

и только после этого, он транспортируется на землю. Так же, образование льда, может усложнить процесс транспортировки газа на землю. Основным способом борьбы, является добавление антифризовых средств, которые делают воду гуще, но при этом она не становится клейкой, что позволяет легко передвигаться потоку по трубопроводу. На суше построен завод по переработке газа. Завод построен в некогда глухом уголке Норвегии, для его строительства, пришлось вывезти около 2500000 камня и доставить более 30000 тонн стальных конструкций. Мощности завода рассчитаны на ежедневную переработку 70 М. Всего за 10 минут, газ прибывший на завод превращается в топливо, готовое к поставке в Великобританию по самому длинному подводному трубопроводу, длина которого составляет 1200 км.

Для обслуживания подводного фонда скважин, были специально разработаны подводные роботы, управляемые джойстиком с судна. При непосредственном участии роботов, проходила укладка трубопроводов и опускание различных грузов на поверхность моря. Роботы, являются «подводными глазами инженеров». Для управления роботом с расстояния 1000 метров, требуются специальные навыки, поэтому каждый оператор управляющий роботом, прошел специальную подготовку. Огромное внимание при строительстве месторождения уделялось экологической безопасности, ведь в случае прорыва трубы, это может привести к экологической катастрофе. Поэтому каждое соединение, подвергалось тщательной проверке. Несмотря на то, что газ – основной продукт добычи на Ормен Ланге. Важное значение уделяется и лёгкой нефти, выделяемой в процессе очистки газа. Вся полученная нефть собирается в отстойниках на заводе, а в дальнейшем погружается танкера и отправляется к покупателям. Естественные ресурсы шельфа принадлежат Норвегии как нации и служат пользе норвежского народа. Доход, полученный за более чем 40-летний период добычи нефти и газа, способствовал тому, что современная Норвегия – это государство с высоким уровнем жизни. Был организован специальный фонд, заботой которого является обеспечение будущих поколений средствами, полученными от доходов нефтегазовой отрасли.

Ormen Lange, является прорывом в области нефтегазовой индустрии, благодаря огромным усилиям большого количества людей, удалось обустроить морское дно для успешной добычи углеводородов. Сейчас, месторождение обеспечивает 20% всего газа, потребляемого Великобританией, что способствует развитию Норвегии на многие годы вперёд.

Литература

1. OTC 18963, Ormen Lange—Challenges in Offshore Project Execution; Birgitte Nordvik and Einar Kilde, Hydro

МЕТОД ОЦЕНКИ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ ИНТЕГРИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ФЕНОМЕНОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ С ПЕРЕМЕННЫМИ ПАРАМЕТРАМИ

А.Г. Наймушин, Нгуен Куинь Хуи

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время значительно изменяются взгляды на процессы, происходящие в нефтегазовых пластах при их разработке. Задачи мониторинга, контроля и управления разработкой нефтегазовых месторождений требуют привлечения иного подхода, когда сразу ищутся законы, описывающие систему в целом. Этот целостный подход позволяет эволюционные уравнения разработки рассматривать в качестве феноменологических моделей, оказывающихся весьма плодотворными, когда детальная, микроскопическая картина явлений слишком сложна [1-2].

При использовании феноменологических моделей история нефтяного месторождения становится историей именно всего месторождения, а не историей отдельных скважин, пластов и объектов разработки и нефтяное месторождение рассматривается как сложные, иерархически устроенные целостные системы.

Оценки извлекаемых запасов осуществляется на основе экстраполяции регрессионных моделей, полученных путем аппроксимации динамических рядов данных по добычи углеводородов. Надежность же экстраполяционного прогноза в существенной мере зависит от времени упреждения и точность выбора модели, описывающей тенденцию развития динамического ряда. Поэтому исследование сложной системы на основе эволюционного моделирования, неразрывно связано с исследованием простых подсистем, при котором упрощает решение задачи структурной и параметрической идентификации на ранних стадиях разработки месторождения, когда объем промысловых данных мал [3-5].

В данной работе рассматривается метод оценки извлекаемых запасов нефтяных месторождений на основе феноменологических моделей и использовать интегрированные системы феноменологических моделей с переменными параметрами и с учетом дополнительной априорной информации и экспертных оценок технологических параметров разработки для решения проблем идентификации эволюционных процессов на примере месторождения Томской области.

Таблица 1

Феноменологические модели в виде линейных и нелинейных уравнений

№	Модели	Нелинейные уравнения	Линейные уравнения
1	Логистическая $dV/dt = \alpha_1 V - \alpha_2 V^2$	$V = \frac{V_k}{1 + \left(\frac{V_k}{V_0} - 1\right) e^{-\alpha_1 t}}$ $V_\infty = \alpha_1 / \alpha_2 = V_k$	$V = \beta_1 - \beta_2 Z, Z = Q/V$ $V_\infty = \beta_1, \beta_1 = \alpha_1 / \alpha_2, \beta_2 = 1 / \alpha_2$
2	Бергаланфи $dV/dt = AV^{l-1}(V_\infty^l - V^l)$	$V = V_\infty \left(1 - e^{-At}\right)^{1/l}$	$\frac{\sum_{i=1}^t \frac{VQ}{Q^2} \Delta t}{t} = K - Al \frac{\sum_{i=1}^t \frac{V}{Q} \Delta t}{t}$ ($K > 0; l < 1; K + l = 1$)
3	Колмогорова-Ерофеева $dV/dt = abt^{a-1}(1-V),$ $a > 1, b > 0$	$V = 1 - e^{-bt^a}$	$\ln \ln \frac{1}{1-V} = b + a \ln t$
4	$dV/dt = A(V_\infty - V)^\alpha$	$V = V_\infty - [(1-\alpha)(C - At)]^{1/(1-\alpha)}$ при $\alpha \neq 1$ $V = V_\infty - Ce^{-At}$ при $\alpha = 1$	$\frac{\sum_{i=1}^t \left(\sum_{j=1}^i Q \Delta t \right) \Delta t}{t} = V_\infty + \alpha \frac{\sum_{i=1}^t \left(\frac{Q^2}{Q} \right) \Delta t}{t}$
5	$dV/dt = \alpha_1 e^{-\alpha_2 t} \alpha_3$	$V = \int_{t_0}^t \alpha_1 e^{-\alpha_2 t} \alpha_3 dt$	$\ln Q = \ln \alpha_1 - \alpha_2 t + \alpha_3 \ln t$

Модели и алгоритмы оценки извлекаемых запасов

В таблице 1 представлены модели накопленной добычи нефти на основе сложных нелинейных феноменологических моделей и линейных феноменологических моделей с переменными параметрами [3-6].

Замечание Q' – первая производная добычи, рассчитываемая методом статистического дифференцирования, Q – годовая добыча ($V = \int Q dt$).

Рассмотрим линейную интегрированную систему моделей накопленной добычи нефти на основе феноменологических моделей с переменными параметрами, с учетом дополнительной априорной информации о параметрах модели добычи нефти вида [4,5]

$$\begin{cases} y_i^* = F_0 \alpha_n + \xi_i, i = \overline{1, n}, \\ \alpha_n = F_a \alpha_n + \eta_n, n = 1, 2, 3, \dots \end{cases} \quad (1)$$

где первая система из n уравнений стохастическая модель исследуемого процесса к моменту времени t_i , а вторая система из уравнений представляет модели объектов аналогов, позволяющих учитывать дополнительную априорную информацию α_n , известную к моменту времени t_n о параметрах эволюционного процесса; модели исследуемого процесса и модели объектов аналогов F_0, F_a – известные функции (функционалы); ξ_i, η_n – векторы случайных неконтролируемых факторов.

Примером (1) является линейная интегрированная дискретная система логистической модели накопленной добычи с учетом априорной информации о параметрах.

$$\begin{cases} y_i^* = \alpha_{1n} - \alpha_{2n} x_i + \xi_i, i = \overline{1, n-1}, \\ \alpha_{1n} = \alpha_{1n} + \eta_{1n}, n = 1, 2, 3, \dots \\ \alpha_{2n} = \alpha_{2n} + \eta_{2n} \end{cases} \quad (2)$$

здесь $y_i^*, i = \overline{1, n-1}$ – фактические значения накопленной добычи нефти объектов разработки к моменту времени t_n ; $x_i = q_{i+1} / y_{i+1}, i = \overline{1, n-1}$ – отношение добычи нефти q_{i+1} за период времени $\Delta t = t_{i+1} - t_i$ к накопленной с начала разработки к моменту времени t_{i+1} добыче нефти y_{i+1} ; α_{1n}, α_{2n} – априорные информации об извлекаемых запасах (о первом параметре) и о втором параметре, известные к моменту времени t_n .

Оценки параметров моделей, полученные на основе $\alpha_n^*(\beta_n) = \arg \min_{\alpha_n} \Phi(t_n, \alpha_n, \beta_n)$ путем решения системы линейных алгебраических уравнений [4,5]

$$(F_0^T F_0 + \beta_n) \alpha_n^*(\beta_n) = F_0^T K_h y_n^* + \beta_n \bar{\alpha}_n, \quad (3)$$

в которой $F_0 = (1, x_i, i = \overline{1, n})$ – матрица размерности $(n \times 2)$. Оценки управляемых параметров β_n^* определялись путем решения оптимизационной задачи [4,5]

$$\beta_n^* = \arg \min_{h_n, \beta_n} \left\| y^* - F_0 \alpha_n^*(\beta_n) \right\|_{W(\beta)}^2 \quad (4)$$

симплексным методом. Здесь $\Phi(t_n, \alpha_n, \beta_n)$ – комбинированный показатель качества, $W(\beta)$ – диагональная матрица, определяющая значимость (вес) дополнительных априорных данных $\bar{\alpha}_n$.

Корректировка априорной информации о запасах в моделях проводилась по схеме.

$$\bar{\alpha}_{n+1} = \alpha_{1n}^*(\beta_n^*), n = 1, 2, \dots \quad (5)$$

Результаты исследования

Фактические значения накопленной добычи нефти месторождения Томской области за 18 лет разработки и значения, полученные на основе модели (2) приведены на рисунке. Линии $n = 3, 4, 5$ – представляют оценки прогнозной накопленной добычи нефти, начиная с третьего года разработки

$$y_{t_n + \tau} = \frac{y_{t_n}}{1 - \frac{\alpha_{1n}^*}{\alpha_{2n}^*} + \frac{y_{t_n}}{\alpha_{2n}^*}}, n = 3, 4, 5; \tau = 1 \quad (6)$$

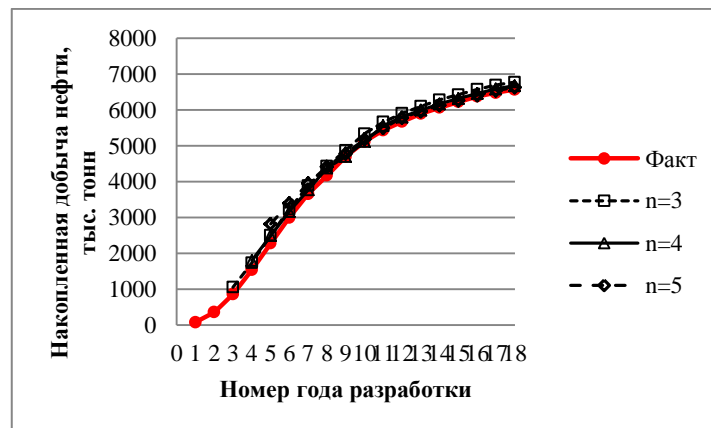


Рис. Фактические значения добычи нефти месторождения Томской области и прогнозные значения, полученные на основе модели (2) с использованием метода адаптивной идентификации (3), (4)

В табл. 2 приведены значения относительных ошибок оценок извлекаемых запасов $\alpha_{1n}^*(h_n^*, \beta_n^*)$ за 6 лет разработки нефтяного месторождения

$$\delta_n = a b s(\alpha_{1n}^*(h_n^*, \beta_n^*) - \bar{z}(t_k)) / \bar{z}(t_k), n = \overline{3, 6} \quad (7)$$

полученные на основе метода адаптивной идентификации (2) с использованием феноменологической модели с учетом $(\beta_n = \beta_n^*)$ и без учета $(\beta_n = 0)$ априорной информации о параметрах с третьего года. Точные значения извлекаемых запасов за 30 лет разработки составили $\bar{z}(t_k) = 7 \cdot 10^6$ тонн. Априорная информация об извлекаемых запасах к началу разработки t_0 принималась равной $\bar{z}_0 = 9 \cdot 10^6$ тонн с ошибкой порядка 30 %.

Таблица 2

Относительные ошибки оценок извлекаемых запасов

Априорная информация	Длительность разработки			
	3	4	5	6
$\beta_n = 0$	0,830	0,652	0,511	0,374
$\beta_n = \beta_n^*$	0,368	0,201	0,066	0,026

Из таблицы 2 видно, что с помощью линейной интегрированной системы феноменологических моделей с переменными параметрами можно достаточно точно оценить извлекаемые запасы. Учет и корректировка априорной информации о параметрах позволяет существенно повысить точность оценок.

Литература

1. Гусманов А.Г. Прогнозирование показателей разработки нефтяных месторождений путем эволюционного моделирования // Вестник Казахского Национального технического университета им. К. Сатпаева, 2010. – №1. – с. 127 – 132.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. – Уфа: Гилем, 1999. – 462 с.
3. Шахведиев А.Х. Унифицированная методика расчета эффективности геолого-технических мероприятий // Нефтяное хозяйство, 2001. – №5. – с. 44 – 47.
4. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации: учебное пособие. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 198 с.
5. Сергеев В.Л. Системные основы управления процессами нефтегазодобычи. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 144 с.
6. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. – М.:ОАО «Издательство «Недра», 2003. – 880 с.

ПРИВЕДЕНИЕ РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИНЫ К ЕДИНОМУ ШТУЦЕРУ

А.С. Николайченко, Л.Н. Коновалова, М.Д. Полтавская

Научный руководитель доцент В.А.Васильев

Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия

Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и технологического режима их работы выявил определенную закономерность: по технологическому режиму диаметр штуцера обычно больше, чем максимальный диаметр штуцера при ГДИ. Это, очевидно, обусловлено техническими возможностями замерной установки. Следовательно, необходимо иметь методику пересчета данных ГДИ на фактический режим работы скважины, используя регистрируемые параметры, например давление на устье скважины (до штуцера) и давление в выкидной линии (после штуцера). При этом принимается постоянство газового фактора.

Такая методика позволит также привести фактический режим работы скважины на различных штуцерах к одному, реперному диаметру и, таким образом, оценить темп снижения дебита скважины во времени. Можно также сопоставить скважины по продуктивности.

Будем рассматривать штуцер как местное сопротивление и используем формулу (1):

$$\Delta p_{шт} = \xi \frac{\rho_{см} v_{см}^2}{2} \tag{1}$$

где $\Delta p_{шт}$ - перепад давления на штуцере,

$$\Delta p_{шт} = P_{уст} - P_{лин},$$

где $P_{уст}$, $P_{лин}$ - давление на устье скважины (до штуцера) и в выкидной линии (после штуцера);

$\rho_{см}$ - расходная плотность газожидкостной смеси;

$v_{см}$ - скорость движения газожидкостной смеси в штуцере;

ξ - коэффициент сопротивления штуцера;

Из уравнения материального баланса имеем:

$$\rho_{см} v_{см} = \frac{G_{см}}{F},$$

где $G_{см}$ - массовый расход газожидкостной смеси,

$$G_{см} = Q_{нд} \rho_{нд} + Q_{в} \rho_{в} + Q_0 \rho_0,$$