

УДК 38.53.23

В.П. Гаврилов¹, e-mail: gavrilov@gubkin.ru; Е.А. Леонова¹, e-mail: among_the_stars@mail.ru¹ Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина (Москва, Россия).

Региональное строение и нефтегазоносность Индосинийской эпимезозойской платформы Юго-Восточной Азии

В пределах Индосинийской эпимезозойской платформы выделяется Таиландский щит, окруженный с северо-востока, юга и юго-запада осадочными бассейнами, которые рассматриваются как Вьетнамская эпимезозойская плита, большая часть которой находится в территориальных водах Вьетнама. Современное тектоническое строение плиты обусловлено сдвиг-раздвиговыми дислокациями, сформировавшимися за счет напряжений сжатия, над которыми закладывались и развивались рифтогенные прогибы.

Шонгхонгский прогиб расположен на северо-северо-востоке Вьетнамской плиты. Системой сбросов он разделен на три основные зоны, вытянутые в северо-западном направлении (с востока на запад): Северо-Восточный борт, Центральная впадина (депоцентр) и Юго-Западный борт, представляющий наибольший интерес с точки зрения нефтегазоносности. В пределах Юго-Западного борта выделены три тектонические ступени. С точки зрения нефтегазоносности наиболее благоприятна третья тектоническая ступень, приуроченная к западной части борта. В статье показано, что сдвиг-раздвиговые дислокации, обусловившие современный тектонический облик региона, играют двоякую роль в оценке перспектив нефтегазоносности региона. С одной стороны, они способствуют формированию коллекторского пространства, т. е. оказывают благоприятное воздействие, с другой – формируют зоны сквозной разгрузки пластовых флюидов. Наличие сквозных зон разгрузки отрицательным образом сказывается на сохранности залежей нефти и газа. С учетом как положительных, так и отрицательных факторов наиболее благоприятными для проведения дальнейших геологоразведочных работ являются антиклинальные поднятия Дай Банг и Хай Ен, расположенные на третьей тектонической ступени Юго-Западного борта Шонгхонгского прогиба.

Ключевые слова: перспективы нефтегазоносности, тектоническое строение, Шонгхонгский прогиб.

.....

V.P. Gavrilov¹, e-mail: gavrilov@gubkin.ru; E.A. Leonova¹, e-mail: among_the_stars@mail.ru

¹ Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) (Moscow, Russia).

Regional structure and petroleum potential of Indochinese epimesozoic platform of South-East Asia

Within the Indosinian epimesozoic platform Thai shield is distinguish, which is surrounded on the North-East, South and South-West with sedimentary basins, that are considered as Vietnamese epimesozoic plate, most of which is in the territorial waters of Vietnam. Modern tectonic construction of the plate is a result of displacement dislocations, over which riftogenic troughs were developed.

Song Hong trough is situated on the North- North- West of Vietnamese plate. It is divided into three main zones, elongated in a North-Westerly direction (East to West): North-East slope, Central depression (depocenter) and South-West slope, representing the greatest interest from the point of view of petroleum potential. Within the South-West slope three tectonic stages are identified. From the point of view of petroleum potential, the third stage is most favorable.

The article also shows that the displacement dislocation caused modern tectonic profile of the region, play a dual role in the assessment of the petroleum potential of the region. On the one hand, they formed the collector space, that is, have a positive effect, on the other hand, they formed a zone of through migration of fluids. The presence of such zones has a negative impact on the safety of oil and gas deposits.

Taking into account both positive and negative factors the most favorable for further exploration are anticlinal uplifts Dai Bang Hai Yong, located on the third tectonic stage within South-West slope of the Song Hong trough.

Keywords: perspective of oil and gas presence, tectonic construction, Song Hong trough.

Длительная геодинамическая эволюция Индокитайского полуострова и Зондского шельфа на протяжении мезозойского времени привела к оформлению Индосинийской эпимезозойской платформы Юго-Восточной Азии. К подобным платформам также относятся Верхояно-Колымская и Дальневосточная области России, образующие в совокупности своеобразный пояс мезозоид, протянувшийся по восточной окраине Азиатского материка с севера на юг в субмеридиональном направлении на расстоянии около 8 тыс. км.

Мезозоиды, как правило, характеризуются горным рельефом и повышенной тектонической активностью, что объясняется их близким расположением к современным активным зонам земной коры: спрединговым окраинным морям, зонам субдукций, т. е. к активным границам литосферных плит. В пределах мезозоид на суше практически не встречаются области, где мезозойский фундамент перекрывается типичным платформенным осадочным чехлом. По этой причине мезозоиды рассматриваются обычно как сравнительно молодые горноскладчатые области, не представляющие большого интереса в нефтегазоносном отношении.

Если же трактовать мезозоиды как эпимезозойские платформы, где есть области выхода фундамента на дневную поверхность, а есть области, где фундамент погружен и перекрыт чехлом (т. е. плиты), то перспективы их нефтегазоносности существенно возрастают. Такие молодые платформы можно рассматривать в качестве перспективных нефтегазоносных регионов, в пределах которых есть все основания ожидать открытия новых нефтегазоносных провинций и областей. С этой позиции перекалфикация мезозоид из горноскладчатых областей в платформы имеет не только теоретическое, но и большое практическое значение. Анализ имеющихся геолого-геофизических и геоморфологических данных, а также геодинамические реконструкции



Рис. 1. Принципиальная тектоническая схема Индосинийской эпимезозойской платформы
Fig. 1. Tectonic schematic diagram of the Indo-Chinese epimesozoic platform

как раз и позволяют выделить в пределах исследуемого региона Индосинийскую эпимезозойскую платформу, тектоническим центром которой является Индосинийский древний блок земной коры, выраженный в географическом отношении Индокитайским полуостровом (рис. 1).

По аналогии с древними платформами области выхода на поверхность фундамента следует рассматривать как щиты. В нашем случае это Таиландский щит, с учетом того, что территориально его большая часть является принадлежностью Таиланда. Возраст щита главным образом относится к архей-протерозою, однако по периферии он оправлен молодыми мезозойскими гранитоидными комплексами, образующими в рельефе системы невысоких гор.

С северо-востока, юга и юго-запада Таиландский щит окружен осадочными бассейнами, которые в настоящее время являются шельфовыми зонами. Совокупность осадочных бассейнов, окружающих Таиландский щит, предлагается рассматривать как Вьетнамскую эпимезозойскую плиту, большая часть которой находится в территориальных водах Вьетнама. Фундамент плиты сложен преимущественно гранитоидными

породами мелового возраста, однако в его составе могут быть и более древние фрагменты коры, в частности доломитизированные известняки позднего девона на северном шельфе Вьетнама (Шонгхонгский прогиб).

Тектоническая архитектура Вьетнамской плиты определяется системами сдвигов и раздвигов (pull-apart), над которым закладывались и развивались рифтогенные прогибы (рис. 2). Подчеркнем, что процессы рифтогенеза, столь характерные для шельфа Вьетнама, носили пассивный характер и связаны с развитием сдвиговых дислокаций. Как правило, бортовые зоны прогибов осложнены листрическими сбросами, по которым происходили оседание и оползание тектонических блоков.

К рифтогенным прогибам, выделяемым в пределах Вьетнамской плиты, отнесены Ханойский, Шонгхонгский, Кыулонгский, Южно-Коншонский, Меконгский, Паттани и Малайский прогибы (рис. 2).

Для молодых, активных в геодинамическом отношении структур земной коры определяющим условием их современного строения и развития является тектонофизическое поле, которое обуславливается геодинамическими напряжениями в данном регионе. Фор-

Ссылка для цитирования (for citation):

Гаврилов В.П., Леонова Е.А. Региональное строение и нефтегазоносность Индосинийской эпимезозойской платформы Юго-Восточной Азии // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 10. С. 18–23.

Gavrilov V.P., Leonova E.A. Regional structure and petroleum potential of Indo-Chinese epimesozoic platform of South-East Asia (In Russ.). Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2016, No. 10, P. 18–23.

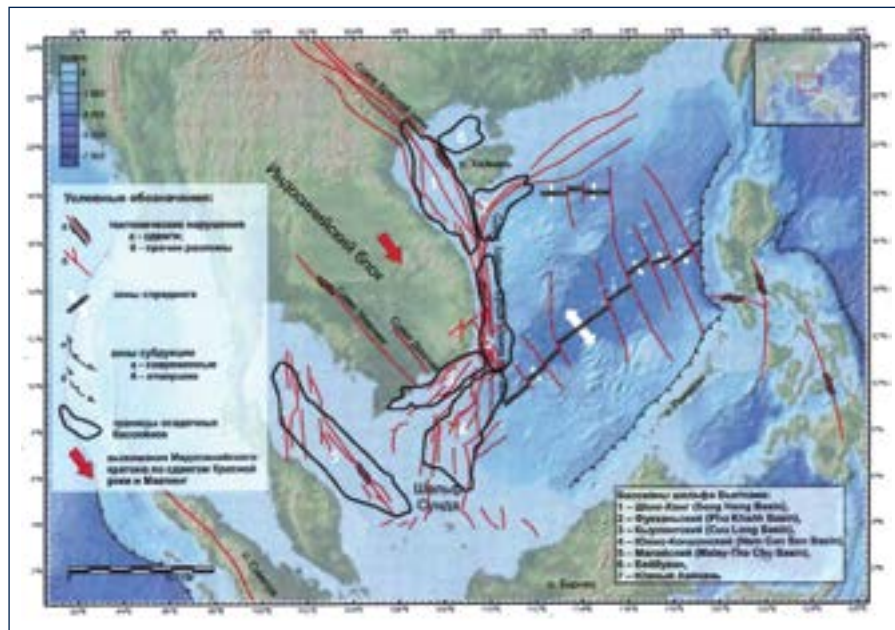


Рис. 2. Геотектоническое положение осадочных бассейнов Южно-Китайского моря
 Fig. 2. Geotectonic location of the sedimentary basins of the South China Sea

мирование адекватной тектонофизической модели способствует правильному пониманию геологического строения и нефтегазоносности регионов, что имеет большое практическое значение. Вьетнамская эпимезозойская плита является как раз таким регионом, где тектонофизические напряжения определяют современное геологическое строение и особенности нефтегазонакопления.

Традиционно считается, что геологическое строение и развитие шельфа Вьетнама протекало под доминирующим влиянием рифтогенных процессов. Заложение основных прогибов вьетнамского шельфа (Шонгхонгского, Кылуонгского, Южно-Коншонского) явилось результатом проявления растягивающих тектонических напряжений. Следствием этого являлось характерное строение бортовых частей прогибов, состоящих из горстообразных приподнятых блоков и разделяющих их грабенообразных прогибов.

Рифтогенная модель геологического строения шельфа Вьетнама является доминирующей, но не имеющей убедительного объяснения. В частности, непонятно, что же явилось причиной возникновения столь большого числа рифтогенных прогибов в исследуемом регионе, каковы причины появления

самых рифтов. По нашим данным, нет доказательств процессов их расширения.

Изучение геодинамической эволюции и геодинамических напряжений, господствовавших на Зондском шельфе в меловой, палеогеновый и неоген-четвертичный периоды, показывает, что преобладающим видом напряжений было напряжение сжатия, а не растяжения.

Системой сбросов сдвигового типа Шонгхонгский прогиб разделен на три основные зоны, вытянутые в северо-западном направлении (с востока на запад): Северо-Восточный борт, Центральная впадина (депоцентр) и Юго-Западный борт (рис. 3).

Юго-Западный борт включает моноклинали Тханьнгхе, горстообразное поднятие Ки Ань, грабен Ань Ву, впадину Хуэ и горстообразное поднятие Дананг. Наряду с крупными горстообразными поднятиями в пределах Юго-Западного борта, как наиболее изученного, картируется ряд более мелких структур, которые можно рассматривать как антиклинальные складки, – это поднятия Бач Чи, Носорог, Белый Лев, Зебра, Жаворонок и др. На некоторых из них пробурены скважины. Возможно, эти структуры представляют собой складки облекания, ограниченные по

склонам разрывными нарушениями. Характерной особенностью является высокая амплитуда складок (до 1,5 км) по докайнозойскому фундаменту с существенным сокращением амплитуды по кайнозойским отложениям.

Юго-западный борт Шонгхонгского прогиба системами сдвиговых дислокаций поделен на три тектонические ступени – I, II, III. С точки зрения нефтегазоносности наиболее благоприятна III тектоническая ступень. Она гипсометрически наиболее опущена. К этой ступени приурочено два крупных поднятия – Дай Банг и Хай Ен.

Северо-Восточный борт Шонгхонгского прогиба состоит из моноклинали Хайфон-Халонг, горста Батълонгви, одноименного поднятия, горста Читон (на юге прогиба) и ряда других моноклиналей и горстовидных поднятий в китайской части акватории. Структурное выражение их аналогично структурам Юго-Западного борта прогиба (рис. 3). Сравнивая между собой бортовые зоны прогиба, следует отметить, что Северо-Восточный борт в настоящее время более погружен по сравнению с Юго-Западным бортом, перепад высот по кровле фундамента составляет до 3 км. Такая ситуация возникла в плиоцен-четвертичное время, когда Северо-Восточный борт испытал прогибание большей амплитуды. В настоящее время мощность плиоцен-четвертичных отложений на Северо-Восточном борте составляет более 3 км, а на Юго-Западном – около 0,5 км.

Тектонические нарушения сбросового типа на Северо-Восточном борте, как правило, затухают в миоцен-плиоценовых отложениях и выше по разрезу не прослеживаются, в то время как на Юго-Западном борте (кроме наиболее погруженной III ступени) эти нарушения пересекают весь осадочный чехол и выходят на дно моря, создавая сквозные каналы миграции для разгрузки подземных флюидов. Все это позволяет более высоко оценить перспективы нефтегазоносности Северо-Восточного борта Шонгхонгского прогиба по сравнению с его Юго-Западным бортом за счет наличия более благоприятных условий для сохранности залежей углеводородов.

Центральная часть прогиба Шонгхонг (депоцентр) наименее изучена (рис. 3). Она характеризуется сравнительно редкой сетью сейсмических профилей и практически отсутствием скважин. В районе поднятий Бао Ванг, Бао Ден и Бао Чанг степень изученности существенно возрастает. Однако проведенные сейсмические исследования 2D выполнялись с использованием коротких сейсмических кос (2–3 км), а 3D – с косами 4 км, что позволило более-менее достоверно изучить осадочный чехол только на глубину около 3 км, т. е. плиоцен-плейстоценовой комплекс. Пробуренные скважины глубиной в пределах 2 км также были нацелены на эти отложения.

В результате миоценовые образования, представляющие здесь наибольший интерес в нефтегазовом отношении, оказались практически не исследованы. Тектоническое строение Центральной части Шонгхонгского прогиба в настоящее время представляется в виде моноклинально падающих пластов плиоцен-плейстоценового возраста. Вероятно, такой же структурно-тектонический облик имеют и миоценовые отложения.

Монотонную тектоническую картину депоцентра Шонгхонгского прогиба осложняют антиклиналеподобные структуры, выявленные в его центральной части (поднятия Бао Ванг, Бао Чанг, Бао Ден и др.), которые и являлись объектами геолого-разведочных работ на протяжении последних лет. Здесь были сконцентрированы сейсмические исследования 2D и 3D, пробурено 8 скважин, а в последние годы проведены электроразведочные работы на предмет прямых поисков залежей углеводородов. Несмотря на сравнительно высокую концентрацию геофизических и буровых работ на поднятиях Бао Ванг, Бао Чанг и Бао Ден, однозначного понимания их геологической природы до сих пор нет. В нашей интерпретации это погребенные вулканы, основная деятельность которых протекала в плиоцен-плейстоценовое время [1].

Важное значение для нефтегазоносности имеют коллекторские свойства продуктивных отложений. В пределах исследуемого региона промышленная

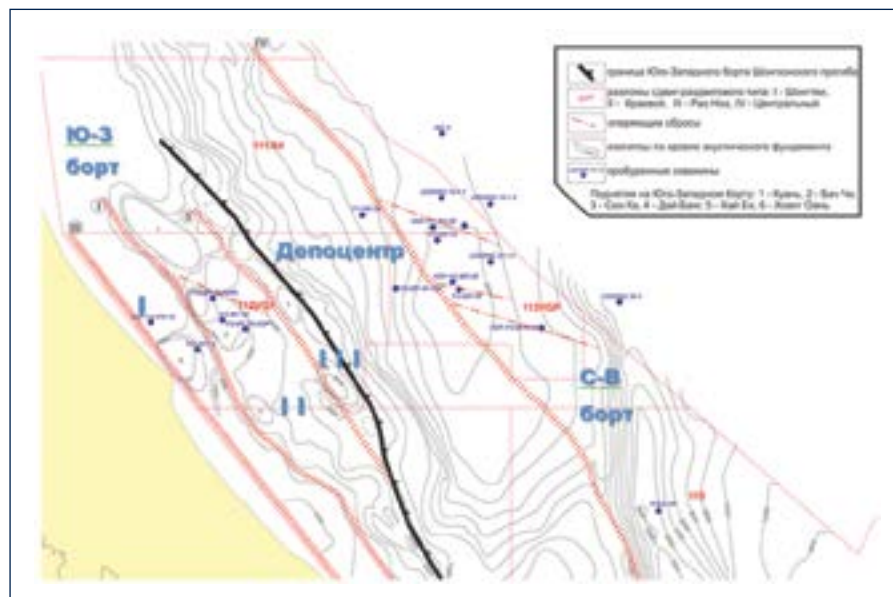


Рис. 3. Тектоническое строение Юго-Западного борта Шонгхонгского прогиба

Fig. 3. Tectonic structure of the South-Western side of Hong Kong downfold

нефтегазоносность связана с отложениями позднего палеозоя, олигоцена, миоцена и плиоцен-плейстоцена. Во всех случаях емкостное пространство осложняется трещиноватостью, возникшей в результате деятельности разломов сдвиг-раздвигового типа.

Отложения позднего палеозоя (верхний девон – нижний карбон), вскрытые скважиной VGP-112-PR-1X, были изучены методом рентгеновской томографии. Установлено, что карбонатные породы имеют межзерновые поры (до 10 мкм), которые могут быть связаны тончайшими каналами. Более важную роль в коллекторском потенциале этого комплекса играют трещины и каверны. Трещины направлены поперек напластования, имеют ширину до 0,5–1 мм, а каверны достигают в диаметре до 2 мм. Иногда пустоты, трещины и биологические формы заполнены пиритом, что снижает фильтрационно-емкостные свойства этих пород. В целом коллектор карбонатной толщи позднего палеозоя можно классифицировать как трещинно-каверново-поровый.

Олигоценый комплекс характеризуется исключительно терригенными коллекторами. По коротажным данным, средние значения открытой пористости составляют 8 и 10 %. Породы крепкие, проницаемость коллекторов низкая. Коллекторы относятся к поровому типу.

Не исключено развитие в них и систем трещин, которые могут повысить коллекторский потенциал этих отложений. Миоценовый комплекс сложен переслаиванием песчаников, алевролитов и глин, среди которых встречаются карбонатные породы. Коллекторы могут быть представлены как терригенными породами (песчаниками), так и карбонатами.

Карбонатные коллекторы нижнего миоцена вскрыты в двух скважинах блока 112 (скв. 112-BT-1X-RDR и скв. 112-NO-1X) суммарной мощностью 17–65 м. Отложения представлены известняками мелкозернистыми, содержащими фрагменты органических остатков. Пористость изменяется от 2,4 до 23,9 %, проницаемость – от 0,01 до 37 мД. Мощность колеблется от 23 до 70 м. По типу порового пространства коллекторы относятся к трещинно-каверново-поровым.

Терригенные коллекторы нижнего миоцена состоят из песчаников светло-серого цвета, мелко-среднезернистых, крепких. Цемент карбонатный, глинистый и мергельный. Мощность отдельных пластов песчаника колеблется в пределах 2–12 м. Значения открытой пористости составляют по скважине 112-BT-1X-RDR – 7–14 %, а по скважине 112-AV-1X изменяются от 24 до 30 %. Проницаемость определена в преде-

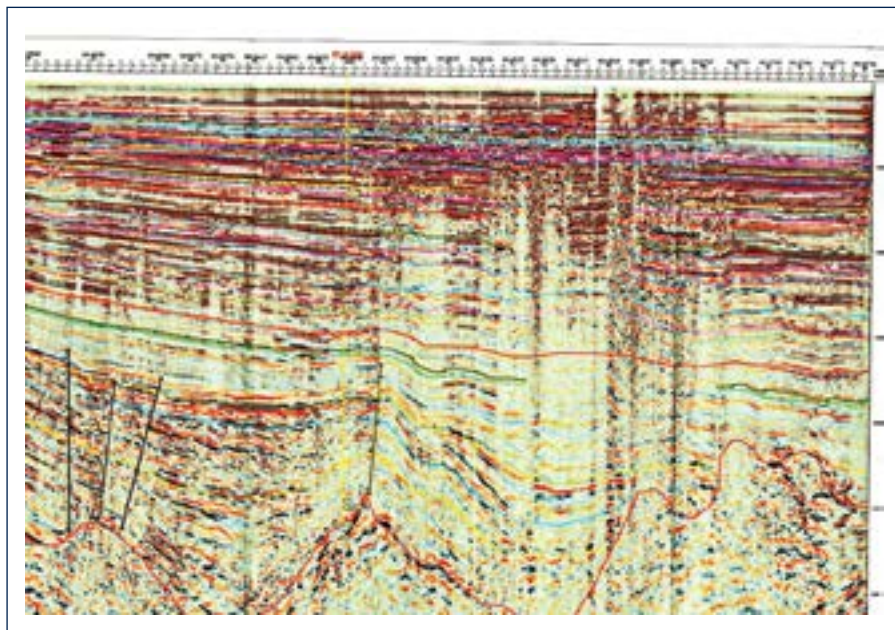


Рис. 4. Сейсмический профиль GT93-202 вдоль простирания структуры Бач Чи
 Fig. 4. Seismic profile GT93-202 along the structure Bacci

лах 0,1–49 мД. Коллекторы относят к поровому типу.

Терригенные коллекторы среднего и верхнего миоцена представлены песчаниками и встречены во всех пробуренных в блоке 112 скважинах. Мощности отдельных пластов песчаника меняются в пределах 0,5–22 м, составляя в основном 2–6 м. Пористость коллекторов варьирует в интервале 12–24 %, проницаемость – в пределах 0,1–14 мД, в отдельных случаях достигает 140–172 мД. По типу порового пространства коллекторы традиционно относят к поровым.

Однако, по данным рентгеновской томографии, породы миоцен-плейстоцена разбиты трещинами. В ряде случаев они заполнены пиритом, что говорит о том, что системы трещин могли существовать в пластовых условиях и по ним происходила миграция флюида. По нашему мнению, существование таких трещин в миоцене (а далее будет показано, что они имеются и в плиоцен-плейстоценовых отложениях) является следствием активных проявлений сдвиговых деформаций по Центральному сдвигу Шонгхонгского прогиба, вдоль которого вытянуты разбуренные структуры Бао Ванг, Бао Ден и Бао Чанг. Поэтому тип коллектора в миоценовых отложениях, возможно,

следует рассматривать как порово-трещинный. Это обстоятельство необходимо учитывать при дальнейшей разработке месторождений.

Плиоцен-плейстоценовый комплекс наиболее доступен для бурения в пределах исследуемого региона. Он представлен преимущественно глинами и аргиллитами, переслаивающимися с алеволитами. В ареале района работ предполагается развитие и песчаных пород. Потенциальными коллекторами в отложениях плиоцен-плейстоцена являются русловые песчаники, отложения конусов выноса и турбидитовые тела. Коллекторы относятся к поровому типу. Коллекторы такого типа содержат значительные залежи газа на структурах группы Ле Донг (акватория КНР). Значения открытой пористости по отложениям плейстоцена колеблются от 28 до 37,6 %, по отложениям плиоцена – от 23 до 33 %. Проницаемость – от 10,8 до 35,4 мД. Данные рентгеновской томографии, полученные нами, также указывают на широкое развитие в плиоценовых отложениях систем трещин, иногда заполненных пиритом. Наличие трещин практически по всем осадочным комплексам повышает емкостные свойства отложений, но снижает их роль как возможных покровов.

Разгрузка пластового флюида наиболее часто проявляется вдоль разломов Шонгтяи и Центрального, несмотря на то что отложения миоцена и плейстоцена представлены глинистыми образованиями. Этот эффект, по нашему мнению, достигается по причине наличия сопутствующей трещиноватости пород (даже глинистых) при сдвиг-раздвиговых усилиях.

Доказательством сквозной вертикальной разгрузки пластового флюида могут служить сейсмические профили, пересекающие разломы Шонгтяи и Центральный. В частности, на профиле, проведенном вкрест простирания структуры Бач Чи, четко фиксируется зона разгрузки, выраженная рассеиванием упругой сейсмической волны. Зона разгрузки прослеживается через весь осадочный чехол и выходит на поверхность морского дна. На другом профиле GT93-219, проходящем через структуру Дай Банг, разлом затухает в кровле позднего миоценовых отложений. До этого уровня прослеживается и область разгрузки, выраженная на сейсмическом профиле субвертикальной зоной рассеивания сейсмической упругой волны. Отсюда следует, что по мере удаления от главного сдвиг-раздвигового разлома Шонгтяи тектонические усилия ослабевают, и зона разгрузки уже не захватывает весь чехол и ограничивается лишь нижними секциями чехла.

Аналогичная ситуация сложилась и вдоль Центрального разлома сдвиг-раздвигового типа, к которому приурочены поднятия Бао Ванг, Бао Ден и Бао Чанг. На сейсмических профилях четко фиксируются зоны рассеивания упругой волны, которые мы отождествляем с зонами разгрузки пластовых флюидов (рис. 4). Зоны разгрузки проходят через все горизонты осадочного чехла и выходят на поверхность морского дна, что говорит о сквозной разгрузке, что отрицательным образом сказывается на сохранности залежей углеводородов.

В ряде случаев удается зафиксировать истечения углеводородного флюида на морскую поверхность. Известно, что подобное высачивание создает на поверхности моря тонкие пленки угле-

водородов, которые бывают незаметны для простого «глаза». Однако космические снимки способны фиксировать эти явления, поскольку углеводородная пленка образует так называемые слики, заметные с большого расстояния.

В частности, на космическом снимке, который захватывает зону Тонкинско-го залива, приуроченную к разлому Шонгтяи, видно скопление черных точек, вытянутых вдоль этого разлома. Это не что иное, как слики на поверхности воды, возникшие в результате разгрузки пластовых углеводородных флюидов на

поверхность моря вдоль сдвиг-раздвигового разлома Шонгтяи.

Таким образом, по данным различных методов исследований устанавливается наличие зон сквозной разгрузки пластовых флюидов, приуроченных к разломным зонам. В случаях, когда разломы затухают в осадочном чехле, зона разгрузки не имеет сквозного характера.

Наличие сквозных зон разгрузки отрицательным образом сказывается на сохранности залежей нефти и газа и является негативным фактором про-

цесса нефтегазоаккумуляции в земной коре.

Следовательно, при определении степени перспективности в нефтегазовом отношении различных регионов необходимо учитывать не только созидательные, но и разрушающие факторы нефтегазоаккумуляции. С этой точки зрения наиболее благоприятными для проведения дальнейших геологоразведочных работ являются антиклинальные поднятия Дай Банг и Хай Ен, расположенные на третьей тектонической ступени Юго-Западного борта Шонгхонгского прогиба.

Литература:

1. Гаврилов В.П., Леонова Е.А. Тектоническое строение и особенности нефтегазоносности Шонгхонгского прогиба (Северный шельф Вьетнама) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 10. С. 10–17.
2. Гаврилов В.П., Леонова Е.А., Рыбалченко В.В. Грязевой вулканизм и нефтегазоносность Шонгхонгского прогиба (Северный шельф Вьетнама) // Тр. Российского гос. ун-та нефти и газа им. И.М. Губкина. 2011. № 4 (265). С. 29–37.

References:

1. Gavrilov V.P., Leonova E.A. Tectonic structure and specificities of the petroleum potential of the Song Hong basin trough (the Northern shelf of Vietnam). *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2015, No. 10, P. 10–17. (In Russian)
2. Gavrilov V.P., Leonova E.A., Rybalchenko V.V. Mud volcanism and petroleum potential of the Song Hong basin trough (the Northern shelf of Vietnam). *Trudy Rossiyskogo gosudarstvennogo universiteta nefti i gaza imeni I.M. Gubkina = Proceedings of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*, 2011, No. 4 (265), P. 29–37. (In Russian)

СТАЛЬНЫХ ТРУБ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

ВНУТРЕННЯЯ И НАРУЖНАЯ ИЗОЛЯЦИЯ



ООО «ЮКОРТ» ОКАЗЫВАЕТ СЛЕДУЮЩИЕ ВИДЫ УСЛУГ:

- нанесение наружного двух-, трехслойного антикоррозионного покрытия на основе экструдированного полиэтилена на трубы диаметром 89–720 мм;
- нанесение внутреннего антикоррозионного покрытия на основе высоковязких материалов на трубы диаметром 114–720 мм;
- нанесение внутреннего и наружного антикоррозионного покрытия на основе порошковых эпоксидных композиций на СДТ приварные диаметром 57–219 мм;
- нанесение наружного антикоррозионного покрытия на основе эпоксидных и полиуретановых композиций на запорную арматуру и СДТ диаметром до 1420 мм;
- изготовление кривых холодного гнутья диаметром 108–530 мм с наружным и/или внутренним антикоррозионным покрытием и без покрытия;
- изготовление гнутых отводов с нагревом ТВЧ диаметром 89–426 мм;
- изготовление и антикоррозионная изоляция стальных свай, погружаемых в грунт, а также крупноформенных сварных изделий и крановых узлов.

Продукция ООО «ЮКОРТ» сертифицирована в системе добровольной сертификации ГОСТ Р. Система менеджмента качества ООО «ЮКОРТ» соответствует требованиям стандарта ISO 9001.



на правах рекламы