

Максимально допустимая кривизна скважины при спуске установки определенного поперечного габарита определяется допустимой упругой деформацией материалов, из которых изготовлена установка. Величина максимально допустимой кривизны скважины по нормативным документам российских и иностранных изготовителей равна 2° на 10 метров длины. По тем же нормативным документам место подвески установки должно выбираться в скважине там, где установка не подвергается прогибу или как минимум вписывается в участок скважины. Отсюда спуск УЭЦН в скважину не производится на максимально возможную глубину с достижением целевого забойного давления.

Применение гибкой муфты (ГШМ) в составе УЭЦН (рис. 2) позволяет: достичь потенциала скважины; предотвратить ослабление затяжки из-за асимметрии натяжений болтов межсекционных фланцевых соединений УЭЦН за счет снятия изгибающих нагрузок, воздействующих на установку при прохождении интервалов с интенсивным искривлением ствола во время спуска оборудования в скважину.

При эксплуатации УЭЦН в зоне с набором кривизны выше допустимой, где штатная установка работает в напряженно-деформируемом состоянии, УЭЦН, оснащенный гибкой муфтой, свободно вписывается в ствол искривленной скважины, чем обеспечивается повышенная устойчивость его работы.

Максимальный угол изгиба ГШМ составляет 5 или 10° в зависимости от варианта исполнения [2].

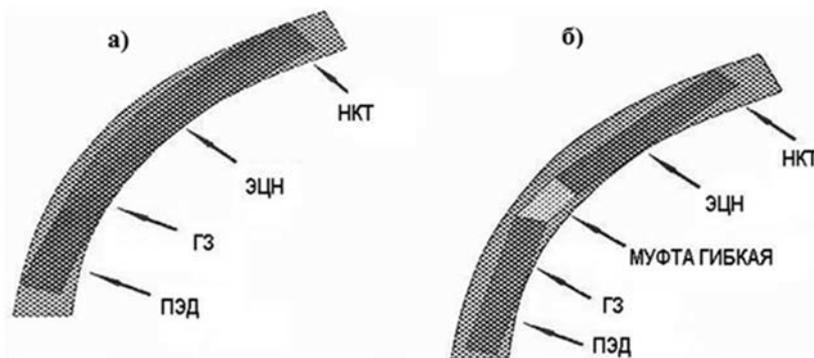


Рис.2 Положение УЭЦН в скважине без ГШМ (а) и с ГШМ (б) [2]

Таким образом, применение обоснованной методики выбора насосного оборудования и оптимизации режима его работы позволяет проанализировать эффективность использования добывающих скважин, оценить состояние насосного оборудования, рассчитать рациональные технологические параметры работы.

Максимальный эффект повышения энергоэффективности возможно получить улучшив характеристики установок электроцентробежных насосов посредством сбалансированного подбора каждого элемента оборудования установки (кабель, насос, погружной электродвигатель и др.) и оптимизации работы оборудования после запуска.

Реализация комплексного подхода к повышению эффективности эксплуатации установок электроцентробежных насосов приводит к снижению затрат в секторе механизированной добычи нефти. Экономия денежных средств может быть направлена на инновационные проекты.

В целом внедрение в производство предлагаемых методов позволит значительно увеличить межремонтный период работы скважин оборудованных для механизированной добычи полезных ископаемых УЭЦН, тем самым увеличить суточную добычу полезных ископаемых [1].

Литература

1. Гудков Е.П. Скважинная добыча нефти. – Пермь: ПГТУ, 2002. – 217 с.
2. Пат. 2230233 Россия МПК F04D29/62, F04D13/10, Гибкая шарнирная муфта. Гепштейн Ф.С., Дьячук И.А., Шаякберов В.Ф. Заявлено. 11.09.2002; Опубл. 10.06.2004.
3. Шаякберов В.Ф., Янтурин Р.А. О расширении возможностей УЭЦН // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 3. – С. 27 – 28.

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО ГАЗОВОГО ФАКТОРА

Р.К. Коротченко, Ю.А. Максимова

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сегодня многие месторождения находятся на поздних и завершающих этапах разработки в условиях нехватки пластовой энергии и наличия различного рода осложняющих факторов. Одним из часто встречающихся осложнений является высокий газовый фактор на нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождениях.

В данной статье речь главным образом пойдет об экспериментальной работе по применению установки электрического центробежного насоса (УЭЦН) на нефтяной скважине номер 53 Вуктыльского

нефтегазоконденсатного месторождения. Скважина имеет высокий газовый фактор ($184 \text{ м}^3/\text{м}^3$) а также ряд других особенностей и осложнений (таблица).

Анализируя данные таблицы, можно заключить, что помимо высокого газового фактора скважина имеет следующие осложнения: большое количество механических примесей; превышение давления насыщения над забойным давлением, что приводит к дегазации нефти на больших глубинах; большая глубина скважины в совокупности с низкой температурой пласта и карбонатным типом коллектора приводят к отложению солей по ходу движения жидкости.

Таблица

Основные данные по скважине 53 Выктульского месторождения

Длина до отверстий перфорации, м	Искусственный забой, м	Газовый фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$	Давление насыщения, атм
3366	3422	184	122
Плотность нефти дегазированной, $\text{кг}/\text{м}^3$	Механические примеси, мг/л	Динамическая вязкость нефти, мПа·с	Объемный коэффициент нефти
839	612	10,8	1,440
Температура пласта, °С	Забойное давление, атм	Р насыщения / Р забойное	
66,4	80,57	1,52	
Обводненность жидкости	Режим работы залежи	Тип коллектора	
0,03	растворенного газа	карбонатный, трещинно-поровый	

В подобных условиях наиболее оптимальным способом механической добычи является газлифт. Рационально применять естественный газлифт, однако условия под него встречаются редко. Существует также искусственный газлифт, когда с помощью мощных компрессорных станций производится нагнетание газа высокого давления в скважину [1]. На скважине 53 с 2008 года применяли именно искусственный газлифт. Однако данный способ за годы эксплуатации показал свою неэффективность, в связи с чем было принято решение попытаться эксплуатировать скважину с помощью УЭЦН.

Главной целью специалистов было вывести насос на постоянный, стабильный режим работы. Для этого им было необходимо подобрать такое оборудование и условия его работы, которое бы могло справиться с основными осложнениями. В итоге, был подобран электроцентробежный насос УВНН5А-35-2700 с газосепаратором. Спуск насоса производился на глубину 3070 м, что близко к глубине скважины. На устье использовался штуцер.

По результатам исследования 2012 г приток из пласта на данной скважине составлял около $12 \text{ м}^3/\text{сут}$, однако подобранный насос имел номинал $30 \text{ м}^3/\text{сут}$. Такое значение подачи насоса было выбрано с целью проведения свабирования скважины путем создания больших депрессий на пласт, чтобы запустить пласт в работу. Также предполагался большой вынос механических примесей после капитального ремонта скважины. Понятно, что такой насос будет работать на данной скважине не оптимально, с низкими значениями КПД, однако данное оборудование должно было справиться с частью осложняющих факторов. Другим важным решением было использование штуцера на устье и спуск насоса на большую глубину. Это решение наиболее значимо, так как должно было помочь бороться с главными осложняющими факторами: высоким газовым фактором и разгазацией нефти на большой глубине. Спуск насоса на 3070 м был необходим для приближения приемного модуля к точке разгазации нефти, чтобы в насос увлекался не свободный газ, а именно газожидкостная смесь. Штуцер планировали установить на минимальное значение проходного канала, с целью создания высокого давления жидкости в рабочих узлах УЭЦН и подвеске НКТ, что необходимо для предотвращения разгазации нефти по ходу ее движения на устье.

Итак, установка была запущена в работу 03.04.2014. Первоначально была произведена откачка раствора глушения, произведено свабирование скважины, после чего 08.04.2014 скважину перевели в накопление на приток. Результат анализа устьевых проб показал, что содержание механических примесей оказалось значительно ниже прогнозируемого значения. Приток из пласта за данный период работы составил всего $4 \text{ м}^3/\text{сут}$, что значительно ниже прогнозируемого притока ($14 \text{ м}^3/\text{сут}$). Несоответствие полученных значений притока и выноса примесей, прогнозируемым значениям, позволили сделать вывод о неправильном глушении скважины, которое привело к ухудшению ФЕС коллектора. Именно из-за этого значительно снизился приток из пласта и вынос примесей был меньше расчетного. Впоследствии данные выводы были подтверждены. В процессе дальнейшей работы так и не удалось вызвать оптимальный приток из пласта.

Тем не менее, 09.04.2014 установка повторно была запущена на постоянном режиме работы. На данном режиме предпринимались попытки сдвига точки разгазации нефти вверх, ближе к приемному модулю насоса. Помимо спуска насоса на большую глубину было принято решение увеличить забойное давление. Увеличение забойного давления уменьшает отношение Р насыщения/Р забойное, что приводит к сдвигу точки разгазации нефти вверх по стволу скважины. Давление увеличивали путем удержания высокого статического уровня жидкости в затрубье в совокупности с газом под давлением. Для создания давления газа задвижки из затрубья в линию были закрыты. Использовать лишь давление жидкости для увеличения забойного давления в данных условиях недопустимо, так как величина статического уровня жидкости должна была составлять 1250 м. Такой объем жидкости привел бы к еще большему снижению притока из пласта.

С 09.04.2014 по 11.04.2014 установка проработала стабильно, однако 11.04.2014 была остановлена из-за низкого входного напряжения. Далее с 11.04.2014 по 21.04.2014 происходили постоянные остановки насоса в

связи с несоответствием наземного электрохозяйства заявленным требованиям, к тому же происходили отключения электроэнергии. 21.04.2014 установка вновь была запущена в работу на том же режиме и проработала стабильно до 05.05.2014. Основные параметры в этот период: буферное давление = 23–30 атм; затрубное давление = 30; линейное давление = 10–9 атм; штуцер 3 мм. Далее в период с 05.05.2014 по 01.06.2014 не удавалось добиться стабильного режима работы. Помимо проблем с наземным электрооборудованием наблюдались частые срывы подачи насоса. Срыв подачи насоса происходил из-за несоответствия расчетного притока из пласта, под который подбирался насос, действительному притоку. Таким образом, неправильное глушение скважины и проблемы с наземным оборудованием не позволили добиться стабильной работы установки на постоянном режиме.

Однако стоит заметить, что подобранное оборудование и выбранный режим работы позволили справиться с основными осложняющими факторами, позволили добиться работы установки без «прогазовок». Этот результат является ключевым, так как, опираясь на полученный опыт, возможно дальнейшее совершенствование технологии добычи нефти на скважинах со схожими геологическими условиями.

Из-за невозможности добиться стабильной работы насоса на постоянном режиме, были приняты следующие решения: 1) перевести данную скважину на периодический режим работы и временно эксплуатировать текущим оборудованием; 2) провести интенсификацию пласта с целью увеличения притока нефти; 3) привести в порядок наземное электрооборудование; 4) подобрать новое, более оптимальное оборудование. Новое оборудование планируется эксплуатировать на постоянном режиме, опробованном в ходе проведенной эксплуатации. Спуск оборудования планируется произвести после интенсификации пласта.

С 01.06.2014 специалисты пытались найти наиболее оптимальный периодический режим работы. В результате испытаний проделанных с 01.06.2014 по 21.08.2014 такой режим был найден и признан эффективным. На данном режиме количество отбираемой жидкости из скважины во время от качки 6 часов, было равно объему жидкости притока из пласта в период накопления 18 часов. На данном режиме работы установка работала стабильно вплоть до 21.08.2014, когда была остановлена по причине нарушения изоляции кабеля. С этого момента скважина находится в простое в ожидании дальнейших решений.

К данной скважине был рекомендован новый насос ЭЦНДИ-5-20-2450 с двойным газосепаратором-диспергатором и глубиной спуска 2700 м. Данное оборудование имеет меньшее значение номинальной подачи, что позволит обеспечить отбор жидкости на постоянном режиме даже при низком притоке из пласта. Также, насос будет работать с приемлемыми значениями КПД. Двойной газосепаратор-диспергатор позволит работать насосу при очень высоком содержании газа на его приеме (до 70–90 %) [2]. Борьба с преждевременной дегазацией нефти планируется уже опробованным способом: сдвигом точки разгазирования путем увеличения забойного давления и ограничением подачи нефти штуцером на устье.

Итак, в данный момент решить окончательно поставленную задачу не удалось. Однако вышеперечисленные рекомендации должны способствовать ее решению. Вместе с тем, полученный опыт и сделанные выводы могут быть использованы и на других скважинах со сходными условиями. Подобные эксперименты проводились на Росташинском и Зайкинском месторождениях. Там были осуществлены промысловые испытания работы УЭЦН ряда скважин с высоким газовым фактором. Применялись насосы схожей комплектацией с УВНН-5А-35-2700, спущенные на глубины близкие к глубинам скважин. Однако большинство установок вышли из строя после непродолжительной работы: до 72 суток безаварийной работы. Причиной отказов установок являлась «большое значение расходаного газосодержания на приеме (0,64–0,79), возникающее из-за низких давлений на приеме ПЭЦН» [3]. Очевидно, на данных месторождениях удалось добиться определенных результатов, но окончательно решить проблему тоже не удалось.

Можно заключить, что экономически эффективная эксплуатация скважин в условиях высокого газового фактора, низкого пластового давления и больших глубин посредством УЭЦН возможна. Однако для этого требуются дополнительные исследования и затраты. Эксперименты, подобные описанным, позволяют накапливать научные данные и опыт промысловых исследований, расширять фонд добывающих скважин.

Литература

1. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти / И.Т. Мищенко. – М.: Нефть и газ, 2003 – С. 530 – 536.
2. Газосепараторы-диспергаторы [электронный ресурс]: сайт компании NOVOMET – Электрон. Дан. URL: <https://www.novomet.ru/rus/products/esp-systems-for-oil-production/downhole/intake/gas-separator-dispersant/>, свободный. – Дата обращения: 10.02.2016 г.
3. Пути повышения эффективности эксплуатации скважин [электронный ресурс] – Электрон. Дан. URL: <http://neftandgaz.ru/?p=237>, свободный. – Дата обращения: 5.02.2016 г.

ОСОБЕННОСТИ ПОДБОРА ПОГРУЖНЫХ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

Р.К. Коротченко, Ю.А. Максимова

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Как известно, в Российской Федерации порядка 80 % всей добываемой нефти приходится на долю установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), что говорит об огромной роли погружных насосов в нефтегазовой отрасли на сегодняшний день. Значимую роль в процессе эксплуатации скважин погружными