



УДК 553.98.061

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ДОЮРСКИХ КОМПЛЕКСАХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

FEATURES OF FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS ACCUMULATIONS IN PRE-JURASSIC COMPLEXES OF WESTERN SIBERIA

Шустер Владимир Львович

доктор геол.-мин. наук,
профессор, главный научный сотрудник,
Институт проблем нефти и газа РАН
tshuster@mail.ru

Пуанова Светлана Александровна

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

Shuster Vladimir Lvovich

Doctor of Geological and
Mineralogical Sciences,
Chief Researcher,
Institute of Oil and Gas Problems of
the Russian Academy of Sciences
tshuster@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. Проанализированы фактические данные по 25 месторождениям нефти и газа, выявленным в отложениях на границе мезозой-фундамент, а так же опубликованные материалы последних лет по центральной части Ханты-Мансийской автономной области (ХМАО). Исследованы генерационные возможности доюрских образований. Показано, что оценка ресурсов нефти и газа доюрского комплекса по рассмотренным нефтегазоносным районам, исходя из запасов по открытым месторождениям и потенциала значительных интервалов разреза фундамента, позволяет оценить потенциал доюрского комплекса центральной части ХМАО соизмеримым с ресурсным потенциалом углеводородов (УВ) верхнего юрско-мелового комплекса.

Ключевые слова: месторождения нефти и газа, доюрский комплекс, запасы, фундамент, углеводороды, Западная Сибирь.

Annotation. The actual data on 25 oil and gas deposits revealed in sediments on the Mesozoic-foundation boundary, as well as published materials of recent years in the central part of the Khanty-Mansiysk Autonomous Oblast (KhMAO) are analyzed. The generation capabilities of pre-Jurassic formations have been studied. It is shown that the estimation of the oil and gas resources of the pre-Jurassic complex on the considered oil and gas bearing areas, based on reserves on open fields and the potential of significant intervals of the foundation section, makes it possible to estimate the potential of the pre-Jurassic complex in the central part of KhMAO commensurate with the hydrocarbon (HC) resource potential of the Upper Jurassic-Cretaceous complex.

Keywords: oil and gas fields, pre-Jurassic complex, reserves, foundations, hydrocarbons, Western Siberia.

Проанализированы фактические данные по 25 месторождениям нефти и газа, выявленным в отложениях на границе мезозой-фундамент, а так же опубликованные материалы последних лет по центральной части ХМАО. Регион характеризуется благоприятными геологическими условиями для нефтегазообразования в доюрском комплексе отложений: рифтогенным геодинамическим режимом развития, повышенным тепловым потоком, наличием доюрских выступов фундамента, сложенных гранитоидами (хорошие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород), облекаемых осадочными материнскими толщами, надежными глинисто-аргиллитовыми региональными (и зональными) флюидоупорами. Каждый из пяти нефтегазоносных районов (НГР), входящих в изученный регион (рис. 1), характеризуется индивидуальными особенностями строения и нефтегазоносности [1–3].

Березовская моноклираль (Березовский НГР) осложнена выступами, валами, одиночными локальными поднятиями. Доюрский комплекс представлен протерозойскими породами фундамента, корами выветривания гранитов, гранито-гнейсов, гнейсов, диабазами, сланцами. Фундамент залегает на глубинах 1500–1600 м, вскрыт на глубину 13–36 м. Месторождения газовые, продуктивна зона контакта отложений верхней юры и коры выветривания (единый объект), коллекторы II–III класса.

Шаимский мегавал (Шаимский НГР) осложнен валами, куполовидными поднятиями, структурными носами. Вещественный состав пород разнообразный: в центральной части вала – область распространения гранитоидов позднего карбона-ранней перми с гнейсово-сланцевым обрамлением; в западной части вала преобладают эффузивы-туфы; в восточной части – терригенно-сланцевая формация верхнего палеозоя. Фундамент залегает на глубинах 1450–1750 м, скважинами вскрыт на глубину 20–30 м. Нефтегазоносны отложения верхней и средней юры, коры выветривания и трещиноватые породы фундамента. Коллекторы II–III и IV–V классов. Ловушки структурно-стратиграфические, реже тектонически и литологически экранированные.

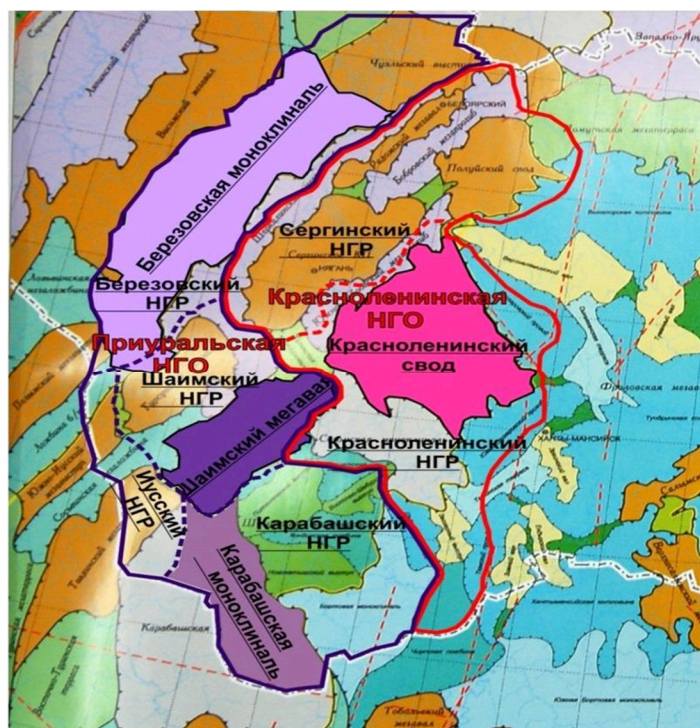


Рисунок 1 – Тектоническая карта района работ

Красноленинский свод (Красноленинский НГР) по фундаменту имеет блоковое строение, осложнен крупными поднятиями. Доюрский комплекс представлен метаморфическими сланцами с выступами гнейсов (венд-ранний палеозой), в южной и центральной частях свода карбонатно-терригенными породами раннего палеозоя с интрузиями позднего палеозоя, а в центральной депрессионной части – известняками девона. Палеозойские отложения частично перекрыты базальтами и кислыми эффузивами триаса. Нефтегазоносный комплекс доюрских отложений представляет собой единое целое с перекрывающими его юрскими отложениями: на Таллинской площади с горизонтами Ю₁₀ и Ю₁₁ нижней юры; на Рогожниковском и Северо-Рогожниковском месторождении – это юрские и триасовые вулканогенно-осадочные породы. На Таллинском месторождении глубина залегания фундамента 2250–2600 м (вскрыт на 170 м), на Рогожниковском месторождении глубина залегания доюрского комплекса (триасовые отложения) – 2500 м, вскрыт на 240 м. Залежи структурно-стратиграфические, коллекторы II–III и IV–V классов. Характерна резкая изменчивость коллекторских свойств пород и дебитов нефти от 3 до 500 м³/сут.

Южно-Иусский мегавал (Иусский НГР) характеризуется поднятиями и крупными разрывными нарушениями. Нефтегазоносны отложения верхней юры и коры выветривания (единый объект). Фундамент вскрыт на глубине 3476 м, пройдено 36 м. Коллекторы II–III и V–VI классов (K_{Γ} до 18 %).

Карабашская моноκлинали (Карабашский НГР) осложнена валами и локальными поднятиями. По составу это трещиноватые серпентиниты. Фундамент залегает на глубине 1692 м, вскрыт на глубину 50 м. Газовая залежь выявлена в отложениях палеозоя и коры выветривания.

Таким образом, залежи в доюрском комплексе приурочены к отложениям юры и коры выветривания. Ловушки преимущественно структурно-стратиграфического типа. Породы-коллекторы широкого литологического состава (от эффузивно-терригенных до кор выветривания гранитоидов), порово-кавернозные и трещинно-кавернозные, II–III и IV–V классов. Флюидопорами для этих залежей являются глинистые толщи средней и нижней юры, а так же зональные локальные плохопроницаемые породы в верхней части фундамента.

Нами детально проанализированы генерационные возможности доюрских образований. Основываясь на анализе геолого-геохимических показателей, ряд исследователей считает, что нефти юрского и доюрского комплекса (зона контакта фундамента и чехла) в Широтном Приобье, Шаимском, Красноленинском, Ханты-Мансийском регионах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) образуют близкую по физико-химическим характеристикам и углеводородному составу группу с единой флюидодинамической системой и общим очагом нефтегазообразования. Нефтематеринскими признаются лишь юрские отложения. Так, на Толумском месторождении Шаимского района [4] предполагается, что формирование залежей в верхней части палеозойского комплекса и вогулкинских слоях юры (1800–2000 м) происходит за счет миграции УВ из верхнеюрских отложений, в частности мультымынской свиты, являющейся нефтематеринской.



Результаты геохимических исследований нефти из залежи Рогожниковского месторождения в верхней части эффузивов триасового возраста (туринская серия, интервал глубин 2568–2607 м) на Краснотенинском своде, по данным [5] свидетельствуют о том, что главным источником доюрских нефтей могли служить глины шеркалинской свиты нижней юры, обладающие значительным генерационным потенциалом.

Однако позднепалеозойские комплексы в Шаимском и других районах могут являться самостоятельными объектами нефтеобразования. Они имеют ловушки, коллекторы, флюидоупоры и собственный источник УВ, о чем свидетельствует состав нефтей данного комплекса, отличный от нефтей юрско-меловых отложений. Вывод о самостоятельном очаге генерации палеозойских отложений подтверждается и нашими исследованиями [6] по составу микроэлементов нефтей юры и осадочного палеозоя.

Катагенез органического вещества (ОВ) юрских и доюрских отложений Краснотенинского и Шаимского сводов детально охарактеризован [7], который считает, что в целом отложения тюменской свиты на значительной части Краснотенинского свода по условиям катагенеза (МК₁–МК₂) благоприятны для образования и сохранения залежей нефти и газа. В толщах, ОВ которых преобразовано до стадий МК₃–МК₄ и имеющее к тому же гумусовый тип, предполагается, что наряду с завершением генезиса нефтяных УВ будет возрастать интенсивность образования легких нефтей и газоконденсатов (так плотность конденсата с площади Лебяжья очень низкая – 0,746 г/см³). На большинстве разведочных площадей свода ОВ доюрских отложений находится на этапах апокатагенеза. Наименее преобразованное ОВ встречено на Елизаровской и Ловинской площадях (МК₅–МК₁) Шаимского свода.

На основе анализа данных по палеотемпературным изменениям ОВ доюрского комплекса [7, 8] нами составлена схематическая карта зон нефтегазообразования доюрских отложений Западно-Сибирского НГБ, на которой оконтурены зоны мезокатагенеза (раннего, среднего и позднего) и апокатагенеза ОВ пород, выделены участки, благоприятные для обнаружения нефтяных, нефтегазоконденсатных и газовых скоплений (рис. 2).

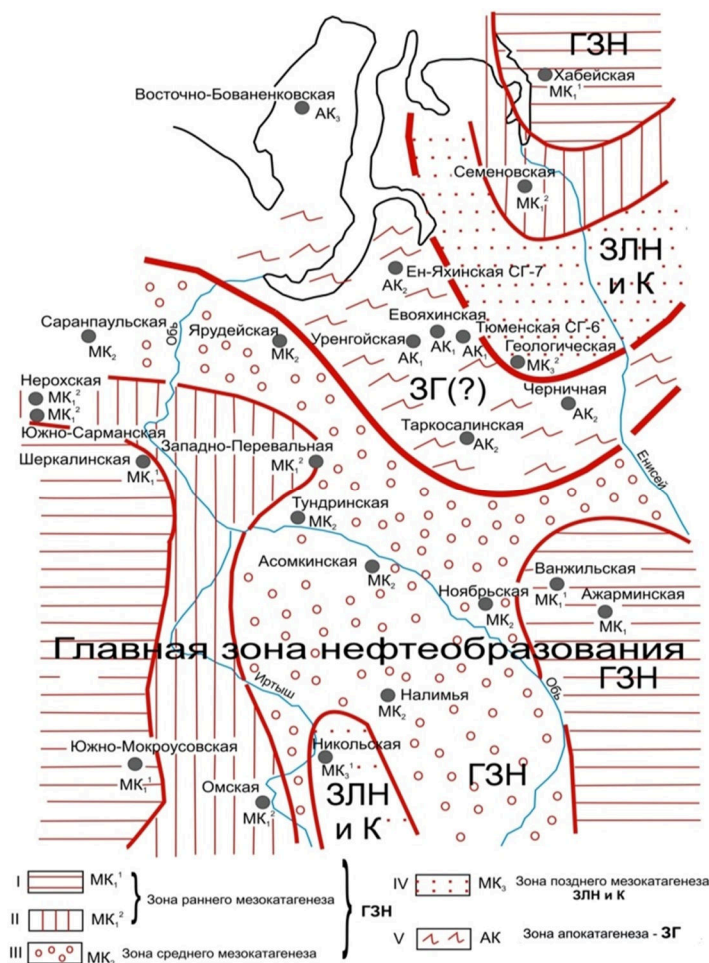


Рисунок 2 – Схематическая карта зон нефтегазообразования: ГЗН – главная зона нефтеобразования; ЗЛН и К – зона легких нефтей и конденсатов; ЗГ – зона сухих газов (составлена на основе карты фактического материала по катагенезу ОВ в кровле осадочных отложений триаса Западно-Сибирского НГБ [7, 8])



Необходимо иметь в виду, что образования фундамента в центральной части ХМАО вскрыты на большинстве локальных структур лишь на 20–30 м, максимум на 50 м, то есть самая верхняя часть. А на наиболее крупных месторождениях нефти в образованиях фундамента (табл. 1) этаж нефтеносности составляет от 450–600 м до 1500–2000 м, на Малоичском месторождении в Западной Сибири – 1660 м. То есть, большая часть нефтегазоносного комплекса фундамента не опоскована. Это огромный резерв потенциальных ресурсов УВ региона.

Таблица 1 – Сведения о крупных мировых месторождениях нефти в образованиях фундамента

Месторождение (страна)	Состав пород	Этаж нефтеносности, м
Хьюгтон-Пенхендл (США)	невыветрелые граниты	458–1068 (610)
Ла-Пас (Венесуэла)	трециноватые породы фундамента – гранодиориты, кристаллические сланцы	1615–3350 (1435)
Ауджила-Нафула (Ливия)	фундамент – докемрийские граниты, гранофиры, риолиты	(450)
Зейт Бейт (Египет)	фундамент – граниты	(330)
Оймаша (Казахстан)	граниты фундамента	3612–3850 (238)
Белый Тигр (Вьетнам)	трециноватые гранитоиды	3050–5000 (1950)
Малоичское (Россия)	известняки доломитизированные	2840–4500 (1660)

Выводы

Нижняя граница нефтегазоносного комплекса фундамента контролируется глубиной распространения в разрезе эффективных коллекторов и нижней границей распространения нефтепроизводящей осадочной толщи, примыкающей к ловушке в фундаменте. Верхняя граница контролируется региональным или зональным флюидоупором.

Закладывать поисковые скважины на фундамент и выбирать их проектную глубину следует, ориентируясь на структурную карту по поверхности фундамента, выявленные разрывные нарушения и внутрифундаментные отражающие горизонты, а так же на флюидоупоры. И самое главное, на предваряющем бурение этапе необходимо выявить и оконтурить зоны разуплотнённых трещинно-кавернозных пород-коллекторов, используя современные инновационные технологии сейсморазведки (рассеянные волны), для целенаправленного поисково-разведочного бурения.

К перспективным зонам следует отнести центральную часть Шаимского мегавала (фундамент представлен гранитоидами), Красноленинский свод (пермо-триасовый эффузивно-терригенный комплекс пород), Березовскую моноклиаль (фундамент представлен гранитоидами и гнейсами). К первоочередным объектам относятся эрозионно-тектонические выступы фундамента.

Экспертная оценка ресурсов нефти и газа доюрского комплекса только по рассмотренным НГР, исходя из запасов по открытым месторождениям и потенциала значительных интервалов разреза фундамента, не охваченных геолого-разведочными работами (где по аналогии с зарубежными регионами можно ожидать открытия крупных месторождений), позволяет оценить потенциал доюрского комплекса центральной части ХМАО соизмеримым с ресурсным потенциалом углеводородов верхне-го юрско-мелового комплекса этого региона.

Литература:

1. Проблемы поиска и разведки промышленных скоплений нефти и газа в трещинно-кавернозных массивных породах доюрского комплекса Западной Сибири / В.Л. Шустер [и др.] // Геология нефти и газа. – 2011. – № 2. – С. 26–33.
2. Шустер В.Л., Дзюбло А.Д. Геологические предпосылки нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений на севере Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. – 2012. – № 2. – С. 26–29.
3. Геолого-тектонические модели севера Западной Сибири и проблема поиска залежей УВ в глубоких горизонтах / В.С. Бочкарев [и др.]. – Сб. «Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геологоразведочных работ». – Пермь, 2000. – С. 201–202.
4. Комплексные геолого-геофизические исследования фундамента Западно-Сибирской платформы и перспективы его нефтегазоносности / М.Ф. Печеркин [и др.]. – Сб. «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири». – Тюмень, 2007. – С. 43–49.
5. Значение решения проблемы источника нефти триасовых магматитов Западной Сибири в оценке углеводородного потенциала в наращивании запасов и добычи нефти Западной Сибири / Ю.А. Курьянов [и др.]. – Сб. «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири». – Тюмень, 2007. – С. 206–210.
6. 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.



7. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности осадочных отложений триаса Западно-Сибирского мегабассейна // Горные ведомости. – 2011. – № 9. – С. 6–11.
8. Катагенез органического вещества мезозойских и палеозойских отложений Западной Сибири / А.Э. Конторович [и др.]. – Сб. «Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности». – СПб. : ВНИГРИ, 2008. – С. 68–77.

References:

1. Problems of search and exploration of industrial accumulations of oil and gas in fissured-cavernous massive rocks of the pre-Jurassic complex of Western Siberia / V.L. Shuster [etc.] // Geology of oil and gas. – 2011. – № 2. – P. 26–33.
2. Shuster V.L., Dzyublo A.D. Geological prerequisites for oil and gas content of deep-lying Jurassic and pre-Jurassic deposits in the north of Western Siberia // Exposition Oil Gas. – 2012. – № 2. – P. 26–29.
3. Geological-tectonic models of the north of Western Siberia and the problem of finding hydrocarbon deposits in deep horizons / V.S. Bochkarev [etc.]. – Coll. «The criteria for assessing oil and gas content are below the industrially exploited depths and determining priority areas for geological exploration». – Perm, 2000. – P. 201–202.
4. Complex geological and geophysical studies of the foundation of the West Siberian Platform and the prospects of its oil and gas potential / M.F. Pecherkin [etc.]. – Coll. «Status, Trends and Problems of Development of Oil and Gas Potential of Western Siberia». – Tyumen, 2007. – P. 43–49.
5. The importance of solving the problem of the source of oil of the Triassic magmatites of Western Siberia in assessing the hydrocarbon potential in the growth of oil reserves and production in Western Siberia / Yu.A. Kuryanov [etc.]. – Col. «Status, Trends and Problems of Development of Oil and Gas Potential of Western Siberia». – Tyumen, 2007. – P. 206–210.
6. Punanova S.A., Shuster V.L. Geological and geochemical preconditions for oil and gas content of pre-Jurassic deposits of the West Siberian platform // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2012. – № 6. – P. 20–26.
7. Fomin A.N. Maturation of organic matter and petroleum potential of the Triassic sediments of the West Siberian megabasin // Mountain statements. – 2011. – № 9. – P. 6–11.
8. Catagenesis of the organic matter of the Mesozoic and Paleozoic deposits of Western Siberia / A.E. Kontorovich [etc.]. – Coll. «Lithological and geochemical basis of the forecast of oil and gas potential». – St. Petersburg : VNIIGRI, 2008. – P. 68–77.