

Геофизические исследования скважин при изучении коллекторов в кристаллическом фундаменте месторождения Белый Тигр

© Нгуен Хыу Бинь^{1,2}, В. И. Исаев¹, 2013

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

^{1,2}НИПИморнефтегаз СП "Вьетсовпетро", Вунг Тау, Вьетнам

Поступила 17 декабря 2012 г.

Представлено членом редколлегии В. И. Старостенко

Наведено особливості та результати інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин (акустичний каротаж, гамма-гамма каротаж, нейтрон-нейтронний каротаж, спектральний гамма-каротаж, електричні та акустичні сканери FMI/DSI) за вивчення колекторів кристалічного фундаменту родовища Білий Тигр (Центральне склепіння). Цільовими параметрами вивчення є пористість (пустотність), проникність і морфологічні характеристики тріщин.

Special features and results of geophysical data interpretation of the bore holes (acoustic logging, gamma-gamma logging, neutron-neutron logging, spectral gamma-logging, electric and acoustic scanners FMI/DSI) have been given while studying crystal basement collectors of the White Tiger deposit (the Central Dome). Target parameters of the studies are porosity (voidage), permeability and morphologic characteristics of fissures.

Введение. Месторождение Белый Тигр разрабатывается на поздней стадии, которая характеризуется снижением добычи и высокой обводненностью. На фундамент пробурено около 150 скважин, которые дают 85 % общей добычи нефти. Поэтому актуально выявление и изучение новых резервуаров в кристаллическом фундаменте.

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

смотрена важная задача [Нгуен, Исаев, 2011] — оценка проницаемости трещинных коллекторов и приведены результаты ее решения.

Стратиграфия и нефтегазоносность изучаемого объекта. Кылуонгская впадина распространяется вдоль побережья Южного Вьетнама, выходя западной частью на сушу (рис. 1). Длина впадины 450—500 км, ширина 75—100 км. Мощность кайнозойских осадков во впадине достигает 6—8 км. В пределах Кылуонгской 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, вскрытый скважинами, представлен докайнозойскими кристаллическими породами фундамента и преимущественно терригенными

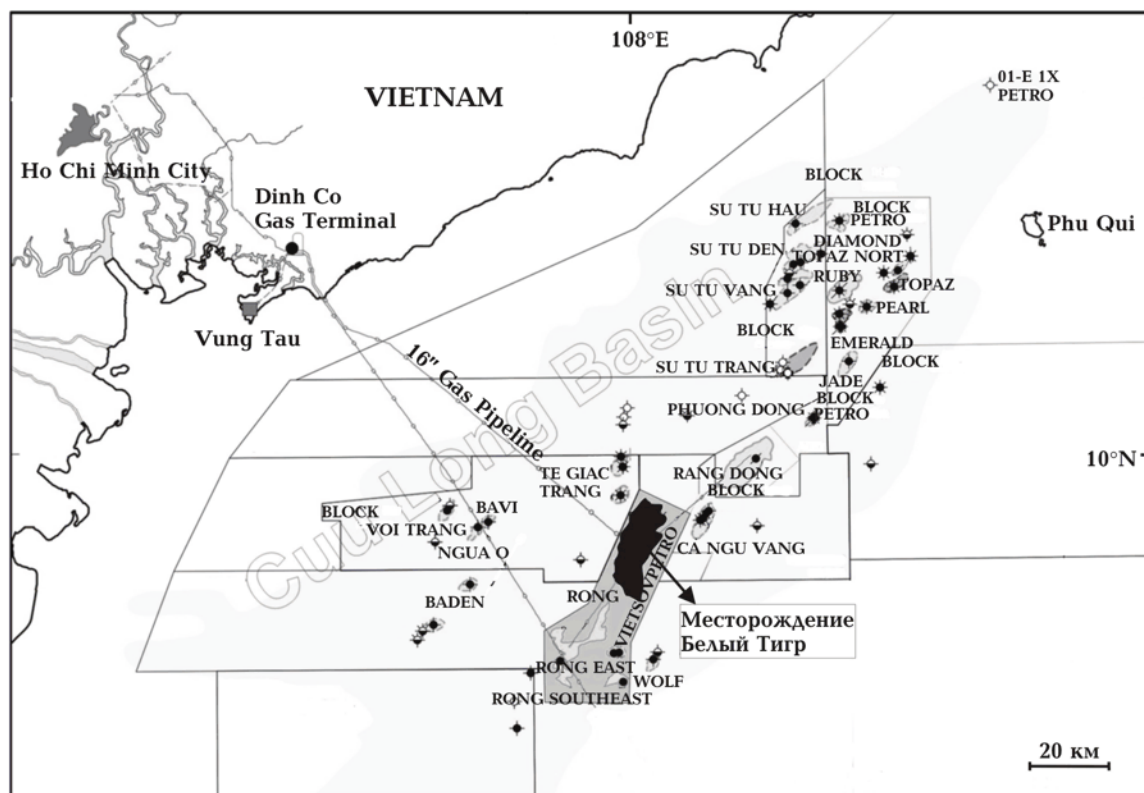


Рис. 1. Положение месторождения Белый Тигр на обзорной схеме Кылулогской впадины (Cuu Long Basin).

породами осадочного чехла. Суммарная толщина вскрытых образований фундамента по вертикали достигает 1990 м, осадочного чехла — 4740 м.

Фундамент Белого Тигра представляет собой горстообразный батолит сложного строения, размером 30 × 6—8 км. Батолит состоит из трех сводов — Южного, Центрального, Северного, которые разбиты серией разломов основного субмеридионального простирания и подчиненных субширотных разломов (рис. 2).

В пределах Центрального свода по данным изучения керна распространены преимущественно биотитовые двуслюдистые граниты, в пределах Северного — биотитовые лейкократовые гранодиориты и адалеллиты при значительном содержании кварцевых монцонитов, кварцевых монцодиоритов и субщелочных диоритов, Южного — граниты, гранодиориты и кварцевые монцодиориты.

Радиологические определения абсолютного возраста позволили выделить в составе фундамента месторождения Белый Тигр (по аналогии с породами материковой суши Южного Вьетнама) 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, занимает 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. По данным радиологических определений абсолютный возраст кристаллических пород фундамента колеблется от 245 ± 7 до 89 ± 3 млн лет.

Большинство скважин на Белом Тигре, пробуренных на фундамент, являются высокодебитными (дебиты более 1000 т/сут). Нижняя граница залежи не установлена. Нефтедержащими являются трещиноватые коллекторы, пустотность которых представлена трещинами, изометрическими пустотами, структурной (блоковой) пустотностью.

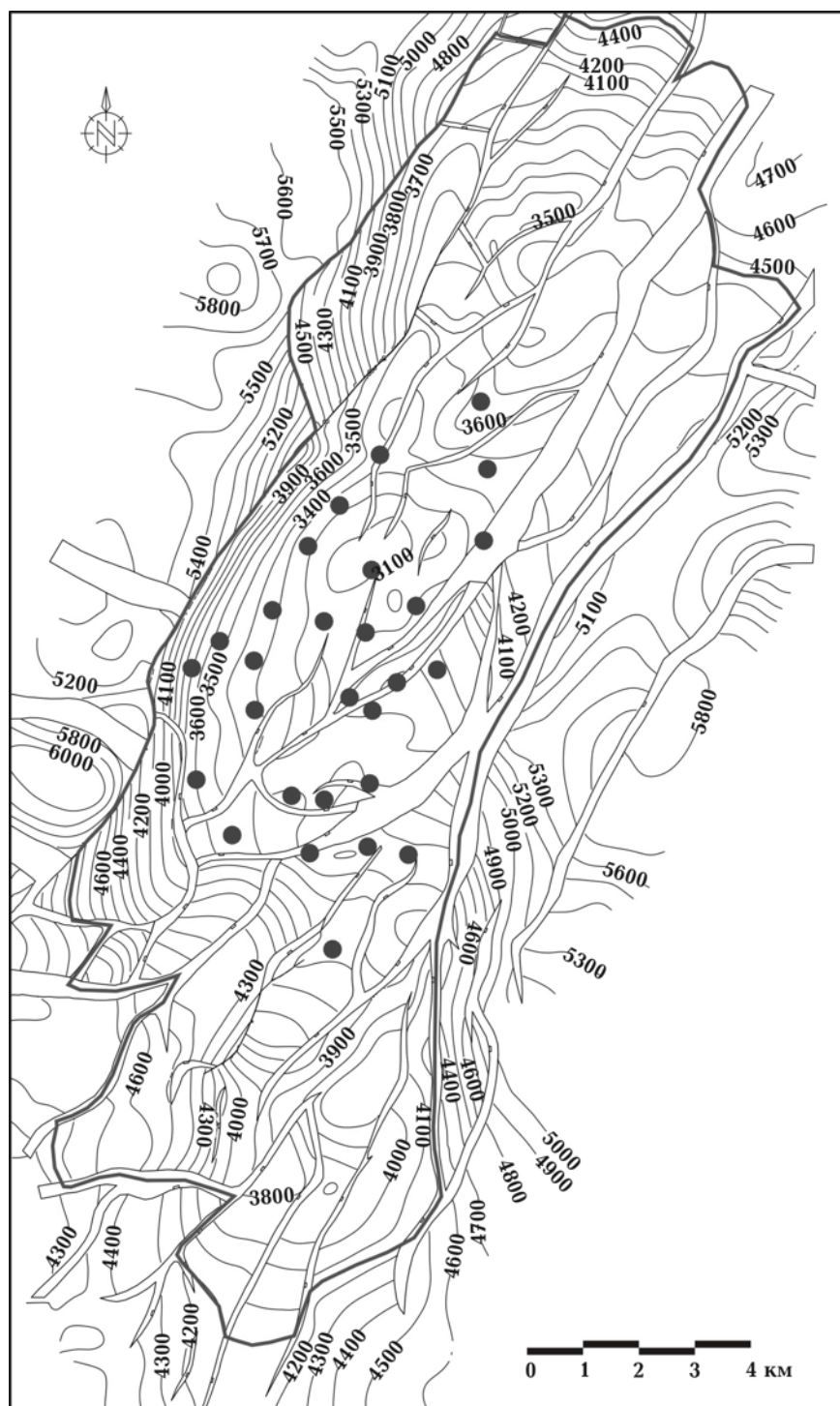


Рис. 2. Обзорная структурная схема месторождения Белый Тигр: 1 — контур месторождения, 2 — изогипсы по кровле кристаллического фундамента, 3 — тектонические нарушения, 4 — положения исследуемых скважин.

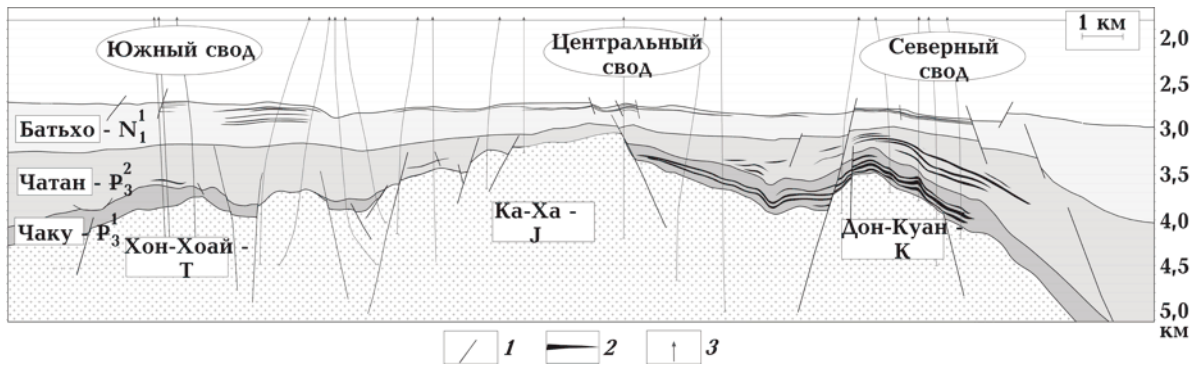


Рис. 3. Схематический геологический разрез месторождения Белый Тигр: 1 — тектоническое нарушение, 2 — залежь УВ осадочного чехла, 3 — скважина.

Осадочный чехол, перекрывающий со стратиграфическим и угловым несогласием поверхность фундамента (рис. 3), представлен терригенными отложениями палеогена, неогена и четвертичной систем. Разрез осадочного чехла расчленен по литологическим, палинологическим и палеонтологическим признакам на свиты местной стратиграфической шкалы: *Чаку* (нижний олигоцен), *Чатан* (верхний олигоцен), *Батьхо* (нижний миоцен), *Коншон* (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. 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. В разрезе свиты встречаются линзы песчаников и алевролитов, объединяемые в пачки I, II, III, IV, V. В некоторых из них установлены залежи нефти. В средней части разреза глинистые породы свиты содержат массовые концентрации органического вещества и являются хорошими нефтематеринскими породами, а также хорошими покрывками для залежей нефти в кристаллическом фундаменте.

Свита *Батьхо* — N_1^1 (мощность 750—900 м) по литолого-петрографическому составу подразделяется на две части: верхнюю и нижнюю. Верхняя часть представлена, в основном, глинистыми породами серого, зелено-серого цвета с чередованием и увеличением сверху вниз содержания алевролитов и песчаников. В самой верхней части разреза выделяются пачки роталиевых глин, которые распространяются почти во всей площади Кылуонгской впадины и являются региональной покрывкой для всей площади впадины. В нижней части свиты породы представлены преимущественно песчаниками и алевролитами (выше 60 %) с чередованием глинистых пропластков.

Чередованно залегающие песчаные пласты имеют довольно хорошие ФЕС и являются основными объектами поиска и разведки в осадочном чехле Кылуонгской впадины. В разрезе свиты выделяются продуктивные горизонты 23, 24, 25, 26, 27, представленные кварцевыми и аркозовыми песчаниками. Залежи нефти горизонтов 23 и 24 имеет структурное, пластовое строение, а продуктивные горизонты 25, 26 и 27 развиты в виде отдельных линз.

В разрезе *свит Коншон* — N_2^2 (мощность 700—900 м), *Донгнай* — N_3^1 (мощность 650—700 м) и *Бьендонг* — $N_2 + Q$ (мощность 650—700 м) преобладают песчано-алевролитовые породы, чередующиеся с пачками глинистых алевролитов, глин и бурых углей. Продуктивных пластов в разрезе свит не установлено.

Характеристика пустотного пространства кристаллических пород фундамента. Магматические породы в своей эволюции проходят две фазы — пластическую, соответствующую началу формирования интрузива, и фазу жесткого тела, соответствующую концу формирования интрузива. Поэтому магматические по-

роды по своей природе являются конечным продуктом этих двух различных фаз. Именно это проявилось в многообразии петротипов, сложности структуры пустотного пространства и высокой неоднородности его в теле интрузива. Этим же объясняется большое разнообразие генетически типов пустотного пространства. Гранитоидные коллекторы по преобладающему типу пустотного пространства (рис. 4) можно подразделить на три основных типа [Sop et al., 2006]: трещинный, каверново-трещинный и структурный (блоковый, матричный).

К *трещинному типу* относятся коллекторы с хорошо развитой микро- и макротрещиноватостью, которая обычно уверенно фиксируется на кривых электрического сканирования (FMI, ARI) и акустического каротажа (АК) по сильному затуханию волн Стоунли. Каверновая и структурная пустотности имеют подчиненное значение.

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

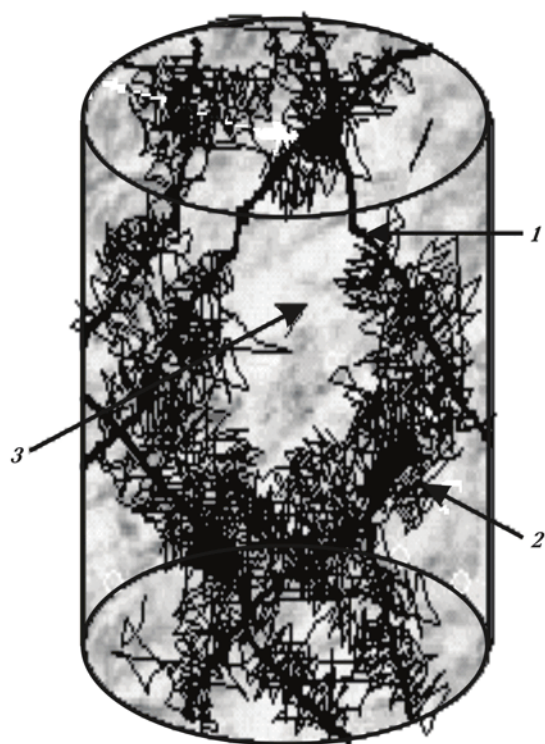


Рис. 4. Схематическое изображение типов пустотного пространства: 1 — трещинный, 2 — каверново-трещинный, 3 — структурный (блоковый, матричный).

щинная пустотность имеет подчиненное значение. Коллекторы этого типа имеют повышенную общую пустотность ($K_{п\text{об}}$) по нейтрон-нейтронному (ННК) и гамма-гамма (ГГК) каротажам. По АК они выражены повышением интервального времени, до 210—215 мкс/м.

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

В настоящее время при исследовании коллекторских свойств пород фундамента в СП "Вьетсовпетро" 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 литологии и плотности*. Это акустический и радиоактивный каротажи. АК измеряет интервальное время с целью определения общей пористости пород по формуле

$$K_{п\text{об}} = \frac{DT_{\text{лог}} - DT_{\text{ма}}}{DT_{\text{фл}} - DT_{\text{ма}}},$$

где $DT_{\text{лог}}$ — интервальные времена регистрации прибора, $DT_{\text{ма}}$, $DT_{\text{фл}}$ — интервальные времена матрицы и флюида в пустотном пространстве.

ГГК измеряет плотность пород и фотоэффект (Pe) для определения общей пористости пород по формуле

$$K_{п\text{об}} = \frac{RHOB_{\text{ма}} - RHOB_{\text{лог}}}{RHOB_{\text{ма}} - RHOB_{\text{фл}}},$$

где $RHOB_{\text{лог}}$ — плотность пород, измеряемая прибором, $RHOB_{\text{ма}}$, $RHOB_{\text{фл}}$ — плотности матрицы и флюида в пустотном пространстве соответственно.

ННК измеряет кажущее водородосодержание для определения общей пористости пород по формуле

$$K_{п\text{об}} = \frac{NPHI_{\text{лог}} - NPHI_{\text{ма}}}{NPHI_{\text{фл}} - NPHI_{\text{ма}}},$$

где $NPHI_{\text{лог}}$ — водородный индекс регистрации

прибора, $NPPI_{\text{ма}}$, $NPPI_{\text{фл}}$ — водородные индексы матрицы и флюида в пустотном пространстве.

Метод спектрального гамма-каротажа (ГК-С) применяется для определения содержания урана, тория и калия в породах. Изменение состава радиоактивных элементов в породах фундамента связано с соотношением породообразующих минералов. Поэтому использование ГК-С дает важную информацию о литологической характеристике пород-коллекторов. Кроме этого, используемые соотношения U/K , Th/U , Th/K позволяют обнаружить зоны трещиноватости и выветривания.

Методика комплексной интерпретации данных методов литологии и плотности заключается в том, что с помощью математической модели при определении пористости $K_{\text{п об}}$ можно исключить влияние литологического состава пород путем решения следующей системы уравнений:

$$DENS_{\text{лог}} = DENS_1 V_1 + DENS_2 V_2 + \dots + DENS_n V_n + DENS_{\text{фл}} K_{\text{п об}},$$

$$DT_{\text{лог}} = DT_1 V_1 + DT_2 V_2 + \dots + DT_n V_n + DT_{\text{фл}} K_{\text{п об}},$$

$$W_{\text{лог}} = W_1 V_1 + W_2 V_2 + \dots + W_n V_n + W_{\text{фл}} K_{\text{п об}},$$

$$Pe_{\text{лог}} = Pe_1 V_1 + Pe_2 V_2 + \dots + Pe_n V_n + Pe_{\text{фл}} K_{\text{п об}},$$

$$U_{\text{лог}} = U_1 V_1 + U_2 V_2 + \dots + U_n V_n,$$

$$THOR_{\text{лог}} = THOR_1 V_1 + THOR_2 V_2 + \dots + THOR_n V_n,$$

где $DENS_{\text{лог}}$, $DENS_{\text{фл}}$ — плотность пород, измеряемая прибором, и плотность флюида в пустотном пространстве $K_{\text{п об}}$; $DENS_1$, $DENS_2$, ..., $DENS_n$ и V_1 , V_2 , ..., V_n — плотности и объемные содержания первого, второго ... и n -го минералов соответственно; $DT_{\text{лог}}$, $DT_{\text{фл}}$ — интервальное время через породы, измеряемое прибором, и интервальное время через флюид в пустотном пространстве; DT_1 , DT_2 , ..., DT_n — интервальные времена через первый, второй ... и n -й минералы; $W_{\text{лог}}$, $W_{\text{фл}}$ — водородные индексы пород и флюида; W_1 , W_2 , ..., W_n — водородные индексы первого, второго ... и n -го минералов; $Pe_{\text{лог}}$, $Pe_{\text{фл}}$ — фотоэффекты пород и флюида; Pe_1 , Pe_2 , ..., Pe_n — фотоэффекты первого, второго ... и n -го минералов; $U_{\text{лог}}$, U_1 , U_2 , ..., U_n — содержания урана пород, первого, второго ... и n -го минералов; $THOR_{\text{лог}}$, $THOR_1$, $THOR_2$,

..., $THOR_n$ — содержания тория пород, первого, второго ... и n -го минералов. Значение n может достигать 5-ти (до 5-ти групп минералов).

Методы "пористости—литологии" применяются с высокой эффективностью в разрезе магматических пород фундамента только в случае одновременного применения этих методов. Определяется состав минералов и соотношения между ними — V_1 , V_2 , ..., V_n . Поэтому вышеуказанные методы ГИС являются обязательными, включаемыми в комплекс.

Методы электрического (FMI) и акустического (DSI) сканирования пород фундамента и их интерпретация. 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). Методы, входящие во вторую группу, позволяют выявить зоны дробления, трещиноватости и определить трещинную пористость, параметры трещин (угол падения, плотность трещин, азимут простирания, раскрытость). В данной статье представлены результаты интерпретации данных методов FMI и DSI.

Электрическое сканирование, выполненное приборами FMI (Formation Micro Image) фирмы Шлюмберге, достигается регистрацией плотности электрического поля с высоким дискретным разрешением (2,5 мм) и используется для создания образа (image) проводимости части стенок скважины, покрываемой башмаком прибора во время его движения. 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.

Трещина моделируется как тонкий плоский слой с однородным сопротивлением, равным сопротивлению раствора в зоне проникновения. Параметры моделирования следующие: сопротивление пород в зоне проникновения $\rho_{\text{зп}}$ равно 10, 100, 1000 Ом · м; угол наклона трещин от 0 до 40°; раскрытость трещины $b = 50 \div 200$ мкм; сопротивление раствора постоянно и равно 0,1 Ом · м; отклонение прибора от стенки скважины 0—25 мм. При этих параметрах получена уверенная связь между электрическим сопротивлением и параметрами системы скважина—порода:

$$\frac{A\rho_{\text{в}}}{b} = \frac{\rho_{\text{зп}}^{a-1}}{c\rho_{\text{р}}},$$

где c — коэффициент пропорциональности, который устанавливает связь замеренного сопротивления с сопротивлением $\rho_{\text{зп}}$; $\rho_{\text{в}}$ — удельное сопротивление пластовой воды; a определяет чувствительность A прибора к контрасту сопротивлений между породами и буровым раствором; $\rho_{\text{р}}$ — сопротивление бурового раствора.

Раскрытость трещины рассчитывается с помощью программы FracView (фирма Шлюмберже) из предположения, что проводимость по FMI пропорциональна раскрытости трещин. Полагается, что в открытой трещине после бурения остается только один тип флюида (фильтрат) с сопротивлением $\rho_{\text{р}}$. Кроме того, при расчете раскрытости трещина предполагает 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 реальных условиях было установлено, что раскрытость трещин в нефтяной части значительно ниже раскрытости трещин в водонасыщенной части залежи. Поэтому при расчете раскрытости трещин вводится поправка за остаточную водонасыщенность $K_{\text{в}}$. Поправка рассчитывается по одному из методов ГИС: $\rho_{\text{рк}} = \rho_{\text{р}} / K_{\text{в}}$, где $\rho_{\text{рк}}$ — кажущееся сопротивление бурового раствора (фильтрата). Обычно принимается значение $K_{\text{в}} = 0,15$.

В разрезе ряда скважин для изучения гранитоидного фундамента применяется **акустический сканирующий каротаж** аппаратурой DSI (Dipole Sonic Imager) с записью поперечной, продольной и волн Стоунли. Последняя рассматривается как волна, характеризующая проницаемость пород, а в трещиноватых коллекторах может использоваться для выделения трещин. Волна Стоунли имеет большую энергетическую пику на частоте 2 кГц и некоторые повышения энергии на 10 кГц. 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 про-

исходит изменение акустического сопротивления, что вызывает отражение части сигнала волны Стоунли. Таким образом, наличие открытой трещины в скважине ведет к ослаблению амплитуды волны Стоунли и к отражению волны Стоунли.

Опираясь на указанные допущения и обоснования, можно констатировать, что совместная интерпретация данных FMI и DSI имеет важное значение. Во-первых, информация из данных двух методов дает возможность лучше определить зоны вторичного изменения. Во-вторых, можно исключить ошибки при регистрации из-за технических осложнений стенки скважины.

Некоторые результаты исследования пород-коллекторов фундамента методом ГИС. Интерпретация материалов традиционных методов ГИС выполняется с использованием программы Basroc 3.0, разработанной в НИПИ-морнефтегаз СП "Вьетсовпетро" [Son et al., 2006]. Для пород разреза фундамента определяются следующие параметры, характеризующие ФЕС: вторичная ($K_{\text{вт}}$) и трещинная ($K_{\text{тр}}$) пористости, эффективная мощность ($H_{\text{эф}}$) и проницаемость ($K_{\text{пр}}$). По результатам интерпретации и исследованиям керна принято нижнее граничное значение вторичной пористости $K_{\text{вт}} = 0,3 \%$, принимаемое при подсчете запасов. Проникновение раствора в трещины снижает сопротивление трещиноватых пород. Поэтому для определения $K_{\text{тр}}$ по данным электрометрии применяется уравнение Максвелла (Maxell), которое в большей степени подходит для чисто трещинных коллекторов. Для повышения достоверности результатов определения эффективных толщин применяются дополнительные критерии — $DT_{\text{лог}} > DT_{\text{лог ма}}$, где $DT_{\text{лог ма}}$ — измеренное интервальное время для пород с матричной пористостью, и $K_{\text{тр}} \geq 0,05 \%$.

Комплексная интерпретация материалов сканирования FMI и DSI выполняется программой Porospect [Тухтаев и др., 2002] и решает следующие задачи: 1) выделения, классификации и определения 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. 5) 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, 3960—3993, 4045—4065 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 1,664 мм. Максимальное значение встречено в скв. 19 (0,87 и 1,66 мм), а минимальные — в скв. 28 и 29 (0,001—0,003 мм). Трещины с малыми значениями раскрытости в этих и других скважинах обычно имеют северо-южное

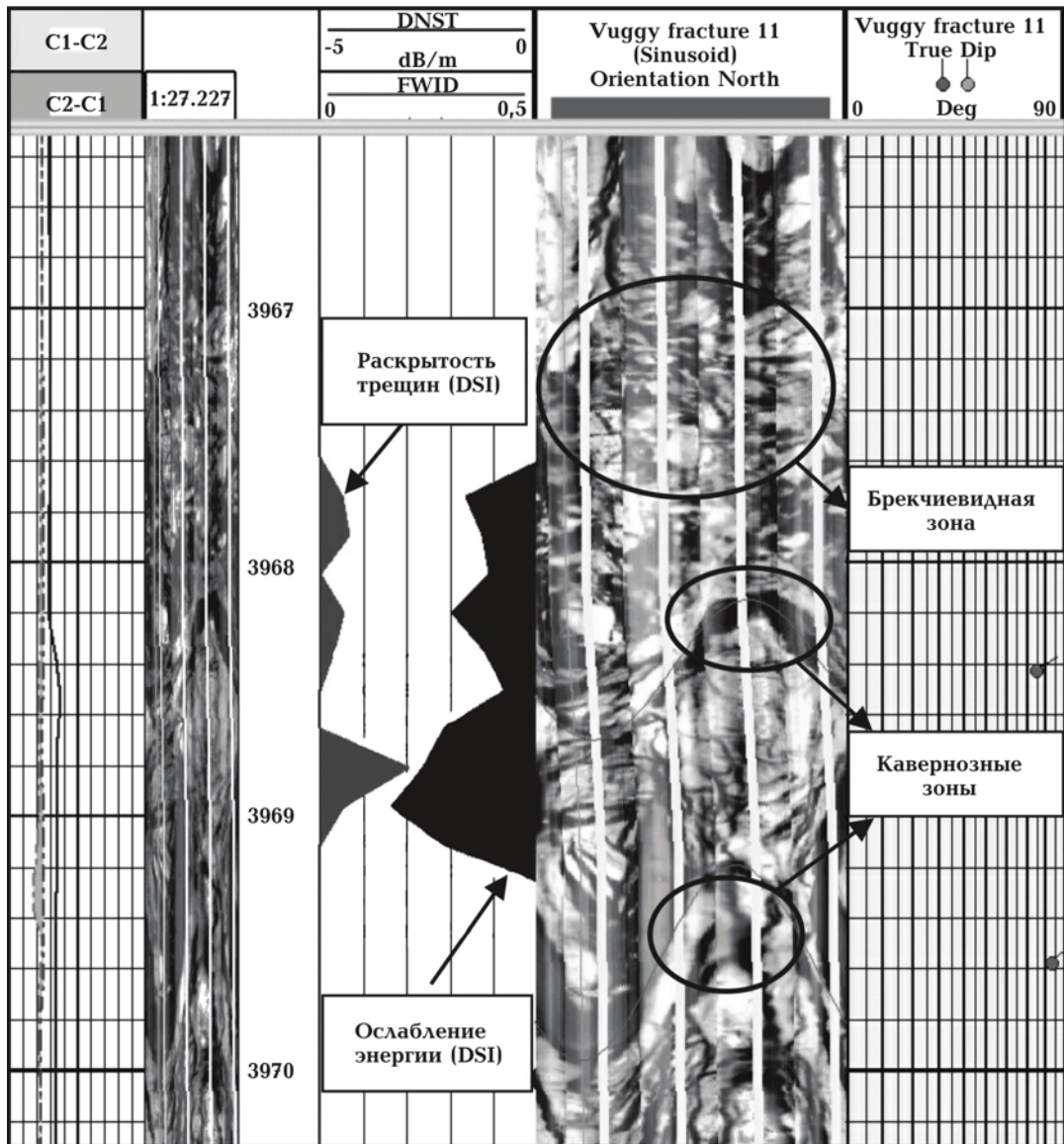


Рис. 5. Месторождение Белый Тигр, скв. 32. Электрический имидж (FMI) и результаты интерпретации акустического сканирования (DSI). Выделены брекчиевидная и кавернозные зоны трещиноватости кристаллического фундамента.

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 пределе от 1,037 (интервалы глубин 3550—3600 м) до 0,044 мм (4700—4750 м). Раскрытость кавернозных трещин лежит в пределах от 1,378 (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 изменчивостью пород. Для интервалов, где блоковая часть пород не изменена, полученная пористость показывает величину кавернозно-трещиноватой пористости $K_{\text{ПВТ}}$. Значения $K_{\text{ПВТ}}$ колеблются от 0,03 до 1,49 % по 50-метровым интервалам.

Определение ориентации и угла падения трещин. Основным направлением трещин (максимальная плотность) является: северо-запад—юго-восток и юго-запад—северо-восток. Кроме того, присутствуют иные дополнительные 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° , обладающий угол в пределах $65\text{--}75^\circ$.

Угол падения и азимут простирания трещин соответствуют направлениям основных нарушений (см. рис. 2). Эти результаты являются важными исходными данными при создании геологической модели для последующего гидродинамического моделирования. Сводные осредненные результаты интерпретации данных FMI и DSI приведены в табл. 1.

Явная закономерность изменения (уменьшения) значения вторичной пористости с глубиной как по FMI так и по ГИС, демонстрирует рис. 6. Хотя видна большая разница значений вторичной пористости по FMI и по ГИС, 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.

Следует отметить, что установленный факт больших средних величин пористости по данным ГИС по сравнению со сканерной пористостью FMI (табл. 1, рис. 6) не согласуется с выводами работы [Лукина, Лухминский, 2008], 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 имеют место увеличения пористости по FMI по сравнению с пористостью по НКТ.

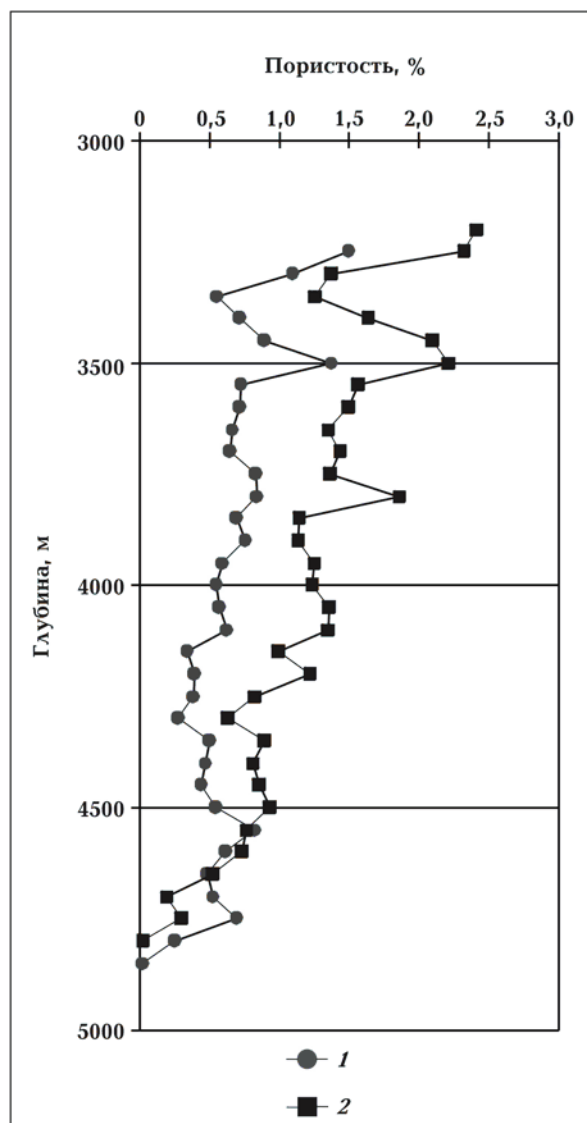


Рис. 6. Изменения с глубиной осредненной по 50-метровым интервалам вторичной пористости ($K_{\text{ПВТ}}$) пород кристаллического фундамента Белого Тигра: 1 — по результатам интерпретации данных FMI; 2 — по результатам интерпретации данных ГИС.

Т а б л и ц а 1. Пустотность ($K_{пвт}$), раскрытость и плотность трещин пород фундамента по 50-метровым интервалам по результатам интерпретации данных ГИС и FMI/DSI (осредненные данные 17 скважин Центрального купола Белого Тигра)

Номер	Глубина, м		$K_{пвт}$, % (по ГИС)	$K_{пвт}$, % (по FMI)	Раскрытость общая, мм	Средняя раскрытость по 4 типам*, мм	Каверновая раскрытость, мм	Плотность трещин, тр/м	Плотность трещин по 4 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

* Приведены данные по следующим 4 типам трещин: непрерывные, прерывистые, брекчевидные, контактные.

По сопоставлению результатов интерпретации FMI / DSI с данными промысловой геологии и данными разработки установлено, что нефтеотдающие интервалы месторождения Белый Тигр обладают нижеследующими признаками: 1) интенсивной аномалией волны Стоунли; 2) раскрытостью трещин более 1 мм; 3) кавернами, видимыми на имиджах электрических сканеров; 4) $K_{\text{ДВТ}}$ в интервале 2—4 %; 5) умеренной плотностью трещин, преимущественно 2—5 трещин на метр.

Комплексная интерпретация данных FMI / DSI дает возможность **качественно** оценить со-

стояние гранитоидного резервуара в различных интервалах скважин и сопоставить скважины для оценки их перспективности.

Определения проницаемости коллекторов в кристаллическом фундаменте. На основе кинематического и динамического анализа систем трещин установлено [Тимурзиев, 2008], что *дебиты* скважин тесно связаны с *проницаемостью*. Этот вывод хорошо согласуется с данными, приведенными в табл. 2. Тесная прямая корреляционная связь удельных дебитов (G) работающих интервалов в породах кристаллического фундамента и проницаемости ($K_{\text{пр}}$), опре-

Т а б л и ц а 2. Сопоставление величин удельного дебита (G) работающих интервалов в породах кристаллического фундамента и проницаемости ($K_{\text{пр}}$)

Условный номер скважины	Глубина работающего интервала, м		Дебит нефти, м ³ /сут	Работающая мощность, м	Диаметр штуцера, мм	Удельный дебит нефти G , м ³ /сут/м/мм	Проницаемость $K_{\text{пр}} \cdot D$
	от	до					
11	3348	3358	3,4	10	18	0,019	0,055
	3358	3377	26,5	19		0,077	0,216
	3387	3407	105,4	20		0,293	0,859
	3427	3447	65,0	20		0,181	0,530
	3457	3467	47,1	10		0,262	0,768
	3477	3516	300,5	39		0,428	1,225
	3526	3556	209,4	30		0,388	1,138
	3566	3586	140,7	20	0,391	1,147	
12	3470	3500	24,6	30	14	0,059	0,056
	3510	3530	62,3	20		0,223	0,212
	3540	3560	61,5	20		0,220	0,209
	3570	3590	19,0	20		0,068	0,065
	3600	3620	25,1	20		0,090	0,086
	3650	3660	53,3	10		0,381	0,363
	3670	3680	83,5	10		0,596	0,569
	3690	3720	18,2	30		0,043	0,042
	3730	3761	41,4	31		0,095	0,094
	3781	3811	254,3	30		0,605	0,577
14	3263	3281	27,8	18	20	0,077	0,028
	3300	3319	33,3	19		0,088	0,033
	3376	3395	29,1	19		0,077	0,029
	3433	3452	16,4	19		0,043	0,016
	3490	3509	29,5	19		0,078	0,029
	3529	3548	27,7	19		0,073	0,028
	3567	3625	54,4	58		0,047	0,018
	3723	3820	573,8	97		0,296	0,114

Т а б л и ц а 3, Величины удельного дебита (G) работающих интервалов в породах кристаллического фундамента и геофизические параметры пустотности $K_{п об}$, $K_{п вт}$

Условный номер скважины	Глубина работающего интервала, м		Дебит, м ³ /сут	Мощность работающего интервала, м	Диаметр штуцера, мм	Удельный дебит G , м ³ /сут/м/мм	$K_{п об}$, %	$K_{п вт}$, %	
	от	до							
12	3470	3500	24,6	30	14	0,0586	2,24	0,27	
	3510	3530	62,3	20		0,2225	1,52	0,18	
	3540	3560	61,5	20		0,2196	4,91	3,47	
	3570	3590	19,0	20		0,0679	4,94	3,77	
	3600	3620	25,1	20		0,0896	4,90	1,59	
	3650	3660	53,3	10		0,3807	5,62	4,00	
	3670	3680	83,5	10		0,5964	6,33	2,50	
	3690	3720	18,2	30		0,0433	2,78	0,15	
	3730	3761	41,4	31		0,0954	5,18	2,41	
	3781	3811	254,3	30	0,6055	5,47	2,10		
	3480	3500	3,6	20	8	0,0225	2,27	0,25	
	3510	3530	14,4	20		0,0900	1,52	0,18	
	3580	3630	41,8	50		0,1045	5,36	3,23	
	3650	3670	4,8	20		0,0300	5,53	2,07	
	3690	3720	12,8	30		0,0533	2,78	0,15	
	3730	3771	37,4	41		0,1140	5,66	3,04	
	3781	3811	55,3	30	0,2304	5,47	2,10		
	3480	3550	27,7	70	10	0,0396	2,42	0,71	
	3560	3610	58,2	50		0,1164	5,45	3,93	
	3620	3660	29,2	40		0,0730	3,80	2,25	
	3690	3720	25,8	30		0,0860	2,78	0,15	
	3730	3761	46,4	31		0,1497	5,18	2,41	
	3781	3811	29,7	30	0,0990	5,47	2,10		
	3470	3540	26,2	70	12	0,0312	2,02	0,23	
	3560	3620	49,0	60		0,0681	5,24	3,28	
	3630	3640	5,4	10		0,0450	2,75	1,10	
	3650	3660	10,6	10		0,0883	5,62	4,00	
	3670	3690	13,6	20		0,0567	5,69	1,78	
	3700	3710	4,0	10		0,0333	2,25	0,38	
	3720	3730	2,2	10		0,0183	2,22	0,42	
	3750	3771	32,7	21		0,1298	6,75	4,84	
	3781	3811	120,5	30		0,3347	5,47	2,10	
	13	3375	3395	18,5		20	16	0,0584	3,87
		3396	3404	3,1	8	0,0242		5,19	3,25
		3406	3410	4,9	4	0,0773		1,96	0,16
		3415	3424	67,0	9	0,4658		4,67	2,65
3426		3434	0,7	9	0,0049	3,98		2,03	
3435		3439	0,5	4	0,0079	2,44		0,50	
3441		3460	0,02	19	0,0001	2,77		0,59	
14	3263	3281	27,8	18	20	0,0772	6,07	3,13	
	3300	3319	33,3	19		0,0876	5,62	2,45	
	3376	3395	29,1	19		0,0766	6,42	2,71	
	3433	3452	16,4	19		0,0432	5,49	0,42	
	3490	3509	29,5	19		0,0776	3,71	0,84	
	3529	3548	27,7	19		0,0729	5,06	2,58	
	3567	3625	54,4	58		0,0469	4,85	1,69	
	3723	3820	573,8	97		0,2958	3,12	1,18	
15	3487	3527	140,0	40	18	0,194	6,67	2,91	
	3537	3587	44,1	50		0,0490	5,40	1,80	
	3607	3677	98,0	70		0,0778	4,46	1,15	
	3687	3707	43,7	20		0,1214	4,79	1,10	
	3747	3777	468,9	30		0,8683	9,97	6,12	

Окончание табл. 3

Условный номер скважины	Глубина работающего интервала, м		Дебит, м ³ /сут	Мощность работающего интервала, м	Диаметр штуцера, мм	Удельный дебит G, м ³ /сут/м/мм	K _{п об} , %	K _{п вт} , %
	от	до						
16	3617	3622	15,1	5	16	0,1888	4,21	0,35
	3637	3642	10,6	5		0,1325	5,40	0,32
	3657	3672	88,4	15		0,3683	5,99	1,80
17	3243	3255	22,5	12	12	0,1569	5,02	2,20
	3260	3270	29,0	10		0,2426	3,81	1,01
	3300	3308	27,2	8		0,2844	4,42	1,25
	3406	3408	24,7	2		1,0292	8,58	—
	3243	3255	35,6	12	16	0,1862	5,02	2,20
	3260	3270	45,5	10		0,2855	3,81	1,01
	3300	3308	42,7	8		0,3348	4,42	1,25
	3406	3408	38,8	2		1,2125	8,58	—
18	3919	3929	113,2	10	20	0,5660	5,85	0,95
	3939	3954	72,0	15		0,2400	5,17	2,74
22	3682	3687	9,1	5		0,1820	5,43	—
	3697	3712	19,6	15		0,1307	3,94	2,06
23	3459	3464	63,6	5	16	0,7950	2,75	1,51
	3539	3549	58,2	10		0,3638	4,90	2,23
	3584	3589	81,4	5		1,0175	6,65	4,15
25	3576	3582	87,6	6	16	0,9095	4,05	2,13
	3600	3605	58,4	5		0,7329	9,52	5,82
	3622	3630	29,2	8		0,2276	4,78	2,71
26	3446	3495	53,9	49	16	0,0688	3,99	1,63
	3505	3525	41,4	20		0,1294	5,04	2,64
	3644	3674	306,7	30		0,6390	4,06	1,47
	3714	3734	293,8	20		0,9181	4,80	2,80
27	3442	3452	1,8	10	16	0,0113	2,57	1,28
	3472	3482	2,0	10		0,0125	1,90	0,00
	3487	3502	3,0	15		0,0125	3,31	1,25
	3512	3537	5,6	25		0,0140	5,98	3,27
	3547	3592	12,6	45		0,0175	6,24	3,16
	3602	3647	7,5	45		0,0104	5,60	3,18
	3687	3742	176,1	55		0,2001	2,27	0,57
29	3428	3435	231,4	7	18	1,8365	10,16	6,83
	3448	3451	46,3	3		0,8574	6,08	4,62
	3461	3473	99,2	12		0,4593	5,44	2,82
	3428	3435	194,4	7	16	1,7357	10,16	6,83
	3448	3451	43,2	3		0,9000	6,08	4,62
	3461	3473	81,0	12		0,4219	5,44	2,82
32	3662	3672	56,0	10	25	0,2316	2,76	1,15
	3725	3757	157,0	32		0,1945	3,25	2,14
	3808	3828	156,0	20		0,3180	2,19	0,95
	3878	3902	178,0	25		0,2859	6,60	3,35
	3662	3672	17,0	10	16	0,1099	2,76	1,15
	3725	3757	78,0	32		0,1510	3,25	2,14
	3808	3828	19,0	20		0,0605	2,19	0,95
	3878	3902	226,0	25		0,5673	6,60	3,35
	3662	3672	13,0	10	10	0,1344	2,76	1,15
	3725	3757	16,0	32		0,0496	3,25	2,14
	3808	3828	72,0	20		0,3670	2,19	0,95
	3878	3902	79,0	25		0,3173	6,60	3,35
37	3556	3591	246,6	35	14	0,5033	2,63	1,18
38	4047	4072	28,0	25	10	0,1120	5,57	3,98
	4147	4162	42,0	15		0,2800	3,53	1,83
	4192	4212	14,2	20		0,0710	3,13	1,85



Рис. 7. Сопоставление удельных дебитов (G) работающих интервалов в породах кристаллического фундамента и проницаемости ($K_{пр}$), определенной по результатам гидродинамических исследований скважин.

деленной по результатам гидродинамических исследований скважин, убедительно демонстрируется рис. 7.

Результаты гидродинамических исследований имеются далеко не по всем скважинам. Поэтому для создания интерпретационно-прогностической базы ГИС, учитывая тесную прямую связь проницаемости и удельных дебитов работающих интервалов, построим зависимость G от геофизических параметров пустотности $K_{п.об}$, $K_{п.вт}$ (рис. 8). Для анализа данных и построения зависимостей используем данные комплексной интерпретации данных методов ГИС и результаты 23-х испытаний 84-х работающих

интервалов кристаллического фундамента в 16-ти скважинах (табл. 3).

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

2. Охарактеризованы традиционные методы ГИС и методы сканирования стенки скважины FMI / DSI, применяемые для выделения и изучения коллекторов в кристаллическом фундаменте месторождения Белый Тигр.

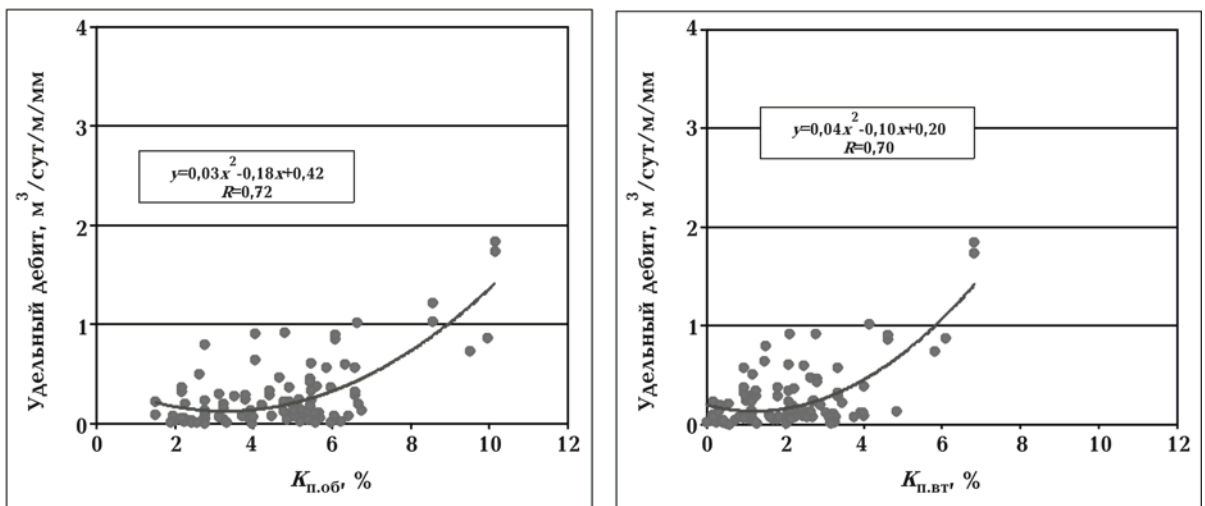


Рис. 8. Кросс-плоты и зависимости удельных дебитов (G) работающих интервалов в породах кристаллического фундамента от геофизических параметров пустотности $K_{п.об}$, $K_{п.вт}$. Количество определенных дебитов $N = 106$.

3. Приведены сводные результаты комплексной интерпретации данных ГИС и сканирования по определению ФЕС трещинно-кавернозных коллекторов фундамента Белого Тигра.
 4. Результаты интерпретации данных ГИС и FMI / DSI 17-ти скважин, вскрывших фундамент Центрального свода месторождения по вертикали до 2 км, позволили установить закономерное уменьшение вторичной пустотности с глубиной, сходящейся к нулю на абсолютных отметках порядка 5 км.
 5. Данные сканирования далеко не полностью отражают величину трещинной пустотности. Комплексная интерпретация данных FMI / DSI дает важную качественную характеристику трещинно-кавернозной пустотности для выделения нефтеотдающих интервалов.
 6. Комплексная интерпретация традиционных методов ГИС (АК, ГГК, ННК ГК-С) позволяет количественно оценить величину общей и вторичной пористости коллекторов кристаллическом фундаменте.
 7. Существует прямая тесная корреляционная связь величины удельных дебитов работающих интервалов и величины их проницаемости. Для прогнозной оценки продуктивности вскрытых интервалов в кристаллическом фундаменте разработаны зависимости удельных дебитов от геофизических параметров пористости.
- При выполнении исследований использован фактический геолого-геофизический материал по 28 скважинам, вскрывшим кристаллический фундамент Центрального свода Белого Тигра, а также данные промысловой геологии и разработки.
- Авторы благодарят заместителя директора по геологии НИПИморнефтегаз Р.Х. Сон, предоставившего возможность использовать фондовые и архивные геолого-геофизические материалы.*

Список литературы

- Лукина Т. Ю., Лухминский Т. Ю. Сравнение данных стандартных методов ГИС и результатов обработки измерений микросканером FMI // Каротажник. — 2008. — № 3. — С. 3—7.
- Нгуен Х. Б., Исаев В. И. Выявление и изучение методами ГИС нефтегазовых коллекторов в кристаллическом фундаменте // Увеличение нефтеотдачи — приоритетное направление воспроизводства углеводородного сырья: Матер. Междунар. научно-практической конференции. — Казань: Изд-во "Фэн" АН РТ, 2011. — С. 360—363.
- Тимурзиев А. И. Технология прогнозирования трещиноватости на основе трехмерной геомеханической и кинематической модели трещинного коллектора // Геофизика. — 2008. — № 3. — С. 41—60.
- 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.
- 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: Science and Technics Publishing House, 2006. — P. 459—467.