

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ИДЕНТИФИКАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕДОБЫЧИ

Р.М.Саттаров¹, А.Ж.Абитова²

1 – НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия»
AZ1010, г. Баку, ул. Д. Алиевой, 227

2 – КазНИПИМунайгаз
Казахстан, 130000, г. Актау, б. мкр., д. 2

Обычно контроль и управление технологическими процессами нефтедобычи часто сводятся к идентификационным методам моделирования динамических процессов разработки и добычи реологически сложных нефтей по реальной промысловой информации. При этом при идентификации процессов нефтедобычи за выходной импульс, принимается дебит нефти, что несколько ограничивает применение полученных идентификационных моделей. Поэтому для надежного выбора технологических параметров, которые достаточно полно отражали бы характеристики объекта в целом, необходимо использовать дебит всей добываемой обводненной продукции. Полученные при таком подходе идентификационные модели позволяют более надежно и корректно выбирать и устанавливать оптимальные режимы эксплуатации скважин, потому как регулирование процесса добычи можно производить на основе отбора всей обводненной продукции, а не только отбора нефти в отдельности.

Как известно, эффективность повышения процессов разработки месторождений, насыщенных неньютоновскими нефтями, связана с построением надежных математических моделей технологических процессов нефтедобычи и нефтеотдачи.

Одними из таких надежных методов моделирования некоторых различных технологических процессов разработки и эксплуатации месторождений с реологически сложными нефтями являются идентификационные методы (Мирзаджанзаде, Степанова, 1977; Мирзаджанзаде и др., 1999; Саттаров, 1999; Исмаилов, Обанга, 1984).

Используемые идентификационные методы моделирования различных процессов могут квалифицироваться, как правило, по способу получения информации о свойствах систем, объему априорной информации о системе, характеру идентифицируемой системы, подбору идентификационной модели и критерию соответствия модели системе (Липатов, 1973; Арбачаускене, 1974; Гроп, 1979; Дейч, 1979; Анисимов и др., 1983).

Следует отметить, что разработка алгоритма и соответствия идентификационных моделей определяется степенью изученности и особенностями исследуемых процессов, ус-

ловиями проведения апробаций и характерными перспективами применения получаемых моделей, а также другими различными технологическими показателями.

Поэтому проблемы контроля и управления технологическими процессами нефтедобычи часто сводятся к идентификационным методам моделирования динамических процессов разработки и добычи реологически сложных нефтей по реальной промысловой информации.

Технологические процессы нефтедобычи, связанные с течением добываемой продукции в пласте, в скважине и в промысловых трубопроводных коммуникациях, могут рассматриваться как объекты регулирования.

Поскольку технологические процессы нефтедобычи происходят на объектах с различной геометрией (пористая среда, скважина, труба), то независимо от выбора рассматриваемый объект принимается как объект регулирования, а в качестве параметров регулирования используются технологические параметры, один из которых принимается как входное воздействие (как правило, перепад давления $\Delta P(t)$), а другой – как выходной импульс (обычно дебит или расход $Q(t)$).

При этом особое внимание важно обращать на надежность выбора технологиче-

ских параметров, которые достаточно полно отражали бы характеристики объекта в целом, с учетом всей добываемой обводненной продукции, поскольку при идентификации процессов нефтедобычи за выходной импульс, как правило, вместо дебита обводненной нефти принимается дебит нефти, что несколько ограничивает применение полученных идентификационных моделей.

Полученные при таком подходе идентификационные модели позволят более надежно и корректно выбирать и устанавливать оптимальные режимы эксплуатации скважин, потому как регулирование процесса добычи можно производить на основе отбора всей обводненной продукции, а не только отбора нефти в отдельности.

В данной работе используются технологические параметры, один из которых характеризует перепад давления $\Delta P(t)$, а другой – дебит обводненной продукции $Q(t)$.

Идентификационные методы в общем случае могут сводиться к нахождению оператора соответствия входных (перепад давления $\Delta P(t)$) и выходных функций (дебит или расход $Q(t)$), который может быть записан в следующем виде (Мирзаджанзаде и др., 1997):

$$Q(t) = \int_{t-T}^t N(t, \zeta) \Delta P(\zeta) d\zeta = \int_0^T N(t - \zeta) \Delta P(\zeta) d\zeta, \quad (1)$$

где $N(t, \zeta)$ – весовая передаточная функция; T – интервал интегрирования.

Для стационарной корреляции стационарных входной (перепад давления $\Delta P(t)$) и выходной (дебит или расход $Q(t)$) случайных функций оптимальная оценка весовой функции определяется из известной зависимости Винера-Хопфа (Мирзаджанзаде, Степанова, 1977):

$$R_{\Delta P Q}(t) = \int_0^T N(t - \zeta) R_{\Delta P \Delta P}(\zeta) d\zeta. \quad (2)$$

Здесь $R_{\Delta P Q}(t)$ – взаимокорреляционная функция между входным и выходным сигналами; $R_{\Delta P \Delta P}(t)$ – автокорреляционная функция входного сигнала.

Автокорреляционная и взаимокорреляционная функции определяются на основе

конкретной информации, получаемой при реализации реальных технологических процессов нефтедобычи, которые для функций $R_{\Delta P \Delta P}(t)$ и $R_{\Delta P Q}(t)$ могут быть вычислены по имеющимся замеренным данным перепада давления $\Delta P(t)$ и дебита или расхода $Q(t)$ следующим образом:

$$R_{\Delta P \Delta P}(t) = \frac{1}{T} \int_0^T \Delta P(t) \Delta P(t + \zeta) d\zeta, \quad (3)$$

$$R_{\Delta P Q}(t) = \frac{1}{T} \int_0^T \Delta P(t) Q(t + \zeta) d\zeta, \quad (4)$$

где $\Delta P(t)$ и $Q(t)$ – реальные замеренные данные значений перепада давления и дебита или расхода; T – продолжительность замера.

Применяя к зависимостям (1) и (2) преобразование Лапласа, можно получить следующую передаточную функцию в изображениях:

$$\tilde{W}(s) = \frac{\tilde{N}(s)}{s} = \frac{\tilde{Q}(s)}{\tilde{\Delta P}(s)} = \frac{\tilde{R}_{\Delta P Q}(s)}{\tilde{R}_{\Delta P \Delta P}(s)}, \quad (5)$$

$$\tilde{N}(s) = \int_0^{\infty} N(t) e^{-st} dt, \quad \tilde{Q}(s) = \int_0^{\infty} Q(t) e^{-st} dt,$$

$$\tilde{\Delta P}(s) = \int_0^{\infty} \Delta P(t) e^{-st} dt, \quad (6)$$

$$\tilde{R}_{\Delta P Q}(s) = \int_0^{\infty} R_{\Delta P Q}(t) e^{-st} dt,$$

$$\tilde{R}_{\Delta P \Delta P}(s) = \int_0^{\infty} R_{\Delta P \Delta P}(t) e^{-st} dt.$$

Для построения конкретной реальной идентификационной модели, описывающей технологический процесс нефтедобычи, рассматриваются данные рядов двухчасовых наблюдений дебитов жидкости $Q(t)$ и перепадов давлений $\Delta P(t)$, приведенных соответственно на рисунках 1 и 2 для скважин 491 и 7936 месторождения Узень Республики Казахстан.

При этом предполагалось, что изменения величин перепадов давлений $\Delta P(t)$ происходили за счет изменения забойных давлений, поскольку пластовые давления на период замеренных данных принимались на основе предыдущих замеров постоянными и равны-

ми $P_{пл} = 10,4$ МПа (скважина 491) и $P_{пл} = 11,5$ МПа (скважина 7936).

Данные рядов двухчасовых наблюдений дебитов жидкости $Q(t)$ и перепадов давлений $\Delta P(t)$ были воспроизведены на основе реальных суточных замеров на скважинах 491 (коэффициент обводненности 0,52) и 7936 (коэффициент обводненности 0,59) месторождения Узень Республики Казахстан путем при-

менения имитационного моделирования в условиях ограниченности существующей информации о технологических параметрах.

Аналогичный метод имитационного моделирования был использован для определения проницаемости пласта, где по достаточно малой совокупности данных прогнозируется распределение исследуемых данных по пространству (Мирзаджанзаде и др., 1997).

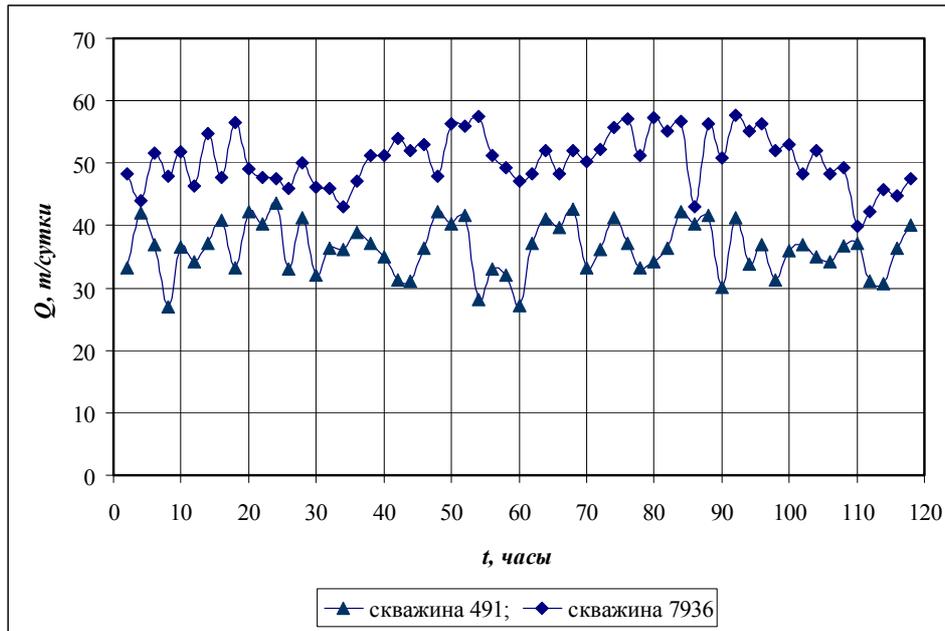


Рис. 1. Данные рядов наблюдения дебитов жидкости $Q(t)$ для скважин 491 и 7936 месторождения Узень РК

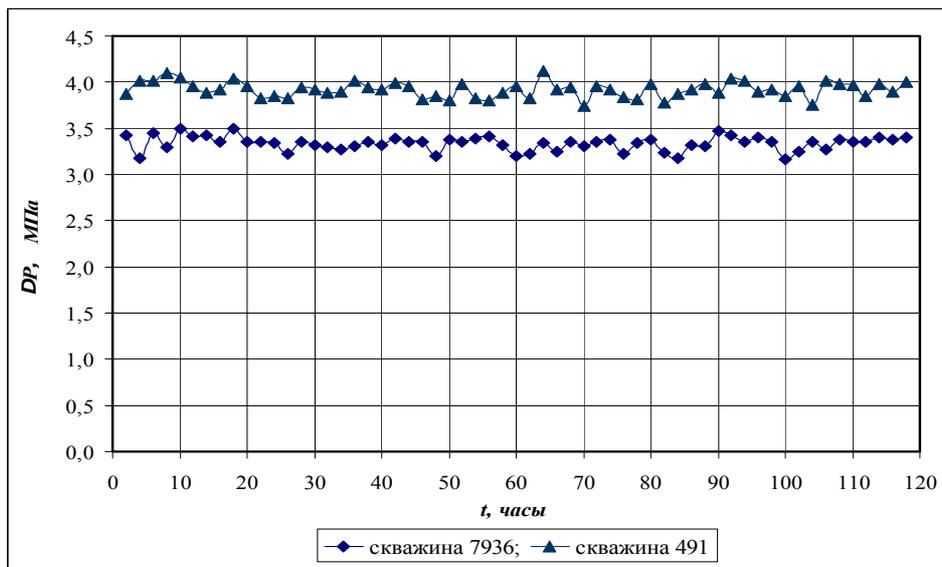


Рис. 2. Данные рядов наблюдения перепадов давлений $\Delta P(t)$ для скважин 491 и 7936 месторождения Узень РК

В рассматриваемой ситуации в качестве одной из наиболее адекватных моделей, имитирующей тот или иной технологический процесс, может быть использована стохастическая модель, прогнозирующая суточные замеры данных для двухчасовых наблюдений процесса, поскольку реальная информация о технологических параметрах, полученная на скважинах носит вероятностный характер.

В процессе имитационного моделирования был использован выборочный метод Монте-Карло, на основе которого по имеющемуся массиву данных были искусственно воспроизведены двухчасовые наблюдения дебитов жидкости $Q(t)$ и перепадов давлений $\Delta P(t)$ путем использования некоторого генератора случайных чисел.

Идентификационное моделирование на основе имитационных данных рядов двухчасовых наблюдений дебитов жидкости $Q(t)$ и перепадов давлений $\Delta P(t)$ весьма важно, поскольку аналогично гидродинамическим исследованиям позволяет получать ценную информацию о параметрах пластов и уточнять значения пластового давления.

Характерные нормированные автокорреляционная функция $\hat{R}_{\Delta P \Delta P}(t) = R_{\Delta P \Delta P}(t)/R_{\Delta P \Delta P}(0)$ и взаимнокорреляционная функция $\hat{R}_{\Delta P Q}(t) = R_{\Delta P Q}(t)/R_{\Delta P Q}(0)$ для скважины 491 представлены соответственно на рисунках 3 и 4 на основе обработки по зависимостям (3) и (4) имитационных данных рядов наблюдения дебитов жидкости $Q(t)$ и перепадов давлений $\Delta P(t)$, приведенных соответственно на рисунках 1 и 2.

Для описания обработанных реальных данных нормированных автокорреляционной и взаимнокорреляционной функций аналитическими функциями можно воспользоваться следующими зависимостями:

$$\hat{R}_{\Delta P \Delta P} = \exp(-\beta t), \tag{7}$$

$$\hat{R}_{\Delta P \Delta Q} = \exp(-\alpha t)(D \cos \omega t + C \sin \omega t). \tag{8}$$

Найденные на основе результатов обработки реальных данных нормированных автокорреляционной и взаимнокорреляционной функций для скважин 7936 и 491 (рис. 3 и 4) значения коэффициентов для аналитических функций (7) и (8) сведены в таблицу 1.

Расчеты по аналитическим зависимостям (7) и (8) с учетом найденных коэффициентов из табл. 1 также представлены на рис. 3 и 4 (для скважины 491); показано вполне удовлетворительное соответствие друг другу реальных и расчетных нормированных автокорреляционной и взаимнокорреляционной функций.

Применяя преобразование Лапласа к аналитическим функциям (7) и (8), можно получить следующие нормированные автокорреляционную и взаимнокорреляционную зависимости в изображениях:

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{\Delta P \Delta P}(s) &= \int_0^{\infty} \hat{R}_{\Delta P \Delta P}(t) e^{-st} dt = \\ &= \int_0^{\infty} \exp(-\beta t) e^{-st} dt = \frac{1}{s + \beta}, \end{aligned} \tag{9}$$

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{\Delta P Q} &= \int_0^{\infty} \hat{R}_{\Delta P Q}(t) e^{-st} dt = \\ &= \int_0^{\infty} \exp(-\alpha t)(D \cos \omega t + C \sin \omega t) e^{-st} dt = \\ &= \frac{D(s + \alpha) + C\omega}{[(s + \alpha)^2 + \omega^2]}. \end{aligned} \tag{10}$$

Подставляя преобразованные по Лапласу изображения автокорреляционной и взаимнокорреляционной функций (9) и (10) в зависимость (5), можно получить следующее выражение для передаточного соотношения в изображениях:

$$\begin{aligned} \tilde{W}(s) &= \frac{\tilde{N}(s)}{s} = \frac{\tilde{Q}(s)}{\Delta \tilde{P}(s)} = \frac{\tilde{R}_{\Delta P Q}(s)}{\tilde{R}_{\Delta P \Delta P}(s)} = \\ &= \frac{[D(s + \alpha) + C\omega](s + \beta)}{[(s + \alpha)^2 + \omega^2]}. \end{aligned} \tag{11}$$

Таблица 1

Численные значения коэффициентов авто- и взаимнокорреляционных функций для идентификационных моделей технологических процессов нефтедобычи месторождения Узень

Скважины	коэффициенты авто- и взаимнокорреляционных функций					
	№	α, c^{-1}	β, c^{-1}	ω, c^{-1}	C	D
7936		$3,45 \cdot 10^{-4}$	$4,76 \cdot 10^{-4}$	$12,47 \cdot 10^{-4}$	0,88	0,62
491		$4,21 \cdot 10^{-5}$	$5,56 \cdot 10^{-5}$	$14,11 \cdot 10^{-5}$	0,53	0,71

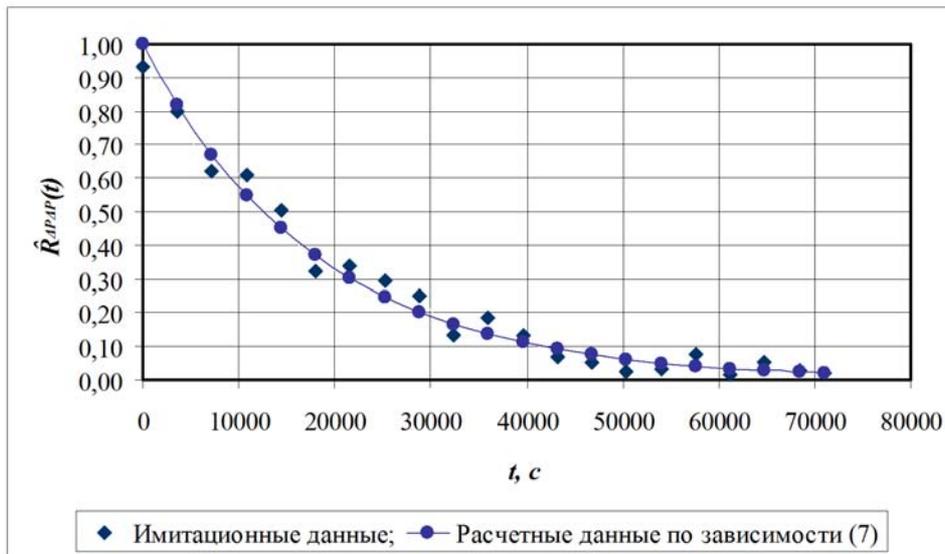


Рис. 3. Характерная нормированная автокорреляционная функция для скважины 491 месторождения Узень РК

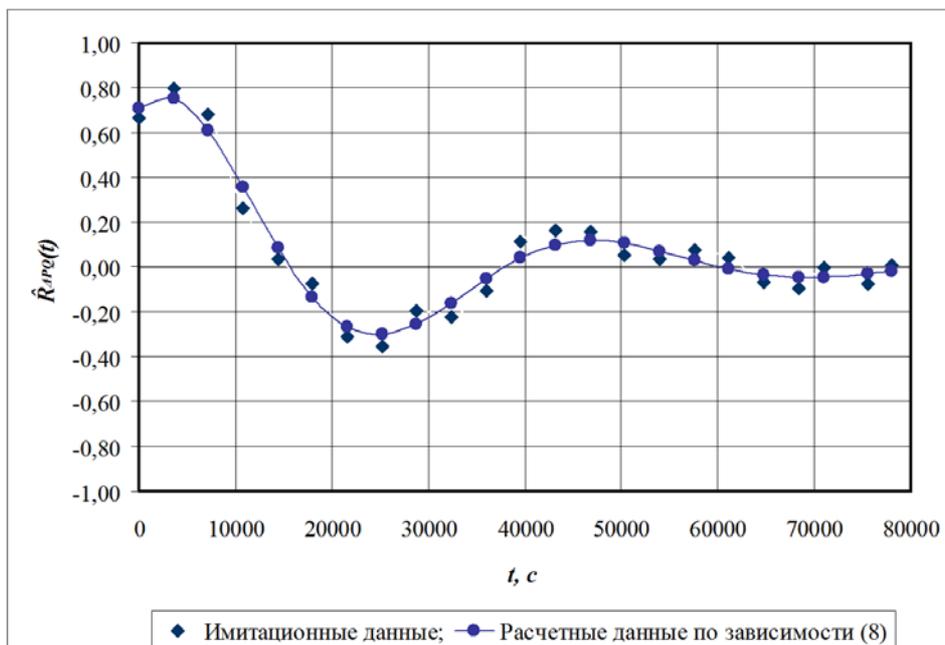


Рис. 4. Характерная нормированная взаимнокорреляционная функция для скважины 491 месторождения Узень РК

После некоторых преобразований передаточного соотношения в изображениях (11) можно получить в оригинале следующее идентификационное дифференциальное уравнение между технологическими параметрами – депрессией (перепад давления) $\Delta P(t)$ и дебитом (расход) $Q(t)$ в скважине:

$$\alpha_2 \frac{d^2 Q}{dt^2} + \alpha_1 \frac{dQ}{dt} + Q =$$

$$= B \left(\Delta P + \beta_1 \frac{d\Delta P}{dt} + \beta_2 \frac{d^2 \Delta P}{dt^2} \right), \quad (12)$$

$$\alpha_1 = \frac{2\alpha}{(\alpha^2 + \omega^2)}, \quad \alpha_2 = \frac{1}{(\alpha^2 + \omega^2)},$$

$$B = \frac{\hat{\sigma}_Q R_{\Delta P Q}(0) D \left(\alpha \beta + \frac{C}{D} \beta \omega \right)}{\hat{\sigma}_{\Delta P} R_{\Delta P \Delta P}(0) (\alpha^2 + \omega^2)},$$

$$\beta_1 = \frac{\left(\alpha + \beta + \frac{C}{D} \omega\right)}{\left(\alpha\beta + \frac{C}{D} \beta\omega\right)},$$

$$\beta_2 = \frac{1}{\left(\alpha\beta + \frac{C}{D} \beta\omega\right)}.$$

Для повышения точности метода идентификационного моделирования производилось сглаживание поступающей реальной информации на основе вычислений относительных дисперсий по перепадам давлений и дебитам жидкостей:

$$\hat{\sigma}_Q = \frac{\sigma_Q}{\bar{Q}}, \quad \hat{\sigma}_{\Delta P} = \frac{\sigma_{\Delta P}}{\Delta \bar{P}}, \quad (13)$$

$$\bar{Q} = \frac{\sum_{i=1}^N Q_i}{N}, \quad \Delta \bar{P} = \frac{\sum_{i=1}^N \Delta P_i}{N},$$

$$\sigma_Q = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (Q_i - \bar{Q})^2}{N-1}},$$

$$\sigma_{\Delta P} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (\Delta P_i - \Delta \bar{P})^2}{N-1}}. \quad (14)$$

Значения коэффициентов идентификационного дифференциального уравнения (12)

для скважин 491 и 7936 месторождения Узень, рассчитанные на основе табл. 1, приведены в табл. 2.

Сопоставление решения полученной модели (12), в частном случае для кривой восстановления давления (КВД), с реальными данными показало вполне удовлетворительное их соответствие на рассматриваемых скважинах 491 и 7936, что позволяет считать предложенный метод достаточно точным.

Весьма важным является то, что при построении идентификационных моделей использовались технологические параметры, один из которых – перепад давления $\Delta P(t)$, а другой – дебит обводненной продукции $Q(t)$, что по сравнению с известными исследованиями наиболее полно и точно отражает реальные процессы, происходящие в пластовых системах.

Анализ полученных идентификационных моделей позволяет считать, что для менее обводненных скважин (скв.491 – коэффициент обводненности 0,52) переходные процессы более длительны, по сравнению с более обводненными скважинами (скв.7936 – коэффициент обводненности 0,59). При этом коэффициенты продуктивности для более обводненных скважин (15,35 *м/сутки·МПа* для скв. 7936) несколько выше по сравнению с менее обводненными скважинами (10,08 *м/сутки·МПа* для скв. 491).

Таблица 2

Численные значения коэффициентов идентификационного дифференциального уравнения (12) для технологических процессов нефтедобычи месторождения Узень

Коэффициенты идентификационного дифференциального уравнения (12)	Скважины	
	7936	491
α_1, c	$0,0410 \cdot 10^4$	$0,0388 \cdot 10^3$
α_2, c^2	$59,73 \cdot 10^4$	$461,22 \cdot 10^3$
β_1, c	$0,257 \cdot 10^4$	$0,248 \cdot 10^3$
β_2, c^2	$99,42 \cdot 10^4$	$1220,11 \cdot 10^3$
$\bar{Q}, m/сутки$	50,504	36,601
$\Delta \bar{P}, МПа$	3,344	3,931
$\sigma_Q, m/сутки$	4,182	7,102
$\sigma_{\Delta P}, МПа$	0,068	0,189
$\hat{\sigma}_Q$	0,0828	0,1940
$\hat{\sigma}_{\Delta P}$	0,0293	0,0483
$R_{\Delta P_0}(0), МПа \cdot m/сутки$	171,36	143,85
$R_{\Delta P_0}(0), МПа^2$	11,75	15,37
$B, m/сутки \cdot МПа$	15,35	10,08

Ясно, что параметры полученных идентификационных моделей, включая параметры переходных процессов и коэффициенты продуктивности, зависят от геометрии скважин и геолого-геофизических свойств пласта, а также реологических характеристик пластового флюида.

Поскольку все отмеченные параметры могут со временем меняться в зависимости от изменения нефтегазонасыщенности пласта и свойств призабойной зоны скважины, то возникает необходимость периодически корректировать полученные идентификационные модели.

Таким образом, на основе полученных идентификационных моделей представляется возможным производить контроль и управление технологическими процессами нефтедобычи, а также корректировать значения пластовых давлений и гидродинамических параметров пласта.

ЛИТЕРАТУРА

- АНИСИМОВ, С.А., ЗАЙЦЕВ, И.С., РАЙБМАН, Н.С. и др. 1983. Типовые линейные модели объектов управления. Энергоатомиздат. Москва. 264с.
- АРБАЧАУСКЕНЕ, Н. и др. 1974. Идентификация динамических систем. Минтис. Вильнюс. 285с.
- ГРОП, Д. 1979. Методы идентификации систем. Мир. Москва. 302с.
- ДЕЙЧ, А.М. 1979. Методы идентификации динамических объектов. Энергия. Москва. 240с.
- ИСМАЙЛОВ, Р.Д., ОБАНГА, Ш.А. 1987. Идентификационное моделирование процессов фильтрации в пористой среде. *Нефть и газ*, 4, 31-36.
- ЛИПАТОВ, Л.Н. 1973. Типовые процессы химической технологии как объекты управления. Химия. Москва. 317с.
- МИРЗАДЖАНЗАДЕ, А.Х., ХАСАНОВ, М.М., БАХТИЗИН, Р.Н. 1999. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Гилем. Уфа. 464с.
- МИРЗАДЖАНЗАДЕ, А.Х., СТЕПАНОВА, Г.С. 1977. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. Недра. Москва. 230с.
- МИРЗАДЖАНЗАДЕ, А.Х., АЛИЕВ, Н.А., ЮСИФЗАДЕ, Х.Б. и др. 1997. Фрагменты разработки морских нефтегазовых месторождений. Элм. Баку. 408с.
- САТТАРОВ, Р.М. 1999. Неустановившееся движение реологически сложных жидкостей в трубах. Элм. Баку. 412с.

Рецензент: член-корр. НАН Азербайджана Г.И.Джалалов