УДК 622.276

**А.В.КОЛОНСКИХ**
*Уфимский государственный нефтяной технический университет*

# ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ПРИ ФОРСИРОВАНИИ ОТБОРОВ ЖИДКОСТИ ИЗ СКВАЖИН САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Наиболее перспективным способом добычи нефти при форсированном режиме отбора жидкости из скважин является применение электроцентробежных насосов. Перевод скважины на форсированный режим отбора жидкости приводит к ухудшению условий работы скважинного оборудования. Это вызывает уменьшение показателя «наработка на отказ». Для условий Самотлорского нефтяного месторождения были выявлены основные факторы, осложняющие работу установок электроцентробежных насосов и предложены методы борьбы с ними.

The most perspective way of petroleum production at forced fluid withdrawal mode is application of electro-centrifugal oil-well pumps. Well conversion into the forced fluid withdrawal mode leads to deterioration of working conditions of the down-hole equipment. It decreases the failure interval parameter. Major factors decreasing performance of electro centrifugal oil-well pumps were revealed and methods to compensate them were offered for the conditions of the Samotlor oil field.

На сегодняшний день форсированный отбор жидкости является наиболее часто применяемым методом увеличения производительности скважин. Для создания режима форсированного отбора жидкости из пласта необходимы высокопроизводительные насосы с высокой надежностью работы. Наиболее подходящими являются установки электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Перевод скважины на форсированный режим отборов жидкости приводит к ухудшению условий работы скважинного оборудования. Повышенное содержание механических примесей, газа и другие осложняющие факторы негативно влияют на рабочие характеристики насоса и снижают показатель «наработки на отказ». При подборе УЭЦН необходимо учитывать влияние каждого осложняющего фактора на работу насоса.

В добываемой жидкости могут содержаться как продукты разрушения пласта, соли, продукты коррозии, так и привнесенные с дневной поверхности различные примеси. При создании высоких депрессий на пласт, увеличивается интенсивность разрушения пород пласта и содержание в продукции механических примесей. При увеличении содержания механических примесей выше критического значения происходит абразивный износ, приводящий к полному выходу из строя торцевых поверхностей, рабочих колес, ступиц, уплотнений и вала. Интенсивный вынос песка ведет к образованию песчаных пробок и засорению насоса.

Другая особенность эксплуатации УЭЦН при форсированных отборах жидкости связана с наличием свободного газа в добываемой продукции. Газ является постоянным спутником нефти. При форсировании режимов отборов жидкости забойные давления снижают ниже давления насыщения нефти газом. Это приводит к тому, что уже в пласте начинает выделяться свободный газ. Большое количество свободного газа, содержащегося в откачиваемой жидкости, негативно влияет на рабочие характеристики насоса. При достижении критического значения газосодержания возможен срыв подачи насоса.

Форсированный отбор жидкости способствует увеличению коэффициента нефтеотдачи. Это достигается вовлечением в процесс фильтрации флюидов, находящихся в малопроницаемых пропластках. При этом доля воды в добываемой жидкости уменьшается.

Для условий, приближенных к Самотлорскому нефтяному месторождению, были смоделированы вязкость эмульсии, создаваемой в насосе, и коэффициент полезного действия (КПД) насоса при различной обводненности продукции (рис.1). Из графиков видно, что при уменьшении обводненности продукции высокообводненных скважин происходит увеличение вязкости эмульсии и снижение максимально возможного КПД.

Насосное оборудование при форсированном отборе жидкости чаще всего спускают до кровли продуктивного пласта. Это необходимо для предотвращения срыва подачи насоса при снижении динамического уровня. Большая глубина спуска насоса приводит к дополнительным осложнениям при эксплуатации оборудования. Это обусловлено тем, что насосу приходится развивать большие величины напора для преодоления давления столба жидкости, находящейся в насосно-компрессорных трубах. Другой осложняющий фактор заключен в увеличении температуры откачиваемой жидкости с увеличением глубины спуска насоса. При высокой температуре снижается показатель безотказной работы кабеля и кабельного ввода в погружной электродвигатель.

Для Самотлорского нефтяного месторождения был выполнен анализ интенсивности действия осложнений, возникающих при форсированном отборе жидкости.

Анализ влияния свободного газа был проведен по кривым разгазирования нефти при различной обводненности продукции. На рис.2 представлена кривая разгазирования нефти пласта $АБ_{1-2}$. Проведена статистическая обработка режимных параметров работы 30 скважин, работающих при форсированном режиме отбора жидкости. Исследования показали, что большинство скважин работает с забойным давлением 8 МПа, а минимально создаваемое забойное

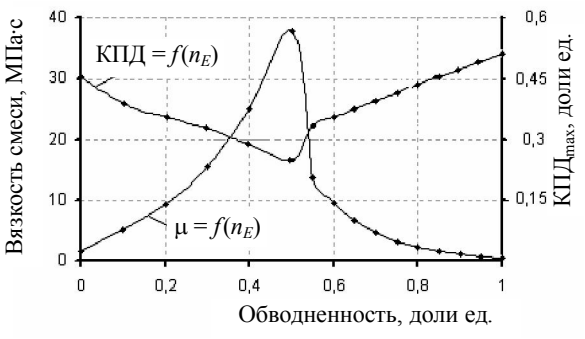



Рис.1. Зависимость вязкости эмульсии и КПД УЭЦН от обводненности продукции скважины

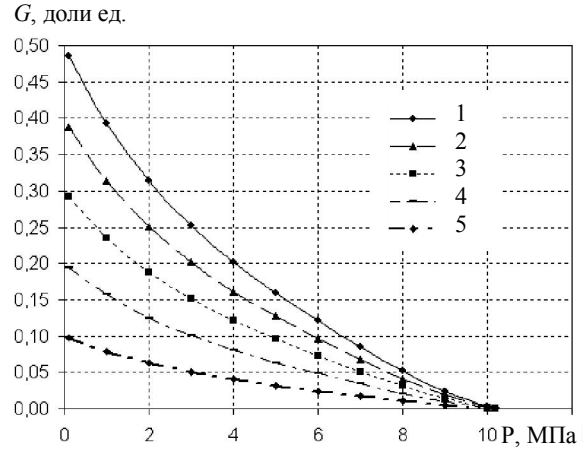



Рис.2. Кривые разгазирования нефти пласта $АБ_{1-2}$ Самотлорского месторождения при различной обводненности

1 – $N_в$ = 50 %; 2 – 60; 3 – 70; 4 – 80; 5 – 90

давление составляет 6 МПа. Обводненность продукции находится в пределах 60-80 %.

Из рис.2 видно, что для этих условий работы УЭЦН газосодержание в насосе не будет превышать 10 %. Для окончательного вывода о влиянии свободного газа на работу УЭЦН необходимо знать величину критического газосодержания. Этой проблеме посвящено большое количество работ (П.Д.Ляпков, М.Г.Минигазимов, Г.Н.Кнышенко, И.Т.Мищенко и др.). Результаты исследований по определению допустимой величины газосодержания расходятся от 15 до 25 %. Из этого можно сделать вывод, что количество свободного газа, выделяющееся при форсировании режима отборов жидкости на Самотлорском месторождении, не скажется на условиях работы УЭЦН.

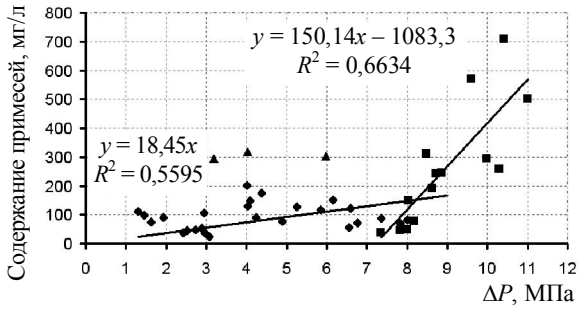



Рис..3. Изменение содержания механических примесей в продукции скважины при различных значениях депрессий

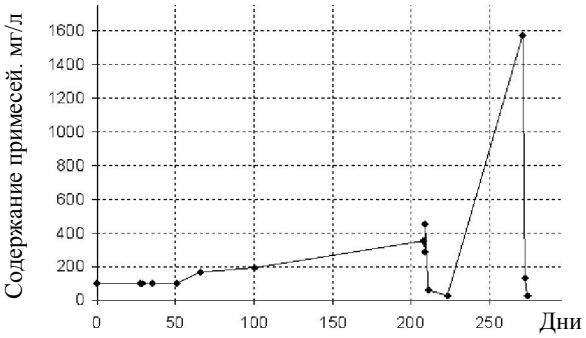



Рис.4. Динамика содержания механических примесей по скважине № 265

Иная ситуация произошла с влиянием механических примесей на работу насоса. В общем объеме отказов УЭЦН засорение механическими примесями находилось на первом месте и составило 22,7 %. Это обуславливает необходимость выбора наиболее оптимального метода борьбы с вредным влиянием механических примесей на работу УЭЦН. Существует много различных методов борьбы с песком: использование забойных фильтров, изменение конструкции УЭЦН, регулирование режима работы скважины. Наиболее эффективным и менее трудоемким методом борьбы с песком является выбор такого совместного режима работы пласта и скважинного оборудования, при котором не происходит разрушение скелета пласта.

Выбор оптимального режима работы скважины заключается в расчете максимально допустимой величины депрессии. Для определения этого значения была построена зависимость содержания механических примесей в продукции скважины при различной депрессии (рис.3). Из рис.3 видно, что при определенном значении величины депрессии происходит резкое увеличение содержания механических примесей в продукции скважины. Это обусловлено разрушением скелета горной породы пласта. Предельная депрессия, при которой еще не происходит разрушение пласта, равняется 8,2 МПа. Форсирование режимов отборов жидкости происходит при депрессиях значительно больших, чем 8,2 МПа. Это вызывает необходимость применения дополнительных способов борьбы с вредным влиянием механических примесей.

На рис.3 имеется большой разброс точек. Чтобы найти причины этого, была обработана динамика содержания механических примесей по скважинам за год. В качестве примера приводится полученная зависимость по скважине № 265 (рис.4).

Анализ содержания механических примесей в динамике показал наличие точек с непродолжительным очень высоким содержанием механических примесей. Изучение данных по эксплуатации оборудования позволило определить, что высокое содержание механических примесей отмечается при любых, даже кратковременных остановках, например, при отключении электроэнергии и последующих запусках скважины, а также при нестабильных режимах эксплуатации скважин[*].

Форсирование режимов отборов жидкости приводит к появлению дополнительных осложнений при эксплуатации УЭЦН. Для Самотлорского месторождения основным осложняющим фактором является большое содержание механических примесей в продукции скважины. Это вызывает необходимость применения дополнительных способов борьбы с вредным влиянием механических примесей и более тщательного выбора режима работы оборудования при форсировании отборов жидкости.

Научный руководитель д.т.н. проф. *Ю.В.Зейгман*

[*] *Горев В.Г.* Причины пескопроявлений на Самотлорском месторождении и методы их предупреждения / В.Г.Горев, М.С.Мельцер // Нефтяное хозяйство. 1997. № 10.