

## УМНОЕ ЗАКАНЧИВАНИЕ СТИНГЕРОМ И ПЕРЕМЕЩЕНИЕ ТОЧКИ ПРИТОКА ФЛЮИДА КАК АЛЬТЕРНАТИВА ПАССИВНЫХ И АКТИВНЫХ УСТРОЙСТВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ТОНКИХ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК

Э.С. Закиров, С.Н. Закиров, И.М. Индрупский, Д.П. Анিকেев  
ИПНГ РАН, e-mail: ezakirov@ogri.ru

Различными исследователями в публикациях [1, 2, 3, 4] изменения депрессии по стволу горизонтальной скважины моделировались с различной степенью достоверности. Проведенные исследования показывают, что падение давления вдоль горизонтальной скважины становится проблемой, когда оно имеет тот же порядок величины, что и депрессия на пятке горизонтальной скважины (рис. 1). Соотношение между падением давления вдоль ствола скважины и депрессией увеличивается при снижении диаметра скважины или увеличении ее длины. Применительно к нефтяным оторочкам соотношение становится менее благоприятным с увеличением проницаемости пласта или снижением вязкости нефти. Для снижения эффекта «пятка–носок» индустрия предложила использовать пассивные (ICD) и активные (ICV) устройства. Об особенностях их использования и моделирования рассказано в статьях\* данного номера журнала. Однако, рядом исследователей [5, 6] предлагается альтернативное решение, связанное с умным заканчиванием стингером с переменной точкой притока флюида к скважине.

### Стингерное заканчивание

*Пассивное стингерное заканчивание.* Одно из решений проблемы неоднородности депрессии по стволу скважины состоит в использовании «удлиненного стингера» для перемещения точки притока к НКТ от пятки поближе к середине [7, 8]. Этот подход эффективно заменяет горизонтальную скважину на две более короткие скважины (рис. 2). Подобные идеи развиваются и в отечественных публикациях [9].

---

\* См. статьи:

Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Анিকেев Д.П. «Мульти сегментная модель скважины»;

Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Анিকেев Д.П. «Интеллектуальные скважины: преимущества и проблемы»;

Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Анিকেев Д.П. «Применение интеллектуальных скважин в системах разработки нефтяных и газовых месторождений»;

Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Анিকেев Д.П. «Выбор между пассивными и активными управляющими при заканчивании интеллектуальной скважины»;

Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Анিকেев Д.П. «О представлении скважины в 3D гидродинамической модели» в данном выпуске.

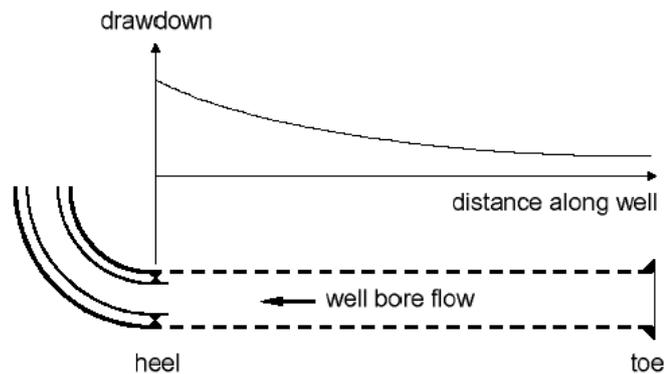


Рис. 1. Горизонтальная скважина и ее профиль притока. Уменьшение добычи от пятки к носку скважины из-за снижения депрессии

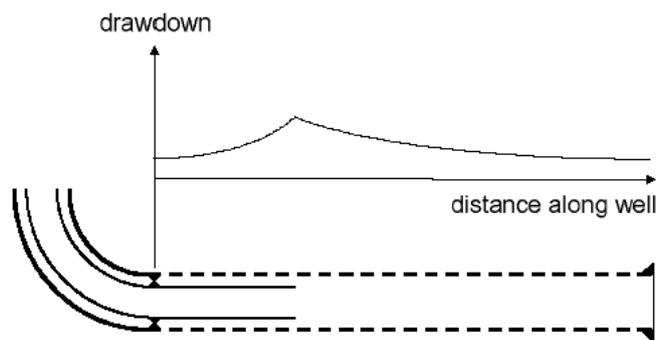


Рис. 2. Заканчивание стингером. Профиль депрессии по сравнению с рис. 1 более плоский

Однако, такой «пассивный» стингер имеет ряд практических недостатков.

- Его влияние обосновывается для фиксированного профиля притока вдоль скважины. Однако, профиль притока может измениться в течение жизни скважины из-за нестационарности пластового давления и из-за прорывов газа или воды.
- Необходимо, чтобы профиль притока вдоль ствола скважины был известен на стадии обоснования дизайна. Обычно подобное требование недостаточно реалистично, поскольку неоднородность пласта заранее не предсказуема. Особенно неопределенной является околоскважинная вариация проницаемости.
- Требуется точное предсказание падение давления вдоль ствола скважины. Однако, эффекты от шероховатости ствола, многофазности течения, радиального притока, волнистости ствола можно предсказать только с ограниченной степенью достоверности.
- Стингер иногда способен увеличить падение давления вдоль заканчивания (или из-за уменьшения плотности перфорационных каналов около пятки, или из-за использования стингера с меньшим диаметром, чем обсадная труба). Все это ухудшает вертикальный лифт добываемой продукции в скважине.

В работе [5] авторы ссылаются на ряд проведенных промысловых экспериментов с удлиненными стингерными заканчиваниями. Выяснилось, что изменение профиля притока в течение жизни скважины, а также, в особенности, непредсказуемая неоднородность пласта препятствуют эффективности заканчивания стингером зафиксированной геометрии. Эти факты простимулировали разработку удлиненного стингера с промежуточной точкой притока (рис. 3). Его использование не только приводит к выравниванию профиля депрессии, но также и дает возможность гибкого управления. Когда промежуточная точка притока оборудуется бесступенчато регулируемой скользящей муфтой. В результате появляется возможность влиять на соотношение притока через конец стингера и через промежуточную точку притока. Однако, предоставляемая гибкость в значительной мере ограничена, поскольку требует скважинной операции.

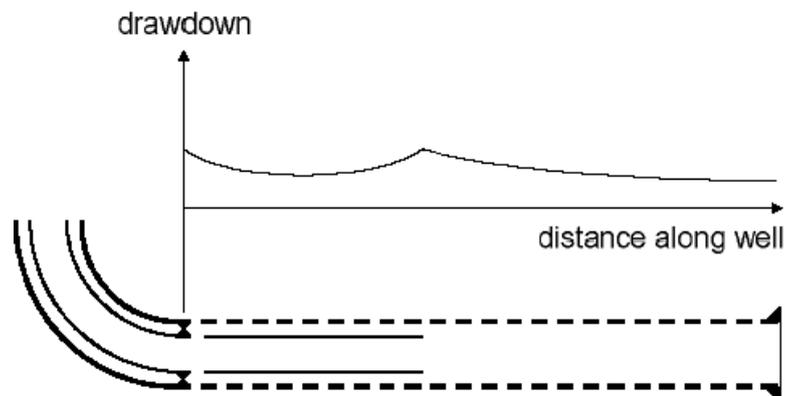


Рис. 3. Заканчивание стингером с промежуточным притоком. Отмечается дальнейшее выравнивание профиля депрессии по сравнению с рис. 2

**Умное заканчивание стингером.** Логическим обобщением пассивного удлиненного стингера с регулируемым промежуточным притоком является стингер, у которого скользящая муфта активно управляется и действует как управляющий притоком клапан (ICV) (рис. 4). Этот концептуальный тип решения назван умным заканчиванием стингером [5, 6] (SSC – smart stinger completion).

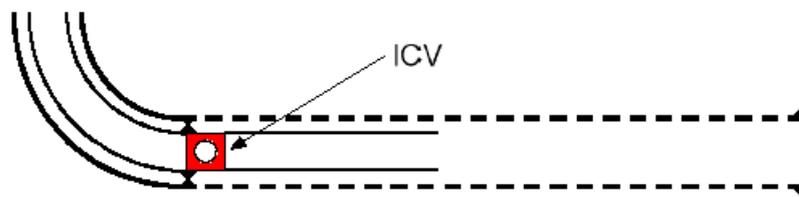


Рис. 4. Интеллектуальное заканчивание стингером с удаленно управляемым ICV

В работах [5, 6] рассматриваются два аналогичных подхода. Их различие состоит в установке дополнительного пакера (рис. 5). ICV и SSC в комбинации с возможностью измерения забойного давления допускают качественную настройку дебита промежуточного притока. Делая, по возможности, максимально плоским профиль депрессии вдоль скважины, SSC также позволяет управлять работой скважины в целях максимизации дохода от ее эксплуатации, в особенности, после прорыва газа или воды.

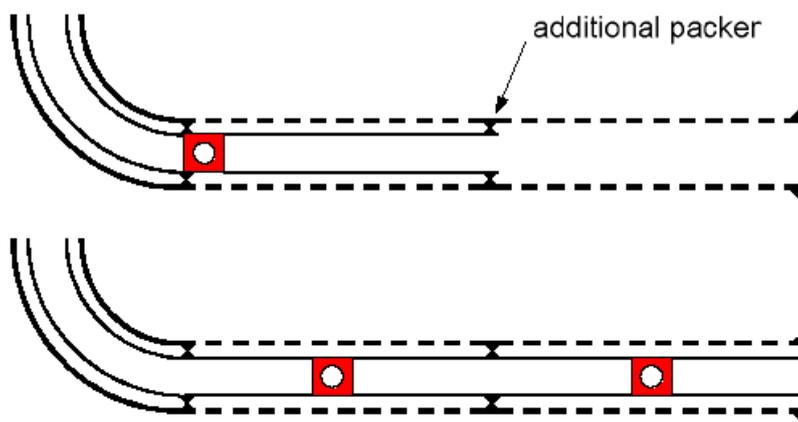


Рис. 5. Интеллектуальные заканчивания стингером с переключением интервалов отбора

Дополнительно SSC позволяет реализовывать две опции – предотвращение прорыва или управление конусообразованием. А именно, как только происходит прорыв, ICV переводят в режим поддержания «критического» дебита для того, чтобы конус дальше не расширялся. Подобная постановка задачи требует размещения на забое средств определения моментов прорыва газа и воды. Предположим, что в свободном доступе находится способ определения дебитов фаз на забое скважины и не представляет затруднений выделение момента прорыва нежелательной фазы.

В работах [10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18] представлены аналогичные задачи по регулированию разработки, за счет оптимальной настройки параметров работы добывающих и нагнетательных скважин целиком.

**Процесс переключения притока.** Как следует из описания, SSC характеризуется наличием непрерывно управляемым бесступенчатым ICV. Альтернативно можно использовать более дешевые ICV только с несколькими зафиксированными позициями, или ICV только с бинарным управлением: «включено/выключено». В этих случаях ICV могло бы переключаться так часто, чтобы в среднем дать результат, аналогичный непрерывно управляемому ICV. Поэтому в работе [5] была предложена концепция процесса переключения притока (ISP – inflow switching process).

На рис. 6 изображена модельная скважина для проведения ISP. Она содержит удлиненный стингер с несколькими пакерами, включаемые/выключаемые ICV, забойные манометры, а также измеряющее оборудование для определения моментов прорыва газа или воды. Базовая идея ISP – управлять конусообразованием через переменное включение/выключение клапанов. Закрытие клапанов инициируется прорывом газа или воды. Но после определенного периода времени и отступления конусов газа и воды, клапаны открываются и держатся открытыми до тех пор, пока снова не происходит прорыв конусов.

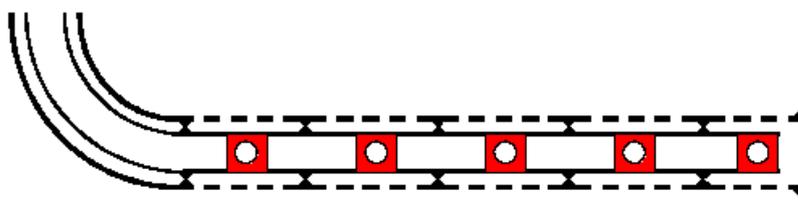


Рис. 6. Интеллектуальное заканчивание стингером с переключением интервалов отбора

### Численное моделирование

В работе [5] опубликованы результаты секторного синтетического моделирования работы одиночной горизонтальной скважины в пласте в форме прямоугольного параллелепипеда. Моделировался процесс разработки нефтяной оторочки (рис. 7) с условиями непротекания на внешней границе. Водоносный горизонт моделировался численным аквифером. Потери давления на трение не учитывались. Скважина была расположена посередине между ГНК и ВНК. Интенсивность поддержания давления и время отклика аквифера подбирались так, чтобы прорыв газа и воды происходил одновременно. В перпендикулярном скважине направлении использовалось локальное измельчение с изменением шагов по логарифмическому закону.

**Модель заканчивания.** Перепад давления вдоль горизонтального ствола и кольца между обсадными трубами и стингером в [5] рассчитывался на основе заранее подготовленных таблиц «падения давления» типа VFP (vertical flow performance). В строках этих таблиц задавалось падение давления на единицу длины в функции нескольких параметров – дебитов нефти, газа и воды. Таблицы были подготовлены с помощью соответствующего стороннего модуля. Лифтирование добываемой продукции не моделировалось. Для расчета притока к скважине использовалась модель Писмена.

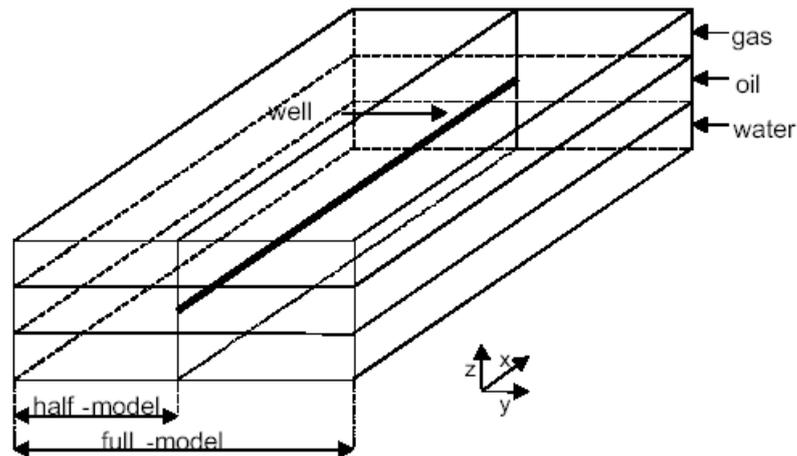


Рис. 7. Секторная модель для совершенной по степени вскрытия горизонтальной скважины, расположенной в центре области дренирования

**Базовый вариант.** В качестве базового варианта рассматривается традиционная горизонтальная скважина с учетом потерь на трение. Дополнительно учитывались результаты моделирования такой же скважины, но без учета потерь на трение, для оценки теоретически максимально достижимого снижения падения давления вдоль траектории скважины. Динамика добычи для рассматриваемых случаев представлена на рис. 8.

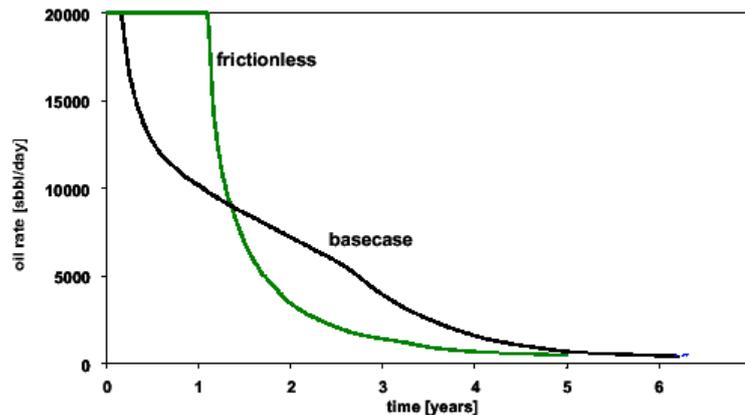


Рис. 8. Профиль добычи для базового случая и случая без трения

Быстрое падение дебита с плато при наличии трения объясняется прорывом газа к пятке скважины (на 36-е сутки). На 218-й день происходит прорыв воды, что также сказывается на падении добычи нефти. Разработка останавливается при достижении минимально допустимого дебита нефти.

На рис. 9 представлен типичный профиль насыщенности при учете трения в стволе скважины. Серьезные конусы газа и воды наблюдаются в районе пятки скважины. При отсутствии же трения газ и вода прорываются одновременно на 399-е сутки. Оказывается,

что суммарная добыча нефти в обоих случаях (с трением и без) одинакова. В случае отсутствия трения конец разработки наступает на 1 год раньше. Очевидное потенциальное преимущество от снижения трения – ускорение добычи за счет поддержания плато-периода. Дополнительное потенциальное преимущество – сильное снижение объемов попутно добываемого газа (на 19%) и воды (на 42%).

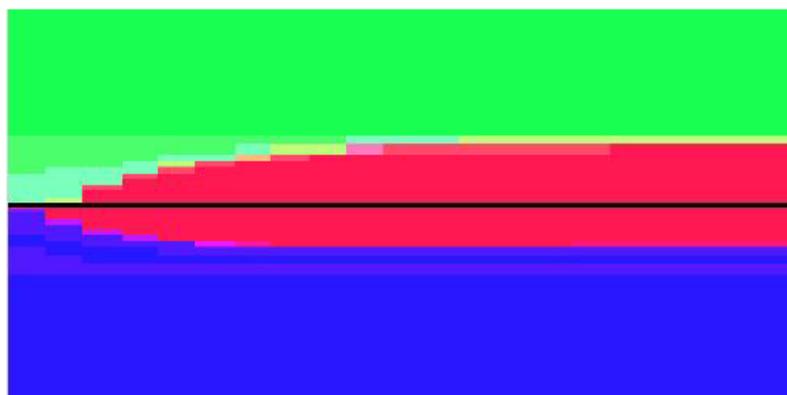


Рис. 9. Профиль насыщенности для базового случая после прорыва газа и воды к пятке

**Умное заканчивание стингером.** Цель интеллектуальной разработки SSC – создать как можно более плоский профиль депрессии. При заданном диаметре стингера можно варьировать его длину и площадь течения через ICV, влияя на положение максимума и минимума в профиле депрессии. Рис. 10 показывает, что наблюдаются по 2 локальных минимума и максимума. Наиболее плоский профиль достигается минимизацией разницы между глобальным максимумом и минимумом. Это эквивалентно обеспечению равенства двух локальных минимумов. Равно как и равенство двух максимумов. Соответственно, оптимальная стратегия соответствует равенству падений давления на ICV и на конце стингера.

Часто оптимизация осуществляется методом проб и ошибок. Однако, в работе [5] приведена полуаналитическая процедура, основанная на классической формулировке работы [1] по расчету падения давления в скважине. Детали представлены в [19]. На рис. 10 приведен пример профиля депрессии традиционного заканчивания горизонтальной скважины (см. рис. 1), а также оптимизированный профиль депрессии как для традиционного стингера (см. рис. 2), так и стингера с промежуточной точкой притока (см. рис. 3 или 4).

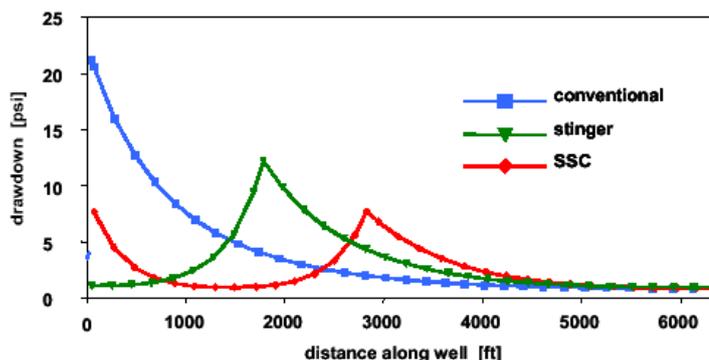


Рис. 10. Оптимизированный профиль депрессии для трех различных заканчиваний с одинаковым дебитом, полученным из полуаналитической модели работы [19]

Полуаналитический метод является весьма приближенным. Он основывается на стационарной, однофазной модели и может рассматриваться только в качестве начальной аппроксимации нестационарного многофазного течения. В качестве управляющих параметров могут использоваться диаметр стингера, его длина, а также открытая площадь течения у ICV. Данный набор параметров позволяет не только минимизировать различие в депрессии вдоль ствола скважины, но также и перепад давления на ICV. Перепад давления на ICV напрямую не влияет на поведение притока вдоль скважины, но влияет на способность лифтирования добываемой продукции.

**Стратегия управления ICV.** Критерий управления прост: падение давления на ICV должно равняться падению давления на стингере. Соответственно, управление настройками ICV осуществляется по этому условию вплоть до первых признаков появления газа или воды на забое. На практике это потребует инсталляции трех манометров: двух на ICV – одного в затрубье и одного в стингере, и еще одного – на конце стингера. В соответствии с теорией, ICV можно управлять, основываясь только на разнице давлений между кольцевым пространством на конце стингера и на ICV, что потребует использования только двух манометров. Но в работе [5] наличие второго (дополнительного) манометра приводило к менее нестабильному поведению ICV при моделировании.

После прорыва газа или воды происходит переключение с предотвращения прорыва на управление конусообразованием. Использован алгоритм поддержания «критического» дебита через ICV для удержания конусов газа и воды в определенных рамках. В predetermined моменты времени проверялись дебиты фаз через ICV. Если в пластовых условиях отмечалось более чем 25-процентное увеличение обводненности или 5-процентное увеличение газового фактора, то заданное значение регулируемой величины

перепада давления через ICV умножалось на превышающий единицу множитель. Когда обводненность падала на 25%, или газовый фактор снижался на 5%, то заданное значение регулируемой величины падения давления через ICV умножалось на число от нуля до единицы.

Используя более агрессивный множитель уменьшения добычи, чем множитель ее роста, в работе [5] получены циклы быстрого закрытия после прорыва с более постепенным открытием после осадки конусов. Собственно в этом и состояла стратегия управления конусами.

В простом синтетическом примере исследованная конфигурация включала только одно ICV в начале стингера. Поэтому управление конусом на конце стингера было невозможно. Для этого потребовалось бы второе ICV.

**Результаты численного моделирования.** Эффективность использования SSC была доказана на приведенном выше синтетическом примере. Ибо прорывы газа и воды происходили одновременно в зоне максимальной депрессии. Однако, они имели место несколько раньше, чем в случае скважины без учета трения. Зато намного позже базового варианта.

Рис. 11 представляет динамики добычи для рассматриваемых вариантов заканчивания. Из данного рисунка видно, что SSC в наибольшей степени соответствует идеальному случаю (при отсутствии трения). Рис. 12 демонстрирует профиль насыщенности в момент прорыва конусов газа и воды. Накопленная добыча нефти, газа и воды в случае SSC практически одинакова со случаями базового варианта и варианта без учета трения. Однако, нефть добывается намного раньше, что благоприятно сказывается на экономических показателях (NPV – the net present value, ЧДД – чистый дисконтированный доход).

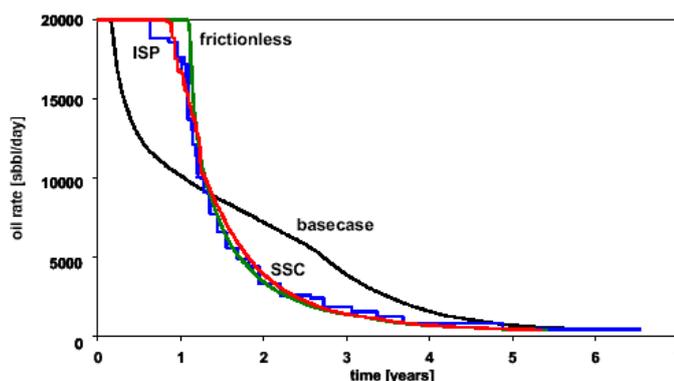


Рис. 11. Динамики изменения добычи для базового случая, варианта без трения, SSC (красный) и ISP (голубой)

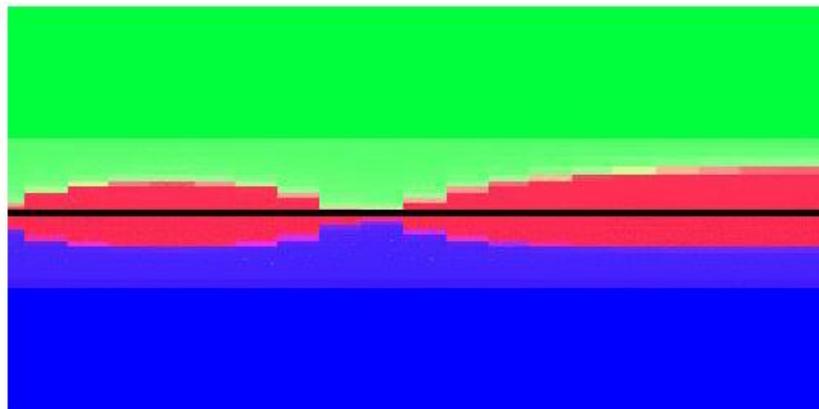


Рис. 12. Профиль насыщенности для SSC. Газ и вода прорываются одновременно в точках с максимальной депрессией после 310 суток добычи

**Процесс переключения притока ISP (inflow switching process).** Базовая идея подхода – выключать сегменты скважины всякий раз, когда к ним происходит прорыв газа или воды. И включать их снова после определенного периода времени, за который считается, что конусы газа и воды отступают от забоя скважины. Наиболее предпочтительным признан следующий алгоритм открытия и закрытия сегментов [5].

0. Инициализировать ограничения по дебиту жидкости, газовому фактору и обводненности в качестве значений по умолчанию. Установить текущее ограничение на дебит газа равным произведению газового фактора на ограничение по дебиту жидкости.

1. Добывать нефть из скважины со всеми открытыми сегментами при заданном ограничении на дебит жидкости. Снизить дебит, если необходимо поддерживать ограничения на дебит газа, газовый фактор или обводненность.

2. Закрыть первый сегмент, как только к нему произойдет прорыв газа или воды. Увеличить депрессию для поддержания максимальной добычи с учетом ограничений.

3. Повторить шаг 2 для других сегментов, пока все сегменты не будут закрыты.

4. Переопределить ограничение на дебит газа равным произведению последнего дебита нефти до прорыва на максимально допустимый газовый фактор.

5. Повторять шаги 1–5 до достижения минимально допустимого дебита нефти.

### Выводы

Реальной альтернативой использованию только устройств ICD и ICV является интеллектуальное заканчивание стингером. Способ его моделирования не вызывает затруднений. Данную альтернативу целесообразно учитывать при проектировании мест расположения интеллектуальных скважин на месторождении.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научное обоснование новых экологически чистых технологий разработки месторождений углеводородов в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерных экспериментов», № АААА-А16-116022510270-1).

#### ЛИТЕРАТУРА

1. *Dikken B.J.* Pressure drop in horizontal wells and its effect on production performance // *Journal of Petroleum Technology*. Vol. 42, No. 11. P. 1426–1433.
2. *Durlofsky L.J., Aziz K.* Advanced Techniques for Reservoir Simulation and Modeling of Nonconventional Wells // Final Report. 2004. August. 213 p.
3. *Ozkan E., Sarica C., Hacı M.* Influence of Pressure Drop Along the Wellbore on Horizontal-Well Productivity // *SPEJ*. 1999. September. P. 288–301.
4. *Penmatcha V.R., Arbabi S., Aziz K.* Effects of Pressure Drop in Horizontal Wells and Optimum Well Length // *SPEJ*. 1999. September. P. 215–223.
5. *Jansen J.D., Wagenvoort A.M., Droppert V.S., Daling R., Glandt C.A.* Smart Well Solutions for Thin Oil Rims: Inflow Switching and the Smart Stinger Completion // Paper SPE 77942 prepared for presentation at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Melbourne, Australia, 8–10 October 2002. 10 p.
6. *Sinha S., Kumar R., Vega L., Jalali Y.* Flow Equilibration Toward Horizontal Wells Using Downhole Valves // Paper 68635 prepared for presentation at the SPE Asian Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Jakarta, Indonesia, 17–19 April 2001. 6 p.
7. *Brekke K., Lien S.C.* New and Simple Completion Methods for Horizontal Wells Improve the Production Performance in High-Permeability, Thin Oil Zones // Paper SPE 24762 prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Washington D.C., 4–7 October 1992. 5 p.
8. *Permadi P., Wibowo W., Alamsyah Y., Pratomo S.W.* Horizontal Well Completion with Stinger for Reducing Water Coning Problem // Paper SPE 37464 prepared for presentation at the SPE Production Operations Symposium. Oklahoma City, Oklahoma, 9–11 March 1997. 8 p.
9. *Алиев З.С., Бондаренко В.В.* Технология применения горизонтальных скважин. М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. 712 с.
10. *Закиров И.С.* Развитие теории и практики разработки нефтяных месторождений. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. 356 с.

11. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С., Баганова М.Н., Спиридонов А.В.* Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. М.: ИПНГ РАН, 2004. 520 с.
12. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С. и др.* Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть II. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. 484 с.
13. *Закиров Э.С.* Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. М.: Изд. дом «Грааль», 2001. 303 с.
14. *Zakirov I.S., Aanonsen S.I., Zakirov E.S., Palatnik B.M.* Optimizing Reservoir Performance by Automatic Allocation of Well Rates // Proceedings of the 5<sup>th</sup> European Conference on the Mathematics of Oil Recovery. Leoben, Austria. 1996. P. 375–384.
15. *Zakirov E.S., Zakirov I.S.* Optimal Production Management of Multilayered Fields. // Proceedings of the ECMOR VIII – 8<sup>th</sup> European Conference on the Mathematics of Oil Recovery. Freiberg, Germany, 3–6 September 2002. 8 p.
16. *Закиров И.С., Закиров Э.С.* Регулирование разработки месторождений природных углеводородов // Газовая промышленность. 1997. № 7. С. 68–71.
17. *Закиров Э.С.* Регулирование процесса разработки нефтяных оторочек // Наука и технология углеводородов. 2000. № 1. С. 64–70.
18. *Закиров Э.С., Мангазеев В.П., Закиров И.С.* Регулирование разработки многопластовых месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2002. № 5. С. 73–78.
19. *Jansen J.D.* A semianalytical model for calculating pressure drop along horizontal wells with stinger completions // SPEJ. 2003. Vol. 8, No. 2. P. 138–146.