

УДК 553.98(265.5):552.3

DOI 10.31087/0016-7894-2019-2-93-100

## Особенности строения месторождений нефти в фундаменте Меконгской впадины (шельф Южного Вьетнама)

© 2019 г. | О.А. Шнип, А.Д. Дзюбло

ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», Москва, Россия; oashnip@mail.ru; dzyublo.a@gubkin.ru

Поступила 07.11.2018 г.

Принята к печати 30.11.2018 г.

**Ключевые слова:** *месторождение Белый Тигр; фундамент; гидротермальные минералы; пластовые воды; внутриконтурное заводнение; водонефтяной контакт.*

Особенности строения некоторых нефтяных месторождений в фундаменте Меконгской впадины, прежде всего крупнейшего месторождения Белый Тигр, заключаются в том, что здесь не вскрыт водонефтяной контакт. При этом гранитоиды фундамента сильно затронуты гидротермальными процессами. Это привело к растворению некоторых породообразующих минералов, прежде всего полевых шпатов, и образованию вторичных минералов – цеолитов (преимущественно ломонтита и леонгардита), слюдистых, глинистых, хлоритовых и др., которые составляют около 12 % (максимально до 50 %) объема пород фундамента. Объем гидротермальных растворов, принявших участие в этих процессах, измеряется многими десятками кубических километров. На месторождении Белый Тигр применяется внутриконтурное заводнение. Сравнение составов закачиваемых и получаемых при разработке вод позволило сделать заключение, что на глубине месторождения присутствуют пластовые воды. В результате бурения вскрыт водонефтяной контакт.

*Для цитирования:* Шнип О.А., Дзюбло А.Д. Особенности строения месторождений нефти в фундаменте Меконгской впадины (шельф Южного Вьетнама) // Геология нефти и газа. – 2019. – № 2. – С. 93–100. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-2-93-100.

## Structural features of oilfields in the Mekong Basin basement (shelf of Southern Vietnam)

© 2019 | O.A. Shnip, A.D. Dzyublo

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia; oashnip@mail.ru; dzyublo.a@gubkin.ru

Received 07.11.2018

Accepted for publication 30.11.2018

**Key words:** *White Tiger oilfield; basement; hydrothermal minerals; formation water; contour waterflooding; oil-water contact.*

Structural features of some oil fields in the basement of the Mekong Basin, to begin with the largest White Tiger field, are in the fact that oil-water contact is not penetrated there. At the same time, the basement granitoids are strongly affected by hydrothermal processes. This caused dissolution of some rock-forming minerals, primarily feldspar, and formation of secondary minerals: zeolite (mainly laumontite and leonhardite), micaceous, argillaceous, chlorite, etc. minerals, which account for about 12 % (maximum up to 50 %) of the volume of basement rocks. Volume of hydrothermal solutions involved in these processes makes many tens of cubic kilometres. Contour waterflooding is used in the White Tiger field. Comparison of the compositions of water injected and produced allowed concluding that there are formation water at the depth of the accumulation; as a result, the oil-water contact was penetrated.

*For citation:* Shnip O.A., Dzyublo A.D. Structural features of oilfields in the Mekong Basin basement (shelf of Southern Vietnam). *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2019;(2):93–100. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-2-93-100.

В тектоническом плане шельф Южного Вьетнама и сопредельных стран (Зондский шельф) является частью Индонезийско-Зондской межматериковой переходной области. В его составе выделяется ряд кайнозойских впадин (рис. 1), из которых Меконгская (Кыулонгская) и Южно-Коншонская расположены в территориальных водах Вьетнама.

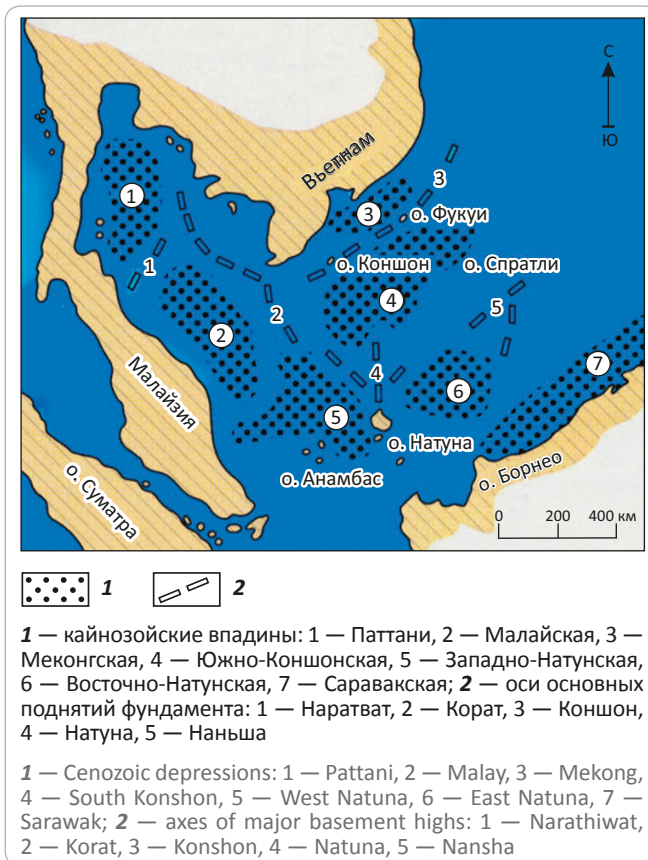
Меконгская впадина имеет площадь более 60 000 км<sup>2</sup>. Глубина моря составляет 50–60 м, достигая на отдельных участках 200 м. Эта впадина хорошо изучена. Начиная с 1957 г. здесь проводятся комплексные морские геофизические исследования — сейсморазведка 2D и 3D, гравиразведка и

аэромагнитные работы. Первая скважина в соседней Малайской впадине пробурена компанией ЕРМІ в 1969 г., в Меконгской впадине — в 1975 г. фирмой Mobil Oil (ЕххонMobil) на структуре Белый Тигр (Батьхо) (рис. 2). Эта скважина не вскрыла фундамент, но была открыта залежь УВ в породах нижнего миоцена. Впервые в пределах Меконгской впадины гранитоидный фундамент был вскрыт в 1979 г. на структурах Кыулонг и Донгнай фирмой Deminex.

В 1981 г. было создано совместное советско-вьетнамское предприятие «Вьетсовпетро», которое продолжило исследовательские и поисковые работы. В 1985 г. на месторождении Белый Тигр была


**METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS**

**Рис. 1.** Схема расположения кайнозойских впадин  
**Fig. 1.** Location map of the Cenozoic depressions



**Рис. 2.** Меконгская (Кьюлонгская) и Южно-Коншонская впадины  
**Fig. 2.** Mekong (Cuu Long) and South Konshon depressions



открыта залежь нефти в пластах олигоцена. В 1988 г. на этой структуре пробурена разведочная скв. МСП-1-1, вскрывшая 75 м гранитов, в которых открыта высокодебитная залежь нефти. В том же году было открыто нефтяное месторождение Дракон (см. рис. 2). Позже разными компаниями на структурах Тамдао, Бави, Баден и других в фундаменте Меконгской впадины были открыты промышленные скопления или получены признаки нефти. С тех пор в Меконгской впадине пробурены сотни поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, в том числе около 300 на структуре Белый Тигр. Всего открыто 18 нефтегазовых месторождений, наиболее значимые из которых Белый Тигр и Дракон, где основные запасы сосредоточены в фундаменте. На месторождении Белый Тигр минимальные глубины кровли фундамента на различных участках составляют 3047, 3054, 3059 м, а максимальные глубины забоев скважин — 5014, 5041 м. Дебит многих скважин превышал 1000 т/сут, доходя до 2000 т/сут. Результаты работ описаны в [1–6] и др.

Разрез Меконгской впадины показан на рис. 3. Регионально нефтегазоносными здесь являются следующие комплексы:

- трещиноватый и кавернозный фундамент — основной объект, из которого добывают более 90 % нефти;

- песчаники и алевролиты нижнего олигоцена — второй по значимости нефтесодержащий комплекс Меконгской впадины, имеющий на некоторых участках также газ и конденсат;

- песчаники, алевролиты и эффузивные породы верхнего олигоцена, в которых обнаружены небольшие нефтяные и газоконденсатные залежи;

- песчаники и алевролиты нижнего миоцена, повсеместно включающие промышленные скопления нефти, в меньшей степени газа.

Фундамент Меконгской впадины сложен почти исключительно гранитоидами от лейкократовых гранитов и гранит-аплитов до диоритов, включая все переходные разности — плагиограниты, адамеллиты, разнообразные гранодиориты (лейкократовые, биотитовые, роговообманково-биотитовые, микроклиновые), лейкодиориты, монцодиориты. Только на месторождении Дракон в единичных скважинах встречены породы высокой степени регионально-метаморфизма — биотитовые гнейсы и амфиболиты — возможно, ксенолиты в гранитоидах. Судя по обломкам в составе терригенных образований низов осадочного разреза, породами, которые могли являться вмещающими для гранитоидов, были разнообразные сланцы, кварциты, вулканогенные породы кислого и среднего состава. Эти породы регионально метаморфизованы в фации зеленых сланцев. Возраст гранитоидов фундамента Меконгской впадины, определенный калий-аргоновым методом, относится к интервалу поздний триас — поздний

мел. На суше комплексом, наиболее близким гранитоидам фундамента Меконгской впадины, является Динь-Куан позднеюрско-раннемелового возраста. Он сложен гранитами, гранодиоритами, кварцевыми диоритами с абсолютным возрастом 98–140 млн лет. Породы комплекса обнажаются в Южном Вьетнаме повсеместно (Шнип О.А. Состав, строение и проблемы нефтегазоносности фундамента (Западная Сибирь, Средняя Азия, Зондский шельф): дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. М., 1998; [7]).

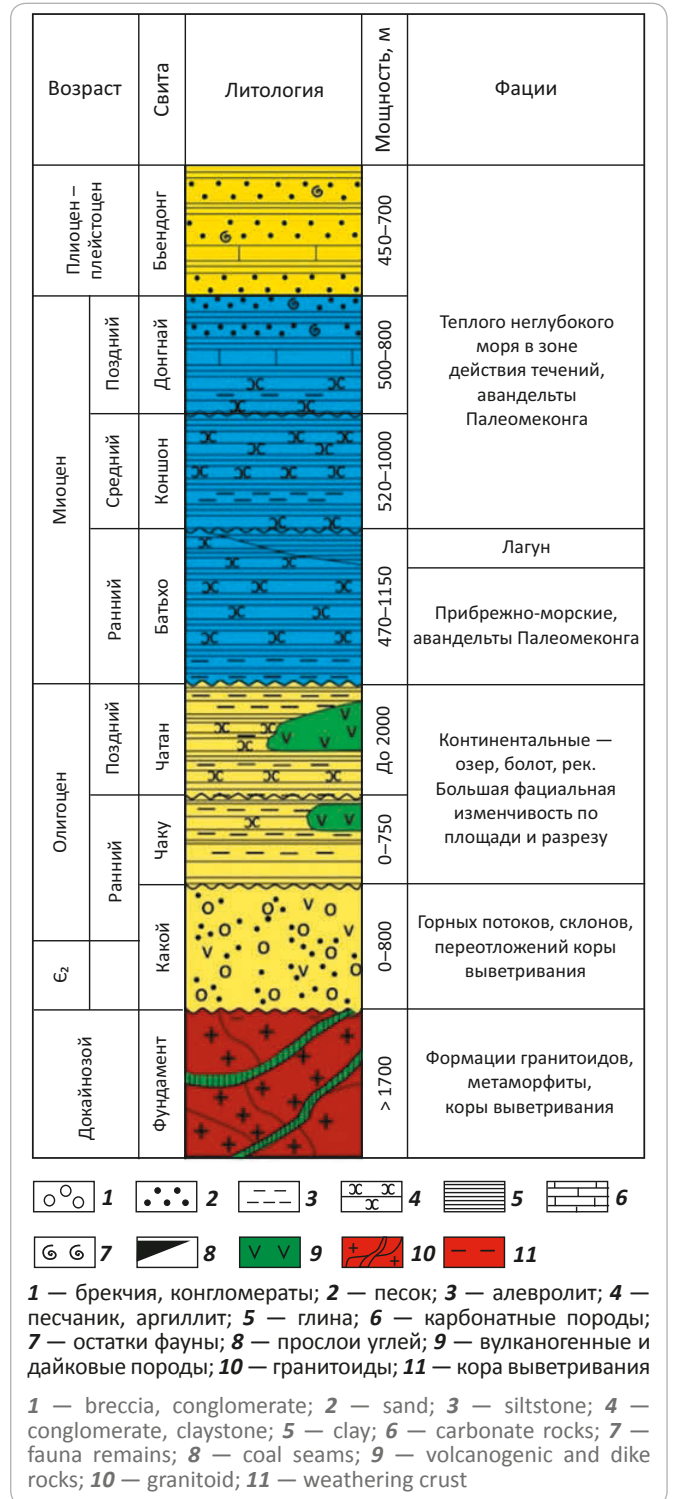
Пустотность в этих породах обусловлена многочисленными разломами (рис. 4), системой взаимосвязанных трещин, а также кавернами разных форм и размеров. Появление трещин обусловлено интенсивным тектоническим движением в начале формирования осадочного чехла [8]. Образование каверн связано с процессами растворения и выщелачивания неустойчивых минералов в гранитоидах. Формы каверн определяются очертаниями измененных и растворенных минеральных образований, распространение которых крайне неравномерно — пятнистое, полосчатое, часто они вытянуты в цепочки вдоль открытых трещин. Судя по замерам в образцах керна и данным ГИС, на пустоты в среднем приходится 2–3 %, иногда до 9 % общего объема породы.

Вскрытая мощность магматических пород фундамента Меконгской впадины достигает 2 км. Нижняя граница залежи на месторождении Белый Тигр не установлена. Скважиной, пробуренной до абсолютной глубины –5041 м, водонефтяной контакт не установлен, пластовая вода не получена, но данные бурения (поглощение промывочной жидкости, газопоказания), изучение керна, материалы ГИС свидетельствуют о наличии коллекторов до глубины около 5 км [4]. При этом здесь не встречена капельно-жидкая вода даже в вакуолях, что не типично для нефтяных месторождений и требует объяснения. На соседнем месторождении Дракон водонефтяной контакт, по-видимому, вскрыт. Его положение контролируется особенностями развития трещиноватых коллекторов.

В породах фундамента месторождений Белый Тигр и Дракон в значительном количестве присутствуют минералы гидротермального происхождения, содержащие воду как в составе минералов (конституционная вода), так и в каналах их внутренней структуры. Часто встречаются минералы вторичного происхождения с гидроксильными группами в составе. Закачиваемая при заводнении в скважины морская вода значительно меняет состав при прохождении сквозь породы фундамента. Все это подчеркивает необходимость изучения генетической природы и истории эволюции вод фундамента рассматриваемого региона, характера водонасыщенности пород, причин и закономерностей изменения состава закачиваемой в фундамент воды, ее влияния на фильтрационно-емкостные свойства пород.

Рис. 3. Литолого-стратиграфический разрез Меконгской впадины

Fig. 3. Lithologic and stratigraphic section across the Mekong Basin



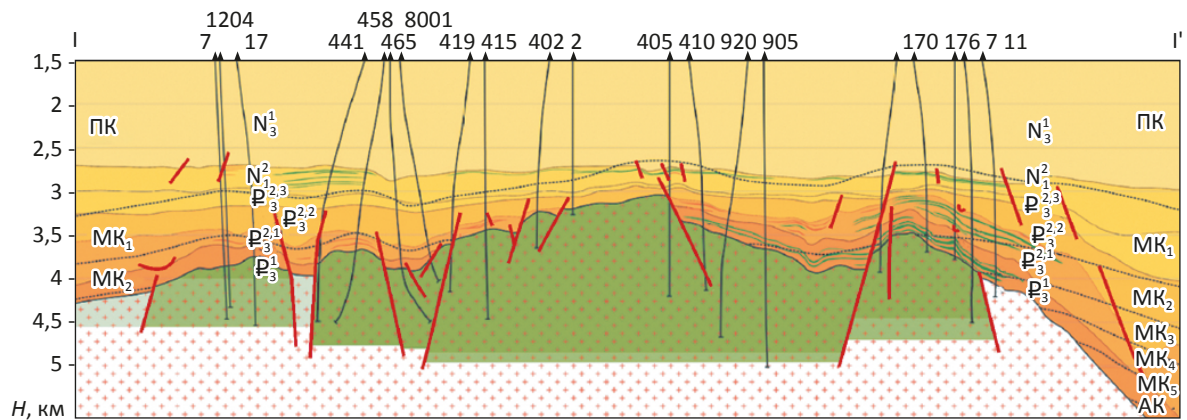
### Водосодержащие минералы в породах фундамента

Как известно, водосодержащие минералы образуются преимущественно в результате гидротермальных процессов. Ф.А. Киреев выделяет не менее трех этапов гидротермальной деятельности, которая



## METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 4. Глубинный субмеридиональный разрез месторождения Белый Тигр  
Fig. 4. Deep roughly NS trending section across the White Tiger Field



1 — условно ограниченный нижний уровень нефтегазоносности; 2 — границы зон катагенеза (ПК, МК, АК); 3 — скважины  
1 — conditionally limited lowest oil and gas level; 2 — boundaries of catagenesis zones (ПК, МК, АК); 3 — wells

Рис. 5. Цеолиты в породах фундамента Меконгской впадины  
Fig. 5. Zeolite in the basement rocks of the Mekong Basin



А — пустоты с цеолитом в гранодиорите скв. БТ-504, глубина 4378,9–4379 м; В — кварцевый лейкодiorит с пустотами, заполненными цеолитом; видна цеолитизация матрицы вдоль трещин скв. БТ-1008, глубина 3856,9–3857 м; С — трещины, заполненные цеолитом в гранодиорите скв. БТ-504, глубина 4381,6–4381,7 м

A — vugs with zeolite in granodiorite from БТ-504 well, depth 4378.9–4379 m; B — leucodiorite with vugs filled by zeolite; zeolitisation of matrix is observed along the cracks in БТ-1008 well, depth 3856.9–3857 m; C — cracks filled by zeolite in granodiorite from БТ-504 well, depth 4381.6–4381.7 m

протекала при температуре от 500–600 °С (образование цинкистой меди и хлорида железа) до 100–150 °С (цеолиты, кальцит). Кроме этих минералов образуются дикцит, кварц, слюды, хлориты, пирит. Отмечается серебристо-баритовая минерализация, которая проявляется в виде вкраплений серебра размером 20–30 мкм и зерен барита на поверхности зерен кварца и полевых шпатов [2]. По подсчетам авторов статьи, на цеолиты приходится более трети массы всех гидротермальных минералов (рис. 5). Среди них наиболее развиты ломонтит ( $\text{CaAl}_2\text{Si}_4\text{O}_{12} \cdot 4\text{H}_2\text{O}$ ) и его несколько дегидратированная разновидность — леонгардит, томсонит ( $\text{NaCa}_2(\text{Al}_2\text{Si}_5\text{O}_{20}) \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ ) [9, 10]. Перечисленные цеолиты не самые распространенные минералы этой группы. Вполне возможно, что первоначально в породах фундамента образовывались разные цеолиты,

в зависимости от состава гидротермальных растворов, типов пород в данной зоне и существующих тогда условий. В процессе геологической истории региона эти условия выровнялись и сформировавшиеся ранее цеолиты преобразовались в ломонтит. Такие случаи неоднократно описаны в разных регионах мира (Калифорния, Камчатка, Новая Зеландия и др.).

Из минералов группы глин в фундаменте встречаются каолинит и дикцит состава  $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ . Среди хлоритов преобладает антигорит, встречаются пеннин и клинохлор. Из слюдяных минералов гидротермального происхождения определены мусковит, серицит и иллит. Все эти минералы по-разному влияют на фильтрационно-емкостные свойства пород: улучшают их при замещении зерен полевых шпатов или ухудшают при заполнении трещин.

**Табл. 1.** Содержание гидротермальных минералов в породах фундамента месторождения Белый Тигр  
**Tab. 1.** Hydrothermal minerals content in the basement rocks of the White Tiger field

Типы пород	Содержание пород в массиве фундамента обоих блоков, %	Содержание гидротермальных минералов в породах, %	
		разброс	среднее
Гранитоиды Центрального блока	43	0–5	2
Граниты и плагиограниты Северного блока	23	2–15	8
Гранитодиориты Северного блока	19	1–40	20
Монцодиориты, лейкодиориты и диориты Северного бока	15	10–50	35
Среднее			12

Авторы статьи выполнили оценку общего числа минералов гидротермального происхождения в гранитоидах фундамента Центрального и Северного блоков месторождения Белый Тигр. Были рассчитаны приблизительные доли пород различного состава от общего объема фундамента, для чего использовались схематические геологические карты поверхности фундамента [7]. Затем приблизительно оценивалось содержание гидротермальных минералов в каждой группе пород на основе многочисленных петрографических описаний и анализов, подсчитано среднее содержание (табл. 1).

По-видимому, не будет ошибочным считать, что среднее содержание гидротермальных минералов в породах фундамента изученных месторождений в целом будет близко 12 %.

Если принять, что объем пород фундамента месторождения Белый Тигр, в той или иной степени изученных бурением, составляет около 150 км<sup>3</sup>, тогда объем гидротермальных минералов можно оценить приблизительно в 17–19 км<sup>3</sup>. Объем воды, необходимый для образования этих минералов, измеряется многими десятками кубических километров. После образования таких минералов горячие минерализованные воды, по-видимому, покидают гидротермальную систему. Они могут подключаться к системе циркуляции глубинных вод или выходить на поверхность в виде источников, как это и происходит во всех гидротермальных районах планеты. Эти воды могут и остаться в глубинах месторождения, подпирая скопления нефти.

Как показали экспериментальные исследования лаборатории НИПИморнефтегаз (Вьетнам), остаточная водонасыщенность пород фундамента месторождения Белый Тигр составляет в среднем 17 %.

На месторождении Белый Тигр за все годы эксплуатации не было получено притоков пластовых вод, за исключением одного случая извлечения минерализованной попутно добываемой воды из скв. 110.

### Нагнетаемые воды

В течение многих лет на месторождении Белый Тигр для поддержания пластового давления осуществлялось внутриконтурное заводнение фундамента. Объемы закачиваемой морской воды могли превышать 30 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Закачка подготовленной морской воды в залежь фундамента заметно снизила темп падения текущего пластового давления и способствовала нормализации эксплуатационного режима залежи. В нижней части массива пород фундамента за счет больших объемов закачки сформировался искусственный водоносный комплекс. Одновременно с этим происходило неравномерное обводнение ряда добывающих скважин.

Физико-химическая характеристика морских вод, прошедших предварительную подготовку в системе поддержания пластового давления, представлена в табл. 2. В числе применяемых химреагентов для обработки вод использовались гипохлорид натрия (подавление живой микрофлоры), коагулянты + флокулянты (удаление твердых частиц), антипениватели + поглотители кислорода (удаление растворенного кислорода), ингибиторы коррозии (ослабление коррозионных процессов), биоциды.

Как видно, химический состав попутно добываемой воды в основном характеризуется резким (в 5–6 раз) увеличением содержания ионов кальция и еще более высоким (в 20 раз) падением содержания ионов магния по сравнению с составом закачиваемой воды. Отмечено также понижение содержания ионов калия и натрия. Среди анионов устойчиво снижается концентрация сульфатов, в меньшей степени — бикарбонатов. Наблюдается также тенденция уменьшения плотности исследуемых вод и значения водородного показателя pH.

Анализ имеющихся данных и предварительная интерпретация механизма катионного обмена позволили объяснить количественные изменения состава ионов попутно добываемых вод. Появление в


**METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS**
**Табл. 2.** Результаты анализов вод, нагнетаемых в породы фундамента месторождения Белый Тигр (по данным отдела геохимии флюидов НИПИморнефтегаз, Вьетнам)

**Tab. 2.** Results of analysis of water injected to the basement rocks of the White Tiger field (according to the data of the Fluid Geochemistry Department, NIPImorneftegaz, Vietnam)

Данные анализов	Номер скважины				
	100	405	421	455	804
Содержание, мг/л					
Cl <sup>-</sup>	18434,00	19165,69	19143,00	19497,50	19367,75
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	2504,92	2559,12	2618,79	2529,90	2584,22
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	85,40	146,40	122,00	140,30	128,10
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0	0	0	0	0
Ca <sup>2+</sup>	437,67	412,42	391,98	428,56	417,63
Mg <sup>2+</sup>	1125,53	1210,75	1245,79	1256,20	1254,40
Σ Fe	–	–	–	0,48	–
Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	11020,46	11428,97	11389,16	11527,15	11478,72
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,0243	1,0242	1,0222	1,0230	1,0242
pH	–	7,70	7,82	7,96	8,20
Общая минерализация, г/л	33,61	34,92	34,911	35,380	35,231
Сухой остаток, г/л	–	–	36,282	36,800	38,302
Тип воды по Сулину	Хлормагниевый				

**Табл. 3.** Результаты анализов попутно добываемых вод фундамента месторождения Белый Тигр (по данным отдела геохимии флюидов НИПИморнефтегаз, Вьетнам)

**Tab. 3.** Results of analysis of water produced from the basement of the White Tiger field (according to the data of the Fluid Geochemistry Department, NIPImorneftegaz, Vietnam)

Данные анализов	Номер скважины						
	73	110	409	410	430	452	802
Содержание, мг/л							
Cl <sup>-</sup>	14534,50	3810,88	18965,75	13623,08	18788,50	19731,47	17626,87
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	450,00	145,30	392,98	922,60	708,60	550,59	398,70
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	353,80	73,20	7,20	268,40	122,00	85,40	97,60
Ca <sup>2+</sup>	1801,40	489,82	2412,66	1074,87	1875,74	2044,27	2535,06
Mg <sup>2+</sup>	184,22	22,11	63,59	397,02	358,32	310,11	53,33
Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	7683,24	2051,21	10023,69	7754,53	10168,70	10607,01	9030,07
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,0162	1,0042	1,0240	1,0150	1,0216	1,0232	1,0212
pH	7,1	7,0	7,7	6,98	7,00	7,3	7,26
Общая минерализация, г/л	25,01	6,59	31,87	24,02	32,02	33,33	29,74
Тип воды по Сулину	Хлоркальциевый						

этих водах аномально высоких содержаний хлоридов кальция обусловлено процессами, протекающими между водами хлормагниевого типа (нагнетаемая вода) и магниево-кальциевым обменным комплексом минералов, присутствующих в породах фундамента. Солевые компоненты, преобладающие в нагнетаемых водах, при их движении по системе трещин и пустот фундамента активно взаимодействуют с катионным комплексом этих пород. Поскольку основная масса вторичных минеральных образований, содержащих кальций (цеолиты, хлориты, кальцит), локализована в системе трещин и пустот, то эти образования и являются основными очагами реализации катионообменных процессов. Здесь происходит извлечение ионов кальция и замещение их ионами натрия.

Параллельно из состава закачиваемых вод удаляется магний, участвующий в процессах доломитизации карбонатов в пустотах пород фундамента, а также, возможно, внедряющийся в состав обменных катионов слюд и хлоритов. В результате катионообменных процессов в составе попутно добываемых вод хлориды кальция начинают преобладать над хлоридами магния. В итоге попутные воды преобразуются в хлоркальциевый тип. Именно этот тип характерен для подземных вод нефтяных и газовых месторождений.

**Возможность существования водонефтяного контакта**

Как отмечалось, на месторождении Белый Тигр водонефтяной контакт не установлен. Положение



**Табл. 4.** Сравнительная характеристика составов (мг/л) попутно добываемых вод из скважин 73, 409, 410, 430, 452, 802 (среднее) и скв. 110

**Tab. 4.** Comparative analysis of composition of water produced from the wells 73, 409, 410, 430, 452, 802 (average) and well 110

Скважины	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>---</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Ca <sup>++</sup>	Mg <sup>++</sup>	Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Общая минерализация, г/л
110	3810,88	145,3	73,2	489,82	22,11	2051,21	1,0042	6,59
Другие	17211,7	570,6	155,7	1957,3	224,8	9211,2	1,0194	29,33
Отношение другие / 110	4,5	3,9	2,1	4,0	10,2	4,5	1,015	4,45

нижней границы нефтенасыщения пород фундамента контролируется повсеместным ухудшением их коллекторских свойств. Было признано целесообразным ввести понятие «искусственный водонефтяной контакт», который связан с зоной плотных непроницаемых или почти непроницаемых пород. Предполагается, что он проходит на глубине 4650 м.

Вместе с тем, учитывая цикличность фильтрационно-емкостных свойств в вертикальном разрезе фундамента, высокую неоднородность состава пород, трещиноватость и кавернозность этих пород, другие геологические факторы, можно предположить наличие водонефтяного контакта в глубинах фундамента. Предпосылки к этому существуют, среди них наиболее весомы две: присутствие пластовой воды в фундаменте соседнего месторождения Дракон, а также обнаружение пластовой воды в фундаменте скв. 110 месторождения Белый Тигр. Кроме месторождения Дракон пластовые воды были получены также из фундамента некоторых других структур региона. Так, в скв. Во-Сао-1 (Южно-Коншонская впадина) была получена вода (39 м<sup>3</sup>/сут) с пленкой нефти.

Состав попутно добываемой воды из скв. 110 с глубины 4495 м отличается по составу анионного комплекса от вод, попутно добываемых из других скважин (табл. 4). Как видно, содержание анионов в воде скв. 110 уменьшено в 2–10 раз сравнительно с водами других скважин, а общая минерализация —

более чем в 4 раза. Ближайшие нагнетательные скважины 107 и 100 расположены примерно в 1,3 и 1,6 км от скв. 110, и закачиваемые в эти скважины воды не имеют ничего общего с водой, получаемой из скв. 110. Эта скважина пробурена до глубины 4600 м и вскрыла в фундаменте кварцевые диориты и кварцевые монциты, сильно трещиноватые и цеолитизированные. Попытка закачать воду в фундамент скв. 110 успехом не увенчалась. Приведенные данные позволяют предполагать, что из фундамента скв. 110 получены пластовые воды — впервые на месторождении Белый Тигр. Глубина этой скважины относительно невелика, на месторождении Белый Тигр есть скважины гораздо более глубокие, однако водонефтяной контакт на этом месторождении не может образовывать горизонтальную поверхность.

Уникальное по запасам нефти и происхождению месторождение Белый Тигр не единственное в мире месторождение нефти, где не выявлен или недостаточно уверенно выявлен водонефтяной контакт. Это создает дополнительные проблемы при планировании разработки месторождений такого типа. Предложенный методический подход, т. е. изучение гидротермальных процессов, вод, минералов, а также сравнительный анализ составов закачиваемых и добываемых вод, может быть использован и на других месторождениях углеводородов в породах фундамента.

### Литература

1. Areshev E.G., Dong T.L., Shan N.T., Shnip O.A. Reservoirs in fractured basement on the continental shelf of southern Vietnam // Journal of Petroleum Geology. – 1992. – Т. 15. – № 4. – С. 451–464.
2. Дмитриевский А.Н., Киреев Ф.А., Бочко Р.А., Федорова Т.А. Влияние гидротермальной деятельности на формирование коллекторов нефти и газа в породах фундамента // Изв. АН СССР. Сер. Геол. – 1992. – № 5. – С. 119–128.
3. Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.Л. и др. Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа. – М.: Нефть и газ, 1997. – 288 с.
4. Кошляк В.А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа. – Уфа: Тау, 2002. – 256 с.
5. Поспелов В.В. Кристаллический фундамент: геолого-геофизические методы изучения коллекторского потенциала и нефтегазоносности. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований; НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. – 260 с.
6. Гаврилов В.П., Гулев Г.Л., Киреев Ф.А. и др. Гранитоидные коллекторы и нефтегазоносность южного шельфа Вьетнама. – М.: Недра, 2010. – 294 с.
7. Шнип О.А., Поспелов В.В. Время образования пород фундамента шельфа Южного Вьетнама // Изв. вузов. Геология и разведка. – 1996. – № 5.
8. Богоявленский В.И., Дзюбло А.Д., Иванов А.Н. и др. Нефтегазоносность кристаллического фундамента шельфа Вьетнама: Белый Тигр и Дракон // Геология нефти и газа. – 2016. – № 5. – С. 102–116.

## METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

9. *Shnip O.A., Dzyublo A.D.* Zeolites in oil-bearing rocks offshore South Vietnam and their influence on the properties of reservoirs // *Oil of Vietnam*. – 1994. – № 2.

10. *Шнип О.А., Дзюбло А.Д.* Цеолиты в гранитоидных коллекторах (на примере фундамента Меконгской впадины) // *Тр. РГУНИГ имени И.М. Губкина*. – 2011. – Т. 265. – № 4. – С. 97–101.

## References

1. *Areshev E.G., Dong T.L., Shan N.T., Shnip O.A.* Reservoirs in fractured basement on the continental shelf of southern Vietnam. *Journal of Petroleum Geology*. 1992;15(4):451–464.

2. *Dmitrievskii A.N., Kireev F.A., Bochko R.A., Fedorova T.A.* Influence of hydrothermal activity on oil and gas reservoirs formation in basement rocks. *Izv. AN SSSR. Ser. Geol.* 1992;(5):119–128.

3. *Areshev 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.

4. *Koshlyak V.A.* Granitoid oil and gas reservoirs. Ufa: *Tau*, 2002. 256 p.

5. *Pospelov V.V.* Crystalline basement: geological and geophysical methods for studies of reservoir quality and oil and gas occurrence. Moscow-Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy; NITS "Regulyarnaya i khaoticheskaya dinamika"; 2005. 260 p.

6. *Gavrilov V.P., Gulev G.L., Kireev F.A. et al.* Granitoid reservoirs and hydrocarbon potential of southern Vietnamese shelf. Moscow: *Nedra*, 2010. 294 p.

7. *Shnip O.A., Pospelov V.V.* Vremya obrazovaniya porod fundamenta shel'fa Yuzhnogo V'etnama. *Izv. vuzov. Geologiya i razvedka*. 1996;(5).

8. *Bogoyavlenskiy V.I., Dzyublo A.D., Ivanov A.N., et al.* Oil and gas potential of the crystalline basement of the Vietnam shelf: White Tiger and Dragon. *Geologiya nefti i gaza = Oil and gas geology*. 2016;(5):102–116.

9. *Shnip O.A., Dzyublo A.D.* Zeolites in oil-bearing rocks offshore South Vietnam and their influence on the properties of reservoirs. *Oil of Vietnam*. 1994;(2).

10. *Shnip O.A., Dzyublo A.D.* Tseolity v granitoidnykh kollektorakh (na primere fundamenta Mekongskoi vpadiny). *Tr. RGUNIG imeni I.M. Gubkina*. 2011;265(4):97–101.