

Влияние геолого-геохимических условий формирования залежей на состав и свойства углеводородных флюидов (на примере Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения)

*Е.В. Соболева**, *М.А. Большакова*, *Т.Н. Корнева*, *И.М. Натитник*, *В.В. Мальцев*,
И.А. Санникова, *Р.С. Сауткин*

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

В статье приводится анализ изменения состава нефтей, конденсатов и газов Бованенковского месторождения (Ямал, Западная Сибирь) с целью восстановления воздействий геолого-геохимических процессов, приведших к формированию залежей и перестроению состава и свойств углеводородных флюидов в пластах этого месторождения. Показано, что геохимическая информация о составе и свойствах нефти, конденсата и газа позволяет «реконструировать» геологические этапы формирования залежей в их современном виде. Приведены данные по физико-химическим параметрам флюидов, групповому и молекулярному составу бензиновой и средней частей нефтей и конденсатов различных пластов. Продемонстрированы различия в составе углеводородов залежей разных пластов месторождения, взаимосвязь состава флюидов с нефтематеринскими породами и наложенными на уже сформированную залежь геологическими перестройками в районе Ямальской нефтегазоносной области. По составу и свойствам выделены три группы нефтей: остаточные, состав которых сформировался в результате миграции относительно низкомолекулярных компонентов, легкие нефти с высоким содержанием твердых парафинов и легкие малопарафинистые нефти и конденсаты. Показано, что различия в составе нефтей и конденсатов обусловлены как составом исходного для них органического вещества, так и миграционными процессами уже после формирования скоплений углеводородных флюидов.

Ключевые слова: состав нефти, состав конденсата, формирование залежей, алканы нефти, бензиновая фракция нефти, зрелость нефти, геолого-геохимические процессы, Ямал, Бованенковское месторождение

Для цитирования: Соболева Е.В., Большакова М.А., Корнева Т.Н., Натитник И.М., Мальцев В.В., Санникова И.А., Сауткин Р.С. (2019). Влияние геолого-геохимических условий формирования залежей на состав и свойства углеводородных флюидов (на примере Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения). *Георесурсы*, 21(2), с. 190-202. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.190-202>

Для формирования залежей углеводородных флюидов – нефти, природного газа, газоконденсата – в осадочно-породном бассейне должна накопиться мощная толща отложений, состав, строение и прогрессивный литогенез которой обеспечат генерацию и аккумуляцию жидких и газообразных углеводородных флюидов и консервацию залежей (Оленин, 1978, Баженова и др., 2012). Для процессов генерации (Г) необходимо формирование нефтегазоматеринских пород (НГМП), которые характеризуются достаточными концентрациями органического вещества (ОВ), его качеством – составом и степенью его зрелости – градации мезокатагенеза. Для аккумуляции и консервации углеводородных флюидов необходимо наличие в разрезе бассейна природных резервуаров – коллекторов, флюидоупоров и ловушек. Эти процессы, следуя термину В.Б. Оленина, называются **онтогенезом нефти и газа**. В каждом нефтегазоносном бассейне (НГБ) условия онтогенеза различны, поэтому они по-разному (в совокупности и по отдельности) влияют на количество, состав и свойства углеводородных флюидов в скоплениях. Это позволяет,

исследуя геолого-геохимическую ситуацию конкретного НГБ, прогнозировать его нефтегазоносность и, наоборот, изучая состав и свойства углеводородных флюидов «реконструировать» условия формирования скоплений нефти и/или газа.

В данной работе авторы на базе информации по составу и свойствам нефти и газа Бованенковского месторождения (Ямал) постарались продемонстрировать возможность восстановления событий геологической истории формирования скоплений углеводородных флюидов.

Изменение геолого-геохимических условий в НГМП, а также в залежи приводит к изменению свойств нефти и конденсата, что отражается на физико-химических параметрах (**плотность, вязкость, выход бензиновых и керосиновых фракций нефти, содержание смол, асфальтенов, твердых парафинов, серы**), а также на групповом углеводородном и молекулярном составе как бензиновых, так и средних фракций. Например, плотность нефти и ее изменчивость в скоплении в пределах одной структуры может дать исследователю понимание геологической истории существования этого скопления. Так, если свойства в пределах залежи отличаются значительно, то можно предположить, что внутри ловушки отсутствует гидродинамическая связь – это не единая залежь. На

* Ответственный автор: Елена Всеволодовна Соболева
E-mail: e.soboleva@oilmsu.ru

значения плотности влияют процессы миграции: при ухудшении качества покрышки – формирование разлома или зоны трещиноватости – в первую очередь мигрируют легкие компоненты, происходит относительное накопление смол и асфальтенов, что увеличивает плотность нефти.

Состав исходного для нефти ОВ отражается на составе нефти. О вкладе гумусового вещества в исходное ОВ НГМП, показывают высокие содержания в нефти алканов нормального строения (н-алканов) с числом атомов углерода больше 25, поскольку воски высших растений содержат н-алканы C_{25-33} с преобладанием нечетных гомологов и высокомолекулярные четные жирные кислоты (ЖК), из которых при декарбоксилировании образуются нечетные н-алканы. Повышенные концентрации в нефти $n-C_{15-19}$ характеризуют сапропелевый тип исходного ОВ, поскольку они образуются из липидов вещества водорослей, в котором преобладают ненасыщенные ЖК средней длины углеводного скелета.

Количественное соотношение стеранов (тетрациклических алкановых УВ) $C_{27}-C_{30}$ в нефти также зависит от типа исходного ОВ и биопродуцентов ОВ, которые живут в разных условиях в пределах водных бассейнов или на континенте: холестан $C_{27}H_{48}$ образуется из спирта холестерина, который содержится преимущественно в липоидах животных и зоопланктона; в стеран $C_{28}H_{50}$ нефти преобразуются брассикастерол и кампестерол живого вещества водорослей и динофлагеллат; ситостерол и стигмастерол из высшей растительности обогащают нефть стераном $C_{29}H_{52}$; наличие пропилхолестерола в некоторых видах морских водорослей приводит к повышению концентраций в нефти стерана $C_{30}H_{54}$. Пентациклические УВ гомологической серии гопанов C_{27-35} образуются из липоидов бактериальной биомассы.

Под воздействием повышающихся температур недр меняется пространственная конфигурация многих сложных молекулярных структур УВ биогенной и абиогенной природы в нефти, поэтому соотношение био- и геоэпимеров гопанов, стеранов, хейлантанов, олеанана позволяют судить о зрелости (термической преобразованности) ОВ и углеводородных флюидов. Для этих же целей используются диметилнафталиновый и метилфенантроновые индексы.

В геохимических лабораториях исследуют ОВ пород методом пиролиза, который экспериментально воспроизводит процессы генерации нефти и газа и может подтверждать или опровергать выводы геолого-геохимической интерпретации и биомаркерного анализа. По данным пиролиза судят о количестве органического углерода (%ТОС), генерационном потенциале, количестве углеводородных флюидов, которые могут образоваться в НГМП (ОП – индекс продуктивности), типе керогена (НИ – водородный индекс), степени зрелости (T_{max}), значение которой сравнимо с данными по отражательной способности витринита (ОСВ) в масле (R^o , %).

Рассмотрим кратко историю развития и нефтегазоносность севера Западной Сибири. Плитная стадия развития Западно-Сибирского осадочно-породного бассейна началась 200 млн лет назад и продолжается до настоящего времени. Пострифтовое тепловое угасание мантии обусловило устойчивое прогибание территории и, как следствие, накопление платформенных осадков и

формирование нефтегазоносных комплексов. По своим особенностям она подразделена на три этапа (Сурков и др., 1997).

Раннеплитный этап (T_2-T_3 , J_1-J_2) характеризовался интенсивным прогибанием плиты. Выступы фундамента переходили в погребённое состояние, и намечались зоны **конседиментационного складкообразования**. Скорости прогибания достигали 10-15 м/млн лет. В это время накапливались прибрежно-морские и озерно-аллювиальные песчано-глинистые субугленосные и мелководно-морские преимущественно глинистые отложения большехетской серии (J_1-J_2).

На следующем этапе (J_3-K , R_{g1-2}) происходили крупные морские трансгрессии и регрессии на фоне продолжающегося прогибания земной коры. Первая трансгрессия произошла в позднеюрское время (J_3). Накопление осадков происходило в условиях обширного морского бассейна, соответствовавшего практически современным границам плиты. В это время накапливались глинистые **осадки абалакской свиты**. В **вожском (титонском)** веке, на большей части территории, в относительно глубоководных морских условиях **формировались карбонатно-глинисто-кремнистые осадки баженовской свиты** с высоким содержанием сапропелевого ОВ ($C_{орг}$ до 20% и более). Скорость конседиментационного роста замкнутых поднятий в это время составляла 1-3 м/млн лет, скорость осадконакопления – 5 м/млн лет.

На рубеже юрского и мелового периодов (берриас-ранний готерив) происходило воздымание обрамления Западно-Сибирской плиты (**новокимерийская фаза складчатости**). На севере, в Карско-Ямальском районе, скорость осадконакопления достигала 60-80 м/млн лет при конседиментационном росте структур до 4 м/млн лет, что указывает на тектоническую активизацию в этой области. В районе Нурминского мегавала располагалась относительно глубоководная область шельфа, где шло накопление песчано-глинисто-кремнистых осадков ахской свиты.

Весь разрез Ямальской нефтегазоносной области (НГО), начиная от палеозойских пород и до сеномана включительно, газонасыщен. Здесь открыто 30 месторождений углеводородных флюидов – нефти, газа, газоконденсата, из них 11 газовых, 10 газоконденсатных и 9 газоконденсатнонефтяных и нефтегазоконденсатных. Небольшие нефтяные оторочки зафиксированы на Новопортовском, Арктическом, Нейтинском, Бованенковском, Малыгинском и Западно-Тамбейском месторождениях, хотя нефтепроявления отмечаются и на других месторождениях. Причем 6 из них по запасам газа относятся к уникальным (более 500 млрд m^3). Число нефтяных скоплений уменьшается с юга от Южно-Ямальского к Нурминскому мегавалу и далее на север.

В целом, этот регион характеризуется очень широким стратиграфическим и гипсометрическим диапазоном нефтегазоносности, (превышает 3500 метров и охватывает разрез от палеозойских, ниже-среднеюрских до сеномантуронских отложений, включительно). В мезозойско-кайнозойских отложениях севера Западной Сибири выделяются ниже-среднеюрский, верхнеюрский, неокосский, баррем-аптский и альб-сеноманский нефтегазоносные комплексы. Кроме того, большинство исследователей

выделяют прогнозируемые палеозойский и триасовый нефтегазоносные комплексы (НГК). НГК экранируются региональными глинистыми флюидоупорами: кимеридж-титонским, нижнеаптским, турон-сенонским.

В юрском разрезе севера Западно-Сибирского НГБ выделяется 6 свит континентального, преимущественно, аллювиально-дельтового, озерного и прибрежно-морского генезиса, в которых присутствуют глинистые пласты, содержащие ОВ как гумусового, так и гумусово-сапропелевого состава: левинская (J_{1pl}); китербютская (J_{1t}); лайдинская (J_{2a}); леонтьевская (J_{2bj}); абалакская (J_{2cl} - J_{3km}); баженовская (J_{3tt} - K_1b). Их можно рассматривать как НГМП. На юге Ямальской НГО они находятся на грациях MK_1 - MK_2 , т.е. в «нефтяном окне», на севере в главной зоне конденсатообразования (ГЗК) – грация MK_4 , еще севернее в главной зоне газообразования (ГЗГ) – MK_5 - AK_1 (рис. 1) (Кирюхина и др., 2011; Ступакова и др., 2011; Ульянов, 2011).

Приведем для примера основные характеристики материнских пород для *китербютской свиты* (J_{1t}) сложенной однородными аргиллитами, мощностью от 30 до 40 м, которые накопились в период самой крупной раннесреднеюрской трансгрессии (Гурари и др., 2005). Содержание $C_{орг}$ варьирует от 0,96 до 5,2%. По значениям

водородного индекса (НИ) ОВ относится к смешанному гумусово-сапропелевому типу (III-II; рис. 1). Значения генерационного потенциала пород варьируют от 0,85 до 1,5 мг УВ/г породы, что позволяет отнести их к хорошим НГМП. Катагенетическая зрелость отложений по значениям T_{max} (459-468°C) соответствует грациям MK_{3-4} (Ульянов, 2011). По анализу значений основных пиролитических параметров, на настоящий момент отложения *левинской свиты* (J_{1pl}) могут быть отнесены к газопроизводящим (рис. 1).

В разрезе *верхнеюрских* отложений выделяются НГМП в составе *абалакской свиты* ($C_{орг}$ 0,35-1,21%, T_{max} = 434-442°C (MK_1), увеличиваясь к Харасавейскому месторождению T_{max} = 457-469°C (MK_{3-4}), что является отражением погружения отложений в северо-северо-западном направлении, и *баженовской свиты*, которая представлена черными, битуминозными аргиллитами и алевролитами с прослоями песчаников. Баженовские отложения на Ямале характеризуются менее богатым нефтегенерационным потенциалом. Содержание $C_{орг}$ в аргиллитах в среднем составляет 2% и увеличивается от Нейтинского месторождения (0,8%) в северо-западном направлении к Харасавейскому (4,8%) и в юго-восточном – к Новопортовскому (2,6%).

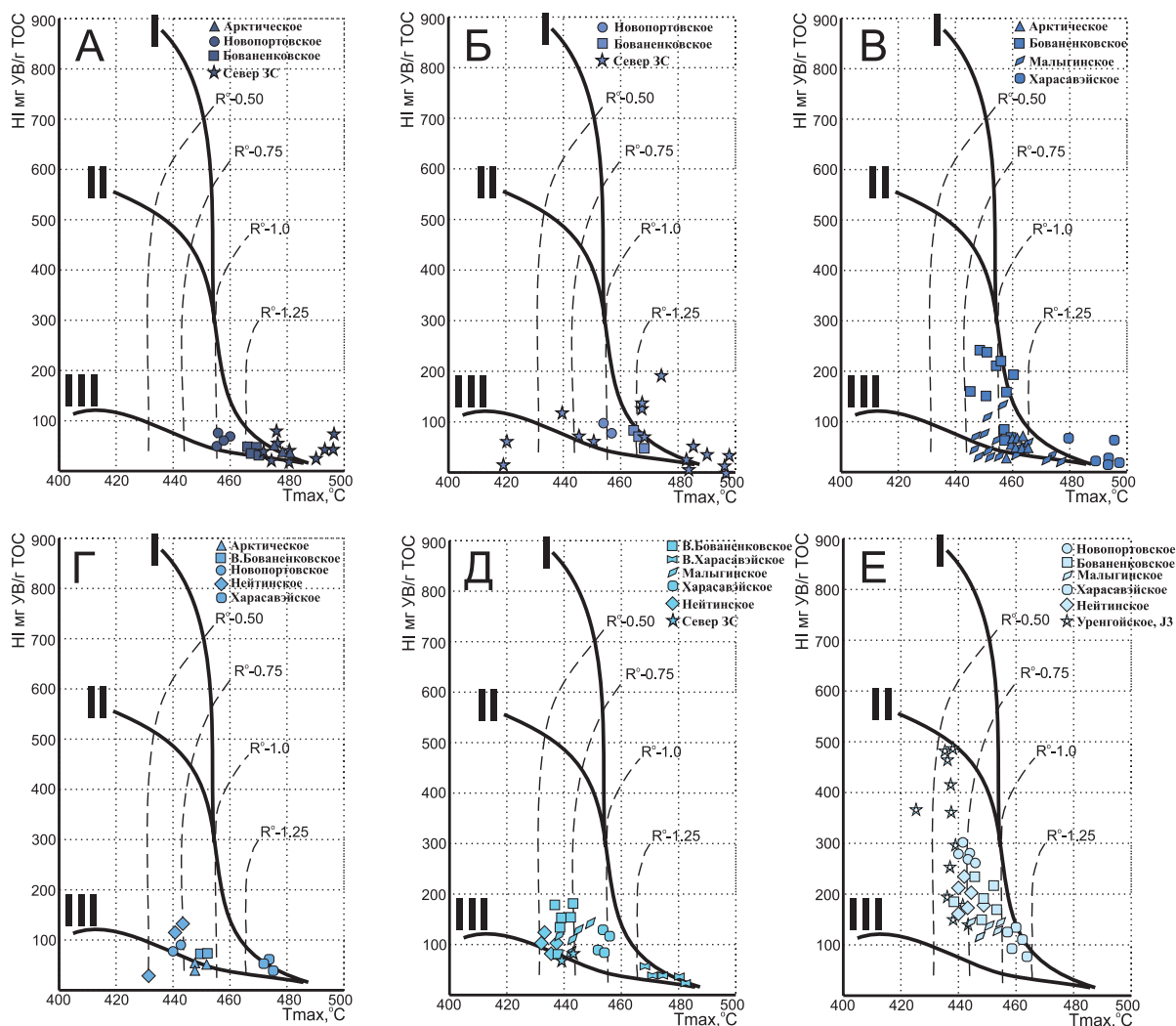


Рис. 1. Типы органического вещества и степень его преобразования (по T_{max}) для юрских отложений Ямальской нефтегазоносной области: а) левинская (J_{1pl}) свита; б) китербютская (J_{1t}) свита; в) лайдинская (J_{2a}) свита; г) леонтьевская (J_{2bj}) свита; д) абалакская (J_{2cl} - J_{3km}) свита; е) баженовская (J_{3tt} - K_1b) свита

Региональной покрывкой служит келловей-верхнеюрская толща, представленная глинистыми отложениями морского генезиса относительно слабо изменчивыми по латерали и вертикали в пределах полуострова Ямал.

Бованенковское месторождение приурочено к Бованенковскому локальному поднятию (ЛП) в центральной части Бованенковского вала, который в свою очередь осложняет Нурминский мегавал и располагается над Ямальской северо-западной ветвью Уренгой-Колтогорского рифта. Поднятие осложнено двумя куполами – северным и южным, которые выделяются по юрско-меловым горизонтам, а вверх по разрезу северный купол выполаживается. Северный купол (район скв.129) трансформирован крупным разрывным нарушением амплитудой около 200 метров, которое зафиксировано по юрским горизонтам и нижней части нижнемеловых отложений, и затухает вверх по разрезу (рис. 2). Возможно, в нижнемеловых породах над разрывом в это время сформировалась зона трещиноватости.

Тектонические движения в пределах всего Нурминского мегавала оказали неоднозначное влияние на формирование залежей и состав углеводородных флюидов в них. С одной стороны, они выступали в качестве фактора, способствующего формированию скоплений нефти и газа – служили путями миграции, с другой стороны, такие процессы, как инверсионное развитие структур в позднекайнозойское время, трансформация замкнутых поднятий в структурные носы, активизация разрывных нарушений и образование зон трещиноватости, рассматриваются как возможная причина переформирования и частичного разрушения залежей.

Так, разлом, разделяющий северный и южный купола Бованенковского ЛП, во время формирования залежей мог быть проводящим, по которому шла миграция флюидов с севера, северо-запада на юг по восстанию пластов. А позднее он мог играть роль экрана в тектонически экранированных ловушках в юрских породах.

Коллекторские свойства пород в пределах юрских проницаемых пластов почти повсеместно изменяются по площади и по разрезу, поэтому в пределах залежи часто наблюдаются значительные вариации фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород, свойств нефтей и газоконденсатов, поскольку, вероятно, мы имеем дело с разобщенными участками продуктивного пласта.

Для юрских залежей характерны аномально высокие пластовые давления (АВПД), что свидетельствует о поступлении в залежи газовых и легких жидких УВ, образующихся в ГЗГ в геологическом прошлом и в настоящее время, а также о хороших экранирующих свойствах флюидоупоров.

На Бованенковском месторождении открыто 10 залежей в пластах Ю₂, Ю₃, Ю₆, Ю₇, Ю₁₀, Ю₁₂. Строение юрских залежей весьма сложное – с тектоническими экранами и многочисленными литологическими и эпигенетическими экранами внутри полей газоносности.

Коллекторы ниже-среднеюрского НГК характеризуются открытой пористостью от 7 до 16%, редко до 20%, проницаемостью – 0,1-0,3 Д.

Для изучения особенностей состава нефтяных флюидов был использован следующий фактический материал: физико-химические параметры нефти и конденсата, индивидуальный и групповой состав бензиновой фракции (C₅-C₈), индивидуальный состав алканов (C₁₂-C₃₂), подсчитаны коэффициенты.

Юрские залежи. По юрским залежам (пласты Ю) данные о физико-химических параметрах нефти имеются для пластов Ю₁₀³ и Ю₇. Эти нефти отличаются высокой температурой начала кипения (НК), низким содержанием бензинов, высокой молекулярной массой (331 и 250), самыми высокими для месторождения содержаниями твердых парафинов (25,62 и 16,12%), смол (5,71 и 4,13%) и асфальтенов (1,03 и 0,55%). Скважины, из которых отобраны пробы нефти, находятся в зоне разлома между северным и южным куполом Бованенковского

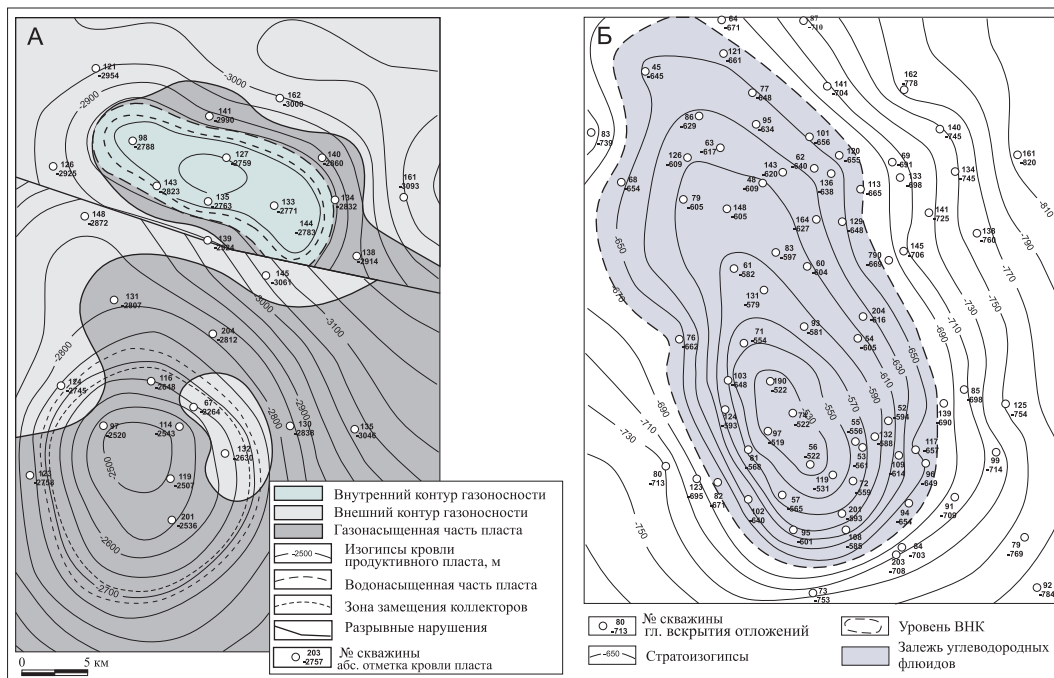


Рис. 2. Структурные карты по кровле: а) пласта Ю₃; б) пласта ПК, Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения (по Скоробогатову и др., 2003)

поднятия. Скорее всего, физико-химические свойства нефтей (их большая плотность) связаны с миграцией легких фракций из залежи по разлому при переформировании залежи, при этом шло относительное накопление тяжелых компонентов. Повышенные концентрации твердых парафинов могут свидетельствовать о сапропелево-гумусовом и/или гумусово-сапропелевом типе исходного ОБ НГМП, что не противоречит тому факту, что нижнесреднеюрские отложения, которые, вероятнее всего, и являются НГМ, накапливались в прибрежно-морской и континентальной обстановках. Парафины могли также дополнительно поступать из ОБ вмещающих пород (экстракция газом и легкими жидкими УВ) при высоких пластовых температурах (современная температура 98-112°C, палеотемпература 140-170°C) и мигрировать в нефть уже сформировавшейся залежи.

В групповом углеводородном составе бензинов (НК – 130°C) юрских залежей содержание метановых и нефтяных УВ почти одинаковое: алканов от 42,8 до 46,2%, нефтяных – от 32,3 до 49,5 %. Отличительной чертой является высокое содержание аренов, особенно в пластах Ю₁₀³ (14,72%) и Ю₇ (14,9%), в остальных пластах их содержание изменяется от 7,57 до 10,67%, что тоже является довольно высоким (рис. 3). Повышенное содержание аренов характерно для «первичных» газоконденсатов, которые образуются из керогена в главной зоне конденсатообразования (ГЗК – Ro, % = 1,17-1,55, градация МК₄). Можно предположить подток таких флюидов в юрские залежи.

Анализ изменения значений коэффициентов, основанных на соотношении УВ разных классов в бензиновой фракции юрских нефтей, в разрезе Бованенковского месторождения целесообразно провести в пределах северного и южного куполов отдельно, поскольку одноименные пласты на них залегают на разных глубинах – в пределах северного купола глубже. Воздымание южного купола

Бованенковской структуры при тектонической активизации могло способствовать миграции УВ с севера на юг. Анализируя изменение соотношений концентраций различных УВ (C₅-C₁₀) в разрезе месторождения, нельзя дать однозначной интерпретации, однако вполне определенно намечаются некоторые общие тенденции – увеличение значений различных коэффициентов «зрелости», основанных на соотношении УВ бензиновых фракций (коэффициенты Томпсона, «метаморфизма» Шиманского, соотношение суммы ксилолов и этилбензола, суммы n-алканов к сумме изоалканов и т.п.) вниз по разрезу (рис. 4). Сравнивая коэффициенты зрелости в пределах северного купола, видно, что в верхних юрских пластах (Ю₂) самые высокие значения, что могло быть следствием миграции легких УВ снизу вверх и подтоком из более глубоких горизонтов катагенетически преобразованных флюидов.

Состав средней части нефтей различен. В пределах южного купола поднятия полнокомпонентных по составу алкановых УВ C₁₂-C₃₂ нефтей больше, чем северного. По типу кривых распределения как нормальных алканов, так и изопреноидов C₁₂-C₃₂, можно выделить три группы нефтяных флюидов юрских залежей (рис. 5). Нефти первой группы характеризуются максимальным содержанием C₁₂. Снижение концентраций n-алканов сначала происходит резко, примерно до C₁₈, а далее плавно к C₃₀. Концентрации изопреноидов C₁₈₋₂₀, среди которых преобладает пристан, сравнимы с концентрациями изопреноидов C₁₄₋₁₆, которые находятся почти в равных количествах. Подобная картина также характерна для конденсатов. Следующие две группы отличаются от первой, но несколько похожи между собой по конфигурации кривой распределения n-алканов. Так, обособляются в отдельную группу нефти пласта Ю₁₀³, отобранные в зоне разлома (скв. 129) (рис. 6). Максимум распределения здесь приходится на область C₂₀-C₃₀. Легких n-алканов незначительное количество,

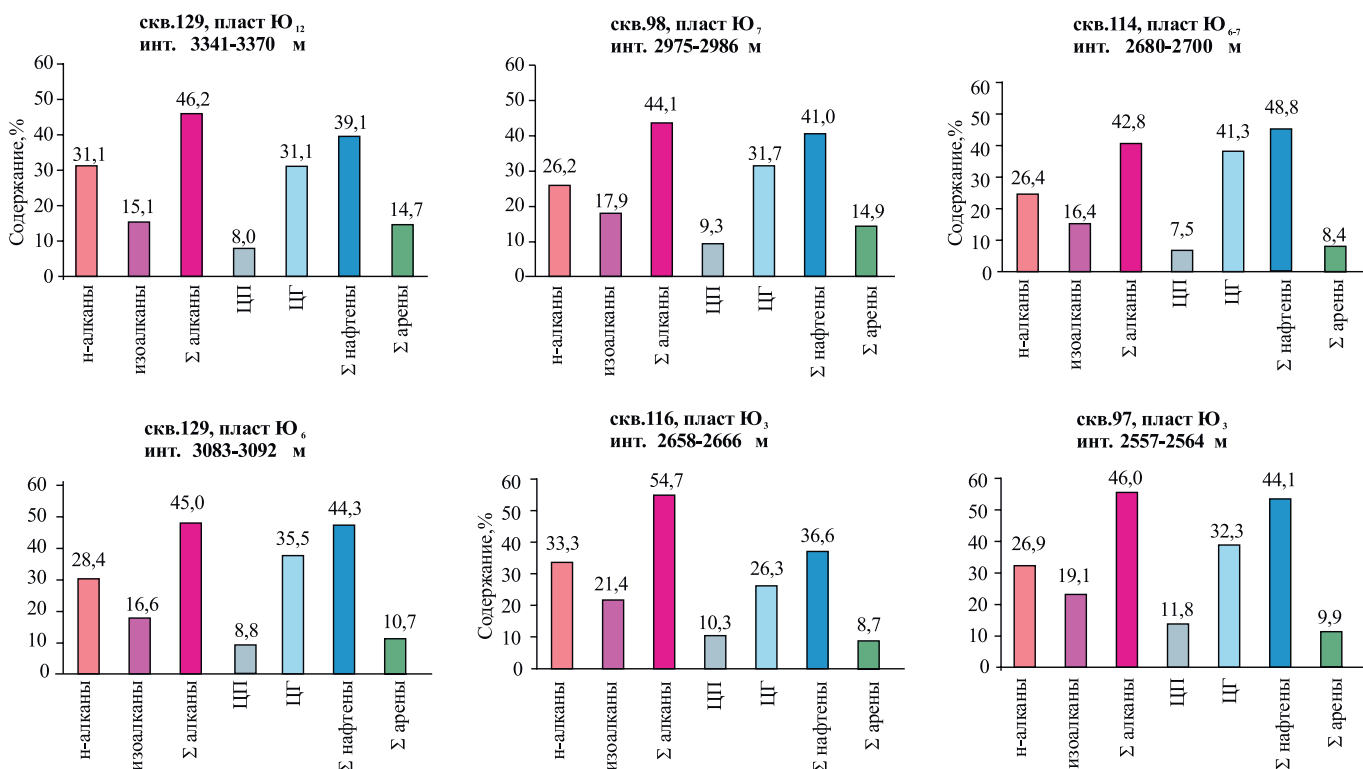


Рис. 3. Групповой состав бензиновых фракций (НК-130°C) нефтей залежей пластов Ю₁₂-Ю₃ Бованенковского месторождения

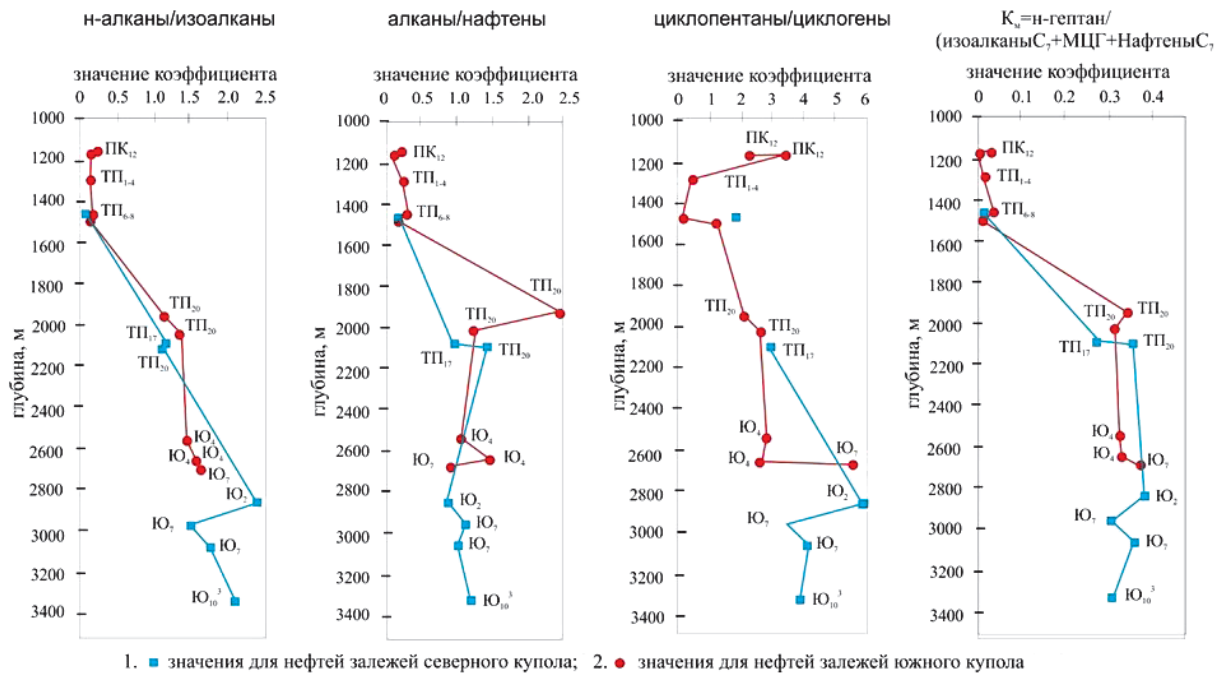


Рис. 4. Изменение геохимических коэффициентов, основанных на УВ бензиновой фракции нефтей Бованенковского месторождения

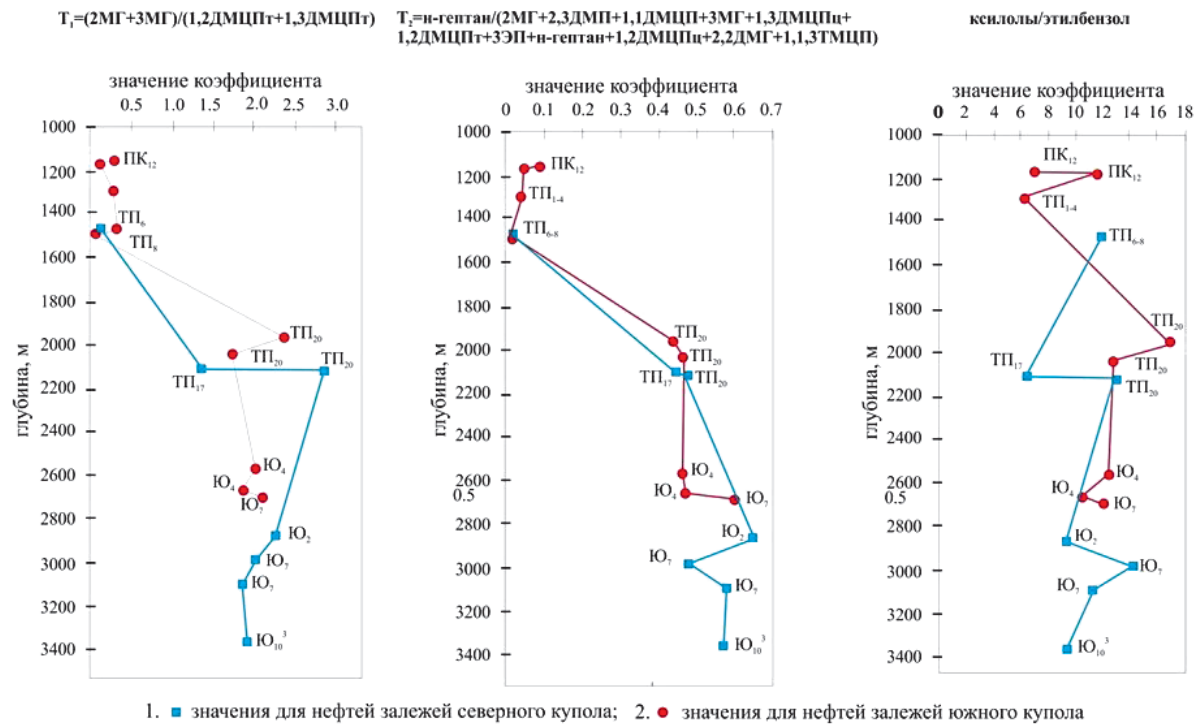


Рис. 5. Изменение геохимических индикаторов катагенетической зрелости, основанных на УВ бензиновой фракции нефтей Бованенковского месторождения

концентрация изопреноидов также мала. Следует отметить, что две пробы из скв. 129, отобранные из разных интервалов перфорации пласта по распределению алканов отличаются между собой. Ранее уже акцентировалось внимание на аномальные флюиды по физико-химическим параметрам и по составу легких УВ, здесь аналогичная картина – одна залежь и разные нефти. Скорее всего, здесь разобщенные участки с «остаточными» нефтями, из которых легкие фракции мигрировали по зоне разлома в период тектонической активизации.

Остальные нефти пластов Ю₆₋₈ выделяются в третью группу, где максимум приходится примерно на C₁₆-C₂₄,

изопреноиды находятся в сопоставимых концентрациях, с незначительным преобладанием C₁₄₋₁₆, среди изопреноидов C₁₈₋₂₀ больше концентрация пристана (рис. 6). В нефтях второй и третьей группы, называемые «полнокомпонентными», есть нормальные алканы до C₃₂, а в некоторых и выше.

Нижнемеловые залежи. Нефти из нижнемеловых скоплений (пласты БЯ₂, БЯ₁, ТП₁₈, ТП₁₇¹) охарактеризованы полнее, чем юрские. Большинство нефтей залежей пластов БЯ имеют среднюю плотность (0,830-0,844), высокую температуру НК (102-154°C), характеризуются низким выходом легких фракций (5,2-17%), керосиновых (40-51%),

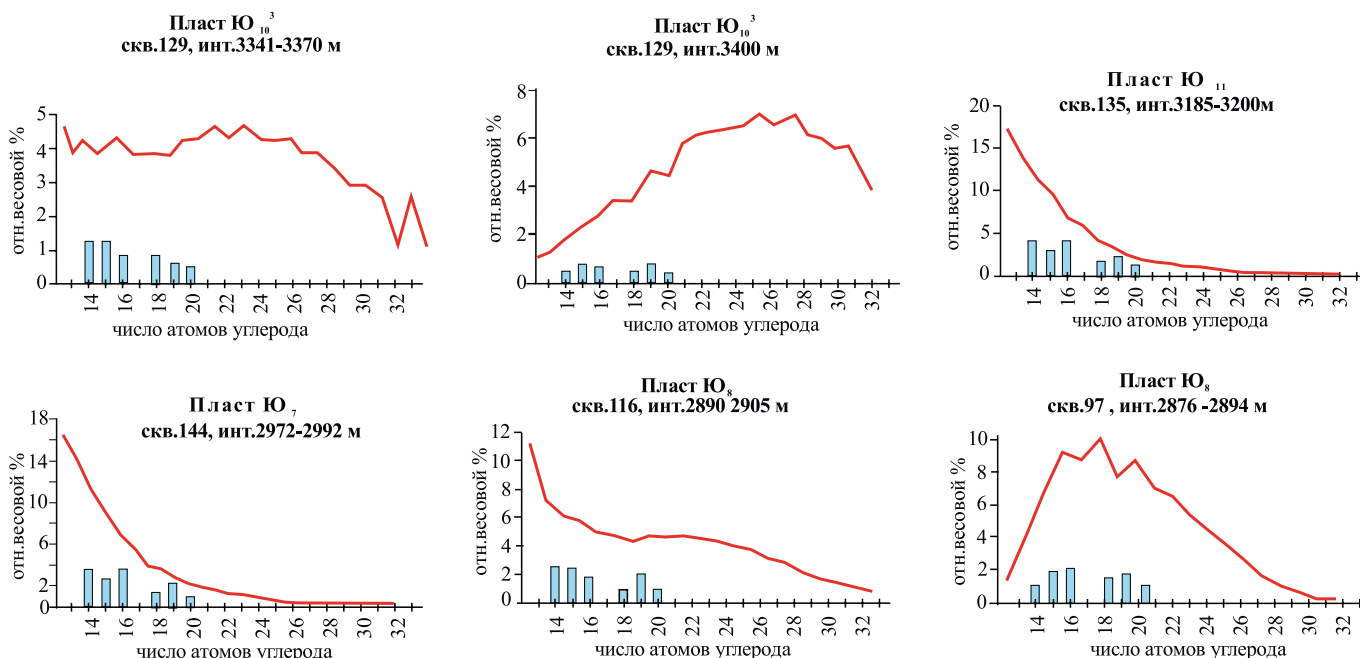


Рис. 6. Распределение алкановых углеводородов $C_{12}-C_{32}$ в составе нефтей пластов Ю₁₁-Ю₈ Бованковского месторождения

незначительным содержанием смол (1,04-1,66%) и асфальтенов (0,13-0,21%), почти все нефти парафинистые (6,96-8,88%). Однако в некоторых пробах их содержание не превышает 5%. Можно отметить, что нефти нижнемеловых залежей отличаются от юрских незначительным содержанием смол и асфальтенов, но похожи по высокому содержанию твердых парафинов (чуть ниже, чем в юрских), высокой температуре НК и низкому выходу бензинов. В залежах пластов БЯ₁ и БЯ₂ отмечаются нефти, похожие по физико-химическим параметрам на нефти юрских залежей, а поскольку мы называем некоторые нефти юрских залежей «остаточными», то вероятно, эти нефти неокомских залежей имеют единый генезис и близкие условия формирования и переформирования состава.

Из пласта БЯ₁ изучена проба конденсата с глубины 2116-2122 м (сква. 86), его плотность и молекулярная масса довольно высокие для конденсата – 0,774 г/см³ и 212 соответственно, температура НК – 88°C, выход легких фракций – 70%, содержание твердых парафинов, смол и асфальтенов незначительное.

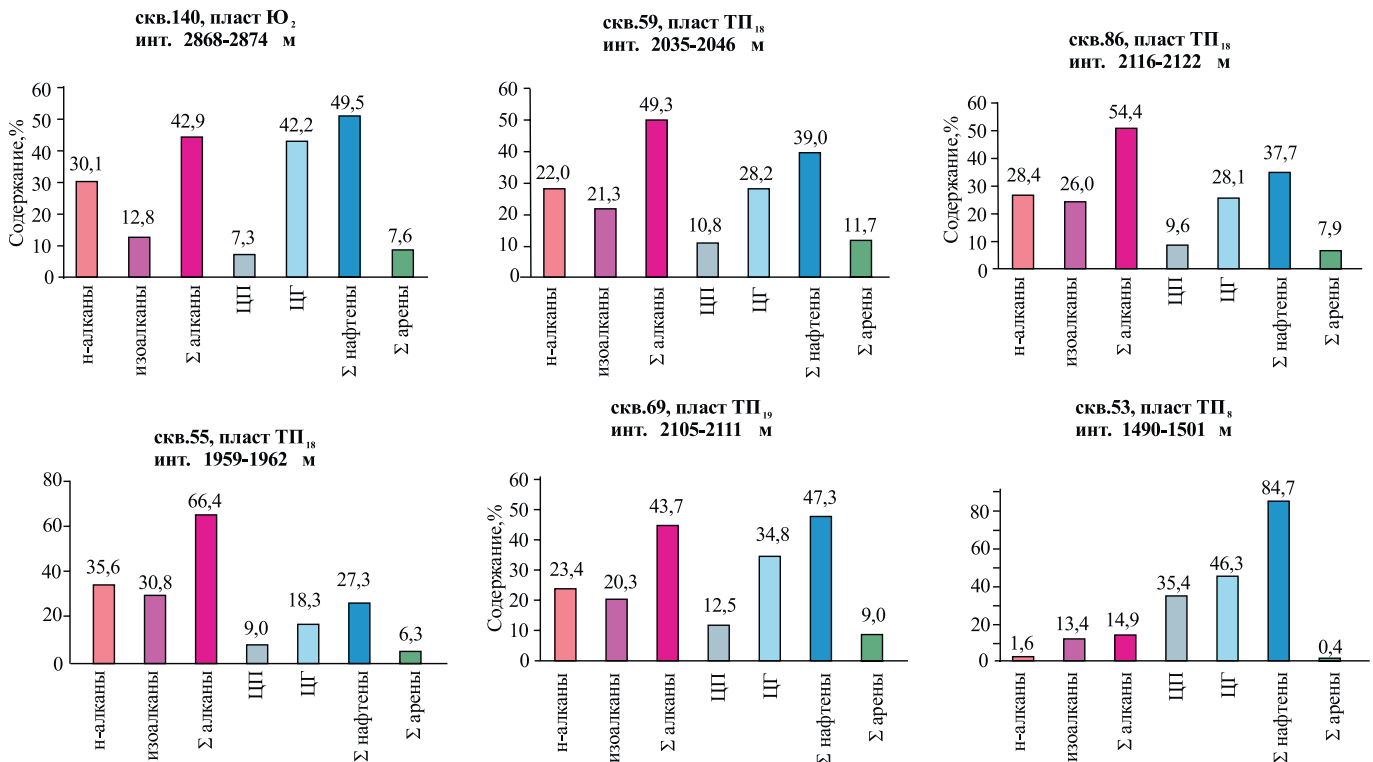
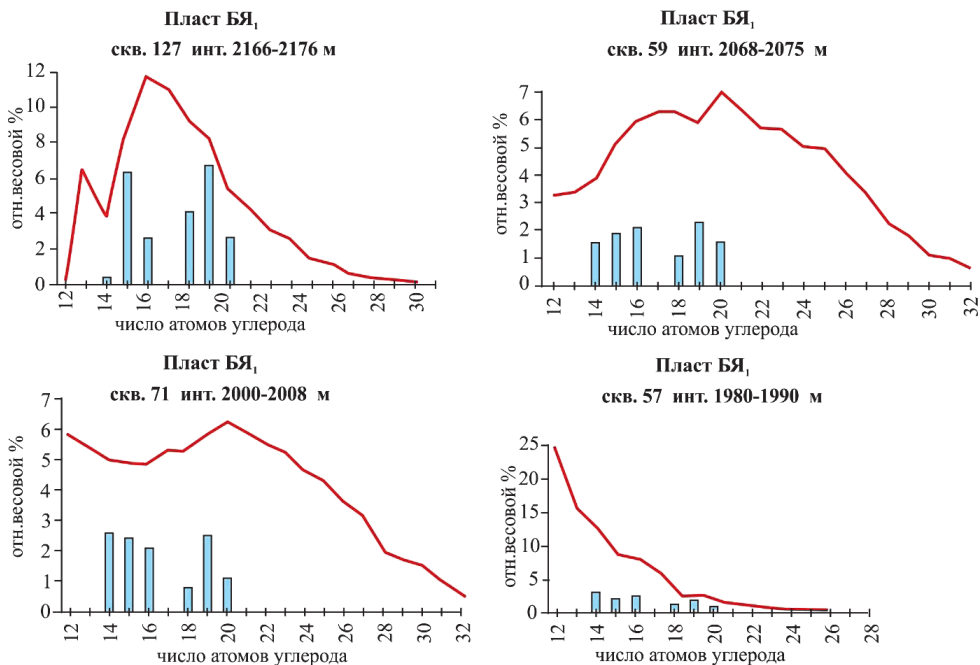
В нижнемеловых залежах наблюдается смешение типов нефтей (рис. 7). Бензины нефтей пласта ТП₂₀ нафтеново-метановые (алканов 49,3-66,4%), но нефть из пласта ТП₁₇ похожа на юрские нефти: алканов – 43,7, нафтенов – 47,3%. Все нефти характеризуются повышенным содержанием аренов – от 6,20 до 11,7%. По многим коэффициентам выделяются флюиды пласта ТП₂₀, имеющие самые высокие значения коэффициентов зрелости (рис. 4). Возможно, миграция легких УВ доходит из нижележащих горизонтов до залежей этого пласта. На южном куполе значения коэффициентов «зрелости» более постоянны по всему юрскому разрезу, включая нефти пласта ТП₂₀. Возможно, в залежь пласта ТП₂₀ происходил подток алкановых УВ из более глубоких горизонтов, а может быть вмещающие глинистые толщи генерировали их. Можно предположить, что в настоящее время дизъюнктивное нарушение является экранирующим, и миграции легких УВ в эту часть структуры не происходит.

Таким образом, по физико-химическим параметрам мы действительно можем разделить все нефтяные флюиды на три группы: 1. юрские и часть проб из пластов БЯ₁, БЯ₂, ТП₁₇; 2. основная часть нижнемеловых; 3. верхнемеловые.

Нефтяные флюиды нижнемеловых залежей (пласты БЯ₁-ТП₁₇) по виду кривой распределения n-алканов разбиваются на две группы. К первой группе относятся типичные легкие нефти, возможно конденсаты (рис. 8). В них содержатся n-алканы до C₂₀₋₂₁, концентрации изопреноидов низкие, среди которых преобладают C₁₄₋₁₆ (сква. 116, 105, 57, 86 пласт БЯ₁, сква.55 пласт ТП₁₆), хотя очень часто в конденсатах севера Западной Сибири отмечаются высокие концентрации пристана. Нефти второй группы в основном из пласта БЯ₁ очень похожи на первую группу юрских нефтей и по виду кривой, и по максимуму распределения n-алканов (рис. 8). Среди них выделяется одна нефть необычная по распределению алканов: с максимумом на n-C₁₆ и высокими, по сравнению с ранее рассмотренными нефтями, концентрациями изопреноидов. Аномальность этой пробы может свидетельствовать о локализации этого участка залежи.

Среди флюидов нижнемеловых залежей обособляется конденсат пласта ТП₁₃₋₁₄, который очень похож на верхнемеловые конденсаты из пласта ПК₁₂ (рис. 10). Эти флюиды отличаются от других конденсатов высоким содержанием изоалканов, преобладанием их над n-алканами с близкими сорбционными свойствами (элюируются на хроматограммах в одной области) и скорее всего, это нафтеновые конденсаты.

Верхнемеловые залежи. В отложениях верхнего мела присутствуют залежи конденсатов, нефтяных оторочек и нефтепроявлений не отмечено. В нашем распоряжении имеется характеристика конденсата из пласта ТП₇₋₈. Он имеет следующие физико-химические характеристики: плотность – 0,807, высокая температура НК – 123°C, выход легких фракций – 71%, молекулярная масса низкая – 128, твердых парафинов практически нет (0,02%).

Рис. 7. Групповой состав бензиновых фракций (НК-130°C) нефтей залежей пластов Ю₂-ТП₈ Бованенковского месторожденияРис. 8. Распределение алкановых углеводородов C₁₂-C₃₂ в составе нефтей пластов БЯ₁ Бованенковского месторождения

Конденсаты верхней части разреза (ТП₁₋₈, ПК₁₂) довольно похожи между собой. Они метаново-нафтеновые – содержание нафтенов от 76,9 до 84,7% – с более низким, чем в нефтях юрских пластов и пластов ТП₂₀₋₁₇ содержанием алканов (11,6-22,9%) и среди них изоалканов (1,2-3,5%), и аренов (от 0,1 до 4,7 %) (рис. 9).

Флюиды залежей пластов ТП₁₋₈-ПК₁₂ как на южном, так и на северном куполе, отличаются по этим показателям от нижележащих и имеют низкую катагенетическую зрелость. Это можно объяснить хорошими экранирующими свойствами флюидоупоров над залежами пластов Ю₁₀³, Ю₂-ТП₁₇₋₂₀, что препятствует подтоку УВ из нижних горизонтов, а также разными по составу ОВ НГМП, нахо-

дящимися в зоне менее катагенетически преобразованных пород.

Тип исходного для нефтей ОВ, определенный по соотношению i-C₁₉/n-C₁₇, i-C₂₀/n-C₁₈ (график Кенона-Кессоу) показывает, что для нефтей и конденсатов юрских и большей части нижнемеловых залежей (до ТП₁₃₋₁₄), смешанный гумусово-сапропелевый, ОВ накапливалось в умеренно восстановительных условиях, а конденсаты пластов ПК₁₂ и ТП₁₃₋₁₄ образовались из ОВ с преобладанием гумусовой составляющей. Этот график показывает, что степень катагенетической зрелости нефтей последней группы ниже, чем нефтей и конденсатов юрских и большей части нижнемеловых залежей (рис. 10).

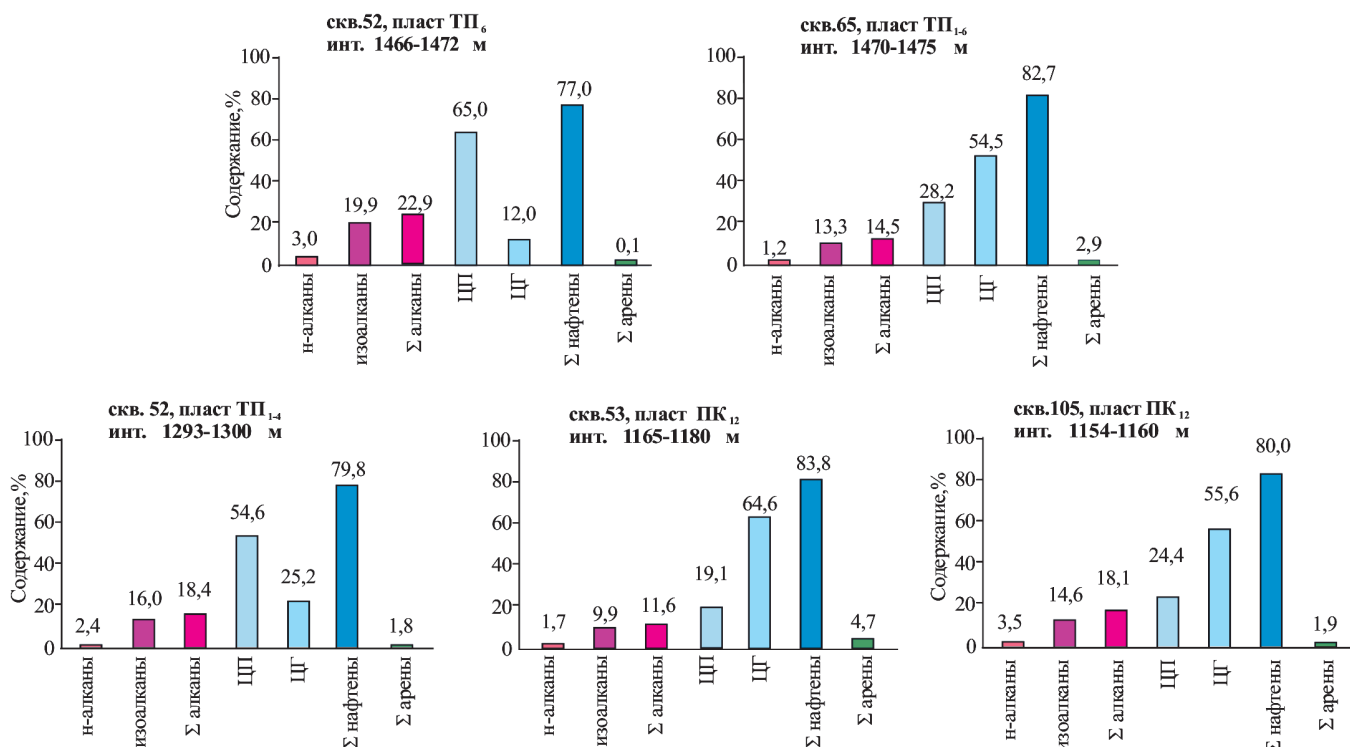


Рис. 9. Групповой состав бензиновых фракций (НК-130°С) нефтей Бованенковского месторождения (пласты группы ТП₆-ПК₁₂)

Соотношение стеранов C₂₇, C₂₈, C₂₉ для юрских нефтей (пласт Ю₇) и нефтей залежи пласта БЯ₁ близко. Это соотношение позволяет определить по треугольной диаграмме, что исходное ОВ для этих углеводородных флюидов накапливалось в морской обстановке, это не противоречит выводам по графику Кеннона-Кэссоу (рис. 11, 12).

Таким образом, по распределению алкановых УВ C₁₂-C₃₂ выделяются три группы нефтяных флюидов. К **первой** относятся «полнокомпонентные» нефти юрских и большей части нижнемеловых залежей, главным образом пласта БЯ, ко **второй** – легкие конденсатоподобные нефти и газоконденсаты нижнемеловых залежей, кроме флюидов пласта ТП₁₃₋₁₄, и к **третьей** группе – конденсаты пластов ПК₁₂ и ТП₁₃₋₁₄. Следует еще раз подчеркнуть, что «полнокомпонентных» нефтей больше в пределах

южного купола. Анализируя изменение коэффициентов, основанных на соотношении н-алканов и изопреноидов C₁₂-C₃₂, с глубиной, можно выделить некоторые тенденции (рис. 13). Генетические коэффициенты, такие как i-C₁₉/н-C₁₇, i-C₂₀/н-C₁₈, i-C₁₉/i-C₂₀, практически не изменяются снизу вверх от Ю₁₀ до ТП₁₆, как на северном, так и на южном куполе. В коэффициентах «зрелости» происходят изменения подобные тем, которые обсуждались ранее для УВ бензиновых фракций, особенно четко это видно в пределах залежей северного купола.

Обобщая выводы по физико-химическим параметрам и молекулярному составу нефтей и конденсатов можно выделить три типа нефтей.

Первый тип назовем «остаточными» нефтями. Для них характерно полное отсутствие или малое содержание

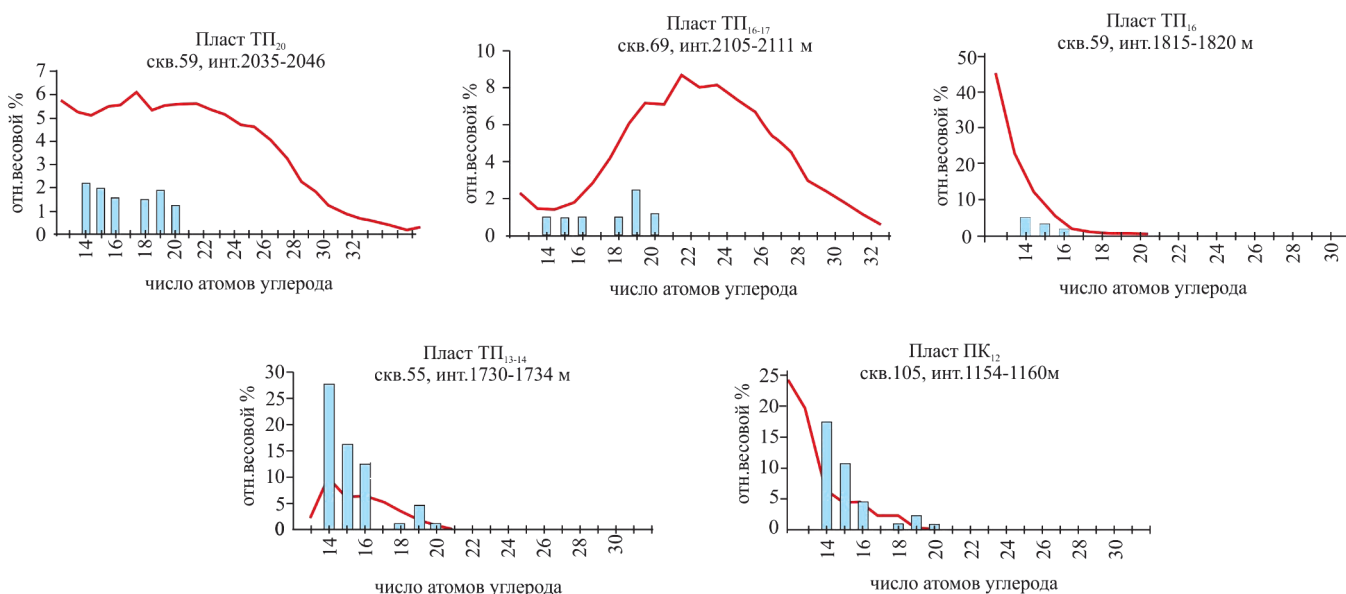


Рис. 10. Распределение алкановых углеводородов C₁₂-C₃₂ в составе нефтей пластов ТП₂₀-ПК₁₂ Бованенковского месторождения

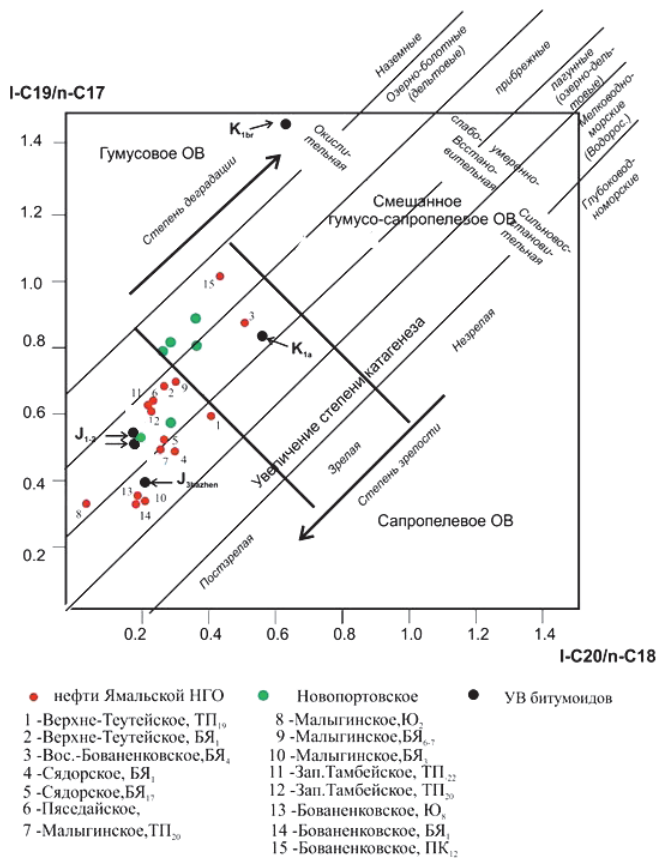


Рис. 11. Типы исходного органического вещества, условия накопления исходного ОВ и степень «зрелости» для нефтей и конденсатов Севера Западной Сибири (график Кеннона-Кэссу)

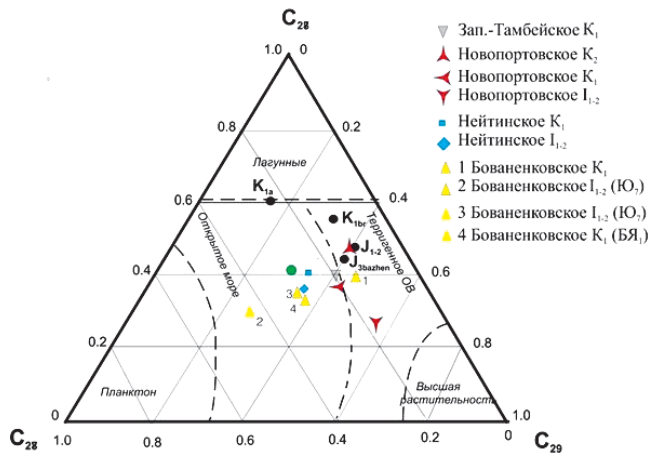


Рис. 12. Распределение стеранов C₂₇-C₂₉ в составе нефтей пластов Ю₁₁-Ю₈ Бованенковского месторождения и других месторождений

легких фракций, высокая концентрация твердых парафинов, относительно повышенное, по сравнению с вышележащими нефтями, содержание смол и асфальтенов. Содержание метановых и нафтеновых УВ в бензиновых фракциях в них почти одинаковое, а ароматических УВ относительно повышенное. Нефти «полнокомпонентные» по содержанию C₁₂₋₃₂ как нормальных, так и изопреноидных алканов.

Второй тип включает легкие нефти и нефти средней плотности, содержащие высокие концентрации твердых парафинов, а концентрации смол и асфальтенов незначительные, групповой углеводородный состав бензиновых

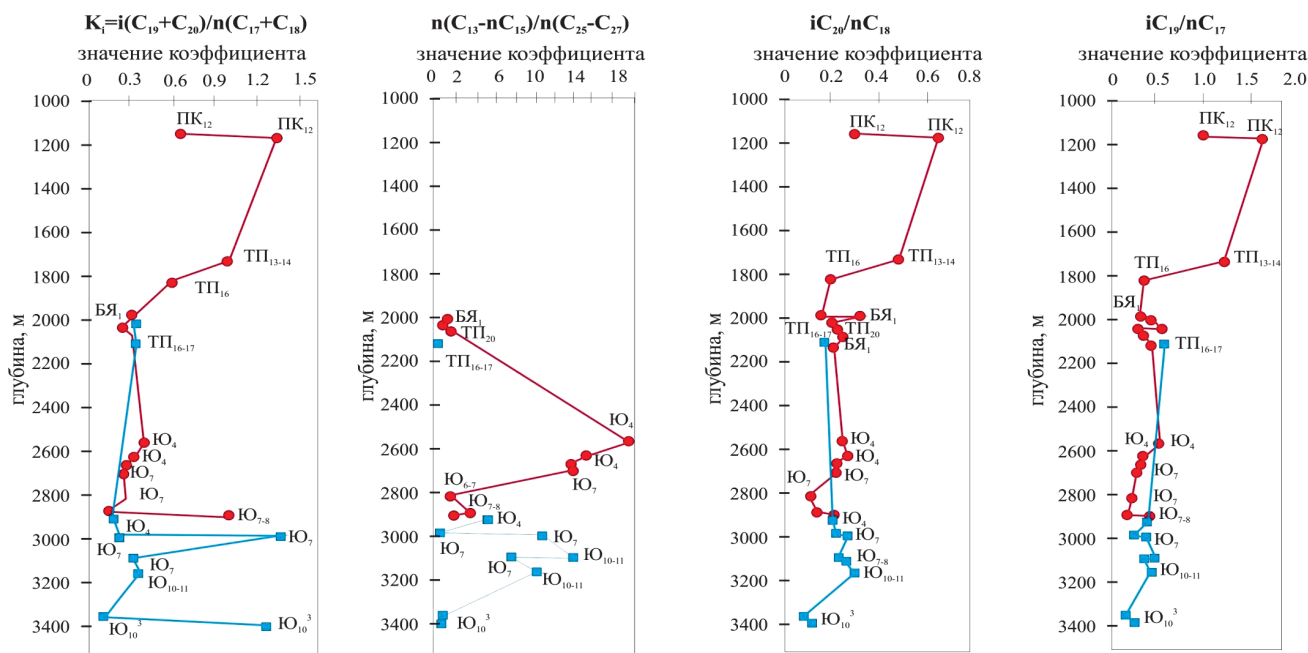
фракций очень близок к составу нефтей первого типа также с повышенным содержанием аренов, по содержанию алканов средних фракций они «полнокомпонентные».

Третий тип объединяет легкие конденсатоподобные нефти и конденсаты, почти не содержащие смол, асфальтенов и твердых парафинов. По молекулярному составу среди них обособляются флюиды с алкановым основанием бензинов и преобладанием n-алканов над изопреноидами в средних фракциях (в нижних частях разреза), и с нафтеновым основанием бензинов и относительно низким содержанием в них аренов с преобладанием изопреноидов над n-алканами в средних фракциях (верхние залежи пластов ТП и ПК).

Подводя итог всему вышеизложенному, НГМ породами для нефтей и конденсатов юрских и большей части нижнемеловых залежей являлись глинистые разности ниже-среднеюрских отложений (возрастные аналоги тюменской свиты), которые на Ямале накапливались в более глубоководных морских условиях, чем в более южных районах. В настоящее время большая часть этих отложений находится в ГЗГ и составляет в современные залежи газовые и легкие жидкие УВ. Для нефтей и конденсатов нижней части нижнемеловых отложений (до ТП₁₇₋₂₀) дополнительным, а может быть и основным источником являлись глинистые разности морских верхнеюрских отложений, возрастных аналогов баженовской и васюганской свит.

По геохимическим коэффициентам, которые указывают на степень катагенетической преобразованности ОВ НГМП, наблюдается тенденция к увеличению степени «зрелости» вниз по разрезу. Однако есть некоторые исключения, которые мы связываем с миграционными процессами. Поскольку разрез газонасыщен, а генерирующие толщи находятся в ГЗГ, то современная газогенерация и генерация легких жидких УВ, скорее всего, продолжается и в настоящее время. Генерируемые легкие УВ поступают в залежи и их подток отражается на свойствах и составе нефтяных флюидов в нефтегазонасыщенном разрезе месторождения.

Исходя из анализа состава нефтей и конденсатов, нам представляется следующая картина формирования залежей Бованенковского месторождения. Как мы уже упоминали, НГМП для нефтей юрских залежей (пласты Ю) являлись глинистые разности ниже-среднеюрских морских отложений, когда они находились в очаге нефтегенерации. Микронепть мигрировала по восстанию пластов с севера и северо-запада на юг. В пределах Бованенковского локального поднятия уже существовали конседиментационные ловушки, где эти флюиды аккумулировались. После накопления нижней части ахской свиты произошли тектонические подвижки – образовался разлом, в котором сформировалась зона трещиноватости, а северный блок опустился. По этой зоне началась миграция легких фракций в более приподнятый южный купол. В пределах северного купола скопления нефти остались только в локальных зонах, которые не имели связи с основной залежью, где и отмечаются нефтепроявления в пласте Ю₇ с остаточной нефтью. Нефти в зоне разлома также характеризуются как остаточные. Формирование состава нефтей юрских залежей и нефтей пластов БЯ с низким содержанием легких фракций в пределах южного купола также происходило в это время. Одновременно



1. ■ значения для нефтей залежей северного купола; 2. ● значения для нефтей залежей южного купола

Рис. 13. Изменение геохимических коэффициентов, основанных на соотношении алканов C₁₂-C₃₂ в разрезе Бованенковского месторождения

осуществлялись вторичные изменения нефтей уже в залежи – ароматизация и подток высокомолекулярных парафиновых УВ. В процессе дальнейшего погружения НГМП вошли в ГЗГ, возросло газообразование, которое продолжается и сейчас. В это время начал формироваться второй тип конденсатоподобных легких нефтей и газоконденсатов, которые фиксируются как на северном, так и на южном куполе. Эти флюиды геохимически более молодые, в них повышенное по сравнению с остаточными нефтями содержание легких УВ, и они имеют нефтяное основание. Для конденсатов верхней части нефтегазосносного разреза, которые характеризуются нефтяным основанием и высоким содержанием изопренанов, НГМП являлись глинистые разности менее преобразованных нижнемеловых отложений, хотя не исключается подток из более погруженных горизонтов.

Состав газа по разрезу также неоднороден. В целом для месторождения можно отметить характерное снижение в составе газа с глубиной содержания СН₄ (от 98,9 до 88,3%) с одновременным повышением доли этана, пропана и бутана по всему разрезу, что характерно для всех районов Западной Сибири. Снизу вверх по разрезу происходит облегчение изотопного состава углерода, наблюдается небольшое увеличение количества легкого изотопа ¹²C в метане пластов ХМ – δ¹³C СН₄ = -40,3%. Фракционирование изотопов углерода могло происходить и, вероятно, происходит и сейчас в процессе миграции газа, поскольку соединения, обогащенные легким изотопом ¹²C мигрируют быстрее, чем обогащенные тяжелым.

Изотопно облегченный по углероду углеводородный газ раннекатагенной стадии генерации, сгенерированный юрскими комплексами, по всей видимости, рассеялся и в настоящее время его следы по изотопному составу в юрских залежах не фиксируются. Иная ситуация имеет место в апт-альбских и, особенно, в сеноманских комплексах (Конторович и др, 2013). В них в залежах присутствует

изотопно легкий СН₄, что указывает на наличие в нем не только глубинного, но и раннекатагенного газа более поздней генерации.

Похожие закономерности в распределении свойств и состава нефти и газа наблюдаются и на соседних месторождениях Ямальской НГО. Так например, в палеозойских залежах пласта М Новопортовского месторождения и в пластах БЯ Верхне-Теутейского месторождения находятся нефти, близкие по физико-химическим параметрам к первому «остаточному» типу нефтей Бованенковского месторождения.

Легкие нефти и конденсаты месторождений Нурминского мегавала более молодые по времени генерации, чем «остаточные». Подток «молодых» флюидов также изменяет соотношение алканов в нефти Восточно-Бованенковского месторождения. Генерация и миграция легких УВ и газа продолжается и сейчас, на что указывает высокая газонасыщенность и аномально высокое пластовое давление в пластах нижней части разреза. Для нефтей юрских продуктивных пластов и БЯ Ямальской НГО характерно высокое содержание твердых парафинов, увеличение содержание которых, вероятно, происходило за счет дополнительного поступления высокомолекулярных n-алканов из НГМП и вмещающих нефти пород при высоких пластовых температурах и высокой газонасыщенности. В северном направлении их количество уменьшается, но остается еще высоким на Верхнее-Теутейском и Восточно-Бованенковском месторождениях. В этом же направлении увеличивается мористость разреза, то есть во вмещающих залежи отложениях уменьшается доля континентального гумусового ОВ, поэтому дополнительного подтока высокомолекулярных n-алканов не происходит.

В пределах всего Ямала наблюдается тенденция изменения группового углеводородного состава бензиновых фракций нефтей и конденсатов. В вертикальном разрезе

почти всех месторождений вниз по разрезу происходит увеличение содержания аренов и алканов, но гипсометрический уровень этого изменения понижается вместе с уменьшением пластовых температур. На Бованенковском – это глубины около 1700 метров, а на Южно-Тамбейском – около 2300 метров. Скорее всего, увеличение концентраций аренов происходит за счет вторичных катагенетических изменений состава нефти в залежи.

В верхней части разреза отмечается резкая граница, на которой происходит изменение соотношения n-алканов и изопренанов C_{14} - C_{20} . Гипсометрически она также снижается с юга на север и связана с увеличением в разрезе углстого гумусового ОВ. Такая картина указывает на разный тип исходного для нефтяных флюидов ОВ, т.е. разные НГМП для нефтей и конденсатов юрских и нижней части нижнемеловых залежей и углеводородных флюидов залежей пластов верхней части танопчинской свиты и пластов ПК.

На состав флюидов оказывают влияние миграционные процессы, происходившие как во время тектонической активизации, так и в настоящее время, которые «растущевывают» четкие закономерности изменения физико-химических параметров, группового и молекулярного углеводородного состава, что позволяет нам говорить о тенденции изменения, а не о закономерности.

Состав нефтей в уже существующих залежах изменяется за счет вторичных катагенетических процессов – это дополнительный подток высокомолекулярных n-алканов и повышенные концентрации твердых парафинов, а также процесс диспропорционирования водорода, за счет чего происходит увеличение ароматических УВ в нижней части разреза.

Описанные особенности физико-химических параметров нефтяных флюидов и изменение их молекулярного состава позволяют нам предполагать, что в нижней части разреза Ямальской НГО (пласты Ю и БЯ) находятся нефтяные и нефтегазоконденсатные залежи и чисто нефтяные, скорее всего, содержат «остаточные» нефти и представляют собой «запечатанные» залежи в локальных участках с хорошими коллекторскими свойствами. Нефтегазоконденсатные залежи содержат флюиды разного времени генерации – легкие фракции и конденсаты более «молодые», чем средние фракции нефти. Флюиды верхней части разреза имеют самостоятельные НГМП, находящиеся в погруженных северных и северо-западных частях Западно-Сибирской депрессии, что позволяет предполагать увеличение залежей подобных конденсатов на север в этой части разреза.

Данные выводы были сопоставлены с результатами регионального геолого-геохимического бассейнового моделирования северной части Западной Сибири по нескольким профилям. Моделирование позволяет прогнозировать перспективные на нефть и/или газ объекты и рассчитать количество углеводородных флюидов в скоплениях, опираясь на информацию о геологическом строении региона, его геологической истории и термического режима, литологическом заполнении осадочного чехла, составе и свойствах выделяемых в разрезе НГМП.

Проведенное моделирование показало, что сформированные в меловое время залежи углеводородных флюидов, сгенерированных юрскими и нижнемеловыми НГМП, с большой долей вероятности были переформированы

в результате кайнозойской тектонической перестройки, произошедшей в обрамлении и в пределах Западно-Сибирской депрессии. Это полностью согласуется с выводами, полученными в результате анализа изменения свойств и состава нефти и газа разных залежей Бованенковского месторождения.

Таким образом, на состав жидких и газообразных углеводородных флюидов Бованенковского месторождения и в целом Ямальской НГО повлияли как состав и зрелость ОВ многочисленных НГМП (преимущественно гумусовых ниже-среднеюрских и нижнемеловых и преимущественно сапропелевых – верхнеюрских), но и геолого-геохимические процессы, воздействующие на уже сформированные скопления и спровоцировавшие не только изменение количества нефти и газа в залежах, но и изменения их состава и свойств.

Литература

- Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. (2012). Геология и геохимия нефти и газа. М: Изд-во МГУ, 430 с.
- Гурари Ф.Г., Девятков В.П., Демин В.И. и др. (2005). Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции. Новосибирск: Наука, 156 с.
- Кирюхина Т.А., Ульянов Г.В., Дзюбло А.Д. и др. (2011). Геохимические аспекты газонефтеносности юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири и прилегающего шельфа. *Газовая промышленность*, 7, с. 66-70.
- Конторович А.Э., Конторович В.А., Рязькова С.В. и др. (2013). Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде. *Геология и геофизика*, 54(8), с. 972-1012.
- Оленин В.Б. (1978). Нефтегеологическое районирование по генетическому признаку. М: Недра.
- Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д. (2003). Геологическое строение и нефтегазоносность Ямала. М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 352 с.
- Ступакова А.В. (2011). Структура и нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа и прилегающих территорий. *Геология нефти и газа*, 6, с. 99-115.
- Сурков В.С., Казаков А.М., Девятков В.П. и др. (1998). Перспективы ниже-среднеюрских отложений Ямало-Ненецкого автономного округа. *Геология нефти и газа*, 11, с. 8-20.
- Ульянов Г.В. (1998). Геолого-геохимические предпосылки газонефтеносности юрских отложений Южно-Карской впадины. Дис. канд. геол.-мин. наук. М: МГУ.

Сведения об авторах

Елена Всеволодовна Соболева – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1
E-mail: e.soboleva@oilmsu.ru

Мария Александровна Большакова – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Татьяна Николаевна Корнева – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Ирина Мироновна Натитник – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Виктор Васильевич Мальцев – кандидат хим. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Ирина Алексеевна Санникова – аспирант, инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Роман Сергеевич Сауткин – старший научный сотрудник, кандидат геол.-мин. наук, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 13.03.2019;

Принята к публикации 11.04.2019;

Опубликована 20.05.2019

IN ENGLISH

Influence of geological and geochemical conditions of deposits formation on the composition and properties of hydrocarbon fluids (on the example of Bovanenkovо oil and gas condensate field)

*E.V. Soboleva**, *M.A. Bolshakova*, *T.N. Korneva*, *I.M. Natitnik*, *V.V. Maltsev*, *I.A. Sannikova*, *R.S. Sautkin*

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: *Elena V. Soboleva*, e-mail: *e.soboleva@oilmsu.ru*

Abstract. The article provides an analysis of the variability of the composition of hydrocarbon fluids from the Bovanenkovо field (Yamal, Western Siberia) in order to better understand the geological processes that led to the formation of this field and the reformation of the composition of fluids in the layers of this field. It is shown that geochemical information on the composition and properties of oil, condensate and gas allows to “reconstruct” the geological stages of the formation of deposits in their modern form. The data on the properties of fluids, group and molecular composition of the light and middle parts of oils and condensates of various layers are given. Differences in the composition of hydrocarbons from different reservoirs of the field, the relationship of the composition of fluids with oil deposits and superimposed geological reorganizations in the Yamal area already formed were demonstrated. In terms of composition, three groups of oils were identified: residual, whose composition was formed as a result of the migration of relatively low-molecular components, light oils with a high content of paraffins and light (low-paraffinic) oils and condensates. It is shown that differences in the composition of oils are due both to the composition of the original organic matter for them and to migration processes after the formation of accumulations of hydrocarbon fluids.

Keywords: oil composition, condensate composition, fields formation, oil alkanes, light fraction of oil, oil maturity, geochemical indicators, Yamal, Bovanenkovо field

Recommended citation: Soboleva E.V., Bolshakova M.A., Korneva T.N., Natitnik I.M., Maltsev V.V., Sannikova I.A., Sautkin R.S. (2019). Influence of geological and geochemical conditions of deposits formation on the composition and properties of hydrocarbon fluids (on the example of Bovanenkovо oil and gas condensate field). *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 190-202. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.190-202>

References

- Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E. (2012). *Geologiya i geokhimiya nefli i gaza* [Geology and geochemistry of oil and gas]. Moscow: Moscow University Publ. House, 430 p. (In Russ.)
- Gurari F.G., Devyatov V.P., Demin V.I. i dr. (2005). *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' nizhnei-srednei yury Zapadno-Sibirskoi provintsii* [Geological structure and petroleum potential of the Lower-Middle Jurassic of the West-Siberian province]. Novosibirsk: Nauka, 156 p. (In Russ.)
- Kiryukhina T.A., Ul'yanov G.V., Dzyublo A.D. i dr. (2011). Geochemical aspects of gas and oil potential of the Jurassic and pre-Jurassic deposits of the north of Western Siberia and the adjacent shelf. *Gazovaya promyshlennost' = Gas industry*, 7, pp. 66-70. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V. et al. (2013). Paleogeography of the West Siberian sedimentary basin in the Jurassic period. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 54(8), pp. 972-1012. (In Russ.)

Olenin V.B. (1978). *Neftegeologicheskoe raionirovanie po geneticheskomu priznaku* [Petroleum Geological zoning according to genetic trait]. Moscow: Nedra. (In Russ.)

Skorobogatov V.A., Stroganov L.V., Kopeev V.D. (2003). *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' Yamala* [Geological structure and oil and gas potential of Yamal]. Moscow: LLC «Nedra-Biznestsentr», 352 p. (In Russ.)

Stoupakova A. V. (2011). [Structure and petroleum potential of the Barents-Kara shelf and adjacent territories. *Geologiya nefli i gaza = Geology of oil and gas*, 6, pp. 99-115. (In Russ.)

Surkov B.C., Kazakov A.M., Devyatov V.P. et al. (1998). Prospects for the Lower-Middle Jurassic deposits of the Yamalo-Nenets Autonomous District. *Geologiya nefli i gaza = Geology of oil and gas*, 11, pp. 8-20. (In Russ.)

Ulyanov G.V. (1998). Geological and geochemical background of gas-bearing potential of the Jurassic sediments of the South Kara basin. *Dis. kand. geol.-min. nauk* [Dis. Cand. geol.-min. sciences]. Moscow: MSU. (In Russ.)

About the Authors

Elena V. Soboleva – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

E-mail: *e.soboleva@oilmsu.ru*

Maria A. Bolshakova – Senior Researcher, PhD (Geology and Mineralogy), Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Tatyana N. Korneva – Engineer, Petroleum Geology Department Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Irina M. Natitnik – Engineer, Petroleum Geology Department Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Viktor V. Maltsev – Senior Researcher, PhD (Chemistry), Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Irina A. Sannikova – PhD student, Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Roman S. Sautkin – Senior Researcher, PhD (Geology and Mineralogy), Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 13 March 2019;

Accepted 11 April 2019; Published 20 May 2019