

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ФУНДАМЕНТА МЕКОНГСКОЙ ВПАДИНЫ НА ЗОНДСКОМ ШЕЛЬФЕ ВЬЕТНАМА И ФУНДАМЕНТА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

В.К. Утопленников, А.Д. Драбкина, А.В. Ершов
ИПНГ РАН
e-mail: VUtoplennikov@ipng.ru

Из числа месторождений, содержащих залежи нефти в гранитоидном фундаменте, Белый Тигр на шельфе Вьетнама относится к наиболее крупным. Здесь залежь нефти фундамента является основным объектом разработки, обеспечивающим длительное время высокие уровни добычи нефти.

К настоящему времени высокие темпы отбора привели к значительному сокращению запасов нефти, и их восполнение представляет собой важнейшую задачу. Одним из направлений в решении этой задачи представляется уточнение модели строения сложнопостроенных резервуаров, на основе чего появляется возможность раскрывать резервы месторождения.

На месторождении Белый Тигр залежи нефти выявлены в осадочном чехле и докайнозойском кристаллическом фундаменте.

По структурно-тектоническим признакам и петрографическому составу фундамент месторождения Белый Тигр разделен на три блока: северный, центральный и южный. Наиболее сложным составом и строением отличается северный блок (рис. 1). В его пределах породы фундамента вскрыты более чем 40 скважинами. В отличие от центрального блока здесь многие скважины отличаются низкодебитностью, в то время как в пределах центрального блока из пород фундамента, представленных преимущественно гранитами, получены высокие дебиты нефти до 2000 т/сут. Высота центрального блока достигает 2000 м, и ВНК при максимальной глубине скважин более 5000 м не установлен. По данным бурения и сейсморазведки, структура представляет собой поднятие, ограниченное с запада взбросо-надвигами северо-восточного простирания с амплитудой горизонтального перекрытия с востока на запад до 2 км, осложненное субширотными разломами, разделяющими блоки.

В пределах северного блока встречено разнообразие петрографического состава пород, нашедшее отображение на сейсмических разрезах в виде сложной волновой картины, характеризующей тектоническую и петрографическую неоднородность и связанные с ними зоны пониженных и повышенных фильтрационно-емкостных свойств пород фундамента.

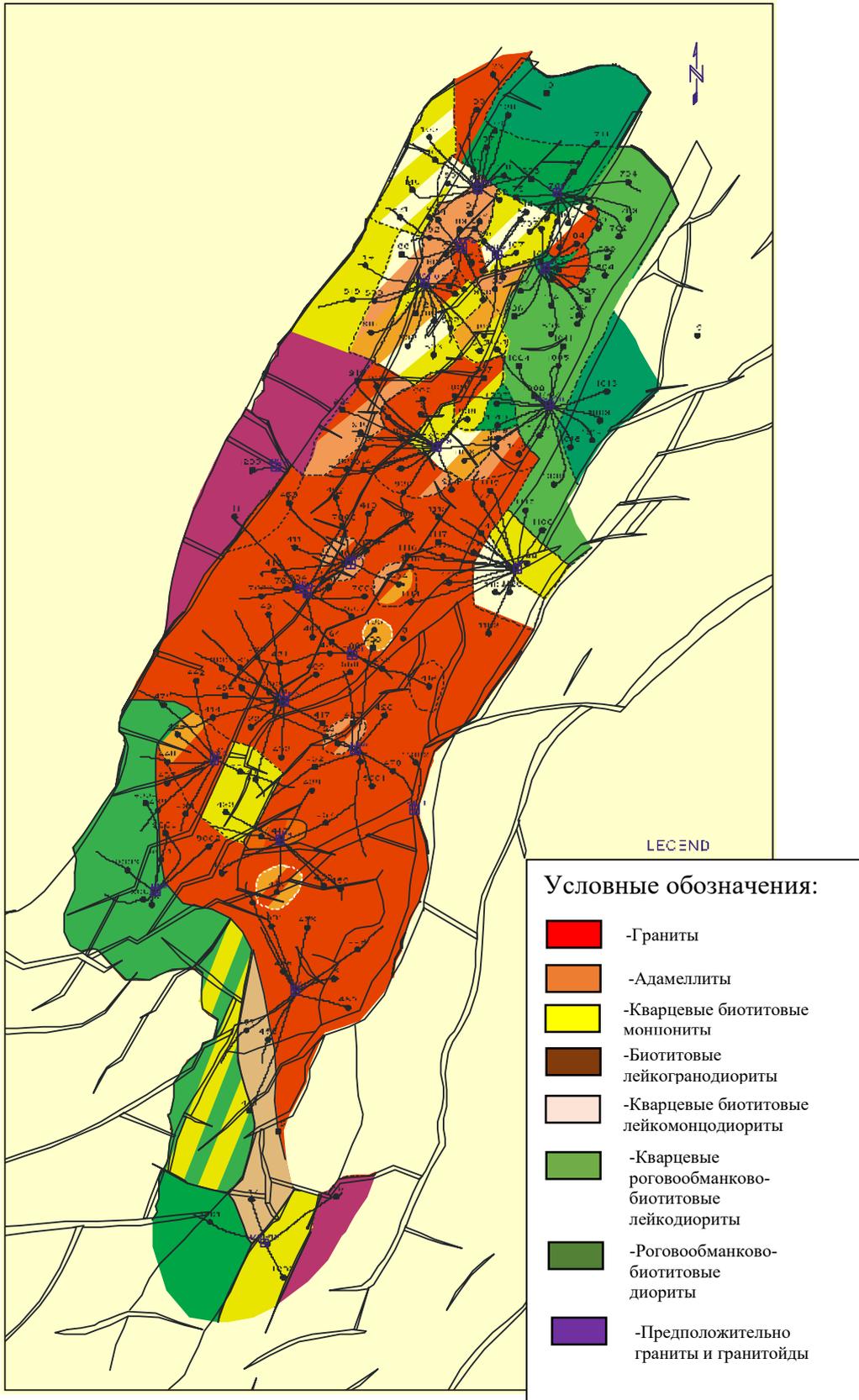


Рис.1. Схема распространения петротипов пород фундамента месторождения Белый Тигр

Для уточнения модели строения фундамента проведен комплексный анализ результатов геологических, геофизических и петрографических исследований фундамента месторождения Белый Тигр на основе карт развития плутонических пород, геологических и сейсмических разрезов, изменения подходов к рассмотрению материалов ГИС (рис. 2.1, 2.2). В результате этого в фундаменте северного блока определены возможные зоны распространения перспективных участков, связанных с гранитами.

По данным проведенных исследований в составе пород фундамента выделяются три разновозрастных интрузивных комплекса, соответствующие ранее выделенным по данным полевых работ: комплекс Ка-На мелового возраста, сложенный гранитами, комплекс Динь-Куан, сложенный преимущественно гранодиоритами юрского возраста и комплекс Хон-Хоай, представленный породами среднего состава, в основном диоритами, датируемыми как триасовые.

Граниты, соответствующие комплексу Ка-На на северном блоке, перекрыты образованиями более древних комплексов Хон-Хоай и Динь-Куан и на поверхность фундамента выходят в тектонических или интрузивных окнах. При этом возможно, что граниты центрального, северного и южного блоков на глубине смыкаются, образуя единое тело, содержащее массивную залежь нефти в кавернозно-трещиноватых коллекторах комплекса Ка-На.

Ранее было установлено, что породы различных по составу интрузивных комплексов характеризуются различной продуктивностью [1]. Наиболее высокодебитными являются скважины, вскрывшие граниты мелового возраста. Значительно ниже дебиты скважин в комплексах Динь-Куан и Хон-Хоай, из которых, в ряде скважин, в связи с резким снижением эффективной пустотности при эпигенезе, притоки нефти не получены. Отсюда был сделан вывод, что «выделение отдельных блоков фундамента по петрографическому признаку, может быть одним из критериев выявления перспективных участков фундамента». В свете данных геотектонического исследования [2–3], продуктивность гранитов комплекса Кана на месторождении Белый Тигр, помимо петрологического фактора, можно связывать с наличием системы открытых трещин, формирование которых произошло в результате тектонической активности на рубеже ранний – поздний олигоцен в фазе регионального сжатия, что можно видеть на керне из фундамента (рис. 3). Здесь наблюдается наличие связанных с тектоническими нарушениями нескольких генераций трещин, причем, более древние трещины залечены

кальцитом или цеолитом, в то время как более молодые остаются открытыми. Несомненно, последние представляют собой эффективную пустотность. Исходя из продуктивности пород фундамента, основная задача заключается в выявлении и вскрытии на максимальную глубину гранитных блоков фундамента комплекса Ка-На, характеризующихся интенсивной открытой трещиноватостью и наиболее перспективных с точки зрения их нефтеносности.

В.А. Кошляк [2] изучил закономерности распределения вторичной пустотности по разрезу фундамента структуры Белый Тигр и, на основе интерпретации комплекса методов ГИС, по стометровым срезам рассчитал средние взвешенные значения пустотности и доли коллекторов.

Выявленные закономерности изменения вторичной пустотности позволили предполагать зональность распределения повышенных и пониженных значений с глубиной. Так, на северном своде, несмотря на слабую изученность глубинного строения, было выделено две зоны повышенной пустотности, разделенные зоной плотных разностей в пределах абсолютных отметок 3900–4000 м. На центральном блоке выделено три зоны повышенной пустотности, разделенные двумя зонами с пониженной пустотностью на абсолютных отметках 3900–4000 и 4300–4400 м.

В зонах с повышенной пустотностью на центральном блоке наблюдается тенденция ее увеличения с глубиной, что обуславливается, по-видимому, наличием пересекающихся зон разломов и связанных с ними зон повышенной трещиноватости и кавернозности.

Основными методами определения границ развития пород различного состава являются ГИС, по которым уверенно выделяются границы раздела пород среднего и кислого состава.

Выполненная в 2004 г. переинтерпретация данных ГИС по скважинам северного блока позволила провести границы блоков пород фундамента различного состава, подтверждающиеся определениями вещественного состава пород по данным петрографического изучения кернa.

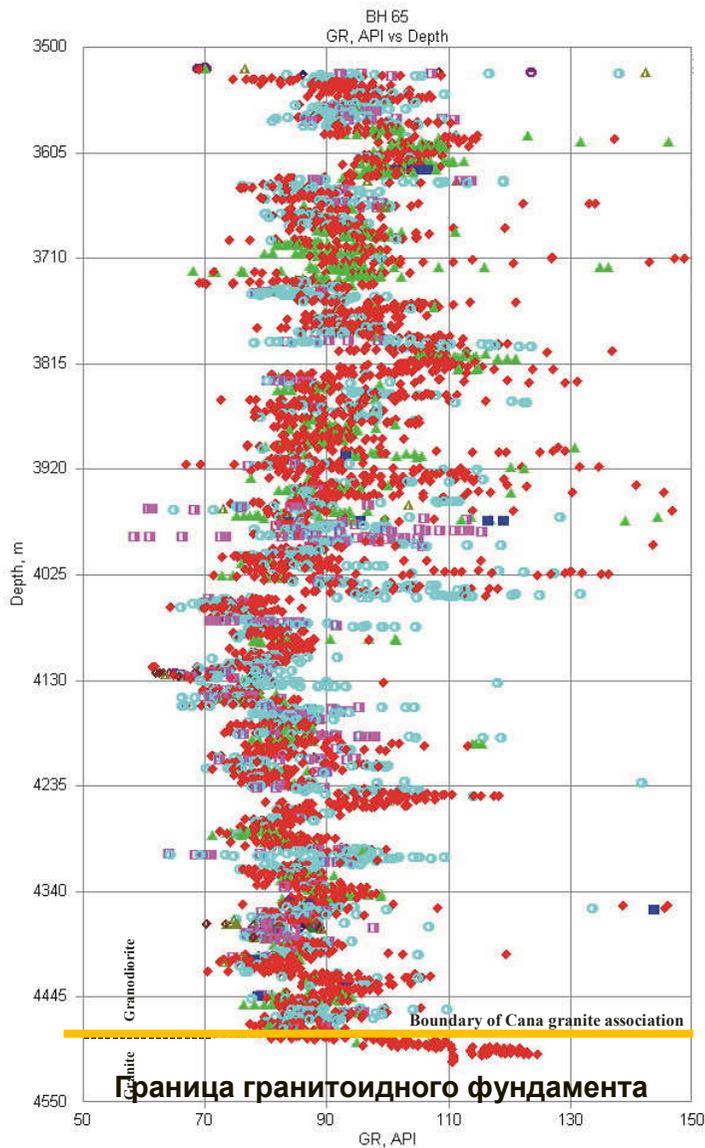


Рис.2.1. Данные комплекса ГИС северного блока месторождения Белый Тигр

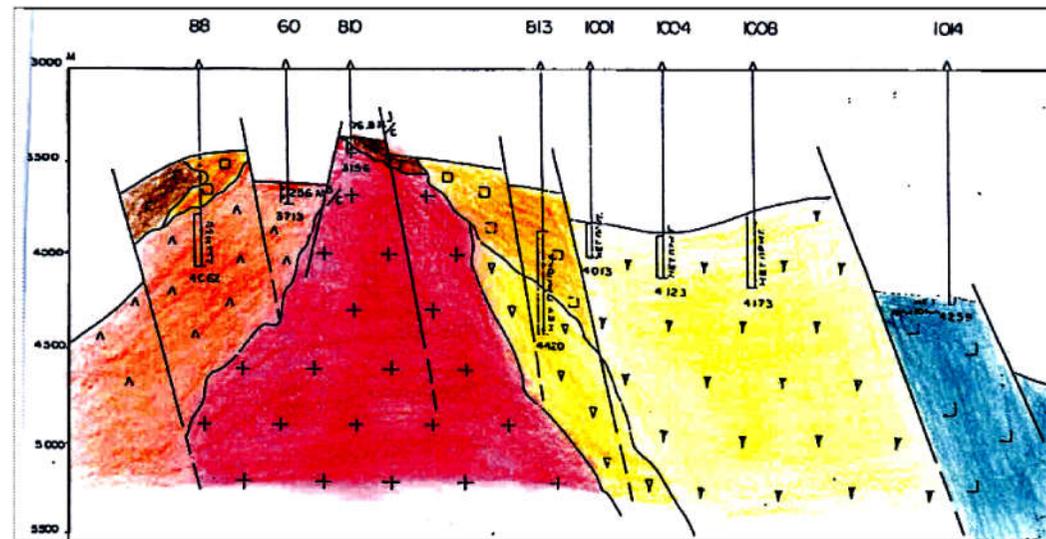


Рис.2.2. Широтный схематический геологический профиль месторождения Белый Тигр (по Кирееву Ф. А.)

Условные обозначения:

- Граниты
- Адамеллиты
- Кварцевые биотитовые монзониты
- Биотитовые лейкогранодиориты
- Роговообманково-биотитовые диориты



Рис.3. Керн отобранный из комплекса Ка-На (К2сн), скв. ВН 425

В результате проведенных исследований было отмечено, что большинство скважин северного блока не вышли из толщи гранодиоритов и диоритов, слагающих комплексы Динь-Куан и Хон-Хоай, и эксплуатируют, в основном, верхнюю зону фундамента, приуроченную к коре выветривания. В соответствии с новыми представлениями о строении фундамента месторождения Белый Тигр имеются основания полагать, что под блоками пород, представленными диоритами и гранодиоритами северного блока могут находиться трещиноватые граниты. Подтверждением этому служат результаты интерпретации материалов ГИС по скважинам северного блока, показавшие наличие сложенного кислыми гранитоидами куполообразного выступа (с амплитудой до 500 м в районе скважин 69–2, 75, 94, 65), перекрытого породами среднего состава, относящимися к интрузивным комплексам более древнего возраста.

По данным бурения, ГИС и опробования скважин, породы среднего и основного состава характеризуются ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, что придает им свойства флюидоупоров для прогнозируемых залежей нефти.

Залегающие ниже породы гранитного состава, по данным бурения, керна и ГИС, обладают хорошими коллекторскими свойствами: поглощением бурового раствора в процессе бурения, высокой трещиноватостью, нефтегазопроявлением.

Определенное по ГИС положение поверхности трещиноватых гранитов образует в пространстве сводовую форму. Сочетание сводовой формы поверхности коллекторов, перекрытых слабопроницаемыми породами является основной предпосылкой формирования ловушки для нефти в нижней слабоизученной части фундамента северного блока с предполагаемой самостоятельной гидродинамической системой (рис. 4.1, 4.2).

Выявление новой ловушки в пределах разрабатываемой части залежи увеличивает потенциал высокопродуктивной залежи фундамента и позволяет прогнозировать получение прироста запасов для восполнения ресурсной базы.

Разведанность НСР УВ сырья по данным ООО «ТП НИЦ» в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП) в Республике Коми по запасам категорий АВС1 с учетом добычи составляет около 40%, в т.ч. по нефти 45% и по свободному газу – 33%. Выработанность НСР УВ составила 22,7%, добыто 1086 млн т.у.т. УВ, в т.ч. нефти 590 млн т, свободного газа 436 млрд м³. Величина остаточных запасов УВ категорий АВС1 составляет около 1000 млн т.у.т., в т.ч. 600 млн т. нефти и 150 млрд м³.

Фундамент ТПП байкальского возраста включает магматический, метаморфический,

вулканогенно-осадочный комплексы и гранитные интрузии. Верхняя часть представлена корой выветривания. Метаморфические образования на Тимане и в Ижма-Печорской синеклизе сложены преимущественно различными сланцами и гнейсами [4].

Гранитные интрузии на глубинах 2–3 тыс. м выявлены в Ижма-Печорской синеклизе – Нижнеомринский и Седухинский выступы, на Южно-Болотной, Пильегорской структурах, Среднемакарихинском месторождении в Хорейверской впадине.

На Водном Промысле в окрестностях г. Ухты в период ВОВ притоки газа из фундамента достигали 23 тыс. м³/сут. Промышленные фонтаны газа получены в скважинах Изкосьгоринской и Леккемской площадей. На Чернореченском и Зеленецком месторождениях в метаморфических сланцах протерозоя отмечались газонасыщенность и нефтенасыщенность почти во всех скважинах.

На восточном склоне Тимана в кровле рифейских пород встречались примазки нефти, в керне, повышенные газопоказания, в отдельных скважинах Айювинской, Порожской и Эшмесской площадей.

Возможность развития трещинных коллекторов и развитых по ним пустот за счет гидротермальных процессов в гранитах ТПП чрезвычайно велика. Петрографическая и сейсмическая характеристики гранитов, вскрытых на Болотной и других структурах и блоках фундамента, идентичны гранитам Белого Тигра (рис.5).

Результаты детального геологического изучения строения сложнопостроенного резервуара фундамента позволяют выявить новые перспективы на нефть в пределах разрабатываемого месторождения Белый Тигр.

Для повышения точности прогноза необходимо выполнить комплексный анализ на основании всех имеющихся геологических материалов и данных разработки.

Доразведку прогнозируемых резервуаров желательно проводить методом бурения оценочно-поисковых скважин с забоем до 5000 м.

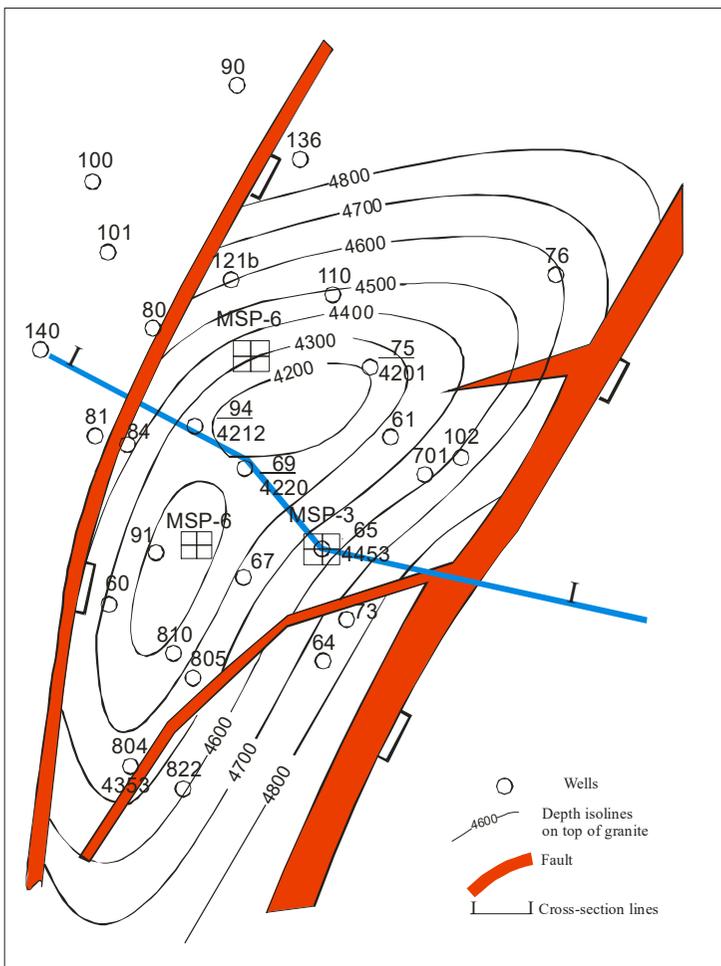


Рис. 4.1. Структурная схема поверхности комплекса Ка-На (K2cn)

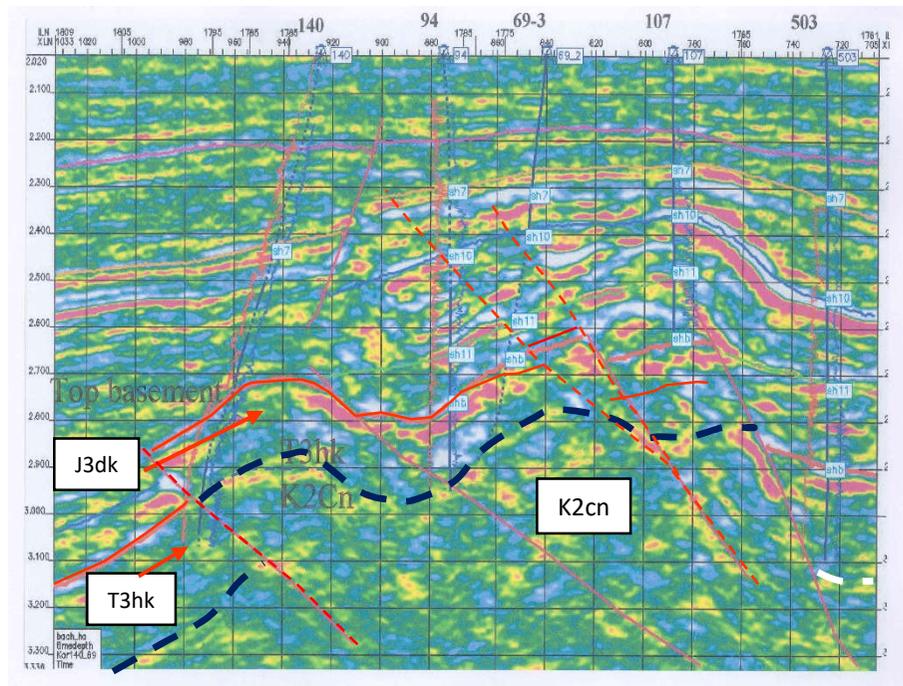


Рис.4.2. Субширотный сейсмический профиль по амплитудному атрибуту

Выполненный анализ по сопоставлению геологического строения и нефтегазоносности Тимано-Печорского и Меконгского нефтегазоносных бассейнов свидетельствует об идентичности петрографических и сейсмических характеристик гранитоидных комплексов. В связи с этим предлагается проведение НИР, которые позволят существенно уточнить перспективы нефтегазоносности базальных горизонтов нижнего палеозоя, венд-раннедокембрийского комплекса и наиболее приподнятых блоков гранитоидного фундамента Тимана, Ижма-Печорской синеклизы, Печоро-Колвинского авлакогена и Гряды Чернышева. Эти работы позволят уточнить районы проведения высокоразрешающей сейсморазведки 3D и обосновать заложение поисковых скважин со вскрытием кристаллического фундамента на глубину не менее 1000 м.

Выводы

– На основе уточнения модели строения фундамента на северном блоке месторождения Белый Тигр под более древними разновозрастными умеренно-кислыми и средними породами фундамента прогнозируется наличие сложнопостроенной структуры, сложенной кислыми гранитами.

– Учитывая сложную тектонику района, имеющего надвигово-блоковую природу, предполагается надвигание гранодиоритовых и диоритовых блоков комплексов Динь-Куан и Хон-Хоай на граниты интрузивного комплекса Ка-На по относительно пологим зонам дизъюнктивных нарушений.

– В соответствии с вышеизложенным, для доразведки выявленной ловушки на основе уточнения модели строения интрузивных комплексов фундамента целесообразно увеличить проектные глубины бурящихся скважин на северном и южном блоках до глубины 5000 м и заложить оценочные скважины.

– В пределах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции предлагается постановка целенаправленных НИР с целью выбора участков для высокоразрешающей сейсморазведки 3D с увеличением длительности записи до 10 сек. Это позволит обосновать заложение параметрических скважин с глубиной вскрытия фундамента более 1 км.

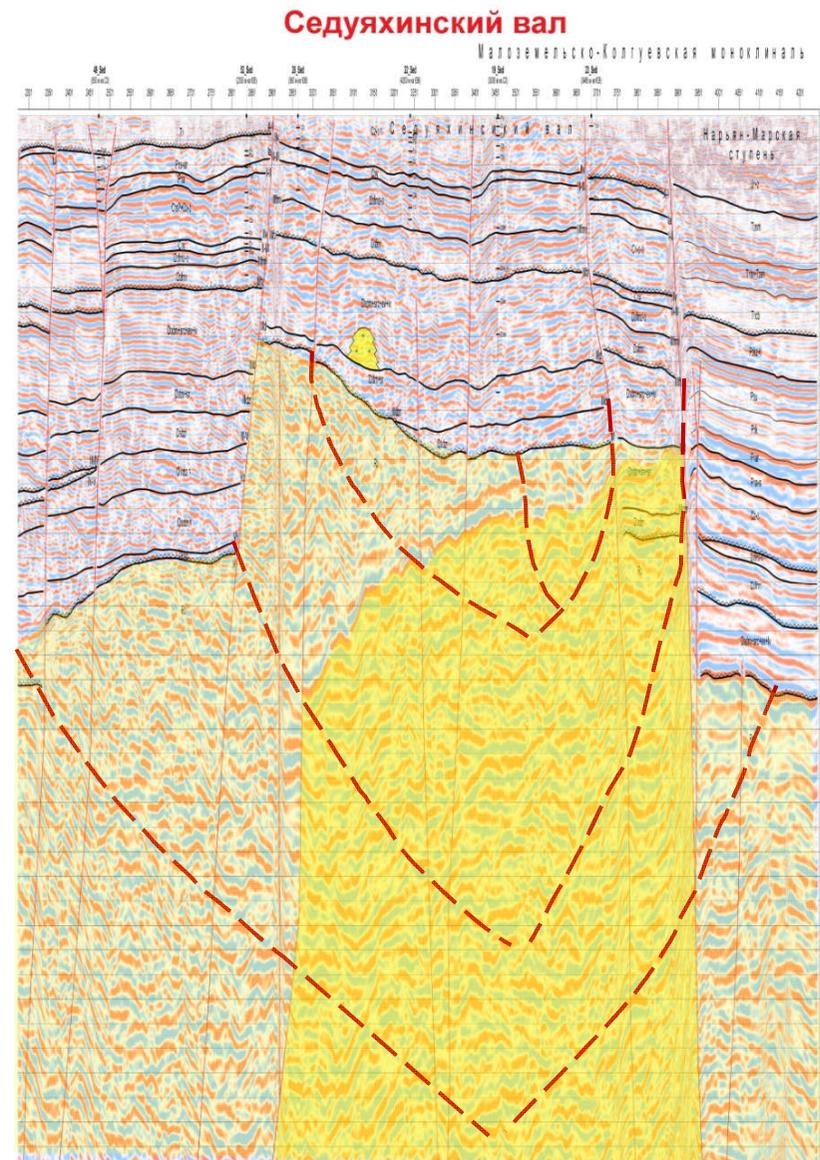
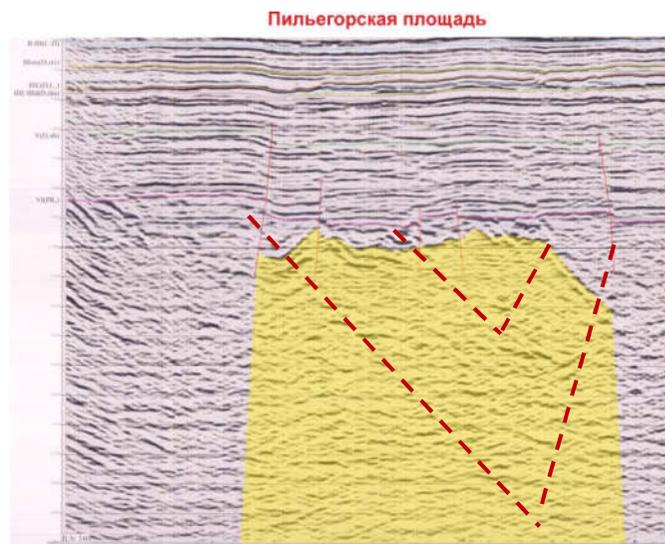
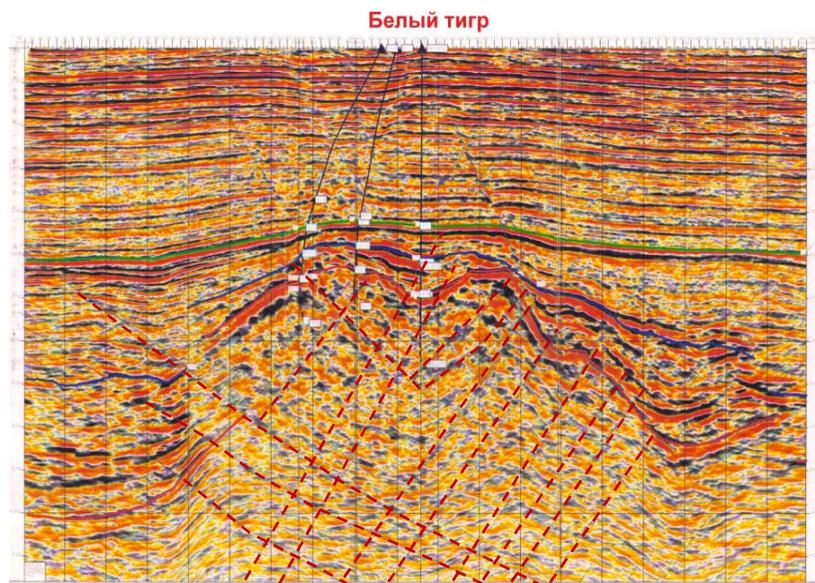


Рис. 5. Сейсмическая характеристика выступов фундамента месторождения Белый Тигр и Тимано-Печорской провинции

Статья написана в рамках выполнения Государственного задания в сфере научной деятельности на 2017 г.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.Л., Зао Н., Попов О.К., Поспелов В.В., Шан Н.Т., Шнип О. А.* Геология и нефтеносность фундамента Зондского шельфа. М.: Нефть и газ, 1997. 288 с.
2. *Кошляк В.А.* Гранитоидные коллекторы нефти и газа. Уфа: Тау, 2002. 256 с.
3. *Pham Huy Long, et. al.* Tectonic Evolution in The Cuu Long Basin on Continental Shelf of Vietnam // Journal "Vietnam Oil and Gas". 2004. №. 2.
4. *Белякова Л.Т., Богацкий В.И., Богданов Б.П., Довжикова Е.Г., Ласкин В.М.* Фундамент Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. Киров: ОАО Кировская областная типография, 2008. 288 с.