

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ

М.И. Корабельников

Тюменский индустриальный университет, филиал в г. Нижневартовске

Рассмотрена история создания погружного электроцентробежного насоса (УЭЦН) в США, отметившая свой 100-летний юбилей, а также начало внедрения УЭЦН в Советском Союзе с середины прошлого века. Отмечено, что в последние два десятилетия темпы отбора нефти из нефтяных месторождений в России наращиваются в основном благодаря использованию погружных электроцентробежных насосов. Парк погружных установок для добычи нефти исчисляется в настоящее время сотнями типоразмеров. УЭЦН разработаны в габаритах по наружному диаметру от 69 до 185 мм, с производительностью от 15 до 2000 м³/сут. В этой связи в рамках оптимизации работы системы «пласт – скважина – насос» и повышения эффективности добычи нефти выявлена необходимость не только грамотного выбора типоразмера насоса, но и умелого управления работой скважин, оснащенных УЭЦН продолжительное время (1,5–2 года).

Причиной непрерывного мониторинга режимов работы УЭЦН является наличие большого числа горно-геологических и технологических факторов, влияющих на приток флюидов пласта в скважину, в том числе факторов сезонности и климатических условий. В работе рассмотрены приемы регулирования отборов из скважин (производительности) УЭЦН с применением устьевого штуцера и частотного преобразователя. Приведены основные расчетные формулы для определения диаметра сопла штуцера в сравнении с применением частотного преобразователя.

Ключевые слова: УЭЦН, нефтяная скважина, технологический режим работы скважины, устьевой штуцер, частотный преобразователь.

Введение

В 2016 году исполнилось 100 лет с момента опробования первого в мире погружного электроцентробежного насоса (УЭЦН) для добычи нефти из скважин, изобретенного нашими соотечественниками А.С. Арутюновым и В.К. Дымовым. Первое успешное промышленное внедрение УЭЦН А.С. Арутюновым было предпринято в 1928 году на месторождении Эль Дорадо (Канзас, США). В Советском Союзе электроцентробежными насосами начали заниматься только с 1950 года после создания особого конструкторского бюро по бесштанговым насосам (ОКБ БН), которое длительное время возглавлял А.А. Богданов [1].

Первая отечественная установка электроцентробежного насоса была успешно опробована в 1951 году в объединении «Грознефть». С этого момента работы по расширению работ и номенклатуры УЭЦН, а также по их усовершенствованию и внедрению постоянно увеличивались.

За последние 20 лет доля нефти, поднятой на поверхность с помощью нефтяных УЭЦН, в России возросла более чем в 2 раза. Эта тенденция имеет устойчивое развитие, которое, скорее всего, сохранится и в будущем. Современными установками электроцентробежных насосов в настоящее время в стране добывают из недр земли более 75 % всей нефти. Поэтому грамотная добыча нефти УЭЦН имеет важное стратегическое значение как для нефтяной промышленности, так и для всей

страны и является одним из приоритетных направлений современных методов добычи [2].

В настоящее время отечественный парк УЭЦН располагает широкой гаммой погружных установок для добычи нефти наружным диаметром в габарите от 2А (69 мм по корпусу насоса) до 9 габарита (185 мм по корпусу насоса). Номинальная производительность УЭЦН от 15 до 2000 м³/сут и более. Напор установок подбирается количеством насосных модулей (рабочих ступеней) от нескольких сотен метров до 3000 м вод. ст. [3, 4].

Для управления работой УЭЦН на нефтяных промыслах прошли путь от простого «рубильника» для пуска погружного двигателя до интеллектуальной станции управления, поддерживающей оптимальный режим работы УЭЦН и продуктивного пласта. Однако горно-геологические условия, которые встречаются на практике нефтедобычи, в большинстве случаев изменчивы во времени и по площади нефтяного пласта и требуют постоянного операторского контроля (мониторинга) за работой внутрискважинного оборудования и своевременного упреждения возможных негативных осложнений и отказов в работе УЭЦН. Движение нефти из продуктивного пласта в скважину зависит от целого ряда факторов. Прежде всего, от проницаемости призабойной зоны (k), перепада давлений (ΔP) между пластовым ($P_{пл}$) и забойным ($P_{заб}$) давлениями, вязкости флюида пласта (μ), эффективной толщины продуктивного пласта ($h_{эф}$). Для

скважин с горизонтальным окончанием, дополненной системой многостадийных гидравлических разрывов пласта на горизонтальном участке, зависимость дебита скважины становится еще более сложной и неоднозначной, так как накладывается параметр протяженности горизонтального участка (h_r) и степени разукрупнения продуктивного пласта на блоки с системой трещин.

Система «пласт – скважина – насос» и ее технологическая оценка

В процессе длительной эксплуатации высокопроизводительных скважин некоторые параметры пласта, например, пластовое давление ($P_{пл}$) в зоне отбора, проницаемость призабойной зоны (k), обводненность продукции скважины (B) могут существенно изменяться, что приводит к изменению притока (дебита $Q_{ж}$) из пласта в скважину. В этой связи целесообразно рассмотреть известные в настоящее время способы регулирования производительности электроцентробежного насоса (ЭЦН), которые могут быть использованы на практике для оптимальной работы системы «пласт – скважина – насос», и провести их технологическую оценку.

Для ограничения (снижения) отбора продукции из скважины в настоящее время применяют довольно простой метод создания дополнительного гидравлического сопротивления на устье скважины путем установки штуцера.

Ограничение производительности УЭЦН установкой штуцера

Создание дополнительного сопротивления на устье скважины приводит к изменению напорно-расходной характеристики электроцентробежного насоса (см. рисунок). Линия оптимальной производительности ($Q_{опт}$) вынужденно смещается в

левую зону. При этом отбор продукции скважины ЭЦН снижается. С использованием графоаналитического метода для отечественных ЭЦН установлено, что изменение напора одной ступени (ΔP_c) УЭЦН (в диапазоне их номинальной производительности от 30 до 125 м³/сут) происходит в пределах $\Delta = 0,03-0,04$ м вод. ст. при изменении производительности рабочей ступени на 1 м³/сут. Таким образом, можно легко определить расчетное значение изменения (увеличения) напора на одну рабочую ступень при снижении производительности насоса по формуле

$$\Delta P_c = \Delta \cdot (Q_T - Q_{ож}), \quad (1)$$

где ΔP_c – расчетное значение увеличения напора на одну ступень, м вод. ст.; Q_T – текущий отбор ЭЦН из скважины, м³/сут; $Q_{ож}$ – ожидаемый отбор продукции из скважины, м³/сут.

Таким образом, по формуле (1) при известном значении текущего отбора ЭЦН из скважины (Q_T) и ожидаемом отборе флюида пласта из скважины ($Q_{ож}$) можно рассчитать необходимое изменение (увеличение) напора на одну ступень спущенного в скважину ЭЦН в м вод. ст. В целом, для ЭЦН изменение (увеличение) противодавления на выкидной линии насоса ($\Delta P_{ш}$) и, соответственно, на штуцерной камере можно рассчитать по выражению

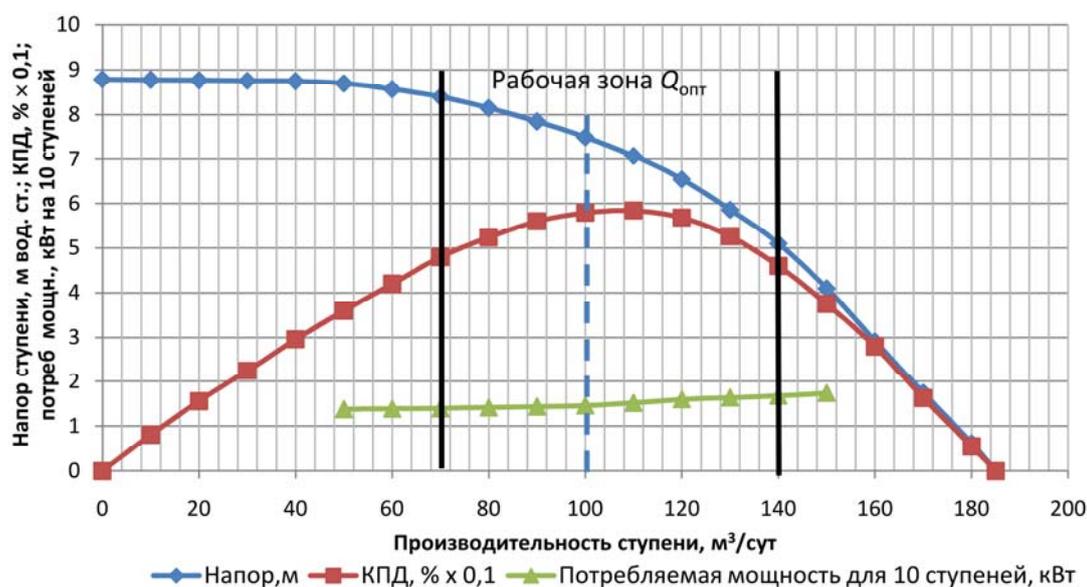
$$\Delta P_{ш} = \Delta P_c \cdot N, \quad (2)$$

где N – количество рабочих ступеней насоса, шт.

Для определения диаметра сопла штуцера можно воспользоваться формулой из [5]

$$Q_{ож} = \mu \cdot f \cdot 1,41 \sqrt{P_p}, \quad (3)$$

где μ – коэффициент расхода сопла, принимается 0,9; f – площадь сечения сопла штуцера, см²; P_p – перепад давления, 10МПа; $Q_{ож}$ – расход жидкости через сопло, л/с.



Энергетические характеристики УЭЦН 5А-100

Из уравнения (3) выразим расчетную площадь сопла (f)

$$f = \frac{Q_{\text{ож}}}{1,41 \cdot \mu \cdot \sqrt{P_p}} = \frac{\pi d^2}{4}, \quad (4)$$

где d – диаметр сопла штуцера, см.

После преобразования выразим диаметр сопла штуцера (d)

$$d = \sqrt{\frac{Q_{\text{ож}}}{\sqrt{P_p}}}, \text{ см.} \quad (5)$$

Пример 1

Для скважины № 2016, в которой работает установка УЭЦН5А-100-2200 (326 рабочих колес ступеней), при динамическом уровне 1900 м необходимо снизить отбор жидкости с 100 м³/сут до 80 м³/сут с помощью установки одинарного износостойкого штуцера с проведением расчета его диаметра.

Решение

По формуле (1) определим расчетное значение изменения (увеличения) напора на одну ступень ЭЦН в метрах водяного столба при снижении отбора из скважины со 100 до 80 м³/сут с применением способа штуцерования

$$\Delta P_c = \Delta \cdot (Q_t - Q_{\text{ож}}) = 0,035 \cdot (100 - 80) = 0,7 \text{ м вод. ст.}$$

По выражению (2) определим расчетный перепад на штуцере

$$\Delta P_{\text{шт}} = \Delta P_c \cdot N = 0,7 \cdot 326 = 228 \text{ м вод. ст.} = 2,28 \text{ МПа.}$$

По формуле (5) определим расчетное значение штуцера

$$d = \sqrt{\frac{Q_{\text{ож}}}{\sqrt{P_p}}} = \sqrt{\frac{0,926}{\sqrt{22,8}}} \approx 0,44 \text{ см} \approx 4,4 \text{ мм.}$$

Регулирование отборов из скважины изменением частоты питающего напряжения

Другим прогрессивным способом регулирования отборов из скважин является изменение частоты питающего напряжения на станции управления УЭЦН. В рабочей зоне производительность ЭЦН и число оборотов вала насоса находятся в прямой зависимости. Другими словами: с увеличением числа оборотов вала на 10 %, производительность ЭЦН увеличивается также на 10 % и наоборот: снижение чисел оборотов вращения вала насоса приводит к линейному снижению его производительности. Это важное качество одной из характеристик ЭЦН может быть эффективно использовано для управления работой добывающей скважины, оборудованной УЭЦН.

Пример 2

Для гипотетической скважины № 2016 с начальной производительностью 100 м³/сут необходимо снизить отбор жидкости из скважины с помощью частотного регулирования до 80 м³/сут. Для этого воспользуемся формулой

$$\omega_{\text{ож}} = \omega_t \cdot Q_{\text{ож}} / Q_t, \quad (6)$$

где $\omega_{\text{ож}}$ – ожидаемая частота питающего напряжения; $Q_{\text{ож}}$ – ожидаемый отбор жидкости из скважины; Q_t – начальная производительность скважины; ω_t – текущая (промышленная) частота питающего напряжения (50 Гц).

Для определения ожидаемой частоты $\omega_{\text{ож}}$ по условиям примера 1 подставляем известные значения. При этом получим: $\omega_{\text{ож}} = 50 \cdot 80 / 100 = 40$ Гц. Однако при снижении частоты вращения вала ЭЦН его напорная характеристика может существенно снизиться, и нового напора может быть недостаточно, чтобы обеспечить подъем скважинной продукции из скважины. Так, при снижении частоты питающего тока до 40 Гц новый напор ЭЦН определим по формуле

$$H_{\text{ож}} = H_t \cdot \omega_n^2 / \omega_t^2. \quad (7)$$

Для определения ожидаемого напора ($H_{\text{ож}}$) по условиям примера 1 подставляем известные значения в формулу (7). При этом получим: $H_{\text{ож}} = 2200 \cdot 40^2 / 50^2 = 1408$ м.

При динамическом уровне в скважине по примеру 1 указано, что динамический уровень в скважине находится на глубине 1900 м. Следовательно, нового расчетного напора, развиваемого ЭЦН при частоте 40 Гц (1408 м), будет явно недостаточно, чтобы обеспечить подъем жидкости из скважины.

На основании предварительных расчетов можно сделать вывод о том, что при снижении частоты питающего тока до 40 Гц напор установки снизится на 36 % с угрозой прекращения подачи скважинной жидкости ЭЦН в систему нефтесбора. В этой связи, прежде чем принять решение о применении того или иного способа регулирования отборов из скважины следует просчитать все последствия принимаемых решений.

Выводы

Рассмотрены два способа регулирования отборов из скважин. При установке одинарного штуцера требуется инженерный расчет по определению диаметра сопла штуцера. Приведенные в работе расчетная методика и формулы позволяют быстро принять правильное решение по подбору диаметра сопла штуцера. Если на арматуре устья скважины установлен дискретный штуцер, то проведенный предварительно расчет диаметра штуцера позволит в сжатые сроки нормализовать работу скважины с минимальными рисками на отказ УЭЦН.

Применение частотного регулирования работы УЭЦН в скважине в настоящее время имеет приоритетное направление, так как современные станции управления в автоматическом режиме могут (в узком диапазоне отклонения дебитов) подстраиваться под добычные возможности скважины и тем самым существенно снижать трудозатраты на контроль и обслуживание скважины со стороны технического персонала промысла.

Литература

1. Приказ Министра нефтяной промышленности «Об организации производства глубинных бесштанговых насосов и внедрения их в нефтяную промышленность», № 1338 от 27 сентября 1950 г.
2. Распоряжение Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. № 1715 «Об энергетической стратегии России на период до 2030 года».
3. Каталог оборудования «Борец», 2012 г.
4. Каталог оборудования ГК «Новомет-Пермь», 2009 г.
5. Гвоздев, Б.П. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: справочное пособие / Б.П. Гвоздев, А.И. Григоряченко, А.Е. Корнилов. – М.: Недра, 1988. – 575 с.

Коробельников Михаил Иванович, канд. техн. наук, доцент кафедры «Нефтегазовое дело», Тюменский индустриальный университет, филиал в г. Нижневартовске, г. Нижневартовск; korabelnikovmi@mail.ru.

Поступила в редакцию 23 декабря 2016 г.

DOI: 10.14529/power170104

OPTIMIZATION OF WELLS OPERATION MODES BY MEANS OF ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMPING UNIT AT THE PRESENT STAGE OF OIL PRODUCTION

M.I. Korabel'nikov, korabelnikovmi@mail.ru

Tyumen State Oil and Gas University, Nizhnevartovsk Branch, Nizhnevartovsk, Russian Federation

The history of creation of the Electrical Submersible Pump (ESP) in the United States, which celebrated its 100th anniversary and the beginning of implementation of the ESP in the Soviet Union in the middle of the last century are considered. It is noted that in Russia the rate of oil extraction from the oil fields has been increasing during the past two decades, mainly due to the use of Electrical Submersible Pumps. There are hundreds of standard sizes in the park of submersible rigs for oil production today. ESPs are designed with the outside diameter ranging from 69 to 185 mm, with the capacity of 15–2000 m³/day. In this regard, to optimize “the layer – the well – the pump” system and to improve the efficiency of oil production it is necessary not only to reasonably select the particular size of the pump, but also to skillfully control the operation of wells equipped with ESPs for a long time (for 1.5–2 years).

The reason for the continuous monitoring of ESPs operating modes is the presence of a large number of geological and technological factors affecting the formation fluid influx into the well, including the effect of seasonality and weather conditions. The regulation methods of sampling from wells (productivity) by ESP with the wellhead choke and frequency converter are examined. The basic formulas for calculating the choke nozzle diameter, as compared to the use of a frequency converter are shown.

Keywords: ESP (Electrical Submersible Pumping Unit), oil well, technological mode of wells, wellhead choke, frequency converter.

References

1. *Prikaz Ministra neftyanoy promyshlennosti “Ob organizatsii proizvodstva glubinykh besshtangovykh nasosov i vnedreniya ikh v neftyanuyu promyshlennost’”, № 1338 ot 27 sentyabrya 1950 g.* [The Order of the Minister of Oil Industry “On Industrial Engineering of Rodless Deep-Well Pumps and Their Implementation in the Oil Industry”, no. 1338 from September 27, 1950].
2. *Rasporyazhenie Pravitel'stva RF ot 13 noyabrya 2009 g. № 1715 “Ob energeticheskoy strategii Rossii na period do 2030 goda”* [Decree of the Russian Government d.d. November 13, 2009. No. 1715 “On the Energy Strategy of Russia for the Period till 2030”].

3. *Katalog oborudovaniya "Borets", 2012 g.* [The Equipment Catalogue "The Fighter", 2012].
4. *Katalog oborudovaniya GK "Novomet-Perm", 2009 g.* [The Company Group Equipment Catalog "Novomet Perm", 2009].
5. Gvozdev B.P., Grigoraschenko A.I., Kornilov A.E. *Ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy: spravochnoe posobie* [Exploitation of Gas and Gas Condensate Fields: a Reference Guide]. Moscow, Nedra Publ., 1988. 575 p.

Received 23 December 2016

ОБРАЗЕЦ ЦИТИРОВАНИЯ

Корабельников, М.И. Оптимизация режимов работы скважин установками электроцентробежных насосов на современном этапе добычи нефти / М.И. Корабельников // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2017. – Т. 17, № 1. – С. 29–33. DOI: 10.14529/power170104

FOR CITATION

Korabel'nikov M.I. Optimization of Wells Operation Modes by Means of Electrical Submersible Pumping Unit at the Present Stage of Oil Production. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2017, vol. 17, no. 1, pp. 29–33. (in Russ.) DOI: 10.14529/power170104
