

ПУСТОТНОСТЬ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕЗЕРВУАРОВ КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА
(ПО ДАННЫМ КАРОТАЖА МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЛЫЙ ТИГР, ВЬЕТНАМ)

В.И. Исаев¹, Нгуен Хыу Бинь^{1,2}

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, пр. Ленина 30, г. Томск, 634050; e-mail: isaevvi@tpu.ru

^{1,2}НИПИморнефтегаз СП “Вьетсоветро”, Вунг Тау, Вьетнам

Поступила в редакцию 11 января 2013 г.

Охарактеризованы методы и результаты каротажа нефтяных коллекторов в кристаллическом фундаменте месторождения Белый Тигр. По данным 46 скважин, вскрывших фундамент Центрального свода, определены значения и выявлены закономерности изменения общей и вторичной пустотности (пористости).

Ключевые слова: фундамент, каротаж, нефтяные коллекторы, пористость, месторождение Белый Тигр, Вьетнам.

ВВЕДЕНИЕ

Изучение нефтегазоносности магматических пород приобретает особую актуальность в связи с выяснением фундаментальных закономерностей нефтидогенеза [2, 6]. Данные геофизических исследований скважин (ГИС) эффективно используются для расчета параметров моделей нефтяных месторождений [1 и др.]. Классическим объектом изучения (моделью [2], полигоном [6]) является месторождение Белый Тигр на шельфе Вьетнама. Здесь на коллекторы кристаллического фундамента пробурено около 150 скважин, которые дают 85 % общей добычи нефти.

Изучение характеристик таких коллекторов методами ГИС сталкивается с рядом сложностей, которые связаны с неоднородностью резервуара, сложной структурой пустотного пространства, многокомпонентным составом твердой фазы и низкими значениями пористости. В настоящей работе представлены результаты изучения свойств гранитоидных коллекторов Белого Тигра традиционными методами ГИС, а также достаточно новыми методами электрического (FMI) и акустического (DSI) сканирования.

ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ОБЪЕКТА

Кыулонгская впадина распространяется вдоль побережья Южного Вьетнама (рис. 1). Длина впадины – 450–500 км, ширина – 75–100 км. Мощность

кайнозойских осадков во впадине достигает 6–8 км. В пределах впадины выделяются Центрально-Кыулонгская и Южно-Кыулонгская мульды, которые разделяются Центральным поднятием. В пределах Центрального поднятия с юго-запада на северо-восток прослеживается ряд положительных структур, среди которых – Белый Тигр (Bach Ho).

Геологический разрез месторождения Белый Тигр, вскрытый скважинами, представлен докайнозойскими кристаллическими породами фундамента и преимущественно терригенными породами осадочного чехла. Суммарная толщина вскрытых образований фундамента по вертикали достигает 1990 м, осадочного чехла – 4740 м.

Фундамент представляет собой горстообразный батолит сложного строения, размером 30 × 6–8 км. Батолит состоит из трех сводов – Южного, Центрального, Северного, которые разбиты серией разломов преобладающего субмеридионального простирания и подчиненного – субширотного (рис. 2).

В пределах Центрального свода, по данным изучения керн, распространены преимущественно двуслюдяные граниты. В пределах Северного – биотитовые лейкократовые гранодиориты и адамеллиты при значительном содержании кварцевых монцонитов, кварцевых монцодиоритов и субщелочных диоритов. Южный свод слагают граниты, гранодиориты и кварцевые монцодиориты.

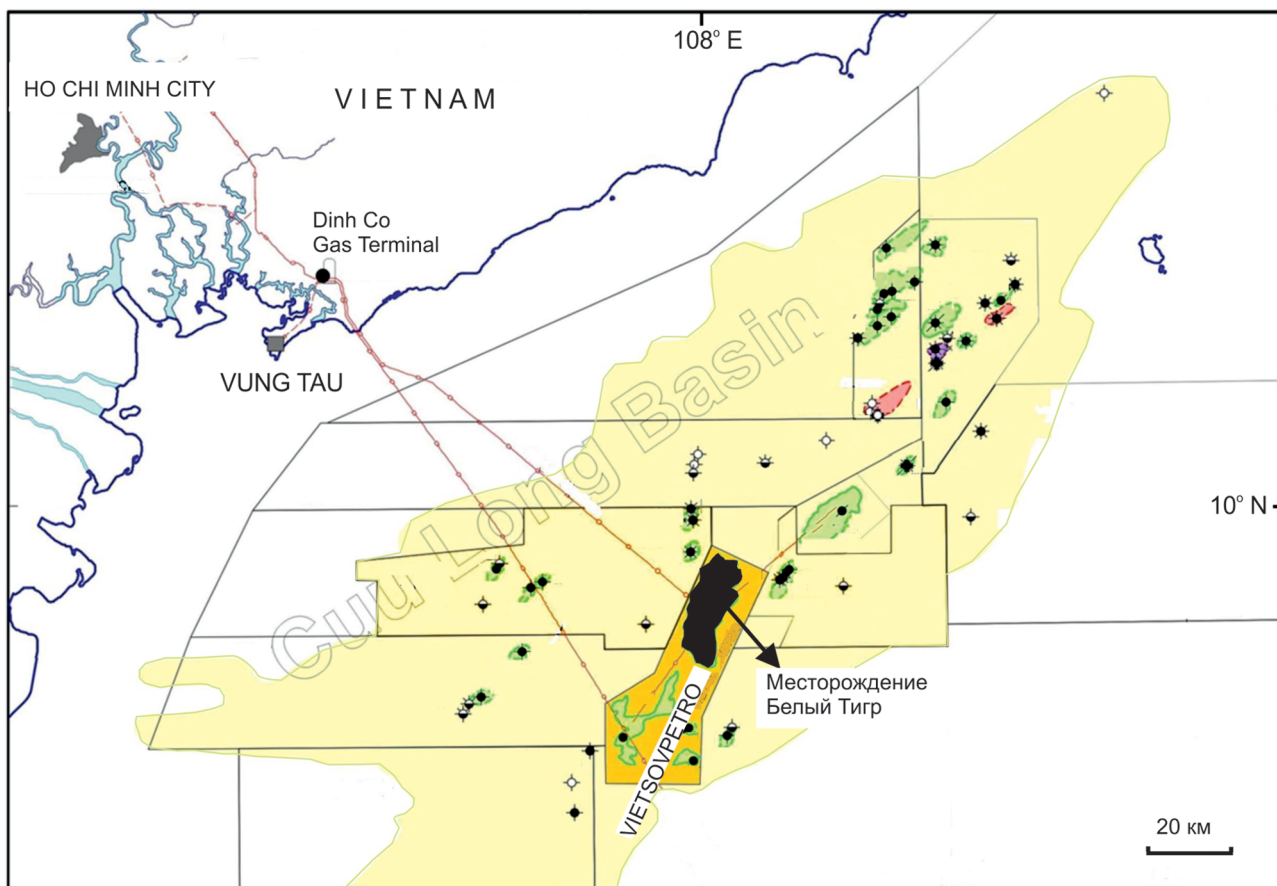


Рис. 1. Положение месторождения Белый Тигр на обзорной схеме Кылулогской впадины (Cuu Long Basin).

Радиологические определения абсолютного возраста (табл. 1) позволили выделить в составе фундамента три разновозрастных интрузивных магматических комплекса: комплекс *Хон-Хоай* – триасового возраста, комплекс *Дин-Куан* – юрского возраста, комплекс *Ка-На* – мелового возраста.

Комплекс *Дин-Куан*, сложенный преимущественно гранитоидами, распространен в центральной части Северного свода, а комплекс *Хон-Хоай* (кварцевые амфибол-биотитовые монцодиориты и амфибол-биотитовые диориты) занимает восточную часть Северного свода. Комплекс *Ка-На*, представленный гранитами, слагает весь Центральный свод, а также фрагментарно распространен в сводах Северном и Южном. Породы фундамента в различной степени изменены вторичными процессами. Среди вторичных минералов наиболее широко распространены цеолит и кальцит.

Большинство скважин на Белом Тигре, пробуренных на фундамент, являются высокодебитными (дебиты порядка 1000 т/сут). Нижняя граница залежи не установлена. Нефтедержащими являются трещиноватые коллекторы, пустотность которых пред-

ставлена трещинами, изометрическими пустотами, структурной (блоковой) пустотностью.

Осадочный чехол, перекрывающий со стратиграфическим и угловым несогласием поверхность фундамента (рис. 3), представлен терригенными отложениями палеогена, неогена и четвертичной системы. Разрез осадочного чехла расчленен по литологическим, палинологическим и палеонтологическим признакам на свиты местной стратиграфической шкалы: *Чаку* (нижний олигоцен), *Чатан* (верхний олигоцен), *Батьхо* (нижний миоцен), *Конион* (средний миоцен), *Донгнай* (верхний миоцен) и *Бьендонг* (нерасчлененные плиоцен-четвертичные отложения).

В разрезе *свиты Чаку* (P_3^1) выделяются нефтеносные горизонты VI, VII+VIII, IX, X+XI, которые отделены друг от друга глинистыми разделами толщиной от нескольких до десятков метров. Эти горизонты характеризуются невыдержанностью мощностей и состава пород. Свита общей мощностью 300–400 м сложена чередованием песчаных пластов, пачек аргиллитов и глин речной, озерной и лагунной фаций. С погружением отложений в сторону синклиналей их мощность возрастает с

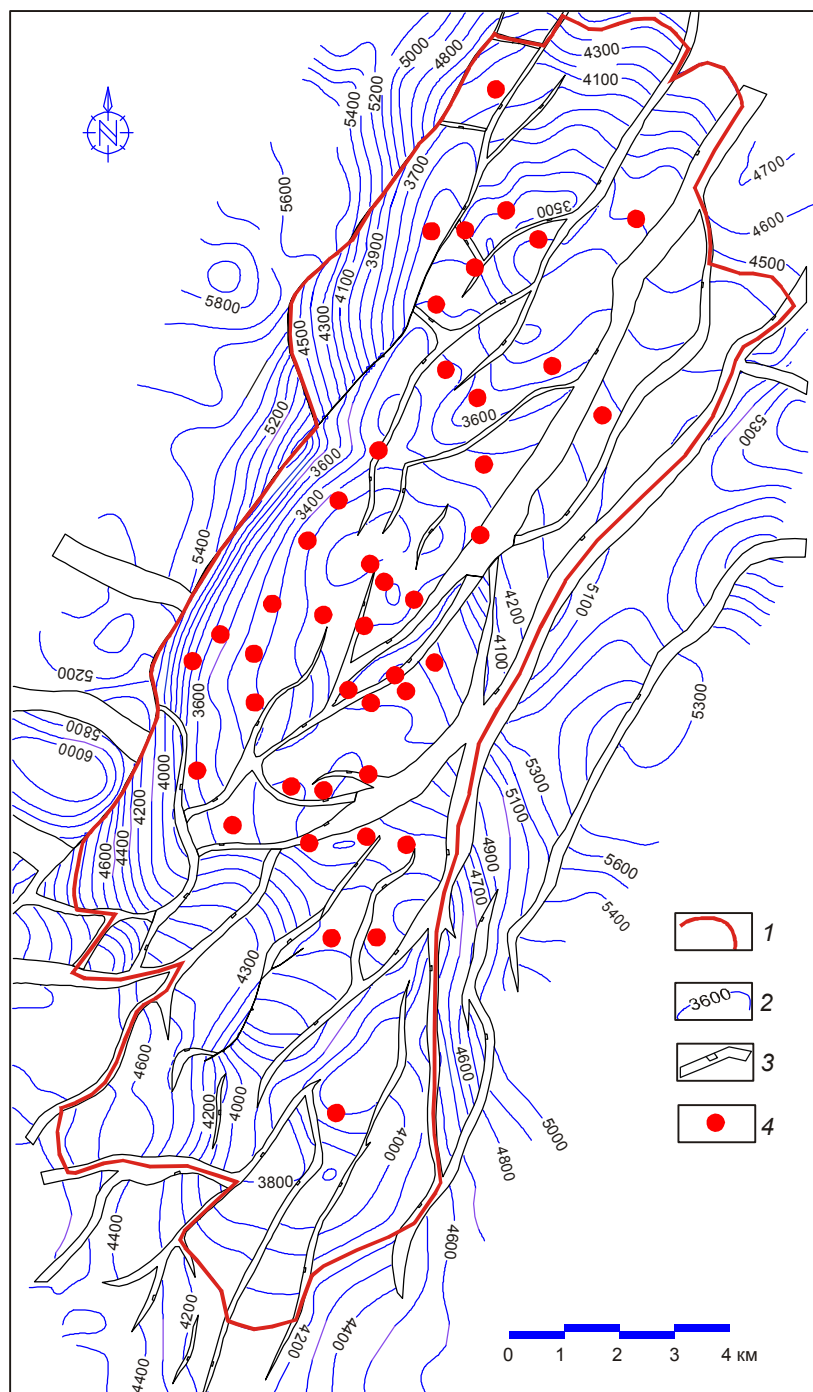


Рис. 2. Обзорная структурная схема месторождения Белый Тигр.

1 – контур месторождения; 2 – изогипсы по кровле кристаллического фундамента; 3 – тектонические нарушения; 4 – скважины.

одновременным ухудшением коллекторских свойств песчаных пластов.

Отложения свиты *Чатан* (P_3^2) мощностью от 50 до 1800 м несогласно залегают на отложениях свиты *Чаку*, а на более приподнятых участках (Центральный свод) – непосредственно на поверхности фундамента. В разрезе свиты встречаются линзы песчаников и алевролитов, объединяемые в пачки I–V. В некоторых из них установлены зале-

жи нефти. В средней части разреза глинистые породы свиты содержат массовые концентрации органического вещества и являются хорошими нефтематеринскими породами [5], а также хорошими покрышками для залежей нефти в кристаллическом фундаменте.

Свита *Батъхо* (N_1^1) мощностью 750–900 м по литологическому составу подразделяется на две части: верхнюю и нижнюю. Верхняя часть пред-

Таблица 1. Радиологические определения абсолютного возраста интрузивных комплексов фундамента месторождения Белый Тигр.

№ пп	Магматический комплекс	Порода	Абсолютный возраст, млн лет	Условный номер скважины	Глубина/отметка, м
1	Хон-Хоай – Т	Амфибол-биотитовые диориты	241 ± 10	56	4451/4234
2	Хон-Хоай – Т	Адамеллиты	245 ± 7	49	3295/3262
3	Хон-Хоай – Т	Кварцевые биотитовые лейкомонциты и адамеллиты	207 ± 6	45	4142/3884
4	Хон-Хоай – Т	Кварцевые амфибол-биотитовые монцодиориты	216 ± 10	55	4244/ 4172
5	Хон-Хоай – Т- J_1	Кварцевые амфибол-биотитовые монцодиориты	194 ± 8	52	4284/4027
6	Дин-Куан – J_2	Кварцевый биотитовый лейкомонцодиорит	173 ± 5	41	4175/4140
7	Дин-Куан – J_2	Кварцевые биотит-лейкомонциты	172 ± 5	53	3740/3459
8	Дин-Куан – J_2	Кварцевые биотит-лейкомонциты	154 ± 6	43	4057/3926
9	Дин-Куан – J_3	Адамеллиты	149 ± 5	47	3605/3541
10	Дин-Куан – J_3	Биотитовые граниты	148 ± 5	49	3381/3348
11	Дин-Куан – J_3	Биотитовые граниты и гранодиориты	135 ± 4	54	3563/3412
12	Ка-На – K_1	Биотитовые граниты	118 ± 3	44	3637/3549
13	Ка-На – K_1	Биотитовые граниты	118 ± 4	48	3844/3594
14	Ка-На – K_1	Биотитовые граниты	115 ± 5	39	3268/3232
15	Ка-На – K_1	Биотитовые граниты	111 ± 5	46	4291/3909
16	Ка-На – K_1	Биотитовые граниты	110 ± 5	40	3527/3514
17	Ка-На – K_1	Биотитовые граниты	105 ± 3	32	4020/3784
18	Ка-На – K_1	Биотитовые граниты	103 ± 3	42	3745/3598

Примечание. Анализы выполнены в лаборатории абсолютных и изотопных методов анализа ВИМС и в лаборатории изотопной геохимии и геохронологии ИГЕМ РАН, г. Москва, 2005 г.

ставлена, в основном, глинистыми породами серого, зелено-серого цвета с увеличением сверху вниз содержания алевролитов и песчаников. В самой верхней части разреза выделяются пачки роталиевых глин, которые распространяются почти по всей площади Кыулонгской впадины и являются региональной покрывкой. В нижней части свиты породы представлены преимущественно песчаниками и алевролитами с глинистыми пропластками.

Песчанистые пласты имеют довольно хорошие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) и являются основными объектами поиска и разведки углеводородов (УВ) в осадочном чехле Кыулонгской впадины. В разрезе свиты выделяются продуктивные горизонты 23–27, представленные кварцевыми и аркозовыми песчаниками. Залежи нефти горизонтов 23 и 24 имеет пластовое строение, а продуктивные горизонты 25, 26 и 27 развиты в виде отдельных линз.

В разрезе свит *Коншон* (N_1^2) (мощность 700–900 м), *Донгнай* (N_1^3) (мощность 650–700 м) и *Бьендонг* (N_2+Q) (мощность 650–700 м) преобладают пес-

чано-алевролитовые породы, чередующиеся с пачками глинистых алевролитов, глин и бурых углей.

ХАРАКТЕР ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА КРИСТАЛЛИЧЕСКИХ ПОРОД ФУНДАМЕНТА

Магматические породы характеризуются многообразием петротипов, сложностью структуры пустотного пространства и высокой его неоднородностью. Гранитоидные коллекторы по преобладающему характеру пустотного пространства разделяются на три основных типа [8]: трещинный, каверново-трещинный и структурный (блоковый).

К *трещинному типу* относятся коллекторы с хорошо развитой микро- и макротрещиноватостью, которая обычно уверенно фиксируется на кривых электрического сканирования и акустического каротажа по сильному затуханию волн Стоунли.

К *каверново-трещинному типу* пустотности относятся коллекторы, в которых пустотность представлена микро- и макрокавернами, микротрещинами и крупными порами, в той или иной степени свя-

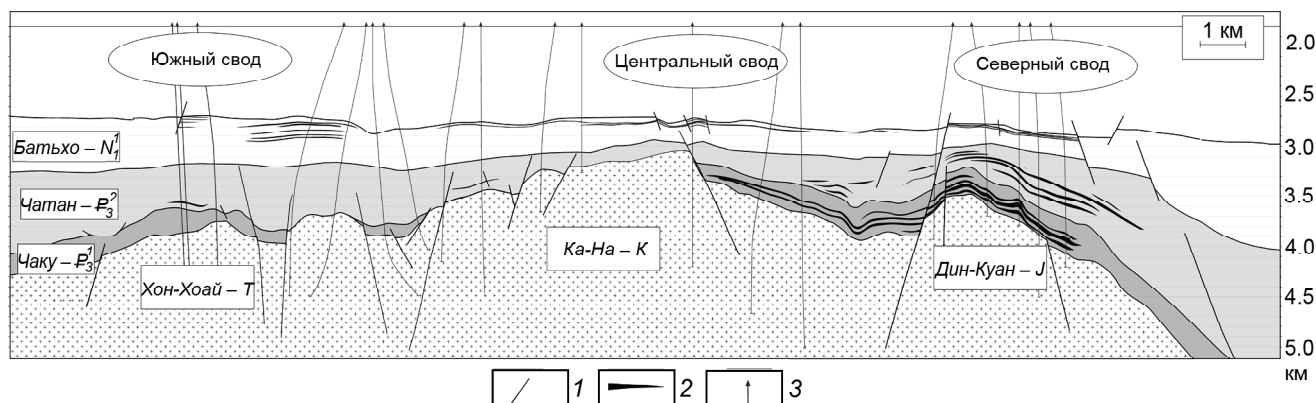


Рис. 3. Схематический геологический разрез месторождения Белый Тигр.

1 – тектоническое нарушение; 2 – залежь УВ осадочного чехла; 3 – скважина.

занными между собой. Коллекторы этого типа имеют повышенную общую пористость ($K_{п.об}$) по данным нейтрон-нейтронного (ННК) и гамма-гамма (ГГК) каротажа. По данным акустического каротажа (АК) они выражены повышением интервального времени до 210–215 мкс/м.

Породы с *блоковой пористостью* обладают небольшой пористостью и по своим характеристикам близки к коллекторам с межзерновой пористостью. Для этого типа коллекторов характерны линейная связь $K_{п.об}$ с интервальным временем по данным АК, относительно низкие значения пористости – по ННК и ГГК.

В настоящее время при исследовании коллекторских свойств пород фундамента используют комплекс каротажных исследований, который можно разделить на две группы методов – традиционные методы ГИС и методы изучения трещиноватости пород стенки скважины (сканирование).

МЕТОДЫ ГИС И ИХ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ПРИ ИЗУЧЕНИИ РАЗРЕЗА ФУНДАМЕНТА

Первая группа методов ГИС относится к *методам изучения литологии и пористости*. Это акустический и радиоактивный каротаж. Методика комплексной интерпретации данных этих методов заключается в том, что с помощью математической модели при определении пористости $K_{п.об}$ можно исключить влияние литологического состава пород путем решения следующей системы уравнений:

$$\begin{aligned} DENS_{log} &= DENS_1 \cdot V_1 + DENS_2 \cdot V_2 + \dots \\ &+ DENS_n \cdot V_n + DENS_{фл.} \cdot K_{п.об}, \\ DT_{log} &= DT_1 \cdot V_1 + DT_2 \cdot V_2 + \dots + DT_n \cdot V_n + DT_{фл.} \cdot K_{п.об}, \\ W_{log} &= W_1 \cdot V_1 + W_2 \cdot V_2 + \dots + W_n \cdot V_n + W_{фл.} \cdot K_{п.об}, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Pe_{log} &= Pe_1 \cdot V_1 + Pe_2 \cdot V_2 + \dots + Pe_n \cdot V_n + Pe_{фл.} \cdot K_{п.об}, \\ U_{log} &= U_1 \cdot V_1 + U_2 \cdot V_2 + \dots + U_n \cdot V_n, \\ THOR_{log} &= THOR_1 \cdot V_1 + THOR_2 \cdot V_2 + \dots + THOR_n \cdot V_n, \end{aligned}$$

где $DENS_{log}$, $DENS_{фл.}$ – плотность пород, измеряемая прибором, и плотность флюида в пустотном пространстве $K_{п.об}$; $DENS_1$, $DENS_2$, ..., $DENS_n$ и V_1 , V_2 , ..., V_n – плотности и объемные содержания первого, второго ... и n -ого минералов, соответственно. DT_{log} , $DT_{фл.}$ – интервальное время распространения волн через породы, измеряемое прибором, и через флюид в пустотном пространстве, соответственно, DT_1 , DT_2 , ..., DT_n – через первый, второй ... и n -ый минералы; W_{log} , $W_{фл.}$ – водородные индексы пород и флюида; W_1 , W_2 , ..., W_n – водородные индексы первого, второго ... и n -ого минералов. Pe_{log} , $Pe_{фл.}$ – фотоэффекты пород и флюида; Pe_1 , Pe_2 , ..., Pe_n – фотоэффекты первого, второго ... и n -ого минералов. U_{log} , U_1 , U_2 , ..., U_n – содержания урана в породе, первом, втором ... и n -ом минерале. $THOR_{log}$, $THOR_1$, $THOR_2$, ..., $THOR_n$ – содержания тория в породе, первом, втором ... и n -ом минерале. Значение n может достигать 5-ти (до 5-ти групп минералов).

Методы “литологии-пористости” применяются с высокой эффективностью в разрезе магматических пород фундамента только в случае одновременного их применения. Определяется состав минералов (V_1 , V_2 , ..., V_n) и соотношения между ними.

Вторая группа – *методы изучения трещиноватости пород* – включает методы удельного сопротивления (боковой каротаж) и сканирования (FMI – электрическое сканирование, DSI – акустический сканирующий каротаж, UBI – ультразвуковое акустическое зондирование, FWSL – полнокартинный акустический каротаж). Эти методы позволяют выявить зоны дробления, трещинова-

тости и определить трещинную пористость, параметры трещин (угол падения, плотность трещин, азимут простирания, раскрытость).

Электрическое сканирование, выполненное приборами FMI фирмы Шлюмберже, обеспечивает регистрацию плотности электрического поля с высоким дискретным разрешением (2.5 мм) и используется для создания образа (image) проводимости стенок скважины. Ориентированность изображения относительно географических координат позволяет определить угол падения, азимут простирания трещин и плоскость напластования. Выделение трещин основано на изменении проводимости трещин относительно вмещающих пород.

Раскрытость трещины рассчитывается с помощью программы FracView (фирма Шлюмберже) из допущения, что проводимость по FMI пропорциональна раскрытости трещин. Предполагается, что в открытой трещине после бурения остается только один тип флюида – фильтрат с сопротивлением бурового раствора c_p [2]. Кроме того, при расчете предполагается наличие следующих условий: 1) постоянство блоковой пористости; 2) постоянство насыщения в интервале исследований прибором; 3) отсутствие проводящих минералов (пирит и др.) в изучаемых породах; 4) высокий контраст между проводимостью трещин и матрицы.

В разрезе ряда скважин для изучения гранитоидов фундамента применяется *акустический сканирующий каротаж* аппаратурой DSI с записью поперечной, продольной и волн Стоунли. Последняя рассматривается как волна, характеризующая проницаемость пород, а в трещиноватых коллекторах может использоваться для выделения трещин [2]. Длина волны порядка 0.76 м (~3.5 диаметра скважины). В этом случае волна Стоунли переходит в трубную волну, которую можно условно представить действием поршня, связанным с радиальным сокращением и расширением его стенок. Если открытая трещина пересекает ствол скважины, волна Стоунли вызывает “закачку” скважиной жидкости в эту трещину, что сопровождается рассеиванием энергии – происходит ослабление волны. Одновременно с этим происходит изменение акустического сопротивления, что вызывает отражение части сигнала волны Стоунли. Таким образом, наличие открытой трещины в скважине ведет: 1) к ослаблению амплитуды волны Стоунли; 2) к отражению волны Стоунли.

Совместная интерпретация данных FMI и DSI дает возможность, во-первых, надежнее определить зоны вторичного изменения. Во-вторых, можно исключить ошибки регистрации, вызванные техническими осложнениями стенки скважины.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ФУНДАМЕНТА МЕТОДАМ ГИС

Интерпретация материалов традиционных методов ГИС выполняется с использованием программы Vasgos 3.0, разработанной в НИПИморнефтегаз СП “Вьетсовпетро” [8]. Для пород разреза фундамента определяются следующие параметры, характеризующие ФЕС: вторичная ($K_{пвт}$) и трещинная ($K_{тр}$) пористости, эффективная мощность ($H_{эф}$) и проницаемость ($K_{пр}$). По результатам интерпретации и исследованиям керна принято нижнее граничное значение вторичной пористости $K_{пвт} = 0.3 \%$, принимаемое при подсчете запасов. Для повышения достоверности результатов определения эффективных толщин применяются дополнительные критерии: $DT_{log} > DT_{log\ ma}$, где $DT_{log\ ma}$ – измеренное интервальное время для пород с матричной (блоковой) пористостью, и $K_{пр} \geq 0.05 \%$.

Комплексная интерпретация материалов сканирования FMI и DSI выполняется программой Porospect [7] и решает следующие задачи: 1) выделение, классификация и определение плотности трещин; 2) определение параметров трещин – раскрытости и трещинной пористости; 3) определение ориентации и угла падения трещин.

Выделение и классификация трещин. При интерпретации FMI и DSI пород фундамента выявлено (по морфологии) пять главных типов трещин, которые обуславливают ФЕС коллекторов: 1) непрерывные трещины (без каверн) – Continuous (non vuggy) fractures; 2) прерывистые Discontinuous fractures; 3) брекчиевидные – Brecciated fractures; 4) контактные Boundary fractures; 5) кавернозные – Vuggy fractures.

В качестве примера (рис. 4) приводим выделение и классификацию трещин скважины 32 (здесь и далее всем скважинам присвоены условные номера). В скважине были получены притоки нефти в интервалах 3895–3905 м, 3960–3993 м, 4045–4065 м и 4115–4140 м (с общим дебитом 524 м³/сут), которые соответствуют зонам брекчиевидной, кавернозной и прерывистой трещиноватости по результатам интерпретации FMI/DSI.

Определение параметров трещин. Раскрытость трещин определяется методом инверсии данных FMI/DSI. По данным FMI получается видимая (кажущаяся) раскрытость, а по DSI – значение раскрытости (линия ортогонального пересечения открытой трещины).

Средние значения раскрытости по скважинам изменяются в широком диапазоне – от 0.001 до

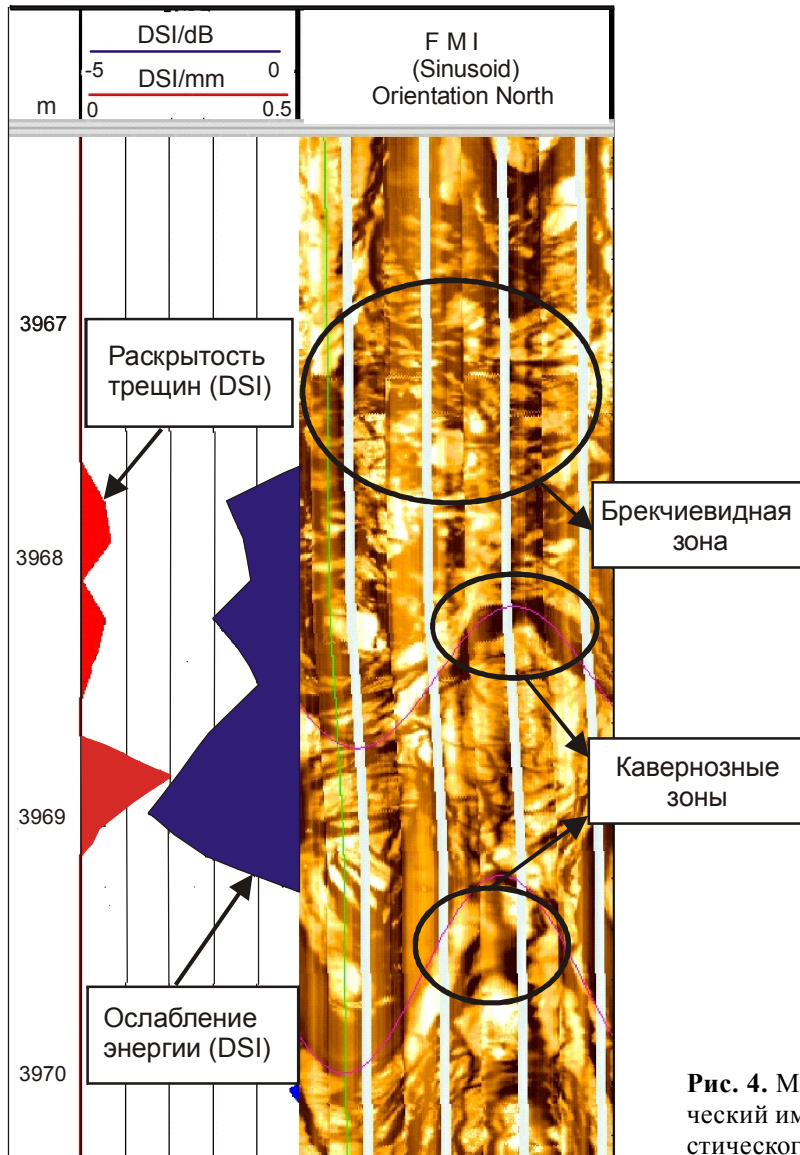


Рис. 4. Месторождение Белый Тигр, скв. 32. Электрический имидж (FMI) и результаты интерпретации акустического сканирования (DSI).

1.664 мм. Максимальное значение встречено в скважине 19 (0.87 и 1.66 мм), а минимальные – в скважинах 28 и 29 (0.001–0.003 мм). Трещины с малыми значениями раскрытости в этих и других скважинах обычно имеют северо-южное или западно-восточное направление и крутой угол падения ($70\text{--}85^\circ$). Не установлено явной связи между средней раскрытостью и продуктивностью скважин.

Средняя раскрытость по 50-метровым интервалам изменяется в пределах от 1.037 мм (интервалы глубин 3550–3600 м) до 0.044 мм (4700–4750 м). Раскрытость кавернозных трещин лежит в пределах от 1.378 мм (интервал 3350–3400 м) до 0.004 мм (4750–4800 м). Ниже отметок 4450 м средние значения раскрытости быстро уменьшаются.

Пористость трещиноватых пород определяется по данным электрического сканирования FMI. Аномалия на имидже электропроводности стенки скважины отражает, главным образом, контрастность электропроводности блоковой и измененной трещинами части пород за счет проникновения фильтрата. Пористость, определенная по FMI, тесно связана с измененностью пород. Для интервалов, где блоковая часть пород не изменена, полученная пористость показывает величину кавернозно-трещиноватой пористости $K_{\text{пвт}}$. Значение $K_{\text{пвт}}$ (по 50-метровым интервалам) колеблется от 0.03 % до 1.49 %.

Определение ориентации и угла падения трещин. Основным направлением трещин (макси-

мальная плотность) является: северо-запад–юго-восток и юго-запад–северо-восток. Кроме того, присутствуют направления – восток-запад и север-юг. Таким образом, трещины в фундаменте относятся к различным системам, отличающимся друг от друга по условиям формирования. Трещины имеют крутой угол падения, от 40 до 85°, преобладающий угол в пределах 65–75°.

Угол падения и азимут простирания трещин соответствуют направлениям основных нарушений (рис. 2). Эти результаты являются важными исходными данными при создании геологической модели для последующего гидродинамического моделирования. Сводные результаты интерпретации данных ГИС, FMI и DSI 18-ти скважин приведены в табл. 2.

Таблица 2. Пустотность ($K_{\text{пст}}$), раскрытость и плотность трещин пород фундамента по 50-метровым интервалам 18-ти скважин Центрального свода Белого Тигра.

№ п/п	Глубина, м		$K_{\text{пст}}$, % (по ГИС)	$K_{\text{пст}}$, % (по FMI)	Раскрытость общая, мм	Средняя раскрытость по 4-м типам*, мм	Каверновая раскрытость, мм	Плотность трещин, тр./м	Плотность трещин по 4-м типам*, тр./м	Плотность каверн, кав./м
	от	до								
1	3150	3200	2.45	–	–	–	–	1.04	0.20	0.24
2	3200	3250	2.32	1.49	0.746	0.622	0.828	4.78	0.74	1.82
3	3250	3300	1.37	1.09	0.555	1.511	0.400	6.68	1.06	2.43
4	3300	3350	1.26	0.56	0.835	0.331	0.164	9.17	1.72	2.28
5	3350	3400	1.63	0.72	0.737	0.672	1.378	10.02	1.79	2.88
6	3400	3450	2.10	0.90	0.638	0.751	0.488	16.86	3.01	4.81
7	3450	3500	2.22	1.37	0.841	0.540	0.267	17.29	2.80	6.08
8	3500	3550	1.57	0.72	0.666	1.325	0.714	28.56	5.63	6.05
9	3550	3600	1.50	0.72	1.037	0.457	0.685	34.41	6.32	9.14
10	3600	3650	1.35	0.66	0.840	0.377	0.319	39.63	7.80	8.45
11	3650	3700	1.43	0.65	0.891	0.485	0.307	31.69	7.01	9.88
12	3700	3750	1.37	0.84	0.729	0.305	0.215	21.11	5.18	9.18
13	3750	3800	1.86	0.84	0.856	1.524	0.983	53.30	5.67	9.98
14	3800	3850	1.14	0.70	0.848	0.324	0.223	31.26	5.66	9.46
15	3850	3900	1.13	0.75	0.673	0.219	0.154	29.65	5.44	7.87
16	3900	3950	1.25	0.60	0.544	0.322	0.857	32.90	5.95	9.52
17	3950	4000	1.23	0.55	0.828	0.304	0.314	25.64	4.83	6.22
18	4000	4050	1.36	0.58	0.632	0.417	0.412	25.36	4.65	6.10
19	4050	4100	1.35	0.63	0.891	0.547	0.590	23.89	4.28	6.52
20	4100	4150	1.00	0.34	0.572	0.205	0.215	15.35	2.68	3.99
21	4150	4200	1.22	0.40	0.534	0.229	0.232	17.41	3.36	4.23
22	4200	4250	0.83	0.39	0.474	0.294	0.162	16.20	3.30	3.39
23	4250	4300	0.63	0.28	0.580	0.243	0.116	13.12	2.74	3.65
24	4300	4350	0.90	0.50	0.614	0.273	0.193	13.55	3.10	2.37
25	4350	4400	0.81	0.47	0.778	0.385	0.226	12.18	2.36	2.59
26	4400	4450	0.86	0.44	0.732	0.208	0.096	10.71	1.97	2.26
27	4450	4500	0.94	0.55	0.049	0.786	0.123	7.71	1.27	1.76
28	4500	4550	0.76	0.83	0.067	0.581	0.801	6.15	0.65	2.73
29	4550	4600	0.73	0.62	0.067	0.395	0.310	3.75	0.52	1.57
30	4600	4650	0.53	0.49	0.053	0.205	0.556	3.08	0.55	1.14
31	4650	4700	0.19	0.52	0.052	0.441	0.236	0.91	0.13	0.33
32	4700	4750	0.30	0.69	0.044	1.087	0.209	1.67	0.29	0.37
33	4750	4800	0.02	0.26	0.364	1.167	0.004	2.15	0.20	0.06
34	4800	4850	–	0.03	–	0.022	0.033	0.52	0.03	0.03
35	4850	4900	–	–	–	0.017	0.021	1.21	0.08	0.12
36	4900	4950	–	–	–	0.038	0.032	0.20	0.05	0.14
37	4950	5000	–	–	–	0.020	0.042	0.15	0.04	0.05

Примечание. * – приведены данные по следующим 4-м типам трещин: непрерывные, прерывистые, брекчевидные, контактные.

Явная закономерность изменения (уменьшения) значения вторичной пористости с глубиной, по данным как FMI, так и ГИС, демонстрируется рисунком 5. Хотя видна большая разница значений вторичной пористости, однако две кривые изменения вторичной пористости по глубине достаточно уверенно коррелируют. Здесь же хорошо видно, что результаты интерпретации данных FMI не полностью отражают величину трещинной пустотности.

Уменьшение вторичной пористости с глубиной можно объяснить затуханием процессов трещинообразования в разрезе кристаллических пород на глубинах свыше 4.5–5.0 км [4]. Геологическая экстраполяция [2] и геофизический прогноз [6] развития пустотности на глубинах более 5 км предполагает изучение кристаллических резервуаров месторождения бурением на большие глубины.

Установленный нами факт *больших средних величин пористости по данным ГИС по сравнению со сканерной пористостью FMI* (табл. 2, рис. 5) не согласуется с выводами работы [3], посвященной анализу данных каротажа трещинных и кавернозных пород. В названной работе приведено сопоставление *в отдельных скважинах* средних значений пористости по НКТ и по FMI и, далее, показано, что имеет место увеличение пористости по FMI по сравнению с пористостью по НКТ. Вместе с тем, ранее в работе [2] было показано, что расчет ФЕС по материалам сканирования не корректен.

В целом, по сопоставлению результатов интерпретации FMI/DSI с данными промышленной геологии и данными разработки установлено, что нефтеотдающие интервалы месторождения Белый Тигр обладают следующими признаками: 1) интенсивная аномалия волны Стоунли; 2) раскрытость трещин более 1мм; 3) каверны, видимые на имиджах электрических сканеров; 4) $K_{пвт}$ в интервале 2–4 %; 5) умеренная плотность трещин, 2–5 трещин на метр.

Комплексная интерпретация данных FMI/DSI дает возможность качественно оценить состояние гранитоидного резервуара в различных интервалах скважин и сопоставить скважины.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Приведена краткая характеристика стратиграфии, литологии, нефтегазоносности и пустотного пространства коллекторов осадочного чехла и кристаллического фундамента Кыулонгской впадины на шельфе Южного Вьетнама.

2. Охарактеризованы традиционные методы ГИС и методы электрического, акустического скани-

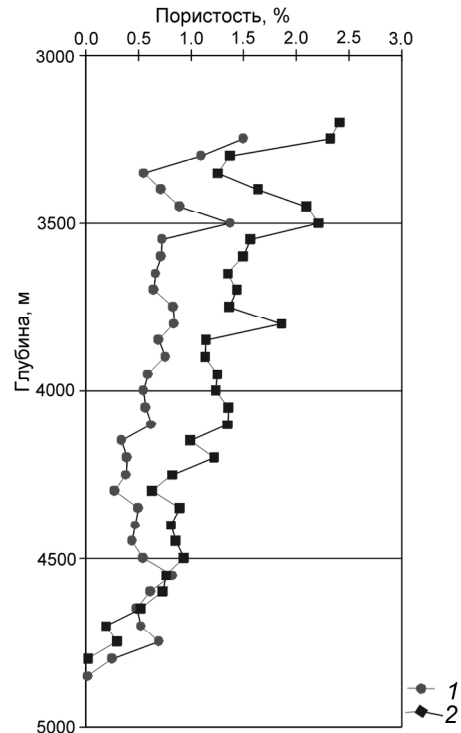


Рис. 5. Изменения с глубиной осредненной по 50-метровым интервалам вторичной пористости ($K_{пвт}$) пород кристаллического фундамента Белого Тигра.

1 – по результатам интерпретации данных FMI; 2 – по результатам интерпретации данных ГИС.

рования стенки скважины (FMI/DSI), применяемые для выделения и изучения коллекторов в кристаллическом фундаменте месторождения Белый Тигр.

3. Результаты интерпретации данных ГИС и FMI/DSI 18-ти скважин, вскрывших фундамент Центрального свода месторождения по вертикали до 2 км, позволили установить закономерное уменьшение вторичной пористости с глубиной.

4. Данные сканирования не полностью отражают величину трещинной пористости. Комплексная интерпретация данных FMI/DSI дает, в основном, *качественную* характеристику трещинно-кавернозной пористости для выделения нефтеотдающих интервалов.

5. Комплексная интерпретация традиционных методов ГИС (АК, ГГК, НКК ГКС) позволяет *количественно* оценить величину общей и вторичной пористости коллекторов в кристаллическом фундаменте.

В [2] подробно освещены ФЕС и физические поля гранитоидных резервуаров месторождения Белый Тигр, в основном, по 100-метровым интервалам (“по 100-метровым срезам по глубине”). В настоящей статье представлены результаты изучения в пре-

делах Центрального свода по состоянию на 2009–2010 гг., когда производился пересчет запасов магматических резервуаров месторождения. Приводится характеристика по 20–50-метровым интервалам ГИС. Здесь авторы ограничились характеристикой пустотности (емкостных свойств) пород резервуара. Результаты изучения методами ГИС проницаемости (фильтрационных свойств) пород представлены в другой нашей публикации.

Авторы выражают благодарность заместителю директора по геологии НИПИморнефтегаз СП “Вьетсовпетро” Son P.X., предоставившему возможность использовать фондовые геолого-геофизические материалы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Каменев П.А., Богомолов Л.М., Валетов С.А. О методах оценок геомеханических параметров массивов осадочных пород “in situ” по данным каротажа // Тихоокеан. геология. 2012. Т. 31, № 6. С. 109–114.
2. Кошляк В.А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа. Уфа: Изд-во “Тат”, 2002. 242 с.
3. Лукина Т.Ю., Лухминский Т.Ю. Сравнение данных стандартных методов ГИС и результатов обработки измерений микросканером FMI // Каротажник. 2008. № 3. С. 3–7.
4. Поспелов В.В. Кристаллический фундамент: геолого-геофизические методы изучения коллекторского потенциала и нефтегазоносности. Москва-Ижевск: Ин-т компьютерных исследований; НИЦ “Регулярная и хаотическая динамика”, 2005. 260 с.
5. Серебренникова О.В., Ву В.Х., Савиных Ю.В., Красноярова Н.А. Генезис нефтей месторождения Белый Тигр (Вьетнам) по данным о составе насыщенных ациклических углеводородов // Изв. Томск. политехн. ун-та. 2012. Т. 320, № 1. С. 134–137.
6. Старостенко В.И., Лукин А.Е., Цветкова Т.А. и др. Об участии суперглубинных флюидов в нафтидогенезе (по данным изучения уникального нефтяного месторождения Белый Тигр) // Геофиз. журн. 2011. Т. 33, № 4. С. 3–32.
7. Тухтаев Р.И., Свихнушин Н.М., Сыгаевский А.Е., Шмыгля К.О. Применение микроэлектрических имиджеров и сканеров при изучении сложных коллекторов и решении некоторых нефтепромысловых задач // Каротажник. 2002. Вып. 99. С. 10–37.
8. Son P.X., Quy H.V., Nhan D.D. Basroc 3.0 A special software for processing wireline log in fractured basement // Fractured basement reservoir. Ha Noi: Sci. and Technics Publ. House, 2006. P. 459–467.

Рекомендована к печати Г.Л. Кирилловой

V.I. Isaev, Nguyen Huu Bin

Caviations in oil reservoirs of crystalline basement from logging of the White Tiger field, Vietnam

Methods and results of logging of the oil reservoirs in the crystalline basement of the White Tiger field have been described. Based on the data of the 46 wells penetrated the basement of the Central arch, the values and regularities of the changes in the general and secondary caviations.

Key words: basement, logging, oil reservoirs, porosity, White Tiger field, Vietnam.