

# РАЦИОНАЛЬНОЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 621.165.533

## ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВАРА В ФУНДАМЕНТЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЛЫЙ ТИГР (шельф Южного Вьетнама)

Н.А. Бестужева<sup>1</sup>, Ромеро Моисес<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский  
геологический нефтяной институт»  
*Шоссе Энтузиастов, 36, Москва, Россия, 105118*

<sup>2</sup>Кафедра месторождений полезных ископаемых  
и их разведки им. В. М. Крейтера  
Российский университет дружбы народов  
*ул. Орджоникидзе, 3, Москва, Россия, 115419*

Стремительный рост добычи и потребления углеводородного сырья ставит перед нефтяниками и газовиками неотложную задачу поисков залежей нефти и газа в малодобитных и сложнопостроенных природных резервуарах (ПР), в том числе в кристаллических породах, залегающих в фундаменте нефтегазоносных бассейнов. Не все трещинные приразломные зоны являются проницаемыми, и требуются дополнительные признаки, позволяющие дифференцировать трещинные приразломные зоны по степени их проницаемости. Трещины всех систем домиоценового происхождения (сформированные до прихода нефти) залечены вторичными минералами и непроницаемы. Следствием этого наблюдения является практически важный вывод о том, что только изучение новейших трещинных систем позволяет прогнозировать параметры эффективной пористости и проницаемости и геометрию нефтенасыщенных трещинных резервуаров фундамента. В связи с поздним приходом нефти в порово-трещинную среду коллекторов месторождения Белый Тигр следует считать, что все геологические процессы и явления домиоценового времени не влияют на процессы нефтегазонакопления и представляют не более чем общетеоретический интерес.

**Ключевые слова:** месторождение, природный резервуар (ПР), кристаллический фундамент, разломы, трещины, приразломная зона, коллектор, флюидоупор.

Природным резервуаром нефти (газа) мы называем часть объема земной коры, способную содержать залежь этих полезных ископаемых. В соответствии с содержанием понятия «природный резервуар» (ПР) основными элементами ПР являются коллектор (фильтрационно-емкостная система — ФЕС) и флюидоупор (экран),

удерживающий нефть и газ от дальнейшей миграции и рассеивания. Строение флюидоупора обеспечивает формирование ловушки, содержащей залежь. Структура ФЕС отвечает за свободную фильтрацию флюидов, их гравитационное разделение, емкостные показатели и форму залежи. Различают локальные и региональные ПР. К локальным ПР относятся единичные системы «коллектор — флюидоупор», приуроченные к какому-то одному структурному или литологическому элементу, например к поднятию, зоне выклинивания коллектора, эрозионному выступу. Месторождение Белый Тигр приурочено к локальному ПР, образованному эродированным выступом кристаллического фундамента. Региональные ПР образованы широко развитыми по площади песчаными или карбонатными пластами, которые перекрыты эффективными флюидоупорами. В пласте-коллекторе осуществляется движение вверх по восстанию из погруженных очагов генерации нефти водных потоков с растворенной микронептью, сегрегация нефти воды и заполнение нефтью ближайших ловушек. В этом случае каждая залежь входит в состав локального ПР. Таким образом, понятие «региональный ПР» является более широким. Региональный ПР включает в себя систему локальных ПР, генетически связанных с одним региональным пластом-коллектором, одним региональным пластом-флюидоупором. Формирование залежей в локальных ПР является следствием замыкания миграционного водо-нефтяного потока, движущегося по этому коллектору.

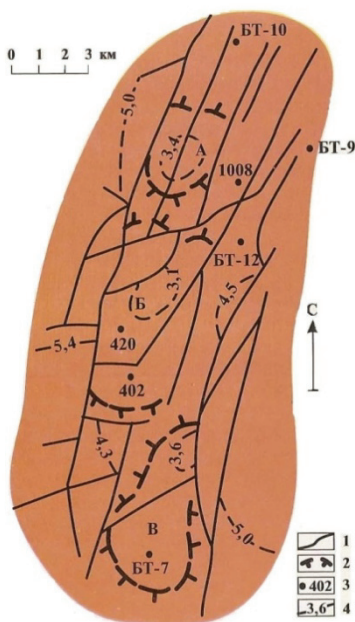
Установлено, что фильтрационно-емкостные свойства кристаллических пород определяются благоприятным сочетанием порово-кавернозной и трещинной емкостей. Особенно большое значение имеет интенсивность дробления пород (густота трещин), протяженность разломов и зон повышенной трещиноватости, а также интенсивность процессов растворения и метасоматоза минералов. Говоря о трещиноватости, следует иметь в виду, что в кристаллическом массиве помимо вертикальных и наклонных трещин нередко формируются системы субгоризонтальных трещин, образующихся на границах пластовых тел с разными реологическими свойствами, т.е. с разным сопротивлением механическому разрушению. В принципе, субгоризонтальные и субвертикальные трещины обязаны своим возникновением тектоническим подвижками, вследствие чего их формирование происходит одновременно. Каналы, образованные этими трещинами, образуют трехмерную объемную сетку, обеспечивающую хорошую фильтрацию флюидов.

Вьетнамскими специалистами докайнозойский фундамент Белого Тигра подразделяется на три интрузивных комплекса, соответствующих основным тектоническим фазам развития Юго-Восточной Азии [3]: Гон-Хоай, Динь-Куан и Ка-На (по скважинным и лабораторным данным). Здесь трещиноватость первых двух комплексов оценивается средней величиной 17—18 трещин на 10 м, максимальная плотность — 60 трещин на 10 м — отмечена в скв. 65 на северо-востоке Центрального поднятия.

По данным скважинных микросканеров Шломберже, преимущественная ориентация трещин — северо-западного—юго-восточного азимута, с преобладающим углом падения  $45^\circ$  [3]. Вторая группа трещин имеет субмеридиональную и северо-восточную—юго-западную ориентацию. Для всех трещин характерно параллель-

ное залегание, с углом падения от 10 до 70°, вертикальные трещины редки. Преобладают открытые или частично открытые трещины; микротрещины, наблюдаемые в керне, обычно открытые, но их число не превышает 10—15% от общей трещиноватости.

Породы самого молодого комплекса Ка-На (Са-На), соответствующего основной фазе тектогенеза (К2-Р1), также имеют достаточно высокую трещиноватость: по скважинным данным, она составляет в среднем 15 трещин на 10 м. Максимальная плотность наблюдается в участках дробления и милонитизации и достигает 45 трещин на 10 м. Преобладающая ориентация трещин — северо-восточная—юго-западная, угол падения, как и в комплексе Динь-Куан, чаще всего 45°. Часть трещин (около 28%) имеют северо-западное—юго-восточное простирание, а также субмеридиональную ориентацию (также около 28%). Остальные характеристики аналогичны комплексу Динь-Куан. В большинстве случаев заполнители трещин — кальцит и цеолит, раскрытость микротрещин в керне — до 1 мм [3]. Анализ параметров ДФМ (динамико-флюидальная модель), выполненный в ЦГЭ [3], подтвердил схему формирования сети продольных и поперечных разломов, а также перспективность области пониженных давлений (разгрузки) на Западном крыле Центрального свода. Наибольшую флюидонасыщенность и лучшие коллекторские свойства должна иметь зона, расположенная в блоке Б, особенно в районе скважины БТ-402 (рис. 1). Здесь, по данным ДФМ, расположена зона современного растяжения, характеризующаяся высокими коллекторскими свойствами фундамента Белого Тигра.



**Рис. 1.** Схема тектонического строения фундамента месторождения Белый Тигр [1]:

- 1 — основные разломы; 2 — наиболее приподнятые части блоков (А — северного, Б — центрального, В — южного); 3 — некоторые скважины;
- 4 — изогипсы по кровле фундамента

Из анализа результатов ДФМ следует еще один вывод, важный для процесса разработки залежи в фундаменте. В соответствии с блоковым строением последнего можно считать, что блоки с минимальным давлением  $P$ , т.е. имеющие знак относительной разгрузки, должны иметь более высокую флюидонасыщенность и высокое давление флюида в пустотном пространстве коллектора. Поэтому наибольшие притоки следует ожидать из миграционных каналов (систем трещин) блоков с пониженным  $P$ . Области повышенного  $P$  в граничных с выступом блоках осадочной толщи являются малопроницаемыми экранами для миграционных потоков, в то время как области высоких  $P$  в граничащих с кромкой выступа осадочных породах, напротив, обеспечивают фильтрацию флюидов, в том числе — нефти по миграционным каналам во внутренний контур выступа.

К прямым методам наблюдения флюидодинамики можно отнести и изучение давления насыщения ( $P_{\text{нас}}$ ) пластовых нефтей на разбуренном и эксплуатируемом месторождении. Такие исследования были выполнены, например, на нефтяном месторождении Белый Тигр. Полученные результаты вместе с закономерным уменьшением плотности и коэффициента светопоглощения нефтей интерпретированы как следствие миграции и разгрузки флюидов (нефти и газа) с востока на запад. Кроме того, они подтвердили опорную роль «осевого» разлома FII, делящего структуру на две крупные блоковые системы D, E, F и A, B, C, образовавшего четко выраженную зону смятия, дробления и милонитизации и служащего своеобразным «водоразделом» для флюидных потоков (рис. 2). Подтверждена и важная роль молодой разломной тектоники, ответственной за распределение напряжений в породах фундамента. По-видимому, последняя фаза спрединга, сформировавшая косопадающие блоки фундамента Кылулонгской впадины, приходится на поздний миоцен-плиоцен. К этому времени относится и главная фаза предполагаемой миграции нефти из осадочного чехла.

Рассмотренные факты еще раз свидетельствуют о преобладающем движении и разгрузке флюидных систем (нефти и газа) с востока на запад, что находит подтверждение в высокой продуктивности скважин западного борта структуры. Ряд скважин, расположенных южнее Центрального блока, низкодебитные (скв. 445, 446, 447 и др.), они находятся на участке структуры относительно закрытой и изолированной, выполняющей роль своеобразной «перемычки» между совокупностями блоков A, B, C и D, E, F.

В соответствии с приведенным выше анализом фактических данных направление флюидного потока можно изобразить схематически так, как это показано на рис. 3.

Отличительная особенность разломов, выявленных на месторождении Белый Тигр сейсморазведкой 3Д, заключается в том, что по простиранию сместителя происходит одновременное смещение горных пород в вертикальном и горизонтальном направлениях. Картируемые сейсморазведкой разломы фундамента идентифицируются как сдвиги по ряду характерных признаков их строения в осадочном чехле: кулискому расположению и встречному падению оперяющих разрывов, эшелонированным гирляндам приразломных складок, наличию впадин присдвигового растяжения, характерному рисунку «конский хвост» на окончаниях (рис. 4).

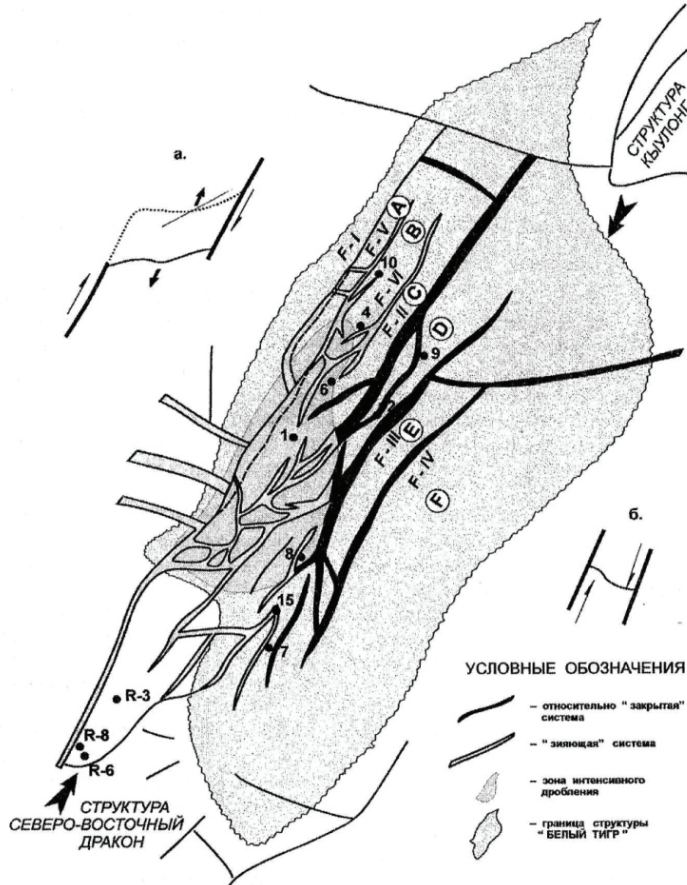


Рис. 2. Схема разломной тектоники структуры Белого Тигра [4]

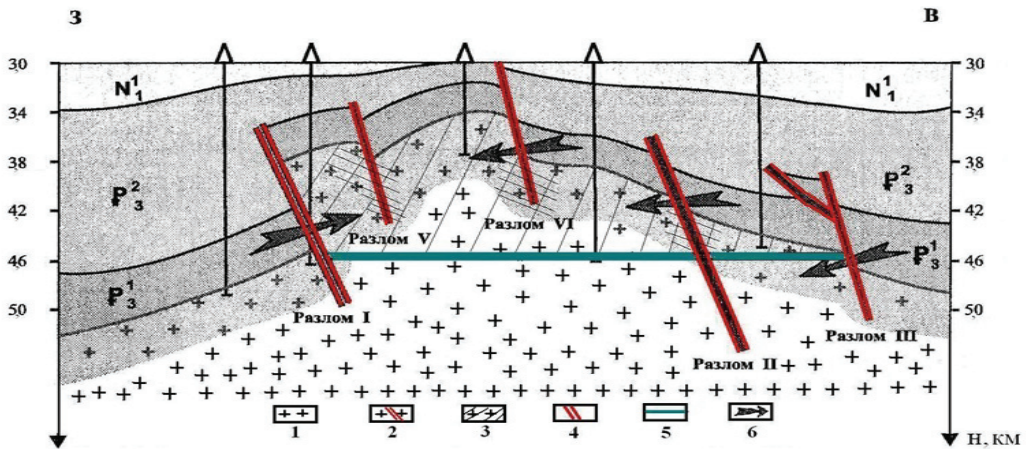
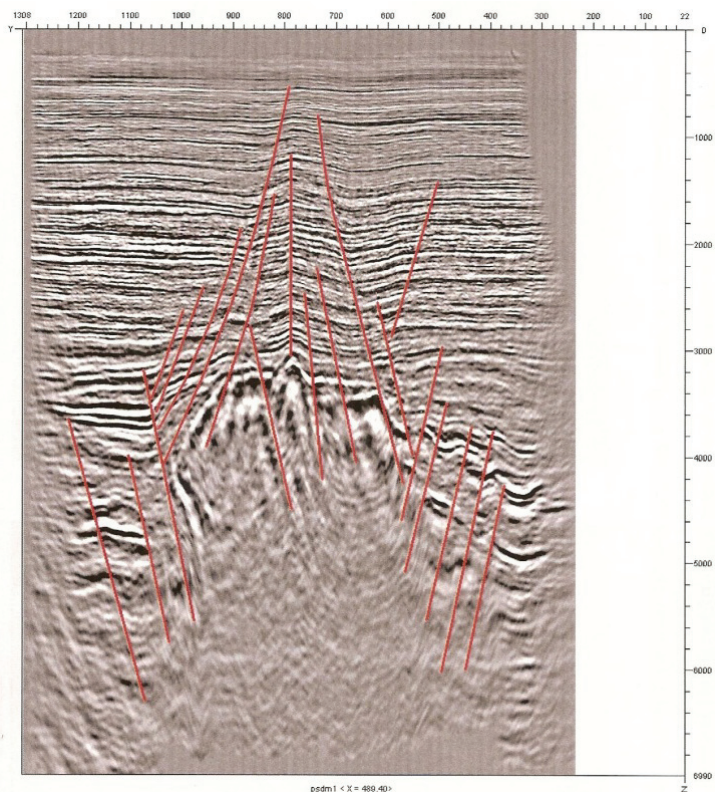


Рис. 3. Схема природного резервуара в фундаменте месторождения Белый Тигр [4 с дополнениями автора]:

- 1 — кристаллические породы фундамента; 2 — разломы фундамента; 3 — нефтенасыщенная природного резервуара; 4 — приразломные зоны повышенной нефтенасыщенности;
- 5 — зона твердых нафтидов; 6 — направление водо-нефтеносного миграционного потока



**Рис. 4.** Месторождение Белый Тигр. Пример интерпретации разломов осадочного чехла и фундамента на вертикальном слайсе сейсмического куба (Inline = 480) [2]

Известно, что без идентификации генезиса трещин их интерпретация может привести к грубым ошибкам. Поэтому авторы полевых исследований Sung Jin Chang, Nguyen Tien Long [2] пытались идентифицировать генезис трещин на основе сетки их развития, а затем через описание характеристик и ориентации. По результатам исследований в обнажениях Южного Вьетнама выделено три группы трещинных систем на основе их генерации: 1) охлажденные или первичные трещины; 2) трещины, связанные с тектоническими деформациями; 3) трещины расслоения и выветривания.

Из всего многообразия развитых в обнажениях Южного Вьетнама трещинных систем практический интерес для изучения влияния и оценки роли трещиноватости на ФЕС пород фундамента месторождения Белый Тигр представляют только трещины, связанные с тектоническими деформациями, или приразломные зоны разрушений.

Охлажденные, или первичные трещины, и трещины расслоения и выветривания необходимо исключить из дальнейшего рассмотрения, как не имеющие потенциала для образования коллектора и не представляющие практический промысловый интерес. Более того, сильно выветренная часть насыщенных плагиоклазами гранитных порфиритов или диоритов обладает хорошими запечатывающими свойствами.

Из категории трещин приразломных зон нарушений, в целом обладающих высоким коллекторским потенциалом, выбраковке из дальнейшего анализа подлежат трещины, связанные с катаклазитами и милонитами (очень плохие коллекторы).

Так как все обнаруженные формы деформации в обнажениях оказались в основном связаны с хрупким разрушением пород, ассоциированным с приразломными брекчиями и представляющими собой прекрасные коллекторы, мы приходим к выводу о трещинных приразломных зонах разрушений как единственном типе трещин, формирующих пористо-проницаемую среду в обнажениях интрузивных и экструзивных пород Южного Вьетнама. По аналогии мы вправе распространить этот вывод и на аналогичные породы фундамента месторождения Белый Тигр.

Стоит отметить, что интенсивность вторичных минеральных новообразований (цеолитизация) находится в прямой связи с интенсивностью трещинных приразломных зон и сводит на нет их потенциально высокий пористо-проницаемый потенциал.

Согласно стадийности гидротермальных и метасоматических (эпигенетических) процессов аутигенного минералообразования, последняя низкотемпературная фаза гидротермальной активности месторождения Белый Тигр связана с приходом нефти в самые поздние открытые трещины и их последующей консервацией.

Необходимо дальнейшее изучение фильтрационных свойств природного резервуара. Речь идет не только о самом фундаменте, но и о флюидоупорах в осадочной толще. Судя по высоким (до 1000 т/сут.) притокам нефти в некоторых скважинах, в фундаменте развита весьма эффективная дренирующая система, представленная не только наклонными и субвертикальными трещинами, но и субгоризонтальными зонами трещиноватости, о которых в специальной литературе почти ничего не говорится. Определенные указания на их наличие дают сейсмические данные, однако в керне эти субгоризонтальные зоны не получены и, таким образом, не изучены. На наш взгляд, имеет смысл, руководствуясь сейсмикой, получить керн из этих зон с целью изучения морфологии и размеров трещин.

## ЛИТЕРАТУРА

- [1] *Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.Л. и др.* Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа. — М.: Нефть и газ, 1997. — С. 47—83, 190—215. [*Areshev E.G., Gavrilov V.P., Dong CH.P. i dr.* Geologiya i neftegazanosnost fundamenta Zondskogo shelfa. — М.: Neft i gaz, 1997. — S. 47—83, 190—215.]
- [2] *Арешев Е.Г.* Создание трехмерной геологической модели залежи нефти фундамента месторождения Белый Тигр. Т. 2. — Вунгтау; Москва, 2006. [*Areshev E.G.* Sozdanie trekhmernoi geologicheskoi modeli zalezhi nefti fundamenta mestorozhdeniia Belyi Tigr. — Т. 2. — Vungtau; Moskva, 2006.]
- [3] *Поспелов В.В.* Кристаллический фундамент: геолого-геофизические методы изучения коллекторского потенциала и нефтегазоносности. — М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований; Регулярная и хаотическая динамика, 2005. [*Pospelov V.V.* Kristallicheskii fundament: Institut kompiuternykh issledovani; NITC “Reguliarnai i khaoticheskaia dinamika”, 2005.]

- [4] Кошляк В.А., Куй Х.В. Распределение коллекторов в залежах гранитоидного фундамента месторождения Белый Тигр и оценка ФЕС // Нефтяное хозяйство. — 1996. — № 8. — С. 41—50. [*Koshliak V.A., Kuy Kh.V. Raspredelenie kollektorov v zalezakh granitoidnogo fundamenta mestorozhdeniia Belii Tigr i otcenka FES // Neftianoe khoziaistvo. — 1996. — № 8. — S. 41—50.*]

## **SOME FEATURES OF NATURAL RESERVOIR IN BASIS OF THE FIELD WHITE TIGER (offshore of South Vietnam)**

**N.A. Bestuzheva<sup>1</sup>, Romero Moisѝs<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>FGUP “All-Russia research geological oil institute”

<sup>2</sup>Peoples’ Friendship university of Russia  
*Ordgonikidze str., 3, Moscow, Russia, 115419*

The rapid growth of hydrocarbon extraction and consumption sets up under specialists an urgent task of searching deposits with low-yield and complex structure of NR also in basis rocks bedded in oil and gas basins. Not all cracking selvages are permeable and it is necessary supplementary indications that help differentiate cracking selvages according to their permeability. All cracks before Miocene age (generated before oil migration) filled with second minerals and are impermeable. The practically important conclusion is that only examination of new cracking systems helps to forecast some parameters of effective porosity and geometry of oil saturated cracked reservoirs of basis. Since oil migrated to pore-cracked surroundings of White tiger reservoir rocks late so all geological processes and effects before Miocene don’t have influence on oil and gas accumulation and present no more than academic interest.

**Key words:** deposit, natural reservoir (NR), basis, breaks, cracks, selvage, reservoir rock, impermeable rock.