

О ПОЛИГЕННОЙ ПРИРОДЕ ФОРМИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОСОДЕРЖАЩИХ ТРЕЩИНОВАТО-КАВЕРНОЗНЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Е.А. Гладков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Томск

Введение

Многолетние целенаправленные поиски месторождений нефти и газа в протерозойских отложениях Восточной Сибири проводятся более 50 лет [1, 2]. Юрубчено-Тохомское месторождение, как наиболее крупное, до сих пор выступает в качестве эталонного для создания концепции поисков залежей углеводородного сырья в верхнем, а возможно и в нижнем протерозое, не только на Сибирской платформе, но и в других протерозойских осадочных бассейнах мира [3].

Поэтому необходимо иметь четкие представления о геологии и условиях формирования отложений, являющихся коллекторами нефти и газа. Для выработки такой концепции недостаточно учитывать только возраст резервуара [3]. Так, в Китае известны залежи в трещиновато-кавернозных коллекторах (с возрастом пород около 1 млрд. 700 млн. лет), где китайскими учеными была доказана миграция нефти из кайнозойских нефтепроизводящих пород озерного происхождения [4].

Автор придерживается представлений о полигенной природе формирования залежей углеводородов [5]. Как уже ранее было отмечено [6, 7, 8], в рифейских отложениях Восточной Сибири, трещиновато-кавернозные коллекторы имеют достаточно широкое распространение, поэтому запасы углеводородов в уже открытых месторождениях составляют сотни млн т.

Согласно исследованиям А.Э. Конторовича с соавторами [3], суммарная мощность высокоуглеродистых отложений в разрезе Юрубчено-Тохомского месторождения превышает 1500 м, следовательно, генерация нефти и газа должна быть существенно выше, чем могла продуцировать баженская толща (средняя мощность около 15–20 м).

Не затрагивая продолжительный процесс формирования коллектора, отметим главное. В настоящее время принято считать, что длительный континентальный перерыв

сопровождался широким процессом карстообразования и кавернообразования вдоль возникших трещин, проявившихся в предбайкальские и предвендские коллизии [3]. В это время происходило интенсивное дробление территории на блоки, что привело к широкому развитию вертикальной трещиноватости. Дальнейшее погружение территории Байкитской антеклизы в венде и фанерозое привело к ее перекрытию кембрийскими эвапоритовыми толщами, образовавшими надежный флюидоупор, сформировавший огромный резервуар горизонта P_1 .

Первоначальное формирование залежи в горизонте P_1 происходило в несколько этапов, о чем свидетельствует субгоризонтальное нефтенасыщение, установленное А.И. Ларичевым [9] на ряде уровней газовой шапки. Затем мандринская толща практически полностью исчерпала свой нефтегенерационный потенциал, а дальнейшее погружение привело к генерированию газа, который, в свою очередь, начал интенсивно поступать в ловушку и формировать газовую шапку, оттесняя нефтяную подушку. Ряд исследователей [3] полагает, что вышеуказанный процесс протекал в несколько этапов, последний из которых был интенсифицирован (генерация газа) увеличением температуры осадочного чехла при подъеме в верхние горизонты земной коры огромной базитовой магмы перед позднепермско-раннетриасовой эпохой магматизма. Последовавшее вслед за этим посттриасовое воздымание бассейна [2] и размыв привели к снижению пластовых давлений, способствовали выделению углеводородных газов в свободную фазу из воды и мощному всплеску струйной вертикальной миграции газа через «прозрачную», из-за вертикальной трещиноватости, толщу рифейских пород до первого надежного флюидоупора, каким явились глинисто-карбонатные и карбонатно-эвапоритовые отложения верхнего венда и нижнего кембрия [3].

Современные представления

Разработка трещиновато-кавернозных рифейских отложений Юрубченской залежи связана с многочисленными неопределённостями, в том числе большой неравномерностью при распределении трещин и каверн. Для уточнения физико-механических (ФМС) и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) был отобран керн и детально изучен [7, 10]. Порода-коллекторы рифейских отложений Юрубченско-Тохомского месторождения являются породами преимущественно трещинного типа [10]. В связи с этим особое внимание

все исследователи уделяли изучению систем трещин рассматриваемого продуктивного объекта (густоты; раскрытости, коэффициента сжимаемости трещин).

В результате исследований, проведенных Ю.А. Кашниковым с коллегами [10], полученные динамическими испытаниями значения модуля упругости в 1,5–2,0 раза превысили величины модуля упругости при статических испытаниях, что является характерным для динамических испытаний. Значение коэффициента Пуассона при статических испытаниях оказалось значительно ниже, чем при динамических, что опровергает идею о быстром смыкании трещин в процессе падения пластового давления. Однако исключительно высокие значения прочностных и деформационных статических и динамических характеристик, которые в несколько раз выше, чем аналогичные ФМС для карбонатных коллекторов большинства месторождений углеводородов, свидетельствуют о наличии в массиве пород месторождения высоких остаточных тектонических напряжений, которые будут способствовать смыканию стенок трещин при падении пластового давления.

Основными параметрами, характеризующими работу продуктивной залежи, являются фильтрационно-емкостные свойства, в частности, пористость и проницаемость. Специалистами института ВостСибНИИГГиМС [11] открытая пористость определялась по методу Преображенского. Оборудование, инструменты и реактивы соответствовали ГОСТ 26450.0-85. Коэффициент открытой пористости (K_{II}^{III}) и сжимаемость порового пространства измерялись на установке УИФМС (модифицированная ИФС-П). Последующие расчеты дали также значение коэффициента сжимаемости порового пространства. В то же время в связи с низкими значениями пористости матрицы и интенсивной трещиноватостью и кавернозностью, данный параметр включает в себя сжимаемость каверн и сжимаемость трещин. Средняя величина полученной пористости колеблется в пределах 0,4–0,6%, а проницаемость (по гидродинамическим данным) колеблется от 0,03 до 3653,4 мД, при среднем значении – 119 мД.

При разработке пластов, сложенных трещиноватыми и трещинно-поровыми породами, сталкиваются с проблемами, которые не свойственны объектам порового типа. Это связано с наличием систем трещин, в значительной степени определяющих процессы нефтеизвлечения. В качестве признака этого может выступать существенная зависимость продуктивности скважин от падения пластового давления, непредсказуемая обводненность скважин, резкое

падение продуктивности скважин, значительное различие проницаемостей, полученных по керну и по ГДИС (в десятки и сотни раз).

Как известно, трещинно-поровые коллекторы представляют собой среду с двойной пористостью, состоящую из пористой матрицы, разбитой трещинами на разнокалиберные блоки. Принято считать, что при изменении пластового давления пористые блоки почти не испытывают упругих деформаций, и их абсолютная газопроницаемость остается практически постоянной. Деформация трещиноватого коллектора, вызванная падением пластового давления, сопровождается снижением трещинной проницаемости, что ведет к уменьшению коэффициентов продуктивности.

Для моделирования трещинно-поровых коллекторов используют модель двойной пористости, современные программные пакеты (ECLIPSE, Tempest MORE и др.). В то же время как в модельных представлениях, так и в самих программных комплексах слабо отражены явления смыкания трещин в процессе падения пластового давления и соответствующее снижение трещинной составляющей проницаемости. Поэтому указанный тип коллектора автор, вслед за Ю.А. Кашниковым с коллегами [10], рассматривает как имеющий преимущественно геомеханическую природу. Кроме того, использование модели двойной пористости для гидродинамического моделирования разработки рифейских объектов представляется весьма сложной и в определенной степени неактуальной проблемой вследствие значительной неопределенности входящих в данную модель исходных параметров, а также учитывая, что породы, слагающие рифейский объект, являются очень плотными и имеют пористость 0,5–2%. Более эффективным и целесообразным представляется определить закон изменения трещинной проницаемости (то есть считаем, что проницаемость матрицы мала и практически не меняется) продуктивных объектов в процессе падения пластового давления и использовать данный закон в гидродинамическом моделировании, применяя модель простой пористости [10]. При этом, как показали опыты, поровая составляющая проницаемости рифейских карбонатных объектов, действительно не меняется. Таким образом, основное внимание было уделено изучению изменения трещинной составляющей проницаемости.

В рамках данной работы были выполнены исследования изменения ФЕС образцов с трещинами в процессе длительного действия пониженного пластового давления. Всего

испытаниям было подвергнуто 9 образцов с трещинами. При этом падение и восстановление пластового давления путем снижения и нагнетания внутритрещинного давления позволили воспроизвести реальные условия снижения и поддержания пластового давления.

Испытания [10] показали, что общее снижение проницаемости при падении давления до 3 МПа является весьма существенным и составляет для отдельных образцов более 90% от первоначальной ее величины. Восстановление проницаемости происходит менее интенсивно, и при падении эффективного давления до 3,0 МПа она восстанавливается только до 20% от проницаемости, характерной для эффективного давления 0,5 МПа. Таким образом, при проведении экспериментов в лабораторных условиях были получены выводы о том, что даже небольшое снижение пластового давления приводит к значительному снижению проницаемости и соответственно продуктивности скважин. Кроме того, процесс деформирования по системам трещин вследствие снижения пластового давления является практически малообратимым и, соответственно, если допустить на начальном этапе разработки падение пластового давления, то в последующем нельзя будет восстановить первоначальную продуктивность скважин.

Тем не менее, проведенные исследования [10] не могли в полной мере воссоздать пластовые условия для реальных продуктивных отложений, так как даже на более крупных образцах керна были получены данные по пористости существенно выше.

Теоретические предпосылки деформационно-метасоматического преобразования карбонатных пород

Автор полностью поддерживает предложенную временную модель образования Юрубчено-Тохомского месторождения [3], однако, формирование трещин, по его мнению, обусловлено не только тектоническими причинами, но и деформационно-метасоматическими.

Деформационно-метасоматическое преобразование – это преобразование продуктивных отложений и вмещающих пород в результате изменения структуры и объема их пустотно-порового пространства при активном участии пластовых флюидов и вторичном минералообразовании.

Многочисленными исследованиями [11–20 и др.] достоверно выделена связь тектоники с эманациями из верхней мантии гидротермальных растворов (флюидов) и с процессами изменения пород-коллекторов. При этом роль высокотемпературных гидротерм (флюидов), активизирующих процессы формирования вторичной пористости за счет образования трещин гидроразрыва, весьма высока. В частности, изучение коллекторских свойств палеозойских отложений фундамента Западной Сибири (осадочные, метаморфические и изверженные породы) показало, что они характеризуются резкой неоднородностью и трещинно-кавернозным характером, возникшим за счет метасоматической переработки пород гидротермальными растворами (флюидами).

Специальными исследованиями было установлено, что объемы накопленной добычи углеводородов и доказанные их запасы могут быть сопоставимы с количеством привнесенного вещества [15]. Также в данной работе отмечается, что понимание гидротермальной природы пластовых флюидов позволяет рассматривать накопление углеводородных масс, вторичные изменения пород разрезом, возникновение неотектонических структур, формирование аномальных поверхностных геохимических полей над залежами нефти и газа как единый неразрывный во времени и пространстве процесс, связанный с дегазацией недр планеты [15].

Теоретически, наиболее сильно будут подвергаться процессам преобразования карбонатные породы, сложенные 100% известняком (кальцитом), который в результате полной доломитизации может уменьшать свой объем на 12,3%, а при кальцитизации возможен обратный процесс. В зависимости от минералогического состава матрицы и цемента, автором предлагаются две классификации – для карбонатных (дополнение к С.Г. Вишнякову [20]) и терригенных (дополнение к В.Н. Шванову [21]) коллекторов, основанные на изменении емкости коллектора в результате деформационно-метасоматических преобразований (табл. 1 и 2).

При доломитизации будет наблюдаться увеличение объема пустотно-порового пространства, а при кальцитизации – уменьшение, поэтому, зная состав породы, можно представить предполагаемый механизм следующим образом (табл. 1).

Для терригенных пород используется классификация, предложенная В.Н. Швановым [21], так как широко применяемая в последние годы классификация А.А. Ханина [22],

которая делит породы-коллекторы на 6 классов по абсолютной проницаемости, не учитывает минералогию продуктивных отложений.

В зависимости от состава цемента, деформационно-метасоматических преобразований параметры максимально возможных изменений емкости коллектора (без учета изменения минеральных зерен и обломков) представлены в табл. 2.

Таким образом, зная минералогический состав продуктивных отложений, их текстуру и структуру, можно прогнозировать степень изменения объема их пустотно-порового пространства, увеличение или уменьшения общей пористости. Так, в результате эксперимента, проведенного в ИХН СО РАН (г. Томск), была доказана возможность образования доломита в присутствии карбамида и хлорида магния при температуре 160 °С. Присутствие нефти при этом не оказывает заметного влияния на образование доломита.

Деформационно-метасоматическое полигенное образование залежей углеводородов в трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторах

В дополнение к проведенным исследованиям [3, 9, 10–11] автор предлагает еще один из возможных механизмов формирования трещиновато-кавернозного карбонатного коллектора горизонта P_1 – деформационно-метасоматический полигенный.

Образование трещиноватости в карбонатных коллекторах Юрубчено-Тохомского и ему подобных месторождениях возможно в результате уменьшения объема карбонатных пород в процессе их доломитизации (таблицы 1 и 2). Процесс доломитизации, скорее всего, носил пульсационный характер и был тесно связан с увеличением температуры осадочного чехла при подъеме в верхние слои земной коры огромной базитовой магмы [3], а также с наличием долгоживущих разломов, приуроченных к Юрубчено-Тохомскому месторождению.

Не отвергая органогенную природу нефти в Юрубчено-Тохомском месторождении, автор предлагает рассматривать приразломные зоны как участки для проникновения углеводородов мантийного происхождения. Мантийные углеводороды могли быть составной частью в высокоминерализованном насыщенном магнием глубинном флюиде. На глубинах в несколько километров были возможны процессы деформационно-метасоматического преобразования карбонатных пород. В результате этого сформировался трещиновато-кавернозный тип коллектора.

Таблица 1

Классификация известково-доломитовых пород с учетом деформационно-метасоматических процессов (по [20], с изменениями и дополнениями автора)

Порода	Содержание, %		Уменьшение объема пород при доломитизации, %	Содержание, %		Увеличение объема пород при кальцитизации, %
	Ca(CO ₃) ₂	MgCO ₃		CaMg(CO ₃) ₂	MgCO ₃	
Известняк	95–100	100	0,000	0	0	12,300
Известняк доломитистый	75–95	95	0,615	5–25	5	11,685
		90	1,230		10	11,070
		85	1,845		15	10,455
		80	2,460		20	9,840
		75	3,075		25	9,225
Известняк доломитовый	50–75	70	3,690	25–50	30	8,610
		65	4,305		35	7,995
		60	4,920		40	7,380
		55	5,535		45	6,765
		50	6,150		50	6,150
Доломит известковый	25–50	45	6,765	50–75	55	5,535
		40	7,380		60	4,920
		35	7,995		65	4,305
		30	8,610		70	3,690
		25	9,225		75	3,075
Доломит известковистый	5–25	20	9,840	75–95	80	2,460
		15	10,455		85	1,845
		10	11,070		90	1,230
		5	11,685		95	0,615
Доломит	0–5	0	12,300	100	100	0,000

Если рассматривать деформационно-метасоматическое преобразование пород, как непрерывный процесс, то проникновение углеводородов мантийного происхождения от зон разломов внутрь коллектора могло затронуть весьма обширные участки месторождения. Для уточнения данного предположения необходимо провести специальные исследования по химическому анализу нефти, локализованной на различном расстоянии от разломов.

**Изменение объема пустотно-порового пространства при полной доломитизации
(кальцитизации) продуктивных отложений с различным типом цемента**

Тип цемента	Содержание цемента в породе, %	Состав цемента			
		Глинистый (без карбонатов)	Карбонатно-глинистый (карбонатов <50 %)	Глинисто-карбонатный (карбонатов >50 %)	Карбонатный (полностью карбонатный)
Базальный	40–50	0	0,100...2,500	2,500...5,500	4,920...6,150
Открытый поровый	30–40	0	0,060...2,000	1,850...4,430	3,690...4,920
Закрытый поровый	25–30	0	0,050...1,500	1,540...3,320	3,075...3,690
Неполный поровый	10–25	0	0,020...1,250	0,620...2,770	1,230...3,075
Контурный	5–10	0	0,010...0,500	0,310...1,110	0,615...1,230
Прерывистый	1–5	0	0,002...0,250	0,060...0,550	0,123...0,615

Выводы

1. Углеводороды (нефть, газ, газоконденсат) трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторов Восточной Сибири, расположенные в зонах разломов, могут иметь полигенное происхождение. Если поддерживать депрессию на уровне, не допускающем критического смыкания трещин, то можно, при наличии глубинных флюидов, насыщенных мантийными углеводородами, сыницировать их фильтрацию от зон разломов (по трещинам) внутрь пласта. Таким образом, за счет поступления углеводородов мантийного происхождения, появится возможность увеличить подвижные извлекаемые запасы УВ, локализованные в залежи.
2. Для более детальной оценки процесса необходимо провести дополнительные исследования аналога Юрубчено-Тохомского месторождения, находящегося на последней стадии разработки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Трофимук А.А. Нефтегазоносность Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 1960. - №7. – С. 3–12.
2. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 679 с.
3. Конторович А.Э., Изосимова А.Н., Конторович А.А., Хабаров Е.М., Тимошина И.Д. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления в верхнем протерозое Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37, № 8. – С. 166–195.
4. Фан Пу, Чанг Байшенг. Неморские нефти Китая // Геология и геофизика. – 1995. – Т. 36, № 6. – С. 45–59.
5. Дмитриевский А.Н. Полигенез нефти и газа // ДАН. – 2008. – Т. 419, № 3. – С.373–377.
6. Гладков Е.А. Преимущество наклонно-направленных скважин перед горизонтальными при разработке сложнопостроенного продуктивного пласта // Бурение и нефть. – 2010. – №10. – С. 22–24.
7. Гладков Е.А. Особенности разработки трещиновато-кавернозных коллекторов Восточной Сибири // Газовая промышленность. – 2011. – №8. – С. 36–38.
8. Гладков Е.А. Возможные проблемы при разработке Верхнечонского газоконденсатнонефтяного месторождения (Восточная Сибирь) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – №11. – С. 62–64.
9. Ларичев А.И., Коробов Ю.И. Результаты поверхностной газогеохимической съемки в пределах Юрубчено-Тохомской зоны НГН // Результаты работ по межведомственной региональной научной программе «Поиск» за 1992-1993 годы. – Новосибирск, 1995. –Ч. II. – С.112–116.
10. Кашиников Ю.А., Гладышев С.В., Разяпов Р.К., Конторович А.А., Красильникова Н.Б. Гидродинамическое моделирование первоочередного участка разработки Юрубчено-Тохомского месторождения с учетом геомеханического эффекта смыкания трещин // Нефтяное х-во. – 2011. – №4. – С.104–107.

11. *Мендюк И.М.* Изучение упруго-деформационных свойств пород-коллекторов рифея Юрубченского месторождения. – Иркутск.: ВостСибНИИГГиМС, 1991. – 40 с.
12. *Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М.* Локализованные потоки глубинных углеводородных флюидов и генезис скоплений газогидратов // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ: Материалы Междунар. конф. /Под ред. А.Н. Дмитриевского. – М.: ГЕОС, 2002. – С. 319–322.
13. *Багдасарова М.В.* Взаимодействие карбонатных пород с гидротермальными системами при формировании коллекторов нефти и газа // Литология и нефтегазоносность карбонатных отложений: Материалы научн.-практ. конф. – г. Сыктывкар 10–19 июня 2001. – Сыктывкар, 2001. – С. 125–127.
14. *Дюнин В.И., Корзун В.И.* Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов. – М.: Научный мир, 2005. – 524 с.
15. *Коробов А.Д., Коробова Л.А.* Зона развития уникальных природных резервуаров – породы фундамента тафrogenных областей // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ: Материалы Междунар. конф. /Под ред. А.Н. Дмитриевского. – М.: ГЕОС, 2002. – С. 258–262.
16. *Коробов Ю.И., Малюшко Л.Д.* Флюидодинамическая модель формирования залежей УВ – теоретическая основа поисков месторождений нефти и газа // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ: Материалы междунар. конф. /Под ред. А.Н. Дмитриевского. – М.: ГЕОС, 2002. – С. 360–362.
17. *Гладков Е.А.* Теоретическая и практическая невозможность построения детальной фильтрационной модели на основе геологической модели // Бурение и нефть. – 2009. – №7/8. – С. 22-23.
18. *Гладков Е.А.* Влияние метасоматоза на разработку месторождений углеводородов // 1-й Российский Нефтяной конгресс: Сб. материалов. – М., 2011. – С.90–93.
19. *Гладков Е.А.* Причины изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в процессе разработки месторождений углеводородов // Современные вызовы при разработке и обустройстве месторождений нефти и газа Сибири: Сб. материалов научн.-практ. конф. – Томск, 2011. – С. 44–45.

20. *Вишняков С.Г.* Карбонатные породы и полевое исследование их пригодности для известкования почвы // Карбонатные породы Ленинградской области, Северного края и Карельской АССР. – М.: Госгоргеонефтеиздат, 1933. – Вып. 2.– С. 3–22.

21. *Шванов В.Н.* Петрография песчаных пород (компонентный состав, систематика и описание минеральных видов). – Л.: Недра, 1987. – 269 с.

22. *Ханин А. А.* Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.: Недра, 1969. – 356 с.