

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ, АНАЛИЗ
РАЗРАБОТКИ И
ОБУСТРОЙСТВА УГЛЕВОДОРОДНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ЧАСТЬ 2 ГАЗОВЫЕ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Лекция №7

Хромых Людмила Николаевна

Определение показателей разработки газоконденсатной залежи при заводнении.

- Чем больше начальное содержание конденсата в природном газе, тем меньше коэффициент конденсатоотдачи при разработке залежи без ППД. Коэффициент конденсата извлечения при исследованиях на бомбе PVT для некоторых газоконденсатных систем составляет 0,4 - 0,5.
- При внедрении ППД путем закачки воды в пласт можно повысить коэффициент конденсатоотдачи за счет поддержания давления выше P_p . Однако при этом возрастают потери газа в пласте за счет микро - и макро замещения, что ведет к снижению конечного коэффициента газоотдачи и соответственно конденсатоотдачи.
- Т.е. при искусственном ППД процесс вытеснения газоконденсатной смеси сопровождается неравномерностью охвата залежи закачкой воды по толщине пласта и площади газоносности. Этот фактор ограничивает применение заводнения при разработке газоконденсатного месторождения.

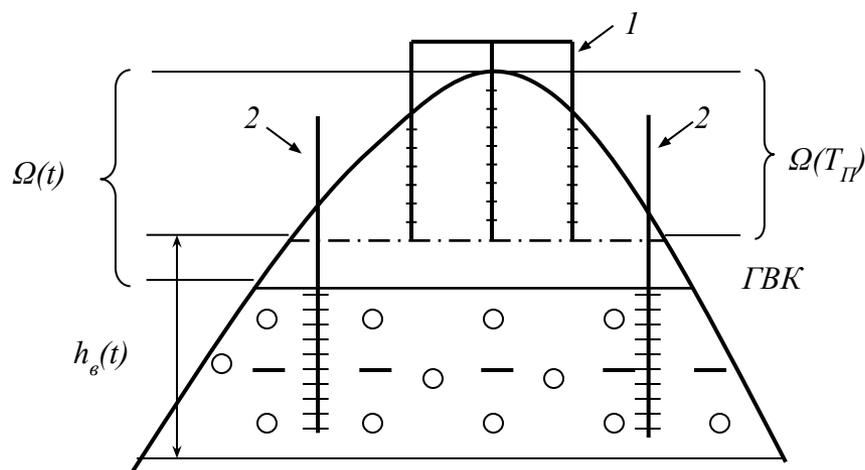
- Объектами для заводнения являются в основном газоконденсатные залежи с АВПД. Аномальность начального пластового давления может быть весьма значительной, вследствие чего внутрипоровое (пластовое) давление оказывается близким к горному. При наличии трещиноватости, система трещин, особенно примыкающая к скважинам будет смыкаться, ликвидируются пути фильтрации газа.
- Искусственный водонапорный режим на месторождении с АВПД поддается эффективному регулированию. Предположим, что наметилась тенденция обводнения значительного числа скважин, прорвавшейся водой (добавляют специальные индикаторы, чтобы закачать воду отличаемую от пластовой). Тогда полное прекращение закачки позволяет остановить процесс обводнения скважин. Дальнейшая разработка месторождения будет проводиться на истощение. Это приведет к снижению давления в обводненной зоне пласта и высвобожденному заземленному газу.
- Одним из основных показателей разработки газоконденсатных месторождений с ППД является оптимальное поддерживаемое давление в пласте.

- Чем выше поддерживаемое давление, тем больше эффективность вышестоящего агента. Чем больше пластовое давление поддерживается при заводнении, тем меньше влияние деформации коллекторов на снижение продуктивных характеристик эксплуатационных и нагнетательных скважин. Однако при больших давлениях закачки возрастают энергетические затраты.
- Предположим, что в период заводнения из залежи будет отбираться постоянное во времени количество газа (за время t) Q (условие не обязательное).
- Пусть поддерживаемое давление в залежи равно \tilde{D}_c . Тогда потребуется закачивать в залежь (за время t) постоянное количество q_g , определяемое из соотношения:

$$Q = q_a \cdot \frac{\tilde{D}_c}{D_{A0} \cdot z(\tilde{D}_c)} \quad (1)$$

- где: Q – отбор газа, приведённый к P_{AT} и $T_{ПЛ}$.
- При заводнении газоконденсатной залежи эксплуатационные скважины располагаются в верхней части этажа газоносности.

- Нижнее отверстие интервала перфорации нагнетательных скважин, должны приходиться на несколько метров ниже уровня ГВК, а верхние отверстия ниже нижней отверстий интервалов перфорации в эксплуатационных скважинах.



- 1 – эксплуатационные скважины
- 2 – нагнетательные скважины

- $\Delta Q_2(t - \Delta t, t)$ - количество газа (приведенные к P_{AT} и $T_{2P}(t)$) выделяющееся при разложении гидратов в поровом объеме, равном $\Delta \Omega_2(t - \Delta t, t)$
- Левая часть уравнения (1) представляет собой массу газа для газоносной части на момент $t - \Delta t$.

- Первый член правой части уравнения соответствует массе газа в поровом объеме $\Omega_1(t)$ в момент времени. Второй член характеризует массу газа, добытую за расчетный интервал времени $[t - \Delta t, t]$. Третье слагаемое соответствует массе газа, которая выделяется при разложении гидратов в поровом объеме $\Omega_2(t - \Delta t, t)$ за время Δt . Последний член увеличивает массу газа, приобщаемую к дренированию и ранее находившуюся в газообразной фазе гидратонасыщенного порового объема $\Omega_2(t - \Delta t, t)$. Кроме того, составляется уравнение теплового баланса для газоносной части пласта, которое имеет вид:

$$\begin{aligned}
& \tilde{N}_1 \cdot \rho_1 \cdot \Omega_{\tilde{n}\tilde{e}.1}(t - \Delta t) \cdot T_1(t - \Delta t) + C_2 \cdot \rho_2 \cdot [\tilde{P}_1(t - \Delta t), T_1(t - \Delta t)] \cdot \alpha_1 \cdot \Omega_1(t - \Delta t) \cdot T_1(t - \Delta t) + \\
& + C_3 \cdot \rho_3 \cdot (1 - \alpha_1) \cdot \Omega_1(t - \Delta t) \cdot T_1(t - \Delta t) + C_1 \cdot \rho_1 \cdot \Delta \Omega_{\tilde{n}\tilde{e}.2}(t - \Delta t, t) \cdot T_{i\tilde{e}.2} + \\
& + \tilde{N}_2 \cdot \rho_2 [\tilde{D}_i, \dot{O}_{i\tilde{e}.2}] \cdot \alpha_2 \cdot \Delta \Omega_2(t - \Delta t, t) \cdot T_{i\tilde{e}.2} + \tilde{N}_3 \cdot \rho_3 \cdot (1 - \alpha_2 - \alpha_{2r}) \cdot \Delta \Omega_2(t - \Delta t, t) \cdot T_{i\tilde{e}.2} + \\
& + \tilde{N}_4 \cdot \rho_4 \cdot \alpha_{2r} \cdot \Delta \Omega_2(t - \Delta t, t) \cdot T_{i\tilde{e}.2} = \tilde{N}_1 \cdot \rho_1 \cdot \Omega_{\tilde{n}\tilde{e}.1}(t) \cdot T_1(t) + C_2 \cdot \rho_2 \cdot [\tilde{P}_1(t) T_1(t)] \cdot \alpha_1 \cdot \Omega_1(t) \cdot T_1(t) + \\
& + C_3 \cdot \rho_3 \cdot (1 - \alpha_1) \cdot \Omega_1(t) \cdot T_1(t) + \Delta Q_q(t - \Delta t, t) \cdot \rho_2 [P_{\dot{a}0}, \dot{O}_0] \cdot \tilde{N}_2 \cdot \dot{O}_1(t - \Delta t, t) - \Delta Q_2(t - \Delta t, t) \cdot \\
& \cdot \rho_2 [P_{\dot{a}0}, \dot{O}_{2p}(t)] + \frac{1}{V} \cdot \Delta H \cdot \Delta \Omega_2(t - \Delta t, t) \cdot \alpha_{2r}
\end{aligned} \tag{2}$$

- Индексы 1, 2, 3, 4 – соответствуют горной породе, газу, воде и гидрату.
- Здесь
- C_1, C_2, C_3, C_4 - соответственно теплоемкость горной породы, газа, воды и гидрата,
- $\rho_1, \rho_2, \rho_3, \rho_4$ - плотности,
- α_{2r} - коэффициент газонасыщенности,
 $\Omega_{\tilde{n}\tilde{e}}(t - \Delta t), \Delta\Omega_{\tilde{n}\tilde{e}}(t - \Delta t, t)$
- $\Delta\Omega_{\tilde{n}\tilde{e}}(t - \Delta t, t)$ - объем скелета породы соответственно газоносной части залежи и газогидратной части, в которой произошло разложение гидратов.
- ΔH - удельная теплота гидратообразования,
- V - объем 1 моля гидрата.
- В левой части уравнения (2) первые три слагаемые представляют собой количество теплоты соответственно в скелете горной породы, газе и воде на момент времени $(t - \Delta t)$.
- Последующие слагаемые левой части характеризуют соответственно количество теплоты в скелете горной породы, газе, воде и конденсате для гидратонасыщенного объема $\Delta\Omega_2(t - \Delta t, t)$.

- Первые три слагаемые в правой части уравнения (2) - сумма количества теплоты в скелете породы, газе и воде соответственно на момент времени, для порового объема, равного $\Omega_1(t - \Delta t) + \Delta\Omega_2(t - \Delta t, t)$. Четвертый член уравнения учитывает количество теплоты, уносимой из залежи с добытым за время Δt газом, пятый - теплота, которая привносится в газоносную часть залежи с газом, выделившимся при разложении гидратов. И последний член в уравнении (2) соответствует количеству теплоты, которое поглощается при разложении гидратов в поровом объеме $\Omega_2(t - \Delta t, t)$.
- В уравнениях (1) и (2) отдельные параметры определяются следующими уравнениями:

$$\Omega_1(t) = \Omega_1(t - \Delta t) + \Delta\Omega_2(t - \Delta t, t)$$

$$\Delta\Omega_2(t - \Delta t, t) = \frac{1}{\alpha_{2r}} \cdot \eta [\tilde{P}_1(t - \Delta t) - \tilde{P}_1(t)]$$

$$\Delta Q_2(t - \Delta t, t) = \eta \cdot \beta [\tilde{P}_1(t - \Delta t) - \tilde{P}_1(t)]$$

$$\rho_2[\tilde{P}_1(t), T_1(t)] = \frac{\tilde{P}_1(t)}{z[\tilde{P}(t)_1, T(t)] \cdot R_1 \cdot T_1(t)}$$

$$\Omega_{\tilde{n}\tilde{e}}(t) = \Omega(t) \cdot \frac{1 - m}{m}$$

- Здесь:
- η – количество разложившихся гидратов при снижении давления в залежи на 1 МПа,
- β – коэффициент объёмного содержания газа в единице объёма гидрата,
- z – коэффициент сверхсжимаемости,
- m – коэффициент пористости.
- Балансовые соотношения (1) и (2) используются совместно с зависимостью равновесной температуры гидратообразования от давления

$$\dot{O}_{2\delta}(t) = a \cdot \lg \tilde{P}_1 - C$$

- Где: a, c – const коэффициенты для газа соответствующего состава.

- Для самостоятельного изучения:
- 1) Уравнения материального баланса.
Дифференциальные уравнения истощения газовой залежи.
- 2) Методы определения показателей разработки газового месторождения при газовом режиме.
- 3) Определение показателей разработки месторождений природных газов при водонапорном режиме.
- 4) Расчет вытеснения сырого газа сухим.