

# Комплекс мероприятий по повышению нефтеотдачи месторождения высоковязкой нефти

**Р.А. Ахунов**

руководитель конструкторской группы отдела инноваций и экспертизы

**А.А. Цинк**

инженер-конструктор 2 категории

**А.А. Исаев**

ведущий инженер

[isaeff-oil@yandex.ru](mailto:isaeff-oil@yandex.ru)

ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

**По мере извлечения пластовой жидкости из нефтеносного коллектора естественная энергия, под действием которой флюид течет в добывающие скважины, уменьшается и, как следствие, уменьшаются дебиты добывающих скважин. В настоящее время месторождения, вновь вводимые в разработку в Республике Татарстан и регионе Урало-Поволжья, характеризуются наличием в них вязкой нефти и низким пластовым давлением, а также наклонно-направленным профилем ствола скважины. В связи с этим, актуальной становится задача по повышению нефтеотдачи пласта, созданию способа интенсификации добычи нефти в условиях низкого пластового давления и высокой вязкости добываемой продукции. В статье предлагается комплексный способ разработки месторождения высоковязкой нефти, включающий в себя бурение системы сообщающихся между собой вертикальных и горизонтальных скважин. Также представлен опыт по созданию гидродинамической связи во фрагменте системы скважин и результаты проведения паротепловой и химической обработки призабойной зоны этого фрагмента.**

## Материалы и методы

Промысловые эксперименты и испытания фрагмента системы пересекающихся и сообщающихся вертикальных и горизонтальных скважин.

## Ключевые слова

увеличение нефтеотдачи, низкое пластовое давление, динамический уровень, обработка призабойной зоны, скважинный штанговый насос, управляемые клапана

В настоящее время месторождения, вновь вводимые в разработку в Республике Татарстан и регионе Урало-Поволжья, характеризуются наличием в них вязкой нефти и низким пластовым давлением (далее — НПД). Большая часть скважин, в том числе и с наклонно-направленным или горизонтальным профилем ствола, эксплуатируются с помощью скважинных штанговых насосов (далее — СШН). По мере эксплуатации скважин их производительность, как правило, снижается по целому ряду причин, таких как: снижение пластового давления и коэффициента нефтеотдачи пласта, уменьшение проницаемости нефтяного коллектора и т.д. Таким образом, актуальной становится задача по повышению нефтеотдачи пласта, созданию способа интенсификации добычи нефти в условиях НПД и высокой вязкости добываемой продукции.

По мере извлечения углеводородов из залежи энергия пласта уменьшается, при этом уменьшаются и дебиты добывающих скважин. Если использовать только естественные энергетические источники, то возможно, во-первых, получить невысокие коэффициенты нефтеотдачи, во-вторых, в значительной степени растянуть сроки разработки месторождения [1].

Полнота извлечения нефти из пластов характеризуется коэффициентом нефтеотдачи пласта, который на разных месторождениях колеблется в широких пределах. Для поддержания пластового давления и увеличения коэффициента нефтеотдачи пласта применяют различные методы, но наибольшее применение на практике нашли такие методы, как закачка под давлением в продуктивные пласты воды и газа [2].

Помимо закачки воды и газа в нагнетательные скважины существует множество других способов воздействия на призабойную зону

добывающей скважины и на нефтеносный коллектор в целом. По принципу действия эти методы делятся на следующие группы:

- гидрогазодинамические (гидроразрыв пласта, гидropескоструйная перфорация, волновое и вибрационное воздействие и др.);
- физико-химические (кислотные обработки, воздействие растворителями и др.);
- термические (паротепловые обработки скважин, электропрогрев, прокачки горячей нефти и др.);
- комбинированные (термокислотная обработка, термогазохимическое воздействие, гидрокислотный разрыв пласта и др.).

С целью повышения нефтеотдачи и эффективности эксплуатации месторождения за счет увеличения охвата пласта воздействием и улучшения условий притока жидкости в скважину снижением противодавления на пласт специальными ООО УК «Шешмаойл» разработан комплексный способ разработки месторождения высоковязкой нефти, включающий бурение пересекающихся и сообщающихся вертикальных и горизонтальных скважин [3].

Система, реализующая предложенный способ, содержит вертикальные скважины 1 (рис. 1), пересекающиеся в продуктивном пласте и сообщающиеся с основными горизонтальными скважинами 2, напротив которых к вертикальным скважинам 1, имеющим зумпф 3 (рис. 2), подключены еще по одной основной горизонтальной скважине 4, поперечно которым к вертикальным 1 и основным горизонтальным скважинам 2 и 4 подключены дополнительные горизонтальные скважины 5, при этом дополнительные горизонтальные скважины 5 элемента II располагают между дополнительными горизонтальными скважинами 5 соседних элементов I и III.

Способ реализуется следующим образом.

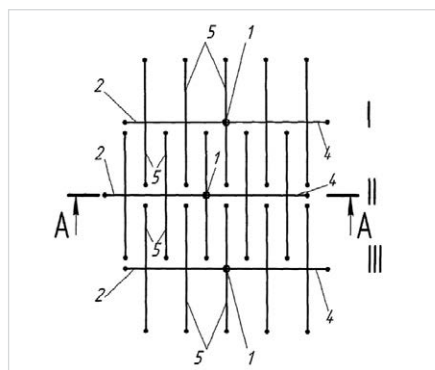


Рис. 1 — Схема расположения скважин при реализации способа:

1 — вертикальная скважина; 2 — 1-я основная горизонтальная скважина; 3 — зумпф вертикальной скважины; 4 — 2-я основная горизонтальная скважина; 5 — дополнительная горизонтальная скважина  
Fig. 1 — Well location sketch for implementation of the method:

1 — vertical oil well; 2 — 1st main horizontal well; 3 — vertical well sump; 4 — 2nd main horizontal well; 5 — additional horizontal well

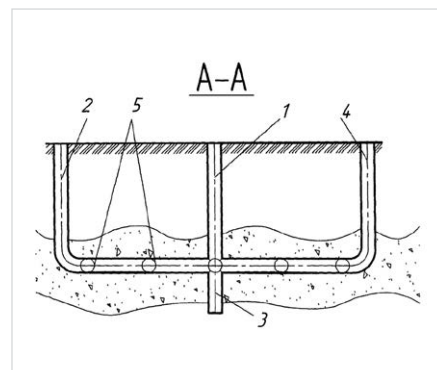


Рис. 2 — Сечение A-A схемы расположения скважин:

1 — вертикальная скважина; 2 — 1-я основная горизонтальная скважина; 3 — зумпф вертикальной скважины; 4 — 2-я основная горизонтальная скважина; 5 — дополнительная горизонтальная скважина  
Fig. 2 — A-A sectional view of the well location sketch

1 — vertical oil well; 2 — 1st main horizontal well; 3 — vertical well sump; 4 — 2nd main horizontal well; 5 — additional horizontal well

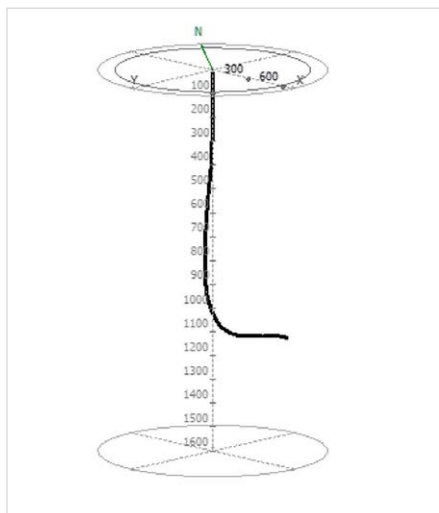


Рис. 3 — Аксонометрия скв. №3752  
Fig. 3 — Axonometric projection of the well No. 3752

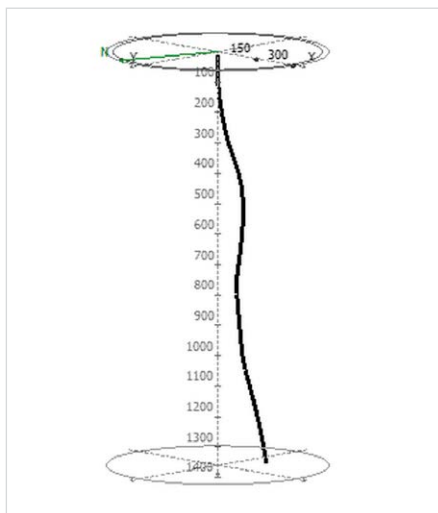


Рис. 4 — Аксонометрия скв. №3764  
Fig. 4 — Axonometric projection of the well No. 3764

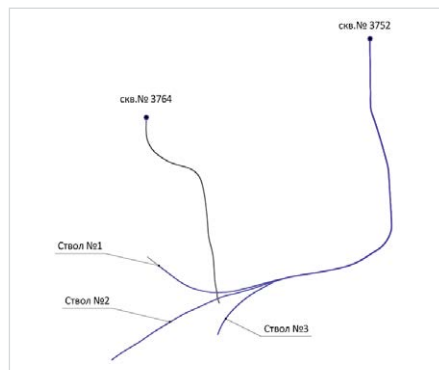


Рис. 5 — 3D-модель скв. № 3752 и скв. № 3764  
Fig. 5 — 3D model of the wells No. 3752 and 3764

К системе скважин, состоящей из основной горизонтальной скважины 2, которая пересекает в продуктивном пласте оконечной частью вертикальную скважину 1 с зумпфом 3 и сообщается с ней, напротив основной горизонтальной скважины 2, бурят еще одну основную горизонтальную скважину 4, оконечной частью которой пересекают вертикальную скважину 1 и сообщают с ней (рис. 2). Поперечно основным горизонтальным скважинам 2 и 4 бурят несколько дополнительных горизонтальных скважин 5, оконечной частью которых пересекают вертикальную 1 и основные горизонтальные скважины 2 и 4 и сообщают с ними и, таким образом, создают элемент I системы разработки месторождения (рис. 1). Аналогичные элементы системы разработки создают по месторождению. При этом дополнительные горизонтальные скважины 5 одного элемента (например, II) располагают между дополнительными горизонтальными скважинами соседнего элемента (например, I и III). Количество дополнительных горизонтальных скважин 5 в каждом элементе для конкретного месторождения определяются расчетным или опытным путем с учетом характеристик данного месторождения, свойств насыщающих его флюидов, планируемых методов воздействия на пласт и др.

Вначале элементы системы разработки месторождения (например, I, II, III) эксплуатируют как нагнетательно-добывающие циклически с закачкой рабочего агента (например, пар, бинарные смеси, растворители и т.п.), выдержкой и отбором продукции из пласта. Для этого через вертикальные 1 или горизонтальные 2, 4 и 5 скважины в продуктивный пласт закачивают теплоноситель, в качестве которого используют, например, пар. При этом происходит прогрев призабойных зон основных 2 и 4, а также дополнительных 5 горизонтальных скважин, снижается вязкость нефти в продуктивном пласте вокруг горизонтальных скважин 2, 4 и 5 и увеличивается ее подвижность.

После закачки теплоносителя в пласт элементы I, II и III останавливают на выдержку для термокапиллярной пропитки, при которой происходит перераспределение температур и потоков флюидов в продуктивном пласте за счет градиентов температуры и давления, возникающих между пропластками с различной проницаемостью, что увеличивает охват продуктивного пласта воздействием.

После выдержки механизированным способом из зумпфа 3 вертикальных скважин 1 отбирают продукцию, которая поступает туда из горизонтальной части скважин 2, 4, 5. При этом динамический уровень в скважинах 1 поддерживают максимально допустимым в пределе ниже пересечения ее с основными горизонтальными скважинами 2 и 4, что обеспечивает создание максимальной депрессии на пласт и увеличение притока жидкости из него в основные 2, 4 и дополнительные 5 горизонтальные скважины. По мере отбора продукции, поступающей из разогретых призабойных зон продуктивного пласта в горизонтальные скважины 2, 4, 5, температура ее снижается за счет поступления более холодной и, следовательно, менее подвижной нефти из отдаленных зон пласта, что приводит к снижению дебита. Циклы закачки теплоносителя, выдержки, отбора продукции повторяют до раздренирования призабойных зон основных 2, 4 и дополнительных 5 горизонтальных скважин.

После раздренирования призабойных зон основных 2, 4 и дополнительных 5 горизонтальных скважин эксплуатация элементов системы разработки месторождения осуществляют следующим образом. Один элемент (например, II) эксплуатируют как нагнетательный, а соседние элементы I и III — как добывающие. Для этого через вертикальную 1 или основные 2, 4 или дополнительные 5 горизонтальные скважины элемента II закачивают в продуктивный пласт вытесняющий рабочий агент, в качестве которого используют, например, пар, горячую или холодную воду. Продукцию из пласта отбирают через вертикальные скважины 1 элементов I и III, куда продукция поступает из основных 2, 4 и дополнительных 5 горизонтальных скважин соответствующих элементов, поддерживая при этом динамические уровни в вертикальных скважинах 1 максимально допустимыми в

пределе ниже пересечения их с основными горизонтальными скважинами 2 и 4, что обеспечивает создание максимальной депрессии на пласт и увеличение притока жидкости из него в основные 2, 4 и дополнительные 5 горизонтальные скважины элементов I и III.

Эксплуатацию элементов I, II, III продолжают аналогичным образом до выработки продуктивного пласта между основными 2, 4 и дополнительными 5 горизонтальными скважинами элементов I, II, III.

Аналогичным образом осуществляют эксплуатацию остальных элементов до выработки месторождения.

В 2012-2014 гг. на промысле АО «Шешмай» были проведены опытно-промысловые работы (далее — ОПР) на созданном из горизонтальной №3752 и вертикальной №3764 скважин фрагменте системы, который можно рассматривать как элементы 1, 2 и 5 предложенного способа разработки месторождения (рис. 1).

Горизонтальная скважина №3752 Ново-Шешминского месторождения эксплуатирует турнейский ярус и имеет три открытых забоя (таб. 1), поэтому ее можно рассмотреть, как систему пересекающихся основной 2 и дополнительных горизонтальных скважин 5. В период с 20.06.2012 г. по 23.07.2012 г. была пробурена на тот же пласт вертикальная скважина №3764 с интервалом перфорации 1139–1142 м. Из аксонометрии скважин №3752 и №3764 видно, что скв. №3752 имеет горизонтальный участок (рис. 3), а скв. №3764 — вертикальную (рис. 4). Расстояние между интервалом перфорации скв. №3764 и стволом №2 скв. №3752 ориентировочно 9 м (рис. 5).

8.12.2012 г. была проведена обработка призабойной зоны (далее — ОПЗ) данной системы скважин. При этом через вертикальную скв. №3764 по насосно-компрессорным трубам (далее — НКТ) были закачены соляная кислота HCl-24% в объеме V-3 м3 и техническая вода удельным весом (у.в.) 1,16 г/см3 в объеме V-1 м3, далее проведено реагирование в течение 1 часа. После реагирования при атмосферном

№ скважины	Кровля, м	Подошва, м	Абсолютная отметка кровли, м	Абсолютная отметка подошвы, м
3764	1139	1142	-976	-979
1 ствол 3752	1243	1599	-978	-965
2 ствол 3752	1380	1703	-976,6	-978
3 ствол 3752	1268	1473	-980,4	-982,6

Таб. 1 — Интервал перфорации и абсолютные отметки по скв. №3764 и №3752  
Tab. 1 — Perforation intervals and absolute depth marks of the wells No. 3764 and 3752

давлении на устье, ОПЗ повторили еще 5 раз. При проведении работ по ОПЗ уровень в скв. №3752 поднялся с 322 м до 91 м, впоследствии уровень постепенно снизился до 105 м и 157 м, при этом на скв. №3764 уровень составил 540 м. В период с 9.12.2012 г. по 13.12.2012 г. провели освоение свабирированием скв. №3764. За время проведения работ по свабирированию уровень жидкости снижался как на скв. №3764, так и на скв. №3752, разница уровней в скважинах сократилась с 380 до 30 м. Таким образом, была создана гидродинамическая связь между горизонтальной скважиной №3752 и вертикальной скважиной №3764.

С 16.12.2012 г. начали эксплуатацию вертикальной скв. №3764 установкой СШН. При этом уровень в скв. №3752 соответственно изменялся с разницей 50–100 м по сравнению с уровнем в скв. №3764 (рис. 6).

Для улучшения гидродинамической связи 9.02.2013 г. провели повторное ОПЗ. По НКТ скв. №3764 были закачаны мицеллярный раствор на основе растворителя КУАСПО в объеме  $V = 7$  м<sup>3</sup> и кислотная композиция (НСИ-24% в  $V = 9,2$  м<sup>3</sup> + СНПХ-8903А в  $V = 0,8$  м<sup>3</sup>). Осуществили продавку кислотной композиции по НКТ нефтью  $V = 7$  м<sup>3</sup> и оставили на реагирование в течение 48 часов. При этом уровень в скв. №3752 поднялся с 855 м до 477 м. С 11.02.2013 г. по 14.02.2013 г. провели освоение

свабирированием скв. №3764. При этом уровень жидкости снижался как на скв. №3764, так и соответственно на скв. №3752. После проведения ОПЗ, в период с 16.02.2013 г. по 4.12.2013 г., отбор продукции из системы скважин №3764 и №3752 осуществлялся СШН только через вертикальную скважину №3764.

С 4.12.2013 г. был начат отбор продукции из системы скважин через горизонтальную скважину №3752, оснащенную насосной установкой НД-НГС для наклонных и горизонтальных скважин.

29.04.2014 г. через скважину №3764, оснащенную полыми штангами ШНП-22 и пакером ПРО-ЯМО2-142, производили закачку пара двумя ППУ по полым штангам в подпакерную зону в течение 48 часов. Температура пара на выходе ППУ составляла 160–170 °С, давление 0,5–0,6 МПа. Общий расход воды обоих ППУ составил 60 м<sup>3</sup>. На забое скважины был установлен автономный манометр-термометр. После извлечения и интерпретирования показаний автономного манометр-термометра было установлено, что в ходе тепловой ОПЗ температура на забое скважины выросла с 22 °С до 35 °С, давление выросло с 22 атм до 52 атм.

После закачки пара в скв. №3764, на реагирующей скв. №3752 наблюдалось увеличение дебита жидкости с 4,5 до 8,2 м<sup>3</sup>/сут, коэффициент подачи насоса вырос с 0,44 до

0,82, уровень в скважине поднялся с 871 м (29.04.2014 г.) до 576 м (01.05.2014 г.). Температура и давление на забое стабилизировались и вернулись к первоначальным значениям к 7.05.2014 г. Эффект по добыче продолжался до 22.06.2014 г., а динамический уровень снизился до 1173 м, при этом дополнительная добыча составила 98 т нефти.

В период с 25.06.2014 г. до 28.06.2014 г. проведены повторные работы по закачке пара на скв. №3764. В течение 72 часов в ласть по полым штангам непрерывно, при помощи двух ППУ, подавался пар при средней температуре 165 °С и давлении 0,5–0,6 МПа. Средний расход воды при закачке пара составлял 0,63 м<sup>3</sup>/час. Всего было израсходовано 90,7 м<sup>3</sup> воды (таб. 2). Согласно полученным данным измеренного автономного манометр-термометра при закачке пара температура на забое скважины выросла с 22 °С до 45 °С, давление выросло с 2 атм до 39 атм с постепенным снижением до 26 атм (рис. 7).

До проведения ОПР по созданию фрагмента системы скважин по предлагаемому способу горизонтальная скв. №3752 эксплуатировалась насосом для наклонных и горизонтальных скважин НД-НГС, спущенным на глубину 1100 м ( $\alpha=61^\circ$ ,  $i=4,12^\circ/10$  м, где  $\alpha$  - зенитный угол скважины,  $i$  - интенсивность набора кривизны скважины, град./10м). Средний дебит нефти за 3 месяца составлял 0,9 т/сут.

После ремонта скв. №3752 04.12.2013 г. глубину подвески насоса увеличили до 1220 м ( $\alpha=85^\circ$ ,  $i=1,61^\circ/10$  м). За последующие 3 месяца эксплуатации этой скважины средний дебит нефти составил 2,1 т/сут при вязкости извлекаемой продукции 155 сСт.

Таким образом, на процесс интенсификации предлагаемого нового способа разработки месторождения влияет динамический уровень в скважине (вертикальной или горизонтальной), при котором ведется отбор продукции соответствующим типом насосного оборудования. В конкретном случае вертикальная скв. №3764 в ходе ОПР эксплуатировалась серийным СШН, а горизонтальная скв. №3752 дифференциальным насосом НД-НГС, разработанным специалистами отдела инноваций и экспертизы ООУ УК «Шешмайл» [4].

Насос НД-НГС обеспечивает принудительное закрытие нагнетательного и всасывающего клапанов и открытие нагнетательного клапана, что позволяет насосу работать в высоковязкой среде и при угле наклона скважинного насоса больше угла допустимого для серийных ШГН вплоть до горизонтального положения.

На основании проведенных ОПР можно сделать вывод, что созданная гидродинамическая связь, обеспечивающая соответствующие изменения уровня в системе сообщающихся скважин, позволяет эксплуатацию системы сообщающихся скважин с помощью СШН как через горизонтальные, так и вертикальные скважины. Эксплуатация СШН в условиях наклонно-направленных и горизонтальных скважин затрудняет работу скважинного оборудования вследствие увеличения износа штанг и колонны НКТ в результате трения штанг о трубы, большого количества отворотов штанг и плунжера, снижения надежности СШН из-за влияния на механические узлы насоса изгибающих моментов, сил трения и накопленных в результате изгиба напряжений. Исходя из этого, в системе сообщающихся скважин предпочтительной является эксплуатация

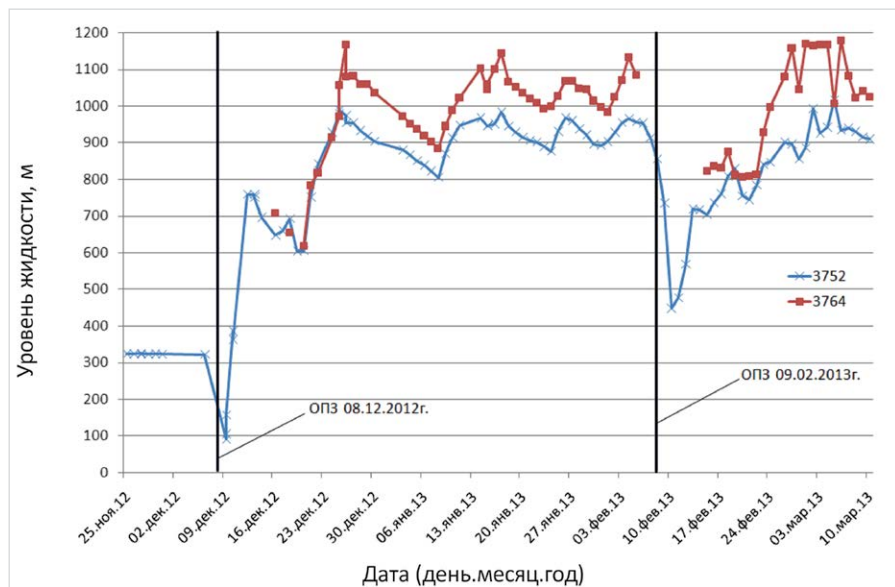


Рис. 6 — Изменение уровней на скв. № 3752 и скв. № 3764  
Fig. 6 — Variation of levels on wells No. 3752 and 3764

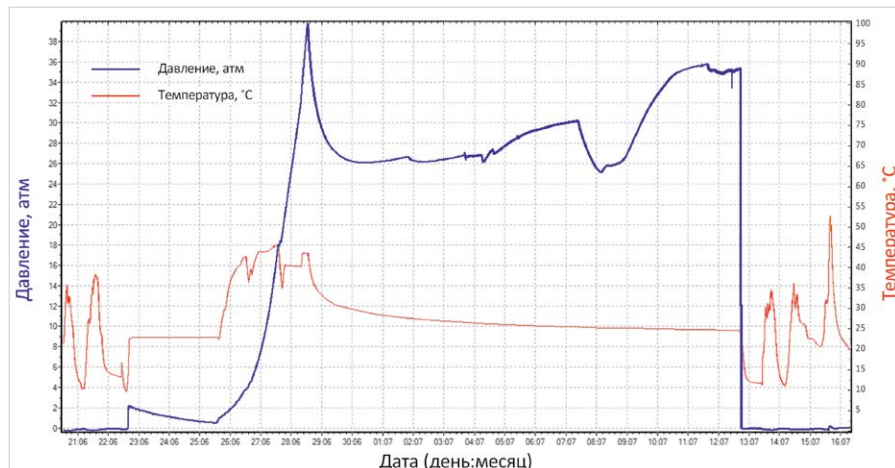


Рис. 7 — Изменение температуры и давления на скв. №3764 при закачке пара  
Fig. 7 — Temperature and pressure variations on the well No. 3764 during steam injection

Дата	Температура закачки пара на устье, ОС	Расход воды одной ППУ, м3/сут	Давление закачки пара на устье, МПа
25.06.2014	163	6,93	0,5
26.06.2014	165	15,12	0,6
27.06.2014	162	15,12	0,6
28.06.2014	164	8,19	0,5
Итого		45,36	

Таб. 2 — Параметры при закачке пара на скв. №3764  
Tab. 2 — Steam injection parameters on Well No. 3764

условно-вертикальных скважин. При этом повысить эффективность эксплуатации системы скважин можно воздействием на призабойную зону системы скважин физико-химическими, термическими, гидрогазодинамическими или комбинированными способами.

#### Итоги

В период 2012–2014 гг. на промысле АО «Шешмаойл» проведены опытно-промысловые работы по созданию фрагмента системы скважин предлагаемого способа эксплуатации месторождений высоковязкой нефти.

Ряд мероприятий по созданию гидродинамической связи между скв. №3752 и скв. №3764, проведение ОПЗ, а также снижение динамического уровня за счет заглубления подвески глубинно-насосного оборудования на наклонно-направленном участке скважины при внедрении установки НД-НГС, позволило увеличить дебит на 1,2 т/сут, что составило 133%.

#### Выводы

На основе результатов опытно-промысловых работ на созданном из горизонтальной скв. №3752 и вертикальной скв. №3764 фрагменте

системы скважин можно сделать следующие основные выводы:

1. обеспечена устойчивая гидродинамическая связь, что позволяет сократить количество насосного оборудования;
2. увеличен приток нефти из системы скважин при увеличении депрессии на пласт, дополнительная добыча составила 98 т нефти;
3. подтверждена эффективность предложенного способа.

#### Литература

1. И.Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. 158 с.
2. Н.В. Бобрицкий, В.А. Юфин. Основы нефтяной и газовой промышленности: учебник для техникумов. М.: Недра, 1988. 63 с.
3. Патент №2504647 РФ. Способ разработки месторождения высоковязкой нефти, приоритет от 29.03.12. МПК E21B43/24, E21B 7/04.
4. Патент №120727 РФ. Дифференциальный штанговый насос для добычи высоковязкой нефти, приоритет от 29.03.12. МПК F 04 B 47/00

## An action plan to enhance oil recovery from heavy crude oilfield

#### Authors

**Rashit M. Akhunov** — Head of Design Engineering group of the Department for Innovations and Examination

**Aleksandr A. Tsink** — Design Engineer of the 2nd category

**Anatoliy A. Isaev** — Leading Engineer; [isaeff-oil@yandex.ru](mailto:isaeff-oil@yandex.ru)

Sheshmaoil Management Company LLC, Almeteyevsk, Russian Federation

#### Abstract

As the reservoir fluid is extracted from the oil-bearing reservoir, the natural energy, under the action of which the fluid flows into the production wells, decreases and, as a result, the flow rates of production wells drop down. Currently, the newly commissioned oilfields in the Republic of Tatarstan and the Ural-Volga region are characterized by the presence of viscous oil and low reservoir pressure, as well as directionally drilled the wellbores. In this regard, the task of oil recovery enhancement, creating a way to intensify oil production under conditions of low reservoir pressure and high viscosity of the production becomes urgent. The article proposes a comprehensive method to develop a highly viscous oil field, comprising drilling a system of interconnected vertical and horizontal wells. Experience in creating a hydrodynamic connectivity in a fragment of an oil well system and the results of the steam-heat and chemical treatment of

the bottom-hole zone of this fragment are also presented.

#### Materials and methods

Field experiments and testing of a fragment of a system of intersecting and interconnecting vertical and horizontal wells.

#### Keywords

EOR, low formation pressure, dynamic fluid level, bottomhole zone treatment, sucker rod pump, controlled valves

#### Results

In the period 2012–2014 field trials were carried out to create a fragment of the wells system of the proposed method of operating heavy crude oilfields of the Sheshmaoil JSC. A number of activities to create a hydrodynamic connection between well No.3752 and well. No.3764, conducting

the BHZ treatment, as well as reducing the dynamic fluid level through deepening the suspension of the downhole pumping equipment in a wellbore's inclined directional section during introduction of the ND-NGS installation, made it possible to increase the flow rate by 1.2 tons / day, which amounted to 133%.

#### Conclusions

Based on field trial results of a well system fragment created from the horizontal well No.3752 and the vertical well No.3764, the following conclusions can be made:

1. A stable hydrodynamic connectivity has been provided, which makes it possible to reduce the number of pumping equipment;
2. Oil flow from the well system under pressure drawdown has been increased, additional production amounted to 98 tons of oil;
3. The effectiveness of the proposed method has been confirmed.

#### References

1. I.T. Mishchenko. *Skvazhinnaya dobycha nefi: uchebnoye posobiye dlya vuzov* [Downhole Oil Production: textbook for universities]. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2003, 158 p.

2. N.V. Bobritsky, V.A. Yufin. *Osnovy neftyanoy i gazovoy promyshlennosti* [Fundamentals of oil and gas industry]: textbook for colleges. Moscow: Nedra, 1988, 63 p.
3. Patent №2504647 RF. *Sposob razrabotki mestorozhdeniya vysokovязkoi nefi* [Method of development of heavy crude

oilfields] Priority from 29.03.12, MPK E21B43/24 E21B 7/04.

4. Patent №120727 RF. *Differentsialnyy shtangovyy nasos dlya dobychi vysokovязkoi nefi* [Differential rod pump for high-viscosity oil production.] Priority from 29.03.12, MPK F 04 B 47/00.