

Сегодня практически не осталось месторождений, которые можно назвать легкими, хорошими, удобными для эксплуатации. Многие уже выработали свой ресурс. Все «сливки» уже сняли. Это общемировая тенденция. Сегодня инновационные технологии стали насущной необходимостью для нефте- и газодобычи в осложненных условиях. Проблема внедрения подобных технологий на российских месторождениях в настоящее время весьма актуальна. Вот почему всякое сообщение о новой технологии оптимизации добычи нефти, как правило, вызывает живой интерес у людей, так или иначе связанных с добычей углеводородов. Именно поэтому редакция решила предложить читателям очень интересную статью о новой технологии оптимизации добычи нефти. Остается добавить, что появление в списке авторов статей данного выпуска столь уважаемых в геофизическом сообществе специалистов – большая редакционная удача.

Новая технология оптимизации добычи нефти и/или газоконденсата из оторочек газовых резервуаров и нефтяных месторождений, содержащих нефть с высоким газовым фактором

■ Цейтлин С. Д., д.т.н. (Tseytlin Consulting Inc. USA),
Мирзоев Г. Г., к.г.-м.н., Ихсанов А. И. (GMG Int., USA),
Кашик А. С., д.т.н. (ЦГЭ, Москва)

В течение последних десяти лет была разработана и успешно опробована новая технология оптимизации добычи нефти с высоким газовым фактором (ГФ), далее называемая TOP (Technology for Optimization of Production). Теоретически и практически показано, что пласты, содержащие нефть с высоким ГФ, имеют индикаторную кривую (ИК) с резко обозначенным максимумом, т.е. существует некоторое определённое значение забойного давления, при котором пласт даёт максимальный дебит. При дальнейшем снижении забойного давления дебит нефти начинает снижаться, а газовое содержание продукции увеличиваться. Причиной возникновения такого максимума является либо возникновение газового скин-эффекта в призабойной зоне пласта, либо образование газового конуса. Оба этих фактора приводят к снижению коэффициента продуктивности пласта при снижении забойного давления ниже некоторой величины. При этом увеличивается величина газового фактора (ГФ) и водосодержание, а нефтеотдача пласта снижается.

Более того, доказано, что при снижении давления ниже оптимального возникают условия, при которых скважина теряет устойчивость и переходит в газовый режим [2]. Это объясняет трудности, возникающие при добыче нефти и газоконденсата из оторочек газовых месторождений.

Качественное объяснение этого явления заключается в следующем.

При создании депрессии на пласт при некотором значении забойного давления, называемом оптимальным, газовый конус поднимается к перфорационным отверстиям. При этом газовое содержание флюида в скважине начинает увеличиваться, а забойное давление еще сильнее уменьшается, что способствует дальнейшему росту газового конуса и дальнейшему снижению забойного давления. Иными словами, возникает положительная обратная связь. Это, в конечном счете, приводит к оттеснению нефти от перфорационных отверстий и переключению скважины в газовый режим.

Наша технология позволяет с помощью специального забойного устройства ослабить положительную обратную связь, и, поддерживая забойное давление на оптимальном уровне, избежать вышеописанного явления.

С другой стороны, ТОР позволяет повысить дебит и отдачу конденсата на газоконденсатных месторождениях.

Известно, что по мере разработки газоконденсатного месторождения пластовое давление падает. При этом, начиная с некоторого момента, конденсат в силу своего ретроградного поведения начинает переходить в жидкое состояние.

Особенно интенсивно это происходит в призабойной зоне пласта, где давление ниже, чем в самом пласте. В результате в призабойной зоне пласта возникает скин-эффект, т. е. начинает накапливаться жидкий конденсат, который блокирует выход газа из пласта и снижает производительность скважины. При этом может происходить даже полная остановка работы скважины. Отметим, что ИК такого пласта имеет такую же форму, что и в рассмотренном выше случае, хотя физика этого явления совершенно другая. Таким образом, существует некоторое критическое значение забойного давления, когда дальнейшее его снижение приводит к выпадению конденсата в жидкой фазе в призабойной зоне пласта и снижению дебита конденсата. Определяя с помощью специально созданных симуляторов критическую величину забойного давления, при которой возникает это явление, мы повышаем забойное давление и поддерживаем его таким, при котором происходит обратный переход конденсата из жидкого в газообразное состояние. При этом про-

исходит разблокировка призабойной зоны пласта и увеличивается дебит газоконденсата. (см. Рис. 5, где приведены результаты проведенных тестов). Отметим что ГФ продукции при этом заметно снижается, а следовательно, увеличивается конденсатоотдача пласта.

Специально рассчитанное забойное устройство (ЗУ) позволяет более гибко регулировать и автоматически поддерживать забойное давление на нужном уровне, с тем, чтобы конденсат не выпадал в виде жидкости в призабойной зоне и не блокировал работу скважины. Кроме того, ЗУ стабилизирует работу скважины.

Последние испытания ТОР в 2014 году в Узбекистане на газоконденсатных скважинах подтвердили эффективность этой технологии. Так, на двух газоконденсатных скважинах после установки на них специально рассчитанных ЗУ удалось поднять дебит конденсата более чем на 200 %.

Применение ТОР и основные положительные эффекты

Предлагаемая новая технология для оптимизации добычи нефти ТОР в основном применима для пластов с высоким газосодержанием ($\text{ГФ} > 100 \text{ м}^3/\text{м}^3$) и добычи нефти и конденсата из оторочек газовых месторождений. Она может использоваться также при образовании газовых и водяных конусов. ТОР применима для всех способов добычи – фонтанного, газлифта и насосного. Однако наиболее эффективна она для фонтанного способа добычи.

Патенты США номер 7,172,020 (6 февраля 2007 года) и номер 7,753,127 (13 июля 2010) защищают все основные положения ТОР-технологии.

Основные положительные эффекты от применения TOP:

- увеличивает текущий дебит нефти и конденсата;
- увеличивает коэффициент нефтеотдачи и конденсатоотдачи скважины и всего месторождения;
- уменьшает содержание воды и газа в добываемой нефти.

Дополнительные плюсы TOP:

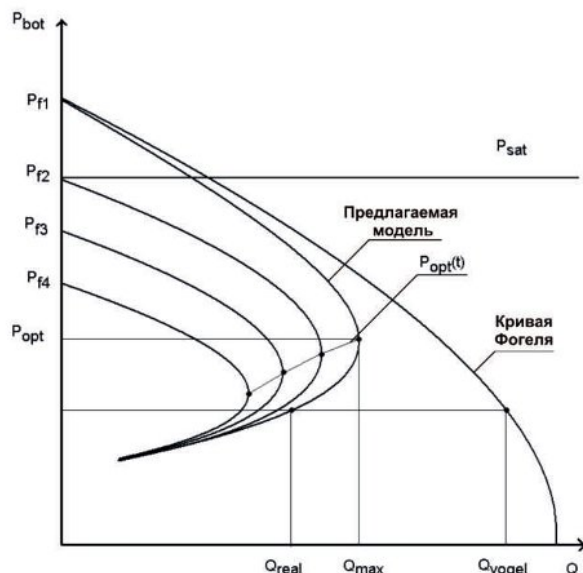
- продлевает жизнь скважины;
- уменьшает (или полностью убирает) газовые и водяные конусы;
- замедляет падение пластового давления;
- стабилизирует добычу из скважины;
- позволяет предотвратить преждевременную потерю энергии пласта;
- убирает области повышенной вязкости в призабойной зоне;
- увеличивает коэффициент относительной проницаемости пласта по нефти;
- увеличивает эффективность газлифта и насосов;
- уменьшает затраты электроэнергии на насосы и компрессоры для газлифта;
- уменьшает вымывание песка из пласта, механические повреждения и потерю проницаемости пласта;
- позволяет добывать нефть из нефтяных оторочек газового пласта.

Теория и количественные расчёты этой технологии основываются на построении точной математической модели (на соответствующем симуляторе) всей динамической системы «скважина-забойное устройство-пласт», которая учитывает все её компоненты. Эта математическая модель позволяет осуществить проведение полного анализа процессов, которые происходят в скважине, в призабойной зоне и в пласте, что в свою очередь позволяет максими-

зировать дебит и увеличить добычу благодаря тому, что забойное давление поддерживается на оптимальном уровне в течение всей жизни скважины.

Основное нововведение TOP: максимальный дебит достигается при определённом значении забойного давления, которое точно вычисляется симулятором (вычислительной программой) или определяется периодическим снятием ИК пласта и величина которого находится между нулем и пластовым давлением. Эта величина называется оптимальным давлением Ропт (Рис.1), [5]. Если забойное давление падает ниже давления насыщения, то относительная проницаемость пласта по нефти начинает падать в призабойной зоне пласта, поскольку увеличивается её газонасыщенность из-за газа, выделившегося из нефти. Вязкость нефти при этом также увеличивается из-за её дегазации. Это приводит к уменьшению коэффициента продуктивности пласта, поскольку эффект уменьшения коэффициента продуктивности сильнее сказывается на величине дебита нефти, чем увеличивающаяся при этом депрессия. В результате уменьшение забойного давления ниже давления насыщения и ниже оптимального давления может привести к уменьшению дебита, а не к увеличению, вопреки тому, что прогнозирует широко применяемая модель Фогеля.

Таким образом, при постепенном уменьшении забойного давления из-за увеличения депрессии в пласте дебит сначала увеличивается. Однако начиная с определённого давления (называемого оптимальным) дебит нефти начинает уменьшаться, несмотря на увеличение депрессии, что, как уже отмечалось, противоречит широко известной модели Фогеля. Причиной этого является то, что



▲ Рис. 1. – Индикаторная кривая пласта

после того как оптимальное забойное давление достигнуто, влияние уменьшения коэффициента продуктивности на добычу становится доминирующим.

Факт существования оптимального давления был доказан как теоретически, при помощи решения сложной задачи матмоделирования системы «скважина-пласт», так и практически, путём проведения полевых экспериментов. Это оптимальное давление зависит от параметров пласта (проницаемость, пористость, насыщенность и давление), PVT-характеристик флюида ($R_s(P,T)$ – растворимость газа в нефти; $B_o(P,T)$ – коэффициент сжимаемости нефти; $B_g(P,T)$ – коэффициент сжимаемости газа; $\mu_o(P,T)$ – вязкость нефти; $\mu_g(P,T)$ – вязкость газа) и других характеристик системы «скважина-пласт».

Максимальный дебит достигается путём поддержания режима пласта, в котором минимизируются негативные эффекты в призабойной зоне (Рис. 2). Эти негативные эффекты возникают из-за образования скин-эффекта (из-за присутствия газа в свободной фазе, который при снижении давления ниже давления

насыщения выделяется из нефти и блокирует ее поток), возникновения газовых и водяных конусов, а также из-за формирования вблизи скважины зон вязкой дегазированной нефти. При этом увеличивается газосодержание продукции, т.к. увеличивается относительная проницаемость призабойной зоны пласта и снижается коэффициент нефтеотдачи пласта.

Отметим, что использование данной технологии замедляет падение пластового давления за счёт уменьшения раннего выхода газа и воды из пласта. При этом уменьшается величина ГФ. Это, в свою очередь, продлевает жизнь скважины и увеличивает коэффициент нефтеотдачи.

Аналогичный эффект достигается в газоконденсатных скважинах. Определяя с помощью специально созданных симуляторов критическую величину забойного давления, при которой возникает ретроградное выпадение конденсата в виде жидкости, мы повышаем и поддерживаем забойное давление таким, при котором происходит обратный переход конденсата из жидкого в газообразное состояние. В результате снимается блокировка пласта.

Приведём список альтернативных применений ТОР для увеличения дебита нефти и повышения нефтеотдачи скважин

1. Поддержание забойного давления в скважине на предварительно рассчитанном оптимальном уровне P_{opt} для получения максимального текущего дебита нефти и повышения конечной нефтеотдачи пластов для скважин, удовлетворяющих критериям ТОР-приложений. Это в основном достигается за счет следующих явлений:

а. уменьшения скин-эффекта в ближней зоне скважины;

б. снижения водяных/газовых конусов, возникших в ближней зоне пласта;

с. поддержания хорошей подвижности нефти, необходимой для эффективного производства, путем растворения лишнего газа в призабойной зоне пласта.

Есть много скважин по всему миру, которые подходят для этой технологии, и количество таких скважин постоянно растет, так как глубина бурения увеличивается, т. е. газовый фактор возрастает. Когда скважины становятся старше, увеличивается газовый фактор, поэтому если сегодня эти скважины не являются подходящими для ТОР, они могут быть пригодны в самом ближайшем будущем (наиболее вероятные регионы – Россия, Мексика, Северное море, Ближний Восток). Эта тенденция увеличения газового фактора и водосодержания упоминается в многочисленных профессиональных публикациях по этому вопросу.

2. Восстановление коэффициента продуктивности в близлежащей зоне скважины за счет уменьшения скин-эффекта и снижения водяных/газовых конусов путём помещения скважинного прибора в скважину на относительно короткий период времени, а затем удаления его. При этом получаем увеличение текущего дебита нефти (есть практические примеры этого положительного эффекта на офшорной скважине, полученные в Мексиканском заливе). Т.е. возникает эффект восстановления продуктивности скважины, похожий на эффект, возникающий после гидроразрыва пласта.

3. Оживление "мертвых скважин", которые были закрыты из-за чрезвычайно высокого ГФ $> 10^4 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Был такой случай применения ТОР в Туркменистане, когда ранее закрытая скважина (№ 469) начала производить 12-15 тонн

нефти в день после того, как ТОР-инструмент был установлен (спустя 3 месяца после того, как эта скважина была закрыта из-за неэффективности и большого ГФ).

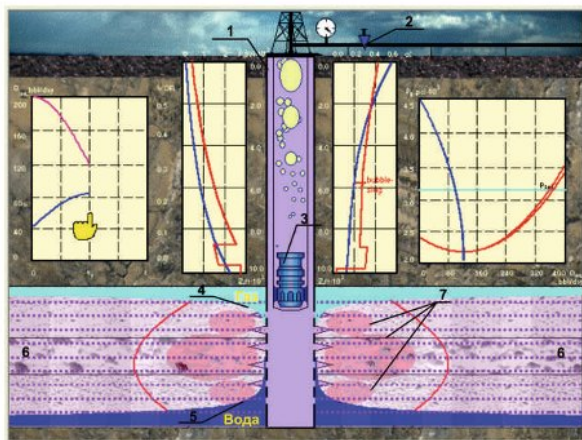
4. Стабилизация режима работы скважин, которая может дать значительный положительный эффект на добычу нефти [2].

5. Благодаря эффектам, перечисленным выше в пунктах 1-4, ТОР может быть эффективно использована для производства нефти из нефтяных оторочек газового пласта. Речь идет о миллиардах тонн нефти, которые не могут быть добыты в настоящее время из-за отсутствия подходящей эффективной технологии.

6. ТОР позволяет увеличить производство нефти на насосных скважинах, которые часто не могут быть должным образом использованы из-за неспособности штанговых и электрических насосов работать в нужном режиме при высоких ГФ. Использование скважинных систем слежения на основе ТОР-технологии помогает в решении этого вопроса.

7. Увеличение дебита на газоконденсатных месторождениях. Как и в нефтяных скважинах, часто имеет место скин-эффект, появляющийся в ближней зоне пласта скважины благодаря выпадению конденсатов в виде жидкости. Можно показать, что в этих случаях ИК также имеют максимум. То есть существует оптимальное забойное давление. Если это давление поддерживается, дебит конденсата и конечный коэффициент конденсатоотдачи могут быть увеличены и оптимизированы.

Разработанные математические модели также позволяют точно вычислить оптимальный режим для существующих параметров пласта и всей системы, с тем, чтобы обеспечить максимальную добы-

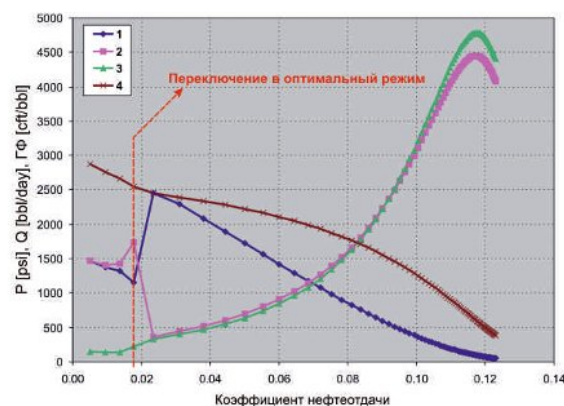


▲ Рис. 2. – Негативные эффекты в при-
забойной зоне пласта
На рисунке: 1 – скважина, 2 – устьевой
штуцер, 3 – забойное устройство,
4 – газовый конус, 5 – водяной конус,
6 – пласт, 7 – участки пласта с мало-
подвижной вязкой нефтью

чу. Кроме вычисления $P_{\text{опт}}$, эти модели и соответствующие компьютерные симуляторы позволяют определить другие параметры оптимального режима работы скважины (оптимальный напор для газлифта, мощность насоса и т.д.), вычислить важные параметры конструкции поверхностных и погружаемых устройств, а также предсказать ожидаемый прирост добычи нефти. Эти высокоточные симуляторы также позволяют провести диагностику текущего состояния скважины и предсказать динамику ее поведения в будущем, включая динамику изменения дебита нефти, распределения давления и газонасыщенности в пласте, ГФ и коэффициента нефтеотдачи пласта (на Рис.3 приведен пример матмоделирования такого случая).

Краткое описание используемой математической модели приведено в Приложении 1.

ТОР относительно легко реализуется путем использования спускаемого с помощью троса на забой скважины специально рассчитанного устройства, которое позволяет адаптивно управлять



▲ Рис. 3. – Результаты компьютерного
моделирования: 1 – дебит нефти*10 (Q),
2 – ГФ/10, 3 – ГФ/10, 4 – пластовое давле-
ние (P) в зависимости от коэффициента
нефтеотдачи ($1 \text{ атм} = 15 \text{ psi}$, $1 \text{ м}^3 =$
 $= 6.3 \text{ барр}$, $1 \text{ м}^3/\text{м}^3 = 5.6 \text{ куб. фут/барр}$)

забойным давлением во время добычи. Это устройство автоматически поддерживает забойное давление равным или близким к оптимальному давлению $P_{\text{опт}}$.

Сначала скважина работала в неоптимальном режиме ($P_{\text{заб}} \neq P_{\text{опт}}$); затем она была переключена в почти оптимальный режим, когда $P_{\text{заб}}$ поддерживается близ-
ко равным к $P_{\text{опт}}$.

Некоторые результаты применения ТОР на практике

1) Скважина А1, Юго-Восточная Азия в 2008 году (Рис. 4). В результате применения ТОР (см. [5]):

- Добыча увеличена с 23.5 до 50.5 м^3 в день
- ГФ уменьшен с 6864 $\text{м}^3/\text{м}^3$ до 2221 $\text{м}^3/\text{м}^3$
- Водосодержание уменьшено с 27 % до 5 %
- Коэффициент нефтеотдачи значительно увеличился, поскольку скважина была стабилизирована и уменьшены ГФ и водосодержание
- За два месяца добыто дополнительно нефти: 1816 м^3 (на сумму более \$1,000,000)



▲ Рис. 4. – Результаты тестирования ТОР (скважина А-1, Юго-Восточная Азия)

2) Глубокая (более 4 км) офшорная скважина с газлифтом в Мексиканском заливе. Были получены следующие результаты (см [5]):

- ГФ уменьшен с 586 до 227 м³/м³
- Дебит увеличился с 19.2 до 26 м³ в день
- Водосодержание уменьшено с 9.5 % до 0.43 %

• После снятия устройства ТОР со скважины было замечено внезапное увеличение дебита, поскольку ТОР помогла очистить призабойную зону от газовых и водяных конусов, уменьшила вязкость нефти и улучшила проницаемость этой зоны по нефти, в то же время ухудшив проницаемость по газу.

3) Скважина 289 в Узбекистане (месторождение Кокдумалак) в 2001 – 2008 годах, [5].

• Использование ТОР увеличило ежедневную добычу на 18 %, со 123.8 до 146 м³ в день, уменьшило ГФ на 15 % с 1071 до 803.6 м³/м³, и содержание воды снизилось до нуля.

• Устройство ТОР было установлено на забое в НК трубах для поддержания оптимального забойного давления и стабилизации добычи из скважины.

• Был уменьшен скин-эффект в призабойной зоне, а также уничтожены газовые и водяные конусы в перфорационной зоне.

• Использование устройства ТОР позволило добыть дополнительно 5952 м³ нефти за девятимесячный период.

• За 7 лет применения ТОР скважина дала дополнительно нефти на 10 млн долларов.

4) Испытания ТОР на скважинах Узбекистана подтвердили эффективность технологии при извлечении нефти из нефтяной оторочки.

В 2011 году на скважине, добывавшей 6 тон с ГФ, равным 30000 м³/м³ и водосодержанием более 20 %, путём установки специально рассчитанного забойного устройства удалось повысить дебит нефти на 50 %, снизить воду до 7 %, а ГФ уменьшить вдвое.

5) Успешное применение ТОР было проведено в 2014 году на двух скважинах газоконденсатного месторождения в Узбекистане.

В табл. 1а, 1б и на Рис. 5а, 5б приведены полученные результаты.

Дата	Дебит жидких гидрокарбонатов, т/сут	Диаметр штуцера, мм
2014/02/26	2.31	9
2014/03/05	2.46	9
2014/03/18	2.67	10
2014/03/27	3.46	10
2014/04/01	5.35	11
2014/04/08	5.23	11
2014/05/03	2.72	11
2014/05/04	6.59	10
2014/05/06	4.98	10
2014/05/15	6.72	10

▲ Табл. 1а.

Дата	Дебит жидких гидрокарбонатов, т/сут	Диаметр штуцера, мм
2014/02/27	3.73	13.2
2014/03/06	3.62	13.2
2014/03/17	3.92	12.8
2014/03/27	14.18	12
2014/04/02	16.94	12
2014/04/09	10.66	12
2014/04/17	3.63	13.2
2014/04/23	5.99	13.2
2014/04/24	6.22	13.2
2014/04/30	8.03	13.2
2014/05/01	6.71	13.2
2014/05/18	5.26	12.2
2014/05/14	6.48	12.2

▲ Табл. 1б.



▲ Рис. 5а.

Первая скважина – дебит конденсата увеличился с 2.7 тонны до в среднем 4.76 тонны в день.

Вторая скважина – дебит конденсата увеличился с 3.9 тонны до 8.18 тонны в день.

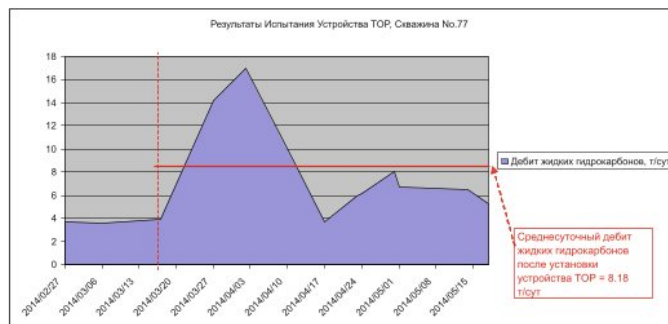
Последние испытания доказали эффективность применения TOP для добычи нефти и конденсата из оторочек газовых и газоконденсатных месторождений.

В мире (и в России, в частности) существует огромное количество газовых месторождений, имеющих нефтяные оторочки. При этом до сих пор не существует эффективной технологии, позволяющих добывать из них нефть. Снятие блокировки жидким конденсатом забоя газоконденсатных скважин также является важным свойством TOP-технологии.

Внедрение TOP-технологии может позволить решить эти проблемы и получить дополнительно миллионы тонн высококачественной нефти и конденсата.

Выводы

Количество скважин, в которых применение TOP может привести к увеличению добываемой нефти и конденсата, огромно. TOP можно применять как при разработке новых месторождений, так и для улучшения режима работающих скважин. Экономический эффект от использования этой технологии может быть выражен в получении дополнительной нефти и конденсата или экономией сотен миллионов долларов без необходимости



▲ Рис. 5б.

ти бурения дополнительных скважин или строительства офшорных платформ.

Литература:

1. Патент США номер 7,172,020 (6 февраля 2007)
2. Патент США номер 7,753,127 (13 июля 2010)
3. Цейтлин С.Д., Мирзоев Г.Г., Система оптимизации добычи нефти – Новая технология, успешно работающая на нефтегазоконденсатном месторождении Кокдумалак (Узбекистан/Туркменистан) // Нефтепромысловое дело. – 2002. – №10.
4. West W.J., Garvin W.W., Sheldon J.W., Solution of the Equations of Unsteady State Two-Phase Flow in Oil Reservoirs // Trans. AIME. – 1954. – V.201. – p.217-229.
5. Цейтлин С.Д., Мирзоев Г.Г., Новая технология оптимизации добычи из резервуаров содержащих нефть с высоким газовым фактором // Бурение и Нефть. – 2012. – август.

Приложение

В качестве математической модели, которая описывает основные процессы нестационарной двухфазной фильтрации в пласте, были выбраны уравнения Маскета. При этом были приняты некоторые упрощающие допущения:

- 1) пласт является квазиодномерным и существует только радиальный поток;
- 2) пористая среда изотропна и однородна;
- 3) силой тяжести и капиллярными эффектами можно пренебречь;
- 4) сжимаемостью породы и воды можно пренебречь;

5) давление в нефтяной и газовой фазе одинаково.

Эти предположения позволяют описать двухфазный поток нефти и газа следующими уравнениями в частных производных [4] относительно неизвестных давления $P(r, t)$ и нефтенасыщенности $S_o(r, t)$:

$$(1) \begin{cases} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = -158.064 \frac{\phi}{K} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_o}{B_o} \right), \\ \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \left(\frac{K_{rg}}{\mu_g B_g} + \frac{R_s}{5.615} \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \frac{\partial P}{\partial r} \right) = -158.064 \frac{\phi}{K} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{1 - S_o - S_w}{B_g} + \frac{S_o}{B_o} \frac{R_s}{5.615} \right). \end{cases}$$

Условие на внешних границах пласта – нулевой поток:

$$\left. \frac{\partial P}{\partial r} \right|_{r=r_e} = 0.$$

На стенке скважины принимаем условие

$$P|_{r=r_w} = P_w(t).$$

Также задаются начальные условия:

$$(2) \quad P(r, 0) = P_0(r), \quad S_o(r, 0) = S_0(r).$$

Система (1) дополняется PVT – характеристиками нефти и газа, зависимостями проницаемости различных фаз от насыщенности и другими свойствами системы скважина – пласт:

$$\mu_o(P), \mu_g(P), B_o(P), B_g(P), R_s(P), K_o(S_o), K_g(S_g), K, \phi, P_f, P_{bp}, r_w, r_i, S_w, S_{g \text{ crit}}.$$

Система (1), (2) решается с помощью конечноразностного метода, который несколько отличается от того, который был использован в работе [4].

После исключения насыщенности из системы (1) и после некоторых преобразований нелинейные уравнения (1) приобретают вид уравнения (3) относительно давления P :

$$(3) \quad \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \left(\frac{K_g}{\mu_g B_g} + \frac{R_s}{5.615} \frac{K_o}{\mu_o B_o} \right) \frac{\partial P}{\partial r} \right) + F(P) \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \left(\frac{K_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \right) = C(P, S_o(r, t)) \frac{\partial P}{\partial t},$$

где $F(P)$, $C(P, S_o)$ являются функциями, зависящими от PVT – характеристик и других параметров системы «скважина – пласт».

Обозначения

P	- давление
S_o	- насыщенность пласта по нефти
S_g	- насыщенность пласта по газу
S_w	- насыщенность пласта по воде
K	- проницаемость
K_{oo}	- относительная проницаемость по нефти
K_{go}	- относительная проницаемость по газу
ϕ	- пористость
μ_o	- вязкость нефти
μ_g	- вязкость газа
B_o	- коэффициент объемного расширения нефти
B_g	- коэффициент объемного расширения газа
R_s	- коэффициент растворимости
P_f	- пластовое давление
P_{bp}	- давление насыщения
t	- время
r	- радиус
r_w	- радиус скважины
r_i	- внешний радиус пласта
H	- мощность пласта
$S_{g \text{ crit}}$	- критическая насыщенность пласта
Q_o	- дебит нефти
Q_g	- дебит газа
P_{opt}	- оптимальное забойное давление