

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНОГО ФОНДА СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ ШИНГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ М. Е. Сундетов

Научный руководитель, доцент И. В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. На фоне снижения экспортной стоимости нефти наиболее остро встает вопрос о снижении стоимости добычи продукции. В рамках оптимизации затрат на механизированную добычу по способу эксплуатации хорошо себя показал метод кратковременной эксплуатации установки центробежного насоса, получившем массовое внедрение на Шингинском месторождении «Газпромнефть-Восток».

Периодическая эксплуатация скважин (далее – ПЭС) — способ эксплуатации малодебитных скважин, основанный на чередовании периодов извлечения и накопления нефти на забое. При периодической эксплуатации скважин период простоя может колебаться в широких пределах — от 30 мин до 2 ч и дольше и зависит от коэффициента продуктивности скважины. Применяется на поздней стадии разработки месторождений, когда поступление нефти из пласта происходит крайне медленно. КЭС - наиболее эффективный, с экономической точки зрения, способ механизированной добычи нефти из мало и средне дебитных скважин. Снижение себестоимости добычи нефти - главное конкурентное преимущество КЭС. Оно достигается одновременным положительным воздействием на все основные составляющие себестоимости добычи нефти: увеличение объёмов добычи, увеличение МРП, снижение энергопотребления. С технологической точки зрения, КЭС обладает рядом уникальных достоинств. Основными из них являются способность эффективно противодействовать практически всем осложняющим эксплуатацию скважин факторам, а также способность противостоять нескольким осложняющим факторам при их одновременном проявлении на одной отдельной скважине

Цель проведенного исследования – анализ применения метода кратковременной эксплуатации скважин (КЭС). Для её достижения формулируются следующие задачи:

- *анализ малодебитного фонда скважин;*
- *рассмотрение КЭС и изучение его особенностей;*
- *определение энергоэффективности примененного метода.*

1 Предпосылки внедрения ПЭС. В период 2010-2012 годов, наряду с интенсивным ростом действующего фонда Шингинского месторождения, наблюдается массовый рост малодебитного фонда. В этот период для подъема жидкости в основном используется УЭЦН с номинальной производительностью 35 м³. Причина роста малодебитного фонда – резкое снижение дебита жидкости по новым скважинам. В данный период наметилась тенденция к вводу в эксплуатацию малодебитных скважин уже на стадии освоения. В 2011 году доля типоразмера ЭЦН-35-2000 достигла уже четверти фонда скважин. Этому способствовало усиление темпа падения дебита жидкости, как на старых скважинах, так и на вводимых после ГРП.

Спуск УЭЦН-35-2000 на новые скважины после ГРП в соответствии с ожидаемыми параметрами дебита 30-40 м³/сут имел свои негативные последствия, это рост отказов погружного оборудования по причине солей, засорения механическими примесями и как следствие снижение МРП скважин месторождения. Применение методики вывода на режим с пониженной частоты, установка шламоуловителя, организация защиты погружного оборудования установками дозирующими ингибитор, периодические промывки и кислотные обработки особо ситуацию не исправляли.

Для выхода из сложившейся ситуации рассматривались следующие варианты:

1. Применение УШГН очень ограничено по глубине спуска насоса. Необходимость создания глубоких депрессий, вынуждает спускать погружное оборудование на глубину ниже 2500 м, что делало невозможным применение отечественных установок УШГН

2. Применение винтовых насосов так же как и УШГН очень ограничено. Как по глубине спуска, так и за отсутствия надежных отечественных эластомеров.

3. Закупка и переход на аналоги малопроизводительных УЭЦН других производителей не дала бы желаемого результат из-за схожести конструкций УЭЦН подобного вида всех производителей, а значит и схожести проблем при эксплуатации малодебитного фонда.

Ни один из перечисленных способов по разным причинам не мог решить проблему подъема жидкости дебитом менее 25 м³/сут. с глубины более 2500 м.

2 Выбор концепции эксплуатации малодебитного фонда скважин. К концу 2011 года на месторождении уже практиковалась методика периодической эксплуатации скважин. Она применялась на тех скважинах, где приточные характеристики не обеспечивали надежную работу погружного оборудования (в рабочей зоне).

Данный режим позволял производить откачку жидкости из скважины в оптимальном рабочем диапазоне УЭЦН, снижая риск отказа погружного оборудования. При этом последующие продолжительные периоды накопления вызывали дополнительное снижение продуктивности. В целях повышения эффективности и поддержания максимальной депрессии на пласт для увеличения продуктивности, а так же для снижения риска замерзания выкидной линии до АГЗУ некоторые скважины стали переводить в режим с периодом накопления, близким по периоду работы.

Увеличение количества пусков не вызывало преград со стороны технической возможности погружного оборудования. В итоге февраль 2011 года можно считать началом постепенного перехода к кратковременной эксплуатации скважин.

Стереотипы, касающиеся снижения ресурса надежности и увеличения количества пульсаций забойного давления, пришлось преодолеть, для этого потребовалось провести целую серию экспериментов по апробированию предложенного способа эксплуатации УЭЦН.

3 Методология подбора скважин и расчет оптимального режима КЭС. Режим КЭС является видом периодической эксплуатации скважин, характеризующейся кратковременной интенсивной откачкой жидкости УЭЦН больших типоразмеров. Эксплуатация низко дебитных скважин в режиме КЭС проводится из-за комплекса осложнений при работе УЭЦН малых типоразмеров в постоянном режиме:

- повышенный износ рабочих органов и низкий КПД установки ЭЦН во время работы в левой зоне напорно-расходной характеристики;
- засорение рабочих органов ЭЦН механическими примесями из-за небольшого размера проходных каналов;
- интенсивное отложение солей на рабочих органах ЭЦН из-за недостаточного охлаждения низким притоком пластовой жидкости.

В режиме КЭС скважина оборудуется УЭЦН больших типоразмеров ($Q \geq 80$ м³/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 (40-120 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 напласт.

При эксплуатации скважин в режиме КЭС необходимо:

- использование программируемых ЧРП или СУ с плавным пуском. При КЭС как правило не происходит снижения МРП оборудования за счет «мягкого» пуска, ЧРП позволяет устранить ударные пусковые перегрузки;
- применение высоко герметичных обратных клапанов или использование двух обратных клапанов;
- предпочтительно наличие ТМС для контроля температуры ПЭД и давления на приеме ЭЦН.

Возможно программирование СУ не только по времени откачки и накопления, но так же и по значениям давления на приеме.

4 Особенности расчета режима КЭС. Для расчета режима КЭС необходимо точно знать продуктивность скважины, в зависимости от которой определяется время работы. При условии соблюдения зависимости отношения номинальной производительности ЭЦН к продуктивности скважины (в 3-5 раз для достижения энергоэффективности), время цикла (Тп) варьируется от 40 до 80 минут (обычно равно 60 минутам).

Время цикла выбрано с учетом следующих требований:

- обеспечение максимальной добычи. Максимальное приближение усредненного давления на приеме к целевому (расчетному) давлению на приеме (целевому забойному).
- снижение рисков преждевременных отказов. Количество пусков установки имеет экспоненциальную зависимость от времени цикла. Увеличение частоты пусков, в т.ч. плавных, согласно теории надежности по экспоненциальной зависимости увеличивает риски преждевременных отказов;
- исключение вероятности замерзания обратных клапанов в зимний период на устьевой арматуре и замерной установке.

Следует отметить, что максимальный дебит при работе в периодическом режиме достигается при минимальном росте динамического уровня после прекращения его откачки, т.е. при минимальном времени накопления. При этом число запусков-остановок ЭЦН значительно возрастет.

При выборе количества циклов КЭС необходимо руководствоваться показателями надежности оборудования с учетом максимального допустимого количества запусков двигателя УЭЦН. При работе в периодическом режиме так же необходимо учитывать температурный режим работы двигателя. Интенсивность охлаждения двигателя напрямую зависит от динамического уровня и времени его накопления, а именно – чем меньше время накопления, тем лучше охлаждается двигатель.

5 Преимущество и недостатки режима КЭС. В ходе практического внедрения режима КЭС был выявлен ряд преимуществ:

- увеличились объемы добычи нефти на малodeбитном фонде скважин;
- сократилось потребление электроэнергии (работа с более высоким КПД установки, чем при постоянной эксплуатации ЭЦН вне рабочей зоны);
- увеличился межремонтный период (МРП);
- появилась возможность эксплуатации скважин, осложненных высокими значениями пластовой температуры, КВЧ и газового фактора;
- снизилась вероятность отложения солей;
- откачка жидкости с высокой скоростью при КЭС осуществляется преимущественно из межтрубного пространства над приемом насоса. Поэтому снижается количество механических примесей попадающих в УЭЦН.

К недостаткам метода можно отнести:

- низкая надежность клапанов на скважинах с высоким КВЧ;
- для определения обводненности, необходим метод "дробного" отбора проб, при этом методе пробы отбираются через равные промежутки времени 5-10 раз в течение цикла откачки, что является трудоемкой задачей.

В ходе внедрения режима кратковременной эксплуатации скважин были решены проблемы надежности и эффективности.

6 Внедрение режима КЭС на Шингинском месторождении. Начиная с февраля 2011 года на Шингинском месторождении, началась фаза активного внедрения методики кратковременной эксплуатации скважин в соответствии с утвержденной методикой. Проведенные мероприятия в первом квартале 2011 года, показали работоспособность метода и, в последующем сформировалось три направления по применению методики КЭС.

1. Перевод без остановки скважины в ремонт на существующем оборудовании. Производится без остановки по фонду с предварительным КВУ для уточнения притока скважины. Основная задача – сохранение объема добычи на уровне до перевода.

2. Перевод в КЭС при проведении ТикРС. По факту отказа погружного оборудования подбирается оптимальное погружное оборудование, обеспечивающее добычу заявленного суточного объема.

3. Ввод новых скважин с потенциалом менее 30 м³/сут изначально в режиме КЭС. Применение УЭЦН номиналом 80 – 120 м³/сут позволяет на начальном этапе вывода на режим производить плавный отбор жидкости на низкой частоте с постепенным выходом на базовую.

Шингинское месторождение на данный момент является передовым в плане применения методики КЭС в ООО «Газпромнефть-Восток». Наличие специфических условий инфраструктуры, свойства добываемого флюида, применяемое оборудование создали условия для последующих исследований режима кратковременной эксплуатации скважин и совершенствовании методики.

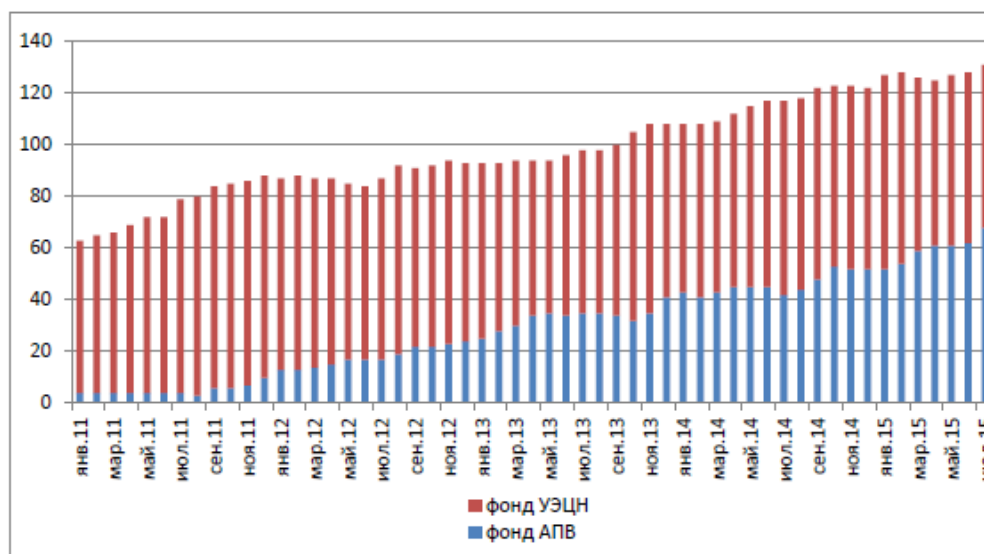


Рис.1 – Динамика фонда скважин Шингинского месторождения 2011-2015г.

7 Определение эффективности режима КЭС с экономической точки зрения. На рисунке 1 представлена динамика фонда скважин, на котором видно, что темп роста доли фонда КЭС более сильней, чем прирост скважин из бурения. В результате развития данной концепции, доля фонда скважин, эксплуатируемых в режиме КЭС Шингинского месторождения постепенно, достигла половины всего механизированного фонда.

Рассмотрим экономическую эффективность метода кратковременной эксплуатации с позиции сокращения затрат на энергопотребление. Для того чтобы информация была наиболее актуальной для анализа возьмем последний по временному отрезку период, при котором известно количество скважин, находящихся в эксплуатационном фонде.

Далее рассмотрим два случая. В первом будет рассматриваться эксплуатация всего фонда скважин механизированным способом без использования метода КЭС. Во втором случае скважины с номинальным дебитом $Q \geq 80$ м³/сут будут рассматриваться с внедрением метода КЭС, остальные два типоразмера (35 и 50 м³/сут) будут иметь традиционную технологию добычи. Используя информацию о технических характеристиках каждого типоразмера ЭЦН и проведя расчеты, получаем сводную таблицу.

Номинал, м3/сут	35	50	80	100	124	
Диапазон подач, м3/сут	20-60	35-70	60-110	70-140	95-160	
КПД, %	39	50	55	60	61	
Мощность, кВт	20,35	22,63	33,02	38,29	46,88	
Кол-во скв для 1 случая	25	40	30	25	12	
ΣКПД для 1 случая	0,37	0,48	0,23	0,21	0,10	
W, кВт*ч/сут	488,4	543,1	792,5	919,0	1125,1	
Wпол, кВт*ч/сут	181,0	258,0	185,4	195,5	116,8	
ΣWпол	4523,8	10319,3	5562,1	4886,3	1401,3	
q, м3/сут	35,0	50,0	80,0	100,0	124,0	
qфакт, м3/сут	35,0	50,0	18,7	21,3	12,9	
Q, м3/сут	875,0	2000,0	561,5	531,7	154,4	4122,65
W/Q, кВт*ч/м3	5,2	5,2	9,9	9,2	9,1	
Кол-во скв для 2 случая	25	40	26	23	18	
ΣКПД для 2 случая	0,37	0,48	0,52	0,57	0,58	
W, кВт*ч/сут	488,4	543,1	169,7	196,8	241,0	
Wпол, кВт*ч/сут	181,0	258,0	88,7	112,2	139,6	
ΣWпол	4523,8	10319,3	2305,7	2580,2	2513,5	
q, м3/сут	35,0	50,0	17,1	21,4	26,6	
qфакт, м3/сут	35,0	50,0	17,1	21,4	26,6	
Q, м3/сут	875,0	2000,0	445,5	492,6	478,0	4291,07
W/Q, кВт*ч/м3	5,2	5,2	5,2	5,2	5,3	
delta W/Q, %/м3	0	0	0,4775	0,43	0,4205	
delta W/Q, руб/м3	0	0	13,85924	11,57798	11,1792	
Σdelta W/Q, %/т	0	0	0,04957	0,049361	0,046843	0,145774
Σdelta W/Q, руб/т	0	0	1798,452	1661,333	1556,687	5016,473

Из приведенной таблицы можно сделать вывод, что в случае перехода части скважин на периодическую эксплуатацию энергозатраты уменьшатся на 14,5% на добываемую тонну нефти, что в денежном эквиваленте представляет собой примерно 5000руб. Данный результат был получен при условии, что значительная часть скважин (65 из 132) осталась работать на прежнем режиме. В случае перевода скважин с номиналом 50 м3/сут также на КЭС, уменьшение затрат на электроэнергию увеличится минимум в 3 раза.

8 Результаты и выводы: На сегодняшний день половина механизированного фонда скважин Шингинского месторождения эксплуатируется в режиме КЭС. Подтверждение эффективности применения метода позволило тиражировать методику на другие месторождения «Газпромнефть-Восток».

Сокращение удельного расхода электроэнергии и повышение надежности системы позволило не только повысить эффективности за счет выполнения мероприятий по переводу в периодический режим, но и сохранять эффект продолжительное время.

Литература

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов [Текст] / И.Т. Мищенко. – М.: ФГУП «Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816с.
2. Апыткаев Г.А., Сулейманов А. Г. Интенсификация добычи и увеличение МРП скважин, оборудованных УЭЦН, методом кратковременной периодической работы: производственно-технический научный журнал «Инженерная практика». – Москва: Изд-во «Энерджи Пресс», апрель, 2011. – с. 65-69.
3. Ивановский В.Н. Установки погружных центробежных насосов для добычи нефти [Текст] / В.Н. Ивановский, С.С. Пекин, А.А.Сабиров. – М.: ГУП «Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. – 256 с.
4. Лапшин А.А. Эксплуатация малодобитных скважин с УЭЦН в периодическом режиме. ОПИ оборудования с широкой рабочей характеристикой: производственно-технический научный журнал «Инженерная практика». – Москва: Изд-во «Энерджи Пресс», ноябрь, 2014. – с. 14-20.
5. Цынаев Е.В. «Кратковременно-периодический режим работы скважин на ЮЛТ приобского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос», как способ эксплуатации малодобитного ЧРФ». Инженерная практика, № 1, 2012 г., стр. 76-82.
6. Артемьев В.Н., Ибрагимов Г.З., Иванов А.И. Инженерные расчеты при разработке нефтяных месторождений. - Т. 1: Скважина – промысловый сбор – ППД. – М.: Нефтегазотехнология АЛ, 2004.-416с
7. Кузьмичев Н.П., Гуреев В.М. «Кратковременная эксплуатация скважин – новая энергосберегающая технология добычи нефти». Ресурсоэффективность в Республике Татарстан, № 10, 2006 г., стр. 23-25.