

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК: 553.9

Теория моделирования углеводородных систем

Р.Р. Имамов

ООО «Меретояханефтегаз»

625048, Тюмень, ул. 50 лет Октября, 14, E-mail: imamov_rustam@bk.ru

(Статья поступила в редакцию 20 января 2024 г.)

Реализация принятых нефтегазовыми компаниями стратегий геологоразведочных работ связана со значительными финансовыми затратами и необходимостью решения трудоемких геолого-технологических задач проведения тех или иных мероприятий. Повысить их эффективность позволяет комплексный анализ параметров, получаемых в процессе моделирования углеводородных систем в пределах территории интереса компаний. Поэтому этап моделирования данных систем должен быть обязательным видом работ, проводимым при принятии решения об инвестировании в геологоразведочный актив.

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

DOI: 10.17072/psu.geol.23.2.173

Введение

В мировой практике планирования геологоразведочных работ (ГРР), в том числе и в российской, нефтяными компаниями в настоящее время применяются два подхода, основанные на концепциях углеводородной системы (УВС) и Play. Концепции базируются на осадочно-миграционной теории происхождения УВ, в которой главным объектом изучения является осадочный нефтегазоносный бассейн (НГБ). При этом с практической точки зрения большой интерес представляют отдельные части или стратиграфические интервалы НГБ. Поэтому для целей планирования ГРР и были разработаны эти концепции. Далее будут приведены их характеристики и принципиальные отличия.

При анализе закономерностей размещения скоплений (месторождений) углеводородов по площади и разрезу с точки зрения формирования ловушек и пластовых резервуаров компаниями часто применяется подход, основанный на Play Консерт, при котором ключевым объектом изучения являются существующие и (или) прогнозируемые скопления

углеводородов в пределах локализованного (обособленного) элемента нефтегазоносного бассейна. Понятие Play в научно-технической литературе не имеет однозначного определения, принимаемого большинством специалистов-нефтяников. Так, в (Allen, 2005) термин Play описывается как представление или модель сочетания коллекторов, очагов генерации УВ, региональных покровов для формирования залежей УВ на определенном стратиграфическом уровне. По мнению (Magoon, 1994), Play описывает геологическое сходство существующих в настоящее время ловушек УВ. В российской научно-технической литературе этим определениям больше всего соответствует понятие «зона нефтегазоаккумуляции» (ЗНГА), под которым понимается нефтегазоносная территория (зона), объединяющая нефтяные и газовые месторождения по условиям формирования залежей, характеру и стратиграфическому диапазону нефтегазоносности. Следует отметить, что термины Play и «ЗНГА» не полностью соответствуют друг другу. Первый термин включает в себя также и представление, понимание об

источнике углеводородов. Второй подразумевает, что где-то был очаг генерации УВ, из которого они мигрировали и аккумулировались в залежи. При анализе ЗНГН изучаются особенности формирования, геологическая история, распределение пород-коллекторов и пород-флюидоупоров, тип ловушек и время их формирования. Таким образом, ЗНГН – это система ловушек, локализованных в нефтегазоносном бассейне, характеризующаяся общностью механизма аккумуляции углеводородов. Границы развития ЗНГН и Play определяются предполагаемой областью развития пластового резервуара с соответствующими фильтрационно-емкостными свойствами или комплекса резервуаров.

Концепция углеводородной системы (УВС) объединяет условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления в зависимости от определенных геологических условий. Понятие «нефтегазовая система» было впервые применено Perrodon A. в 1980 г. в (Perrodon, 1980). Независимо от этого, термин «бассейн генерации» использовал Demaison G. (Demaison, 1984), «углеводородная машина» – Meissner F. и др. (Meissner, 1984), «независимая нефтегазовая система» – Ulmishek G.G. (Ulmishek, 1986). Обобщая предыдущие работы и формализовав критерии выделения материнских пород, их картирования, Magoon L., Dow W. (Magoon, 1994), Magoon L., Veamont E. (Magoon, 1999) назвали данное направление «нефтяной системой», это понятие в настоящее время стало общепринятым. Под ним понимается естественная флюидалная система, которая включает в себя глубокопогруженный очаг активных нефтегазоматеринских пород (основной источник), все связанные с ним залежи нефти, газа и нефтепроявления, элементы и процессы, необходимые для формирования и сохранения этих аккумуляций углеводородов (Magoon, 1994). Также в эту концепцию включаются миграционные пути углеводородов, которые функционируют сейчас или в прошлом, связывающие очаг активной генерации нефти и газа с зоной их аккумуляции.

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.

Наглядно и просто отличия УВС и Play пояснил Cornford C. (Cornford, 2005). Углеводородная система включает в себя одну нефтегазоматеринскую толщу (НГМТ), а также множество резервуаров и ловушек, которые заполнялись из этой толщи. В бассейне могут быть несколько УВС, так как в нем возможно присутствие нескольких НГМТ. Play может содержать УВ из нескольких материнских толщ, но имеет один резервуар (рис. 1).

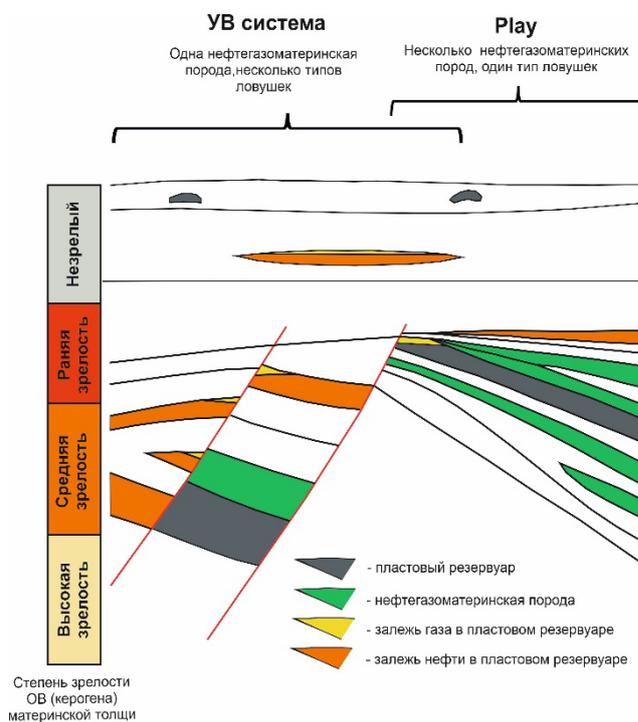


Рис. 1. Принципиальные отличия УВ-системы и Play (по материалам (Cornford, 2005))

В русскоязычной литературе данной концепции более всего соответствует эволюционно-генетическое учение о нефтегазоносных бассейнах Б.А. Соколова (Соколов, 1980). Он рассматривал закономерные связи между размещением месторождений нефти, газа и историей формирования нефтегазоносных бассейнов (НГБ). Нефтегазоносность осадочного бассейна является результатом пространственно-временного соответствия факторов, определяющих условия образования, перемещения, накопления и сохранения нефти и газа, а конкретное проявление этих факторов в значительной степени

характеризуется историко-тектоническим типом бассейна и уровнем его развития.

Таким образом, обобщая и анализируя принципиальные отличия этих двух направлений (концепций), можно сделать вывод, что «углеводородная система» – это генетическое понятие, в котором описывается взаимосвязь всех элементов и геологических процессов в пределах одной системы.

Геолого-геохимические аспекты моделирования углеводородных систем

Важнейшим этапом моделирования УВ-систем является прогнозирование фазово-генетических типов углеводородов, поскольку качественная и количественная оценки УВ-сырья вероятных скоплений (залежей) имеют важное практическое значение в процессе принятия решения об инвестировании в геологоразведочный актив. Также снижение геологических рисков при освоении ГРП-активов и рост эффективности инвестиций могут быть достигнуты за счет повышения точности прогноза нефтегазоносности. В связи с этим технологии, позволяющие проводить моделирование УВ-систем, приобретают все большее практическое значение. При этом в оптимальном варианте основополагающим моментом для принятия решений об инвестировании в ГРП-актив являются результаты анализа комплекса согласованных между собой геолого-геофизических, петрофизических, геохимических, гидрогеологических и геомеханических модельных расчетов. В 80–90-х гг. данный комплекс исследовательских работ оформился в виде самостоятельного направления – бассейнового моделирования, которое в настоящее время рассматривается как базовый элемент углеводородных систем.

Анализ известных технологий бассейнового моделирования, реализуемых в программных комплексах PetroMod, TEMISPAK и др., показывает, что в их основе учитывается до десяти и более ключевых комплексных параметров нефтегазоносного бассейна (НГБ): объем источника образования углеводородов (УВ); обогащенность источника органическим веществом (ОВ); тип керогена и уровень его преобразованности; время генерации УВ; размеры ловушек для нефти и газа; толшины резервуаров (коллекторов); качество резервуаров и покрышек;

пути миграции образующихся флюидов; условия сохранности УВ-скоплений и пр. Данные параметры группируются в четыре основных блока прогноза нефтегазоносности, имеющих различный уровень неопределенности и детерминированности, различные используемые системы ограничений (рис. 2).

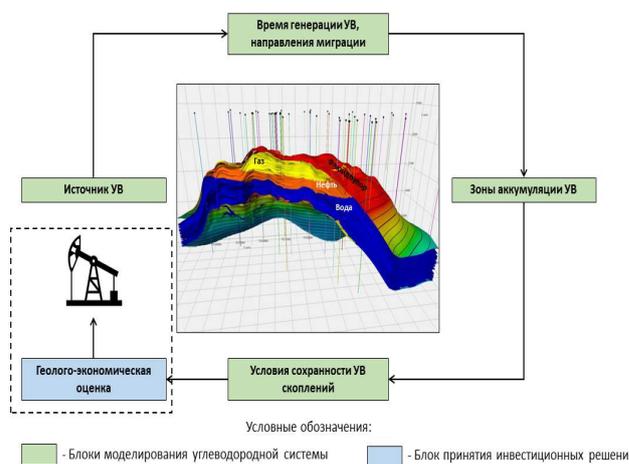


Рис. 2. Основные блоки моделирования углеводородных систем

Теоретической основой прогноза нефтегазоносности всех известных технологий является генетическая концепция «нефтяного и газового окна», или учение о фазах нефтегазообразования, последовательно охватывающее историю погружения осадочного бассейна, эволюцию геотермического и термобарического режимов в осадках, развитие процессов созревания органического вещества (ОВ), генерацию, процессы их миграции, аккумуляции и сохранности.

Эта концепция в основных положениях является общепринятой, а также, по мнению российских и зарубежных исследователей, способствует снижению риска и оптимизации ГРП. Однако не все положения этой концепции получили к настоящему времени достаточно полные, строгие и согласованные решения. Имеются различные варианты ее разработок, противоречия в решении ряда вопросов, в особенности связанные с оценкой устойчивости (сохранности) УВ-скоплений в осадочном чехле НГБ и их источниках. Наиболее остро они обозначились при освоении глубокопогруженных горизонтов до 5–10 км в различных НГБ земного шара.

Обычно в практике ГРП оценка устойчивости УВ и их скоплений в осадочном чехле

НГБ базируется на показаниях уровня преобразованности ОВ, выражаемых часто в единицах отражательной способности витринита (ОСВ). К ОСВ осуществляется привязка всех многочисленных параметров битумоидов, нерастворимого ОВ, нефтей, газов, конденсатов и пластовых вод.

В качестве основных факторов, контролирующих продуктивность нефтегазоматеринских отложений, чаще всего рассматриваются содержание ОВ в породе, его тип и уровень преобразованности, кинетические модели его термической эволюции, термическая стабильность веществ, показатели термобарической обстановки и т.д.

При оценке масштабов нефтегазообразования и прогнозных ресурсов УВ перед геологами-нефтяниками встает задача реконструкции температурной истории НГБ. Здесь также применяется метод определения палеогеотермических условий по данным ОСВ. Температуры достижения определенных градаций катагенеза заметно разнятся. По данным исследователей, разница в палеотемпературах может достигать 100 °С и более. Поэтому прямые замеры ОСВ по образцам керна из пробуренных скважин позволяют восстановить конкретную палеогеотермическую историю изучаемых отложений и выделить в разрезе зоны нефте- и газообразования, эмпирически оценить условия устойчивости УВ-скоплений различного фазового состояния в конкретном природном резервуаре.

Традиционно изучение природных резервуаров НГБ проводится по разным направлениям: петрофизическому, геофизическому, литологическому, гидрогеологическому, геохимическому, кинетическому, термодинамическому, гидродинамическому и некоторым другим. При этом наилучшие результаты в рамках согласования полученных данных, как уже было отмечено, достигаются при использовании технологий моделирования УВ-систем. Следует заметить, что к настоящему времени достигнут высокий уровень инструментальной базы исследования природных резервуаров и их содержимого (вмещающие породы, подземные воды, нефти, газы и ОВ). Вместе с тем методы интерпретации и согласования аналитических данных базируются на концептуальной, зачастую упрощенной, теоретической основе, что связано с рядом причин – в первую очередь, как со

сложностью систем природных резервуаров НГБ, так и с трудностями создания эффективных методов интерпретации процессов, происходящих в недрах в пространстве и во времени.

Методологически региональный качественный прогноз нефтегазоносности 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.

Говоря о фациально-генетическом типе РОВ, стоит отметить, что получить представление о нем можно, используя результаты химико-битуминологических анализов растворимых битуминозных компонентов и их взаимосвязь с ОВ пород. Однако растворимые битумоиды, наиболее близкие по составу к нефти, 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, является главным носителем информации о РОВ. В его строении сохраняются черты, унаследованные от исходного ОВ. При этом количество НОВ составляет 90 % и более от РОВ (Справочник, 1998).

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 газонефтемаатеринскими 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. 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).

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 $t \approx$ от 180–200 до 250 °С. 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 СО₂ и СН₄, однако большая его часть рассеивается. Подэтап протокатагенеза

характеризуется сравнительно невысокой интенсивностью генерации газа, в составе которого преобладает СО₂. Интенсивность образования газа в начале мезокатагенеза (на ГФН) также невысокая, причем в составе газа мало СН₄ и преобладают его гомологи, образующиеся одновременно с нефтяными УВ. Переломный момент в генерации газов наступает в конце мезокатагенеза (на грациях МК₃ (Ж) – МК₄ (К)), когда значительно активизируется метанообразование и начинается ГФГ, продолжающаяся в процессе этапов МК₅ (К) и АК. Миграция и аккумуляция УВ-газов, выделяющихся 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 грации 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 (Неручев, 2010).

Следует отметить, что в период ГФН широко развита термодеструкция преимущественно полимерлипидных компонентов РОВ, что приводит к образованию значительного количества нефтяных УВ и асфальтово-смолистых веществ. Их концентрация достигает максимума в составе РОВ (иногда до 50 %) и в материнских породах (до 3–7 %). Здесь образуется практически вся масса легких УВ, составляющих бензиновые и керосиновые фракции нефти, на долю которых приходится до 50 % от ее массы, а также определенное количество гомологов метана (С₂–С₅), но генерация метана протекает слабо.

В настоящий момент уровень изученности природных газоконденсатных систем (ГКС) позволяет вполне уверенно классифицировать газоконденсатные залежи по их генетическим типам (Старобинец, 1980; Чахмачев, 1983). Все ГКС делятся на две принципиально отличающиеся друг от друга группы – первичные (исходные) и вторичные (новообразованные).

Для первичных ГКС характерно за малым исключением отсутствие в залежах нефтяной оторочки и размещение их на больших глубинах в сравнительно жестких термобарических

условиях. Эти ГКС характеризуются низкими значениями конденсатного фактора ($K_{\text{ф}}$), преобладанием в жидкой фазе ароматических УВ, а в газах – метана и CO_2 .

Генезис первичных конденсатов связывается с нижней зоной мезокатагенеза ($\text{МК}_4 - \text{МК}_5$), расположенной под ГЗН (МК_{1-2} , МК_3). Формирование такого рода первичных систем происходит, очевидно, непосредственно в матрице РОВ материнских толщ в условиях преимущественной газогенерации или при дефиците новообразующихся жидких УВ. Данная система проходит в дальнейшем все эволюционные этапы первичной и вторичной миграции с последующим образованием в коллекторах промышленных скоплений.

Вторичные ГКС характеризуются, 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 $\text{см}^3/\text{м}^3$, порой достигая 1500–2000 $\text{см}^3/\text{м}^3$).

Вторичные конденсаты имеют двойное происхождение. Подавляющее их большинство, относящееся к ГЗН ($\text{МК}_1 - \text{МК}_3$), 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 (Старобинец, 1980), 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 C_H_4 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 (Дурмишьян, 1979).

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 (Максимов, 1978). 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 S_0 , S_1 являются прямыми показателями о способности РОВ генерировать газообразные, низкокипящие УВ (до C_7) и более высокомолекулярные УВ.

Основоположниками данного метода считаются геологи Французского института нефти I. Espitalie и V. Durand, которые в 1973 г. 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} , $^{\circ}\text{C}$ – 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 (Тиссо, 1981). Кроме того, катагенез ОВ оценивается с помощью графика зависимости I_{H} от T_{max} , (рис. 3).

С увеличением зрелости ОВ величина T_{\max} также возрастает. Как и на графике Ван-Кревелена, соотношение между индексами водорода (I_H) и кислорода (I_O) позволяет определить генетический тип РОВ (I, II, III типа). Однако следует помнить, что угли, обогащенные лейптинитовым веществом (смолами, спорами, пылью, кутикулой), обладают высокими значениями I_H при низком I_O , как и сапропелевые ОВ I и II типов. В случае высокой стадии катагенеза все типы РОВ приобретают сходные характеристики по параметрам I_H и I_O .

Следует отметить, что величина T_{\max} для ОВ типа I увеличивается очень слабо, тогда как для РОВ типа III наблюдается закономерный и значительный рост T_{\max} . Величина T_{\max} для РОВ типа II занимает промежуточное положение.

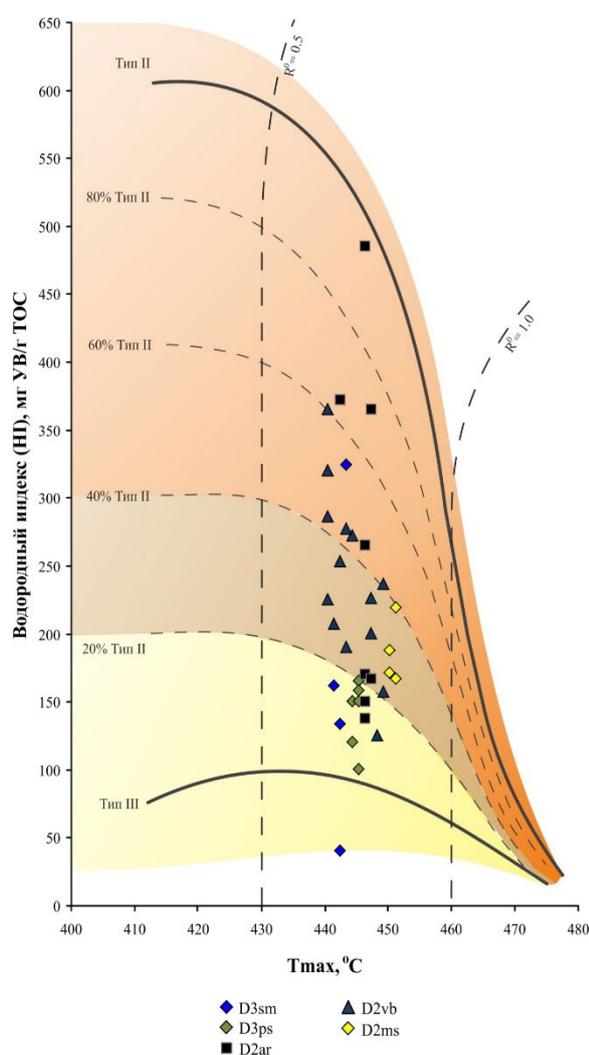


Рис. 3. Пример характеристики зрелости и типа органического вещества глинистых пород по результатам анализа Rock-Eval

Закономерную зависимость величин T_{\max} и R^0 подтвердили исследования американских геохимиков (Peters, 1983, 1986). Также она согласуется с результатами проведенного изучения ОВ пород палеозоя в ряде осадочных бассейнов Сахары (Тихомиров, 1989).

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.

Приведенные выше градации T_{\max} могут служить «инструментом» при обосновании фазового типа углеводородов в прогнозируемых скоплениях (месторождениях) при качественной и количественной оценке их потенциала.

Выводы

Таким образом, на основе приведенных выше результатов анализа современных геолого-геохимических аспектов условий генерации углеводородов и их последующей трансформации в природных резервуарах можно сделать вывод, что процесс моделирования УВ-систем в настоящее время опирается на достаточно серьезную научно-практическую базу. Это подтверждает то, что использование результатов моделирования УВ-систем при оценке геологических рисков и геолого-экономического эффекта от освоения геологоразведочного актива может являться мощным «инструментом» при принятии нефтегазовыми компаниями инвестиционных решений в геологоразведку.

Библиографический список

Дмитриевский А.Н. Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 16–23.

Дурмишьян А.Г. Газоконденсатные месторождения. М.: Недра, 1979. 336 с.

Катагенез и нефтегазоносность / Г.М. Парпарова, С.Г. Неручев, А.В. Жукова и др. Л.: Недра, 1981. 240 с.

Максимов С.П. Условия раздельного формирования зон нефте- и газоаккумуляции в земной коре / С.П. Максимов, В.П. Строганов. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1978. С. 5–14.

Неручев С.Г., Рогозина Е.А. Геохимические основы прогноза нефтегазоносности: курс лекций для молодых специалистов / С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина. СПб: ВНИГРИ, 2010. 280 с.

Соколов Б.А. Эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. М.: Наука, 1980. 244 с.

Справочник по геохимии нефти и газа. СПб: Наука, 1998. 576 с.

Старобинец И.С. Распространение и условия формирования различных типов газоконденсатных залежей и их нефтяных оторочек // Советская геология. 1980. № 1. С. 20–26.

Тиссо Б. Образование и распространение нефти / Б. Тиссо, Д. Вельте. М.: Мир, 1981. 501 с.

Чахмахчев В.А. Геохимия процесса миграции УВ-систем. М.: Недра, 1983. 230 с.

Allen P.A., Allen J.R. Basin Analysis: Principles and Applications. 2-nd ed. Oxford: Blackwell Publishing, 2005. 220p.

Cornford C. Petroleum Geology / The Petroleum System // Encyclopedia of Geology. 2005. P. 268–294.

Demaison G. The generative basin concept / Petroleum geochemistry and basin evaluation / Ed. By G. Demaison, R.J. Murriss // AAPG Memoir. 1984. Vol. 35. P. 1–14.

Espitalie J. / Use of Tmax as a maturation index for different types of organic matter. Comparison with vitrinite reflectance. Therm. model, sediment. basins, Jst. JFP Exploration Res. Conf.: Carcans, Paris, Technip, 1986. Vol. 4–6. P. 475–495.

Magoon L.B., Dow W.G. The petroleum system: From source to trap // AAPG Memoir. 1994. Vol. 60. P. 3-243-24.

Perrodon A. Geodynamique petroliere / A. Perrodon. // Genese et reparation des gisements d'hydrocarbures. P.: Masson – Elf-Aquitane, 1980. 381 p.

Meissner F.F. Stratigraphic relationships and distribution of source rocks in the Rocky Mountain region / Ed. By F.F. Meissner, J. Woodward, J.L. Clayton // Hydrocarbon source rocks of the greater Rocky Mountain region. Denver, CO.: Rocky Mountain Association of Geologist. 1984. P. 1–34.

Magoon L.B., Beaumont E.A. Petroleum Systems // Exploring for Oil and Gas Traps. Treatise of Petroleum Geology. Handbook of Petroleum Geology. / Ed. by E.A. Beaumont, N.H. Foster. 1999. Ch. 3. P. 3-4-3-24.

Ulmishek G. Stratigraphic aspects of petroleum resource assessment / G. Ulmishek, D.D. Rice. // Oil and gas assessment – methods and applications // AAPG Studies in Geology. 1986. Vol. 21. P. 59–68.

Theory of Hydrocarbon Systems Modeling

R.R. Imamov

Meretoyakhaneftegaz LLC, 14, 50 Let Oktyabrya Str., Tyumen 625048, Russia,

E-mail: imamov_rustam@bk.ru

The implementation of geological exploration strategies adopted by oil companies is associated with significant financial cost and the need to solve the labor-intensive geological and technological problems of conducting the certain operations. Their efficiency can be increased by a comprehensive analysis of the parameters obtained in the process of modeling the hydrocarbon systems within the territory of interest of the companies. Therefore, the stage of modeling these systems should be a mandatory type of work carried out when making a decision to invest in a geological exploration.

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

References

Dmitrievsky A.N. 2023. Fundamental basis of innovative technologies of the oil and gas industry. Actual problems of oil and gas. 3(42):16-23. (in Russian)

Durmishyan A.G. 1979. Gas condensate fields. Moskva, Nedra, p. 336. (in Russian)

Parparova G.M., Neruchev S.G., Zhukova A.V. et al. 1981. Katagenesis and oil and gas potential. Leningrad, Nedra, p. 240. (in Russian)

Maksimov S.P., Stroganov V.P. 1978. Conditions for the separate formation of oil and gas accumulation zones in the Earth's crust. In: Conditions for the separate formation of oil and gas accumulation zones in the Earth's crust. Tyumen, ZapSibNIGNI, pp. 5-14. (in Russian)

- Neruchev S.G., Rogozina E.A.* 2010. Geochemical foundations of the forecast of oil and gas potential: A course of lectures. St. Petersburg, VNIGRI, p. 280. (in Russian)
- Sokolov B.A.* 1980. Evolution and oil and gas content of sedimentary basins. Moskva, Nauka, p. 244. (in Russian)
- Handbook of geochemistry of oil and gas.* St. Petersburg, Nauka, 1998. p. 576. (in Russian)
- Starobinets I.S.* 1980. Distribution and conditions of formation of various types of gas condensate deposits and their oil rims. Soviet geology, 1:20-26. (in Russian)
- Tissot B., Velte D.* 1981. Formation and distribution of oil. Moskva, Mir, p. 501. (in Russian)
- Chakhmakhchev V.A.* 1983. Geochemistry of the migration process of hydrocarbon systems. Moskva, Nedra, p. 230. (in Russian)
- Allen P.A., Allen J.R.* 2005. Basin Analysis: Principles and Applications. 2-nd ed. Oxford, Blackwell Publishing, p. 220.
- Cornford C.* 2005. Petroleum Geology / The Petroleum System. Encyclopedia of Geology. pp. 268-294.
- Demaison G.* 1984. The generative basin concept. *In: Petroleum geochemistry and basin evaluation. Eds. G. Demaison, R.J. Murriss.* AAPG Memoir. 35:1-14.
- Espitalie, J.* 1986. Use of Tmax as a Maturation Index for Different Types of Organic Matter. Comparison with Vitrinite Reflectance. *In: Thermal Modeling in Sedimentary Basins.* Ed. by Burrus, J.. Publications de l'Institut Français du Pétrole / Institut Français du Pétrole, 44. Editions Technip, Paris, pp. 475-496.
- Magoon L.B., Dow W.G.* 1994. The petroleum system - From source to trap. AAPG Memoir. 60.
- Perrodon A.* 1980. Géodynamique pétrolière: genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures. New York:Masson, Paris:Elf-Aquitane, p. 381.
- Meissner F.F.* 1984. Stratigraphic relationships and distribution of source rocks in the Rocky Mountain region. *Ed. By F.F.Meissner, J.Woodward, J.L.Clayton.* Hydrocarbon source rocks of the greater Rocky Mountain region. Denver, CO, Rocky Mountain Association of Geologist, pp. 1-34.
- Magoon L.B., Beaumont E.A.* 1999. Petroleum Systems. *In: Exploring for Oil and Gas Traps. Treatise of Petroleum Geology. Handbook of Petroleum Geology.* Ed. by E.A. Beaumont, N.H. Foster. 1999. Ch. 3. pp. 4-24.
- Ulmishek G.* 1986. Stratigraphic aspects of petroleum resource assessment. *Ed. by G.Ulmishek, D.D.Rice.* Oil and gas assessment – methods and applications. AAPG Studies in Geology. 21:59-68.