

БИЛЕТ 18.

1. Режим растворенного газа, условия его проявления и основные признаки.

Режим растворенного газа — режим нефтяной залежи, при котором пластовое давление падает в процессе разработки ниже давления насыщения, в результате чего газ выделяется из раствора и пузырьки газа, расширяясь, вытесняют нефть к скважинам. Режим в чистом виде проявляется при отсутствии влияния законтурной области, при близких или равных значениях начального пластового давления и давления насыщения, при повышенном газосодержании пластовой нефти, при отсутствии газовой шапки.

В процессе разработки происходит уменьшение нефтенасыщенности пласта, объем же залежи остается неизменным. В связи с этим в добывающих скважинах перфорируют всю нефтенасыщенную толщину пласта.

Динамика годовых показателей разработки залежи при этом режиме имеет следующие особенности. Пластовое давление интенсивно снижается на протяжении всего периода разработки, в результате чего разница между значениями давления насыщения и текущим пластовым давлением со временем нарастает. Промысловый газовый фактор некоторое время остается постоянным. Затем с увеличением количества выделяющегося газа фазовая проницаемость для него возрастает и значение промыслового газового фактора увеличивается до значений, в несколько раз превышающих пластовое газосодержание. Это обусловлено тем, что в скважины поступает газ, выделившийся из нефти, не только извлекаемой на поверхность, но и остающейся в пласте. Дегазация пластовой нефти может приводить к существенному повышению ее вязкости. Позже вследствие дегазации пластовой нефти происходит уменьшение и промыслового газового фактора — до нескольких кубометров на 1 м^3 . В общей сложности за весь период разработки среднее значение промыслового газового фактора намного (в 4 – 5 раз и более) превышает начальное газосодержание пластовой нефти. Добыча нефти после достижения ее максимального уровня сразу же начинает снижаться, т.е. II стадия разработки продолжается обычно всего один-два года. Нефть добывают практически без воды.

Для режима характерно образование возле каждой скважины узких воронок депрессии, что вызывает необходимость размещения добывающих скважин более плотно, чем при режимах с вытеснением нефти водой. Конечный коэффициент извлечения нефти не превышает 0,2 – 0,3, а при небольшом газосодержании нефти имеет и меньшие значения – 0,1 – 0,15.

2. Системы разработки залежей

Система разработки — это совокупность взаимосвязанных инженерных решений: выделение объектов и установление последовательности их разбуривания и разработки; обоснование методов воздействия на пласты и режимов разработки, т.е. технологии разработки; обоснование сетки, соотношения и геометрии расположения нагнетательных и добывающих скважин; обоснование основных способов контроля и управления процессом разработки.

На практике системы разработки нефтяных месторождений различают по двум наиболее характерным признакам:

По геометрии расположения скважин на площади выделяют системы с равномерной и неравномерной расстановкой скважин.

Для систем с равномерной расстановкой скважин характерно их расположение по правильным геометрическим сеткам, обеспечивающим высокую степень вскрываемости отдельных линз коллекторов: квадратной или треугольной (рис.1.1-1.2). Каждая из них имеет свои преимущества и недостатки. При последовательном сгущении треугольной сетки на каждом этапе число скважин возрастает в 3 раза.

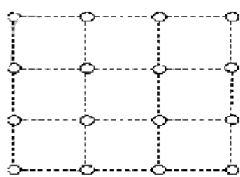


Рис.1.1. Прямоугольная сетка скважин

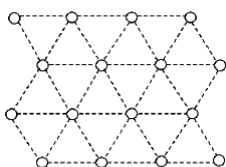


Рис.1.2. Треугольная сетка скважин

Квадратная сетка гибкая при сгущении, на каждом этапе число скважин удваивается. Поэтому квадратные сетки нашли более широкое применение на практике.

Для объектов с двумя пластами целесообразно бурение скважин по квадратной сетке, а для объектов с тремя пластами — по треугольной.

Для систем с неравномерным расположением скважин предполагают разработку залежей цепочками или рядами скважин, параллельными контуру нефтеносности или рядам нагнетательных скважин.

По методу воздействия различают системы разработки:

Системы без воздействия на пласт используют в процессе разработки нефтяных месторождений естественную пластовую энергию.

Лучшие результаты достигаются в условиях упруговодонапорного и газонапорного режимов, обеспечивающих высокую степень нефтеизвлечения.

Каждую систему разработки можно характеризовать пятью основными параметрами:

1. Фонд скважин – общее число скважин всех категорий, пробуренных на эксплуатационном объекте. Эксплуатационный фонд скважин – общее число нагнетательных, добывающих и находящихся в освоении скважин. Эксплуатационный фонд скважин подразделяется на основной и резервный.

Под основным фондом понимают число скважин, необходимое для реализации запроектированной системы разработки.

Резервный фонд планируют с целью вовлечения в разработку выявленных во время исследований отдельных линз коллектора и для повышения эффективности системы воздействия на пласт. Число скважин этого фонда зависит от неоднородности строения пласта, его прерывистости, особенностей применяемой технологии извлечения нефти из недр.

2. Плотность сетки S_c скважин, равна площади нефтеносности залежи, приходящейся на одну добывающую и нагнетательную скважину, $m^2/скв$.

3. Удельные извлекаемые запасы нефти на одну скважину N_c (параметр А.П. Крылова), величина которых учитывается при выборе плотности сетки скважин. Минимальное значение этого параметра должно быть достаточной для рентабельной эксплуатации скважин за весь период разработки.

4. Соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин, от величины которого зависит интенсивность системы разработки. В пятирядных системах он равен 5, в пятиточечных площадных системах - 1

5. Соотношение числа резервного и основного фонда скважин. При составлении проектов разработки основной фонд скважин размещается на карте расположения скважин, а резервный фонд - нет, определяется только число их и закладывается в технико-экономические расчеты. Число резервных скважин может достигать до 25 % от основного фонда скважин.

3. Гидродинамические расчеты при упругом режиме.

Упругий режим — это естественный режим истощения залежи.

Если упругие деформации считать квазилинейными и подчиняющимися закону Гука, полученному для однородного пласта, то можно записать:

$$\frac{\Delta V}{V} = \beta^* \Delta p \quad (1)$$

или в дифференциальной форме

$$\frac{\Delta V}{V} = \beta^* dp \quad (2)$$

где V — объем упругого тела; p — пластовое давление; β^* — коэффициент упругоёмкости пласта (сжимаемость).

Виды упругого режима:

- замкнуто-упругий режим, который проявляется в замкнутых (изолированных от законтурной области) пластах;
- упруговодонапорный, который имеет место в залежах со значительной по размерам законтурной водоносной областью;

Замкнуто-упругий режим. Под упругим запасом залежи понимается количество нефти (флюида), которое может быть извлечено за счет упругих сил пласта и пластовых флюидов. Упругий запас определяется расширением нефти, воды и породы при снижении давления. Аналитически, согласно закону Гука, можно записать:

$$V_{уз} = \Delta V_{ж} + \Delta V_{п} = \Delta V_{п} (m\beta_{ж} + \beta_{с}) \Delta p = V_{п} \beta^* \Delta p \quad (4)$$

где $\beta_{ж}$, $\beta_{с}$ — коэффициент сжимаемости жидкости и скелета породы; $V_{п}$ — геометрический объем пласта; Δp — снижение пластового давления.

Распределение давления в приведенной области влияния скважины можно определять с использованием Формула Дюпюи:

$$p_0 - p_c = \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r_{пр}}{r_c}, \quad (7)$$

Упрощенная основная формула упругого режима

$$p_0 - p_c = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left[- Ei \left(- \frac{r^2}{4\chi t} \right) \right], \quad (10)$$

где p_0 — начальное пластовое давление; p_c — давление на забое добывающей скважины; $r_{пр}$ — приведенный радиус скважины.