

ПРИРОДНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ И ОБЩИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ДВИЖЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА В НИХ

The basic laws and quantitative estimations of movement of oil and gas in natural collectors are resulted, technologic canfull for leading by this movement.

В статті представлено основні закономірності руху нафти і газу в природних колекторах, а також технологічні можливості керування цим рухом.

Месторождения нефти и газа чаще всего приурочены к поднятиям или складкам пластов терригенных (карбонатных) и гранулярных осадочных пород - песчаников, известняков, алевролитов, глин, представляющих собой скопления зерен минералов, связанных цементирующим материалом в процессе геологической эволюции.

Поровое пространство терригенных пород – сложная нерегулярная система сообщающихся и глухих межзеренных пустот с размерами пор, составляющими единицы, десятки микрометров, а часто и сотые доли микрометра.

В карбонатных породах (известняках, доломитах) система пор более неоднородна, кроме того, гораздо более развита система вторичных пустот, возникших после образования самой породы.

Жидкие и газообразные углеводороды, плотность которых меньше плотности воды, скапливается в поднятиях (ловушках) пород, вытесняя ранее находившуюся там воду. Продуктивные коллекторы должны быть изолированы от выше и нижележащих проницаемых пластов кровлей и подошвой – слоями непроницаемых пород, чаще всего представленных глиной или солью. Структура нефтяных и газовых залежей осложняется значительной неоднородностью и, прежде всего многослойностью слагающих их пород.

Одна из основных особенностей фильтрации нефти и газа в пластах заключается в необходимости одновременно рассматривать процессы в областях, характерные размеры которых различаются на порядки: размер пор (единицы и десятки микрометров), диаметр скважин (десятки сантиметров), толщины пластов (единицы и десятки метров), расстояния между скважинами (сотни метров), протяженность месторождений (до десятков и даже сотен километров). Кроме того, неоднородность пластов (по толщине и площади) имеет характерные размеры практически любого масштаба [1].

Сведения о коллекторе состоят из геологической и геофизической информации – исследования новых образцов и гидродинамических исследований скважин, результатов анализа отобранных из скважин проб нефти, газа и пластовой воды, и наконец, из совокупности данных по динамике изменения давлений, отбора или закачки нефти и воды по отдельным скважинам и в целом по объекту.

Любая модель пласта строится на интерполяции по массе данных, полученных на основе единичных скважинных измерений, и обычно нет серьезных оснований считать такую модель адекватной фактическому пласту.

В этих условиях основная задача исследования пласта заключается в установлении качественных закономерностей, устойчивых тенденций, а также количественных соотношений, устойчивых к вариации исходных данных.

Целью расчета оказывается не столько точное определение всех характеристик добычного процесса, сколько расширение той совокупности сведений, которые необходимы при выборе, например, системы разработки месторождения или метода воздействия на пласт.

Важная характеристика пористой среды – ее пористость, равная отношению объема V_n , занятого в выделенном элементе порами, к общему объему элемента V :

$$m = V_n / V$$

Это соотношение определяет среднюю пористость. Пористость различают полную, когда учитывают все поры, и активную, когда учитываются лишь те, которые входят в единую систему соединенных между собой пор и могут быть заполнены жидкостью извне. Для целей добычи углеводородов существенна лишь активная пористость.

Пористость одинакова для геометрически подобных сред и не характеризует размеров пор. Поэтому указывается некоторый характерный размер порового пространства d . За характерный размер d принимают некоторое среднее значение диаметра порового канала.

Основное соотношение теории фильтрации – закон фильтрации – устанавливает связь между вектором скорости фильтрации и полем давления, которое вызывает фильтрационное движение.

Большинство фильтрационных движений – безинерционные, плотность, как мера инерции, несущественна и исключается из рассмотрения. Тогда используют закон Дарси:

$$U = - (k / \mu) \text{grad } P, k = d^2 f,$$

где k – проницаемость (имеет размерность площади, не зависит от свойств жидкости и является чисто геометрической характеристикой пористой среды), μ – вязкость жидкости;

$$f = cd^2 / \mu; c = d^2 \mu f,$$

Закон Дарси – следствие предположения об инерционности движения жидкости – это частный случай ползущего течения, для которого характерно преобладание вязких сил над инерционными (числа Рейнольдс очень малы- $Re \ll 1$).

При значительных скоростях, когда уже нельзя не учитывать инерционной составляющей сопротивления движению массы жидкости, предпосылки, заложенные в законе Дарси, перестают быть справедливыми.

Для этого случая предложен двучленный Закон Фильтрации:

$$(k/\mu) \text{ grad } p = \bar{U} + \beta k^{1/2} \mu^{-1} \rho u \bar{u}$$

Здесь в качестве характерного размера принята величина $k^{1/2}$ и учтено, что при $u \rightarrow 0$ должен быть справедлив закон Дарси [1].

Двучленный Закон Фильтрации хорошо описывает данные наблюдений даже для весьма больших значений чисел Рейнольдса. Для несцементированных (насыпных) пористых сред этот закон справедлив вплоть до чисел Рейнольдса порядка 10 – 100, тогда как отклонения от линейного закона начинаются при $Re = 0,1 - 1,0$.

Неоднократно делались попытки выбрать характерный размер d таким образом, чтобы процесс фильтрации в пористых средах различной структуры описать единой формулой. Оказалось успешным введение в качестве характерного размера величины $(k/\mu)^{1/2}$, предложенное М.Д. Милионщиковым. Тогда число $Re = \rho u k^{1/2} m^{3/2} / \mu$

В задачах фильтрации нефти и газа в природных пластах применение двучленного закона ограничено движением в прискважинной зоне высокодебитных скважин и фильтрацией в трещиноватых средах. Кроме нарушений Закона Дарси на больших скоростях, он может нарушаться и на очень малых скоростях, когда проявляются реологические свойства движущихся жидкостей.

Отметим влияние давления на свойства жидкостей – воды и нефти – плотность ρ и вязкость μ [1].

Для однородных капельных жидкостей – воды и нефти – изменения плотности в пластовых условиях обычно невелики: встречающиеся в фильтрационных движениях перепады давления (единицы $мПа$) весьма малы по сравнению с модулями объемного сжатия капельных жидкостей ($K_p = 5 \cdot 10^5 - 2 \cdot 10^3$ $мПа$). Поэтому обычно ограничиваются линейной зависимостью:

$$\rho(p) = \rho_0 [1 - (p - p_0) / k_p]$$

Хотя сжимаемость капельных жидкостей мала, она играет значительную роль в тех случаях, когда возмущения давления захватывают обширные области. Здесь существенно то, что нефтяные залежи обычно граничат с пластовой водой, суммарный объем которой значительно больше объема нефти в залежи. В результате этого за счет расширения воды со снижением давления может полностью компенсироваться извлекаемый объем нефти. Зависимостью вязкости капельных жидкостей от давления обычно можно пренебречь. Сказанное не относится к нефти, находящейся в контакте с природным газом, в этом случае при повышении давления увеличивается количество растворенного в нефти газа, ее плотность и вязкость заметно падают.

Согласно кинетической теории газов, вязкость их не должна зависеть от давления. Это утверждение не применимо к условиям, характерным для газового пласта. При фиксированной температуре вязкость газа может изменяться на десятки процентов при изменении на единицы $мПа$.

Проанализируем зависимость от давления свойств пористой среды – пористости и проницаемости. Для этого рассмотрим поведение насыщенного жидкостью образца при одноосном нагружении. Предположим, что нагрузка F на цилиндрический образец площадью поперечного сечения S , заключенный в непроницаемую оболочку, создается непроницаемым поршнем. Снизу на проницаемое основание действует давление p , равное давлению жидкости [1]. Тогда из условий равновесия образца в пренебрежении силами трения о боковые стенки следует:

$$F = pS + F_I$$

Здесь F_I – сила, действующая на проницаемое основание. Очевидно, $F = GS$, где G – полное напряжение в насыщенном образце; $F_I = G^t S$, где G^t – напряжение воспринимаемое твердым скелетом (в расчете на всю площадь S). После подстановки получаем:

$$G^t = G - P,$$

где G^t – эффективное напряжение.

Изменение пористости в условиях одноосного нагружения происходит под действием этого напряжения, вызывающего перестройку скелета пористой среды. Изменения пористости в зависимости от давления при фиксированной нагрузке, обусловленные сжимаемостью зерен, мало по сравнению со сжимаемостью пористой среды в целом, обусловленной переупаковкой зерен.

Так при действии на пористую среду только приложенного внутри нее гидростатического давления касательные напряжения не возникают, касательные компоненты тензора эффективных истинных напряжений совпадают, а нормальные компоненты отличаются на величину P .

Вес горных пород, лежащих над пластом, уравнивается системой напряжений в пористой среде и гидродинамическим давлением жидкости. Систему жидкость – пористая среда можно представить себе как некоторую деформируемую сплошную среду, в которой к нормальным напряжениям, действующим в пористой среде, добавляются нормальные напряжения, воспринимаемые жидкостью.

Если упругие постоянные пород пласта и кровли примерно одинаковы, смещение кровли обусловленное изменением давления жидкости, насыщающей породу пласта и пропорциональные его толщине, распределяются на всю огромную толщину вышележащего массива горных пород. Поэтому соответствующие относительные деформации в этом массиве малы и, следовательно, малы возникающие в нем дополнительные напряжения (в частности, напряжения на кровле и подошве пласта). Однако, когда вышележащая толща в отличие от пород пласта сложена из очень жестких пород, при локальном понижении давления могут образоваться своды, и при изменении давления жидкости напряжения на кровле и подошве пласта будут меняться.

Зависимость пористости и проницаемости пород коллекторов от среднего нормального напряжения обычно определяется на приборах одноосного и двухосного сжатия. Приращение пористости и проницаемости выражается через приращение давления.

В случае фильтрации слабо сжимаемой жидкости в упруго деформируемой однородной пористой среде, когда относительные изменения параметров этой среды и жидкостей малы, можно считать производные их по давлению постоянными.

$$d\rho/dp = k_p^{-1} * \rho_0; dm/dp = k_m^{-1} * m_0,$$

причем $(p - p_0)/k_m \ll 1$; $(p - p_0)/k_p \ll 1$ во всем диапазоне изменения давления. Значения k_p имеют порядок 10^4 МПа, а ΔP в задачах нестационарной фильтрации от 0 до 20 МПа. Зависимость проницаемости от давления может быть существенной для процессов, происходящих в призабойной зоне, где велики перепады давления, или для весьма длительных процессов [2,3].

Оценки механических параметров консолидированных пористых сред, обусловлены изменениями внутрипорового давления.

Первичное истощение пласта, добыча при постоянном давлении и многочисленные операции, совершающиеся в процессе разработки нефтегазовых месторождений, сопровождаются значительными колебаниями внутрипорового давления продуктивного пласта. Эти колебания следует оценивать с точки зрения их влияния на внутрипластовые напряжения, общие деформации пористой среды, ведущие к сжатию пластового коллектора, проницаемость и, наконец, деформации земной поверхности и ее оседание.

Для эксплуатационников особую важность имеет изменение проницаемости коллектора в процессе истощения. Теория упругости пористой среды М.А. Биота позволяет выявить связь между внутрипоровым давлением и суммарными напряжениями и деформациями пористой среды и объяснить возникающие при этом механические и гидравлические явления [4].

Напряжение воздействующее фактически на поровый скелет и вызывающее глобальную деформацию ε_{ij} называется действующим (фактическим) напряжением [2,3,4]

$$G_{ij}^{eft} = G_{ij} - a P_n v_{ij}$$

Коэффициент Биота a показывает, во сколько раз поровое давление снижает действие суммарного напряжения на скелет. Понятие действующего напряжения позволяет использовать измененную G_{ij}^{eft} вместо G и P_n при расчете глобальных деформаций. (G_{ij}^{eft} – действующее напряжение; G_{ij} – суммарное напряжение; P_n – внутрипоровое давление, v_{ij} – коэффициент Кранкера).

В условиях сложной гомогенной и изотропной матрицы изменение проницаемости пропорционально разности давлений.

$$\Delta \Phi / \Phi = -1/C (\Delta P_c - \Delta P_n),$$

где Φ – пористость, P_c – давление всестороннего сжатия; $C = 1/V [aV_j/P_n] P_c$ – сжимаемость массива, V_j – поровый объем.

Экспериментально установлено, что изменению порового объема, общего объема и пористости, соответствует своя закономерность изменения действующего напряжения, характеризующаяся, в частности, процентным соотношением всестороннего сжатия и внутрипорового давления [4].

Список литературы: 1. Баренблатт Г.М., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М. Недра, 1984. 2. Бажал А.И., Бажал А.А., Сарафанова М.А. Обеспечение жидкостной проницаемости горных пород на месте их залегания с помощью силовых волн. «Высокие технологии в машиностроении», Национальный технический университет (ХПИ), 2/2007. 3. Бажал А.И., Бажал А.А., Сарафанова М.А., Управление структурными и технологическими свойствами горных пород с помощью силовых волн от камуфлетного взрыва. «Высокие технологии в машиностроении», Национальный технический университет (ХПИ), 2/2007. 4. Лоран Ж., Кеттье Л. Поведение пористых консолидированных сред в упругой области. «Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти. М. Мир, 1994.

Поступила в редколлегию 01.07.2009