

УДК 553.982.052

РОЛЬ МОЛЕКУЛЯРНОЙ ФИЗИКИ В ФОРМИРОВАНИИ И РАЗМЕЩЕНИИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОРОГЕННЫХ ФОРМАЦИЯХ

Ю. Я. Большаков, Е. Ю. Неёлова

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация. В статье рассмотрены крупные газовые месторождения, размещение и строение которых полностью противоречат принципам антиклинально-гравитационной концепции нефтегазоаккумуляции. Они расположены в орогенных формациях и приурочены к крупным синклинальным структурам. При этом какие-либо покрышки и латеральные экраны отсутствуют. Залежи газа окружены сравнительно крупнопоровыми водоносными песчаниками и удерживаются в ловушках капиллярными силами. Природа этих месторождений обусловлена законами молекулярной физики, действующими в условиях гидрофобных поровых сред, имеющих широкое распространение в недрах геосинклинальных образований, в которых в качестве перспективных на нефть и газ могут рассматриваться синклинальные образования.

Ключевые слова: нефть; газ; коллектор; смачиваемость; прогиб; электроосмос; миграция

THE ROLE OF MOLECULAR PHYSICS IN THE FORMATION AND PLACEMENT OF HYDROCARBON DEPOSITS IN OROGENIC FORMATIONS

Yu. Ya. Bolshakov, E. Yu. Neyolova

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

Abstract. The article considers the large gas fields geology aspects of which are totally in conflict with the principles of anticline theory of hydrocarbon accumulation. These fields are situated in orogenic formations and associated with large synclinal structures. Any seals and lateral screens are absent. Gas saturated reservoirs are surrounded by relatively large-porous water-saturated sandstones and retained in pools due to the capillary forces. The nature of these fields is determined by the molecular physics laws, which effect in oil-wet porous media. These areas are abundant within the geosynclinal systems where synclinal structures can be considered as perspective for oil-and-gas content.

Key words: oil; gas; reservoir; wettability; depression; electrosmosis; migration

Введение

В орогенных формациях, распространенных в складчатых областях, в отличие от платформ и связанных с ними нефтегазоносных бассейнов среди пород-коллекторов широкое распространение имеют гидрофобные разности. В имеющихся публикациях характер распределения воды, нефти и газа в гидрофобных породах-коллекторах почти не рассмотрен. Возможно, это связано с тем, что данное распределение противоречит существующим представлениям об условиях формирования залежей нефти и газа. В связи с этим поисковые и разведочные работы на нефть и газ в пределах орогенных формаций имеют весьма низкую успешность. Для повышения эффективности выявления углеводородных скоплений в складчатых областях необходимо изучать и учитывать совместно с традицион-

ными исследованиями действие законов молекулярной физики на распределение нефти, воды и газа в недрах этих образований.

Объект исследования

Следует отметить, что антиклинально-гравитационная концепция нефтегазонакопления явилась основой для возникновения и развития нефтегазовой промышленности всего мира. Однако к настоящему времени открыто множество нефтяных и газовых залежей, пространственное положение которых и строение полностью противоречат принципам антиклинальной концепции. Особенно значительные такие нетрадиционные скопления углеводородов обнаружены в пределах складчатых областей. Среди них присутствуют настоящие газовые гиганты. Открыты они случайно, в основном при бурении на воду. Это месторождения Сан-Хуан, Дип-Бэзин, Даулетабад-Донмезское и др. Газовые залежи приурочены к синклиналим структурам. При этом породы-покрышки и латеральные экраны отсутствуют. Газ сосредоточен в относительно мелкопористых песчаниках, окруженных крупнопористыми водоносными породами. Извлекаемые запасы газа в некоторых из них достигают 12 трлн м³.

По данным Д. Мастерса [1], месторождение Сан-Хуан (рис. 1) открыто в районе Скалистых гор в США (площадь более 8 тыс. км²) и приурочено к гигантской синклинали ловушке, занимающей осевую часть впадины Сан-Хуан. Продуктивными являются песчаники мелового возраста. В газоносной части песчаники являются относительно мелкопористыми и характеризуются сравнительно низкими значениями пористости и проницаемости. Продуктивные пласты вверх по восстановлению сменяются породами с высокими значениями пористости и проницаемости и выходят на дневную поверхность. Между газоносной и водоносной частями песчаных пород отсутствуют какие-либо литологические барьеры и тектонические экраны. Расстояние от обнажений газоносных пластов до контура газоносности составляет всего лишь около 3 км.

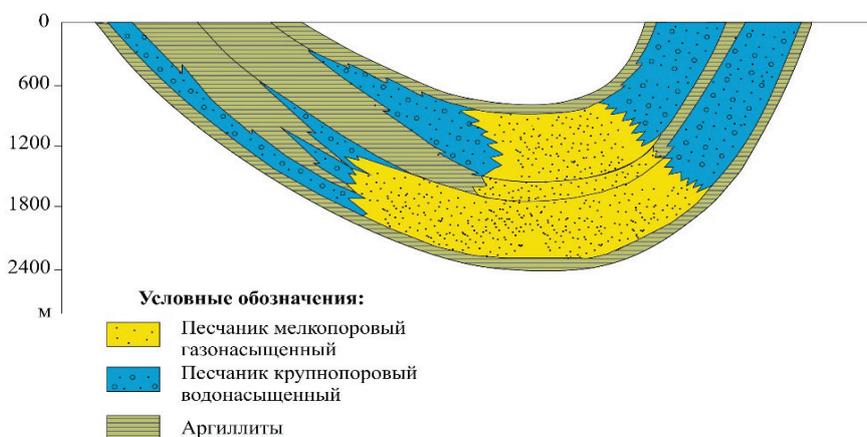


Рис. 1. Профильный разрез газового месторождения Сан-Хуан [1]

Гигантское газовое месторождение Дип-Бэзин (рис. 2), по данным Д. Мастерса, открыто в наиболее прогнутой части Западно-Канадского бассейна. Продуктивными являются глинистые песчаники мелового возраста. В разрезе месторождения выделяются 12 основных продуктивных пластов общей газонасыщенной толщиной 90 м. Площадь месторождения составляет 67 тыс. км². Извлекаемые запасы газа при коэффициенте извлечения 0,75 превышают 12 трлн м³. Пористость газоносных пластов в среднем составляет 10 %, тогда как пористость песчаников в

водоносной барьерной фации достигает 20–25 %. Как и на месторождении Сан-Хуан, какие-либо литологические и тектонические барьеры между газоносными и залегающими выше водоносными крупнопоровыми песчаниками отсутствуют.

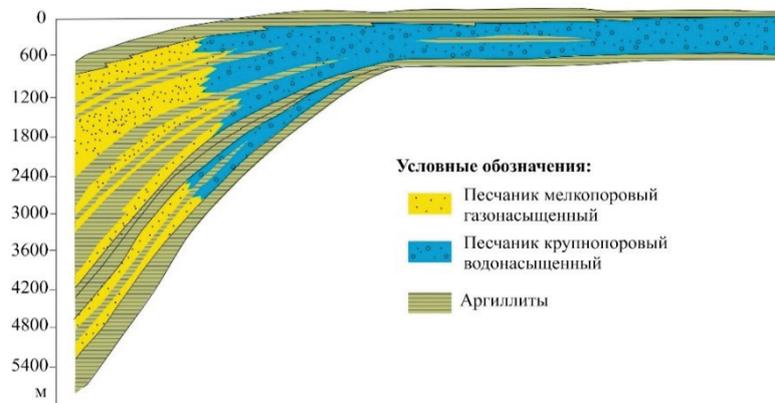


Рис. 2. Профильный разрез газового месторождения Дип-Бэзин

Уникальное газоконденсатное Даулетабад-Донмезское месторождение (рис. 3) открыто в Туркмении в пределах Предкопетдагского предгорного прогиба. Газоносными являются песчаники готеривского возраста нижнего мела. Газовое скопление содержится в мелкопоровых песчаниках, которые вверх по восстанию пласта сменяются относительно крупнопоровыми водоносными песчаниками. Песчаники в водоносной части пласта характеризуются пористостью до 20 %. Из этой части пласта получают обильные притоки воды, превышающие 100 м³/сут.

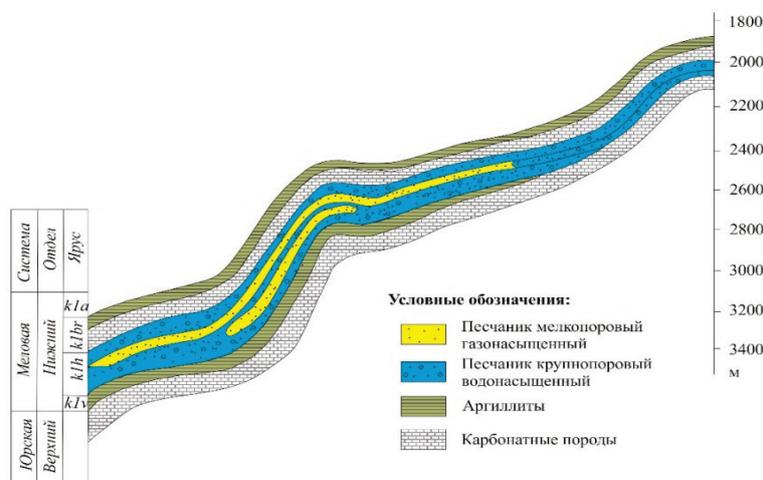


Рис. 3. Профильный разрез газоконденсатного месторождения Даулетабад-Донмезское

Кроме указанных общих существенных признаков описанных месторождений, необходимо указать, что все они находятся в районах высокой сейсмичности.

Очевидно, что на основе антиклинально-гравитационной концепции природу описанных месторождений понять невозможно. Однако это можно объяснить на основе законов молекулярной физики, прежде всего с позиции капиллярности [2, 3].

Капиллярность, как известно, есть свойство контактирующих поверхностей, определяющее их молекулярное и электростатическое взаимодействие [4]. Каждая залежь нефти или газа, находящаяся в водонасыщенной поровой среде, характеризуется бесчисленным множеством контактов поверхностей. Это контакты между разными фазами, а также между несмешивающимися жидкостями. Капиллярность же позволяет процессы нефтегазонакопления рассматривать на молекулярном уровне, а именно, на основе законов молекулярной физики.

Существенным параметром, определяющим фильтрацию жидкостей и газов в реальных условиях недр, является капиллярное давление, возникающее в поровой среде на контакте двух фаз или несмешивающихся жидкостей, то есть воды и нефти.

Согласно данным основателя общей теории капиллярности Д. Гиббса, капиллярное давление может быть определено по формуле

$$P_k \approx \pm \gamma \cdot 1/r, \quad (1)$$

где γ — межфазное натяжение на контакте воды и нефти/воды и газа; $1/r$ — радиус кривизны межфазной поверхности.

Если порода гидрофильна, то есть преимущественно смачивается водой в присутствии углеводородов, то капиллярное давление является положительным. Если же порода гидрофобна, то есть в присутствии воды смачивается нефтью или газом, то капиллярное давление отрицательное.

В связи с известным свойством жидкостей и газов принимать форму, при которой их поверхностная энергия достигает минимального значения в гидрофильных породах-коллекторах, где капиллярное давление является положительным, углеводородам энергетически выгодно стремиться в сравнительно крупнопоровое пространство.

В гидрофобных породах-коллекторах углеводороды самопроизвольно стремятся занять относительно мелкопоровое пространство, а вода устремляется в емкостях, представленную относительно крупными порами и трещинами.

Вопрос о смачиваемости пород-коллекторов теоретически и экспериментально разработан недостаточно полно. Большинство исследователей [5] и др. считают, что поверхностно-молекулярные свойства пород, то есть их смачиваемость, определяются минеральным составом породы, электростатическим зарядом ее поверхности, шероховатостью поверхности твердой фазы и свойствами фаз, насыщающих ее поровое пространство. В общем, характер смачиваемости породы определяет содержание в ней кварца. Кварц является минералом с повышенной степенью гидрофильности, и его содержание в породе существенно определяет ее смачивающие свойства.

В нефтегазоносных бассейнах, находящихся на древних платформах, например в Урало-Поволжье, терригенные породы-коллекторы представлены песчаниками и алевролитами, имеющими весьма высокую степень гидрофильности. Прежде всего это обусловлено тем, что они являются, как правило, мономинеральными кварцевыми образованиями. В Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне, находящемся в пределах молодой платформы, содержание кварца в породах-коллекторах не превышает 50 %. Вследствие этого степень их гидрофильности значительно ниже, чем в Урало-Поволжье. Также известны случаи, где нефтесодержащие породы представлены в Западной Сибири гидрофобными разностями.

В орогенных формациях, распространенных в складчатых областях, содержание кварца очень низкое, или он отсутствует вовсе. Поэтому в этих отложениях широкое распространение наряду с гидрофильными имеют породы гидрофобного класса. Именно газосодержащие породы рассмотренных месторождений, находящихся в предгорных прогибах и впадинах, являются преимущественно гидрофобными. Вследствие этого газом насыщены относительно мелкопоровые разности,

расположенные в осевых частях впадин и прогибов. Удерживается газ в этих природных ловушках поверхностно-молекулярными, то есть капиллярными силами, и никакой необходимости в покрывках и латеральных экранах нет.

Таким образом, поверхностно-молекулярные свойства пород-коллекторов, то есть их смачиваемость, являются важнейшим параметром, распределяющим углеводороды в недрах. Однако следует отметить, что при планировании поисково-разведочных работ эти свойства пород-коллекторов не изучают и не учитывают. Ярким примером неудач, обусловленных таким пренебрежением, является Армения. Поиски нефти и газа в Армении проводят с 1946 года, то есть более 70 лет. Обнаружено множество нефтегазопроявлений, но не открыто ни одного месторождения. Армения — горная страна, и коллекторы там, скорее всего, характеризуются гидрофобными свойствами. Поэтому основные ресурсы углеводородов (УВ) там сосредоточены не в антиклинальных ловушках, где проводят поисковое бурение, а во впадинах и прогибах [6]. Проникновение газа в емкостное пространство сравнительно мелкопорового гидрофобного коллектора пропорционально модулю отрицательного капиллярного давления. Дальнейшему захвату емкости гидрофобного тела газом и формированию крупных и гигантских его скоплений способствуют электрокапиллярные процессы, в частности электроосмос, возникающие в моменты землетрясений. Как известно, складчатым областям свойственна повышенная сейсмичность.

Известно, что на поверхностях разделов жидкой и твердой фаз присутствует двойной электрический слой (ДЭС), который был открыт Г. Гельмгольцем. В зависимости от адсорбции на твердой фазе катионов или анионов поверхность твердой фазы заряжается положительно или отрицательно. Если в двух соприкасающихся фазах наблюдается равенство электрохимических потенциалов, то ДЭС находится в равновесном состоянии [7]. В общем, электроосмотический перенос обусловлен наличием в жидкой фазе подвижной части ионов, которая называется диффузным слоем.

Сущность электроосмотического массопереноса заключается в том, что разность электрических потенциалов вызывает миграцию ионов диффузного слоя, который увлекает за собой нефть или газ, заполняющие поровое пространство породы-коллектора [8].

Экспериментальная часть

В имеющихся публикациях, освещающих явление электроосмотического переноса, этот процесс рассмотрен только для однородных жидкостей, не имеющих поверхности раздела.

Для определения возможности переноса нефти в поровой водонасыщенной среде, то есть при наличии водонефтяного контакта под воздействием электроосмоса были проведены экспериментальные исследования.

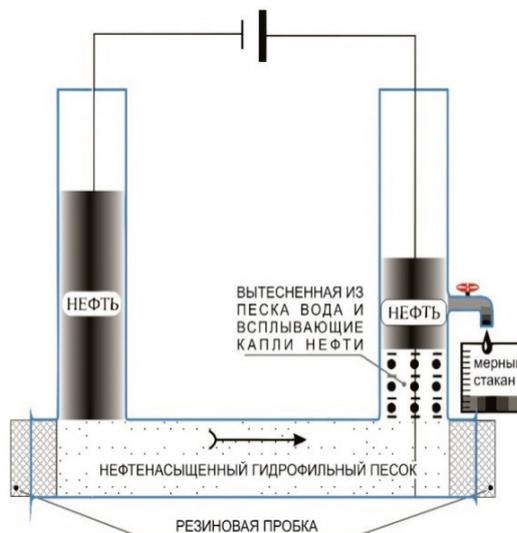


Рис. 4. Схема электролизера для изучения электроосмотического переноса нефти через водонасыщенный песок

Также как и первооткрыватель электроосмотического переноса жидкости профессор Московского университета Ф. Ф. Рейс [8], мы воспользовались U-образным электролизером, изготовленным из стеклянной трубки диаметром 30 мм, нижняя часть которого была заполнена водонасыщенным кварцевым песком (рис. 4). Кварц, как известно, является минералом высокой степени гидрофильности, имеющим отрицательный заряд поверхности. В анодную часть электролизера была залита нефть плотностью $0,876 \text{ г/см}^3$. Высота столбика нефти составляла 200 мм. Несмотря на разность гидростатического давления между различными частями электролизера, нефть и вода, насыщающая кварцевый песок, находились в стационарном состоянии. После приложения разности потенциалов, составляющей 110 вольт при силе тока около 90 мА, нефть вытеснила из песка воду, которая переместилась в катодную часть электролизера. Затем начался интенсивный переток нефти к отрицательному полюсу, которая концентрировалась над образовавшимся в этой части электролизера столбиком воды. При отключении тока процесс перемещения нефти прекращался.

В результате из анодной части электролизера в катодную удалось переместить около 80 % залитой в электролизер нефти.

Проведенный эксперимент наводит на мысль о том, что при возможности создания между скважинами разности электрических потенциалов нефтеотдача может быть существенно увеличена.

Обсуждение

Очевидно, что строение и состав природных нефтегазоносных резервуаров полностью соответствуют характеристикам сред, предрасположенных к возбуждению в них электрокинетических процессов, в частности электроосмоса. Тогда основным является вопрос о наличии природного механизма, возбуждающего в недрах разность электрических потенциалов. Существующие материалы свидетельствуют о том, что такими природными механизмами могут быть, в частности, землетрясения.

По данным Я. И. Френкеля [9] и др., при землетрясении в области фронта ударной волны в осадочной толще возникают изменения электрических полей. Согласно исследованиям Х. Мидзутани [10], значения электрических полей в очаге подготовки землетрясений до смещения блоков достигают $30 \text{ мкВ} \cdot \text{м}$. При сотрясении, когда перемещение блоков вызывает трение на контактах различных сред и ведет к разрушению соприкасающихся частей блоков и др., степень электрической полярности в осадочном чехле существенно повышается. Кроме того, при сотрясении нарушается структура ДЭС в емкостном пространстве пород-коллекторов. При этом оторвавшиеся от твердой фазы ионы образуют отрицательный или положительный полюс временно действующего электрического поля, к которому вследствие электроосмоса устремляются углеводороды. Эффект электронизации и поверхности емкостного пространства пластов-коллекторов может быть многократно усилен за счет трения зерен породы при распространении волн перепаковки, образовании новых трещин из-за различия в скорости передачи градиента давления в жидкой и твердой фазах.

Очевидно, что при достаточном УВ потенциале электроосмотические процессы могут способствовать формированию крупных и гигантских газовых скоплений в гидрофобных коллекторах впадин и прогибов в пределах складчатых областей и, в частности, Армении, для территории которой свойственна повышенная сейсмичность.

Выводы

Таким образом, при поисках залежей нефти и газа в орогенных формациях, распространённых в складчатых областях, в число изучаемых свойств предпола-

гаемых пород-коллекторов следует включать изучение их поверхностно-молекулярных свойств, то есть смачиваемости. В случае если породы-коллекторы оказались гидрофобными, направление поисков следует ориентировать на синклиналильные образования, то есть впадины и прогибы. При этом в качестве перспективных объектов следует рассматривать участки распространения относительно мелкопоровых фаций, в которых в зависимости от их объема могут содержаться крупные и гигантские углеводородные скопления, образованию которых в орогенных формациях способствует повышенная сейсмичность складчатых областей в то или иное время истории их существования. Положение контактов между крупнопоровыми и относительно мелкопоровыми разностями пород-коллекторов могут быть выявлены методами современной сейсморазведки. Однако следует заметить, что некоторые из залежей, приуроченных к относительно мелкопоровым коллекторам, могут характеризоваться сравнительно небольшими дебитами эксплуатационных скважин. Это может вызвать необходимость применения каких-либо методов воздействия на продуктивный пласт, в частности таких как гидроразрыв пласта и т. п.

Библиографический список

1. Masters J. A. Deep basin gas trap, western Canada // AAPG Bulletin. – 1979. – № 2 – P. 152–169.
2. Большаков Ю. Я. Теория капиллярности нефтегазонакопления. – Новосибирск: Наука, 1995. – 184 с.
3. Большаков Ю. Я., Матусевич М. В., Семенова Т. В. Использование данных о капиллярных давлениях для повышения нефтеотдачи при заводнении пластов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2002. – № 1. – С. 10–17.
4. Большой энциклопедический словарь. Т. 1. – М., 1991. – 768 с.
5. Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.: Недра, 1969. – 366 с.
6. Большаков Ю. Я., Неёлова Е. Ю. Возможная нетрадиционность в размещении и строении залежей нефти и газа в недрах Армении // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 8. – С. 30–33.
7. Адамсон А. Физическая химия поверхностей. – М.: Мир, 1974. – 569 с.
8. Фридрихсберг Д. А. Курс коллоидной химии. – Ленинград: Химия, 1974. – 451 с.
9. Френкель Я. И. К теории сейсмических и сейсмoeлектрических явлений во влажной почве // Изв. АН СССР. Сер. географическая и геофизическая. – 1944. – Т. 8, № 4. – С. 10–23.
10. Мидзутани Х. Землетрясения и электромагнитные эффекты // Методы прогноза землетрясений. Их применение в Японии. – 1984. – С. 225–252.

Сведения об авторах

Большаков Юлий Яковлевич, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283963, e-mail: bolshakovjj@tyuiu.ru

Неёлова Евгения Юльевна, к. г.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283963, e-mail: nejolovaej@tyuiu.ru

Information about the authors

Bolshakov Yu. Ya., Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283963, e-mail: bolshakovjj@tyuiu.ru

Nejlova E. Yu., Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283963, e-mail: nejolovaej@tyuiu.ru