

но-Российский вестник геологии, географии глобальной энергии. – 2004. – № 3 (9). – С. 159–163.

10. Яншин А. Л. Геология Северного Приаралья. Стратиграфия и история геологического развития / А. Л. Яншин // Материалы к познанию геологического строения СССР. – М. : Изд-во Моск. о-ва испыт. природы, 1953. – Вып. 15 (19). – 675 с.

## **АНАЛОГОВЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЯ КАСПИЙСКОГО МОРЯ**

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

Рецензент: Бакирова С.Ф.

Исследованы геологическое строение и нефтегазоносность месторождений-гигантов, которые могут служить структурными аналогами в акватории Каспийского моря.

Geological structure and oil and gas bearing of fields-giants have been studied that can serve as structural analogues in the Caspian sea.

*Ключевые слова:* прогноз, нефтегазоносность, палеозой, Каспийское море, аналогия.

*Key words:* prospect, oil and gas bearing, Paleozoic, the Caspian sea, analogy.

В последние годы осуществляются интенсивные геологоразведочные работы по освоению нефтегазовых ресурсов северной акватории Каспийского моря, в пределах которого выявлено гигантское нефтяное месторождение Кашаган, являющееся структурно-тектоническим морским продолжением Тенгиз-Кашаганской систем поднятий. Тенгизское месторождение расположено в зоне перехода «Море-берег», его скважины – в непосредственной близости от акватории, вследствие чего уточнение геологического строения и нефтегазоносности Тенгиз-Королевского нефтяного гиганта имеет непосредственное значение для детального изучения акватории Каспийского моря.

Тенгизское и Королевское месторождения представляют собой карбонатную платформу, состоящую из карбонатных массивов ранне- и среднекаменноугольного возраста, расположенных на общем девонском карбонатном основании. В географическом плане месторождения расположены в юго-восточной части Прикаспийской нефтегеологической провинции и тектонически приурочены к Тенгиз-Кашаганской сейсмогеологической области.

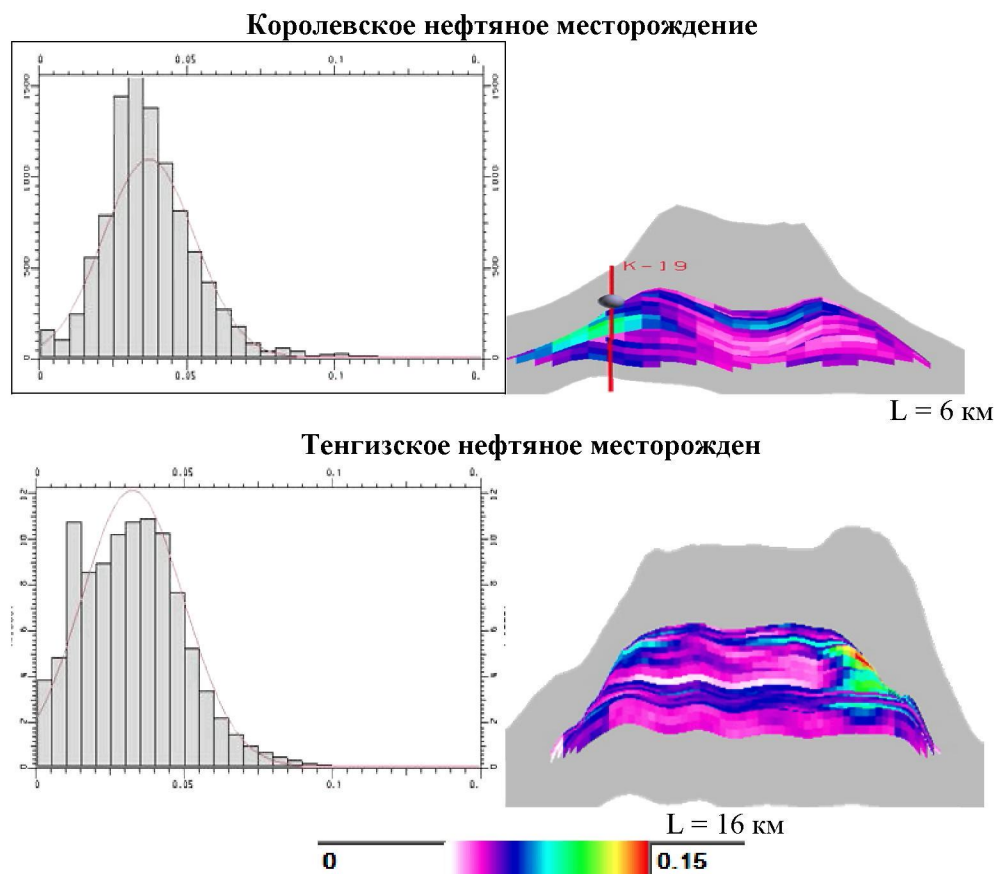


Рис. 1. Геологическая модель объемов Тенгиз-Королевского гиганта (по материалам ChevronTexaco)

Тенгизско-Королевская карбонатная постройка, к которой приурочены залежи нефти, имеет трапецевидную форму: плоскую кровлю и крутые крылья. Ее размеры по изогипсе -5000 м приведены на рисунке 1, этаж нефтеносности превышает 1400 м. Карбонатный резервуар ограничивается глубоководными глинистыми (глинисто-карбонатными) отложениями бассейна, не являющимися коллекторами и играющими роль надежного латерального флюидоупора. Покрышкой для залежей нефти служит толща пород нижнепермского возраста, включающая глинисто-карбонатные отложения артинско-московского возраста и сульфатно-галогенные породы кунгурского яруса толщиной до 1655 м (рис. 1).

По последним данным сейсмических исследований и бурения скважин, в составе карбонатного массива выделены три основные части: платформенная, бортовая (рим, марджин) и крыльевая (склон). Коллектор разделяется на три стратиграфические единицы – объекты I, II, III по следующим факторам: наличием эффективной мощности; наличием туфов и карбонатно-глинистых вулканических отложений толщиной 40–50 м, изолирующих башкирско-серпуховско-окскую часть коллектора в пределах платформы от нижневизейско-турнейской; резко различными свойствами в различных интервалах коллектора; различиями в проницаемости и пористости коллекторов в разных объектах (рис. 3).

Объект I включает отложения башкирско-серпуховско-окского возраста и как бы облегает на склонах карбонатного массива нижневизейско-турнейский комплекс пород, выделенных 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 (рис. 2), окаймляющих платформу и непосредственно контактирующих с коллекторами I и II объектов, разделенных в пределах платформы «вулкаником». Об этом свидетельствует единый характер падения пластового давления в процессе разработки залежи в разных ее частях: на платформе, на борту и на склонах, включая самую отдаленную погруженную северо-восточную часть месторождения в районе скважины Т-10.

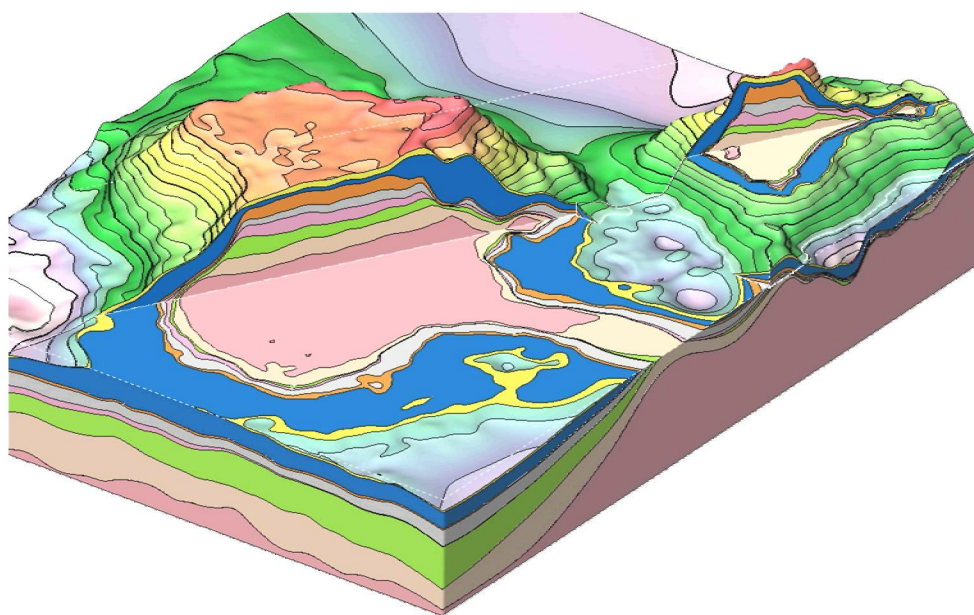


Рис. 2. Геологическая модель Тенгиз-Королевского гиганта (по материалам ChevronTexaco)

*I объект* является наиболее изученным как в плане литологофациального анализа пород, так и в отношении продуктивности и эксплуатационной характеристики скважин. Башкирская часть разреза вскрыта в разных зонах и в разном объеме во всех скважинах (кроме скважины Т-18); серпуховские отложения – в 89 скважинах, окские – в 64 скважинах. Наибольшее количество пробуренных скважин и, следовательно, проведенных исследований приходится на платформенную часть структуры, тогда как склоны изучены менее детально.

В платформенной части породы I объекта сложены биокластовыми пакстоунами и грейнстоунами, водорослево-форамениферовыми известняками с прослоями ракушечняковых грейнстоунов и рудстоунов.

В пределах верхнего склона отложения крайне неоднородны и представлены неотсортированными лито-биокластовыми пакстоунами, толщами водорослевых и обломочных известняков. Породы неравномерно перекристаллизованы и доломитизированы.

В подножии склона отложения представлены тонкослоистыми карбонатно-глинистыми отложениями и мелкообломочными биокластовыми вакстоунами с прослоями пакстоунов.

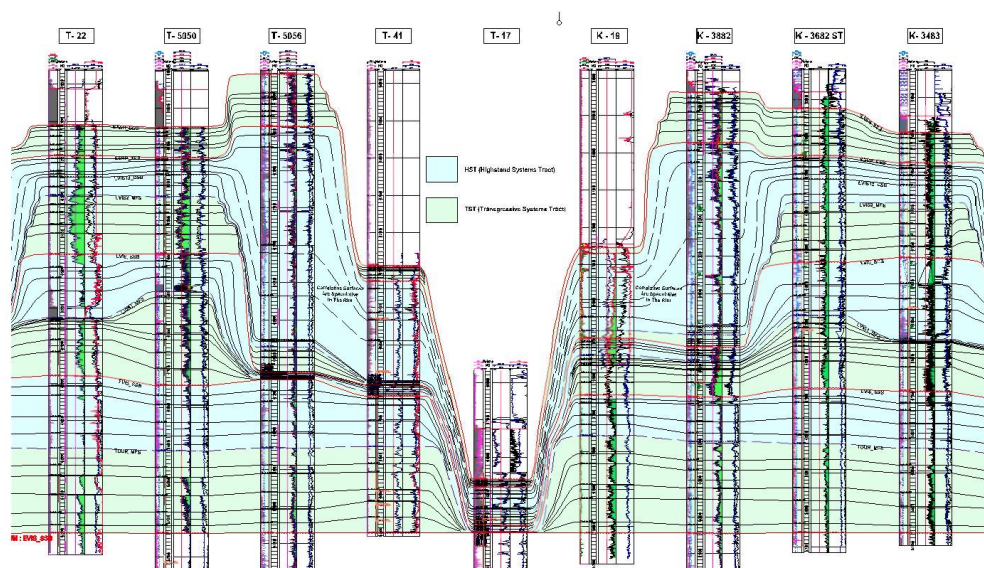


Рис. 3. Геолого-геофизическая корреляция пород Тенгиз-Королевского гиганта (по материалам Agip CSO, TCO, Eni)

В пределах первого объекта выделяется рим, характеризующийся местными буграми сейсмофаций и состоящий из кораллового и скелетного пакстоуна и локального микробияльного баундстоуна башкирского и серпуховского возраста (Т-5056, Т-41, Т-40, Т-42, Т-43). Для пород, слагающих рим, характерны субвертикальные трещины и каверны.

Породы башкирского яруса (по данным исследований скважины Т-220) обладают повышенной пористостью. Практически по всему разрезу в грейнстоунах отмечается наличие межзерновой и внутризерновой пористости, реже следовой, в верхней части разреза поровое пространство увеличено за счет влияния процессов выщелачивания. Каверны приурочены, в основном, к обломочным разностям.

Структура Тенгиз по поверхности башкирских отложений (по кровле I объекта) высокоамплитудной изометричной формы. По оконтуривающей изогипсе -5000 м размеры поднятия составляют 22 × 23 км. Свод поднятия плоский, имеет отметки 4,1–4,2 км и под углом порядка одного градуса наклонен в юго-западном направлении. Крылья структуры достаточно крутые, углы наклона достигают 20–25°. Вблизи начала крутого склона свод поднятия осложнен цепочкой локальных поднятий, амплитудой 100–200 м, образующих рим. Цепочка локальных поднятий рима охватывает северо-западную, северную и северо-восточную части свода, в то время как на юге и юго-западе рим выражен гораздо меньше. Наименьшие отметки в области рима отмечены в северной части свода и составляют 3900–4000 м. Максимальная амплитуда поднятия по кровле башкира достигает 1100 м.

В результате сейсмостратиграфической интерпретации установлены рамки площадного распространения карбонатного коллектора, т.е. установлена ограничивающая линия, где карбонаты полностью замещаются на кар-

бонатно-глинистый разрез, не являющийся коллектором. Граница области распространения коллектора I объекта залегает на глубинах 5000–5300 м в восточной части структуры и 5200–5500 м – в западной.

Достаточно сложным является распределение толщин карбонатного коллектора. В пределах плоского свода суммарная толщина окско-башкирских отложений составляет в среднем 400–500 м. В северной и восточной части рима и склона толщина карбонатных образований I объекта резко возрастает до 650–800 м, главным образом за счет фаций баундстоуна серпуховского возраста. Своеобразное увеличение толщины карбонатных отложений отмечается и по западной периферии поднятия за крутым склоном. Здесь откартирована целая серия вздутий, расположенных параллельно линии распространения карбонатного коллектора и связанных, возможно, не только с баундстоунами серпуховского возраста, но и с некоторым увеличением толщин башкирских отложений в обломочных фациях подножия.

Неполным стратиграфическим разделом I и II объекта является пачка преслаивающихся туфоаргиллитов и карбонатно-глинистых отложений, называемая «вулканик», залегающая в кровле тульского горизонта. Эта пачка четко прослеживается в центральной части структуры и имеет толщину 40–50 м. В краевых частях Тенгизского массива толщина этой пачки уменьшается (Т-41, Т-44), а в нижней части склона увеличивается до 150–200 м (Т-52, Т-53). Рассматриваемые отложения повсеместно представлены вулканомиктовыми алевроаргиллитами и алевролитами с прослоями вулканомиктовых алевропесчаников, которые формировались за счет интенсивного размыва слаболитифицированных толщ вулканитов андезитового и андезито-дацитового состава.

Ниже «вулканика» залегают отложения нижнекаменноугольного (турнейско-ранневизийского) возраста, объединенные во II объект разработки.

Отложения *II объекта* вскрыты 42 скважинами как в платформенной части структуры, так и на склонах, при этом полностью пройдены в 24 скважинах, из которых Т-52 и Т-53 остаются за линией развития карбонатных коллекторов.

Отложения турнейского яруса толщиной 200–250 м характеризуются относительно однообразным составом. В целом отложения нижнего виза изучены только в платформенной части. Коллектор II объекта представлен биолитокластовыми пакстоунами с прослоями микросгустковых и водорослевых известняков, литокластовыми грейнстоунами, литобиокластовыми и пеллоидными пакстоунами, реже вакстоунами с прослоями комковатосгустковых известняков. В верхах разреза породы часто перекристаллизованы и доломитизированы, участками сильно окремнены. Породы слабопроницаемы.

Структурная карта по поверхности II нефтегеологического объекта имеет структуру, подобную первому объекту.

По оконтуривающей изогипсе -5300 м, размеры составляют 24 × 21 км. Однако в ней нет четко выраженной полукольцевой цепочки поднятий в своде, т.е. рима. Плоский свод имеет отметку -4600 м, а в северной и западной части отмечены отдельные поднятия с глубинами залегания нижневизейских отложений 4500–4400 м. Максимальная амплитуда составляет 900 м. На отметках 5200–5300 м залегают преимущественно глинистые сейсмofации подножия, которые являются разделом между II и III объектами.

Распределение толщин во II объекте намного проще, чем для окско-башкирского комплекса. Наибольшая толщина отмечается в области плоско-

го свода – 650–700 м, а к периферии толщина резервуара уменьшается до 300–200 и даже 100 м.

Наименее изученным является *III объект* разработки, в стратиграфическом плане приуроченный к позднефранско-фаменским отложениям верхнего девона, вскрытым в разном объеме всего 25 скважинами. Девонский разрез вскрыт на разных участках месторождения. Породы представлены мелкозернистыми доломитизированными известняками, пелоидными и биокластовыми вакстоунами и пакстоунами с рассеянными брекчированными водорослевыми известняками. Пористость в целом низкая. Морфологические характеристики поверхности девонских отложений отличаются от верхних существенным расширением плоского свода (платформы) и уменьшением углов падения карбонатных отложений на флангах до 10–14°. Поднятие по *III объекту* оконтуривается изогипсой -5450 м и имеет форму почти правильной окружности с вырезанным северо-западным сектором и максимальную амплитуду 400–450 м. Размеры по взаимно-перпендикулярным северо-западной и юго-восточной осям составляют 20 × 13 км. Толщины *III объекта* рассматриваются при нижней границе, соответствующей оконтуривающей изогипсе и максимально возможному положению ВНК на отметке -5450 м. Максимальная толщина *III объекта* до 450–500 м отмечается в северной части платформы. Области повышенных значений толщин расположены полукольцом и соответствуют риму, четко выраженному по окско-башкирскому комплексу. К югу толщины плавно уменьшаются до 100 и менее метров (рис. 4).

Самой нижней, достоверно установленной отметкой получения нефти является отметка -5428,9 м (подошва опробованного интервала в скважине Т-10). Данные длительной эксплуатации с высоким суточным дебитом свидетельствуют о том, что нефть на данном участке может залегать намного ниже этой отметки. При испытании скважины Т-6846 открытым стволом, нижняя отметка получения нефти – -5461,8 м (по данным PLT). В скважине Т-47 при опробовании интервала (-5378–5459 м) получено 99 % воды, в скважине Т-6337 при отборе проб вода получена с отметки -5400 м.

На данном этапе геологической изученности девонской части разреза месторождения, принимая во внимание ограниченные данные опробования, нижняя граница нефтенасыщения принята условно на отметке -5450 м.

Поровые, каверново-поровые и трещинно-каверново-поровые коллекторы развиты в пределах платформы, включая бортовые части, а также на отдельных участках склона. Широкое развитие на склоне (микробиальные баундстоуновые постройки) получили трещинные коллекторы.

Наибольшие средние величины пористости пород (до 12 %) отмечены в башкирских и окских отложениях *I объекта* в сводовой и присводовой платформенных 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 платформы, обособлен участок (район скважины Т-109), где средняя пористость разреза составляет 13,5 %. С глубиной, а также к краям платформы и на большей части склона, происходит уменьшение пористости пород, значения которой в коллекторах *II* и *III объектов* заметно снижены (до 3–1 %).

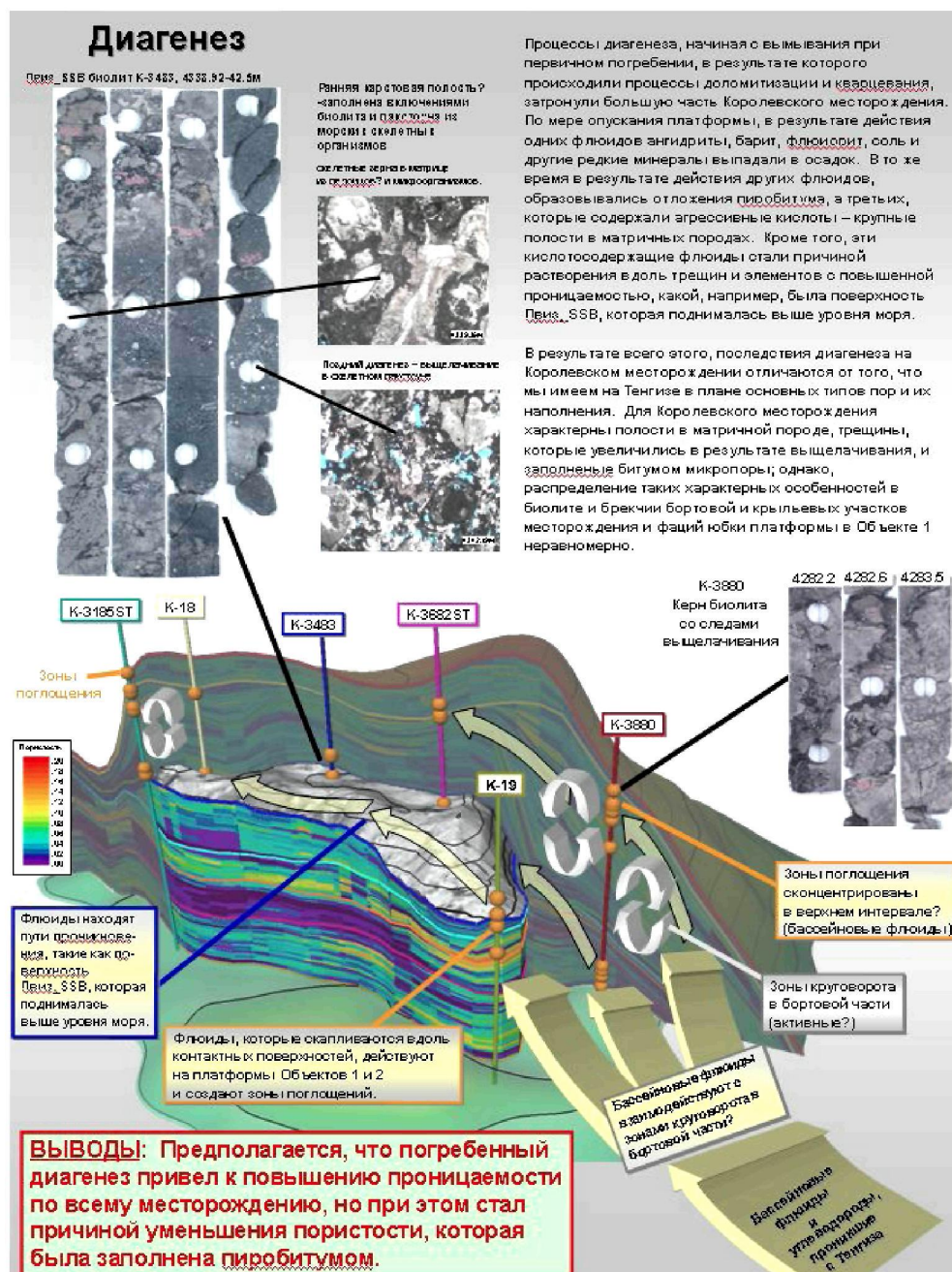


Рис. 4. Стадии литогенеза осадочных пород Тенгиз-Королевского нефтяного гиганта (по материалам Agip KCO, TCO, Eni)

Как правило, породы рифогенных и биогермных построек, окаймляющих платформенную часть (баундстоун), имеют низкую пористость (4 % и ниже), но при этом обладают большой проницаемостью, благодаря значительной трещиноватости.

Проницаемость башкирских отложений изменяется от  $0,4 \times 10^{-3}$  (скв Т-120) до  $340 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (Т-122), серпуховских отложений – от  $0,13 \times 10^{-3}$  (Т-117) до  $121,6 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (Т-102), окских – от  $0,14 \times 10^{-3}$  (Т-119) до  $26,5 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>

(Т-115). Проницаемость девонских отложений (Т-10) изменяется от  $346,5 \times 10^3$  до  $1976 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Исследования пластовой и разгазированной нефти выполнены в институте «Гипровостокнефть», Центре современных технологий компании «Корпорация Лабораториз» и КазНИГРИ.

Компонентный состав пластовой нефти по глубине залежи практически не изменяется. Нефти легкие, сернистые, малосмолистые, парафинистые. Легким составом нефти обусловлена низкая вязкостно-плотностная характеристика нефти в условиях пласта.

Особенностью нефтяного газа является высокое содержание сероводорода, составляющее для нефти в среднем 20,6 % мольных.

Вязкость пластовой нефти составляет от 25,67 до 25,15 МПа. Нефть имеет высокий коэффициент сжимаемости – 37,01 МПа.

Система находится в недонасыщенном состоянии, пластовое давление ( $P_{пл} = 74,08$  МПа) превышает давление начала разделения ( $P_{нас} = 25,67$  МПа) пластового флюида на две фазы, более чем на 48 МПа.

Значения основных параметров пластовой нефти:

- пластовое давление: 74,08 МПа;
- пластовая температура: 126 °С;
- давление насыщения: 25,67 МПа;
- коэффициент сжимаемости:  $37,01 \cdot 10^{-4} / \text{МПа}$ ;
- плотность пластового флюида: 630,8 кг/м<sup>3</sup>;
- вязкость пластового флюида: 0,173 мПа·с

Свойства пластовой нефти месторождений Тенгиз и Королевское во многом похожи. Отличие наблюдается лишь по содержанию сероводорода в составе пластового флюида, содержание H<sub>2</sub>S в составе пластового флюида месторождения Королевское несколько выше, чем на Тенгизе, превышение составляет около 2 % мольных. Нефтерастворенные газы состоят в основном из метана (51,29–55,27 % мол.), среди кислых компонентов присутствует углекислый газ – (более 3,0 % мол.), азот (около 1,0 % мол.), сероводород – на уровне 16,57 % мол.

С ростом глубины увеличивается и температура. При этом повышение давления увеличивает плотность и вязкость нефти, а повышение температуры их уменьшает. В результате плотность и вязкость пластовой нефти по высоте залежи остаются практически постоянными. Расчеты показывают, что на отметке -4300 м плотность пластовой нефти равна 620,6 кг/м<sup>3</sup>, а вязкость – до 0,232 мПа·с, на отметке -5300 м – соответственно 617,6 кг/м<sup>3</sup> и 0,2296 мПа·с.

По результатам исследований средняя плотность пластовой нефти – 620,6 кг/м<sup>3</sup>, давление насыщения нефти газом при пластовой температуре равно 25,26 мПа, газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти – 585,9 м<sup>3</sup>/т, динамическая вязкость пластовой нефти – 0,232 мПа·с. После дифференциального разгазирования плотность нефти – 785,0 кг/м<sup>3</sup>, газосодержание – 514,5 м<sup>3</sup>/т, объемный коэффициент – 1,936, динамическая вязкость разгазированной нефти – 2,10 мПа·с. (табл.). По товарной характеристике нефть сернистая (массовое содержание серы 0,95 %), малосмолистая (1,02 %), парафиновая (3,92 %). Объемный выход светлых фракций при разгонке до 300 °С – 70 %.

Таблица

**Экспериментальные исследования дифференциального  
разгазирования нефти. Пластовая температура 109,4 °С, карбон**

| Давление,<br>МПа | Газосодержание<br>м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> |                   | Объемный<br>коэффициент<br>нефти | Вязкость<br>нефти,<br>мПа.сек | Объемный<br>коэффициент<br>газа × 10 <sup>2</sup> | Вязкость<br>газа,<br>мПа/сек |
|------------------|--------------------------------------------------|-------------------|----------------------------------|-------------------------------|---------------------------------------------------|------------------------------|
|                  | Газ<br>выделив-<br>шийся                         | Газ в<br>растворе |                                  |                               |                                                   |                              |
| 82,35            | 0                                                | 403,6             | 1,932                            | 0,2200                        | —                                                 | —                            |
| 81,03            | 0                                                | 403,6             | 1,937                            | 0,2166                        | —                                                 | —                            |
| 75,94            | 0                                                | 403,6             | 1,955                            | 0,2052                        | —                                                 | —                            |
| 72,50            | 0                                                | 403,6             | 1,968                            | 0,1979                        | —                                                 | —                            |
| 69,05            | 0                                                | 403,6             | 1,982                            | 0,1908                        | —                                                 | —                            |
| 65,60            | 0                                                | 403,6             | 1,997                            | 0,1839                        | —                                                 | —                            |
| 62,15            | 0                                                | 403,6             | 2,013                            | 0,1773                        | —                                                 | —                            |
| 58,71            | 0                                                | 403,6             | 2,030                            | 0,1710                        | —                                                 | —                            |
| 55,26            | 0                                                | 403,6             | 2,048                            | 0,1649                        | —                                                 | —                            |
| 48,36            | 0                                                | 403,6             | 2,088                            | 0,1533                        | —                                                 | —                            |
| 41,47            | 0                                                | 403,6             | 2,136                            | 0,1425                        | —                                                 | —                            |
| 34,58            | 0                                                | 403,6             | 2,193                            | 0,1324                        | —                                                 | —                            |
| 31,13            | 0                                                | 403,6             | 2,227                            | 0,1277                        | —                                                 | —                            |
| 28,37            | 0                                                | 403,6             | 2,257                            | 0,1240                        | —                                                 | —                            |
| 27,58            | 0                                                | 403,6             | 2,267                            | 0,1230                        | —                                                 | —                            |
| 26,16            | 0                                                | 403,6             | 2,284                            | 0,1211                        | —                                                 | —                            |
| 25,26            | 0                                                | 403,6             | 2,296                            | 0,1200                        | —                                                 | —                            |
| 24,74            | 18,8                                             | 384,8             | 2,237                            | 0,1237                        | 0,459                                             | 0,034                        |
| 23,32            | 63,9                                             | 339,7             | 2,097                            | 0,1361                        | 0,482                                             | 0,033                        |
| 21,90            | 102,2                                            | 301,4             | 1,980                            | 0,1472                        | 0,506                                             | 0,032                        |
| 20,48            | 135,3                                            | 268,3             | 1,879                            | 0,1573                        | 0,536                                             | 0,031                        |
| 17,64            | 190,6                                            | 213,0             | 1,713                            | 0,1761                        | 0,615                                             | 0,029                        |
| 16,22            | 214,1                                            | 189,5             | 1,642                            | 0,1854                        | 0,668                                             | 0,028                        |
| 14,80            | 235,6                                            | 168,0             | 1,578                            | 0,1953                        | 0,734                                             | 0,027                        |
| 13,38            | 255,4                                            | 148,2             | 1,520                            | 0,2061                        | 0,817                                             | 0,026                        |
| 11,96            | 273,8                                            | 129,8             | 1,465                            | 0,2182                        | 0,923                                             | 0,024                        |
| 10,54            | 291,0                                            | 112,6             | 1,415                            | 0,2320                        | 1,060                                             | 0,023                        |
| 9,13             | 307,2                                            | 96,4              | 1,367                            | 0,2478                        | 1,243                                             | 0,022                        |
| 7,71             | 322,6                                            | 81,0              | 1,321                            | 0,2660                        | 1,500                                             | 0,021                        |
| 6,29             | 337,4                                            | 66,2              | 1,277                            | 0,2870                        | 1,879                                             | 0,020                        |
| 4,87             | 351,8                                            | 51,8              | 1,234                            | 0,3112                        | 2,493                                             | 0,019                        |
| 3,45             | 366,4                                            | 37,2              | 1,190                            | 0,3390                        | 3,646                                             | 0,018                        |

Примечание: объем газа при 20 °С и 0,1013 мПа по ГОСТ 2939-63 за единицу принят 1 м<sup>3</sup> товарной нефти при 20 °С и 0,1013 мПа

Мольное содержание компонентов в смеси газов, выделившихся из нефти при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях: сероводорода – 16,12 %, азота – 1,34 %, метана – 57,66 %, этана – 11,49 %, пропана – 5,99 %, высших углеводородов (пропан + высшие) – 9,46 %, гелия – 0,02 %. Относительная плотность газа по воздуху – 0,869.

Воды девонского комплекса по свойствам и составу имеют седиментационную природу с участием в формировании глубокозалегающих горизонтов пресных глубинных вод различного генезиса. Они характеризуются плотностью 1030–1031 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 37,5–44,7 г/л. Общая жест-

кость варьирует от 79 до 170 мг-экв/л, pH среды нейтральная – до 6,98. Генетический тип вод по классификации В.А. Сулина хлоркальциевый, с преобладанием в составе вод ионов хлора (49,5 %) и ионов натрия (49,0 %), воды сильно метаморфизованы, практически бессульфатны, что характерно для вод подсолевого комплекса. Глубинное происхождение вод подтверждается присутствием в их составе лития (до 14 мг/л), который, наряду с цезием, является индикатором данных вод. Из микрокомпонентов, помимо лития, определялись бор, бром, йод, аммоний и стронций, но содержание их в водах оказалось незначительным. Концентрация сероводорода составила 1,52 г/л. Коэффициент сжимаемости пластовых вод рассчитан эмпирическим путем и составляет  $4,1 \cdot 10^{-5}$ . Коэффициент динамической вязкости вод, рассчитанный для пластовой температуры 100 °С, равен 0,282 мПа·с. Воды агрессивны по отношению к бетону и цементу и обладают весьма высокой коррозионной активностью к стали и металлам (медь, цинк, железо и др.).

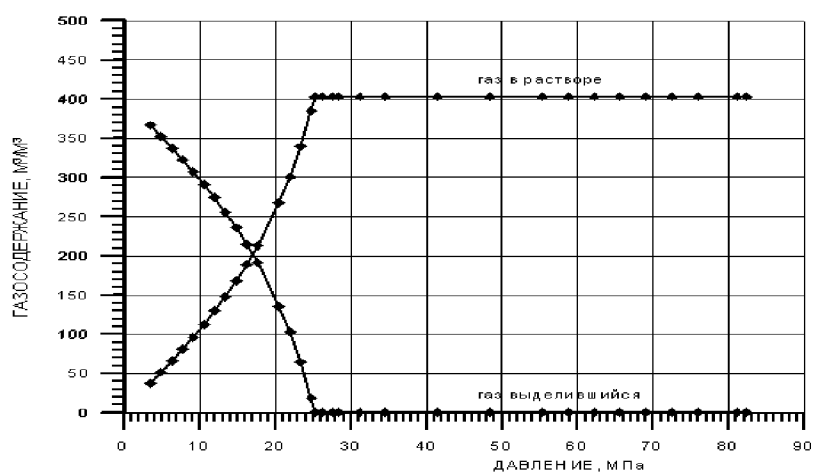


Рис. 5. Зависимость газосодержания от пластового давления. Месторождение Тенгиз

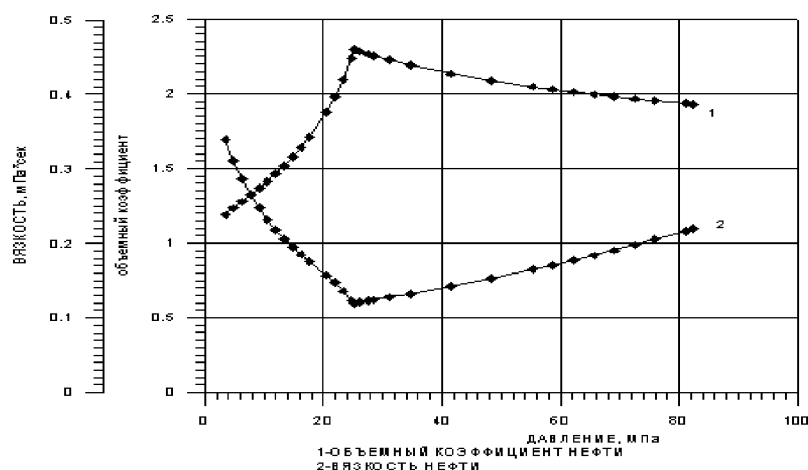


Рис. 6. Зависимость объемного коэффициента вязкости нефти от пластового давления. Месторождение Тенгиз

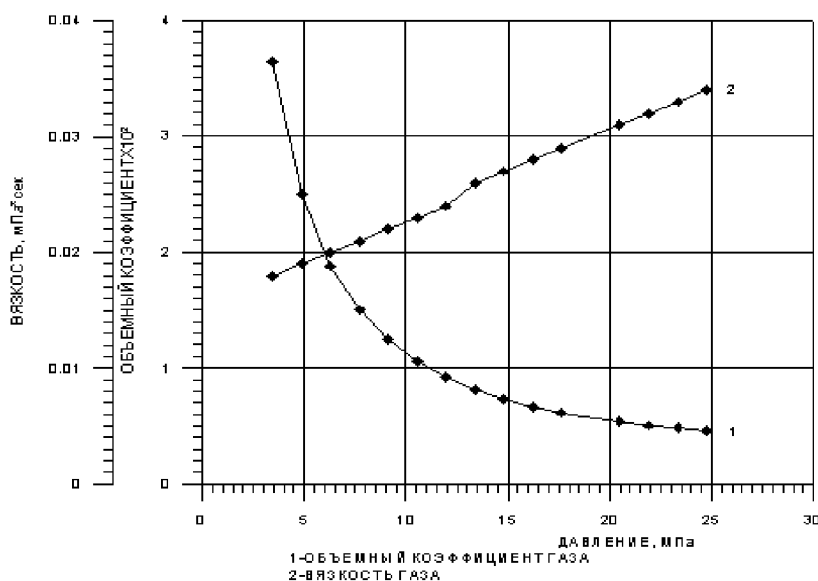


Рис. 7. Зависимость вязкости и объемного коэффициента газа от пластового давления. Месторождение Тенгиз

Таким образом, палеозойские отложения северной акватории Каспийского моря возможно подразделить по характеру нефтегазоносности на две геохимические зоны. Северная зона, в которой развита южная часть Прикаспийской солянокупольной впадины, должна содержать в палеозое сероводородоносные газы и конденсат. Южная зона, соответствующая аналогу Скифской плиты, должна содержать в палеозое легкие нефти. Подтверждениями таких прогнозов являются открытия в палеозое углеводородных залежей на Астраханском своде, Тенгиз-Королевского и Кашаганского нефтяных гигантов.

*Работа выполнена в рамках государственного контракта № П535 от 05.08.2009 г. и № П 353 от 30.07.2009 г. на выполнение поисковых научно-исследовательских работ для государственных нужд.*

#### Библиографический список

1. **Касьянова Н. А.** Новые данные о строении и перспективах нефтегазоносности акватории северо-западного Каспия / Н. А. Касьянова. – М. : Геологический факультет МГУ, 1998.
2. **Серебряков А. О.** Морская инженерная геология / А. О. Серебряков. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2008. – 316 с.
3. **Серебряков А. О.** Синергетика разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений-гигантов с кислыми компонентами / А. О. Серебряков. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2006. – 359 с.
4. **Серебряков А. О.** Технология инженерно-геологических изысканий при морских геологоразведочных работах / А. О. Серебряков. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2006. – 250 с.
5. **Серебрякова О. А.** Геологическое строение, инженерно-геологические свойства и нефтегазоносность донных пород-грунтов Каспийского моря / О. А. Серебрякова, А. О. Серебряков. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2010. – 320 с.