

И. Г. Соловьев, С. И. Ковтуненко

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ДВУЗАБОЙНОЙ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ

*Приведен обзор литературы, подтверждающий необходимость более тщательного изучения процесса разработки месторождения многозбойными скважинами. Рассмотрены гидродинамические и массообменные процессы в двузбойной скважине, построены соответствующие математические модели. В моделях отражен процесс перетока флюида между пластами через ствол скважины, приведена классификация возможных схем истечения. Работа является основой для создания алгоритма идентификации глубинных параметров на основе измерений, доступных на устье.*

**Модель, гидродинамические процессы, двузбойная скважина, добыча нефти.**

В современных публикациях активно обсуждаются вопросы разработки многозбойных скважин. Российские исследователи подробно рассматривают теоретическую сторону вопроса [1–5], а их зарубежные коллеги в основном занимаются практической частью [6–13]. В иностранных публикациях очень распространено понятие интеллектуальной скважины. Интеллектуальные скважины предназначены для усовершенствования экономических показателей разработки пласта путем интеграции сбора збойных данных в реальном времени со скважинными процессами и контролем притока. Эксплуатация таких скважин позволяет намного быстрее и эффективнее добывать нефть и газ. Их применение может увеличить ценность месторождения более чем на 30 % [1]. Информация о коллекторе улавливается датчиками, затем обрабатывается и передается на поверхность [7]. Это позволяет вести постоянный мониторинг основных параметров коллектора и скважины, таких как движение жидкостей, давление и температура. Поступающие данные интерпретируются в моделях геологической среды, что улучшает точность прогнозирования и позволяет оптимизировать поведение коллектора, превращая скважину в активный «сенсор» всей системы управления добычей. Подобная интеллектуализация опорной сети действующих скважин на месторождении позволяет осуществлять в режиме реального времени непрерывный мониторинг и управление разработкой, повышает эффективность гидродинамического моделирования [11] на основе использования системной инструментальной информации и в конечном итоге способствует более полной выработке многопластовых залежей нефти. Большое количество публикаций, в которых описывается успешный опыт применения интеллектуальных скважин, объясняется планомерной подготовкой недропользователей к более массовому применению подобных технологий.

Рассуждая о перспективных методах разработки нефтяных и газовых месторождений, В. Д. Лысенко [1] отмечает:

- вертикальные многопластовые скважины;
- горизонтальные скважины с большой горизонтальной длиной;
- вертикальные скважины с выполнением большеобъемных гидроразрывов и созданием вертикальных трещин большой протяженности — 100...200 м.

Использование на малопродуктивных месторождениях вертикальных многопластовых скважин позволяет в несколько раз уменьшить экономические

затраты и тем самым вести экономически эффективную разработку пластов крайне низкой продуктивности. Если пласты разрабатываются отдельно, это обычные однородные объекты, а при объединении нескольких пластов в один общий эксплуатационный объект возникает значительная неоднородность: одни пласты разрабатываются быстрее, а другие медленнее. Встает вопрос: как выровнять этот процесс, чтобы уменьшить отбор прорвавшейся воды? Автор приводит в пример [1] объединение четырех нефтяных пластов с выигрышем в дебите в 2,5 раза по сравнению с отдельной эксплуатацией. Также предлагается глубинный расходомер, который позволяет измерять дебит в широком диапазоне, измерять нисходящий и восходящий поток, а значит, обнаруживать межслойные и межпластовые перетоки через забои скважин. О перетоках упоминается и в статье [5].

Заслуживают внимания работы [2–4], в которых рассматриваются частные вопросы моделирования месторождений. В работе [2] предлагается математическая модель движения твердой, сферической части песка в фильтрационном потоке жидкости. На основе предложенной модели исследуется движение частицы в фильтрационном потоке и определяется критическое значение скорости потока, при которой частица от неподвижного состояния переходит к движению. Полученные формулы позволяют определить технологический режим работы скважин, при котором не происходит вынос частиц песка в скважину. В работе [3] приводятся оценки вязкостных характеристик газожидкостных систем. Демонстрируются результаты экспериментальных исследований по выявлению зависимости вязкости газожидкостных систем от давления. Из графиков видно, что при давлениях выше давления насыщения вязкость газожидкостных систем уменьшается, вопреки устоявшемуся мнению о том, что она увеличивается. В работе [4] описывается модель притока пластового флюида в призабойную зону пласта с учетом перфорационных каналов скважины. Делается вывод о том, что при замене круглых перфорационных каналов продольными прорезями достаточной длины производительность скважины, особенно малодобитной или нагнетательной, в низкопроницаемых коллекторах может возрасти вплоть до кратной величины.

Переход к интеллектуальным скважинам обуславливает кратный рост капитальных и эксплуатационных затрат при очень значительных показателях рисков вложений, что заставляет искать промежуточные, компромиссные решения, когда регулировка отборов реализуется стационарными фильтрами, а глубинные показатели состояния притока оцениваются расчетным путем.

В данной статье будет рассмотрен частный случай многозабойной скважины — добывающая скважина, дренирующая два продуктивных горизонта (рис. 1).

Одной из особенностей работы многозабойной скважины является переток жидкостей между пластами (рис. 2). В нормальном режиме работы (рис. 2А) обе скважины являются донорами, но по мере закрывания штуцера на устье увеличивается давление в забое, и в какой-то момент времени подпорка пласта оказывается слабее и он начинает поглощать жидкость (рис. 3В, С).

Рассматриваемая динамическая модель скважины основана на выделении шести зон (рис. 1), состояние которых характеризуется краевыми по вертикали и средними по горизонтали давлениями и качеством добываемой жидкости, т. е. осредненными по объему зон удельными весами:

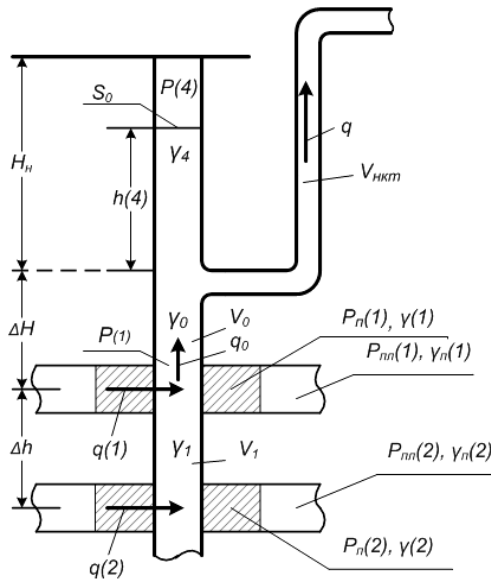
$V(4, t) \equiv S_0 h(4, t)$  — объем жидкости в затрубном пространстве (ЗТ) с удельным весом  $\gamma_4$ ;

$V_{\text{НКТ}}$  — объем жидкости в насосно-компрессорной трубе (НКТ) с наблюдаемым на устье удельным весом  $\gamma(t)$ ;

$V_0 = S\Delta H$  — объем жидкости в интервале от уровня подвески насоса (или НКТ) до первого забоя с удельным весом  $\gamma_0(t)$ ;

$V_1 = S\Delta h$  — объем жидкости между забоями с удельным весом  $\gamma_1(t)$ ;

$V(i)$  — объем вмещающих пустот выделенной призабойной зоны (ПЗ)  $i$ -го ( $i=\{1,2\}$ ) коллектора с качеством фильтруемого флюида  $\gamma(i)$ .



Параметры:

$S_0$  — площадь кольцевого сечения;

$H_H$  — глубина подвески насоса;

$\Delta H$  — интервал от насоса до первого забоя;

$\Delta h$  — интервал от первого забоя до второго;

$V_{\text{НКТ}}$  — объем НКТ

Переменные состояния:

$h(4, t)$  — высота столба жидкости в ЗТ;

$p(i, t)$  — давление в забое на уровне  $i$ -го коллектора;

$p_{\pi}(i, t)$  — среднее давление в ПЗ  $i$ -го коллектора;

$q(i, t)$  — приток в скважину из  $i$ -го коллектора;

$p_{\pi\text{л}}(i)$  — среднее пластовое давление  $i$ -го пласта

**Рис. 1.** Модель двузабойной скважины

В рамках введенных на рис. 1 обозначений давления в забоях вычисляются следующим образом:

$$p(1, t) = p(4, t) + \gamma_4 h(4, t) + \gamma_0(t) \Delta H,$$

$$p(2, t) = p(1, t) + \gamma_1(t) \Delta h.$$

где  $p(4, t)$  — давление газа в ЗТ.

В соответствии с линейным законом фильтрации объемные притоки из коллектора в ПЗ и из ПЗ в забой оцениваются выражениями:

$$q_{\pi}(i, t) = w_{\pi}(i)(p_{\pi\text{л}}(i) - p_{\pi}(i, t)),$$

$$q(i, t) = w(i)(p_{\pi}(i, t) - p(i, t)),$$

$i = \{1, 2\}$ ,  $w_{\pi}(i)$  и  $w(i)$  — гидропроводности переходов «пласт — ПЗ» и «ПЗ — забой» для  $i$ -й горизонтали.

В свете изложенного объемные балансы для ПЗ оцениваются уравнением вида

$$\tau(i) \dot{p}_{\Pi}(i, t) = q_{\Pi}(i, t) - q(i, t),$$

где упругоёмкий объем вмещающих пустот  $i$ -й ПЗ оценивается по Щелкачеву [4] выражением

$$V(i, t) = V(i)(1 + \beta_{\Pi}(p_{\Pi}(i, t) - p_{\Pi}(i)))$$

с коэффициентом гидроупругости  $\beta_{\Pi}$ ,  $\tau(i) = \beta V(i)$ .

Объемная динамика наполнения и опорожнения ствола скважины задается уравнением вида

$$S_0 \dot{h}(4, t) = q_0(t) - q(t),$$

где  $q_0(t) = q(1, t) + q(2, t)$  — суммарный приток.

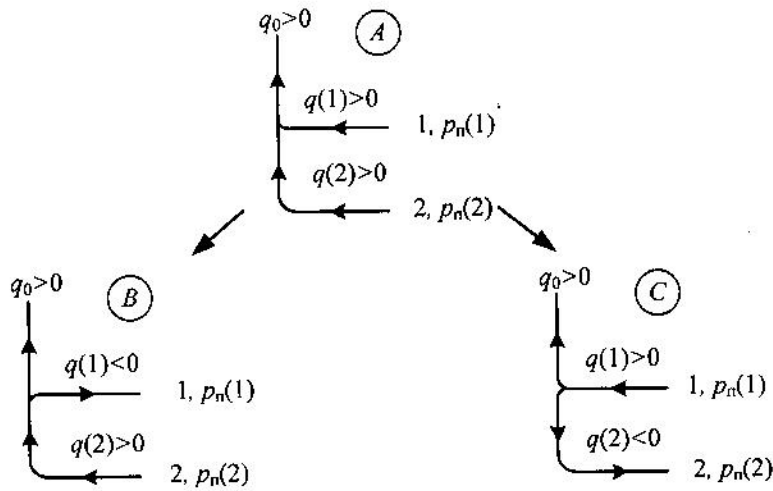


Рис. 2. Топология токов

Для оценки баланса масс в емкостях  $V_{\text{НКТ}}$ ,  $V_0$  и  $V_1$  введем переменную  $m_B(t)$  массового расхода суммарного выхода забоев. Согласно рис. 2 выделяется три случая с различной топологией линии токов. Нормальная эксплуатация — случай А, когда выполнены условия  $q(1, t), q(2, t) > 0$ . При уменьшении отбора  $q(t)$  и повышении давления  $p(1, t)$  система переходит в состояние В:  $q(1, t) \leq 0, q(2, t) > 0$  — или С:  $q(1, t) > 0, q(2, t) \leq 0$ . В случае А значение  $\gamma_B(t) = m_B(t) / q_0(t)$  образуется как смесь двух качеств  $\gamma(1)$  и  $\gamma_1(t) \rightarrow \gamma(2)$ , при переходе в состояние В  $\gamma_B(t)$  наследует качество нижнего горизонта  $\gamma_1(t) \rightarrow \gamma(2)$ , в случае С имеем  $\gamma_B(t) = \gamma(2)$ . В свете изложенного переменная  $m_B(t)$  формируется следующим образом:

$$m_B(t) = (q(1, t)_+ + q(2, t)_-) \gamma(1) + (q(1, t)_- + q(2, t)_+) \gamma_1(t).$$

А динамика массообмена в полости  $V_0$  описывается уравнением

$$V_0 \dot{\gamma}_0(t) = -q_0(t)\gamma_0(t) + m_B(t).$$

Динамика массообмена в полости  $V_1$  описывается уравнением вида

$$V_1 \dot{\gamma}_1(t) = -|q(2,t)|\gamma_1(t) + q(2,t)_+ \gamma(2) - q(2,t)_- \gamma(2).$$

Приведенные соотношения описывают возможные схемы организации токов одновременно для всех трех случаев: А, В, С.

Динамика массы в объеме  $V_{\text{НКТ}}$  учитывает возможные захваты жидкости  $q_4(t)$  с качеством  $\gamma_4$  из ЗТ при пуске скважины. Отсюда искомое соотношение задается уравнением

$$V_{\text{НКТ}} \dot{\gamma}(t) = -q(t)\gamma(t) + (q(t) - q_4(t)_+) \gamma_0(t) + q_4(t)_+ \gamma_4,$$

где  $q_4(t) = q(t) - q_0(t)$ .

## ЛИТЕРАТУРА

1. *Лысенко В. Д.* Сравнение перспективных способов разработки нефтяных пластов // Нефтепромысловое дело. — 2008. — № 9. — С. 4–10.
2. *Гамзаев Х. М.* О технологическом режиме работы скважины // Нефтепромысловое дело. — 2008. — № 5. — С. 45–48.
3. *Бабашев В. Н.* О неравновесных явлениях вязкостных характеристик газожидкостных систем // Нефтепромысловое дело. — 2008. — № 10. — С. 15–17.
4. *Шаусланов Ш. Г., Янтурин Р. А., Янтурин А. Ш., Хисаева Д. А.* О влиянии плотности перфорации на гидродинамическое сопротивление прискважинной зоны пласта // Нефтепромысловое дело. — 2008. — № 9. — С. 40–45.
5. *Тюфякова О. С., Сарваров А. Р., Литвин В. В., Манапов Т. Ф.* Потеря части подвижных запасов нефти в результате возникновения внутрискважинных перетоков жидкости при совместной эксплуатации пластов с разными энергетическими состояниями // Нефтепромысловое дело. — 2008. — № 4. — С. 10–16.
6. *Zakharov M., Eriksen S. H., Raw I., Pride S., and Ridez A.* Permanent Real-Time Downhole Flowrate Measurement in Multilateral Wells Improve Reservoir Monitoring and Control // Paper SPE 107119. — 2007.
7. *Changhong Gao and T. Rajeswaran, and Edson Nakagawa.* A Literature Review on Smart Well Technology // SPE 10.2118/106011-MS.
8. *Konopczynski M. and Tolan M.* Intelligent-Well Technology Used for Oil Reservoir Inflow Control and Auto-Gaslift, Offshore India // SPE 10.2118/105706-MS.
9. *Naus M. M. J. J., Dolle N., and Jansen J.-D.* Optimization of Commingled Production Using Infinitely Variable Inflow Control Valves // SPE 10.2118/90959-PA.
10. *Arashi Ajayi, Mike Konopczynski.* Simulation of Intelligent Well Completion Predicts Oil Recovery Increase in a Commingled Production Scenario: A Case Study // SPE 10.2118/85677-MS.
11. *Arashi Ajayi, Michael Konopczynski.* A Dynamic Optimisation Technique for Simulation of Multi-Zone Intelligent Well Systems in a Reservoir Development // SPE 10.2118/83963-MS.
12. *Ramakrishnan T. S.* On Reservoir Fluid-Flow Control With Smart Completions // SPE 84219-PA.
13. *McCracken M. and Chorneyko D.* Rate Allocation Using Permanent Downhole Pressures // SPE 103222-MS.

*I. G. Solovyov, S. I. Kovtunenکو*

**MODELING OF HYDRODYNAMIC PROCESSES  
IN DUAL HOLE BOTTOM PRODUCING WELL**

*The work quotes literature, confirming need of better investigation of oil field development with multiple hole bottom wells. Subject to consideration being hydrodynamic and mass transfer processes in dual hole bottom well, supplied with corresponding mathematical models. The latter reflect fluid crossflow between beds through a well hole, giving classification of probable outflow schemes. The work serves a foundation for creating algorithm to identify subsurface characteristics basing upon measurements accessible at the well-head.*

**Model, hydrodynamic processes, dual hole bottom well, oil production.**