

2. Метод инновационный и результаты данного метода при опробовании на реальных промысловых задачах показали наиболее достоверны;
3. Знание модели фильтрации для выделения реакции не требуется;
4. Позволяет оценить и учесть (вычленив) влияние шумов на кривую давления;
5. При известной функции влияния и самовлияния можно рассчитать отклик на реакцию работы всех возмущающих скважин, что позволяет построить диагностический график, который в свою очередь уже очищен от шумов, и, как следствие, проще и достоверно диагностировать интерпретационную модель пласта;
6. Возможно оценить эффективность системы заводнения;
7. Возможно оценить зоны дренирования и зоны остаточной нефтенасыщенности.

Минусы:

1. Чем больше скважин в исследовании, тем более трудоемкие расчеты и тем больше погрешностей;
2. Датчики ТМС могут стоять не на всех скважинах, что затрудняет использование данного метода;
3. Для точного диагностирования влияния соседних скважин, в самих соседних скважинах должны быть возмущающие изменения режима работы (изменение дебита и забойного давления, изменение режима работы соседних скважин), т.е. если скважины окружающие исследуемую скважину на протяжении «жизни» работали при одном режиме, то их влияние на исследуемую скважину невозможно будет оценить по отдельности;
4. Датчики ТМС не всегда чувствительны и выдают достоверные данные, что затрудняет расчеты по минимизации погрешностей измерения;
5. Метод мультискважинной деконволюции во много раз усложняется при многопластовой системе на месторождении.

Литература

1. Асланян А.М. и др. Изучение «динамичной» системы ППД на основе анализа промысловых данных, ПГИ и ГДИС карбонатных отложений со сложной структурой коллектора. SPE- 187776-RU.
2. Гуляев Д.Н., Батманова О.В. Импульсно-кодированное гидропрослушивание и алгоритмы мультискважинной деконволюции – новые технологии определения свойств пластов в межскважинном пространстве // Вестник Российского нового университета. Серия «Сложные системы: модели, анализ и управление». 2017. № 4. С. 26–32.
3. Крыганов П.В., Афанаскин И.В., Вольпин С.Г. Применение мультискважинной деконволюции при решении обратной задачи подземной гидродинамики // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2019 - № 3(13). – С. 45 – 50.
4. Assessing waterflood efficiency with deconvolution based multi-well retrospective test technique/ A. Aslanyan, F. Grishko, V. Krichevsky [et al.] //SPE 195518-MS. – 2019.
5. Ilk D., Valko P., Blasingame T. A Deconvolution Method Based on Cumulative Production for Continuously Measured Flowrate and Pressure Data. SPE-111269-MS.

ОСОБЕННОСТИ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ И ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Рябов А.Д.

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При эксплуатации газовых или газоконденсатных месторождений присутствует необходимость предупреждения или ликвидации газовых гидратов. Для этого необходимо спрогнозировать место и условия их образования с помощью математических и физических моделей. Данные модели позволяют решать такие задачи, но зачастую в очень узком диапазоне условий. Так одна математическая модель, используемая для одного месторождения, может быть не применима к другим.

Факторы, влияющие на скорость образования газовых гидратов

Никакие математические модели не могут учитывать все факторы, которые могут влиять на образование гидратов, так как их очень много, и такое многообразие требует большой вычислительной мощности. Поэтому модели имеют допущения в пределах некоторой погрешности, и часто бывает, что эти допущения зависят от места, для которого используется данная модель, и от требований для данной модели. Эти модели могут учитывать некоторые факторы, оказывающие влияние на рост газовых гидратов, упуская другие. Основные факторы, влияющие на рост газовых гидратов, приведены на рисунке 1.

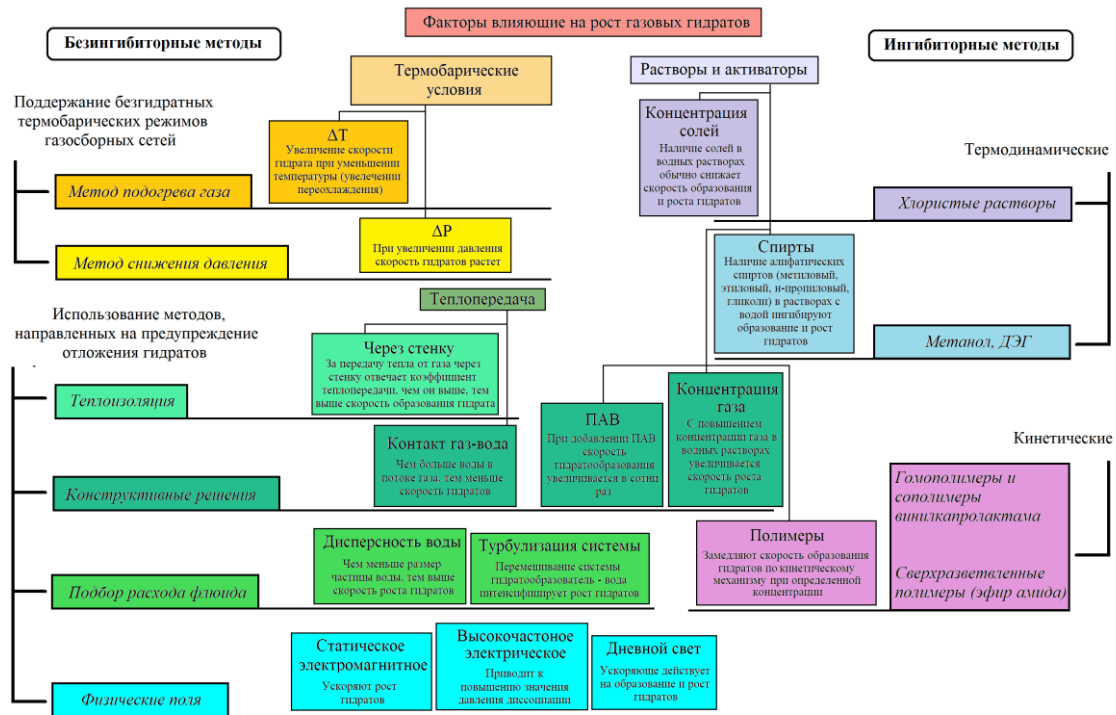


Рис. 1 Классификация основных факторов, влияющих на скорость роста гидратов природных и нефтяных газов

Математический расчет возможности образования газовых гидратов и распределения температуры и давления.

Для определения возможности существования газовых гидратов, помимо определения температуры гидратообразования, на определенных участках промышленного трубопровода или скважины можно использовать формулу:

$$\Delta = \mu_w^\alpha - \mu_w^H = \mu_w^{\beta-H} - \mu_w^{\beta-\alpha} = \ln a_w - R_\mu T \left(\sum_{i=1}^2 v_i \ln(1 - \sum_{j=1}^C \theta_{ij}) - \frac{\Delta \mu_w^0}{R_\mu T_0} + \int_{T_0}^T \frac{\Delta H_w}{R_\mu T^2} dT - \int_0^p \frac{\Delta V_w}{R_\mu T} dp \right) \quad (1)$$

при $\mu^\alpha - \mu^H > 0$ гидраты будут образовываться на рассматриваемом участке, при $\mu^\alpha - \mu^H < 0$ гидраты образовываться не будут; при $\mu^\alpha - \mu^H = 0$ состояние равновесия, как правило, на практике данная ситуация не реализуется, так как это идеализированная теоретическая модель.

Для того чтобы воспользоваться данной формулой, нужно знать распределение давления и температуры по всей длине скважины или трубопровода. Часто для этих двух сред используют одну и ту же формулу. Если для определения температуры и давления используется усовершенствованная экспоненциальная зависимость:

$$T_{k+1} = T_{out} + (T_k - T_{out}) \left(\frac{\sqrt{L} + \alpha}{\alpha} \right)^{\alpha\beta} \cdot e^{-\beta\sqrt{L}}; \quad \alpha = \frac{2}{\pi d_o \alpha_{gw}} \sqrt{\lambda_g G c_v}; \quad \beta = 4 \sqrt{\frac{\lambda_g}{c_v G}} \quad (2)$$

$$P_{k+1} = \frac{P_k}{2T_k} \left(T_k - T_{k+1} + \sqrt{(T_k - T_{k+1})^2 + 4T_k \left(T_{k+1} - \frac{S_k}{P_{k+1}} \right)} \right); \quad S_k = \frac{16\lambda_g G^2 R_\mu \Delta L}{\pi^2 d_o^5 \mu} T_k T_{k+1} \quad (3)$$

то при ее использовании можно составить алгоритм расчета для определения существования гидратов. Смысл расчетов состоит в разбиении рассматриваемого участка на более мелкие, последовательный поиск температуры и давления на конце этих участков и определение существования гидратов для каждого участка. Чем детальнее будет расчленение, тем точнее расчет, но тем больше требуемая вычислительная мощность. Алгоритм представлен на рисунке 2.

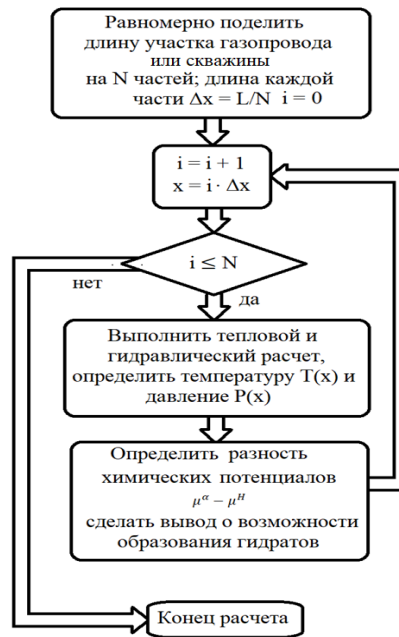


Рис. 2 Алгоритм расчета возможности существования гидратов

Также для определения распределения температуры и давления по стволу скважины (НКТ или ЭК) можно использовать систему дифференциальных уравнений (4), а зависимость толщины гидратного слоя от времени можно рассчитать по формуле (5).

$$\begin{cases} \frac{dp}{dx} = -\rho_g g \sin\varphi - \frac{\sqrt{\pi}\psi G^2}{4\rho_g(S \cdot S_0)^{2.5}}, \\ \frac{dT}{dx} - \varepsilon \frac{dp}{dx} = \frac{\pi D \alpha_{gw}}{c_p G} (T_{in} - T) - \frac{g}{c_p} \sin\varphi, \end{cases} \quad (4) \quad \frac{d\xi}{dt} = \frac{\lambda_p(T_f - T_{out})}{\rho_h l_h (r_0 - \xi) \left(\frac{\lambda_p}{R \alpha_{we}} + \frac{\lambda_p}{\lambda_h} \ln \left(\frac{r_0}{r_0 - \xi} \right) + \ln \frac{R}{r_0} \right)} + \frac{\alpha_{gw}}{\rho_h l_h} (T_f - T), \quad (5)$$

На основании расчетов необходимо определить вид предупреждения или ликвидации гидратообразования. Если это ингибирование, то выбрать тип ингибитора и рассчитать нужное его количество.

Заключение

Формула (1) берет за основу процесс образования гидрата как несколько этапов превращения кристаллической решетки: жидкая или твердая вода (α) → пустая кристаллическая решетка (β) → заполненная кристаллическая решетка (H). Модель для гидравлического расчета по формулам (2)-(3) довольно проста и описывает свойства физических процессов происходящих в трубопроводе. Данный расчет сводится к определению двух величин, первый описывает теплопроводность внутри газа и конвективный теплоперенос, другой моделирует передачу тепла от газа стенке. Формула (4) описывается в рамках трубной гидравлики, а уравнение (5) из условия Стефана и стационарного уравнения теплопроводности.

Литература

1. Кэррол Джон. Гидраты природного газа. Перевод с английского. – М.: ЗАО «Премиум Инжиниринг», 2007. – 316.
2. Чао Чжан, Коробков Г. Е., Янчушка А. П. Молекулярная термодинамическая методика определения существования гидратов // Технологии нефти и газа. – 2017. – №. S2. – С. 59 – 64.
3. Паранук А.А. Совершенствование математической модели расчета процесса образования гидратов газопровод// Технологии нефти и газа. – 2018. – №. S4. – С. 61 – 64.
4. Бунякин А.В., Паранук А.А., Мамий С.А., Кешоков М.В. Моделирование тепловых характеристик промысловых шлейфов и проверка условия образования гидратов природного газа// Технологии нефти и газа. – 2019. – №. S5. – С. 47 – 52.