

С ЛЕГКИМ ПАРОМ



Суммарные ресурсы высоковязких нефтей и природных битумов в России, по разным оценкам, составляют от 30 до 75 млрд тонн. При этом около трети изученных запасов находятся на территории Республики Татарстан. Мировой и российский опыт свидетельствуют о том, что одним из наиболее эффективных методов добычи тяжелой нефти является парогравитационное воздействие. Пилотные проекты «Татнефти» подтверждают возможность

широкомасштабной разработки запасов сверхвязкой нефти с помощью данной технологии, однако для обеспечения рентабельности проектов необходима поддержка государства.

Несмотря на то, что в Татарстане постоянно ведутся работы, направленные на обеспечение прироста запасов опережающими добычу темпами, доля прироста запасов за счет увеличения КИН очень мала (см.

«Динамика добычи и прирост запасов...»). А если еще учесть, что методы увеличения нефтеотдачи существенно инерционны, то, например, решение такой сложной задачи, как увеличение нефтеотдачи с проектных 15% до 30%

ВОПРОСЫ ИЗ ЗАЛА

Вопрос: Тяжелые нефти залегают в Татарстане на небольшой глубине. При этом их вязкость очень высока и фильтрация без теплового воздействия невозможна. Вам не приходило в голову просчитать шахтные методы извлечения такой тяжелой нефти?

Р.И.: Оценочные расчеты шахтной добычи проводились. Наши коллеги из ЛУКОЙЛа в настоящее время планируют строить мини-шахты на Яреге. Мы посмотрим на результаты и, возможно, вернемся к этому методу, хотя до сих пор соответствующей техники не было.

Отмечу, что в «Татнефти» есть защищенные патентами технологии разработки тяжелых нефтей с помощью мини-шахт. Они могут стать эффективными в случае обеспечения невысокой стоимости сооружения данных шахт.

Вопрос: Я изучал ваши патенты. Вы там используете насыпные модели, вязкость нефти в которых составляет 25 тыс. мПа*с. Существует точка зрения, что результаты, полученные на насыпных моделях, некорректны. На ваш взгляд, эти модели имеют право на жизнь?

Р.И.: Насыпные модели с такой вязкостью действительно тоже использовались. Для того чтобы ее достичь, нужно охладить модель до температуры 8°C. А вот достичь подвижности нефти можно или уменьшением изначальной вязкости в самой модели, или ее нагревом.

Двигать непрогретую нефть и моделировать процесс вытеснения просто физически невозможно. Модель мы размещали вертикально, потому что процесс гравитационный и необходимо было смотреть, как нагретая тяжелая нефть будет стекать.

Если говорить о насыпных моделях вообще, то, конечно, подобия пластовым условиям, да еще и с тепловым воздействием, достичь очень сложно как по гидродинамическим, так и по тепловым параметрам. Модели, применяемые, например, в Канаде, могут достигать диаметра 3 метра и являются очень дорогостоящими. Мы, наверное, пока создание таких моделей не потянем. Да и запасы тяжелой нефти у нас не те.

растягивается во времени на десятилетия.

Вместе с тем, существенным ресурсным активом «Татнефти» могут стать значительные запасы сверхвязких нефтей. Всего в Татарстане выявлено более 450 месторождений и залежей сверхвязкой нефти. Ее ресурсы оцениваются в пределах 7 млрд тонн.

В 2008 году институтом ТатНИПИнефть по заданию «Татнефти» была разработана Программа промышленного освоения месторождений высоковязкой нефти и природных битумов. В качестве первоочередных залежей для проведения пилотных работ выбраны 50 месторождений наиболее перспективной Черемшано-Бастрыкской разведочной лицензионной зоны с суммарными запасами и ресурсами около 200 млн тонн.

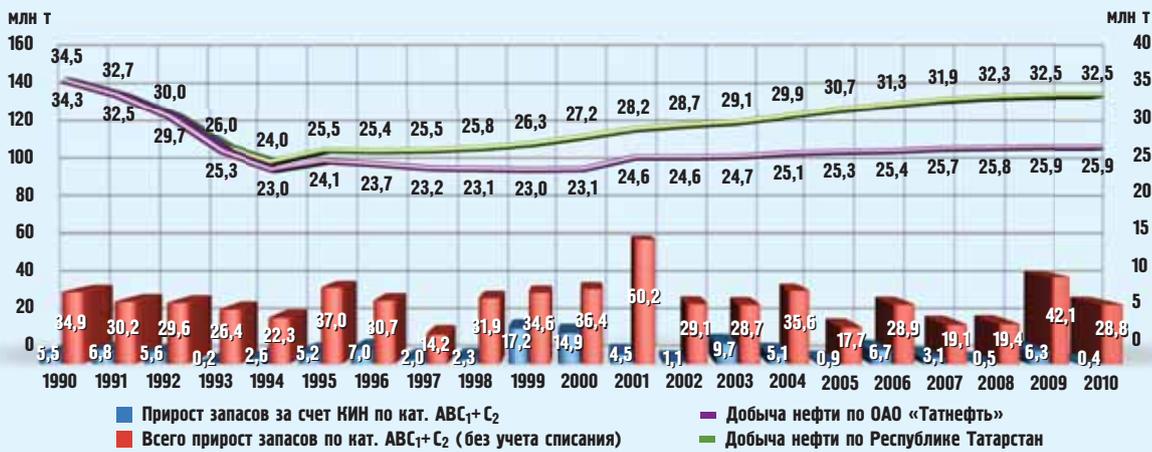
Средняя глубина залегания сверхвязких нефтей составляет здесь 44–225 метров, а средние нефтенасыщенные толщины находятся в диапазоне 3,6–15,8 метра. Плотность нефти колеблется от 933 до 1000,8 кг/м³, содержание серы составляет 1,9–3,4%, пластовая температура лежит в пределах 8–10°C, а средняя вязкость в пластовых условиях изменяется от 920 до 25696 мПа*с.

Определенная сложность при проведении работ заключается в том, что залежи тяжелой, высоковязкой нефти в Прикамье рассредоточены и не позволяют проектировать масштабные системы разработки, такие, например, как развернуты в канадском штате Альберта для разработки тяжелых нефтей и природных битумов.

Особенности разработки

На основе анализа геологической информации одним из первоочередных объектов для проведения ОПР по разработке высоковязких нефтей было выбрано Ашальчинское месторождение, опытно-промыш-

Динамика добычи и прирост запасов нефти ОАО «Татнефть»



Динамика развития технологий



ленная эксплуатация которого началась еще в 2006 году. Нефть месторождения характеризуется высокой вязкостью, плотностью, содержанием значительного количества смол, асфальтенов и невысокой концентрацией парафинов.

Поскольку полученные «Татнефть» льготы по обнулению НДС позволили приблизиться к приемлемой рентабельности проекта, в ближайшие два-три года планируется разбуривание Ашальчинского. Но перевести проект в разряд рентабельных поможет получение таможенных льгот, распространяющихся на пилотные работы, о предоставлении которых «Татнефть» в настоящее время ведет переговоры совместно с ЛУКОЙЛом.

На геологическом профиле Ашальчинского месторождения хорошо видно, что в отличие от легкой нефти в данном случае нет четко выраженных горизонтальных границ водонефтяного контакта. Поэтому, перед тем как проектировать горизонтальные скважины, месторождения высоковязкой нефти приходится разбуривать (так же, как рудные месторождения) плотной сеткой вертикальных оценочных скважин.

Понятно, что это значительно удорожает проект. Для того чтобы узнать точные отметки водонефтяного контакта, на каждую горизонтальную скважину длиной 500 метров нужно пробурить с двух сторон по три вертикальные скважины.

Дополнительная особенность неглубоких месторождений состоит в том, что в данном случае

Существенным ресурсным активом «Татнефти» могут стать значительные запасы сверхвязких нефтей

нет четкого водонефтяного контакта. При этом присутствует как палеоконтакт, так и современный водонефтяной контакт. На протяжении нескольких метров может быть нарастание ли-

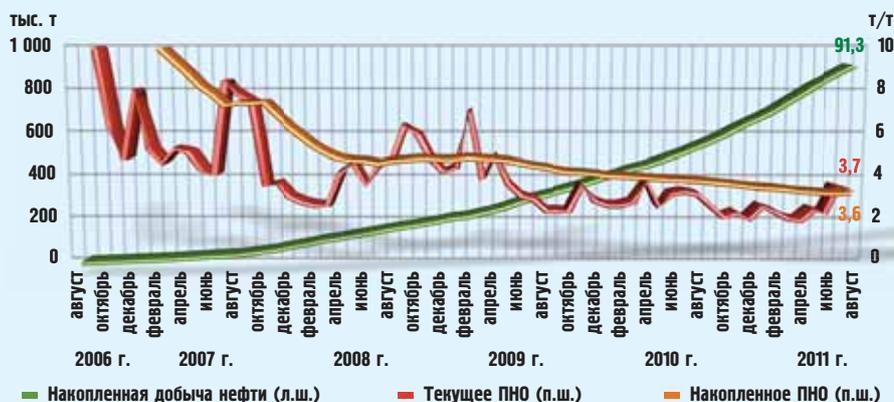
В качестве первоочередных залежей для проведения пилотных работ выбраны 50 месторождений Черемшано-Бастрыкской зоны

бо нефтенасыщенности, либо водонасыщенности. Вертикальные оценочные скважины позволяют определить траекторию

Перед тем как проектировать горизонтальные скважины, месторождения высоковязкой нефти придется разбуривать плотной сеткой вертикальных оценочных скважин

горизонтального ствола скважины таким образом, чтобы он прошел на достаточном расстоянии от водонефтяного контакта.

Накопленная добыча нефти и паронефтяное отношение по участку (с учетом прогрева добывающих скважин)



Парогравитационное воздействие

Разработка Ашальчинского месторождения ведется с помощью технологии парогравита-

Разработка Ашальчинского месторождения ведется с помощью технологии парогравитационного воздействия через парные горизонтальные скважины

ционного воздействия через парные горизонтальные скважины. При этом бурятся две горизон-

На сегодняшний день уже пробурены и работают семь пар парогравитационных скважин и одна пароциклическая скважина

тальные скважины, расположенные параллельно одна над другой. Через верхнюю скважину в пласт нагнетается пар и создает-

По некоторым скважинам на опытном участке в отдельные периоды времени было достигнуто паронефтяное отношение 2,2–2,3

ся высокотемпературная паровая камера. За счет разогрева зоны пласта между добывающей и нагнетательной скважинами вязкость нефти снижается и обеспечивается гидродинамическая

связь скважин. Пар конденсируется и вместе с разогретой нефтью под действием силы тяжести стекает к нижней добывающей скважине.

В настоящее время в соответствии с проектом уже выбрано расположение 47 пар парогравитационных скважин и нескольких десятков одиночных пароциклических скважин, бурящихся в тех зонах, где нефтенасыщенная толщина менее 15 метров. На сегодняшний день уже пробурены и работают семь пар парогравитационных скважин и одна пароциклическая скважина.

К сожалению, окончание пароциклической скважины пришлось на высоководонасыщенную зону. В настоящее время рассматриваются варианты по перекрытию ее нижней части и прекращению притока воды. Также при освоении данной скважины не удалось в достаточной степени снизить вязкость нефти для обеспечения эффективного отбора. Ее дебит не превышал 6 тонн в сутки.

На первой пробуренной паре парогравитационных скважин тоже возник ряд технических сложностей, связанных с попаданием в высоководонасыщенную зону и со смещением расположения фильтра в добывающей скважине, оказавшегося вместо максимально нефтенасыщенной зоны фактически у кровли продуктивного пласта. Вследствие этого пришлось дорабатывать и схему

бурения, и схему ввода скважинного фильтра. Видимо, проблемы с этой парой скважин будут продолжаться и дальше, но к настоящему времени из нее уже удалось отобрать около 40% приходящих на нее запасов.

Исходя из мирового опыта, для обеспечения эффективности выбранной модификации технологии — парогравитационного воздействия низкого давления (Low-Pressure SAGD) — необходимо было получить дебит около 5–6 тонн в сутки на 100 метров длины горизонтального ствола. На первой паре скважин достигнуты гораздо более существенные результаты и выработка шла очень интенсивно. В частности, был достигнут дебит 30 тонн в сутки на длине продуктивной части горизонтального ствола 100 метров.

Первые три пары парогравитационных скважин были пробурены вертикальными станками. Сегодня в распоряжении компании уже имеется новая буровая техника производства National Oilwell Varco для бурения наклонно-направленных скважин и станок для их ремонта. 4–6-я пары скважин бурились уже с наклонным устьем, с профилем, позволяющим вести закачку и добычу с одной стороны. Использование наклонного станка позволяет задавать более сложную геометрию куста, более плотно располагать скважины в кусте и охватывать более сложные элементы пласта горизонтальными стволами.

Паронефтяное отношение

Основным технологическим показателем, по которому можно оценить экономическую и технологическую эффективность парогравитационного воздействия, является паронефтяное отношение. Процесс, при котором паронефтяное отношение меньше или равно 3, в мировой практике считается рентабельным.

По некоторым скважинам на опытном участке в отдельные периоды времени было достигнуто паронефтяное отношение 2,2–2,3 (см. «Накопленная добыча...»). В последние полтора года после по-

лучения нового наклонного станка бурение проводилось интенсивно, поэтому значительная часть пара ушла на прогрев пласта при отсутствии добычи, и эффективность по паронефтяному отношению несколько снизилась. После достижения в ноябре 2011 года накопленной добычи в рамках пилотного проекта 100 тыс. тонн параметры эффективности парогравитационного воздействия вновь являются высокими, а паронефтяное отношение — меньше 3.

С того момента, как тепловые методы начали широко применяться на Ашальчинском и Мордово-Кармальском месторождениях, средний дебит скважин по нефти и общая добыча значительно выросли (см. «Динамика развития технологий»). Некоторое снижение данных показате-

лей в 2011 году также объясняется вводом большого количества новых скважин из бурения. В 2012 году средний дебит должен вновь вырасти и приблизиться к 30 тоннам в сутки.

Основным сдерживающим фактором в разработке запасов высоковязкой нефти остается недостаточное стимулирование данного процесса со стороны государства. Даже беглый взгляд на технологическую специфику добычи дает представление о том, что себестоимость добычи сверхвязкой нефти значительно выше по сравнению с добычей легких углеводородов.

При условии получения государственной поддержки, расширяющейся на внедрение технологии парогравитационного воздействия, «Татнефть» планирует в самые короткие

сроки развернуть соответствующие проекты. Только в терригиновых коллекторах находится от

Основным сдерживающим фактором в разработке запасов высоковязкой нефти остается недостаточное стимулирование такой добычи со стороны государства

1,5 до 7 млрд тонн тяжелых нефтей и битумов. Но есть еще большие запасы в карбонатных коллекторах, гораздо менее проницаемых.

Проблема разработки запасов тяжелых нефтей в карбонатах хорошо известна и в Канаде, однако пока эффективных технологических решений в данной области не найдено. Наверное, это уже перспективы следующего десятилетия. 

28-30 МАРТА 2012г.



Ямало-Ненецкий автономный округ

г. НОВЫЙ УРЕНГОЙ
ДЦ «ЯМАЛ», ул. Юбилейная, 5

Межрегиональная специализированная выставка
ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ -
КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ

Разделы выставки: Разведка, изучение, добыча полезных ископаемых. Геологическое, горнодобывающее оборудование. Специальное оборудование и материалы для Севера. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Магистральные трубопроводы, строительство и обслуживание. Современные методы ресурсо- и недросбережения. Охрана окружающей среды и экологическая безопасность и другое.

Организаторы:

- ✓ Администрация г. Новый Уренгой
- ✓ НО «Фонд развития МО город Новый Уренгой»
- ✓ АУ ЯНАО «Окружной технологический парк «Ямал»
- ✓ Выставочная компания «СибЭкспоСервис-Н» (г. Новосибирск)

Оператор выставки:



Выставочная компания «СибЭкспоСервис-Н»,
г.Новосибирск

тел.: (383) 335 63 50 - многоканальный,
e-mail: ses@avmail.ru, www.ses.net.ru