

И. Д. ЗХУС, И. И. ШМАЙС

К ВОПРОСУ О ПРЕДЕЛЬНЫХ ГЛУБИНАХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

(Представлено академиком Н. В. Беловым 18 III 1974)

Освоение буровыми работами все увеличивающихся глубин требует предварительной оценки возможных перспектив нефтегазоносности осадочных пород, залегающих на уровнях ниже 7—8 км. Для этого необходимо попытаться наметить направления изменений фильтрационно-емкостных параметров глубоко погруженных пород, иными словами — оценить вероятность сохранения ими в таких условиях коллекторских и экранирующих свойств. Не менее важно, хотя бы в первом приближении, составить представление о состоянии нефтяных углеводородов при весьма высоких давлениях и температурах.

Из известного положения И. М. Губкина о том, что по мере погружения первично-битуминозной породы в более глубокие зоны земной коры усиливалась роль в процессе нефтеобразования процессов гидрогенезации, все более улучшавших качество нефти ((²), стр. 455), вытекает, что на все увеличивающихся глубинах могут быть последовательно обнаружены тяжелые, затем легкие нефти, конденсат и, наконец, сухой газ. В дальнейшем, при еще большем погружении, очевидно, произойдет деструкция углеводородов, с выделением водорода и углерода (там же, стр. 457).

А. Я. Кремс (¹), рассматривая вопросы, связанные с вертикальной и латеральной дифференциацией углеводородов, подчеркивает значение параллельного исследования углефицированных растительных тканей и нефтей. Автор указывает, что источником газа могут быть не только нефти, но и угли, которые, по его подсчетам, могли генерировать в Печорском бассейне 45—50 трлн м³ газа. Справедливо обращается внимание на перспективность глубоко погруженных зон земной коры в отношении газоносности, и в частности на вероятность формирования там газовых залежей, образованных за счет углей. Однако А. Я. Кремс совершенно не касается вопросов, связанных с состоянием на больших глубинах самих пород, что по-видимому, и не входило в задачу упомянутой статьи. Между тем, эти вопросы имеют первостепенное значение. Не вызывает сомнений, что по достижении определенных глубин, при очень высоких давлениях и весьма повышенных температурах, осадочные породы теряют при существе им первоначально признаки и приобретают новые качества, существенно изменяющие их свойства. По всей вероятности, сочетание глубины, температуры и давления при некоторых критических и пока не вполне ясных значениях приводит к столь значительной трансформации пород, что они могут оказаться почти или совершенно неспособными ни к аккумуляции нефти и газа, ни к экранированию их скоплений. Поэтому представляется вполне оправданным введение И. И. Шмайсом (²) понятия о критической глубине залегания нефтяных и газовых залежей. Основная аргументация, свидетельствующая о несостоятельности чрезмерно оптимистических оценок перспектив нефтегазоносности пород, которые могут быть вскрыты в результате бурения сверхглубоких скважин, сводится к следующему.

Во-первых, прежде чем оказаться в современном структурном положении, ловушки, эффективно работавшие на предыдущих этапах развития

земной коры в каком-либо конкретном регионе, могли неоднократно переформировываться, погружаясь под воздействием тектонических процессов на все большие глубины. Это, конечно, не исключает возможности формирования новых ловушек. Однако следует иметь в виду, что каждое переформирование не могло не сопровождаться частичным или полным разрушением залежей, ранее находившихся в «первичных» ловушках.

Во-вторых, теоретические расчеты, выполненные в последние годы рядом советских авторов (^{3, 4}) и др.), показывают, что с глубиной ухудшаются пористость и проницаемость гранулярных коллекторов. Полученные фактические данные по сверхглубоким скважинам, пробуренным, в частности, в США, достаточно убедительно подтверждают выводы, основанные на расчетах.

В-третьих, сведений о трещиноватых коллекторах на больших глубинах (свыше 7 км) пока весьма немного, а имеющиеся малоутешительны. Если исходить из предположения, что с глубиной, в результате повышения температуры и давления, будет возрастать пластичность пород, то их пористость и проницаемость неминуемо должны резко снижаться. В качестве частичного подтверждения такого заключения мы рассматриваем результаты, полученные по скважине № 1 «Байден», которая достигла глубины 9159 м. Первоначально предполагалось, что в интервале 6706–7864 м (миссисипская свита) будут вскрыты породы с высокой пористостью, но в действительности этого не оказалось.

В-четвертых, если допустить, что на больших глубинах прогрессирующая трещиноватость развивается и в карбонатных породах, и в глинистых (аргиллитах), то, следовательно, при нисходящих движениях, становясь трещиноватыми, и те, и другие должны терять флюидоупорные свойства и не могут служить надежными экранами залежей.

В-пятых, необходимо учитывать эволюционные процессы, которые происходят с $S_{орг}$ на поздних стадиях литогенеза (поздний катагенез и метагенез). Как установлено советскими исследователями, для зоны нефтеобразования характерна температура 100–150°, что соответствует погружению на 2000–5000 м. При этом возможности образования жидких углеводородов (УВ) из рассеянного $S_{орг}$ оказываются полностью реализованными, и при дальнейшем погружении $S_{орг}$ уже не в состоянии продуцировать нефтяные углеводороды. По достижении этой глубины УВ мигрируют и заполняют ловушки. В каждом конкретном случае глубины, на которых происходят указанные процессы, зависят от величины геотермической ступени.

Наконец, в-шестых, хотя газообразование, вероятно, может продолжаться и после достижения $S_{орг}$ глубин, предельных для нефтеобразования, вряд ли оно может привести к формированию крупных скоплений. Прежде всего, при оценке перспектив газоносности глубокопогруженных пород необходимо учитывать резкое повышение растворимости газов в воде (⁶). Кроме того, газовые залежи, сформировавшиеся, например, в палеозое, к настоящему времени должны оказаться истощенными за счет диффузии, разрушавшей их на протяжении сотен миллионов лет после формирования (⁸).

В связи с изложенным, в плане настоящей работы, небезынтересно рассмотреть имеющиеся фактические данные об особенностях физического состояния и фильтрационно-емкостных свойствах пород, вскрытых на глубинах, близких к интересующим нас. В статьях Н. В. Белова с соавторами (⁴) и И. Д. Эхуса (⁵) изложены результаты исследований глинистого вещества, извлеченного из палеогеновых отложений, которые вскрыты глубокими (до 5–6 км) скважинами в Ферганской межгорной впадине.

Оказалось, что по сравнению с глинистой составляющей разновозрастных (туркестанских и рипитанских) и образованных в сходных условиях, но залегающих на небольших глубинах пород — в глубоких скважинах наблюдаются очень значительные изменения. Так, если на небольших

глубинах комплексы глинистых минералов туркестанских слоев обычно насчитывают пять компонентов (гидрослюда, смешаннослойные образования ряда монтмориллонит — гидрослюда, монтмориллонит, хлорит и палыгорскит), то на глубине 5—6 км (по площадям Чуст-Пап и Гум-хана) в тех же отложениях обнаружены только два глинистых минерала — гидрослюда и хлорит. Выполненные авторами эксперименты показали, что аналогичное упрощение состава глинистых ассоциаций достигается при помощи термобарической обработки (1000—1100 атм., 300—350° С) глинистого вещества туркестанских слоев с малых глубин, в присутствии хлоридов калия и магния. Длительность опытов составляла 3—4 суток.

Выявленные изменения состава ассоциаций глинистых минералов существенно сказываются на физических свойствах пород. Так, глины, содержавшие на небольших глубинах набухающие компоненты (монтмориллонит и смешаннослойные образования) и служившие надежными флюидупорами нефтяных залежей, в погруженных участках теряют способность экранировать продуктивные пласты. Сорбционная емкость глубоко погруженных глинистых пород резко сокращается (в 5—7 раз), а самое главное — поскольку они состоят только из ненабухающих минералов, в них могут появиться системы незалечивающихся и сообщающихся трещин и поры. Последние хорошо различимы, например, на электронно-микроскопических снимках, полученных при помощи сканирующего (растрового) микроскопа. На снимках отчетливо видно, что порода (аргиллит) пронизана сложной системой трещин и пор, обрамленных лепесткообразными частицами хлорита и гидрослюда. Направивается вывод, что такие породы способны содержать определенные (и может быть — немалые) количества флюидов, и, следовательно, их можно рассматривать в качестве трещиновато-пористых коллекторов. Подобные коллекторы известны в некоторых месторождениях Аппалачей (США). Одновременно, бывшие терригенные (кварцево-полевошпатовые) коллекторы, заключенные в глубокопогруженных отложениях того же возраста, теряют в результате окварцевания пористость, резко снижается их проницаемость, и они, по-видимому, приобретают экранирующие свойства.

Для рассматриваемых нами вопросов результаты изучения глинистого вещества пород, вскрытых на глубинах около 6 км, имеют немаловажное значение. Прежде всего, оно определяется тем, что исследования Н. В. Белова с соавторами и И. Д. Зхуса позволяют, на основании достоверного и апробированного экспериментально фактического материала, освещающего преобразование глинистого вещества на значительных глубинах, высказать предположение о дальнейших изменениях свойств пород, которые могут быть вскрыты в результате сверхглубокого бурения.

Если уже на глубинах около 6 км можно ожидать перераспределения залежей, которые окажутся заключенными в бывших покрывках и экранированы бывшими коллекторами, то естественно предположить, что последующее погружение приведет к еще более глубоким преобразованиям осадочных формирований, и в частности их глинистой составляющей. Эти преобразования могут сопровождаться только дальнейшим уплотнением пород, а на последних стадиях метатенеза — их полным превращением, также ведущим к повышению плотности. При этом в аргиллитах исчезнут ранее появившиеся трещины и поры, и породы вновь (подобно глинам, залегающим на малых глубинах) станут непроницаемыми для флюидов. Последние же либо будут разложены с выделением углерода и водорода, как предполагал И. М. Губкин, либо во время погружения, еще не успев разложиться, мигрируют в вышележащие и поэтому менее уплотненные породы. Дальнейшая судьба этих флюидов (вероятнее — газа, а не нефти) может оказаться различной в зависимости от того, в каких породах они

будут локализованы. Однако рассмотрение этого вопроса не служит предметом обсуждения в настоящей статье.

Из изложенного видно, что перспективы обнаружения значительных скоплений природных углеводородов на глубинах более 7—8 км не слишком обнадеживающи. Это необходимо учитывать при проектировании буровых работ и при прогнозной оценке нефтегазоносности больших глубин.

Институт геологии и разработки
горючих ископаемых
Москва
Казахский политехнический институт
Алма-Ата

Поступило
1 III 1974

ЦИТИРОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

- ¹ Н. В. Белов, И. Д. Зхус и др., ДАН, т. 215, № 6 (1974). ² И. М. Губкин, Учение о нефти, 1937. ³ А. Е. Гуревич, Процессы миграции подземных вод, нефтей и газов, 1969. ⁴ В. М. Добрынин, Деформация и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа, 1970. ⁵ И. Д. Зхус, Тр. Инст. геол. и разработки горючих ископ., сборн. Проблемы геологии нефти, № 5 (1974). ⁶ В. Н. Корценштейн, Гидрогеология нефтегазовых месторождений и разведочных площадей Южного Мангышлака и сопредельных районов Устюрта, 1972. ⁷ А. Я. Кремс, Геология нефти и газа, № 9 (1973). ⁸ В. А. Соколов, Сб.: Генезис нефти и газа, «Наука», 1968. ⁹ И. И. Шмайс, Тематич. сб.: Нефть и газ, № 2, Алма-Ата, 1974.