

На правах рукописи



Нгуен Хыу Бинь

ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА
ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА
МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЛЫЙ ТИГР (ПО ДАННЫМ КАРОТАЖА)

25.00.10 – Геофизика, геофизические методы поисков
полезных ископаемых

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Томск
2013

Диссертация выполнена на кафедре «Геофизики» Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Научный руководитель: Исаев Валерий Иванович
доктор геолого-минералогических наук,
профессор

Официальные оппоненты: Злобин Тимофей Константинович
доктор геолого-минералогических наук, профессор,
ФГБ УН «Институт морской геологии и геофизики
ДВО РАН», главный научный сотрудник
(г. Южно-Сахалинск)

Мельник Игорь Анатольевич
кандидат геолого-минералогических наук,
Томский филиал ГУП «Сибирский научно-
исследовательский институт геологии,
геофизики и минерального сырья»,
заведующий лабораторией интерпретации материалов
геофизических исследований скважин (г. Томск)

Ведущая организация: ООО «Томскгазпромгеофизика» (г. Томск)

Защита диссертации состоится 19 декабря 2013 г. в 15-00 на заседании диссертационного совета Д 212.269.12 при ФГБОУ ВПО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» по адресу: 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, корпус 20, ауд. 504.

С диссертацией можно ознакомиться в научно-технической библиотеке ФГБОУ ВПО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» по адресу: 634050, г. Томск, ул. Белинского, 53.

Автореферат разослан «_11_» __ноября_____ 2013 г.

Ученый секретарь диссертационного совета

Д 212.269.12, д. г.-м. н., профессор



А.А. Поцелуев

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. К настоящему времени открыты и разрабатываются более ста месторождений нефти и газа в фундаменте ряда бассейнов США, Латинской Америки, Ливии, Египта, Китая, Вьетнама и России. Причем на Россию, Западную Сибирь приходится порядка 50 месторождений, в том числе на Томскую область – 15. О перспективах нефтегазоносности фундамента Западно-Сибирской плиты еще в 30-40 годы XX века высказывались известные ученые И.М. Губкин, Н.С. Шатский, М.М. Чарыгин, М.К. Коровин и др. В конце прошлого века проблеме нефтегазоносности фундамента Западной Сибири посвятили свои труды В.С. Сурков, И.И. Нестеров, В.А. Скоробогатов и др. В последние годы интенсивные исследования по этой проблеме ведут А.М. Брехунцов, А.Н. Дмитриевский, А.В. Ежова, Т.А. Коровина, Е.А. Ковешников, И.И. Нестеров (мл.) и ряд других ученых и специалистов.

Во Вьетнаме 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. (Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.Л., Кошляк В.А., Куи Х.В., Киреев Ф.А., Лукин А.Е., Поспелов В.В., Тимурзиев А.И., Шан Н.Т., Шустер В.Л. и др.). На месторождении Белый Тигр разрабатывается крупная залежь нефти в гранитоидах фундамента, которая является самой большой во Вьетнаме.

В отличие от традиционных пород-коллекторов, имеющих преимущественно гранулярную пористость, коллекторы кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр характеризуются трещинно-кавернозной пористостью, имеют различное распределение петротипов как по площади, так и по разрезу. По результатам исследования керн пород-коллекторов фундамента установлено, что породы фундамента характеризуются значительной петрографической неоднородностью и в различной степени подвергнуты вторичному изменению. Это усложняет поровое пространство пород фундамента, что вызывает ряд трудностей при изучении пород-коллекторов *геофизическими методами исследования скважин*.

Поэтому изучение методами ГИС характера распространения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов фундамента, является **актуальной задачей**, решение которой позволяет выявить геологические особенности и главные 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 Белый Тигр. Кроме того, изучение нефтегазоносности магматических пород приобретает особую актуальность в связи с выявлением фундаментальных закономерностей нефтидогенеза, включая генезис резервуаров и нефтей в фундаменте (Кошляк, 2002; Старостенко и др., 2011).

Объектом исследования данной работы являются породы-коллекторы нефти со сложной структурой порового пространства кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр.

Цель настоящей работы – изучение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов в кристаллическом фундаменте месторождения Белый Тигр.

В диссертационной работе решались следующие задачи – выявление особенностей распределения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов

кристаллического фундамента по разрезу и по площади месторождения Белый Тигр, определение закономерностей изменения емкостных свойств и продуктивности.

Решение задачи включало следующие этапы:

1. Аналитический обзор полевых геофизических методов и геофизических методов исследований скважин, применяемых для изучения трещинно-кавернозных коллекторов.

2. Характеристика нефтегазоносности месторождения, выяснение общих литолого-петрографических и петрофизических характеристик магматических коллекторов, обусловленных эндогенными и экзогенными факторами.

3. Анализ и обобщение результатов исследования керна пород фундамента, с детализацией по геологическим блокам. Определение основных факторов, влияющих на образование пористости в породах-коллекторах фундамента.

4. Анализ эффективности геофизических методов исследования разрезов скважин, вскрывших фундамент месторождения.

5. Обоснование разделения резервуара фундамента на блоки и построение зависимостей вторичной пористости от глубины на основе результатов интерпретации данных ГИС.

6. Геологическая интерпретация зависимостей вторичной пористости от глубины, районирование резервуара (ранжирование блоков) по степени нефтеперспективности.

7. Построение зависимостей удельной продуктивности от общей и вторичной пористостей на основе результатов интерпретации данных ГИС в интервалах притока нефти. Создание интерпретационно-прогностической базы для оценки продуктивности разреза по данным каротажа.

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

Научная новизна работы

1. Выявлено, что данные сканирования (FMI/DSI) не полностью отражают величину вторичной пористости. Комплексная интерпретация данных FMI/DSI дает, в основном, качественную характеристику трещинно-кавернозной пористости для выделения нефтеотдающих интервалов. Комплексная интерпретация традиционных методов ГИС (АК, ГТК, ННК, ГК-С) позволяет количественно оценить величину общей и вторичной пористости коллекторов в кристаллическом фундаменте.

2. По результатам интерпретации данных традиционных методов ГИС установлены закономерности изменения вторичной пористости с глубиной каждого геологического блока и особенности распространения пустотности по площади месторождения. Подтвержден главный фактор – тектонический, который способствует образованию трещинно-кавернозного коллектора.

3. По данным каротажа продуктивности и результатам интерпретации данных ГИС установлены закономерности изменения удельной продуктивности от общей и вторичной пористости для каждого геологического блока.

Практическая значимость исследований

1. Нефтегеологическая интерпретация зависимостей вторичной пористости от глубины позволила выполнить районирование резервуара (ранжирование блоков) в кристаллическом фундаменте по степени нефтеперспективности.

2. Значимые закономерности (удельная продуктивность – пористость по ГИС) рекомендуются для интерпретации данных ГИС и прогнозирования в пределах Центрального и Северного блоков.

Публикации

Основные положения и результаты, представленные в диссертационной работе, докладывались на Международной научно-практической конференции «Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление воспроизводства запасов углеводородов» (Казань, 2011); на Всероссийской научно-практической конференции «Научная инициатива иностранных студентов и аспирантов российских вузов» (Томск, 2011); на Шестых научных чтениях памяти Ю.П. Булашевича «Глубинное строение, геодинамика, тепловое поле Земли, интерпретация геофизических полей» (Екатеринбург, 2011); на IV Международной научной конференции «Современные проблемы регионального развития» (Биробиджан, 2012); на XIII Уральской молодежной научной школе по геофизике (Екатеринбург, 2012), на XVI Международном симпозиуме имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых (Томск, 2012); на XVII Международном симпозиуме имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых (Томск, 2013); на Всероссийской молодежной научной конференции «Трофимуковские чтения – 2013» (Новосибирск, 2013); на IX Международной научной конференции «Moderní vymoženosti vědy – 2013» (Прага, 2013).

Основные результаты исследований по теме диссертации опубликованы в 13 печатных работах, из них – 4 статьи в журналах, входящих в перечень ВАК.

Защищаемые научные положения

1. Установлены закономерности и особенности распределения пористости кристаллических коллекторов в геологических блоках месторождения Белый Тигр, заключающиеся в уменьшении вторичной пористости с глубиной, дифференциальном влиянии тектонического и петрографического факторов.

2. Установлены закономерности и особенности продуктивности кристаллических коллекторов в геологических блоках месторождения Белый Тигр, заключающиеся в квазипароболической связи удельной продуктивности и вторичной пористости, дифференциальном влиянии вторичного минералообразования.

Личный вклад автора

1. Выявлены закономерности и особенности распределения пористости по данным ГИС. Сформулирован главный фактор образования пористости в породах кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр – тектонический.

2. Выявлены закономерности изменения удельной продуктивности от общей и вторичной пористостей по блокам кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр.

Структура и объем диссертации

Диссертация состоит из введения, 5 разделов, заключения, общим объемом 142 страницы, а также 28 иллюстраций и 29 таблиц, список источников включает 96 наименования.

Диссертационная работа выполнена в Институте природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, г. Томск.

Благодарности

Автор выражает искреннюю благодарность своему научному руководителю д.г.-м.н. В.И. Исаеву за всевозможную поддержку и ценные советы. Автор признателен начальнику Lê Đình Lăng и сотрудницам отдела Промысловой геологии НИПИморнефтегаза СП Вьетсовпетро. Особую благодарность хочется выразить

заместителю директора НИПИморнефтегаза СП Вьетсовпетро Phạm Xuân Sơn за поддержку, предоставление фондовых материалов.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

1. Геофизические методы выявления и изучения нефтегазовых коллекторов в трещинно-кавернозных комплексах

Методы полевой геофизики используются, главным образом, для изучения неоднородностей, связанных со слоистой структурой осадочного чехла или в задачах тектонического и петрофизического районирования фундамента. С этой целью применяется комплексирование грави- и магниторазведки с сейсмическими методами, направленное главным образом на решение региональных геологических задач.

Большинство методов изучения фундамента опираются на акустические свойства горных пород, т. е. это различные модификации сейсмического метода. В сейсморазведке применяются различные модификации и подходы с двумя целями: 1) картирование поверхности фундамента и систем нарушений; 2) выявление «зон разуплотнения» (зон дезинтеграции). Эти зоны характеризуются потерей корреляции отражающих горизонтов, связанной с нарушением осей синфазности и падением амплитудно-частотного спектра сигнала на временном сейсмическом разрезе. Зоны потери корреляции, при прочих равных условиях, могут интерпретироваться, как зоны дезинтеграции.

Геофизические методы исследования скважин. Коллекторы в карбонатных и кристаллических породах являются сложными, характеризующимися наличием в поровом пространстве генетически различных пор. Наличие двух и более систем пор приводит к существенному изменению петрофизических параметров пород и обуславливает дополнительные трудности при выделении коллекторов, количественной оценке их параметров, определении характера и степени насыщенности геофизическими методами исследования скважин. Принято, что ведущими методами исследования трещиноватых коллекторов в скважинах являются акустический и электрический.

По рассмотрению геофизических методов исследования скважин при изучении сложного коллектора можно сделать следующие выводы:

1) использование многозондового акустического каротажа позволяет не только выделить интервалы трещиноватых пород-коллекторов, но и определить их характер насыщения на газонефтяных месторождениях;

2) изучение сложных пород-коллекторов методом микроэлектрического имиджера FMI позволяет выделить зоны трещиноватости с детализацией их типов и количественно определить составляющую трещинно-кавернозную пористость.

2. Общая характеристика пород и коллекторов фундамента месторождения Белый Тигр

Месторождение Белый Тигр расположено в пределах Кыулонгской впадины на шельфе Южного Вьетнама. Длина впадины 450–500 км, ширина 75–110 км. Впадина заполнена, в основном, терригенными отложениями третичного возраста, максимальная мощность осадочного чехла в центре впадины, возможно, достигает 8–9 км.

Геологический разрез месторождения Белый Тигр, вскрытый скважинами, представлен докайнозойскими кристаллическими породами фундамента и

преимущественно терригенными породами осадочного чехла (рис. 1). Суммарная толщина вскрытых образований фундамента по вертикали достигает 1750 м (скважина БТ-7009), осадочного чехла – 4740 м (БТ-11).

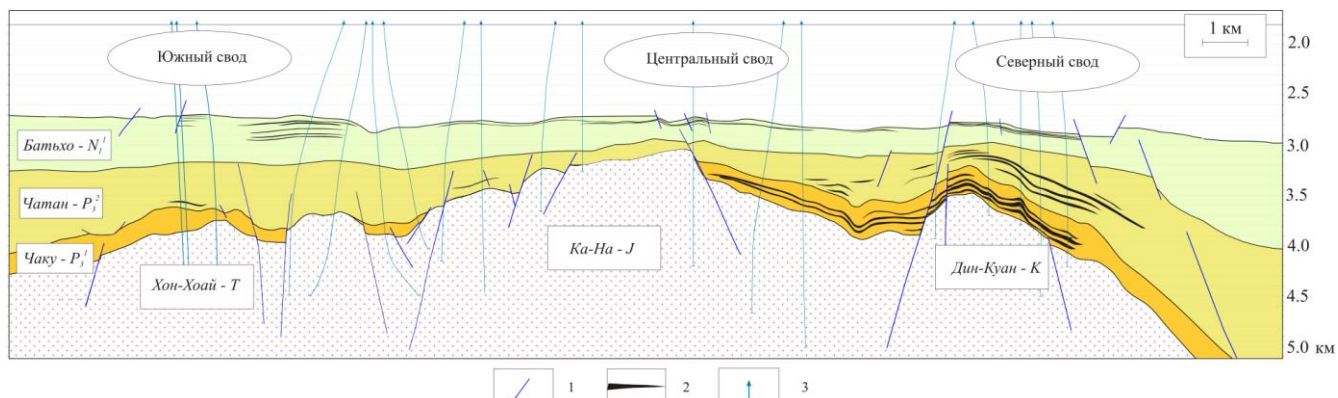


Рис. 1. Схематический геологический разрез месторождения Белый Тигр:
1) тектоническое нарушение; 2) залежь УВ осадочного чехла; 3) скважина

Фундамент осадочного чехла представляет собой горстообразный батолит сложного строения, размером 30 x 6–8 км. Батолит состоит из трех сводов – Южного, Центрального, Северного, которые разбиты серией разломов основного субмеридионального простирания и подчиненного – субширотного.

Разрез осадочного чехла расчленен по литологическим, палинологическим и палеонтологическим признакам на свиты местной стратиграфической шкалы: Чаку (нижний олигоцен), Чатан (верхний олигоцен), Батъхо (нижний миоцен), Кошон (средний миоцен), Донгнай (верхний миоцен) и Бьендонг (нерасчлененные плиоцен-четвертичные отложения).

Продуктивность месторождения установлена в породах фундамента, отложениях олигоценового и ниже-миоценового возраста. Выделяются 4 объекта разработки – породы фундамента, отложения нижнего олигоцена, верхнего олигоцена и нижнего миоцена. Фундамент является главным объектом, обеспечивающим высокую продуктивность и основные запасы.

Результаты изучения керна пород фундамента свидетельствуют о том, что породы имеют значительную петрографическую неоднородность. Особенно большой пестротой пород отличается Северный свод, включающий гранодиориты, граниты, адамеллиты, кварцевые монцониты, кварцевые монцодиориты, кварцевые и субщелочные диориты. Центральный свод сложен преимущественно гранитами. Фундамент Южного свода представлен гранитами, гранодиоритами и кварцевыми монцодиоритами.

Анализ взаимосвязи пористости пород фундамента с их петрографическим составом показывает, что потенциально наиболее продуктивными породами, обладающими высокой приточностью, являются кислые породы – в основном граниты, а также гранодиориты.

3. Методы каротажа скважин и способы интерпретации данных при изучении разреза фундамента месторождения Белый Тигр, сопоставление результатов

В настоящее время при исследовании коллекторских свойств пород фундамента месторождения Белый Тигр используют комплекс каротажных исследований, который

можно разделить на две группы методов – традиционные методы ГИС и методы изучения трещиноватости пород стенки скважины (сканирование).

Комплекс традиционных методов изучения литологии и плотности включает акустический с регистрацией продольной волны, нейтрон-нейтронный каротаж и другие радиоактивные каротаж.

Петрофизическая основа комплексной интерпретации опирается на множественность минерального состава и модель порового пространства. Модель порового пространства гранитоидных трещиноватых 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-ёмкостные свойства.

Общая пористость $K_{n.об}$ определяется по данным методов изучения литологии и плотности. С помощью математической модели при определении пористости можно исключить влияние литологического состава пород путем решения следующей системы уравнений:

$$\begin{aligned} DENS_{log} &= DENS_1 \cdot V_1 + DENS_2 \cdot V_2 + \dots + DENS_n \cdot V_n + DENS_{фл.} \cdot K_{n.об}, \\ DT_{log} &= DT_1 \cdot V_1 + DT_2 \cdot V_2 + \dots + DT_n \cdot V_n + DT_{фл.} \cdot K_{n.об}, \\ W_{log} &= W_1 \cdot V_1 + W_2 \cdot V_2 + \dots + W_n \cdot V_n + W_{фл.} \cdot K_{n.об}, \\ Pe_{log} &= Pe_1 \cdot V_1 + Pe_2 \cdot V_2 + \dots + Pe_n \cdot V_n + Pe_{фл.} \cdot K_{n.об}, \\ U_{log} &= U_1 \cdot V_1 + U_2 \cdot V_2 + \dots + U_n \cdot V_n, \\ THOR_{log} &= THOR_1 \cdot V_1 + THOR_2 \cdot V_2 + \dots + THOR_n \cdot V_n, \end{aligned}$$

где $DENS_{log}$, $DENS_{фл.}$ – плотность пород, измеряемая прибором, и плотность флюида в поровом пространстве $K_{n.об}$; $DENS_1$, $DENS_2$, ..., $DENS_n$ и V_1 , V_2 , ..., V_n – плотности и объемные содержания первого, второго ... и n -ого минералов, соответственно. DT_{log} , $DT_{фл.}$ – интервальное время через породы, измеряемое прибором, и интервальное время через флюид в поровом пространстве; DT_1 , DT_2 , ..., DT_n – интервальные времена 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 пород, первого, второго ... и n -ого минералов. $THOR_{log}$, $THOR_1$, $THOR_2$, ..., $THOR_n$ – содержания тория пород, первого, второго ... и n -ого минералов. Значение n может достигать 5-ти (до 5-ти групп минералов).

Блоковая пористость ($K_{нбл}$) для каждого интервала рассчитана по модальному значению распределения величин общей пористости в уплотненной части разреза, выделенной по верхнему предельному сопротивлению рп* по БК или LLD.

Открытая вторичная пористость $K_{нвт}$ определяется по формуле:

$$K_{нвт} = (K_{n.об} - K_{нбл}) / (1 - K_{нбл}).$$

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 (угол падения, плотность трещин, азимут простираения, раскрытость).

Метод бокового каротажа позволяет:

- определить зоны трещиноватости;
- определить долю трещинной пористости с применением алгоритма Максвелла:

$$\frac{1}{\rho_{п.тр.}} = \frac{2\phi_{тр.}}{3\rho_{б.р.}} + \frac{3-2\phi_{тр.}}{\rho_{п.бл.} - \phi_{тр.}},$$

где $\phi_{тр.}$, $\rho_{п.тр.}$, $\rho_{п.бл.}$, $\rho_{б.р.}$ – трещинная пористость, удельные электрические сопротивления зон трещиноватости, блока и бурового раствора.

Электрическое сканирование, выполненное приборами FMI (Formation Micro Image) фирмы Шлюмберже, достигается регистрацией плотности электрического поля с высоким дискретным разрешением (до 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 простираия трещин и плоскость напластования. Выделение трещин основано на изменении проводимости трещин относительно вмещающих пород.

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.

Нами была установлена явная закономерность изменения (уменьшения) значения вторичной пористости с глубиной, как по FMI так и по ГИС, что демонстрируется рисунком 2. 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 вторичной пористости.

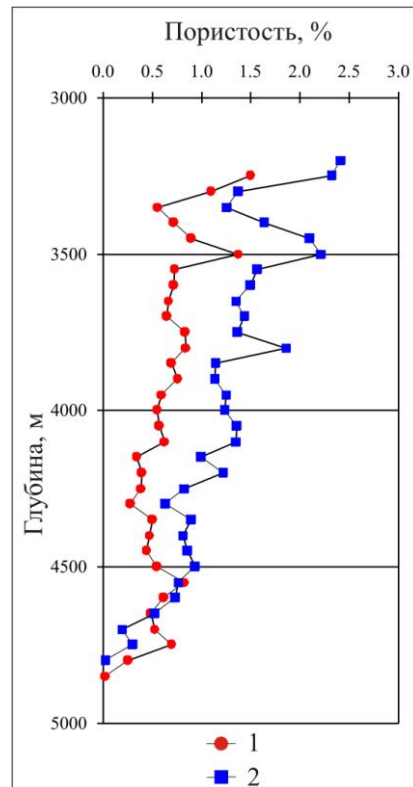


Рис. 2. Изменения с глубиной, осредненной по 50-метровым интервалам, вторичной пористости ($K_{вм}$) пород кристаллического фундамента Белого Тигра: 1 – по результатам интерпретации данных FMI; 2 – по результатам интерпретации данных ГИС

Закономерное уменьшение вторичной пористости с глубиной можно объяснить затуханием процессов трещинообразования в разрезе кристаллических пород на глубинах свыше 4,5–5,0 км.

4. Закономерности изменения пористости кристаллических пород-коллекторов на месторождении Белый Тигр

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 4 блока (рис. 3): Центральный, Северный, Южный и Восточное крыло. Каждый геологический блок фундамента имеет индивидуальные гидродинамические свойства.

Центральный блок имеет наиболее выдержанные и стабильные гидродинамические свойства, сходный характер наблюдается в Северном блоке II.

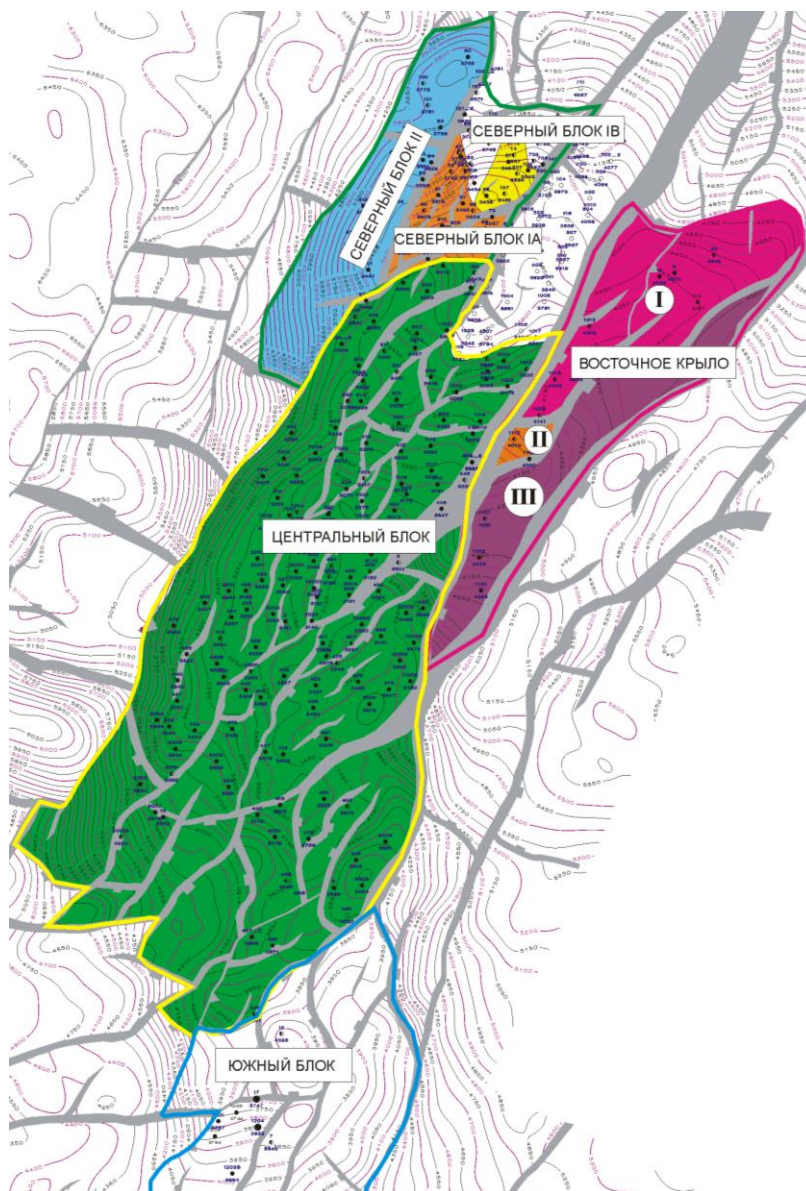


Рис. 3. Схема районирования фундамента на блоки по гидродинамическим особенностям

По проведенному анализу порового пространства (по данным ГИС) в Центральном блоке можно сделать следующие выводы:

1. Фиксируется наличие коллекторов до абсолютной отметки -4967 м, что послужило определению нижней отметки при подсчете запасов по категории С2. Граница динамического коллектора принята на абсолютной отметке -4852 м, что является нижней отметкой при подсчете запасов по категории С1.

2. По данным ГИС Центрального блока установлена очевидная закономерность уменьшения величины вторичной пористости с глубиной (рис.4)

3. Интервалы с повышенной вторичной пористостью выше абсолютной отметки -4000 м подтверждаются историей разработки месторождения. Они в настоящее время являются зонами, интенсивно вовлеченными в отбор нефти.

4. Повышенная вторичная пористость в верхней части фундамента является следствием тектонического фактора образования вторичной пористости в фундаменте. Эпицентр олигоценовой зоны сжатия установлен по комплексу полевых геофизических и тектонических исследований и находится рядом, в западной части месторождения.

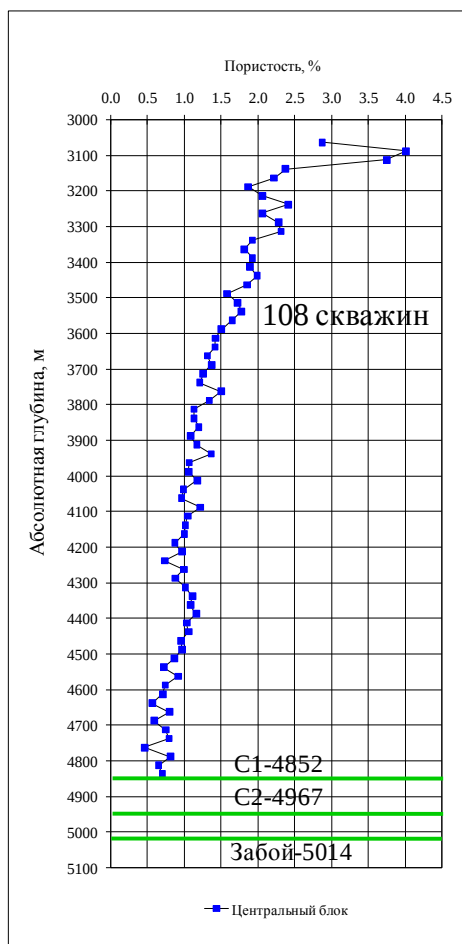


Рис. 4. Изменение вторичной пористости с глубиной в фундаменте Центрального блока

- С1-4852 - нижняя граница подсчета запасов категории С1
- С2-4967 - нижняя граница подсчета запасов категории С2
- Забой-5014 - забой самой глубокой скважины блока

5. Наличие наиболее значительной коры выветривания в приповерхностной части фундамента приподнятого Центрального блока также способствует образованию зоны повышенной трещиноватости.

По проведенному анализу порового пространства (по данным ГИС) в Северном блоке можно сделать следующие выводы:

1. Фиксируется наличие коллекторов до абсолютной отметки -4754 м, что послужило определению нижней отметки при подсчете запасов по категории С2. Граница динамического коллектора принята на абсолютной отметке -4657 м, что является нижней отметкой при подсчете запасов по категории С1.

2. По данным ГИС Северного блока как в целом, так и в отдельных подблоках I и II, установлена закономерность уменьшения величины вторичной пористости с глубиной.

3. Имеет место более сложный характер изменения вторичной пористости с глубиной (рис. 5), по сравнению с Центральным блоком, который вероятно обусловлен более интенсивным и неравномерным вторичным изменением пород фундамента Северного блока.

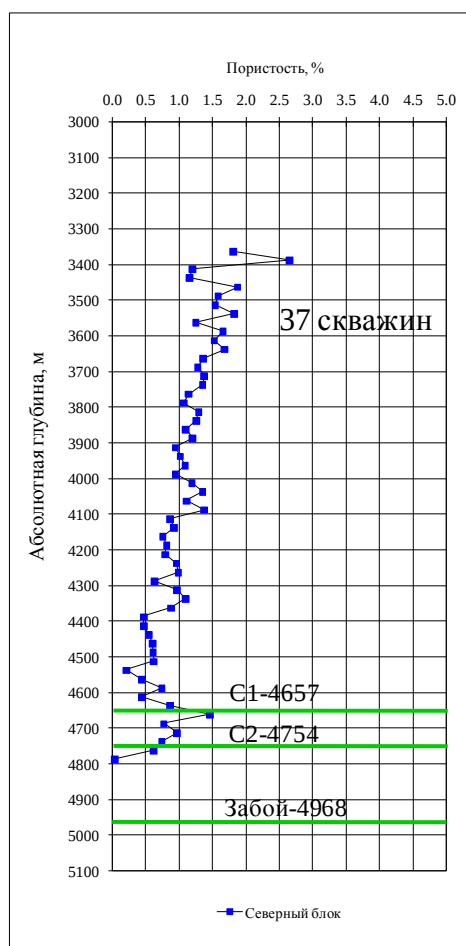


Рис. 5. Изменение вторичной пористости с глубиной в фундаменте Северного блока

- С1-4657 - нижняя граница подсчета запасов категории С1
- С2-4754 - нижняя граница подсчета запасов категории С2
- Забой-4968 - забой самой глубокой скважины блока

4. Неоднородность ФЕС пород фундамента Северного блока обусловлена сложным минеральным составом. В процессе вторичных изменений образуются цеолит и кальцит, отлагаясь преимущественно в трещинах. Последнее отрицательно влияет на ФЕС.

5. Также как в Центральном блоке, повышенная вторичная пористость в верхней части фундамента Северного блока обусловлена тектоническим фактором образования пористости фундамента и наличием коры выветривания.

По проведенному анализу порового пространства (по данным ГИС) в Южном блоке можно сделать следующие выводы:

1. Для Южного блока фиксируется наличие коллекторов до абсолютной отметки -4572 м, граница динамического коллектора определена на отметке -3965 м.

2. Кривая изменения вторичной пористости с глубиной (рис. 6) имеет «пилообразный характер», что вероятно свидетельствует о чередовании трещиноватых и уплотненных зон по вскрытому разрезу.

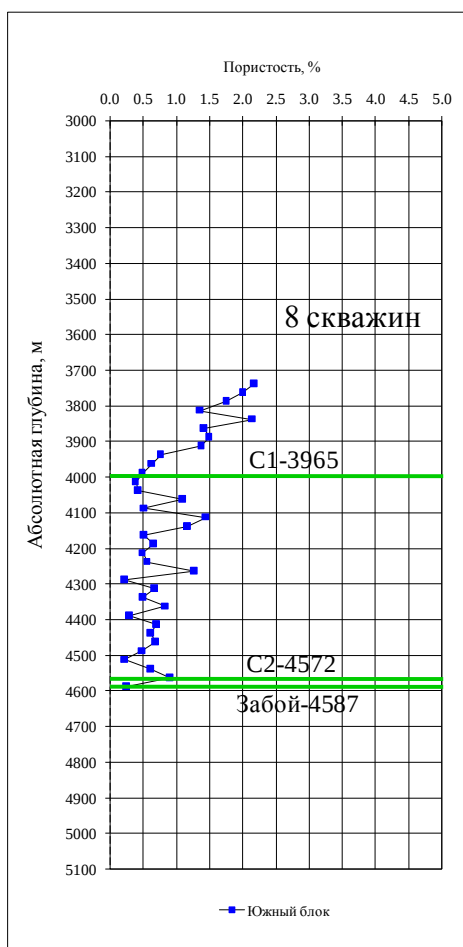


Рис. 6. Изменение вторичной пористости с глубиной в фундаменте Южного блока

- C1-3965 - нижняя граница подсчета запасов категории C1
- C2-4572 - нижняя граница подсчета запасов категории C2
- Забой-4587 - забой самой глубокой скважины блока

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

4. Низкая пористость пород Южного блока, очевидно, является следствием многообразия петротипов.

По проведенному анализу порового пространства (по данным ГИС) на Восточном крыле можно сделать следующие выводы:

1. Фиксируется наличие коллекторов до абсолютной отметки -4861 м. Нижняя граница динамического коллектора определена на абсолютной отметке -4783 м (рис. 7).

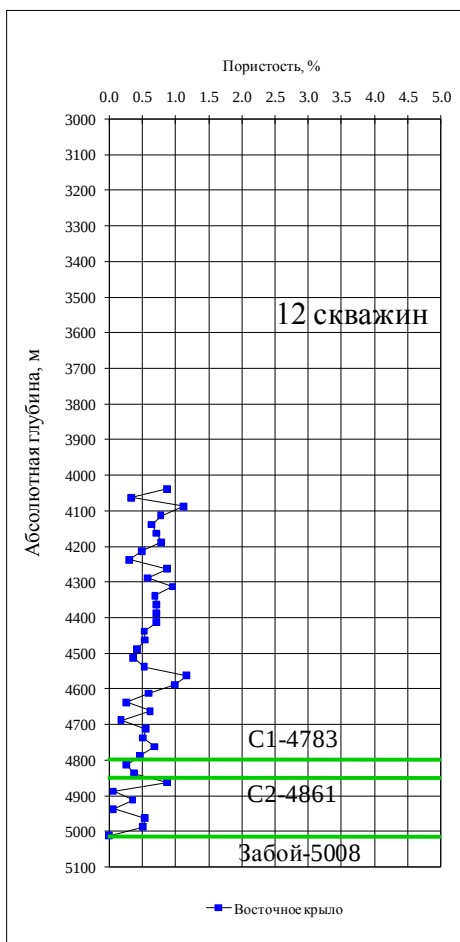


Рис. 7. Изменение вторичной пористости с глубиной в фундаменте Восточного крыла

- C1-4783 - нижняя граница подсчета запасов категории C1
- C2-4861 - нижняя граница подсчета запасов категории C2
- Забой-5008 - забой самой глубокой скважины блока

2. Низкая вторичная пористость пород фундамента Восточного крыла, вероятно, обусловлена его глубоким погружением, возрастанием горного давления, препятствующего развитию вторичной пористости.

3. Низкая вторичная пористость пород фундамента Восточного крыла, вероятно, обусловлена и значительным удалением от эпицентра олигоценового тектонического сжатия, являющегося главным фактором формирования вторичной трещиноватости.

4. Отсутствие зоны повышенной вторичной пористости в приповерхностной части фундамента Восточного крыла может быть связано и со слабым влиянием гипергенных процессов, о чем говорит отсутствие коры выветривания.

Приведенные выше выводы обосновывают 1-е защищаемое положение: «Установлены закономерности и особенности распределения пористости кристаллических коллекторов в геологических блоках месторождения Белый Тигр, заключающиеся в уменьшении вторичной пористости с глубиной, дифференциальном влиянии тектонического и петрографического факторов».

5. Характер продуктивности коллекторов фундамента с детализацией по блокам

На месторождении Белый Тигр эксплуатация залежей нефти фундамента в большинстве скважин осуществляется в открытом стволе. Снятие профилей притока в работающих скважинах является самым эффективным способом получения сведений о распределении фильтрационных характеристик по вертикали. На месторождении применяются 2 метода: *метод термопрофилирования* (до 1996 г.) и *метод каротажа продуктивности (PLT)*. Вместе с тем, выявленные интервалы притока по каротажу продуктивности не охватывают полностью как по толщине, так и разрезу, все интервалы, которые по комплексу ГИС выделяются как коллекторы.

Для обоснования методики выделения коллекторов по ГИС и количественной оценки их фильтрационных свойств (удельной продуктивности) в разрезе скважин выбираем только те интервалы, продуктивность которых подтверждается замерами каротажа продуктивности и термопрофилированием, зоны приемистости в нагнетательных скважинах.

На основе кинематического и динамического анализа систем трещин, выполненного А.И. Тимурзиевым (2008), установлено, что *дебиты* скважин тесно связаны с *проницаемостью*. Этот вывод хорошо согласуется с данными, приведенными в таблице. Прямая связь удельных дебитов (G) работающих интервалов в породах кристаллического фундамента и проницаемости ($K_{пр}$), определенной по результатам гидродинамических исследований скважин, обусловлена методикой расчета $K_{пр}$, в которой переменным параметром является только депрессия.

Сопоставление величин удельного дебита (G) работающих интервалов в породах кристаллического фундамента и проницаемости ($K_{пр}$), определенной по гидродинамическим исследованиям

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 ($K_{пр}$), д
	от	до					
БТ-409	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

1	2	3	4	5	6	7	8
БТ-413	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
БТ-431	3470	3475	63.6	5	18	0.798	0.379
	3549	3559	58.2	10		0.365	0.173
	3579	3584	217.4	5		2.728	1.296
	3594	3599	81.4	5		1.022	0.485
	3603	3614	293.4	11		1.673	0.795

По результатам сопоставления проницаемости (удельной продуктивности) с пористостью, определенной по данным ГИС, коллекторов Центрального блока можно сделать следующие выводы:

1. Результаты сопоставления удельного дебита и средних значений общей $K_{n.об}$ и вторичной $K_{нет}$ пористости по приточным интервалам 24-х скважин Центрального блока показывают наличие зависимости удельного дебита от общей и вторичной пористости достаточно высокой корреляции (рис. 8).

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, что именно параболическая зависимость (в области $K_{n.об} > 2,5\%$) характерна для пород-коллекторов фундамента.

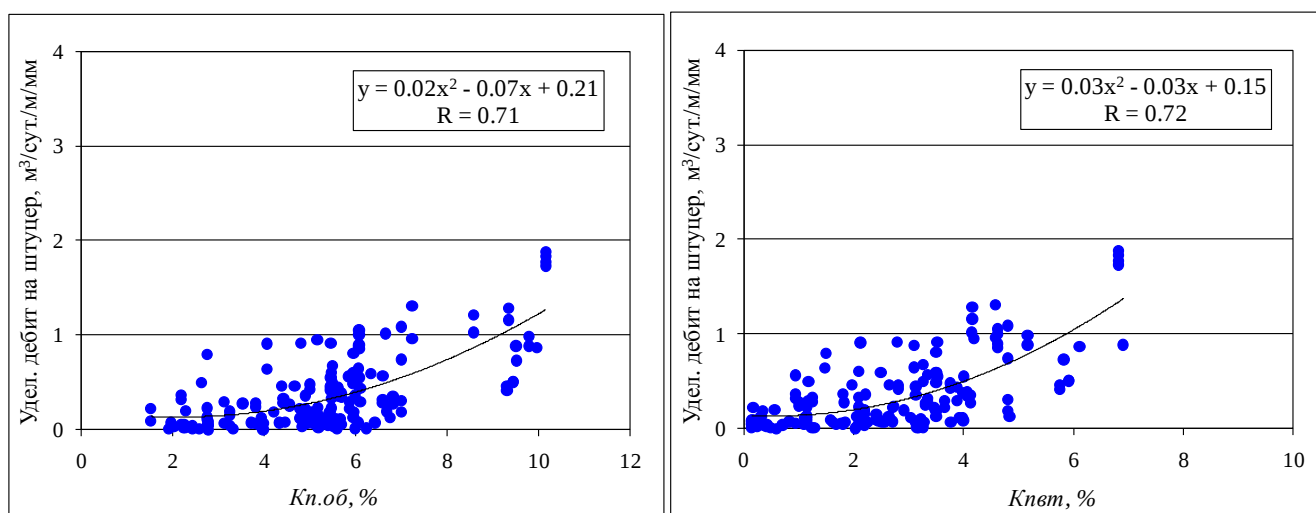


Рис. 8. Кросс-плоты и зависимости удельных дебитов (G) работающих интервалов в породах кристаллического фундамента Центрального блока от геофизических параметров пористости $K_{n.об}$, $K_{нет}$. Количество определений дебитов $N=158$

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

По результатам сопоставления проницаемости (удельной продуктивности) с пористостью, определенной по данным ГИС, коллекторов Северного блока можно сделать следующие выводы:

1. Зависимость удельного дебита от общей пористости имеет довольно низкий коэффициент корреляции, а зависимость удельного дебита от вторичной пористости выражена более четко (рис. 9).

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 трещинно-кавернозной пористости.

3. Низкий коэффициент корреляции зависимости удельного дебита от общей пористости может быть обусловлен тем, что породы фундамента Северного блока сложены различными петротипами и сильно подвергнуты вторичному изменению. Последнее вызывает образование разной доли остаточной пористости.

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 более значительную переработку менее однородных пород Северного блока вторичными процессами.

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 их минеральном составе цеолита и кальцита, ухудшающих фильтрационные свойства.

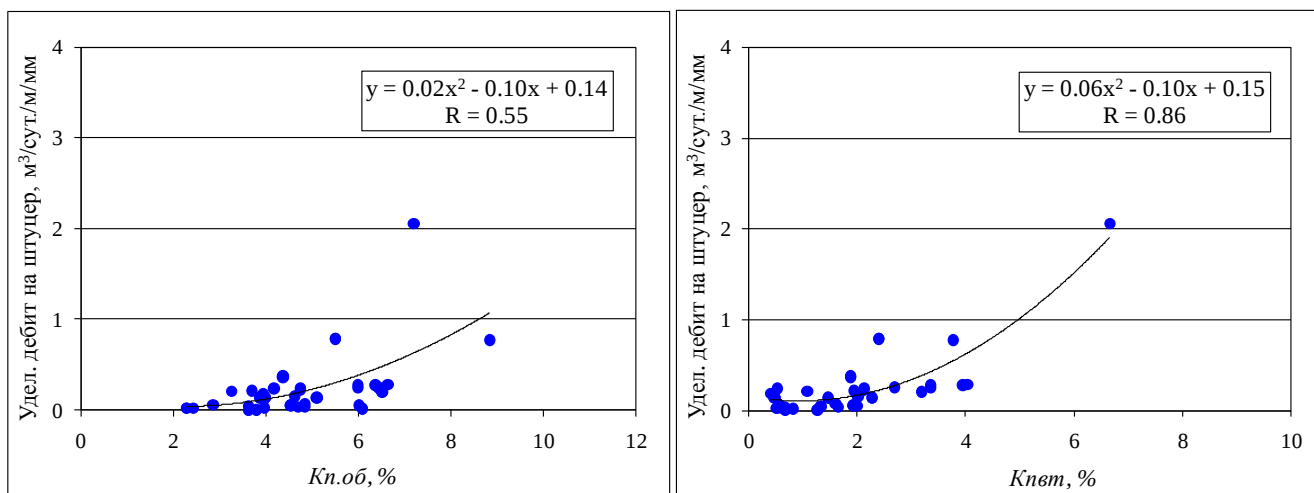


Рис. 9. Кросс-плоты и зависимости удельных дебитов (G) работающих интервалов в породах кристаллического фундамента Северного блока от геофизических параметров пустотности $K_{n.ob}$, $K_{n.em}$. Количество определений дебитов N=40

По результатам сопоставления проницаемости (удельной продуктивности) с пористостью, определенной по данным ГИС, коллекторов Южного блока можно сделать следующие выводы:

1. Имеет место значимая зависимость удельного дебита от вторичной пористости. А с повышением общей пористости видна тенденция увеличения удельного дебита (рис. 10).

2. Отсутствие зависимости удельного дебита от общей пористости можно объяснить сложностью и относительно небольшими величинами порового пространства пород-коллекторов Южного блока, что обусловлено пестротой петротипов.

3. Малое количество скважин, в которых проведено определение интервалов притока (всего 17 интервалов), влияют на достоверность построенной зависимости удельного дебита от вторичной пористости. Поэтому эта зависимость может быть предложена только для качественной оценки продуктивности пород-коллекторов фундамента Южного блока.

4. В Южном блоке имеются отдельные интервалы с высокой способностью давать притоки нефти. Здесь значение удельного дебита достигает $3 \text{ м}^3/\text{сут.}/\text{м}/\text{мм}$, что возможно объясняется наличием отдельных высокопроводящих каналов нефти.

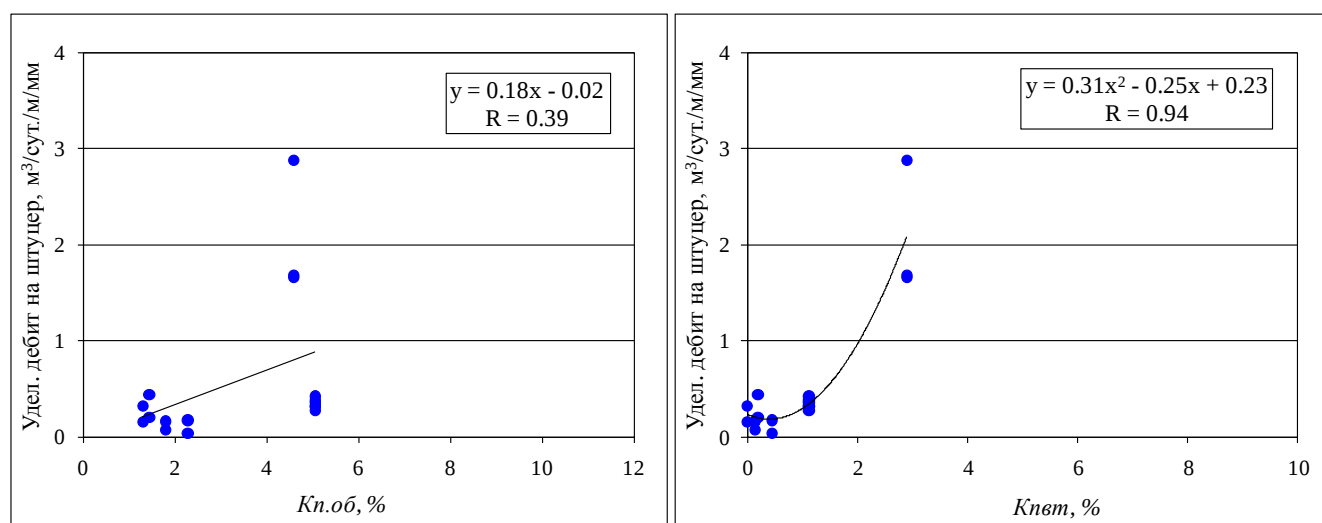


Рис. 10. Кросс-плоты и зависимости удельных дебитов (G) работающих интервалов в породах кристаллического фундамента Южного блока от геофизических параметров пористости $K_{n.ob}$, K_{net} . Количество определений дебитов $N=17$

По результатам сопоставления проницаемости (удельной продуктивности) с пористостью, определенной по данным ГИС, коллекторов Восточного крыла можно сделать следующие выводы:

1. Хотя количество работающих интервалов скважин Восточного крыла очень мало (всего 6 интервалов), но все же можно наметить зависимость удельного дебита от вторичной пористости (рис. 11).

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

3. Как в Южном блоке, так и в Восточном крыле имеются интервалы с высокой способностью давать притоки нефти. Здесь значение удельного дебита достигает $4,5 \text{ м}^3/\text{сут.}/\text{м}/\text{мм}$. Возможно, что эти интервалы являются отдельными проводящимися каналами.

4. Зависимость удельного дебита от вторичной пористости можно предложить использовать для предварительной оценки потенциала продуктивности пород-коллекторов Восточного крыла.

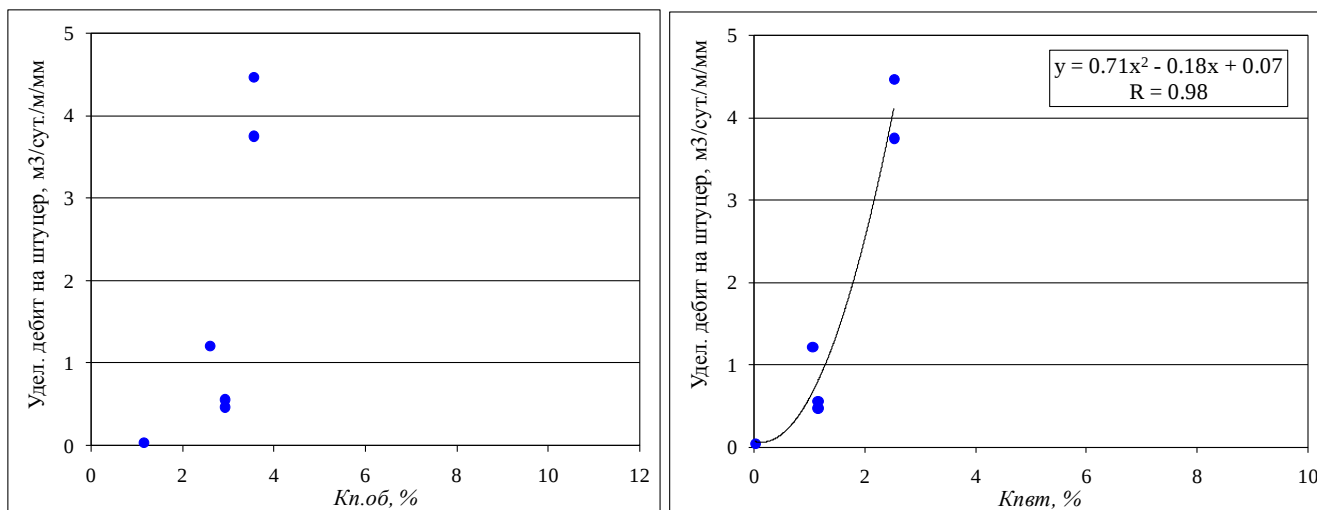


Рис. 11. Кросс-плоты и зависимости удельных дебитов (G) работающих интервалов в породах кристаллического фундамента Восточного крыла от геофизических параметров пустотности $K_{п.об.}$, $K_{нет.}$. Количество определений дебитов N=6

Приведенные выше выводы обосновывают 2-е защищаемое положение: «Установлены закономерности и особенности продуктивности кристаллических коллекторов в геологических блоках месторождения Белый Тигр, заключающиеся в квазипараболической связи удельной продуктивности и вторичной пористости, дифференциальном влиянии вторичного минералообразования».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе представлены результаты исследования закономерностей и особенностей пористости и продуктивности трещинно-кавернозных пород-коллекторов кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр. Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

1. Изучение порового пространства пород-коллекторов методами ГИС основано, главным образом, на акустических и электрических характеристиках матричной пористости, трещин и каверн. Эти методы позволяют качественно и количественно оценивать пористость и проницаемость трещинно-кавернозных пород-коллекторов.

2. Анализ взаимосвязи пористости пород фундамента с их петрографическим составом показал, что потенциально наиболее продуктивными породами, обладающими высокой приточностью, являются кислые породы – в основном граниты, а также гранодиориты. Идентификация блоков фундамента по петрографическому признаку является одним из критериев определения их продуктивности.

3. Установлено, что данные электрического имиджера и сканирующего акустического каротажа (FMI/DSI) не полностью отражают величину вторичной пористости. Комплексная интерпретация данных FMI/DSI дает, в основном, качественную характеристику трещинно-кавернозной пористости, выделяя нефтеотдающие интервалы. Комплексная интерпретация традиционных методов ГИС (АК, ГГК, ННК, ГК-С) позволяет количественно оценить величину общей и вторичной пористостей коллекторов.

4. В результате районирования и изучения пористости пород-коллекторов по геологическим блокам была выявлена устойчивая закономерность изменения (уменьшения) пористости с глубиной. Эта закономерность наблюдается по всем

выделенным блокам.

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

6. Важным фактором, обуславливающим характер распределения пористости, является распределение петротипов пород, с чем связана направленность и интенсивность вторичных изменений пород-коллекторов.

7. По выявленным закономерностям и характеру распределения пористости можно судить о степени перспективности каждого из 4-х блоков фундамента месторождения Белый Тигр. Блоки по степени перспективности ранжируются следующим образом.

1) *Центральный блок* имеет наиболее высокую перспективность по показателям значений вторичной пористости пород. Это обусловлено наиболее сильным влиянием тектонического фактора, наиболее благоприятным петротипом пород (граниты) и наиболее высоким гипсометрическим положением кровли фундамента.

2) *Северный блок* имеет высокое значение вторичной пористости пород. Это обусловлено наиболее сильным влиянием тектонического фактора и наиболее высоким гипсометрическим положением кровли фундамента.

3) *Южный блок* имеет невысокие значения пористости пород. Это обусловлено слабым влиянием тектонического фактора и достаточно высоким гипсометрическим положением кровли фундамента.

4) *Восточное крыло* имеет низкое значение вторичной пористости пород. Это обусловлено наиболее слабым влиянием тектонического фактора, и самым низким гипсометрическим положением кровли фундамента.

8. Установлены значимые зависимости удельного дебита от вторичной пористости пород-коллекторов фундамента Центрального и Северного блоков. 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.

Выявленные особенности и закономерности пористости и продуктивности позволяют уточнить геолого-геофизическую модель резервуара и, тем самым, определить правильный подход к решению геологических задач при поисках и разведке, рационально осуществлять разработку месторождения Белый Тигр.

Список работ по теме диссертации

В изданиях, рекомендованных ВАК

1. Нгуен Х.Б. Геофизические исследования скважин при изучении магматических коллекторов месторождения Белый Тигр // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 27–33.

2. Нгуен Х.Б. Продуктивность магматических коллекторов месторождения Белый Тигр / Х.Б. Нгуен, В.И. Исаев // Каротажник. – 2013. – Вып. 9 (231). – С. 64–76.

3. Нгуен Х.Б. Пустотность нефтегазовых резервуаров кристаллического фундамента (по данным каротажа месторождения Белый Тигр) / В.И. Исаев, Х.Б. Нгуен // Тихоокеанская геология. – 2013. – Т. 32 – № 4. – С. 14–23.

4. Nguen H. B. Cavitation in oil-gas reservoirs of crystalline basement from the well logging data on the White Tiger field in Vietnam / V.I. Isaev, H. B. Nguen // Russian Journal of Pacific Geology. – 2013. – Vol. 7. – № 4. – pp. 237–246.

В других журналах

5. Нгуен Х.Б. Геофизические исследования скважин при изучении коллекторов в кристаллическом фундаменте месторождения Белый Тигр // Х.Б. Нгуен, В.И. Исаев // Геофизический журнал. – 2013. – Т. 35. – № 3. – С. 131–145.

В материалах научных конференций

6. Нгуен Х.Б. Геофизические методы при поисках и разведке месторождений нефти и газа в кристаллическом фундаменте // Научная инициатива иностранных студентов и аспирантов российских вузов: Сборник докладов Всероссийской научно-практической конференции. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – С. 183–187.

7. Нгуен Х.Б. Выявление и изучение методами ГИС нефтегазовых коллекторов в кристаллическом фундаменте // Х.Б. Нгуен, В.И. Исаев // Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление воспроизводства запасов углеводородов: Материалы международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2011. – С. 360–363.

8. Нгуен Х.Б. Изучение залежей углеводородов кристаллического фундамента методами ГИС / В.И. Исаев, Х.Б. Нгуен // Современные проблемы регионального развития: материалы IV Международной научной конференции. Биробиджан, 09-12 октября 2012 г. – Биробиджан: ИКАРП ДВО РАН – ФГ БОУ ВПО «ПГУ им. Шолом-Алейхема», 2012. – С. 63–62.

9. Нгуен Х.Б. Интерпретация данных ГИС кристаллического фундамента (месторождение Белый Тигр) // XIII Уральская молодежная научная школа по геофизике. Материалы конференции. – Екатеринбург: УрО РАН, 2012. – С. 149–152.

10. Нгуен Х.Б. Выделение и изучение коллекторов в кристаллическом фундаменте месторождения «Белый Тигр» методами электрического и акустического сканирования (FMI/DSI) // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 110-летию со дня основания горно-геологического образования в Сибири. Том I. – Томск: Изд-во ТПУ, 2012. – С. 364–366.

11. Нгуен Х.Б. Пористость и проницаемость нефтяных коллекторов кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 150-летию со дня рождения академика В.А. Обручева и 130-летию академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы. Том I. – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – С. 390–392.

12. Нгуен Х.Б. Пустотность гранитоидных коллекторов месторождения Белый Тигр (по данным геофизических исследований скважин) / Х.Б. Нгуен, Т.Н. Буй // Трофимуковские чтения – 2013. Материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых. – Новосибирск: СО РАН, 2013. – С. 197–200.

13. Нгуен Х.Б. Нефтяные коллекторы фундамента Центрального свода месторождения Белый Тигр / Х.Б. Нгуен, В.И. Исаев // Materialy IX mezinárodní vědecko-praktická konference «Moderní vymoženosti vědy – 2013». Díl 61. Zeměpis a geologie. Ekologie - Praha: Publishing House «Education and Science» s.r.o., 2013. – s. 3–6.