

ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ЗАПАСОВ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

Н.У. Маганов, Н.Г. Ибрагимов, Р.С. Хисамов¹,
Р.Р. Ибатуллин, М.И. Амерханов, А.Т. Зарипов²

1 – ОАО Татнефть, г.Альметьевск; 2 – институт ТатНИПИнефть, г.Бугульма,
e-mail: info@tatnipi.ru

ВВЕДЕНИЕ

Залежь тяжелой нефти шешминского горизонта Ашальчинского месторождения была открыта в 1972 г., однако из-за высокой вязкости нефти (27 Па*с) и малой глубины залегания ввод ее в разработку сдерживался отсутствием высокоэффективных технологий добычи. В настоящее время на Ашальчинском месторождении тяжелой нефти проходит масштабное применение парогравитационного воздействия с использованием горизонтальных скважин. В ходе реализации этого проекта ОАО «Татнефть» исследовались и внедрялись инновационные решения, охватывающие практически все направления работ.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

Республика Татарстан (РТ) обладает значительными ресурсами сверхвязких нефтей (свыше 1,4 млрд т), большая часть которых связана с отложениями уфимского и казанского ярусов пермской системы. Выявлено около 450 залежей, основная часть которых залегает на глубине 50–250 м.

В 70-х годах XX-го столетия были начаты опытно-промышленные работы на двух месторождениях с использованием вертикальных скважин – испытывались методы внутрислоевого горения, паротеплового и парогазового воздействия. Опробование технологий показало их низкую эффективность.

Для пилотных испытаний новых технологий парогравитационного воздействия была выбрана мелкозалегающая залежь Ашальчинского месторождения (78 м), характеризующаяся своеобразным строением. По ней прослеживается наличие водонасыщенных пропластков в кровельной и в интенсивно нефтенасыщенной частях залежи, а также глинистых прослоев внутри разреза. На различных участках подошвы залежи может быть как водонасыщенный коллектор, так и плотные, малопроницаемые, кальцитизированные песчаники или коллектор с пониженным нефтенасыщением. Водонефтяной контакт характеризуется неровной поверхностью, обусловленной ухудшением коллекторских свойств в подошве залежи.

Эффективная толщина 25 м. Средняя проницаемость 2,6 Д. Нефть тяжелая, высоковязкая – плотность 970 кг/м³, вязкость 27350 сПз. Пластовая температура 8 °С, давление 4,4 атм, что ниже гидростатического.

Авторами для пилотных работ на этой залежи была разработана новая технология с использованием парных горизонтальных скважин имеющих два устья, которая в 2006 г. была применена на Ашальчинском месторождении (Ibatullin, Ibragimov, Khisamov et al., 2010).

РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

Технология бурения на малые глубины

В 2006 г. на залегающие на глубине 78 м битуминозные пески шешминского горизонта были пробурены уникальные три пары двухустьевых горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 200–400 м и выходом забоя на дневную поверхность. Для первой стадии нового проекта ОАО «Татнефть» были разработаны проектные решения по строительству таких скважин вертикальной буровой установкой (Ibatullin, Ibragimov, Khisamov et al., 2012).

Мировая практика и наш опыт показывают, что при глубине залегания продуктивных пластов менее 200–250 метров необходимо использовать наклонные буровые установки, т.к. строительство горизонтальных скважин традиционными буровыми установками на малую глубину осложнено. Поэтому для промышленной стадии разбуривания на этом месторождении был произведен переход на бурение одноустьевых скважин наклонными буровыми установками.

Технология эксплуатации парогравитационных скважин

Для двухустьевых скважин на основе моделирования с применением STARS были разработаны различные технологические режимы эксплуатации. Методика по регулированию воздействия на пласт и отбора нефти состоит в следующем. С обоих устьев в верхнюю нагнетательную скважину ведется нагнетание пара, а из нижней добывающей - отбор разогретой продукции. На основе анализа изменения минерализации попутной воды и температуры по стволу добывающей скважины ведется управляемое воздействие путем изменения объемов закачки и регулирование отбора через оба устья (R. Ibatullin, N Ibragimov, R. Khisamov, M. Amerkhanov, O. Andrianova, Sh. Rakhimova, 2011 y.). В результате

реализации методики получена возможность равномерной выработки запасов СВН с использованием двухступенчатых ГС.

Для поддержания режима работы УЭЦН без срывов подачи насоса в условиях, близких к парообразованию, в насосе разработан режим автоматического регулирования производительности УЭЦН по данным давления и температуры на приеме насоса.

В память контроллера занесены эталонные данные по температуре и давлению ниже кривой парообразования. Контроллер в автоматическом режиме сравнивает текущие значения температуры жидкости и давления на приеме насоса с поддерживаемыми данными. В случае если разница между этими значениями больше или меньше допустимых значений давления и температуры, контроллер автоматически увеличивает или снижает обороты установки, тем самым регулируя производительность насоса в зоне ниже кривой парообразования.

На рис. 1а и 1б представлены алгоритм и график изменения параметров при автоматическом регулировании производительности УЭЦН. Из графика видно, как контроллер автоматически меняет частоту питающего напряжения в зависимости от изменения температуры жидкости и давления на приеме насоса.

В настоящее время скважины эксплуатируются в режиме автоматического регулирования производительности насосного оборудования для поддержания оптимальных термобарических условий и предупреждения срыва подачи вследствие закипания жидкости на приеме или в самом насосе.

Успешный опыт эксплуатации экспериментальных скважин позволил с 2009 г. расширить проект и пробурить еще 21 пару горизонтальных скважин и пять пароциклических, большая часть которых введена и также успешно эксплуатируется, остальные находятся в стадии освоения и обустройства.

Технология изоляции слабонефтенасыщенных пропластков

Одной из проблем освоения скважин при реализации парогравитационной технологии является опасность поступления холодной пластовой воды в добывающую скважину. Для увеличения охвата запасов нефти нижняя добывающая скважина бурится ближе к условному ВНК, что повышает риск поступления в скважину пластовой воды. При этом изоляция зон поступления воды в скважины осложнена конструкцией фильтра, исключаящей

цементирование затрубного пространства. Для изоляции таких зон в институте ТатНИПИнефть был разработан термоустойчивый состав, состоящий из биополимера, полиакриламида, сшивателей и стабилизирующих добавок, который способен образовывать высокопрочный гель через заданный промежуток времени (рис. 2).

С целью исключения растекания состава до момента гелеобразования по стволу скважины, время сшивки геля регулируется в зависимости от времени движения состава по колонне насосно-компрессорных труб (НКТ). В результате гелеобразование происходит практически сразу же после выхода состава из воронки НКТ в горизонтальную часть скважины, не давая составу растекаться, вместе с тем часть состава фильтруется в пласт и изолирует затрубное пространство фильтра.

С целью подключения изолируемого участка в работу была предусмотрена возможность деградации гелевой пробки (достаточно было обработать ствол скважины соляной кислотой). Для кратковременной изоляции части ствола скважины, например, для проведения ремонта, существует специальный вариант состава с возможностью его саморазрушения под воздействием естественных термоокислительных реакций.

Технология ES-SAGD

В целях увеличения эффективности парогравитационной технологии в институте ТатНИПИнефть были проведены лабораторные исследования возможности совместной закачки в пласт пара и углеводородного растворителя. Результаты исследований показали, что данная композиция обладает следующими характеристиками: высокой растворяющей способностью по отношению к тяжелым нефтям, способностью снижать межфазное натяжение на границе раздела "тяжелая нефть-вода", низкой коррозионной активностью по отношению к нефтяному оборудованию, отсутствием осаждаемости асфальто-смолистых веществ тяжелых нефтей в данном растворителе, способностью снижать устойчивость водонефтяных эмульсий. При этом накопленное паронефтяное отношение уменьшается в 1,3 раза.

На основе экспериментальных исследований выявлена статистическая зависимость коэффициента вязкости тяжелой нефти Ашальчинского месторождения от типа растворителя, его содержания и температуры (рис. 3). Выработаны критерии выбора углеводородных растворителей для паротеплового воздействия на залежи тяжелых нефтей.

На основании лабораторных исследований разработан технологический процесс разработки залежей трудноизвлекаемых запасов тяжелых нефтей при паротепловом воздействии совместно с растворителями. Проведены испытания технологии на двух парных скважинах Ашальчинского месторождения, получен прирост дебита тяжелой нефти.

Комбинированная система разработки

Залежи Ашальчинского месторождения по размерам и запасам относятся к мелким. С целью исключения разубоживания запасов за счет выборочного разбуривания и увеличения охвата выработкой на все залежи разработка Ашальчинского месторождения тяжелой нефти предусматривается путем разбуривания по комбинированной системе. Участки залежей с нефтенасыщенной толщиной более 10–12 м разбуриваются парными горизонтальными скважинами (ГС), размещенными в продуктивном пласте одна под другой. Участки залежей с нефтенасыщенной толщиной менее 10 м разбуриваются ГС для пароциклического воздействия.

На 1.03.2014 г. пробурено 59 ГС (27 пар и 5 одиночных ГС), введено в эксплуатацию 22 пары и две одиночные горизонтальные скважины. Средняя длина горизонтального участка скважин – 379 м.

В целом по залежи средний дебит нефти парогравитационных ГС составляет 27 т/сут. при текущем паронефтяном отношении 2,9 т/т (рис. 4). Две пары ГС эксплуатируются со средним дебитом нефти более 40 т/сут. при текущем паронефтяном отношении 1,6–2,0 т/т. Максимальный накопленный объем добычи, приходящийся на одну пару – 72,6 тыс. т.

В соответствии с реализуемой схемой разбуривания минимальная толщина для размещения парных ГС составляет 10–12 м. Пять пар ГС, пробуренных в интервале нефтенасыщенных толщин 10,3–14,2 м (средняя на одну пару – 12,7 м), эксплуатируются со средним дебитом нефти 19,4 т/сут. при текущем паронефтяном отношении 3,3 т/т. Это свидетельствует о возможности разбуривания и эффективной эксплуатации участков с нефтенасыщенной толщиной пласта менее 15 м. Первые результаты работ свидетельствуют о перспективности комбинированной системы разработки, предусматривающей разбуривание одиночными ГС для пароциклического воздействия краевых зон и зон с малыми нефтенасыщенными толщинами менее 10 м. В настоящее время в опытно-промышленной

эксплуатации по технологии пароциклического воздействия находится ГС № 15078, пробуренная в интервале нефтенасыщенных толщин 7,6–10,0 м (средняя по участку – 8,9 м).

Средний дебит нефти в шестом цикле – 7,5 т/сут., максимальный – 11,3 т/сут. Средний за все пять циклов дебит составил 4,6 т/сут. Добыча нефти от цикла к циклу возрастает по мере постепенного повышения средней температуры в окрестности скважины и увеличения радиуса прогретой зоны.

Всего с начала разработки по залежи отобрано на 01.03.2014 г. 356,6 тыс. т нефти при накопленном паронефтяном отношении 3,7 т/т, которое по мере развития проекта продолжает снижаться. Данные показатели свидетельствуют о технологической успешности проекта разработки залежи тяжелой нефти.

Геодинамический полигон

На месторождении создан геодинамический полигон, который состоит из систем закрепленных реперов в пределах контура месторождения и опорных пунктов, вынесенных за область деформационных процессов. Данная система, основанная на использовании современных навигационных спутниковых систем, позволяет контролировать вертикальные и горизонтальные смещения, предупреждать возможные аварии и вести экологический мониторинг поверхности.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ПРОЕКТА

Потенциальное количество проектных ГС для бурения на залежах Ашальчинского месторождения по состоянию изученности на 1.03.2014 г. – 246 шт., в том числе 98 пар и 50 одиночных ГС. Предполагается, что объем годовой добычи тяжелой нефти более 800 тыс. т будет достигнут в 2017 г. По проекту планируется добыть 10 млн. т нефти.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные подходы, разработанные и успешно применяемые при реализации данного проекта, следующие:

- технология бурения двухустьевых скважин с помощью вертикальных станков;
- управление процессом в режиме реального времени на основе анализа динамики распределения температуры вдоль ствола и минерализации попутной воды, обеспечивающее высокие дебиты в широком диапазоне неоднородности нефтенасыщенности пластов и оптимизацию паронефтяного отношения;

– использование комбинированной системы разработки – расположение парных горизонтальных скважин в районе нефтенасыщенных толщин более 10–12 м, одиночных пароциклических – в зонах меньших толщин, чем достигается охват всей площади нефтеносности;

– автоматическое регулирование производительности насосного оборудования в зависимости от изменения температуры жидкости и давления на приеме насоса для поддержания оптимальных термобарических условий и предупреждения срыва подачи вследствие закипания жидкости;

– технология изоляции слабонефтенасыщенных пропластков специальными составами – гелевыми пробками для снижения негативного влияния – охлаждения призабойной части скважин при подтоке вод из нижней части пласта;

– пилотное применение совместно с паром углеводородного растворителя, представляющего собой смесь алкилбензолных углеводородов, для повышения дебита скважин и снижения энергоемкости технологии.

Разработанные решения открывают возможность эффективного освоения подобных запасов и ресурсов тяжелой нефти в России.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Ibatullin R., Ibragimov N., Khisamov R., Zaripov A., Amerkhanov M.* Novel Thermal Technology Uses Two-Wellhead Wells // *Journal of Petroleum Technology*. 2010. Vol. 62, № 3. P. 63-64.

2. *Ibatullin R.R., Ibragimov N.G., Khisamov R.S., Amerkhanov M.I., Zaripov A.T.* Problems and Solutions for Shallow Heavy Oil Production // *SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition*, 16-18 October, 2012. Moscow, Russia. SPE Paper 161998.

ПРИЛОЖЕНИЕ

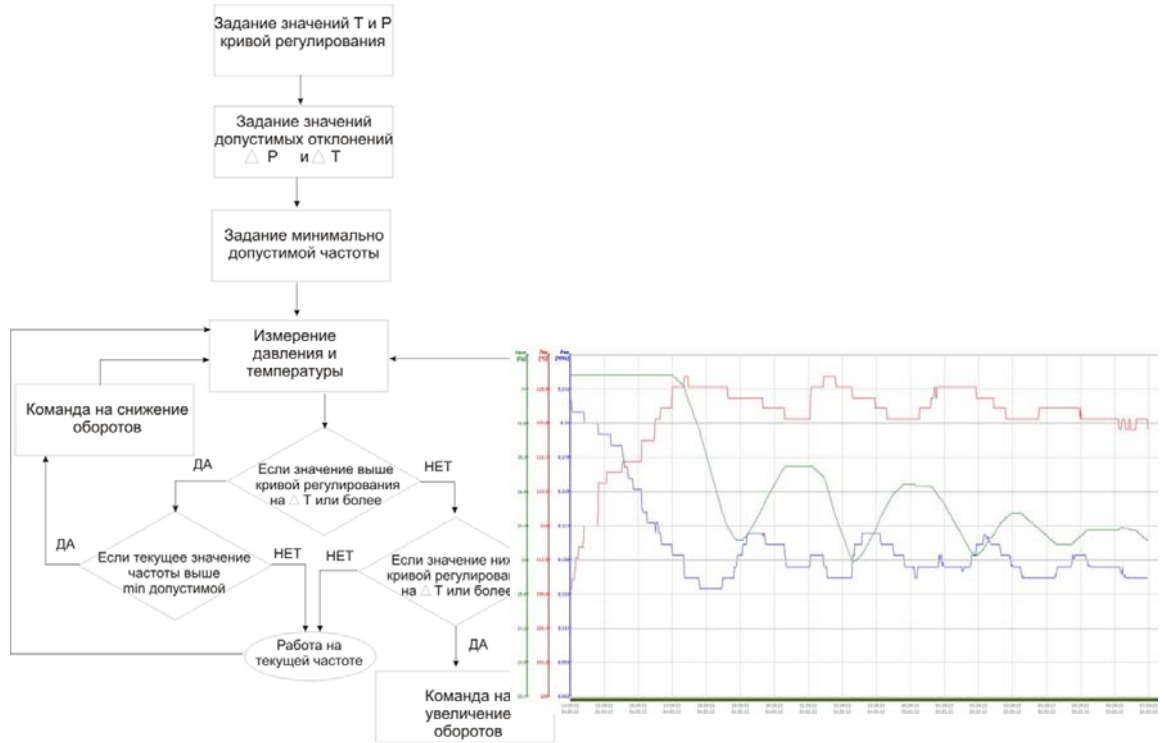


Рис. 1а. Алгоритм автоматического управления

Рис. 1б. график изменения параметров УЭЦН

- частота, Гц
- температура на приеме насоса, °С
- давление на приеме насоса, МПа

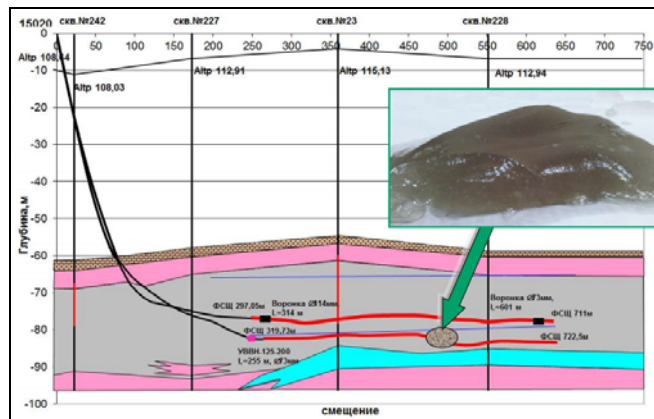


Рис. 2. Пример установки гелевой пробки

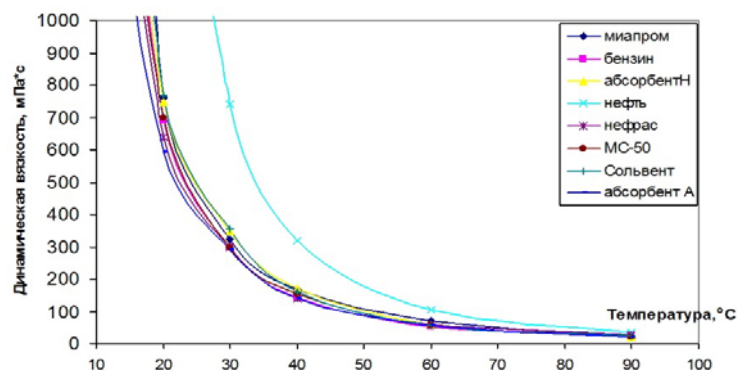


Рис. 3. Зависимость вязкости Ашальчинской СВН и ее смесей с 10% растворителя от температуры



Рис. 4. Динамика результативности технологий разработки