

## Коллекторы нефти кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр

© *Х. Б. Нгуен<sup>1</sup>, В. И. Исаев<sup>2</sup>, 2017*

<sup>1</sup>ООО «Совместная компания «РУСВЬЕТПЕТРО», Москва, Россия

<sup>2</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
Томск, Россия

Поступила 4 октября 2017 г.

Аналіз тектоніки і петротипів порід кристалічного фундаменту нафтового родовища Білий Тигр (шельф Південного В'єтнаму) і даних каротажу 165 свердловин виявив тектонічні й петрологічні чинники утворення та інтенсивності вторинної пористості в колекторах фундаменту. Вивчення порового простору порід-колекторів методами геофізичних досліджень свердловин ґрунтується головним чином на акустичних і електричних характеристиках матричної пористості, тріщин і каверн. Виявлено стійку закономірність зміни (зменшення) пористості з глибиною. Ця закономірність спостерігається у межах усіх виділених геологічних блоків. Утворення вторинної пористості в породах фундаменту зумовлено насамперед тектонічним чинником, вплив якого з глибиною зменшується. Найбільше цей вплив позначається на породах Центрального і Північного блоків. Характер розподілу пористості залежить від розподілу петротипів порід, з чим пов'язані спрямованість та інтенсивність вторинних змін порід-колекторів. Для порід-колекторів фундаменту вказаних вище блоків встановлено значущі залежності питомого дебіту від вторинної пористості, яку визначають за даними каротажу.

**Ключові слова:** родовище Білий Тигр, колектори нафти фундаменту, тектоніка, петротипи, пористість, каротаж, питомий дебіт.

**Введение.** Работами вьетнамских и российских геологов (Е. Г. Арешев, В. П. Гаврилов, Ч. Л. Донг, В. А. Кошляк, Х. В. Куи, Ф. А. Киреев, А. Е. Лукин, В. В. Поспелов, А. И. Тимурзиев, Д. Т. Хоанг, Н. Т. Шан, В. Л. Шустер и др.) была установлена региональная нефтегазоносность фундамента северной части Зондского шельфа, где был открыт ряд месторождений (Белый Тигр, Дракон, Руби, Заря, Черный Лев, Белый Лев, Желтый Тунец и др.). На месторождении Белый Тигр разрабатывается крупная залежь нефти в гранитоидах фундамента, которая является самой большой во Вьетнаме.

В отличие от традиционных пород-колекторов, имеющих преимущественно гранулярную пористость, коллекторы кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр характеризуются

каверново-трещинной пористостью, имеют различное распределение как по площади, так и по разрезу.

Изучение методами геофизических исследований скважин (ГИС) характера распространения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-колекторов фундамента является актуальной задачей. Решение этой задачи позволяет выявить геологические особенности и основные факторы образования пористости пород фундамента, уточнить геолого-геофизическую модель резервуара и тем самым определить правильный подход к решению геологических задач при поисках и разведке, рационально осуществлять разработку месторождения. Кроме того, изучение нефтегазоносности магматических пород приобретает особую актуальность в связи с выявлением фундаментальных законо-

мерностей нефтидогенеза, включая генезис резервуаров и нефтей в фундаменте [Старостенко и др., 2011].

Породы-коллекторы кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр являются *нетрадиционными объектами, которые не имеют хорошо изученных аналогов*. Поэтому изучение данного объекта опирается на геологическую изученность региона и месторождения, а также фактические геолого-геофизические данные.

**Геология и нефтегазоносность.** Кылуонгская впадина (Cuu Long Basin) 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-Кылуонгская и Южно-Кылуонгская мульды, которые разделяются Центральным поднятием. В пределах Центрального поднятия с юго-запада на

северо-восток прослеживается ряд положительных структур, среди которых Чом-Чом, Дракон (Rong), Белый Тигр (Bach Ho), Заря (Rang Dong) и др.

Геологический разрез месторождения Белый Тигр представлен докайнозойскими кристаллическими породами фундамента и преимущественно терригенными породами осадочного чехла (рис. 2). Суммарная толщина вскрытых образований фундамента по вертикали достигает 1750 м (скв. БТ-7009), осадочного чехла — 4740 м (БТ-11).

**Фундамент** осадочного чехла представляет собой горстообразный батолит сложного строения размером 30 × 6—8 км. Батолит состоит из трех сводов — Южного, Центрального и Северного, которые разбиты серией разломов основного субмеридионального простирания и подчиненного — субширотного (рис. 2, 3 и 4).

Радиологические определения абсо-

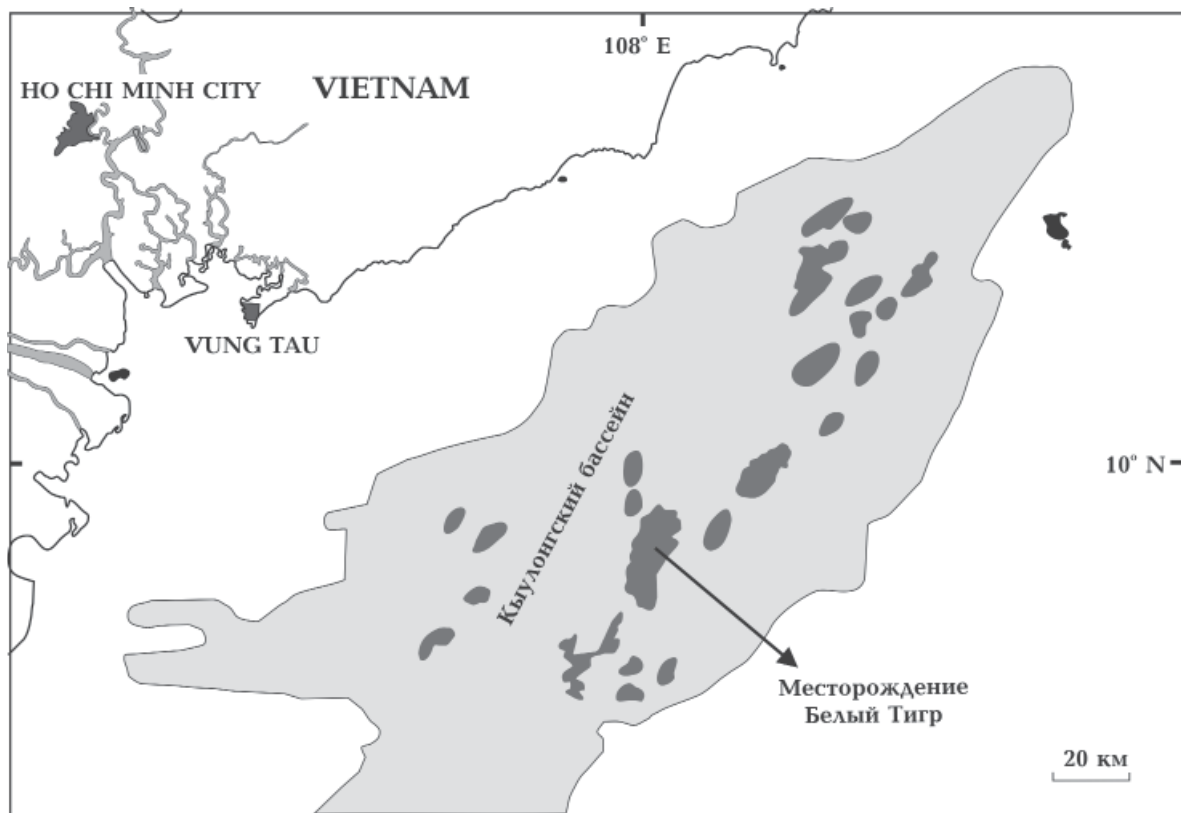


Рис. 1. Положение месторождения Белый Тигр на обзорной схеме месторождений УВ Кылуонгской впадины.



Рис. 2. Схематический продольный геологический разрез месторождения Белый Тигр: 1 — тектоническое нарушение; 2 — залежь нефти в осадочном чехле; 3 — траектория скважины; 4 — нерасчлененные отложения; 5 — отложения нижнего миоцена; 6 — отложения верхнего олигоцена; 7 — отложения нижнего олигоцена; 8 — залежь кристаллического фундамента.

лутного возраста позволили выделить в составе фундамента месторождения три разновозрастных интрузивных магматических комплекса (см. рис. 2): 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 Южного свода. Комплекс *Ка-На*, представленный гранитами, слагает весь Центральный свод, а также фрагментами Северный и Южный. Породы фундамента в различной степени изменены **вторичными процессами**. Среди вторичных минералов наиболее широко распространены цеолит и кальцит [Хоанг Динь Тиен, 1999; Поспелов, 2005].

Анализ взаимосвязи пористости и проницаемости пород фундамента с их петрографическим составом показывает, что наиболее продуктивными породами, обладающими высокой приточностью, являются кислые породы — в основном граниты, а также гранодиориты [Isaev, Nguen, 2013]. Высокие ФЕС кислых пород фундамента по сравнению с менее кислыми и средними потенциально обусловлены более интенсивными контракционными процессами при полимериза-

ции кислых гранитных магм и большей устойчивостью гранитов к вторичным гидротермальным процессам — меньшей кольматацией трещинного пространства кальцитом и циацитом [Кошляк, 2002; Гаврилов и др., 2010].

**Разрез осадочного чехла** расчленен по литологическим, палинологическим и палеонтологическим признакам на свиты местной стратиграфической шкалы (см. рис. 2): *Чаку* (нижний олигоцен), *Чатан* (верхний олигоцен), *Батьхо* (нижний миоцен), *Кошнон* (средний миоцен), *Донгнай* (верхний миоцен) и *Бьендонг* (нерасчлененные плиоцен-четвертичные отложения). В средней части разреза свиты *Чатан* глинистые породы содержат массовые концентрации органического вещества и являются хорошими нефтематеринскими породами [Хоанг Динь Тиен, 1999; Серебрянникова и др., 2012; Богоявленский и др., 2016].

Месторождение Белый Тигр находится в сложной **в тектоническом отношении** центральной части Кылулонгского бассейна. Фундамент месторождения Белый Тигр и в целом Кылулонгская впадина Зондского шельфа подвергались многократному тектоническому воздействию: от семи [Хоанг Динь Тиен, 1999] до восьми [Поспелов, 2005] стадий растяжения с таким же количеством сменявших их стадий воздымания (сжатия). К концу мезозоя Зондский шельф представлял собой устойчивую кон-



Рис. 3. Схема распространения петротипов пород кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр: 1 — граница геологического блока; 2 — граниты; 3 — адалелит; 4 — кварцевые монзониты; 5 — гранодиориты; 6 — кварцевые биотитовые монцодиориты; 7 — кварцевые амфибол-биотитовые монцодиориты; 8 — кварцевые биотитовые диориты; 9 — амфибол-биотитовые диориты; 10 — тектоническое нарушение; 11 — скважина.

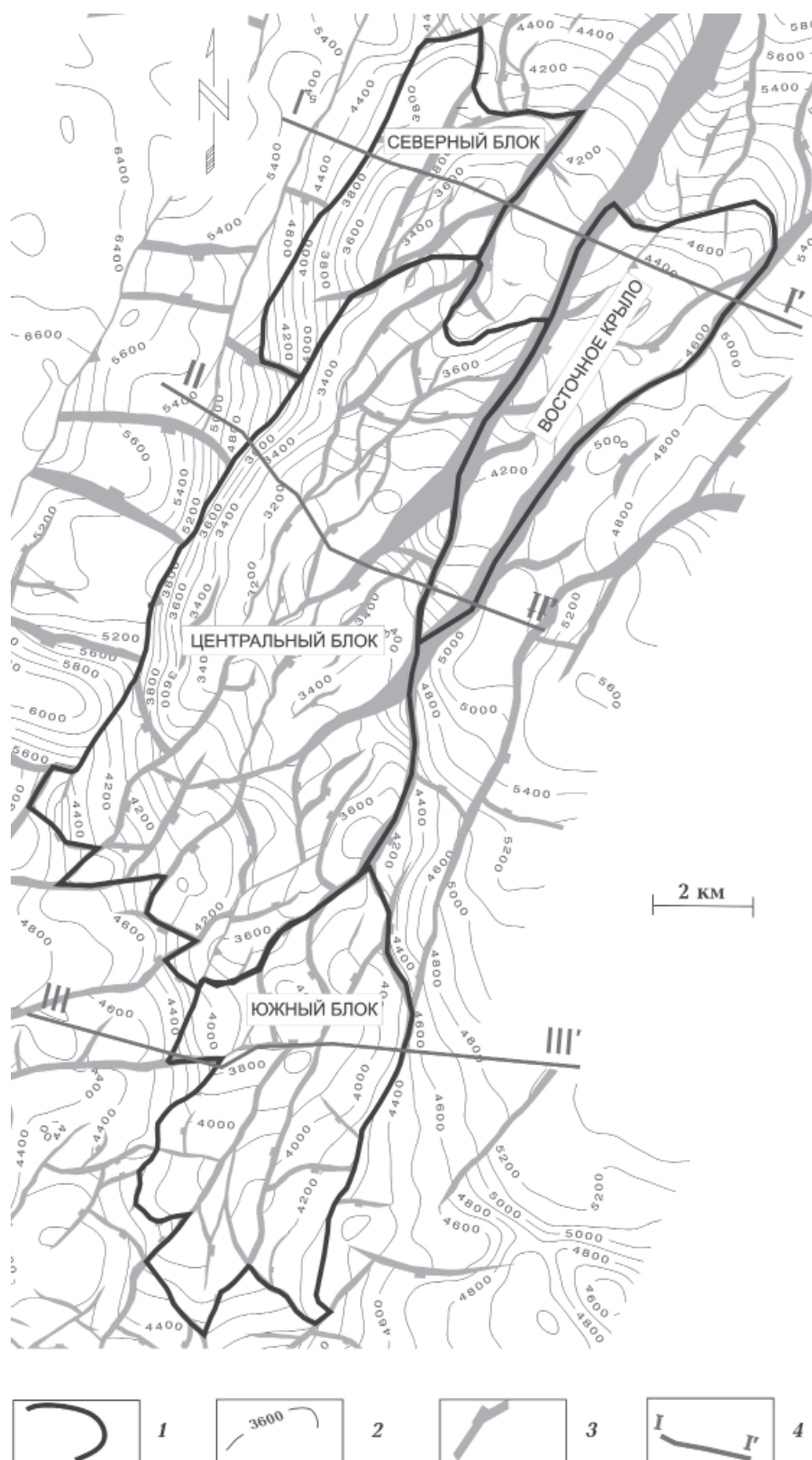


Рис. 4. Обзорная структурная карта кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр: 1 — граница геологического блока; 2 — изогипса, м; 3 — тектоническое нарушение; 4 — линия поперечного геологического разреза.



тинентальную плиту [Арешев и др., 1996; Пospelов 2005; Гаврилов и др., 2010].

В позднем олигоцене в результате столкновения Индо-Австралийской и Евразийской суперплит [Гаврилов и др., 2010] Индокитайская плита двигалась к юго-востоку (рис. 5). Вследствие этого возникло сжимающее тектоническое напряжение с эпицентром на северо-западе

Кыулонгского бассейна. Тектогенез среднемиоценовой эпохи характеризовался преобладанием процессов сжатия [Хоанг Динь Тиен, 1999]. Были образованы ряд взбросов в Центральном поднятии в направлении с северо-востока на юго-запад. Как отмечено в работе [Ngô Thường San, Cù Minh Hoàng, 2009], главная фаза сжатия в позднем олигоцене имела важное значе-

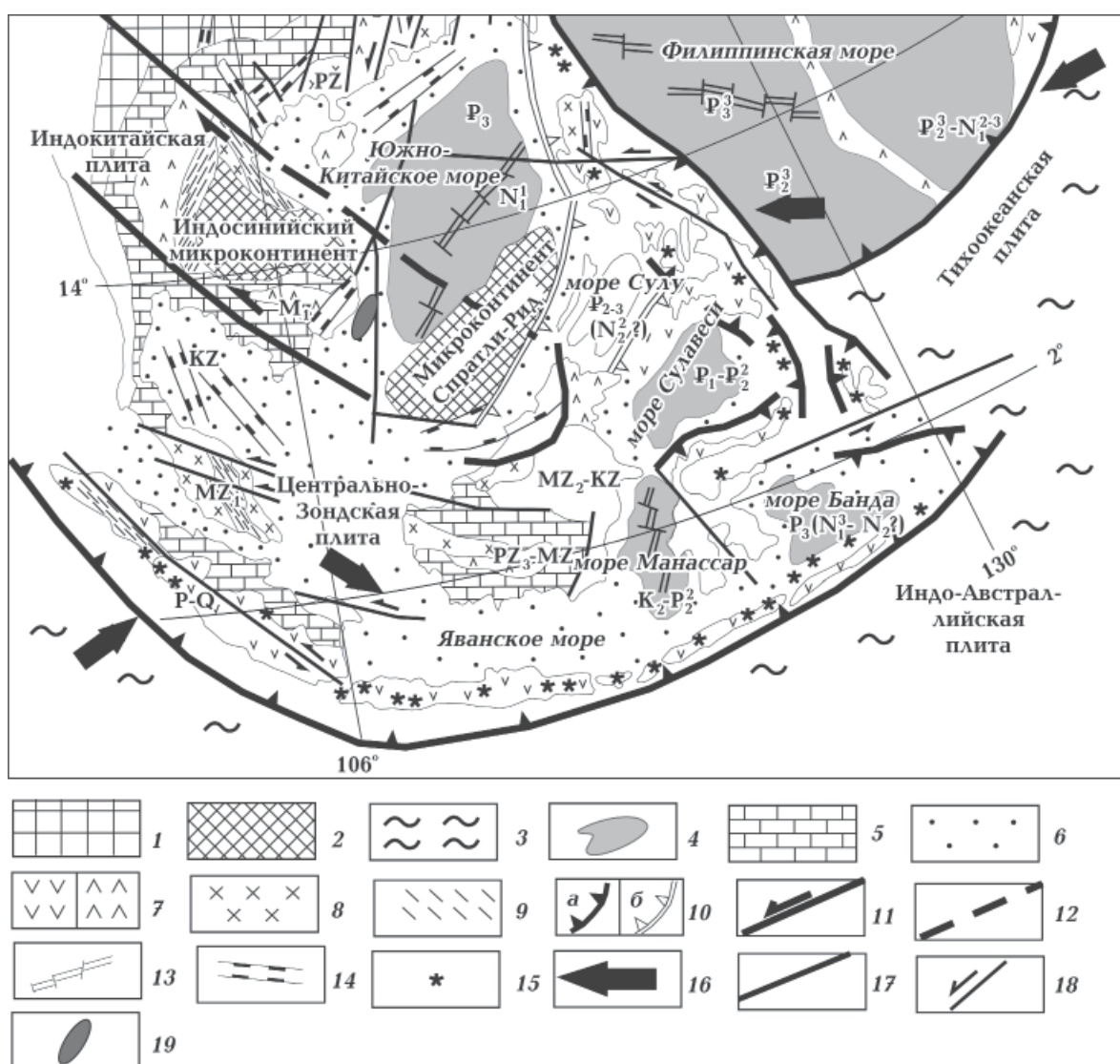


Рис. 5. Обзорная тектоническая схема Юго-Восточной Азии (с использованием [Игнатова, 2010]): 1 — континентальные плиты; 2 — микроконтиненты; 3 — океанические плиты; 4 — контуры новообразованной в результате спрединга океанической коры окраинных морей; 5 — древние шельфы; 6 — современные шельфы; 7 — островодужные вулканы; 8 — коллизионные гранитоиды; 9 — складчатые комплексы; 10 — зоны субдукции (а — активные (конвергентные границы плит), б — неактивные); 11 — трансформные границы плит и микроплит; 12 — нечеткие границы плит и микроплит, проводимые по зонам рассеянной сейсмичности; 13 — активные (современные) зоны спрединга; 14 — крупные рифты; 15 — современный вулканизм; 16 — направление движения плит; 17 — разломы; 18 — сдвиги; 19 — Кыулонгский бассейн.

ние в процессе образования пустотности.

Зона тектонического сжимающего напряжения подтверждена комплексом полевых геофизических работ и тектонических исследований в обнажениях вдоль побережья Южного Вьетнама. Система взбросов с большой амплитудой четко выявлена по данным сейсморазведки на западном крыле месторождения Белый Тигр (рис. 6). Тектоническая фаза сжатия в позднем олигоцене, вероятно, оказала дифференциальное влияние на процесс образования пустотности фундамента месторождения Белый Тигр. Наибольшее влияние тектонического фактора сказывается на породах Центрального и Северного блоков, что установлено экспериментально (сетчатая текстура, кливаж) [Хоанг Динь Тиен, 1999].

Для Центрального блока месторождения выявлена закономерность изменения (уменьшения) с глубиной пористости пород-коллекторов фундамента [Isaev, Nguen, 2013]. Вероятно, главным фактором, обуславливающим образование вторичной пустотности в породах фундамента, является тектонический, влияние которого заметно ослабевает в нижних частях блока [Хоанг Динь Тиен, 1999].

**Залежи нефти** установлены в породах фундамента, отложениях олигоценового и нижнемиоценового возраста (см. рис. 2 и 6). Выделяются четыре объекта разработки — породы фундамента, отложения нижнего олигоцене, верхнего олигоцене

и нижнего миоцена. Фундамент является главным объектом, имеющим высокую продуктивность и основные запасы (порядка 500 млн т).

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. Отложения свиты общей мощностью 300—400 м сложены чередованием песчаных пластов, пачек аргиллитов и глин речной, озерной и лагунной фаций. С погружением отложений в сторону синклиналей их мощность возрастает с 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 (см. рис. 2). В разрезе свиты встречаются линзы песчаников и алевролитов, объединяемые в пачки I, II, III, IV, V. В некоторых из них установлены залежи нефти.

Свита Батьхо —  $N_1^1$  (мощность 750—900 м) по литолого-петрографическому составу подразделяется на две части: верхнюю и нижнюю. В самой верхней части разреза выделяются пачки роталиевых глин, которые распространяются почти во всей Кыулунгской впадине и являются



Рис. 6. Поперечные геологические разрезы по линии I—I'; II—II' и III—III' (см. рис. 4) через Северный, Центральный и Южный блоки. Условные обозначения те же, что на рис. 2.

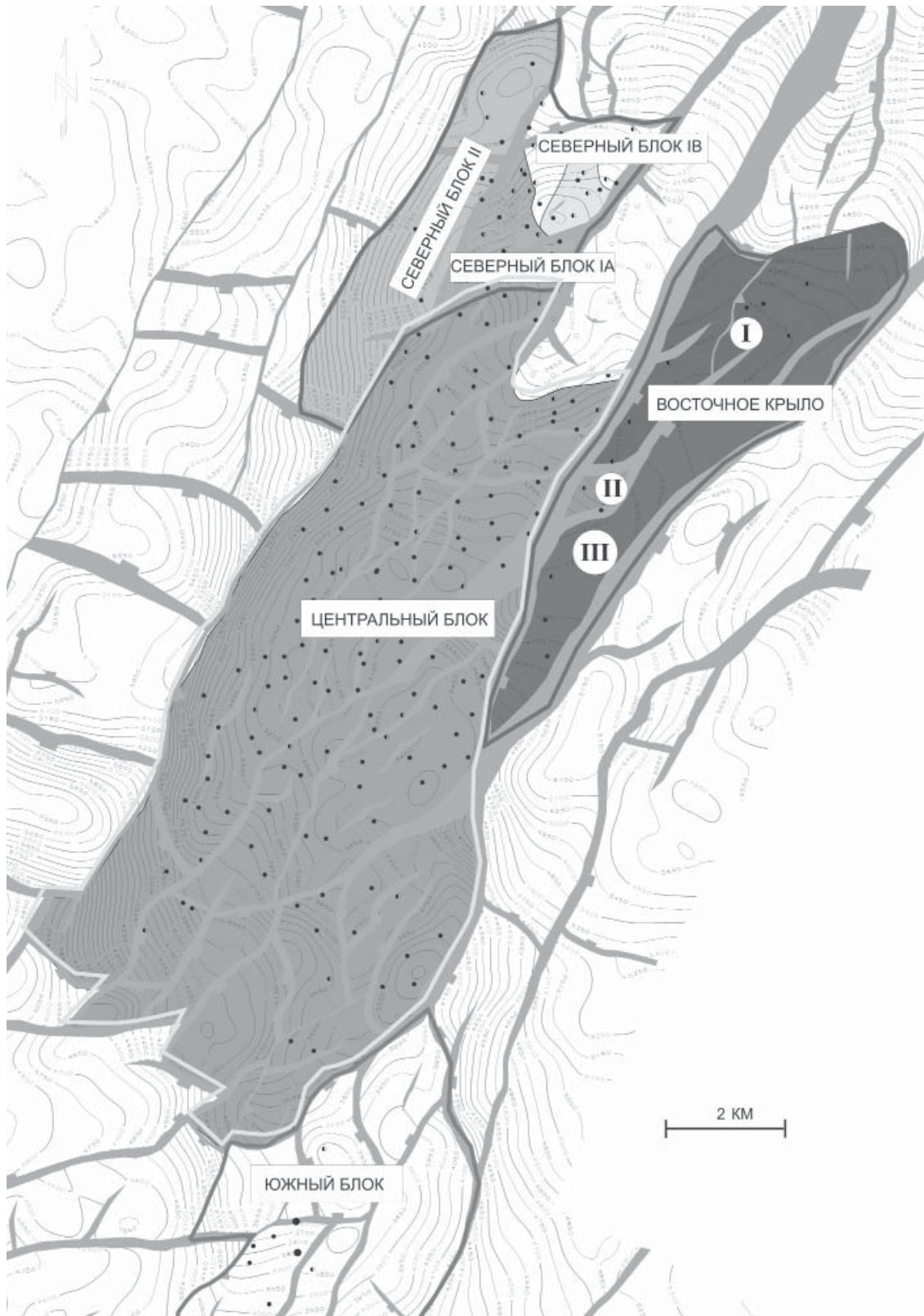


Рис. 7. Схема районирования фундамента на блоки по гидродинамическим особенностям. Условные обозначения те же, что на рис. 3 и 4.



региональной покрывкой для всей площади впадины. В разрезе свиты выделяются продуктивные горизонты 23, 24, 25, 26, 27, представленные кварцевыми и аркозовыми песчаниками. Залежи нефти горизонтов 23 и 24 имеют структурное, пластовое строение, а продуктивные горизонты 25, 26 и 27 развиты в виде отдельных линз. Пласты свиты *Батхо* —  $N_1^1$  являются основными объектами поиска и разведки в осадочном чехле Кылуонгской впадины.

В разрезах 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) продуктивных пластов не установлено.

Мониторинг изменения пластового давления в процессе разработки свидетельствует о том, что массивная залежь фундамента имеет блоковый характер. По этим данным можно разделить резервуар фундамента на четыре блока (рис. 7): Центральный, Северный, Южный и Восточное крыло. Каждый геологический блок фундамента имеет индивидуальные гидродинамические свойства [Чан Ле Донг и др., 2006]. Центральный блок имеет наиболее выдержанные и стабильные гидродинамические характеристики. Сходный характер наблюдается в Северном блоке II, где преобладают граниты и гранодиориты.

**Методы каротажа скважин при изучении разреза фундамента.** При исследовании коллекторских свойств пород фундамента месторождения Белый Тигр используют комплекс каротажных исследований, который можно разделить на две группы методов [Нгуен, Исаев, 2013а,б] — традиционные методы ГИС и методы изучения трещиноватости пород стенки скважины.

*Комплекс традиционных методов* изучения литологии и плотности включает акустический с регистрацией продольной волны, нейтрон-нейтронный каротаж и другие радиоактивные каротажы. Петрофизическая основа комплексной интерпретации опирается на множественность минерального состава и модель порового пространства. Модель порового пространства гранитоидных коллекторов состоит

из трещин, каверн и структурных пор. При этом общая пористость представляет собой сумму закрытых и открытых пор, трещин и каверн, придающих породам фильтрационно-емкостные свойства.

*Методы изучения трещиноватости пород* включают методы удельного электрического сопротивления (боковой каротаж) и сканирования (FMI — электрическое сканирование, DSI — акустический сканирующий каротаж, UBI — ультразвуковое акустическое зондирование). Методы, входящие во вторую группу, позволяют выявить зоны дробления, трещиноватости и определить трещинную пористость, параметры трещин.

**Выявленные закономерности изменения пустотности кристаллических пород.** Построены зависимости вторичной пористости пород фундамента, определенной по данным ГИС, от глубины (рис. 8). При этом значения пористости осреднены по 25-метровым толщинам (срезам).

Анализ изменчивости порового пространства в **Центральном блоке** (по данным каротажа 108 скважин, рис. 8, а) приводит к следующим результатам.

1. Фиксируется наличие коллекторов до абсолютной отметки минус 4967 м, что послужило определению нижней отметки при подсчете запасов по категории С2.

2. Устанавливается очевидная закономерность уменьшения величины вторичной пористости с глубиной. «Гладкость» зависимости обусловлена достаточно однородным составом петротипов пород фундамента Центрального блока (см. рис. 3).

3. Повышенная вторичная пористость является следствием интенсивности тектонического фактора. Эпицентр олигоценовой зоны сжатия находится ближе всего к этой части месторождения. Здесь фундамент взброшен до 2 км (см. рис. 6).

4. Образованию интервала повышенной пустотности в приповерхностной части фундамента наиболее приподнятого Центрального блока способствует древняя зона гипергенеза [Кошляк, 2002; Гаврилов и др., 2010]. По данным ГИС дезинтегри-

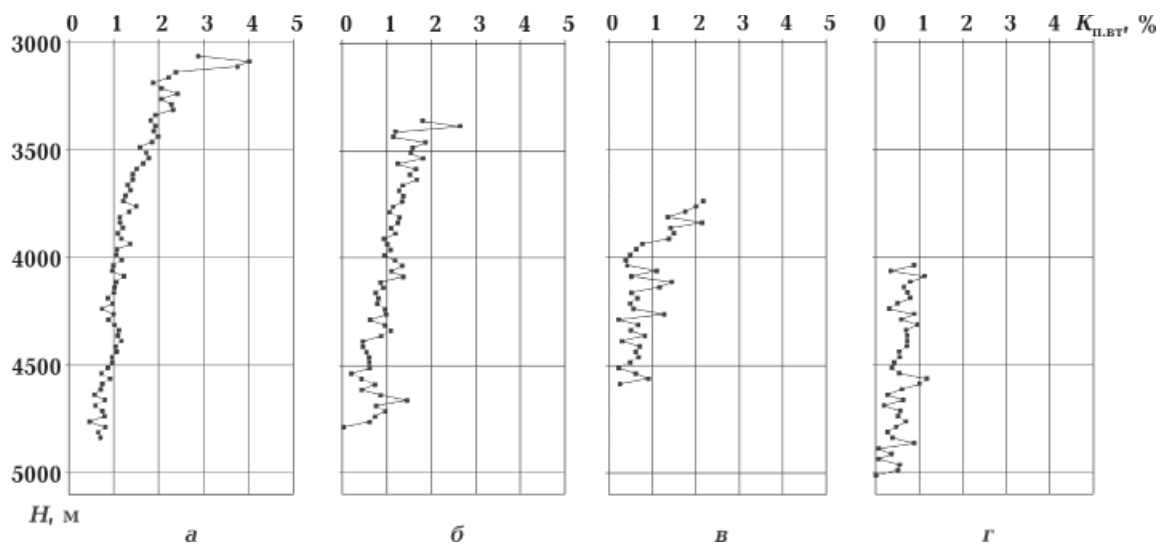


Рис. 8. Изменение вторичной пористости ( $K_{п.вт}$ ) пород-коллекторов фундамента месторождения Белый Тигр от глубины: *а* — Центральный блок (108 скважин); *б* — Северный блок (37 скважин); *в* — Южный блок (8 скважин); *г* — Восточное крыло (12 скважин).

рованные «корни» этой коры имеют мощность от 20 до 40 м и более.

Анализ изменчивости порового пространства в **Северном блоке** (по данным каротажа 37 скважин, рис. 8, *б*) приводит к следующим результатам.

1. Фиксируется наличие коллекторов до абсолютной отметки минус 4754 м, что послужило определению нижней отметки при подсчете запасов по категории С2.

2. Для Северного блока установлена закономерность уменьшения величины вторичной пористости с глубиной.

3. Так же, как в Центральном блоке, повышенная вторичная пористость в верхней части фундамента Северного блока обусловлена интенсивным тектоническим фактором. Кроме того, для Северного блока допускается существование древней зоны гипергенеза, имеющей мозаичный характер площадного распространения [Кошляк, 2002].

4. Изменение вторичной пористости с глубиной по сравнению с Центральным блоком имеет более сложный характер. Вероятная причина — латеральная неоднородность ФЕС пород фундамента Северного блока, обусловленная ансамблем петротипов (см. рис. 3). Именно в пониженной восточной части Северного блока преоб-

ладают кварцевые биотитовые монцодиориты (см. рис. 3). По результатам изучения шлифов установлено, что они претерпели наиболее сильные вторичные гидротермальные преобразования, которые во многих случаях создают каверново-поровую пустотность (интервал 4200—4400 м).

Анализ изменчивости порового пространства в **Южном блоке** (по данным каротажа 8 скважин, рис. 8, *в*) приводит к следующим результатам.

1. Для Южного блока фиксируется наличие коллекторов до абсолютной отметки минус 4572 м.

2. Как и в Центральном, и Северном блоках, в Южном блоке устанавливается закономерность уменьшения вторичной пористости с глубиной.

3. Кривая изменения вторичной пористости с глубиной имеет «пилообразный характер», что свидетельствует о чередовании разуплотненных и уплотненных зон по вскрытому разрезу. Возможно, пластообразные интервалы разуплотнения могли сформироваться при контракционном расслоении интрузива по субгоризонтальным плоскостям либо это следствие периодичности разновременных тектонических движений [Кошляк, 2002].

4. Низкая пористость пород Южно-

го блока, вероятно, является следствием удаленности от эпицентра олигоценового сжатия (амплитуда взброса Южного блока заметно меньше, см. рис. 6), а также многообразия петротипов умеренно кислого и среднего составов (см. рис. 3).

Анализ изменчивости порового пространства в **Восточном крыле** (по данным каротажа 12 скважин, см. рис. 8, г) приводит к следующим результатам.

1. Фиксируется наличие коллекторов до абсолютной отметки минус 4861 м.

2. Низкая вторичная пористость пород фундамента Восточного крыла, вероятно, обусловлена удалением от эпицентра олигоценового тектонического сжатия (амплитуда взброса фундамента уменьшается на 1 км и более, см. рис. 4 и 6).

3. Отсутствие интервала повышенной вторичной пористости в приповерхностной части фундамента Восточного крыла может быть связано с отсутствием древних гипергенных процессов.

**Характер продуктивности коллекторов фундамента.** На основе кинематического и динамического анализа систем трещин, выполненного А. И. Тимурзиевым [Тимурзиев, 2008], установлено, что *дебиты* скважин тесно связаны с *проницаемостью*. Этот вывод хорошо согласуется с более поздними данными [Нгуен, 2013а]. В работе [Нгуен, 2013а] показана прямая связь удельных дебитов ( $G$ ) работающих интервалов в породах кристаллического фундамента и проницаемости ( $K_{пр}$ ), определенной по результатам гидродинамических исследований скважин. Здесь применена методика расчета  $K_{пр}$ , в которой переменным параметром является только депрессия.

Результаты сопоставления удельной продуктивности коллекторов выделенных гидродинамических блоков (см. рис. 7) с пористостью, определенной по данным ГИС, следующие.

**Центральный блок** (158 определений дебитов по 24 скважинам, рис. 9, а).

1. Получены зависимости удельного дебита от общей и вторичной пористости достаточно высокой корреляции.

2. Нижнее граничное значение общей

пористости коллекторов скважин Центрального блока, которое обеспечивает приток нефти, составляет 1,5 %, а нижнее граничное значение вторичной пористости — 0,15 %.

3. Зависимости удельного дебита от общей и вторичной пористостей имеют квазипараболический вид. Возможно, именно параболическая зависимость (в области  $K_{п.об} > 2,5\%$ ) характерна для пород-коллекторов фундамента.

4. Значимые зависимости удельного дебита не только от вторичной пористости, но и от общей пористости, зависимости однотипные (квазипараболические), подтверждают высокую однородность пород-коллекторов фундамента. В Центральном блоке распространен преимущественно один петротип — гранит (см. рис. 3).

**Северный блок** (40 определений дебитов по семи скважинам, рис. 9, б).

1. Зависимость удельного дебита от общей пористости имеет довольно низкий коэффициент корреляции, а зависимость удельного дебита от вторичной пористости выражена более четко.

2. Более выраженная зависимость удельного дебита от вторичной пористости, чем от общей пористости, указывает, вероятно, на то, что приток нефти получен, в основном, из динамической каверново-трещинной пористости.

3. Низкий коэффициент корреляции зависимости удельного дебита от общей пористости может быть обусловлен тем, что породы фундамента Северного блока сложены различными петротипами (см. рис. 3) и дифференцированно подвергнуты вторичному изменению. Последнее вызывает образование разной величины результирующей проницаемости.

4. Нижнее граничное значение общей пористости пород Северного блока, которое обеспечивает приток нефти, — 2,3 %. По сравнению с Центральным блоком (1,5 %) граничное значение для Северного блока значительно больше. Это также подтверждает значительную переработку менее однородных пород Северного блока гидротермальными процессами.

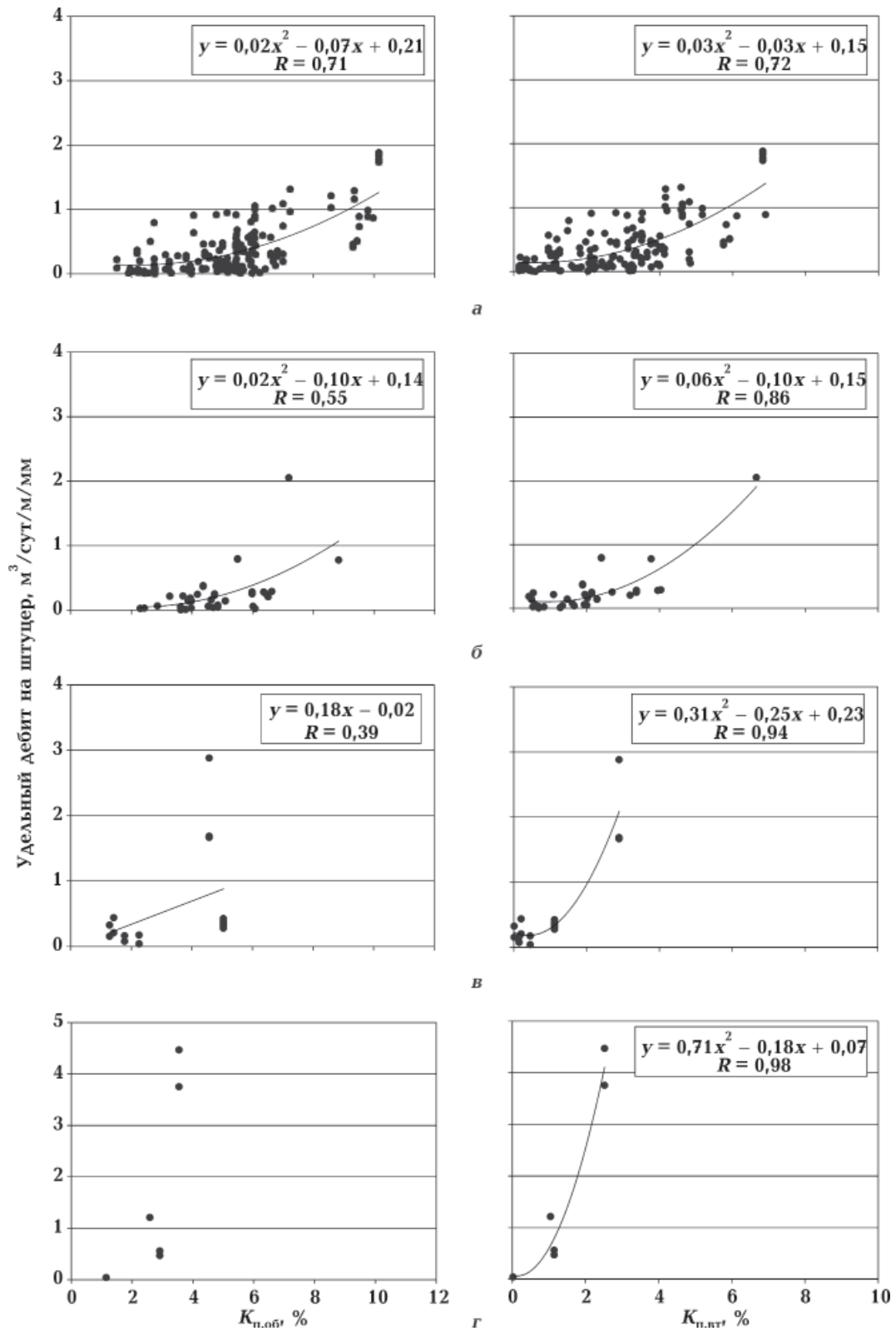


Рис. 9. Кросс-плоты и зависимости удельных дебитов ( $G$ ) от общей ( $K_{п.об}$ ) и вторичной ( $K_{п.вт}$ ) пористости работающих интервалов в породах кристаллического фундамента Центрального блока (а), Северного блока (б), Южного блока (в) и Восточного крыла (г) месторождения Белый Тигр.



5. Нижнее граничное значение вторичной пористости на приток пород-коллекторов Центрального блока составляет 0,15 %, а Северного блока — значительно больше (0,4 %). Это, вероятно, также связано с большей неоднородностью пород фундамента Северного блока по петротипам и, особенно, с наличием в петротипах среднего состава вторичных цеолита и кальцита, ухудшающих фильтрационные свойства.

**Южный блок** (17 определений дебитов по двум скважинам, рис. 9, в).

1. Имеет место значимая зависимость удельного дебита от вторичной пористости. А с повышением общей пористости видна только тенденция увеличения удельного дебита.

2. Отсутствие значимой зависимости удельного дебита от общей пористости можно объяснить сложностью и относительно небольшими величинами порового пространства пород-коллекторов Южного блока, что, вероятно, обусловлено пестротой петротипов с малой долей гранитов и гранитоидов (см. рис. 3).

3. В Южном блоке имеются отдельные интервалы с высокой способностью давать притоки нефти. Здесь значение удельного дебита<sup>1</sup> достигает 3 м<sup>3</sup>/сут/м/мм. Это возможно объясняется наличием отдельных высокопроводящих каналов нефти, обусловленных формированием (под воздействием гидротерм) каверново-поровой пустотности в петротипах умеренно кислого и среднего состава.

4. Малое количество скважин, в которых проведено определение интервалов притока (всего 17 интервалов), влияет на адекватность построенной зависимости удельного дебита от вторичной пористости.

**Восточное крыло** (6 определений дебитов по двум скважинам, рис. 9, г).

1. Хотя количество работающих интервалов скважин Восточного крыла очень мало (всего 6 интервалов), но все же можно

<sup>1</sup> Удельный дебит ( $G$ ) рассчитан делением дебита работающего интервала (м<sup>3</sup>/сут) на мощность интервала (м) и диаметр штуцера (мм).

наметить зависимость удельного дебита от вторичной пористости.

2. Значимую зависимость удельного дебита от общей пористости построить не удается.

3. Как в Южном блоке, так и в Восточном крыле имеются интервалы с высокой способностью давать притоки нефти. Здесь значение удельного дебита достигает 4,5 м<sup>3</sup>/сут/м/мм. Возможно, эти интервалы являются отдельными проводящими каналами гидротермального генезиса.

**Выводы.** Результаты исследования закономерностей и особенностей пористости и продуктивности каверново-трещинных пород-коллекторов кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр позволяют сделать следующие выводы.

1. В пределах отдельных блоков выявлена устойчивая закономерность изменения (уменьшения) пористости с глубиной. Эта закономерность наблюдается по всем выделенным геологическим блокам.

2. Главным фактором, обуславливающим образование вторичной пористости в породах фундамента, является тектонический, который с глубиной уменьшает свое влияние. Наибольшее влияние тектонического фактора сказывается на породах приподнятых Центрального и Северного блоков, ближе всего прилегающих к эпицентру олигоценового тектонического сжатия.

3. Важным фактором, обуславливающим характер распределения пористости и проницаемости, является распределение петротипов пород, чем обусловлены направленность и интенсивность вторичных гидротермальных изменений пород-коллекторов. Формирование каверново-поровой пустотности гидротермального генезиса превалирует в Южном блоке и Восточном крыле, представленных в основном петротипами умеренно-кислого и среднего состава.

**Заключение.** По выявленным закономерностям и характеру распределения ФЕС можно судить о степени перспективности каждого из четырех блоков фундамента месторождения Белый Тигр. Блоки

по степени перспективности ранжируются следующим образом.

*Центральный блок* имеет наиболее высокую перспективность по показателям значений вторичной пористости и приточности. Это обусловлено наиболее сильным положительным влиянием тектонического фактора, наиболее благоприятным петротипом пород (граниты) и наличием древней коры выветривания.

*Северный блок* имеет высокое значение вторичной пористости пород и приточности. Это обусловлено сильным положительным влиянием тектонического фактора и наличием древней коры выветривания.

*Южный блок* имеет невысокие значения пористости пород и только единичные приточные интервалы. Это обусловлено менее сильным влиянием тектонического фактора.

*Восточное крыло* имеет низкие значения вторичной пористости пород и только единичные приточные интервалы. Это обусловлено слабым влиянием тектонического фактора и отсутствием древней коры выветривания.

Отдельные интервалы, дающие высокие притоки нефти в Южном блоке и Восточном крыле, вероятно, обусловлены каверново-поровой пустотностью гидротермальной природы.

Для пород-коллекторов фундамента Центрального и Северного блоков установлены значимые зависимости удельного дебита от вторичной пористости, определяемой по данным каротажа. Зависимость для

Центрального блока наиболее значимая, ее предлагается использовать для прогноза продуктивности пород-коллекторов фундамента Центрального блока. Зависимость удельного дебита от вторичной пористости можно вполне использовать в качестве прогностической в Северном блоке.

Таким образом, результаты выявления особенностей и закономерностей пористости и продуктивности, наряду с тем, что они могут быть использованы в практике разработки месторождения Белый Тигр, имеют особую актуальность, что ставит их в ряд исследований фундаментальной геологии. Дело в том, что «решение проблемы нефтегазоносности кристаллических пород может или кардинально «сдвинуть» теорию нефтегазообразования в область эндогенного (мантийного) генезиса углеводородов, или же оставить процессам нефтегазообразования осадочную толщу литосферы...» (А. В. Кудельский, 2013). При этом еще раз подчеркнем, что данные исследования месторождения Белый Тигр опирались на геологическую изученность региона и месторождения [Арешев и др., 1996; Хоанг Динь Тиен, 1999; Кошляк, 2002; Поспелов, 2005; Чан Ле Донг и др., 2006; Ngô Thường San, Cù Minh Hoàng, 2009; Гаврилов и др., 2010], а также на фактические геолого-геофизические данные [Isaev, Nguen, 2013; Нгуен, 2013а,б; Нгуен, Исаев, 2013а,б] без привлечения той или иной концепции нафтидогенеза.

*Статья подготовлена с использованием материалов кандидатской диссертации Х. Б. Нгуена.*

### Список литературы

Арешев Е. Г., Гаврилов В. П., Донг Ч. Л., Киреев Ф. А., Шан Н. Т. Модель геодинамического развития континентального шельфа юга СРВ. *Нефтяное хозяйство*. 1996. № 8. С. 15—17.

Богоявленский В. И., Богоявленский И. В., Никонов Р. А., Дзюбло А. Д., Иванов А. Н., Ле Вьет Хай, Варламов Д. И. Нефтегазоносность кристаллического фундамента шель-

фа южного Вьетнама. *Нефтяное хозяйство*. 2016. № 8. С. 98—104.

Гаврилов В. П., Гулев В. А., Киреев Ф. А., Донцов В. В., Соколов В. И. Гранитоидные коллекторы и нефтегазоносность южного шельфа Вьетнама. Москва: Недра, 2010. 294 с.

Игнатова В. А. Сравнение геодинамических моделей и нефтегазоносности бассейнов

- Дальнего Востока России и Юго-Восточной Азии. *Тихоокеанская геология*. 2010. Т. 29. № 2. С. 27—42.
- Кошляк В. А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа. Уфа: Гау, 2002. 242 с.
- Нгуен Х. Б. Геофизические исследования скважин при изучении магматических коллекторов месторождения Белый Тигр. *Известия ТПУ*. 2013а. Т. 323. № 1. С. 27—33.
- Нгуен Х. Б. Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр (по данным каротажа): Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Томск: ТПУ, 2013б. 22 с.
- Нгуен Х. Б., Исаев В. И. Геофизические исследования скважин при изучении коллекторов в кристаллическом фундаменте месторождения Белый Тигр. *Геофиз. журн.* 2013а. Т. 35. № 3. С. 131—145.
- Нгуен Х. Б., Исаев В. И. Продуктивность магматических коллекторов месторождения Белый Тигр. *Картажник*. 2013б. № 9. С. 64—76.
- Поспелов В. В. Кристаллический фундамент: геолого-геофизические методы изучения коллекторского потенциала и нефтегазонасности. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований; НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. 260 с.
- Серебренникова О. В., Ву В. Х., Савиных Ю. В., Краснаярова Н. А. Генезис нефтей месторождения Белый Тигр (Вьетнам) по данным о составе насыщенных ациклических углеводородов. *Известия ТПУ*. 2012. Т. 320. № 1. С. 134—137.
- Старостенко В. И., Лукин А. Е., Цветкова Т. А., Заец Л. Н., Донцов В. В., Савиных Ю. В. Об участии суперглубинных флюидов в нефтедогенезе (по данным изучения уникального нефтяного месторождения Белый Тигр). *Геофиз. журн.* 2011. Т. 33. № 4. С. 3—32.
- Тимурзиев А. И. Технология прогнозирования трещиноватости на основе трехмерной геомеханической и кинематической модели трещинного коллектора. *Геофизика*. 2008. № 3. С. 41—60.
- Хоанг Динь Тиен. Условия нефтегазообразования и формирования углеводородных скоплений в кайнозойских осадочных бассейнах континентального шельфа СРВ: Дис. ... д-ра геол.-мин. наук. Вунгтау: СП «Вьетсовпетро», НИПИморнефтегаз, 1999. 325 с.
- Чан Ле Донг, Чан Ван Хой, Фунг Дак Хай, Хоанг Ван Куи, Северинов Е. В., Иванов А. Н. Особенности геологии и разработки залежи фундамента месторождения Белый Тигр. *Нефтяное хозяйство*. 2006. № 6. С. 24—26.
- Isaev V. I., Nguen H. B., 2013. Cavitation in Oil-Gas Reservoirs of the Crystalline Basement from the Well Logging Data on the White Tiger Field in Vietnam. *Russian Journal of Pacific Geology* 7(4), 237—246. doi: 10.1134/S1819714013040040
- Ngo Thuong San, Cu Minh Hoang, 2009. Mesozoic tectonics and Cuu Long basin formation. *Tạp chí dầu khí* (3), 15—21 (in Vietnamese).

## Oil reservoirs of the crystalline basement of the White Tiger field

© H. B. Nguen<sup>1</sup>, V. I. Isaev<sup>2</sup>, 2017

Analysis of tectonics and rock petrotypes of The White Tiger oil field (the Southern Vietnamese shelf), and logs data of 165 wells revealed tectonic and petrological factors of formation and intensity of the secondary cavitation in the basement reservoirs. Studying of the pore space of rock reservoirs by the wells logging method is primarily based on acoustic and electric characteristics of the matrix porosity, fractures and caverns. The consistent pattern of variability (reduction) of porosity with depth was revealed. This pattern occurs in all selected geological blocks. The major factor causing the formation of the secondary cavitation in basement rocks is the tectonic factor, which reduces its influence

with depth. The tectonic factor has the greatest influence on rocks of the Central and Northern blocks. An important factor causing the pattern of the porosity allocation is the allocation of rock petrotypes related with the direction and intensity of the secondary cavitation of rock reservoirs. Significant specific yield dependencies on the secondary cavitation determined by logs data were found for rock reservoirs of the basement in the Central and Northern blocks.

**Key words:** The White Tiger field, oil reservoirs of the basement, tectonics, petrotypes, cavitation, logging, specific yield.

## References

- Areshev E. G., Gavrilov V. P., Dong Ch. L., Kireev F. A., Shan N. T., 1996. Model of geodynamic development of the continental shelf of the South of SRV. *Neftyanoye khozyaystvo* (8), 15—17 (in Russian).
- Bogoyavlenskiy V. I., Bogoyavlenskiy I. V., Nikonov R. A., Dzyublo A. D., Ivanov A. N., Le V'et Haj, Varlamov D. I., 2016. Oil-and-gas content of the crystal base of the shelf of the southern Vietnam. *Neftyanoye khozyaystvo* (8), 98—104 (in Russian).
- Gavrilov V. P., Gulev V. L., Kireev F. A., Doncov V. V., Sokolov V. I., 2010. Granitoid collectors and oil-and-gas content of the southern shelf of Vietnam. Moscow: OOO Nedra Publ. House, 294 p. (in Russian).
- Ignatova V. A., 2010. Comparison of geodynamic models and oil-and-gas content of basins of the Far East of Russia and Southeast Asia. *Tikhookeanskaya geologiya* 29(2), 27—42 (in Russian). doi: 10.1134/S1819714010020028.
- Koshlyak V. A., 2002. Granitoid collectors of oil and gas. Ufa: Publ. House «Tau», 242 p. (in Russian).
- Nguyen H. B., 2013a. Geophysical surveys of wells when studying magmatic collectors of the field the White Tiger. *Izvestiya TPU* 323(1), 27—33 (in Russian).
- Nguyen H. B., 2013b. Filtration-capacitive relationships of reservoir rocks of the crystalline basement of the White Tiger deposit (according to logging data): Abstract of the dis. Cand. geol.-min. Sci. Tomsk: TPU, 22 p. (in Russian).
- Nguyen H. B., Isaev V. I., 2013a. Geophysical surveys of wells when studying collectors in the crystal base of the field the White Tiger. *Geofizicheskiy zhurnal* 35(3), 131—145 (in Russian).
- Nguyen H. B., Isaev V. I., 2013b. Productivity of magmatic reservoirs of the White Tiger deposit. *Karotazhnik* (9), 64—76 (in Russian).
- Pospelov V. V., 2005. Crystal base: geologic-geophysical methods of studying of collection potential and oil-and-gas content. Moscow-Izhevsk: Institute for Computer Research; SRC «Regular and chaotic dynamics», 260 p. (in Russian).
- Serebrennikova O. V., Vu V. H., Savinyh Yu. V., Krasnoyarova N. A., 2012. Genesis of the White Tiger (Vietnam) oil deposits from the data on the composition of saturated acyclic hydrocarbons. *Izvestiya TPU* 320(1), 134—137 (in Russian).
- Starostenko V. I., Lukin A. E., Tsvetkova T. A., Zaits L. N., Dontsov V. V., Savinyh Yu. V., 2011. On the participation of super-deep fluids in naftidogeneza (according to the study of the unique oil deposit of the White Tiger. *Geofizicheskiy zhurnal* 33(4), 3—32 (in Russian).
- Timurziev A. I., 2008. Technology of forecasting of jointing on the basis of three-dimensional geo-mechanical and kinematic model of a fracture collector. *Geofizika* (3), 41—60 (in Russian).
- Hoang Din' Tien, 1999. Conditions of oil and gas formation and formation of hydrocarbon accumulations in the Cenozoic sedimentary basins of the continental shelf of Vietnam: Thesis. Dis. geol.-min. Sci. Vungtau: JV Vietsovpetro, Nipimorneftegaz, 325 p. (in Russian).
- Chan Le Dong, Chan Van Hoj, Fung Dak Haj, Hoang Van Kui, Severinov E. V., Ivanov A. N., 2006. Feature of geology and development of a deposit of the base of the field White Tiger. *Neftyanoye khozyaystvo* (6), 24—26 (in Russian).
- Isaev V. I., Nguyen H. B., 2013. Cavitation in Oil-Gas Reservoirs of the Crystalline Basement



from the Well Logging Data on the White Tiger Field in Vietnam. *Russian Journal of Pacific Geology* 7(4), 237—246. doi: 10.1134/S1819714013040040

*Ngo Thuong San, Cu Minh Hoang*, 2009. Mezo-Cenozoic tectonics and Cuu Long basin formation. *Tạp chí dầu khí* (3), 15—21 (in Vietnamese).