

УДК 622.276
<https://doi.org/10.36906/KSP-2023/68>

Тотанов А.С.
ORCID: 0009-0006-9761-8991
г. Самара, Россия

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ СТАБИЛИЗАЦИИ ДАВЛЕНИЯ НА ПРИЕМЕ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

Аннотация. В данной статье рассматривается актуальная задача стабилизации динамического уровня жидкости на приеме электроцентробежного насоса, работающего в условиях нестабильного притока. Разработана система стабилизации давления на приеме электроцентробежного насоса, которая может быть использована в установке одновременно-раздельной добычи (ЭЦН-ПЭД-ЭЦН). В статье рассмотрены особенности данной системы, и предложен новый подход для обеспечения требуемого уровня жидкости над насосом и давления на приеме. Результаты исследования могут быть полезны для инженеров и специалистов в нефтегазовой отрасли, обеспечивая им основу для разработки эффективных решений по стабилизации параметров технологического режима в установках одновременно-раздельной добычи с использованием электроцентробежных насосов.

Ключевые слова: ЭЦН; забойное давление; стабилизация; установка одновременно-раздельной добычи; нефтегазовая промышленность; мониторинг давления; автоматизация и регулирование процессов добычи.

Totanolov A.S.
ORCID: 0009-0006-9761-8991
Samara, Russia

DEVELOPMENT OF A SYSTEM FOR STABILIZING OF PRESSURE AT THE RECEPTION AN ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMP

Abstract. This article discusses an important task of stabilizing the dynamic fluid level at the reception of an electric centrifugal pump operating under unstable inflow conditions. A pressure stabilization system has been developed at the reception of an electric centrifugal pump in a simultaneous-separate extraction unit (ECP-SPE-ECP). The article discusses the features of this system, and a new approach is proposed to ensure the required liquid level above the pump. The results of the study can be useful for engineers and specialists in the oil and gas industry, providing them with a basis for developing effective solutions for stabilizing the parameters of the technological regime in simultaneous-separate production installations using electric centrifugal pumps.

Keywords: ESP; bottomhole pressure; stabilization; installation of simultaneous-separate production; oil and gas industry; pressure monitoring; automation and regulation of production processes.

Актуальность исследования связана с широким применением установок одновременно-раздельной добычи (ОРД), содержащих электроцентробежные насосы, при добыче нефти из двух пластов. Текущие условия добычи, связанные с изменяющимися параметрами пластов, выдвигают на передний план ряд технических задач, требующих решения. В качестве одной из таких задач следует выделить стабилизацию давления на приеме (и соответственно

забойного давления) ЭЦН, изменяющегося вследствие изменения параметров пласта (пластовое давление, коэффициент продуктивности и т. д.). Снижение давления на приеме ЭЦН ниже критического значения приводит к осложнениям при работе установок электроцентробежных насосов. Как следствие, возможен срыв подачи, деградация напорной характеристики насоса, повышенный износ со снижением КПД или полный отказ оборудования. В компоновках ОРД, работающих от одного двигателя, существует ограничение по регулированию производительности путем изменения частоты вращения ротора насоса ввиду того, что ПЭД передает вращение двум ЭЦН одновременно. В связи с этим предложено техническое решение, заключающееся в установке байпасного устройства выше места подвески установки электроцентробежного насоса для поддержания стабильного динамического уровня жидкости в скважине и исключения осложнений при работе насоса [1; 2].

Цель: разработать оборудование для стабилизации давления на приеме ЭЦН и математическую модель его работы, исследовать динамику уровня жидкости над насосом, давления на приеме ЭЦН в скважине, оборудованной предложенной системой стабилизации давления и динамического уровня при использовании ЭЦН (как частный случай при использовании компоновки ОРД ЭЦН-ПЭД-ЭЦН). Оборудование и способ эксплуатации скважины должны иметь низкую себестоимость, ремонтпригодность в рамках сервисных баз.

Объекты: установка электроцентробежного насоса в составе компоновки ОРД в совокупности с системой стабилизации динамического уровня, при этом должно быть изучено влияние параметров электроклапана, входящего в состав системы, на процесс стабилизации динамического уровня. Это требуется для последующей автоматизации с учетом подключения системы регулирования к контроллеру станции управления.

Методы. Метод исследования сводится к численному решению дифференциальных, линейных и нелинейных уравнений, описывающих подачу и давление на выходе установки электроцентробежного насоса в установившемся режиме, истечение жидкости через электроклапан с учетом гидравлических сопротивлений, протекание гидродинамических процессов в затрубном пространстве при работе системы стабилизации, то есть изменение уровня жидкости над насосом в зависимости от скважинных условий и конструктивных параметров электроклапана [3].

Ниже отмечены особенности эксплуатации скважин установками ОРД [4; 5].

1. Сложность вывода на режим установки ОРД ввиду того, что продуктивность двух пластов меняется неравномерно. При использовании частотного регулирования работы ПЭД нет возможности изменять работу нижнего и верхнего насоса по отдельности.

2. Сложность предотвращения отказов оборудования ЭЦН, вызванных снижением забойного давления и срыва подачи в условиях нестабильного притока. Алгоритмы работы станции управления при реализации защиты от срыва подачи по току или активной составляющей мощности не работают в должной мере ввиду того, что двигатель приводит в движение одновременно два насоса.

3. Высокая стоимость ремонта оборудования. Риски отказа оборудования вследствие перегрева насоса и его «клина». При этом потребуются дорогостоящий ремонт ТРС с ремонтом компоновки стоимостью более 1.7 млн руб.

4. Вследствие частичного срыва подачи насоса возможен его износ со снижением гидравлического КПД, что приведет впоследствии к работе оборудования с повышенным потреблением электроэнергии, снижению энергоэффективности эксплуатации и увеличению себестоимости добычи нефти.

Описание технического решения.

Система стабилизации давления на приеме ЭЦН в стволе скважины представляет собой станцию управления УЭЦН с контроллером управления электроуправляемым клапаном, расположенную на поверхности, ЭЦН в составе ОРД (как частный случай системы регулирования), оборудованный термоманометрической системой (ТМС) для фиксации параметров температуры и давления с целью управления работой электроклапана.

Принцип работы системы стабилизации заключается в следующем. Датчик давления в составе ТМС регистрирует давление на приеме насоса и фиксирует изменение давления во времени. Возможен вариант настройки системы по температуре, в этом случае при снижении давления на приеме насоса, снижении производительности и изменения гидравлического КПД будет происходить нагрев ЭЦН, который контролируется датчиком температуры системы ТМС.

При снижении давления на приеме ЭЦН ниже критического значения, фиксируемого системой ТМС, управляемый электроклапан вступает в работу, постепенно открывая проходное сечение и перепуская часть потока из НКТ в затрубное пространство, тем самым повышая и стабилизируя динамический уровень жидкости для предотвращения срыва подачи ЭЦН и отказа оборудования. При повышении давления на приеме до требуемой величины клапан системы стабилизации закрывается. Данное действие может выполняться циклически для поддержания заданного давления на приеме насоса [6].

Ниже, на рисунке 1 представлена схема устройства с указанием направлений потоков в НКТ, электроклапане и представлением основных параметров, входящих в математическую модель системы стабилизации динамического уровня.

Математическое описание работы электроклапана системы стабилизации основано на зависимости для расхода жидкости через электроклапан как функции перепада давления на клапане [7; 8]:

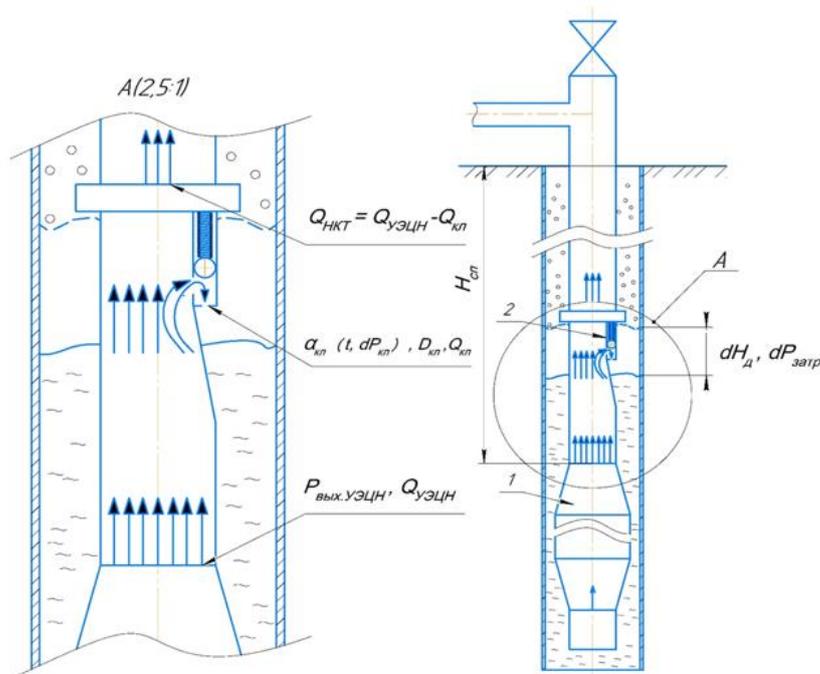
$$Q_{\text{кл}} = \lambda_{\text{кл}} \alpha_{\text{кл}} S_{\text{кл}} \sqrt{\left| \frac{2}{\rho_{\text{ж}}} (dP_{\text{кл}}) \right|} \cdot \text{sign}(dP_{\text{кл}}), \quad (1)$$

где $dP_{\text{кл}} = P_{\text{НКТ}} - P_{\text{затр}}$, перепад давления на клапане (между НКТ и затрубным пространством), Па;

$P_{\text{затр}}$ – давление в затрубном пространстве на глубине установки электроклапана, Па;

$\lambda_{\text{кл}} = \frac{0,05}{\sqrt{1 + \frac{L_{\text{кл}} 0,316}{D_{\text{кл}}^4 \sqrt{Re}}}}$ – коэффициент гидравлического сопротивления;

- $\alpha_{\text{кл}}$ – коэффициент степени открытия проходного сечения клапана
 $L_{\text{кл}}$ – длина электроклапана, м;
 $D_{\text{кл}}$ – внутренний диаметр электроклапана, м;
 Re – число Рейнольдса.
 $S_{\text{кл}}$ – площадь поперечного сечения клапана, м².



1 – установка электроцентробежного насоса, 2 – электроклапан

Рис. 1. Расчетная схема системы стабилизации давления на приеме ЭЦН

На рисунке 2 представлен пример численного моделирования гипотетической скважины, в которой вследствие нестабильного притока жидкости из пласта уровень жидкости над насосом снизился со 335 до 135 м, при этом давление на приеме насоса снизилось до значения 1.5 МПа (жидкость в затрубном пространстве нефть плотностью 800 кг/м³, давление газа в затрубном пространстве принято 0.4 МПа). После открытия электроуправляемого клапана уровень жидкости над насосом увеличивается на 200 м, а давление на приеме в 2 раза, до 3.1 МПа, при этом газ, находящийся выше уровня жидкости, постепенно сжимается. Диаметр отверстия электроклапана варьировался от 6 до 15 мм, а его длина принята 50 мм. Исходя из полученных результатов моделирования видно, что интенсивность восстановления уровня жидкости над насосом зависит от диаметра проходного сечения электроклапана. При значении диаметра 6 мм время восстановления уровня жидкости составляет более 200 мин, или 3,5 ч, при диаметре 9 мм время стабилизации 100 мин, или 1,7 ч, при диаметре 12 мм время стабилизации 55 мин, или 0,9 ч, а при диаметре 15 мм время стабилизации составляет около 40 мин, или 0,7 ч.

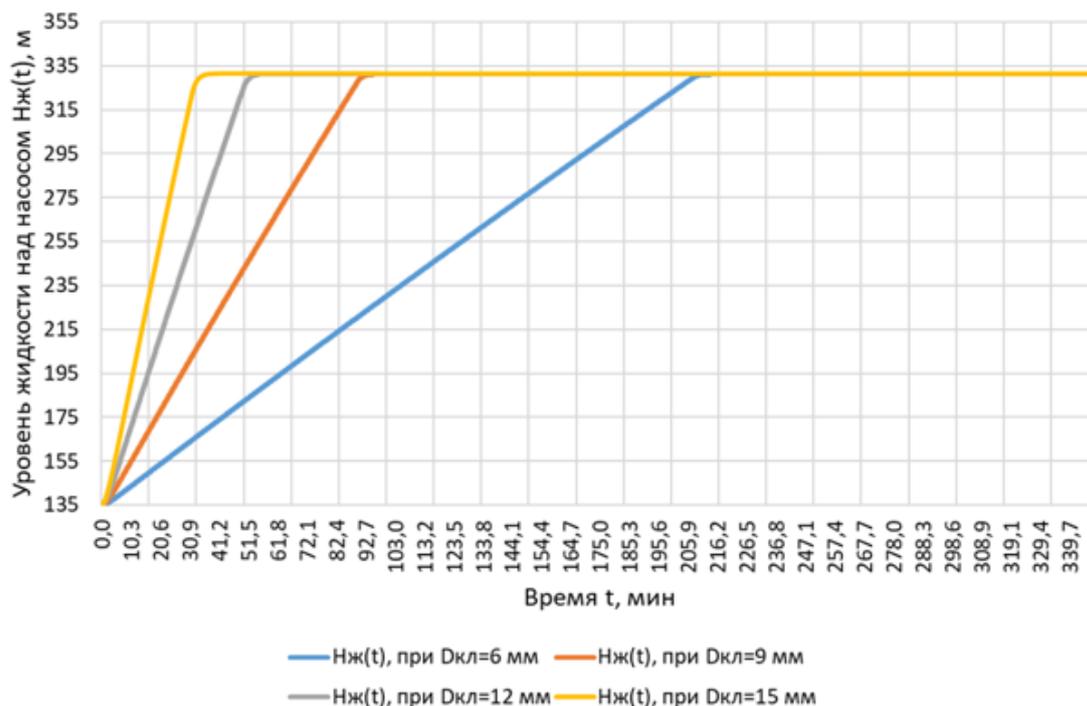


Рис. 2. Моделирование восстановления уровня жидкости над насосом $H_{ж}(t)$ в скважине

Ниже на рисунках 3, 4 аналогично представлено численное моделирование изменения расхода жидкости при ее прохождении через электроклапан при различных значениях диаметра и длины клапана.

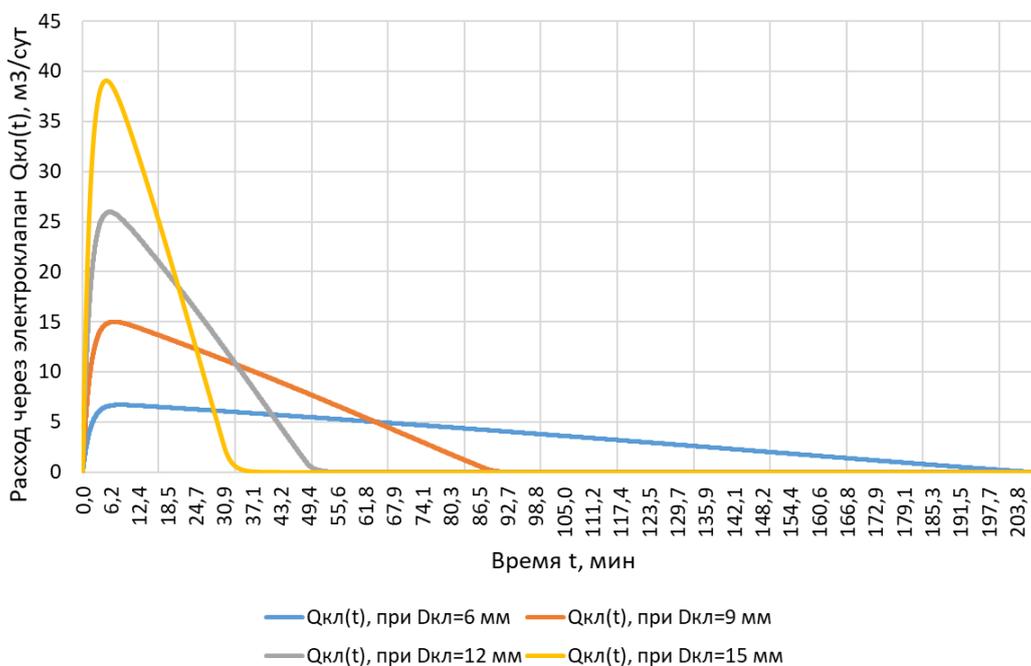


Рис. 3. Зависимость расхода жидкости через электроклапан по времени при различных значениях диаметра проходного сечения электроклапана

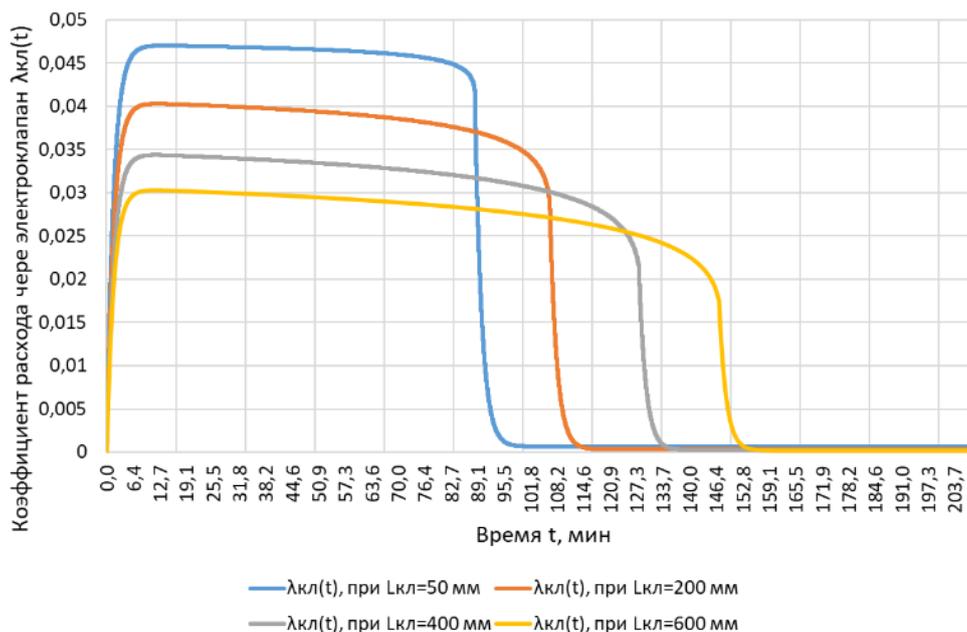


Рис. 4. Зависимость коэффициента расхода жидкости через электроклапан по времени при различных значениях длины электроклапана

Максимальный расход жидкости при увеличении диаметра проходного сечения электроклапана от 6 до 15 мм увеличивается от 6 до 38 м³/сут (рис. 3), при этом динамика расхода во времени зависит от перепада давления на электроклапане, ввиду большего проходного сечения восстановление динамического уровня происходит более интенсивно. Коэффициент расхода с увеличением длины электроклапана с 50 до 600 мм снижается от 0.047 до 0.03 (рис. 4), что свидетельствует о повышении гидравлических сопротивлений.

Таким образом, разработана математическая модель, описывающая работу системы стабилизации динамического уровня в стволе скважины, оборудованной установкой электроцентробежного насоса. Исследовано влияние основных параметров, позволяющих регулировать динамику работы электроклапана – диаметра проходного отверстия, длины клапана – на процесс стабилизации динамического уровня. На предлагаемое техническое решение оформлен патент на изобретение.

Ожидается, что применение простого устройства для регулирования давления на приеме насоса в системах ОРД позволит повысить их надежность, предотвратить отказы оборудования и расширить область применения систем ОРД для добычи нефти, тем самым снизив эксплуатационные затраты добывающих компаний.

Литература

1. Вахитова Р.И., Сарачева Д.А., Уразаков К.Р., Думлер Е.Б. Повышение эффективности работы погружных электроцентробежных установок при добыче нефти с высоким газосодержанием. Альметьевск: АГНИ, 2019. 104 с.

2. Лугуманов Т.Т., Кулешов В.С. К моделированию динамики системы флюид–дисперсная среда // Труды Института механики имени Р.Р. Мавлютова Уфимского Научного центра Российской Академии Наук. 2014. № 10. С. 66-72.
3. Николаев О.В., Соколов В.А. Методика расчета технологических параметров вертикальных газовых скважин, продукция которых содержит жидкость // Вести газовой науки. 2016. № 2(26). С. 84-90.
4. Молчанова В.А., Уразаков К.Р., Тимашев Э.О., Волков М.Г. Справочник по добыче нефти. Пермь: Астер Плюс, 2020. 600 с.
5. Репин Н.Н., Еникеев В.Р., Юсупов О.М., Валишин Ю.Г., Марков-Осоргин А.В. Эксплуатация глубинно-насосных скважин. М.: Недра, 1971. 168 с.
6. Репин Н.Н., Девликамов В.В., Юсупов О.М., Дьячук А.И. Технология механизированной добычи нефти. М.: Недра, 1976. 176 с.
7. Тимашев Э.О., Уразаков К.Р. Гидродинамика газожидкостного потока в насосных трубах штанговых установок // Нефтегазовое дело. 2020. Т. 18. № 4. С. 125-133.
8. Takacs G. Electrical Submersible Pumps Manual. Houston, Texas: Gulf Professional Publishing, 2017. 578 p.

© Тотанов А.С., 2024