

при продавке $600\text{м}^3/\text{сут}$, пластовое давление 34Мпа ; давление закачки 0 (можно поднять до 7Мпа); объемы двух оторочек равны и составляют 90м^3 каждая; буферная прослойка воды между ними 60м^3 . По результатам расчетов, оптимальным для данных объемов является время продавки 24 часов, что соответствует 600м^3 объему продавки при темпе закачки $600\text{м}^3/\text{сут}$. Толщина гелевого экрана $\sim 1\text{м}$, расстояние до экрана от скважины $2,8\text{м}$.

Прогноз увеличения добычи нефти от обработки нагнетательной скважины композицией ГАЛКА проводился исходя из расчета увеличения охвата пласта заводнением при создании гелевого экрана, с вовлечением в разработку новых зон пласта с начальной нефтенасыщенностью. Прогнозируется прирост дебита по участку порядка 9% ($35\text{м}^3/\text{сут}$), при продолжительности эффекта 1 год.

Литература

1. Нгуен Хыу Бинь Геофизические исследования скважин при изучении магматических коллекторов месторождения Белый Тигр // Известия Томского политехнического университета, 2013. – Т. 323. – № 1, с. 27 – 33.
2. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений // Успехи химии, 2007. – Т. 76. – № 10, с. 1034 – 1052.
3. I.V. Kuvshinov, V.V.Kuvshinov. Laboratory and Field Tests of Component-wise Gel Injection Technology for EOR. IOR 2013 – 17th European Symposium on Improved Oil Recovery St. Petersburg, Russia, 16 – 18 April 2013.
4. Руководство по применению системной технологии воздействия на нефтяные пласты месторождений ГЛАВТЮМЕНЬНЕФТЕГАЗА Москва-Тюмень-Нижневартовск-1988г. РД 39-0147035-254-88Р.

МЕТОД ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ИНТЕГРИРОВАННЫХ СИСТЕМ МОДЕЛЕЙ ХАРАКТЕРИСТИК ВЫТЕСНЕНИЯ

Чан Нгуен Лонг

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В практике нефтегазодобычи в целях определения успешности и технологической эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти широко используются модели добычи нефти в виде заданных с точностью до параметров функций регрессии, получившие название характеристик вытеснения [1,2].

Для повышения точности прогноза добычи нефти и оценки технологической эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ) в данной работе предлагается метод, основанный на использовании интегрированной системы моделей характеристик вытеснения с учетом прогнозных значений накопленной добычи нефти полученной на основе интегрированной системы феноменологической модели накопленной добычи нефти с учетом априорной информации об извлекаемых запасах.

Метод оценки технологической эффективности ГТМ. Метод основан на использовании двух интегрированных систем моделей добычи нефти и воды и одной интегрированной системы моделей характеристик вытеснения. Первая интегрированная система моделей накопленной добычи нефти с учетом априорной информации об извлекаемых запасах, предназначенная для прогнозирования добычи нефти, имеет вид [3,4]:

$$\begin{cases} V_i^* = f_i(t, \alpha) + \xi, \\ \bar{S} = f_i(T, \alpha) + \eta, \end{cases} \quad (1)$$

где $V_i^* = (v^*(t_1), v^*(t_2), \dots, v^*(t_n))$ - вектор столбец фактических значений (с начала разработки t_0) накопленной добычи нефти $v^*(t_i)$ за соответствующие промежутки времени $\Delta t = t_i - t_{i-1}, i = \overline{1, n}$ (год, месяц); $f_i(t, \alpha) = (f_i(t_1, \alpha), f_i(t_2, \alpha), \dots, f_i(t_n, \alpha))^T$ - вектор столбец значений добычи нефти, полученных на основе феноменологической модели $f_i(t, \alpha)$; $\bar{S} = (s_1, s_2, \dots, s_1)^T$ - вектор экспертных оценок извлекаемых запасов нефти за время разработки месторождения T , полученных на основе различных методик их расчета; $\alpha = (\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_m)$ - вектор неизвестных параметров, ξ, η - векторы случайных величин, представляющие погрешности измерений дебита нефти, ошибки экспертных оценок извлекаемых запасов, неточности выбора модели добычи нефти и т.п.

Прогнозные значения добычи нефти $V_n(t_n + \tau)$ на период τ после проведения ГТМ в момент времени t_n рассчитываются по формуле:

$$V_i(t_n + \tau) = f_i(t_n + \tau, \alpha^*(\beta^*)) \quad (2)$$

где оценки вектора параметров модели (1) α^* и оценка управляющего параметра β^* вычисляются на основе метода интегрированных моделей [3,4] путем решения двух оптимизационных задач:

$$\alpha^*(\beta) = \arg \min_{\alpha} (\Phi = J_0(\alpha) + \beta J_a(\alpha)), \quad \beta^* = \arg \min_{\beta} J_0(\alpha^*(\beta)), \quad (3)$$

где Φ - комбинированный критерий качества; $J_0 = \|V_i^* - f_i(t, \alpha)\|^2$ и $J_a(\alpha) = \|\bar{S} - f_i(T, \alpha)\|^2$ - частные квадратичные критерии качества модели добычи нефти и, соответственно, модели экспертных оценок извлекаемых запасов; $\|X\|$ - норма вектора X .

Вторая интегрированная система моделей характеристик вытеснения имеет вид:

$$\begin{cases} V_i^*(t_i) = f_x(t_i, \alpha, V_x^*(t_i), V_a^*(t_i)) + \xi_i, t_i = t_a + \Delta t \cdot i, i = \overline{1, n_1} \\ \bar{V}_i(t_n + t_j) = f_x(t_j, \alpha, V_x^*(t_n + t_j), V_a^*(t_n + t_j)) + \eta_j, t_j = t_1 + \Delta t \cdot j, j = \overline{1, n_2} \end{cases} \quad (4)$$

где $V_n^*(t_i), V_{ж}^*(t_i), V_B^*(t_i)$ - фактические значения накопленной добычи нефти, жидкости и воды на базовом интервале времени разработки $t_i = t_a + \Delta t \cdot i, i = \overline{1, n_1}$; n_1 - объем данных базового интервала разработки; $\bar{V}_n(t_n + t_j), j = \overline{1, n_2}$ - прогнозные значения накопленной добычи, полученные на основе модели (1); f_x - характеристика вытеснения заданная с точностью до вектора параметров α ; ξ_i и η_j - случайные величины.

Технологическую эффективность ГТМ $\Delta Q_i(t_n + \Delta t)$ в момент времени $t_n + \Delta t$ определяемую дополнительной добычей нефти рассчитываем по формуле:

$$\Delta Q_i(t_n + \Delta t) = V_i^*(t_n + \Delta t) - f_x(\gamma^*(h^*), V_x^*(t_n + \Delta t), V_a^*(t_n + \Delta t)) \quad (5)$$

где оценки параметров характеристики вытеснения γ^* и управляющего параметра h^* определяем путем решения соответствующих оптимизационных задач вида (3,4).

Алгоритм для получения оценки технологической эффективности ГТМ состоит из трех основных этапов:

1. на основе данных накопленной добычи нефти, экспертных оценок извлекаемых запасов формируются интегрированные системы феноменологических моделей добычи нефти, проводится ее адаптация путем решения оптимизационных задач (3), определяются прогнозные значения накопленной добычи нефти (2);

2. с использованием данных накопленной добычи нефти, жидкости и воды с учетом прогнозных значений накопленной добычи нефти (2) формируется интегрированная система моделей характеристик вытеснения (4), производится ее адаптация путем решения соответствующих оптимизационных задач вида (3) и осуществляется выбор подходящей характеристики вытеснения по контрольному интервалу базового участка обработки $t_i = t_a + \Delta t \cdot i, i = \overline{1, n_1}$.

3. технологическая эффективность ГТМ по показателю дополнительной добычей нефти рассчитывается по формуле (5).

Исследование точности и устойчивости предложенной оценки технологической эффективности ГТМ (5) проводилось на основе промысловых данных накопленной добычи нефти и жидкости с учетом экспертных оценок извлекаемых запасов участка разработки месторождения Тюменской области до и после проведения мероприятий по повышению нефтеотдачи.

В таблице 1 приведены относительные ошибки δ оценок технологической эффективности (5)

$$\delta = \left| \frac{\Delta Q_i^* - \Delta Q_i(t_n + \Delta t)}{\Delta Q_i^*} \right|,$$

полученные на основе метода наименьших квадратов (НК) и приведенного выше алгоритма основанного на методе интегрированных моделей (ИМ), для пяти часто используемых на практике характеристик вытеснения, где ΔQ_i^* - фактическое значение дополнительной добычи нефти; $\Delta Q_i(t_n + \Delta t)$ - расчетное значение добычи нефти.

Таблица 1

Относительная ошибка оценки эффективности ГТМ

Характеристика вытеснения	Название	Относительная ошибка	
		Метод НК	Метод ИМ
$V_n = \alpha_1 + \alpha_2 \ln(V_{ж})$	Сазонов Б.Ю.	0,030	0,023
$V_n = \alpha_1 - \alpha_2 V_{ж}^{-1}$	Камбаров Г.С.	0,057	0,053
$V_n = \alpha_1 - \alpha_2 V_{ж}^{-1./2}$	Пирвердян А.М.	0,044	0,039
$V_n = \alpha_1 + \alpha_2 V_{ж}$	Метод постоянного нефтесодержания	0,006	0,003
$\ln(V_n) = \alpha_1 + \alpha_2 \ln(V_B)$	Абызбаев И.И.	0,007	0,002

Выводы. Предложен метод оценки технологической эффективности мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов и скважин основанный интегрированной системы моделей характеристик вытеснения с учетом прогнозных значений накопленной добычи нефти полученных с использованием интегрированной системы феноменологических моделей накопленной добычи нефти. На основе промысловых данных накопленной добычи нефти, жидкости и экспертных оценок извлекаемых запасов объекта разработки месторождения Тюменской области показано, что метод позволяет получить более точные оценки дополнительной добычи нефти в результате проведения геолого-технических мероприятий.

Литература

1. Пьянков В.Н. Алгоритмы идентификации параметров модели Баклея - Леверетта в задачах прогноза добычи нефти // Нефтяное хозяйство, 1997. – №10. – с. 62 – 65.
2. Давыдов А.В. Анализ и прогноз разработки нефтяных залежей. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. – 316с.
3. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 198с.
4. Наймушин А.Г., Сергеев В.Л. Идентификация эволюционных процессов жизненного цикла систем с учетом априорной информации // Известия Томского политехнического университета, – Томск, 2013. – Т.322. – № 5. – С.42 – 45.

ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА РОСТ ГИДРАТОВ ПРИРОДНЫХ И НЕФТЯНЫХ ГАЗОВ

Н.А. Шостак

Научный руководитель профессор Е.П. Запорожец

Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия

Изучение факторов, влияющих на скорость процесса гидратообразования, является важной задачей, решение которой позволит разработать новые и модернизировать существующие технологические приемы по предупреждению и борьбе с кристаллогидратами. Таких факторов много, и каждый из них по-отдельности и/или совместно влияют на скорость роста гидратов. В данной статье на основе анализа данных по экспериментальным исследованиям, представленных более чем в пятидесяти работах, были выбраны и систематизированы основные факторы, влияющие на скорость роста кристаллогидратов. Классификация этих факторов представлена на рис.

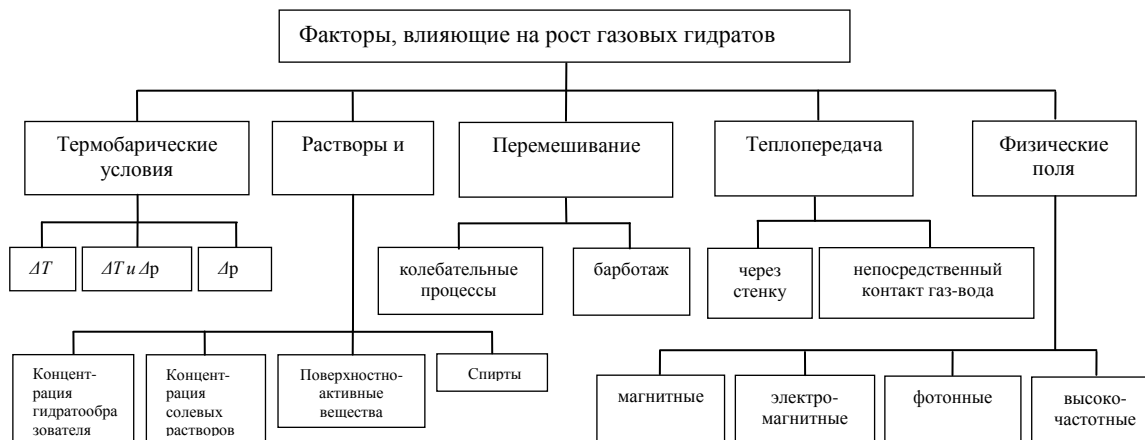


Рис. Классификация факторов, влияющих на рост гидратов природных и нефтяных газов

С увеличением степени переохлаждения ΔT скорость роста гидратов возрастает, при этом изменяются термобарические условия образования гидратов, в частности уменьшается начальная температура их роста и наблюдается [9] экстремум. Однако в работе [16] отмечается, что большая скорость роста гидрата приводит к меньшему заполнению полостей кристалла газом и к меньшей устойчивости получаемого гидрата. При одинаковой ΔT скорость роста гидратов структуры КС-I более чем в 5 раз превышает скорость роста гидратов структуры КС-II [19]. Процесс перехода газа в гидратную фазу до полного ее насыщения во времени имеет экспоненциальный характер [2, 17]. Понижение температуры процесса и повышение давления приводят к увеличению скорости гидратообразования до определенной величины, после чего скорость остается постоянной.

На скорость роста гидратов влияет также дисперсность воды в газо-жидкостной системе. Известно, что при уменьшении радиуса капли воды до микронных размеров их замерзание не происходит при нуле градусов Цельсия, а смещается в отрицательную область температур [14, 15]. Образование льда происходит быстрее из более крупных частиц воды, чем из мелких. Коэффициент диффузии газа в лед гораздо ниже, чем в жидкость, вследствие этого условия проникновения молекул газа в мелкодисперсную жидкость, сохраняются при низких температурах, т.е. при большой степени переохлаждения ΔT , которая обуславливает высокую скорость роста гидрата. Чем меньше размер частиц воды, тем выше скорость роста гидратов.