

## **К ВОПРОСУ О НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОБРАЗОВАНИЙ ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И ВЬЕТНАМА**

А.Н. Дмитриевский, В.Л. Шустер, С.А. Пунанова  
Институт проблем нефти и газа РАН  
e-mail: [tshuster@mail.ru](mailto:tshuster@mail.ru), [punanova@mail.ru](mailto:punanova@mail.ru)

Проблема надежного определения первоочередных объектов с крупными запасами нефти и газа в Западной Сибири и во Вьетнаме является важной научной и народнохозяйственной задачей. Основные запасы нефти во Вьетнаме связаны с образованиями фундамента Кылуонгского и Южно-Коншонского нефтегазоносных бассейнов, в которых открыты крупные и уникальные (по категории запасов) месторождения. Существенная часть нефтяных запасов России приурочена к юрско-меловым отложениям Западной Сибири. Одним из направлений решения проблемы прироста ресурсов и запасов нефти и газа в Западной Сибири является системное полномасштабное изучение (в ходе поисково-разведочных работ) глубоководного доюрского этажа нефтегазоносности, включая образования фундамента. Данные нефтегазоносные провинции имеют значительное сходство в геологическом строении. Это связано с гетерогенностью фундамента и наличием запасов нефти в разуплотненных породах гранитоидных массивов. Однако в центральной части Западной Сибири, на контакте осадочных пород и фундамента, открыты пока в основном мелкие и редко средние по запасам месторождения углеводородов, в отличие от залежей в фундаменте Вьетнамского шельфа. Актуальной задачей в связи с этим является сравнительная характеристика отмеченных нефтегазоносных провинций с целью выработки критериев открытия крупных и средних по запасам месторождений нефти в образованиях фундамента Западной Сибири.

Интерес к проблеме нефтегазоносности фундамента существует уже несколько десятков лет. Наиболее дискутируемыми вопросами являются: механизм формирования скоплений УВ в образованиях фундамента; модель строения залежи нефти (газа) в фундаменте; распространение пород-коллекторов в толще фундамента; возможные флюидоупоры; геохимические аспекты нефтеобразования в осадочных толщах, контактирующих с выступами фундамента. О региональной нефтегазоносности фундамента в мире и в России свидетельствует открытие более 450 месторождений углеводородов (УВ), в том числе высокодебитных, крупных и гигантских по запасам нефти (газа). В Западной Сибири в образованиях палеозойского фундамента в трещинно-

кавернозных породах на контакте с осадочным чехлом выявлена 51 залежь УВ, из них 15 – собственно в фундаменте, кроме того, на 50 разведочных площадях выявлены признаки нефти (газа).

На Вьетнамском шельфе, в Кыулонгском бассейне, открыты в основном нефтяные месторождения, в том числе гигантское (Белый Тигр) и крупные по запасам – Кыулонг и др. В Южно-Коншонском бассейне обнаружены преимущественно газовые и газоконденсатные месторождения (Дай-Хунг, Ланг-Тау).

Анализ фактического материала и проведенные расчеты позволили нам обосновать механизм формирования и модель строения залежи нефти в фундаменте на примере месторождения Белый Тигр [1]. Основным источником нефти в залежи фундамента является органическое вещество нефтематеринских осадочных толщ, облекающих фундамент. Так нефти из залежей в фундаменте и в ниже-олигоценых отложениях на вьетнамском месторождении Белый Тигр характеризуются близкими значениями практически всех исследованных параметров. Это относится и к микроэлементному составу нефтей (определение МЭ проведено Далатским институтом ядерных исследований, Вьетнам). Особенно показательно сходство этих нефтей по генетическому показателю (отношению V к Ni), который в обоих случаях значительно ниже единицы (рис. 1). Преобладание Ni над V характеризует данные нефти как слабо катагенно-преобразованные [2].

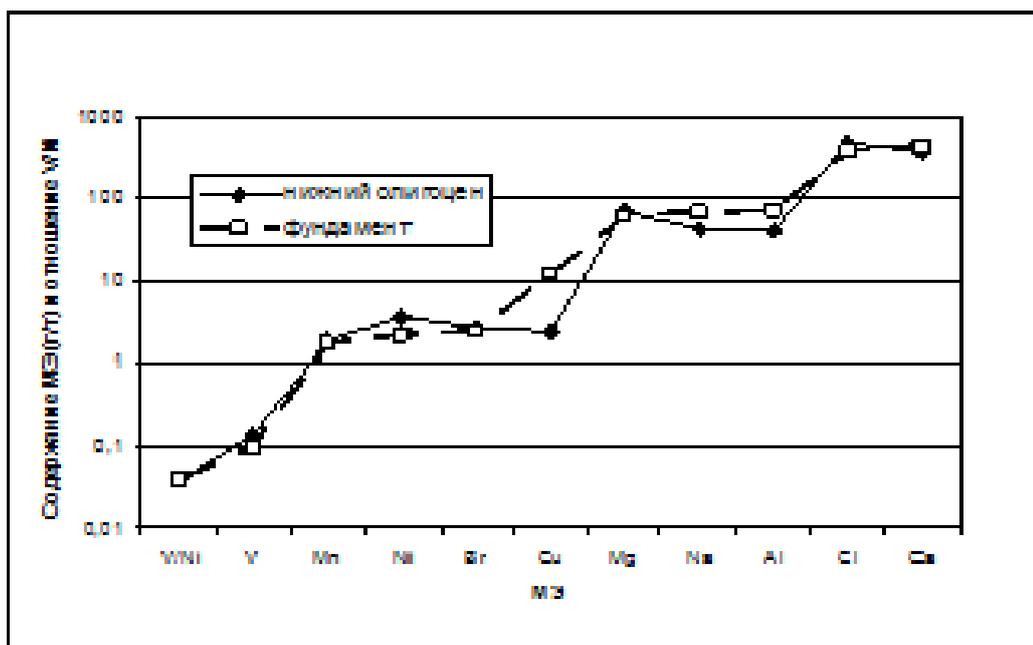


Рис. 1. Содержание МЭ в нефтях месторождения Белый Тигр

Наиболее крупное нефтяное месторождение Белый Тигр в тектоническом отношении приурочено к выступу фундамента, разбитому крупными разломами на блоки и перекрытому осадочными глинистыми породами нижнеолигоценового возраста, обогащенными рассеянным органическим веществом (РОВ), играющими роль флюидоупора и нефтегенерирующих толщ. Причем, важное значение имеет гипсометрическое положение блоков, выступов. Доминирующие в рельефе структуры фундамента характеризуются повышенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) пород и максимальной продуктивностью. При этом наилучшими ФЕС пород и максимальными дебитами характеризуются гранитоиды. Породы-коллекторы распределены крайне неравномерно как по площади, так и по разрезу плутона. Пустотность пород – трещинная, трещинно-кавернозная,  $K_{II} \sim$  от 5–6%, проницаемость низкая и неравномерная по разрезу скважин (от 0,06 до 30 мД). Дебиты скважин изменяются от 200–300 до 1500–2000 т/сут. Интервалы максимального притока нефти в скважинах составляют 20–40 м. Это при том, что опробованы 500–700-метровые интервалы открытого ствола, и расположены данные породы-коллекторы как вблизи поверхности фундамента, так и на значительном удалении от нее (на 500–700 м) [1–2].

В Южно-Коншонском бассейне (месторождения Дайхунг, Лан-Тау и др.) нефтематеринские толщи, облегающие фундамент, «среднего и высокого» уровня ( $C_{орг} \sim$  от 0,86 до 4,5%, в среднем 2,21%). ОВ существенно гумусового типа и соответствует керогену III типа ( $HI$  меньше 250 мг УВ/г  $C_{орг}$ ;  $C_{27}/C_{29} > 1,5$ ) [3].

На некоторых месторождениях Западной Сибири, где выявлены нефтяные залежи в отложениях фундамента, по целому ряду показателей также отмечена тесная связь нефтей фундамента с нефтями из вышележащих отложений осадочного чехла [1–2].

По данным Т.А. Кирюхиной [4], в терригенно-карбонатных породах палеозоя северных регионов Западной Сибири содержание  $C_{орг}$  колеблется от 0,1–0,2 до 2,6–3,0%. Величина концентрации хлороформенных битумоидов ХБА составляет 0,3%. Состав *n*-алканов указывает на фитопланктонный характер исходного ОВ, накопившегося в восстановительной обстановке. Терригенные породы содержат  $C_{орг}$  (0,8–3,5%), ХБА (0,08–0,29%). Катагенетическая преобразованность пород соответствует градациям МК<sub>2</sub>–МК<sub>3</sub>. По совокупности геохимических параметров терригенные и карбонатно-терригенные породы палеозоя можно отнести к нефтематеринским толщам.

Характеристика газоконденсатов месторождения Новопортовское на севере Западной Сибири [4] из палеозойских отложений приведена в табл. 1. Эти конденсаты имеют достаточно высокую плотность, содержат относительно много твердых парафинов. В групповом составе отмечается максимально большое количество ароматических УВ (от 16,2 до 34,9%). Кроме того, для некоторых проб характерно очень высокое содержание нафтенов (до 73,7%). Такого типа конденсаты относятся к ароматико-нафтеновому типу.

Таблица 1

**Физико-химическая характеристика палеозойских конденсатов Новопортовского месторождения [4]**

№ скв.	Интервал, м	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Содержание, в %		Групповой УВ-й состав, массовый %		
			твердые парафины	сера	арены	нафтены	алканы
94	2680–2712	0,810	1,71	0,041	34,85	28,28	36,87
216	2978–2984	0,810	2,72	0,046	16,22	62,68	21,10
216	3105–3110	0,806	1,06	0,028	17,20	73,70	9,10
216	3352–3367	0,813	2,30	0,02	31,66	30,51	37,83
217	3044–3101	0,816	0,12	0,007	31,54	33,51	34,95

Решение задачи оценки возможности нефтегазогенерации доюрским комплексом Западной Сибири осуществлено по ряду основных геохимических показателей (содержанию ОВ, отражательной способности витринита, величинам палеотемператур,  $T_{\max}$  [2, 5]). На основе анализа особенностей углеводородного и микроэлементного (МЭ) составов нафтидов [5], авторами был сделан вывод о существовании двух источников генерации нефти, способных насытить образования фундамента. Это – сингенетичное ОВ осадочного палеозоя и эпигенетичное, генерируемое ОВ юрских осадочных и триасовых вулканогенно-осадочных отложений. На самостоятельный очаг нефтеобразования в палеозойских формациях указывает существенное отличие по содержанию МЭ нафтидов палеозоя и коры выветривания от нафтидов юрских отложений. Это особенно ярко фиксируется при сопоставлении содержаний и соотношений биофильных элементов группы железа V, Ni, Fe, Mo, Cu, Zn (анализ выполнен авторами с помощью атомно-абсорбционного метода на приборе ААС-3 в лаборатории ИГиРГИ [6]) и редкоземельных элементов – РЗЭ (на основе данных Ю.Н. Федорова и др. [7]) в нефтях и битумоидах по месторождениям Шаимского и прилегающих регионов (Ханты-Мансийское, Даниловское, Ловинское, Мартымя-Тетеревское и др.). При сопоставлении концентрационного

распределения этих групп элементов в нефтях различных нефтегазоносных комплексов Шаимского района авторами установлены различные тенденции их накопления. Представляется, что такое распределение МЭ в нефтях объясняется полигенным характером их поступления в нефть (из ОВ осадочных доюрских нефтематеринских отложений) – для биофильных и глубинным – для РЗЭ. Ранее уже был выявлен полигенный характер источника МЭ в нефтях [8].

Дифференцированное распределение МЭ в нефтях Западной Сибири возможно связано с различной прогремостью недр. Наличие зон высокой преобразованности ОВ пород в доюрских отложениях Западной Сибири отмечено нами при исследовании ОВ баженовских отложений Западно-Сибирского НГБ. На рис. 2 показано распределение содержания ванадия в битумоидах баженовских отложений, которое изменяется от  $0,83 \times 10^{-2}\%$  (Угутский район) до  $30 \times 10^{-2}\%$  – в западных районах бассейна (Каменная площадь, Хейгинский и Надымский районы). Четко трассируется показанная на карте цветом аномальная зона низких значений содержания V, протягивающаяся с юго-запада на северо-восток. Битумоиды на этих участках характеризуются и аномально низкими содержаниями ванадилпорфиринов. Как известно, в условиях высоких палеотемператур порфириновые комплексы разрушаются, образуя пирролы и короткие цепочки УВ разного строения. ОВ зон катагенеза обеднено МЭ, в частности ванадием и металлопорфириновыми комплексами [6]. Все это свидетельствует об эпигенетичном характере высокопреобразованных битумоидов, мигрирующих из нижних сильно прогретых горизонтов бассейна в более высокие горизонты и не связанных с сингенетичными, слабо катагенетически преобразованными битумоидами самих баженовских отложений. Протягивается данная зона через Юганскую впадину, Колтогорский прогиб, Салымское поднятие и далее на северо-запад. Территория сильно преобразованного органического вещества соответствует области распространения триасовых рифтов, гранитоидных массивов и флюидопроводящих разломов в фундаменте [9]. По данным бассейнового моделирования, проведенного А.В. Ступаковой и др. [10], триасовый рифтогенез и последующее развитие бассейна привели к образованию глубинных региональных разломов, благоприятных для вертикальной миграции флюидов. Эта зона практически совпадает с перспективной зоной нефтеносности доюрских отложений, выделенной авторами по результатам математического моделирования [11]. Показанная на рис. 2 перспективная зона совпадает с нефтегазоносными районами

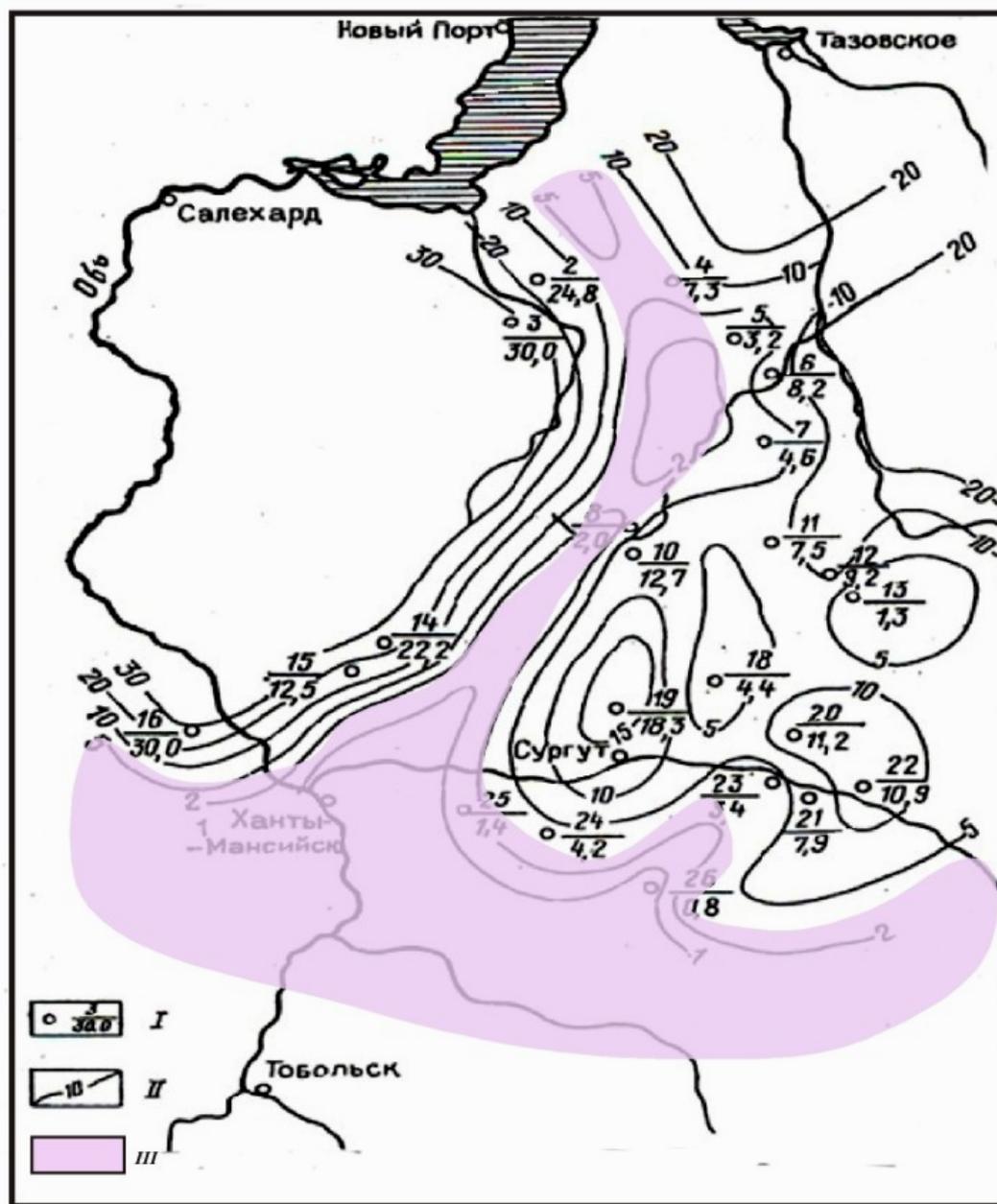


Рис. 2. Схема распределения содержания ванадия в ОВ пород баженовской свиты Западной Сибири

I – площади отбора керн (числитель) с указанием содержания V ( $n \times 10^{-2}\%$ ) в ОВ (знаменатель);  
 II – изолинии содержания V в ОВ пород; III – зона аномально низких содержаний V

Ханты-Мансийского и Нюрольского регионов. Пиролитические показатели керогена палеозойских и триасовых эффузивно-осадочных отложений свидетельствуют о высоких генерационных возможностях данных толщ на определенных площадях. Глубины вероятного обнаружения УВ скоплений в областях флюидопроводящих разломов в фундаменте (например, Шаимского разлома), где нарастание катагенеза с глубиной

происходит наиболее интенсивно, составляют для нефти 3200 м, а для газоконденсатов – 4000 м [2].

В Западной Сибири наиболее благоприятными условиями нефтегазонакопления в доюрском комплексе (по аналогии с вьетнамскими месторождениями) характеризуются эрозионно-тектонические выступы фундамента с гранитоидами в ядре, разбитые разломами на блоки (рифтогенный геодинамический режим) и облекаемые осадочными породами, играющими роль флюидоупоров и нефтематеринских толщ [1–2, 5].

Верхней границей нефтегазонаосного комплекса фундамента является региональный флюидоупор – юрские глинисто-аргиллитовые толщи или зональные (локальные) покрывки (плохо проницаемые кристаллические или эффузивные породы в кровле фундамента). Нижнее ограничение залежи контролируется глубиной распространения в разрезе эффективных, как правило, трещинно-кавернозных пород-коллекторов, а также нижней границей распространения материнской осадочной толщи, примыкающей к фундаменту.

Чтобы повысить вероятность выявления средних и крупных по запасам нефтегазовых залежей в образованиях фундамента Западной Сибири, необходимо учесть вышеперечисленные благоприятные факторы (по аналогии с Вьетнамом) и правильно выбрать местоположение и глубину проектной скважины. Учитывая крайне неравномерное строение толщи и распределение в ней разуплотненных трещинно-кавернозных пород с хорошими ФЕС, требуется еще на предварительной стадии (до бурения) проводить сейсмические работы по современной технологии с использованием рассеянных волн, позволяющие картировать такие зоны повышенной трещиноватости.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. *Шустер В.Л.* Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента. М.: ООО «Геоинформцентр», 2003. 48 с.
2. *Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пунанова С.А.* Доюрский комплекс Западной Сибири – новый этаж нефтегазоносности. Проблемы поиска, разведки и освоения месторождений углеводородов. Saarbrucken, Deutschland: Lambert Academic Publishing. 2012. 135 с.
3. *Фи Мань Тунг.* Условия формирования скоплений углеводородов и оценка перспектив нефтегазоносности в бассейне Южный Коншон (шельф Южного Вьетнама): Автореф. дис.... канд. геол.-минерал. наук. М., 2016. 29 с.

4. *Кирюхина Т.А., Ульянов Г.В., Дзюбло А.Д., Холодилов В.А., Цемкало М.Л.* Геохимические аспекты газонефтеносности юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири и прилегающего шельфа // Газовая промышленность. 2011. № 7. С. 66–70.
5. *Пунанова С.А., Шустер В.Л.* Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской платформы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 6. С. 20–26.
6. *Чахмахчев В.А., Пунанова С.А.* К проблеме диагностики нефтематеринских свит на примере баженовских отложений Западной Сибири // Геохимия. 1992. № 1. С. 99–109.
7. *Федоров Ю.Н., Маслов А.В., Ронкин Ю.Л., Лепихина О.П.* Микроэлементная характеристика сырых нефтей Шаимского и Среднеобского нефтегазоносных районов Западной Сибири: новые данные // Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды; нефть и газ; углеводороды и жизнь: Сб. материалов Всерос. конф. с междунар. участием. М.: ГЕОС. 2010. С. 586–589.
8. *Пунанова С.А.* О полигенной природе источника микроэлементов нефтей // Геохимия. 2004. № 8. С. 893–907.
9. *Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков, В.О., Истомин А.В.* Катагенез органического вещества мезозойских и палеозойских отложений Западной Сибири. Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности. Сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф. СПб.: ВНИГРИ, 2008. С. 68–77.
10. *Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Е.В. и др.* Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири // Георесурсы. 2015. № 2(61). С. 63–75.
11. *Шустер В.Л., Пунанова С.А.* Вероятностная оценка перспектив нефтегазоносности доюрского комплекса Западной Сибири с помощью геолого-математической программы «Выбор» // Нефтяное хозяйство. 2014. № 1. С. 16–19.