

ориентироваться на запускные дебиты, полученные при опробовании скважин. Так же следует помнить тот факт, что изменение сжимаемости порового пространства горной породы влияет на геологические запасы нефти, и в каждом отдельном случае необходимо следить за тем, чтобы величина запасов не выходила за пределы допустимой погрешности.

Литература

1. Практическое моделирование нефтегазовых пластов / Под ред. Майк Р. Карлсон. – Институт компьютерных исследований, 2012. – 944 с.
2. Физика нефтяных и газовых коллекторов / Под ред. Ф. И. Котяхова. – М., «Недра», 1977. – 287 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНОГО ФОНДА СКВАЖИН

М.Е. Сундетов

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На фоне падения экспортной стоимости нефти остро встает вопрос о снижении затрат на ее добычу. В немалой степени эта проблема дает знать о себе применительно к малодебитным скважинам, которые эксплуатируются на непрерывном режиме. Оптимизировать затраты на механизированную добычу нефти позволяет режим кратковременной эксплуатации установки электроцентробежного насоса, получивший массовое внедрение на территории нашей страны.

Целью проведенного исследования является анализ метода кратковременной эксплуатации скважин и формулировка рекомендаций по корректировке данного режима.

Ухудшение структуры запасов нефти, добываемой последние десятилетия, объективно приводит к осложнению условий эксплуатации добывающих нефтяных скважин. В связи с этим наблюдается массовый рост малодебитного фонда. Причина этого роста кроется в резком снижении дебита жидкости, как по старым, так и по новым скважинам.

Данная технология применяется на тех скважинах, где характеристики притока не обеспечивают надежную работу погружного оборудования (в рабочей зоне). Данный режим позволяет производить откачку жидкости из скважины в оптимальном рабочем диапазоне УЭЦН, снижая риск отказа погружного оборудования.

В режиме КЭС скважина оборудуется УЭЦН больших типоразмеров ($Q \geq 80 \text{ м}^3/\text{сут.}$), имеющих наилучшие технические и эксплуатационные характеристики в кратковременном режиме, когда объем откачиваемой жидкости соответствует номинальной подаче. Суть метода заключается в подборе длительности периода работы УЭЦН (5–20 минут), в течение которого рабочая точка насоса находится в зоне максимального КПД насоса, и продолжительности бездействия скважины, достаточного для накопления жидкости в скважине для следующей откачки (40–100 минут). Типоразмер оборудования и режим откачки и накопления подбирается на основе расчета температурного режима УЭЦН (при наличии соответствующего программного обеспечения), влияния разгазирования нефти на стабильность работы ЭЦН и максимальной депрессии на пласт. В целях повышения эффективности и поддержания максимальной депрессии на пласт для увеличения продуктивности, а также для снижения риска замерзания выкидной линии до АГЗУ некоторые скважины переводят в режим с периодом накопления, близким по периоду работы.

Расчёт режима КЭС производится с учетом следующих требований. Для обеспечения максимальной добычи необходимо, чтобы усредненное забойное давление было как можно ближе к целевому давлению на приеме. При значении времени цикла более 80 минут происходит значительное снижение добычи нефти в сравнении с постоянным режимом эксплуатации. Для снижения рисков преждевременных отказов снижают количество пусков установки, так как оно имеет экспоненциальную зависимость от времени цикла. Для снижения вероятности замерзания клапанов на высокообводненных скважинах в зимний период длительность цикла необходимо выбирать из расчета минимального времени накопления.

Максимальный дебит при периодической эксплуатации можно достичь при минимальном росте динамического уровня, которое реализуется при минимальном времени накопления. Но при этом число циклов значительно возрастает, что неизбежно приведет к риску отказа оборудования.

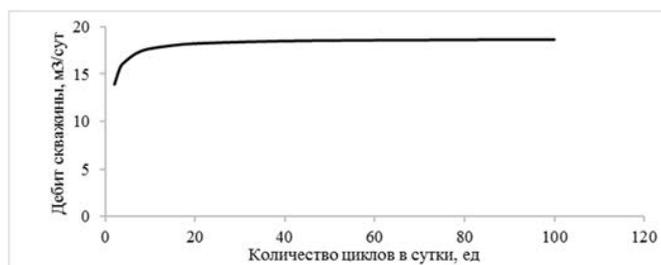


Рис.1 Зависимость дебита скважины от количества циклов

При увеличении количества циклов с нескольких десятков до сотни, дебит увеличивается незначительно. При этом увеличение числа запусков-остановок погружного оборудования снижает его надежность. Поэтому при расчете циклов КЭС необходимо руководствоваться показателями надежности оборудования и желательно, чтобы значение циклов в сутки находилось в диапазоне от 40 до 80 минут.

Температурный режим работы установки не менее важен при расчете периодической эксплуатации. Скорость потока жидкости охлаждающего электродвигатель зависит от динамического уровня, и как следствие от забойного давления. Таким образом, охлаждение двигателя зависит напрямую от динамического уровня в затрубном пространстве и скорости его накопления (чем быстрее поток жидкости, тем сильнее охлаждается установка). Скорость охлаждающего потока определяется дебитом скважины, а также габаритами установки.

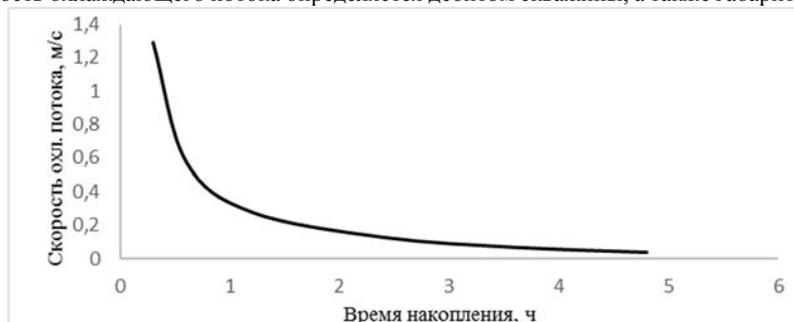


Рис.2 Зависимость скорости охлаждающего потока от времени накопления

При работе в кратковременном режиме нагрев электродвигателя будет гораздо медленнее, чем при непрерывном. На рисунке видно, что скорость охлаждающего потока снижается с увеличением времени накопления. Исходя из данной закономерности, следует вывод, что скважину желательно эксплуатировать в левой части графика, так как работа двигателя при высоких скоростях охлаждающего потока понижает риск отказа погружного оборудования. Кроме того, при увеличении периода накопления возникает большая вероятность перегрева двигателя, так как в период «отдыха» скважинная жидкость не отводит тепло от погружного электродвигателя и масло, находящееся внутри остается при высоких температурах.

При эксплуатации УЭЦН на кратковременном режиме, увеличение динамического уровня свидетельствует о недостаточной откачке жидкости из скважины и как следствие недостаточном времени работы. Для устранения данной проблемы необходимо пошагово произвести уменьшение времени накопления до установления необходимого уровня. В случае, если динамический уровень имеет низкое значение, то это говорит о повышенном времени работы. Таким образом необходимо пошагово произвести уменьшение времени работы до установления необходимого значения. В обоих случаях необходимо увеличить мониторинг за скважиной.

Данный режим дает сокращение износа насосного оборудования, штанг, экономию электроэнергии, увеличение межремонтного периода, снижение удельного расхода газа на подъем одной тонны жидкости. При соответствующем подходе к подбору оборудования и технологического режима может быть сохранен и даже увеличен дебит скважины. К недостаткам КЭС следует отнести низкую надежность клапанов на скважинах с высоким КВЧ. Кроме того, при остановке скважины, эксплуатирующей совместно несколько пластов, различающихся высокой гидропроводностью, может возрасти обводненность. Для ее определения необходим метод «дробного» отбора проб, что является трудоемкой задачей.

Кратковременная эксплуатация скважин позволяет уменьшить скорость износа насоса, вызванного увеличением скорости вращения ротора УЭЦН. Также она позволяет увеличить межремонтный период благодаря изнашиванию насоса только в период добычи нефти, что составляет только 20 % от всего времени эксплуатации.

Значительное уменьшение износа электроцентробежного насоса можно достичь благодаря нескольким факторам. При высокой скорости вращения ротора насоса, производительность УЭЦН значительно выше дебита скважины, что в свою очередь ведет к увеличению межремонтного периода по износу насоса. Кратковременная эксплуатация скважин позволяет использовать насосы с подачей более 100 м³, которые менее подвержены воздействию механических примесей и солеотложений из-за более высоких каналов рабочих органов. По этой же причине отказы оборудования из-за воздействия пропанта происходят значительно реже. Благодаря наличию преобразователя частоты, при остановке оборудования при отложении механических примесей возможно «расклинивание» насоса без применения специальных мероприятий по ремонту оборудования. Также при кратковременной эксплуатации установка менее подвержена воздействию коррозионных процессов, так как насос, большее время находится в нерабочем состоянии, а перекачивает жидкость в течение нескольких десятков минут и не успевает нагреваться и, как следствие, провоцировать взаимодействие рабочих элементов с агрессивной средой.

Применение при кратковременной эксплуатации насосов высокой производительности позволяет значительно уменьшить расход электроэнергии, потребляемой насосами более чем в 1,5 раза по сравнению с установками, работающими на непрерывном режиме. В результате при кратковременной эксплуатации удельный расход электроэнергии может уменьшаться до 5–6 кВт·ч/м³·км. Более того, коэффициент полезного действия установок электроцентробежных насосов с учетом всех видов потерь может достигать 40–50 %.

Режим периодической эксплуатации, успешно применяемый на предприятиях, позволил вывести многие месторождения, признанные нерентабельными, в разряд передовых.

Литература

1. Кузьмичев Н.П., Гуреев В.М. «Кратковременная эксплуатация скважин – новая энергосберегающая технология добычи нефти». Ресурсоэффективность в Республике Татарстан. – 2006. – № 10. – С. 23 – 25.
2. Цынаев Е.В. «Кратковременно-периодический режим работы скважин на ЮЛТ Приобского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос» как способ эксплуатации малодобитного ЧРФ». – Инженерная практика. – 2012. – №1. – С. 76 – 82.

ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И БИТУМОВ

В.П. Телков

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

Разработка месторождений высоковязких нефтей и битумов представляет комплекс профессиональных инженерных мероприятий, эффективность которых зависит не только от технологии извлечения углеводородов, но и, безусловно, от экономических затрат ей сопутствующих. Одним из важнейших источников углеводородов, относимых к трудноизвлекаемым запасам, считаются пласты, содержащие высоковязкие, тяжелые нефти и битумы. Эти месторождения требуют наиболее тщательного планирования рациональных вариантов разработки новых объектов и адаптивного регулирования уже разрабатываемых, для сохранения и повышения эффективности процесса.



Рис.1 Распределение запасов тяжёлой нефти по странам (источник Schlumberger)

Несмотря на то, что такая нефть извлекается хуже, чем «традиционная», современная инженерия даёт нам значительный инструментарий технологических решений проблемы увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти. По оценкам экспертов крупнейшие резервы тяжелой, высоковязкой нефти находятся на территории Канады, Венесуэлы и, конечно, Российской Федерации, крупными запасами высоковязкой нефти обладают и многие другие страны мира, такие как Китай, США, Бразилия, Иран, Мексика (рис.1). Трудность эксплуатации таких запасов требует рациональной их разработки, для этого следует постоянно анализировать течение процесса разработки, информацию о свойствах пластов и флюидов, а также проводить адаптационный анализ новых технологических и технических особенностей разработки подобных месторождений в мире. Апробированные современные технологии могут быть перенесены на новые объекты разработки, при этом должен быть учтен как положительный, так и отрицательный промышленный опыт. Проведенный ранее обзор промыслового опыта разработки месторождений Канады, РФ, Венесуэлы, Казахстана и других стран [1–3], позволил внимательно рассмотреть основные преимущества и недостатки как тепловых, так и так называемых «холодных» технологий воздействия на пласты с высоковязкой нефтью. Были выделены области применения современных технологий, разобраны примеры их реализации. Семейство тепловых методов наряду с традиционными технологиями представлено такими современными технологиями как парогравитационное дренирование, попеременная закачка воды и пара, экстракция растворителем в паровой фазе, направленная закачка воздуха от «носка» к «подошве» горизонтальной скважины и другие. Нетепловые (холодные) методы воздействия представлены следующими методами: карьерная и шахтная добыча, разработка с помощью систем горизонтальных скважин, «холодная» добыча нефти с песком, нагнетание растворителя или газа, микробиологическое и виброрейсмическое воздействие.