



КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД, определяют возможности вмещать в пустотном пространстве разл. жидкости и газы и пропускать их через себя (фильтровать) при перепаде давлений. Это количественные параметры, важные для оценки запасов месторождений нефти, газа, водных ресурсов, а также для выбора режима эксплуатации месторождений. Осн. характеристики: проницаемость, ёмкость, остаточная флюидонасыщенность.

Проницаемость – способность горных пород пропускать жидкие и газообразные флюиды через сообщающиеся пустоты при перепаде давления; наиболее важный параметр, определяющий возможность извлечения из породы воды, нефти и газа. Процесс движения жидкостей или газов в трещинно-пористых средах (в наиболее обобщённом виде) описывается эмпирич. уравнением Дарси, где проницаемость прямо пропорциональна объёму фильтрующегося флюида. Проницаемость (коэффициент проницаемости) измеряется объёмом флюида определённой вязкости, протекающим в единицу времени через заданное поперечное сечение горной породы, перпендикулярное заданному градиенту давления. Выражается в мкм^2 либо в Д (дарси); $1 \text{ Д} \approx 1 \text{ мкм}^2$. Проницаемость коллекторов нефти и газа на пром. месторождениях обычно колеблется от тысячных долей мкм^2 до единиц мкм^2 . Различают абсолютную, эффективную и относит. проницаемости. Абсолютная (физическая) проницаемость отражает макс. проницаемость породы при фильтрации однородной жидкости или газа в условиях полного насыщения пор породы данным флюидом. Эффективная (фазовая) проницаемость характеризует способность породы пропускать флюид в присутствии др. насыщающих пласт флюидов. Абсолютную и эффективную проницаемости определяют лабораторными методами, основанными на моделировании процесса фильтрации (однофазной или

многофазной) в цилиндрич. образце горной породы. Относительная проницаемость представляет отношение эффективной проницаемости, измеренной по к.-л. флюиду, к абсолютной. Наиболее распространённые среди коллекторов осадочные породы делятся на хорошо проницаемые (св. $0,01 \text{ мкм}^2$), среднепроницаемые [$(10-0,01) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$] и слабопроницаемые (менее $0,01 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$). Проницаемость существенно зависит от структуры порового пространства, трещиноватости (нарушения сплошности пород трещинами разл. генезиса, протяжённости, формы и пространственной ориентировки), кавернозности пород (вторичная пустотность, образующаяся преим. в растворимых карбонатных породах), а также количества фаз фильтрующихся флюидов (для многофазных систем ниже, чем для однофазных) и их физико-химич. свойств. Структура порового пространства во многом определяется структурно-текстурными особенностями породы и характеризуется: размером пор и поровых каналов, величиной внутр. удельной поверхности (т. е. площадью поверхности всех пустот в единице объёма или массы вещества) и извилистостью каналов. Величина внутр. удельной поверхности в породах сильно изменяется и может достигать нескольких м^2 в 1 см^3 породы. Она используется для расчёта скорости фильтрации.

Общая ёмкость горных пород характеризуется суммарным объёмом пустот (пор, каверн, трещин и др.), различающихся по генезису, морфологии, условиям аккумуляции и фильтрации флюидов. На практике часто все пустоты в горных породах называют порами, а ёмкость – пористостью. Величина пористости оценивается отношением объёма пор к объёму образца породы и выражается в процентах или в долях единицы. Различают пористость горных пород: общую, открытую, закрытую и эффективную. Общая пористость (полная, абсолютная) отражает суммарный объём сообщающихся и изолированных пор; открытая (насыщенная) – объём сообщающихся между собой пор, она меньше общей на объём изолированных пор; закрытая – объём изолированных пор, не имеющих связи с другими пустотами. Эффективная пористость (статическая или динамическая в зависимости от способа определения объёма остаточных флюидов) характеризует объём пор, занятый подвижным флюидом (не учитываются тупиковые, застойные пустоты или поры очень мелкого размера); она меньше открытой на объём остаточных флюидов. Величина пористости у разл. типов горных пород колеблется от долей

процента до 60% и более. Пористость исследуется лабораторными методами (изучение шлифов, полированных образцов, рентгеновское просвечивание образцов и др.).

Остаточная флюидонасыщенность характеризует неизвлекаемую часть флюидов. Остаточные флюиды не участвуют в фильтрации и снижают величину полезной ёмкости коллектора. Доля открытого порового пространства, занятого водой, называется коэффициентом водонасыщенности, нефтью (газом) – коэффициентом нефти (газо)насыщенности. В сумме эти коэффициенты составляют единицу или 100%. При подсчёте запасов углеводородов в месторождении, кроме коэффициентов нефти- и газонасыщенности, необходимо определить коэф. остаточной водонасыщенности – отношение объёма остаточной воды (локально сохранившейся в порах коллектора после того, как он был заполнен нефтью) в горной породе к объёму открытого пустотного пространства породы. Количество и характер распределения остаточной воды зависят от сложности строения пористой среды, величины удельной поверхности поровых каналов, а также от поверхностных свойств породы (гидрофильности и гидрофобности) и физико-химич. свойств воды и вытесняющих её нефти и газа. Количество остаточной воды в породах разл. литологич. состава изменяется от 5 до 70% и более. Наиболее гидрофильны глинистые минералы, менее – кварц и карбонаты; в хорошо проницаемых отсортированных обломочных породах содержание остаточной воды низкое, в глинистых алевритистых породах – очень высокое. Остаточную водонасыщенность определяют в образцах породы лабораторными методами (вытеснения, центрифугирования, испарения и др.).

К. с. г. п. в естеств. условиях изучают в процессе гидродинамич. исследований пластов (методы: пробных откачек, установившихся притоков, восстановления давления, интерференции скважин, гидропрослушивания и др.), а также методами промысловой геофизики (электрический каротаж, нейтронный гамма-каротаж и др.).

Литература

Лит.: Геология и геохимия нефти и газа / Под ред. Б. А. Соколова. 2-е изд. М., 2004.

