

УДК 622.337.2

З.С. Идиятуллина, инженер; e-mail: razrab_pr1@tatnipi.ru; **А.И. Арзамасцев**, инженер; **А.В. Федоров**, заведующий сектором, отдел разработки нефтяных месторождений института «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

Повышение эффективности разработки залежей высоковязкой нефти с применением скважин с горизонтальным окончанием на примере Ашальчинского месторождения

На сегодняшний день Республика Татарстан обладает значительными запасами тяжелой высоковязкой битумной нефти (около 7 млрд т), выявлено более 400 залежей высоковязкой нефти, основная часть которых находится на глубине 50–250 м.

Наиболее эффективными при разработке месторождений высоковязкой нефти, несмотря на имеющиеся сложности в реализации, являются скважины с горизонтальным окончанием.

Анализ технико-экономических показателей разработки указанных месторождений показал, что из всех существующих в настоящее время способов добычи нефти наиболее актуальными являются тепловые методы. При этом очень важно, чтобы каждая конструкция скважины и каждое техническое решение максимально снижали потери тепла и повышали нефтеотдачу разрабатываемых объектов.

Ключевые слова: месторождение, залежь, высоковязкая нефть, битум, скважина с горизонтальным окончанием, дебит нефти, запасы нефти.

В настоящее время одной из глобальных проблем нефтяной промышленности является повышение уровня нефтеизвлечения на разрабатываемых месторождениях. Особую актуальность она приобретает при разработке залежей с аномально вязкой (неньютоновской) нефтью, запасы которой соизмеримы с запасами нефти с ньютоновскими свойствами.

В данный момент существует большое количество теоретических и экспериментальных исследований проблемы разработки месторождений с вязкой и аномально вязкой нефтью, однако не все проблемы решены достаточно полно, и продолжение исследований в этом направлении остается актуальной задачей. ОАО «Татнефть» столкнулось с проблемой эффективной разработки залежей

вязкой нефти на юге Татарстана. В настоящее время в Татарстане в промышленной разработке находятся десятки нефтяных месторождений. Обладая значительными запасами углеводородов, большая часть этих нефтяных месторождений находится на поздней стадии разработки, что ставит проблему освоения залежей высоковязкой нефти в ряд наиважнейших.

Зачастую геолого-технические мероприятия, направленные на увеличение коэффициента извлечения нефти и улучшение экономической эффективности разработки, не достигают ожидаемых результатов. Главными причинами этого являются малая продолжительность технологического эффекта и большие затраты по внедрению самих методов повышения нефтеотдачи, высо-

кая стоимость подготовительно-заключительных работ. Повышение коммерческой эффективности производства может быть достигнуто за счет новых, прогрессивных технологий, подобранных по критериям применимости для геолого-физических условий конкретных месторождений, особенностей их разработки.

На сегодняшний день Республика Татарстан обладает значительными запасами тяжелой высоковязкой битумной нефти (около 7 млрд т), выявлено более 400 залежей высоковязкой нефти, основная часть которых залегает на глубине 50–250 м.

Наиболее эффективными при разработке месторождений высоковязкой нефти, несмотря на имеющиеся сложности в реализации, являются скважины с гори-

зонтальным окончанием. Конструкции скважин с горизонтальным окончанием могут быть различными: разветвленные, параллельные, с самостоятельными устьями.

Анализ технико-экономических показателей разработки указанных месторождений показал, что из всех существующих в настоящее время способов добычи нефти наиболее актуальными являются тепловые методы. При этом очень важно, чтобы каждая конструкция скважины и каждое техническое решение максимально снижали потери тепла и повышали нефтеотдачу разрабатываемых объектов.

С 2006 г. на Ашальчинском месторождении высоковязкой нефти проводились опытно-промышленные работы с использованием скважин с горизонтальным окончанием. Первые три пары горизонтальных скважин были пробурены параллельно одна над другой с выходом на дневную поверхность. Однако пласты высоковязкой (битумной) нефти залегают на небольших глубинах, что сильно затрудняет бурение таких скважин.

Нами решалась задача разработки технологии, позволяющей избежать преждевременного обводнения продукции добывающих скважин и повысить эффективность термического воздействия на залежь путем бурения добывающих и нагнетательных скважин, совершенствования системы их размещения и расположения скважин относительно друг друга в продуктивной части пласта.

Для решения поставленной задачи на участке месторождения высоковязкой нефти или битумов проектируются нагнетательные и добывающие горизонтальные скважины с расположением забоя нагнетательной скважины

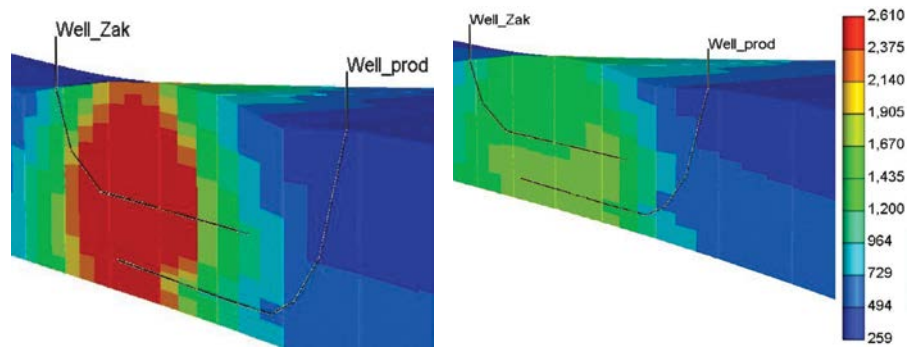


Рис. 1. Изменение давления в процессе эксплуатации участка

над средней частью горизонтальной добывающей скважины, с закачкой теплоносителя через нагнетательные скважины и отбором продукции через добывающие горизонтальные скважины, обеспечивая контроль ее температуры. При превышении допустимой температуры производится установка пакера и последующий его перенос в добывающей скважине для отбора в участок горизонтального ствола с более низкой температурой [1].

При этом нагнетательная скважина бурится над добывающей скважиной ей навстречу с установкой пакера после прорыва теплоносителя из нагнетательной в добывающую скважину для отсечения участка прорыва. При последующем прорыве теплоносителя из нагнетательной скважины в участок добывающей скважины над установленным пакером его последовательно переустанавливают выше участков прорыва теплоносителя.

С помощью термогидродинамического симулятора STARS компании CMG были проведены исследования и представлен механизм теплового воздействия и вытеснения высоковязкой нефти, который заключается в расширении зоны прогрева вверх и по простиранию пласта из-за низкой плотности пара. Также с

помощью симулятора STARS было обосновано расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами, равное 10 м. Расстояние от ствола добывающей скважины до подошвы пласта равно 5 м. Длины стволов нагнетательной и добывающей скважин – соответственно 100 и 150 м.

Согласно данной технологии, прогревают часть пласта до 100–120 °С по всей длине вскрытого участка продуктивного пласта, в результате чего между скважинами возникает гидродинамическая связь с вытеснением продукции пласта от нагнетательной скважины к добывающей, откуда продукция отбирается на поверхность.

При превышении допустимой температуры и после прорыва теплоносителя из нагнетательной скважины к стволу добывающей скважины в последней устанавливают пакер для отсечения участка прорыва теплоносителя.

Чаще всего (в 98% случаев) наиболее высокая температура в нагнетательной скважине устанавливается ближе к ее устью, следовательно, прорыв теплоносителя происходит в зонах, расположенных ближе к забою добывающей скважины, т.к. добывающие и нагнетательные скважины строятся разнонаправленными. Такое расположение

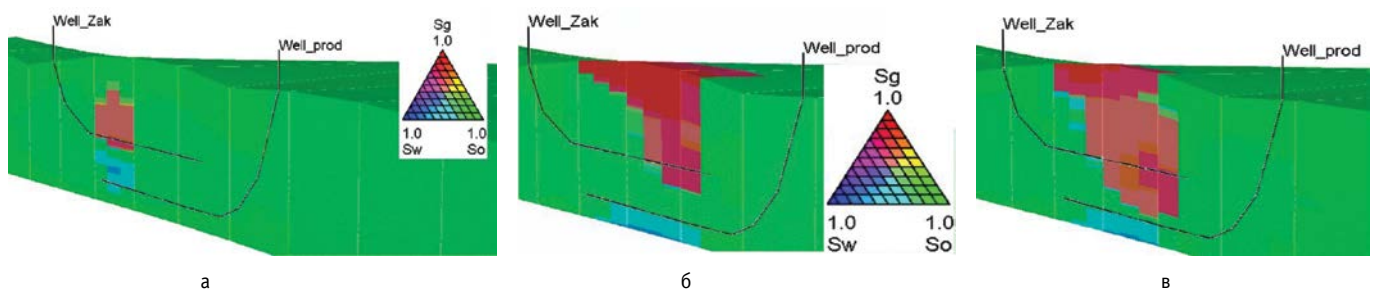


Рис. 2. Очаг образования паровой камеры на участке Ашальчинского месторождения на разных этапах проектирования

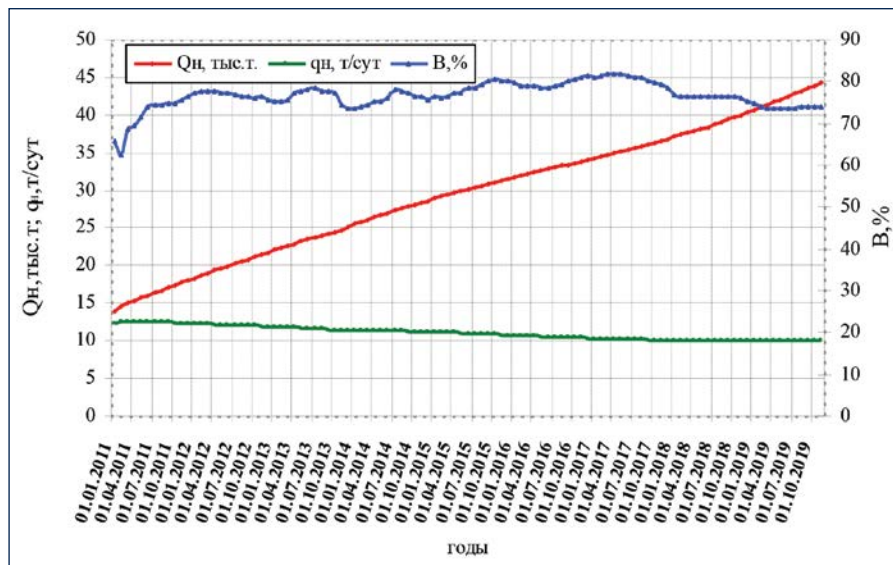


Рис. 3. Динамика изменения прогнозных показателей разработки, полученная с помощью моделирования

горизонтальных стволов относительно друг друга обеспечивает минимальный перепад давления между ними (рис. 1), нагнетаемый пар будет стремиться заполнить верхнюю часть продуктивного нефтяного пласта, а разогретая нефть и конденсат будут эффективно отбираться.

В процессе закачки теплоносителя в области ствола нагнетательной скважины образуется зона прогрева скважинной среды, или «паровая камера», которая увеличивается в вертикальной плоскости по мере прогрева продуктивного пласта.

На рисунках 2а–2в представлено продвижение паровой камеры на разных этапах эксплуатации участка.

На границе паровой камеры происходит конденсация пара, в результате чего тепло от пара снижает вязкость тяжелой нефти и повышает ее подвижность, под действием сконденсировавшегося пара, гравитационных сил и градиента давления способствует ее продвижению к стволу горизонтальной добывающей скважины.

Закачку пара ведут до выработки зоны залежи вблизи нагнетательной сква-

жины по мере прогрева пласта, при резком снижении дебита скважины и достижении предельной обводненности продукции скважин.

Оценка технологических показателей разработки участка горизонтальными скважинами по предлагаемой технологии разработки залежи высоковязкой нефти выполнена на основе термогидродинамического моделирования с использованием программного комплекса CMG. Расчет основных показателей разработки произведен на десятилетний период.

Накопленная добыча нефти за прогнозный десятилетний период эксплуатации скважин составит 44,2 тыс. м³ при обводненности 74 % (рис. 3). Дебит нефти к концу расчетного периода эксплуатации участка составит 10,2 м³/сут.

Применение предложенной технологии позволит снизить затраты и упростить строительство горизонтальных скважин, вовлечь в разработку большую площадь коллектора, предотвратить образование конуса обводнения, повысить нефтеотдачу, т.е. увеличить эффективность процесса вытеснения высоковязкой нефти, в том числе путем увеличения охвата пласта агентом воздействия, что приведет к получению дополнительной добычи нефти за счет последовательной отработки всего пласта.

Литература:

1. Пат. 2494241 Российская Федерация, МПК8 Е 21 В 43/24, 7/04. Способ разработки залежей высоковязкой нефти или битумов [Текст] / Хисамов Р.С., Бакиров И.М., Идиятуллина З.С., Арзамасцев А.И., Оснос Л.Р., Федоров А.В.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2012112181/03 ; заявл. 29.03.12 ; опубл. 27.09.13, Бюл. № 27 – 5 с., ил.

UDC 622.337.2

Z.S. Idiyatullina, Engineer, e-mail: razrab_pr1@tatnipi.ru; A.I. Arzamastsev, Engineer; A.V. Fedorov, Head of Sector, the Oil Field Development Department of TatNIPIneft Institute of Shashin Tatneft JSC

Horizontal wells improve efficiency of heavy oil reserves development. Ashalchinskoye field case study

In Tatarstan, significant heavy oil reserves have been discovered (about 7 billion tons) contained in more than 400 pools with the reservoir depths ranging from 50 to 250 m. Horizontal drilling has proved to be the optimal choice for heavy oil reserves development even though there are certain technological challenges. Reservoir performance analysis shows advantages of thermal recovery methods compared to other currently available development techniques. It is very important that well designs and technical solutions should provide for decrease of heat losses and increase of oil recovery factor.

Keywords: oil field, oil pool, heavy oil, bitumen, horizontal well, oil production rate, oil reserves.

References:

1. Pat. 2494241 Russian Federation, МПК8 Е 21 В 43/24, 7/04. Sposob razrabotki zalezhei vysokovязкой нефти или битумов (Methods for developing high-viscous oil or bitumen reservoirs) [Text] / R.S. Khisamov, I.M. Bakirov, Z.S. Idiyatullina, A.I. Arzamastsev, L.R. Osnos, A.V. Fedorov; applicant and patent holder Shashin Tatneft JSC. – No. 2012112181/03 ; applied on 29.03.12 ; published on 27.09.13, Bul. No. 27 – p. 5. : il.



15-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ



26—29 мая 2014

**Оборудование и технологии
для нефтегазового комплекса**

Организаторы:

ЗАО «Экспоцентр» (Россия),
фирма «Мессе Дюссельдорф ГмБХ» (Германия)



Самая крупная выставка России 2011–2012 гг. по тематике «Нефть и газ» в номинациях: «Выставочная площадь», «Международное признание», «Охват рынка». Рейтинг составлен ТПП РФ и РСВЯ. Все выставки – участники рейтинга прошли независимый аудит статистических показателей в соответствии с международными правилами

www.neftegaz-expo.ru



ДО ВСТРЕЧИ В МАЕ В «ЭКСПОЦЕНТРЕ»!

Реклама

5-Й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ

ЭНЕРКОН

ОТ СОВРЕМЕННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ К СТАБИЛЬНОМУ
ОТРАСЛЕВОМУ РАЗВИТИЮ

26–28 мая

www.enercon-ng.ru