



ДОБЫЧА СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ



МАРАТ АМЕРХАНОВ
Заведующий лабораторией
повышения нефтеотдачи
заводненных пластов
ТатНИПИнефть, ОАО «Татнефть»

К описанию сегодняшней ситуации с разработкой высоковязких нефтей хорошо подходит афоризм: «Все новое — это хорошо забытое старое». В 1980–1990-х годах прошлого столетия в России имелся опыт эксплуатации месторожде-

Без нагрева установить гидродинамическую связь между скважинами на месторождениях битумной нефти невозможно

ний сверхвязких нефтей в Татарии, в Удмуртии, в других регионах. Но 1990-е годы наложили определенный отпечаток, и почти все работы в этом направлении были свернуты. Те же канадцы, например, продолжали развивать

Технология пароциклического воздействия применяется при малых толщинах пласта, когда невозможно пробурить две скважины

эту область и достигли определенных результатов. В итоге сегодня мы многому вынуждены учиться у них.

Ни для кого не является секретом тот факт, что большинство крупных месторождений страны находятся или приближаются к той стадии разработки, которая характеризуется падением добычи нефти. И нефтяные компании, хотя бы они этого или нет, начинают все в большей степени разрабатывать трудноизвлекаемые запасы, одним из видов которых являются сверхвязкие или битумные нефти.

В 2006 году была начата опытно-промышленная разработка Ашальчинского месторождения битумных нефтей. Две основные технологии, которые позволили начать добычу, — это технология парогравитационного воздействия и пароциклическая технология с применением горизонтальных скважин.

Сравнительный анализ геолого-геофизических характеристик месторождений Канады и Республики Татарстан (см. «Характеристики пермских углеводородов...») говорит о том, что напрямую использовать канадский опыт нельзя, поскольку условия на наших месторождениях отличаются от канадских. Там, прежде всего, это малые глубины залегания, низкие пластовые давления, которые у нас составляют порядка 4 атм. Соответственно, вязкость нефти ниже, как минимум, на три порядка. И, самое главное, плотность нефти у нас меньше плотности воды.

При обсуждении возможности перекачки высоковязкой нефти производители винтовых насосов заявляли о том, что их насосы могут перекачивать нефть с вязкостью 5000 МПа*с. Один из выступавших отмечал, что 10000 МПа*с — это предел текучести. В принципе, можно перекачивать нефть с вязкостью в пластовых условиях и 20000–30000 МПа, что соответствует условиям Ашальчинского месторождения. При этом пластовая температура на Ашальчинском составляет 8°C, плотность нефти — 980 кг/м³.

Но для того чтобы такая нефть притекла к скважине, необходимо предварительно разогреть пласт. Пласты битумной нефти характеризуются низкими температурами (8–12°C), а при таких температурах установить гидродинамическую связь между скважинами без нагрева практически невозможно.

Закачка пара

В соответствии с принятой технологической схемой опытно-промышленной разработки Ашальчинского месторождения на нем испытываются две технологии. Это технология парогравитационного воздействия, фактически являющаяся модернизированной технологией SAGD, и пароциклическая технология с применением горизонтальных скважин.

В соответствии с первой технологией бурятся две горизонтальные скважины (см. «Схема реализации парогравитационного режима эксплуатации»). Верхняя скважина используется как паронагнетательная, нижняя — как добывающая. Бурятся они в одной вертикальной плоскости, расстояние между ними порядка 5–7 метров. У нас был опыт бурения таких скважин в прошлом веке, однако горизонтальные технологии по тем временам не позволяли обеспечить точность бурения в вертикальной плоскости с заданными интервалами. Сегодня у нас уже есть три пары таких уникальных скважин, как с выходом на поверхность, так и без выхода, пробуренные с помощью канадской установки наклонного бурения.

Технология парогравитационного воздействия на пласт применяется при толщинах пласта более 15 метров. Закачка пара в верхнюю, паронагнетательную скважину осуществляется постоянно с целью создания паровой камеры. Нефть разжижается за

Характеристики пермских углеводородов в сопоставлении с природными битумами известных месторождений мира

Параметры	Unit	Jackfish	Firebag	MacKay	Атабаска	Ашальчинское	Мордово-Кармальское
Пластовое давление	кПа	2500	800	н.д.	н.д.	440	440
Пластовая температура	оС	12	8	7	5-6	8	8
Вязкость в пластовых условиях	сПз	1,000,000	10,000,000	1,000,000	(1-5).106	25000	6800
Плотность нефти	API	9	8	н.д.	8	16	16
Средняя нефтенасыщенная толщина	м	30	35-40	н.д.	60	15,8	9,5
Пористость	%	33	32	34	н.д.	31,6	30,6
Проницаемость	Д	2-5	6-10	5-10	н.д.	2,6	1,1
Нефтенасыщенность	%	80	85	70	0-18 (весовых)	70	70,4
Глубина продуктивного пласта	м	400	320	110-140	80-760	81	88,5

счет разной плотности пара и нефти, стекает в нижнюю, добывающую скважину и поднимается на поверхность.

При реализации технологии пароциклического воздействия бурится одна скважина. Через нее циклически закачивается пар и отбирается обратно жидкость вместе с нефтью. Данная технология применяется при малых толщинах пласта, когда невозможно пробурить две скважины.

Пар подается к устью паронагнетательной скважины и доставляется в пласт с температурой не менее 160–170°С, при установившемся режиме — 180–190°С. Такая температура держится на забое паронагнетательной скважины.

Борьба с мехпримесями

Продуктивный пласт в наших условиях составлен из слабосцементированного песчаника. В основном, он сцементирован как раз застывшей сверхвязкой нефтью. Поэтому при нагреве, когда нефть разжижается и приходит в движение, пласт также начинает осыпаться. При нагреве до 180–190°С вязкость нефти снижается до 10–15 МПа*с. Ее уже можно добывать обычными ЭЦН.

Пескопроявление в данном случае очень сильное. Если не оборудовать скважину фильтром, то она просто осыпается. Правильный подбор фильтра с минимальным обоснованным размером позволяет избежать этого. По нашим данным, минимальный размер должен составлять 15 мкм.

В настоящее время содержание мехпримесей в наших скважинах ничтожно мало и состав-

ляет около 0,5%. Добыча жидкости из них ведется установками «Новомет» в термостойком исполнении и нашими собственными установками. Максимальная наработка насоса составляет 530 суток.

Помимо традиционных факторов, осложняющих работу установок, таких как солеотложения, мехпримеси в определенной степени, в нашем случае дополняют высокий отпечаток накладывают высокие температуры и изменяющиеся термодинамические условия. Необходимо регулировать работу скважины так, чтобы избежать парообразования в стволе скважины.

Поскольку расстояние между скважинами при парогравитационном воздействии мало, пар моментально прорывается в добывающую скважину, если не проводить постоянный мониторинг работ. Температура в стволе скважины может достигать 160°С.

Для устойчивой работы насоса необходимо выдерживать определенные значения давления и температуры, которые должны быть ниже кривой насыщенного пара (см. «Кривая насыщенного пара...»). В отличие от канадцев у нас битум не тонет в воде, поэтому приходится вводить очень жесткие динамические условия.

На Ашальчинском месторождении внедрена система онлайн-контроля за режимами работы скважин по сети Intranet. Через

Температура на забое паронагнетательной скважины составляет 180–190°С

компьютеры, которые имеют доступ к этой онлайн-системе, можно просматривать все режимы работы скважин и оперативно давать рекомендации по их изменению.

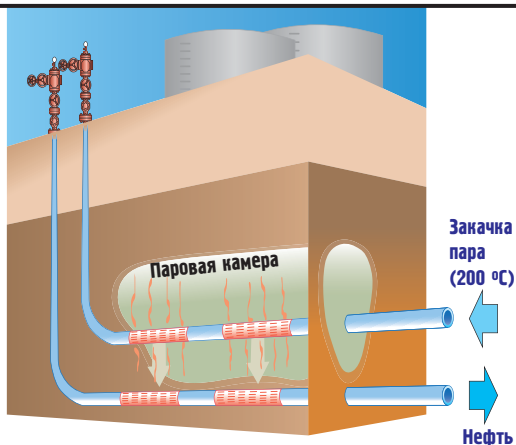
Постоянно меняющиеся термодинамические условия приводят

Поскольку расстояние между скважинами при парогравитационном воздействии мало, пар моментально прорывается в добывающую скважину, если не проводить постоянный мониторинг работ

также к выпадениям карбоната кальция (CaCO_3) из гидрокарбонатов. Причем соль выпадает по всем направлениям, начиная от фильтра насоса и заканчивая устьем скважины. Естественно, мы боремся с солеотложением. В частности, необходимо предотвращать кипение воды в сква-

Показатели работы участка (две пары горизонтальных скважин) по состоянию на 01.04.10 г.

Показатели	Значение
Накопленная добыча сверхвязкой нефти, т	41360
Накопленная закачка пара, т	141940
Накопленная добыча жидкости, т	268850
Текущая обводненность по участку, %	85,5
Текущий дебит сверхвязкой нефти на одну скважину, т/сут	30
Паронефтяное отношение	3,4
Текущее паронефтяное отношение	2,4



жине, что, в принципе, возможно. Минерализация жидкости небольшая — 6 г/л, поэтому солей на самом деле не так много. С по-

Для того чтобы насос можно было оставлять в скважине на период закачки пара, он должен выдерживать температуру порядка 200°C

мощью установки колтюбинга проводится периодическая поинтервальная обработка всего ствола скважины 8%-ной ингибированной кислотой.

Нужны термостойкие насосы

Пароциклический режим эксплуатации не требует такого тщательного мониторинга термодинамического состояния ствола скважины. После того как в скважину закачивается расчетное количество пара, необходимо оставить скважину на термокапиллярную пропитку в течение 2–3 недели, и лишь после этого можно

При высокой температуре выходят из строя все системы телеметрии

начинать отбор продукции (см. «Размещение оборудования... Режим закачки пара» и «Размещение оборудования... Режим отбора жидкости»).

Возникает проблема с термостойкостью оборудования. Сегодня мы вынуждены поднимать

Вопрос: Вы сказали, что пар закачиваете в верхнюю трубу. Но, как известно, тепло идет вверх. По-моему, сверху греть нерационально...

М.А.: Вокруг верхней скважины создается паровая камера, по стенкам которой вся разогретая нефть стекает за счет гравитации к добывающей скважине. Фактически запасы мы выбираем полностью.

Я еще не сказал, что сначала обе скважины — и нагнетательная, и добывающая — осваиваются закачкой пара. Причем достаточно большими объемами — в добывающую скважину закачивается порядка 2000 тонн пара. Мы два-три месяца закачиваем пар. И температура в ней составляет порядка 160°C, то есть вблизи нагрев идет очень сильный. Иначе не получится. Надо установить гидродинамическую связь. Здесь как раз мы можем ее установить, поскольку расстояние между скважинами всего 5 метров. При обычной вертикальной сетке с расстоянием 100–150 метров это практически невозможно.

Вопрос: Какие ЭЦН вы используете для добычи при температуре 200°C?

М.А.: «Новометовские» и наши собственные тоже. У нас первые межремонтные периоды составляли 50–60 суток. Сейчас довели почти до 500.

Вопрос: Какие трубы вы используете в качестве лифта при закачке пара в паронагнетательные скважины?

М.А.: Обычные НКТ.

Вопрос: Потеря температуры там нет?

М.А.: Потери температуры есть, конечно, на начальном этапе. Когда скважина выходит на установившийся режим работы, потери по трубам составляют порядка 10–15°C, и даже меньше. Это объясняется высокой скоростью закачки пара. Поэтому теплотери для таких небольших глубин получаются маленькие.

Вопрос: На каком топливе работает ваша котельная с такими большими объемами пара? Есть ли специальные требования по подготовке воды?

М.А.: Наша блочно-модульная котельная использует в качестве топлива природный газ, но может работать и на жидком топливе. Обязательно делается химическая водоочистка. Сейчас решается вопрос по очистке с помощью обратного осмоса, чтобы удешевить технологию и уменьшить расходы воды на собственные нужды котельной.

Вопрос: Брали ли вы пробу из камер и определяли ли коэффициент извлечения нефти по этим методам?

М.А.: Там пробу взять достаточно проблематично — температуры высокие.

Вопрос: А прогноз?

М.А.: По нефтеизвлечению — 60–70%.

ЭЦН из скважины, для того чтобы закачать пар, затем снова спускать его и отбирать жидкость. Это достаточно дорого. Существуют технологии, и мы хотим их испытать и внедрить, при которых насос во время закачки пара просто

отключается и остается в стволе скважины. Такой насос должен выдерживать температуру порядка 200°C.

Недавно были куплены самые современные насосы фирмы РСМ — электровинтовые насосы РСР

Кривая насыщенного пара с нанесенными термодинамическими условиями на приеме насоса



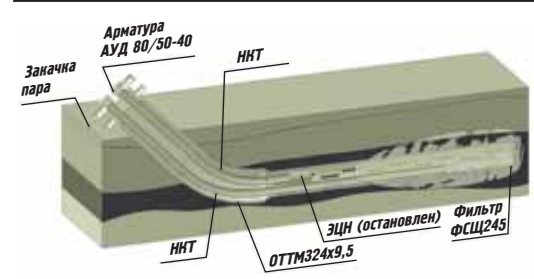
(Progressing Cavity Pump). Пока еще их не испытывали, но они должны подойти для наших условий. Конечно, это достаточно дорогое удовольствие, и необходимо искать более дешевые варианты.

Важно отметить, что при повышении температуры выходят из строя все системы телеметрии. Даже в насосах Schlumberger, отдельные элементы которых работают при температуре до 240°C, система ТМС выдерживает температуру только до 140°C. Это, безусловно, большое ограничение. Приходится ориентироваться в температуре только по данным

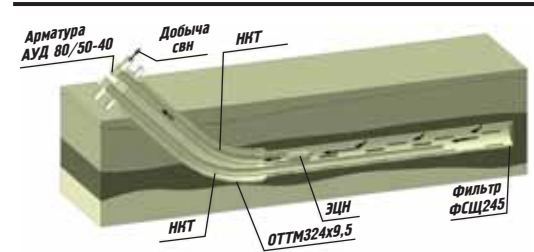
оптоволоконного кабеля, что весьма неточно. Давление мы измеряем, соответственно, с помощью замера динамического уровня, и точность, конечно, тоже оставляет желать лучшего.

В заключение можно привести показатели работы нашего участка (см. «Показатели работы участка...»). На сегодняшний день у нас работают две пары горизонтальных скважин, остальные находятся в стадии освоения. В среднем из каждой скважины добывается 30 тонн сверхвязкой нефти в сутки. Паронефтяное отношение, накопленное по участ-

Размещение оборудования при пароциклическом режиме эксплуатации с УЭЦН. Режим закачки пара



Размещение оборудования при пароциклическом режиме эксплуатации с УЭЦН. Режим отбора жидкости



ку, составляет 3,4 тонны нефти на закачанную тонну пара. Текущее паронефтяное отношение уже составляет 2,4, причем по одной скважине — 1,8 тонны нефти на тонну пара. То есть, фактически мы уже приближаемся и к самоосушаемости и к лучшим зарубежным аналогам. [Logo]

maxconference
Конференции, семинары, бизнес-мероприятия

ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЕ ПЕРЕВОЗКИ НЕФТЕНАЛИВНЫХ ГРУЗОВ РФ

21-22 июня

MARRIOTT ROYAL AURORA, МОСКВА

Более 40 специалистов отраслевых компаний, органов власти выступят на конференции по самым актуальным вопросам.

В рамках конференции **ОАО «СИБУР Холдинг»** проведет презентацию терминала в морском торговом порту Усть-Луга Ленинградской области, через который будут экспортироваться сжиженные углеводородные газы (СУГ) и светлые нефтепродукты.

Среди докладчиков:
ФАС, РОСЖЕЛДОР, ФСТ, ФТС, РЖД, ПГК, Трансойл, Новая перевозочная компания, ОТЭКО, НефтеТрансСервис, ТНП, Казахстан Темир Жолы, Белорусская железная дорога, Литовская железная дорога, Укрзалізниця, компании Башнефть, Роснефть.

Со-организатор

Партнеры

КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

(495) 665-62-10

info@maxconf.ru

www.maxconf.ru