

УДК 622.337.2

**А.Т. Зарипов<sup>1</sup>**, e-mail: zat@tatnipi.ru; **Д.К. Шайхутдинов<sup>1,2</sup>**, e-mail: damir@tatnipi.ru;  
**Р.И. Хафизов<sup>1,2</sup>**, e-mail: ruslan@tatnipi.ru; **Я.В. Захаров<sup>1</sup>**, e-mail: yaroslav@tatnipi.ru

<sup>1</sup> ТатНИПнефть (Бугульма, Республика Татарстан, Россия).

<sup>2</sup> Альметьевский государственный нефтяной университет (Альметьевск, Республика Татарстан, Россия).

## Анализ эффективности технологий добычи сверхвязкой нефти для условий месторождений ПАО «Татнефть»

Статья посвящена технологиям добычи сверхвязкой нефти (СВН) и оценке их эффективности на месторождениях Республики Татарстан. За девять лет эксплуатации залежи СВН Ашальчинского месторождения добыто более 1015 тыс. т тяжелой нефти. Большая часть тяжелой нефти была добыта горизонтальными скважинами. Дебиты горизонтальных скважин в 8–10 раз выше вертикальных. Средний суточный дебит по горизонтальным скважинам в 2015 г. составлял 22,9 т нефти. За счет увеличения количества горизонтальных скважин годовая добыча 2015 г. составила 376,4 тыс. т нефти. На примере эксплуатации Ашальчинского месторождения выявлена зависимость между добычей нефти на 1 т пара и толщиной пласта. С увеличением толщины продуктивного пласта эффективность работы горизонтальных скважин, эксплуатирующихся технологией парогравитационного дренирования, увеличивается. Среди одиночных горизонтальных скважин максимальная успешность отмечается по скважинам, работающим вблизи парных горизонтальных скважин за счет отбора нефти от развивающейся в их сторону паровой камеры. С бурением каждой следующей скважины повышается опыт в проводке горизонтального ствола и снижаются риски попадания в водонасыщенные интервалы. Для залежи высоковязкой нефти Ашальчинского поднятия Ашальчинского месторождения выявлена сильная изменчивость положения водонефтяного контакта на небольших расстояниях, которая усложняет процесс добычи высоковязкой нефти. Процесс парогравитационного дренирования является наиболее эффективной технологией добычи для Ашальчинского месторождения СВН, а также может быть распространен на аналогичные месторождения. Использование зависимости и комплексного анализа в процессе проектирования горизонтальных скважин на месторождении с использованием эффективной технологии добычи высоковязкой нефти позволит найти решение главной проблемы нефтяной отрасли – увеличения нефтедобычи.

**Ключевые слова:** сверхвязкая нефть, месторождение, пароциклическое воздействие, парогравитационное дренирование, внутрипластовое горение, горизонтальные скважины, водонефтяной контакт, продуктивный пласт.

.....

**А.Т. Зарипов<sup>1</sup>**, e-mail: zat@tatnipi.ru; **Д.К. Шайхутдинов<sup>1,2</sup>**, e-mail: damir@tatnipi.ru;  
**Р.И. Хафизов<sup>1,2</sup>**, e-mail: ruslan@tatnipi.ru; **Я.В. Захаров<sup>1</sup>**, e-mail: yaroslav@tatnipi.ru

<sup>1</sup> TatNIPneft (Str., Bugulma, Republic of Tatarstan, Russia).

<sup>2</sup> Almeteyevsk State Oil University (Almeteyevsk, Republic of Tatarstan, Russia).

## Analysis of efficiency of heavy oil production technologies in PJSC Tatneft fields

The authors discuss the technologies of extra-heavy oil production in Tatarstan and analyze their effectiveness and efficiency. For nine years of the Ashalchinskoye field development cumulative heavy oil production has exceeded 1,015,000 tons. For the most part, oil was produced by horizontal wells whose production rates are 8-10 times those of vertical wells. In 2015, an average horizontal well produced 22.9 tons of oil per day. Because of more horizontal wells put on-stream in 2015, the total annual oil production reached 367,400 tons. By example of the Ashalchinskoye heavy oil field, relationship between steam-oil ratio (SOR) and zone thickness has been determined. As the pay zone thickness increases, the effectiveness of horizontal SAGD-wells also increases. Among single horizontal CSS-wells the best performance is demonstrated by wells in the vicinity of SAGD-well pairs, because they drain oil that is displaced by the growing steam chamber. By now the Company has gained considerable experience in SAGD wells drilling, minimizing, thus, the risk to hit water-saturated intervals. Adding to challenges is inconsistency of water-oil contact characteristic of the Ashalchinskoye field. It has been shown that the technology of steam-assisted gravity drainage is the most efficient technology for development of the Ashalchinskoye heavy oil field, and it may prove as much efficient for fields with similar characteristics and properties. Well planning with the modeling results and the determined relationship between SOR and zone thickness taken into account is seen as a way to increase reservoir performance.

**Keywords:** extra-heavy oil, oil field, cyclic steam stimulation, steam-assisted gravity drainage, in-situ combustion, horizontal wells, water-oil contact, pay zone.

Истощение запасов традиционной нефти каменноугольных и девонских отложений Республики Татарстан – актуальная проблема рационального вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья, к которым относятся тяжелые сверхвязкие нефти и природные битумы (ПБ), запасы и ресурсы которых в пермских отложениях Республики Татарстан, по разным оценкам, составляют до 7 млрд т [1].

Месторождения сверхвязкой нефти и природных битумов в Татарстане имеют небольшую глубину залегания. Малая подвижность подобной нефти и битума обусловлена их высокой вязкостью в пластовых условиях. Попытки разработки битуминозных песчаников пермских отложений известны еще с XIX в. Ласло Шандор, американский предприниматель, в пос. Шугурово вел добычу нефтенасыщенного песчаника. Работы велись шахтовым методом. Длина штолен достигала 2,5 км. Нефтенасыщенная порода из шахты вывозилась на поверхность, на поверхности в котлах порода смешивалась с водой и нагревалась. Нефть всплывала и отбиралась с поверхности. В начале XX в. работы прекратились из-за низкой рентабельности. Поэтому для добычи в настоящее время применяют технологии, способствующие снижению вязкости нефти и природного битума в пластовых условиях с целью обеспечения притока к добывающим скважинам и повышению рентабельности разработки. К числу таких технологий относятся закачка теплоносителя в пласт, внутривластовое горение и другие [2]. В зоне деятельности ПАО «Татнефть» выявлено 149 залежей СВН пермских отложений, освоение которых сдерживается ввиду отсутствия высокоэффективных технологий разработки.

В качестве полигона для отработки технологий добычи мелкозалегающих залежей ОАО «Татнефть» были выделены Мордово-Кармальское и Ашальчинское нефтяные месторождения.

В 1980 г. институтом «ТатНИПИнефть» на основе новых данных был составлен проектный документ, где предусматривалось разбуривание залежи Мордово-Кармальского месторождения по площадной обращенной семиточечной системе с расстоянием между вертикальными скважинами 100 м, добыча за счет реализации влажного внутривластового горения, опытно-промышленные испытания на трех элементах Южного участка циклической закачки воздуха в пласт при внутривластовом горении и на четырех элементах Северного участка – закачки пара с воздухом [3–5]. Накопленная добыча нефти составила 224,3 тыс. т нефти (24,1% от начальных извлекаемых запасов), жидкости – 685,2 тыс. т. Текущий коэффициент нефтеизвлечения (КИН) составил 0,06 д. ед. при водонефтяном факторе 2,05 д. ед. Проектный КИН равен 0,272 д. ед. Добычу обеспечили закачка 1,04 млрд м<sup>3</sup> воздуха, 98,7 и 46,1 тыс. т пара и парагаза соответственно. В 1992 г. достигнут наибольший за всю историю разработки залежи уровень добычи нефти, равный 21,6 тыс. т. Объем добычи обеспечивался эксплуатацией 104 добывающих скважин, среднесуточный дебит которых составил 1,6 т нефти при обводненности продукции 48,4%. Нагнетательный фонд составлял 44 скважины, в которые было закачено 79,9 млн м<sup>3</sup> воздуха. Средняя приемистость одной нагнетательной скважины составляла 20,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. С целью тепловой обработки закачено 8,5 тыс. т пара в 63 скважины, 4,9 тыс. т парагаза в 5 скважин. Удельно на добычу одной тонны нефти израсходовано 3,7 тыс. м<sup>3</sup> воздуха [6–8]. В связи с прекращением прямого финансирования из источников союзного министерства, отсутствием специальных парогенераторов, компрессоров для сжатия воздуха, термостойких насосных установок, устьевых арматур и пакеров, низкой результативностью технологий произошло постепенное снижение добычи нефти.

Одной из основных причин остановки реализации внутривластового горения является большое значение образующегося в пласте сгорающего топлива и связанное с ним высокое значение удельного расхода закачиваемого воздуха на извлечение нефти.

#### НА АШАЛЬЧИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ СВН ИСПЫТЫВАЛИСЬ СЛЕДУЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ:

- паротепловое воздействие на обращенном семиточечном элементе с расстоянием между скважинами 100 м с 1989 по 1993 г. и в 2001, 2002 гг.;
- парагазовое воздействие на обращенном девятиточечном элементе с расстоянием между скважинами 100 м в 1991 г.

#### ЭТИ ТЕХНОЛОГИИ ПРОМЫШЛЕННОГО РАСПРОСТРАНЕНИЯ НЕ ПОЛУЧИЛИ, В ЧАСТНОСТИ, ПО СЛЕДУЮЩИМ ПРИЧИНАМ:

- пласт не принимает закачиваемые флюиды вследствие исходной низкой приемистости из-за большого фильтрационного сопротивления, ухода пара в водонасыщенную часть пласта ввиду малой подвижности сверхвязкой нефти, что не позволяло закачивать пар необходимыми темпами;
- продуктивный пласт расположен на небольшой глубине, и это накладывает ограничения по давлению нагнетания – необходимо закачивать пар при давлении нагнетания не более давления гидроразрыва, что ограничивает оптимальный режим закачки в пласт теплоносителя – пара;
- требуется применение плотных сеток скважин и больших объемов капиталовложений.

В реальности разработка разбуренной по плотной сетке вертикальных скважин залежи оказывалась малорезультативной по объему добычи и нерентабельной по экономическим показателям. Вертикальные скважины не

Ссылка для цитирования (for citation):

Зарипов А.Т., Шайхутдинов Д.К., Хафизов Р.И., Захаров Я.В. Анализ эффективности технологий добычи сверхвязкой нефти для условий месторождений ПАО «Татнефть» // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 7–8. С. 42–50.

Zaripov A.T., Shaikhutdinov D.K., Khafizov R.I., Zakharov Ya.V. Analysis of efficiency of heavy oil production technologies in PJSC Tatneft fields (In Russ.). Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2016, No. 7–8, pp. 42–50.

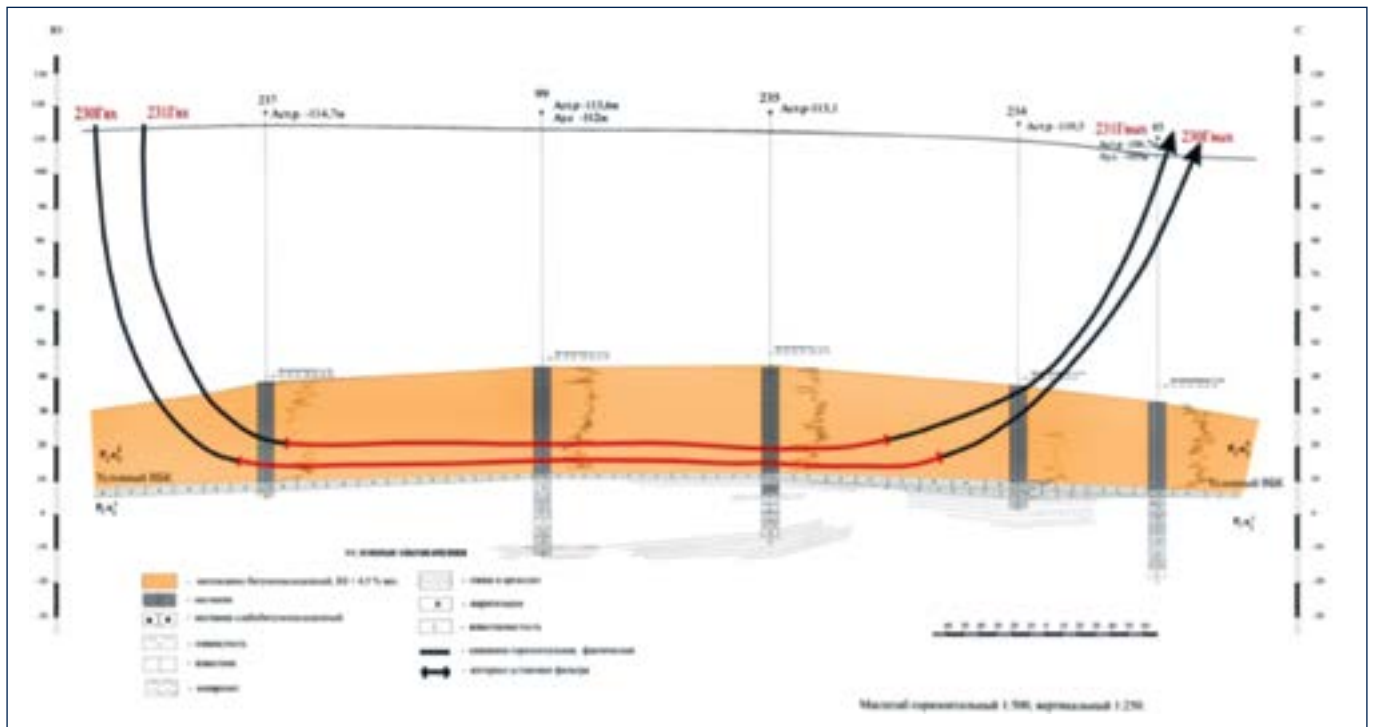


Рис. 1. Геологический профиль пары двухустьевых горизонтальных скв. 230 и 231  
 Fig. 1. The geological profile of the pair double head horizontal wells. 230 and 231

обеспечили рентабельных дебитов при отборе продукции из пласта, а приемистость скважин и охват пласта тепловым воздействием, особенно на начальном этапе, были низкими. Зарубежный опыт применения горизонтальных скважин для добычи тяжелых СВН позволил создать собственную технологию с использованием попарно расположенных горизонтальных

скважин (одна – добывающая, вторая – паронагнетательная), имеющих два устья (рис. 1). Технология опробована на Ашалчинском месторождении [9]. Основное преимущество применения горизонтальных скважин на залежах СВН по сравнению с традиционными вертикальными скважинами заключается в том, что они позволяют вовлечь в разработку большую часть коллектора,

увеличить производительность, ускорить добычу и сократить конусное обводнение. При разработке залежей СВН горизонтальные дренирующие скважины уменьшают величину перепада давления, что препятствует образованию конуса обводнения и ослабляет приток песка. Применение технологии позволяет повысить эффективность закачки пара – увеличивается объем пара, закачиваемого в пласт, что ведет к созданию максимально возможной площади прогрева продуктивного пласта и, соответственно, к увеличению площади дренирования скважины.

За девять лет эксплуатации залежи СВН добыто 1015 тыс. т тяжелой нефти (данные на 01.03.2016). Большая часть тяжелой нефти была добыта горизонтальными скважинами (рис. 2).

Дебиты горизонтальных скважин в 8–10 раз выше вертикальных. Средний суточный дебит по горизонтальным скважинам в 2015 г. составлял 22,9 т нефти. За счет увеличения количества горизонтальных скважин годовая добыча в 2015 г. составила 376,4 тыс. т нефти. В процессе опытно-промышленных работ для строительства первых парных горизонтальных скважин были пробу-



Рис. 2. Результативность эксплуатации горизонтальных и вертикальных скважин  
 Fig. 2. The effectiveness of horizontal and vertical wells operation



**KIOGE**  
Kazakhstan



24-я КАЗАХСТАНСКАЯ  
МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

# НЕФТЬ И ГАЗ

24th KAZAKHSTAN  
INTERNATIONAL

## OIL & GAS

EXHIBITION AND CONFERENCE

[www.kioge.ru](http://www.kioge.ru)

5-7

ОКТАБРЯ / OCTOBER

2016

ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ  
МЕРОПРИЯТИЕ  
В ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

КАЗАХСТАН, АЛМАТЫ  
KAZAKHSTAN, ALMATY

THE LEADING  
OIL & GAS EVENT  
IN THE CENTRAL ASIA

ОРГАНИЗАТОР  
ORGANISED BY



CONNECTING  
YOUR BUSINESS  
TO THE WORLD

ITE МОСКВА  
+7 (499) 750 0828  
oil-gas@ite-expo.ru  
www.kioge.ru

ITE GROUP PLC  
+44 (0) 207 596 5011  
og@ite-events.com  
www.oilgas-events.com

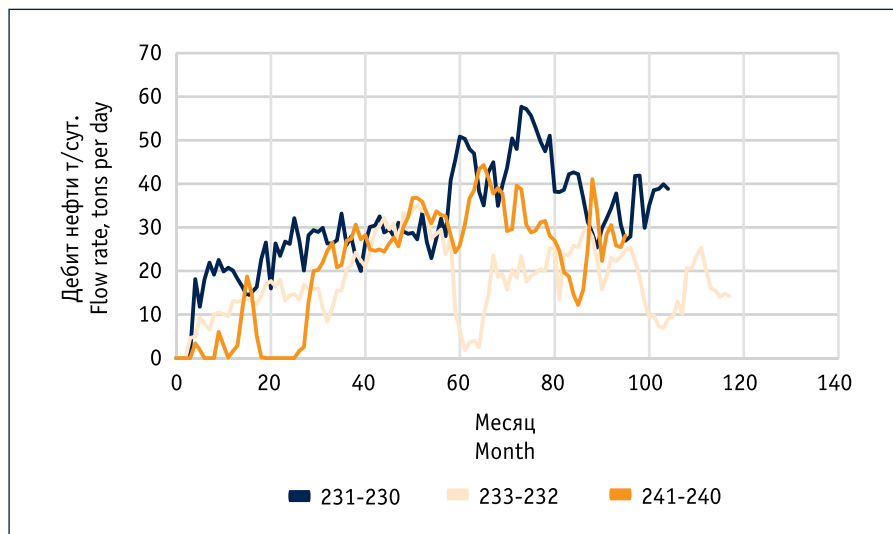


Рис. 3. Суточная добыча СВН по двухустьевым горизонтальным скважинам  
Fig. 3. Daily production UVO with double head horizontal wells

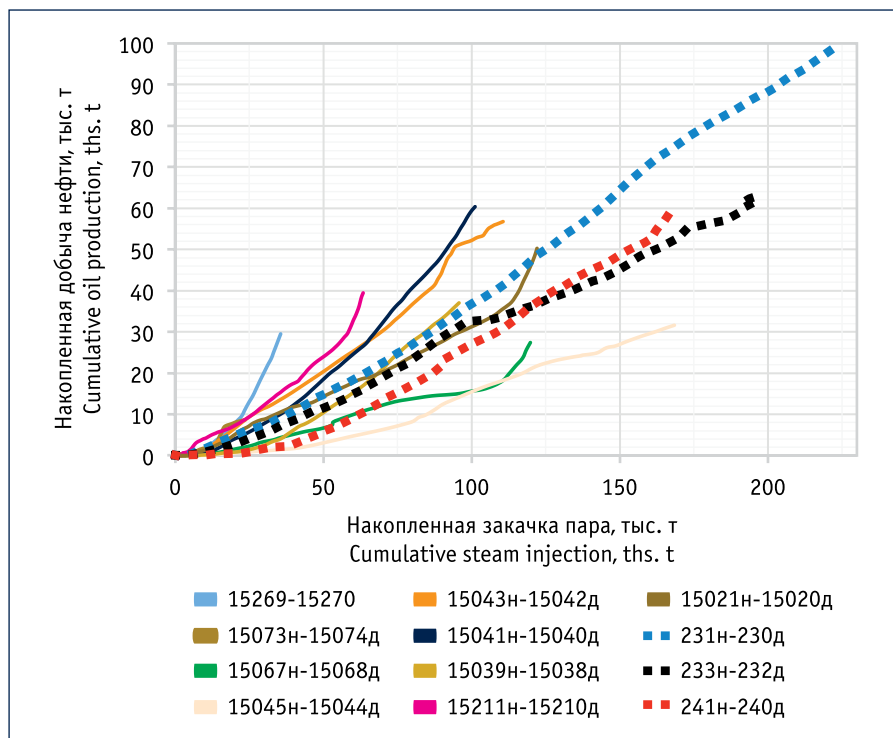


Рис. 4. Технологические параметры эксплуатации скважин  
Fig. 4. Process parameters of wells operation

рены оценочные скважины, проведены геофизические и лабораторные исследования для оценки критериев применимости метода парогравитационного дренажа на горизонтальных скважинах (толщина пласта – не менее 10 м). В процессе бурения парных горизонтальных скважин были пройдены водонасыщенные интервалы продуктивного пласта, которые негативно повлияли на

показатели эксплуатации добывающих скважин. Водонасыщенные интервалы не отмечались геологическими построениями по материалам пробуренных в этом районе вертикальных разведочных и оценочных скважин. Это подтверждает сильную изменчивость положения поверхности водонефтяного контакта на небольших расстояниях Ашальчинского поднятия Ашальчинского

месторождения по площади залежи в пределах десятка метров. Снизить отрицательное влияние водонасыщенных интервалов позволило наличие двух устьев, которые позволяли выбрать оптимальный режим отбора и закачки. За все время эксплуатации трех двухустевых пар горизонтальных скважин среднее паронефтяное соотношение составило 2,6, геологические запасы по двухустевым парам – 547 тыс. т СВН, накопленная добыча – более 222 тыс. т СВН. Рисунок 3 показывает, что наблюдается снижение суточных дебитов по нефти, что связано с активной выработкой геологических запасов продуктивного пласта, приводящее к увеличению обводненности отбираемой продукции продуктивного пласта. Степень выработки запасов по трем парам от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) составила более 58%. Средний текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) по двухустевым скважинам составил 0,408 д. ед.

После проведения опытно-промышленных работ с использованием двухустевых горизонтальных скважин началось активное разбуривание Ашальчинского поднятия парными одноустевыми горизонтальными скважинами. Критерии подбора участка для проводки пары горизонтальных скважин в продуктивном пласте зависят от толщины разрабатываемого пласта. Минимальное расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами должно составлять не менее 5 м, поэтому пары горизонтальных скважин располагают в центре залежи продуктивного пласта, а одиночные горизонтальные скважины – на периферии залежи. Такое расположение горизонтальных скважин на поднятии позволяет повысить эффективность процесса выработки запасов СВН, применяя парогравитационное дренирование по всей залежи с созданием общей паровой камеры. На начальном этапе проводится освоение скважин закачкой пара в целях прогрева около- и межскважинной зоны. После предварительного прогрева скважин закачка пара в скважины останавливается на время термокапиллярной пропитки, в процессе которой теплота пара передается породе и насыщающим

флюидам. Эксплуатация скважин ведется с одновременной закачкой пара в верхнюю горизонтальную скважину и отбором из нижней.

За время эксплуатации горизонтальными скважинами на Ашальчинском поднятии происходит активная выработка продуктивного пласта.

С начала эксплуатации накопленная добыча нефти по каждой паре одноустевых горизонтальных скважин составляет более 19 тыс. т нефти (рис. 4). Среднее значение паронефтяного отношения по всем одноустевым горизонтальным скважинам, вышедшим на режим эксплуатации по технологии парогравитационного воздействия на пласт, составляет 3,1 т/т.

Выработка разрабатываемого продуктивного пласта центральной части Ашальчинского поднятия парогравитационным дренированием с начала разработки идет равномерно (рис. 5). Среднесуточная добыча по горизонтальным скважинам не снижается. По трем парам суточная добыча превысила более 60 т по нефти. Работа скважин

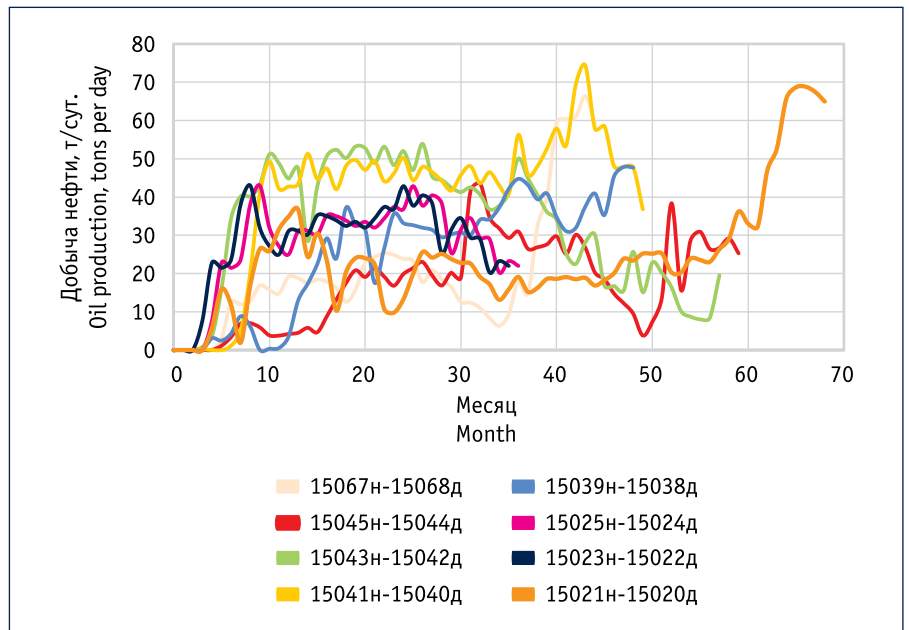


Рис. 5. Среднесуточная добыча СВН

Fig. 5. Average daily production of UVO

характеризуется низким дебитом нефти в начале работы скважин и высокой обводненностью. По мере эксплуатации пары скважин в призабойной зоне

добывающей скважины наблюдается повышение температуры, что свидетельствует о подтягивании паровой камеры к скважине. После достижения темпера-

# Российский Нефтегазохимический Форум

Газ. Нефть. Технологии  
XXV юбилейная международная выставка



## 23-26 мая, Уфа- 2017

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА



СОДЕЙСТВИЕ



**25 ЛЕТ!**  
**ВСТРЕТИМ  
ЮБИЛЕЙ  
ВМЕСТЕ!**

**БВК**  
Башкирская  
нефтегазовая  
компания

www.gntexpo.ru  
(347) 246 41 77, 246 41 93  
e-mail: gasoil@bvkeexpo.ru

Место проведения: **ВАНХЭКСПО**

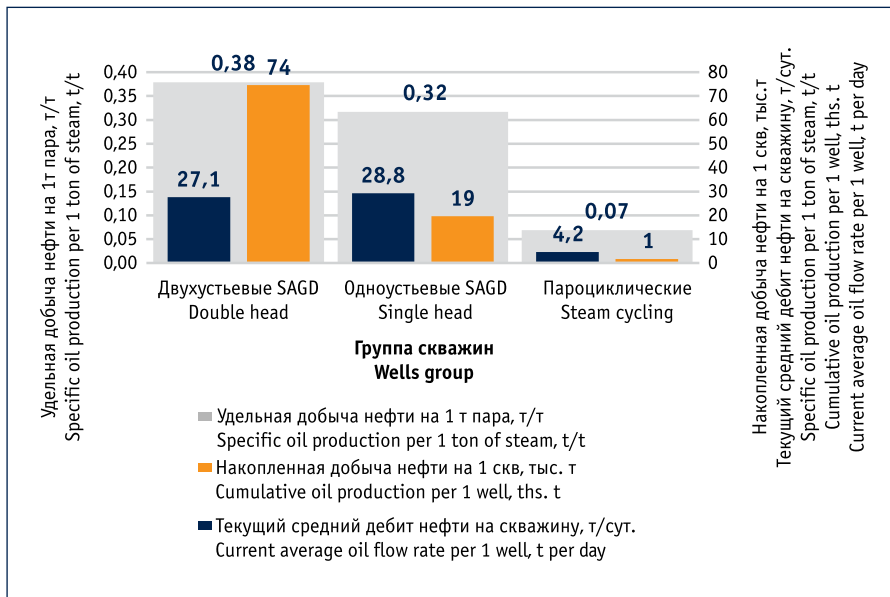


Рис. 6. Сопоставление эффективности работы скважин Ашальчинской залежи  
 Fig. 6. Comparison of the effectiveness of the wells operation in Ashalchinskaya deposit

туры в призабойной зоне добывающей скважины около 90–110° добыча нефти возрастает, и снижается обводненность продукции. Период выхода скважин на промышленную добычу нефти у скважин отличается. Отличия работы скважин связаны как с геологическими причинами, так и с особенностью конструкции скважин и их проводки по пласту. Для выработки периферийных участков продуктивного пласта Ашальчинского

поднятия применяют пароциклическое воздействие на 15 одиночных горизонтальных скважинах. Пароциклические обработки добывающих скважин осуществляются периодическим нагнетанием пара в нефтяной пласт через добывающие скважины, некоторой выдержкой их в закрытом состоянии и последующей их эксплуатацией. Во время выдержки в прогретой зоне пласта происходит активное

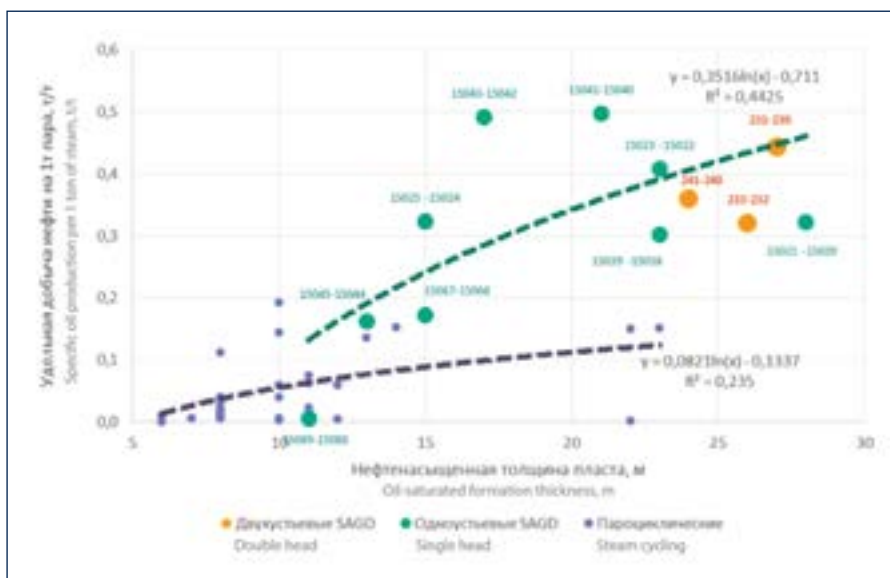


Рис. 7. Зависимость эффективности работы скважин Ашальчинской залежи от нефтенасыщенной толщины пласта  
 Fig. 7. The dependence of the efficiency of wells operation in Ashalchinskaya deposit from oil-saturated formation thickness

перераспределение насыщенности за счет капиллярных сил: горячий конденсат вытесняет, замещает маловязкую нефть из мелких пор и слабопроницаемых линз (слоев) в крупные поры и высокопроницаемые слои, т.е. меняется с ней местами.

Средний дебит по нефти по горизонтальным пароциклическим скважинам составляет 4,16 т [10]. Максимальная успешность отмечается по скважинам, работающим вблизи парных горизонтальных скважин, за счет отбора нефти от развивающейся в их сторону паровой камеры. Средние дебиты по нефти парогравитационного дренирования в 6,5 раза выше по сравнению с пароциклическим воздействием на продуктивный пласт Ашальчинского поднятия (рис. 6). Сравнимая показатели эксплуатации метода парогравитационного дренирования одно- и двухустьевых скважин с пароциклическим методом воздействия, можно сделать вывод, что наибольший суточный дебит наблюдается у одноустьевых скважин. В то же время самые высокие показатели накопленной и удельной добычи нефти – у двухустьевых скважин, поскольку их эксплуатация началась с 2006 г. Применение одноустьевых горизонтальных скважин позволило снизить стоимость обустройства скважин и увеличить длину горизонтальных скважин, но потребовало закупки на начальном этапе специальных буровых установок, позволяющих выполнять устье скважин наклонным. С бурением каждой следующей скважины повышается опыт в проводке горизонтального ствола, и снижаются риски попадания в водонасыщенные интервалы [11, 12].

Для разработки залежей СВН со сложным геологическим строением, схожим с Ашальчинским поднятием, наиболее перспективным способом является парогравитационное дренирование. Для оценки эффективности расположения горизонтальных скважин анализировалась толщина продуктивного пласта по Ашальчинскому поднятию. В куполе Ашальчинского поднятия толщина продуктивного пласта составляет более 25 м. Разработка центральной части залежи парогравитационным дренированием позволяет создать па-

ровую камеру и вовлечь в разработку весь продуктивный пласт, тем самым увеличивается отбор разогретой СВН, поэтому с увеличением толщины продуктивного пласта удельная добыча нефти на 1 т пара в горизонтальных скважинах будет также увеличиваться (рис. 7).

По мере движения от центральной части к периферийным участкам залежи эффективность работы скважин снижается, поэтому применение технологии парогравитационного дренирования рекомендуется в продуктивном пласте с нефтенасыщенной толщиной более 10 м.

В процессе разработки месторождений сверхвязкой нефти активно используется система контроля на месторождениях. На используемом полигоне производят отбор поверхностных (4 водопоста) и подземных проб вод (2 колодца, 4 родника) и почв. Также для определения загрязнения подземных вод используется эколого-гидрогеологические скважины. В процессе эксплуатации скважин осуществляются наблюдения

за состоянием воздуха на наличие выброса вредных газов в атмосферу.

В процессе нагнетания теплоносителя и отбора из продуктивного пласта сверхвязкой нефти ведется контроль деформации земли, при этом сбор данных производится в автоматическом режиме с интервалом в 1 час и передается в центр обработки информации.

#### ПО ТЕКУЩИМ РЕЗУЛЬТАТАМ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ НА АШАЛЬЧИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ МОЖНО СДЕЛАТЬ СЛЕДУЮЩИЕ ВЫВОДЫ:

- 1) для залежи СВН Ашальчинского поднятия Ашальчинского месторождения выявлена сильная изменчивость положения водонефтяного контакта на небольших расстояниях, которая усложняет процесс добычи СВН;
- 2) процесс парогравитационного дренирования является наиболее эффективной технологией добычи для Ашальчинского месторождения СВН и может быть распространен на аналогичные месторождения;

3) показана зависимость между добычей нефти на 1 т пара и толщиной пласта. С увеличением толщины продуктивного пласта эффективность работы горизонтальных скважин, эксплуатирующихся технологией парогравитационного дренирования, возрастает;

4) среди одиночных горизонтальных скважин максимальная успешность отмечается по скважинам, работающим вблизи парных горизонтальных скважин, за счет отбора нефти от развивающейся в их сторону паровой камеры;

5) в процессе разработки месторождения СВН ведется контроль за поверхностными и подземными водами, производится отбор проб почв и атмосферного воздуха. Замеры деформаций земли осуществляются с интервалом 1 час в автоматическом режиме, данные передаются в центр обработки информации. Производимый контроль позволяет разрабатывать месторождения сверхвязкой нефти без негативного воздействия на экологическую обстановку.

ИСОТА  
РОССИЯ

times

ИИТ «РУССТ»  
ИП «СТД»

17-я Международная научно-практическая конференция  
«Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

The 17<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

10–11 ноября 2016 года,  
Россия, Москва, гостиница «Новотель»  
(Пресненская наб., 2,  
ст. м. «Деловой центр», «Выставочная»)

#### Тематика:

- Колтюбинговые технологии;
- Актуальные технологии ГРП (МГРП в горизонтальных скважинах, ГПП плюс ГРП, ГРП с азотом, использование колтюбинга при проведении ГРП, большеобъемные ГРП, КГРП плюс ГРП и др.);
- Кислотные обработки (в т.ч. матричные БСКО);
- Радиальное вскрытие пластов;
- Современные методы геофизического исследования скважин, в т.ч. горизонтальных; доставка геофизических приборов с помощью колтюбинга и внутрискважинных тракторов;
- Внутрискважинный инструмент для высокотехнологичных работ;
- Зарезка боковых стволов;
- Гидромониторное бурение;
- Инструментальный сервис (ловильные операции, фрезерование, установка отсекающих пакеров и др.);
- Новые методы повышения нефтеотдачи пластов;
- Ремонтно-изоляционные работы;
- Промысловая химия для высокотехнологичного нефтегазового сервиса (реагенты и материалы для ГРП, композиции для ПНП, составы для РИР и др.).

November 10–11, 2016  
Russia, Moscow, Novotel Moscow City Hotel  
(Presnenskaya emb. 2, "Delovoy Tsentr" /  
"Vystavochnaya" metro station)

#### Conference topics:

- Coiled tubing technologies;
- Latest hydraulic fracturing technologies (multistage fracturing in horizontal wells, fracturing plus hydraulic jet drilling, nitrogen fracturing, coiled tubing fracturing, large-volume fracturing, acid fracturing plus hydraulic fracturing, etc.);
- Acid Treatments (including matrix acidizing);
- Radial Drilling;
- Up-to-date well logging techniques, including horizontal wells logging; conveyance of logging tools using coiled tubing and downhole tractors;
- High-tech well intervention equipment;
- Sidetracking;
- Jet drilling;
- Well service (fishing and milling operations, packer setting jobs, etc.);
- New EOR technologies;
- Cement squeeze operations;
- Oilfield chemistry for high-tech oilfield service (hydraulic fracturing chemicals, EOR solutions, cement squeeze mixes, etc.)

КОНТАКТЫ / CONTACTS:

Tel: +7 916 512 70 54  
E-mail: cttimes@cttimes.org,  
www.cttconference.ru





## Литература:

1. Хафизов Р.И., Низаев Р.Х., Бурханов Р.Н. Развитие тепловых методов разработки на месторождениях высоковязкой нефти Татарстана // Вестник ЦКР Роснедра. 2015. № 3. С. 60–64.
2. Хафизов Р.И. Совершенствование технологии добычи трудноизвлекаемых запасов нефти на базе геолого-фильтрационного моделирования. Уфа: РИЦ БашГУ, 2014. 179 с.
3. Ибатуллин Р.Р., Амерханов М.И., Ибрагимов Н.Г., Хисамов Р.С., Фролов А.И. Развитие технологии парогравитационного воздействия на пласт на примере залежи тяжелой нефти Ашальчинского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2007. № 7. С. 40–42.
4. Тахаутдинов Ш.Ф., Сабиров Р.К., Ибрагимов Н.Г., Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Зарипов А.Т. Создание и промышленное внедрение комплекса технологий разработки месторождений сверхвязких нефтей. Казань: Фэн, 2011. 189 с.
5. Муслимов Р.Х., Сулейманов Э.И., Янгуразова З.А., Абдулхайров Р.М., Ракутин Ю.В., Волков Ю.В. Тяжелые нефти и природные битумы, проблемы их освоения // Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы их освоения. Тезисы докл. II Междунар. симп., 23–27 июня, 1997 г., Санкт-Петербург. С. 15.
6. Янгуразова З.А., Ракутин Ю.В., Волков Ю.В., Багаутдинова Е.М., Губин А.Н. Перспективы ввода в разработку месторождений природных битумов Татарстана // Вопросы промышленного освоения месторождений природных битумов Урало-Поволжья: Сб. науч. тр. ВНИИнефть. 1994. Вып. 119. С. 27–36.
7. Хисамов Р.С., Султанов А.С., Абдулмазитов Р.Г., Зарипов А.Т. Геологические и технологические особенности разработки залежей высоковязких и сверхвязких нефтей. Казань: Фэн, 2010. 335 с.
8. Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Зарипов А.Т. Повышение эффективности разработки месторождений сверхвязких нефтей с использованием горизонтальных скважин // Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление воспроизводства запасов углеводородного сырья. Материалы Междунар. науч.-практ. конф., посвящ. 100-летию со дня рождения акад. А.А. Трофимука, Казань, 7–8 сент. 2011 г. С. 469–472.
9. Хисамов Р.С., Мусин М.М., Мусин К.М., Файзуллин И.Н., Зарипов А.Т. Обобщение результатов лабораторных и опытно-промышленных работ по извлечению сверхвязкой нефти из пласта. Казань: Фэн, 2013. 232 с.
10. Захаров Я.В., Зарипов А.Т., Амерханов М.И., Шайхутдинов Д.К. Определение оптимального режима освоения парных горизонтальных скважин как одного из важных этапов реализации технологии парогравитационного дренирования // Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов: Материалы Междунар. науч.-практ. конф., Казань, 2–3 сент. 2015 г. С. 157–160.
11. Шайхутдинов Д.К., Зарипов А.Т. Исследование эффективности работы пароциклических горизонтальных скважин в зависимости от параметров пара и геолого-физических параметров продуктивного пласта // Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов: Материалы Междунар. науч.-практ. конф., Казань, 2–3 сент. 2015 г. С. 367–370.
12. Зарипов А.Т., Хисамов Р.С., Ахмадишин Ф.Ф., Шайхутдинов Д.К. Исследование эффективности применения супердлинных парных горизонтальных скважин на месторождениях сверхвязкой нефти // Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов: Материалы Междунар. науч.-практ. конф., Казань, 2–3 сент. 2015 г. С. 153–157.
13. Khisamov Rais, Zariyov Azat, Shaikhutdinov Damir. The optimal combination of horizontal and vertical wells with thermal steam method of deposit development of extra-viscous oil with small thicknesses. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26–28 October, 2015 Moscow, SPE-176702.

## References:

1. Khafizov R.I., Nizaev A.D., Burkhanov R.N. Development of methods of thermal development in the fields of heavy oil in Tatarstan. Vestnik TsKR Rosnedra = Bulletin of the CDC Rosnedra, 2015, No. 3, 60–64 pp. (In Russian)
2. Khafizov R.I. Improving the technology of tight oil reserves production on the basis of geological and filtration simulation. Ufa, RIC BashGU, 2014. P. 179. (In Russian)
3. Ibatullin R.R., Amerhanov M.I., Ibragimov N.G., Khisamov R.S., Frolov A.I. Development of technologies of steam assisted gravity stimulation on the example of the heavy oil deposits in Ashalchinskoye field. Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2007, No. 7, 40–42 pp. (In Russian)
4. Takhautdinov Sh.F., Sabirov R.K., Ibragimov N.G., Khisamov R.S., Ibatullin R.R., Zariyov A.T. Creation and implementation of technologies complex for industrial development of heavy oil fields. Kazan, Fen, 2011, P. 189. (In Russian)
5. Muslimov A.D., Suleymanov E.I., Yangurazova Z.A., Abdulhairov R.M., Rakutin Yu.V., Volkov Yu.V. Heavy oil and natural bitumen, problems of development. Abstract of the II International. Symp. "Unconventional hydrocarbon sources and their development problems", June 23–27, 1997, St. Petersburg. P. 15. (In Russian)
6. Yangurazova Z.A., Rakitin Yu.V., Volkov Yu.V., Bagautdinova Ye.M., Gubin A.N. Prospects in the development of natural bitumen fields in Tatarstan. Questions of industrial development of natural bitumen field in Ural-Volga region: Coll. scientific. tr. VNIIneft, 1994, Issue 119, 27–36 pp. (In Russian)
7. Khisamov R.S., Suleymanov A.S., Abdulmazitov R.G., Zariyov A.T. Geological and technological features of the development of high-viscosity and ultra-viscosity oil deposits. Kazan, Fen, 2010, P. 335. (In Russian)
8. Khisamov R.S., Ibatullin R.R., Zariyov A.T. Improving the efficiency of ultra-viscosity oil fields development using horizontal wells. Materials Intern. scientific-practical. conf., dedicated to the 100th anniversary of birth of Academician A.A. Trofimuk "Oil recovery enhancement – a priority direction of hydrocarbon reserves extraction". Kazan, Sept. 7–8, 2011, 469–472 pp. (In Russian)
9. Khisamov R.S., Musin M.M., Musin K.M., Fayzullin I.N., Zariyov A.T. The generalization of the results of laboratory and pilot works on the extraction of ultra-viscosity oil from the formation. Kazan, Fen, 2013, P. 232. (In Russian)
10. Zakharov Ya.V., Zariyov A.M., Amerhanov M.I., Shaikhutdinov D.K. Determination of the optimal mode of development of pair horizontal wells as one of the important stages of the steam gravity drainage technology. Materials of Intern. scientific-practical. conf. "Features of exploration and development of unconventional hydrocarbon fields", Kazan, Sept. 2–3, 2015. 157–160 pp. (In Russian)
11. Shaikhutdinov D.K., Zariyov A.T. Study of the efficiency of the cyclic-steam stimulation of horizontal wells depending on the steam parameters and geological and physical parameters of the production formation. Materials of Intern. scientific-practical. conf. "Features of exploration and development of unconventional hydrocarbon fields", Kazan, Sept. 2–3, 2015, 367–370 pp. (In Russian)
12. Zariyov A.T., Khisamov R.S., Akhmadishin F.F., Shaikhutdinov D.K. Study of the efficiency of super-long pair horizontal wells in ultra-viscosity oil fields. Materials of Intern. scientific-practical. conf. "Features of exploration and development of unconventional hydrocarbon fields", Kazan, Sept. 2–3, 2015, 153–157 pp.
13. Khisamov Rais, Zariyov Azat, Shaikhutdinov Damir. The optimal combination of horizontal and vertical wells with thermal steam method of deposit development of extra-viscous oil with small thicknesses. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26–28 October, 2015 Moscow, SPE-176702.