

## Исследование проблем эксплуатации обводненных газовых скважин на поздней стадии разработки Позевалкин В. В.

*Позевалкин Владимир Владимирович / Pozevalkin Vladimir Vladimirovich – магистр, ведущий инженер, Оренбургский государственный университет, г. Оренбург*

**Аннотация:** в статье проведено исследование технологии, позволяющей продлить срок эксплуатации обводненных газовых скважин, находящихся на поздней стадии разработки. Обоснована целесообразность применения метода управляемой откачки пластовой жидкости с применением установки погружного электроцентробежного насоса для восстановления промышленной добычи продукции из обводненных газовых скважин.

**Ключевые слова:** обводнение газовых скважин, управляемая откачка, электроцентробежный насос, технологический режим эксплуатации, восстановление промышленной добычи продукции.

В настоящее время количество обводненных газовых скважин на газоконденсатных месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, постоянно увеличивается. Общеизвестно, что обводнение газовых скважин в процессе эксплуатации представляет собой нарастающий фонд бездействующих скважин для добывающих предприятий. В связи с этим актуальность исследуемой проблемы становится очень значительной для нефтегазодобывающих организаций.

Эксплуатация газовых скважин на поздней стадии разработки сопровождается падением пластового давления, так как значительная часть пластовой энергии расходуется на подъем жидкости, что, в свою очередь, снижает дебит по газу.

Таким образом, одним из ключевых факторов, снижающих производительность газовой скважины, является наличие в ней пластовой жидкости.

Выбор метода удаления жидкости с забоев скважин зависит от множества факторов, например, от конструкции скважины, геолого-промысловых характеристик месторождения, стадии разработки, количества поступающей жидкости и газа и т. д. Определение оптимального технологического режима работы скважины подразумевает подбор таких условий эксплуатации, которые обеспечат максимальный дебит при минимальных затратах пластовой энергии [3]. Следовательно, наиболее рациональным является технологический режим с полным выносом на устье жидкости, поступающей на забой, что возможно обеспечить при эксплуатации скважины с предельным дебитом. Впервые предельный технологический режим эксплуатации газовых скважин был осуществлен на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ОНГКМ), на котором эксплуатационные скважины подверглись интенсивному обводнению [12]. Динамика эксплуатационных показателей Основной залежи ОНГКМ свидетельствует о существенном росте числа обводненных газовых скважин при сохранении потенциальной возможности их дальнейшей эксплуатации [2].

Предложения проектировщиков о поддержании режимов эксплуатации скважин без выноса жидкости на устье привели к значительному увеличению числа обводненных скважин. Напротив, предложения Закирова С. Н. [7] о реализации технологического режима с полным выносом на устье поступающей в них пластовой жидкости позволили значительно снизить их количество [12].

Повышение эффективности эксплуатации газовых скважин в условиях обводнения достигается при помощи различных методов. Однако наиболее перспективным, на данный момент, является метод удаления пластовой жидкости с применением внешней энергии на основе погружного электроцентробежного насоса ЭЦН (рисунки 1) [3].



- 1 – верхняя секция с ловильной головкой;
- 2 – нижняя секция;
- 3 – шлицевая муфта;
- 4 – опорная пята;
- 5 – корпус подшипника;
- 6 – направляющий аппарат;
- 7 – рабочее колесо;
- 8 – корпус;
- 9 – вал;
- 10 – шпонка;
- 11 – подшипник скольжения;
- 12 – защитная втулка;
- 13 – основание;
- 14 – приемная сетка;
- 15 – приводная муфта

*Рис. 1. Центробежный многоступенчатый насос ЭЦН*

Скважинные насосные установки применяются при низких пластовых давлениях в скважинах глубиной до 2500 метров, а также в условиях, когда другие методы удаления пластовой жидкости применить нельзя, либо их эффективность не долговременна. В этом случае процесс удаления жидкости не зависит от скорости газового потока и может применяться до самого конца разработки залежи при снижении устьевого давления до 0,2-0,4 МПа.

Установка ЭЦН состоит из погружного насосного агрегата (электродвигатель с гидрозащитой, газосепаратор и центробежный насос), кабельной линии, насосно-компрессорной трубы, оборудования устья скважины и наземного оборудования (трансформатора и станции управления) [8]. Насос работает при погружении в скважинную жидкость и монтируется к нижней части насосно-компрессорной трубы (НКТ). Герметично изолированный электродвигатель вращает серию рабочих колес. Каждое колесо (ступень) в серии подает жидкость через отвод во входное отверстие рабочего колеса, расположенного над ним. Чем больше ступеней, тем выше давление нагнетания. Погружной центробежный насос по принципу действия не отличается от обычных центробежных насосов, применяемых для перекачки жидкости. Отличие в том, что он многосекционный с малым диаметром рабочих ступеней. Выпускаемые для нефтегазовой промышленности погружные насосы содержат от 415 до 1300 ступеней.

Таким образом, применение внешней энергии для удаления пластовой жидкости позволяет существенно продлить срок эксплуатации газовых скважин в условиях снижения энергии пласта [2, 4]. Под термином применение внешней энергии, в данном случае, подразумевается технология управляемой откачки пластовой жидкости на основе погружного электроцентробежного насоса ЭЦН [5], которая на данный момент является наиболее перспективным методом снижения неблагоприятного воздействия обводнения газовых скважин.

Однако результаты опытных испытаний насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин с применением ЭЦН показывают, что рост дебита газа сопровождается нарушением теплового равновесия погружного электродвигателя ЭЦН (рисунок 2).

Перегрев электродвигателя обусловлен его расположением на 3-5 м ниже уровня приема жидкости насосом, что ухудшает условия охлаждения электродвигателя. Следовательно, если не поддерживать определенный уровень жидкости в скважине для охлаждения электродвигателя ЭЦН добываемой жидкостью, происходит нарушение теплового равновесия электродвигателя, что, в свою очередь, приводит к его отключению.



Рис. 2. Электродвигатель серии ПЭД

Таким образом, для обеспечения требуемых условий работы электродвигателя необходимо реализовать технологию управляемой работы установки электроцентробежного насоса при контролируемом уровне жидкости в скважине [1].

Однако для реализации данной технологии снижения неблагоприятных последствий обводнения газовых скважин необходимо определять динамический уровень жидкости в скважине. В нефтяных скважинах для определения уровня жидкости применяют эхолот [10]. Но технология раздельной добычи продукции из газовых скважин предполагает движение газа по затрубному пространству [6], что в свою очередь приводит к образованию пены на поверхности жидкости и, как следствие, нарушению корректной работы эхолота. Пенообразование достигает от 50 до 200 метров и носит случайный характер. Следовательно, требуется иной метод определения уровня жидкости.

В связи с этим, для измерения и контроля уровня жидкости целесообразно применить информационно-измерительную систему (ИИС) [3], построение которой основано на определении критичных параметров ЭЦН по косвенным измерениям. Кроме того, необходимо наличие данных, формируемых ИИС, которая, в свою очередь, должна обладать средствами оценки динамического уровня жидкости в затрубном пространстве газовой скважины.

Устранить недостаток перегрева электродвигателя возможно за счёт применения технологии кратковременной эксплуатации скважин (КЭС), предложенной Кузьмичевым Н. П. [9]. Данная технология основана на периодической откачке насосом накопленной в скважине пластовой жидкости. При этом время работы электродвигателя рассчитывается таким образом, чтобы при работе он не успевал перегреться, а при простое успевал остыть до требуемой температуры. Однако указанная технология предполагает многократное периодическое прекращение отбора жидкости с целью накопления жидкости в пространстве между насосно-компрессорными трубами и эксплуатационной колонной за счёт её притока из пласта. Процесс накопления жидкости происходит при отключённом состоянии УЭЦН. В результате таких

вынужденных остановок и последующих пусков УЭЦН возрастает вероятность отказа в работе погружного электродвигателя, нарушается необходимый режим эксплуатации скважины, что, в итоге, приводит к снижению добычи.

В связи с этим целесообразность оснащения погружных электроцентробежных насосов частотными преобразователями и системами управления, позволяющими в автоматическом режиме управлять работой электродвигателя насоса с целью поддержания необходимого динамического уровня жидкости в затрубном пространстве газовой скважины, становится очевидной. Это, в свою очередь, позволит поддерживать тепловое равновесие электродвигателя погружного насоса. Кроме того, применение частотных преобразователей позволит попутно решить задачу повышения межремонтного периода скважины за счёт обеспечения плавного пуска погружного электродвигателя [11]. Поэтому направлением дальнейших исследований становится автоматизация технологического процесса откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин.

Таким образом, техническая реализация технологии управляемой откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин на основе УЭЦН позволит восстановить промышленную добычу продукции из обводненных газовых скважин, находящихся на поздней стадии разработки.

#### **Выводы**

1. Одним из ключевых факторов, снижающих производительность газовой скважины, является наличие в ней пластовой жидкости.
2. Применение управляемой внешней энергии для удаления пластовой жидкости позволяет существенно продлить срок эксплуатации газовых скважин в условиях снижения энергии пласта.
3. Для обеспечения требуемых условий работы электродвигателя необходимо реализовать технологию управляемой работы установки электроцентробежного насоса при контролируемом уровне жидкости в скважине.
4. Становится очевидной целесообразность оснащения погружных электроцентробежных насосов частотными преобразователями и системами автоматического управления.
5. Проведение исследований технологии управляемой откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин позволит восполнить пробел в исследованиях промышленной технологии добычи газа на газоконденсатных месторождениях, находящихся на поздней стадии эксплуатации.
6. Результаты исследования рассмотренной технологии могут быть применимы на газовых и газоконденсатных месторождениях, где эксплуатация скважин осложняется обводнением.

#### *Литература*

1. *Андреев Е. Б.* Автоматизация технологических процессов добычи и подготовки нефти и газа / Е. Б. Андреев [и др.]. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. - 399 с.
2. *Баишев В. З.* Разработка модели двухфазного трубопроводного транспорта применительно к системе добычи нефти, газа и конденсата на Оренбургском НГКМ. Отчет о НИР. / В. З. Баишев [и др.]. – Оренбург: ООО «ВолгоУралНИПИгаз», 2003 – 128 с.
3. *Валеев А. Ф.* Анализ методов механизированной добычи пластовой жидкости обводненных газовых скважин / А. Ф. Валеев, Н. А. Соловьев // Матер. X Всероссийской научно-практической конференции «Современные информационные технологии в науке, образовании и практике». – Оренбург: ООО ИПК «Университет», 2012. – С. 7-11.
4. *Валеев А. Ф.* Анализ проблем добычи продукции газоконденсатного месторождения в условиях обводнения скважин / А. Ф. Валеев, Н. А. Соловьев // Матер. Всероссийской научно-практической конференции «Теоретические вопросы разработки, внедрения и эксплуатации программных средств». – Орск: Изд. ОГТИ, 2011. – С. 18-21.
5. *Дроздов А. Н.* Новая технология насосной эксплуатации обводненных газовых скважин для добычи низконапорного газа в осложненных условиях / А. Н. Дроздов, А. И. Ермолаев, Г. Г. Булатов // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2008. – № 6. – С. 54-58.
6. *Заикин К. М.* Технология эксплуатации обводненных газоконденсатных скважин Оренбургского НГКМ и рекомендации по устранению последствий обводнения / К. М. Заикин // Газовая промышленность. – 2012. – № 4. – С. 35-39.
7. *Закиров С. Н.* Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / С. Н. Закиров [и др.]. - М., 2004. – 520 с.
8. *Ивановский В. Н.* Установки погружных центробежных насосов для добычи нефти / 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.
9. *Кузьмичев Н. П.* Кратковременная эксплуатация скважин в осложненных условиях / Н. П. Кузьмичев // Технологии ТЭК. – 2005. – № 3.
10. Пат. № 2163293 РФ, МПК Е 21 В 43/00. Эхолот для измерения уровня жидкости в скважине / С. А. Зайцев, А. И. Зайцев, А. А. Арефьев; заявитель и патентообладатель С. А. Зайцев, А. И. Зайцев, А. А. Арефьев. - № 97110817/03; заявл. 19.06.1997; опубл. 27.09.1998.

11. *Стариков В. А.* Автоматизация технологического процесса вывода нефтяной скважины на стационарный режим работы после капитального ремонта.: Дисс. канд. техн. наук. Самара, 2010. 148 с.
12. *Шестакова А. В.* Обоснование технологического режима эксплуатации обводняющихся газовых скважин.: Дисс. канд. техн. наук. Москва, 2013. 166 с.