и северо-восточного направления, летом – западного и северо-западного. Зимой нередки снежные бураны, летом – суховеи и песчаные бури.

Нефть Тенгизского месторождения поступает на газоперерабатывающий завод, который на 5-ти технологических линиях обеспечивает добычу и переработку нефти от 12,7 млн т до 13,1 млн т в год. Производство товарной нефти и переработка газа обеспечивается комплексными технологическими линиями. Предусматривается дальнейшее расширение завода и увеличение добычи нефти до 30 млн т.

Промышленная нефтеносность палеозойских отложений установлена на месторождениях Тенгиз и Кашаган, при опробовании скважины Т-1 в 4054–4095 м получен приток нефти дебитом 100 м³/сут. Кашаган-Тенгизское гигантское месторождение представляет собой карбонатную платформу, состоящую из карбонатных массивов ранне-среднекаменноугольного возраста,

расположенных на общем девонском карбонатном основании. В стратиграфическом плане вскрытый разрез осадочной толщи представлен отложениями от верхнедевонских до четвертичных образований. В тектоническом плане месторождение расположено в южной части Прикаспийской нефтегеологической провинции и приурочено к Тенгиз-Кашаганской сейсмогеологической области. Зарождение Тенгиз-Кашаганской платформы генетически связано с тектоническими процессами позднефранско-ранневизейского времени, которые сопровождались устойчивым прогибанием эйфельско-раннефранского внешнего шельфа Восточно-Европейской платформы. Окончательно современный облик Тенгиз-Кашаганская платформа приобрела в раннепермское время, когда она была перекрыта аргиллитами и мощной толщей солей, ставшими надеждными флюидоупорами.

В составе подсолевых карбонатных массивов выделяются три основные части: платформенная, бортовая и крыльевая (склон). Коллектор разделен на три стратиграфические единицы – объекты I, II, III. Объект I включает отложения башкирско-серпуховско-окского возраста. На склонах карбонатного массива нижневизейско-турнейский комплекс пород выделен в объект II. Объект III составляют девонские отложения. В целом все три объекта образуют единую гидродинамическую систему, чему способствует наличие обширных трещиноватых зон в рифовых и биогермных постройках, окаймляющих платформу и непосредственно контактирующих с коллекторами I и II объектов. Об этом свидетельствует единый характер падения пластового давления в процессе разработки залежи в разных ее частях: на платформе, на борту и на склонах, где нефть добывается из девонских отложений.

I объект является наиболее изученным. Породы башкирского яруса обладают повышенной пористостью. Практически по всему разрезу отмечается наличие межзерновой и внутризерновой пористости, реже следовой, в верхней части разреза поровое пространство увеличено за счет процессов выщелачивания. Продуктивность I объекта в различных структурно-фациальных зонах месторождения обеспечивается получением промышленных притоков из башкирских, серпуховских и окских отложений.

Башкирские отложения характеризуются дебитами нефти из скважин, расположенных в платформенной части, которые варьировали от 111 м³/сут. через 15,2 мм штуцер до 482 м³/сут. через 10 мм штуцер, в бортовой части от 483 м³/сут. через 8 мм до 2971 м³/сут. через 22,2 мм штуцер. Необходимо отметить, что после проведения СКО дебиты нефти значительно увеличились. Так, в скважинах, расположенных на платформе, дебит нефти составил 878 м³/сут.; в скважинах, расположенных в бортовой части, дебит увеличился до 1840 м³/сут.

Серпуховские отложения характеризуются дебитами скважин, расположенных в бортовых частях и на склоне, которые изменялись от 408 м³/сут. до 483 м³/сут. При пробной эксплуатации скважин, расположенных в зоне развития рифовых и биогермных построек, дебиты нефти из серпуховской части разреза составляли от 548 м³/сут. через штуцер 32 мм до 2872 м³/сут. через 30 мм штуцер.

Окские отложения характеризуются дебитами, которые изменялись от 381 м³/сут. до 507,5 м³/сут. через 8 мм штуцер. В скважинах, находящихся в склоновых частях, дебиты нефти составили от 351 м³/сут. до 441 м³/сут. через 8 мм штуцер.

Стратиграфическим разделом I и II объекта является пачка переслаивающихся туфоаргиллитов и карбонатно-глинистых отложений, называемая «вулканик», залегающая в кровле тульского горизонта. Эта пачка четко прослеживается и имеет толщину 40–50 м. Ниже «вулканика» залегают отложения нижнекаменноугольного (турнейско-ранневизийского) возраста, объединенные во II объект разработки.

II объект включает отложения турнейского яруса толщиной 200–250 м, которые характеризуются относительно однообразным составом. Коллектор представлен биолитокластовыми породами с прослоями микросгустковых и водорослевых известняков, литокластовыми грейнстоунами, литобиокластовыми и пеллоидными пакстоунами, реже вакстоунами с прослоями комковато-сгустковых известняков. В верхах разреза породы часто перекристаллизованы и доломитизированы, участками сильно окремнены. Породы слабопроницаемы.

Структурная карта поверхности II нефтегеологического объекта подобна первому объекту. По оконтуривающей изогипсе минус 5300 м, размеры составляют 24*21 км. Плоский свод имеет отметку минус 4600 м, а в северной и западной части отмечены отдельные поднятия с глубинами залегания нижневизийских отложений 4500–4400 м. Максимальная амплитуда составляет 900 м. На отметках 5200–5300 м залегают преимущественно глинистые сейсмофации подножия, которые являются разделом между II и III объектами.

Продуктивность объекта установлена по данным скважин. Максимальные дебиты нефти получены в скважинах, расположенных в присклоновых частях, от 1805 м³/сут. до 676 м³/сут. В то же время в скважинах, расположенных в аналогичных зонах, дебиты нефти, полученные на разведочном этапе при опробовании, составляют от 46 м³/сут. до 379 м³/сут.

III объект в стратиграфическом плане относится к позднефранко-фаменским отложениям верхнего девона. Породы представлены мелкозернистыми доломитизированными известняками, пеллоидными и биокластовыми вакстоунами и пакстоунами с рассеянными брекчированными водорослевыми известняками. Поднятие по III объекту оконтуривается изогипсой минус 5450 м и имеет форму почти правильной окружности с вырезанным северо-западным сектором и максимальную амплитуду 400–500 м. Разрезы составляют 20*13 км. Толщины III объекта при нижней границе, оконтуривающей изогипсой максимально возможному положению ВНК, на отметке минус 5450 м до 450–500 м.

Продуктивность отложений девона доказана скважиной Т-10, в которой из интервала 5381–5413 м получен приток нефти дебитом 496 м³/сут. через 8 мм штуцер. Скважина находится в эксплуатации с устойчивым дебитом 1500 м³/сут. Самой нижней отметкой получения нефти является отметка минус 5428,9 м (подошва опробования). Материалы длительной эксплуатации с высоким суточным дебитом свидетельствуют о том, что нефть может залегать намного ниже этой отметки. При испытании скважины Т-6846 открытым стволом нижняя отметка получения нефти – минус 5461,8 м (по данным РЛТ). В скважине Т-47 при опробовании интервала (-5378–5459 м) получено 99 % воды. В скважине Т-6337 при отборе проб вода получена с отметки минус 5400 м. Таким образом, промысловые исследования подтверждают, что водо-нефтяной контакт приурочен к девонской части палеозойского разреза. Принимая во внимание материалы опробования, нижняя граница нефтенасыщения находится на отметке минус 5450 м.

Палеозойский карбонатный комплекс пород, представленный преимущественно неглинистыми известняками с прослоями тонких рассеянных туфогенных аргиллитов и незначительными слоями доломитов, характеризуется сложной структурой порового пространства, что обусловлено первичными условиями осадконакопления, диагенетическими и эпигенетическими процессами. Большое влияние на формирование пористости оказали процессы выщелачивания, перекристаллизации и образования трещин. С другой стороны, заполнение пор битумом, вторичным кальцитом, доломитом, окремление приводили к ухудшению емкостных свойств.

Результаты исследования керна подтверждаются с учетом того, что пористость пород изменяется от 0,1 до 24 %. Проницаемость по керну изменяется от 0,001 мд до 800 мд. Попутное пространство пород-коллекторов довольно сложное и складывается из первичной межзерновой пористости, вторичных пор, каверн и трещин. В палеозойских отложениях выделяются три типа коллекторов:

- поровый;
- трещинно-каверно-поровый, каверно-поровый;
- трещинный.

Поровые, каверно-поровые и трещинно-каверно-поровые коллектора развиты в пределах платформы, включая бортовые части, а также на отдельных участках склона. Широкое развитие на склоне (микробинальные бандстоунные постройки) получили трещинные коллектора.

Наибольшая пористость пород отмечается в башкирских и окских отложениях I объекта в сводовых и присводовых частях массива. При этом пористость отдельных интервалов разреза достигает 25 %. В окских отложениях, при сохранении тенденции распространения наибольших значений пористости в сводовой и присводовой частях, средняя пористость составляет 13 %. С глубиной, а также к краям платформы и наибольшей части склона происходит уменьшение пористости пород.

Породы практически лишены терригенных и других примесей, содержание нерастворимого остатка в основном не превышает 5–6 % и составляет около 5 %. Нерастворимый остаток представлен преимущественно твердым битумом, что является своеобразной особенностью палеозойских отложений.

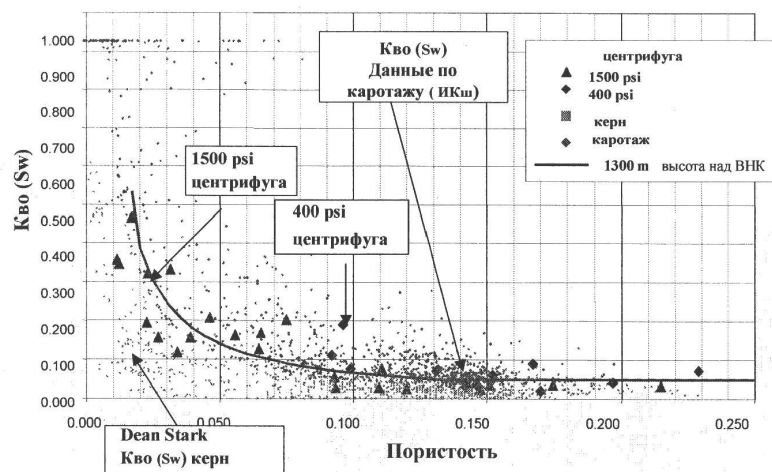


Рис. 1. Сравнение значений $K_{во}$ керна – $K_{во}$ каротаж (по материалам "Core Laboratories")

Коэффициент открытой пористости определяется с поправкой на битуминозность пород:

$$K_{п \text{ керн}} + 0,53 * V_{\text{бит.}}$$

где 0,53 – средняя величина увеличения пористости на 1% битума.

Остаточная водонасыщенность палеозойских отложений, связанная с положением пласта относительно уровня свободной воды (ВНК), характеризуется уравнением вида:

$$K_{\text{ов}} = 10^{(ax+b)},$$

где x – пористость, а и b зависят от высоты над уровнем свободной воды (ВНК).

На рисунке 1 показаны результаты определения $K_{\text{ов}}$ по керну и каротажу. Коэффициент нефтенасыщенности определялся с использованием зависимости коэффициента водонасыщенности от коэффициента открытой пористости.

Нефтенасыщенность толщины, пористость, нефтенасыщенность и удельные объемы палеозойских отложений по выделенным фациальным зонам приведены в таблице.

Таблица

Нефтенасыщенные толщины, средневзвешенные пористость, нефтенасыщенность и удельный объем нефтенасыщенных пород палеозойских отложений

Глубина пород, м	h объекта, м	Прогноз палеозойских отложений					
		Толщина коллектора, м	h коллектора, м	$K_{п}$	$K_{нг}$	$h * K_{п}$	$h * K_{п} * K_{нг}$
1 объект							
Башкирский ярус							
Платформа							
4015–4035	19,2	4015–4035	18	0,008	0,677	0,154	0,104
4035–4120	85,4	4035–4120	85	0,077	0,911	6,498	5,936
4055–4130	71,9	4055–4130	71	0,030	0,762	2,113	1,609
4065–4155	92,0	4065–4160	92	0,082	0,918	7,488	6,873
Баундстоун							
4670–4850	181,7	4670–4845	175	0,045	0,831	7,923	6,587
5005–5200	196,0	5005–5200	190	0,047	0,891	8,990	8,012
Склон							
5150–5160	5,9	5155–5160	6	0,017	0,292	0,103	0,030
5410–5435	24,2	5410–5435	24	0,050	0,510	1,200	0,612
Серпуховский ярус							
Платформа							
4122–4181	58,8	4120–4180	60	0,098	0,931	5,785	5,384
4129–4245	117,9	4130–4160	30	0,029	0,742	0,878	0,651
4155–4265	105,6	4157–4263	105	0,067	0,897	7,128	6,399
4240–4355	115,2	4240–4355	115	0,039	0,804	4,469	3,593
4265–4365	100,7	4265–4365	100	0,053	0,850	5,316	4,516
Баундстоун							
4935–4960	22,4	4935–4960	20	0,023	0,571	0,493	0,281
4995–5250	253,9	4995–5250	245	0,038	0,703	9,200	6,464
5200–5375	175,6	5200–5375	175	0,022	0,785	3,813	2,995
Склон							
5159–5210	51,1	5160–5210	50	0,027	0,580	1,392	0,807
5435–5580	146,9	5433–5580	150	0,028	0,001	4,141	0,003

Окский надгоризонт							
Платформа							
4180–4490	309,1	4181–4483	300	0,076	0,905	23,027	20,851
4263–4496	233,5	4263–4495	235	0,079	0,900	18,433	16,770
4305–4500	193,5	4305–4500	195	0,054	0,859	10,360	8,900
4283–4515	232,3	4280–4515	235	0,097	0,924	22,608	20,886
4365–4610	243,9	4365–4610	245	0,060	0,865	16,474	14,244
Баундстоун							
4935–4995	55,9	4935–4995	55	0,055	0,825	3,04	2,507
4596–4620							
5133–5235							
Склон							
5210–5290	73,2	5210–5285	75	0,021	0,481	1,558	0,749
5580–5595	14,3	5580–5595	15	0,046	0,000	0,662	0,000
II объект							
Платформа							
4590–4625	36,7	4585–4690	30	0,016	0,289	0,486	0,140
5285–5385	100,5	5285–5385	100	0,004	0,743	0,436	0,324
4570–5250	681,5	4570–5255	675	0,021	0,667	14,392	9,595
5235–5406	172,3	5235–5410	175	0,02	0,333	3,464	1,152
Склон							
4995–5000	8	4995–5000	8	0,066	0,86	0,53	0,455
4515–4635	118	4515–4635	118	0,019	0,575	2,200	1,275
4850–5180	353	4830–5185	353,6	0,083	0,846	29,503	24,953
5235–5280	44	5235–5280	18,4	0,038	0,69	0,691	0,472
III объект							
Платформа							
5200–5260	59	5200–5255	54,6	0,030	0,559	1,625	0,908
5250–5510	257	5250–5510	193,0	0,012	0,218	2,364	0,519
5145–5445	283	5165–5445	282,5	0,022	0,369	6,229	2,299
5135–5700	565	5135–5450	314,4	0,015	0,247	4,616	1,142
Склон							
5385–5415	29	5285–5415	29,3	0,06	0,842	0,763	0,629
5405–6020	615	5405–5450	44	0,038	0,409	1,688	0,691
5280–5330	50	5280–5330	26,4	0,046	0,673	2,319	1,560

Прогноз физико-химических свойств нефти и газа палеозойских отложений северной акватории Каспийского моря осуществлен на основе термобарических и геохимических исследований. С увеличением глубины залегания повышаются давление и температура. При повышении давления увеличиваются плотность и вязкость пластовой нефти, по высоте залежи остаются практически постоянными. На отметке -4300 м плотность пластовой нефти равна 620,6 кг/м³, а вязкость – 0,232 мПа*с, на отметке -5300 м соответственно 617,6 кг/м³ и 0,2296 мПа*с. Следовательно, незначительно отличаются по высоте залежи, объемный коэффициент и многие другие параметры, зависящие от пластового давления.

По результатам исследований плотность палеозойских пластовых нефтей прогнозируется в пределах 600–620 кг/м³, давление насыщения нефти газом при пластовой температуре равно 25–30 Мпа, газосодержание при разгазировании пластовой нефти 570–600 м³/т, динамическая вязкость пластовой нефти 0,2 мПа*с.

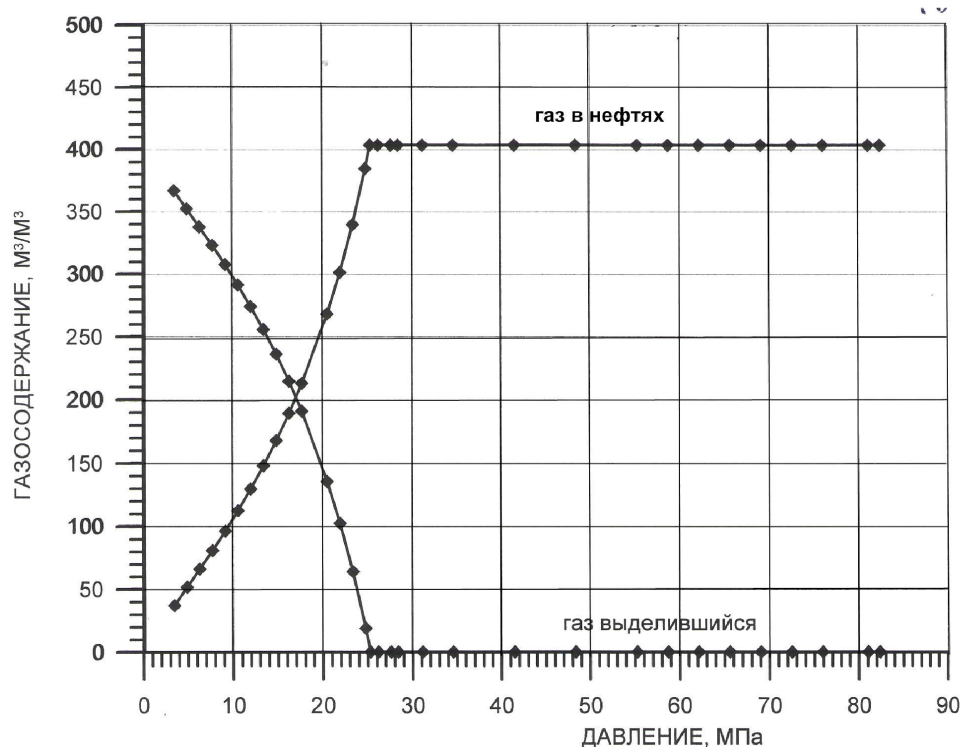


Рис. 2. Прогноз газосодержания в пластовых условиях

После дифференциального разгазирования плотность палеозойских нефтей составит 780–800 кг/м³, газосодержание – 500–550 м³/т, объемный коэффициент – 1,9–2, динамическая вязкость разгазированной нефти – 2,1 мПа*с.

По товарной характеристике палеозойские нефти сернистые (содержание серы 0,9–1 %), малосмолистые (около 1 %), парафиновые (3–5 %). Объемный выход светлых фракций при разгонке до 300 °С до 70 %.

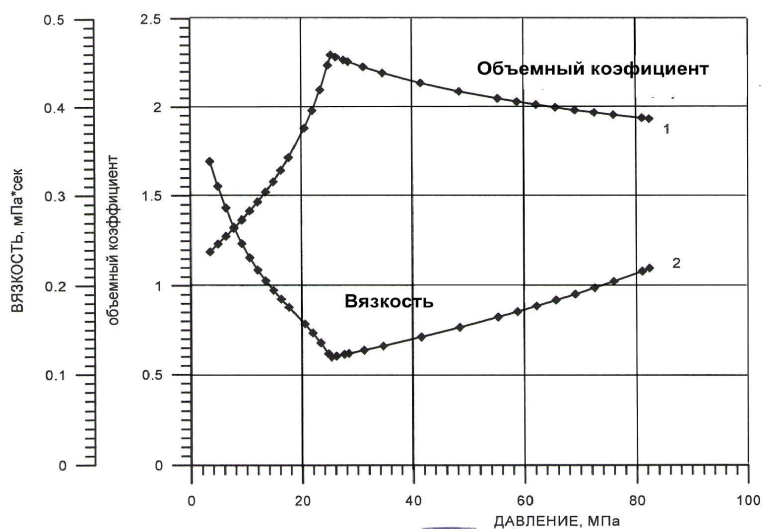


Рис. 3. Прогноз объемного коэффициента и вязкости газа в пластовых условиях месторождения Тенгиз

Мольное содержание компонентов в смеси газов, выделившихся из нефтей при дифференциации разгазирования, составит: азота – 1,5–3 %, метана 55–60 %, этана – 10–59 %, пропана – до 5 %, высших углеводородов (пропан + высшие до 10 %), гелия – 0,02 %. Относительная плотность газа по воздуху 0,8–0,9 %.

Гидрогеологические исследования палеозойской водоносной системы смежных регионов подтверждают (Зорькин, 1980; Ильченко, 2003; Серебряков, 2010 и др.), что палеозойские воды близки по физическим свойствам гидрохимическому составу и седиментационной природе с участием в формировании глубинных вод различного генезиса. Они характеризуются плотностью 1030–1050 кг/м³ и минерализацией 35–50 г/л. Общая жесткость варьирует от 70 до 170 мг/экв/л, рН среды нейтральная (до 6,9), генетический тип вод по классификации В.А. Сулина хлоркальциевый, с преобладанием в составе воды ионов хлора (49,5 %) и ионов натрия (49,0 %), воды сильно метаморфизованы и практически бессульфатны, что характерно для вод подсолевого комплекса.

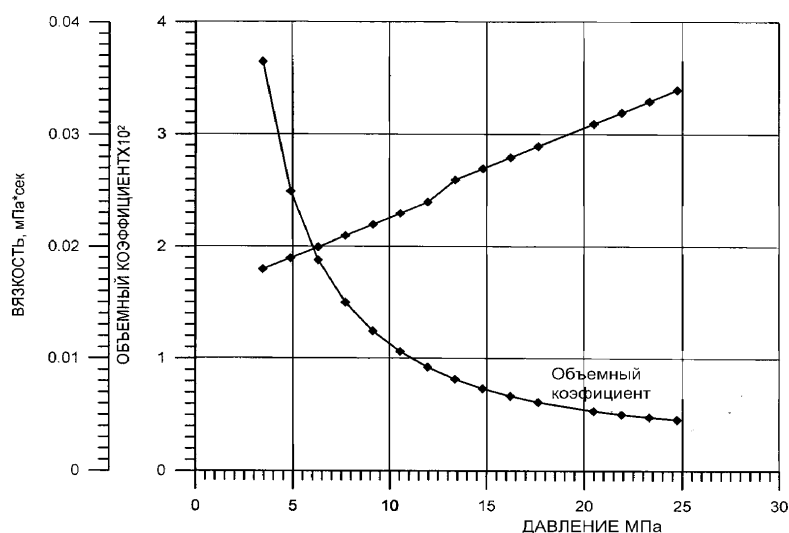


Рис. 4. Прогноз вязкости и объемного коэффициента газа в пластовых условиях

Глубинное происхождение вод подтверждается присутствием в их составе лития (до 14 мг/л), который, наряду с цезием, является индикатором вод. Из микрокомпонентов присутствуют бор, бром, йод, аммоний и стронций, но содержание их в водах незначительное. Возможно присутствие сероводорода, содержание которого составил 1,5–2 г/л. Коэффициент сжимаемости пластовых вод составил $4 \cdot 10^{-5}$. Коэффициент динамической вязкости вод при пластовой температуре более 100 °С – 0,28–0,30 мПа*с. Воды таких систем агрессивны по отношению к бетону и цементу и будут обладать высокой коррозионной активностью к стали и металлам (медь, цинк, железо).

Список литературы

1. Серебряков А. О. Геоэкология поисков, добычи и переработки нефти в морских акваториях : монография / А. О. Серебряков. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2011. – 444 с.
2. Серебряков А. О. Морская инженерная геология : монография / А. О. Серебряков. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2008. – 314 с.

3. Серебряков А. О. Рациональное природопользование ресурсами месторождений нефти и газа : монография / А. О. Серебряков, В. С. Мерчева. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012. – 492 с.

4. Серебряков А. О. Экология и парагенез кислых газов, нефти и воды солеродных регионов : монография / А. О. Серебряков. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012. – 505 с.

References

1. Serebrjakov A. O. Geojekologija poiskov, dobychi i pererabotki nefiti v morskih akvatorijah : monografija / A. O. Serebrjakov. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2011. – 444 s.

2. Serebrjakov A. O. Morskaja inzhenernaja geologija : monografija / A. O. Serebrjakov. – Astrahan' : Izd. dom "Astrahanskij universitet", 2008. – 314 s.

3. Serebrjakov A. O. Racional'noe prirodnopol'zovanie resursami mestorozhdenij nefiti i gaza : monografija / A. O. Serebrjakov, V. S. Mercheva. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012. – 492 s.

4. Serebrjakov A. O. Jekologija i paragenez kislyh gazov, nefiti i vody solerodnyh regionov : monografija / A. O. Serebrjakov. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012. – 505 s.