

ФУНДАМЕНТ ПЛАТФОРМ И ЕГО НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

А. И. Летавин
(ИГиРГИ)

В значительной степени освоив потенциальные ресурсы нефтегазоносности отложений платформенного чехла, геологи-нефтяники все чаще обращают взоры на фундамент тех или иных нефтегазоносных территорий как на возможный объект поисков в нем месторождений нефти и газа. Особенно часто этот вопрос возникает в старых районах нефтегазодобычи с высокой разведанностью недр, где одновременно отложения фундамента залегают на относительно небольших глубинах, технически доступных массовому бурению.

В то же время понятие "фундамент" трактуется рядом геологов по-разному. Если в пределах древних платформ, где фундамент представлен гранитогнейсовым комплексом и глубококоматаморфизованными осадочными породами, прошедшими нуклеарно-протогеосинклинальную стадию развития в архейско-раннепротерозойское время, этот вопрос трактуется практически однозначно, то на молодых платформах определение комплекса отложений, относимых к фундаменту, более сложное. Дело в том, что фундамент молодой платформы гетерогенен по возрасту слагающих его отложений, по их геологической структуре и составу. На молодых платформах к фундаменту относятся породы, возраст которых колеблется от венда до ранней перми включительно. Этот возрастной диапазон охватывает байкальскую, каледонскую и герцинскую тектонические эпохи. Иными словами, в составе фундамента молодых платформ присутствуют складчатые комплексы названных выше эпох [7, 11, 12, 14, 16]. Характерно, что архейско-нижнепротерозойские складчатые комплексы в составе фундамента молодых платформ встречаются чрезвычайно редко, тяготеют к границе развития старого и молодого фундамента. Их древний, добайкальский, возраст определяется косвенным путем по петрографическим особенностям пород, слагающих отдельные участки молодого фундамента, абсолютному возрасту и некоторым геофизическим характеристикам.

Обосновывается вторичный характер залежей УВ в породах фундамента. Устанавливается связь нефтегазоносности фундамента с нефтегазоматеринской толщей, развитой в перекрывающих фундамент платформенных отложениях. Утверждается, что за пределами зоны развития нефтематеринских пород фундамент бесперспективен. Зоны непосредственного контакта нефтегазоматеринских пород с фундаментом наиболее перспективны для поисков залежей УВ.

There is grounded secondary character of hydrocarbon accumulations in rocks of basement.

There is ascertained relation of the basement oil-gas bearing capacity with area spacing of source rock series in the cover.

It asserted that there are no prospects of the basement outside spacing bounds of source rocks.

Direct contact zones of oil-gas source rocks with the basement are the most prospective ones for prospecting of HC accumulations in the basement.

Породы гетерогенного фундамента молодых платформ представлены в различной степени метаморфизованными и дислоцированными отложениями, причем вверх по стратиграфическому разрезу их метаморфизм и дислоцированность уменьшаются, от слюдястых сланцев и сложной структуры байкалит до слабо метаморфизованных каменноугольно-нижнепермских отложений, смятых в относительно простые складчатые формы [7, 12].

Таким образом, фундаментом древних платформ

можно считать гранитогнейсовые и глубококоматаморфизованные осадочные комплексы, подстилающие отложения платформенного чехла и отложения переходного (авлакогенового) комплекса, развитого спорадически.

Фундаментом молодых платформ является комплекс пород, претерпевших геосинклинальную стадию развития в течение байкальской, каледонской и герцинской тектонических эпох. Это преимущественно эффузивно-терригенные отложения значительной толщины, подвергшиеся различным стадиям метаморфизма и складчатости. Эти породы прорваны интрузиями преимущественно гранитоидного состава, возраст которых в большинстве случаев колеблется в пределах средний — поздний палеозой для зон герцинской консолидации, и более ранним проявлением интрузивов в зонах догерцинской консолидации.

Этот фундамент подстилает платформенные образования молодых платформ и развитые в их пределах отложения переходных тектонических комплексов.

Как на древних, так и на молодых платформах между фундаментом и вышележащими отложениями переходных комплексов и платформенным чехлом фиксируются стратиграфические перерывы различной продолжительности и, как правило, угловое несогласие, резкий скачок метаморфизма: от глубококоматаморфизованных до нормальных осадочных пород. Все это указывает на кардинальную смену тектонического режима от протогеосинклинального и геосинклинального до переходного и платформенного.

Нефть является полезным ископаемым, образование и скопление ее приурочено к определенным платформенным формациям и реже к формациям переходных комплексов. Исходя из органической теории происхождения нефти и вытекающих из нее представлений о нефтематеринских толщах и тесно связанных с ними нефтегазоносных комплексах, можно утверждать, что такие толщи и комплексы пород в фундаменте древних платформ полностью отсутствуют [1, 8, 10, 12, 13].

В фундаменте молодых платформ в отдельных случаях возможно выделение палеоофтематеринских толщ, которые в период прохождения различных стадий геосинклинального развития полностью реализовали свой нефтематеринский потенциал. Для геосинклинальных формаций накопление органического вещества и формирование нефтематеринских толщ не характерно (за исключением угленосных формаций), хотя и не исключено. Однако последующее геологическое развитие, региональный метаморфизм, складчатость, эпигенетические изменения состава пород, в результате которых меняются их петрофизическая характеристика и ряд других параметров, приводили в лучшем случае к полной реализации их нефтематеринского потенциала или к первоначальному отсутствию такового. Современные исследования различных аспектов нефтегазоносности фундамента однозначно указывают на отсутствие в его составе нефтематеринских толщ. Поэтому предполагать генезис нефти в породах фундамента, подобно тому, как это имеет место в вышележащих отложениях, оснований нет [5, 17].

Что касается газогенерирующих возможностей отложений фундамента, то в отдельных случаях реализация этого потенциала не исключена. Примером может служить генерация метанового газа в пределах угольных бассейнов (Донбасс, Кузбасс и др.). Однако вследствие ряда геологических особенностей таких бассейнов сколько-нибудь существенных газовых месторождений в их пределах не известно.

Таким образом, исходя из всего вышеизложенного, говорить об условиях формирования залежей нефти и газа, образовавшихся в собственных отложениях фундамента, не приходится.

В то же время залежи нефти и газа, связанные с породами фундамента, известны и в ряде случаев образуют крупные месторождения. Этот кажущийся парадокс легко объяснить при учете общей нефтегеологической обстановки региона, в котором такие месторождения находятся [1, 8, 9, 13].

Накопленные к настоящему времени нефтегеологические материалы однозначно указывают на тесную связь ареала развития нефтегазоматеринских толщ с распределением месторождений нефти и газа в отложениях, перекрывающих эти толщи или располагающихся в непосредственной близости от их границ. Более того, можно с уверенностью утверждать, что почти все месторождения нефти и газа, приуроченные к породам фундамента, находятся в ареале

развития нефтегазоматеринских толщ или в непосредственной близости от них. Редкие исключения относятся, скорее всего, к недостаточной геологической изученности окружающей территории.

Связь месторождений УВ, приуроченных к породам фундамента, с нефтегазоматеринскими толщами можно объяснить только тем, что при благоприятных геологических условиях в процессе реализации нефтегазового потенциала нефтематеринских толщ происходит насыщение углеводородными флюидами отдельных участков фундамента внутри ареала развития нефтематеринских толщ или вблизи от него [2, 4, 6]. Такой механизм формирования залежей нефти и газа указывает на их вторичность по отношению к нефтяным залежам, развитым в нефтегазоносном комплексе преимущественно платформенных образований.

Механизм насыщения пород фундамента углеводородами, первично произведенными в основном в отложениях платформенного чехла, может быть двух видов:

1. Насыщение выступов фундамента, имеющих положительную морфологическую выраженность. К ним прилегают нефтегазоматеринские толщи, из которых происходит насыщение пород фундамента углеводородами [2, 3, 15].

2. Морфологически выраженный выступ фундамента отсутствует, но породы фундамента непосредственно контактируют с нефтематеринскими толщами.

Если в первом случае формирование залежи связывается с горизонтальной миграцией УВ, то во втором — с их вертикальной миграцией вниз. Возможен и промежуточный вариант — насыщение УВ моноклинально залегающей поверхности фундамента при моноклинально залегающей на ней нефтегазоматеринской толще.

Теоретически возможны и другие варианты механизма формирования залежей нефти и газа в фундаменте. Однако в основе всех вариантов лежат два главных условия: непосредственный контакт нефтегазоматеринской толщи с породами фундамента и горизонтальная или вертикальная миграция УВ из этой толщи в коллектор фундамента.

Наибольшее количество месторождений УВ приходится на массивы гранитоидов, пронизывающих осадочно-метаморфические отложения фундамента. В силу своей устойчивости к последующему размытию эти массивы приобретают положительные формы палеорельефа, а их кора выветривания и элювий могут являться благоприятным материалом для последующего формирования коллекторов. Несомненный интерес представляют карбонатные толщи фундамента, выходящие на доплатформенную поверхность. В их пределах могут сформироваться трещинно-кавернозные зоны, являющиеся коллекторами. Наконец, третий основной тип — это трещинные коллекторы терригенных или терригенно-вулканогенных отложений, приуроченных к дизъюнктивным и пли-

кативным дислокациям пород фундамента. Известны и смешанные формы этих основных типов коллекторов, например трещинные коллекторы гранитных массивов, связанные с дизъюнктивными нарушениями, проходящими по телу массива и др. [15].

Еще раз подчеркнем, что все эти коллекторы могут содержать залежи нефти и газа только в ареале развития в вышележащей толще нефтематеринских отложений и в зоне их непосредственного контакта (или близкого).

Таким образом, для нефтегазонасности фундамента, помимо общеизвестных положений, необходим еще ряд геологических условий, только при наличии которых и возможно рассчитывать на открытие месторождений и залежей в рассматриваемых породах.

Обобщение нефтегеологических материалов по нефтегазонасным районам России дает основание утверждать, что в каждом таком районе имеются необходимые геологические условия и может быть выделен ряд объектов для постановки в их пределах комплекса геолого-разведочных работ с целью поисков залежей углеводородов в фундаменте.

В заключение необходимо отметить, что вопрос поисков промышленных месторождений и залежей нефти и газа в фундаменте гораздо сложнее, чем в отложениях платформенного чехла и частично в переходных комплексах, для которых разработанные на протяжении многих лет, многократно опробованные методики геофизических работ и бурения подтвердили свою эффективность.

В то же время специально разработанных методик геофизических исследований, которые бы целенаправленно изучали геологические особенности поверхности фундамента, его соотношение с перекрывающими отложениями и в первую очередь с породами нефтематеринских толщ, еще недостаточно. В каждом нефтегазонасном районе имеются свои особенности, определяющие характер нефтегазопоисковых работ на отложения фундамента. Выявление этих особенностей и сосредоточение на них интеллектуальных и материальных сил должны привести к новым направлениям поисков и открытию месторождений в сложном, но потенциально перспективном комплексе.

1. Геология и нефтегазонасность фундамента Зондского шельфа / Е.Г. Арошев, В.П. Гаврилов, Ч.Л. Донг и др. — М.: Нефть и газ, 1997.
2. Бакиров А.А., Варенцов М.И., Бакиров Э.А. Нефтегазонасные провинции и области зарубежных стран. — М.: Недра, 1971.
3. Варенцов М.И., Рябухин Г.Е. Новые данные о геологическом строении Ливии. — М.: ВНИИОЭНГ, 1969.
4. Высоцкий И.В., Астрова Н.В. Нефтяные и газовые месторождения зарубежной Европы и Африки. — М.: ВНИТИ, 1969.
5. Геология нефти: Справочник. — М.: Недра, 1968. — Т. 2, кн.2: Нефтяные месторождения зарубежных стран.
6. Геология и нефтегазонасность зарубежных стран // Тр. / ВНИГНИ. — М.: Недра, 1964. — Вып. 42.
7. Геологическое строение фундамента Западно-Сибирской плиты / Ред. Э.Э. Фотиади, В.С. Сурков // Тр. / СНИИГГиМС. — Л.: Недра, 1971. — Вып. 76.
8. Запивалов Н.П., Зубарев Е.М., Миньков В.А. Палеозойская нефть в Новосибирской области / Геология нефти и газа. — 1975. — № 2.
9. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Контарович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Ю.Г. Эрвье. — М.: Недра, 1975.
10. Перспективы нефтегазонасности отложений молодых платформ / Н.А. Крылов, А.И. Летавин, Д.С. Оруджева, Н.П. Запивалов и др. — М.: Наука, 1981.
11. Куликов П.К. Геологическое строение и история развития Западной Сибири в палеозойскую эру в связи с проблемой нефтегазонасности // Тр. / ЗапСибНИГНИ. — М.: Недра, 1968.
12. Летавин А.И. Фундамент молодой платформы юга СССР. — М.: Недра, 1980.
13. Летавин А.И. Нефтегазонасность отложений, перекрывающих и подстилающих нефтематеринские толщи // Тез. науч. конф., посвященной 100-летию М.Ф. Мирчинка. — М.: ИГиРГИ, 2001.
14. Геоструктурные условия залегания палеозойских образований в пределах молодых платформ и их нефтегазонасность / М.Ф. Мирчинк, Г.И. Амурский, В.А. Бененсон, Н.Я. Кунин // Молодые платформы и их нефтегазонасность. — М.: Наука, 1975.
15. Попков В.И. Тектоника запада Туранской плиты. — М.: ИГиРГИ, 1992.
16. Сурков В.С. Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. — М.: Недра, 1981.
17. Успенская Н.Ю. Нефтегазонасность палеозоя Североамериканской платформы. — М.: Гостоптехиздат, 1950.