

УДК 550.47:550.72:553.982.2

doi: 10.55959/MSU0579-9406-4-2024-63-2-75-84

ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ СОСТАВА НЕФТИ ЗАЛЕЖИ ПОКУРСКОЙ СВИТЫ РУССКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА

Полина Николаевна Шишина¹✉, Мария Александровна Большакова²,
Елена Всеволодовна Соболева³

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; shishina_p@mail.ru ✉

² Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; m.bolshakova@oilmsu.ru

³ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; phitan@yandex.ru

Аннотация. Исследованы состав и свойства нефти апт-сеноманской залежи Русского газонефтяного месторождения Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Дана интерпретация геологической истории формирования залежей нефти Русского месторождения. Состав и свойства нефти свидетельствуют об ее смешанном генезисе. Данные указывают на то, что нефть подверглась воздействию вторичных процессов биodeградации, что хорошо согласуется с историей геологического развития северо-восточной части бассейна.

Ключевые слова: Русское месторождение, состав нефти, биомаркеры, биodeградация

Для цитирования: Шишина П.Н., Большакова М.А., Соболева Е.В. Геолого-геохимическая история формирования состава нефти залежи покурской свиты Русского месторождения Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2024. № 2. С. 75–84.

GEOLOGICAL AND GEOCHEMICAL HISTORY OF THE FORMATION OF THE OIL COMPOSITION OF THE POKURSKAYA FORMATION OF THE RUSSIAN DEPOSIT OF THE WEST SIBERIAN OIL AND GAS BASIN

Polina N. Shishina ✉, Mariya A. Bolshakova, Elena V. Soboleva

¹ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; shishina_p@mail.ru ✉

² Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; m.bolshakova@oilmsu.ru

³ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; phitan@yandex.ru

Abstract. The composition and properties of oil from the Apt-Cenomanian deposit of the Russian gas and oil field of the West Siberian basin have been studied. It is shown that the composition and properties of oil may indicate their mixed genesis. The molecular composition of the oil suggests that the oil has undergone secondary biodegradation processes, which is in good agreement with the geological history of this part of the basin. A scenario for the formation of the Apt-Cenomanian oil deposit of the Russkoye field is proposed.

Keywords: Russkoye oilfield, oil composition, biomarkers, biodegradation

For citation: Shishina P.N., Bolshakova M.A., Soboleva E.V. Geological and geochemical history of the formation of the oil composition of the Pokurskaya formation of the Russian deposit of the West Siberian oil and gas basin. *Moscow University Geol. Bull.* 2024; 2: 75–84. (In Russ.).

Введение. Русское газонефтяное месторождение находится в Пур-Тазовской нефтегазоносной области (НГО) Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) (рис. 1). Газонефтяная залежь приурочена к крупной антиклинальной складке в северной части Русского вала Часельского мегавала, оконтуренной по кровле сеноманского яруса изогипсой 900 м. Углы падения крыльев складки от 2,5 до 3,3°. Структура осложнена системой разломов, основной из них проходит через свод и делит складку на 2 блока. Его заложение начиналось в сантонский век, к моменту накопления глинистой пачки кампанского яруса амплитуда разлома составляла 75 м (рис. 2). До сеноманского века на этой территории происходили движения переменного знака, которые не привели к формированию по-

ложительной структуры. Наибольший рост (35% прироста) локального поднятия (ЛП) происходил в турон-кампанское время, в маастрихт-датские века происходило замедление восходящих движений (10% прироста) [Кулахметов, 1975]. Новейшие неоген-четвертичные подвижки фундамента Западно-Сибирской плиты в пределах Часельского мегавала привели к резкому блоковому поднятию, амплитуда разлома на Русском ЛП все время возрастала и увеличилась до 250 м, сформировались оперяющие разломы с амплитудой 20–50 м. Западный блок структуры был расколот разломом с амплитудой 164 м (рис. 3). В неогеновый период в сводовой части антиклинальной структуры были эродированы палеоген-неогеновые и частично верхнемеловые отложения мощностью до 400 м.

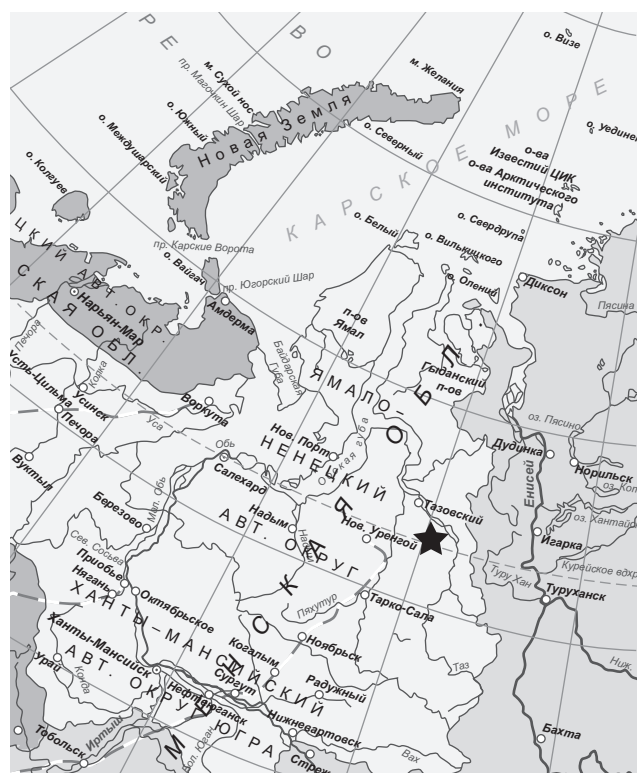


Рис. 1. Фрагмент карты России с местоположением Русского месторождения. Звезда — Русское газонефтяное месторождение

В результате общего поднятия на северо-востоке Западно-Сибирской плиты антиклинальные ловушки увеличили амплитуды. Часть ранее накопившихся осадков размывалась и сносилась в область новейших опусканий. Из-за этого в зоне активных воздыманий фундамента в продуктивных горизонтах происходило снижение гидростатического давления, что приводило к выделению растворенного в пластовых водах газа в свободную фазу, а также способствовало образованию зон повышенной трещиноватости пород, и, по всей вероятности, попаданию поверхностных вод с аэробными и анаэробными бактериями. Изменение пластового давления привело к активизации движения пластовых вод, вероятно, эти воды могли приносить новые порции газа из более глубоких горизонтов [Рудкевич, 1972; Кузин, 1973].

Нефтегазоносность Русского месторождения связана с покурской свитой апт-сеноманского нефтегазоносного комплекса. Продуктивные отложения (пласты ПК₁₋₇) представлены чередованием песчано-алевритовых и глинистых пластов общей мощности около 200 м. В разрезе насчитывается до 35 пластов и прослоев: песчаников, рыхлых песков и алевролитов, разделенных глинами. Нефтегазоносность среднеюрского и неокомского комплексов, которые являются продуктивными в Пур-Тазовской НГО, не доказана.

Породы-коллекторы составляют около 30% продуктивного разреза. Коллекторы порового типа представлены песчаниками с открытой пористостью,

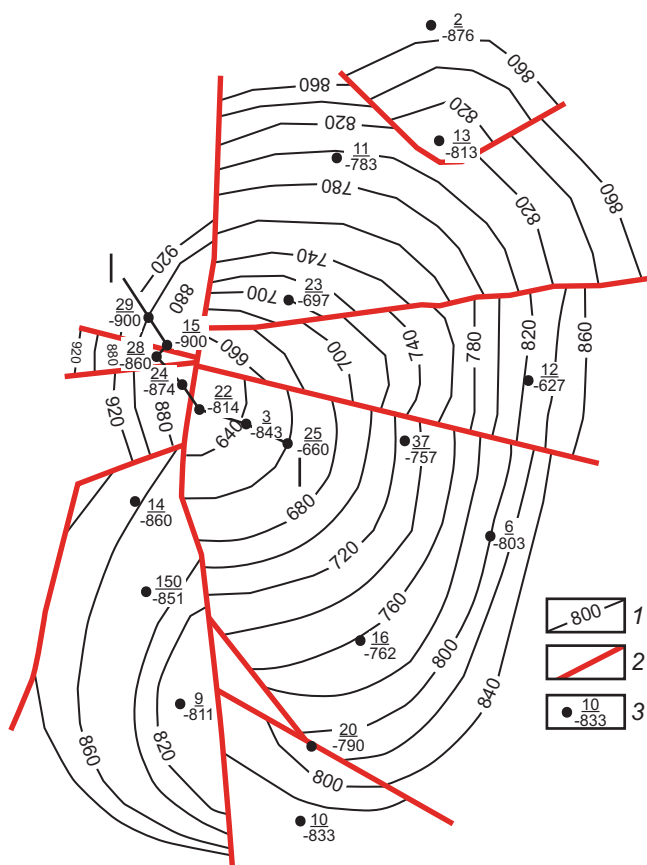


Рис. 2. Структурная карта по кровле покурской свиты Русского локального поднятия: 1 — изогипсы, м, 2 — тектонические нарушения, 3 — скважины; I-I — линия разреза [Иванова, 1989]

которая в слабо сцементированных коллекторах изменяется в пределах 26–35%. Проницаемость колеблется от 1 до 1650–1790 мД, среднее значение 136 мД. Эффективная мощность газоносных пластов 18–22 м, нефтенасыщенных (нефтяные оторочки) — до 12 м.

Выявлено 8 залежей, в том числе 5 газонефтяных, 2 газовые и 1 нефтяная (7 — в сеноманском ярусе, 1 — в туронском). Залежи экранируются региональным глинистым туронским флюидоупором.

Месторождение характеризуется сложными условиями залегания нефти. Интерпретация данных ГИС и опробования скважин на базе выполненной детальной корреляции пластов позволила установить положение водонефтяного контакта (ВНК) и газонефтяного (ГНК) в разных пачках и в пределах различных блоков. Обращает на себя внимание явно выраженное изменение ВНК с юга на север и различное его положение в основных блоках (I–IV): интервалы 826–858 (I), 845–873 (II), 854–871 (III), 858–870 (IV) м, а также залежах разных пластов покурской свиты: пласт ПК₁₋₂ (восточный блок) — ВНК 912 м, ПК₅ (восточный) — 885–860 м, ПК₁₋₄ (восточный) — 810–860 м, ПК₃ (западный блок) — 920 м, ПК₂ (западный 905 м), ПК₁ (западный 890 м) [Иванова, 1989].

Формирование залежей в покурской свите происходило в два этапа: сначала нефть заполнила ловушки, потом сухой метановый газ оттеснил нефть

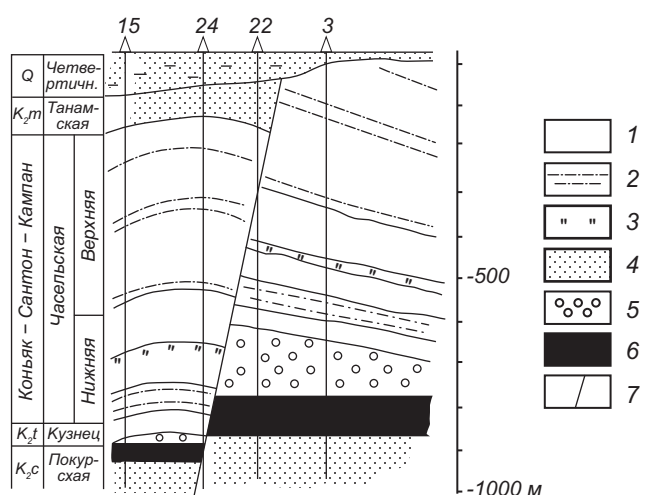


Рис. 3. Разрез по линии I-I (рис. 2) на Русском месторождении [Слепцов, 1972]: 1 — глины, 2 — алевролиты, 3 — опоки, 4 — песчаники, 5 — газ, 6 — нефть, 7 — линия сброса

и занял верхнюю часть структуры. О чем свидетельствует наличие остаточной нефтенасыщенности в пластах ниже ВНК и в газовых шапках [Дядюк и др., 1976]. Также отмечается, что в период образования трещин и формирования газовых шапок происходили процессы проникновения в залежь поверхностных вод, содержащих аэробные и анаэробные бактерии. Поэтому существует мнение, что первичная нефть Русского месторождения биodeградирована при участии бактерий, привнесенных в залежь с поверхностными водами [Соболева, 1979]. Условия для биodeградации в залежи были благоприятные — активная гидродинамика, невысокая пластовая температура, низкая минерализация законтурных вод, отсутствие сероводорода.

Нефти апт-сеноманского нефтегазоносного комплекса (НГК) по химическому составу и свойствам отличаются от нефтей залежей неокомского и юрского НГК. По физико-химическим параметрам нефти апт-сеноманского НГК характеризуются высокой плотностью, низкой температурой застывания, отсутствием легких фракций, кипящих до 220–250 °C, относительно небольшим содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов (асфальтены 2,5–2,26, смолы 8,36–15,48%), нефть малосернистая, серы 0,20–0,37%, с незначительным содержанием твердых парафинов (C_{16+}) 0,54–2,51%. Плотность нефтей изменяется от 0,940 до 0,950 г/см³, молекулярная масса от 310 до 400, кинематическая вязкость при 50 °C от 46,6 до 122,4 сСт. Физико-химические параметры проб нефти, отобранные в разных интервалах даже одной скважины (скв. 33, 892–787 м) нефтяной оторочки, незначительно отличаются и не зависят от расстояния от ВНК. В интервале 787–798 м плотность нефти 0,944 г/см³, а в интервале 883–892 м ниже 0,939 г/см³, что зависит от фракционного состава — содержания относительно легких фракций — начала кипения (НК) нефти: в первой пробе НК = 248 °C, во второй НК = 223 °C,

а также количество асфальтенов. Такое распределения свойств по разрезу может указывать на относительно молодое формирование залежи, когда еще не произошло гравитационного распределения компонентов нефти.

Результаты предыдущих исследований [Соболева, 1979] свидетельствуют о том, что типичного для нефтей неокомского и юрского НГК преобладания пиков n -алканов и изопреноидов C_{12} – C_{32} , в нефти покурской залежи Русского месторождения не отмечается. По данным масс-спектрометрии, осуществленной в 1980-е годы, среди высокомолекулярных алканов отмечается низкая концентрация n -алканов и относительно высокая разветвленных изоалканов, в их числе имеющих геминальные радикалы, а также низкое содержание моноциклических нафтен. Нефть состоит из циклоалкановых УВ разной цикличности с преобладанием полициклических структур, обнаружены циклоалканы с длинными алифатическими радикалами. Концентрации бициклических и трициклических нафтен почти одинаковые, они преобладают над моноциклическими. Преобладание би- и трициклических нафтен над моноциклическими можно объяснить составом исходного для нефтей ОВ и/или одинаковой катагенетической зрелостью.

По новым данным (начало XXI века) хромато-масс-спектрометрии (ХМС) в составе нефти отмечается гомологическая серия хейлантанов (t_{19} – t_{31}), среди которых преобладает t_{31} . Среди диастериомеров незначительно больше геоэпимеров, т.е. преобразование био- в геоэпимеры еще не закончилось. Среди гомологов хейлантанов t_{19} – t_{23} преобладает t_{23} , поэтому можно предположить, что нефтегазоматеринские породы (НГМП) этих нефтей накапливались в море или соленых озерах, также $(t_{19} + t_{20}) > t_{21} \approx t_{23}$, что указывает на участие в генерации нефти ОВ континентального генезиса.

Стераны и гопаны были обнаружены в незначительных концентрациях, что можно объяснить составом исходного ОВ, где было мало предшественников этих УВ или они еще не образовались из-за низкой катагенетической зрелости ОВ НГМП и находятся в составе геополимеров керогена.

Из нефти Русского месторождения были выделены адамантановые УВ с метильными и этильными радикалами, их содержание на фракцию 200–250 °C достигает 4,07% (на нефть 0,041%), по их содержанию она сходна с конденсатами апт-сеноманского НГК Медвежьего месторождения — 4,95%. Адамантаны в биоструктурах живого вещества не известны, они могут образоваться в результате мягкого термокатализа. Такая большая концентрация трициклических нафтен с мостиковой структурой может быть объяснена относительным накоплением их в процессе биodeградации, поскольку бактерии не включают их в свой метаболизм.

Ароматические УВ представлены в основном структурами, в которых к ароматическим циклам

присоединены алкильные цепи, а также «гибридные» УВ, содержащие ароматические кольца, конденсированные с циклоалкановыми. Среди аренов отмечается преобладание моноароматических УВ с длинными алифатическими радикалами, и плавное снижение концентраций бициклических УВ гомологического ряда нафталина. В более высококипящих фракциях ароматические УВ представлены в основном гибридными алкилциклановыми структурами с одним бензольным кольцом. С повышением температуры кипения фракций концентрация нафталиновых УВ, а также ароматических УВ, конденсированных с нафтеновыми кольцами (гибридных), возрастает от 2,7% (фракция 200–250 °С) до 46,1% (400–450 °С). По-видимому, нафталиновый фрагмент является частью полиароматических нафтеново-ароматических структур. Особенности распределения этих ароматических УВ подчеркивают относительно низкую степень катагенетического преобразования биоструктур — ароматизация затронула только одно или два кольца полициклических нафтеновых УВ, сохранены алкильные радикалы.

Асфальтены характеризуются (по данным ЯМР) относительно невысокой степенью ароматичности (до 50%), в нефтях неокомских и юрских залежей она достигает 66%, что может быть связано с более низкой степенью катагенетического преобразования нефтей апт-сеноманского НГК (термический процесс перераспределения водорода еще слабо преобразовал эти структуры).

Главные отличительные особенности молекулярного состава нефти Русского месторождения — полное отсутствие низкомолекулярных УВ бензиновых фракций, а также нормальных и изопреноидных алканов в средних фракциях, преобладание полициклических нафтеновых УВ, распределение которых по цикличности также отличается от нефтей других НГК. Отсутствие пиков *n*-алканов и изопренанов на хроматограммах средних фракций позволили назвать их «безалкановыми». О генезисе этих нефтей имеются разные точки зрения, возможно, дополняющие друг друга — либо это молодые незрелые нефти, образовавшиеся в конце протокатагенеза до главной фазы нефтеобразования, либо биodeградированные в залежи в условиях криптогипергенеза.

Органическое вещество (ОВ) глинистых пород апт-сеноманского НГК в погруженных участках северо-восточной части НГБ участвовало в генерации УВ нефтей сеноманских залежей, что выявлено корреляционными связями в распределении циклоалкановых и ароматических УВ в нефтях и ОВ пород. Безалкановые нефти геохимически молодые, так как НГМП, генерировавшие УВ этих нефтей в геологической истории в самых глубоких участках НГБ находились в начале главной зоны нефтеобразования (ГЗН) на грациях ПК₃ — МК₁. Можно предположить, что эти нефти образовались на самых ранних этапах главной фазы нефтеобразования (ГФН). Вероятно, большие концентрации газа,

который выделялся из пластовых вод при снижении давления во время неотектонического воздымания, и низкая степень литификации отложений способствовали десорбции высокомолекулярных органических соединений (УВ и гетероатомных компонентов), миграции и аккумуляции их в ловушках. На геохимическую молодость этих нефтей указывают особенности их молекулярного состава: 1) отсутствие низкомолекулярных УВ бензиновых фракций, которые образуются в условиях ГФН; 2) наличие цикланов с длинными алифатическими радикалами, что указывает на слабое развитие процессов термической деструкции; 3) низкая степень ароматичности высококипящих фракций и асфальтенов, которая должна увеличиваться в процессе термокаталитических реакций диспропорционирования водорода; 4) среди полиароматических УВ преобладают гибридные с одним бензольным кольцом и двумя или тремя циклогексановыми, что также связано с относительно низкими температурами катагенетического преобразования ОВ НГМП (реакции дегидрирования и перераспределения водорода) в осадочном разрезе на данной территории.

Нефти являются частично биodeградированными, что выразилось в отсутствии *n*-алканов и изопреноидов в средних фракциях. Предположение о первично генерируемых нефтях, лишенных этих УВ, опровергается данными о составе битумоидов пород апт-сеноманского комплекса, эти УВ содержатся в них в значительных количествах [Соболева, 1979]. Внедрение инфильтрационных вод и вместе с ними бактерий в пластовые воды газонефтяных залежей могло произойти в начале неогенового периода, поскольку этот район приурочен к зонам наибольшего неотектонического воздымания фундамента с амплитудой деформаций 150–250 м и эрозией до 400 м неогеновых, палеогеновых и даже частично верхнемеловых пород. Пути проникновения метеорных вод могли быть зоны разломов, формированию путей миграции поверхностных вод способствовала также эрозия, о которой упоминалось ранее. В залежах покурской свиты минерализация (в среднем 9–10 г/л), гидрохимическая характеристика (воды хлор-кальциевые, отсутствие или незначительная концентрация сульфатов) законтурных вод, состав водорастворенных газов — метановый, рН среды и пластовые температуры (около 20 °С) были благоприятны для метаболизма аэробных и анаэробных бактерий.

Исследованные биodeградированные нефти многих НГБ находятся на разных стадиях деградации. Исследователями были разработаны критерии и шкалы, основанные на изменении молекулярного состава УВ разных классов, для определения стадии биodeградации от низкой до самой высокой [Bailey, 1973; Chosson et al., 1992]

Как уже отмечалось, по составу биомаркеров (отсутствие или присутствие определенных УВ) можно определить *степень* процесса биodeградации нефти

в залежи: содержание н-алканов C_5 – C_{15} снижено (*незначительная степень*); 90% C_5 – C_{35} н-алканов удалено (*слабая*); алкилциклогексаны и гибридные алкилциклогексанбензолы удалены, содержание изоалканов снижено (*умеренная*); изопреноиды (пристан, фитан и i - C_{11} – C_{18}) и метилнафталины удалены, арены уменьшаются в порядке увеличения молекулярной массы (*умеренная*); бициклические нафтенy C_{14} – C_{16} удалены (*интенсивная*); биостераны ($\alpha\alpha\alpha$) уничтожаются раньше геостеранов ($\alpha\beta\beta$) и диастеранов ($\alpha\beta\alpha$), прегнаны (C_{21} – C_{22}) удалены, стераны C_{27} – C_{29} изменены, 25-норгопаны — сформированы (*сильная*); биodeградация 17 α (H)-гопанов происходит по схеме от C_{27} до C_{35} , биогопаны ($\beta\beta$) также уничтожаются раньше нефтяных ($\alpha\beta$ и $\beta\alpha$) гопанов (*очень сильная*); гопаны удалены, диастераны изменены, биodeградация идет по схеме от C_{27} , C_{28} , C_{29} (*жесткая*); диастераны и трициклические терпаны (хейлантаны C_{19} – C_{40}) удалены, ароматические стероиды изменены (*крайняя степень*). Следует отметить, что 18 α (H)-олеанан устойчивее к биodeградации, чем гопаны, гаммацеран — один из самых стойких к биodeградации, порфирины являются высоко стойкими к биodeградации.

Таким образом, общая последовательность увеличения стойкости к биodeградации у биомаркеров следующая: нормальные алканы (наиболее восприимчивы) (1) > нециклические изопреноиды (2) > гопаны (25-норгопаны — 10-метилноргопаны присутствуют) (3) > стераны (4) > гопаны (отсутствуют 25-норгопаны) (5) > диастераны (6) > ароматические стероиды (7) > трициклические терпаны (8) > 18 α (H)-олеанан (9) > гаммацеран (10) > порфирины (наименее восприимчивы) (11).

Исследователи процессов биodeградации пришли к выводу, что специфика и последовательность процессов, происходящих в течение биodeградации нефти в залежи, очень зависит от типов бактерий, включающих УВ в свой метаболизм.

Цель данной работы — уточнить геолого-геохимическую историю формирования состава нефти покурской газонефтяной залежи Русского месторождения, опираясь на современные данные особенностей ее молекулярного состава.

Материалы и методы исследования. Данная работа базируется на обобщении геологических материалов по строению и формированию залежи аптсеноманского комплекса Русского месторождения Западно-Сибирского НГБ, на изучении и обобщении свойств и состава нефтей этой залежи на разных аналитических уровнях и изменении их состава во время вторичных гипергенетических процессах биodeградации в залежи.

В распоряжении авторов имелось больше информации о составе и свойствах нефтей Русского нефтегазового месторождения конца прошлого века [Соболева, 1979], а также более поздняя ХХI века (2021–2022). Нефти исследовались на разных аналитических уровнях и разными методами. Ме-

тодом хромато-масс-спектрометрии (ХМС) был исследован молекулярный состав пробы нефти из нефтяной оторочки, поэтому дальнейшие обсуждения будут касаться как ранней, так и более поздней информации об исследованных нефтях.

Выделение насыщенных и ненасыщенных компонентов нефти проводилось с использованием жидкостно-адсорбционной хроматографии. Сорбент — аргентированный силикагель, насыщенные углеводороды десорбировались гексаном, ароматические — толуолом. Исследование молекулярного состава нефти выполнялось на хромато-масс-спектрометре GC-MS Agilent. Условия хроматографического интерфейса следующие: газ-носитель — гелий, капиллярная кварцевая колонка DB-5MS — длиной 30 м, внутренний диаметр 0,25 мм, толщина пленки 0,25 μ m. Скорость программирования температуры термостата колонки 8–4–3 $^{\circ}$ C/мин, начальная температура 60 $^{\circ}$ C, конечная — 300 $^{\circ}$ C, время программирования — 63 мин, при изотермическом режиме 300 $^{\circ}$ C — 10 мин. Условия масс-спектрометрического анализа: электронная ионизация 70 eV (EI), диапазон масс 50–800 AMU, скорость сканирования — до 2000 AMU/сек, температура ионного источника 250 $^{\circ}$ C. Компьютерная обработка полученных результатов проводилась в ПО компании Agilent с записью ионов полным ионным током TIC.

В табл. 1 представлены «осколки ионизации» (m/z), по которым интерпретировался состав УВ и гетероароматных компонентов нефти.

Таблица 1
«Осколки ионизации» (m/z), углеводороды и сернистые гетероароматные соединения в составе нефти покурской свиты Русского месторождения

Насыщенные алкановые и нафтеновые УВ по «осколкам ионизации»	Ненасыщенные компоненты (ароматических УВ и сернистые соединения) по «осколкам ионизации»
m/z 85 (alkanes)	m/z 142 (methyl naphthalenes)
m/z 191 (terpanes)	m/z 156 (dimethyl-naphthalenes)
m/z 217 (regular-steranes)	m/z 178 (phenanthrene)
m/z 218 (iso-steranes)	m/z 184 (dibenzothiophene)
m/z 259 (dia-steranes)	m/z 192 (methyl phenanthrenes)
	m/z 198 (methyl dibenzothiophenes)
	m/z 231 (tri-aromatic steroids)

Результаты и их обсуждение. Проведен хромато-масс-спектрометрический анализ (ХМС) безалкановой (рис. 4) нефти Русского месторождения, по полученным масс-фрагментограммам произведена геолого-геохимическая интерпретация: рассчитаны коэффициенты, позволяющие судить о типе органического вещества, условиях накопления и литологическом составе НГМП для исследованной нефти, а также об их зрелости.

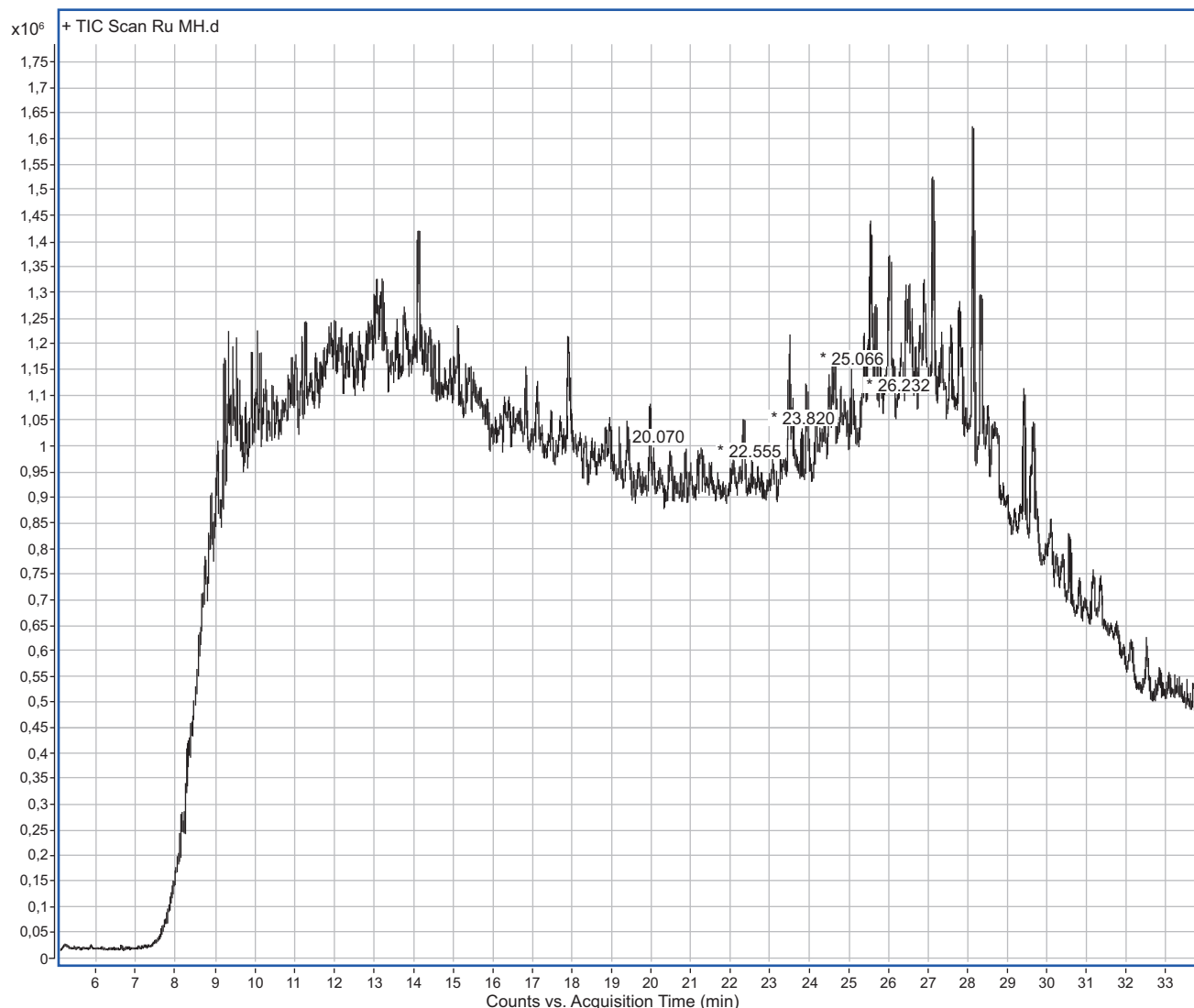


Рис. 4. Масс-фрагментограмма нефти (общий ионный ток — ТИС) покурской залежи Русского месторождения

Основываясь на рассчитанных коэффициентах, можно заключить, что органическое вещество НГМП накапливалось в условиях морских лагун и/или солоноватоводных озер в относительно восстановительных условиях, где, всего вероятнее, отлагалось гумусово-сапропелевое органическое вещество (тип II₁). Поскольку в нефти присутствуют гомологическая серия трициклических нафтен хейлантанов t19–t29 и пентациклический олеанан (C₃₀H₅₂), предполагаем, что эти УВ образовались из биомолекул высшей растительности с аналогичной структурой углеродного скелета. Соленость воды водного бассейна подтверждает наличие гаммацера, образующегося из спирта тетрахиманола — биомолекулы липоидов живого вещества бактерий галофилов. Как уже упоминалось ранее, смешанное гумусово-сапропелевое ОВ (тип II₁) в отличие от чисто сапропелевого начинает генерировать жидкие углеводородные флюиды в условиях протокатагенеза (ПКЗ) до ГЗН.

В табл. 2 и 3 представлены геохимические коэффициенты, определяющие тип ОВ и условия накопления НГМП.

Основываясь на рассчитанных коэффициентах, можно заключить, что органическое вещество НГМП накапливалось в условиях морских лагун и/или солоноватоводных озер в относительно восстановительных условиях, где, всего вероятнее, отлагалось гумусово-сапропелевое органическое вещество (тип II₁). Поскольку в нефти присутствуют гомологическая серия трициклических нафтен хейлантанов t19–t29 и пентациклический олеанан (C₃₀H₅₂), предполагаем, что эти УВ образовались из биомолекул высшей растительности с аналогичной структурой углеродного скелета. Соленость воды водного бассейна подтверждает наличие гаммацера, образующегося из спирта тетрахиманола — биомолекулы липоидов живого вещества бактерий галофилов. Как уже упоминалось ранее, смешанное гумусово-сапропелевое ОВ (тип II₁) в отличие от чисто сапропелевого начинает генерировать жидкие углеводородные флюиды в условиях протокатагенеза (ПКЗ) до ГЗН.

По соотношениям УВ (табл. 4) можно предположить, что в литологическом составе НГМП преобладала глинистая составляющая. В нефти

Таблица 2

Коэффициенты, определяющие условия накопления органического вещества нефтегазоматеринских пород

Коэффициент	Значение	Интерпретация
Соотношение изомеров метилфенантрена 9MP/2MP [Peters et al., 2005]	0,982	>1 морские или лагуна-ные (озерные) условия (соленое озеро); <1 пресноводные условия
Соотношение хейлантанов: $2\Sigma(t_{19}-t_{20}) / \Sigma(t_{23}-t_{26})$ [Peters et al., 2005]	0,727	>1 исходное континентальное ОВ; <1 морское ОВ
Соотношение хейлантанов $\Sigma(t_{23}-t_{26})/\Sigma(t_{28}-t_{31})$ [Peters et al., 2005]	0,435	>1 исходное морское ОВ; <1 континентальное ОВ
Соотношение хейлантанов, t_{26}/t_{25} [Zumberge, 2000]	1,538	>1 исходное ОВ озерного генезиса
Низкое значение отношения гопанов H3122R / H30 α [Zumberge, 2000]	0,369	Исходное ОВ озерного генезиса
Индекс нечетности гомогопанов: $[H31 + (6H33) + H35] / [(4H32) + (4H34)]$	1,118	1,1–2,0 восстановительные условия седиментации и раннего диагенеза

также содержатся УВ гомологического ряда перегруппированных стеранов — диастераны C₂₇–C₂₉, которые образуются из стеролов и/или стеринов на ранних стадиях литогенеза в каталитических реакциях, где катализаторами являются глинистые алюмосиликаты.

Результаты интерпретации молекулярного состава нефти, полученные по коэффициентам (табл. 2; 3), подтверждаются по треугольным диа-

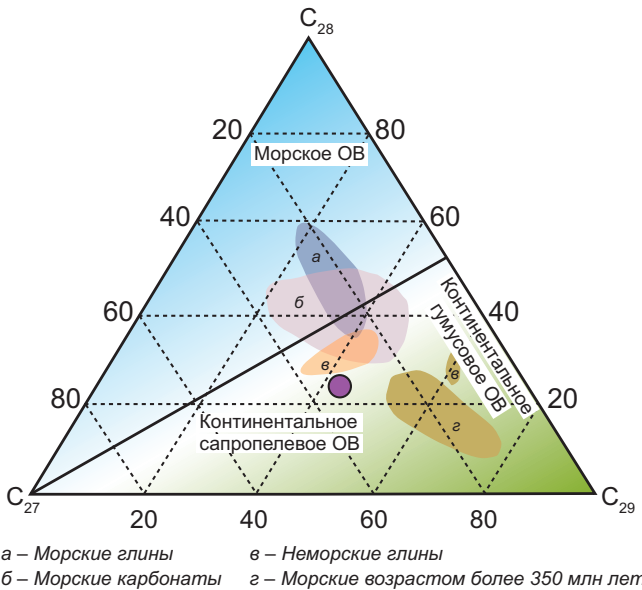


Рис. 5. Определение типа органического вещества и литологического состава нефтегазоматеринских пород по соотношению моноароматических стероидов C₂₇–C₂₉ в составе нефти

Таблица 3

Коэффициенты, определяющие литологический состав нефтегазоматеринских пород

Коэффициент	Значение	Интерпретация
Отношение диастеранов и регулярных стеранов: DIA/REG = dia-C ₂₉ (S+R) / reg-C ₂₉ (S+R) [Воробьева, 1992; Арефьев, 1993]	0,600	0,5–0,7 глинистый состав НГМП
Преобладание гопана C ₃₀ над адиантаном C ₂₉ : (H30/H29) [Петров, 1984; Peters et al., 2005]	2,003	>1 глинистый состав НГМП
Соотношение моноароматических стероидов: MAC29/MA(C ₂₈ +C ₂₉) [Peters et al., 2005]	0,839	> 0,5 — континентальные глинистые НГМП
Соотношение 4-метилдибензотиофена к фенантрону: 4-MDBT / P [Чахмахчев, 1995]	2,531	глинистый состав НГМП не более 0,38; карбонатный 4,2–8,3; кремнистый 0,3–1,8

граммам, построенным по составу стеранов и моноароматических стероидов. (рис. 5; 6).

По полученным данным можно судить, что накопление исходного ОВ смешанного преимущественно сапропелевого состава происходило в морских лагунах и/или слабосоленых озерах в кремнисто-глинистых илах в относительно восстановительных условиях седиментогенеза.

Можно предположить, что в формировании состава исследованной нефти принимала участие ОВ не одной НГМП — известно, что основным генератором нефти в Западной Сибири является баженовский горизонт (I₃ волжский век), характеристики органического вещества которого в целом соответствуют составу нефти Русского месторождения. Но обращает на себя внимание наличие в составе нефти олеанана, что свидетельствует о более молодом возрасте исходного для нефти ОВ, поскольку его обнаруживают в ОВ, начиная с отложений начала мелового периода.

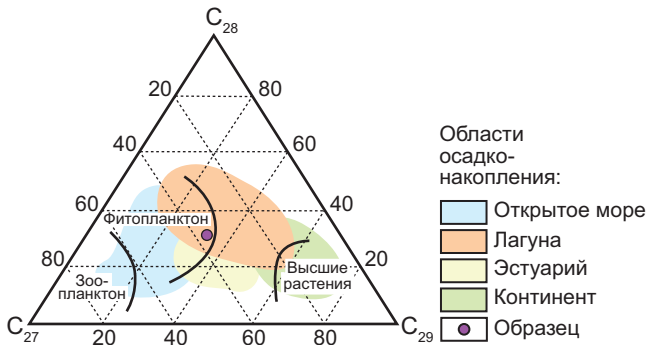


Рис. 6. Определение вида биопродукторов органического вещества нефтегазоматеринских пород и условий его накопления по соотношению стеранов C₂₇–C₂₉ в составе нефти

Таблица 4

Коэффициенты, определяющие зрелость органического вещества нефтегазоматеринских пород и нефти

Коэффициент	Значение	Интерпретация
Соотношение моноароматических (МА) и триароматических (ТА) стероидов: $TA_{28}/(TA_{28}+MA_{29})$ [Peters et al., 2005; Соболева, 2023]	0,216	По мере возрастания степени катагенеза моноароматические стероиды трансформируются в триароматические
Соотношение между изостеранами ($\alpha\beta\beta$) и биостеранами ($\alpha\alpha\alpha$) $C_{29}H_{52}$: $\alpha\beta\beta/\alpha\alpha\alpha$ [Петров, 1984]	1,455	В «незрелых» геохимически молодых нефтях (начало ГЗН) равно 0,6–0,7, в зрелых 3,0–5,5
Коэффициент изомеризации для стеранов состава $C_{29}H_{52}$: $\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$	0,461	Возрастает от 0 в «незрелом» ОВ и достигает равновесного значения 0,67–0,71 на средних стадиях катагенеза
Отношение суммы моретанов ($\beta\alpha m$) к гопанам ($\alpha\beta n$) состава $C_{29}H_{52}$ и/или $C_{30}H_{54}$: $(\beta\alpha_{29}+\beta\alpha_{30})/(\alpha\beta_{29}+\alpha\beta_{30})$ [Peters et al., 2005]	0,194	Коэффициенты уменьшаются с ростом зрелости ОВ и нефти от 0,8 до 0,15 на средних стадиях катагенеза, достигая минимума в 0,05 в высоко зрелом ОВ
Соотношение $T_s/(T_s + T_m)$ или T_s/T_m [Peters et al., 2005; Арефьев, 1993; Виноградова, 2001]	1,204	Увеличивается с повышением степени зрелости, в начале ГЗН составляет 1, на поздних стадиях катагенеза $T_s/T_m = 5-10$
Соотношение 18 α -30-норнеогопана ($C_{29}Ts$) и 17 α -H30- норгопана ($H_{29}\alpha\beta$): $C_{29}Ts/(C_{29}Ts+H_{29}\alpha\beta)$ [Peters et al., 2005]	0,447	Увеличивается с возрастанием степени катагенеза
Метилфенантроновый индекс: $MPI-1 = 1,5 [(2-MP) + (3-MP)] / [P + (1-MP) + (9-MP)]$ [Соболева, 2023]	0,822	Значение MPI-1 увеличивается до конца ГЗН (0,4–1,6)
Соотношение структурных изомеров дибензотиофена: 4-MDBT/1-MDBT [Бушнев, 1999]	2,142	
	433,7	Выведена зависимость между T_{max} , ОСВ (R°) и 4-MDBT/1-MDBT $T_{max} = 5 \cdot (4-MDBT/1-MDBT) + 423 \text{ }^\circ C$
	0,670	$R^\circ = 0,07 \cdot (4-MDBT/1-MDBT) + 0,52\%$

По результатам интерпретации значений коэффициентов (табл. 4) по молекулярному составу нефти сеноманской залежи органическое вещество НГМП находится в самом начале главной зоны нефтеобразования (ГЗН), вероятно на грациях $ПК_3$ – $МК_1$.

Баженовский горизонт в этой части бассейна достиг грации мезокатагенеза $МК_1$, т.е. молекулярные индикаторы зрелости, которые удалось установить в исследованной нефти позволяют нам предполагать ее смешанный генезис — основная часть нефти была вероятно сгенерирована из ОВ пород баженовского горизонта. Но и вклад ОВ соб-

ственно глинистых отложений апт-сеноманского НГК нельзя исключить, как отмечалось выше предыдущими исследователями, предполагалось наличие корреляционных связей между составом ОВ пород и нефтей апт-сеноманского НГК Русского месторождения.

По полученным данным хромато-масс-спектрометрического анализа проведена оценка степени биodeградации нефти (рис. 7). В образцах отсутствуют н-алканы, алкилциклогексаны и изопреноидные соединения, как уже упоминалось ранее, их отсутствие указывает на начало жесткой степени биodeградации [Wenger, 2002].

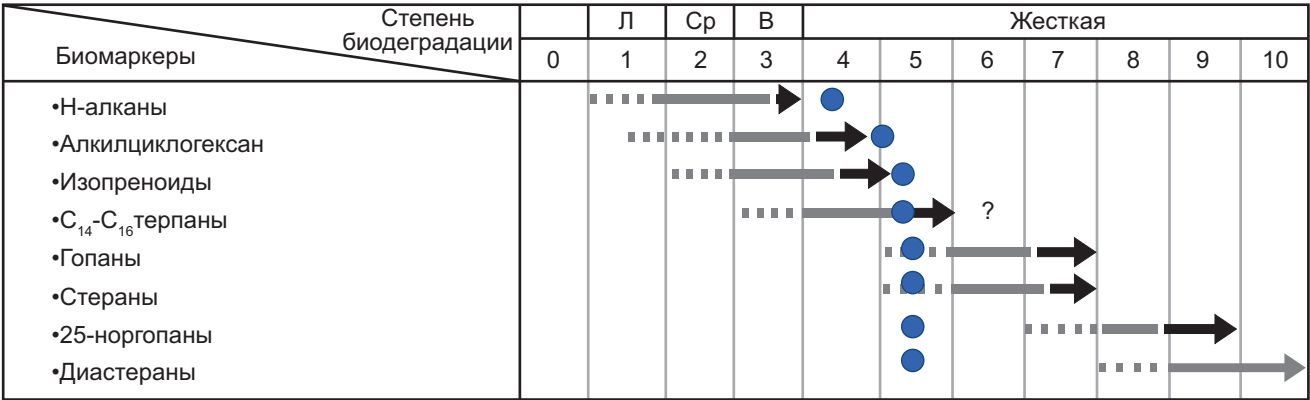


Рис. 7. Биомаркерная шкала биodeградации для нефти Русского месторождения

Заключение и выводы. Почти каждое из рассмотренных свойств и особенностей состава безалкановых нефтей и в большей мере состава их индивидуальных компонентов указывает на геолого-геохимические факторы, действовавшие на нефть в процессе ее геохимической эволюции или на состав исходного ОВ, но не всегда можно отдельные факты интерпретировать однозначно.

Сопоставляя выводы, сделанные по аналитическим данным 1980 гг. и новым данным по ХМС, приходим к заключению, что нефти сеноманской газонефтяной залежи Русского месторождения геохимически относительно молодые и образовались из органического вещества II типа кремнисто-глинистых НГМП, находящегося на ранних грациях катагенеза (ПК₃–МК₁). Наиболее вероятными нефтегазоматеринскими породами являются отложения баженовского горизонта, но молекулярный состав нефти также свидетельствует, что в формировании исследованной нефти принимали участие и обогащенные органическим веществом глинистые прослои меловых отложений, в которых отмечаются биомаркеры террагенного ОВ.

Во время неоген-четвертичных подвижек фундамента Западно-Сибирской плиты в районе Часельского мегавала произошло формирование блокового поднятия, разбитого многочисленными разломами, формировались тектонически экранированные ловушки и пути вертикальной миграции в них из НГМП.

В это же время была эродирована верхняя часть палеоген-неогеновых отложений. Изменились термобарические пластовые условия, изменился фазовый состав залежи. По всей вероятности, возникли ус-

ловия для проникновения инфильтрационных вод и вместе с ними бактерий, в частности, аэробных углеводородоокисляющих и некоторых анаэробных, с поверхности в пластовые законтурные воды залежи.

Результатом этих тектонических перестроек в неогеновый период стало изменение состава и свойств нефти в залежи, так как она подверглась биохимическому окислению. Сегодня мы наблюдаем нефть с довольно высокой плотностью, отсутствием в составе легкокипящих соединений бензиновой фракции и в составе алканов — алканов нормального и изопреноидного строения (типа Б₁ по классификации Ал.А. Петрова [1978]). Молекулярный состав нефти подтверждает биodeградацию умеренной степени, когда в нефти были уничтожены большинство алкановых УВ (н-алканы и изопреноиды) и моноциклические нафтенy. Умеренная степень биodeградации подтверждается наличием в нефти как геостеранов (C₂₇–C₂₉) и нефтяных го-панов (C₂₉–C₃₅), так и биостеранов и биогопанов. Концентрации холестанов (C₂₇), метилхолестанов (C₂₈) и этилхолестанов (C₂₉) близки.

Таким образом, проанализировав состав нефти покурской залежи Русского месторождения, можно заключить, что эта нефть геохимически относительно молодая, т.е. слабо измененная термokatалитическими факторами катагенетических процессов; источниками нефти предположительно являются верхнеюрские и меловые породы, обогащенные смешанным органическим веществом. Кроме того, нефть биodeградирована в залежи, что привело к почти полному уничтожению в ней н-алканов, изоалканов, алкильных радикалов регулярных стеранов и моноароматических стероидов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Бушнев Д.А. Основы геохимической интерпретации данных по составу и распределению индивидуальных органических соединений в нефтях и осадочных породах. Сыктывкар: Геопринт, 1999. 48 с.
- Виноградова Т.Л., Чахмахчев В.А., Агафонова З.Г. и др. Углеводородные и гетероатомные соединения — показатели термической зрелости органического вещества пород и нафтидов // Геология нефти и газа. 2001. № 6.
- Дядюк Н.П., Слепцов В.Т., Кислухин В.И. и др. Геология и обоснование нефтегазопроисхождения работ на 1976–1977 гг. в пределах северных нефтегазоносных областей Западно-Сибирской низменности // Геологический отчет ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1976. 211 с.
- Иванова М.М., Гутман И.С., Титунин Е.П. и др. Промыслово-геологические особенности Русского газонефтяного месторождения // Геология нефти и газа. 1989. № 8.
- Кузин И.Л. Основные этапы неотектонического развития Западно-Сибирской плиты и их роль в формировании нефтяных и газовых месторождений. Л.: Издательство СЗНИИ «Наследие», 1973.
- Кулахметов Н.Х. Особенности геологического строения и нефтегазоносность арктических районов Западно-Сибирской низменности, западной части Енисей-Хатангской впадины и акватории Карского моря, Геологический отчет ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1975. 533 с.
- Петров Ал.А. Углеводороды нефти. М.: Недра, 1984. 263 с.
- Рудкевич М.Я., Лобода В.Г., Задорожный П.П. Неотектонический этап в истории развития Западно-Сибирской плиты. [Текст] Новые данные по тектонике Западно-Сибирской низменности. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 50. Тюмень, 1972. С. 66–75.
- Слепцов В.Т. О дизъюнктивных нарушениях на Русском и Южно-Русском месторождениях. [Текст] Структурно-формационные и палеотектонические критерии нефтегазоносности. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 61. Тюмень, 1972. С. 19–123.
- Соболева Е. В. Условия залегания и возможный генезис безалкановых нефтей (на примере нефтей апт-сеноманского комплекса Западной Сибири): Дисс. ... канд. геол.-минер. н. М.: МГУ имени М.В. Ломоносова, 1979.
- Соболева Е.В. Химия горючих ископаемых. М.: Издательство МГУ, 2023. 312 с.
- Bailey N.J.L., Jobsen A.M., Rogers M.A. Bacterial degradation of crude oil: comparison of field and experimental data // Chemical Geology. 1973. Vol. 11. P. 203–221.
- Chosson P., Connan J., Dessort D., et al. In vitro biodegradation of steranes and terpanes: a clue to understanding geological situations // Biological Markers in Sediments and Petroleum, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1992. P. 320–349.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide. Vol. 1. Cambridge University Press, 2005.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide. Vol. 2. Cambridge University Press, 2006.

Wenger L.M., Davis C.L., Isaksen G.H. Multiple controls on petroleum biodegradation and impact on oil quality // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 2002. Vol. 5. P. 375–83.

Статья поступила в редакцию 10.12.2023,
одобрена после рецензирования 19.12.2023,
принята к публикации 13.05.2024