

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

Лекция №4

Хромых Людмила Николаевна

# Особенности расчетов показателей разработки газовой залежи при различных технологических режимах эксплуатации газовых скважин.

1. Если, газовые скважины предлагается эксплуатировать при заданных постоянных во времени дебитах газа, тогда, вне зависимости от технологического режима эксплуатации скважин по заданной зависимости  $Q = Q(t)$  по уравнению материального баланса вычисляется  $\tilde{P} = \tilde{P}(t)$ .  
По уравнению притока газа к скважине находится зависимость  $P_C = P_C(t)$ . Потребное во времени количество эксплуатационных скважин определяется по уравнению (5).
2. Если скважины эксплуатируются при равных во времени забойных давлениях, т.е. зависимость  $P_C = P_C(t)$  известна (из уравнения технологического режима находят  $P(t)$ ). В этом случае зависимость  $q = q(t)$  находится из формулы (5) -  $n = n(t)$ .

3. Прогнозирование показателей разработки в случае эксплуатации скважин при поддержании допустимого градиента давления  $P$  на стенке скважины, сводится к решению следующей системы уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \tilde{P}^2(t) - P_c^2(t) &= Aq(t) + Bq^2(t) \\ \Psi q(t) - \Psi q^2(t) &= cP_c(t) \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

- С использованием метода итераций (последовательных приближений) находят  $P_c = P_c(t)$ ,  $q = q(t)$ .
4. При поддержании на устье допустимой скорости движения газа  $v_y$ .
- Движение газа в призабойной зоне и по НКТ описывается следующим уравнением:

$$\tilde{P}^2(t) - P_y^2(t)e^{2S} = Aq(t) + Bq^2(t) \quad (2)$$

- где:  $P_y$  - устьевое давление,
- $e^{2S}$  - показатель, учитывающий массу столба газа в НКТ.
- Дебит скважин  $q$ , приведенный к  $P_{AT}$ , и  $T_{ПЛ}$  через заданную скорость можно выразить:

$$q = \frac{v_y F P_y T_{i\bar{E}}}{z(P_y, T_y) P_{A\bar{O}} \bar{O}_y} \quad (3)$$

- где:  $F$  – площадь внутреннего сечения НКТ.
  - После подстановки (3) в (2) при известной зависимости  $\bar{P}_y = \bar{P}_y(t)$  уравнение (2) представляет собой квадратное уравнение относительно устьевого давления  $P_y$  в момент  $t$ . Находится  $P_y(t)$ . Определяется зависимость  $P_y = P_y(t)$ . С помощью уравнения (3) вычисляется  $q = q(t)$ .
  - При проведении расчетов реализуется итерационный процесс по уточнению устьевого  $t^o - T_y$  и коэффициента сверхсжимаемости газа
5. Если в результате расчетов оказывается, что необходимое количество скважин  $n$  не равно фактическому числу скважин на месторождении  $n_{\text{ФАКТ}}$  то показатели разработки определяется в следующей последовательности.

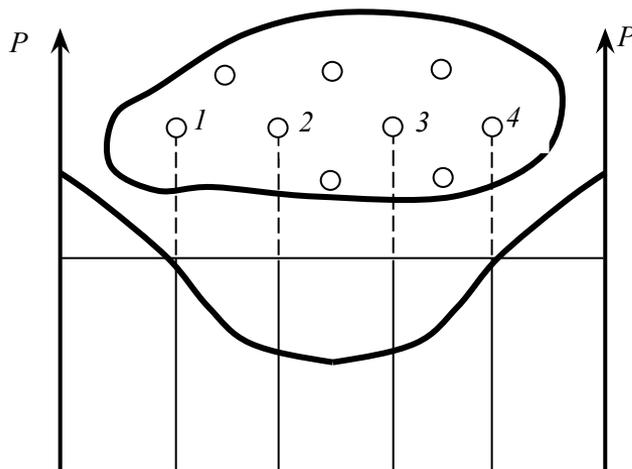
- Согласно заданному отбору газа по уравнению материального баланса определяется зависимость  $\tilde{P} = \tilde{P}(t)$ . По формуле  $q(t) = \frac{Q(t)}{n_{\text{объ}}}$  устанавливается зависимость  $q = q(t)$ . С использованием найденных зависимостей и  $q = q(t)$  по уравнению притока газа к забою скважины вычисляется  $P_c = P_c(t)$ .
- Расчеты показателей разработки месторождений природных газов, основанные на методе последовательной смены стационарных состояний, отличаются простотой. Однако, при использовании этого метода трудно учесть неоднородность продуктивных отложений по коллекторским свойствам. Расчеты ведутся на среднюю скважину со средними дебитами, коэффициентами фильтрации сопротивления  $A$  и  $B$ , при средних допустимых депрессиях на пласт.
- Возможен учет разнодебитности эксплуатационных скважин. Пусть каждая эксплуатируемая скважина характеризуется только ей присущими фильтрационными сопротивлениями и допустимой депрессией на пласт.

- Тогда по найденной зависимости  $\tilde{P} = \tilde{P}(t)$  по уравнению технологического режима эксплуатации и уравнению притока каждой  $i$  – ой скважины вычисляются зависимости  $q_i = q_i(t)$  ( $i = 1, 2, \dots, n$ ). Суммирование дебитов по каждой скважине в интересующие нас моменты времени позволяет определить зависимость изменения во времени общего отбора газа из эксплуатационных скважин  $Q_{\Sigma} = Q_{\Sigma}(t)$ . Разница между плановым отбором  $Q = Q(t)$  и  $Q_{\Sigma} = Q_{\Sigma}(t)$  дает зависимость изменения во времени того отбора из месторождения  $Q_{ПП} = Q_{ПП}(t)$ , который должен быть компенсирован бурением новых скважин. Изменение необходимого количества скважин для компенсации падения добычи из эксплуатируемых скважин устанавливается по формуле:

$$n_{i\delta}(t) = \frac{Q_{i\delta}(t)}{q(t)}$$

- где:  $q$  – средний дебит новой скважины.
- Такая методика определения показателей разработки месторождений природных газов, предполагает, что в начальный момент скважины размещаются равномерно по площади газоносности. В расчетах не учитываются произвольность конфигурации месторождения и расположение скважин, различие продуктивных характеристик вновь вводимых скважин.

- Вследствие неоднородности пласта по коллекторским свойствам, в результате неравномерного расположения скважин и неравномерного дренирования залежи могут возникать значительные общие депрессионные воронки.



- На рисунке приведено возможное распределение  $P_{пл}$  в залежи при её разработке. Из рисунка видно, что при прочих равных условиях лишь по скважине 4 рассчитанные и фактические дебиты в момент  $t$  могут совпасть, так как на рассматриваемый момент времени  $P_{пл}$  вблизи этой скважины равняется среднему  $\bar{P}(t)$ . По скважине 1 фактические дебиты будут падать медленнее во времени, а по скважинам 2 и 3 – быстрее, чем по данным расчетов.

- Разнодебитность скважин может существенно влиять на систему обустройства газового промысла.
- Возникающие в процессе разработки месторождения глубокие депрессионные воронки приводят к необходимости более раннего ввода ДКС.
- Рассматриваемая методика широко применяется на начальных этапах проектирования разработки месторождений природных газов.