

Генезис углеводородов Доюрского комплекса Ханты-Мансийского месторождения (зона локального сжатия Западно-Сибирской плиты)

Ю.В. Коржов¹, Г.А. Лобова², В.И. Исаев², А.И. Стариков¹, М.Я. Кузина¹, 2020

¹Институт нефти и газа, Югорский государственный университет,
Ханты-Мансийск, Россия

²Томский политехнический университет, Томск, Россия
Поступила 12 марта 2020 г.

Устанавливается происхождение залежей углеводородов в юрском и доюрском комплексах на участке Ханты-Мансийского месторождения, приуроченного к ловушкам коры выветривания по карбонатным отложениям девона и ловушкам коренного фундамента, в пределах зоны сжатия (сутуры?) центральной части Западно-Сибирской платформы. Исследование актуально для обоснования стратегии поисков нефтегазовых залежей с учетом вещественного состава и тектоники фундамента Западно-Сибирской плиты.

Изучен материал керна и нефтей юрского и доюрского комплексов разведочных и эксплуатационных скважин Ханты-Мансийского месторождения, принадлежащего Фроловской нефтегазоносной области с самой высокой плотностью прогнозных ресурсов в пределах Западно-Сибирской провинции. Приведена литолого-петрографическая характеристика пород, выполненная оптической микроскопией. В битумоиде пород и сырых нефтях методом хромато-масс-спектрометрии установлено содержание и молекулярно-массовое распределение ароматических углеводородов, включая *n*-алкилбензолы, нафталины и фенантрены.

Построена геохимическая модель миграции углеводородов в пределах юрского и доюрского нефтегазоносных комплексов. В верхнеюрском интервале разреза наиболее вероятным источником углеводородов традиционно определяется органическое вещество аргиллитов и алевролитов тутлеймской (баженовской), абалакской, возможно тюменской свит. В нижней части юрского разреза фиксируется слой крупнозернистого высокопроницаемого песчаника горелой свиты, в котором локализовано органическое вещество, предположительно вносящее основной вклад в залежи углеводородов низов юры и доюрского фундамента. Единый генезис углеводородов горелой свиты и палеозойской нефти Ханты-Мансийского месторождения устанавливается по молекулярным маркерам — *n*-алкилбензолам C₂₁, C₂₃, C₂₅. В качестве возможного «источника» палеозойской нефти предложен сбор углеводородов из рассеянного органического вещества палеозойских пород на значительной глубине (не охваченной кернавым бурением). Нефтьесбор, вероятно, локализуется в участках тектонического блокового дробления фундамента, вынос нефти в вышележащие комплексы происходит с термальными водами. Прогноз нефтеносности ловушек коры выветривания и коренного фундамента в пределах зоны сжатия Западно-Сибирской платформы положительный.

Ключевые слова: юрский и доюрский комплексы, источник углеводородов, ароматические углеводороды, литолого-петрографическая характеристика, геохимическая модель миграции углеводородов, зона сжатия Западно-Сибирской платформы.

Введение. В пределах Западно-Сибирской платформы (ЗСП) нефтеносны меловые, юрские горизонты осадочного чехла и доюрский комплекс пород, включая

верхние этажи блоков кристаллического фундамента. Геофизическими, геохимическими исследованиями, буровыми работами отмечается большая неравномерность распределения запасов углеводородов (УВ) в доюрском комплексе на всех крупных сводовых структурах ЗСП [Kontorovich, 2007; Brekhuntsov et al., 2011].

Прогноз нефтеносности фундамента Западно-Сибирской плиты на современном этапе ограничен, так как строится преимущественно на критериях поисков «зон разуплотнения» методами гравиразведки [Исаев, Лобова, 2008] и сейсморазведки [Тяпкина, Тяпкин, 2019], в редких случаях подкрепленных вещественными доказательствами органической геохимии [Исаев и др., 2006]. Вместе с тем геохимические исследования подтверждают целесообразность и усиливают обоснование размещения скважин, рекомендованных по данным нефтепоисковой геофизики [Исаев и др., 2013].

Говоря о возможном поступлении углеводородов в доюрские резервуары, обычно исходят из фактических геохимических данных о нисходящей миграции из вышележащей осадочной толщи [Kontorovich et al., 2009; Исаев и др., 2014; Saltymakova et al., 2017] или нефтесборе рассеянных УВ из окружающих структур фундамента [Медведев и др., 2007]. В некоторых случаях стратегию поисков основывают на рассмотрении перераспределения глубинных тепловых, силовых и материальных потоков, дополняя предположения о неорганическом синтезе нефти [Кудельский, 2014; Лукин, Шестопалов, 2018; Сорохтин и др., 2018].

Район Ханты-Мансийского месторождения в тектоническом отношении, по В.С. Суркову [Сурков и др., 1986], находится в центральной части ЗСП, в пределах Уват-Хантымансийского срединного массива, который в герцинское время испытал погружение с образованием мощных толщ карбонатно-терригенных отложений, представляющих определенный интерес в нефтегазоносном отношении (рис. 1, а). В дальнейшем, на стадии ин-

версии, эти отложения сохранились лишь в прогнутых зонах массива и в период замыкания геосинклинальной системы как бы «задавливаются», образовали впадины. В пермо-триасе *карбонатные отложения девона* вышли на поверхность и образовали кору выветривания.

Согласно работе [Исаев, 2010], эта территория тяготеет к Ханты-Мансийской структурно-фациальной зоне, где формируются унаследованные синеклизы силура и девона, несогласно перекрытые синеклизами раннего—среднего карбона.

В геодинамическом отношении, по В.П. Гаврилову [Гаврилов, 2012], при коллизионном режиме недр, происходит субдукция Казахстанского и Ямало-Карского микроконтинентов с образованием коллизионного шва (или сутуры) в районе Среднего Приобья (рис. 1, б). В мезозое и кайнозое консолидированная плита испытывает стабильное растяжение и медленно погружается.

Крайняя неравномерность распределения запасов доюрского комплекса трудноизвлекаемой нефти [Isaev et al., 2019] требует детального изучения вопроса происхождения УВ здесь и в нижних горизонтах осадочного чехла. По-видимому, недостаточно традиционно связывать источник нефти и газа с генерирующими толщами осадочного чехла. Для уточнения режимов заполнения доюрских коллекторов необходима комплексная увязка данных о геологическом строении нефтеносных участков с литолого-петрофизическими особенностями комплексов и данными распределения УВ в органическом веществе пород и нефти.

Ранее авторами предпринималась серия исследований по изучению происхождения нефтей в областях *распространения триасовых вулканитов* в пределах срединных массивов (Красноленинский свод, Рогожниковская группа месторождений [Коржов и др., 2013; Кузина и др., 2014]) и на *рифтогенном участке* Западно-Сибирской платформы (западный борт Колтогорско-Уренгойского палеорифта, Чистинная группа месторождений [Кор-

жов и др., 2019]) (см. рис. 1, а). В обоих случаях выявленные зоны межпластовой и внутрипластовой миграции нефтей указывают на реализацию классического депрессионного режима нефтегазообразования. На Рогожниковской группе месторождений приток УВ в триасовые отложения происходил из вышележащей тюменской свиты. На Чистинном участке залежи в триасовых вулканитах отсутствуют из-за неблагоприятных петрофизических свойств пород, соответственно приток углеводородов из «юрского источника» не зафиксирован, а в плотных кристаллических породах органического вещества «палеозойского генезиса» не достаточно для образования даже мелких залежей.

В настоящей статье изучается происхождение («источник») нефти на участке конвергентных движений террейнов фундамента или Ханты-Мансийской зоны сжатия (сутуры) [Гаврилов, 2012] с установленной нефтеносностью доюрского комплекса в границах Ханты-Мансийского месторождения.

Для выяснения механизма образования залежей в доюрских комплексах Ханты-Мансийского месторождения выполнено литолого-петрографическое исследование образцов керн пород юрского и доюрского комплексов, послойное изучение в органическом веществе пород распределения рядов n-алкилбензолов (н-АБ) C₈-C₃₄, нафталинов (Нф) C₁₀-C₁₂, фенантронов (Ф) C₁₄-C₁₅. Рассматриваются образцы керн скв. 50 и 52, продуктивных в пределах доюрского комплекса (рис. 1, в), а также средне- и верхнеюрского нефтегазоносных комплексов (НГК) (пласты ЮК₀, ЮК₁, ЮК₂, ЮК₃ и ЮК₄). Сравнение проводится с данными исследования органического вещества керн скв. 51 (условно фоновая), непродуктивной в доюрском комплексе, и состава УВ нефтей скв. 5203, 50 и 5 (рис. 1, г, д).

Нефтегеологическая характеристика объекта исследований. В структурах осадочного чехла Ханты-Мансийское месторождение приурочено к Ханты-Мансийской седловине, осложняющей Фролов-

скую мегавпадину в центральной части Фроловского геоблока — крупнейшей шовной зоны [Атлас..., 2004].

По тектоническому строению фундамента [Сурков и др., 1986] Ханты-Мансийская зона представляет собой наложенную впадину и расположена на стыке байкальского Уват-Хантымансийского срединного массива и Салымской раннегерцинской складчатой системы, примыкающей с юга и юго-востока. Согласно плейт-тектоническим реконструкциям [Гаврилов, 2012] — это субширотная Ханты-Мансийская зона сжатия — сутурная зона.

По нефтегеологическому районированию Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [Атлас..., 2004] Ханты-Мансийская зона расположена в основном в пределах Ляминского, Приобского, Салымского нефтегазоносных районов Фроловской нефтегазоносной области. Фроловская нефтегазоносная область характеризуется самой высокой плотностью прогнозных ресурсов нефти в пределах Западно-Сибирской провинции. Общий этаж нефтеносности достигает 1000 м. Нефтеносность участка, включающего Ханты-Мансийское нефтяное месторождение, связана с доюрским, верхнеюрским, среднеюрским и нижнеюрским НГК.

Доюрский комплекс пород в Ханты-Мансийской зоне исследования сложен органическими известняками, переслаиваемыми с глинистыми известняками, доломитами, мергелями девонского возраста, на отдельных участках за пределами месторождения перекрытыми породами промежуточного пермо-триасового этажа. Фундамент подвергался неоднократным динамометаморфическим процессам, в результате чего первичная порода перетерта до тектонитов. Во всех трещиноватых доюрских коллекторах наблюдается вторичная пустотность вдоль систем трещин и повсеместное образование пустотности выщелачивания и замещения.

В доюрском комплексе открыто две нефтяные залежи в пределах Ханты-Мансийской структуры — район скв. 5 и 50 (см. рис. 1, в, д). Нефтеносность доюрско-

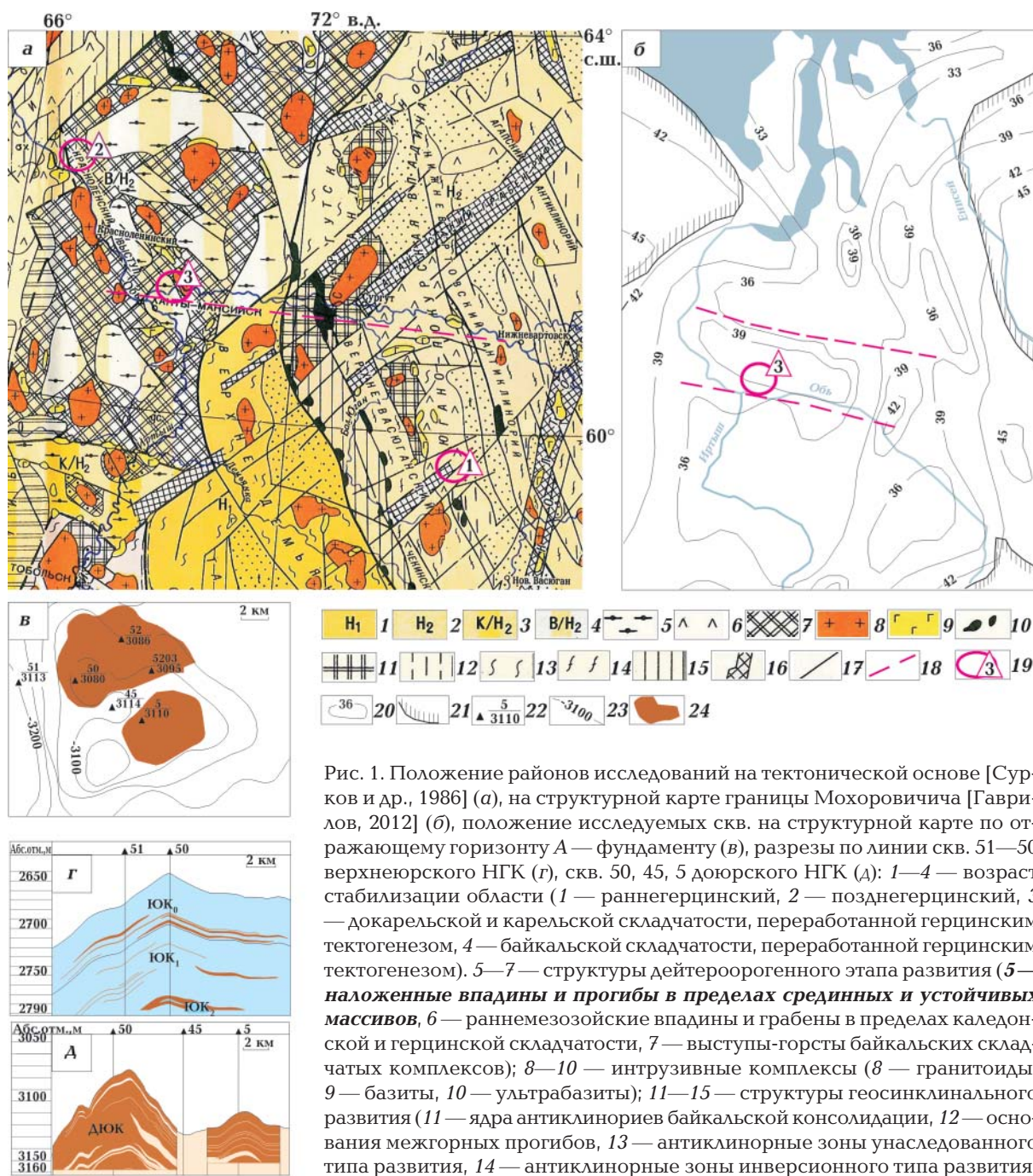


Рис. 1. Положение районов исследований на тектонической основе [Сурков и др., 1986] (а), на структурной карте границы Мохоровичича [Гаврилов, 2012] (б), положение исследуемых скв. на структурной карте по отражающему горизонту А — фундаменту (в), разрезы по линии скв. 51—50 верхнеюрского НГК (г), скв. 50, 45, 5 доюрского НГК (д): 1—4 — возраст стабилизации области (1 — раннегерцинский, 2 — позднегерцинский, 3 — докарельской и карельской складчатости, переработанной герцинским тектогенезом, 4 — байкальской складчатости, переработанной герцинским тектогенезом). 5—7 — структуры дейтероорогенного этапа развития (5 — **наложенные впадины и прогибы в пределах срединных и устойчивых массивов**, 6 — раннемезозойские впадины и грабены в пределах каледонской и герцинской складчатости, 7 — выступы-горсты байкальских складчатых комплексов); 8—10 — интрузивные комплексы (8 — гранитоиды, 9 — базиты, 10 — ультрабазиты); 11—15 — структуры геосинклинального развития (11 — ядра антиклинорий байкальской консолидации, 12 — основания межгорных прогибов, 13 — антиклинорные зоны унаследованного типа развития, 14 — антиклинорные зоны инверсионного типа развития, 15 — синклинорные зоны унаследованного типа развития); 16 — **раннемезозойские грабен-рифты**; 17 — дизъюнктивная тектоника; 18 — **граница сутурной зоны** [Гаврилов, 2012]; 19 — район исследований: Чистинная группа месторождений [Коржов и др., 2019] (1), Рогожниковская группа месторождений [Коржов и др., 2013] (2), Ханты-Мансийское месторождение (3); 20 — изогипсы на поверхности Мохоровичича, км; 21 — обрамление ЗСП; 22 — исследуемая скважина (в числителе — номер, в знаменателе — отметка кровли доюрского фундамента); 23 — изогипсы кровли доюрских отложений, м; 24 — залежь нефти.

Рис. 1. Положение районов исследований на тектонической основе [Сурков и др., 1986] (а), на структурной карте границы Мохоровичича [Гаврилов, 2012] (б), положение исследуемых скв. на структурной карте по отражающему горизонту А — фундаменту (в), разрезы по линии скв. 51—50 верхнеюрского НГК (г), скв. 50, 45, 5 доюрского НГК (д): 1—4 — возраст стабилизации области (1 — раннегерцинский, 2 — позднегерцинский, 3 — докарельской и карельской складчатости, переработанной герцинским тектогенезом, 4 — байкальской складчатости, переработанной герцинским тектогенезом). 5—7 — структуры дейтероорогенного этапа развития (5 — **наложенные впадины и прогибы в пределах срединных и устойчивых массивов**, 6 — раннемезозойские впадины и грабены в пределах каледонской и герцинской складчатости, 7 — выступы-горсты байкальских складчатых комплексов); 8—10 — интрузивные комплексы (8 — гранитоиды, 9 — базиты, 10 — ультрабазиты); 11—15 — структуры геосинклинального развития (11 — ядра антиклинорий байкальской консолидации, 12 — основания межгорных прогибов, 13 — антиклинорные зоны унаследованного типа развития, 14 — антиклинорные зоны инверсионного типа развития, 15 — синклинорные зоны унаследованного типа развития); 16 — **раннемезозойские грабен-рифты**; 17 — дизъюнктивная тектоника; 18 — **граница сутурной зоны** [Гаврилов, 2012]; 19 — район исследований: Чистинная группа месторождений [Коржов и др., 2019] (1), Рогожниковская группа месторождений [Коржов и др., 2013] (2), Ханты-Мансийское месторождение (3); 20 — изогипсы на поверхности Мохоровичича, км; 21 — обрамление ЗСП; 22 — исследуемая скважина (в числителе — номер, в знаменателе — отметка кровли доюрского фундамента); 23 — изогипсы кровли доюрских отложений, м; 24 — залежь нефти.

Fig. 1. The position of the study areas on the tectonic basis [Surkov et al., 1986] (a), on the structural map of the Moho discontinuity [Gavrilov, 2012] (б), the position of the wells on the structural map of the reflecting horizon A — basement (в), sections along the line of wells 51—50 of the Upper Jurassic oil and gas complex (г), along the line of wells 50—45—5 of the pre-Jurassic oil and gas complex (д): 1—4 — age of stabilization of the region (1 — early-Hercynian, 2 — late-Hercynian, 3 — pre-Karelian and Karelian orogeny, 4 — Baikal orogeny reworked by Hercynian tectogenesis); 5—7 — structures of the deuteroorogenic stage of development (5 — **imposed de-**

pressions and troughs in middle and stable landmasses, 6 — early Mesozoic depressions and grabens within the Caledonian and Hercynian orogenies, 7 — horsts of Baikal folded complexes); 8–10 — intrusive complexes (8 — granitoids, 9 — mafics, 10 — ultrabasic rocks); 11–15 — structures of geosynclinal development (11 — cores of anticline of Baikalian consolidation, 12 — bases of intermountain troughs; 13 — anticlinoria zones of the inherited type of development, 14 — anticlinoria zones of the inversion type of development, 15 — synclinoria zones of the inherited type of development); 16 — **early-Mesozoic graben-rift**; 17 — fault tectonics; 18 — **boundary of the suture zone** [Gavrilov, 2012]; 19 — exploration area: Chistinnaya group of fields [Korzhev et al., 2019] (1), Rogozhnikovskiy group of fields [Korzhev et al., 2013] (2), Khanty-Mansiyskiy field (3); 20 — isoheights of the Moho discontinuity, km; 21 — surrounding area of the free power transfer zone; 22 — the investigated well: in the numerator the number, in the denominator the mark of the superface of pre-Jurassic foundation; 23 — isoheights of the superface of pre-Jurassic sediments (m); 24 — oil reservoir.

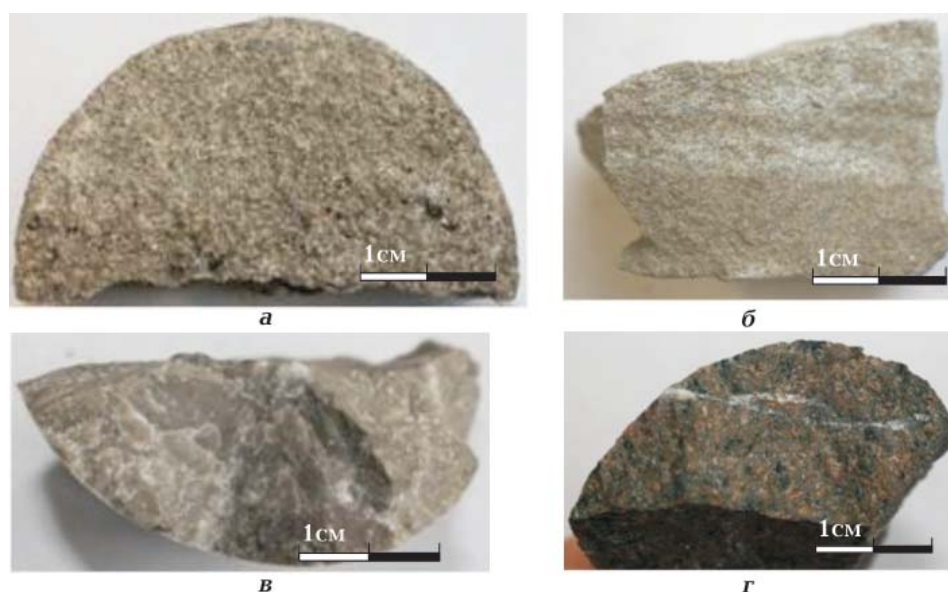


Рис. 2. Образцы песчаника нижнеюрской горелой свиты из скв. 50 (а) и 52 (б), девонский известняк (в) и измененная эффузивная порода силурийского возраста (г).

Fig. 2. Cores samples of sandstone from the Lower Jurassic suite Gorelaya from Wells 50 (a) and 52 (б), Devonian limestone (в), and modified effusive Silurian age (г).

го комплекса приурочена к карбонатным породам, пустотное пространство которых связано не только с порами, но и с трещинами и кавернами, обеспечивающими высокодебитные притоки нефти из этого объекта.

В районе скв. 5 открыта массивная тектонически экранированная залежь, нефтенасыщенная толщина которой составляет 7 м. При совместном испытании пластов ЮК₉—ЮК₁₀ и доюрского комплекса в интервале с абсолютными отметками (а.о.) минус 3032,0—3121,7 м получен приток безводной нефти дебитом 302,9 м³/сут. В районе скв. 50 нефтенасыщенная толщина залежи составляет 69,8 м, дебит достигает

50,4 м³/сут. Залежи разделены тектоническими нарушениями на два отдельных блока. Доказательством этому служат результаты совместных испытаний пласта ЮК₁₀ и доюрского комплекса в скв. 45, где из интервала с а.о. минус 3094—3140 м получен приток пластовой воды дебитом 3,8 м³/сут.

В нижнеюрском комплексе в основании разреза выделяется горелая свита (J_{1p-t}). Нижняя подсвита, сложенная песчаниками (пласт Ю₁₁), алевролитами и гравелитами с прослоями аргиллитов перекрывается тогурской пачкой аргиллитов, иногда битуминозных. Верхняя подсвита представлена переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников мелкозернистых, карбонат-

ных (пласт Ю₁₀). В кровле подсветы залегают аргиллиты черные с коричневатым оттенком с прослоями песчаников и алевролитов радомской пачки.

Среднеюрский комплекс представлен отложениями тюменской свиты (J_{2a-b-bt}), в которой выделяются три подсветы. Нижняя подсвета сложена переслаиванием песчано-алевритовых пород (пласты Ю₇₋₉) с алеврито-глинистыми толщами, средняя — тонким переслаиванием алевролитов и аргиллитов, с подчиненными пластами песчаников (пласты Ю₅₋₆). В верхней подсвете отмечено переслаивание пластов песчано-алевритовых пород с пачками алеврито-глинистых разностей.

В *верхнеюрском комплексе* в подошве залегают пахомовская пачка (J_{2k}), в которой выделяется трансгрессивный базальный пласт Ю₁⁰. Выше по разрезу прослеживается абалакская свита (временной аналог васюганской) (J_{3o-km}), представленная аргиллитами темно-серыми, черными. Она перекрыта тутлеймской (временной аналог баженовской) свитой (J_{3tt-K₁b}), сложенной аргиллитами битуминозными, в верхней части — слабобитуминозными. В нижней части свиты выделяется пласт Ю₀.

Методика исследований. Исследовался керн трех разведочных скв.: 50, 51 и 52.

Скв. 50 прошла до глубины 4003 м. Породы палеозоя вскрыты здесь почти на 900 м. Продуктивными толщами являются верхняя часть девонских известняков и отложения горелой свиты юры. На геохимические исследования отобрано 13 образцов: 6 из доюрского комплекса, 4 из горелой свиты (ЮК₁₀₋₁₁) и 3 из тюменской свиты (ЮК₃₋₉).

Скв. 51 вскрыла разрез до глубины 3150 м, захватив первые метры палеозойских отложений. Скважину можно считать фоновой, так как нефтеносность палеозоя в ней не зафиксирована, но притоки нефти получены в интервале 3108,6—3132,2 м из пластов ЮК₁₀ нижней юры. На геохимические исследования было отобрано 11 образцов: 2 из тюменской свиты, 6 из горелой свиты и 3 из доюрских отложений.

В скв. 52 получены притоки нефти из

палеозойских отложений в интервалах с 3085,7—3109,7 до 3310,6—3335,6 м, но керновым материалом эта часть разреза не охарактеризована. На геохимические исследования отобрали лишь один образец из горелой свиты (пласт ЮК₁₀).

Минеральный состав пород изучен на поляризационном микроскопе ПОЛАМ 2-213М. Гранулометрический анализ образцов из доюрского комплекса выполнен в шлифах оптическим методом. Для специальных геохимических исследований пробы были измельчены на лабораторном оборудовании до зерна не более 2 мм.

Геохимическое исследование заключалось в выделении и рассмотрении молекулярного состава слабополярных УВ. Выделение выполняли двойной холодной экстракцией смесью растворителей н-гексан:хлороформ (80:20 об. %). Данный растворитель избирательно экстрагирует УВ рядов н-алканов C₉₋₄₀, алкилбензолов C₉₋₃₃, нафталинов C₁₀₋₁₃, фенантронов C₁₄₋₁₆, другие малополярные вещества, почти не захватывая смолистые компоненты битумоида пород [Иванова и др., 2007]. Точность в условиях прецизионности эксперимента составляет [Исаев и др., 2014]:

- для диапазона концентраций 0,005... 0,010 мг/кг — на уровне ±32—33 %;
- для концентрации 0,015 мг/кг — на уровне ±30 %;
- для концентрации 1,30 мг/кг — на уровне ±20 %.

Минимальный предел обнаружения (с точностью определения не выше ±35 % отн) составляет 0,005...0,010 мг/кг.

Для корреляционных исследований нефтематеринской породы дополнительно привлечены данные по углеводородному составу нефтей Ханты-Мансийского месторождения, отобранных из разведочных скв. 5203, 50, 5.

Анализ экстрактов и нефтей проведен на хромато-масс-спектрометре PerkinElmer Clarus 500MS.

Сравнительные исследования органического вещества пород и нефтей выполнены по количественному содержанию и молекулярно-массовому распределению в

образцах рядов *n*-алкилбензолов, нафталинов, фенантронов.

Литолого-петрографическая характеристика пород доюрского и нижнеюрского комплексов. Из продуктивной части разреза наибольший интерес для исследования представляют породы *горелой свиты* (J_1gr) и *доюрского комплекса*.

В нижнеюрских толщах следует отметить песчаные прослои общей мощностью 47—80 м. Они вскрыты всеми тремя скважинами. Песчаники кварцевые, среднекрупнозернистые, плохо сортированные, с глинисто-карбонатным цементом (рис. 2, а, б). Встречается растительный детрит, что свидетельствует о континентальном генезисе отложений.

Основным литологическим типом пород доюрского комплекса, вскрытого скв. 50, являются известняки девонского возраста. Происхождение их смешанное органогенно-хемогенное, так как наряду с обломками различных организмов встречаются явно вторичные карбонаты (рис. 2, в). Известняки из верхних интервалов разреза отличаются трещиноватой и брекчиевидной текстурой, из нижних — плотной массивной.

Ниже, на глубине более 3500 м, вскрыты сильно измененные вторичными (гидротермально-метасоматическими) процессами изверженные породы силурийского (?) возраста, первоначально имевшие средний состав (рис. 2, г). Породы плотные, сложены микрозернистой массой кварца, полевых шпатов, хлорита, глинистых минералов и карбонатов.

Анализ геохимических данных. Породы доюрского комплекса (D, S) охарактеризованы наиболее полно керном скв. 50. В скв. 51 представлены верхние глинисто-известняковые трещиноватые и кавернозные напластования девона. Породы юрского комплекса представлены керном только тюменской и горелой свит (табл. 1).

Распределение ароматических УВ в рассматриваемых разрезах пород представлено на рис. 3, 4. Сведения об углеводородном составе органического вещества пород приведены в табл. 1, а нефтей — в табл. 2.

В скв. 50 и 51 породы тюменской свиты содержат однотипное органическое вещество с соотношением алканов и аренов на уровне (4-5):1, при общем содержании органического вещества в образцах скв. 51 на уровне 100—550 мг/кг, а в образцах скв. 50 — 41—50 мг/кг (см. табл. 1). Горелая свита характеризуется наличием прослоя песчаника, содержащего на порядок больше экстрагируемого подвижного органического вещества — до 3000—4000 мг/кг, с содержанием алканов в 53—88 раз превышающем ароматические УВ (образцы скв. 50 — 5 и 7, скв. 51 — 5 и скв. 52 — 1). Мощность указанного слоя песчаника составляет 9—11 м (а.о. минус 3106—3115 м в скв. 50 и минус 3121—3131 м в скв. 51). Из характерных особенностей органического вещества данного прослоя можно отметить резко пониженное (до следовых количеств) содержание нафталинов C_{10} - C_{12} , известных своей высокой растворимостью в воде [Кульков и др., 2010] и летучестью (см. табл. 1, рис. 3 и 4, овальный контур).

Молекулярно-массовые распределения *n*-алкилбензолов C_8 - C_{34} указанных песчаников горелой свиты также значительно отличаются от других слоев как песчаников, так и аргиллитов всего юрского разреза. В *n*-алкилбензолах отсутствуют легкие гомологи до C_{15} и характерны резкие выбросы концентрации гомологов C_{21} , C_{23} , C_{25} (см. рис. 3, 4), которые можно считать маркерами этого органического вещества. Данное органическое вещество сильно локализовано по разрезу, существенного восходящего либо нисходящего перетекания в соседние комплексы (породы) не фиксируется. Латеральная локализация УВ обеспечивается литологическими особенностями песчаников горелой свиты — крупнозернистостью, высокой проницаемостью (см. рис. 2, а, б).

Органическое вещество, локализованное в пределах узкого слоя песчаника горелой свиты в результате латеральной и межпластовой миграции, могло участвовать в обеспечении УВ нефтяных залежей в низах юры и доюрском НГК. Это предположение подтверждает присутствие

Т а б л и ц а 1. Характеристика органического вещества исследованного керна

Номер образца, порода	Свита, пласт	Сумма ОБ, мг/кг	Содержание в породе, мг/кг					Σ Ар	Σ идент. УВ
			Σ н-алканов C ₉ —C ₄₀	Σ н-АБ C ₈ —C ₃₄	Σ Нф C ₁₀ —C ₁₂	Σ Ф C ₁₄ —C ₁₅			
Ханты-Мансийская площадь, скв. 50									
1, аргиллит	Тюменская (J ₂), ЮК ₃₋₉	46,41	2,699	0,093	0,470	0,158	0,721	3,421	
2, алевролит	Тюменская (J ₂), ЮК ₃₋₉	41,06	2,755	0,061	0,072	0,058	0,191	2,946	
3, песчаник	Тюменская (J ₂), ЮК ₃₋₉	50,86	3,077	0,090	0,148	0,121	0,359	3,436	
4, аргиллит	Горелая (J ₁), ЮК ₁₀₋₁₁	107,54	8,711	0,188	3,123	0,965	4,275	12,986	
5, песчаник	Горелая (J ₁), ЮК ₁₀₋₁₁	4151,30	548,417	8,015	0,236	2,547	10,797	559,214	
6, аргиллит	Горелая (J ₁), ЮК ₁₀₋₁₁	112,45	18,307	0,219	1,315	0,787	2,322	20,629	
7, песчаник	Горелая (J ₁), ЮК ₁₀₋₁₁	3136,97	458,992	6,580	0,179	2,169	8,928	467,920	
8, известняк	(D)	39,04	2,309	0,034	0,021	0,024	0,080	2,389	
9, известняк	(D)	53,51	1,127	0,039	0,004	0,008	0,052	1,179	
10, измененный эффузив	(S)	43,73	1,065	0,033	0,018	0,016	0,067	1,132	
11, измененный эффузив	(S)	474,24	3,519	0,081	0,022	0,034	0,137	3,656	
12, измененный эффузив	(S)	35,86	1,867	0,054	0,005	0,021	0,080	1,947	
13, измененный эффузив	(S)	33,33	4,045	0,082	0,026	0,029	0,138	4,183	
скв. 51									
1, аргиллит	Тюменская (J ₂), ЮК ₄	548,96	128,744	3,751	21,197	4,707	29,656	158,400	
2, песчаник	Тюменская (J ₂), ЮК ₄	74,17	6,121	0,178	1,362	0,458	1,998	8,119	
3, аргиллит	Горелая (J ₁), ЮК ₁₀	103,34	19,588	0,235	2,434	0,569	3,238	22,826	
4, аргиллит + песчаник	Горелая (J ₁), ЮК ₁₀	89,72	29,540	0,174	0,930	0,321	1,425	30,965	
5, песчаник	Горелая (J ₁), ЮК ₁₀	3054,91	569,738	5,150	0,094	1,901	7,144	576,882	
6, песчаник	Горелая (J ₁), ЮК ₁₀	228,39	51,222	0,693	1,358	1,281	3,332	54,554	
7, аргиллит	Горелая (J ₁), ЮК ₁₀	28,18	1,766	0,027	0,100	0,132	0,259	2,025	
8, песчаник	Горелая (J ₁), ЮК ₁₀	55,13	4,243	0,072	0,074	0,101	0,247	4,490	
9, алевролит	(D)	69,38	5,534	0,089	0,248	0,317	0,654	6,188	
10, известняк	(D)	27,65	5,900	0,084	0,063	0,089	0,236	6,136	
11, глина	(D)	128,39	15,836	0,325	1,391	1,045	2,761	18,597	
скв. 52									
1, песчаник	Горелая (J ₁), ЮК ₁₀	4182,51	554,402	3,990	0,141	1,196	5,328	559,730	

Примечание: Σ н-алканов C₉—C₄₀, Σ н-АБ C₈—C₃₄, Σ Нф C₁₀—C₁₂, Σ Ф C₁₄—C₁₅ — соответственно сумма алканов нормального строения, сумма алкилбензолов с одним алкильным заместителем нормального строения, сумма нафталинов и сумма фенантронов с указанным числом атомов углерода в молекуле; Σ Ар и Σ идент. УВ — сумма идентифицированных ароматических и сумма всех идентифицированных углеводородов.

Таблица 2. Состав идентифицированных углеводородов нефтей Ханты-Мансийского месторождения

Скважина	Содержание в нефти, мг/кг					
	Σ н-алканы	Σ изоалканы	Σ н-АБ	Σ Нф	Σ Ф	Σ Ар
5203	257324	19321,24	2912,96	4777,64	580,63	8271,23
50	243177	20982,58	2980,06	4867,33	583,66	8431,06
5	248986	28615,24	3115,38	5405,88	758,18	9279,44

Примечание: Здесь за изоалканы принят ряд идентифицированных изопреноидных алканов состава C_{15} — C_{20} , для остальных углеводородов идентифицированы и рассматриваются гомологические ряды, аналогичные приведенным табл. 1.

в составе нефтей скв. 50, 5 и 5203 характерных высокоинтенсивных маркеров н-алкилбензолов C_{21} , C_{23} , C_{25} (рис. 5).

Интересно, что в составе хантымансийских нефтей присутствуют все группы УВ в почти нормальных пропорциях, характерных для нефтей парафинового или парафино-нафтенового основания (см. табл. 2), лишь с некоторым завышенным содержанием нафталиновых УВ. В то время как именно нафталины C_{10} — C_{12} практически отсутствуют в органическом веществе песчаника горелой свиты.

В качестве гипотезы, объясняющей имеющиеся факты, можно предложить следующую. Нефтяные УВ, формирующие залежи в доюрском НГК, поступают из неустановленного «глубинного источника», возможно, из района тектонического нарушения, разделяющего Ханты-Мансийскую структуру на два отдельных блока (см. рис. 1, в). Органическое вещество попадает по системе трещин в самый пористый и разуплотненный пласт песчаника горелой свиты вместе с потоком термальной воды и в виде эмульсии перетекает в прилегающие разуплотненные карбонатные коллекторы приконтактной зоны фундамента. В настоящее время транзитный песчаник горелой свиты содержит большое количество остаточной нефтяной эмульсии (до 3000—4000 мг/кг). Дополнительное поступление УВ, вероятно, закончилось давно, так как из оставшейся на породе эмульсии термальными водами вымыты (и перенесены в нефтяную залежь) наиболее раство-

римые в воде изомеры алкилнафталинов C_{10} — C_{12} , способные переходить в водный раствор в полном наборе изомеров [Кульков и др., 2010].

Среди образцов доюрских пород (D, S) органическое вещество, отдаленно приближающееся по молекулярному составу к веществу хантымансийских нефтей и битумоиду горелой свиты, содержится в образцах скв. 50 — 8, 9, 12 и 13 (см. рис. 3). В составе н-алкилбензолов образца 9 скв. 50 заметен всплеск концентрации гомолога C_{25} , а в более глубоких образцах — гомолога C_{21} . Породы нижней палеозойской части разреза относятся к известнякам и сильно метаморфически измененным хлоритизированным, карбонатизированным, серицитизированным эффузивам, при этом содержат достаточно много подвижного битумоида — на уровне 33—474 мг/кг. Возможно, именно эти и более глубоко лежащие породы смогли предоставить порции УВ в карбонатные коллекторы коры выветривания и песчаник горелой свиты.

Геохимическая модель вертикальной миграции УВ. В разрезе юрских и доюрских пород Ханты-Мансийского участка миграционная модель УВ может быть представлена следующим образом (рис. 6).

1. В верхней и средней частях юрского разреза органическое вещество однотипно, выровнено по молекулярному составу рассматриваемых ароматических УВ. В верхнеюрском НГК наиболее вероятным источником УВ традиционно определяется органическое вещество аргиллитов и

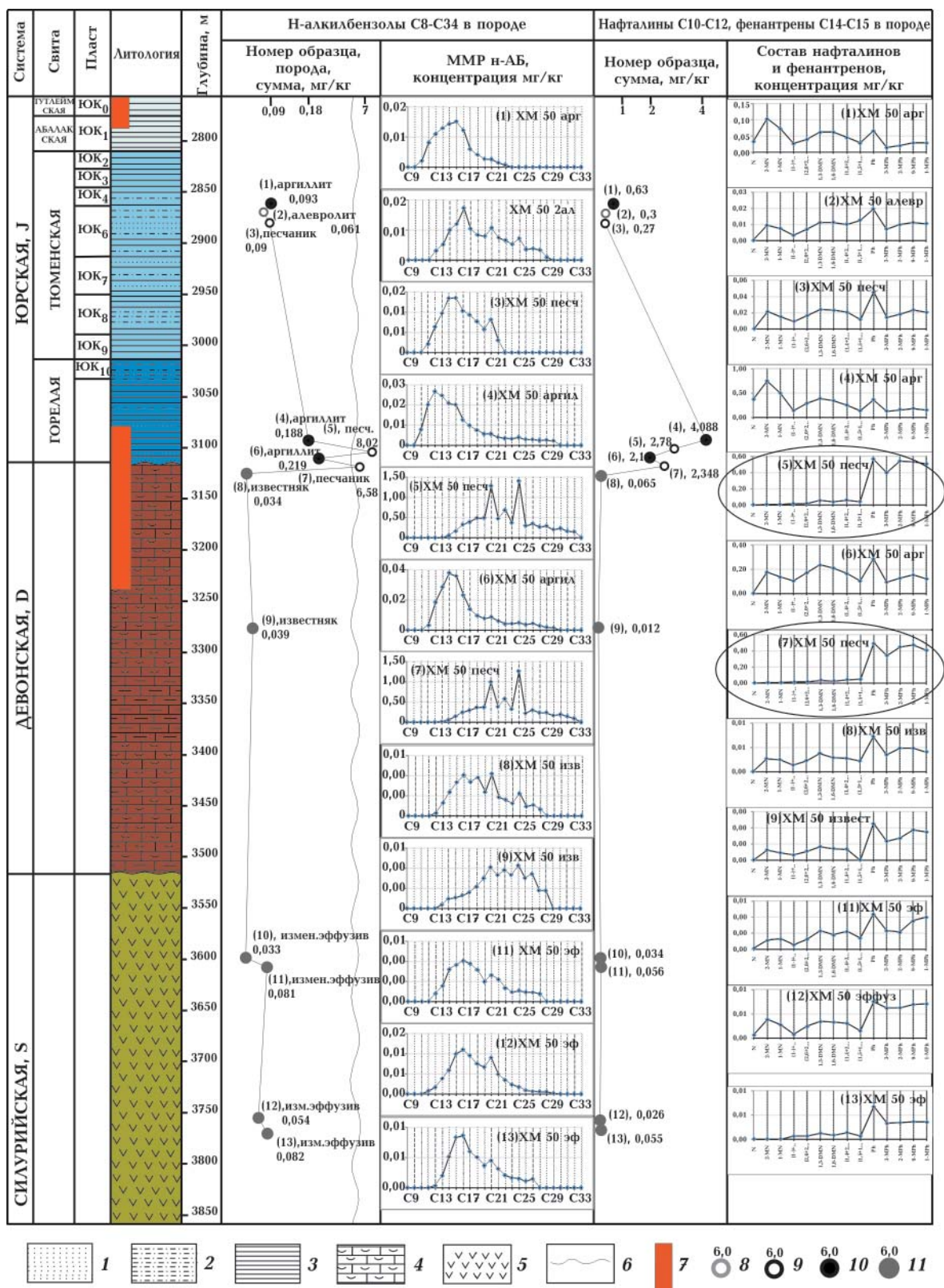


Рис. 3. Скв. 50. Распределение ароматических УВ в разрезе юрских и доюрского комплексов пород; 1 — песчанник; 2 — алевролит; 3 — аргиллит; 4 — органогенный известняк; 5 — эффузив; 6 — разрыв шкалы концентрации; 7 — нефтепроявления; 8—11 — концентрация УВ, в мг/кг (8 — алевролит; 9 — песчанник; 10 — аргиллит; 11 — породы фундамента).

Fig. 3. Wells 50. The distribution of arenes in the Jurassic and pre-Jurassic rock complexes: 1 — sandstone; 2 — siltstone; 3 — argillite; 4 — organogenic limestone; 5 — effusive rocks; 6 — concentration scale break; 7 — oil shows; 8—11 — hydrocarbons concentration, mg/kg (8 — siltstone; 9 — sandstone, 10 — argillite; 11 — basement rocks).

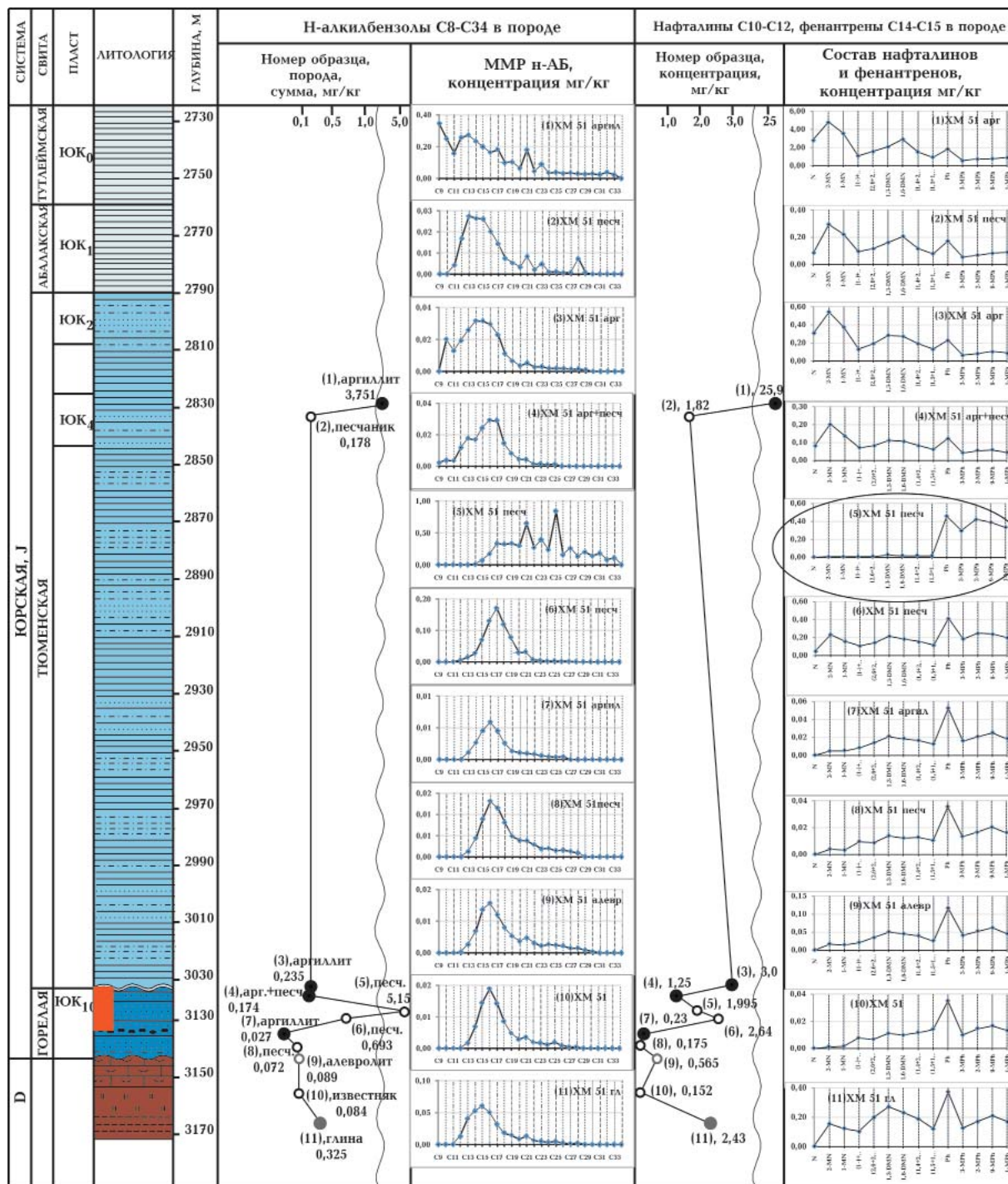


Рис. 4. Скв. 51. Распределение ароматических УВ в разрезе юрских и доюрского комплексов пород. Условные обозначения см. на рис. 3.

Fig. 4. Wells 51. The distribution of arenes in the Jurassic and pre-Jurassic rock complexes. The legend is the same as in Fig. 3

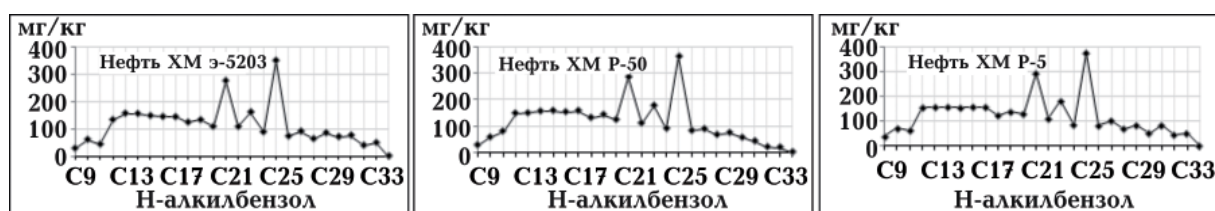


Рис. 5. Молекулярно-массовые распределения н-алкилбензолов нефтей нижнеюрского и доюрского НГК в скв. 5203, 50 и 5 Ханты-Мансийского месторождения.

Fig. 5. Molecular mass distributions of n-alkylbenzenes of oils from the Lower Jurassic and pre-Jurassic oil and gas in Wells 5203, 50 and 5 of the Khanty-Mansiysk field.

алевролитов тутлеймской (аналог баженовской), абалакской, возможно тюменской свит.

2. В нижней части юрского разреза, в пределах горелой свиты, фиксируется слой крупнозернистого высокопроницаемого песчаника мощностью до 9—11 м, в котором латерально локализовано органическое вещество, вносящее основной вклад в залежи УВ низов юры и доюрского фундамента. Единый генезис мигрирующих в пределах горелой свиты УВ и палеозойских нефтей Ханты-Мансийского месторождения устанавливается по молекулярным маркерам — н-алкилбензолам C_{21} , C_{23} , C_{25} , имеющим завышенные концентрации на фоне других гомологов н-алкилбензолов. Материнские породы, из которых возможно поступление УВ в горелую свиту, достоверно не выявлены. В качестве альтернативного «источника» предложен сбор УВ из рассеянного органического вещества глубинных палеозойских пород в участках тектонического блокового дробления фундамента. Возможным механизмом миграции УВ является движение по участкам тектонических разломов с потоком термальных растворов, либо всплывание.

Выводы. На Ханты-Мансийском месторождении, расположенном в пределах локального участка сжатия (сутуры) Западно-Сибирской платформы, для залежей доюрского комплекса «источник углеводородов» достоверно не установлен, материнские породы в рамках работы не выявлены. В качестве рабочей гипотезы предложен процесс сбора УВ из рассеянного органического вещества палеозой-

ских пород на значительной глубине (не охваченной керновым бурением) в участках тектонического блокового дробления фундамента.

«Источники» углеводородов в пределах Ханты-Мансийского участка, в том числе «глубинный источник» в качестве основного для залежей доюрского основания, могут быть утверждены на основе следующих положений, обоснованных экспериментально установленными следующими фактами.

1. В нижней части юрского разреза, в пределах горелой свиты, фиксируется слой крупнозернистого высокопроницаемого песчаника, в котором латерально локализованы большие концентрации подвижного малополярного органического вещества.

2. По молекулярному составу н-алкилбензолов палеозойские нефти Ханты-Мансийского участка сходны с составом битумоида горелой свиты, что позволяет утвердить последнюю в качестве *основного* канала поступления УВ в залежи доюрского НГК.

3. По молекулярному составу других ароматических УВ, возможно, зафиксирован факт водной неоднократной промывки битумоида горелой свиты с выносом нафталинов C_{10} - C_{12} в нефтяные залежи. Соответственно, для нефтей нижнеюрского и доюрского комплексов характерно повышенное содержание нафталиновых углеводородов, а для битумоида горелой свиты — их отсутствие (следовые количества).

4. Факт гидротермальной проработки зафиксирован для пород фундамента по характерным метаморфическим изменениям — хлоритизации, карбонатизации, серицитизации эффузивов.

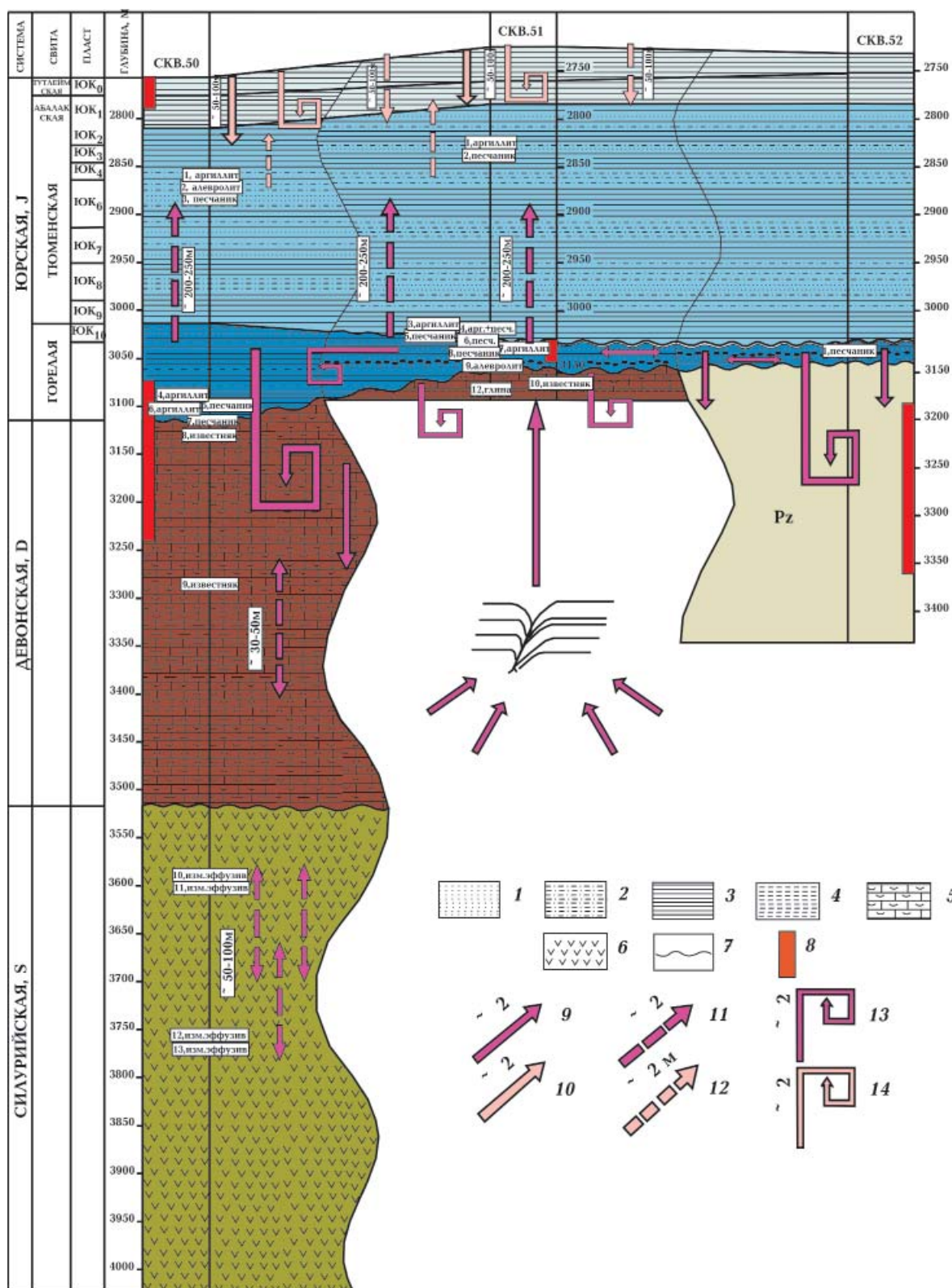


Рис. 6. Модель миграции УВ в юрском и доюрском комплексах: 1 — песчаник, 2 — алевролит, 3 — аргиллит, 4 — глина, 5 — органогенный известняк, 6 — эффузивная порода, 7 — интервал отсутствия ядра, 8 — нефтепроявления; 9, 10 — межпластовая фильтрация ароматических УВ, расстояние (м); 11, 12 — межпластовая диффузия ароматических УВ, расстояние (м); 13, 14 — внутрислоевая миграция ароматических УВ,

расстояние (м). 9, 11 и 13 — миграция УВ из предполагаемого глубинного источника; 10, 12 и 14 — миграция в пределах средне- и верхнеюрских отложений.

Fig. 6. The model of hydrocarbons migration in the Jurassic and pre-Jurassic complexes: 1 — sandstone, 2 — siltstone, 3 — argillite; 4 — clay; 5 — organogenic limestone; 6 — effusive rock; 7 — lack of a core; 8 — oil show; 9, 10 — interlayer filtering of the arenites HC, distance (m); 11, 12 — interlayer diffusion of the arenites HC, distance (m); 13, 14 — intralayer migration of the arenites HC, distance (m); 9, 11 and 13 — migration of HC from the alleged deep source; 10, 12 and 14 — migration within the Middle and Upper Jurassic deposits.

Полученные результаты показывают, что в пределах зон сжатия (сутур) в центральной части Западной Сибири могут существовать глубинные высокопродуктивные источники поступления УВ в нефтегазоносные комплексы коры выветривания и фундамента. Местоположение источника УВ (материнских пород) в условиях выполняемой работы не установлено. Предположительно нефтяные вещества поставляются рассеянным органическим веществом палеозоя. По молекулярному составу вещество может быть биологического происхождения, возможно, затянтое в условиях подвига на значительную глубину [Сорохтин и др., 2018]. Нефтеобор

предположительно локализуется в участках тектонического блокового дробления фундамента, вынос нефти в вышележащие комплексы происходит с термальными водами.

Прогноз нефтеносности ловушек коры выветривания по карбонатным отложениям девона и коренного фундамента, в пределах зон сжатия центральной части Западно-Сибирской платформы, положительный. Ожидаемые залежи могут быть средне- и высокодебитными, мелкими и средними по запасам углеводородов.

Авторы благодарят профессора, акад. Старостенко Виталия Ивановича за постоянное внимание к нашим исследованиям.

Список литературы

- Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа». Ред. Э.А. Ахпателов, В.А. Волков, В.Н. Гончарова, В.Г. Елисеев, В.И. Карасев, А.Г. Мухер, Г.П. Мясникова, Е.А. Тепляков, Ф.З. Хафизов, А.В. Шпильман, В.М. Южакова. Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 2004. 148 с.
- Гаврилов В.П. Геодинамическая модель нефтегазоносности Западной Сибири. *Геология нефти и газа*. 2012. № 2. С. 60—64.
- Иванова Л.И., Исаев В.И., Коржов Ю.В. Методика лабораторных исследований тяжелых углеводородов при нефтепоисковой геохимии. *Изменяющаяся геологическая среда: пространственно-временные взаимодействия эндогенных и экзогенных процессов: Матер. Междунар. конф. Казань, 12—16 ноября 2007 г.* Казань: ФЭН, 2007. С. 356—360.
- Исаев Г.Д. Геология и тектоника палеозоя Западно-Сибирской плиты. *Литосфера*. 2010. № 4. С. 52—68.
- Исаев В.И., Коржов Ю.В., Лобова Г.А., Жильцова А.А., Кузина М.Я. Поисковая геохимия по ароматическим углеводородам и модель межпластовой вертикальной миграции нефтяных углеводородов. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2013. № 12. С. 30—36.
- Исаев В.И., Коржов Ю.В., Романова Т.И., Бочкарева Н.М. Оценка продуктивности локальных ловушек по составу тяжелых углеводородов в приповерхностных отложениях в центральной части Западно-Сибирской плиты. *Геофиз. журн.* 2006. Т. 28. № 6. С. 58—73.
- Исаев В.И., Лобова Г.А. Корреляция плотностной структуры доюрских отложений и зон нефтегазонакопления вдоль регионального сейсмопрофиля XIII (центральная часть Западно-Сибирской плиты). *Геофиз. журн.* 2008. Т. 30. № 1. С. 3—27.
- Исаев В.И., Лобова Г.А., Коржов Ю.В., Кузина М.Я., Кудряшова Л.К., Сунгурова О.Г. Стратегия и основы технологии поисков углеводородов в доюрском основании За-

- падной Сибири. Томск: Изд-во ТПУ, 2014. 112 с.
- Коржов Ю.В., Исаев В.И., Жильцова А.А., Латыпова О.В. Распределение ароматических углеводородов в разрезе отложений нефтегазоносных комплексов (на примере месторождений Красноленинского свода). *Геофиз. журн.* 2013. Т. 35. № 1. С. 113—129. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v35i1.2013.116338>.
- Коржов Ю.В., Лобова Г.А., Исаев В.И., Стариков А.И., Кузина М.Я., Орлов С.А. Генезис углеводородов юрского и доюрского комплексов Чистинного месторождения (зона Колтогорско-Уренгойского палеорифта). *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов.* 2019. Т. 330. № 10. С. 111—125. <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/10/2303>.
- Кудельский А.В. Геолого-геохимическая несостоятельность газосланцевого бум. *Геофиз. журн.* 2014. Т. 36. № 1. С. 105—118. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v36i1.2014.116155>.
- Кузина М.Я., Коржов Ю.В., Исаев В.И. Геохимическое и литологическое обоснование концепции «главного источника» доюрских залежей нефти Красноленинского свода. *Известия Томского политехнического университета. Науки о Земле.* 2014. Т. 324. № 1. С. 32—38.
- Кульков М.Г., Артамонов В.Ю., Коржов Ю.В., Углев В.В. Индивидуальные органические соединения нефти как индикаторы нефтяного загрязнения водной среды. *Известия Томского политехнического университета.* 2010. Т. 317. № 1. С. 195—200.
- Лукин А.Е., Шестопалов В.М. От новой геологической парадигмы к задачам региональных геолого-геофизических исследований. *Геофиз. журн.* 2018. Т. 40. № 4. С. 3—72. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i4.2018.140610>.
- Медведев Н.Я., Кос И.М., Ларичев А.И., Смирнов Л.В., Бостриков О.И., Фомичев А.С. Прогноз нефтегазоносности в зонах дезинтеграции доюрского фундамента на Сургутском своде и прилегающих территориях. В кн.: Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа — Югры. Т. 1. Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2007. С. 189—196.
- Сорохтин Н.О., Лобковский Л.И., Семилетов И.П. Глубинный цикл углерода и формирование абиогенных углеводородов. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов.* 2018. Т. 329. № 8. С. 156—173.
- Сурков В.С., Трофимук А.А., Жеро О.Г., Смирнов Л.В., Конторович А.Э., Канарейкин Б.А., Карус Е.В., Ковылин В.М., Крамник В.Н., Рудницкий А.Л., Страхов А.Н., Егоркин А.В., Чернышов Н.М. Мегакомплексы и структура земной коры Западно-Сибирской плиты. Москва: Недра, 1986. 149 с.
- Тяпкина А.Н., Тяпкин Ю.К. Синхронная сейсмическая инверсия для выявления перспективных участков в карбонатных породах юго-восточной части Западно-Сибирской платформы. *Геофиз. журн.* 2019. Т. 41. № 1. С. 76—94. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i1.2019.158865>.
- Brekhushtsov, A.M., Monastirev, B.V., & Nesterov, I.I. (Jr.). (2011). Distribution patterns of oil and gas accumulations in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 52(8), 781—791.
- Isaev, V.I., Kuzmenkov, S.G., Ayupov, R.Sh., Kuzmin, Yu.A., Lobova, G.A., & Stulov, P.A. (2019). Hard-to-recover reserves of Yugra oil (West Siberia). *Геофиз. журн.*, 41(1), 33—43. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i1.2019.158862>.
- Kontorovich, V.A. (2007). Petroleum potential of reservoirs at the Paleozoic-Mesozoic boundary in West Siberia: seismogeological criteria (example of the Chuzik-Chizhapka regional oil-gas accumulation). *Russian Geology and Geophysics*, 48(5), 422—428.
- Kontorovich, A.E., Fomin, A.N., Krasavchikov, V.O., & Istomin, A.V. (2009). Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic complex in the West Siberian megabasin. *Russian Geology and Geophysics*, 50(11), 917—929.
- Saltymakova, D., Krasnoyarova, N., & Serebrennikova, O. (2017). Distinct features of crude oils from NyuroI'ka Depression (Southeast of Western Siberia). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 154, 91—99. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.04.017>.

Hydrocarbons genesis of pre-Jurassic complex in Khanty-Mansiysk field (the zone of West Siberian plate local compression)

Yu.V. Korzhov¹, G.A. Lobova², V.I. Isaev², A.I. Starikov¹, M.Ya. Kuzina¹, 2020

¹Institute of Oil and Gas, Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russia

²National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

This paper establishes the origin of hydrocarbons deposits in Jurassic and pre-Jurassic complexes in the territory of Khanty-Mansiysk field, which is associated with traps formed in the weathered Devonian carbonate sediments and in basement rocks, within the zone of compression (suture?) in the central part of the West Siberian platform. The study is relevant for substantiating oil deposits prospecting strategy considering material composition and basement tectonics of West Siberian plate.

Data on core and oil from Jurassic and pre-Jurassic complexes, exposed by exploration and production wells of Khanty-Mansiysk field, which is related to Frolovsk petroleum region of the highest density of predicted resources within the Western Siberian province, is studied. Lithologic and petrophysical characteristics of rocks carried out by optical microscopy, is provided. Content and molecular weight distribution of aromatics including n-alkyl benzenes, naphthalenes and phenanthrenes are established in rock bitumoids and crude oil by chromatography-mass spectrometry.

Geochemical model of hydrocarbon migration within Jurassic and pre-Jurassic oil and gas complexes is developed. The most probable hydrocarbon source in the Upper Jurassic section traditionally is organic matter containing in clay stones and siltstones of tutleymysk (bazhenov), abalaksks and, presumably, tyumen formations. A layer of coarse grained highly permeable sandstone of gorelaya formation, which comprises organic matter, probably, of major contribution to the Lower Jurassic and pre-Jurassic hydrocarbon deposits, is recorded in section of the Lower Jurassic. The unified genesis of hydrocarbons among gorelaya formation and the Paleozoic oil from Khanty-Mansiysk field is determined through molecular markers — n-alkyl benzenes C₂₁, C₂₃, C₂₅. Hydrocarbon collection from dispersed organic matter of Paleozoic rocks at the great depth (not exposed by core drilling) is suggested as a probable «source» of Paleozoic oil. Oil accumulation, presumably, is concentrated in areas of tectonic block crushing of basement, oil carryover into overlying complexes is performed with thermal waters. Prediction of oil potential in traps of weathering crust and basement rocks within the compression zones of West Siberian platform is positive.

Key words: Jurassic and pre-Jurassic complexes, hydrocarbon source, aromatics, lithologic and petrophysical characteristics, geochemical model of hydrocarbons migration, compression zone of West Siberian platform.

References

- Akhpatelov, E.A., Volkov, V.A., Goncharova, V.N., Eliseev, V.G., Karasev, V.I., Muher, A.G., Myasnikova, G.P., Teplyakov, E.A., Hafizov, F.Z., Shpil'man, A.V., & Yuzhakova, V.M. (Eds.). (2004). *Atlas «Geology and oil and gas potential of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug»*. Ekaterinburg: IzdatNaukaServis, 148 p. (in Russian).
- Gavrilov, V.P. (2012). Geodynamic model of oil and gas potential of West Siberia. *Geologiya nefti i gaza*, (2), 60—64 (in Russian).
- Ivanova, L.I., Isaev, V.I., & Korzhov, Yu.V. (2007). Methodology of laboratory study of heavy hydrocarbons in oil prospecting Geochemistry. *Variable geological environment: spatiotemporal communication among endogenous and exogenous processes: Proceeding of the Inter-*

- national Conference, Kazan, November 12—16, 2007* (pp. 356—360). Kazan: Fan (in Russian).
- Isaev, G.D. (2010). Geology and tectonics of the Paleozoic of Western Siberian Plate. *Litosfera*, (4), 52—68 (in Russian).
- Isaev, V.I., Korzhov, Yu.V., Lobova, G.A., Zhiltsova, A.A., & Kuzina, M.Ya. (2013). Aromatic hydrocarbons prospecting geochemistry and some model of inter-layer vertical migration of oil hydrocarbons. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, (12), 30—36 (in Russian).
- Isaev, V.I., Korzhov, Yu.V., Romanova, T.I., & Bochkareva, N.M. (2006). Estimation of productivity of local traps through composition of heavy hydrocarbons in near-surface sediments in the Central part of Western Siberian Plate. *Geofizicheskiy zhurnal*, 28(6), 58—73 (in Russian).
- Isaev, V.I., & Lobova, G.A. (2008). Correlation between density structure of the pre-Jurassic sediments and zones of oil and gas accumulation along regional seismic profile XIII (Central part of Western Siberian Plate). *Geofizicheskiy zhurnal*, 30(1), 3—27 (in Russian).
- Isaev, V.I., Lobova, G.A., Korzhov, Yu.V., Kuzina, M. Ya., Kudryashova, L.K., & Sungurova, O.G. (2014). *Strategy and basis of technologies for hydrocarbon exploration in the pre-Jurassic basement of Western Siberia*. Tomsk: Tomsk Polytechnic University Publ. House, 112 p. (in Russian).
- Korzhov, Yu.V., Isaev, V.I., Zhiltsova, A.A., & Latypova, O.V. (2013). Distribution of aromatic hydrocarbons in the context of sediments of oil and gas bearing complexes (on the example of Krasnoleninsky arch deposits). *Geofizicheskiy zhurnal*, 35(1), 113—129. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v35i1.2013.116338> (in Russian).
- Korzhov, Yu.V., Lobova, G.A., Isaev, V.I., Starikov, A.I., Kuzina, M.Ya., & Orlov, S.A. (2019). Genesis of hydrocarbons of Jurassic and pre-Jurassic complexes of Chistinnoe field (Koltogorsk Urengoy paleorift area). *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 330(10), 111—125. <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/10/2303> (in Russian).
- Kudelsky, A.V. (2014). Geological-geochemical inconsistency of gas-shale boom. *Geofizicheskiy zhurnal*, 36(1), 105—118. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v36i1.2014.116155> (in Russian).
- Kuzina, M.Ya., Korzhov, Yu.V., & Isaev, V.I. (2014). Geochemical and lithological justification of «the main source» concept of pre-Jurassic oil deposits in Krasnoleninsk arch (Tyumen Region). *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Nauki o Zemle*, 324(1), 32—38 (in Russian).
- Kulkov, M.G., Artamonov, V.Yu., Korzhov, Yu.V., & Uglev, V.V. (2010). Individual organic compounds of oil as indicators of oil pollution of water environment. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 317(1), 195—200 (in Russian).
- Lukin, A.E., & Shestopalov, V.M. (2018). From new geological paradigm to the problems of regional geological-geophysical survey. *Geofizicheskiy zhurnal*, 40(4), 3—72. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i4.2018.140610> (in Russian).
- Medvedev, N.Ya., Kos, I.M., Larichev, A.I., Smirnov, L.V., Bostrikov, O.I., Fomichev, A.S. (2007). Prediction of oil and gas potential in zones of disintegration of pre-Jurassic basement among Surgut arch and adjoining territories. In *Ways of realization oil and gas and mineral potential of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Yugra* (Vol. 1, pp. 189—196). Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis (in Russian).
- Sorokhtin, N.O., Lobkovskiy, L.I., & Semiletov, I.P. (2018). Carbon depth cycle and formation of abiogenic hydrocarbons. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 329(8), 156—173 (in Russian).
- Surkov, V.S., Trofimuk, A.A., Zhero, O.G., Smirnov, L.V., Kontorovich, A.E., Kanareykin, B.A., Karus, E.V., Kovylin, V.M., Kramnik, V.N., Rudnitskiy, A.L., Strakhov, A.N., Egorkin, A.V., & Chernyshov, N.M. (1986). *Mega-sequence and structure of the earth crust of Western Siberian Plate*. Moscow: Nedra, 149 p. (in Russian).
- Tyapkina, A.N., & Tyapkin, Yu.K. (2019). Simultaneous seismic inversion to identify prospective areas in carbonate rocks of the southeastern part of the West Siberian Platform. *Geofizicheskiy zhurnal*, 41(1), 76—94. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i1.2019.158865> (in Russian).
- Brekhtunsov, A.M., Monastirev, B.V., & Nesterov, I.I. (Jr.). (2011). Distribution patterns of oil and gas accumulations in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 52(8), 781—791.

- Isaev, V.I., Kuzmenkov, S.G., Ayupov, R.Sh., Kuzmin, Yu.A., Lobova, G.A., & Stulov, P.A. (2019). Hard-to-recover reserves of Yugra oil (West Siberia). *Geofizicheskiy zhurnal*, 41(1), 33—43. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i1.2019.158862>.
- Kontorovich, V.A. (2007). Petroleum potential of reservoirs at the Paleozoic-Mesozoic boundary in West Siberia: seismogeological criteria (example of the Chuzik-Chizhapka regional oil-gas accumulation). *Russian Geology and Geophysics*, 48(5), 422—428.
- Kontorovich, A.E., Fomin, A.N., Krasavchikov, V.O., & Istomin, A.V. (2009). Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic complex in the West Siberian megabasin. *Russian Geology and Geophysics*, 50(11), 917—929.
- Saltymakova, D., Krasnoyarova, N., & Serebrennikova, O. (2017). Distinct features of crude oils from Nyuroi'ka Depression (Southeast of Western Siberia). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 154, 91—99. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.04.017>.

Генезис вуглеводнів доюрського комплексу Ханти-Мансійського родовища (зона локального стиснення Західносибірської плити)

Ю.В. Коржов¹, Г.А. Лобова², В.І. Ісаєв², А.І. Старіков¹, М.Я. Кузіна¹, 2020

¹Інститут нафти і газу, Югорський державний університет, Ханти-Мансійськ, Росія

²Томський політехнічний університет, Томськ, Росія

Встановлюється походження покладів вуглеводнів у юрському і доюрському комплексах на ділянці Ханти-Мансійського родовища, приуроченої до уловлювачів кори вивітрювання по карбонатних відкладах девону і пасток корінного фундаменту, в межах зони стиснення (сутури?) центральної частини Західносибірської платформи. Дослідження актуальне для обґрунтування стратегії пошуків нафтогазових покладів з урахуванням речовинного складу і тектоніки фундаменту Західносибірської плити.

Вивчено речовину керн і нафт юрського і доюрського комплексів розвідувальних та експлуатаційних свердловин Ханти-Мансійського родовища, що належить до Фролівської нафтогазоносною області з найвищою щільністю прогнозних ресурсів у межах Західносибірської провінції. Наведено літолого-петрографічну характеристику порід, виконано оптичну мікроскопію. У бітумоїдах порід і сирих нафтах методом хромато-мас-спектрометрії встановлено вміст і молекулярно-масовий розподіл ароматичних вуглеводнів, зокрема *n*-алкілбензолів, нафтаїнів і фенантренив.

Побудовано геохімічну модель міграції вуглеводнів у межах юрського і доюрського нафтогазоносних комплексів. У верхньоярському інтервалі розрізу найімовірнішим джерелом вуглеводнів традиційно визначено органічну речовину аргілітів та алевролітів тутлеймської (баженовської), абалакської, можливо, тюменської світи. У нижній частині юрського розрізу зафіксовано шар крупнозернистого високопроникного пісковика горілої світи, в якому локалізовано органічну речовину, що, можливо, робить внесок у основні поклади вуглеводнів низів юри і доюрського фундаменту. Єдиний генезис вуглеводнів горілої світи і палеозойської нафти Ханти-Мансійського родовища встановлений за молекулярними маркерами — *n*-алкілбензолами C₂₁, C₂₃, C₂₅. Як можливе «джерело» палеозойської нафти запропоновано збір вуглеводнів з розсіяної органічної речовини палеозойських порід на значній глибині (не охопленої ядерним бурінням). Нафтозбір, імовірно, локалізується у ділянках тектонічного блокового дроблення фундаменту, у вищезалігаючі комплекси нафта виноситься з термальними водами. Прогноз нафтоносності пасток кори вивітрювання і корінного фундаменту в межах зони стиснення Західносибірської платформи позитивний.

Ключові слова: юрський і доюрський комплекси, джерело вуглеводнів, ароматичні вуглеводні, літолого-петрографічна характеристика, геохімічна модель міграції вуглеводнів, зона стиснення Західносибірської платформи.