



КОЛЛЕ́КТОР

КОЛЛЕ́КТОР нефти и газа, горная порода, способная вмещать жидкие, газообразные углеводороды и отдавать их в процессе разработки. К. подразделяются на промышленные, из которых возможно получение достаточных по величине притоков флюидов, и непромышленные, из которых получение таких притоков на данном этапе невозможно. Нижние пределы параметров коллекторских свойств (проницаемости и полезной ёмкости), определяющие пром. оценку К., зависят от состава флюида (для газа в связи с его подвижностью они значительно ниже, чем для нефти) и типа коллектора (поровый, биопустотный, кавернозный, трещинный или смешанный).

Формирование К. начинается со стадии седиментогенеза породы. Степень сохранности седиментационных признаков зависит прежде всего от минер. состава порообразующей части (матрицы) К., минер. состава и формы распределения в поровом пространстве цемента, а также от мощности К. Постседиментационная эволюция К. определяется новыми признаками, формирующимися под влиянием увеличивающихся давления и темп-ры, повышения концентрации флюидов, перераспределения цементирующего материала, изменения структуры пустотного пространства, растворения неустойчивых и образования стабильных минералов. Изменения протекают с разной интенсивностью, определяемой в первую очередь литологич. типом породы.

Наиболее распространены терригенные и карбонатные К., с которыми связаны осн. извлекаемые запасы углеводородов, реже встречаются глинисто-кремнисто-битуминозные, вулканогенные и вулканогенно-осадочные, магматич. и др.

Осн. масса терригенных К. относится к поровому типу, характеризующемуся межзерновым пустотным пространством, их называют межзерновыми (гранулярными); встречаются также К. со смешанным характером пустотного пространства (трещинно-поровые и даже кавернозно-поровые разности – если часть зёрен сравнительно легко выщелачивается). Свойства терригенных К. зависят прежде всего от гранулометрич. состава, формы и характера поверхности слагающих породу зёрен, степени их отсортированности, окатанности, вида упаковки обломочных зёрен; количества, состава и типа цемента. Эти параметры обуславливают геометрию порового пространства, определяют величины эффективной пористости, проницаемости, принадлежность пород к разл. классам К. порового типа. На фильтрац. способность терригенных К. влияет также количество, минер. состав и характер распределения глинистой примеси, снижающей проницаемость. Среди множества классификаций терригенных К. наиболее популярная построена с учётом их гранулометрич. состава, эффективной пористости и проницаемости. По этим параметрам различают шесть классов терригенных К. с проницаемостью соответственно св. 1000 мД (миллидарси), 1000–500, 500–100, 100–10, 10–1 и менее 1 мД ($1\text{ мД} \approx 1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$). Каждому типу песчано-алевритовых пород в пределах того или иного класса соответствует своя величина эффективной пористости. Породы, относящиеся к классу с проницаемостью менее 1 мД, в естеств. условиях обычно содержат 90% и более остаточной воды и не являются К. пром. значения. Лучшими фильтрац. свойствами обладают кварцевые пески вследствие низкой сорбционной способности кварца.

Наличие трещин спайности и таблитчатый габитус (облик) большинства минералов, слагающих полимиктовые песчаники, а также их более высокая сорбционная ёмкость значительно снижают коэффициент фильтрации флюидов.

Для карбонатных К. характерен наиболее широкий спектр типов: гранулярные (оолитовые и обломочные известняки), трещинные (плотные известняки и доломиты), кавернозные (результат [карста](#)), биопустотные (органогенные известняки). Особенности карбонатных К. — ранняя литификация, избират. растворимость, склонность к трещинообразованию — обусловили большое разнообразие морфологии и генезиса пустот. Качество карбонатных К. определяется первичными условиями седиментации, интенсивностью и направленностью постседиментационных преобразований, за счёт влияния которых развиваются дополнит. поры, каверны, трещины и крупные полости выщелачивания. Карбонатные К. характеризуются крайней невыдержанностью свойств и их значит. разнообразием в зависимости от фациальных условий образования, что затрудняет их сопоставление. Фациальные условия образования [карбонатных пород](#) в большей мере, чем в терригенных, влияют на формирование коллекторских свойств. По минер. составу карбонатные породы менее разнообразны, чем терригенные, но по структурно-текстурным характеристикам имеют гораздо больше разновидностей. Влияние вторичных преобразований особенно велико в породах с первично неоднородной структурой порового пространства (органогенно-обломочные разности). По характеру постседиментационных преобразований карбонатные породы отличаются от терригенных, прежде всего степенью уплотнения. Остатки биогермов с самого начала представляют практически твёрдые образования, и далее уплотнение идёт уже медленно. Карбонатный ил и мелкообломочные, комковато-водорослевые карбонатные осадки быстро литифицируются, пористость несколько сокращается, но значит. объём порового пространства «консервируется». Трещиноватость, как правило, составляющая в породах 0,1–1%, в карбонатных К. может достигать 1,5–2,5%. При значит. мощности трещиноватых продуктивных горизонтов ёмкость трещин имеет существенное значение для оценки полезного объёма пластов. Дополнит. ёмкость карбонатных К. трещинного типа создаётся также стилолитовыми швами, образование которых связано с неравномерным растворением под давлением. Глинистая корочка на поверхности стилолитовых швов представляет нерастворимый остаток породы. Часто горизонты развития стилолитов являются наиболее продуктивными в разрезе, что обусловлено вымыванием глинистых корочек. Наиболее значит. запасы углеводородов сосредоточены в кавернозно-поровом и поровом типах карбонатных К. Лучшими карбонатными К. являются рифовые известняки, из которых были получены и рекордные дебиты нефти (десятки тысяч тонн в сутки).

В глинисто-кремнисто-битуминозных К. преобладают трещинные и порово-трещинные типы. Породы характеризуются значит. изменчивостью минер. состава, неодинаковой обогащённостью органич. веществом. Микрослоистость, развитие субкапиллярных пор и микротрещиноватость обуславливают относительно низкие фильтрационно-ёмкостные свойства. В некоторых разностях пористость достигает 15% при проницаемости в доли мД. В таких породах участки с повышенной пористостью и проницаемостью разнообразной формы возникают в процессе катагенеза (синхронно с генерацией нефтяных и газовых углеводородов и перестройкой структурно-текстурных особенностей минер. матрицы породы). Считают, что в седиментогенезе образуются микроблоки породы, покрытые плёнкой сорбированного органич. вещества. Колломорфный кремнезём, обволакивая агрегаты глинистых минералов, создаёт на их поверхности сложные комплексы с участием органич. вещества и кремнезёма (возникают т. н. кремнеорганические рубашки). Процессы трансформации глинистых минералов и выделения связанной воды приводят к образованию мелких послойных трещин. Отдельные участки

породы вследствие роста внутр. давления пронизываются системой трещин вдоль поверхности «рубашек». При вскрытии таких К., как правило, отмечаются разуплотнение и аномально высокое пластовое давление. Повышению трещиноватости породы способствуют и тектонич. процессы. При отборе нефти из таких пород трещины смыкаются – это К. «одноразового использования». В них нельзя закачать газ или нефть, как это делают при строительстве подземных хранилищ в др. типах пород.

Среди вулканогенных и вулканогенно-осадочных К. наиболее часто встречаются трещинный и порово-трещинный типы. Эти К. отличаются большой ролью трещиноватости, резкой изменчивостью свойств в пределах месторождения. Нефть и газ в туфах, лавах и других разностях связаны с пустотами, которые образовались при выходе газа из лавового материала, или с вторичным выщелачиванием и трещиноватостью. Нефтеносность этих пород всегда вторична. Особенность таких К. заключается в несоответствии между сравнительно низкими величинами ёмкости, проницаемости и высокими дебитами скважин, вскрывающих залежи в этих породах.

Формирование К. в магматических и метаморфических породах связано с метасоматозом и выщелачиванием в результате гидротермальной деятельности, контракцией (усадкой) при остывании породы, дроблением по зонам тектонич. нарушений. Осн. объём пустот в магматич. К. принадлежит микротрещинам и микрокавернам. Пористость пород в большинстве случаев не превышает 10–11%. Проницаемость матрицы невысока, но в результате развития кавернозности и трещиноватости в целом проницаемость достигает сотен мД.

Выявление К. нефти и газа проводится комплексом геофизич. исследований скважин и анализом лабораторных данных с учётом геологич. информации по месторождению. При изучении карбонатных К., кроме традиц. литологич. и промыслово-геофизич. методов, используют фото- и ультразвуковой каротаж, метод капиллярного насыщения пород люминофорами и др.

Литература

Лит.: Справочник по геологии нефти и газа / Под ред. Н. А. Еременко. М., 1984; Геология и геохимия нефти и газа / Под ред. Б. А. Соколова. 2-е изд. М., 2004.