

МОДЕЛИРОВАНИЕ И ДИАГНОСТИКА РАБОТЫ ВИНТОВОГО НАСОСА С ПОГРУЖНЫМ ВЕНТИЛЬНЫМ ПРИВОДОМ НА РУССКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

В настоящее время ТНК-ВР ведет опытную разработку Русского месторождения, содержащего трудноизвлекаемые запасы нефти. Разработку месторождения осложняют как природные факторы, так и неразвитость промысловой инфраструктуры.

На Русском месторождении были пробурены и оснащены винтовыми насосами с погружными вентильными приводами компании «Борец» скважины 1Г и 2Г. Комплексные исследования скважин позволили разработать модель «пласт-скважина-УЭВН». Применение этой модели обеспечивает оптимальный подбор УЭВН и УЭЦН для эксплуатации скважин Русского месторождения, при этом необходимо учитывать влияние вязкости нефти на его рабочие характеристики. Учет поправочных коэффициентов, отражающих влияние вязкости на работу насоса, позволил избежать преждевременного отказа одного из погружных узлов установки. Испытания скважины 2Г винтовым и электроцентробежным насосом показали, что удельные затраты электроэнергии на подъем 1 тонны нефти у УЭВНБ5-63-1200 составляют 2,94 кВт/т, а у насоса ЭЦНА5А-250-1200 — 8,22 кВт/т. Затраты электроэнергии при эксплуатации скважин 1Г и 2Г с помощью УЭВН в 2,8 раза меньше по сравнению с УЭЦН. Полученные результаты показывают, что на первом этапе оценочно экономически выгодно эксплуатировать скважины 1Г и 2Г при помощи ЭВН с погружным вентильным приводом по сравнению с УЭЦН. Далее при более продолжительных режимах эксплуатации скважин полученные данные будут уточняться.

МИШО СОЛЕША

Д.т.н., заместитель генерального директора по технологии нефтедобычи, ООО «ПК «Борец»

Р.Г.САЛЬМАНОВ

К.т.н., начальник отдела инженерной поддержки механизированной добычи, ООО «ПК «Борец»

А.В.КОЛЕСОВ

Заместитель руководителя группы по опытно-промышленным работам на Русском месторождении, ТНК-ВР

С.А. ШАБЛЮК
Ведущий инженер по анализу работы скважин,
ООО «ПК «Борец»



Русское газонефтяное месторождение высоковязкой нефти открыто в 1960 году. Расположено оно в Тазовском районе ЯНАО. Основные

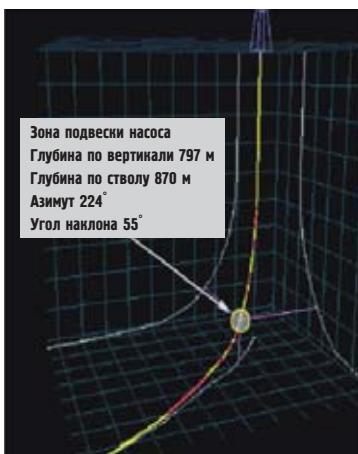
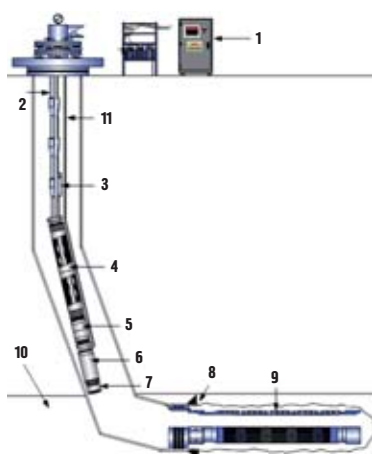
объекты разработки — пласты ПК1-7, залегающие на глубине 660–920 метров.

Эксплуатация скважин велась УШГН в 1978 и 1983 годах. Нара-

ботка на отказ не превышала 42 суток. Основными причинами подъема оборудования были обрыв штанг и образование песчаных пробок на забое скважины. Дебит скважин составлял 6–40 м³ в сутки.

Факторы, осложняющие эксплуатацию скважин на месторождении: высокая вязкость нефти (в пластовых условиях 217сПз и на поверхности 490сПз); вынос механических примесей (до 26,5г/л); низкие пластовые температуры (17–21°С); многолетние мерзлые породы залегающие в интервале 0–600 метров; отсутствие трубопровода внешнего транспорта; суровые климатические условия. Причиной выноса механических примесей является слабосцементированный коллектор. Перечисленные осложнения привели к консервации месторождения на срок более 20 лет.

Схема заканчивания скважины 1Г



- 1 – Станция управления Борец-ВД40
- 2 – НКТ состоит из теплоизолированной НКТ 89”×57 0-600 м и НКТ 73” 600-870 м
- 3 – Погружной датчик PROMORE ERP-MT2, 852 м
- 4 – Насос ЭВНБ5-63-1200
- 5 – Гидрозащита ПБ92
- 6 – Вентильный двигатель 9.2ВЗДБТ28-117

- 7 – Погружной датчик Борец-ВД40
- 8 – ЭК-177, 8 мм, 1055 м
- 9 – Забойный фильтр, 1055-1686 м
- 10 – Пласт ПК1 глубина залегания по вертикали 831-884 м
- 11 – Погружной кабель 3х16 мм², 900 м

Бурение, освоение и испытания скважин

По решению ТНК-ВР в 2007 году были пробурены две горизон-

тальные скважины 1Г и 2Г с установкой забойного фильтра (с размером щелей 500 и 750 мкм) на всем горизонтальном интервале вскрывающем пласт ПК1 (см. «Схема заканчивания скважины 1Г»). Схема заканчивания скважины 2Г аналогична.

Освоение скважин проводилось при помощи двухвинтового насоса ЭВНБ5-63-1200 с погружным вентильным приводом компании «Борец». Выбранный насос позволял регулировать скорость вращения в диапазоне 250–1380 об/мин в зависимости от изменений условий эксплуатации. Обязательным условием было применение погружных датчиков, измеряющих давление на приеме и на выкиде насоса, а также температуру обмотки двигателя и окружающей среды. Мониторинг этих параметров позволил определить коэффициент продуктивности и зависимость выноса механических примесей от депрессии на пласт, разработать оптимальную модель совместной работы скважины и винтового насоса, а также провести деления фильтрационных характеристик пласта.

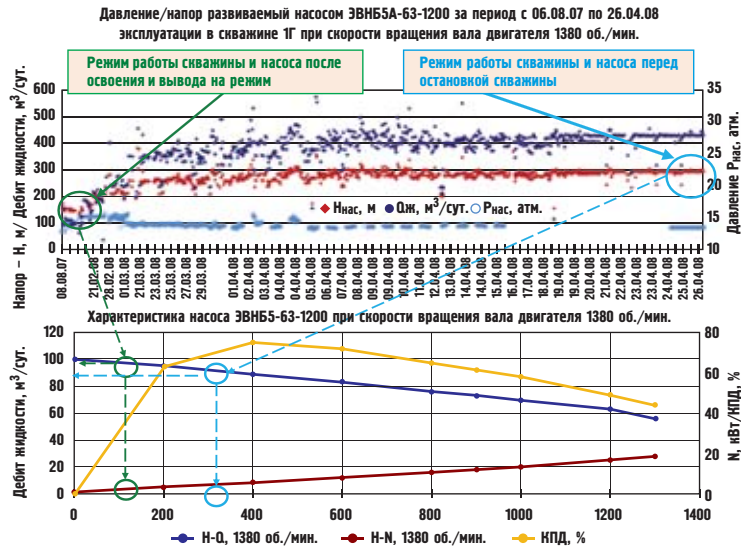
Скважины 1Г и 2Г осваивали с применением насоса ЭВНБ5-63-1200; гидрозащиты ПБ92; погружного двигателя 9.2ВЭДБТ28-117; погружного датчика телеметрии Борец СПТ-1; погружного датчика PROMORE ERP-TM2; станции управления Борец-ВД40М; теплоизолированной НКТ 89*57 0-600м.

Эксплуатация скважины 1Г

Запуск скважины в работу был произведен 6 августа 2007 года. В период работы скважины с 6 августа 2007 года по 26 апреля 2008 года влияние механических примесей на работу насоса не наблюдалось, рабочий ток двигателя составлял 9 А, загрузка находилась в пределах 30–32%, потребляемая мощность 12 кВт, температура обмотки статора двигателя составляла 42°C.

Снижение производительности скважины на 12 м³ в сутки и падение давления на приеме на

Диагностика работы скважины 1Г



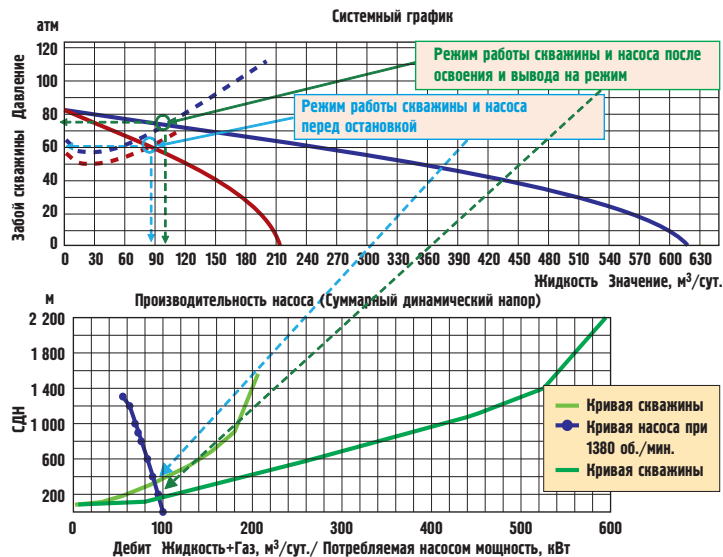
соса на 13 атм обусловлено ухудшением фильтрационных свойств ПЗС. Стоит отметить, что при освоении и выводе на режим максимальная измеренная интенсивность выноса мехпримесей достигала 9144 мг/л, минимальная — 661 мг/л.

В указанный период было несколько длительных остановок по причине заполнения емкостей для продукции скважины. В моменты последующих запусков в работу роста токовых нагрузок зафиксировано не было.

Моделирование и диагностика работы скважины 1Г с винтовым насосом

Используя показания датчиков на приеме и выкиде насоса, был произведен расчет давления и напора, развиваемых насосом. Целью проведения данного расчета была диагностика работы винтового насоса, то есть определение влияния вязкости нефти и механических примесей на него путем сравнения фактических па-

Модель фактического режима работы скважины 1Г и ЭВНБ5-63-1200



раметров работы винтового насоса с его паспортной напорно-расходной характеристикой. Диагностика подтвердила соответствие фактических параметров работы насоса его паспортным значениям при изменении условий эксплуатации, а также отсутствие влияния механических примесей и вязкости нефти (см. «Диагностика работы скважины 1Г»).

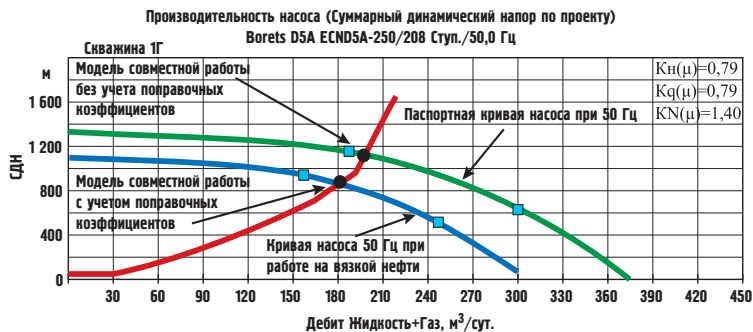
Проведение ГДИ скважины путем обработки данных КВД было одной из целей в ходе испытания скважины. Интерпретировать полученные данные для определения фильтрационных свойств пласта не представлялось возможным из-за недостаточного времени проведения КВД. В результате было получено значение Рпл, которое было принято в качестве расчетного при разработке фактической модели работы скважины и ЭВН (см. «Модель фактического режима работы скважины 1Г и ЭВНБ5-63-1200»).

Результаты эксплуатации скважины 1Г

Скважина была остановлена 26 апреля 2008 года по причине отсутствия свободных емкостей. Текущая наработка составила 265 суток.

В связи с тем, что потенциал скважины оказался существенно выше ожидаемого, создать максимальную депрессию на пласт с использованием винтового насоса ЭВНБ5-63-1200 не представлялось возможным. Компания «Борец» осуществила подбор электроцентробежного насоса 10.1ЭЦНД5А-250-950 с вентиля-

Влияние вязкости на работу насоса 10.1ЭЦНД5А-250-950



ным двигателем 9.1ВЭДБТ72-117 для создания необходимой депрессии на пласт с целью дальнейшего проведения ГДИ скважины. Подобранный насос обеспечивает возможность гибкой реакции на изменение условий эксплуатации за счет регулирования частоты вращения двигателя в диапазоне 40–50 Гц.

Подбор насоса проводился с учетом влияния вязкости на работу насоса путем определения поправочных коэффициентов. Снижение напора и расхода насоса составляет 21% по отношению к паспортной характеристике, потребляемая мощность насоса при этом возрастает на 40% (см. «Влияние вязкости на работу насоса 10.1ЭЦНД5А-250-950»).

Результаты эксплуатации скважины 2Г

Скважина 2Г была запущена в работу 7 сентября 2007 года. В процессе эксплуатации рабочий ток двигателя не превышал 8,5 А, загрузка находилась в пределах

27–30%, потребляемая мощность 13 кВт, температура обмотки стартера двигателя составляла 46°C.

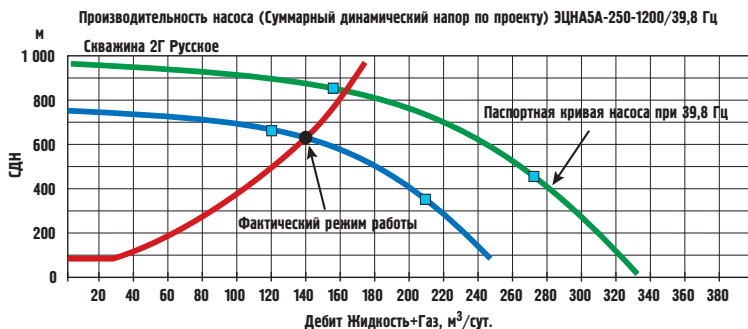
Скважина 2Г была остановлена 15 апреля 2008 года по снижению подачи с 113 до 43 м³ в сутки. Причиной снижения подачи стало отсутствие трансмиссии левого (верхнего) винта. Межремонтный период составил 218 суток.

ТНК-ВР приняла решение спустить УЭЦН для продолжения испытания скважины 2Г. Поскольку на момент остановки скважины 2Г ее коэффициент продуктивности был меньше на 10%, чем у скважины 1Г, компания «Борец» предложила использовать ранее подобранный насос 10.1ЭЦНД5А-250-950. В связи с отсутствием на месте испытаний рекомендуемого насоса был произведен спуск имевшегося в наличии насоса ЭЦНА5А-250-1200 с вентиляльным двигателем 9.1ВЭДБТ72-117.

Запуск в работу был проведен 22 апреля 2008 года. Фактическая модель режима работы скважины 2Г наглядно демонстрирует влияние вязкости добываемой нефти на работу ЭЦН и подтверждает соответствие расчетных значений поправочных коэффициентов (см. «Модель фактического режима работы скважины 2Г и ЭЦНА5А-250-1200»).

Скважина была остановлена 26 апреля 2008 года по причине отсутствия свободных емкостей с текущей наработкой 4 суток. Дебит на поверхности составлял 131 м³ в сутки при частоте вращения 39,8 Гц (2388 об/мин). Температура двигателя составляла 71°C, а загрузка 72%, потребляемая мощность ЭЦНА5А-250-1200 составляла 42 кВт.

Модель фактического режима работы скважины 2Г и ЭЦНА5А-250-1200





РОССИЙСКИЙ СОЮЗ
ВЫСТАВОК И ВЯРМАК

9-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА ПО ОСВОЕНИЮ РЕСУРСОВ
НЕФТИ И ГАЗА РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ И КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА СТРАН СНГ

RAO / CIS OFFSHORE 2009

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

15-18 СЕНТЯБРЯ 2009



НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

WWW.RAO-OFFSHORE.RU

ЭКСКЛЮЗИВНЫЙ СПОНСОР: **StatoilHydro**

ГЕНЕРАЛЬНЫЕ СПОНСОРЫ:



ОФИЦИАЛЬНЫЙ СПОНСОР:



СПОНСОР КРУГЛОГО СТОЛА:

ExxonMobil

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ СПОНСОР:

Oil & Gas Eurasia

ОФИЦИАЛЬНОЕ ИЗДАНИЕ:

oilinfo

ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ КОМИТЕТ: Выставочное объединение **РЕСТЭК™**

Тел./факс: (812) 320 9660, e-mail: oilgas@restec.ru