

УДК 553.98

## Основные черты и закономерности строения месторождений нефти и газа в фундаменте Кыулонгской впадины (Вьетнам)

© 2018 г. | Е.Ю. Горюнов, М.Х. Нгуен

Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия; eyugoryunov@yandex.ru; nguyenninhhoa1988@gmail.com

Поступила 22.11.2017 г.

Принята к печати 08.02.2018 г.

**Ключевые слова:** *нефтегазоносность фундамента; Белый Тигр; Дракон; Кыулонгский бассейн; тектоническая активность.*

Месторождения углеводородов, обнаруженные в трещиноватых и выветрелых породах фундамента, рассматриваются как ресурсы нефти и газа в нетрадиционных ловушках. В статье на основе анализа и обобщения геолого-геофизических данных по месторождениям нефти и газа в фундаменте Кыулонгского бассейна (Белый Тигр, Дракон, Южный Дракон – Дой Мой) выявлены общие черты их строения, которые могут использоваться в качестве признаков прогнозирования нефтегазоносности подобных структур фундамента на неразбуренных территориях Кыулонгского бассейна и других регионов мира. Основными из выделенных признаков являются: нахождение в пределах бассейнов, связанных с рифтогенными структурами; блоковое строение пород фундамента; интенсивное развитие разновременных систем тектонических нарушений; наличие зон разуплотнения в породах фундамента; проявление неотектонической активности; наличие признаков современных подтоков углеводородов в залежах осадочных комплексов; гидротермальные изменения пород фундамента, формирующих пустотное пространство; наличие нефтяных залежей в перекрывающих осадочных комплексах, свидетельствующих об активно происходящих в бассейне процессах генерации и миграции углеводородов. Эти признаки могут являться критериями оценки перспектив фундамента как малоизученных бассейнов, так и отдельных локальных структур.

Для цитирования: Горюнов Е.Ю., Нгуен М.Х. Основные черты и закономерности строения месторождений нефти и газа в фундаменте Кыулонгской впадины (Вьетнам) // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 97–103. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-97-103.

## The main features and regularities of the oil and gas fields structure in the basement of Cuu Long basin (Vietnam)

© 2018 | E.Yu. Goryunov, M.H. Nguyen

Russian State Geological Prospecting University, Moscow, Russia; eyugoryunov@yandex.ru; nguyenninhhoa1988@gmail.com

Received 22.11.2017

Accepted for publication 08.02.2018

**Key words:** *oil and gas potential of the basement; White Tiger; Dragon; Cuu Long basin; tectonic activity.*

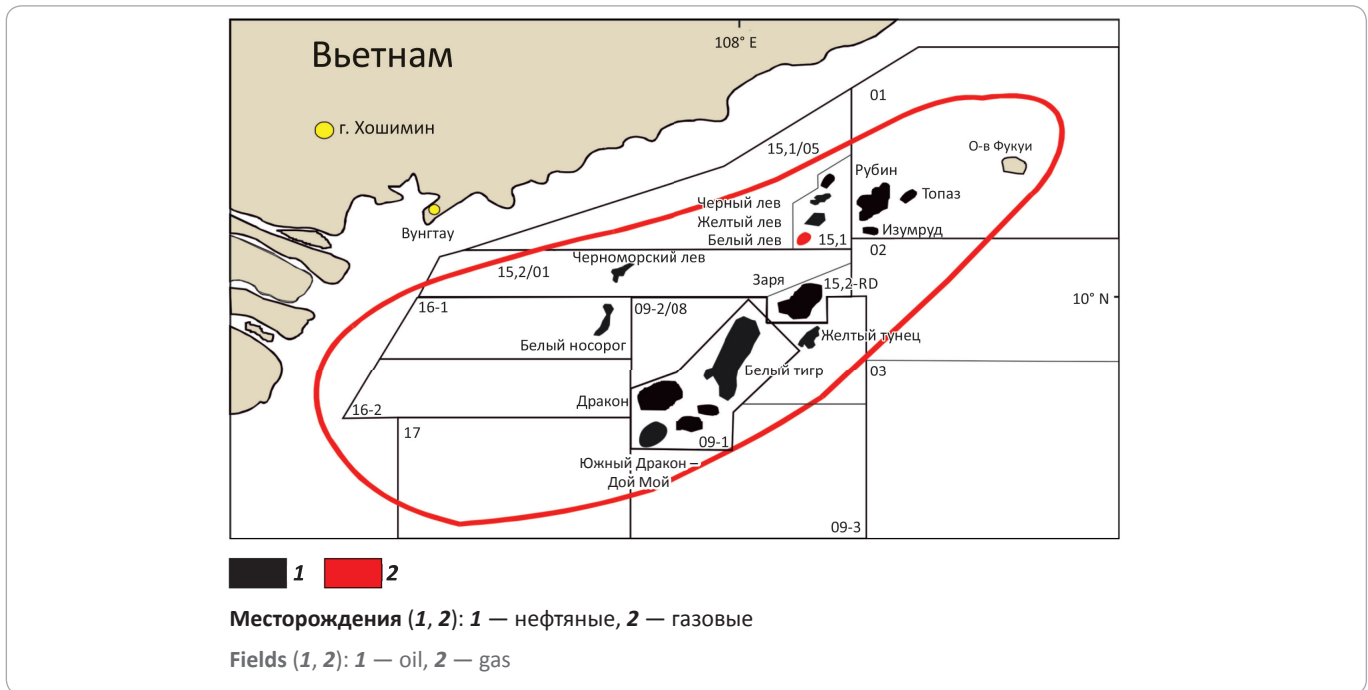
Commercial oil and gas occurrence of the basement is one of the petroleum geology problems most discussed today. More than 450 fields with commercial oil, gas, and condensate accumulations in the basement of 54 petroleum basins are already known all over the world and on all the continents. That is why crystalline basement should become a separate object for oil and gas exploration, and development of methodological approaches for oil and gas deposits prediction is necessary to improve efficiency of these works. One of such methods is comparative analysis of geological architecture between the discovered fields and promising areas. The Cuu Long Basin covering the southern Vietnamese shelf is the best studied basin where numerous fields are discovered in the basement. This paper discusses the major features of oil and gas fields identified in the basement of Cuu Long basin (Bach Ho (White Tiger), Rong (Dragon) Nam Rong – Doi Moi) on the basis of geological and geophysical data analysis and synthesis. These features can be used as indicators in prediction of oil and gas occurrence within the similar basement structures of the Cuu Long Basin and other regions in the world, which are not drilled yet. The most significant indicators are: location within the basins associated with rift-related structures; block structure of the basement rocks; intensive development of fault systems; presence of decompaction zones in the basement rocks; occurrence of neotectonic activity; hydrothermal alterations of basement rocks, which cause voids formation; existence of oil deposits in overlaying sedimentary sequences, which is indicative of active current hydrocarbon generation and migration processes.

For citation: Goryunov E.Yu., Nguyen M.Kh. The main features and regularities of the oil and gas fields structure in the basement of Cuu Long basin (Vietnam). *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(2):97–103. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-97-103.

Одной из активно обсуждаемых проблем геологии нефти и газа является промышленная нефтегазоносность фундамента. На всех континентах уже открыты месторождения нефти и газа в фундаменте.

По всему миру известно более 450 месторождений и 54 нефтегазоносных бассейна с промышленными скоплениями нефти, газа и конденсата в фундаменте [1, 2].

**Рис. 1.** Основные нефтегазовые месторождения Кыулонгской впадины (составил М.Х. Нгуен, 2017)  
**Fig. 1.** Major oil and gas fields of the Cuu Long depression (prepared by M.H. Nguyen, 2017)



Скопления углеводородов в массивных трещинных магматических и метаморфических породах приурочены к погребенным выступам фундамента, разбитым разломами на блоки.

Многие открытия залежей углеводородов в магматических и метаморфических породах свидетельствуют в пользу того, что кристаллический фундамент должен стать самостоятельным объектом для поисков нефти и газа, но для повышения эффективности поисковых работ необходима выработка методических приемов целенаправленного обнаружения залежей нефти и газа. Одним из таких методов является сравнительный анализ геологического строения открытых месторождений и перспективных территорий.

Наиболее изученные в геологическом отношении месторождения кристаллического фундамента расположены в Кыулонгской впадине на южном побережье Вьетнама.

К настоящему времени на шельфе Южного Вьетнама открыт целый ряд месторождений нефти и газа в фундаменте: Белый Тигр, Дракон, Южный Дракон — Дой Мой, Золотой Лев, Желтый Тунец, Дайхунг и др. Месторождения расположены в Кыулонгской и Южно-Коншонской впадинах (рис. 1). На этих месторождениях проведен значительный объем сейсморазведочных работ МОГТ 3D и поисково-разведочного бурения.

Перед авторами статьи стояла задача обобщить имеющиеся данные по этим месторождениям и на этой основе выработать поисковые критерии или признаки для целенаправленного поиска подобных

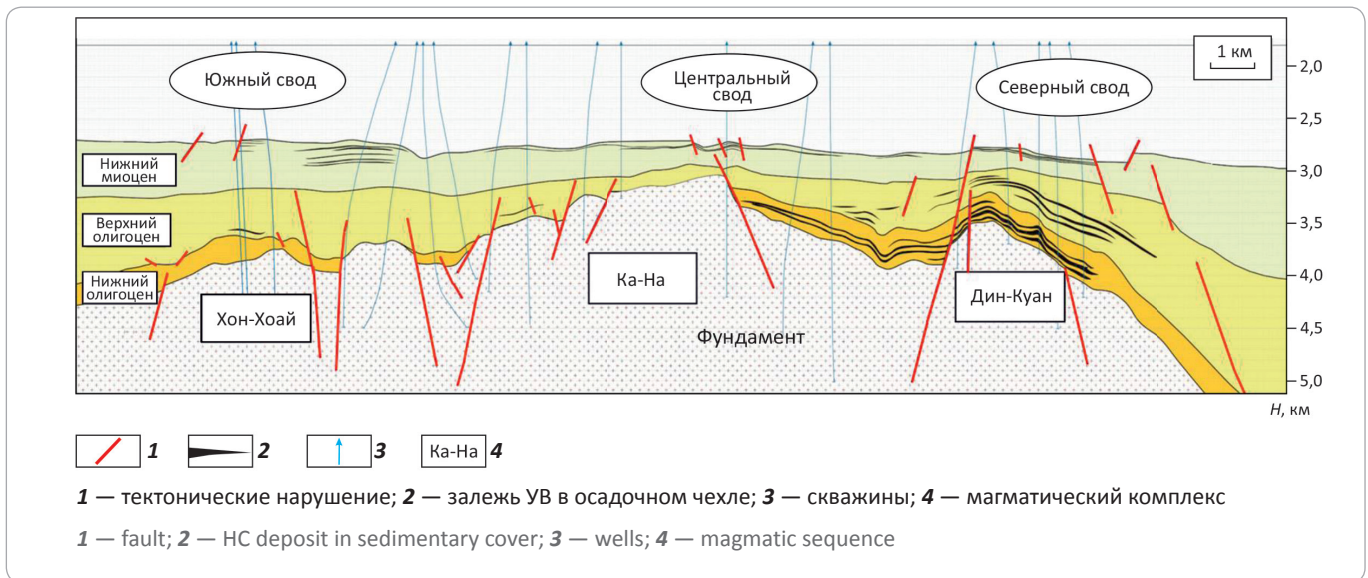
скоплений углеводородов в фундаменте этого и других регионов. Решение такой задачи важно не только для изучения перспектив слабоизученных районов и площадей, но и для целесообразности вскрытия фундамента на большие глубины под известными, даже небольшими залежами в осадочном чехле, для обнаружения под ними скоплений углеводородов.

Здесь самым крупным по запасам (более 500 млн т) является нефтяное **месторождение Белый Тигр**. На месторождении залежи нефти выявлены как в трещиновато-кавернозных магматических породах фундамента, так и в терригенных отложениях нижнего миоцена, верхнего и нижнего олигоцена, причем фундамент является основным нефтеносным объектом, имеющим высокопродуктивные, массивные залежи.

Месторождение приурочено к Центральной зоне поднятия Кыулонгского бассейна Зондского шельфа, разделяющей впадину на две отрицательные структуры II порядка: Восточную и Западную.

Структура месторождения Белый Тигр представляет собой крупный и сложнопостроенный массив надвигового типа с вертикальной амплитудой около 1400 м и размером 28 × 6 км, протянувшийся в северо-восточном направлении в соответствии с общим структурно-тектоническим планом этого участка шельфа Южного Вьетнама и состоящий из трех сводов (блоков): Северного, Центрального и Южного. Из них наиболее приподнятый — Центральный с размером блока 12 × 5 км, в пределах которого расположены самые высокодебитные скважины. Блоки отделены друг от друга высокоамплитудными разломами северо-восточного простирания.

Рис. 2. Схематический геологический разрез месторождения Белый Тигр [3]  
 Fig. 2. Schematic geological section across the White Tiger Field [3]



Тектоническая нарушенность фундамента отмечается и внутри блоков. Часть разломов прослеживается в осадочном чехле, где их амплитуда и протяженность уменьшаются. Наиболее важными структурообразующими считаются палеогеновые нарушения, трассируемые не только в промежуточном комплексе, но и в фундаменте. Они формируют структуру и трещиноватость в породах фундамента (рис. 2).

На месторождении Белый Тигр фундамент представлен магматическими кристаллическими породами и характеризуется петрофизической неоднородностью. По данным радиологических определений абсолютный возраст кристаллических пород фундамента изменяется от 86–118 до 130–250 млн лет (от нижнего мела до юры – триаса) [4].

Нефтеносными являются трещиновато-кавернозные коллекторы, в которых пустотное пространство представлено трещинами, изометричными пустотами и структурной (блоковой) пустотностью. Фильтрационно-емкостные свойства трещиноватых пород фундамента достаточно полно охарактеризованы данными анализов керн и по результатам ГИС. Среднее значение общей пористости пород фундамента варьирует от 4 до 6 % [5].

Изучение фильтрационно-емкостных свойств пород фундамента на месторождении Белый Тигр показало, что, наряду с тектонической раздробленностью, важное значение в формировании пустотного пространства играли гидротермальные процессы, которые активно проявлялись в породах фундамента и привели также к образованию многих вторичных минералов: кварца, хлорита, лимонита, кальцита, пирита, каолинита, цеолита, часть из которых выполняет вторичные пустоты. В результате гидротермаль-

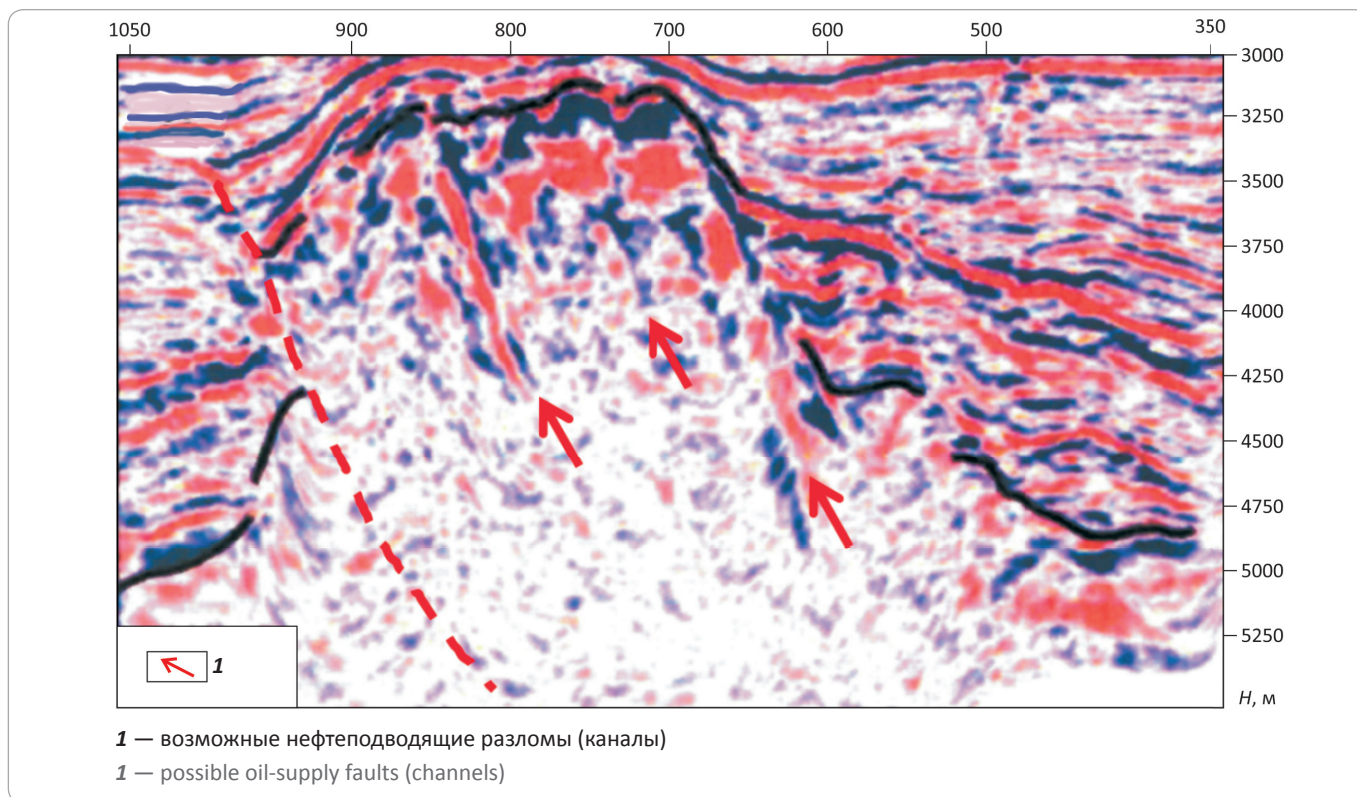
ных процессов, циркуляции растворов пустотное пространство было заполнено вторичными минералами, а существующие трещины расширились за счет выщелачивания. Такое многообразие процессов образования пустотности предопределило высокую неоднородность фильтрационно-емкостных свойств резервуара фундамента.

Флюидоупорами для скоплений углеводородов в фундаменте месторождения Белый Тигр служат либо аргиллитовые, иногда вулканогенные толщи нижнего (Северный участок) и верхнего олигоцена (Центральный участок), либо плотные разности пород в кровле фундамента. Покрышка в пределах Центрального участка имеет мощность не менее 20–30 м, а на северном участке достигает 40–60 м [6].

Подчеркнем, что часть тектонических нарушений, ограничивающих поднятие фундамента месторождения Белый Тигр, прослеживается и в осадочном чехле, включая четвертичные отложения, что свидетельствует о неоднократных тектонических деформациях фундамента и чехла и унаследованном проявлении современной активной тектоники. В ряде случаев вдоль тектонических нарушений, прослеживаемых от фундамента до осадочного чехла, на сейсмических материалах наблюдаются каналы дегазации, по которым, вероятно, происходит миграция УВ в осадочный чехол (рис. 3).

На месторождении Белый Тигр залежи нефти установлены не только в трещиновато-кавернозных породах фундамента, но и в терригенных отложениях нижнего миоцена, верхнего и нижнего олигоцена. Залежи имеют сложное строение. Они классифицируются как пластовые сводовые, литологически и тектонически экранированные. В осадочном чехле запасы чаще имеют подчиненное значение.

Рис. 3. Тектоническая нарушенность фундамента месторождения Белый Тигр [7, 8]  
 Fig. 3. Illustration of faults within the basement of the White Tiger field [7, 8]



Вторым крупным по величине является **месторождение Дракон**, которое расположено в пределах срединного поднятия Кылулонгской впадины. Площадь месторождения, находящегося в ряду линейно прослеживаемых с юго-запада на северо-восток структур III порядка, таких как Белый Тигр и Заря, входит в состав горста Центрального поднятия (структура II порядка). Площадь Дракон включает семь крупных выступов фундамента и соответствующих им антиклинальных поднятий в осадочном чехле: Северо-Восточный, Восточный, Центральный, Седловина, Юго-Восточный, Северо-Западный и Южный Дракон – Дой Мой (рис. 4).

Структурно-тектоническое строение месторождения Дракон тесно связано с историей геологической эволюции всего Кылулонгского бассейна. Как и на месторождении Белый Тигр, важными элементами тектонического строения месторождения Дракон являются многочисленные дизъюнктивные нарушения разных порядков. Они делят район на множество блоков, создающих мозаичную структуру.

В фундаменте выделяется несколько систем разрывных нарушений: северо-восточного, северо-западного, субмеридионального, субширотного, западно-северо-западного простираний, которые создают сложную картину разбитости структуры. Такая расчлененность отчетливо проявляется и на сейсмических разрезах, и на структурной карте по кровле

фундамента. Отметим, что часть разломов, как и на месторождении Белый Тигр, прослеживается в верхней части осадочного чехла, что свидетельствует об их неотектонической активности.

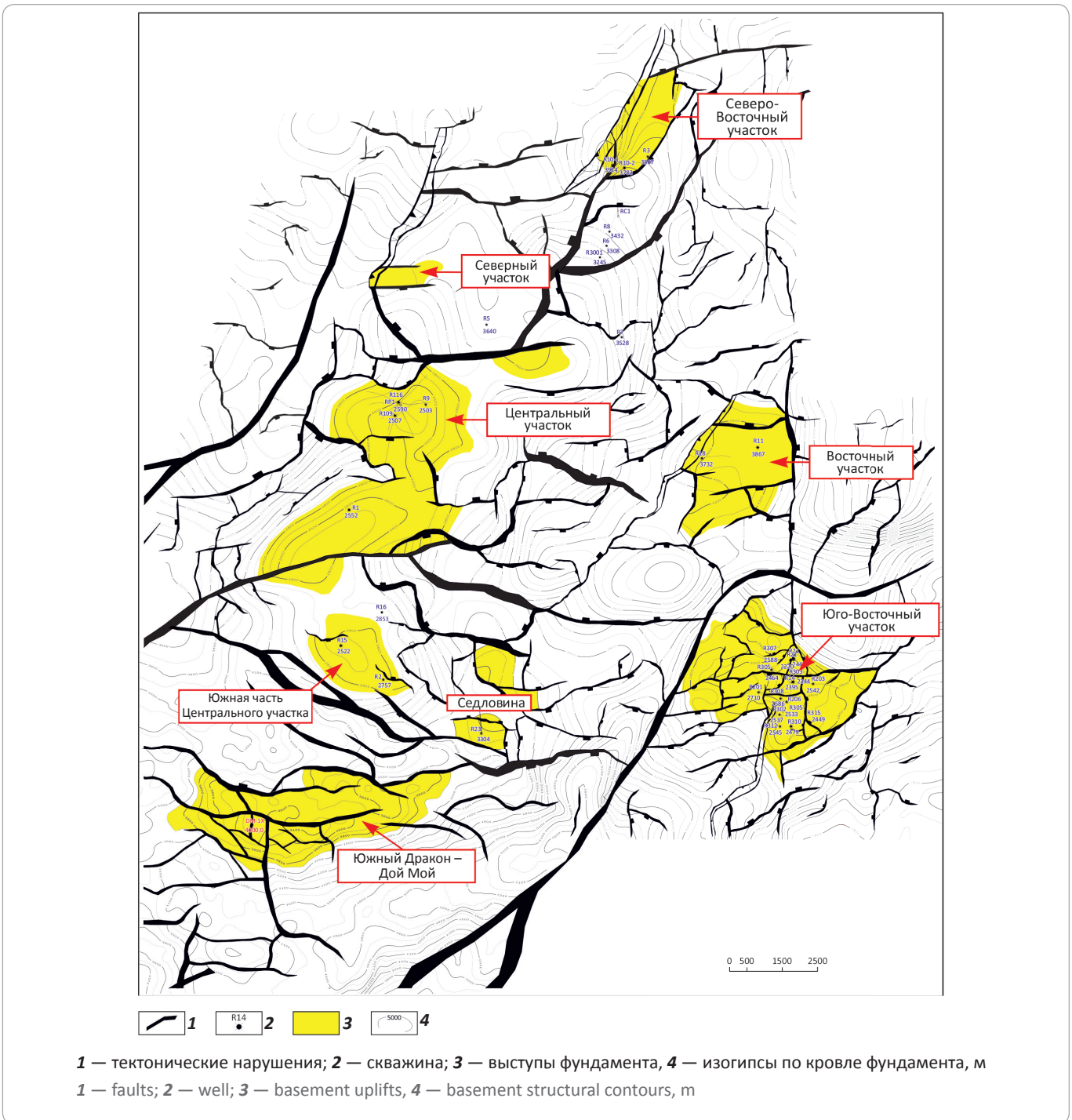
Как и на месторождении Белый Тигр, на этом месторождении нефтеносность преимущественно с трещиновато-кавернозными породами кристаллического фундамента, сложенного магматическими (гранитоиды) и метаморфическими (гнейсы) комплексами. В нижнемиоценовых, верхнеолигоценых и нижнеолигоценых отложениях также выявлены незначительные по запасам залежи нефти.

В гранитоидном массиве фундамента коллекторами служат разуплотненные зоны трещинного и каверно-трещинного типов, открытая пористость которых изменяется в интервале 0,18–11,03 % (среднее 2,05 %).

На месторождении покрывкой являются глинистые отложения олигоцена, залегающие с угловым и стратиграфическим несогласием на эродированной поверхности фундамента.

Фильтрационно-емкостные свойства пород фундамента в значительной степени зависят от заполнения трещин вторичными минералами. Как правило, макротрещины залечены кальцитом, цеолитом, хлоритом, реже — кварцем, микротрещины помимо этих минералов выполнены также каолинитом и эпидотом.

**Рис. 4.** Структурное районирование месторождения Дракон [9]  
**Fig. 4.** Structural zoning of the Dragon field [9]



На месторождении Дракон залежи нефти и газоконденсата установлены в трещиновато-кавернозных породах фундамента и терригенных отложениях нижнего миоцена, верхнего и нижнего олигоцена. Высокопродуктивные залежи нефти приурочены в основном к трещиновато-кавернозному фундаменту. В трещиноватых породах фундамента месторождения Дракон залежь нефти установлена на всех трех участках: Северо-Восточном, Восточном и Цент-

ральном. Максимальная глубина вскрытия пород фундамента составляет 4920 м (скв. R18). Граница возможной нефтеносности принята по водонефтяному контакту на абсолютной отметке -2908 м на Центральном участке. Залежи в терригенных отложениях осадочного чехла имеют сложное строение. Они классифицируются как пластовые сводовые, литологически и тектонически-экранированные.

**Месторождение Южный Дракон – Дой Мой** служит южным продолжением месторождения Дракон. На этом месторождении залежи нефти выявлены в трещиновато-кавернозных магматических породах фундамента, в терригенных и терригенно-вулканических отложениях нижнего миоцена, верхнего олигоцена, причем фундамент является основным нефтеносным объектом.

В тектоническом отношении указанный элемент представляет собой центральный горст, образование которого тесно связано с рифтогенезом, активно развивающимся на этапе заложения бассейна с начала кайнозойского периода.

Кристаллический фундамент месторождения Южный Дракон – Дой Мой представлен биотитовыми гнейсами, гнейсовидными гранитами и рогово-обманковыми диоритами, в разной степени выветрелыми и метаморфизованными.

Поднятие Южный Дракон – Дой Мой приурочено к южному участку площади Дракон и по поверхности фундамента разбито на блоки субширотными и субмеридиональными разломами. Размеры поднятия по наиболее глубокой замкнутой изогипсе –3950 м составляют 10 × 4 км, свод залегает на глубине –3300 м. С севера и востока поднятие сочленяется с участком Центральный Дракон неглубокой седловиной (3700 м). С юга и севера глубокие (до 4,0–4,7 км) субширотные прогибы отделяют структуру Южный Дракон – Дой Мой от приподнятых зон Центральный Дракон и поднятия Коншон. Поверхность фундамента в пределах поднятия образует ряд высокоамплитудных поднятий и прогибов, осложненных многочисленными разломами, амплитуды смещения по которым достигают нескольких сотен метров.

По составу фундамент месторождения Южный Дракон – Дой Мой представляет собой неоднородное образование. В строении верхней части разреза кристаллического фундамента на этом месторождении существует два петрологического комплекса — магматический и метаморфический. В составе последнего главную роль играют биотитовые гнейсы, резко подчиненное значение имеют гнейсы более сложного состава, а также сланцы и роговики. Магматический комплекс представлен диоритами, кварцевыми диоритами.

Среднее значение общей открытой пустотности составляет 3,19 % при вариации 0–9,55 %. Открытая пустотность сформирована главным образом за счет трещинной составляющей со средним значением 2,24 %, подчиненное значение имеет поровая пустотность — 0,96 %.

На месторождении Южный Дракон – Дой Мой скважинами ДМ-2Х, ДМ-3Х были установлены залежи нефти в фундаменте. Прямые признаки нефтеносности (по керну) в виде примазок нефти или битумоидов на стенках трещин, а также запах УВ от-

мечены в гнейсах (скв. ДР-20), диоритах и кварцевых диоритах (скважины ДР-422, 406).

Трещиноватость пород магматического комплекса изменяется в широких пределах — от низкого, умеренного до высокого значения, вплоть до образования участков брекчиевидной структуры (скв. 25, интервал 4212–4221 м; скв. 422). Преимущественно развиты наклонные трещины (30–70° к оси керна), иногда встречаются трещины субпараллельной ориентировки относительно оси керна с протяженностью более 1 м. Трещины выполнены хлоритом, кальцитом и/или цеолитом, участками открытые (скв. 20, интервал 3940–3943 м; скв. 25, интервалы 4212–4221 и 4050–4051,8 м).

Завершая рассмотрение геологического строения основных месторождений нефти в фундаменте Кылулонгской впадины, отметим общие черты строения этих месторождений.

1. Все месторождения приурочены к выступам фундамента — структурным ловушкам.

2. Все месторождения расположены в пределах Кылулонгской впадины, образование которой вызвано кайнозойским рифтогенезом.

3. Основные запасы нефти и газа сосредоточены в фундаменте. Запасы залежи в осадочном чехле чаще имеют подчиненное значение.

4. Все месторождения характеризуются блоковым строением пород фундамента.

5. На всех месторождениях отмечаются интенсивные тектонические нарушения и зоны разуплотнения. Большинство залежей углеводородов, открытых в породах кристаллического фундамента, приурочено к зонам развития разуплотненных трещинных, трещинно-кавернозных и трещинно-каверново-поровых пород-коллекторов.

6. Везде отмечено наличие флюидоупоров в верхней части пород фундамента или в перекрывающей части осадочного чехла.

7. Характерной общей чертой месторождений является неотектоническая активность, проявляющаяся в деформированности осадочных пород неоген-четвертичного возраста в виде малоамплитудных антиклиналей и малоамплитудных разрывных нарушений.

8. Для всех месторождений типично наличие признаков современной дегазации залежей, проявляющейся в виде структур типа сипов в осадочном обрамлении.

9. На всех месторождениях широко развиты гидротермальные процессы в породах фундамента.

Исходя из перечисленного, можно сделать вывод об универсальности выделенных признаков, которые могут рассматриваться в качестве критериев нефтегазоносности фундамента и использоваться в практике нефтепоисковых работ.

## Литература

1. Гаврилов В.П., Гулев В.Л., Киреев Ф.А. и др. Гранитоидные коллекторы и нефтегазоносность южного шельфа Вьетнама. – М. : Недра, 2010. – 294 с.
2. Кошляк В.А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа. – Уфа : Изд-во Тау, 2002. – 256 с.
3. Нгуен Х.Б. Геофизические исследования скважин при изучении магматических коллекторов месторождения Белый Тигр // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 27–33.
4. Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.Л. и др. Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа. – М. : Нефть и газ, 1997. – 288 с.
5. Нго С.В. Основные процессы изменения пород фундамента Кыулонгского бассейна и их ФЕС (на вьетнамском языке) : сб. тр. научной и технологической конференции «Нефтегазовая промышленность Вьетнама на рубеже XXI века» (Ханой, 2000 г.). – С. 273–281.
6. Арешев Е.Г., Донг Ч.Л., Киреев Ф.А. Нефтегазоносность гранитоидов фундамента на примере месторождения Белый Тигр // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 8. – С. 50–58.
7. Горюнов Е.Ю., Игнатов П.А., Трофимов В.А., Нгуен М.Х., Сабиров И.А., Узембаева З.И. Перспективы нефтегазоносности фундамента Жигулевского вала // Геология нефти и газа. – 2017. – № 2. – С. 52–60.
8. Левянт В.Б., Шустер В.Л. Выделение зон трещинно-каверновых коллекторов в фундаменте на основе использования рассеянной компоненты волнового поля // Технологии нефти и газа. – 2005. – Т. 40–41. – № 5–6. – С. 32–43.
9. Нгуен М.Х. Условия образования трещиноватых коллекторов в эффузивных породах, вмещающих залежи нефти на месторождении «Дракон» (Вьетнам) : сб. тр. XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск : Изд-во ТПУ, 2013. – Т. 1. – 854 с.

## References

1. Gavrilov V.P., Gulev V.L., Kireev F.A. et al. Granitoid reservoirs and hydrocarbon potential of southern Vietnamese shelf. Moscow: Nedra, 2010. 294 p.
2. Koshlyak V.A. Granitoid oil and gas reservoirs. Ufa: Izdatelstvo Tau, 2002. 256 p.
3. Nguen H.B. Well logging in magmatic reservoirs studies, the White Tiger field. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*. 2013; 323(1):27–33.
4. Areshov E.G., Gavrilov V.P., Dong Ch.L. et al. Geology and oil-and-gas-bearing capacity of Sunda shelf sub structure. Moscow: Neft' i gaz; 1997. 288 p.
5. Ngo S.V. Major processes of rocks alteration within the basement of Cuu Long basin, and their porosity and permeability properties (in Vietnamese language). *Sb. tr. nauchnoi i tekhnologicheskoi konferentsii "Neftegazovaya promyshlennost' V'etnama na rubezhe XXI veka"* (Khanoi, 2000). P. 273–281.
6. Areshov E.G., Dong Ch.L., Kireev F.A. Oil and gas potential of the basement granitoids by the example of the White Tiger field. *Neftyanoe khozyaistvo*. 1996;(8):50–58.
7. Goryunov E.Yu., Ignatov P.A., Trofimov V.A., Nguyen M.H., Sabirov I.A., Uzembaeva Z.I. Oil and gas potential of the Zhiguli swell basement. *Geologiya nefi i gaza*. 2017;(2):52–60.
8. Levyant V.B., Shuster V.L. Identification of fractured-cavernous reservoir zones in the basement on the basis of wavefield scattered component. *Tekhnologii nefi i gaza*. 2005;40–41(5–6):32–43.
9. Nguen M.H. Conditions for fractured reservoir formation in effusive rocks comprising oil reservoirs in the Dragon Field (Vietnam). *Sb. tr. XVII Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M.A. Usova studentov i molodykh uchennykh "Problemy geologii i osvoeniya nedr"*. Tomsk: Izdatelstvo TPU, 2013. V. 1. 854 p.