



## Прогнозирование выработки запасов из пластов с двойной средой

[Коровин К.В.](#), [Севастьянов А.А.](#) (ГУП ХМАО НАЦ РН им. В.И.Шпильмана)

[Медведский Р.И.](#) (Тюменский Государственный Нефтегазовый Университет)

Современное состояние разработки нефтяных месторождений Западной Сибири характеризуется низким значением текущего коэффициента извлечения нефти (порядка 30%) и высокой обводненностью добываемой продукции (от 80 до 95%). Значительное расхождение этих двух показателей свидетельствует о том, что только одна часть закачиваемой в пласт воды расходуется на замещение нефти, в то время как другая движется к добывающим скважинам промытыми каналами.

Такая ситуация характерна для неоднородных пластов. Например, в слоисто-неоднородных пластах первыми обводняются пропластки с высокой проницаемостью, и пока в них идет процесс отмывки остаточной нефти, в других еще продолжается вытеснение нефти водой. Извлечение нефти из слоистых пластов характеризуется низкой нефтеотдачей и высокой обводненностью. Например — эксплуатационный объект ЮК<sub>10-11</sub> на Талинском месторождении. За двадцать лет разработки из этого объекта извлечено около 12% нефти, в то время как обводненность достигла 90-95%.

Взаимосвязь текущей нефтеотдачи и обводненности в пластах, сложенных пропластками с различной проницаемостью и отделенных друг от друга глинистыми перемычками, рассмотрена во многих работах [1,2,3,4]. Однако, кроме вертикальной, пласт характеризуется и площадной неоднородностью, строение которой можно представить в виде хаотически расположенных линз с малой проницаемостью, окруженных протяженными каналами (рукавами или протоками) с более высокой проницаемостью. При этом любая частичка жидкости может попасть в соседнюю линзу, предварительно перейдя в канал, в то время как такая же частичка способна попасть в любую его точку, минуя при этом линзы. Суммарная

площадь каналов может быть больше общей площади линз и тогда основная часть эксплуатационного фонда вскрывает именно каналы. Поэтому запасы нефти, содержащиеся в них, вовлекаются в разработку в первую очередь, а нефть из линз по мере снижения давления в зонах отбора перетекает в каналы. С повышением давления в каналах при закачке воды возможен и обратный переход нефти или воды из каналов в линзы.

Такая модель характерна для дельтовых отложений, где роль линз выполняют палеоостровки, а роль каналов – протоки между ними в русле реки, образующие рукава палеодельты.

Данная модель строения пласта согласуется с практикой разработки нефтяных месторождений, которая показывает, что проектный фонд скважин не позволяет исчерпать извлекаемые запасы пласта полностью и для достижения запланированного КИН возникает необходимость бурения резервного фонда, составляющего 10-15% проектного.

Площадная неоднородность описанного типа образуется не только геологическими процессами в ходе седиментации осадков и тектонических подвижек, но и техногенными процессами при нагнетании в пласт воды под давлением, превышающем давление разрыва пласта. Тогда вокруг нагнетательных скважин формируются высокопроницаемые каналы, по которым преимущественно движется вода в сторону добывающих скважин, в то время как между каналами остаются целики малоподвижной нефти. Наличие каналов высокой проводимости в заводненном пласте подтверждают трассерные исследования, проведенные на многих месторождениях [5], в том числе и западносибирских, таких как Лор-Еганское, Талинское, Самотлорское, Западно-Асомкинское, Южное и др. Кроме того, установлено, что вероятность образования каналов высокой проводимости увеличивается с повышением давления нагнетания [6]. Вышеперечисленные факты положены в основу струйной теории вытеснения нефти водой [7,8].

В данной статье приводится математический аппарат, позволяющий прогнозировать добычу нефти из пласта с площадной неоднородностью независимо от того, чем она обусловлена, — геологическими или техногенными процессами.

Модель может быть применена и для расчета вытеснения нефти при слоистом строении пласта, если проницаемые пропластки не разделены глинистыми перемычками, а налегают друг на друга. При этом нефть вытесняется, прежде всего, из наиболее проницаемых пропластков, в то время как из менее проницаемых она перетекает в соседние пропластки через кровлю и подошву.

Аналогично происходит процесс извлечения нефти из пласта с тупиковыми порами, из них нефть перетекает в проточные каналы [9].

Во всех перечисленных случаях ситуация примерно одинакова, а именно, в пласте имеются соседствующие друг с другом проточные каналы и окруженные ими блоки или линзы, обменивающиеся с каналами жидкостью в направлении перепада давления. Пористые среды такого типа называются двойными.

При математическом описании принимаются обозначения:  $Q_1$  и  $Q_2$  - текущие запасы в каналах и линзах в расчете на единицу объема пласта. Очевидно, что давления, под которыми они находятся, пропорциональны их объемам и потому интенсивность перетоков из линз в каналы можно принять в виде:

$$-\frac{dQ_2}{dt} = \beta(Q_2 - Q_1)$$

**формула 1**

а интенсивность отбора запасов из каналов:

$$-\frac{dQ_1}{dt} = \alpha Q_1 + \beta(Q_2 - Q_1)$$

**формула 2**

Здесь  $\alpha$  и  $\beta$  — постоянные коэффициенты с размерностью, обратной времени.

Если в (2) откинуть второе слагаемое, то будет получен закон, устанавливающий, что скорость отбора запасов пропорциональна их наличию. Этот закон подтверждают многочисленные наблюдения за изменениями темпа отбора в зависимости от остаточных запасов.

Для решения системы уравнений (1) и (2) полезно заменить остаточные запасы  $Q_1$  и  $Q_2$  на добытые их количества:

$$\bar{Q}_1 = Q_0 - Q_2; \bar{Q}_2 = Q_0 - Q_1$$

**формула 2'**

где  $Q_0$  - начальные дренируемые запасы всего пласта без его деления на линзы и каналы.

Следует различать подвижные запасы, которые рассчитываются перемножением геологических запасов залежи на коэффициент вытеснения нефти водой и дренируемые - потенциально извлекаемые запасы, получаемые домножением подвижных запасов на коэффициент охвата воздействием.

В новых обозначениях получаем следующую систему уравнений:

$$\frac{d\bar{Q}_1}{dt} = \alpha(Q_0 - \bar{Q}_1) + \beta(\bar{Q}_2 - \bar{Q}_1)$$

**формула 3**

$$\frac{d\bar{Q}_2}{dt} = \beta(\bar{Q}_1 - \bar{Q}_2)$$

**формула 4**

Необходимость такой замены продиктована тем, что  $\tilde{O}_1$  и  $\tilde{O}_2$  определяются промысловыми замерами. Для упрощения в дальнейшем тильды над переменными  $Q_1$  и  $Q_2$  будем опускать.

Система из двух дифференциальных уравнений (3) и (4) приводится к одному дифференциальному уравнению второго порядка:

$$D^2 Q_1 + (\alpha + \beta) D Q_1 + \alpha \beta Q_1 = \alpha \beta Q_0$$

**формула 5**

Заметим, что дифференциальное уравнение второго порядка для расчета добычи нефти приведено в работе [10] без вывода, но с указанием, что авторы недостаточно осознают смысл величин  $Q_1$  и  $Q_2$ . Данный пробел в нашей статье устраняется.

Это уравнение может быть решено, если будут заданы начальные условия, которым в момент  $t=0$  удовлетворяет функция  $Q_1$  и ее первая производная  $DQ_1$ . Поскольку  $Q_1$  соответствует объему извлеченных из залежи запасов, постольку  $Q_1(0)=0$ , величина производной  $DQ_1$  соответствует темпу их извлечения, который обычно задается пропорциональным начальным извлекаемым запасам, так что можно принять  $DQ_1 = \gamma Q_1$ , где  $\gamma$  — некоторая величина, обратно пропорциональная времени, как и ранее введенные параметры  $\alpha$  и  $\beta$

При заданных начальных условиях решение (5) представляется в виде

$$Q_1(t) = Q_0 \left( 1 - \frac{\gamma - \beta}{\alpha - \beta} e^{-\alpha t} - \frac{\alpha - \gamma}{\alpha - \beta} e^{-\beta t} \right)$$

**формула 6**

Принимая во внимание физические процессы, следует, что  $\alpha > \beta$  и поэтому первое слагаемое уменьшается быстрее, характеризуя выработку запасов из каналов, так что по истечении некоторого промежутка времени наибольший вклад в добычу нефти из залежи будет вносить второе слагаемое, определяющее поступление нефти из линз.

При замене в выражении (6)  $Q_1(t)$  на  $Q_n(t)$  и аргумента  $t$  на отношение накопленной добычи жидкости  $Q(t)$  к ее начальному уровню добычи  $q_0$  получим функциональную зависимость между накопленными отборами нефти и жидкости для пластов с двойной средой

$$Q_n(t) = Q_0 \left( 1 - \frac{\gamma - \beta}{\alpha - \beta} e^{-\alpha \frac{Q(t)}{q_0}} - \frac{\alpha - \gamma}{\alpha - \beta} e^{-\beta \frac{Q(t)}{q_0}} \right)$$

**формула 7**

С целью определения параметров, входящих в зависимость (7), обозначим через  $Q_n^\Phi$  фактическую накопленную добычу нефти и образуем разность  $\Delta_n = Q_n(t_n) - Q_n^\Phi(t_n)$ , где  $t_n$  — значения времени в пределах заданного периода наблюдения. Параметры  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ ,  $Q_0$  находятся таким образом, чтобы сумма квадратичных отклонений  $S = \sum \Delta_n^2$  имела минимальное значение. Для нахождения минимума используется метод наискорейшего спуска с использованием стандартных программ.

Предлагаемый метод прогнозирования выработки запасов продемонстрируем на примере разработки залежи пласта Б<sub>4</sub> Варьеганского месторождения, который представляет собой нефтяную залежь пластово-сводового типа с газовой шапкой, площадью нефтеносности около 50 тыс.м<sup>2</sup> и средней общей толщиной 22 м. Пласт представлен монолитным песчаником мощностью 5-18 м, коэффициенты песчаности и расчленённости равны 0.81 и 1.77, соответственно. Отложения пласта Б<sub>4</sub> накапливались в континентальный период, ширина русла достигает 80 м.

В промышленной эксплуатации пласт находится с 1981 года. Разработка ведется по площадной девятиточечной системе с применением барьерного и приконтурного заводнения. Формирование системы воздействия началось в 1984 году при текущем КИН 3%, и уже в 1987 году при достижении максимального темпа отбора нефти от НИЗ 11%, накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды составила 182% (рис.1). Текущий коэффициент извлечения нефти – 12.6%.



Рис.1. Динамика основных показателей разработки пласта Б4 Варьеганского месторождения

В последующие три года при относительно стабильной компенсации отборов жидкости закачкой воды ~ 400%, действующем фонде добывающих скважин (около 50 единиц) и отборах жидкости резко увеличилась обводненность добываемой продукции (с 22 до 89%), при этом добыча нефти уменьшилась почти в 7 раз.

По характеру падения добычи нефти пласт представляет некое подобие пористо-трещиноватой среды в виде каналов — ручейков с высокой проницаемостью и поровых блоков — островков нефти. Вода от нагнетательных скважин к добывающим движется именно по этим ручейкам, вытесняя находящуюся в них нефть, а затем начинает бесполезно циркулировать по каналам, оставляя островки нефти практически не тронутыми и размывая их только по берегам посредством капиллярных сил.

Ручейковая фильтрация встречается и в техногенных трещинах, образование которых обусловлено самопроизвольным гидроразрывом пласта при закачке воды под высоким давлением и в больших объемах, что происходило и на данном объекте.

Согласно теории, условно названной «ручейковой», за ростом добычи нефти, отбираемой из высокопроницаемых каналов, должно произойти резкое ее падение с последующей стабилизацией на низком уровне. Это свидетельствует о работе поровых блоков, вытеснение нефти из которых происходит очень медленно.

Коэффициент нефтеизвлечения на момент стабилизации уровней добычи нефти составил 16.8%. Данная величина позволяет приблизительно оценить объем высокопроницаемых каналов в пласте.

Рост обводненности продукции добывающих скважин привел к сокращению действующего добывающего фонда до 20 единиц (с 55) с 1988 по 1991 годы. Среднесуточный дебит по нефти снизился с 50.6 до 6.7 т/сут.

Уменьшение объемов закачки в 1991-1995 годах привело к снижению отборов жидкости в 5.8 раза, что практически не отразилось на текущей добыче нефти. Темп отбора нефти от НИЗ стабилизировался на уровне 0.8-0.3% в год при обводненности продукции 84-90 %; текущая компенсация отборов жидкости закачкой поддерживалась на уровне 50-60%. В конце 2002 г. коэффициент нефтеизвлечения составил 18%. При текущем темпе отбора нефти кратность выработки запасов пласта Б4 составит 150-200 лет, что свидетельствует о медленном характере протекания процессов в поровых блоках

Задачи анализа разработки каждого месторождения — определение величины дренируемых запасов и возможность прогнозирования их выработки. Для решения этих задач используются многочисленные характеристики вытеснения, которые в большинстве являются частными случаями ранее предложенной [11,12] обобщенной характеристики вытеснения, полученной на основании физических представлений о поведении пласта.

Обобщенная характеристика вытеснения является функциональной зависимостью между накопленными отборами нефти и жидкости и имеет следующий вид:

$$Q_n = c + Q_0 \left( 1 - \left( 1 + \frac{Q}{nQ_0} \right)^{-n} \right)$$

**формула 8**

где  $Q_n$  - накопленная добыча нефти;

$Q$  — накопленная добыча жидкости;

$Q_0$  - дренируемые запасы;

$n$  — параметр, определяемый статистической обработкой фактических данных за предшествующий период разработки, характеризует геологическую неоднородность и режим работы залежи;

$c = \epsilon Q_0$  - выработка дренируемых запасов на начало массового обводнения продукции.

Использование обобщенной характеристики вытеснения для прогнозирования выработки запасов из пласта Б4 Варьеганского месторождения с начала падения добычи нефти дает погрешность порядка 20%, так как не позволяет учитывать бесполезную циркуляцию воды по каналам. На рис.2 представлены результаты прогноза с использованием зависимости (8). Разницу между фактическим отбором нефти и расчетным можно считать потерей добычи нефти из-за излишней закачки воды в пласт. Следует отметить, что дальнейшее сокращение

закачки воды привело к снижению объемов бесполезной циркуляции, в результате чего появилось соответствие фактической и расчетной кривых добычи нефти.

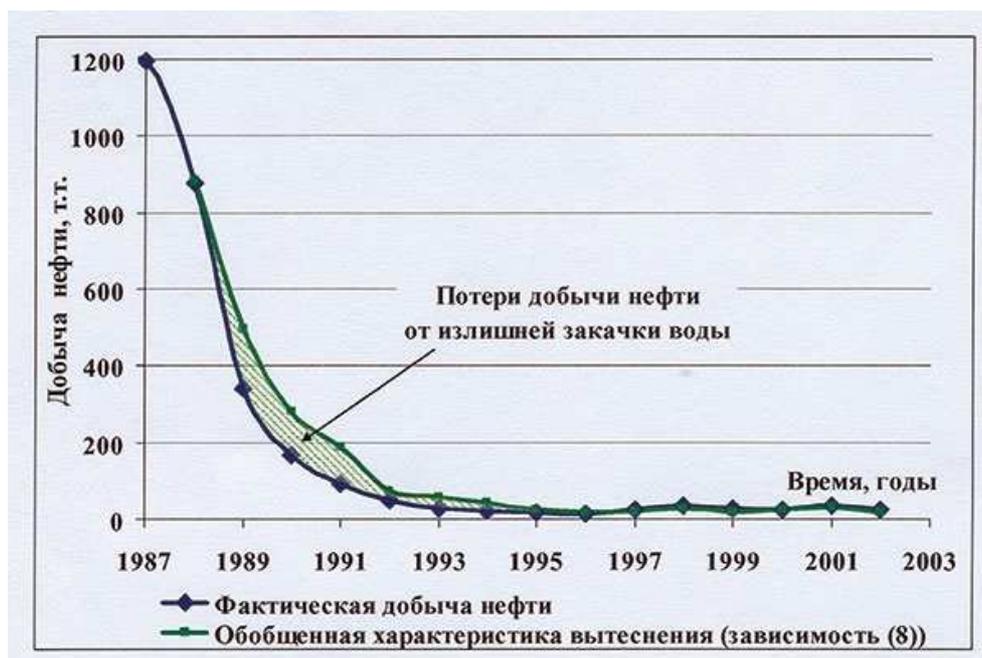


Рис.2. Прогнозирование выработки запасов с использованием обобщенной характеристики вытеснения на примере пласта Б<sub>4</sub> Варьеганского месторождения

Проведенный нами анализ показал, что предложенный ранее метод (8) не позволяет уверенно прогнозировать выработку запасов и определять величину дренируемых запасов для пластов с двойной средой.

Выражение (7), являющееся функциональной зависимостью между накопленными отборами нефти и жидкости для пластов с двойной средой, было адаптировано к фактическим данным рассматриваемого объекта разработки (рис.3).

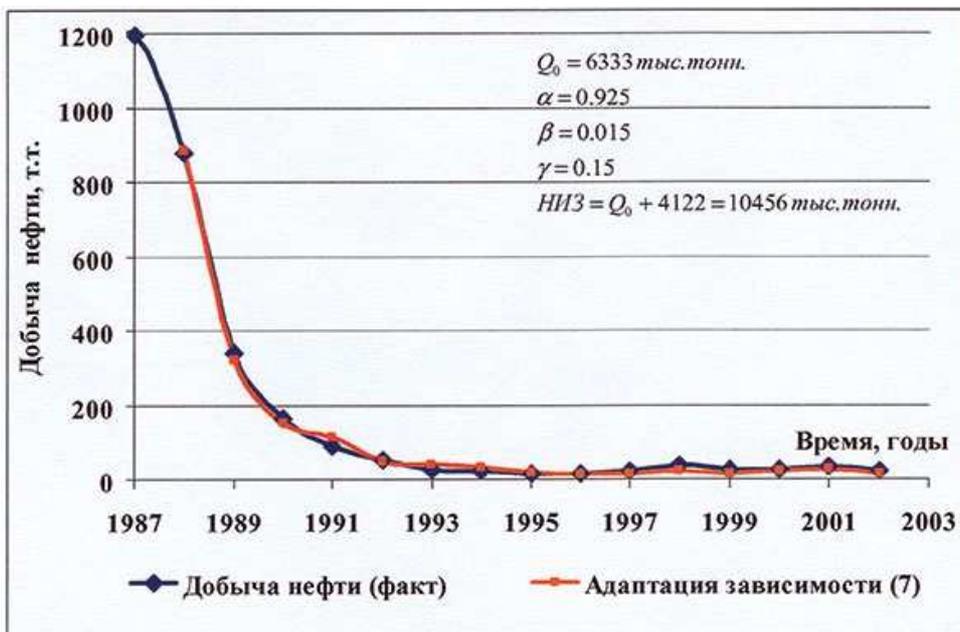


Рис. 3. Прогнозирование выработки запасов с использованием функциональной зависимости между накопленными отборами нефти и жидкости для пластов с двойной средой на примере пласта Б<sub>4</sub> Варьеганского месторождения

Расхождение между текущими показателями минимально, накопленное расхождение, отнесенное к накопленной добычи нефти за рассматриваемый период, составляет 1.6 %. Следует отметить, что определенная величина дренируемых запасов  $Q_0$  за прогнозный период в сумме с накопленной добычей нефти, отобранной до прогноза, близка к величине числящихся на балансе ВГФ начальным извлекаемым запасам по пласту Б<sub>4</sub> и меньше всего на 3%.

Вероятно, извлекаемые запасы оценивались с использованием асимптотических зависимостей, которые хорошо зарекомендовали себя на завершающей стадии разработки.

Таким образом, предлагаемая зависимость расширяет возможности прогнозирования и оценки дренируемых запасов в сложнопостроенных коллекторах с двойной средой.

#### Литература

1. Медведский Р.И., Севастьянов А.А. Сопоставление методов прогнозирования извлечения запасов нефти в слоистых пластах. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1998. — 4. — С. 42 — 47.
2. Медведский Р.И. Прогнозирование максимального извлечения нефти из природных резервуаров.-М.: Недр.-1989.
3. Кристеа Н. Подземная гидравлика.Т. II.-М.: Гостоптехиздат.- 1962.
4. Крафт Б.С., Хокинс М.Ф. Прикладной курс технологии добычи нефти.-М.: Гостоптехиздат.- 1962.
5. Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Трончиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтяных пластов. — М: Недр.- 1962.
6. Афанасьев А.В., Горбунов А.Т., Шустеф И.Н. Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания.- М: Недр.- 1975.

7. Медведский Р.И. Ручейковая теория вытеснения нефти водой. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 1997. — 6. — С. 69.
8. Медведский Р.И. Концепция струйного вытеснения нефти водой. // Вестник Удмуртского университета. — Ижевск – 2002.- 9. -С.121-129.
9. Goodknight R.C., Klykoff W.A., Fatt J.H. Nonsteady-state flow and diffusion in porous media containing dead-end pore volume. The Journal of Physical Chemistry. 64. no.9, 1960.
10. Нестеров В.Н., Шленкин С.И., Шленкин В.И. и др. Оценка запасов нефти, основанная на аппроксимации графиков добычи дифференциальным уравнением второго порядка //Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО/ Шестая научно-практическая конференция. — Ханты-Мансийск.-2003. -Т.2. -С.306-311.
11. Медведский Р.И., Севастьянов А.А. Вывод функциональной зависимости между накопленными отборами нефти и жидкости из залежи // Изв. вузов. — Тюмень: ТюмГНГУ.- Нефть и газ. -2002. — 7.
12. Медведский Р.И., Севастьянов А.А. Использование обобщенной характеристики вытеснения при анализе разработки и прогнозировании выработки запасов // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО/ Шестая научно-практическая конференция. -Ханты-Мансийск.- 2003. -Т.1. -С.371-384.

Все права защищены © 2012 **Вестник Недропользователя** Ханты-Мансийского автономного округа

Поддержка электронной версии журнала - **ООО "СибГеоПроект"**.