

СПЕЦИФИКА И РАЗНООБРАЗИЕ ПРОЦЕССОВ НЕТРАДИЦИОННОГО НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Б.М. Валяев
ИПНГ РАН, e-mail: valyb@mail.ru

Современные парадигмы и концепции нефтегазовой геологии выстроены и базируются на материалах по геологии традиционных нефтегазовых месторождений. С середины прошлого столетия спектр разновидностей традиционных скоплений углеводородов постоянно расширялся в связи с обнаружением новых нетрадиционных типов ловушек, коллекторов, покрышек, расширялись также и представления об источниках углеводородов. За последние четверть века выяснилось, что в недрах нефтегазоносных регионов масштабы нефтегазонакопления в традиционных формах значительно уступают нефтегазонакоплению в особых, иных, формах. (Высоцкий, Дмитриевский, 2008). Ресурсы и скопления углеводородов в виде газогидратов, тяжелых нефтей и битумов, водорастворенных газов, сланцевых нефтей и газов, газов угленосных разрезов пород, газов плотных пород были отнесены к отдельному типу неконвенциональных ресурсов нефти и газа.

По материалам нескольких десятков разбуренных до больших глубин (более 5 км) нефтегазоносных бассейнов установлены основные особенности пространственного распространения традиционных скоплений и ресурсов нефти и газа. Крупнейшие традиционные нефтяные и газовые, газонефтяные и газоконденсатные месторождения сосредоточены в интервале глубин от 1,0–1,5 до 4,0–4,5 км, к которому приурочены так называемые *главные зоны нефте- и газонакопления*. Этот интервал глубин оказывается *оптимальным интервалом* для формирования скоплений традиционных нефти и газа. В сущности, в пределах большей части нефтегазоносных регионов в этом интервале глубин основные параметры, контролирующие аккумуляцию углеводородов в залежи (резервуары, покрышки и ловушки), приобретают оптимальные значения.

Как оказывается, в оптимальном интервале формирования скоплений традиционных (конвенциональных) нефти и газа распространены также неконвенциональные ресурсы в месторождениях водорастворенных и сланцевых газов, а также сланцевых нефтей. В этом интервале глубин формирование традиционных и нетрадиционных скоплений газа происходит одновременно и взаимосвязано. Обычно максимальная газонасыщенность пластовых вод фиксируется вблизи контуров газовых

(газоконденсатных) залежей и последовательно снижается по мере удаления от них. Здесь с особой очевидностью проявляется локализованность вторжения углеводородных флюидов. В отдельных случаях региональная газонасыщенность пластовых вод приближается к предельной (сеноманский комплекс севера Западной Сибири) и даже достигает ее (хадумский комплекс Ставрополя).

Водорастворенные газы демонстрируют специфическую форму локализации неконвенциональных скоплений, когда газ оказывается связанным не с минерально-органическим комплексом вмещающих пород, а с поровыми водами. Тем самым механизмы «улавливания» углеводородов при формировании скоплений неконвенциональных водорастворенных газов резко отличаются от более простой аккумуляции газа в обычных залежах. Генетическое единство этих двух типов газа, утилизированных в разной форме, очевидно. Как и для остальных традиционных углеводородных ресурсов, для водорастворенного метана характерны крайне неравномерные глобальная и внутрирегиональная распространенность, его ресурсы оцениваются величиной от 10^{16} до 10^{17} м³. Газ, растворенный в пластовых водах, по масштабам нетрадиционных ресурсов газа считается одним из самых значимых.

Для оптимального интервала нефтегазонакопления характерна также достаточно тесная ассоциация распространения традиционных нефтегазовых скоплений в первичных терригенных коллекторах со скоплениями над ними неконвенциональной нефти в глинистых покрывках и газа в сланцевых комплексах. При этом фиксируется резкая неравномерность насыщения ими даже соседних участков. Участки аномальной газо- или нефтенасыщенности приурочены к наиболее деформированным и трещиноватым участкам сланцевых комплексов типа *sweet spots*, с проявлениями аномально высоких пластовых давлений и температур, с комплексами вторичных минералогических и геохимических аномалий. Эти участки характеризуются и повышенными дебитами некоторых скважин, сопоставимыми с дебитами скважин из традиционных залежей нефти или газа в подстилающих коллекторах. Перечисленные аномалии контролируются обычно разрывными нарушениями разного типа с каналами вторжения и перетоков глубинных углеводородных флюидов.

Так, например, в Западной Сибири аномальная по нефтенасыщенности субмеридиональная зона ассоциируется с зоной глубинных разломов на западном склоне Сургутского свода, где распространены участки повышенной деформированности

кремнисто-глинистых образований баженовской свиты. Для трещинно-кавернозного коллектора характерны несколько систем проницаемости, наложенных деформаций и импрегнация углеводородных флюидов в залежь. Для этих же участков залежи характерны максимальные аномалии пластовых давлений (коэффициент аномальности K_a достигает значения 1,86) и температур. Участки повышенной продуктивности находятся в прямой корреляции с аномальностью пластовых температур и давлений, а также с повышенной пустотностью баженовских аргиллитов (Кокорев, 2010). Эти параметры являются свидетельством вторжения и вторичности легкой нефти в залежи, а также продолжающегося ее вторжения на современном этапе.

В сущности, формирование в оптимальном интервале нефтегазонакопления традиционных месторождений углеводородов сопровождается формированием и нетрадиционных скоплений сланцевых нефтей и газов, а также скоплений водорастворенных газов. Это единство определяется их формированием в общем ореоле вторжения глубинных углеводородных флюидов. Заметим, что для сланцевой нефти и скоплений сланцевого и водорастворенного газа ловушки оказываются необязательными; для сланцевых газа и нефти нет необходимости и в первичных резервуарах (Валяев, 2012).

Нетрадиционные ресурсы, представленные гигантскими скоплениями газогидратов, тяжелых и вязких нефтей, битумов на глубинах до 1–1,5 км образуют *еще один главный – приповерхностный интервал нефтегазонакопления* (Валяев, 2007 и др.). Глобальные оценки тяжелых, вязких нефтей и битумов в этом интервале ресурсов уже превысили 1 трлн т. При этом более 70% из них сосредоточены всего в двух регионах – Западной Канаде и Восточной Венесуэле. Нетрадиционные ресурсы этих регионов сопоставимы с ресурсами обычных (conventional) нефтей Ближнего Востока, который рассматривается в качестве крупнейшего «полюса» нефтенакопления. Более 60% мировых запасов обычной нефти выявлено в нем.

При формировании скоплений обычных (conventional) нефти и газа особая роль в их аккумуляции принадлежит региональным покровкам. Скопления тяжелых нефтей и битумов формируются на склонах докембрийских щитов при отсутствии хороших покровок, в результате потери газообразных и низкомолекулярных жидких углеводородов, с участием процессов биодегградации. В приповерхностном интервале, в сущности, при отсутствии покровок и ловушек, происходит не аккумуляция нефти, а специфическая утилизация, улавливание тяжелых нефтей и битумов. При этом

задействованы не только особые условия нефтенакпления, но и уникальные масштабы вторжения глубинных углеводородных флюидов.

Скопления газогидратов формируются, в сущности, также без надежных классических покрывок и ловушек. Их отсутствие компенсируется возникновением специфических условий улавливания метана в форме клатратов в зоне их стабильности. Глобальные ресурсы газогидратного метана большинством специалистов оцениваются величиной от $5 \cdot 10^{15}$ до $2 \cdot 10^{16} \text{ м}^3$, т.е. на 1–2 порядка величин больше глобальных извлекаемых запасов газа ($1,8 \cdot 10^{14} \text{ м}^3$) традиционного типа. Более 90% ресурсов газогидратного метана тяготеет к континентальным окраинам Мирового океана, где складываются благоприятные для формирования их скоплений не только климатические, но и геодинамические обстановки. В отсутствие выдержанных изолирующих региональных покрывок локализованные вертикальные потоки глубинных углеводородных флюидов достигают зоны стабильности газогидратов в приповерхностных отложениях и даже пронизывают ее насквозь трубообразными каналами (диапиры, грязевые вулканы и др.). В донных осадках на участках выходов каналов на морское дно и разгрузки углеводородов часто фиксируются очаговые скопления газогидратов. Глубинная природа углеводородов была обоснована нашими работами, как для интенсивных разгрузок углеводородов, так и для формирования скоплений газогидратов в осадках дна Мирового океана. (Дмитриевский, Валяев, 2002а,б).

Среди всех выделенных разновидностей нетрадиционных ресурсов углеводородов к наибольшим глубинам (более 4,5 км по стадиям катагенеза, т. е. глубже «нефтяного окна») приурочены скопления газа плотных (tight) низкопроницаемых пород. Традиционные ресурсы на этих глубинах представлены, прежде всего, газоконденсатными и газовыми (реже нефтяными) скоплениями. В последние годы в США газы низкопроницаемых плотных песчаников все более активно вовлекаются в промышленную разработку. Основным резервуаром этих газов являются мелкозернистые песчаники и алевролиты, на больших глубинах отличающиеся плотностью и проявлениями аномально высоких пластовых давлений (Cumella and Scheevel, 2008). В пределах низкопроницаемых комплексов ловушки как таковые обычно отсутствуют. Вторжение углеводородных флюидов происходит параллельно с деформациями и вторичными изменениями вмещающих газ пород. Формируются локальные высокопродуктивные участки типа sweet spots (рис. 1). Наибольший интерес для разработки представляют комплексы,

характеризующиеся сплошной (continuous) газонасыщенностью с многочисленными включениями sweet spots (рис. 2). Эти высокопродуктивные участки являются, в сущности, вторичными флюидизированными очагами.

Нетрадиционные скопления и ресурсы такого же типа (tight gas) должны быть широко распространены в породах фундамента (особенно метаморфических и гранитоидных) и в породах переходных (промежуточных) комплексов. Для нетрадиционных скоплений tight газа и нефти характерны проявления интенсивных аномальных поровых давлений (при коэффициенте аномальности K_a – до двух и более). Аномальные давления фиксировались и по материалам традиционных месторождений во всем разбуренном интервале глубин. Это является еще одним проявлением единства генезиса (энергетического единства) традиционных и нетрадиционных скоплений углеводородов.

Однако формирование скоплений tight газов и нефтей отличается по механизму процессов от формирования других типов нетрадиционных скоплений углеводородов. Формирующийся при вторичных изменениях (деформациях пород, минеральных преобразованиях, выщелачивании) плотных пород вторичный коллектор после заполнения нефтью и газом оказывается уже и вторичной ловушкой, samozапечатанной. Такого рода вторичные флюидизированные очаги могут превышать в поперечнике 1000 м (примером может служить вьетнамское месторождение Белый Тигр). Породы фундамента, карбонатные массивы, базальные горизонты чехла, отличающиеся по характеру литифицированности, окажутся наиболее благоприятными объектами для формирования tight месторождений нефти и газа. Открытия месторождений нефти и газа такого типа (в сущности нетрадиционного типа по своему генезису) – еще впереди для всех разбуренных нефтегазоносных регионов России.

По материалам нефтегазоносности tight комплексов и пород фундамента с особой определенностью проявляется приуроченность каналов вторжения углеводородов к грабенообразным структурам. Этот вывод для севера Западной Сибири иллюстрируется рис. 3. Приподнятые блоки с традиционными месторождениями уже достаточно хорошо опоскованы и разбурены. Однако ресурсный потенциал нетрадиционных скоплений углеводородов межблоковых зон и грабенообразных прогибов пока еще не раскрыт. Он связан с наиболее глубокопогруженными зонами бассейнов (как нетрадиционное гигантское скопление газа Deep Basin в Западной Канаде, как скопления «центрально-

бассейнового газа» США). Первичные литологические неоднородности определяют сложный характер супергигантского месторождения Чиконтепек в Мексике, связанного с прогибом – каньоном. Неоднородности продуктивности контролируются наложенными процессами вторжения углеводородных флюидов, проявляющихся и в аномальности пластовых давлений, и в безводном характере залежей.

В Западной Сибири в Среднеобской нефтегазоносной области к зоне сочленения Среднеобского и Фроловского геоблоков (прогибу) приурочено гигантское Приобское нефтяное месторождение, также характеризующееся специфичностью обстановки нефтенакпления. Оно связано, в основном, с песчано-алевритовыми фациями отложений неокома, клиноформенного типа. Ловушки относятся к литологическому и комбинированному типам. Тонкослоистые коллектора и постседиментационные изменения обуславливают сложное строение месторождения. Неравномерности дебитов скважин, трудные условия разработки характеризуют облик Приобского нетрадиционно-традиционного сложного месторождения. Как и залежи в баженовской свите, линзовидные залежи Приобского месторождения безводны и их формирование объясняется импрегнацией углеводородов, корни подтоков которых связаны субмеридиональной зоной глубинных разломов.

Заключение

1. Выявлено, что обстановки и механизмы трансформации и улавливания (аккумуляции, утилизации) глубинных углеводородных флюидов при формировании нефтегазовых скоплений нетрадиционного типа и неконвенциональных ресурсов нефти и газа имеют намного большее разнообразие по сравнению с традиционными аналогами. Столь же разнообразными оказались и сформированные нетрадиционные скопления и ресурсы углеводородов.

2. Для нетрадиционных скоплений углеводородов связь их пространственного распространения с глубинными разрывными структурами, контролирующими каналы вторжения глубинных углеводородов, проявляется еще более отчетливо, чем для традиционных нефтегазовых месторождений.

3. В формировании нетрадиционных скоплений углеводородов более отчетливо задействована энергетика глубинных процессов, обуславливающая вторжение (и трансформацию) глубинных углеводородных флюидов в разные интервалы осадочного чехла и фундамент.

4. С увеличением глубины в плотных (tight) породах (включая фундамент) интенсивнее проявляются процессы деформаций и вторичных изменений (вплоть до метасоматоза), способствуя формированию систем sweet spots и связанных с ними нетрадиционных скоплений углеводородов, достигающих крупных и гигантских по масштабам ресурсов и запасов.

5. Ресурсный потенциал разбуренных и малоизученных нефтегазоносных областей России значительно возрастает за счет увеличения разнообразия ожидаемых к открытию нетрадиционных и сложных скоплений углеводородов.

Работа выполнена при поддержке РФФИ, грант № 14-05-00869 и Программы № 27 Президиума РАН, проект 1.3.1.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Валяев Б.М.* Природа и особенности пространственного распространения нетрадиционных ресурсов углеводородов и их скоплений // Газовая промышленность. Спецвыпуск «Нетрадиционные ресурсы нефти и газа». 2012. С. 9–16.

2. *Валяев Б.М.* Приповерхностный интервал нефтегазонакопления: специфика и масштабы утилизации углеводородных флюидов // Геология морей и океанов: Материалы XVII Междунар. науч. конф. (Школы) по морской геологии. М., 2007. Т. 1. С. 92–95.

3. *Высоцкий В.И., Дмитриевский А.Н.* Мировые ресурсы нефти и газа и их освоение // Российский химический журнал. 2008. Т. LII, № 6. С. 18–24.

4. *Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М.* Углеводородная дегазация через дно океана: локализованные проявления, масштабы, значимость // Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений. М.: ГЕОС, 2002а. С. 7–36.

5. *Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М.* Природа, ресурсы и значимость гидратов природного газа // Газовая промышленность. 2002б. № 11. С. 22–25.

6. *Кокорев В.И.* Техничко-технологические основы инновационных методов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами нефти. Автореф. дис. ... докт. техн. наук. М., 2010. 46 с.

7. *Cumella S.P., Scheevel J.* The influence of stratigraphy and rock mechanics on Mesaverde gas distribution, Piceance Basin, Colorado // AAPG Special Volumes. 2008. P. 137–153.

ПРИЛОЖЕНИЕ

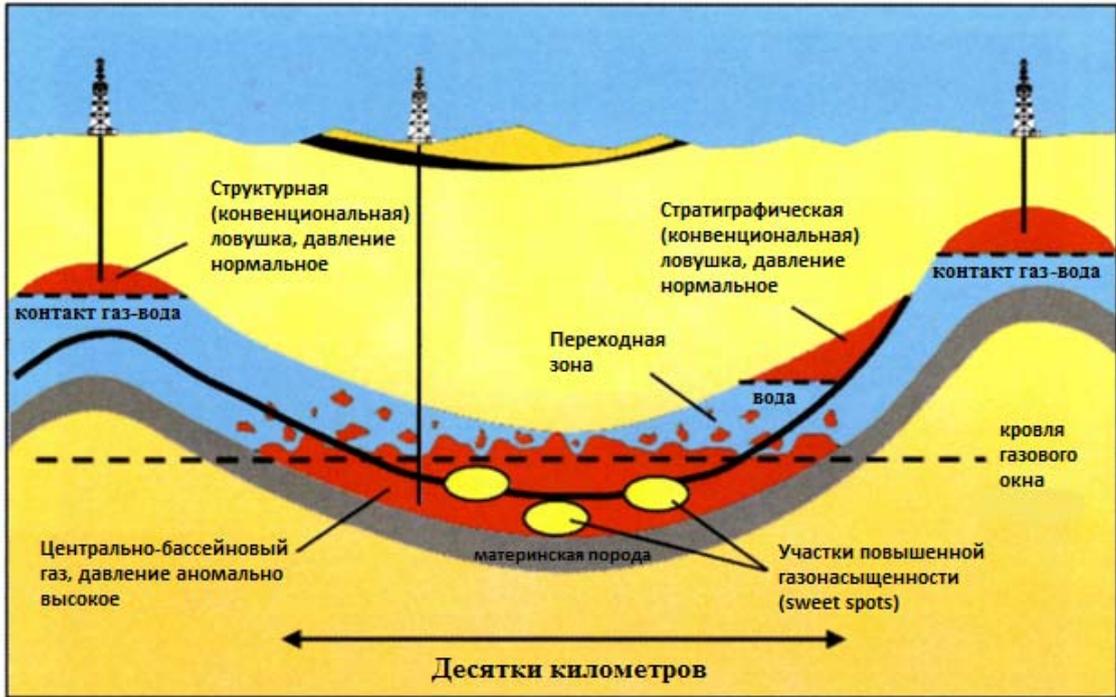


Рис. 1. Схематический разрез, иллюстрирующий обстановки формирования центрально-бассейнового газа (по St.P. Cumella, J. Scheevel, 2008)

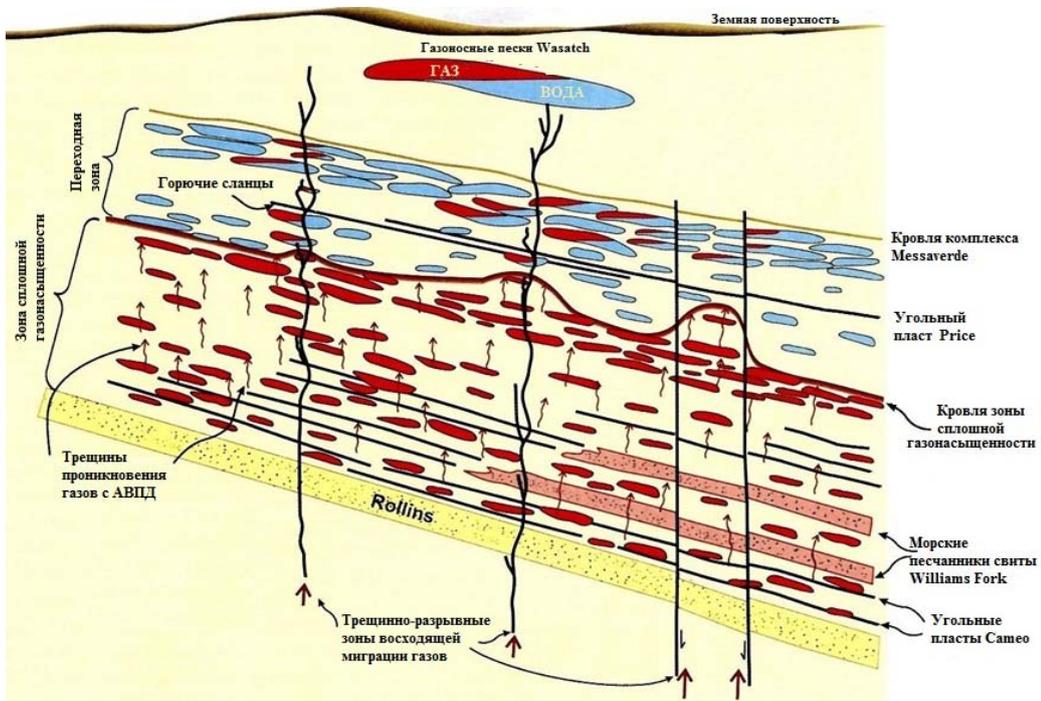


Рис. 2. Схематический разрез, иллюстрирующий модель миграции газа через комплекс Mesaverde в бассейне Piceance (Cumella, Scheevel, 2008)

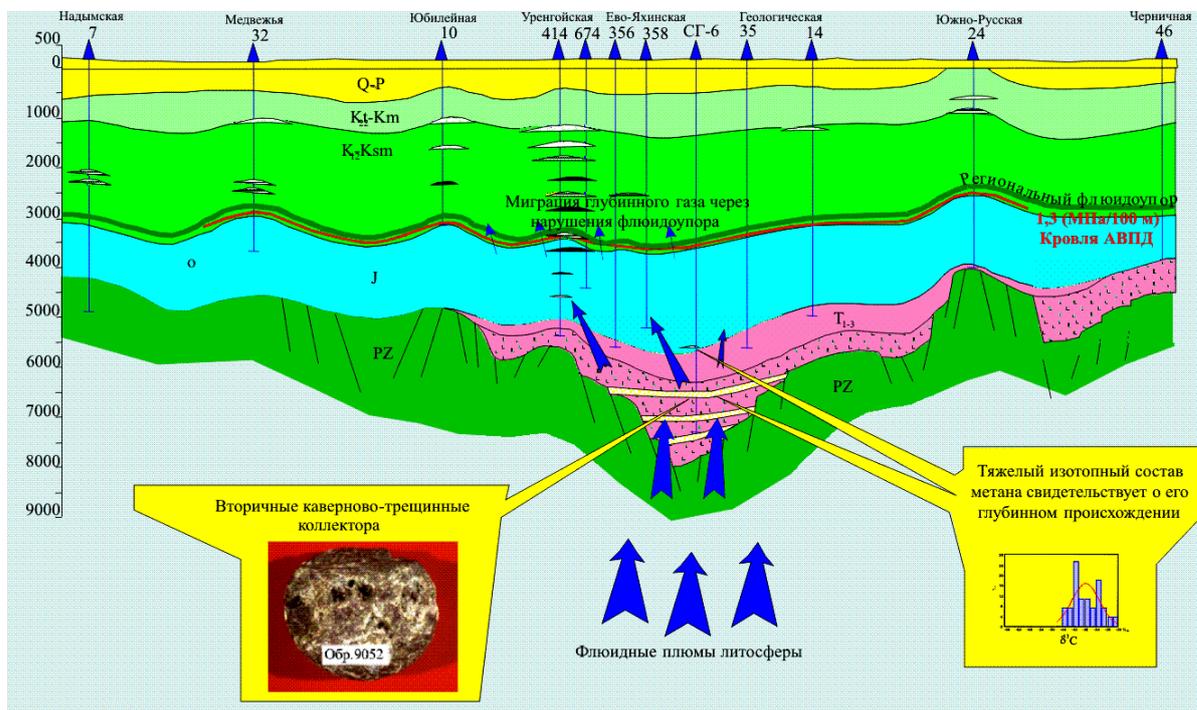


Рис. 3. Сверхглубокое бурение в Западно-Сибирской НГП (по В.И. Горбачеву)