

УДК 552.578.061.43:552.3

**Халимов Ю.Э.**ОАО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ», Москва, Россия, [Jkhalimov@nestro.ru](mailto:Jkhalimov@nestro.ru)

## **ПРОМЫШЛЕННАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ФУНДАМЕНТА В ГРАНИТОИДНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ**

*Представлены сведения о промышленной нефтеносности нетрадиционных объектов, концентрации углеводородов в гранитоидных коллекторах. Приведены геологические характеристики наиболее крупных месторождений мира. Особое внимание уделено описанию нефтеносности шельфа Вьетнама, где открыты уникальные по продуктивности месторождения. Приведена критическая оценка результатов геологоразведочных работ по фундаменту в Татарии.*

**Ключевые слова:** промышленная нефтеносность, фундамент, гранитоидные породы, трещиноватые коллекторы.

Промышленная нефтегазоносность фундамента платформенных областей является одной из активно обсуждаемых проблем в современной геологии нефти и газа. Активизации дискуссии послужило открытие в 1988 г. уникальной нефтяной залежи в гранитах мезозойского фундамента шельфа южного Вьетнама на месторождении Белый Тигр.

Однако эта проблема возникла раньше. Она берёт своё начало со времени получения промышленного притока нефти и газа из трещиноватых гранитов на месторождении Пэнхендл-Хьюгтон (США) в декабре 1918 г. В 1925 г. на гигантском нефтяном месторождении Ла-Пас (Венесуэла) в разуплотнённых метаморфических породах и гранитах выявлена ещё одна залежь нефти в фундаменте.

В настоящее время известно более 450 месторождений с промышленными скоплениями нефти, газа и конденсата в фундаменте 54 нефтегазоносных бассейнах мира [Гаврилов, Гулев, Киреев, 2010].

### **Краткая характеристика нефтяных месторождений в гранитоидных породах**

Скопления нефти и газа в магматических и метаморфических породах фундамента и корях выветривания открыты практически на всех континентах и в акватории Мирового океана. Однако, несмотря на открытие в фундаменте промышленных месторождений, в том числе крупных, целенаправленные поиски залежей углеводородов в фундаменте, особенно в магматических породах, ведутся в ограниченных объемах. Это обусловлено тем, что не ясна природа емкости пород фундамента, не разработаны методы выделения коллекторов в кристаллических породах, их вскрытия и освоения. Многие исследователи считают, что «фундамент осадочного бассейна - это его нижний структурный этаж, сложенный кристаллическими, магматическими и (или) метаморфическими породами, степень

преобразования которых настолько велика, что исключает вероятность сохранения в них первичных коллекторских и нефтегазогенерирующих свойств» (Е.Р. Алиева и др., 1987) [Кошляк, 2002].

В то же время, современная концепция тектоники литосферных плит, геодинамики деформаций позволяет рассматривать магматические породы как нетрадиционный вид пород-коллекторов, с которыми может быть связан огромный углеводородный потенциал. К этому соображению побуждает открытие ряда высокопродуктивных месторождений нефти в магматических породах, включая месторождения на шельфе южного Вьетнама, а также многочисленных месторождений нефти и газа в эффузивных и метаморфических породах.

В связи с тем, что большинство выявленных залежей приурочено к верхней части разреза фундамента (кормам выветривания), бурением, как правило, вскрывают фундамент на глубину первых десятков метров, а опробование проводится только при наличии явных нефтепроявлений. Поэтому нефтеносность пород фундамента, особенно магматических, в литературе освещена слабо и практически ограничивается геологическими обобщающими публикациями Р'An Chung-Hsing [Кошляк, 2002], В.Б. Порфирьева и др. [Кошляк, 2002] и некоторыми другими.

По-видимому, первое целенаправленное бурение с целью оценки нефтеносности фундамента было проведено в Венесуэле на месторождении La Paz в бассейне Маракайбо. Скв. Р-86, пробуренная в 1953 г., вскрыла 332 м пород фундамента, представленных в основном гранитами и гранодиоритами. При опробовании пород фундамента (вышележащие известняки были перекрыты обсадной колонной) получен приток легкой нефти ( $0,855 \text{ г/см}^3$ ) дебитом  $620 \text{ м}^3/\text{сут}$ . К 1987 г. на этом месторождении на фундамент было пробурено 29 скважин, из которых 17 оказались продуктивными. Нефть содержится в трещиноватых гранитах, гранодиоритах, местами в метаморфических породах. Средняя глубина вскрытия фундамента от его кровли составляет 500 м, максимальная - 940 м. Средний начальный дебит нефти составил  $572 \text{ м}^3/\text{сут}$ , максимальный -  $1828 \text{ м}^3/\text{сут}$ . [Кошляк, 2002].

На северо-восточном продолжении антиклинали La Paz расположено месторождение Мага. Фундамент, вскрытый в среднем на глубину 363 м в 29 скважинах, представлен гранитами и метаморфическими породами. Средний дебит нефти около  $350 \text{ м}^3/\text{сут}$ , максимальный -  $2703 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Породы фундамента сильнотрещиноваты. Углы наклона трещин близки к субвертикальным.

В США на территории Мид-Континента (Внутренний бассейн) открыто несколько месторождений нефти и газа, связанных с породами кристаллического фундамента, среди

которых выделяется гигантское нефтегазовое месторождение Хьюстон-Панхендл, начальные извлекаемые запасы которого составляют 223 млн. т нефти, 2 трлн. м<sup>3</sup> газа. Часть нефти залегают в гранитном докембрийском фундаменте, коллекторами являются биотитовые граниты, реалитовые порфиры и диабазовые интрузии, залегающие в виде даек и силлов. В газе из кристаллического фундамента отмечаются высокое содержание гелия и следы радона. Пористость кристаллических пород достигает 22%, коллектор - трещинно-каверновый [Кошляк, 2002].

В штате Невада выявлено семь месторождений нефти, связанных с интрузивными породами, которые представлены гранитами и гранодиоритами. Считается, что образование коллекторов в гранитоидах обусловлено активной гидротермальной деятельностью [Кошляк, 2002].

В Сиртском бассейне (Ливия) порядка 100 месторождений нефти связаны с фундаментом. Самое крупное из них - Ауджила-Амаль (Augila-Amal) приурочено к гранитам, гранофирам и риолитам докембрийского возраста. Месторождения расположены на поднятии Ракб (Rakb), простирающемся с северо-запада на юго-восток.

На месторождении Ауджила продуктивными являются гранитоидные породы фундамента и известняки Ракб. Суммарные извлекаемые запасы нефти в гранитоидных породах составляют 512 млн. т [Кошляк, 2002]. Дебиты скважин от 100 до 1000 м<sup>3</sup>/сут. и более. Однако только в скв. D6 фундамент был опробован отдельно и дал нефть с начальным дебитом 191 м<sup>3</sup>/сут. Образование коллекторов связывается с изменением полевых шпатов при процессах выветривания, в результате которых произошла серицитизация и каолинизация по трещинам на глубинах от 3 м до нескольких сот футов (1 фут=0,3048 м) ниже поверхности магматических пород [Кошляк, 2002]. Получение нефти при опробовании гранитов в скв. D8, залегающих ниже кровли фундамента почти на 200 м, ставит под сомнение заключение о притоке нефти только из коллекторов выветривания гранитоидов.

Небольшие месторождения нефти и газа открыты в магматических породах фундамента Днепровско-Донецкой впадины (Украина), которые представлены гранитами, гранодиоритами, амфиболитами и мигматитами, сильно измененными вторичными процессами. Залежи нефти выявлены в коре выветривания, зонах разуплотнения и трещиноватости, которые прослеживаются на глубину до 350 м от поверхности фундамента, дебиты небольшие (порядка 69 м<sup>3</sup>/сут. на Хухряковском месторождении) [Кошляк, 2002].

Месторождение Оймаша в Южно-Мангышлакском нефтегазоносном бассейне (Казахстан) открыто в 1981 г. Залежь нефти связана с центральным блоком гранитоидного

массива. Одной из особенностей гранитоидного массива является его «слоистое» строение и горизонтальная зональность продуктивных интервалов [Кошляк, 2002]. Этаж нефтеносности 90-140 м. Коллекторами являются кавернозные, поровые и трещиноватые гранитоиды. Общая пористость меняется от 6,7 до 8,7%.

Ряд нефтяных месторождений в магматических породах фундамента открыт в Египте, в зоне Суэцкого грабена. В региональном плане Суэцкий залив был сформирован в течение раннего палеозоя как узкий залив моря Тетис. Интенсивное омоложение этой зоны произошло в фазу формирования Большого Восточно-Африканского рифта в ранне- и среднетретичное время. Рифтовые разломы интенсивно проявились в олигоцене и продолжались до позднего миоцена. Эти разломы дали Суэцкому заливу форму осложненного грабена. Вертикальное смещение пород фундамента по серии поперечных сбросов простирания С-В, С-СВ, С-З и З-СЗ привело к образованию в грабене горстоподобных поднятий, сложенных трещиноватыми гранитами. С несогласием на магматических породах фундамента лежат песчаники и известняки серии Нубиа и мощная осадочная толща мелового возраста.

Промышленная нефть в породах магматического фундамента Суэцкого грабена получена из высокотрещиноватых гранитов, трещиноватость которых имеет ориентацию, обусловленную несколькими структурными деформациями [Кошляк, 2002].

Самым южным в этой зоне является месторождение Хургада (Hurgada), расположенное вблизи береговой линии при впадении залива в Красное море. Месторождение приурочено к погребенному выступу фундамента, сложенному в основном гранитами. В сводовой части выступа фундамента граниты сильно изменены выветриванием и перекрываются меловыми и миоценовыми осадочными породами. Граниты фундамента вскрыты на глубину до 610 м, залежь нефти, по существующим представлениям, связана с корой выветривания гранитов [Кошляк, 2002].

К северо-западу от Хургады открыто месторождение Гемза (Gemza), которое приурочено к погребенному гранитному кряжу. Нефтеносными являются трещиноватые граниты.

Месторождение Гейсум (Geisum) расположено в Суэцком заливе примерно в 40 км севернее Хургады [Кошляк, 2002]. Месторождение расположено на моноклинали, погружающейся на юго-запад под углом 45°, и разбито серией поперечных сбросов простирания СВ-ЮЗ, которые ориентированы по тренду Акаба. Поперечные сбросы обеспечили боковое смещение на различное расстояние блоков с коллекторами. Породы

фундамента несогласно перекрываются мощной толщей осадочных пород от верхнемеловых до современных. Продуктивными являются, кроме гранитов, осадочные породы. Дебит скважин составляет 111-458 м<sup>3</sup>/сут.

Месторождение нефти Бохолла-Чангпанг (Borholla-Changpang) в трещиноватых гранитоидных коллекторах, открытое в семидесятые годы в индийском штате Ассам, имело принципиальное значение для развития разведочных работ в Индии. В 1980 г. в районе Бохолла начаты сейсморазведочные работы методом ОГТ, которые дали представление о региональной тектонике этого района.

По данным 3D площадь Бохолла-Чангпанг представляет собой двухсводовое поднятие, разбитое на отдельные, смещенные относительно друг друга блоки. Данные бурения показали практически повсеместное развитие трещиноватости в гранитах, причем наиболее интенсивно трещиноватость развита на крыльях поднятий и в пониженных блоках фундамента, что подтверждается продуктивностью скважин. Дебиты в отдельных скважинах достигают 500 м<sup>3</sup>/сут. Однако периферийные скважины и скважины, пробуренные в погруженных блоках, быстро обводняются. Для коллекторов гранитоидного фундамента характерны площадная неоднородность в распределении трещиноватости и наличие нескольких генераций трещин.

Крупное месторождение нефти и газа Бомбей Хай (Bombay High) было открыто в 1974 г. в 150 км от западного побережья Индии [Кошляк, 2002]. Залежи нефти в фундаменте связаны с коллекторами в базальтах и гранито-гнейсах. Продуктивными являются также базальные песчаники, залегающие непосредственно на фундаменте, и известняки миоцена.

Четыре скважины (ВН-36, ВН-19, SY-5, II-7) были пробурены по фундаменту на глубину 200 м и во всех получены притоки нефти дебитом более 160 м<sup>3</sup>/сут., хотя из скв. SY-5 приток нефти был получен только после проведения работ по интенсификации.

Для месторождений Индии, связанных с магматическими породами, характерно развитие нескольких генераций трещин с различными направлениями простирания и углами наклона. Проведенными исследованиями установлено наличие трещин с большими (до 75°) и малыми (до 20°) углами падения. По трещинам развита вторичная пустотность.

### **Нефтегазоносность фундамента на шельфе Вьетнама**

В пределах шельфа южного Вьетнама широко развиты и хорошо изучены магматогенные трещиноватые коллектора фундамента мезозойского возраста.

В 1988 г. при повторном испытании скважин МСП-1-1 на месторождении Белый Тигр в Кыулонгской впадине с глубины 3150 м был впервые получен фонтан нефти с дебитом около 2830 т/сут. (рис. 1, 2).

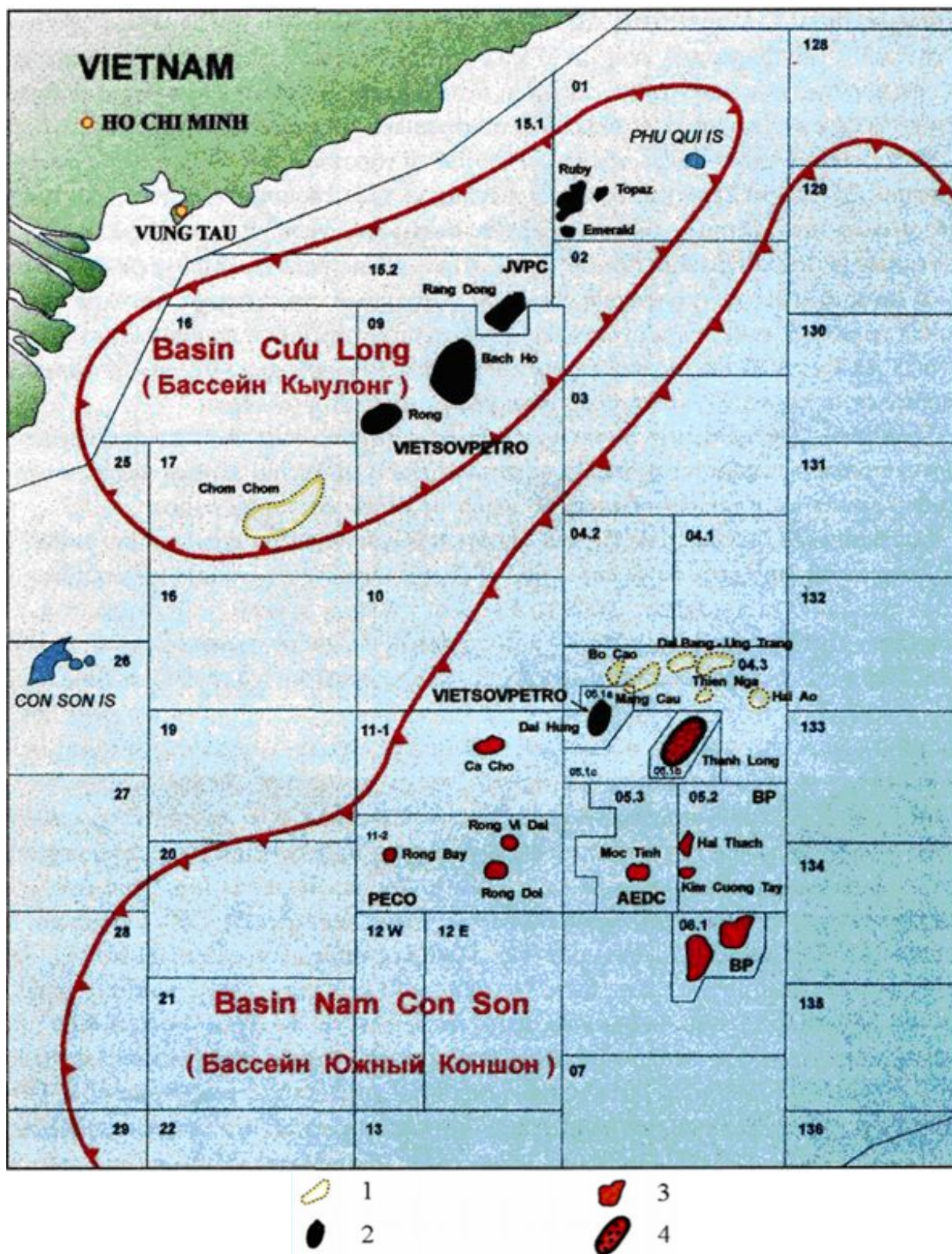
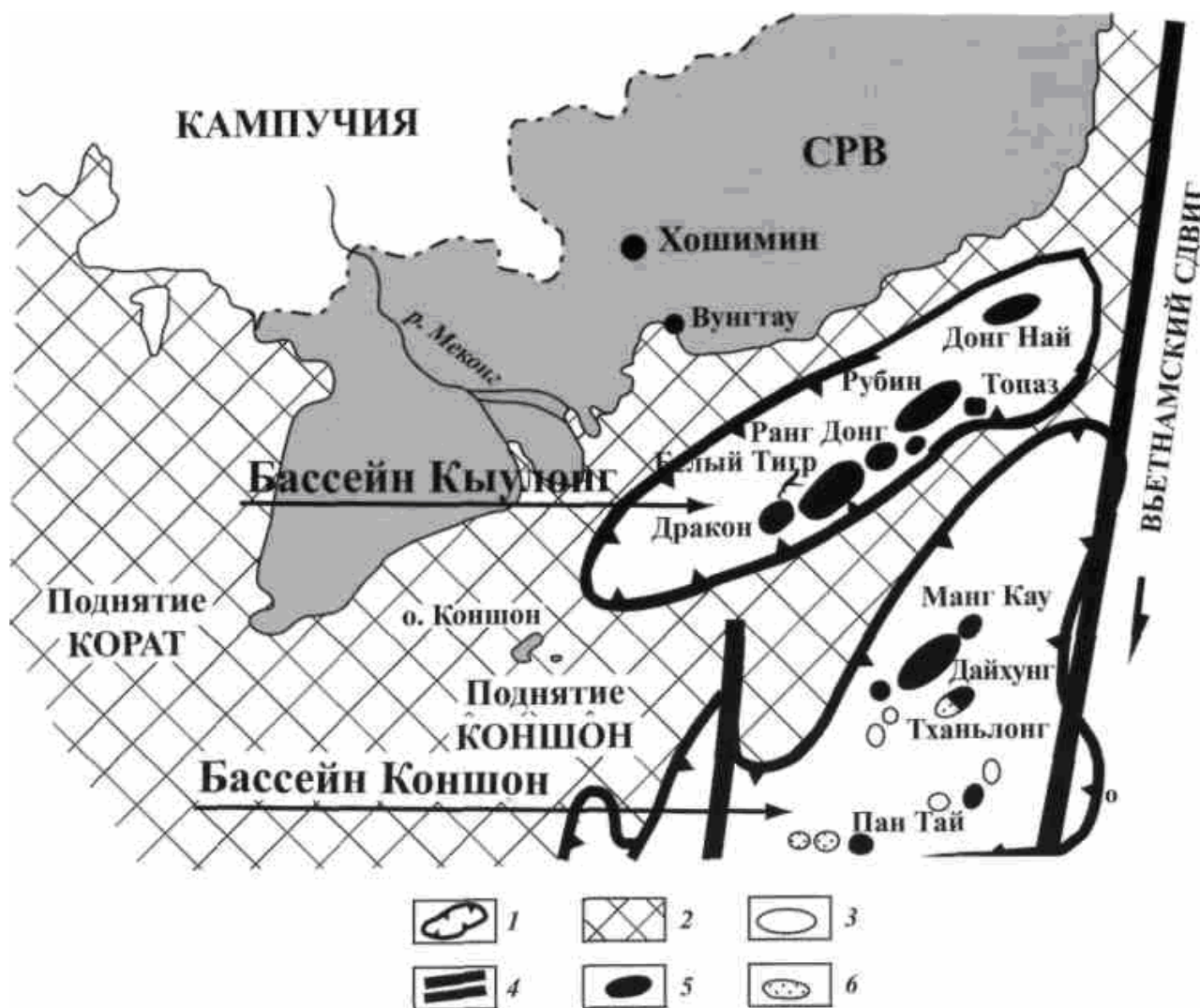


Рис. 1. Обзорная карта шельфа южного Вьетнама

1 – перспективные структуры; 2-4 – месторождения: 2 – нефтяные, 3 – газовые, 4 – газонефтяные.



**Рис. 2. Схема расположения нефтегазоносных бассейнов шельфа южного Вьетнама:**

*1 – бассейны; 2- поднятия; 3- локальные структуры; 4 – разломы; месторождения: 5 – нефтяные, 6 – газовые.*

Месторождение Белый Тигр является уникальным по запасам нефти, имеет доказанную высоту более 1600 м и объем нефтенасыщенных гранитоидов 88,2 млрд. м<sup>3</sup>. Из месторождения уже добыто около 100 млн. т нефти.

Открытие уникальной нефтяной залежи в трещиноватых гранитоидах мезозойского фундамента активизировало поисково-разведочные работы на образования магматогенного фундамента на шельфе Вьетнама и региона в целом (см. рис. 1, 2).

Промышленные притоки и признаки нефти и газа в настоящее время получены также в Южно-Коншонском прогибе Меконгского нефтегазоносного бассейна.

Залежь нефти, содержащая основные запасы месторождения и обеспечивающая основную добычу нефти СП «Вьетсовпетро», приурочена к крупному высокоамплитудному выступу гранитоидов. Выступ облекают осадочные отложения олигоцена, а глинисто-

аргиллитовые отложения верхнего олигоцена служат изолирующей покрывкой для залежей фундамента и нижнего олигоцена.

Фундамент Белого Тигра (БТ) (рис. 3-5) представляет собой крупное горстантиклинальное поднятие сложного строения, размером 22×9 км. Оно состоит из трех сводов — Южного, Центрального и Северного, которые имеют как относительно однородный (Центральный свод), так и сложный (Северный свод) петрологический состав. Структура разбита серией разломов субмеридиального простирания и подчиненных субширотных разломов (рис. 3-5).

Большинство скважин на Белом Тигре, пробуренных на фундамент, являются высокодебитными (начальные дебиты более 1000 т/сут.). Вскрытая толщина магматических пород фундамента достигает 2000 м. Нижняя граница залежи установлена условно, так как скважина БТ-905, пробуренная до абсолютной глубины 5014 м, водонефтяной контакт не вскрыла, а пластовая вода не была получена ни в одной скважине. Нефтедержащими являются трещиновато-кавернозные коллекторы, пустотность которых представлена макро- и микротрещинами, изометрическими кавернами и пустотами матрицы. Уникальность месторождения Белый Тигр заключается, в большой мощности продуктивного разреза, представленного нефтедержащими поздне меловыми гранитоидами. Наличие поглощений промывочной жидкости, данные газопоказаний, керны, материалы ГИС, указывают на наличие коллекторов до глубин порядка 5000 м.

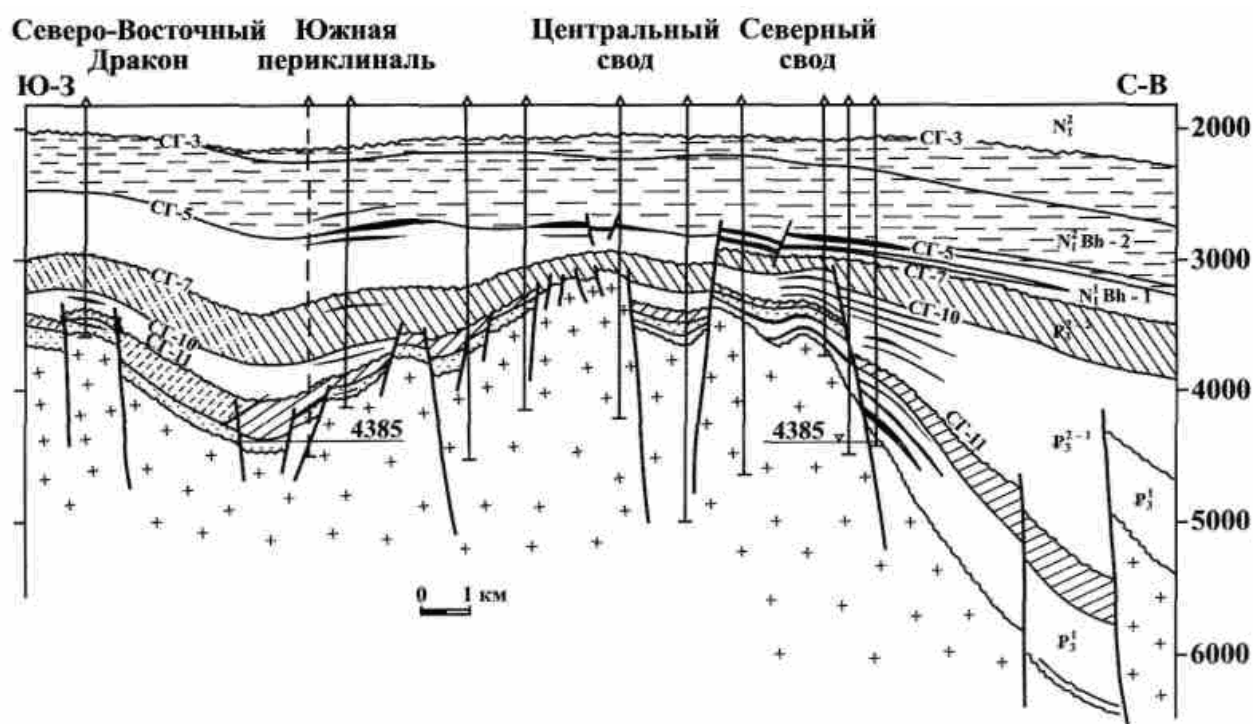
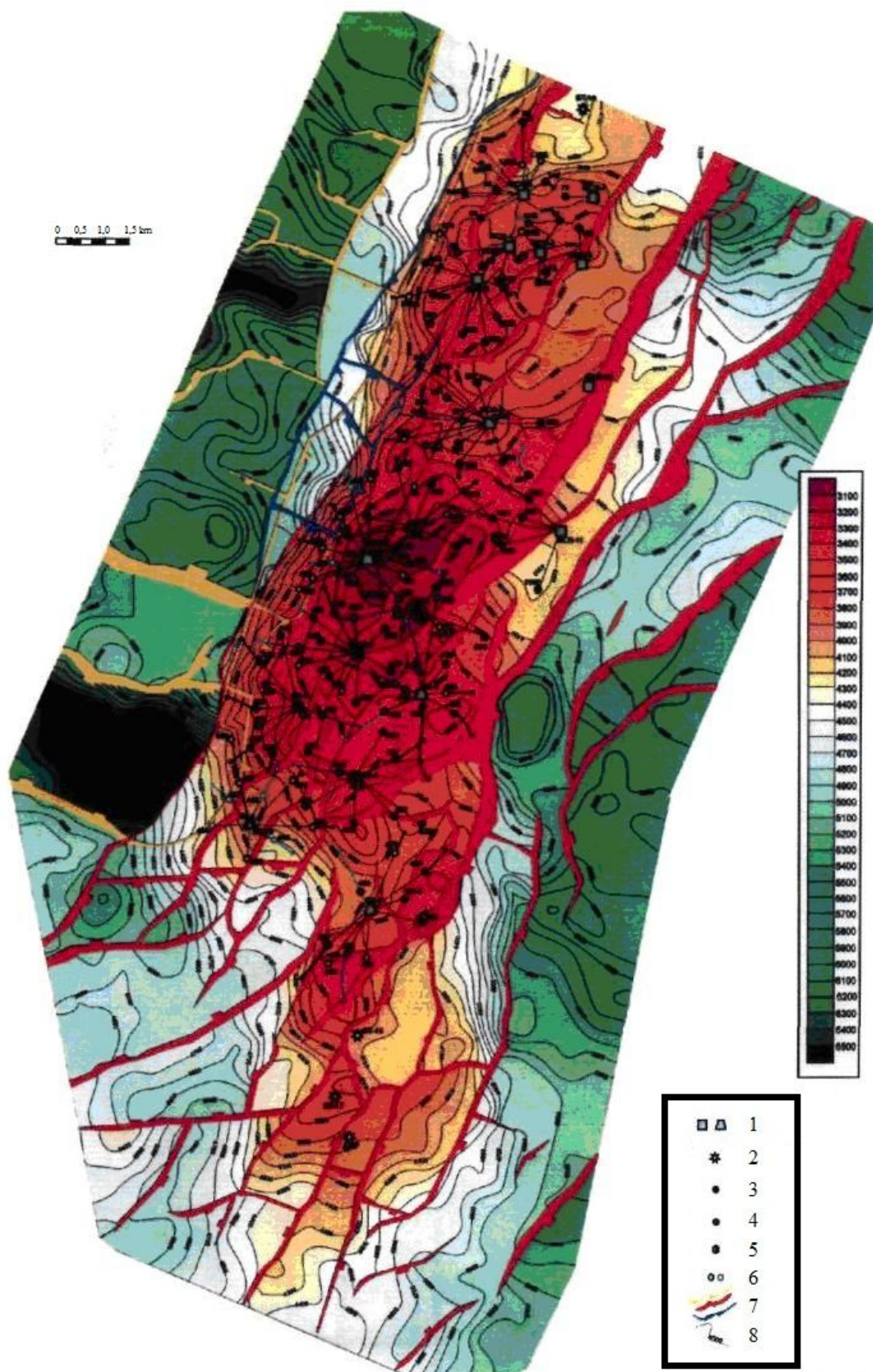


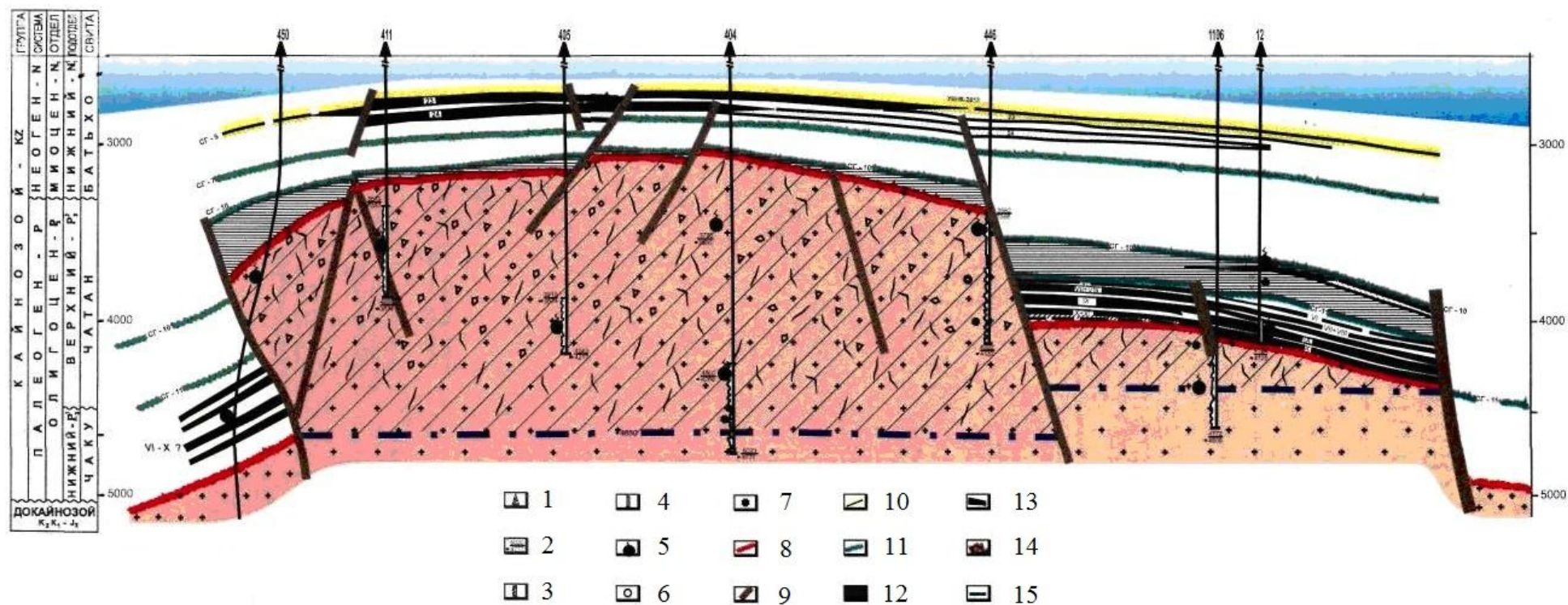
Рис. 3. Продольный геологический разрез месторождения Белый Тигр (составлен по Х.Д. Тиену [Кошляк, 2002])





**Рис. 4. Месторождение Белый Тигр: структурная карта по кровле фундамента**

*1 – МСП, БК; 2 – разведочные скважины; 3 – добывающие скважины; 4 – нагнетательные скважины; 5 – скважина в бурении; 6 – проектные скважины; 7 – тектонические нарушения; 8 – отметки кровли фундамента.*



**Рис. 5. Месторождение Белый Тигр: поперечный геологический разрез через сводовую часть месторождения**

1 – пробуренные скважины; 2 – в числителе – забой пробуренных скважин, в знаменателе – абсолютная отметка; 3 – интервал открытого ствола; 4 – интервал перфорации; 5 – фонтан нефти; 6 – нет притока; 7 – нефтепроявления; 8 – поверхность фундамента; 9 – тектонические нарушения; 10 – граница СГ-5 согласная; 11 – границы СГ-7-10-11; 12; 12 – глинистые-аргиллитовая толща верхнего олигоцена (покрышка); 13 – нефтеносные горизонты  $N^1$  и  $P_3$ ; 14 – залежь нефти в трещиновато-кавернозном гранитном массиве; 15 – условный водонефтяной контакт.

Так, на Центральном своде, где большое число скважин пробурено до глубин 4500-4760 м, поглощения раствора отмечены до глубины 4650 м, газопоказания - до 4760 м. Сильно трещиноватый керн с признаками нефти поднят с глубины 4632 м. По материалам ГИС коллекторы встречены до 4700 м.

На Северном своде промышленная нефтеносность доказана до абсолютной глубины 4457 м. Здесь в скв. 804 приток нефти дебитом 89 м<sup>3</sup>/сут. был получен из интервала 4447-4457 м.

Коллекторские свойства гранитоидных пород в скважинах изучались современными методами ГИС, такими как FMI/FMS – Formation Micro Imager/ Formation Micro Scanner, ARI – Azimuthal Resistivity Imager, акустического сканирования (DSI – Dipole Sonic Imager). Эти исследования показали, что среди трещиноватых зон можно выделить участки повышенной и интенсивной трещиноватости. Трещины образуют несколько генераций с различной ориентацией.

Особенности её геологического строения и свойств коллекторов детально рассмотрены в работах Ч.Л. Донга, Е.Г. Арешева, В.П. Гаврилова, Н.Ч. Тина, Ч.В. Хоя, Ф.Д. Хая, А.Н. Гриценко, А.В. Борисова, В.В. Поспелова, О.А. Шнипа и других исследователей [Арешев, 1997; Борисов, Чан Ван Хой, 2000].

Из 104 эксплуатационных скважин отобрано более 100 млн. тонн нефти. Через 26 нагнетательных скважин закачивается морская вода для поддержания пластового давления со средней приемистостью 2400 м<sup>3</sup>/с.

На месторождении пробурено 204 скважины. Породы фундамента вскрыты в 118 скважинах в интервале отметок 3000-5000 м. До абсолютной отметки -4450 м породы фундамента вскрыты в 43 скважинах и в 12 на отметках, близких к ней. В 9 скважинах бурение закончено на отметках ниже 4650 м, а в 6-ти близких к ней.

На месторождении выполнены сейсморазведочные работы 2-Д и 3-Д, ВСП (22 скважины). Проведен значительный объем лабораторных и нефтепромысловых исследований (гидродинамических, потокометрии, термометрии, закачка индикаторов, промыслово-геофизических – FMI, FMS, ARI, TV, PLT, MPLT).

На основании данных бурения, эксплуатации скважин и проведенного комплекса исследований составлены общие представления о геологическом строении нетрадиционного объекта разработки.

По мнению В.А. Кошляка и Х.В. Куи [Кошляк, Куи, 1996], пустотное пространство фундамента месторождения Белый Тигр представлено блоковой, трещинной и кавернозно-

трещинной типами пустотности. Породы с блоковым типом пустотности характеризуются низкими значениями пористости и проницаемости и относятся при подсчете запасов к неколлекторам, хотя рядом исследователей не исключается возможность их участия в формировании определенной доли полезной емкости в массиве пород. Из пород, обладающих блоковой пустотностью, промышленных притоков нефти получено не было, все промышленные притоки нефти получены из зон с коллекторами трещинного и кавернозно-трещинного типов. По этой причине, область развития коллекторов трещинного и кавернозно-трещинного типов в теле выступа фундамента можно считать каркасом нефтенасыщенного, отдающего нефть резервуара.

По данным Борисова А.В. и Чана Ван Хоя [Борисов, Чан Ван Хой, 2000] ни в одной из скважин, пробуренных до официально принятого замка структуры -4450 м не было получено достоверных данных о наличии пластовой воды, хотя на соседних месторождениях (Юго-Восточный Дракон, Заря и др.) все массивные залежи в фундаменте подстилаются водой. При испытании интервалов, расположенных ниже отметки -4450 м в ряде скважин месторождения Белый Тигр были получены притоки нефти, другие оказались «сухими». Это может указывать либо на то, что в условиях Белого Тигра нижним ограничением резервуара является граница развития трещинных и кавернозно-трещинных коллекторов, либо на то, что замок структуры, определенный по материалам сейсморазведки ЗД, находится глубже официально принятой в настоящее время абсолютной отметки и водонефтяной контакт не был подсечен бурением.

По исследованиям Ю.И. Демушкина (1997 г.) контакт нефть-вода должен находиться в интервале абсолютных отметок -4830-4850 м. Из 126 скважин, вскрывших фундамент, только четыре достигли указанных отметок (458, 459, 484 и 905). Нижняя граница поглощения при бурении (прямой признак наличия коллекторов) в скв. 458 зафиксирована на абсолютной отметке -4741 м, в скв. 459 – на -4861 м, в скв. 484 – на -4888 м. В скв. 905, пробуренной в 1992 г., данные о наличии поглощений отсутствуют. Однако по каротажу коллекторы были выделены в разрезе до отметки -4736 м. При освоении был получен приток нефти с небольшим дебитом.

Нижняя граница категории  $C_2$ , замыкающая снизу весь объем объекта подсчета запасов, представляет собою ступенчатую линию. Объектом подсчета запасов нефти в фундаменте является не залежь как единое геологически замкнутое тело с определенными установленными границами, а совокупность подсчетных блоков, выделенных и оконтуренных по признаку категоричности запасов. В обоснование нижней замыкающей

границы в свою очередь положена общая закономерность снижения вероятности наличия коллекторов. Основанием для её возникновения явилась установленная в интервале глубин 3050-4050 м зависимость уменьшения числа промышленных притоков с глубиной. На основании этой общей закономерности для каждого подсчетного блока установлена своя глубина нулевой вероятности промышленного притока, которая, в конечном счете, и принята в качестве нижней границы подсчета запасов.

Методический подход, использованный при определении подсчетного объема путем обоснования категоричности запасов, привел к следующим последствиям [Халимов, 2003]:

1. К отказу от традиционных, логически предшествующих любому подсчету запасов выбору и обоснованию конечных границ и конечного объема подсчетного объекта, соответствующих доказанным или предполагаемым геологически обоснованным границам природной ловушки. В результате подсчет запасов выполнен не для всего объема предполагаемой залежи, а только для её части, промышленная нефтеносность которой подтверждена промышленными притоками. По существу, правомерно считать, что подсчитанные запасы охватывают объемы залежи, изученные в соответствии с российской Классификацией по категориям В+С<sub>1</sub>.

2. К ослаблению внимания к принципиально важному вопросу изучения и объяснения нижней замыкающей границы залежи в фундаменте. Очевидно, что в соответствии с общеизвестными фактами мировой практики нижней границей залежей подобного типа должна быть поверхность водонефтяного контакта. Вполне вероятно, что зеркало воды залегает ниже глубин, достигнутых к настоящему времени бурением. (Самая глубокая скв. 905 достигла абсолютной отметки 5013 м). Соответственно и отметка замка структуры, условно принятая сейчас на отметке -4450 м, будет ниже. В связи с этим соображением было бы целесообразно для определения суммарного потенциала углеводородов залежи предварительно оценить вероятные запасы, заключенные в объеме пород между нижней границей категории С<sub>1</sub> и предполагаемой границей ВНК.

3. К малоинформативной оценке запасов категории С<sub>2</sub> вследствие того, что во-первых, выполненная оценка не отражает полного потенциала требующих предварительной оценки запасов (что является приоритетной задачей такой оценки), а во-вторых, не является побудительной и привлекательной для проведения работ по переводу этих запасов в высшие категории из-за их заведомо низкой продуктивности и максимальной глубине залегания.

Не случайно, что среди ряда специалистов складывается негативное отношение к достоверности и целесообразности выделения предварительно оцененных запасов. Это

проявляется в том, что для характеристики запасов залежи в фундаменте при решении практических геолого-промысловых задач пользуются лишь запасами категорий В+С<sub>1</sub>.

Месторождение Дракон, открытое в 1985 г. СП «Вьетсовпетро», расположено к юго-западу от месторождения Белый Тигр и сочленяется с ним кулисообразно. Месторождение приурочено к сложно-построенной структуре и состоит из двух разобщенных частей, не имеющих общего контура нефтеносности ни по одной залежи. Условно к месторождению Дракон отнесены небольшие локальные структуры, связанные с приподнятыми блоками фундамента на Приконшонской моноклинали (Юго-Восточный, Восточный Дракон, Черепаха). Здесь пробурено более 20 скважин, проведена сейсморазведка 20 и ЗБ.

Фундамент месторождения Дракон разбит разломами на несколько самостоятельных участков. Породы представлены гранитами, гранодиоритами, кварцевыми диоритами, в которых гранит-порфиры и аплиты образуют прожилки. В двух скважинах (R-9 и R-8) фундамент сложен гнейсами, гранито-гнейсами, амфиболитами.

Начальные дебиты нефти из скважин, эксплуатирующих залежь в фундаменте, составляют 200-1000 т/сут. На участке Юго-Восточного Дракона вскрыт водонефтяной контакт, положение которого контролируется структурными особенностями трещиноватых коллекторов.

Фундамент Кыулонгской впадины сложен почти исключительно гранитоидными породами — от лейкократового гранита и гранит-аплита до диорита, включая все переходные разности — плагиограниты, адамеллиты, разнообразные гранодиориты, лейкодиориты, монцодиориты. Судя по обломкам в составе терригенных образований низов осадочного разреза, покрывками могут быть разнообразные сланцы (главным образом аргиллиты), иногда регионально метаморфизованные в фации зеленых сланцев — серицитовые, хлоритовые, кремнистые, а также вулканогенные породы кислого и среднего составов.

Коры выветривания гранитоидных пород отмечены во многих скважинах, вскрывших фундамент Кыулонгской впадины. Они не образуют единого горизонта, а встречаются фрагментарно, подчиняясь особенностям палеорельефа. Мощность этих кор, судя по материалам ГИС, не превышает 50 м [Арешев, 2003].

В России известно несколько десятков нефтяных и газовых скоплений нефти и газа, открытых в породах фундамента, в том числе и в гранитоидных породах. Практически все эти месторождения находятся в Западной Сибири.

Первая залежь нефти в Западной Сибири была открыта в палеозойских породах

фундамента в 1952 г. Колпашевской опорной скважиной. В дальнейшем на этой площади было пробурено еще 3 скважины, но поиски были ориентированы на отложения нижней юры, и породы фундамента не изучались. В 1953-1963 гг. были открыты скопления газа в гранитах, гнейсах и их корках выветривания в Березовском районе Тюменской области.

Уже более полувека Казанская школа геологов (Тропольский В.Н., Юсупов Б.М., Муслимов Р.Х., Кавеев И.Х. и др.) вслед за отцами основателями концепции абиогенного генезиса нефти Н.А. Кудрявцевым В.Б. Порфирьевым, П.Н. Кропоткиным и др. активно развивают идею перспектив нефтегазоносности кристаллического докембрия. Благодаря их активной позиции, АО «Татнефть» явилась лидером и полигоном в области комплексного изучения глубинных горизонтов земной коры и поиска в них скоплений УВ.

За более чем 40 летний период исследований на территории Татарстана выполнены громадные по физическому объему и дорогостоящим затратам поисковые работы:

- пробурена до глубины 5099 м первая глубокая скв. 2000 (1970-е гг.);
- реализована «Программа изучения глубинных недр Татарии» (20 глубоких скважин кристаллический фундамент на 200-1700 м);
- в 1988 г. начали бурить сверхглубокую скв. 2009 с проектной глубиной 7 км;
- выполнен громадный объём полевых геофизических исследований, испытано на приток 16 объектов и т.д.

К сожалению, попрежнему, как и в начале реализации Программ (1963 г., Б.М. Юсупов), имеются лишь «улики, предпосылки и признаки», необходимые для обоснования возможности выявления залежей УВ. Не обнаружено не только промышленной залежи, но ни в одной скважине не получен приток УВ, который мог бы свидетельствовать об их скоплении. Несмотря на то, что написано и опубликовано множество статей, книг и защищены диссертации, отсутствует всесторонний, полный и объективный анализ огромного материала.

Судя по публикациям, как будто бы все необходимые условия для обнаружения скоплений нефти присутствуют – коллекторы, покрышки, локальные ёмкости для скопления в толще пород. Некоторые исследователи находят признаки абиогенного источника УВ. Не исключается биогенное происхождение УВ. Получены дебитные притоки минерализованной воды, но притока УВ не получено [Перспективы нефтегазоносности..., 1998; Хисамов и др., 2006].

### Литература

*Арешев Е.Г.* Нефтегазоносность окраинных морей Дальнего Востока и Юго-Восточной Азии. – М.: АВАНТИ. - 2003. – 288 с.

*Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.Л., Зао Н., Попов О.К., Поспелов В.В., Шан Н.Т., Шнип О.А.* Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа. – М.: изд-во «Нефть и газ». - 1997. – 288 с.

*Борисов А.В., Чан Ван Хой.* О форме нефтяного резервуара в фундаменте месторождения Белый Тигр. - Научная конференция по случаю 20-летия СП «Вьетсовпетро». - 2000.

*Гаврилов В.П., Гулев В.Л., Киреев Ф.А.* Гранитоидные коллекторы и нефтегазоносность южного шельфа Вьетнама. Т. II. – М.: ООО «Издательский дом Недр». - 2010. – 294 с.

*Донг Ч.Л., Беянин Г.Н., Тай Ч.К., Земсков В.Д.* Предварительная оценка состояния выработки запасов нефти фундамента месторождения Белый Тигр. - СП «Вьетсовпетро». - 2001.

*Кошляк В.А.* Гранитоидные коллекторы нефти и газа. – Уфа: Гау. - 2002. – 256 с.

*Кошляк В.А., Куи Х.В.* Распределение коллекторов месторождения Белый Тигр и оценка их фильтрационно-емкостных свойств // Нефтяное хозяйство. - 1996. - №8.

Перспективы нефтегазоносности кристаллического фундамента на территории Татарстана и Волго-Камского региона. – Казань: Новое Знание. - 1998. - 384 с.

*Халимов К.Э.* Эволюция отечественной классификации запасов нефти и газа. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». - 2003. – 188 с.

*Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Либерман В.Б., Шаргородский И.Е., Хадиуллина Р.Н., Войтович С.Е.* Минерально-сырьевая база Республики Татарстан. – Казань: изд-во «Фэн» Академии наук РТ. - 2006. – 320 с.



**Khalimov Yu.E.**

JSC «Zarubezhneft», Moscow, Russia, [Jkhalimov@nestro.ru](mailto:Jkhalimov@nestro.ru)

## PETROLEUM POTENTIAL OF GRANITOID BASEMENT RESERVOIRS

*The data on oil potential of unconventional objects and hydrocarbon concentrations in granitoid reservoirs is provided. The geological characteristics of some of the largest fields in the world are given. Special attention is paid to oil potential of Vietnam shelf, where unique fields were discovered. The evaluation of oil exploration results in the basement in Tatarstan is presented.*

**Key words:** oil-bearing potential, basement, granitoid rocks, fractured reservoirs.

### References

Areshev E.G. *Neftegazonosnost' okrainnykh morey Dal'nego Vostoka i Yugo-Vostochnoy Azii* [Petroleum potential of marginal seas of the Far East and South-East Asia]. Moscow: AVANTI, 2003, 288 p.

Areshev E.G., Gavrilov V.P., Dong Ch.L., Zao N., Popov O.K., Pospelov V.V., Shan N.T., Shnip O.A. *Geologiya i neftegazonosnost' fundamenta Zondskogo shel'fa* [Geology and petroleum potential of the basement of Sunda Shelf]. Moscow: «Nef't i gaz», 1997, 288 p.

Borisov A.V., Chan Van Khoy. *O forme nef'tyanogo rezervuara v fundamente mestorozhdeniya Belyy Tigr* [On the shape of oil reservoir in the basement of the White Tiger field]. – Scientific conference on 20-anniversary of SP «V'etsovpetro», 2000.

Dong Ch.L., Belyanin G.N., Tay Ch.K., Zemskov V.D. *Predvaritel'naya otsenka sostoyaniya vyrabotki zapasov nef'ti fundamenta mestorozhdeniya Belyy Tigr* [Preliminary assessment of oil deposits development in the basement of White Tiger field]. SP «V'etsovpetro», 2001.

Gavrilov V.P., Gulev V.L., Kireev F.A. *Granitoidnye kollektory i neftegazonosnost' yuzhnogo shel'fa V'etnama* [Granitoid reservoirs and petroleum potential of the southern Vietnam shelf]. Vol. II. Moscow: OOO «Izdatel'skiy dom Nedra», 2010, 294 p.

Khalimov K.E. *Evolutsiya otechestvennoy klassifikatsii zapasov nef'ti i gaza* [Evolution of the national classification of oil and gas reserves]. M.: OOO «Nedra-Biznestsentr», 2003, 188 p.

Khisamov R.S., Gatiyatullin N.S., Liberman V.B., Shargorodskiy I.E., Khadiullina R.N., Voytovich S.E. *Mineral'no-syr'evaya baza Respubliki Tatarstan* [Mineral resources of the Republic of Tatarstan]. Kazan': «Fen» Akademii nauk RT, 2006, 320 p.

Koshlyak V.A. *Granitoidnye kollektory nef'ti i gaza* [Granitoid reservoirs of oil and gas]. Ufa: Tau, 2002, 256 p.

Koshlyak V.A., Kui Kh.V. *Raspredelenie kollektorov mestorozhdeniya Belyy Tigr i otsenka ikh fil'tratsionno-emkostnykh svoystv* [Distribution of reservoirs of White Tiger field and evaluation of their reservoir properties] *Neftyanoe khozyaystvo*, 1996, no. 8.

*Perspektivy neftegazonosnosti kristallicheskogo fundamenta na territorii Tatarstana i Volgo-Kamskogo regiona* [Petroleum potential prospects of the crystalline basement in Tatarstan and the Volga-Kama region]. Kazan': Novoe Znanie, 1998, 384 p.