



УДК 546.06:553.98.01

## МИКРОЭЛЕМЕНТНЫЕ КРИТЕРИИ ПРИ ОЦЕНКЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДОЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

### MICROELEMENT CRITERIA IN ASSESSING THE PROSPECTS OF OIL AND GAS CONTENT OF THE PRE-JURASSIC DEPOSITS OF WESTERN SIBERIA

**Пунанова Светлана Александровна**

кандидат геол.-мин. наук,  
старший научный сотрудник,  
ведущий научный сотрудник,  
Институт проблем нефти и газа РАН  
punanova@mail.ru

**Punanova Svetlana Aleksandrovna**

PhD, Senior Researcher,  
Leading Researcher,  
Institute of Oil and Gas Problems of  
the Russian Academy of Sciences  
punanova@mail.ru

**Аннотация.** В настоящее время в России и за рубежом геохимические показатели оценки нефтегазоносности приобретают все большую значимость. Исследования микроэлементного (МЭ) состава нефтей и органического вещества (ОВ) пород вышли за рамки чисто теоретических разработок и приобретают весомое прикладное значение. Информация о содержании МЭ в нефтях учитывается в широком спектре областей знаний, и главное для нас, является эффективным и необходимым инструментом при решении задач нефтегазопоисковой геологии. В статье рассмотрены МЭ критерии, которые в комплексе с другими показателями дают возможность провести оценку перспектив нефтегазоносности нижнего структурного этажа Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ).

**Annotation.** At present, in Russia and abroad, geochemical indicators of oil and gas assessment are becoming increasingly important. Investigations of the trace elements (TE) composition of the oils and organic matter (OM) of rocks have gone beyond the framework of purely theoretical developments and acquire a significant applied value. Information on the content of TE in naphthides is taken into account in a wide range of fields of knowledge, and most important for us, is an effective and necessary tool in solving the problems of oil and gas prospecting geology. In the article, the TE-criteria are considered that, combined with other indicators, make it possible to assess the prospects of the oil and gas potential of the lower structural floor of the West Siberian oil and gas basin (OGB).

**Ключевые слова:** нефтиды, микроэлементы, органическое вещество, нефтегазопоисковая геология, перспективы нефтегазоносности.

**Keywords:** naphthides, trace elements, organic matter, oil and gas exploration geology, oil and gas prospects.

При изучении геохимических особенностей аккумуляции и генерации нефти в глубоководно-груженых доюрских отложениях Западной Сибири опробованы и применены нами данные по микроэлементному составу нефтидов в комплексе с другими геохимическими параметрами. Рассмотрены ключевые вопросы органической геохимии – особенности углеводородного (УВ) и МЭ состава нефтей в целях генетической и геохимической типизации флюидов и выявления их источников, стадийность катагенетических преобразований ОВ и прогноз фазового состояния, а также оценка нефтегенерационного потенциала нефтематеринских доюрских и вышележащих отложений, как возможного самостоятельного очага нефтеобразования [1]. Дифференциация нефтей по МЭ составу проводилась нами на основе сопоставления концентраций «биофильных» МЭ – V, Ni, Fe, Cu, Zn и Mo, также металлопорфириновые комплексы (МПК), идентифицированных нами в лаборатории ИГИРГИ (Институт геологии и разработки горючих ископаемых, г. Москва).

На самостоятельный очаг нефтеобразования в палеозойских отложениях Нюрольской и Ханты-Мансийской впадин указывает отличие нефтидов (нефтей и битумоидов) палеозоя и коры выветривания от юрских и триасовых по содержанию МЭ (рис. 1, 2).

В нефтях палеозойского возраста Ханты-Мансийской впадины содержание изученных МЭ (кроме Fe) существенно ниже, чем в юрских и триасовых, содержание V в них уменьшается более чем на порядок, а МПК вообще отсутствуют. Отношения V/Ni и V/Fe в палеозойских нефтях ниже 1, а в нефтях из отложений юрского возраста значительно выше 1. Такие особенности могут быть связаны как с более высокой катагенетической преобразованностью палеозойской нефти, о чем свидетельствуют и УВ соотношения, так и с различным типом исходного ОВ [2]. Нефти подавляющего большинства месторождений юго-востока Западной Сибири сингенетичны вмещающим отложениям и имеют свой характерный геохимический облик. Обнаружение самостоятельных очагов генерации нефтей в отложениях палеозойского возраста на исследованных территориях значительно повышает перспективы нефтегазоносности этого региона.

Оценка нефтегенерационного потенциала юрских и доюрских отложений, проведенная нами [3] на основе комплексного изучения геохимии ОВ пород и уровней его термической зрелости, не пока-



зывает в северных регионах Западной Сибири высокого нефтегенерационного потенциала ОВ палеозойских отложений. В основу прогнозных оценок нефте- и/или газоносности были положены геолого-геохимические данные по результатам Тюменской сверхглубокой скважины СГ-6 и глубоких скважин, пробуренных на Уренгойской, Геологической и Самбургской площадях (по аналитическим данным [4]). На основе изучения зависимости показателя отражательной способности витринита ( $R^\circ$ , %) и палеотемператур ( $T^\circ\text{C}$ ) от глубины залегания пород выявлено, что нижняя граница главной зоны нефтеобразования находится на глубинах от 4250 м (на Уренгойской и Тюменской) до 4750 м (на Самбургской и Геологической площадях). Положение «мертвой линии», определяющей затухание процессов генерации жирных газов и газоконденсатов, соответствует величине  $R^\circ = 1,8\%$  и характеризуется глубинами 4750–5450 м. В СГ-6 эта глубина составляет около 5000 м. Здесь вскрыта котухтинская свита нижней юры.

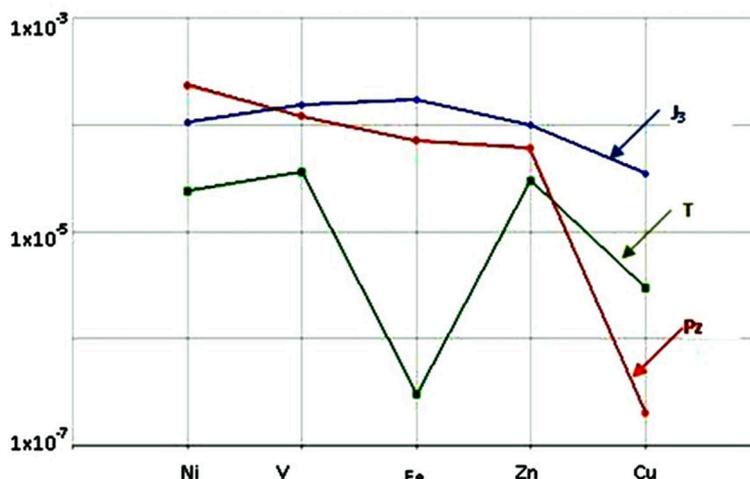


Рисунок 1 – Типы нефтей Нюрольской впадины по распределению МЭ: J<sub>3</sub> – 2950 м; T – 3270-3286 м; Pz – 4072–4080 м [2]

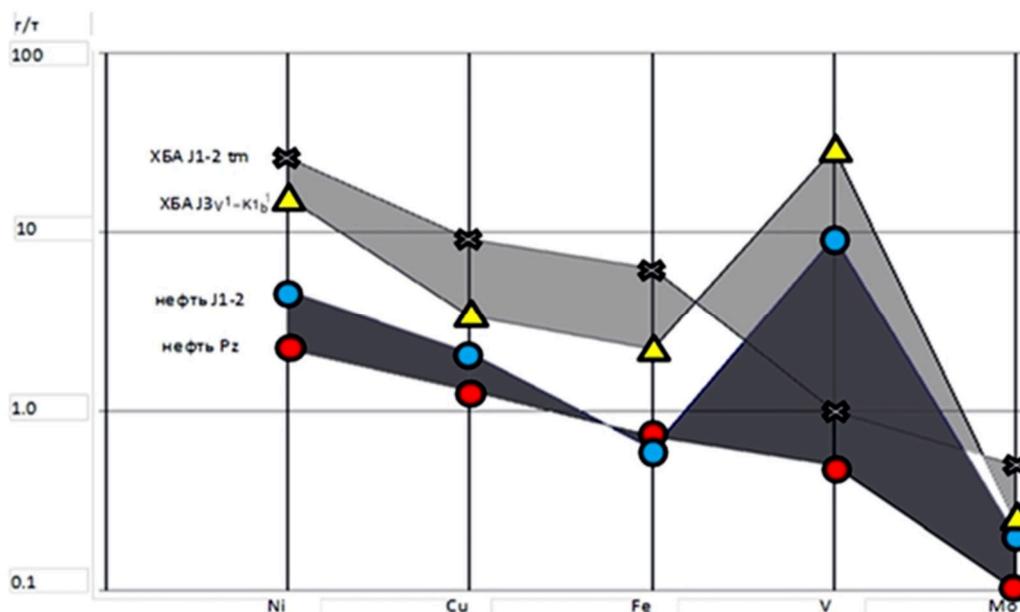


Рисунок 2 – «Поля» концентраций элементов в битумоидах и нефтях Ханты-Мансийской впадины [2]

Основываясь на различной интенсивности процессов палеопрогрева осадочных толщ Западно-Сибирского НГБ с глубиной в зависимости от возраста консолидации фундамента [5], нами прогнозируются глубины процессов генерации УВ в соответствии с показателем отражательной способности витринита ( $R^\circ$ ). Наиболее высокие генерационные показатели нефтегазопроизводящих толщ и большие глубины обнаружения нефтяных скоплений (до 4200) можно ожидать в областях с добайкальским фундаментом, а в областях жесткого палеопрогрева основными нефтегенерационными толщами будут юрские. Глубины обнаружения нефтяных скоплений ограничиваются 3200 м (табл. 1).

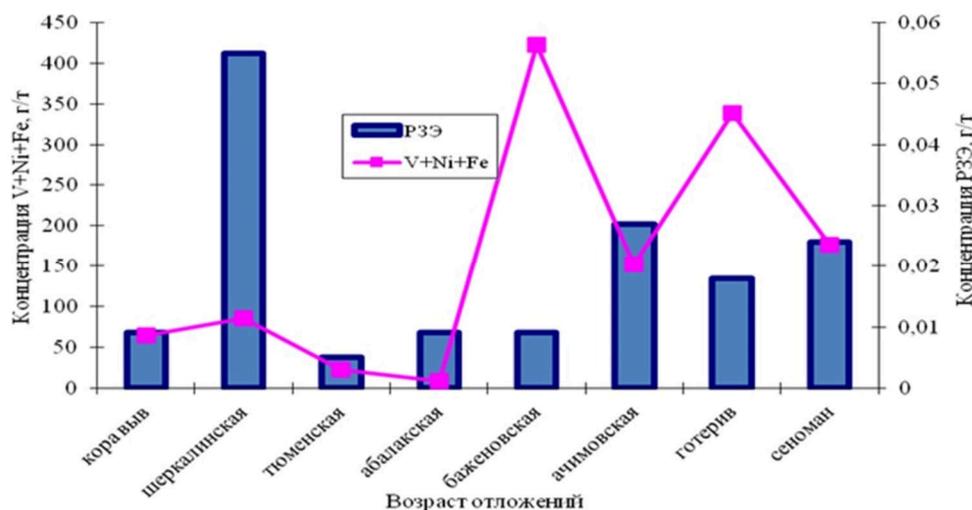


**Таблица 1** – Предполагаемые глубины протекания процессов нефтегазообразования

Цикл консолидации фундамента [5]	Основные области распространения [5]	Температурный градиент	Вероятные нижние границы генерации, м	
			нефти	ЛН и ГК
Добайкальский	Приенисейская, часть Мансийской синеклизы, Сургутский и Нижне-Вартовский своды	Низкий	4200	5200
Герцинский, каледонский	Центральная и юго-восточная части Западной Сибири	Средний	3650	4400
Триасовые рифты, гранитоидные массивы и флюидопроводящие разломы в фундаменте	Шаимский, Красноленинский и другие своды	Интенсивный	3200	4050

Примечание: ЛН – легкие нефти; ГК – газоконденсаты.

Наличие зон высокой преобразованности ОВ в доюрских отложениях, приуроченных к линейно вытянутым триасовым рифтам в фундаменте и к крупным гранитным блокам и/или к флюидопроводящим разломам, вероятно привело к существенным различиям в накоплении биофильных (V, Ni, Fe, Mo, Cu, Zn) и редкоземельных элементов (РЗЭ) в нефтях месторождений Шаимского региона Западной Сибири по всему осадочному разрезу (данные по РЗЭ [6]). Это объясняется, вероятно, полигенным характером поступления элементов в нефть – за счет биоты для биогенных и глубинным для РЗЭ (рис. 3).

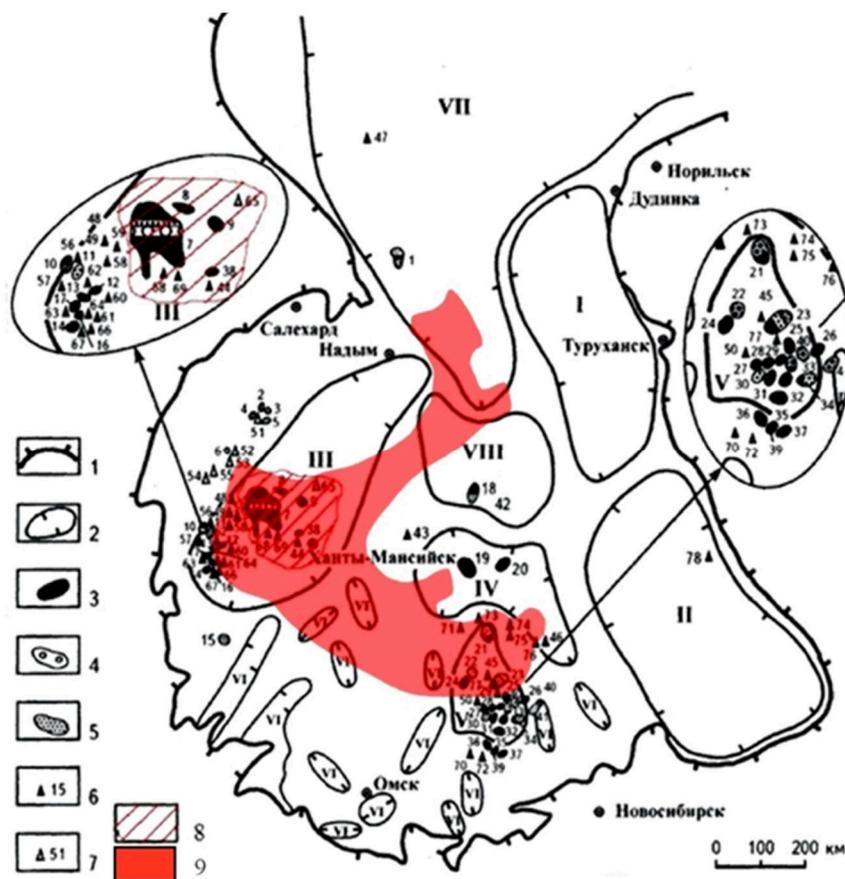


**Рисунок 3** – Микроэлементный состав нефтей из разновозрастных нефтегазоносных комплексов Западно-Сибирского НГБ

При использовании математического моделирования нами предложены наиболее перспективные первоочередные объекты для ввода их в разведочное бурение [7].

На карте-схеме (рис. 4) приведены 78 объектов, выбранных для сравнения и их оценки. Показаны границы НГБ и возможно НГБ в доюрском этапе нефтегазоносности Западной Сибири, а также зона высокопреобразованного ОВ из отложений баженовской свиты, характеризующаяся низкими содержаниями V и Vp или полным отсутствием последних [8]. Битумоиды в этой выделенной зоне, вероятно, мигрировали из нижних высокопрогретых горизонтов бассейна. Территория высокопреобразованного ОВ соответствует распространению триасовых рифтов, гранитоидных массивов и флюидопроводящих разломов в фундаменте [5]. По данным бассейнового моделирования [9], триасовый рифтогенез и последующее развитие бассейна привели к глубинным региональным разломам, благоприятных для вертикальной миграции флюидов. Эта зона практически совпадает с перспективной зоной нефтеносности доюрских отложений по результатам математического моделирования и с существующей нефтеносностью Ханты-Мансийского и Нурольского регионов.

Таким образом, принимая во внимание большую состоявшуюся продуктивность нижне-среднеюрских отложений и благоприятную геохимическую обстановку доюрских отложений Западно-Сибирского НГБ (относительно высокое содержание C<sub>орг</sub> и ХБА, высокий реализовавшийся генерационный потенциал, умеренная и достаточная катагенетическая прогретость недр, с учетом МЭ характеристик нафтидов, и в комплексе с другими геологическими предпосылками – коллекторами и покрышками), изучаемые отложения можно рассматривать как перспективный объект для открытия в нем месторождений нефти и газа.



**Рисунок 4** – Схема перспективных территорий по результатам математического моделирования [7] и зон проявления высокопреобразованного эпигенетического миграционного битумоида (разработан автором) (использованы материалы: Запывалов, 2002, 2004; Клещев и Шеин, 2004; Сурков и др., 2004).  
 Условные обозначения: 1 – граница Западно-Сибирского мегабассейна в верхнем (J-Kz) этапе нефтегазоносности; 2 – границы нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных бассейнов в нижнем (доюрском) этапе нефтегазоносности; 3–5 – залежи в нижнем (доюрском) этапе: 3 – нефти, 4 – конденсата, 5 – газа; 6 – нефтепроявления; 7 – газопроявления; 8 – первоочередные объекты (по результатам оценки перспектив фундамента по 78 объектам – месторождения с указанием типа флюидов (н – нефть; нгк – нефтегазоконденсат; г – газ; гк – газоконденсат) и стратиграфической приуроченности (PZ – палеозой; к.в. – кора выветривания) и площади: 8 – Рогожниковское, н, PZ; 9 – Среднеазымское, н, PZ; 38 – Ханты-Мансийское, н, PZ; 44 – Горелая; 65 – Унлорская; 68 – Айторская; 69 – Каменная); 9 – вероятная зона проявления миграционного высокопреобразованного битумоида

**Литература:**

1. Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пуанова С.А. Доюрский комплекс Западной Сибири – новый этап нефтегазоносности. Проблемы поисков, разведки и освоения месторождений углеводородов. – Saarbruchen : Lambert Academic Publishing. – Germany, 2012. –135 с.
2. Пуанова С.А. Геохимические особенности палеозойских нефтей Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Нефтехимия. – 2002. – Т. 42. – № 6. – С. 428–436.
3. Пуанова С.А., Виноградова Т.Л. Прогноз фазового состояния углеводородных скоплений в мезозойских отложениях севера Западной Сибири // Геохимия. – 2006. – № 9. – С. 983–995.
4. Лопатин Н.В., Емец Т.П. Нефтегенерационные свойства и катагенез глинистых пород мезозойско-пермских стратотипов, вскрытых Тюменской сверхглубокой скважиной СГ-6 // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. –1999. – № 7. – С. 9–19.
5. Катагенез органического вещества мезозойских и палеозойских отложений Западной Сибири / А.Э. Конторович [и др.]. – Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности. – СПб. : ВНИГРИ, 2008. – С. 68–77.
6. Федоров Ю.Н. Редкоземельные элементы в нефтях Шаимского нефтегазоносного района Западной Сибири // Сб. Новые идеи в геохимии нефти и газа. – М. : ГЕОС, 2005. – С. 457–458.
7. Шустер В.Л., Пуанова С.А. Обоснование перспектив нефтегазоносности юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири // Георесурсы. – 2016. – Т. 18. – № 4. – Ч. 2. – С. 337–345.
8. Пуанова С.А. Прикладная металлогения нафтидов. Научное сетевое издание // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2017. – Выпуск 2(17). – URL : <http://oilgasjournal.ru>
9. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири / А.В. Ступакова и др. // Георесурсы. – 2015. – № 2(61). – С. 63–75.

**References:**

1. Dmitrievsky A.N., Shuster V.L., Punanova S.A. The pre-Jurassic complex of Western Siberia is the new floor of oil and gas content. Problems of prospecting, exploration and development of hydrocarbon deposits. – Saarbruchen : Lambert Academic Publishing. – Germany, 2012. – 135 p.
2. Punanova S.A. Geochemical features of Paleozoic oils of the West Siberian oil and gas bearing basin // Petrochemistry. – 2002. – V. 42. – № 6. – P. 428–436.
3. Punanova S.A., Vinogradova T.L. Forecast of the phase state of hydrocarbon clusters in the Mesozoic deposits of the north of Western Siberia // Geochemistry. – 2006. – № 9. – P. 983–995.
4. Lopatin N.V., Emets T.P. Petroleum-generating properties and katagenesis of clayey rocks of Mesozoic-Permian stratotypes revealed by Tyumen superdeep well SD-6 // Geology, geophysics and development of oil fields. – 1999. – № 7. – P. 9–19.
5. Catagenesis of the organic matter of the Mesozoic and Paleozoic deposits of Western Siberia / A.E. Kontorovich [etc.]. – Lithological and geochemical basis of the forecast of oil and gas content. St. Petersburg : VNIGRI. – 2008. – P. 68–77.
6. Fedorov Yu.N. Rare-earth elements in the oils of the Shaimskiy oil and gas bearing region of Western Siberia. – New ideas in the geochemistry of oil and gas. – M. : GEOS, 2005. – P. 457–458.
7. Shuster V.L., Punanova S.A. Justification of the prospects of oil and gas content of the Jurassic-Paleozoic deposits and formations of the basement of Western Siberia // Georesources. – 2016. – V. 18. – № 4. – Part 2. – P. 337–345.
8. Punanova S.A. Applied metallogeny of naphthydes. Scientific online publication // Actual problems of oil and gas. – 2017. – Issue 2 (17). – URL : <http://oilgasjournal.ru>
9. Geological study and oil and gas content of Paleozoic deposits of Western Siberia / A.V. Stupakova, et all. // Georesources. – 2015. – № 2 (61). – P. 63–75.