

12. Mohammad A. A., Mamora D. D. In Situ Upgrading of Heavy Oil under Steam Injection with Tetralin and Catalyst // 2008 SPE International Thermal Operation and Heavy Oil Symposium, 20 – 23 October 2008, Calgary.
13. Petrov S.M., Zakiyeva R.R., Ibrahim A.Y., Baybekova L.R., Gussamov I.I., Sitnov S.A., Vakhin A.V. Upgrading of high-viscosity naphtha in the super-critical water environment // International Journal of Applied Engineering Research. – 2015. – V. 10. – P. 44656 – 44661.

**АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В РЕЖИМЕ ПЕРИОДИЧЕСКОГО  
КРАТКОВРЕМЕННОГО ВКЛЮЧЕНИЯ И РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО  
ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА**

**К.В. Цивелев**

Научный руководитель доцент О.С. Чернова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В данной работе рассмотрена эксплуатация нефтяных скважин в режиме периодического кратковременного включения (ПКВ) установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) на примере одного из нефтяных месторождений Томской области. Проведен анализ технологической и экономической эффективности применения данного режима, а также предложены рекомендации по выбору времени цикла работы скважины и подбору погружного оборудования.

В настоящее время в нефтяной отрасли не сложилось единого количественного критерия отнесения скважин к малodeбитному фонду. В данной работе к этой категории будут относиться скважины с дебитом жидкости менее 30 м<sup>3</sup>/сут, так как с этим значением связаны границы использования разных способов механизированной добычи.

Для эксплуатации малodeбитных скважин применяются следующие технологии: низкопроизводительные УЭЦН, периодическая эксплуатация скважин УЭЦН, установка штанговых глубинных насосов (УШГН), установка электроприводных винтовых насосов, установка штанговых винтовых насосов [4].

Фактически, весь малodeбитный фонд скважин поделен между УЭЦН и УШГН, а объем внедрения альтернативных им способов добычи незначителен. Эксплуатация малodeбитных скважин установками электроцентробежных насосов является наиболее распространенным способом в Западной Сибири. Причем используется как непрерывная эксплуатация с использованием УЭЦН с малой производительностью, так и эксплуатация в режиме периодического кратковременного включения.

Эксплуатация скважин в режиме ПКВ заключается в том, что откачка жидкости из скважины чередуется с ее накоплением в скважине. В скважины с притоком до 30 м<sup>3</sup>/сут спускается УЭЦН, производительность которого в 3-5 раз превышает данный приток. Ударные пусковые перегрузки устраняются за счет «мягкого» безударного пуска УЭЦН при помощи преобразователя частоты [3].

При применении данного режима повышается энергоэффективность малodeбитного фонда скважин. Это связано с тем, что более мощные по производительности насосы имеют более высокий коэффициент полезного действия (КПД) в сравнении с низкопроизводительными насосами. На рассматриваемом месторождении широко применяются УЭЦН REDA EZline (Schlumberger). Так, например, УЭЦН REDA D150EZ имеет КПД 32,54%, в то время как КПД УЭЦН REDA D700EZ составляет 62,04% [1].

Режим ПКВ позволяет увеличить межремонтный период работы скважин. Низкие показатели межремонтного периода эксплуатации малodeбитных скважин при эксплуатации низкопроизводительными насосами часто связаны с солеотложениями и механическими примесями. Эксплуатация скважин в режиме ПКВ помогает бороться с механическими примесями и солеотложениями, так как более мощные насосы имеют больший диаметр проходного сечения.

**Таблица 1**

**Параметры скважины во время восстановления уровня**

Время, час:мин:сек	Давление на ТМС, атм	Динамический уровень, м	Изменение в уровне, м	Приток к скважине, м <sup>3</sup> /час	Приток к скважине, м <sup>3</sup> /сут
18/08/15 03:58:53	35	2482			
18/08/15 04:58:52	39	2426	56	0,77	18,6
18/08/15 05:58:51	42	2382	44	0,60	14,4
18/08/15 06:58:50	45	2341	41	0,56	13,5
18/08/15 07:58:48	48	2298	43	0,59	14,2
18/08/15 08:58:47	51	2256	42	0,57	13,7
18/08/15 09:58:46	53	2228	28	0,39	9,3
18/08/15 10:58:45	56	2186	42	0,58	13,9
18/08/15 11:58:44	58	2158	28	0,39	9,3
18/08/15 12:58:43	60	2129	29	0,39	9,5
18/08/15 13:58:42	62	2101	28	0,38	9,1
18/08/15 14:58:41	64	2074	27	0,38	9,0

Время цикла работы скважины напрямую влияет на добычу жидкости. При накоплении динамический уровень уменьшается, соответственно, забойное давление растет, и депрессия уменьшается, в результате чего приток из пласта падает. Поэтому необходимо максимально приблизить усредненное забойное давление к целевому забойному давлению. Усредненным забойным давлением является среднее значение между верхней и

нижней границей давления при запуске и остановке УЭЦН. Целевое забойное давление – это минимальное давление, которое достигается в конце цикла откачки жидкости из скважины [2].

Наиболее предпочтительным является расчет режима ПКВ при помощи кривой восстановления уровня (КВУ), так как именно эти данные ложатся в основу цикла работы скважины [2]. Рассмотрим скважину, для которой имеются данные с блока считывания информации станции управления. Значения динамического уровня, пересчитанные с данных по изменению давления на приеме насоса, представлены в таблице 1.

По данным значениям можно получить зависимость притока скважины от динамического уровня, который напрямую влияет на забойное давление.

При увеличении уровня жидкости в скважине приток из скважины должен уменьшаться в связи с увеличением забойного давления. По расчетам, представленным в таблице 1, можно увидеть противоречивую информацию. При увеличении уровня в скважине расчетный приток как увеличивается, так и уменьшается. Причина заключается в ограниченной разрешающей способности прибора, измеряющего давление. Для устранения данной проблемы снятые значения уровней следует интерполировать гладкой кривой при помощи линии тренда. С помощью полученной интерполированной кривой можно рассчитать новые значения притока из скважины.

Задача определения времени цикла сводится к определению максимального значения уровня жидкости в скважине, при котором насос должен включаться в работу. Необходимо отталкиваться от максимального допустимого процента отклонения от целевого дебита, минимальной скорости потока, необходимой для охлаждения электродвигателя, а также от максимально допустимого числа запусков насоса за определенный момент времени. При этом необходимо принимать во внимание приток жидкости из пласта во время работы насоса. Время накопления от целевого уровня до максимального определяется при помощи функции кривой восстановления уровня.

Из таблицы 2 наглядно видно, что при изменении времени цикла работы скважины меняется текущий динамический уровень, соответственно, меняется среднеинтегральное забойное давление, значит, изменяется и дебит.

Таблица 2

Зависимость дебита жидкости от количества циклов

Циклов в день	Динамический уровень, м	Время откачки в одном цикле, час:мин:сек	Время накопления в одном цикле, час:мин:сек	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут
	2480			
<b>87</b>	<b>2470</b>	<b>0:5:38</b>	<b>0:11:00</b>	<b>18,61</b>
44	2459	0:11:08	0:22:00	18,49
<b>22</b>	<b>2439</b>	<b>0:21:50</b>	<b>0:43:59</b>	<b>18,24</b>
15	2420	0:32:06	1:05:59	18
8	2373	0:56:03	2:00:58	17,42
4	2274	1:44:59	4:12:55	16,13
3	2216	2:12:09	5:40:54	15,36
2	2106	3:01:42	8:58:50	13,87

При увеличении количества циклов в день с 22 до 87, дебит жидкости увеличивается на 0,37 м<sup>3</sup>/сут, что составляет 2,02%. При обводненности 6%, разница в дебите нефти для данной скважины составляет 0,3478 м<sup>3</sup>/сут или 10,434 м<sup>3</sup>/месяц. Увеличенное число запусков скважины может привести к уменьшению межремонтного периода. Поэтому, принимая решение о времени цикла работы оборудования необходимо отталкиваться от экономических и технологических показателей.

На изучаемом нефтяном месторождении скважины, работающие в режиме ПКВ, эксплуатируются в часовом цикле, то есть сумма времен откачки и накопления составляет 1 час. По расчетам, выполненным в данной работе, следует вывод, что уменьшение времени работы цикла скважины приводит к увеличению дебита по жидкости на 2 – 3% за счет уменьшения целевого забойного давления. Преобразователи частоты устраняют возможные ударные пусковые нагрузки.

#### Литература

1. Документация по оборудованию REDA EZline: Schlumberger, 2007. – с. 51.
2. Инструкция по применению режима периодического кратковременного включения на малодобитном и осложненном фонде: ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, 2013. – с. 20.
3. Лапшин А.А. Эксплуатация малодобитных скважин с УЭЦН в периодическом режиме//Производственно-технический научный журнал «Инженерная практика». – Москва: Изд-во «Энерджи Пресс», ноябрь, 2014. – с. 14 – 20.
4. Якимов С.Б. Состояние и перспективы использования технологий эксплуатации малодобитных скважин в ОАО «НК «Роснефть»//Производственно-технический научный журнал «Инженерная практика». – Москва: Изд-во «Энерджи Пресс», ноябрь, 2014. – с. 4 – 12.