

УДК 553.98

**Фи Мань Тунг, Ю.Б. Силантьев, В.А. Скоробогатов**

## Оценка перспектив нефтегазоносности Южно-Коншонского бассейна на основе геохимического моделирования

**Ключевые слова:** Социалистическая Республика Вьетнам, оценка перспектив нефтегазоносности, Южно-Коншонский бассейн, геохимическое моделирование.

**Keywords:** Socialist Republic of Vietnam, assessment of outlooks for oil-and-gas-bearing capacity, South-Konshon basin, geochemical modelling.

Социалистическая Республика Вьетнам (СРВ) является одной из стран в Юго-Восточной Азии, в которых практически вся промышленная нефтегазоносность сосредоточена на шельфе Южно-Китайского (Восточного) моря. Здесь выделяется ряд осадочных бассейнов – депоцентров кайнозойского осадконакопления, разделенных тектоническими седловинами с малой мощностью осадочного чехла. В геологическом строении осадочных нефтегазоносных бассейнов (НГБ) Южного Вьетнама принимают участие гранитоиды третичного возраста (фундамент) и олигоцен-плиоценовые, преимущественно терригенные песчано-глинистые (в низах – угленосные) толщи. Общая мощность осадочного чехла изменяется от 2,5 до 8–9 км.

В отличие от других стран Восточной Азии (Китай, Индонезии, Мьянмы и др.) с длительной историей развития нефтегазовой промышленности (более 100 лет) в СРВ масштабные поиски, разведка и промышленная добыча углеводородов (УВ) на шельфе начались менее 40 лет назад. Результаты первых этапов изучения геологии и нефтегазоносности шельфовых бассейнов опубликованы в малом числе работ [1–8 и др.], большинство из которых посвящены тектоническим аспектам развития структур различного ранга в среднем и позднем кайнозое [3, 4, 8 и др.].

Нефтегазоносность бассейнов Южного Вьетнама связана с трещиноватыми гранитами и песчано-алевролитовыми горизонтами, меньше – с карбонатами, от низов олигоцена до верхнего миоцена включительно. В бассейне Кыулонг это преимущественно породы верхней части фундамента, в Южно-Коншонском бассейне (ЮКБ) – миоценовые песчаники свит Дуа, Тонг, Манкау, Южный Коншон.

В НГБ Вьетнама к настоящему времени открыто 70 месторождений УВ различной величины и фазового состояния: от нефтяных до газовых и газоконденсатных. Начальные (извлек.) запасы УВ превышают 1,5 млрд т у.т. В ЮКБ разведаны 22 месторождения. Крупнейшее газовое месторождение имеет геологические запасы 85 млрд м<sup>3</sup>.

ЮКБ приурочен к наиболее крупной осадочной депрессии центральной части континентального шельфа Южного Вьетнама. На северо-западе и юго-западе он ограничен зоной поднятий Коншон-Натура. Восточная граница ЮКБ совпадает с системой разломов Хайнань-Натура-Далат. В настоящее время ресурсный УВ-потенциал ЮКБ рассматривается в качестве основного объекта геологоразведочных работ (ГРР) в аспекте вариантов компенсации добычи нефти в основном нефтедобывающем регионе СРВ – бассейне Кыулонг. Освоение неоткрытых ресурсов сдерживается низкой геолого-геофизической изученностью: плотность сейсмических исследований составляет 1,2–1,6 пог. км/км<sup>2</sup>, а бурения – менее 1,5 скважин на 100 км<sup>2</sup>. Промышленная нефтегазоносность ЮКБ подтверждена открытием ряда нефтяных и газовых месторождений. В настоящее время (2015 г.) бассейн находится в начале зрелого этапа изучения и освоения его недр.

В тектоническом плане ЮКБ представляет собой кайнозойский осадочный бассейн, сформированный в периферийной области спрединга Южно-Китайского моря (зоны современной океанизации). Для ЮКБ характерно наличие диагональной системы разломов с преобладанием северо-восточно – юго-западных простираний. Разломы ортогональной системы имеют подчиненное значение. Фундамент

в пределах ЮКБ залегает, по данным сейсмоки и бурения скважин, на глубинах 4 км и более, представлен преимущественно гранитами, гранодиоритами, диоритами и в меньшей степени метаморфическими породами. Возраст консолидации фундамента, вероятно, – ранний палеоген (конец позднего мела?). Вследствие развития гранитоидов, обогащенных радиоактивными элементами, в пределах бассейна наблюдается повышенный геотермоградиент в осадочном чехле (3,7–4,5/4,1 °C/100 м, по данным Х.Д. Тиена, 1999), несмотря на лавинный темп осадконакопления в неогене.

Обособляются три литолого-стратиграфических комплекса (ЛСК), различающихся особенностями строения и нефтегазоносности:

- мезозойский магматический;
- раннеогеновый (олигоцен – средний миоцен);
- позднеогеновый (миоцен-квартер).

Первый ЛСК связан с рифтогенным этапом развития бассейна; второй и третий соответственно – с синрифтовой и пострифтовой стадиями развития ЮКБ. Основные перспективы нефтегазоносности связаны с терригенными образованиями мелководного генезиса двух верхних ЛСК.

Стратиграфический этаж нефтегазоносности включает отложения среднего миоцена (карбонаты) – плиоцена (терригенные образования), продуктивность осадочного разреза установлена до глубины 4600 м. Нефтегазоносность более древних ЛСК не установлена.

В пределах ЮКБ выявлены нефтегазоносные комплексы трех основных типов:

- трещиноватые породы мезозойского фундамента;
- песчаники олигоцена;
- песчаники и карбонаты миоцена.

Продуцирующие (нефтегазоматеринские) породы – неморские сероцветные глины и угли – распространены в разрезе олигоцена и нижнего миоцена, содержание рассеянного органического вещества (РОВ) ( $C_{орг}$ , %) изменяется от 0,5–1,0 до 2,0–3,0 %, но преобладают содержания около 0,8–1,2 %, редко более. Тип РОВ гумусовый (тип III по Б. Тиссо), в отдельных прослоях смешанный (I/III). Подобное органическое вещество (ОВ) – источник углеводородного газа с небольшим содержанием конденсата и в подчиненных масштабах высокопарафиновой бессернистой нефти («лейптинито-гумусового» типа по В.А. Скоробогатову).

По данным исследований Rock-Eval, в пределах ЮКБ обособляются материнские породы двух типов: «А» и «Б». Первые связаны с наземной органикой, вторые – с озерно-болотными фациями. Стратиграфически основные нефтегазоматеринские толщи приурочены к отложениям олигоцена и миоцена.

Формирование УВ-систем связано с активизацией онтогенеза в постолигоценное время. С целью оценки и изучения процессов генерации и миграции УВ для материнских пород северо-восточного участка ЮКБ и блока 04-1 с помощью программного обеспечения PetroMod 2D составлена геохимическая модель. Для создания модели выбраны некоторые типичные сейсмические профили, проведенные через изучаемый участок.

Геохимическая модель (*англ.* geochemical model) является частью моделирования нефтегазоносной системы (*англ.* basin model), построенной с помощью программного обеспечения PetroMod фирмы «Шлюмберже». Программа PetroMod используется как инструмент для решения следующих задач:

- оценки степени зрелости материнских пород в масштабах геологического времени с древнейших времен до настоящего времени (*англ.* past-to-present) на основании известных или определяемых геологических событий (условий);
- адаптации процесса генерации нефти и газа (*англ.* petroleum generation simulation) на основе кинетических данных (скорости химической реакции и влияния температуры, давления, концентрации) с целью прогнозирования фаз и характеристик УВ, генерированных из материнских пород по каждому периоду геологического развития, а также изображения процесса миграции УВ в пространстве материнских пород;
- моделирования процессов миграции УВ (*англ.* petroleum migration simulation) с помощью инструментов симулирования температуры и давления, которые контролируются по данным PVT-анализа (PVT – «давление, объем, температура» – акроним от *англ.* pressure, volume, temperature), и на основе полученных результатов моделирования определения направления и скорости миграции УВ из материнских пород по коллекторским горизонтам в ловушки в течение геологического времени.

В целом модель отражает общие процессы генерации, миграции и насыщения

УВ-ловушек, а также динамики разрушения скоплений УВ в течение геологического времени, являясь полноценной моделью нефтегазозносной системы (*англ.* petroleum system model). Также следует отметить универсальность применения результатов моделирования, которые могут быть рационально использованы в различных аспектах исследований, прежде всего для зонального прогноза нефтегазозносности.

По аналогии с другими программными продуктами для создания геохимической модели в PetroMod требуется загрузить следующие исходные данные: геологические параметры (информацию об истории геологического развития, тектоническом режиме, истории отложения осадков – толщине осадочных образований, масштабах размыва, начале и завершении процесса размыва и пр.); геологические разрезы в глубинном масштабе; результаты интерпретации фаций отложений и обстановок осадконакопления; кинетические характеристики (типы и условия образования материнских пород); геохимические параметры материнских пород, соответствующие интерпретируемым глубинным интервалам их залегания; граничные условия – палеотермальный поток (*англ.* heat flow), глубины палеоуровня вод (*англ.* paleo water depth (PWD)), температуры на палеоповерхности отложений (*англ.* sediment water interface temperature (SWIT)); информацию по пробуренным скважинам; данные для контроля результатов моделирования (о зрелости ОБ, определяемой по величине показателя отражения витринита ( $R^o$ , %), о пластовой температуре, давлении, пористости пород) и т.д.

Геологические данные включают основные геологические события в изучаемом районе (фазы осадконакопления, перерывы в осадконакоплении, эрозии, основные тектонические фазы), которые определяются на основании

сейсмических материалов в сочетании с данными истории геологического развития Южно-Коншонского бассейна (таблица).

Результаты 2D-моделирования зрелости ОБ по некоторым типичным разрезам через блок 04-1 и соседние участки позволяют сделать следующие выводы:

- глубины порога зрелости ОБ изменяются в относительно широких пределах;
- глубина расположения верхней границы зрелости (соответственно  $R^o = 0,55$  %) составляет 2400–3800 м;
- начало зоны (окна) активного нефтеобразования ( $R^o = 0,72$  %) находится в интервале глубин 3100–5370 м;
- завершение «окна» нефтеобразования ( $R^o = 1,3$  %) – в интервале 4700–6900 м;
- зона образования сухого газа ( $R^o = 2,0$  %) лежит на глубине 5750–7870 м;
- глубина порога зрелости по продольным профилям (*англ.* inline) увеличивается с северо-запада на юго-восток, по поперечным профилям (*англ.* crossline) – в направлении с юго-запада на северо-восток изучаемого участка.

Видно, что значительная часть объема материнских пород нижнего миоцена в районе структуры Song Huong находится в генерационных зонах от образования нефти до образования сухого газа. Зона (окно) нефтеобразования лежит в интервале глубин от 4430–4760 ( $0,72$  %  $R^o$ ) до 6220–6450 м ( $1,3$  %  $R^o$ ), зона образования сухого газа ( $2,0$  %  $R^o$ ) – на глубине 7280–7500 м. Весь объем материнских пород олигоцена прошел через порог зрелости и в настоящее время полностью находится в зонах образования сухого газа; материнские породы нижнего миоцена – в зоне генерации нефти и жирного газа.

Природные резервуары приурочены к песчаникам олигоцена (пористость – до 12–16 %,

### Основные геологические события в ЮКБ

Возраст осадочных толщ	Время накопления осадков, млн лет назад	Время размыва / перерыва в осадконакоплении, млн лет назад
Плиоцен-четвертичный	4–0	–
«Яркое пятно»*	5–4	–
Верхний миоцен	10–5,5	5,5–5,0
Средний миоцен	16–12,5	12,5–10
Нижний миоцен	24–16	–
Олигоцен	35,5–25	25–24
Фундамент	До 35,5	–

\* Яркое пятно (*англ.* bright spot) – аномальное поведение амплитуды отражения на сейсмическом разрезе, вызванное изменением коэффициента отражения от границы покрывка/залежь УВ.

проницаемость – меньше 10 мД), нижнего миоцена (12–18 %, 10 мД соответственно), среднего миоцена (10–12 %, 12–18 мД), верхнего миоцена (10–30 %, десятки мД) и плиоцена (до 27 %, десятки мД). Карбонатные резервуары присутствуют в отложениях среднего и позднего миоцена, по данным геофизических исследований скважин пористость карбонатов изменяется от 14 до 19 %, а проницаемость – от 12 до 180 мД.

Зональными флюидоупорами являются глинистые напластования миоцена и плиоцена. По данным проведенных ГРП, в пределах ЮКБ обособляются ловушки пяти типов:

- сводовые, связанные с пострифтовыми блоковыми движениями;
- литолого-стратиграфические, обусловленные динамикой седиментогенеза, в том числе проявлениями лавинной седиментации;

- тектоно-стратиграфические;
- кора выветривания фундамента;
- карбонатные массивы.

В пределах значительной части изученных ловушек отмечаются проявления аномально высоких пластовых давлений, формирование которых контролируется седиментогенным и термокатагенным факторами.

В целом осадочный чехол шельфовых бассейнов Южного Вьетнама перспективен более с точки зрения открытия газосодержащих скоплений. Кроме того, в его нижних горизонтах и трещиноватом фундаменте (гранитные массивы) открыты и предполагаются нефтегазоконденсатные и нефтяные скопления, в том числе достаточно крупные (Белый Тигр и др.).

## Список литературы

1. Аршев Е.Г. Нефтегазоносность окраинных морей Дальнего Востока и Юго-Восточной Азии / Е.Г. Аршев. – М.: Аванти, 2003.
2. Гаврилов В.П. Геологическое строение и нефтегазоносность Северного шельфа Вьетнама (Шонгхонский прогиб) / В.П. Гаврилов, В.Л. Гулев, С.М. Карнаухов и др. – М.: Недра, 2014. – 167 с.
3. Родникова Р.Д. Геодинамика осадочных бассейнов Юго-Восточной Азии и процессы нефтегазообразования / Р.Д. Родникова // Советская геология. – 1986. – № 5. – С. 22–30.
4. Родникова Р.Д. Историко-генетический анализ процессов нефтеобразования в осадочных бассейнах западной части Тихоокеанского подвижного пояса и Австралийской платформы / Р.Д. Родникова, Ю.А. Висковский, В.М. Шлейфер // Геология и разведка морских месторождений: обзор. – М.: ВНИИЭГазпром, 1982. – № 1. – 48 с.
5. Силантьев Ю.Б. Нефтегазовая статистика Вьетнама (в аспекте прогноза новых открытий) / Ю.Б. Силантьев, Фи Мань Тунг // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 3 (19). – С. 129–131.
6. Тиен Х.Д. Условия нефтегазообразования и формирования углеводородных скоплений в кайнозойских осадочных бассейнах континентального шельфа СРВ: автореф. дис. ... д.г.-м.н. / Х.Д. Тиен. – 1999.
7. Хой Ч.В. Результаты и перспективы дальнейших геологоразведочных работ на шельфе Вьетнама / Ч.В. Хой, В.Г. Вершовский, Н.В. Дык // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 6. – С. 38–39.
8. Hall R. Hydrocarbon basins in SE Asia: understanding why they are there / R. Hall // Petroleum Geoscience. – 2009. – V. 15. – P. 131–146.