

УДК: 553.9

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-5-34-45

Геолого-геохимические аспекты моделирования углеводородных систем

Р. Р. Имамов

ООО «Меретояханефтегаз», Тюмень, Россия
imamov_rustam@bk.ru

Аннотация. Важнейшим этапом моделирования геологических углеводородных систем (УВС) является прогнозирование фазово-генетических типов углеводородов, поскольку качественная и количественная оценка ресурсов вероятных залежей имеют важное практическое значение в процессе принятия решения об инвестировании в геологоразведочный актив. Также снижение геологических рисков при освоении активов и повышение эффективности инвестиций могут быть получены за счет повышения точности качественного и количественного прогноза нефтегазоносности. Поэтому технологии, позволяющие проводить моделирование УВС, приобретают все большее практическое значение. В связи с этим основная цель исследования — рассмотреть важные геолого-геохимические аспекты моделирования углеводородных систем. Под УВС понимаются системы, в которых взаимосвязаны все элементы и геологические процессы, влияющие на формирование нефтегазоносности в осадочном бассейне.

В результате рассмотрения основных вопросов процесса моделирования было отмечено, что теоретической основой УВС служит концепция «нефтяного окна», или учение о фазах нефтегазообразования. Она последовательно охватывает историю развития осадочного бассейна, эволюцию термического и термобарического режимов в осадочных отложениях, развитие процессов преобразования органического вещества, генерацию углеводородов, процессы их миграции, аккумуляции и сохранности.

Использование полученных результатов моделирования УВС при оценке геологических рисков и геолого-экономического эффекта от освоения геологоразведочного актива может выступать мощным инструментом при принятии компаниями инвестиционных решений в геологоразведочных работах (ГРП).

Ключевые слова: углеводороды, углеводородная система, месторождение, геологоразведочные работы, зоны и фазы нефтегазообразования, катагенез, органическое вещество, витринит, пиролиз

Для цитирования: Имамов, Р. Р. Геолого-геохимические аспекты моделирования углеводородных систем / Р. Р. Имамов. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-5-34-45 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 5. – С. 34–45.

Geological and geochemical aspects of modeling of hydrocarbon systems

Rustam R. Imamov

Meretoyakhaneftgaz LLC, Tyumen, Russia
imamov_rustam@bk.ru

Abstract. Forecasting the phase-genetic types of hydrocarbons is the most important stage in modelling geological hydrocarbon systems. This is because accurate qualitative and quantitative as-

assessment of potential reserves is necessary for making informed investment decisions in exploration activities. Improving the precision of qualitative and quantitative oil and gas forecast can help reduce geological risks in asset development and increase investment efficiency. Therefore, technologies that allow modelling of hydrocarbon systems are becoming ever more important. This study aims to explore the key geological and geochemical aspects of hydrocarbon system modelling. Hydrocarbon systems refer to interconnected elements and geological processes influencing hydrocarbon formation in sedimentary basins. The study emphasizes that the "oil window" concept, or the theory of hydrocarbon formation phases, provides the theoretical basis for hydrocarbon systems. This concept consistently encompasses the entire history of sedimentary basin development, the evolution of thermal and thermobaric regimes in sedimentary deposits, the transformation of organic matter, hydrocarbon generation, migration, accumulation, and preservation processes. Using the results of modelling of hydrocarbon systems to evaluate geological risks and the economic impact of exploration activities can be a powerful instrument for companies that make investment decisions in geological exploration.

Keywords: hydrocarbons, hydrocarbon system, field, geological exploration, zones and phases of oil and gas formation, catagenesis, organic matter, vitrinite, pyrolysis

For citation: Imamov, R. R. (2024). Geological and geochemical aspects of modeling of hydrocarbon systems. Oil and Gas Studies, (5), pp. 34-45. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-5-34-45

Введение

Концепция УВС является одной из важных в современной нефтяной геологии, так как позволяет формализовать связи между геологическими элементами во времени и пространстве, локализовать перспективные объекты, что необходимо для успешного проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ.

В настоящее время в нефтегазовой геологии существует два важных понятия: УВС и Play. Их отличия заключаются в следующем. УВС включает в себя одну нефтегазоматеринскую толщу (НГМТ) и множество резервуаров и ловушек, которые заполнялись из этой толщи. В бассейне могут быть несколько УВС, так как в нем возможно присутствие нескольких НГМТ. Play же может содержать углеводороды из нескольких материнских толщ, но имеет один резервуар. Концепции УВС более всего соответствует эволюционно-генетическое учение о нефтегазоносных бассейнах Б. А. Соколова [1]. Он рассматривал закономерные связи между размещением месторождений нефти и газа и историей формирования нефтегазоносных бассейнов (НГБ). Нефтегазоносность осадочного бассейна — результат пространственно-временного соответствия факторов, определяющих условия образования, перемещения, накопления и сохранения нефти и газа, а конкретное проявление этих факторов в значительной степени определяется историко-тектоническим типом бассейна и уровнем его развития.

Объект исследования

УВС — это генетическое понятие, в котором описывается взаимосвязь всех элементов и геологических процессов в пределах одной системы. При этом нефтегазоносность НГБ является его свойством, которое проявляется при определенных условиях его развития. В настоящее время

изучению процесса формирования данного свойства осадочного бассейна в научно-технической литературе уделено значительное внимание и посвящено множество специализированных исследований. Однако есть вопросы, требующие отдельного рассмотрения.

Метод исследования

Основным инструментом анализа УВС, позволяющим получать комплекс согласованных между собой геолого-геофизических, петрофизических, геохимических, гидрогеологических и геомеханических расчетных данных, служит бассейновое моделирование, получившее самостоятельное развитие в виде отдельного научного направления. Изучение известных технологий бассейнового моделирования, реализуемых в специализированных компьютерных программных комплексах PetroMod, TEMISPACK и др., показывает, что в их основе анализируется до десяти и более ключевых комплексных параметров НГБ: объем источника образования углеводородов (УВ) и его обогащенность органическим веществом; тип керогена и уровень преобразованности; время генерации УВ; размеры ловушек для нефти и газа; толщины природных резервуаров (пород-коллекторов); качество резервуаров и флюидоупоров (покрышек); направления миграции образующихся пластовых флюидов; условия сохранности залежей и пр. Данные параметры группируются в четыре основных блока прогноза нефтегазоносности (рис.1), имеющих различный уровень неопределенности и различные используемые системы ограничений.

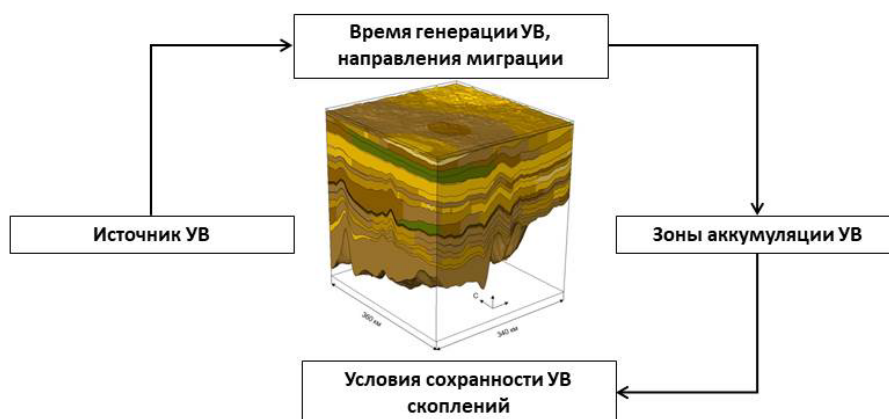


Рис. 1. Основные блоки моделирования УВ систем

Результаты и обсуждение

Теоретической основой прогнозирования нефтегазоносности всех известных методов служит концепция «нефтяного окна», или учение о фазах нефтегазообразования, последовательно охватывающее историю развития осадочного бассейна, эволюцию термического и термобарического ре-

жимов в осадочных отложениях, развитие процессов преобразования органического вещества (ОВ), генерацию УВ, процессы их миграции, аккумуляции и сохранности. Данная концепция является, в основных своих положениях, общепринятой и, по мнению многих исследователей, способствует снижению риска геологоразведочных работ и их оптимизации. Однако не все положения этой концепции получили к настоящему времени достаточно полные и согласованные решения. Имеются различные варианты ее разработок, отличия во взглядах в решении ряда вопросов, в особенности связанных с оценкой сохранности УВ скоплений в осадочном чехле НГБ. Наиболее остро они проявились при освоении глубокопогруженных горизонтов осадочных бассейнов до 5–10 км в различных частях земного шара.

Обычно в практике ГРП оценка сохранности УВ и их скоплений в осадочном чехле НГБ основывается на показаниях уровня катагенетической преобразованности ОВ, обозначаемых в единицах отражательной способности витринита (ОСВ). К ОСВ осуществляется привязка многочисленных параметров нерастворимого ОВ, нефтей, газов, конденсатов, битумоидов.

В качестве основных факторов, контролирующих продуктивность нефтегазоматеринских отложений, рассматривается содержание органического вещества в породе, его тип и уровень преобразованности, кинетические модели термической эволюции, показатели термобарической обстановки и т. д. При анализе масштабов нефтегазообразования перед специалистами встает задача восстановления температурной истории осадочного бассейна. Здесь также применяется метод определения палеогеотермических условий по данным отражающей способности витринита. Вместе с тем температуры достижения определенных градаций катагенеза заметно отличаются. По данным различных исследователей, отличие в палеотемпературах может достигать 100 °С и более. Замеры же ОСВ по образцам керна из скважин позволяют восстановить конкретную палеогеотермическую историю преобразования изучаемых осадочных отложений и выделить в разрезе зоны нефте- и газообразования, а также эмпирически обосновать условия сохранности УВ скоплений различного фазового состояния в конкретном природном резервуаре.

Изучение природных резервуаров нефтегазоносных осадочных бассейнов проводится комплексно и по различным направлениям: геофизическому, литологическому, петрофизическому, гидрогеологическому, геохимическому, кинетическому, термодинамическому, гидродинамическому и другим. При этом, как показывает практика, наилучшие результаты при согласовании полученных данных, как уже было отмечено, достигаются при использовании технологий моделирования УВС. Следует заметить, что к настоящему времени достигнут высокий уровень инструментальной базы изучения природных резервуаров и их содержимого [2]. Однако методы интерпретации и согласования аналитических данных основываются на концептуальной, часто упрощенной теоретической основе. Это связано

с рядом причин. В первую очередь — со сложностью моделируемых систем природных резервуаров НГБ, а также с трудностями создания эффективных методов интерпретации процессов, происходящих в недрах в пространстве и во времени.

Методологически региональный качественный прогноз нефтегазонасности включает решение четырех основных вопросов:

- выделение в разрезе отложений нефтегазопродуцирующих толщ (источников УВ);
- определение генетического типа исходного РОВ (источников УВ);
- выявление стадий катагенеза РОВ в разрезе изучаемых отложений;
- определение условий формирования УВ скоплений.

В органической геохимии существуют два направления прогнозирования фазового состояния залежей:

- на основе фациально-генетического типа и условий преобразования ОВ;
- на основе изучения нефтей, конденсатов и закономерностей их состава.

Получить представление о фациально-генетическом типе РОВ можно, используя результаты химико-битуминологических анализов растворимых битуминозных компонентов и их взаимосвязь с ОВ пород. Однако растворимые битумоиды, наиболее близкие по составу к нефтям, составляют лишь незначительную часть РОВ (0,01–1,0, очень редко до 10 %), при этом их состав претерпевает неоднократные изменения, связанные с миграцией, «дыханием» нефтяной или газоконденсатной залежи, как по горизонтали, так и по вертикали. Нерастворимое органическое вещество (НОВ) или кероген — главный носитель информации о РОВ. В его строении сохраняются черты, унаследованные от исходного ОВ. При этом количество НОВ составляет 90 % и более от РОВ [5].

Особенности геохимической истории нефтей в процессе их существования в земной коре, изменение их УВ и молекулярного состава также дают основание к прогнозу фазового состояния УВ в толще.

Отдельного внимания заслуживает вопрос образования газоконденсатных залежей, которое может происходить разными путями: в результате генерации конденсатного газа газонефтематеринскими породами и при различных превращениях нефтяных скоплений. Это могут быть катагенетические превращения нефтяных УВ в более легкие (вплоть до газообразных) с ужесточением термобарических условий, различные процессы взаиморастворения нефтей и газов с ретроградными явлениями, изменение фазового состояния, связанные с процессами миграции. Особенности формирования газоконденсатных залежей отражаются на составе конденсатов.

Любой метод прогноза опирается в первую очередь на научно обоснованную теорию. К настоящему времени практически вся мировая нефтегазовая геология и органическая геохимия базируются на эволюционной

органической, осадочно-миграционной концепции преобразования РОВ пород и генерации УВ флюидов, которая в течение длительного времени дополнялась и уточнялась новыми данными, полученными в процессе геохимических исследований. Согласно этой теории в зоне протокатагенеза (ПК–ПК₃) возможно существование газовых (метановые УВ), нефтяных, с неопредельными УВ нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей (жидкие флюиды все имеют нефтяной состав). В зоне слабого мезокатагенеза (ПК₃–МК₁–МК₂) могут быть распространены нефтяные, газоконденсатные (вторичные) и нефтегазоконденсатные залежи метанового типа, (рис. 2). В зоне мезокатагенеза (МК₃ — верхи МК₄) распространены нефтяные (переходного состояния), газоконденсатные (промежуточной зоны) залежи метанового типа. Распространением первичных газоконденсатных залежей характеризуется зона сильного мезокатагенеза (МК₄–МК₅).

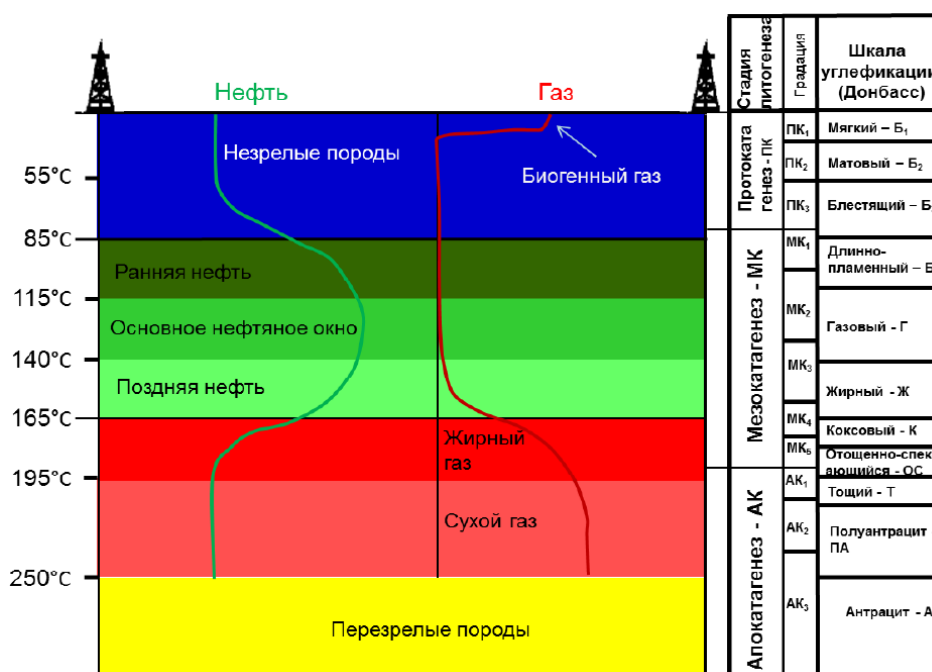


Рис. 2. Сопоставление окон генерации УВ и стадий катагенеза органического вещества

Некоторые исследователи выделяют ГФГ (главную фазу газообразования) как этап особо интенсивной генерации газа (преимущественно метана) из ОВ, в результате его деструкции в конце мезокатагенеза — начале апокатагенеза (стадия МК₅–АК) при $t \approx 180\text{--}200$ до 250°C . ГФГ — сопровождается массовой эмиграцией газов из нефтегазоматеринских пород (НГМП) в породы-коллекторы.

Образование газов, в том числе УВ, вследствие преобразования РОВ сопровождается в той или иной мере все этапы литогенеза. На стадии диагенеза в результате биохимического окисления ОВ генерируется преимущественно CO_2 и CH_4 , однако большая его часть рассеивается. Подэтап протокатагенеза характеризуется сравнительно невысокой интенсивностью генерации газа с преобладанием в составе CO_2 . Интенсивность образования газа в начале мезокатагенеза также невысокая, причем в составе газа мало CH_4 и преобладают его гомологи, которые образуются одновременно с углеводородами нефтяного ряда. Важный момент в образовании газов наступает в конце этапа мезокатагенеза, когда значительно активизируется метанообразование и начинается ГФГ, продолжающаяся в процессе этапов МК₅ и АК. Миграция и аккумуляция углеводородных газов, которые выделяются в виде свободной фазы, приводит к образованию газовых и газоконденсатных залежей (первичных).

Таким образом, ГЗН — глубинно-катагенетическая зона в разрезе НГБ. Во всех бассейнах ГЗН приурочена к градации катагенеза РОВ от конца ПК₃ до конца МК₂ или до начала МК₃ включительно. В зависимости от строения бассейна, его геотермического режима, типа РОВ и других факторов ГЗН фиксируется на различных глубинах для платформенных областей и глубоких впадин и альпийских прогибов [3, 4].

Следует отметить, что в период главной фазы нефтеобразования активно происходят процессы термодеструкции компонентов РОВ. Это приводит к генерации большого количества нефтяных УВ и асфальто-смолистых веществ. Их концентрация достигает максимума в составе РОВ (иногда до 50 %) и в материнских породах (до 3–7 %). Здесь образуется большая масса легких углеводородов, составляющих бензиновые и керосиновые фракции нефти, на долю которых приходится до 50 % от ее массы, а также гомологи метана ($\text{C}_2\text{--C}_5$), но генерация метана протекает слабо.

В настоящий момент уровень изученности природных газоконденсатных систем (ГКС) позволяет вполне уверенно классифицировать газоконденсатные залежи по их генетическим типам [6, 7]. Все ГКС делятся на две принципиально отличающиеся друг от друга группы — первичные (исходные) и вторичные (новообразованные).

Для первичных ГКС характерно отсутствие в залежах нефтяной оторочки и размещение их на больших глубинах в сравнительно жестких термобарических условиях. Эти системы характеризуются низкими значениями конденсатного фактора, преобладанием в жидкой фазе ароматических УВ, а в газах — метана и CO_2 .

Образование первичных конденсатов связывается с нижней зоной мезокатагенеза (МК₄–МК₅), расположенной под ГЗН (МК₁₋₂, МК₃). Генезис такого рода первичных систем происходит, по-видимому, непосредственно в матрице РОВ материнских толщ в условиях преимущественной газогенерации или при дефиците новообразующихся жидких углеводородов. Данная система проходит в дальнейшем все эволюционные этапы первичной и

вторичной миграции с последующим образованием в коллекторах промышленных скоплений.

Вторичные ГКС отличаются прежде всего наличием под газовой шапкой нефтяной оторочки. Газы в ГКС — жирные, с содержанием гомологов метана до 15–20 %. Количество конденсата в рассматриваемом типе ГКС велико ($K_{\text{ф}} \approx$ от 120 до 900 см³/м³, порой достигая 1 500–2 000 см³/м³).

Вторичные конденсаты имеют двоякое происхождение. Подавляющее их большинство, относящееся к ГЗН (МК₁–МК₃), является дериватами (производными) газонефтяных систем. Их возникновение обычно объясняется дифференциацией газовой и нефтяной фаз в процессе миграции (латеральной и вертикальной), когда в ряде залежей создается избыток газовой фазы, благоприятствующий ретроградному испарению низкокипящих УВ нефтяных оторочек в газовую шапку. Эти процессы особенно усиливаются при общем тектоническом погружении сформировавшихся залежей с параллельным возрастанием в них пластовых давлений и температуры.

Другая, значительно уступающая по числу примеров категория вторичных ГКС, генетически связана с первичными системами, которые в результате тектонических инверсий или же разгерметизации залежей оказались в менее жестких термобарических условиях. В этом случае из газовой фазы происходит ретроградная конденсация жидких УВ, образующих подчиненные по объему оторочки легких нефтей. Последние, по данным И. С. Старобинца [6], обладают большим выходом низкокипящих УВ (при сравнительно повышенной температуре кипения) и имеют крайне низкую концентрацию смол и твердых парафинов. В газах таких систем молярная доля гомологов СН₄ не превышает 7 %. В целом, несмотря на принадлежность к одному типу, вторичные ГКС имеют нефтяные оторочки разного происхождения — остаточного и конденсационного (по И. С. Старобинцу) или нефтяного и ретроградно-конденсационных (по А. Г. Дурмишьяну) [8].

На стадии поисково-разведочного бурения, до получения первых промышленных притоков и нефтепроявлений качественный прогноз нефтегазоносности осуществляется по генетическому типу исходного РОВ и стадиям его катагенеза. Различие в типе исходной органики является первым геохимическим звеном в процессе формирования зон газо- и нефтенакопления (С. П. Максимов, В. П. Строганов, 1978) [5]. Примером крупных зон газонакопления, образовавшихся за счет преобразования гумусового ОВ, являются газоносные районы севера Западной Сибири.

Активное развитие в области изучения органического вещества получили методы, основанные на пиролизе ОВ. Полученные при этом результаты расширяют информацию о зонах распространения различных типов залежей, а величины параметров S₀, S₁ являются прямыми показателями о способности РОВ генерировать газообразные и низкокипящие УВ (до С₇) и более высокомолекулярные УВ.

Основоположниками данного метода считаются геологи Французского института нефти I. Espitalie и В. Durand, которые в 1973 году создали автоматическую установку для пиролиза ОВ, получившую название Rock-Eval. В настоящий момент существует уже несколько модификаций этого

прибора. Результаты экспресс-пиролиза представляются в виде пирограмм отдельных образцов, с указанием параметров S_0 , S_1 , S_2 , S_3 , S_4 .

Важными параметрами пиролиза являются: I_H — индекс водорода, I_O — индекс кислорода; T_{max} , °C — температуры максимального выхода УВ в процессе крекинга керогена, индекс продуктивности (I_P); нефтяной генерационный потенциал (остаточный) P_P .

Индексы I_H и I_O фактически характеризуют химический состав керогена, содержание в нем H_2 и O_2 . Можно отметить, что диаграмма зависимости I_H и I_O повторяет известную диаграмму Ван-Кревелена [9]. Пример типа ОВ по результатам анализа Rock-Eval приведен на рисунке 3.

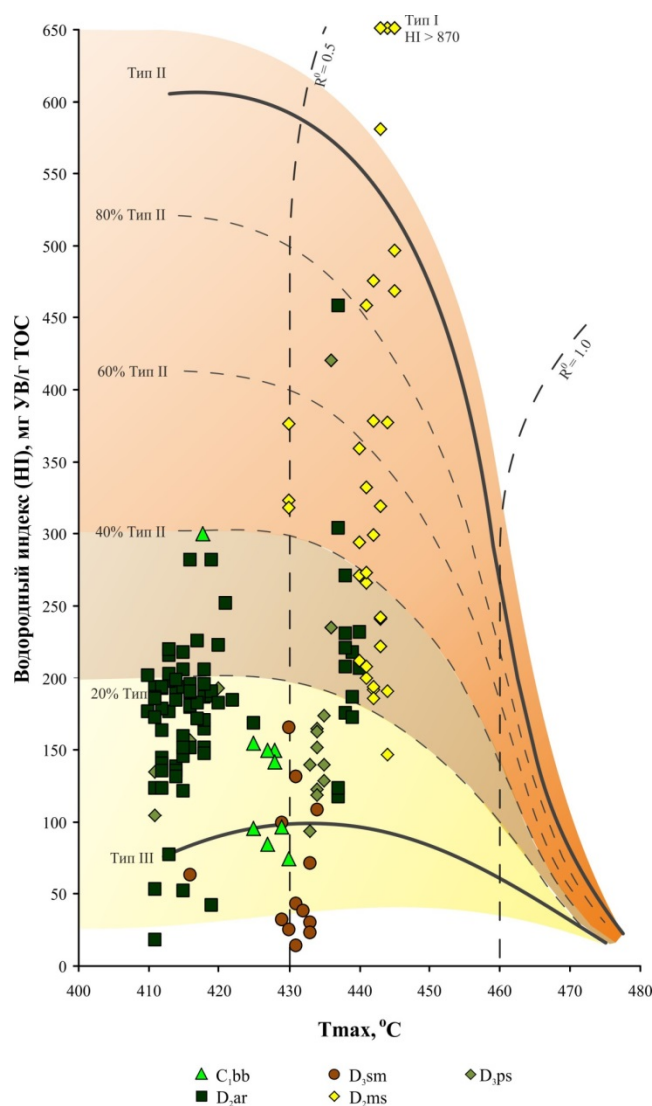


Рис. 3. Характеристика зрелости и типа органического вещества пород по результатам Rock-Eval (пример)

Кроме того, катагенез ОВ оценивается с помощью графика зависимости I_H от T_{max} . Обобщая данные, можно утверждать, что различные стадии зрелости ОВ характеризуются следующими величинами T_{max} : 430–435 °С — начальная фаза генерации жидких УВ (нефти); 435–465 °С — фаза генерации нефти («нефтяное окно»); 450–475 °С — фаза генерации конденсатного газа; 475–530 °С — фаза генерации жирного газа.

Сопоставление данных T_{max} и R^0 позволило установить закономерность их изменения, наглядный пример которой приведен на рисунке 4.

Выявленная выше закономерность T_{max} и R^0 и фазовая градация T_{max} могут служить инструментом при обосновании фазового типа углеводородов в прогнозируемых скоплениях (месторождениях) при качественной и количественной оценке их потенциала.

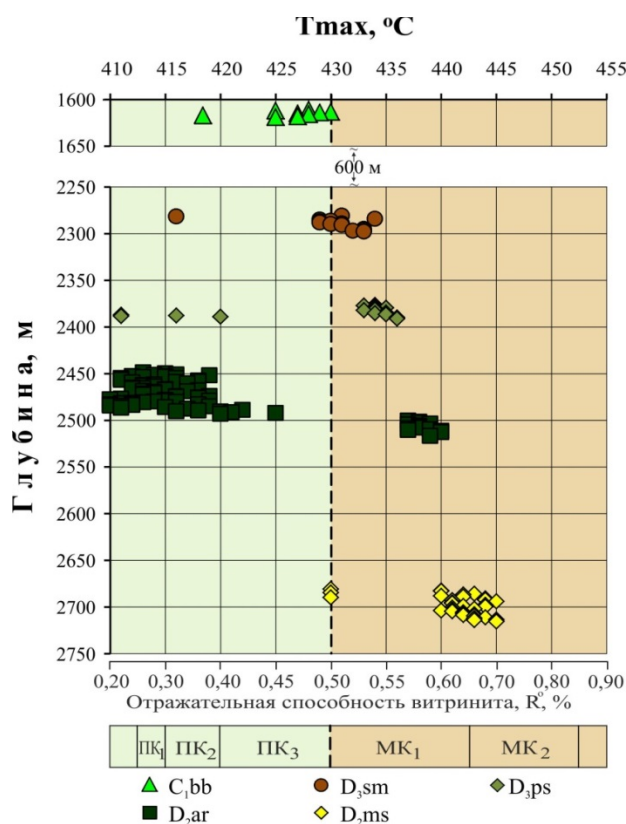


Рис. 4. Преобразованность органического вещества пород по результатам пиролиза Rock-Eval (пример)

Выводы

На основе приведенных выше результатов анализа современных геолого-геохимических аспектов условий генерации углеводородов и их последующей трансформации в природных резервуарах можно сделать вы-

вод, что процесс моделирования УВС в настоящее время опирается на достаточно серьезную научно-практическую базу. При этом теоретической основой прогнозирования служит концепция «нефтяного окна», или учение о фазах нефтегазообразования, последовательно охватывающее историю развития осадочного бассейна, эволюцию термического и термобарического режимов в осадочных отложениях, развитие процессов преобразования органического вещества, генерацию углеводородов, процессы их миграции, аккумуляции и сохранности.

Важнейшим этапом моделирования геологических углеводородных систем является прогнозирование фазово-генетических типов углеводородов, поскольку качественная и количественная оценка ресурсов вероятных залежей имеет важное практическое значение в процессе принятия решения об инвестировании в геологоразведочный актив.

Концепция УВС в настоящее время — одна из важных в современной нефтяной геологии, так как позволяет формализовать связи между геологическими элементами во времени и пространстве, локализовать перспективные объекты, что необходимо для успешного проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ. Это подтверждает то, что использование результатов моделирования УВС, основанных на современных представлениях о процессах генерации УВ и формированиях их скоплений (месторождений), при оценке геологических рисков и геолого-экономического эффекта от освоения геологоразведочного актива может являться мощным инструментом при принятии компаниями инвестиционных решений в ГРП.

Список источников

1. Соколов, Б. А. Эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов / Б. А. Соколов. — Москва : Наука, 1980. — 244 с. — Текст : непосредственный.
2. Дмитриевский, А. Н. Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности / А. Н. Дмитриевский. — DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art1. — Текст : непосредственный // Актуальные проблемы нефти и газа. — 2023. — № 3(42). — С. 16–23.
3. Справочник по геохимии нефти и газа. — Санкт-Петербург : Недра, 1998. — 576 с. — Текст : непосредственный.
4. Парпарова, Г. М. Катагенез и нефтегазоносность / Г. М. Парпарова, С. Г. Неручев, А. В. Жукова. — Ленинград : Недра, 1981. — 240 с. — Текст : непосредственный.
5. Максимов, С. П. Условия раздельного формирования зон нефте- и газонакопления в земной коре / С. П. Максимов, В. П. Строганов. — Тюмень, ЗапСибНИГНИ, 1978. — С. 5–14. — Текст : непосредственный.
6. Старобинец, И. С. Распространение и условия формирования различных типов газоконденсатных залежей и их нефтяных оторочек / И. С. Старобинец. — Текст : непосредственный // Советская геология. — 1980. — № 1. — С. 20–26.
7. Чахмахчев В. А. Геохимия процесса миграции УВ систем. — Москва : Недра, 1983. — 230 с.

8. Дурмишьян, А. Г. Газоконденсатные месторождения / А. Г. Дурмишьян. – Москва : Недра, 1979. – 336 с. – Текст : непосредственный.

9. Тиссо, Б. Образование и распространение нефти. Пер. с англ. А. И. Конюхова, Г. В. Семерниковой, В. В. Чернышёва; под ред. Н. Б. Вассоевича, Р. Б. Сейфуль-Мулюкова / Б. Тиссо, Д. Вельте. – Москва : Мир, 1981. – 503 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Sokolov, B. A. (1980). Evolyutsiya i neftegazonosnost' osadochnykh basseinov. Moscow, Nedra Publ., 244 p. (In Russian).
2. Dmitrievsky, A. N. (2023). The fundamental basis of innovative technologies of oil and gas industry // Actual problems of oil and gas, 3(42), pp. 16-23. (In Russian). DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art1
3. Spravochnik po geokhimii nefti i gaza. (1998). Sankt-Peterburg, Nedra Publ., 576 p. (In Russian).
4. Parparova, G. M., Neruchev, S. G. & Zhukova A. V. (1981). Katagenez i neftegazonosnost'. Leningrad, Nedra Publ., 240 p. (In Russian).
5. Maksimov, S. P. & Stroganov, V. P. (1978). Usloviya razdel'nogo formirovaniya zon nefte- i gazonakopleniya v zemnoy kore. Tyumen, ZapSibNIGNI Publ., pp. 5-14. (In Russian).
6. Starobinets, I. S. (1980). Rasprostranenie i usloviya formirovaniya razlichnykh tipov gazokondensatnykh zalezhey i ikh neftyanykh otorochek // Sovetskaya geologiya, (1), pp. 20-26. (In Russian).
7. Chakhmakhev, V. A. (1983). Geokhimiya protsessy migratsii uglevodorodnykh sistem. Moscow, Nedra Publ., 230 p. (In Russian).
8. Durmishyan, A. G. (1979). Gazokondensatnye mestorozhdeniya, Moscow, Nedra Publ., 336 p. (In Russian).
9. Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1978). Petroleum formation and occurrence: A new approach to oil and gas exploration. N. Y.: Springer-Verlag, 702 p. (In English).

Информация об авторе / Information about the author

Имамов Рустам Рафкатович,
кандидат геолого-минералогических наук, доцент, руководитель направления по геологии, ООО «Меретояханефтегаз», г. Тюмень, imatov_rustam@bk.ru

Rustam R. Imamov, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor, Head of Geology, Meretoyakhaneftgaz LLC, Tyumen, imatov_rustam@bk.ru

Статья поступила в редакцию 05.02.2024; одобрена после рецензирования 06.07.2024; принята к публикации 29.07.2024.

The article was submitted 05.02.2024; approved after reviewing 06.07.2024; accepted for publication 29.07.2024.