

Критерии нефтегазоносности осадочного бассейна

А.В. Ступакова¹, А.А. Поляков², Н.А. Малышев², Р.С. Сауткин^{1*}, В.Е. Вержбицкий²,
Д.К. Комиссаров², В.В. Волянская², С.В. Осипов², М.А. Большакова¹, А.А. Суслова¹, А.Г. Калмыков¹,
К.А. Ситар¹, М.Е. Воронин¹, М.Ю. Карпушин¹, А.В. Мордасова¹, Н.И. Коробова¹

¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Критерии нефтегазоносности осадочного бассейна – это признаки, которые характеризуют работу углеводородной системы как геологической единицы. Критерии могут быть базовыми и дополнительными. К первым относятся те, без которых невозможна работа углеводородной системы и, как следствие, формирование месторождения. Вторые характеризуют свойства базовых критериев качественно и количественно. Свойства всех базовых критериев упорядочены по генезису и сведены в систему, которая позволяет достаточно быстро и точно установить связь между ними и классифицировать их. Система может быть использована не только для выбора количественных параметров при построении моделей разного масштаба, но и для автоматизированного использования в производственных целях геологоразведочных работ (ГРП). При этом классификацию базовых критериев нефтегазоносности можно использовать на всех этапах ГРП. На начальных региональном и поисково-оценочном этапах, когда с низкой долей вероятности можно судить лишь о типе осадочного бассейна и обстановках осадконакопления, можно прогнозировать свойства нефтегазоматеринских толщ, пород-коллекторов, типы ловушек и флюидоупоров. При наличии всех статических базовых критериев можно моделировать процесс формирования залежей углеводородов, включая генерацию, миграцию, аккумуляцию и последующие постакумуляционные процессы. Если же месторождение находится на стадии разведки или разработки, то классификации помогут верифицировать геологические и гидродинамические модели с учетом привязки к региональному и зональному планам и правильно идентифицировать геологические особенности изучаемого объекта и выбрать геологические аналоги осваиваемого участка недр.

Ключевые слова: нефтегазоносность, базовые и дополнительные критерии, нефтегазоматеринская толща, породы-коллекторы, ловушка, флюидоупор, процессы, генерация, миграция, аккумуляция, консервация

Для цитирования: Ступакова А.В., Поляков А.А., Малышев Н.А., Сауткин Р.С., Вержбицкий В.Е., Комиссаров Д.К., Волянская В.В., Осипов С.В., Большакова М.А., Суслова А.А., Калмыков А.Г., Ситар К.А., Воронин М.Е., Карпушин М.Ю., Мордасова А.В., Коробова Н.И. (2023). Критерии нефтегазоносности осадочного бассейна. *Георесурсы*, 25(2), с. 5–21. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.1>

Введение

Для поиска месторождений нефти и газа используются критерии нефтегазоносности осадочного бассейна, то есть признаки, по которым характеризуют нефтегазоносность осадочного бассейна. Это могут быть прямые признаки – нефте- и газопроявления, но в большинстве случаев это косвенные геологические признаки, которые указывают на работу углеводородной системы, то есть совокупность природных факторов, которые обуславливают генерацию углеводородов (УВ) и их последующую миграцию и аккумуляцию в залежи. Углеводородная система включает в себя очаг нефтегазогенерации и все углеводороды, сгенерированные в этом очаге, а также все элементы и процессы, необходимые для образования скоплений нефти и газа (Magoon, Dow, 1994). К элементам углеводородной системы относят нефтегазоматеринскую толщу, породу-коллектор, ловушку и флюидоупор, а также основные процессы: формирование ловушек, генерацию, миграцию

и аккумуляцию/консервацию нефти и газа. Описание элементов углеводородной системы и анализ процессов ее работы требуют разработки критериев их оценки.

Критерии могут быть базовыми и дополнительными. Базовыми считаются те, без которых невозможна работа углеводородной системы и, как следствие, формирование месторождения. Отсутствие одного из базовых критериев повышает вероятность отрицательного результата геологоразведочных работ (ГРП) до 100%. Дополнительные критерии характеризуют свойства базовых критериев качественно и количественно.

Базовые критерии подразделяются на статические и динамические (рис. 1). К статическим критериям относятся элементы углеводородной системы, которые можно выделить в разрезе осадочного чехла, т.е. нефтегазоматеринская толща, коллектор, ловушка и флюидоупор. Динамические критерии отражают процесс формирования залежи – генерацию, миграцию, аккумуляцию и консервацию или постакумуляционные процессы (рис. 2).

Изучение процессов как ключевых базовых критериев нефтегазоносности является важным требованием методологии поисково-разведочных работ. Углеводородная система динамична, она постоянно меняется под действием протекающих в ней процессов (Малышев,

* Ответственный автор: Роман Сергеевич Сауткин
e-mail: r.sautkin@oilmsu.ru

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0
License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Никишин, 2011). Знание базовых процессов формирования залежи имеет не меньшее значение, чем поиск в разрезе осадочного чехла нефтегазоматеринских толщ, коллекторов, ловушек и покрышек (флюидоупоров). Однако косвенные признаки, по которым можно проследить процесс формирования залежи в разрезе осадочного чехла, остаются до конца не разработанными.

Методы геологоразведочных работ на нефть и газ направлены на получение информации о критериях нефтегазоносности осадочного бассейна для решения задач поиска и разведки месторождений нефти и газа. Большой объем информации требует ее ранжирования, систематизации, создания справочников, классификаций,

типизаций и методологий, по которым можно быстро определить критерий нефтегазоносности и его свойства. Информация постоянно обновляется, применяются новые методы исследования, появляются новые параметры, которые должны быть встроены в систему анализа критериев нефтегазоносности. Это требует создания их классификаций по единому принципу (рис. 3). Единые принципы ранжирования информации позволяют автоматизировать систему и быстро принимать решения с учетом возможных рисков.

Цель настоящей работы – создать систему классификаций для элементов нефтегазовой (углеводородной) системы. И, как следствие, одной из основных задач стало



Рис. 1. Базовые критерии нефтегазоносности

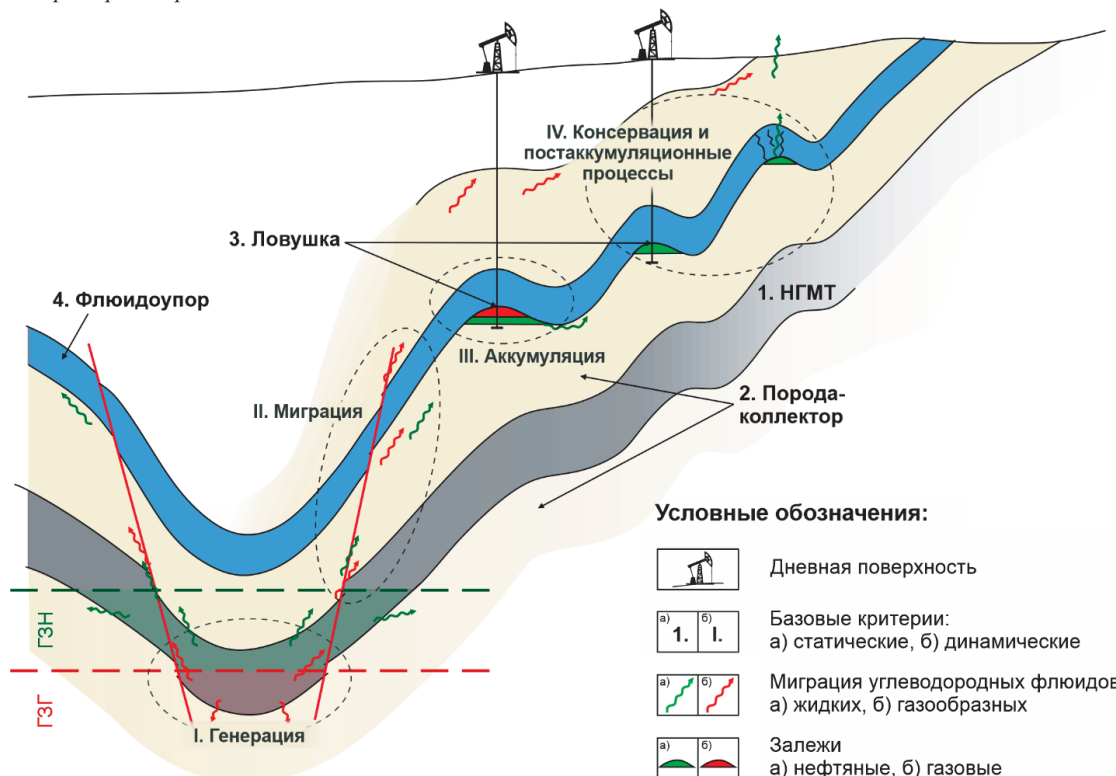


Рис. 2. Процессы формирования залежи: элементы и процессы углеводородной системы, соотнесенные с базовыми статическими и динамическими критериями



Рис. 3. Структура классификации базовых статических критериев

формулирование и формализация принципов классификаций элементов нефтегазовой системы (как объектов, так и процессов, входящих в ее состав) и определение их характеристик.

В данной работе предлагается ранжировать привычные для нас критерии нефтегазоносности по единому генетическому признаку. Зная условия образования элементов углеводородной системы (ЭУС) можно спрогнозировать их свойства и, наоборот, по свойствам установить генетический тип. Для ранжирования ЭУС по генезису систематизирована классификация обстановок осадконакопления с указанием наиболее благоприятных условий для образования нефтегазоматеринских толщ, коллекторов, флюидоупоров и литологических ловушек нефти и газа. В разработанных классификациях базовых критериев приведены те свойства, которые определяют их тип. Эти свойства являются справочным материалом для характеристики базовых критериев и выбора поискового объекта.

Нефтегазоматеринская толща и процесс генерации углеводородов

Нефтегазоматеринская толща (НГМТ) – это толща тонкозернистых осадочных пород, содержащих ОВ, которая при определенных термобарических условиях способна генерировать и выделять жидкие и газообразные углеводороды в количествах, достаточных для формирования месторождений нефти и газа (Баженова и др., 2000). Геологический этап, когда нефтегазоматеринская толща находится в условиях температур и давлений, при которых происходит наиболее интенсивная генерация нефтяных и газовых УВ, называется *главной фазой нефтегазообразования* (ГФН). Глубины, отвечающие главной фазе нефтеобразования, называются *главной зоной нефтегазообразования* (ГЗН). Структурные элементы осадочного бассейна, в пределах которых нефтегазоматеринские толщи вошли в главную зону нефтегазообразования, называются *очагом нефтегазообразования*.

Классификация НГМТ основывается на генезисе пород ее слагающих с указанием преобладающего литотипа пород и обстановок осадконакопления. Обстановки осадконакопления определяют тип органического вещества (ОВ) и его водородный индекс (НИ). *Водородный индекс* отражает количество углеводородов, которое может быть сгенерировано из 1 г ОВ. С помощью дополнительных критериев оценивают качество нефтегазоматеринской

толщи, в том числе количество и свойства ОВ и *катагенетическую зрелость*, то есть преобразованность ОВ под действием температур и давлений в катагенезе. По типу ОВ и его свойствам устанавливают фазовый состав генерируемых УВ. Обстановки осадконакопления определяют возможную суммарную мощность нефтегазоматеринской толщи для оценки объема сгенерированных УВ из ОВ пород (табл. 1).

Зная тип нефтегазоматеринской толщи и ее свойства, можно определить фазовый состав углеводородов в прогнозируемых месторождениях. Нефтяные углеводороды происходят преимущественно из толщ морского генезиса карбонатно-глинистого и карбонатно-кремнистого состава. УВ нефтяного ряда производят и озерные глинисто-кремнистые отложения. Наиболее высокопродуктивными отложениями, генерирующими нефть, являются высокоуглеродистые карбонатно-глинистые и глинисто-кремнистые породы относительно глубоководного шельфа, к которым относятся доманикоидные толщи Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов, баженовский горизонт Западной Сибири, хадумские отложения Предкавказья, куонамские отложения Восточной Сибири (Ступакова и др., 2015). Континентальные болотные и прибрежно-морские отложения содержат в большом количестве углистые прослои, которые резко повышают долю газа в составе генерируемых флюидов.

Процесс генерации углеводородов в осадочном бассейне оценивается по соответствию катагенетической зрелости органического вещества нефтегазоматеринской толщи главной фазе нефтегазообразования, по глубине зоны нефтегазообразования и по типу флюида (рис. 4).

Созревание органического вещества до того момента, когда нефтегазоматеринская толща вступит в главную фазу нефтегазообразования и начнет активно производить углеводороды, – процесс длительный и стадийный. В катагенезе выделяют следующие подстадии: протокатагенез, мезокатагенез и апокатагенез. Каждая из подстадий характеризуется определенными режимами, которым соответствуют различные значения параметров ОВ пород, таких как *показатель отражательной способности витринита* (R_0), $T_{\max}$ *пиролиза* и др. По этим значениям определяют, вступила ли нефтегазоматеринская толща в главную фазу нефтегазообразования. При этом для каждого типа ОВ рассчитывают значения, указывающие на начало активной фазы генерации углеводородов. Каждый тип ОВ в ходе преобразования выделяет определенное

Группа	Класс	Тип обстановки осадконакопления Группа фаций/фаши	Литотип породы	Тип ОБ	НН, мгУВ/гТОС	C _{орг} %:		Начало генерации			Преобладающий тип генерируемого флюида	Элементный состав		Ожидаемая мощность, м
						Средн.	Мин.-макс.	Стадия катагенеза	T _{max} °C	R _o %		(О/Cat)	(Н/Cat)	
Глинисто-карбонатно-кремнистые	Континентальные	Болотные	Угли, углистые аргиллиты, аргиллиты, торф	III лимн.	150–300	3–5	0,5–80	МК ₂ –МК ₃	448–459	0,65–1,15	Газ	0,2–0,3	0,75–0,95	<10
		Озёрные	Глинистые, кремнисто-глинистые породы	I	> 600	1,5	0,3–50	МК ₁	430–438	0,5–0,65	Нефть	≤0,1	>1,45	5–20
	Прибрежно-морские (переходные)	Дельтовые	Угли, углистые алевролиты	III пар.	150–200	3–5	0,5–80	МК ₂ –МК ₃	448–459	0,65–1,15	Газ	≥0,3	0,7–0,75	< 5
		III/IV		50–150	3–5	0,5 – 85	МК ₂ –МК ₃	448–459	0,65–1,15	Газ	≥0,3	0,6–0,75	< 5	
		Лагуны	Мергели, карбонатные аргиллиты, аргиллиты, угли	III/II	250–350	6	1–50	МК ₁ –МК ₂	430–448	0,5–0,85	Газ, нефть	0,1–0,3	0,95–1,15	5–30
	Морские	Шельф с карбонатной седиментацией	Мергели, карбонатные аргиллиты	II мелков.	300–600	2–5	0,5–25	МК ₁	430	0,5–0,65	Нефть	0,1–0,2	1,15–1,35	10–100
		Шельф с терригенной седиментацией	Аргиллиты	II/III	250–350	2–4	0,5–45	МК ₁ –МК ₂	438–448	0,5–0,85	Нефть, газ	0,1–0,3	0,95–1,15	10–100
		Относительно глубоководные впадины на шельфе	Высокоуглеродистые карбонатно-глинистые и глинисто-кремнистые породы	II глуб.	300–750	2–15	0,5–33	ПК ₃ –МК ₁	425–430	0,5–0,65	Нефть	0,1–0,2	1,15–1,35	10–100
	III S			300–750	2–13	0,5–30	ПК	425	0,4–0,65	Нефть	0,1–0,2 (C _{орг} /C = 0,03–0,06)	>1,0	10–100	
	Дополнительные критерии													
Литотип и обстановка осадконакопления				Наличие и свойства ОБ			Катагенетическая зрелость НГМТ			Фазовый состав генерируемого УВ	Элементный состав ОБ		Мощность	

Табл. 1. Классификация нефтегазоматеринских пород и их свойства

количество углеводородов в зависимости от приложенной температуры и времени ее воздействия и обладает своим собственным генерационным потенциалом. Процесс генерации нефти и газа описывается *кинетическим спектром деструкции керогена*, что необходимо для понимания объема генерируемых углеводородов на каждой стадии катагенеза и их фазового состава.

Зона нефтегазообразования зависит от температурного режима осадочного бассейна (истории геологического развития) и от типа ОБ нефтегазоматеринской толщи. Важную роль при этом играют глубинные тектонические процессы, скорость осадконакопления и длительность нахождения нефтегазоматеринской толщи в условиях главной зоны нефтегазообразования. Положение зоны нефтегазонакопления указывает на очаг нефтегазообразования, из которого поступают углеводороды. На рис. 5

представлены обобщенные данные о положении главных зон нефте- и газообразования по сведениям разных лет исследований и различных научных школ.

Нефтяные и газовые флюиды являются результатом процессов генерации. Тип флюида, свойства и количество можно спрогнозировать по типу нефтегазоматеринской толщи и условиям генерации. Косвенным признаком работы всей углеводородной системы является сходство состава и свойств ОБ и сгенерированного флюида.

Порода-коллектор и процесс миграции углеводородов

Существует много определений породы-коллектора. Большинство из них указывает на способность породы-коллектора отдавать флюиды при разработке месторождения. Так, например, по определению О.К. Баженовой

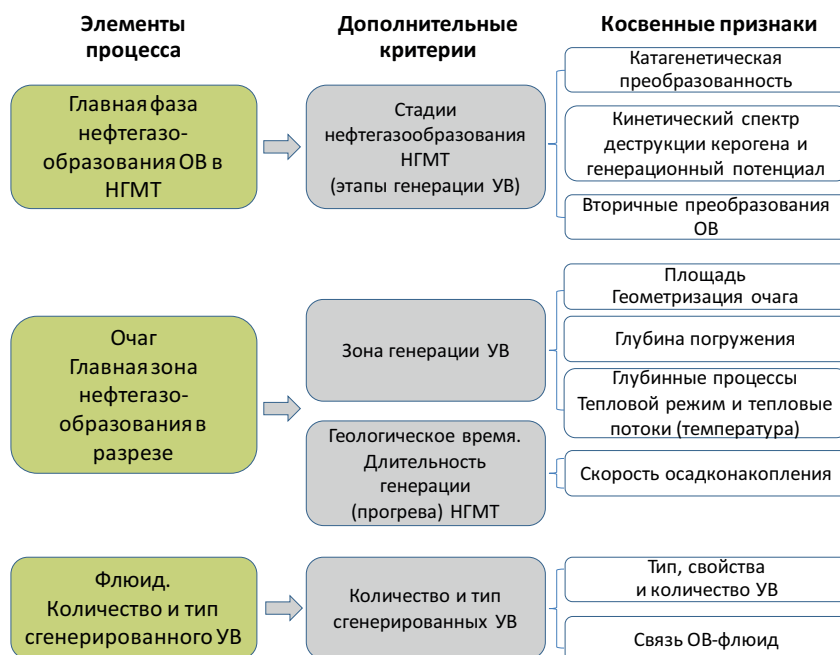


Рис. 4. Процесс генерации углеводородов, элементы процесса и критерии его определения

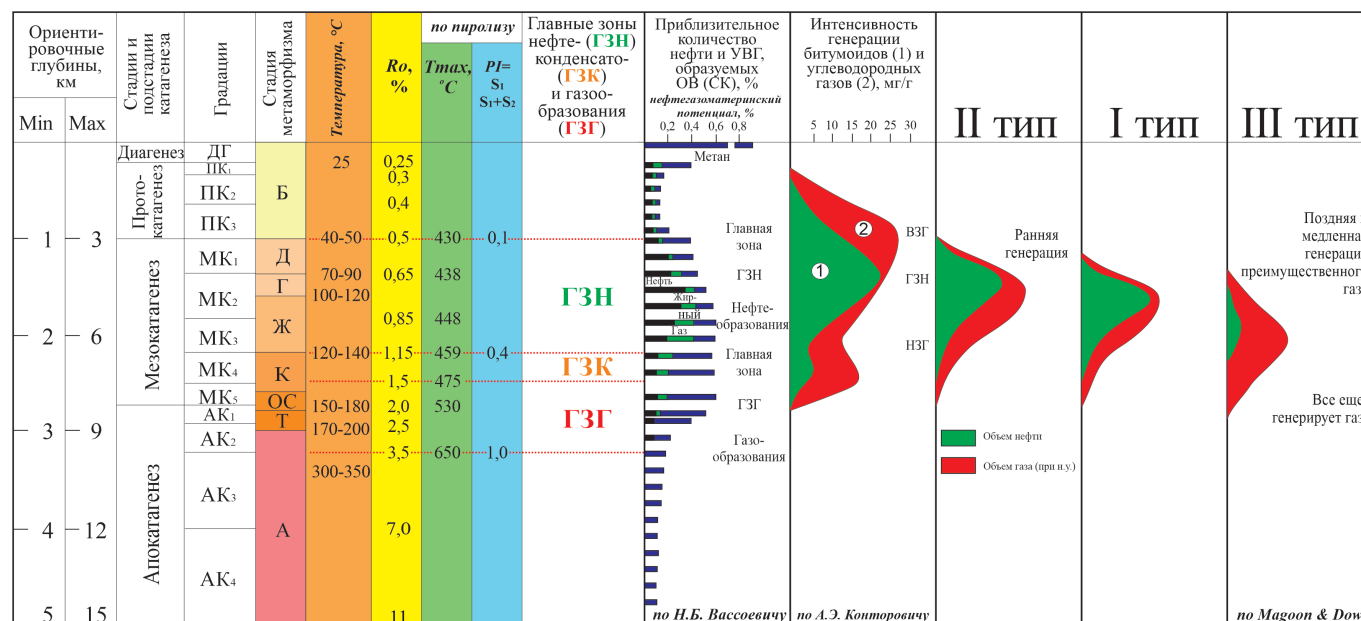


Рис. 5. Катагенетическая зрелость НГМТ и типы ОВ, способного генерировать разные УВ в зависимости от термобарических условий (по (Вассоевич, 1986; Espitalie, 1986; Вассоевич и др., 1984; Бурштейн и др., 1997, Конторович, 2004)). Градации метаморфизма: ПК – протокатагенез, МК – мезокатагенез, АК – апокатагенез. Стадии метаморфизма углей: Б – бурые, Д – длиннопламенные, Г – газовые, Ж – жирные, К – коксующиеся, ОС – отощенно спекающиеся, Т – тощие, А – антрациты. Зоны образования УВ: ГЗН – главная зона нефтеобразования, ГЗК – главная зона конденсатообразования, ГЗГ – главная зона газообразования

и Ю.К. Бурлина, «порода-коллектор – порода, которая обладает пустотным пространством, способным вмещать подвижные флюиды (воду, нефть, газ) и отдавать их в естественном источнике или в горной выработке (колодце, шахте, скважине)» (Баженова и др., 2000); породой-коллектором В.И. Ермолкин называет горные породы, обладающие способностью вмещать нефть, газ и воду и отдавать их при разработке (Ермолкин, Керимов, 2012). Однако есть породы, которые могут вмещать углеводороды, но практически не отдают их при разработке месторождения. Тем не менее эти породы пропускают углеводороды через себя и участвуют в качестве проводников в процессе миграции нефти, газа и воды от очага

к залежи. Такие породы также должны быть отнесены к коллекторам. В залежи они часто рассматриваются как слабопроницаемые породы. Таким образом, породой-коллектором называется порода, которая обладает пустотным пространством, способным вмещать подвижные флюиды (воду, нефть, газ) и пропускать их через себя при наличии перепада давления.

Основным критерием выделения породы-коллектора является наличие пустотного пространства, которое вмещает нефть, газ и воду. Тип пустотного пространства может быть поровым, трещинным, каверновым или комбинацией этих типов. Он определяется условиями осадконакопления с последующими его изменениями

за счет вторичных постседиментационных процессов. Соответственно, как генезис пород, так и их вторичные изменения являются одними из основных критериев выделения и определения типа пород-коллекторов. Объем пустотного пространства оценивается *коэффициентом пористости*. Способность отдавать флюиды породой-коллектором определяется по ее фильтрационным свойствам и измеряется *коэффициентом проницаемости*.

В зависимости от решаемых задач разработаны многочисленные классификации пород-коллекторов, в основе которых лежат литологический состав, фильтрационно-емкостные свойства, морфологические признаки, генезис пустотного пространства и другие параметры. Наиболее распространено ранжирование по емкостно-фильтрационным свойствам пород (Теодорович, 1938; Леворсен, 1970; Смехов и др., 1958; Ханин, 1969; Бурлин, 197; Бурлин и др., 1991). Среди них есть классификации, разработанные отдельно для терригенных и карбонатных групп пород (Ханин, 1969; Багринцева, 1977, 2021).

Для емкостно-фильтрационных свойств песчано-алеврито-глинистых пород часто пользуются классификацией А.А. Ханина (1969), которая разработана для пород с межзерновой пустотностью и показывает тесную корреляционную связь между размером зерен пород, их пористостью и проницаемостью. Для карбонатных пород К.И. Багринцевой разработана классификация, в которой карбонатные породы ранжированы не только по их емкостно-фильтрационным свойствам, но и по их генезису (Багринцева, 1977, 1999, 2021).

Использование генезиса пород как основного критерия для выделения и ранжирования пород-коллекторов позволяет спрогнозировать их тип (поровый, трещинный, каверновый) в зависимости от условий и механизма его образования, а также оценить его долю в общем объеме данного генетического типа отложений (табл. 2). Рассматриваются группы терригенных, карбонатных и «нетрадиционных» коллекторов. К «нетрадиционным» относятся низкопроницаемые вулканогенно-осадочные, глинисто-кремнистые, а также метаморфические и интрузивные породы (табл. 3). Каждая группа пород-коллекторов подразделяется на литотипы по условиям их формирования и литологическому составу. Каждый литотип породы, в свою очередь, имеет характерные для него количественные значения пористости и проницаемости и может рассматриваться как тип коллектора согласно классификациям, разработанным для терригенных пород А.А. Ханиным, а для карбонатных пород К.И. Багринцевой.

С породой-коллектором связаны процесс *миграции углеводородов*, *перемещение их из нефтегазоматеринской толщи в коллектор и движение по коллектору в зону наименьшего давления*. Миграция – сложный и стадийный процесс, который описан в работах В.П. Савченко (1952), С.А. Пунановой (1974), В.А. Чахмахчева (1983), А.А. Бакирова (1976, 1990), В.И. Ермолкина (2012) и др. Понимание этого процесса позволяет спрогнозировать пропущенные залежи по пути движения флюидов.

Критерии оценки возможности миграции углеводородов в породе-коллекторе связаны с тремя элементами – участниками этого процесса. Первый элемент – это сама порода-коллектор. Изменения ее состава и пустотного пространства из-за фильтрации флюида, капиллярных явлений

и эпигенетических преобразований являются косвенными признаками миграции флюида по коллектору. Вторым элементом процесса – это флюид. Изменения состава и свойств мигрирующих флюидов косвенно указывают на их перемещение по пласту. Третьим элементом миграции является геологический разрез, структурный план бассейна и его термобарические условия. Все три элемента определяют направление и дальность миграции углеводородов (рис. 6).

Ловушка и процесс аккумуляции углеводородов (формирование залежи)

Ловушка – часть природного резервуара, в которой создаются условия для аккумуляции флюидов в залежи. Это определение использовали многие отечественные и зарубежные ученые, например А.А. Бакиров (1976), И.О. Брод (1951), Н.Б. Вассоевич (1986), Справочник по геологии нефти и газа (1984), М.К. Калинин (1987), А.И. Леворсен (1970), Г.А. Габриэлянц (1975) и др. В.В. Семенович (Семенович и др., 1987) определил ловушку как часть природного резервуара, в которой устанавливается равновесие между силами, вызывающими перемещение флюидов (воды, нефти и свободного газа) в породах, и препятствующими ему силами. В ловушке возникает статическое равновесие, которое является причиной аккумуляции углеводородов в залежи.

Существует большое количество классификаций ловушек и соответствующих им залежей нефти и газа. В основе большинства из них лежит морфогенетический принцип ранжирования ловушек как по генезису их образования, так и по их форме. Учет генетических и морфологических принципов ранжирования ловушек вызван необходимостью рационального применения комплекса геолого-геофизических работ для их выявления. В зависимости от причин, обуславливающих возникновение ловушек, выделяют три основные группы: структурные, стратиграфические и литологические. В каждой группе ловушек по механизму формирования выделяют классы. В группе структурных ловушек различают сводовые (антиклинальные), моноклинальные малоамплитудные и тектонически экранированные (табл. 4). В группе стратиграфических ловушек выделяют эрозионные ловушки и ловушки, сформированные процессами диапиризма и вулканизма (табл. 5). В группе литологических ловушек выделяют ловушки фациального замещения, биогенные и постседиментационные. Каждый класс этих ловушек подразделяется на типы по морфологии и имеет характерные признаки его выделения (табл. 6). Зная особенности геологического строения осадочного бассейна, можно определить зону с наиболее вероятным типом ловушек и их положение в разрезе.

Аккумуляция углеводородов в залежи – это процесс образования единичного скопления нефти или газа в ловушке, когда мигрирующие в зону наименьшего давления флюиды переходят в статическое равновесие. Элементами этого процесса являются ловушка, в которой происходит формирование залежи, углеводороды и пластовая вода. Косвенными признаками, по которым оценивают этот процесс, являются время формирования ловушки и время ее возможного заполнения, соотношение размера залежи к размеру ловушки, гидродинамические условия залежи, фазовое распределение углеводородов и состав пластовых вод в зоне контакта углеводороды – вода.

Группа	Класс	Тип обстановки осадконакопления. Группа фаций/Фации	Литологический состав/Литотип	Тип коллектора	K _п , %	K _{пр} , мД	Класс коллектора	Доля в объёме отложений
Терригенные	Континентальный	Ледниковые. Флювио-гляциальные. Зандры, озы, камы	Песчаники, алевролиты	Поровый, крупно-средне обломочный, плохой сортировки	1–10	1–10	V	0,01
		Предгорные (склоновые). Продукты выветривания и гравитационного переноса. Коллювий, элювий	Конгломераты, брекчии. Полимиктовые	Поровый, крупно обломочный, плохой сортировки	1–10	1–10	V	0,1
		Предгорные (склоновые). Проллювиально-аллювиальные. Русла	Конгломераты, брекчии. Полимиктовые	Поровый, крупно обломочный, плохой сортировки	1–5	1–10	V	0,1
		Предгорные (склоновые). Проллювиально-аллювиальные. Конус выноса	Конгломераты, гравелиты, песчаники, алевролиты. Грубообломочные, полимиктовые	Поровый, крупно обломочный, плохой сортировки	1–5	1–10	V	0,1
		Аллювиальные. Спряmlенные реки. Русла	Песчаники. Крупнозернистые, среднезернистые, грубообломочные, полимиктовые	Поровый, крупно-средне- мелкозернистый, средней сортировки	10–20	10–100	IV	0,2
		Аллювиальные. Ветвящиеся реки. Русла	Песчаники. Крупнозернистые, среднезернистые, мелкозернистые, полимиктовые	Поровый, крупно-средне- мелкозернистый, средней сортировки	15–20	100–500	III	0,3
		Аллювиальные. Меандрирующие реки. Русла	Песчаники, алевролиты. Крупнозернистые, среднезернистые, мелкозернистые, полимиктовые	Поровый, крупно-средне- мелкозернистый, средней сортировки	15–20	100–500	III	0,4
		Аллювиальные. Меандрирующие реки. Пойма (пески разливов)	Песчаники. Тонкозернистые (алевролиты крупнозернистые). Алевролиты. Мелкозернистые, полимиктовые	Поровый, мелкозернистый, плохой сортировки	5–15	10–100	IV	0,2
		Эоловые. Дюны, барханы	Песчаники, алевролиты	Поровый средне-мелкозернистый хорошей сортировки	5–15	10–500	IV–III	0,2
	Прибрежно-морской (переходный)	Дельтовые. Флювиальные. Распределительные каналы, фронт дельты (устьевые бары)	Песчаники. Среднезернистые, мелкозернистые, тонкозернистые (алевролиты крупнозернистые). Алевролиты. Полимиктовые, мезомиктовые, олигомиктовые	Поровый, средне-мелкозернистый средней сортировки	15–25	100–500	III	0,4
		Дельтовые. Приливно-отливные (эстуарии). Приливная коса, приливно-отливной бар	Песчаники. Среднезернистые, мелкозернистые, тонкозернистые (алевролиты крупнозернистые). Алевролиты. Полимиктовые, мезомиктовые, олигомиктовые	Поровый, средне-мелкозернистый средней сортировки	15–25	100–500	III	0,4
		Приливно-отливное побережье. С терригенной седиментацией. Приливно-отливные каналы, береговой склон	Песчаники. Среднезернистые, мелкозернистые, тонкозернистые (алевролиты крупнозернистые). Алевролиты. Полимиктовые, мезомиктовые, олигомиктовые	Поровый, средне-мелкозернистый средней сортировки	15–25	100–500	III	0,4
		Волновое побережье (барьерного типа). С терригенной седиментацией. Бары, гряды, пляж	Песчаники. Крупнозернистые, среднезернистые, мелкозернистые, тонкозернистые. Алевролиты. Мезомиктовые, олигомиктовые, мономиктовые, кварцевые	Поровый, крупно-средне- мелкозернистый, хорошей сортировки	20–30	500–1000	I–II	0,6
	Морской	Шельф. С теригенной седиментацией. Штормовые гряды, протоки сгонно-нагонных течений, вдольбереговые валы, рифели	Песчаники. Мелкозернистые, тонкозернистые. Алевролиты. Тонкозернистые. Мезомиктовые, олигомиктовые, мономиктовые, кварцевые	Поровый, преимущественно мелкозернистый средней и плохой сортировки	5–10	10–100	IV	0,3
		Склон. С преобладанием гравитационных процессов.Каналы и конусы выноса мутьевых и зерновых потоков	Песчаники. Среднезернистые, мелкозернистые, тонкозернистые (алевролиты крупнозернистые). Алевролиты. Полимиктовые, мезомиктовые, олигомиктовые	Поровый, средне-мелкозернистый средней сортировки	10–20	0,1–10	V	0,2
		Склон. С преобладанием гравитационных процессов.Продукты гравитационного переноса (оползни и олистостромы)	Песчаники. Мелкозернистые. Конгломерато-брекчии, брекчии. Полимиктовые, олигомиктовые	Поровый, преимущественно мелкозернистый средней и плохой сортировки	1–5	1–10	V	0,2
		Глубоководная равнина. Морских и океанических течений. Контурыты	Песчаники. Среднезернистые, мелкозернистые. Алевролиты.	Поровый, средне-мелкозернистый средней сортировки	Н/Д	Н/Д	Н/Д	Н/Д
Карбонатные	Прибрежно- морской (переходный)	Приливно-отливное побережье. С карбонатной седиментацией. Себха	Известняки (мадстоуны), доломиты	Порово-трещинные, трещинный	1–15	1–50	V–VI	0,2
		Приливно-отливное побережье. С карбонатной седиментацией. Приливно-отливные каналы	Известняки литокластовые, биокластовые. Доломиты замещения (вторичные)	Трещинный, трещинно-каверновый	10–15	50–100	IV–V	0,3
		Волновое побережье (барьерного типа). С карбонатной седиментацией. Лагуны, бары, пляжи	Известняки пеллоидные (пакстоун), оолитовые (грейнстоун), литокластовые (трейндстоун, рудстоун)	Поровый	15–25	100–500	II–III	0,5
	Морской	Шельф. С карбонатной седиментацией (окаймлённый шельф, рампы). Одиночные рифы, биогермы, биостромы	Известняки биогермные, в том числе рифы	Поровый, каверно-поровый	20–35	500–1000	I	0,6
		Относительно глубоководная впадина на шельфе. Морских и океанических течений	Известняки	Трещинный	1–5	0,1–1	VI	0,2
Дополнительные критерии								
Литотип и обстановка осадконакопления				Структура пустотного пространства	ФЕС пород	Мощ- ность		

Табл. 2. Классификация терригенных и карбонатных пород-коллекторов

Класс	Механизм формирования	Литологический состав	Тип коллектора	К _п , %	К _{пр} , Мд
Вулканогенно-осадочные (магматические?)	Вулканическая деятельность	Туфы, туффиты, туфо-песчаники, туфо-алевролиты	Смешанный (трещино-поровый, трещинный)	< 10	< 1
Глинисто-кремнистые	Катагенетические преобразования	Глинисто-кремнистые разности	Смешанный (трещино-поровый)	< 15	< 1
Метаморфические и интрузивные	Гипергенез (выщелачивание, гидротермальный)	Выветривание магматических и метаморфических пород (порфиры и порфириты)	Поровый	< 10	< 1
		Сланцы, серпентиниты	Трещинный, порово-трещинный		
Дополнительные критерии					
Литотип и обстановка осадконакопления			Структура пустотного пространства	ФЕС пород	

Табл. 3. Классификация вулканогенно-осадочных, глинистых, метаморфических и интрузивных пород-коллекторов

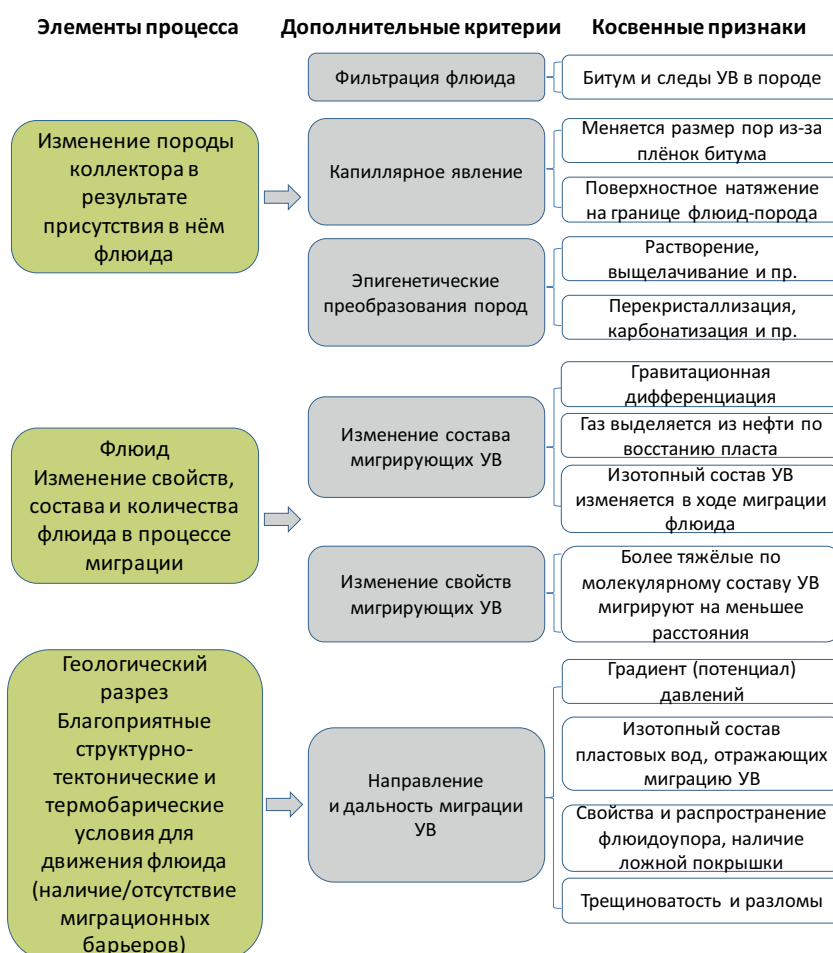


Рис. 6. Процесс миграции углеводородов: элементы процесса и критерии его определения

Все эти признаки необходимо учитывать при оценке ресурсов и запасов залежи (рис. 7).

Флюидоупор и постаккумуляционные процессы

Флюидоупор – это породы, которые препятствуют миграции нефти, газа и воды из породы-коллектора при определенных термобарических условиях. Флюидоупоры, непосредственно перекрывающие скопления углеводородов в залежи, часто называются *покрышками*. По существующим классификациям флюидоупоров их выделяют по трем независимым друг от друга свойствам: *площади распространения* (региональные, субрегиональные, зональные, локальные), *соотношению с этажами*

нефтегазоносности (межэтажные и внутриэтажные) и *литологическому составу* (однородные глинистые, карбонатные, галогенные и неоднородные смешанные и расслоенные) и лишь фрагментарно определяют качество экранирующих свойств. Породы-флюидоупоры образуются в различных обстановках осадконакопления, где имеются условия для накопления тонкодисперсного материала. Они могут быть представлены как терригенными, так и карбонатными осадочными породами. Флюидоупорами могут служить и другие природные образования криогенной, магматической и гипергенной природы или плотные породы, сформированные вторичным минералообразованием.

Каждый генетический тип флюидоупора охарактеризован по литологическому составу и фильтрационным

Группа	Класс	Тип	Схема	Характерные признаки
Структурные	Сводовые (антиклинальные)	Линейные валообразные структуры		Инверсионные валы над глубокими прогибами - перегиб слоев разреза без потери мощности. Распространены в осадочном чехле платформ.
		Сводовые поднятия по фундаменту		Перегиб слоев разреза над поднятием с частичной потерей мощности над куполом и налеганием пород на склоны поднятия. Распространены в пределах сводов.
		Соляно-купольные антиклинальные над поверхностью диапира		Антиклинальные складки над диапирами в солеродных бассейнах
	Моноклиналильные (малоамплитудные)	Структурные носы на моноклиналильных склонах - антиклинальное осложнение моноклинали		Антиклинальное осложнение моноклинали, вытянутое по направлению её падения. Встречаются на платформах, в зонах обрамления крупных впадин и прогибов
		Флексуры на моноклиналильных склонах		Антиклинальное осложнение моноклинали. Наличие приподнятых и опущенных крыльев. Распространены на платформах, в краевых прогибах
	Тектонически экранированные	Структуры зон надвигов		Пластинчатое строение, высокая степень тектонической нарушенности, удвоение разреза при нарушении слоев взбросами. Области развития складчато-надвиговых деформаций: передовые, краевые прогибы
		Экранированные по разлому		Резкое изменение глубины залегания горизонта до и после разлома. Сбросовые разрывные нарушения, смещения различной протяженности. Рифтовые системы/грабены. Блоковое строение залежи
		Линзы тектонической трещиноватости		Преимущественно в карбонатных породах. Участки вблизи разрывных нарушений.

Табл. 4. Типы структурных ловушек и признаки их наличия (с использованием материалов (Брод, 1951; Леворсен, 1970; Еременко и др., 1996; Баженова и др., 2000; Поляков и др., 2015))

свойствам (табл. 7). Понимание обстановок осадконакопления и постседиментационной истории преобразований (рис. 8) позволяет прогнозировать распространение литологических типов и свойств флюидопоров по площади, что, в свою очередь, позволяет ранжировать тип флюидопора по проницаемости следующим образом:

I – непроницаемый для нефти и газа;

II – непроницаемый для нефти, но слабопроницаемый для газа;

III – непроницаемый или слабопроницаемый для нефти, но диффузионно- и фильтрационно-проницаемый для газа;

IV – фильтрационно-проницаемый для нефти и газа.

Тип флюидопора по проницаемости является наиболее значимым параметром классификации, так как позволяет оценить фазовый состав углеводородов в ловушке. Например, если мы предполагаем, что флюидопор в потенциальной ловушке относится к III типу, то, скорее всего, в залежи могли сохраниться только нефтяные углеводороды, а газ не был удержан в залежи.

Литотипы и обстановки осадконакопления пород-флюидопоров определяют их свойства. Высокими экранирующими свойствами обладают монтмориллонитовые или монтмориллонит-гидрослюдистые смешанно-слоистые образования. Менее пластичные и менее прочные каолинистые и гидрослюдисто-каолинистые глины ухудшают свойства флюидопора, повышая его проницаемость. Чем неоднороднее покровы, тем, как правило, хуже ее экранирующие свойства. Так, глины без примеси более грубо-обломочных частиц обладают высокими изолирующими свойствами, но встречаются они крайне редко. Песчаная и алевритовая примесь в глинах ухудшает пластичность и увеличивает проницаемость, соответственно, резко снижает экранирующие свойства.

Среди хемогенных покровов широко распространены эвапоритовые породы (каменная соль, ангидрит, гипс, хемогенные известняки и доломиты) и глинистые карбонаты. Высокая пластичность каменной соли, в особенности галита, сохраняющаяся в условиях больших глубин, обеспечивает высокие экранирующие способности этих

Группа	Класс	Тип	Схема	Характерные признаки
Стратиграфические	Эрозионные	Экранированные несогласно залегающими отложениями		Участки стратиграфических угловых несогласий на антиклиналях или моноклиналях. Интервалы разреза, соответствующие периодам структурных перестроек
		Эродированные выступы погребённого палеорельефа		Останцы палеорельефа, выступы кристаллического фундамента, древние коры выветривания. Приурочены к платформенным областям, сводам
	Диапиризма и вулканизма	Экранированные карнизом диапира		Кровля пласта ограничена карнизом диапира. Распространены в солеродных бассейнах
		Экранированные жерлом грязевого вулкана интрузивными породами		Кровля пласта ограничена жерлом грязевого вулкана, интрузивными породами. Распространены в складчатых, платформенных областях, в грабенах

Табл. 5 Типы стратиграфических ловушек и признаки их наличия (с использованием материалов (Брод, 1951; Леворсен, 1970; Еременко и др., 1996; Баженова и др., 2000; Поляков и др., 2015))

Группа	Класс	Тип	Схема	Характерные признаки
Литолиогические	Фациального замещения	Выклинивание пласта. Фациальное замещение по восстановлению пласта		Размещаются на моноклиналях, на бортах прогибов, впадин, на склонах сводов и мегавалов. Подошвенное прилегание к поверхности. Дистальная часть клиноформ, конусы выноса мутьевых потоков
		Линзы проницаемых пород в толще непроницаемых		Шнурковые/рукавообразные (русла палеорек, контуриды), линзовидные (прибрежно- и мелководно-морские: пляжи, бары, валы, косы; шельфовые: песчаные гряды), олистостромы.
	Биогенные (рост биопродуцентов)	Рифы		Приуроченность к палеогеографическим зонам борвки склона шельфа. Холмовидный облик, увеличение мощности органогенных построек рифов при сжатой мощности их возрастных аналогов
		Банки, биогермы, биостромы		Округлые, холмовидные, имеющие плоскую подошву тела различных размеров, палеогеографические условия карбонатного шельфа
	Постседиментационные (вторичное преобразование пород)	Окисления (запечатывания асфальтом, гипергенез)		Зоны разрушения залежей на склонах крупных эрозионных сводов и поднятий. Экранирующая пачка представлена продуктами гипергенного преобразования нефтей – мальт, асфальтов и асфальтитов
		Экранированные непроницаемыми зонами вторичных преобразований пород		Зоны вторичного преобразования пород в зонах древних ВНК. Формируются в результате миграции флюидов и их воздействия на породу в зоне контактов газ-нефть-вода

Табл. 6. Типы стратиграфических ловушек и признаки их наличия (с использованием материалов (Брод, 1951; Леворсен, 1970; Еременко и др., 1996; Баженова и др., 2000; Поляков и др., 2015))

толщ. Гипс по пластическим и экранирующим свойствам близок к каменной соли. Ангидрит же приобретает пластичность при больших давлениях. Качество карбонатных пород существенно хуже остальных литотипов, но они также могут выполнять роль флюидоупора.

Дополнительными критериями, которые необходимо оценивать при характеристике свойств флюидоупора, являются трещиноватость, проницаемость по газу, подверженность диффузии и давление прорыва. Трещиноватость, возникающая при уплотнении осадка



Рис. 7. Процесс аккумуляции углеводородов. Элементы процесса и критерии его определения

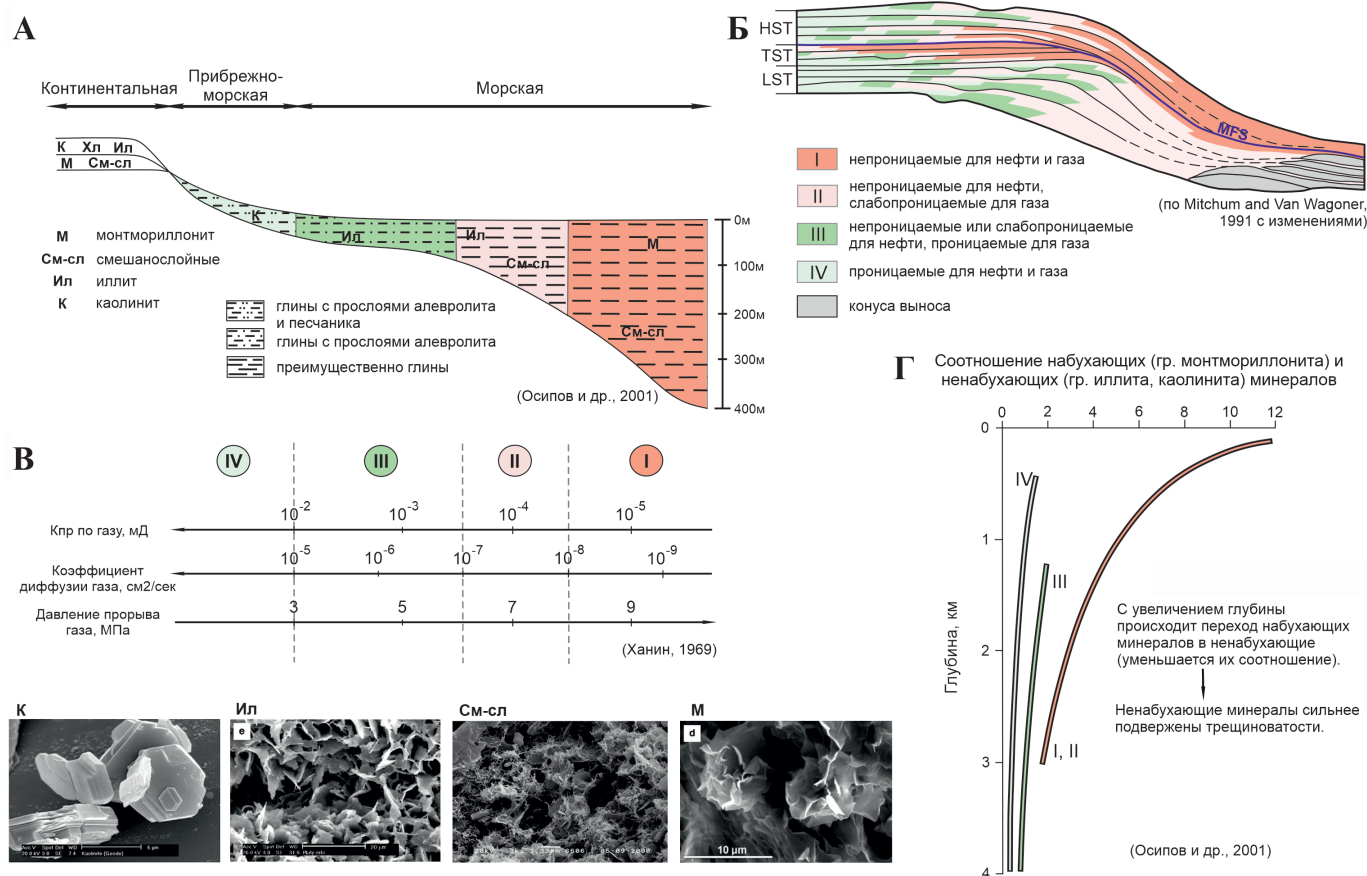


Рис. 8. Взаимосвязь генезиса и свойств глинистых флюидоупоров (с использованием материалов (А, Г – Осипов и др., 2001, Б – Mitchum, Van Wagon, 1991; В – Ханин, 1969))

или воздействию на породу тектонических процессов, приводит к нарушению сплошности флюидоупора и снижению его экранирующих свойств. *Проницаемость по газу* количественно отражает способность породы пропускать через себя флюид при перепаде давления. Любой флюидоупор частично пропускает через себя флюид, но с разной скоростью. Численно оценить пропускную способность породы позволяет *коэффициент*

диффузии – количественная характеристика скорости перемещения флюида из области с высокой концентрацией в область с низкой концентрацией. Флюидоупор может долго сохранять свои экранирующие свойства при определенных давлениях и температурах. При резком увеличении давления в залежи или под влиянием внешних геологических процессов может произойти прорыв флюида через покрывку.

Группа	Класс	Тип обстановки осадконакопления. Группа фаций / Фации	Литологический состав породы/ Литотип	Тип по проницаемости		Характеристики			
						Трещино- ватость	К _{пр} по газу (мД)	Кэф-т диффузии газа (см ² /сек)	Давление прорыва (Мпа)
Терригенный	Континен- тальный	Аллювиальные. Миандрирующие реки. Пойма	Глины. Неоднородные преимущественно каолинитовые, с прослоями алевролита и песчаника	IV	Фильтрационно-проницаемые для нефти и газа	Повышенная	> 10 ⁻²	> 10 ⁻⁵	< 3
		Озерные. Гидрогеологически открытые, гидрогеологически закрытые	Глины. Различного минералогического состава от однородных до неоднородных с прослоями алевролита и песчаника	I-IV	От непроницаемых для нефти и газа, до диффузионно- и фильтационно- проницаемых для нефти и газа	Различная	10 ⁻⁵ →10 ⁻²	10 ⁻¹⁰ →10 ⁻⁵	<3→8
	Прибрежно- морской (переходный)	Приливно-отливное побережье, Волновое побережье. Лагуны, марши, глинистая литораль.	Глины. Неоднородные преимущественно каолинитовые, с прослоями алевролита и песчаника	IV	Фильтрационно-проницаемые для нефти и газа	Повышенная	> 10 ⁻²	> 10 ⁻⁵	< 3
		Дельтовые. Прodelьта и приливная воронка	Глины. Иллитовые, переслаивающиеся с алевролитами	III	Непроницаемые или слабопроницаемые для нефти, диффузионно- и фильтационно- проницаемые для газа	Есть микротрещины	10 ⁻³ –10 ⁻²	10 ⁻⁷ –10 ⁻⁵	3–5,5
	Морской	Шельф. Штормовые гряды	Глины. Иллитовые, переслаивающиеся с алевролитами	III	Непроницаемые или слабопроницаемые для нефти, диффузионно- и фильтационно- проницаемые для газа	Есть микротрещины	10 ⁻³ –10 ⁻²	10 ⁻⁷ –10 ⁻⁵	3–5,5
		Шельф. Шельфовая равнина	Глины. Преимущественно однородные иллит-монтмориллонитовые и иллитовые	II	Непроницаемые для нефти, слабопроницаемые для газа	Возможны микротрещины	10 ⁻⁴	10 ⁻⁸ –10 ⁻⁷	5,5–8
		Относительно глубоководные впадины на шельфе	Глины. Однородные преимущественно монтмориллонитовые	I	Непроницаемые для нефти и газа	Не развита	10 ⁻⁵	10 ⁻¹⁰ –10 ⁻⁹	> 8
Карбонатно-эвапоритовый	Континен- тальный	Озерные	Доломиты. Микрозернистые, ангидриты, гипсы, каменная соль	I-IV	От непроницаемых для нефти и газа, до диффузионно- и фильтационно- проницаемых для нефти и газа	Различная	10 ⁻⁵ →10 ⁻²	10 ⁻¹⁰ →10 ⁻⁵	<3→8
	Прибрежно- морской (переходный)	Приливно-отливное побережье. Карбонатные марши	Известняки. Водорослевые. Доломиты. Микрозернистые.	IV	Фильтрационно-проницаемые для нефти и газа	Повышенная	> 10 ⁻²	> 10 ⁻⁵	< 3
		Приливно-отливное побережье. Себха, солончаки, солёные марши	Мергели. Трещиноватые, опесчаненные, Ангидриты, гипсы, каменная соль	III	Непроницаемые или слабопроницаемые для нефти, диффузионно- и фильтационно- проницаемые для газа	Есть микротрещины	10 ⁻³ –10 ⁻²	10 ⁻⁷ –10 ⁻⁵	3–5,5
		Волновое побережье. Лагуна	Сульфатно-карбонатные породы	III	Непроницаемые или слабопроницаемые для нефти, диффузионно- и фильтационно- проницаемые для газа	Есть микротрещины	10 ⁻³ –10 ⁻²	10 ⁻⁷ –10 ⁻⁵	3–5,5
			Ангидриты. С небольшой долей гипса и каменной соли	II	Непроницаемые для нефти, слабопроницаемые для газа	Возможны микротрещины	10 ⁻⁴	10 ⁻⁸ –10 ⁻⁷	5,5–8
	Морской	Шельф. Шельфовая равнина	Известняки. Микрозернистые, мергели, карбонатные аргиллиты	III	Непроницаемые или слабопроницаемые для нефти, диффузионно- и фильтационно- проницаемые для газа	Есть микротрещины	10 ⁻³ –10 ⁻²	10 ⁻⁷ –10 ⁻⁵	3–5,5
		Шельф. Зарифовая лагуна	Известняки. Микрозернистые, мергели, карбонатные аргиллиты, сульфатно- карбонатные породы	III	Непроницаемые или слабопроницаемые для нефти, диффузионно- и фильтационно- проницаемые для газа	Есть микротрещины	10 ⁻³ –10 ⁻²	10 ⁻⁷ –10 ⁻⁵	3–5,5
			Ангидриты. С небольшой долей гипса и каменной соли	II	Непроницаемые для нефти, слабопроницаемые для газа	Возможны микротрещины	10 ⁻⁴	10 ⁻⁸ –10 ⁻⁷	5,5–8
			Каменная соль, гипс	I	Непроницаемые для нефти и газа	Не развита	<10 ⁻⁵	10 ⁻¹⁰ –10 ⁻⁹	> 8
		Относительно глубоководные впадины на шельфе	Известняки. Микрозернистые. Доломиты. Микрозернистые, сульфатно-карбонатные породы, высокоуглеродистые глинисто- карбонатные породы	III	Непроницаемые или слабопроницаемые для нефти, диффузионно- и фильтационно- проницаемые для газа	Есть микротрещины	10 ⁻³ –10 ⁻²	10 ⁻⁷ –10 ⁻⁵	3–5,5
			Ангидриты. С небольшой долей гипса и каменной соли	II	Непроницаемые для нефти, слабопроницаемые для газа	Возможны микротрещины	10 ⁻⁴	10 ⁻⁸ –10 ⁻⁷	5,5–8
			Каменная соль, гипс	I	Непроницаемые для нефти и газа	Не развита	<10 ⁻⁵	10 ⁻¹⁰ –10 ⁻⁹	> 8

Диапазоны вариаций параметров взяты по аналогии с соответствующими типами
иллитных флюидоупоров

Табл. 7. Классификация флюидоупоров

Группа	Класс	Тип обстановки осадконакопления. Группа фаций / Фации	Литологический состав породы/ Литотип	Тип по проницаемости		Трещино- ватость	К _{пр} по газу (мД)	Коэф-т диффузии газа (см ² /сек)	Давление прорыва (Мпа)	Диапазоны вариации параметров взяты по аналогии с соответствующими типами глинистых флюидогенераторов
Неседиментационные	Криогенные	Условия частичного выхода за термобарические границы существования газогидратов и льда	Частичный выход за границы t-p условий существования газогидратов и льда	IV	Фильтрационно-проницаемые для нефти и газа	Повышенная	> 10 ⁻⁴	> 10 ⁻⁸	< 3	
		Зоны развития многолетнемерзлых пород массивно-островного, прерывистого и сплошного типов	Лед в порах и системах микротрещин песчано-алевролитовых пород	I	Непроницаемые для нефти и газа	Не развита	< 10 ⁻⁵ - 10 ⁻⁴	< 10 ⁻⁹ –10 ⁻⁸	> 8	
		Территории с холодным климатом / относительно глубоководные озера, моря и океаны	Газогидраты, заполняющие пустотное пространство терригенных пород	I	Непроницаемые для нефти и газа	Не развита	< 10 ⁻⁵ - 10 ⁻⁴	< 10 ⁻⁹ –10 ⁻⁸	> 8	
	Магматические	Зоны внедрения интрузивных тел	Плотные интрузивные породы (долериты, гранитоиды и др.) от стекловатых до мелкокристаллических	II-IV	От непроницаемых для нефти и газа, до диффузионно- и фльтрационно-проницаемых для нефти и газа	Различная	10 ⁻⁴ → 10 ⁻²	10 ⁻⁸ → 10 ⁻⁵	<3–8	
	Вторичного минералообразования	Непроницаемые разломы, палео-ВНК и др.	Кварцевый / кальцитовый цемент, механическое уплотнение пород в разломах обстановок сжатия	I-IV	От непроницаемых для нефти и газа, до диффузионно- и фльтрационно-проницаемых для нефти и газа	Различная	< 10 ⁻⁴ → 10 ⁻²	< 10 ⁻⁹ → 10 ⁻⁵	<3→8	
	Гипергенные	Зоны окисления нефтяных залежей	Мальты, асфальты, асфальтиты и др.	III–IV	От непроницаемых до проницаемых для нефти, диффузионно- и фльтрационно-проницаемые для газа	Возможно микротрещины	> 10 ⁻³	10 ⁻⁷ → 10 ⁻⁵	<3–5,5	
Дополнительные критерии										
Литотип и обстановка осадконакопления					Фильтрационные свойства		Геомеханические свойства			

Табл. 7. Продолжение



Рис. 9. Постаккумуляционные процессы в залежи: элементы процесса и критерии его определения

Для расчета этого состояния используют значение *давления прорыва*, установленное для каждого типа флюидоупора. Под давлением прорыва понимают перепад давления, при котором начинается фильтрация нефти или газа через покрывку.

К *постаккумуляционным* относятся процессы сохранения углеводородов в залежи (консервация) и вторичные процессы разрушения залежи. Главным элементом такого процесса является эволюция системы «флюидоупор – флюид». Изменение экранирующих свойств флюидоупора оценивается по глубине его залегания, изменению пластового давления и следам вертикальной миграции углеводородов над залежью. Процесс разрушения залежи может быть прослежен по изменению свойств флюида в залежи, окислению и биodeградации углеводородов. Для характеристики постаккумуляционных процессов в залежи необходимо оценить роль наложенных процессов, включая природные и инженерно-техногенные. Наложённые процессы могут сильно изменить первоначальный облик флюидоупора и привести к переформированию или разрушению залежи углеводородов (рис. 9).

Заключение

Рассмотрены базовые критерии нефтегазоносности, характеризующие элементы и работу углеводородной системы. Для каждого базового критерия разработаны дополнительные критерии в виде качественных и количественных характеристик. Дополнительные критерии стали основой создания классификаций каждого из базовых критериев нефтегазоносности. Генетический принцип лежит в основе создания классификаций и ранжирования базовых критериев.

Систематизированные свойства базовых критериев можно использовать для выбора месторождений-аналогов с целью анализа поисковых объектов и выбора рационального комплекса методов ведения геологоразведочных работ на нефть и газ, что позволяет выполнять оперативный анализ разнородных и объемных геологических данных.

Предлагаемый методический подход может быть использован для автоматизации выбора количественных параметров при построении моделей разного масштаба на различных этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ.

Благодарность

Авторы выражают благодарность рецензентам за высокую оценку рукописи и рекомендации по изданию методического руководства, которое является «важным стратегическим инструментом оценки риска поисково-разведочных работ и средством поддержки принятия решений в нефтегазодобывающих компаниях».

Литература

- Багринцева К.И. (2021). Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа и методы их изучения. М.: ФГУП ВНИГНИ, 330 с.
- Багринцева К.И. (1977). Карбонатные породы коллекторы нефти и газа. М.: Недра, 231 с.
- Багринцева К.И. (1999). Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. М.: РГГУ, 285 с.
- Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. (2000). Геология и геохимия нефти и газа; Под ред. Б.А. Соколова. М.: Изд-во Моск. ун-та, 383 с.
- Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Мелик-Пашаев В.С., Юдин Г.Т. (1976). Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа. М.: Высш. шк., 416 с.
- Бакиров Э.А., Ермошкин В.И., Ларин В.И., Мальцев А.К., Рожков Э.Л. (1990). Геология нефти и газа. М.: Недра, 240 с.

Брод И.О. (1951). Залежи нефти и газа: формирование и классификация. М.-Л.: Гостоптехиздат, 351 с.

Бурлин Ю.К. (1976). Природные резервуары нефти и газа. М.: Изд-во Моск. ун-та, 135 с.

Бурлин Ю.К., Конюхов А.И., Карношина Е.Е. (1991). Литология нефтегазовых толщ. М.: Недра, 286 с.

Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Меленевский В.Н. (1997). Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты). *Геология и геофизика*, (6), с. 1070-1078.

Вассоевич Н.Б. (1986). Геохимия органического вещества и происхождение нефти. М.: Наука, 368 с.

Вассоевич Н.Б., Неручев С.Г., Конторович А.Э. и др. (1984). Под ред. Е.А. Глебовской. Моделирование процессов катагенеза органического вещества и нефтегазообразование. Л.: Недра, 139 с.

Габриэлянц Г.А. (1975). Генетическая и морфологическая классификация неантиклинальных ловушек нефти и газа. *Труды ВНИГНИ*. (173), с. 23–38.

Еременко Н.А., Чилингар Дж.В. (1996). Геология нефти и газа на рубеже веков. М.: Наука, 176 с.

Ермошкин В.И., Керимов В.Ю. (2012). Геология и геохимия нефти и газа. М.: Недра, 460 с.

Калинко М.К. (1987). Геология и геохимия нафтидов. М.: Недра, 241 с.
Конторович А.Э. (2004). Очерки теории нафтидогенеза: Избранные статьи. Науч. ред. С.Г. Неручев. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 545 с.

Леворсен А.И. (1970). Геология нефти и газа. М.: Мир, 639 с.

Мальшев Н.А., Никишин А.М. (2011). Геология для нефтяников. М.-Ижевск: Ин-т компьютерных исслед., 360 с.

Осипов В.И., Соколов В.Н., Еремеев В.В. (2001). Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений. М.: Наука, 238 с.

Семенович В.В., Высоцкий И.В., Корчагина Ю.И. и др. (1987). Основы геологии горючих ископаемых. М.: Недра, 397 с.

Поляков А.А., Колосков В.Н., Фончикова М.Н. (2015). К вопросу о классификации залежей нефти и газа. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 10(1), https://doi.org/10.17353/2070-5379/7_2015

Пуланова С.А. (1974). Микроэлементы нефтей, их использование при геохимических исследованиях и изучении процессов миграции. Под ред. Л.А. Гуляевой. М.: Недра, 215 с.

Савченко В.П. (1952). Вопросы формирования нефтяных и газовых залежей. *Нефтяное хозяйство*, (5), с. 37–44.

Смехов Е.М., Гмид Л.П., Ромашова М.Г., Ромм Е.С. (1958). Вопросы методики изучения трещиноватых пород в связи с их коллекторскими свойствами. *Труды ВНИГРИ*, (121), Л.: Гостоптехиздат, с. 7–30.

Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А., Богомолов А.Х., Кирюхина Т.А. и др. (2015). Поисковые критерии нефти и газа в до-маниковых отложениях Волго-Уральского бассейна. *Георесурсы*, 2(61), с. 77–86. <https://doi.org/10.18599/grs.61.2.7>

Справочник по геологии нефти и газа (1984). Под ред. Н.А. Еременко. М.: Недра, 480 с.

Теодорович Г.И. (1938). К вопросу о классификации глинисто-алеврито-песчаных пород. *Проблемы советской геологии*, (8–9).

Ханин А.А. (1969). Породы коллекторы нефти и газа и их изучение. М.: Недра, 368 с.

Чакмаччев В.А. (1983). Геохимия процесса миграции углеводородных систем. М.: Недра, 231 с.

Espitalie J. (1986). Use of Tmax as a Maturation Index for Different Types of Organic Matter. Comparison with Vitrinite Reflectance. Burrus, J. (Ed.). *Thermal Modelling in Sedimentary Basins*. Paris: Editions Technip, pp. 475–496.

Magoon L.B., Dow W.G. (1994). The petroleum system—from sources to trap. *AAPG Memoir*, 60, pp. 3–24. <https://doi.org/10.1306/M60585>

Mitchum Jr. R.M., Van Wagoner J.C. (1991). High-frequency sequences and their stacking patterns: sequence-stratigraphic evidence of high-frequency eustatic cycles. *Sedimentary Geology*, 70(2–4), pp. 131–160. [https://doi.org/10.1016/0037-0738\(91\)90139-5](https://doi.org/10.1016/0037-0738(91)90139-5)

Сведения об авторах

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геол.-мин. наук, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, директор Института перспективных исследований нефти и газа, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Андрей Александрович Поляков – кандидат геол.-мин. наук, вице-президент – главный геолог ПАО «НК «Роснефть»

Россия, 115035, Москва, Софийская набережная, д. 26/1

Николай Александрович Малышев – доктор геол.-мин. наук, заместитель директора департамента ГРП, ПАО «НК «Роснефть»

Россия, 115054, Москва, Дубининская, д. 31а

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

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

Владимир Евгеньевич Вержбицкий – кандидат геол.-мин. наук, начальник Управления ГРП по проектам с зарубежными партнёрами, ПАО «НК «Роснефть»

Россия, 115054, Москва, Дубининская, д. 31а

Дмитрий Константинович Комиссаров – главный специалист Управления ГРП по проектам с зарубежными партнёрами, ПАО «НК «Роснефть»

Россия, 115054, Москва, Дубининская, д. 31а

Виктория Владимировна Волянская – кандидат геол.-мин. наук, менеджер проекта ДНТРИИ, ПАО «НК «Роснефть»

Россия, 119333, Москва, Ленинский проспект, д. 55/1, стр. 2

Сергей Владимирович Осипов – кандидат физ.-мат. наук, менеджер проекта ДНТРИИ, ПАО «НК «Роснефть»

Россия, 119333, Москва, Ленинский проспект, д. 55/1, стр.2

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

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

Анна Анатольевна Суслова – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Антон Георгиевич Калмыков – кандидат хим. наук, старший научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

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

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

Михаил Евгеньевич Воронин – инженер, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, геологический факультет, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Михаил Юрьевич Карпушин – ведущий специалист, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, геологический факультет, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Алина Владимировна Мордасова – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Наталья Ивановна Коробова – ассистент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, геологический факультет, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Статья поступила в редакцию 22.04.2023;

Принята к публикации 03.06.2023;

Опубликована 30.06.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Criteria of petroleum potential of a sedimentary basin

A.V. Stoupakova¹, A.A. Polyakov², N.A. Malyshev², R.S. Sautkin^{1*}, V.E. Verzhbitsky², D.K. Komissarov², V.V. Volyanskaya², S.V. Osipov², M.A. Bolshakova¹, A.A. Suslova¹, A.G. Kalmykov¹, K.A. Sitar¹, M.E. Voronin¹, M.Yu. Karpushin¹, A.V. Mordasova¹, N.I. Korobova¹

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²Rosneft, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Roman S. Sautkin, e-mail: r.sautkin@oilsu.ru

Abstract. The criteria of petroleum potential of a sedimentary basin are the features that characterize the evolution of a hydrocarbon system as a geological unit. There are basic and additional criteria of oil and gas potential. Without basic criteria, the functioning of the hydrocarbon system and consequent petroleum field formation is impossible. Additional criteria characterize qualitatively and quantitatively properties of the basic criteria. The properties of all basic criteria are ordered by genesis and summarized in a system that allows to quickly and accurately establish a relationship between them and classify them. The system can be used to select quantitative parameters for geological simulation of different scales, but also for automated applying for petroleum exploration and production. At the same time, the classification of basic criteria can be used at all stages of exploration. At the prospecting stage, when the type of sedimentary basin and the sedimentary conditions are recognized with some uncertainty, it is possible to predict the properties of source rocks, reservoirs, types of traps and seals. If all static basic criteria, such as source rock, reservoir, seal and trap, are available, it is possible to simulate the formation of petroleum fields, including generation, migration, accumulation and subsequent post-accumulation processes. At the stage of exploration and development, the classifications will help to verify the geological and hydrodynamic models of the field, taking into account the link to the regional and local structural plans and correctly identify the geological features of the study object and select the geological analogues.

Keywords: oil and gas potential, basic and additional criteria, source rock, reservoir, trap, seal, secondary processes, generation, migration, accumulation, conservation

Recommended citation: Stoupakova A.V., Polyakov A.A., Malyshev N.A., Sautkin R.S., Verzhbitsky V.E., Komissarov D.K., Volyanskaya V.V., Osipov S.V., Bolshakova M.A., Suslova A.A., Kalmykov A.G., Sitar K.A., Voronin M.E., Karpushin M.Yu., Mordasova A.V., Korobova N.I.

(2023). Criteria of petroleum potential of a sedimentary basin. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 5–21. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.1>

References

- Bagrintseva K.I. (1977). Carbonate rocks-reservoirs of oil and gas. Moscow: Nedra, 231 p. (In Russ.)
- Bagrintseva K.I. (1999). Formation conditions and properties of oil and gas carbonate reservoirs. Moscow: RGGU, 285 p. (In Russ.)
- Bagrintseva K.I. (2021). Carbonate rocks – reservoirs of oil and gas and methods for their study. Moscow: FGUP VNIGNI, 330 p. (In Russ.)
- Bakirov A.A., Bakirov E.A., Melik-Pashaev V.S., Yudin G.T. (1976). Theoretical bases and methods of prospecting and exploration of accumulations of oil and gas. Moscow: Vyssh. shk., 416 p. (In Russ.)
- Bakirov E.A., Ermolkin V.I., Larin V.I., Mal'tsev A.K., Rozhkov E.L. (1990). Geology of oil and gas. Moscow: Nedra, 240 p. (In Russ.)
- Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E. (2000). Geology and geochemistry of oil and gas. Ed. B.A. Sokolova. Moscow: Mosc. univer. publ., 383 p. (In Russ.)
- Brod I.O. (1951). Oil and gas deposits: formation and classification. Moscow-Leningrad: Gostoptekhizdat, 351 p. (In Russ.)
- Burlin Yu.K. (1976). Natural reservoirs of oil and gas. Moscow: Mosc. univer. publ., 135 p. (In Russ.)
- Burlin Yu.K., Konyukhov A.I., Karnyushina E.E. (1991). Lithology of oil and gas bearing strata. Moscow: Nedra, 286 p. (In Russ.)
- Burshchey L.M., Zhidkova L.V., Kontorovich A.E., Melenevskiy V.N. (1997). Model of catagenesis of organic matter (on the example of the Bazhenov formation). *Geologiya i geofizika = Russian geology and geophysics*, (6), pp. 1070–1078. (In Russ.)
- Chakhmakchev V.A. (1983). Geochemistry of the migration process of hydrocarbon systems. Moscow: Nedra, 231 p. (In Russ.)
- Eremenko N.A., Chilingar Dzh.V. (1996). Geology of oil and gas at the turn of the century. Moscow: Nauka, 176 p. (In Russ.)
- Ermolkin V.I., Kerimov V.Yu. (2012). Geology and geochemistry of oil and gas. Moscow: Nedra, 460 p. (In Russ.)
- Espitalie J. (1986). Use of Tmax as a Maturation Index for Different Types of Organic Matter. Comparison with Vitrinite Reflectance. Burrus, J. (Ed.) Thermal Modelling in Sedimentary Basins. Paris: Editions Technip, pp. 475–496.
- Gabrielyants G.A. (1975). Genetic and morphological classification of non-anticlinal oil and gas traps. *Trudy VNIGNI*. (173), pp. 23–38. (In Russ.)
- Handbook of Oil and Gas Geology (1984). Pod red. N.A. Eremenko. Moscow: Nedra, 480 p. (In Russ.)
- Kalinko M.K. (1987). Geology and geochemistry of naphthides. Moscow: Nedra, 241 p. (In Russ.)

- Khanin A.A. (1969). Rocks reservoirs of oil and gas and their study. Moscow: Nedra, 368 p. (In Russ.)
- Kontorovich A.E. (2004). Essays on the theory of naftidogenesis: Selected articles. Ed. S.G. Neruchev. Novosibirsk: SO RAS Publ., «Geo», 545 p. (In Russ.)
- Levorsen A.I. (1970). Geology of oil and gas. Moscow: Mir, 639 p. (In Russ.)
- Magoon L.B., Dow W.G. (1994). The petroleum system-from sources to trap. *AAPG Memoir*, 60, pp. 3–24. <https://doi.org/10.1306/M60585>
- Malyshev N.A., Nikishin A.M. (2011). Geology for oilproducers. Moscow-Izhevsk: In-t komp'yuternykh issled., 360 p. (In Russ.)
- Mitchum Jr. R.M., Van Wagoner J.C. (1991). High-frequency sequences and their stacking patterns: sequence-stratigraphic evidence of high-frequency eustatic cycles. *Sedimentary Geology*, 70(2–4), pp. 131–160. [https://doi.org/10.1016/0037-0738\(91\)90139-5](https://doi.org/10.1016/0037-0738(91)90139-5)
- Osipov V.I., Sokolov V.N., Ereemeev V.V. (2001). Clay seals of oil and gas fields. Moscow: Nauka, 238 p. (In Russ.)
- Polyakov A.A., Koloskov V.N., Fonchikova M.N. (2015). On the issue of classification of oil and gas deposits. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Oil and gas geology. Theory and Practice*, 10(1). (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/7_2015
- Punanova S.A. (1974). Trace elements of oils, their use in geochemical studies and the study of migration processes. Ed. L.A. Gulyaeva. Moscow: Nedra, 215 p. (In Russ.)
- Savchenko V.P. (1952). Issues of formation of oil and gas deposits. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, (5), pp. 37–44. (In Russ.)
- Semenovich V.V., Vysotskiy I.V., Korchagina Yu.I. et al. (1987). Fundamentals of the geology of fossil fuels. Moscow: Nedra, 397 p. (In Russ.)
- Smekhov E.M., Gmid L.P., Romashova M.G., Romm E.S. (1958). Issues of methodology for studying fractured rocks in connection with their reservoir properties. *Trudy VNIIGRI*, (121), Leningrad: Gostoptekhizdat, pp. 7–30. (In Russ.)
- Stupakova A.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A., Bogomolov A.Kh., Kiryukhina T.A. et al. (2015). Search criteria for oil and gas in the Domanic deposits of the Volga-Ural basin. *Georesursy = Georesources*, 2(61), pp. 77–86. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.61.2.7>
- Teodorovich G.I. (1938). To the question of the classification of clayey-alearite-sandy rocks. *Problemy sovetskoy geologii*, (8–9). (In Russ.)
- Vassoevich N.B. (1986). Geochemistry of organic matter and the origin of oil. Moscow: Nauka, 368 p. (In Russ.)
- Vassoevich N.B., Neruchev S.G., Kontorovich A.E. et al. (1984). Ed. E.A. Glebovskoy. Modeling of catagenesis processes of organic matter and oil and gas formation. Leningrad: Nedra, 139 p. (In Russ.)

About the Authors

- Antonina V. Stoupakova** – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Head of the Petroleum Research Institute, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation
- Andrey A. Polyakov** – PhD (Geology and Mineralogy), Vice President – Chief Geologist of Rosneft Oil Company
26/1, Sofiyskaya emb., Moscow, 115035, Russian Federation
- Nikolay A. Malyshev** – DSc (Geology and Mineralogy), Deputy Director of the Exploration Department of Rosneft Oil Company
31a, Dubininskaya st., Moscow, 115054, Russian Federation
- Roman S. Sautkin** – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: r.sautkin@oilmsu.ru

Vladimir E. Verzhbitsky – PhD (Geology and Mineralogy), Head of Exploration Department for Projects with Foreign Partners, Rosneft
31a, Dubininskaya st., Moscow, 115054, Russian Federation

Dmitry K. Komissarov – Chief Specialist of Exploration Department for Projects with Foreign Partners, Rosneft
31a, Dubininskaya st., Moscow, 115054, Russian Federation

Vitkoriya V. Volyanskaya – PhD (Geology and Mineralogy), Project Manager DNTRI, Rosneft
55/1, build. 2, Leninsky ave., Moscow, 119333, Russian Federation

Sergey V. Osipov – PhD (Physics and Mathematics), Manager DNTRI, Rosneft Oil Company
55/1, build. 2, Leninsky ave., Moscow, 119333, Russian Federation

Maria A. Bolshakova – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anna A. Suslova – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anton G. Kalmykov – PhD (Chemistry), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Ksenia A. Sitar – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Mikhail E. Voronin – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Mikhail Yu. Karpushin – Leading Specialist, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alina V. Mordasova – PhD (Geology and Mineralogy), Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Nataliya I. Korobova – Assistant of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 22 April 2023;
Accepted 3 June 2023;
Published 30 June 2023