

# Технология для эффективной эксплуатации скважины с горизонтальным окончанием при признаках его преждевременного обводнения

*З.С. Идиятуллина, И.Н. Хакимзянов, Д.Т. Киямова*  
Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», Бугульма, Россия  
Поступила в редакцию 31.12.2015

В работе предложена технология для эффективной эксплуатации скважины с горизонтальным окончанием при признаках его преждевременного обводнения. При эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием (СГО) в карбонатных коллекторах в течение 3-5 лет происходит прорыв воды в условно-горизонтальный ствол, и в связи с этим, при строительстве данных скважин необходимо предусмотреть возможность применения технологии по последовательному отключению участков. С помощью геолого-технологического моделирования показана эффективность применения данной технологии на скважинах с горизонтальным окончанием. Сделан вывод, что применение технологии последовательного отключения участков условно-горизонтального ствола СГО позволяет увеличить добычу нефти снизив при этом добычу жидкости.

**Ключевые слова:** скважина с горизонтальным окончанием, геолого-технологическая модель, коэффициент нефтеотдачи, фильтрационные линии тока, варианты разработки, условно-горизонтальный ствол

**DOI:** 10.18599/grs.18.1.6

## Введение

Скважина с горизонтальным окончанием (СГО) по своей физической сущности позволяет увеличить площадь вскрытия продуктивного пласта, а также имеет значительные потенциальные возможности обводнения продукции в процессе эксплуатации, особенно в карбонатных пластах. Условно-горизонтальный ствол (УГС) в процессе проводки пересекает на своем пути множество трещин и трещинных зон. Некоторые из них могут простираться на большие расстояния и соединять нефтеносные и водоносные пласты. Поэтому обводнение продукции в СГО может происходить самопроизвольно, без всякого воздействия на пласт. В компании ПАО «Татнефть» в среднем это происходит в течение 3-5 лет и ведет в конечном счете к значительному снижению текущего дебита нефти СГО (Хакимзянов и др., 2011).

До настоящего времени эффективных точечных методов водоизоляции в СГО, позволяющих изолировать обводненный отрезок или отрезки условно-горизонтального ствола, не наблюдалось. Обычные существующие технологии по изоляции зон водопроявлений в вертикальных (ВС) и наклонно-направленных скважинах (ННС) имеют свои особенности и неэффективны. В них применяются традиционные (простые) изоляционные материалы типа цемента, которые при разрушении цементной пробки могут растечься в УГС и затвердеть в виде клина (уипстока), что может привести к возникновению осложнений в процессе ремонта, и возникнет опасность «потери» УГС.

С целью изоляции обводненных участков УГС СГО в последние годы в Республике Татарстан широко начали применяться нефтеводонабухающие пакеры. Набухающий пакер представляет собой обсадную трубу с расположенным на ней набухающим эластомером специализированного состава, который разбухает за счет поглощения жидкости в скважине, перекрывая затрубное пространство в любых открытых или обсаженных стволах.

В последние годы для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений в нефтедобывающей отрасли бурное развитие получили инновационные ком-

пьютерные технологии, в частности, геолого-технологическое моделирование, которое позволяет при разработке месторождений сделать оценку проектируемых мероприятий и технологий до их массового внедрения в производство (Хакимзянов и др., 2014).

## Постановка задачи

С целью повышения эффективности процесса вытеснения нефти водой в карбонатных отложениях предлагается технология увеличения охвата пласта вытесняющим агентом за счет последовательной обработки всего УГС, снижения обводненности продукции СГО и последовательного отсечения участков ствола. С целью исследования процесса вытеснения по данной технологии проведено геолого-технологическое моделирование разработки гипотетической залежи нефти (Рис. 1).

Нефтяная залежь с карбонатным коллектором разбуривается вертикальными скважинами (№№1,2,4,5) и СГО (№3Г) по треугольной сетке скважин с расстоянием 300×300 м. Для поддержания пластового давления на начальном уровне бурится вертикальная нагнетательная скважина (№бн). УГС СГО №3Г проводится по середине залежи в 10 м от ВНК (Рис. 1). При этом на равных интервалах по УГС планируется размещение изолирующих элементов или пакеров.

В дальнейшем эффективность применения пакера будет оцениваться по дополнительной добыче нефти в целом по залежи, а также по добыче отдельно взятых скважин, в том числе и по СГО №3.

С целью моделирования последовательности реализации данной технологии по применению пакера УГС СГО №3Г делим на 4 участка по пять расчетных ячеек в каждом (Рис. 1). В процессе прогнозирования расчетных технологических показателей разработки залежи нефти обводненность продукции будет контролироваться по каждому участку УГС.

Рассмотрено четыре варианта прогнозных расчетов:  
- 1 вариант предусматривает разработку залежи нефти

до достижения конечной обводненности продукции в целом по залежи, равной 98 %;

- 2 вариант – закрытие перфорированного интервала (первого участка) УГС СГО в момент достижения обводненности продукции СГО №3Г 98 %;

- 3 вариант – закрытие перфорированного интервала (второго участка) УГС СГО в момент достижения обводненности продукции СГО №3Г 98 %;

- 4 вариант – закрытие перфорированного интервала (третьего участка) УГС СГО в момент достижения обводненности продукции СГО №3Г 98 %.

### Анализ результатов в целом по залежи

По результатам прогнозных расчетов 1 варианта видно, что обводненность продукции УГС СГО №3Г первого участка достигает 98 % в июне 2018 г., второго участка – в сентябре 2020 г. и третьего – в октябре 2025 г. (Рис. 2).

Результаты прогнозных расчетов по четырем вариантам приведены на рисунке 3 в виде динамики накопленной добычи нефти, жидкости и КИН.

Из анализа результатов прогнозных расчетов в целом по залежи можно заметить, что, отключая последовательно участки УГС по мере достижения их обводненности 98 %, можно добиться как прироста накопленной добычи нефти, так и снижения накопленной добычи жидкости или обводненности. Так, например, закрытие 1 участка УГС СГО позволит увеличить добычу нефти на 7,5 тыс.т (1,5 %) и снизить добычу жидкости на 784,2 тыс.т (-8,8 %), 2 участка – на 11,0 тыс.т (2,3 %) и на 1340,5 тыс.т (-15,1 %), 3 участка – 12,1 тыс.т (2,5 %) и на 1709,1 тыс.т (-19,3 %), соответственно.

На рисунке 4а-в представлены графики зависимости накопленной добычи нефти, жидкости и обводненности продукции в целом по залежи от количества работающих участков СГО.

Из рис. 4а видно, что с уменьшением работающих участков СГО (с каждым отключением одного из участков УГС СГО) происходит увеличение накопленной добычи нефти по логарифмической зависимости с достаточно высоким коэффициентом детерминации  $R^2=0,9772$ . Как было сказано выше, с каждым новым отключением одного из участков УГС СГО также происходит снижение накопленной добычи жидкости по логарифмической зависимости с высоким коэффициентом детерминации  $R^2=0,9986$  (Рис. 4б). Из рис. 4в можно заметить, что каждое отключение следующего участка УГС СГО приводит еще и к снижению обводненности в целом по залежи по линейной зависимости с высоким коэффициентом детерминации  $R^2=0,9989$ . Причем, если отключение 1 участка УГС СГО приводит к снижению обводненности на 0,14 %, то при отключении с трех участков (1÷3) снижение составит 0,4 %.

С целью оценки значимости эффекта от последовательного отключения работающих интервалов СГО введем величину, характеризующую величину отклонения от базового варианта в долях:

$$\varepsilon = (Q_{тек}^t - Q_{баз}^t) / Q_{баз}^t \quad (1)$$

где  $Q_{тек}^t$  – текущая накопленная добыча нефти,  $Q_{баз}^t$  – базовая накопленная добыча (в данном случае, в варианте без отключения интервалов СГО).

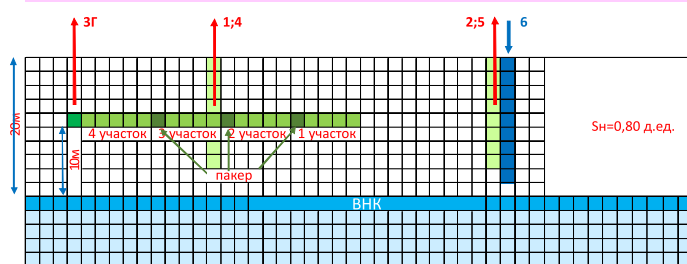
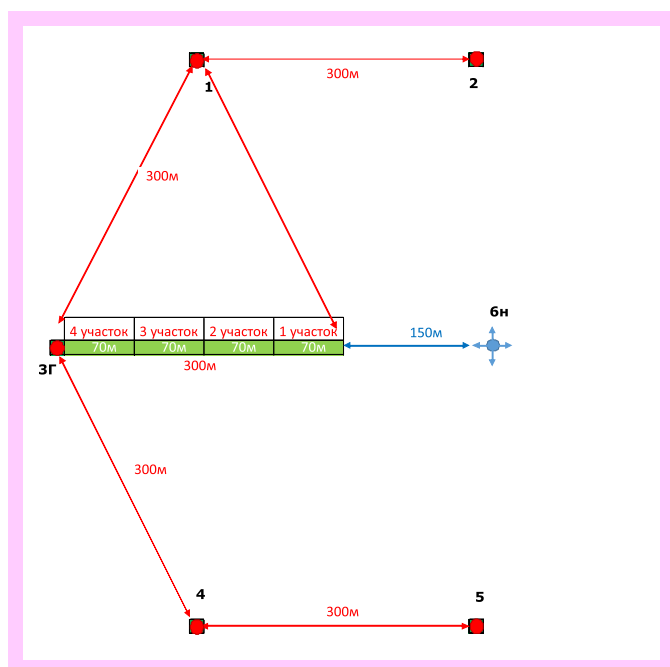


Рис. 1. Схематизация залежи нефти и расположения скважин в элементе.

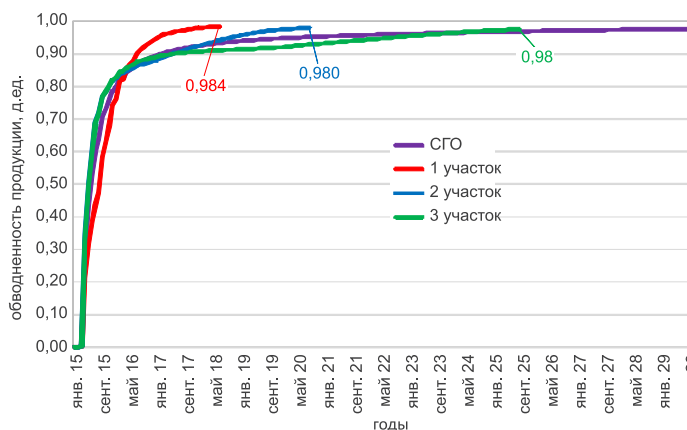


Рис. 2. Динамика обводненности продукции СГО по участкам УГС.

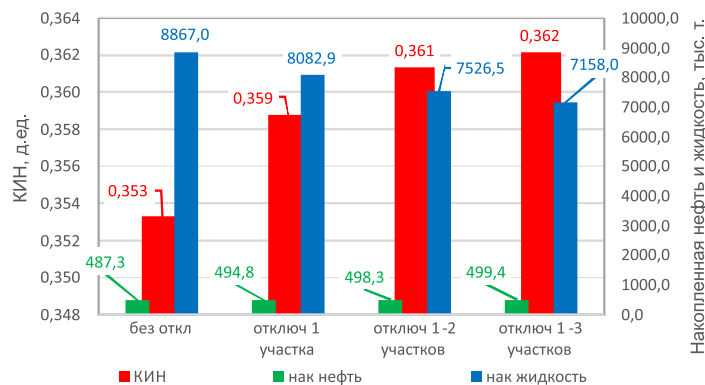


Рис. 3. Динамика накопленной добычи нефти, жидкости и КИН по вариантам с последовательным отключением участков УГС.

На рисунке 5 представлена динамика изменения прироста накопленной добычи нефти за счет последовательного отключения работающих интервалов СГО. Сопоставление результатов показывает, что относительный эффект выше для случая отключения 1-3 участков (интервалов) работающей длины УГС СГО.

### Анализ результатов по СГО

Рассмотрим более подробно влияние отключения участков УГС на производительность самой СГО в каждом из вариантов. Для этой цели по результатам прогнозных расчетов определим долю каждого участка в накопленной добыче по всей СГО. На рисунке 6 а-в представлены графики динамики доли накопленной добычи каждого участка УГС.

Из рисунка 6а видно, что наибольшая накопленная добыча нефти отбирается по 4 участку (36,3 % от всей добычи), который максимально отдален от нагнетательной скважины № 6н. Наименьшая добыча нефти производится с 1 участка (17,4 %), по которому обводненность продукции уже в 2018 достигает предельной величины, равной 98 %. Причем доля накопленной добычи нефти с отдалением участков от нагнетательной скважины растет по логарифмической зависимости с высоким коэффициентом детерминации  $R^2=0,996$ .

На рис. 6б приведен график динамики распределения доли накопленной добычи нефти по участкам после отключения 1 участка УГС СГО. Из рисунка видно, что недостающая накопленная добыча нефти по 1 участку из-за его отключения перераспределяется по остальным участкам УГС. Доля накопленной добычи нефти с отдалением участков от нагнетательной скважины растет от 13,9 %

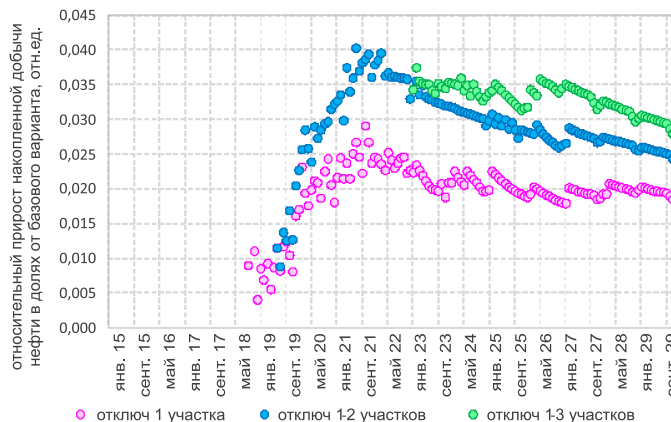


Рис. 5. Динамика изменения прироста накопленной добычи нефти (в долях от базового варианта) за счет отключения участков УГС. Кривые рассчитаны до конца разработки по базовому варианту.

(1 участок) до 39,3 % (4 участок) по логарифмической зависимости с довольно высоким коэффициентом детерминации  $R^2=0,994$ .

График динамики распределения доли накопленной добычи нефти по участкам после отключения 1 и 2 участков УГС СГО показан на рис. 6в. Из рисунка можно заметить, что недостающая накопленная добыча нефти по 1 и 2 участкам из-за их отключения перераспределяется по оставшимся участкам УГС. Доля накопленной добычи нефти с отдалением участков от нагнетательной скважины растет от 14,5 % (1 участок) до 42,2 % (4 участок) по логарифмической зависимости с довольно высоким коэффициентом детерминации  $R^2=0,981$ .

На рис. 6г представлен график динамики распределения доли накопленной добычи нефти по участкам после отключения 1, 2 и 3 участков УГС СГО. Из рисунка видно, что недостающая накопленная добыча нефти по 1, 2 и 3 участкам из-за их отключения перераспределяется по остальным участкам УГС.

Доля накопленной добычи нефти в данном случае растет от 15,2 % (1 участок) до 43,9 % (4 участок) по логарифмической зависимости с довольно высоким коэффициентом детерминации  $R^2=0,952$ .

Воспользуемся формулой (1) и введем величину, характеризующую относительное изменение доли накопленной добычи нефти каждого участка в сравнении с вариантом без отключения участков УГС СГО. Распределение

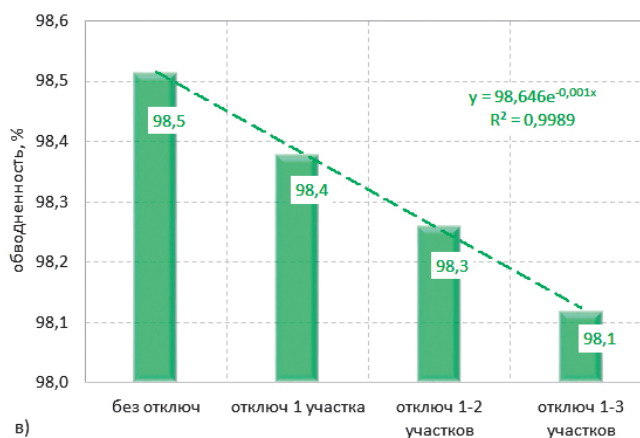
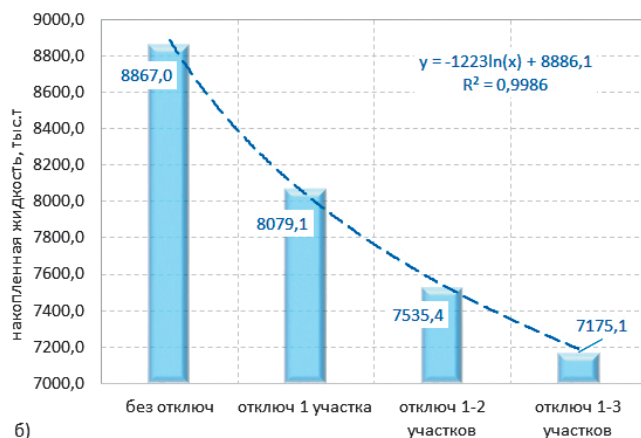
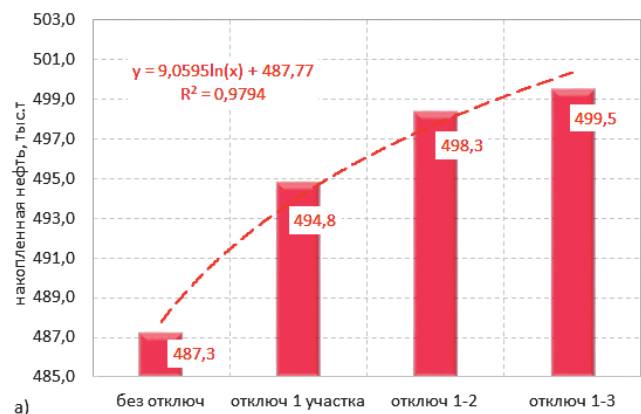


Рис. 4. Зависимость накопленной добычи нефти (а), жидкости (б) и обводненности (в) в целом по залежи от количества работающих участков УГС СГО №3.



относительного изменения доли накопленной добычи нефти по участкам УГС СГО приведено на рис. 7.

Из рисунка видно, что последовательное отключение каждого участка УГС СГО по разному влияет на относительное изменение доли накопленной добычи нефти. Так, например, отключение 1 участка УГС СГО приводит к недобору 20,2 % накопленной добычи нефти на данном участке, по 2 участку происходит увеличение на 2,5 %, по 3 участку изменений нет, по 4 участку – увеличение на 8,3 %. Отключение 1-2 участков приводит к недобору накопленной добычи нефти по 1 и 2 участку соответственно на 16,5 % и 18,9 %. По 3 и 4 участкам при этом происходит увеличение на 3,0 % и 16,2 %, соответственно. Отключение 1-3 участков УГС СГО приводит к недобору накопленной нефти по 1 участку на 12,7 %, по 2 – на 15,2 % и по 3 – на 9,2 %. По 4 участку происходит увеличение на 21,1 %.

### Оценка влияния отключения участков УГС СГО на производительность соседних вертикальных скважин

При организации системы разработки залежей нефти с применением как вертикальных скважин, так и СГО, необходимо уделять особое внимание интерференции между этими скважинами.

По результатам прогнозных расчетов проведем оценку влияния последовательного отключения участков УГС СГО на производительность вертикальных скважин, в частности, на их накопленную добычу нефти. На рис. 8 приведены фильтрационные линии тока нефти как к вертикальным скважинам, так и к СГО. Как видно из рисунка 8, скв. №№ 1,2 и №№ 4,5 расположены симметрично относительно нагнетательной скв. № 6 и СГО № 3.

В связи с этим, из рисунка можно наблюдать примерно одинаковые фильтрационные линии тока нефти к скв. №№ 1,2 и №№ 4,5 по каждому варианту с последователь-

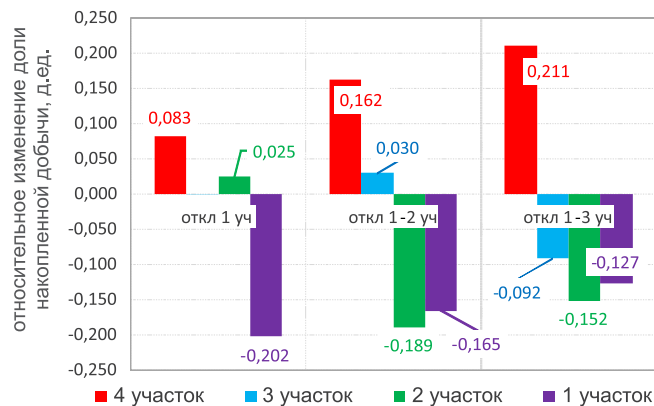


Рис. 7. Распределение относительного изменения доли накопленной добычи нефти по участкам УГС СГО.

ным отключением участков УГС СГО. Причем стоит заметить, что скв. № 2 и № 5 расположены в 260 м, а № 1 и № 4 – в 410 м от нагнетательной скв. № 6.

Остановимся более подробно на технологических показателях эксплуатации скв. № 1 и № 2, в частности, на накопленной добыче нефти, жидкости и обводненности.

На рис. 9 приведена динамика изменения накопленной добычи нефти и жидкости соседних вертикальных скважин по вариантам с последовательным отключением участков УГС СГО. Из рис. 9а отчетливо видно, что наибольшему влиянию подвергается скв. № 2 и симметрично расположенная к ней относительно нагнетательной скв. № 6 – скв. № 5. Данные скважины расположены на расстоянии 260 м от нагнетательной скважины. Так, например, при работе всего УГС СГО без отключения участков накопленная добыча нефти по вертикальным скважинам распределяется следующим образом: скв. №№ 1,4 – по 68,2 тыс.т, скв. №№ 2,5 – по 69,8 тыс.т.

Отключение 1 участка УГС СГО приводит к выравниванию накопленной добычи нефти между скв. №№ 1,4 и скв.

№ 2,5, отбор по ним составит по 71,6 тыс.т и по 71,7 тыс.т, соответственно.

При отключении 1-2 участков УГС СГО происходит перераспределение накопленной добычи нефти. Наибольшему влиянию начинает подвергаться скв. №1 и симметрично расположенная к ней относительно нагнетательной скв. № 6 – скв. № 5, обе расположены на расстоянии 410 м от нагнетательной скважины. Так, например, отбор нефти скв. №№ 1,4 составит 75,7 тыс.т с каждой, а скв. №№ 2,5 – 73,1 тыс.т с каждой.

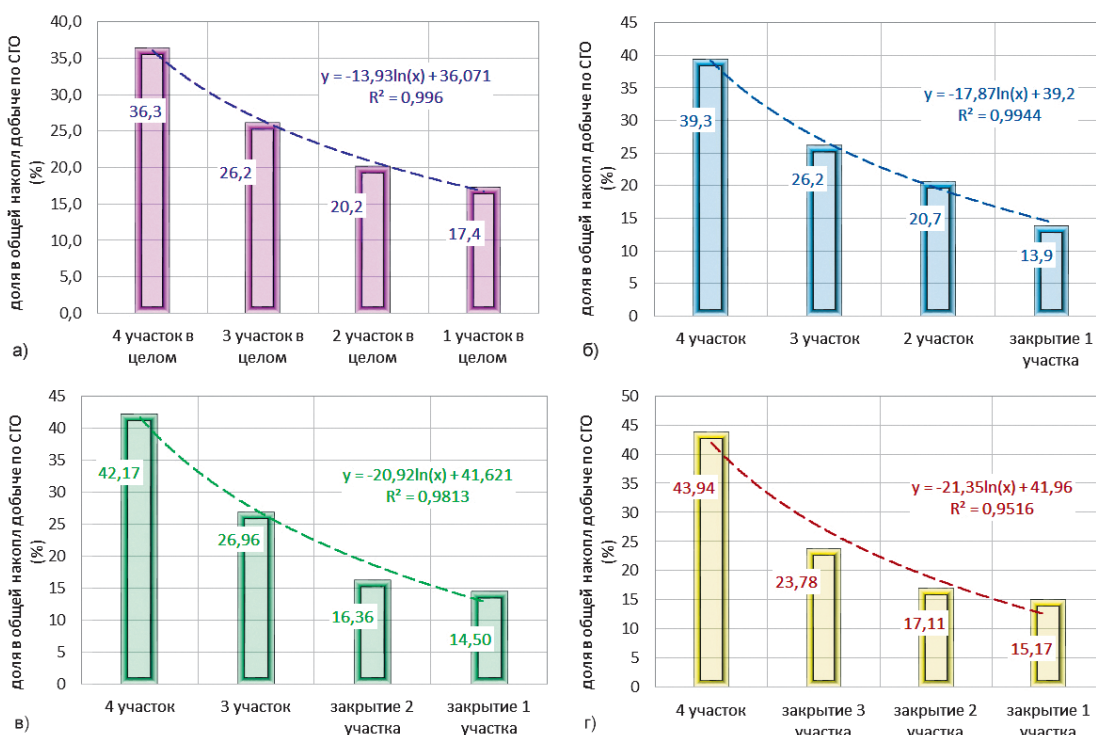


Рис. 6. Динамика доли накопленной добычи нефти по участкам УГС СГО при эксплуатации всех участков (а), при отключении 1 участка (б), при отключении 1-2 участков (в), при отключении 1-3 участков (г).

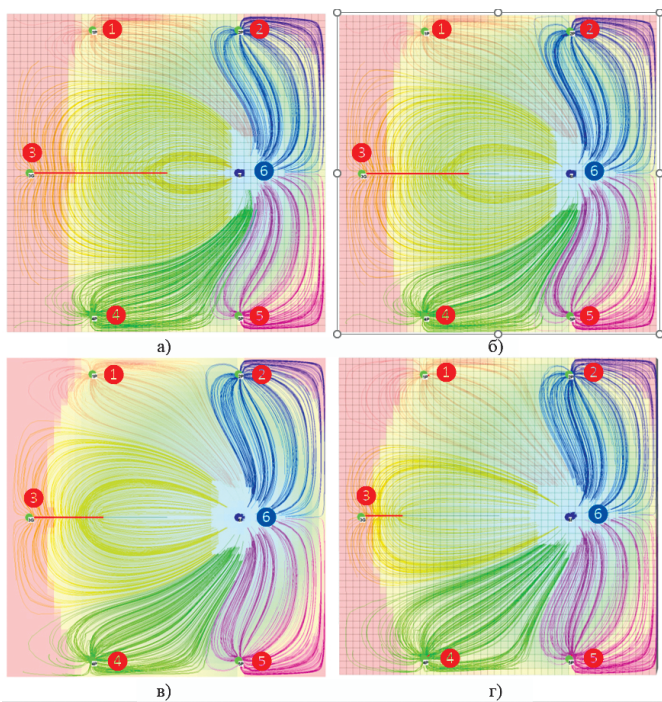


Рис. 8. Фильтрационные линии тока нефти к скважинам по залежи: а) без отключения (на конец разработки), б) отключение 1 участка, в) отключение 1-2 участков, г) отключение 1-3 участков.

Отключение 1-3 участков УГС СГО приводит к еще большему перераспределению накопленной добычи нефти между скв. №№ 1,4 и № 2,5, при этом отбор нефти достигнет максимальных значений по 79,0 тыс.т и по 74,0 тыс.т, соответственно.

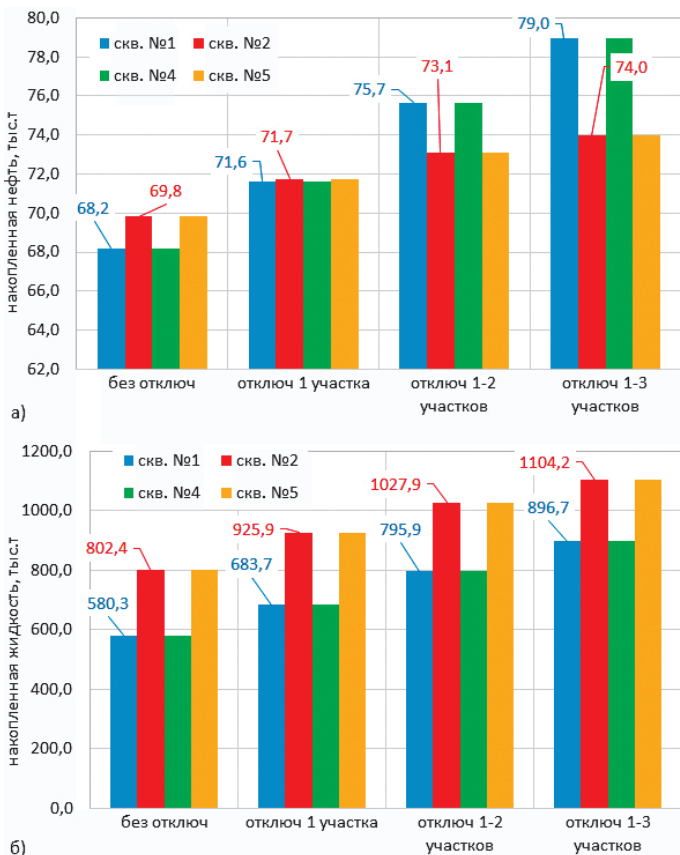


Рис. 9. Динамика изменения накопленной добычи нефти (а) и жидкости (б) соседних вертикальных скважин по вариантам с последовательным отключением участков УГС СГО.

Из динамики сопоставления накопленной добычи жидкости по вариантам с последовательным отключением участков УГС СГО (Рис. 9б) можно заметить иную картину. В данном случае наибольшему влиянию подвергается скв. №2 и симметрично расположенная к ней относительно нагнетательной скв. № 6 – скв. №5. Так, например, при работе всего УГС СГО без отключения участков накопленная добыча жидкости по вертикальным скважинам распределяется следующим образом: скв. №№ 1,4 – по 580,3 тыс.т, скв. №№ 2,5 – по 802,4 тыс.т.

С отключением 1 участка УГС СГО различие в накопленной добыче жидкости между скв. №№ 1,4 и № 2,5 возрастает, добыча составит по 683,7 тыс.т и по 925,9 тыс.т, соответственно.

При отключении 1-2 участков УГС СГО также разница в накопленной добыче жидкости увеличивается, причем по скв. №№1,4 отбор уже составит по 795,9 тыс.т, а по скв. №№ 2,5 – по 1027,9 тыс.т.

Отключение 1-3 участков УГС СГО приводит к еще большему увеличению разницы в накопленной добыче жидкости между скв. №№ 1,4 и скв. № 2,5, отбор достигнет максимальных значений – по 896,7 тыс.т и по 1104,2 тыс.т, соответственно.

### Выводы

1. При эксплуатации СГО в карбонатных коллекторах в течение 3-5 лет происходит прорыв воды в УГС, и в связи с этим, при строительстве данных скважин необходимо предусмотреть возможность применения технологии по последовательному отключению участков.

2. По результатам компьютерного моделирования залежи нефти с системой вертикальных (добывающих и нагнетательных) скважин и СГО можно сделать вывод, что применение технологии последовательного отключения участков УГС СГО позволяет увеличить добычу нефти снизив при этом добычу жидкости.

3. Уменьшение работающих участков СГО (с каждым отключением одного из участков УГС СГО) приводит к увеличению накопленной добычи нефти по логарифмической зависимости с коэффициентом детерминации  $R^2=0,9772$ , а также к снижению накопленной добычи жидкости по логарифмической зависимости с коэффициентом детерминации  $R^2=0,9986$ .

4. С каждым последующим отключением одного из участков УГС СГО происходит перераспределение добычи нефти к участку, находящемуся близко к вертикальной части.

5. Из динамики сопоставления накопленной добычи нефти по вариантам с последовательным отключением участков УГС СГО видно, что с каждым отключением одного или нескольких участков происходит перераспределение накопленной добычи нефти между вертикальными скважинами, находящимися на разном расстоянии от нагнетательной скважины.

### Литература

Хакимзянов И.Н., Хисамов Р.С. и др. Наука и практика применения разветвленных и многозбойных скважин при разработке нефтяных месторождений. 2011. 320 с.

Хакимзянов И.Н., Хисамов Р.С. и др. Вопросы оптимизации и повышения эффективности эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием на основе математического моделирования месторождений Татарстана. 2014. 240 с.

Окончание статьи З.С. Идиятуллиной, И.Н. Хакимзянова, Д.Т. Киямовой «Технология для эффективной эксплуатации скважины с горизонтальным окончанием...»

**Для цитирования:** Идиятуллина З.С., Хакимзянов И.Н., Киямова Д.Т. Технология для эффективной эксплуатации скважины с горизонтальным окончанием при признаках его преждевременного обводнения. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 1. С. 33-38. DOI: 10.18599/grs.18.1.6

#### Сведения об авторах

*Зарина Салаватовна Идиятуллина* – инженер

*Ильгизар Нургизарович Хакимзянов* – заведующий лабораторией, д. тех. н.

*Диляра Талгатовна Киямова* – инженер, к. тех. н.

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»  
Россия, 423236, Республика Татарстан, Бугульма, ул.  
Мусы Джалиля, д. 32  
E-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru

## Technologies for the Effective Operation of Wells with Horizontal End with Signs of Premature Flooding

*Z.S. Idiyatullina, I.N. Khakimzyanov, D.T. Kiyamova*

*Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) PJSC Tatneft, Bugulma, Russia*  
*Received December 31, 2015*

**Abstract.** The paper presents technology for the efficient operation of wells with horizontal end with signs of premature flooding. When using the well with horizontal end in carbonate reservoirs within 3-5 years there is water breakthrough in nominally horizontal shaft. Therefore, when constructing these wells it is necessary to provide technology for consistent shutdown of sites. The use of innovative computer technologies, in particular geological and technological simulation, shows the effectiveness of this technology for the well with horizontal end. The paper concludes that technology of consistent shutdown of sites with nominally horizontal shafts increases oil production while reducing fluid production.

**Keywords:** well with horizontal end, geological and technological model, recovery factor, filtration flow line, development options, nominally horizontal shaft

#### References

Khakimzyanov I.N., Khisamov R.S. et al. Nauka i praktika primeneniya razvetvlenykh i mnogozaboynykh skvazhin pri razrabotke neftyanykh mestorozhdeniy [Science and practice of branched and multilateral wells to develop oil fields]. 2011. 320 p.

Khakimzyanov I.N., Khisamov R.S. et al. Voprosy optimizatsii i povysheniya effektivnosti ekspluatatsii skvazhin s gorizontaľnym okonchaniem na osnove matematicheskogo modelirovaniya mestorozhdeniy Tatarstana [Problems of optimization and efficiency of well operation with horizontal end on the basis of mathematical modeling of Tatarstan oil fields]. 2014. 240 p.

**For citation:** Idiyatullina Z.S., Khakimzyanov I.N., Kiyamova D.T. Technologies for the Effective Operation of Wells with Horizontal End with Signs of Premature Flooding. *Georesursy* [Georesources]. 2016. V. 18. No. 1. Pp. 33-38. DOI: 10.18599/grs.18.1.6

#### Information about authors

*Zarina S. Idiyatullina* – Engineer  
*Ilgizar N. Khakimzyanov* – Head of the Laboratory, Doctor of Science

*Dilyara T. Kiyamova* – Engineer, PhD

Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) PJSC Tatneft. Russia, 423230, Republic of Tatarstan, Bugulma, M.Jalil str. 32, e-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru