



УДК 553.98

## ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ФУНДАМЕНТА ЖИГУЛЕВСКОГО ВАЛА

**Е.Ю.Горюнов, П.А.Игнатов** (Российский государственный геологоразведочный университет им. С.Орджоникидзе), **В.А.Трофимов** (АО «Центральная геофизическая экспедиция»), **М.Н.Нгуен** (Российский государственный геологоразведочный университет им. С.Орджоникидзе), **И.А.Сабиров** (Российский Государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М.Губкина), **З.И.Узембаева** (Российский государственный геологоразведочный университет им. С.Орджоникидзе)

В статье на основе сравнительного анализа геологического строения нефтяного месторождения Белый Тигр (Вьетнам) и Жигулевского вала (Самарская область) сделан вывод о вероятной продуктивности пород фундамента последнего. Вывод основан на выявленных общих чертах геологического строения данных объектов. Основными из них являются: блоковое строение обеих структур и их значительная тектоническая раздробленность, наличие нефтяных залежей в перекрывающих осадочных комплексах, гидротермальные изменения пород фундамента, неотектоническая блоковая активность и признаки современных подтоков УВ в залежи осадочных комплексов. На основе проведенного исследования авторами статьи предлагается рассматривать фундамент Жигулевского вала с определенной степенью вероятности как объект, перспективный на поиски нефти и газа.

**Ключевые слова:** Белый Тигр; Жигулевский вал; тектоническая раздробленность; гидротермальные изменения; подтоки УВ.

В настоящее время значительная часть месторождений Самарской области и всего Волго-Уральского региона находится на заключительных стадиях разработки. В связи с этим вопрос о расширении сырьевой базы добывающих предприятий приобретает большую остроту и актуальность. При оптимистичном подходе в осадочном чехле Самарской области может быть обнаружено некоторое число мелких месторождений, запасы которых не покроют существующих потребностей. Анализ мирового опыта открытий [1] показывает, что высокие перспективы могут быть связаны с породами фундамента.

На сегодняшний день в разных регионах мира в фундаменте насчитывается несколько сотен промышленных скоплений УВ, суммарные запасы которых достигают 15 % мировых доказанных запасов, 39 из открытых месторождений — уникальные и крупные [1]. Одним из таких месторождений является Белый Тигр на южном шельфе Вьетнама. Это месторождение, введенное в разработку в 1986 г., является самым крупным во Вьетнаме. Его извлекаемые запасы составляют более 500 млн т, (около 85 % запасов нефти Вьетнама), из которых 368 млн т локализованы в породах фундамента. Месторождение полностью покрывает потребности Вьетнама в нефти [2].

В целом объем промышленных скоплений УВ в магматических и метаморфических породах однозначно свидетельствует в пользу того, что в старых нефтегазоносных провинциях кристаллический фундамент должен рассматриваться как самостоятельное приоритетное направление поисков нефти и газа.

Вместе с тем следует отметить, что большая часть месторождений в фундаменте, включая Белый Тигр, была открыта случайно при углублении скважин, бурящихся на осадочный чехол, когда при испытании были получены промышленные притоки из пород фундамента [3]. Эффективность поисковых работ при этом была невысокой.

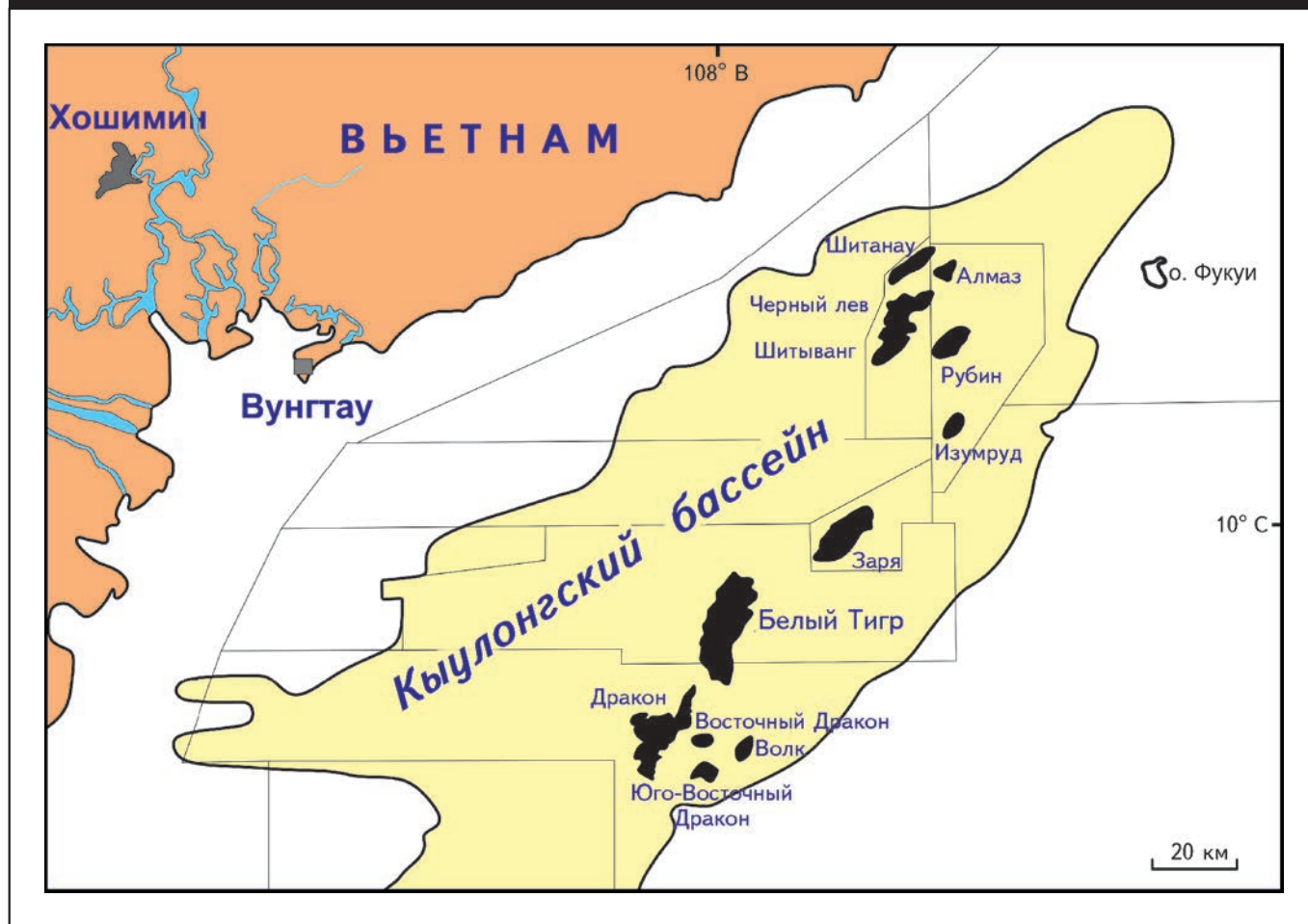
Для повышения их эффективности необходима выработка методических приемов целенаправленного обнаружения залежей нефти и газа в фундаменте. Основными этапами разработки и реализации таких приемов, по мнению авторов, должны стать:

**1 — прогнозная оценка изучаемой территории,** базирующаяся на анализе строения расположенных на ней крупных тектонических элементов в сравнении со строением известных месторождений в фундаменте. В результате сравнительного анализа должен быть сделан вывод о целесообразности проведения более детальных (поисковых) исследований;

**2 — выявление и локализация наиболее перспективных участков или объектов** на основе анализа геофизических, в первую очередь сейсморазведочных, материалов и **последующее их опосредованное бурением скважин.**

В настоящей статье на основе сравнительного анализа геолого-геофизической информации по месторождению Белый Тигр и Жигулевскому валу проиллюстрируем возможность решения задач первого этапа и на этой основе укрепления ресурсной базы Самарской области. Кроме того, наметим пути решения задач второго этапа.

Рис. 1. ОСНОВНЫЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВЬЕТНАМА В КЫУЛОНГСКОЙ ВПАДИНЕ [7]



#### Основные сведения о строении месторождения Белый Тигр

Основываясь на сведениях о строении месторождения Белый Тигр, приведенных в значительном числе публикаций ([2, 4-6] и др.), приведем данные, необходимые для решения поставленной задачи по сравнительной характеристике территорий.

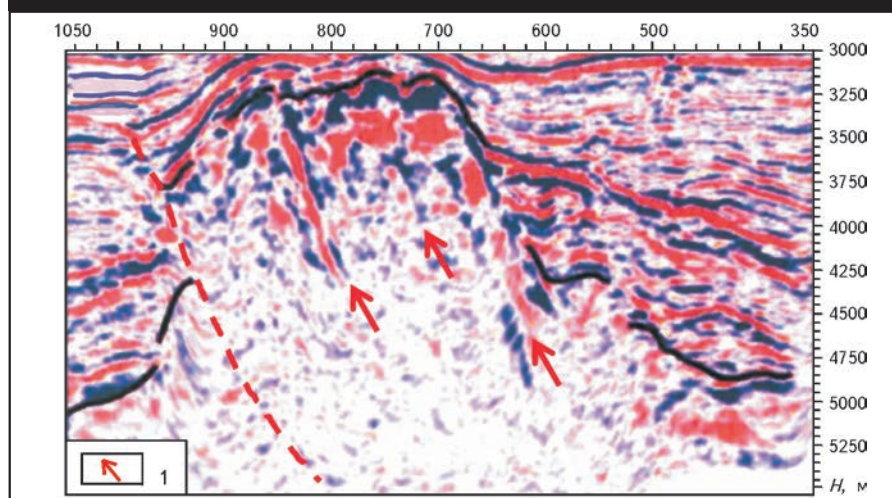
Месторождение Белый Тигр расположено в пределах Кыулонгского бассейна Зондского шельфа и приурочено к одноименному выступу докайнозойского фундамента (рис. 1). Этот выступ представляет собой горстообразную структуру, протянувшуюся в северо-восточном направлении в соответствии с общим структурно-тектоническим планом этого участка южно-вьетнамского шельфа и состоящую из трех сводов (блоков): Южного, Центрального и Северного. Наиболее приподнятый из них — Центральный, в пределах которого расположены самые высокодебитные скважины.

Основываясь на данных бурения и сейсморазведки, многие исследователи отмечают значительную тек-

тоническую нарушенность фундамента. Однако определение типов нарушений не всегда однозначно. Проведенный авторами статьи анализ сейсморазведочных материалов свидетельствует в пользу взбросонадвигового характера основных структурообразующих разломов северо-восточного простирания (рис. 2). При этом часть тектонических нарушений прослеживается и в осадочном чехле, включая четвертичные отложения, что свидетельствует о неоднократных тектонических деформациях фундамента и чехла, а также унаследованном проявлении современной активной тектоники. Заметим, что, по данным А.И.Тимурзиева [9], ориентация трещинных систем в осадочном чехле, связанных с горизонтальными сдвигами, имеет субмеридиональное направление.

Геологический разрез месторождения Белый Тигр, вскрытый скважинами, представлен докайнозойскими кристаллическими породами фундамента и терригенными породами осадочного чехла. Общая глубина вскрытия фундамента достигает 1 990 м, а максимальная мощность осадочного чехла составляет 4 740 м.

Рис. 2. ТЕКТОНИЧЕСКАЯ НАРУШЕННОСТЬ ФУНДАМЕНТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЛЫЙ ТИГР [8]



1 – возможные нефтеподводящие разломы (каналы) (по интерпретации авторов статьи)

Фундамент месторождения сложен гранитоидными образованиями позднемел-раннеюрского возраста, прорванными дайками диабазовых и андезитобазальтовых порфириров. Гранитоидные породы представлены практически всеми переходными разновидностями — плагиогранитами, адамеллитами, разнообразными гранодиоритами, лейкодиоритами, монцодиоритами.

В осадочном комплексе нефтеносны песчаники нижнего олигоцена и нижнего миоцена. Но основные запасы сосредоточены в гранитоидах фундамента, дающих более 90 % общей добычи. Значительная часть скважин, пробуренных на фундамент, является высокодебитной (дебиты около 1 000 т/сут). В начальный период эксплуатации дебит в некоторых скважинах на месторождении достигал более 2 000 т/сут. Нижняя граница залежи не установлена. К нефтесодержащим относятся трещиновато-кавернозные коллекторы, в которых пустотное пространство представлено трещинами, изометричными пустотами и структурной (блоковой) пустотностью, сформированными, как показали детальные петрографические исследования, наложенными гидротермальными процессами.

На месторождении Белый Тигр гидротермальные процессы активно проявлялись в породах фундамента и привели к образованию многих вторичных минералов: кварца, хлорита, лимонита, кальцита, пирита, каолинита, цеолита, которые выполняют вторичные пустоты. С помощью электронно-зондовых исследований было установлено присутствие таких гидротермальных образований, как самородное серебро, самородная медь (самородная латунь), барит, ангидрит. Все это свидетельствует о том, что гидротермальная деятельность протекала в широком диапазоне температур в

несколько этапов, создавая различные минеральные парагенезы, наиболее распространенными из которых являются цеолит и кальцит. Эти минералы развиваются преимущественно по плагиоклазам, разрыхляя породу, но основной их тип проявления — выполнение трещин. Содержание цеолитов в трещиноватых зонах фундамента месторождения Белый Тигр составляет 1-5 %, но в отдельных случаях, например в зонах катаклаза, может достигать 30-40 % [10].

Фильтрационно-емкостные свойства осадочных пород продуктивных комплексов и трещиноватых пород фундамента достаточно полно характеризованы данными керна и результатами ГИС. Значение открытой пористости пород фунда-

мента отдельно по сводам варьирует в довольно широком диапазоне — от нескольких десятых до 20 %.

В заключение характеристики месторождения Белый Тигр акцентируем внимание на подмеченном Ф.А.Киреевым [11] факте: фиксируемая потеря около 20 % объема УВ легких фракций (до НК 150°C) из залежи нефти фундамента Центрального свода месторождения Белый Тигр практически не влияет на соотношение значений давления насыщения и газового фактора. По мнению авторов данной статьи, это может быть обусловлено глубинным подтоком флюидов, прежде всего метана и водорода, восполняющих потери при разработке месторождения. Об этом же свидетельствуют и наблюдаемые на сейсмических материалах каналы дегазации (см. рис. 2).

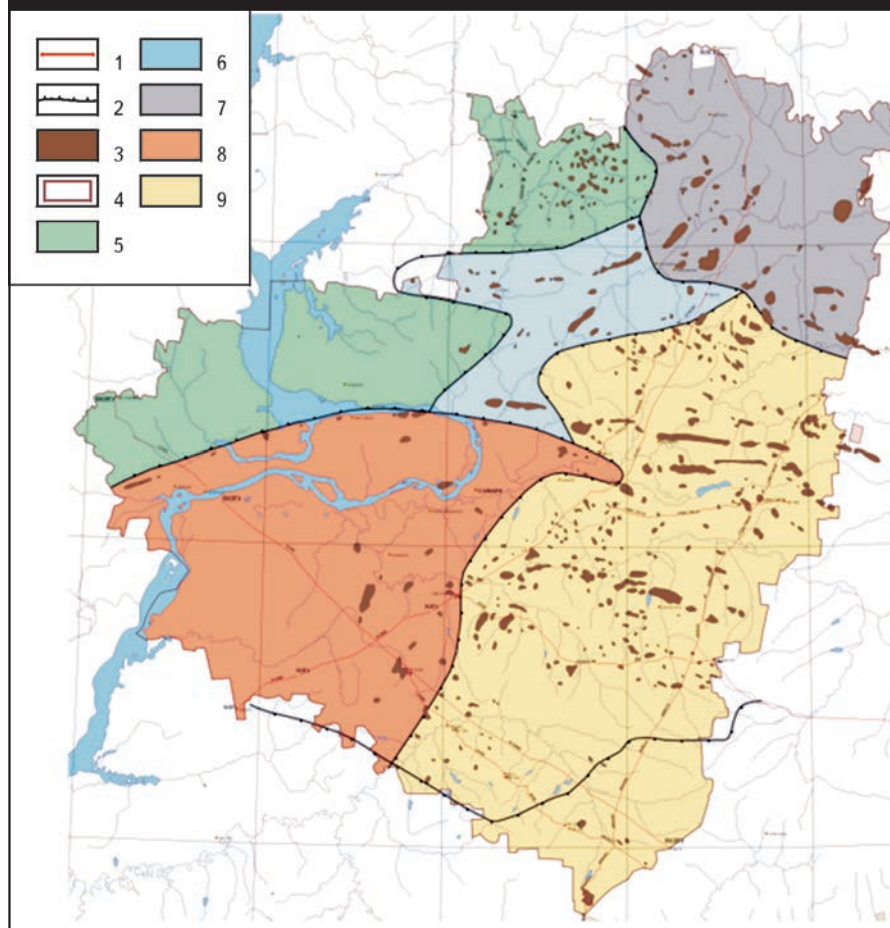
#### Краткие сведения о изучении строения и перспектив нефтегазоносности докембрийского фундамента центральной части Волго-Уральского региона

В Волго-Уральском регионе до настоящего времени месторождения УВ в породах фундамента не обнаружены, однако слабые нефтепроявления отмечались на Южно-Татарском своде (скважины Шугуровская-5 и Павловская-36 [12]), в коре выветривания на Северо-Татарском своде (скважины Кабык-Куперская-2 и Янчиковская-17), наличие битумов было установлено в Самарской области (в скважинах 190 на Самарской Луке и 406 на Мухановском месторождении [13]), в Башкортостане (в скв. Туймазинская-2000). Это послужило одним из оснований разработки и реа-

лизации в Татарстане в 1970-1980-х гг. прошлого века программы бурения глубоких и сверхглубоких скважин, вскрывающих архей-нижнепротерозойский фундамент на значительную глубину [14]. Хотя этими скважинами месторождения УВ не были обнаружены, в толще фундамента были выявлены мощные зоны коллекторов, из которых были получены интенсивные притоки высокоминерализованных, насыщенных газами, в том числе углеводородными, вод, что развеяло устоявшееся в те годы представление о фундаменте как о монолитном основании. Эти факты вместе с установленной и увеличивающейся с глубиной битуминозностью пород фундамента [14, 15] несомненно создают определенные предпосылки для обнаружения месторождений УВ в фундаменте Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Отрицательные же результаты бурения по поискам нефти и газа в определенной мере объяснимы тем, что в те годы эффективной методики прогнозирования разуплотненных зон в фундаменте еще не существовало.

Е.В.Кучерук, обобщая в своих работах данные о нефтегазоносности фундамента по миру [3], делает вывод о том, что в большинстве случаев это массивные залежи, реже тектонически экранированные, приуроченные к разнообразным эрозионно-тектоническим выступам и включающие как породы фундамента, так и контактирующие с ними горизонты осадочного чехла. Подходя с этих позиций к выбору в пределах Волго-Уральского региона крупного тектонического элемента, где наиболее вероятно обнаружение залежей УВ, можно ожидать такого типа ловушки на высокоамплитудных валах или валообразных поднятиях, в бортовых зонах крупных отрицательных структур. Таковыми в изучаемом регионе могут быть, например, Большекинельский вал, корреспондирующий с южным (крутым) бортом Серноводско-Абдулинского авлакогена в Оренбургской области, центральная часть Казанско-Кажимского авлакогена в Кировской области, Жигулевский вал в Самарской области, Бавлинско-Туймазинский вал на сопредельных территориях Татарстана и Башкортостана.

Рис. 3. СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ КРУПНЫХ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ЭЛЕМЕНТОВ И ОСНОВНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УВ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ



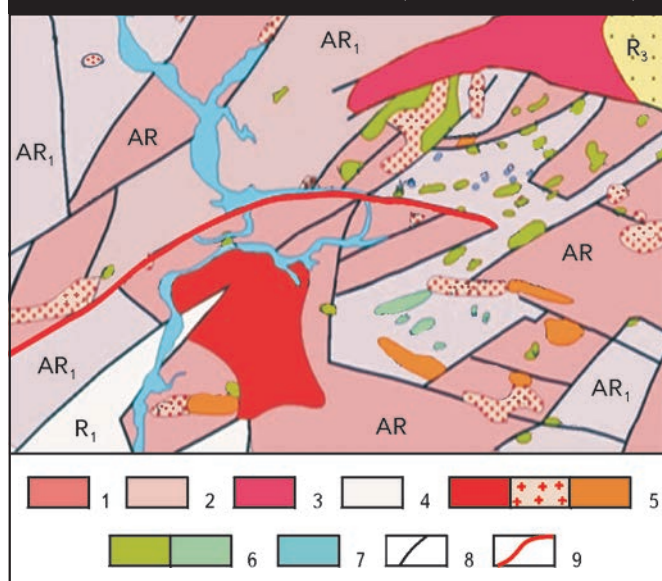
1 – линии региональных профилей; 2 – границы тектонических элементов I порядка; 3 – месторождения; 4 – границы Самарской области; 5 – Мелекесская впадина; 6 – Сокская седловина; 7 – Южно-Татарский свод; 8 – Жигулевско-Пугачевский свод; 9 – Бузулукская впадина

Сравним строения месторождения Белый Тигр и Жигулевского вала, являющегося наиболее контрастной из перечисленных структур, где отмечались битумопроявления в фундаменте.

#### Строение Жигулевского вала

Жигулевско-Пугачевский свод отделяется от южной части Мелекесской впадины, называемой обычно Ставропольской депрессией, Жигулевским разломом (рис. 3), охарактеризованным по данным бурения и глубинной сейсморазведки МОГТ как гигантский взбросо-надвиг, связанный с границей Мохоровичича и имеющий длительную историю развития ([13, 16] и др.). Амплитуда вертикального смещения составляет несколько сотен метров; горизонтальное перемещение разными авторами оценивается от 500 м до 8 км.

**Рис. 4. ФРАГМЕНТ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ КАРТЫ ЖИГУЛЕВСКОГО ВАЛА. ДОЭЙФЕЛЬСКИЕ ОБРАЗОВАНИЯ (Лапинская Т.А., 1996)**



1 – нерасчлененный AR, be, большечеремшанская серия, слюдяные высокоглиноземистые гнейсы, амфиболиты; 2 – нижний архей, ot, отградненская серия, гнейсы, амфиболиты, основные кристаллосланцы, магнетитовые сланцы; 3 – нижний рифей, br, бавлинская серия; 4 – верхний рифей рс; интрузивные породы; 5 – граниты; 6 – габбро, 7 – перидотиты; 8 – разрывные нарушения; 9 – Жигулевский разлом

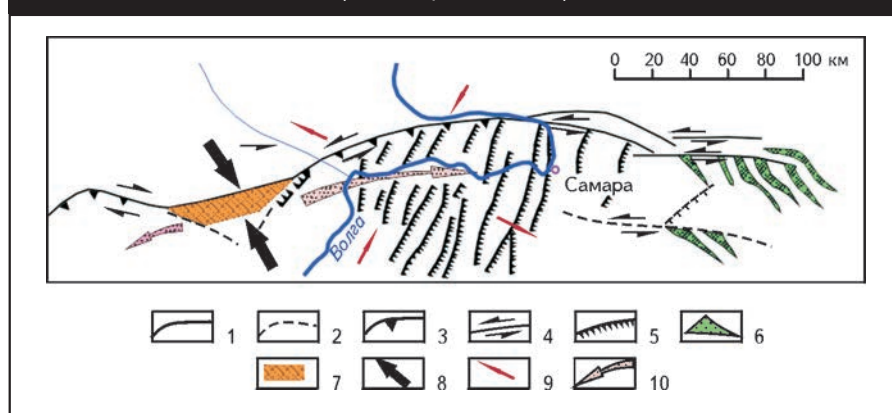
К фронтальной части надвига приурочен Жигулевский вал, проходящий в субширотном направлении по территории Самарской, Ульяновской и Пензенской об-

ластей. В плане вал имеет выпуклую в северном направлении форму, его протяженность достигает 350 км, а ширина составляет 10-50 км. Вал резко асимметричен: северное крыло крутое, наклоны слоев достигают 10-14° (иногда 38° и более), а южный – пологий, наклоны не превышают 1-2° [17]. Интересен Жигулевский вал тем, что к нему практически на всем протяжении приурочены нефтяные месторождения в отложениях палеозоя.

Отмеченное многими авторами блоковое строение территории подтверждается геологической картой фундамента, построенной по данным бурения (рис. 4). Эта карта свидетельствует также о древнем заложении Жигулевского разлома. Основное же время формирования этого разлома (и, соответственно, одноименного вала), судя по данным бурения и сейсморазведки, – послепермское. Современная высокая геодинамическая активность Жигулевского разлома подтверждается неотектоническими исследованиями [17].

В настоящее время Жигулевский вал представляет собой унаследованную сложнодислоцированную взбросонадвиговую структуру, и судя по рельефу дневной поверхности, интенсивно развивающуюся на неотектоническом этапе. По данным анализа регионального структурного рисунка и результатам структурно-кинематического изучения трещинных мезоструктур [17] новейшая структура Жигулевского вала образовалась при субмеридиональном сжатии, а одноименный разлом представляет собой левый взбрососдвиг (рис. 5), что в принципе согласуется с данными бурения и сейсморазведки.

**Рис. 5. ГЕОКИНЕМАТИЧЕСКАЯ РЕКОНСТРУКЦИЯ НОВЕЙШЕГО МАКРОСТРУКТУРНОГО АНСАМБЛЯ ЖИГУЛЕВСКОГО ВАЛА (по Копцу М.Л., 1999)**



1 – зона Главного Жигулевского разлома; 2 – остальные нарушения; 3 – взбросы и надвиги; 4 – сдвиги; 5 – сбросы; 6 – складки и флексуры, компенсирующие горизонтальные движения по сдвигам; 7 – область наибольшего подъема фундамента; 8 – место и направление пережима Жигулевской виргации; 9 – направления горизонтальных укорочения и удлинения; 10 – направление латерального выжимания масс и деформационной шейки

Таким образом, геодинамические обстановки формирования Жигулевского вала и структуры Белый Тигр в целом совпадают: они образовались в основном за счет горизонтального сжатия, на обоих присутствовала сдвиговая компонента. Внутреннее строение фундамента Жигулевского свода (рис. 6) и месторождения Белый Тигр (см. рис. 2) также имеет значительные черты сходства: в обоих случаях наблюдаются разломы, обуславливающие значительную нарушенность фундамента.

Жигулевский вал сложен сильно дислоцированными раннедокембрийскими образованиями, сформировавшимися в условиях регионального метаморфизма [18]. Преобладают эндербиты, чарнокиты, габбро-нориты, гнейсы гранулито-

вого комплекса, диориты, микроклиновые граниты амфиболитового комплекса, а также мигматиты кристаллосланцев и эндербитов, амфиболитов и плагиогранитов. Заметной полосой выделяется гнейсовый комплекс, распространенный вдоль регионального разлома.

По данным Т.А.Лапинской, А.В.Постникова, в фундаменте Жигулевского вала отдельными участками развиты линейно-трещинные коры выветривания, которые по геологическому строению и минеральному составу могут быть интерпретированы как зоны гипергенных и гидротермальных изменений, аналогичных встреченным в гранитах месторождения Белый Тигр.

Проведённые детальные петрографические исследования выявили на территории Жигулёвского вала зоны бластокатаклаза, свидетельствующие о высокой интенсивности динамометаморфических преобразований на заключительных этапах формирования фундамента. Нередко наблюдаемая высокая степень гидротермальных преобразований пород подтверждает предположения об унаследованном сохранении тектонической активности этих зон на рифей-раннепалеозойском этапе развития.

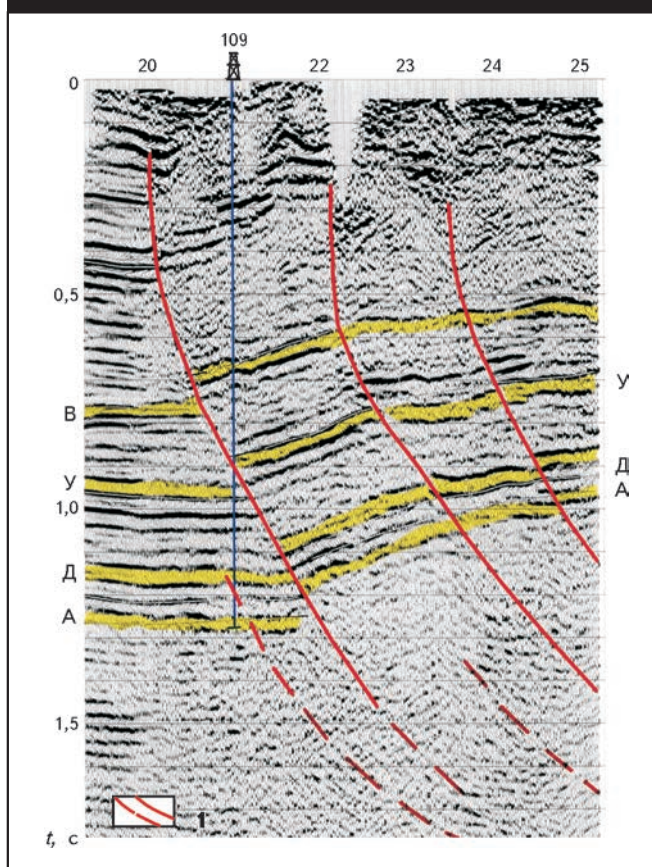
Так, в образце, отобранном из керна скв. Жигулевская-3 с глубины 1875 м, видно замещение полевых шпатов эпидотом (рис. 7) вблизи гидротермального прожилка.

Учитывая, что основное пустотное пространство, вмещающее нефть в гранитоидах Белого Тигра, сформировано в результате вторичных гидротермальных изменений, отмеченный факт имеет принципиальное значение и повышает перспективы поисков нефти в фундаменте Жигулевского вала.

На ряде месторождений региона, в том числе контролируемых Жигулевским разломом, суммарная накопленная добыча нефти превышает первоначальные геологические запасы, причем на некоторых из них очень существенно [19].

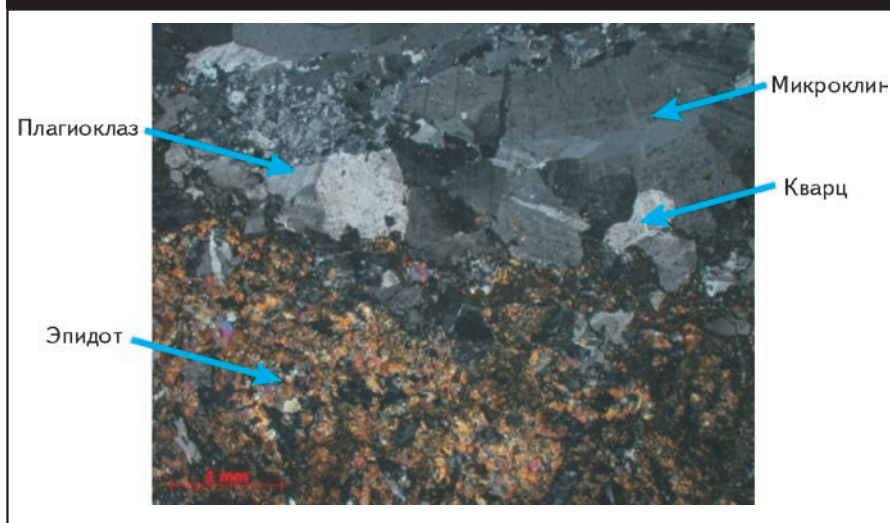
Длительные сроки эксплуатации ряда месторождений, приуроченных к Жигулевскому разлому, и превышение объемов накопленной добычи над первоначально подсчитанными геологическими запасами свидетельствуют, по мнению авторов статьи, о современных поступлениях УВ в ловушки данных месторождений. Пути таких поступлений могут являться видимые разломные зоны фундамента (см. рис. 6),

Рис. 6. СТРОЕНИЕ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА И ФУНДАМЕНТА В ЗОНЕ ЖИГУЛЕВСКОГО РАЗЛОМА



I – разломы; В, У, Д – отражающие горизонты в осадочном чехле, А – поверхность фундамента

Рис. 7. ПРОЯВЛЕНИЕ ПРОЦЕССОВ ГИДРОТЕРМАЛЬНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ПОРОД В ЗОНАХ КАТАКЛАЗИРОВАНИЯ



Скв. Жигулевская-3, микроклиновый гранит с эпидотом, ув. 2,5, фото с анализатором (по А.В.Постникову)

которые, по аналогии с Белым Тигром, могут рассматриваться как перспективный поисковый объект.

Сравнительный анализ геолого-геофизического материала по району месторождения Белый Тигр и Жигулевскому валу позволяет сделать следующие выводы:

- фундамент обеих рассматриваемых структур интенсивно дислоцирован; структурообразующими являются взброснадвижки со сдвиговой компонентой;
- структуры испытали тектоническую активизацию в неоген-четвертичный период и продолжают развиваться в настоящее время;
- в палеогеновом осадочном чехле Белого Тигра, как и в палеозойском чехле Жигулевского свода, имеются месторождения нефти;
- в зоне Жигулевского разлома встречены линейно-трещинные коры выветривания, сходные с зонами низкотемпературных гидротермальных изменений месторождения Белый Тигр;
- в районе Жигулевского вала, как и на Белом Тигре, есть признаки современного подтока УВ.

Все это позволяет с довольно высокой степенью вероятности рассматривать фундамент Жигулевского вала как объект, перспективный на поиски нефти и газа. Следующим закономерным этапом должно стать выявление наиболее интересных участков для постановки более детальных работ. Для этого целесообразно:

- использование признаков, изложенных в предыдущем разделе,
- прогнозирование по данным сейсморазведки вероятных каналов подтока и выполнение оценки качества покрышки;
- прогнозирование разуплотненных зон в фундаменте с использованием критериев, разработанных в Татарстане [20] и подтвержденных последующим бурением.

В завершение приведем слова Е.В.Кучерука, высказанные в работе [3] еще 20 лет назад: «К настоящему времени число выявленных в фундаменте месторождений УВ в мире достигло той «критической массы», когда их уже нельзя рассматривать в качестве геологической аномалии, а надо ставить вопрос о целенаправ-

ленных поисках подобных скоплений». К сожалению, за прошедшие годы ощутимой поддержки решения этой проблемы так и не появилось, а определенным положительным сдвигам в ее решении мы обязаны в основном энтузиастам. Сейчас, когда проблема ресурсной базы старых нефтегазоносных провинций стоит еще острее, а возможности и информативность геолого-геофизических и геохимических методов исследования недр существенно возросли, разработка Федеральной программы изучения перспектив нефтегазоносности фундамента (а также промежуточных комплексов) еще более актуальна, а ее успешная реализация вполне реальна. Изучение строения и перспектив нефтегазоносности фундамента Жигулевского вала могло бы стать одной из основных ее составляющих.

#### Литература

1. Шнип О.А. Методика поисков скоплений нефти и газа в фундаменте / О.А.Шнип // Актуальные проблемы геологии нефти и газа. — М.: 2005.
2. Шустер В.Л. Нефтегазоносность палеозойского фундамента Западной Сибири / В.Л.Шустер // Георесурсы, геэнергетика, геополитика. — 2010. — № 2.
3. Кучерук Е.В. Нефтегазоносность пород фундамента / Е.В.Кучерук // Геология нефти и газа. — 1992. — № 1.
4. Арешев Е.Г. Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа / Е.Г.Арешев, В.П.Гаврилов, Ч.Л.Донг и др. — М.: Нефть и газ, 1997.
5. Гаврилов В.П. Гранитоидные коллекторы и нефтегазоносность южного шельфа Вьетнама: Научно-техническая библиотека 2010 г. Т. II / В.П.Гаврилов, В.Л.Гулев, Ф.А.Киреев и др. — М.: ООО «Издательский дом Недр», 2010.
6. Поспелов В.В. Кристаллический фундамент: геолого-геофизические методы изучения коллекторского потенциала и нефтегазоносности / В.В.Поспелов. — М.-Ижевск: Ин-т компьютерных исследований; НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика», 2005.
7. Нгуен Х.Б. Геофизические исследования скважин при изучении магматических коллекторов месторождения Белый Тигр / Х.Б.Нгуен // Известия Томского политехнического университета. — 2013. — Т. 323. — № 1.

#### OIL AND GAS POTENTIAL OF THE ZHIGULI SWELL BASEMENT

Goryunov E.Yu., Ignatov P.A. (Russian State Geological Prospecting University named after S.Ordzhonikidze), Trofimov V.A. (JSC "Central Geophysical Expedition"), Nguyen M.N. (Russian State Geological Prospecting University named after S.Ordzhonikidze), Sabirov I.A. (Russian State University of Oil and Gas (NIU) named after I.M.Gubkin), Uzembayeva Z.I. (Russian State Geological Prospecting University named after S.Ordzhonikidze)

Based on comparative analysis of geological structure of the White Tiger oil field (Vietnam) and Zhiguli Swell (Samarskaya Oblast) the authors have arrived to conclusion on a probable productivity of the basement rocks of the latter. The conclusion is based on common features revealed in the geological structure of these objects. Such features are as follows: block structure of both objects, their considerable tectonic fragmentation, presence of oil accumulations in overlapping sediments, hydrothermal changes in the basement rocks, neo-tectonic block activity and shows of recent HC inflows into the above accumulations. Based on the study carried out by the authors, it is proposed to consider the basement of the Zhiguli swell as a promising oil and gas prospect with a certain degree of probability.

**Keywords:** White Tiger; Zhiguli Swell; tectonic fragmentation; hydrothermal changes; inflows of hydrocarbons.

8. **Левянт В.Б.** Выделение зон трещинно-каверновых коллекторов в фундаменте на основе использования рассеянной компоненты волнового поля / В.Б.Левянт, В.Л.Шустер // Технологии нефти и газа. — 2005. — № 5-6.

9. **Тимурзиев А.И.** Анализ трещинных систем осадочно-го чехла и фундамента месторождения Белый Тигр (Вьетнам) / А.И.Тимурзиев // Экспозиция нефть газ 5Н (11) октябрь 2010 г.

10. **Арешев Е.Г.** Нефтегазоносность гранитоидов фундамента на примере месторождения Белый Тигр / Е.Г.Арешев, Ч.Г.Донг, Ф.А.Киреев // Нефтяное хозяйство. — 1996. — № 8.

11. **Киреев Ф.А.** Нефть Вьетнама: две точки зрения на генезис / Ф.А.Киреев // 1 Кудрявцевские чтения. Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти. Тезисы докладов. — М.: 2012.

12. **Юсупов Б.М.** Размещение нефтяных месторождений Татари / Б.М.Юсупов, Г.С.Веселов. — М.: Наука, 1973.

13. **Еланский Л.Н.** Перспективы нефтеносности пород кристаллического фундамента Куйбышевского Поволжья / Л.Н.Еланский, А.Н.Козин, М.И.Фадеев // Тр. Куйбышев НИИ НП. Геология, геохимия, геофизика. — Вып. 36. — 1966.

14. **Муслимов Р.Х.** Программа дальнейшего изучения недр Татари / Р.Х.Муслимов, Ф.М.Хамадеев, Р.Х.Ибатуллин, И.Х.Кавеев // Глубинные исследования докембрия востока Русской платформы. — Казань.: Татарское книжное издательство, 1980.

15. **Плотникова И.Н.** Геолого-геофизические и геохимические предпосылки перспектив нефтегазоносности кристаллического фундамента Татарстана / И.Н.Плотникова. — СПб.: Недра, 2004.

16. **Трофимов В.А.** Глубинные региональные сейсмо-разведочные исследования МОГТ нефтегазоносных территорий / В.А.Трофимов. — М.: ГЕОС, 2014.

17. **Копп М.Л.** Кинематика Жигулевского новейшего разлома / М.Л.Копп, Т.Ю.Тверитинова // Бюл. МОИП. Отд. Геол. — 1999. — Т. 74. — Вып. 5.

18. **Постников А.В.** К вопросу о роли эндогенного фактора в формировании и распределении нефтегазоносности осадочных бассейнов (на примере Татарстана) / А.В.Постников, Р.Х.Муслимов, И.Н.Плотникова // Георесурсы. — 2005. — 1(16).

19. **Горюнов Е.Ю.** Проявления современных подтоков углеводородов в нефтегазоносные комплексы на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / Е.Ю.Горюнов, П.А.Игнатов, Д.Н.Климентьева, А.Н.Халиков // Геология нефти и газа. — 2015. — № 5.

20. **Трофимов В.А.** Оценка возможности прогнозирования разуплотненных зон кристаллического фундамента по сейсмическим данным / В.А.Трофимов // Геолого-геофизическое моделирование при поисках нефти и газа. — М.: Изд-во ИГиРГИ, 1991.

© Коллектив авторов, 2017

*Евгений Юрьевич Горюнов,*  
заместитель заведующего кафедрой,  
кандидат геолого-минералогических наук,  
euyogunov@yandex.ru;

*Петр Алексеевич Игнатов,*  
заведующий сектором,  
доктор геолого-минералогических наук,  
petrignatov@gmail.com;

*Владимир Алексеевич Трофимов,*  
советник,  
доктор геолого-минералогических наук,  
vatgeo@yandex.ru;

*Минь Хоа Нгуен,*  
аспирант,  
nguyenminhhoa1988@gmail.com;

*Ильнур Анварович Сабиров,*  
магистрант,  
ilnur.sabirov1@gmail.com;

*Зульфья Ишбулдовна Узембаева,*  
студентка,  
uzembaevaz@mail.ru.

## К юбилею Александра Георгиевича Будагова

15 марта 2017 г. Александру Георгиевичу Будагову, кандидату геолого-минералогических наук, лауреату премии Совета Министров СССР, «Заслуженному геологу России», «Почетному разведчику недр» исполнилось 80 лет!

Авторитет Александра Георгиевича высок и неоспорим. Он награжден премией Совета Министров СССР, медалями МОО ЕАГО имени В.В.Федынского, имеет звания «Заслуженный геолог России», «Почетный разведчик недр».

Александр Георгиевич автор более 80 научных публикаций.

Дорогой Александр Георгиевич, Вас ценят, уважают, любят за щедрость и открытость души, мудрость, активность при решении важных дел.

От всей души поздравляем Вас с юбилеем, желаем крепкого здоровья, счастья и долголетия. Желаем, чтобы Ваш талант высокопрофессионального геофизика, опыт и деловые качества всегда были востребованы и долго служили на благо российской геофизики.

**Редколлегия журнала «Геология нефти и газа»  
ОАО «Дальморнефтегеофизика»**

