
ПРОБЛЕМА ФОРМИРОВАНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ

**Е.И. Тараненко, Ю.А. Герасимов,
Фарах Салем Фарах**

Инженерный факультет
Российский университет дружбы народов
ул. Орджоникидзе, 3, Москва, Россия, 115923

В общепринятой схеме вертикальной зональности нефтидогенеза зона генерации газоконденсатов занимает позицию между главной зоной нефтеобразования и нижней зоной газообразования. Нашими исследованиями установлено существование верхней зоны генерации конденсатов, расположенной над главной зоной нефтеобразования. Ранние конденсаты — незрелые, они характеризуются специфическим составом, отличающимся от состава нижних (зрелых) конденсатов. Их образование обусловлено катагенезом керогена II типа и раскрытием генерационного очага на начальном этапе главной фазы нефтеобразования.

Проблеме ранней, до главной фазы нефтеобразования, генерации нефти посвящены многочисленные работы, в которых обсуждаются факты повышенного содержания битумоидов в рыхлых и слабопреобразованных осадках. Условия диагенетического образования углеводородов (УВ) нефти описывали В.В. Вебер, А.А. Ализаде, Г. Мейнхолд, Дж. Хант, К. Эмери и другие ученые. Результаты этих исследований рассматриваются как предпосылки для раннего образования нефтяных залежей.

Помимо нефтяных скоплений, в верхних частях разреза многих нефтегазоносных бассейнов обнаружены также залежи сухого газа, которые по ряду показателей считаются сингенетичными вмещающим отложениям. Эти залежи сформировались на этапе раннего катагенеза до главной фазы нефтеобразования (ГФН) и, следовательно, могут быть отнесены к залежам ранней генерации нефтидов. Классическим примером газовых месторождений ранней генерации считаются уникальные скопления газа в северной части Западной Сибири. Проблеме ранней генерации нефти и газа посвящены многие публикации, среди которых особого внимания заслуживают труды О.К. Баженовой, В.А. Скоробогатова и Л.В. Строганова [1; 2].

В 70—80-х гг. прошлого столетия в России сложились научные школы (МГУ, ВНИГРИ, ИГиРГИ, ВНИГНИ, ВНИИГаз, ГЕОХИ РАН, СНИИГГИМС), представители которых много и плодотворно занимались проблемами онтогенеза нефти и газа и, в частности, проблемой вертикальной зональности нефтидогенеза. Так, Н.Б. Вассоевич и А.Э. Конторович предложили близкие по содержанию схемы генерации фазоворазличных нефтидов, в которых генерационные зоны расположились в следующем порядке (сверху вниз): зона диагенетического

(биогенного) метанообразования; зона раннего низкотемпературного термокаталитического газообразования; главная фаза нефтеобразования; зона конденсатообразования и, наконец, зона позднего (глубинного) высокотемпературного газообразования. Таким образом, согласно общепринятым схемам, формирование газоконденсатных систем происходит только один раз — после ГФН.

Между тем в публикациях все чаще появляются сообщения об открытии газоконденсатных залежей в слабопреобразованных отложениях верхней части осадочного чехла, причем их формирование обусловлено не миграцией нефтидов из глубоко погруженных производящих толщ, а генерацией непосредственно во вмещающих породах. Следовательно, образование этих залежей должно найти объяснение в рамках модели ранней генерации нефти газа.

Во многих нефтегазоносных бассейнах мира в верхних горизонтах осадочного чехла встречены многочисленные, в том числе достаточно крупные, даже гигантские, скопления нефтидов, в которых сухой низкоконденсатный газ ассоциируется с тяжелой нефтью нефтеносного основания (север Западной Сибири, Северное море, мегабассейн Персидского залива, Восточно-Венесуэльский НГБ, впадина Цайдам в Китае и др.). Они пространственно и генетически связаны с разнофациальными толщами, имеющими невысокую степень катагенетического преобразования ОВ ($R^{\circ} = 0,3—0,6\%$).

Катагенетические нефти (незрелые, сформированные до главной фазы нефтеобразования) известны достаточно давно. Обычно они характеризуются весьма низким содержанием низкомолекулярных алканов, наличием цикланов с длинными боковыми цепями, низкой степенью ароматичности, обуславливающими повышенную плотность нефти за счет высокого содержания смолисто-асфальтовых компонентов. Их генетическая связь с вмещающими породами устанавливается сходством содержащихся в них биомаркеров — стерановых и гопановых УВ. Незрелые нефти открыты во многих бассейнах Китая, в бассейнах Субэй и Цзянхань они образуют промышленные скопления. Нефти очень богаты серой, отношение пристана к фитану в них < 1 . Незрелость нефтей проявляется в большом количестве биохимических индикаторов и очень низких молекулярных показателях зрелости. Генетически эти нефти связаны с эвапорито-обломочными фациями соленых озер, содержащими кероген второго типа, ОС витринита которого составляет 0,45—0,55%.

Широко распространены незрелые нефти в кайнозойских бассейнах Калифорнии (Санта-Хоакин, Вентура, Лос-Анжелес, Санта-Барбара), они приурочены к глинисто-кремнистой формации Монтерей. Эти нефти преимущественно тяжелые, отношение пристана к фитану < 1 , изо-алканы преобладают над н-парафинами. Незрелые нефти в калифорнийских бассейнах встречены на глубинах от 600 до 2850 м, но во всех случаях они ассоциируются с нефтематеринскими отложениями недостаточного уровня зрелости.

Помимо тяжелых незрелых нефтей, в природе широко распространены незрелые конденсаты. Показатели их незрелости установлены К. Томсоном. Незрелые конденсаты в сообществе с незрелыми нефтями описаны Л. Сноуденом

и Т. Пауэллом (1982) в краевых канадских бассейнах — Боффорта, Маккензи, шельфа Новой Скотии. Эти незрелые углеводородные флюиды образовались в кайнозойских прогибах за счет наземной органики, имевшей невысокий уровень катагенетической преобразованности ($R^o = 0,4—0,6\%$). Подобные незрелые конденсаты в ассоциации с сухими газами встречаются во многих кайнозойских бассейнах Новой Зеландии, Австралии, Индонезии, Колумбии и других стран. Генезис этих конденсатов также, как и канадских связывается с наземным ОВ, богатым экзинитовыми и резинитовыми компонентами, доля которых достигает 40—65%. К первичным конденсатам низкотемпературной зоны генерации (поздний протокатагенез) отнесен ряд нефтяных конденсатов Бованенковского, Харасовейского и Геофизического месторождений севера Западной Сибири. Их генезис связывают с угленосной формацией мелового возраста. Установлено, что конденсаты верхних частей осадочного чехла Южно-Каспийского НГБ по комплексу геохимических показателей явно относятся к числу незрелых.

Основной особенностью углеводородного состава незрелых нефтей и конденсатов является высокое содержание нефтяных УВ. Нефтям свойственно преобладание изо-алканов над нормальными парафинами, а также обогащенность смолисто-асфальтовыми компонентами. Наблюдается четкая генетическая связь газоконденсатных залежей с континентальными отложениями, содержащими арконовую (гумусово-лейптинитовую) органику.

Анализ проблемы ранней генерации нефтяных флюидов показывает, что, несмотря на множество фактов существования этого феномена, в научной литературе отсутствуют какие-либо разработки механизма формирования газоконденсатных систем (ГКС) до главной фазы нефтеобразования. Мы предлагаем восполнить этот пробел, используя относительно новый геофлюидодинамический подход к проблеме фазовой зональности нефтяногенеза.

Геофлюидодинамика (ГФД) изучает структуру полей различного рода давлений в осадочных толщах. В нефтяной ГФД основное внимание уделяется полям гравитационного уплотнения пород и гидродинамических (гидравлических) напряжений, формирующихся в глубинных водонапорных комплексах, включая очаги генерации нефти и газа. Устанавливается определенное взаимодействие этих полей, так как в большинстве случаев параметры гидравлических полей определяются параметрами поля уплотнения глинистых пород. Кроме того, как мы полагаем, реализация процессов нефте- и газообразования, и, в частности *фазовый состав* образующегося нефтяного флюида — нефти, газа, газоконденсата, — также зависит от состояния полей давления в генерационных очагах.

Проблема раздельной генерации нефти и газа обозначилась в 50—60-х гг. прошлого столетия, когда были опубликованы первые теоретические работы, посвященные пространственному разобщению основных запасов нефти и газа. Наибольшую актуальность эта проблема приобрела в 70-х гг. в связи с открытием в Западной Сибири и других регионах крупных зон преимущественного нефтяного или газонакопления.

Было установлено, что основные запасы нефти и газа размещены в нефтегазоносных бассейнах неравномерно, в основном изолированно по площади. В районах, где в природных резервуарах определенного возраста присутствуют крупные скопления газа (север Западной Сибири, Центральное Предкавказье), как правило, если и есть нефтяные залежи, то доля их запасов неизмеримо меньше запасов свободно газа. Уникальным примером может послужить Трансильванский НГБ (Румыния) — единственный в мире, где выявлена только газоносность. С другой стороны в зонах преимущественной нефтеносности (Широтное Приобье, Восточное Ставрополье) практически отсутствуют месторождения свободного газа.

Несомненно, что вертикальная зональность распределения залежей фазово-различных нафтидов — это результат генерации нефти, газа и газоконденсатных растворов на разных этапах катагенеза керогена. Генерационные процессы стратифицированы, образование разных нафтидов происходит на разных глубинах, в разных условиях. Зоны преимущественного нефте- или газообразования последовательно сменяют друг друга в соответствии с эволюцией нафтидогенеза и, хотя в разных НГБ их гипсометрическое положение может быть различным, порядок последования зон выдерживается достаточно строго. Это естественно, поскольку фазовый состав нафтида определяется в первую очередь степенью катагенеза керогена.

Неоднократно предпринимались попытки дать научное обоснование наблюдаемого феномена, но, к сожалению, ни один из вариантов пока не может считаться удовлетворительным. Как правило, анализ проблемы приводит к привлечению слишком многих факторов и условий (до 10), которые в значительной мере усложняли выбор показателей и критериев нефте- или газоносности и тем самым уменьшали достоверность прогноза.

Авторы предлагают новую и достаточно простую концепцию отдельной генерации нефти и газа и, соответственно, формирования зон преимущественного нефте- или газонакопления. В основе этой концепции лежит представление об определяющем влиянии трех факторов: степени катагенеза керогена; времени раскрытия генерационного очага; генетического типа керогена.

Анализ публикаций показывает, что в подавляющем большинстве случаев геологи считают, что эмиграция микронепти (мН) происходит одновременно с ее генерацией.

Однако если исходить из этой концепции, в каждом нефтегазоносном бассейне (НГБ) при погружении определенной производящей толщи должна наблюдаться полная последовательность чередования зон генерации нефти или газа. Соответственно в каждом НГБ должно происходить формирование залежей сначала низкотемпературного газа, затем тяжелых нефтей, затем средних и легких нефтей, затем газоконденсатных систем и, наконец, высокотемпературных газов. Кроме того, в НГБ открытого типа должны существовать только гидростатические давления.

В действительности такая картина нигде не наблюдается.

Более реальной представляется схема одноактной, только при раскрытии водонапорного комплекса, эмиграции нефти или газа и формирование их залежей на путях миграции. Эта схема основана на фактах существенной гидравлической изолированности осадочных толщ на этапе регионального погружения НГБ. В этом нас убеждают многочисленные сведения об аномально высоких и сверхгидростатических пластовых давлениях, наблюдаемых в различных НГБ, особенно молодых. Установлено, что практически во всех НГБ присутствует как минимум один региональный флюидоупор, надежно изолирующий расположенный ниже генерационный очаг. В этом очаге в соответствии со степенью катагенеза керогена происходит образование молекул микронепти или газа, однако их эмиграция будет невозможна вплоть до гидравлического раскрытия очага генерации.

В химических технологиях широко используется простое правило, регулирующее фазовое состояние конечных продуктов реакции. В соответствии с принципом Ле-Шателье—Брауна для синтеза жидких соединений необходимы (при постоянной температуре) высокие давления, тогда как для образования газов или парообразных продуктов следует применять реакторы низкого давления или вакуумные установки.

Если рассматривать под этим углом зрения катагенез керогена, то следует различать его преобразование в открытых и закрытых генерационных системах. Применительно к геологическим ситуациям правильнее было бы говорить об условно открытых и условно закрытых системах, поскольку в осадочных толщах практически все элементарные объемы (системы) в той или иной мере обмениваются веществом и энергией с вмещающей средой, однако для краткости мы в дальнейшем будем использовать простые термины.

Под *открытой генерационной системой* подразумевается глинистая производящая толща (пласт, горизонт, свита), испытывающая нормальное уплотнение в условиях свободного отжатия поровых флюидов. В такой системе катагенез керогена идет по линии преимущественной термодеструкции с образованием легких осколков — воды, газов и парообразных углеводородных соединений. Покидая систему, летучие компоненты уже не вступают в химические реакции с керогеном и друг с другом. Это исключает образование сложных высокомолекулярных соединений. Быстрый уход летучих повышает энтропию системы, поэтому преобразование керогена в открытых системах энергетически выгодно. Процесс начинается еще на ранних стадиях катагенеза, идет быстро, с глубоким разложением керогена и генерацией больших объемов газа.

Закрытая генерационная система формируется в недоуплотненных глинах, в условиях весьма затрудненной отдачи поровых флюидов. В такой системе из-за невозможности ухода продуктов реакций в основном происходит внутримолекулярная перестройка керогена с образованием устойчивых в данных термобарических условиях структур. Согласно принципу Ле-Шателье—Брауна к таким структурам относятся прежде всего конденсированные полиароматические ядра

(кластеры), обладающие наиболее плотной упаковкой атомов. Формирование кластеров сопровождается отторжением в периферийные зоны рыхлых углеводородных и гетероатомных соединений. В миграции атомов особая роль принадлежит водороду (точнее, протону). Высокая подвижность протонов и низкие энергии активации обеспечивают их участие в каталитическом синтезе соединений с более низким уровнем свободной энергии, прежде всего углеводородов и обогащенных гетероатомами неуглеводородов. Полная гидрогенизация УВ и не-УВ структур приводит к их отрыву от керогена и образованию самостоятельных молекул мН. Конденсирование углеродного скелета керогена идет с выделением тепла (уменьшением энтальпии), тогда как уход летучих компонентов, в том числе молекул мН, увеличивает энтропию системы. Все это в целом термодинамически выгодно для развития процессов катагенеза.

Очевидно, что чем более жесткими являются термобарические условия в генерационной системе, тем полнее осуществляется преобразование керогена и реализуется *синтез* новых высокомолекулярных соединений — полиароматических кластеров в составе керогена и молекул мН. Это правило нарушается в области высоких температур, где термодеструкция начинает преобладать над синтезом и в качестве конечных продуктов в основном образуется графитизированный кероген и метан.

Из сказанного выше следует, что фазовый состав образующихся нафтидов определяется при прочих равных условиях также барическим состоянием очага прогрева.

По историко-генетическим показателям различают три генерационные модели.

1. *Модель открытого генерационного очага* отвечает условиям изначально гидравлически открытого очага прогрева, лишённого региональных флюидоупоров или нарушенного активными проводящими разломами. Очаги открытого типа генерируют большое количество газа, причем на ранних градациях катагенеза, однако возможности его аккумуляции и сохранности маловероятны.

2. *Модель закрытого генерационного очага* реализуется в материнских толщах на этапе общего погружения осадочного бассейна. Необходимым условием возникновения такого очага является наличие эффективного регионального флюидоупора. Для очагов закрытого типа характерно недоуплотнение глинистых пород и широкое развитие АВПД. Формирование закрытых очагов на доинверсионном этапе эволюции осадочного бассейна можно считать обязательным условием образования НГБ. В генерационных очагах закрытого типа образуется преимущественно микроневфть, однако ее мобилизация и аккумуляция невозможны до раскрытия очага на постинверсионном этапе.

Примером такой модели служит майкопская серия в Западно-Кубанском передовом прогибе, где даже на глубинах около 5 км эмиграция микроневфти практически не происходила.

3. *Модель раскрытого генерационного очага* является сложной: она начинается как вторая модель, но после инверсии тектонического развития НГБ и рас-

крытия очагов генерации, на этапе формирования элизионных потоков и в их рамках — залежей нефти модель приобретает принципиально новое, продуктивное содержание. В связи с этим модель раскрытого генерационного очага иногда называют нормальной.

Степень раскрытия очага зависит от эффективности дренирующих каналов и длительности постинверсионного этапа. В предельном случае при достижении нормального уплотнения глин и релаксации АВПД до уровня гидростатических давлений возникает аналог открытой системы.

Нетрудно заметить, что в основе рассматриваемой концепции лежит новое для нефтяной геологии положение: эмиграция мН осуществляется не на всех этапах погружения осадочной толщи, а только при гидравлическом раскрытии генерационных очагов. В общем случае раскрытие глубинных водонапорных комплексов происходит при воздымании региона в результате эрозии региональных флюидоупоров или обновлении глубинных разломов, дренирующих осадочное выполнение НГБ.

Геофлюидодинамические аспекты вертикальной зональности нафтидогенеза рассматриваются в работе [3].

Еще одним определяющим фактором формирования вертикальной зональности нафтидогенеза является генетический тип продуцирующего керогена. Установлено, что в континентальных угленосных и субугленосных толщах, содержащих арконовую органику (кероген III типа), образуется преимущественно газ, тогда как в морских сероцветных отложениях, содержащих алиновую и арконово-алиновую органику (кероген I и II типов), образуется преимущественно нефть.

Принципиальное различие генерационных свойств керогена разных типов заключается в особенностях строения молекул гумусового или сапропелевого генезиса. Высокая газоносность арконовой органики объясняется наличием в составе высших растений лигнина, сложного полимера, выполняющего роль «клея» для жесткого соединения волокон целлюлозы. Характерным компонентом лигнина является метоксильная группа $-OCH_3$, которая, в сущности, и выполняет роль клея. Содержание метоксила в лигнине может достигать 20% по весу. Гидрогенизация метоксильной группы ведет к образованию метана и воды, причем этот процесс реализуется при невысоких (до 50°C) температурах. Объясняется это, как уже упоминалось выше, низкими энергиями активации протонов.

Судя по распределению в разрезах НГБ залежей низкотемпературного газа, образование метана начинается сравнительно рано, еще на градации ПК₃, т.е. до ГФН. Гигантские скопления метана на севере Западной Сибири обязаны своим образованием угленосной покурской свите и ее возрастным аналогам. Формирование газовых залежей началось в неогене, во время регионального воздымания северной части Западно-Сибирского НГБ, эрозии верхних частей разреза и падения пластового давления в покурской свите.

В отличие от арконовой органики сапропелевое ОВ содержит меньше метильных групп $-CH_3$, являющихся предшественниками метана. В целом кероген

алинового типа не способен формировать большие количества газа, тем более что катагенез алинового керогена, судя по материалам Рок-Эвал, начинается при более высоких температурах, чем катагенез арконового ОВ. Это обстоятельство лимитирует образование газоконденсатных систем.

Анализ ситуаций показывает, что для формирования низкотемпературных ГКС необходимо, чтобы исходная органика была бы представлена керогеном II-го типа и чтобы раскрытие очага генерации произошло сразу же после начала ГФН. К этому моменту арконовая компонента керогена уже должна выделить соответствующий объем газа, рассеянный по материнской породе. В ходе дальнейшего катагенеза начинается генерация нефти из алиновой компоненты керогена, причем, судя по геохимическим данным, первые порции нефти должны быть представлены высокомолекулярными УВ с высоким содержанием нафтеновых УВ и смолисто-асфальтеновыми соединениями. Изотопный состав углерода метана составляет $-5,82\text{‰}$ (Зап. Предкавказье), от $-4,70$ до $-5,80\text{‰}$ (вал Карпинского), от $-4,70$ до $-5,09\text{‰}$ (Зап. Сибирь).

Выделившегося газа должно быть достаточно для образования газоконденсатного раствора. В ходе начавшейся после раскрытия генерационного очага миграции флюидов происходит формирование залежей ГКС.

Формирование нижних, высокотемпературных ГКС происходит по другой генетической схеме. В закрытых генерационных очагах образовавшиеся молекулы микронепти остаются в диспергированном состоянии до конца ГФН. В ходе дальнейшего погружения и прогрева начинается термодеструкция самой микронепти, в результате которой выделяется газ с высоким содержанием гомологов метана. К этому газу добавляются порции метана, образовавшегося при термодеструкции керогена. Рассеянные по горной породе молекулы мН достаточно легко растворяются в газе, образуя ГКС второй генетической линии. Позднее раскрытие генерационного очага ведет к образованию ГКС с высоким содержанием парафиновых УВ, в составе газа-носителя много гомологов метана, изотопное смещение углерода метана существенно ниже, чем у верхних ГКС: от $-3,13$ до $-3,75\text{‰}$ (Средняя Азия), от $-3,66$ до $-3,91\text{‰}$ (Вост. Предкавказье).

Таким образом, в вертикальной зональности нафтидогенеза следует выделять две зоны генерации конденсатов — до и после ГЗН. По способу образования и по своему составу эти конденсаты существенно отличаются друг от друга.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Баженова О.К. Ранняя генерация нефти и перспективы нефтеносности небольших глубин //Обзор МГП «Геоинформмарк». — Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья. — Вып. 6. — М., 1992.
- [2] Строганов Л.В., Скоробогатов В.А. Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири. — М.: Недра, 2004.
- [3] Тараненко Е.И., Герасимов Ю.А. Геофлюидодинамические аспекты вертикальной зональности нафтидогенеза. Перспективы поисков месторождений нефти и газа в малоизученных районах и комплексах / Сб. науч. тр. — М.: ВНИИГАЗ, 2007. — С. 121—137.

PROBLEME OF GAZ CONDENSATE SYSTEMS FORMATION

**E.Yi. Taranenko, Yu.A. Gerasimov,
Farah Salem Farah**

Engineering faculty
Peoples' Friendship Russian University
Ordzhonikidze str., 3, Moscow, Russia, 115923

According to vertical zoning of oil & gas formation generation condensate occurs on a boundary of the main zone of oil formation and the lower zone gas formation. The existing facts allow to allocate upper, up to MZOF, a zone condensate formation. Upper (immature) condensates on structure and a way of formation essentially differ from the mature condensates.