



УДК 622

ВЛИЯНИЕ ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ НА РАБОТУ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА ВО ВРЕМЯ ВЫВОДА СКВАЖИНЫ НА РЕЖИМ

WELL-KILLING FLUID IMPACT ON AN ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP OPERATION DURING THE COMMISSIONING

Сильнов Денис Владимирович

Начальник отдела,
ООО «РН-БашНИПИнефть»

Уразаков Камил Рахматуллович

главный специалист отдела,
ООО РН-БашНИПИнефть

Топольников Андрей Сергеевич

эксперт,
ООО РН-БашНИПИнефть

Гибадуллин Артур Рафаилевич

старший техник отдела,
ООО РН-БашНИПИнефть

Аннотация. Работа посвящена моделированию влияния выноса жидкости глушения во время вывода на режим (ВНР) нефтедобывающей скважины на устойчивость работы установки электроцентробежного насоса (УЭЦН). На основе разработанного цифрового двойника скважины для описания нестационарного течения газожидкостного потока в пласте, элементах скважины и насосном оборудовании проводится моделирование ВНР на промысловых данных. Показано, что изменение плотности флюида в насосе из-за выноса жидкости глушения является источником потенциальных проблем в работе ЭЦН, связанных со срывом подачи насосом, которые нередко сопровождаются внеплановыми остановками скважины. Эти проблемы возникают как на начальном этапе ВНР, когда насос вынужден откачивать тяжелую жидкость глушения, так и впоследствии: по мере замещения ее более легким пластовым флюидом. На примере расчетов на промысловых данных для нефтедобывающих скважин показано, что стабилизировать работу скважины во время ВНР при откачке тяжелой жидкости глушения можно за счет адаптации частоты вращения вала ЭЦН. Для этого разработан алгоритм изменения частоты тока, который определяет положение рабочей точки ЭЦН на расходно-напорной характеристике насоса. При выходе рабочей точки за границы рабочей области ЭЦН происходит резкое увеличение или уменьшение частоты тока, для того чтобы насос вернулся в область устойчивой работы. Согласно проведенному моделированию такой подход позволяет исключить колебания расхода и напора насоса и тем самым предотвратить срывы подачи ЭЦН.

Ключевые слова: установка электроцентробежного насоса, вывод скважины на режим, цифровой двойник.

Silnov Denis Vladimirovich

Head of Department,
RN-BashNIPIneft LLC

Urazakov Kamil Rakhmatullovich

Chief Specialist of the Department,
RN-BashNIPIneft LLC

Topolnikov Andrey Sergeevich

Expert,
RN-BashNIPIneft LLC

Gibadullin Artur Rafailevich

Senior Technician,
RN-BashNIPIneft LLC

Annotation. The present article is concerned with modeling of impact well-killing fluid during the commissioning of an oil-producing well on the stability of an electrical submersible pump (ESP) operation. Based on the developed digital twin of the well to describe the unsteady flow of the gas-liquid flow in the formation, well elements, and pumping equipment, modeling the commissioning is carried out based on the field data. It is proved that the fluid density change in the pump is a source of potential problems in the ESP operation associated with the pump-off. Such failures are often accompanied by unscheduled well shutdowns. These problems arise both at the initial stage of the commissioning when the pump is forced to pump out heavy well-killing fluid and subsequently, as it is replaced by a lighter reservoir fluid. Calculations based on the field data of oil-producing wells are used to represent that it is possible to stabilize the well operation during the commissioning while heavy well-killing fluid is pumping out by the adjustment of the ESP rotation frequency. For this purpose an algorithm of variation of current frequency is developed, which determines the position of the ESP operating point at the pump performance curve. The drastic increase or decrease of the current frequency occurs when the ESP operating point leaves the operation range to return it back. According to the carried modelling such the approach allows to avoid the oscillations of flow rate and head and by doing so to prevent the pump-off.

Keywords: electric centrifugal pump unit, bringing well on to stable production, digital twin.

Введение

Глушение скважин тяжелыми растворами – один из основных этапов при текущем ремонте скважин, который необходим для создания такого давления на забое, которое предотвра-



щает фонтанирование скважины [1, 2]. Глушение не является обязательным условием для всех нефтедобывающих скважин [3], но там, где оно проводится, требует учета при выводе на режим (ВНР) скважины. В технологических регламентах нефтедобывающих компаний обычно указывается, что окончание ВНР наступает тогда, когда скважина выйдет на установившийся режим эксплуатации. При этом одним из обязательных условий является то, что к этому моменту времени объем добытой жидкости будет минимум в 2 раза превышать объем изначально закачанной в скважину жидкости глушения. На практике длительность ВНР составляет несколько суток, поэтому, особенно если речь идет о высокодебитных скважинах, жидкость глушения обычно выносятся в течение первых суток или даже нескольких часов.

В настоящей работе проводится теоретическое исследование влияния жидкости глушения на процесс ВНР скважины с УЭЦН с точки зрения изменения расхода и напора насоса в процессе замещения тяжелой жидкости глушения более легким пластовым флюидом. На основе известной модели цифрового двойника скважины с УЭЦН [4] моделируется ВНР на реальных промысловых данных. Описан алгоритм адаптации частоты тока ЭЦН для обеспечения стабильной работы насоса, который продемонстрирован на примере скважины, у которой на ВНР наблюдались остановки в процессе замещения жидкости глушения пластовым флюидом.

Проблематика влияния жидкости глушения на работу ЭЦН

при выводе скважины на режим

С точки зрения мониторинга и регулирования ВНР для установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) наличие жидкости глушения в скважине означает, что плотность смеси, проходящей через насос, в течение первых нескольких часов и суток ВНР будет изменяться в достаточно широких пределах. Сразу после запуска насос начинает откачивать жидкость глушения, которая занимает объем обсадной колонны, затрубного пространства и, в некоторых случаях, части призабойной зоны пласта. Поскольку плотность жидкости глушения в большинстве случаев больше, чем плотность воды и нефти, то ЭЦН в первое время после запуска будет работать с повышенной нагрузкой. При одинаковой подаче смеси рабочий напор ЭЦН на жидкости глушения может быть на 20–40 % меньше напора, развиваемого на газоводонефтяной смеси. В результате может произойти срыв подачи по напору и остановка скважины. При замещении жидкости глушения пластовым флюидом, наоборот, рабочая точка на расходно-напорной характеристике ЭЦН смещается вправо и вверх, что может привести к резкому росту расхода, срыву подачи по уровню и остановке скважины.

Постановка задачи и метод ее решения

Во избежание внеплановых остановок на ВНР из-за изменения плотности флюида, проходящего через насос, при замещении жидкости глушения пластовой жидкостью, необходимо регулировать процесс его отбора с помощью варьирования частоты вращения вала ЭЦН. Целью настоящей работы является адаптация частоты таким образом, чтобы рабочая точка на расходно-напорной характеристике ЭЦН в разные моменты времени вывода скважины на режим не выходила за границы рабочей области.

В работе [4] приводится описание цифрового двойника скважины с УЭЦН, который использует результаты моделирования нестационарного течения многофазного потока в пласте, скважине и насосном оборудовании, учитывающего помимо прочего и движение жидкости глушения в элементах скважины (обсадная колонна, насосно-компрессорные трубы, затрубное пространство скважины)

Примем эту модель за основу для моделирования режима работы УЭЦН во время ВНР.

Примеры моделирования ВНР на промысловых данных

На рисунке 1 показаны графики изменения дебита, давления на приеме насоса и частоты тока во времени для скважины А месторождения А. При проведении ремонта скважина глубиной 2086 м была заглушена тяжелым раствором плотностью 1240 кг/м^3 и объемом 28 м^3 . При этом плотность пластовой воды для этой скважины равна 1165 кг/м^3 , плотность нефти – 883 кг/м^3 , а целевая обводненность – 96 %. Откачка флюида производилась установкой, включающей ЭЦН5-45-2300, частота которого изменялась от начальных 40 Гц до 49 Гц в конце ВНР. Остановок во время ВНР не было.

На графиках представлены результаты замеров и расчетов, которые получены из условия, что частота питающего тока УЭЦН изменялась в соответствии с промысловыми данными. Как следует из графиков, расчетные кривые удовлетворительно согласуются с замерными данными.

В нашем случае показательной является траектория рабочей точки относительно расходно-напорной характеристики ЭЦН, построенной на технической воде для частоты 50 Гц (рис. 2). Для рассматриваемой скважины траектория будет лежать ниже РНХ из-за меньшей частоты тока. После запуска ЭЦН, когда он откачивает только жидкость глушения, происходит рост рабочего напора насоса



от 150 до 650 метров. По мере того, как жидкость глушения постепенно вытесняется из скважины пластовой жидкостью (момент прихода пластовой жидкости в насос отмечен на рисунке 2 символом), происходит резкое увеличение подачи жидкости с 58 до 70 м³/сут, после чего рабочий напор продолжает расти до 1350 метров, но уже по измененной траектории в зависимости от программы набора частоты. Для сравнения на этом же графике показана траектория рабочей точки для этой же скважины, если бы жидкость глушения отсутствовала. Из графика видно, что при отсутствии жидкости глушения напор и расход меняются более монотонно, без колебаний подачи смеси.

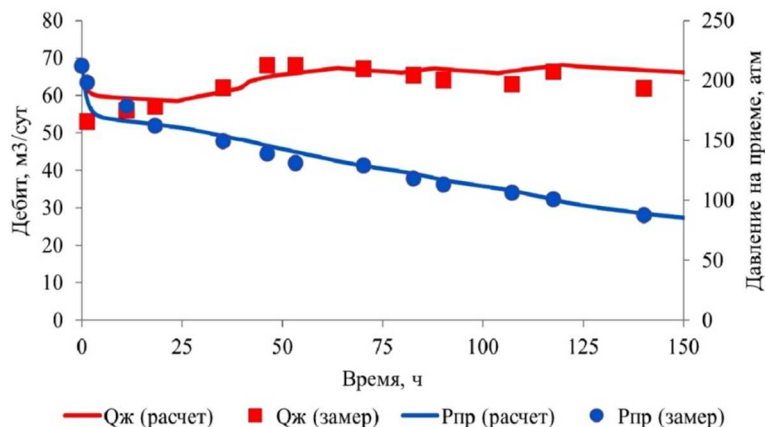


Рисунок 1 – Изменение замерных (символы) и расчетных (линии) значений дебита жидкости (■), давления на приеме насоса (●) и частоты тока (◆) во времени для скважины А месторождения А

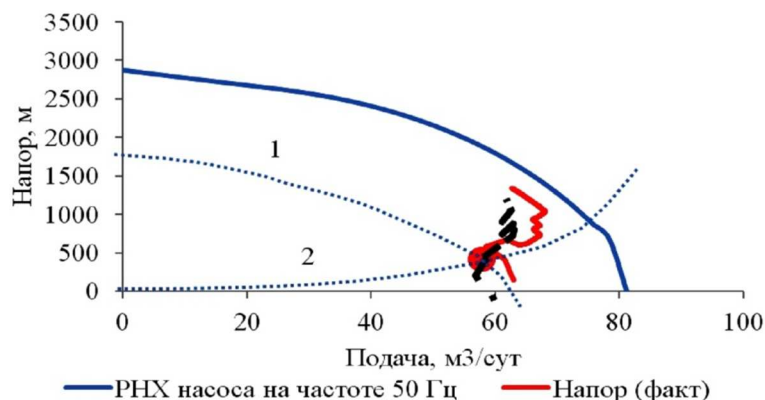


Рисунок 2 – Траектория рабочей точки во времени (точка движется снизу вверх) относительно расходно-напорной характеристики ЭЦН5-45-2300, построенной на технической воде при частоте 50 Гц при наличии (сплошная линия) и отсутствии жидкости глушения (штриховая линия). Символом ● отмечено положение рабочей точки в момент прихода пластовой жидкости в насос. Пунктирными линиями отмечены действительная расходно-напорная характеристика насоса (1) и характеристика скважины (2) в этот момент времени

Следующий пример моделирования – это скважина Б месторождения Б. Особенностью ее ВНР является наличие тяжелого раствора глушения плотностью 1420 кг/м³ и объемом 38 м³. Скважина оборудована ЭЦН5-50-2320, который в начальный момент времени согласно карте ВНР эксплуатировался на низких частотах в интервале 35–40 Гц.

Моделирование ВНР для данной скважины в соответствии с фактической программой набора частоты с учетом выноса жидкости глушения для постоянного режима показывает наличие срывов подачи по напору в первые 2,5 суток после запуска скважины, которые отмечаются резкими колебаниями дебита жидкости (рис. 3, 4). Действительно в это время согласно карте ВНР скважина была временно переведена в режим УГР с длительностью циклов откачки и накопления по 10 минут. После выноса 99% объема жидкости глушения (примерно через 60 часов после начала ВНР) колебания дебита жидкости прекратились (рис. 4).

На рисунке 5 штриховой линией показана траектория рабочей точки для этой скважины в координатах подача-напор. При подачах 40 м³/сут и менее даже незначительные колебания напора насоса, которые имеют место при замещении жидкости глушения пластовой жидкостью, для данной скважины приводят к резкому изменению подачи ЭЦН. На практике это означает нестабильную работу



насоса с высоким риском остановок из-за срывов подачи, что и происходит на самом деле. Для того чтобы минимизировать риски остановок УЭЦН в таких случаях рекомендуется увеличить частоту питающего тока.

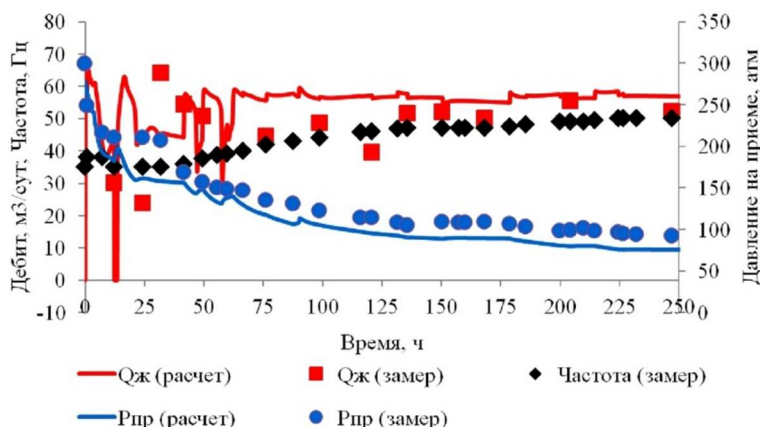


Рисунок 3 – Изменение замерных (символы) и расчетных (линии) значений дебита жидкости (—■—), давления на приеме насоса (—●—) и частоты тока (◆) во времени для скважины Б месторождения Б

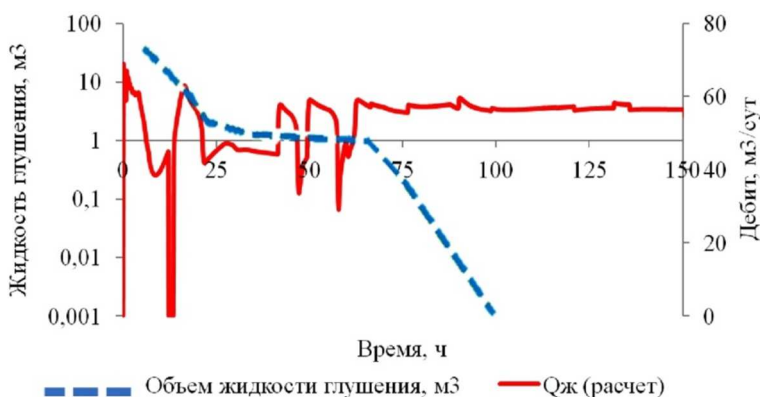


Рисунок 4 – Изменение расчетного объема жидкости глушения в скважине (штриховая линия) и замерного дебита жидкости (сплошная линия) во времени для скважины Б месторождения Б

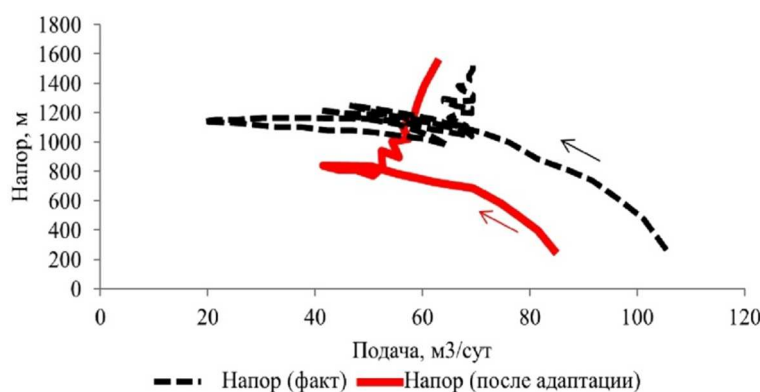


Рисунок 5 – Траектория рабочей точки ЭЦН5-50-2320 в координатах Подача-Напор. Штриховая линия – для исходной частоты тока, сплошная линия – после адаптации частоты тока. Стрелками указано направление перемещения рабочей точки

На рисунке 6 показаны результаты моделирования этой же скважины, для которой дополнительно применен алгоритм адаптации частоты. Принималось, что начальная частота равна 40 Гц и далее происходило ее увеличение с постоянной скоростью 1,5 Гц/сут, что примерно соответствует рисунку 4. Адаптация состояла в том, что при выходе дебита смеси в насосе за левую границу рабочей области (35 м³/сут) частота начинала увеличиваться со скоростью 2 Гц/час, а при пересечении им правой границы (65 м³/сут) – уменьшаться с той же скоростью. Из полученных графиков видно, что алгоритм адаптации частоты позволяет избежать провалов дебита жидкости, которые имели место ранее при подходе жидкости глушения к насосу (рис. 5).

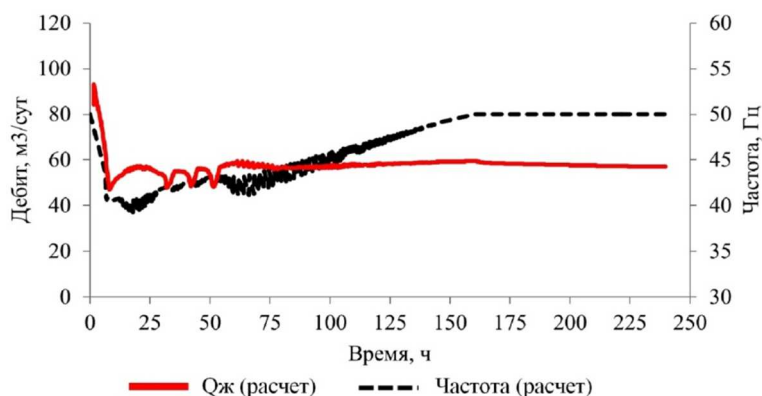


Рисунок 6 – Изменение расчетных дебита жидкости (сплошная линия) и частоты тока (штриховая линия) во времени для скважины Б месторождения Б после адаптации частоты питающего тока

Выводы

Таким образом:

1) Наличие жидкости глушения в скважине во время ВНР влияет на поведение рабочей точки на расходно-напорной характеристике ЭЦН. При этом риски срыва подачи при некорректном подборе режима работы насоса могут отмечаться как на этапе откачки жидкости глушения, так и сразу после замещения ее пластовым флюидом.

2) Для оценки рисков остановки насоса из-за влияния жидкости глушения и корректировки режима работы скважины с помощью изменения частоты питающего тока может помочь моделирование с учетом жидкости глушения. Его применение (посредством внедрения в систему удаленного управления скважинами механизированного фонда) позволяет проводить анализ рисков внеплановых остановок из-за срывов подачи насосом, вызванных влиянием жидкости глушения, и подобрать режим изменения частоты тока для того, чтобы избежать таких ситуаций.

Литература:

1. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин / Ю.М. Басарыгин [и др.]. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 543 с.
2. Паршукова Л.А., Овчинников В.П., Леонтьев Д.С. Жидкости и технологии глушения скважин. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. – 96 с.
3. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» // Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534.
4. Цифровой двойник скважины как инструмент цифровизации вывода скважин на режим в ПАО АНК «Башнефть» / А.А. Пашали [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 3. – С. 80–84.

References:

1. Technological bases of development and killing of oil and gas wells / Yu.M. Basarygin [et al.]. – M. : LLC «Nedra-Business Center», 2001. – 543 p.
2. Parshukova L.A., Ovchinnikov V.P., Leontiev D.S. Liquids and well killing technologies. – Tyumen: Tsogu, 2013. – 96 p.
3. Federal norms and rules in the field of industrial safety «Safety rules in the oil and gas industry» // Approved by order of the Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision dated December 15, 2020 № 534.
4. Digital twin of a well as a tool for digitalization of well start-up in PJSC ANK Bashneft / A.A. Pashali [et al.] // Oil industry. – 2021. – № 3. – P. 80–84.