©Р.С. Кашаев, О.В. Козелков, Н.А. Малев, Б.Э.М. Кубанго

ПРИБОРОСТРОЕНИЕ, МЕТРОЛОГИЯ И ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

УДК 621.10+536.5

АВТОМАТИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫМ НАСОСОМ, ИСПОЛЬЗУЯ ИЗМЕРЕНИЯ СКВАЖИННОЙ ЖИДКОСТИ ПРОТОЧНЫМ ПРОТОННЫМ МАГНИТНО-РЕЗОНАНСНЫМ АНАЛИЗАТОРОМ

Р.С. Кашаев, О.В.Козелков, Н.А. Малев, Б.Э.М. Кубанго

Казанский государственный энергетический университет, Казань, Россия
kashaev2007@yandex.ru

Резюме: *В работе описана система автоматического управления установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) нефтедобычи по параметрам скважинной жидкости (СКЖ), измеряемым проточным ПМР-анализатором на основе протонного магнитного резонанса (ПМР). Описаны теоретические обоснования системы и ее практического применения. Математически промоделирована настройка УЭЦН при меняющемся моменте сопротивления в зависимости от свойств СКЖ.*

Ключевые слова**:** *контроль, управление, центробежный насос, протонный магнитный резонанс, моделирование УЭЦН.*

Благодарности: *Работа, по результатам которой выполнена статья, выполнена по Государственному контракту от 15 января 2016 г. в рамках ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технического комплекса на 2014-2020 годы».*

AUTOMATIC CONTROL OF ROTARY PUMP USING MEASUREMENTS OF OIL-WELL LIQUID BY ON-LINE PROTON MAGNETIC RESONANCE ANALYZER

R.S. Kashaev, O.V. Kozelkov, N.A. Malev, B.E. Kubango

Kazan State Power Engineering University
kashaev2007@yandex.ru

Abstract: *In the paper described system of automotive control of installation of rotary pump of oil-mining using parameters of oil-well liquid, measured by on-line proton magnetic resonance analyzer. Described theoretical basis of the system and its practical use. Mathematically modeled system tooling tuning) at changing moment of strength from features of oil-well liquid.*
Key words: *control, rotary pump, proton magnetic resonance, mathematical modeling***.**

Acknowledgments: *Work, on the result so fwhich was writtena paper, is done by Statecontract*

15 january 2016 y. in the frame of FCP «Studies and elaborations on the priority directions of development of science-technical complex on 2014-2020 years».

Введение

Уровень современного развития нефтепромыслов требует создания систем автоматического контроля, управления и энергоснабжения, основанных на современных приборах и технологиях контроля количества/качества продукции скважин и энергоснабжения. Только на Ромашкинском месторождении РТ имеется 15 тыс. добывающих скважин, средняя обводненность которых составляет 87%. Автоматизация скважин вносит существенный вклад в энергосбережение добычи, составляющей 48% всего энергопотребления, и в нефтеотдачу пластов, которая на данный момент составляет всего 47%. В последние десятилетия наблюдается утяжеление нефтей, увеличение их вязкости и содержания серы, изменения газового фактора. Все это требует постоянного оперативного контроля и оптимизации нефтедобычи под изменяющиеся условия.

В процессе добычи нефти установками центробежных электронасосов (УЭЦН) имеет место изменение момента сопротивления M_C нагрузки электродвигателей (ЭД), связанное с изменениями наполнения скважины, их дебита, газонасыщенности (газового фактора G), плотности ρ и вязкости η, а также концентрации воды W скважинной жидкости (СКЖ) как в процессе эксплуатации, так и при ее пуске.

Это сказывается на нагрузке УЭЦН, на устойчивости работы и на расходе электроэнергии. В связи с этим необходимо оптимизировать работу УЭЦН непрерывным регулированием режима. Процесс осложняется несоответствием характеристик УЭЦН и насосно-компрессорных труб скважины – НКТ. Так чтобы увеличить производительность (расход Q ($м^3/с$) скважины, надо увеличить напор H(м), т.е. разность удельных энергий жидкости в напорном и всасывающем патрубках насоса, необходимых для подъема жидкости на определенную высоту и преодоления сил трения в трубопроводе, $H = P/(\rho g)$, где P – давление (Па), ρ - плотность ($кг/м^3$), g - ускорение свободного падения ($м/с^2$). Но характеристики центробежных насосов таковы, что с увеличением Q напор падает. Для увеличения Q (при увеличении наполнения скважины) H надо увеличивать, а он уменьшается. Это несоответствие может быть устранено изменением частоты вращения насосов, которая должна регулироваться в зависимости от притоканефти, дебита. При увеличении притока нефти в скважину уровень ее в НКТ поднимается, и частоту вращения рабочего колеса насоса надо увеличивать, и наоборот. Для этого надо оперативно отслеживать все влияющие на M_C параметры.

Но для нефтедобывающих насосов контроль параметров затруднен в силу удаленного расположения УЭЦН глубоко в недрах пласта и в связи с протяженностью и громоздкостью систем коммуникаций непосредственно с ЭД. Глубинными датчиками оборудованы только наиболее продуктивные скважины, которые в сложных условиях эксплуатации выходят из строя достаточно быстро. Как одно из возможных решений проблемы оперативного контроля работы оборудования скважин – использование дебита (продуктивности) скважин и физико-химических свойств (ФХС) СКЖ по ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ как параметров обратной связи для управления работой погружного электродвигателя (ЭД) УЭЦН.

Контроль дебита, газового фактора G, плотности и вязкости должен быть достаточно оперативным в силу часто быстрых изменений этих параметров в процессе добычи нефти. То есть проточный анализатор должен оперативно контролировать расход, концентрацию воды, газа, плотность и вязкость СКЖ.

На настоящий момент таким условиям удовлетворяет только проточный анализатор ядерного (протонного) магнитного резонанса (ПМР), который является неконтактным, не требующим подготовки пробы, взрывозащищенным экпресс-анализатором, позволяющим

дистанционно автоматически контролировать в одной измерительной установке номенклатуру параметров по ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ.

Для выбора наиболее оптимального режима работы скважины наиболее подходящим является математическое моделирование процессов эксплуатации, которое должно производиться на основе гидромеханической.

Целью работы является разработка наземной автоматизированной системы управления УЭЦН нефтедобывающих скважин использованием данных проточного протонного магнитно-резонансногоанализатора (ППМРА) о дебите скважин, концентрации газа и воды, плотности и вязкости СКЖ, а также моделирование процесса эксплуатации для выбора оптимальных параметров работы УЭЦН.

Методы (теоретические основы)

Согласно [1] мощность P, развиваемая насосом, равна энергии W, сообщаемой УЭЦН движущейся со скоростью v жидкости в единицу времени:

$$W = mv^2/2, \quad (1)$$

где $m = Sv\rho$ – масса СКЖ, проходящая через НКТ, кг/с; S – площадь поперечного сечения НКТ; v – скорость СКЖ (м/с); ρ – плотность СКЖ, кг/м^3. Соответственно

$$P = S\rho v^3 10^{-3} \text{ КВт}/2, \quad (2)$$

а поскольку $Sv = Q$ – подача (продуктивность, расход) насоса, а $\rho v^2/2 = H$ – напор (удельное давление), Н/м^2, то мощность и момент M на валу ЭД:

$$P = QH/\eta_H, \quad (3)$$

$$M = P/\omega, \quad (4)$$

где $\eta_H = \eta_Г\eta_O$ – КПД насоса; $\eta_Г$ – гидравлический КПД (0,8÷0,96); η_O – объемный КПД (0,96÷0,98); ω – угловая скорость ротора ЭД. Если напор выражать в метрах водяного столба, то мощность будет

$$P = QH\rho/102\eta_H, \text{ кВт}, \quad (5)$$

Таким образом, мощность прямо пропорциональна плотности перекачиваемой среды. Учитывая, что линейная скорость движения жидкости $v = \omega R$, где R – радиус колеса насоса, получим для текущего и номинального параметров:

$$Q/Q_H = \omega/\omega_H = n/n_H; \; H/H_H = \omega^2/\omega_H^2 = (n/n_H)^2; \; H/H_H = Q^2/Q_H^2 = \text{const}, \quad (6)$$

где индекс $_H$ относится к номинальному параметру. Отсюда для M и мощности P:

$$M_1/M_2 = \omega_1^2/\omega_2^2 = (n_1/n_2)^2$$

$$P_1/P_2 = \omega_1^3/\omega_2^3 = (n_1/n_2)^3. \quad (7)$$

Формулы приведения (6, 7) справедливы для турбулентного движения жидкости в насосе, поскольку только в этом случае потери напора пропорциональны квадрату его скорости [2].

Эксплуатационные свойства УЭЦН определяются Q-H- характеристикой и зависимостью механической мощности и КПД от подачи Q насоса при ω_H= const. В практике используются зависимости $H = f(Q)$, $\eta_H = f(Q)$, $P = f(Q)$, обычно представленные в каталоге для УЭЦН для ω_H. Указанные параметры для скоростей, отличных от номинальной, получают из уравнений (6, 7). В пределах рекомендуемых расходов и напоров H (Q) описывается [2] для насоса уравнением участка квадратичной параболы:

$$H_H = H_0 - S_0Q^2, \quad (8)$$

где H_0, м и S_0, с^2/м^5 – напор и гидравлическое сопротивление насоса при нулевой подаче. Характеристикой трубопровода является зависимость между расходом жидкости через трубопровод и напором $H_С$ в начале трубопровода, который требуется для обеспечения этого расхода, описываемая уравнением

$$H_С = H_П + SQ^2, \quad (9)$$

где $H_П$ и S – противодавление м и гидравлическое сопротивление трубопровода. Пересечение графиков H (Q) насоса и трубопровода определяет рабочую точку.

Установившийся режим работы УЭЦН при постоянной скорости определяется графическими или аналитическими способами. При графическом способе установившийся режим определяется точкой пересечения соответствующей $(Q\text{-}H)_i$-характеристики (соответствующей ω_i) и характеристики магистрали НКТ, на которую работает УЭЦН [1]:

$$H = H_{СТ} + RQ^2, \quad (10)$$

где $H_{СТ} = H_{ВС} + H_{НАГ}$ – сумма высот всасывания $H_{ВС}$ и нагнетания$H_{НАГ}$. Если насос УЭЦН находится ниже величины всасывания, то $H_{СТ} = H_{НАГ}\text{-}H_{ВС}$.

В аналитических расчетах Q-H-характеристику описывают формулой

$$H = H_0 - CQ^2 = A\omega^2 - CQ^2, \quad (11)$$

где значения H_0 (или $A\omega^2$) и C определяют по двум точкам известной Q-H-характеристики, одну точку целесообразно брать в начале кривой (при Q= 0), а вторую – в рабочей зоне. Тогда в первой точке $H = H_0$, а во второй $C = (H_0 - H)/Q^2$, значение $A = H_0/\omega_Н^2$, КПД при скоростях, не равных номинальной $\omega_Н$, определяют из

$$Q_Н = Q\omega_Н/\omega, \quad (12)$$

$$\eta_Н = (Q_Н - Q_В)\eta_А/(Q_А - Q_В) + (Q_Н - Q_В)\eta_В/(Q_А - Q_В), \quad (13)$$

где $Q_Н$ и $\omega_Н$ – номинальные производительность и скорость; $Q_А$, $Q_В$, $\eta_А$, $\eta_В$ – производительность и КПД в точках А и В начала и конца заданного отрезка.

С учетом динамической составляющей $H_{ДИН} = \rho v^2/2$, сопротивления трубопровода НКТ $R_М$ и инерционной составляющей давления $H_{ДИ}$:

$$H_{ДИ} = (\rho l/S)dQ/dt = C_М dQ/dt = H - R_М Q^2 - \rho v^2/2 = A\omega^2 - CQ^2 R_М Q^2 - \rho v^2/2\ , \quad (14)$$

где l – длина НКТ, система уравнений УЭЦН, имеем уравнения H (Q):

$$\text{для насоса } H = A\omega^2 - CQ^2, \quad (15)$$

$$\text{для трубопровода } H = H_{СТ} + R_М Q^2 + \rho v^2/2 + H_{ДИ}, \quad (16)$$

Мощность $P_Д$, передаваемая двигателем к валу насоса, определяется из выражения

$$P_Н = MgH/1000 = \rho QH/102, \textit{кВт}. \quad (17)$$

Результаты

Автоматизация контроля параметров добываемой скважинной жидкости является достаточно сложной задачей. Особое внимание уделяется системе пробоотбора, поскольку требуется анализ массового расхода каждой компоненты в многокомпонентных жидких системах. Другая проблема – точное определение ФХС СКЖ и сырой нефти. При

бригадном учете по ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ точность контроля расхода СКЖ должна быть при измерении: массы жидкости ± 2,5 %; массы нетто нефти± 6,0 % при обводненности $W<$ 70 %; ± 15,0 % при $W<$ 95 %; ± 30,0 % при $W<$ 98%; концентрации воды: ±4 %; при измерении объема нефтяного газа: ± 5,0 %. Кроме того, требуется определение плотности компонентов СКЖ. Системы же измерения, в которых осуществляется разделение компонент на составляющие (водо- и газоотделение), обычно дают ошибку до 25 %. Выполнение ГОСТ требует целого набора анализаторов.

Данные задачи нами решаются, используя проточный анализатор на основе ядерного (протонного) магнитного резонанса (ПМР) методом протонной магнитно-резонансной релаксометрии (ПМРР), позволяющей без пробоподготовки в автоматическом режиме и на потоке проводить экпресс-контроль и анализ параметров сырья и нефтепродуктов.

Нефтедобывающая промышленность стремилась разработать систему замера дебита и физико-химических свойств (ФХС) СКЖ и топливных смесей, не разделяя их на фазы и не используя движущихся деталей (Тоски, Ханссен, Смит) [3]. Но остро стоял вопрос представительности пробоотбора и экспресс-анализа.

Расход (дебит скважин) Q зависит от многих параметров: газосодержания G, обводненности W, плотности ρ компонентов СКЖ, температуры t. Исследованиями института «Гипровостокнефть» (Золотов, Коробов) [4] установлена следующая зависимость расхода G всей продукции скважин от составляющих ее компонентов:

$$G = G_{Ж}[1+(1-N)\rho_{Г}(aP^{n} + V_{сг})/\rho_{Н}], \quad (18)$$

где $G_{Ж}$ – массовый расход дегазированной жидкости; N – массовый процент обводненности; $\rho_{Г}$, $\rho_{В}$, $\rho_{Ж}$ и $\rho_{Н}$ – плотности газа, воды, жидкости и нефти при нормальных условиях; P - давление сепарации; $V_{сг}$– объем свободного газа, содержащегося при нормальных условиях в одном объеме нефти; a и n – экспериментальные коэффициенты для различных пластов месторождений.

С учетом плотностей флюидов массовый расход $G_{Н}$ нефти будет зависеть от плотностей газа, воды, жидкости и нефти по формуле

$$G_{Н} = G_{Ж}K\rho_{Н}(\rho_{В} - \rho_{Ж})/\rho_{Ж}(\rho_{В} - \rho_{Н}), \quad (19)$$

где $K = 1/(1 + \delta_{Н}^{Г})$ – коэффициент сжимаемости, зависящий от многих факторов; $\delta_{Н}^{Г}$ – погрешность измерения расхода нефти при наличии газа. Исследования показали, что температурная погрешность увеличивается с $\delta_{Н}^{t}$= 2,7% для сухой нефти до $\delta_{Н}^{t}$ = 7,4 % при обводненности N = 80%.

Описания разработанных нами методик измерения физико-химических параметров (ФХП) в СКЖ по требованиям ГОСТ приведены в работах [5–10].

Полученная зависимость плотности от вязкости нефти для температур измерений $T = (20\pm1)^{0}$C (прямая 1) и $(50\pm1)^{0}$C (прямая 2) представлены на рис.1.

Они могут быть описаны для температур нефти $(20\pm1)^{0}$C (прямая 1) и $(50\pm1)^{0}$C (прямая 2) с коэффициентами корреляции $R^2 = 0{,}949$ и $R^2 = 0{,}94$ соотношениями:

$$\text{для } T = 20^{o}\text{C} \quad \rho = 34{,}3\cdot\ln\eta + 773, \quad (20)$$

$$\text{для } T = 50^{o}\text{C} \quad \rho = 47{,}6\cdot\ln\eta + 781, \quad (21)$$

При этом среднеквадратическая ошибка составила, соответственно, S = 8 и S = 12.

С другой стороны, было установлено, что вязкость η в водонефтяных эмульсиях сильно зависит от концентрации воды W и температуры (рис. 2).

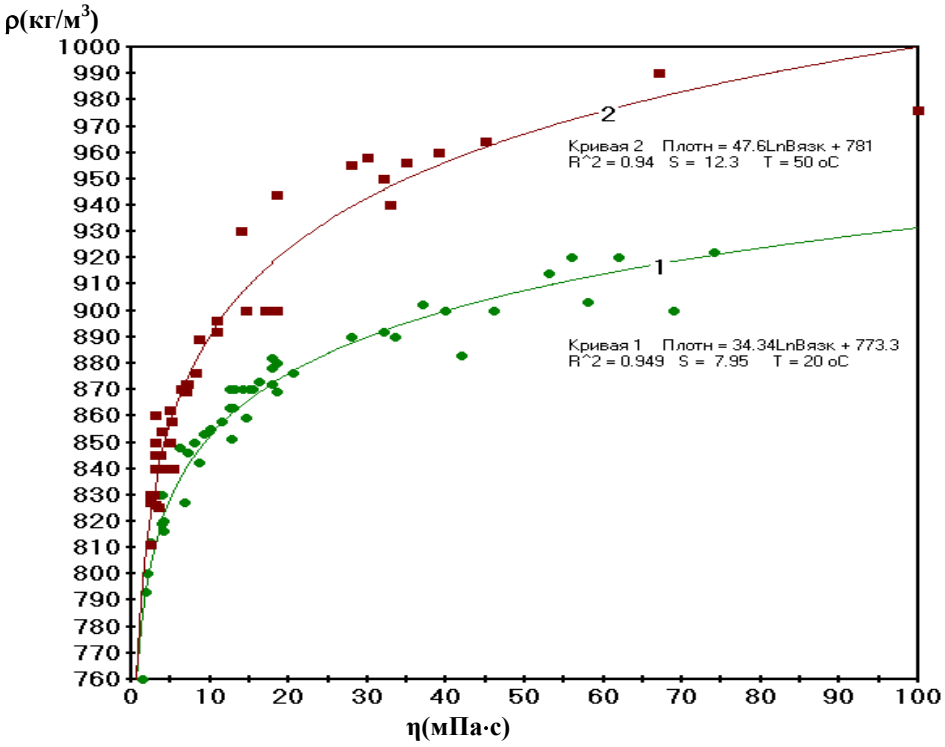


Рис.1. Зависимость между плотностью ρ и динамической вязкостью η для температур: *1* – (20±1)^{0}C; *2* – (50±1)^{0}C

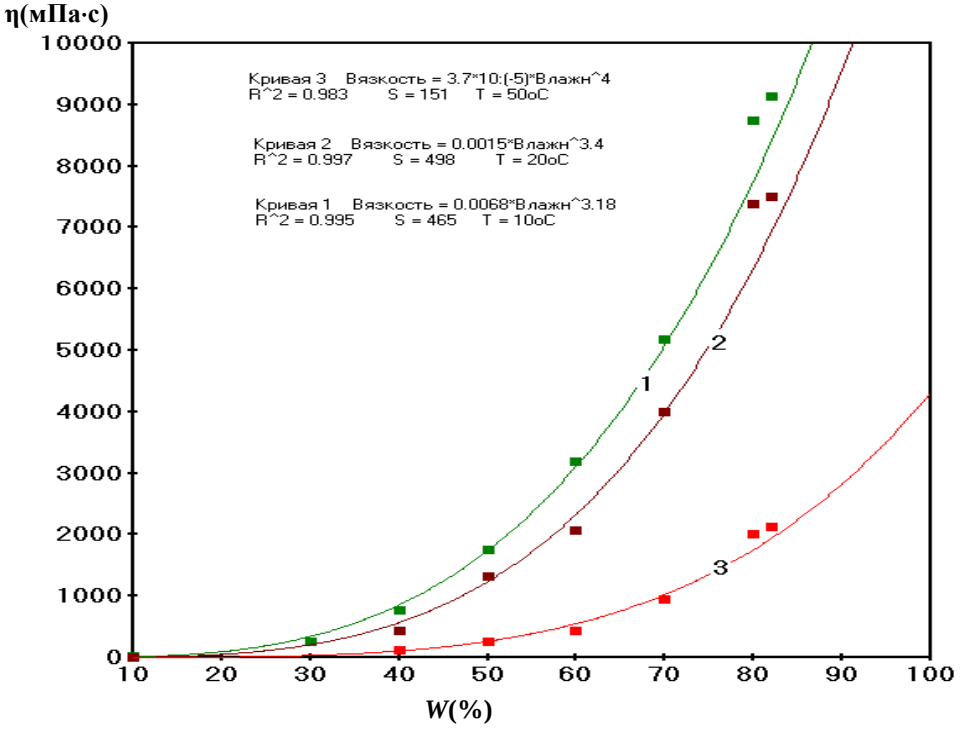


Рис.2. Зависимость вязкости η в водонефтяных эмульсиях от концентрации воды *W* для температур: *1* – 10 ^{o}C; *2* – 20 ^{o}C; *3* – 50 ^{o}C

Зависимости вязкости от концентрации воды W на рис. 2 для температур 10, 20 и 50°С описываются уравнениями с коэффициентами корреляции R^2 = 995; 997 и 983:

для температуры T = 20°С $\eta = 0{,}0015 \cdot W^{3,4}$ (22)

для температуры T = 50°С $\eta = 3{,}7 \cdot 10^{-5} \cdot W^4$ (23)

Соответственно, подставляя в уравнении (20, 21) уравнения для вязкости (22, 23), получим, что плотность зависит от W(%) по закону:

Для T = 20°С $\rho = 123{,}2\ln W + 533;$ (24)

Для T = 50°С $\rho = 65\ln W + 830.$ (25)

Обсуждение

Компонент момента сопротивления M'_C СКЖ, отражающий образование эмульсий воды с нефтью, определяется сопротивлением среды, в которой работает УЭЦН, и в первую очередь газо-насыщенностью G и объемным водосодержанием W, поскольку от этих параметров зависят плотность и вязкость среды, создающей дополнительное сопротивление насосному агрегату вследствие необходимости преодолевать силу поверхностного натяжения между поверхностью капель воды и нефтяной среды. В этом случае эту зависимость можно записать в виде

$$M'_C = M_{C0}(1 - G)(1 + \rho_H/\rho), \quad (26)$$

где M_{C0} – момент сопротивления на валу АД в отсутствие газа, воды и изменения плотности вследствие образования эмульсии; ρ – плотность СКЖ.

Таким образом, к моменту сопротивления на роторе ЭД, определяемому напором H и расходом Q, следует добавить компонент момента сопротивления, вызванный изменением параметров СКЖ, что приведет к уравнению для M_C в виде

$$M_C = HQ/\omega\eta_H + M_{C0}(1 - G)\,(1 + \rho_H/\rho). \quad (27)$$

Подставляя в уравнение (27) зависимости ФХС (Q, G, W, ρ_H и ρ) от ПМР-параметров [10] и уравнения (24, 25), получим для плотностей ρ_H = 700–900 кг/м^{3}уравнения зависимости M_C:

для T = 20°С $M_C = HK_CS[(T_{2o})^{-1} + (\tau)^{-1}]/\omega\eta_H + M_{C0}[1 - (A_0 - A_G)/A_0][\,1 + (896{,}7 -$

$- 18{,}557(T_{1H}) - 130{,}8(T_{1H})^2)]/\,[123.2\ln[T_{2в}(T_2^* - T_{2н})100\%\,/T_2^*(T_{2в} - T_{2н})] + 533],$ (28)

для T = 50°С $M_C = HK_CS[(T_2^*)^{-1} + (\tau)^{-1}]/\omega\eta_H + M_{C0}[1 - (A_0 - A_G)/A_0][\,1 + (896{,}7 -$

$- 18{,}557() - 130{,}8(T_{1H})^2)]/[65\ln[T_{2в}(T_2^* - T_{2н})100\%\,/T_2^*(T_{2в} - T_{2н})] + 830],$ (29)

где T_{1H} – время спин-решеточной релаксации нефти; T_2^*, $T_{2в}$,$T_{2н}$ – времена спин-спиновой релаксации СКЖ, воды и нефти; K_C – коэффициент редукции трубопровода; S – сечение трубопровода; τ – время нахождения нефти в датчике ПМР; A_G и A_0 – начальные амплитуды спин-эхо ПМР в газонасыщенной и обезгаженной СКЖ. По системе уравнений (14-16) составлена структурная схема УЭЦН (рис. 3).

При этом в качестве M_C использовано уравнение (27), учитывающее зависимость входящих в него параметров от данных измерения времен протонной релаксации, населенности протонов и начальных амплитуд сигналов спин-эхо.

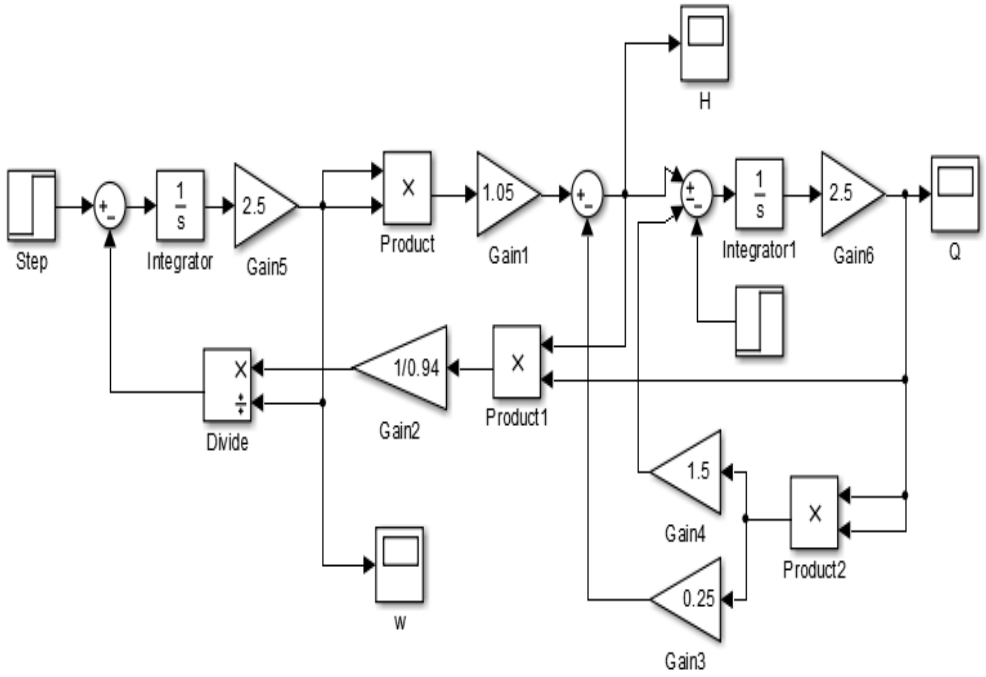


Рис. 3. Структурная гидромеханическая схема установки УЭЦН

Результаты моделирования установления значений напора $H(t)$, $Q(t)$ и $\omega(t)$ при выбранных параметрах: step$M$ = 1,5 кН·м, J = 0,4 кг·м^2, 1/η = 1,05, C = 0,25, $R_м$ = 1,5, A = 1,05 для $H(t)$, $Q(t)$, ω (t) показаны на рис. 4 – 6.

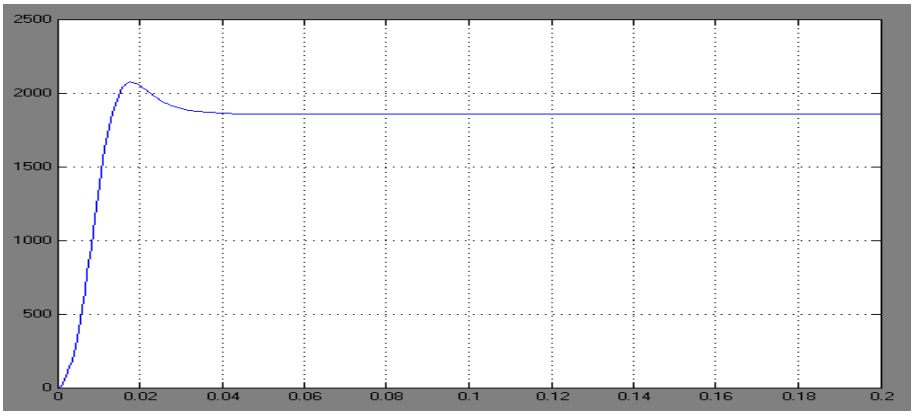
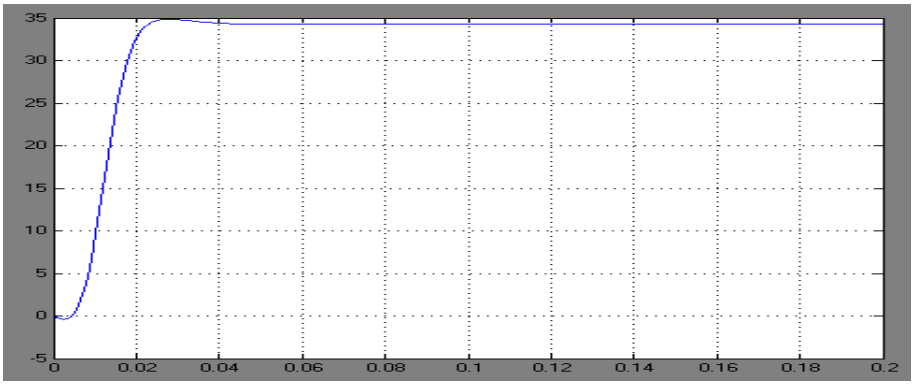


Рис. 4. Установление значений напора $H(t)$

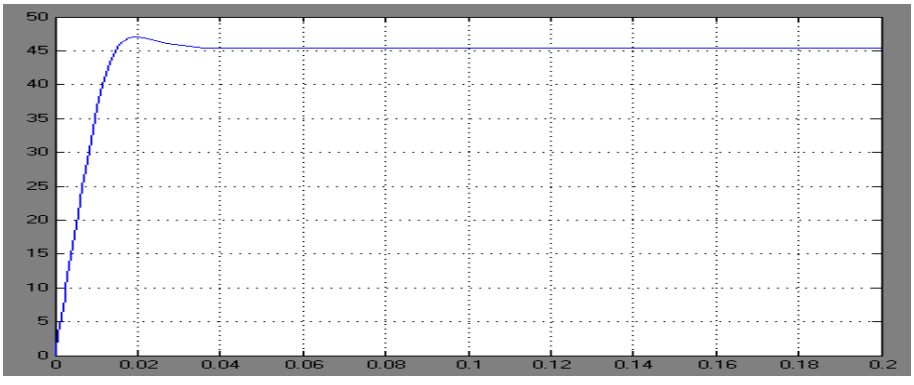
Q(*t*)



***t*(сек)**

Рис. 5. Установление значений производительности $Q(t)$

ω(*t*)



***t*(сек)**

Рис. 6. Установление значений скорости ротора ПЭДω(t)

На рис. 7 показана полученная экспериментальная зависимость $H(Q)$ для насоса марки 4НДВ с числом оборотов ротора n = 1450 об/мин для нефтей разной плотности: $\rho_Н$ = 882 кг/м^3 и $\rho_Н$ = 888 кг/м^3 и, соответственно, кинематических вязкостей ν = 21,2 мм^2/с и ν = 72,9 мм^2/с. Как видим из рис. 7, увеличение $\rho_Н$ и η ведет к снижению величин H и Q.

Определим параметры H-Q-характеристики и реальных уравнений, их описывающих. Используя рис. 7, получим из экспериментального графика параметры скважины: $H_о$ = 23,4 м; H = 18 м; Q = 30 л/с = 0,03 м^3/с отсюда$C = (H_0 - H)/Q^2$ = 6000. При $\omega_Н$ = 1450 об/мин = 151,8 рад/с значение $A = H_0/\omega_Н^2$ = 0,001 м·с^2/рад^2. При значении КПД $\eta_Н$ = 0,51, используя формулу $\eta_Н = HQ/P_{мех}$, получим механическую мощность $P_{мех} = HQ/\eta_Н$ = 1,06 кВт. Тогда система численных уравнений (15, 16) гидромеханической схемы УЭЦН при $\omega_Н^2 = 2{,}3\cdot10^4$; $R_М$= 1,5; ρ = 885 кг/м^3; $D_{НКТ}$ = 0,3 м; S= 0,141 м^2; υ = 0,2 м/с; $\rho\upsilon^2/2$ = 17,7; l= 1000 м инерционная составляющая будет $H_{ДИ} = (\rho l/S)dQ/dt$= 290,6,

$$\text{для насоса } H = 23 - 6000Q^2, \tag{30}$$

$$\text{для трубопровода } H = 23{,}4 + 1{,}5Q^2 + 17{,}7 + 290{,}6 = 331{,}7 + 1.5Q^2; \tag{31}$$

$$M_C = HQ/\omega\eta_H = \ 10 \text{ н·м.} \qquad (32)$$

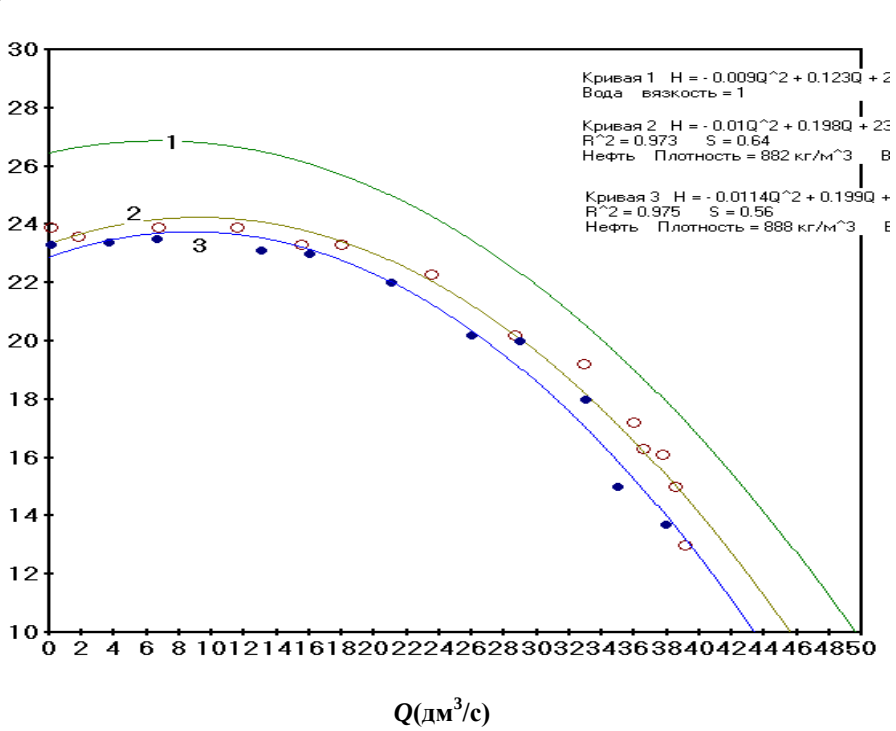


Рис. 7. Зависимость $H = f(Q)$ для нефтей плотностью ρ = 882 кг/м^3 (кривая 2) и ρ = 888 кг/м^3(кривая 3). Кривая 1 – расчетная зависимость для воды

Величина дополнительного момента сопротивления M'_C (при пересчете с использованием уравнения (4) $M_C = HQ/\omega\eta_H$ для одинаковых угловой скорости ω = 151,84 рад/с и КПД насоса η_H = 0,51 составит для расхода в диапазоне 33–36 л/с $M'_C = \Delta H \cdot \Delta Q/\omega\eta_H$= 1,7·3/151,84·0,5 = 0,68 н·м.

Для того, чтобы при добыче нефти с плотностью ρ_H = 888 кг/м^3 выйти на уровень $H(Q)$ насоса при добыче нефти с плотностью ρ_H = 882 кг/м^3, потребуется увеличить мощность насоса на величину $\Delta P = \Delta H \cdot \Delta Q / \eta_H$ = 10,2 кВт, что потребует увеличения частоты вращения ротора погружного ЭД на $\Delta\omega = \Delta P/\Delta M$= 15 Гц.

Для насосов, работающих со статическим напором, для обеспечения устойчивой работы ЭД, поддержания высоких энергетических показателей в частотном преобразователе, должны поддерживаться соотношения между входными (входное на частотном преобразователе напряжение U_1 и частота f_1) и выходными (выходное напряжение U_2 и частота f_2) параметрами:

$$U_1/ f_1^{(1+k/2)} = U_2/ f_2^{(1+k/2)}, \qquad (33)$$

где k – показатель степени в уравнении механической характеристики насоса (хотя на практике в насосных установках, в том числе и УЭЦН используются преобразователи общепромышленного исполнения с $U_1/f_1 = U_2/f_2$= const)

Заключение

1. Установлено, что момент сопротивления M_C нагрузки электродвигателя (ЭД) установки электроцентробежного насосоа (УЭЦН) связан с изменениями параметров скважины, в частности ее наполнения и дебита, а также со свойствами скважинной

жидкости (СКЖ); газовым фактором G, плотностью ρ и вязкостью η, концентрацией воды W.

2. Получены экспериментальные и теоретические зависимости между плотностью ρ и динамической вязкостью η и концентрацией воды W, газового фактора G, на основе которых выведена зависимость M_C от этих параметров.

3. Использованы ранее полученные [10] зависимости плотности ρ, вязкости η, концентрации воды W, газового фактора G от параметров ПМР: времен спин-решеточной и спин-спиновой релаксации СКЖ, воды и нефти, параметров трубопровода и датчика, начальных амплитуд спин-эхо в газонасыщенной и обезгаженной СКЖ. Получены зависимости M_C от этих параметров ПМР для температур СКЖ 20°С и 50°С.

4. Представлено теоретическое описание гидромеханической схемы УЭЦН и ее математическая модель в *MatlabSimulinc*, по которой проведено моделирование выхода на стационарный уровень параметров эксплуатации скважины – напора и производительности, а также работы УЭЦН – скорости ротора электродвигателя.

5. По экспериментальным зависимостям напора от производительности $H = f(Q)$ для нефтей с ρ = 882 кг/м^3 и ρ = 888 кг/м^3 произведен расчет параметров скважины – напора в насосе и трубопроводе, M_C и показано, что при изменении плотности на Δρ = 6 кг/м^3 для восстановления режима работы скважины, соответствующего ρ = 882 кг/м^3, потребуется изменение скорости ЭД на $\Delta\omega = \Delta P/\Delta M = 15$ Гц.

Литература

1. Онищенко Г.Б., Аксенов М.И. и др. Автоматизированный электропривод промышленных установок. М.: РАСХН, 2001. 520 с.

2. Лезнов Б.С. Частотно-регулируемый электропривод насосных установок. М.: Машиностроение, 2013. 176 с.

3. Тоски Э., Ханссен Б.В., Смит Д. Schlumberger, 3 PhaseMeasurements, Берген, Норвегия, Б.Теувени, Schlumberger, Кембридж, Великобритания. Эволюция измерений многофазных потоков и их влияние на управление эксплуатацией. Информационныйресурс Oil capital.ru. 2003 г. www.oilcapital.ru/ edition/technik/ archives/

4. Золотов В.П., Коробов А.П. Анализ способов измерения расхода нефти в жидкой продукции скважины // Нефтяное хозяйство. 1972. №5.

5. Кашаев Р.С., Темников А.Н., Идиатуллин З.Ш. Способ измерения влажности нефти и нефтепродуктов. Бюллетень изобретений РФ. 1997, №28. Заявка на патент № 95117256/ 25, 10.12.1995.

6. Пат. №74710 РФ от 10.07.2008 г. Устройство для измерения состава и расхода многокомпонентных жидкостей методом ЯМР/авторов Кашаев Р.С., Темников А.Н., Идиятуллин З.Ш., Даутов И.Р.

7. Пат. № 2519496 РФ «Способ оперативного контроля качества нефти и нефтепродуктов»/Кашаев Р.С., Темников А.Н., Идиятуллин З.Ш/ заявка на патент 24.12.2012. Опубл. 10.06.2014. Бюлл. №16.

8. Пат. № 2544360 РФ. Устройство для измерения состава и расхода многокомпонентных жидкостей методом ядерного магнитного резонанса/Кашаев Р.С., Темников А.Н., Идиятуллин З.Ш./Опубл. 20.03.2015. Бюлл. № 8.

9. Кашаев Р.С. Аппаратура и методики ЯМР-анализа нефтяных дисперсных систем. LambertAcademicPublishing. 2012. 91 с.

10. Кашаев Р.С., Кубанго Б.Э. Проточные ПМР-анализаторы для контроля скважинной жидкости (монография). Изд. Юком. ISBN 978-5-4480-0076-8, DOI:1017117/ mon 2016.11, *Ucom.ru/mon.*

Авторы публикации

Кашаев Рустем Султанхамитович – профессор, докт. техн. наук, профессор кафедры «Приборостроение и мехатроника» (ПМ) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). E-mail: kashaev2007@yandex.ru.

Козелков Олег Владимирович – канд. техн. наук, доцент, заведующий кафедрой «Приборостроение и мехатроника» (ПМ) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). E-mail: ok.1972@list.ru.

Малев Николай Анатольевич – магистр, доцент кафедры ««Приборостроение и мехатроника» (ПМ) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). E-mail: maleev@mail.ru.

Кубанго Баба Эдуардо, Луанда, Ангола – магистр, соискатель кафедры «Приборостроение и мехатроника» (ПМ) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). E-mail: bemk10@mail.ru.

References

1. Onishenko G.B., АкsenovM.I. et.al. Automated electric drive of industrial installations. M.: RASHN. 2001. – 520 p.

2 Leznov B.S. Frequency-controlled electric drive of pump installations.–M.: Mashinbuilding, 2013. – 176 p.

3. Toski E., Hansen B.V., Smith D. Schlumberger, 3 Phase Measurements, Bergen, Norge, Schlumberger, Cambridge, Great Britain. Evolution of Multi Phase Measurements and their influence on exploitation control. Oil capital.ru.2003 г. www.oilcapital.ru/ edition/technik/ archives/...

4. Zolotov V.P., KorobovA.P. Analysis of methods for oil productivity measurements in liquid product of oil-well. Oil equipment.M.:Nedra. 1972. №5.

5. Kashaev R.S., ТемnikovA.N.,IdiyatullinZ.Sh. Method for measurement of water in oils and oil products. Bulletin of inventions RF. 1997, №28. Claim on patent № 95117256/ 25, 10.12.1995.

6. Kashaev R.S., ТемnikovA.N.,IdiyatullinZ.Sh., Dautov I.R. Device for measurement of composition and production of multiphase liquids by NMR-method. Patent of RF №74710 from 10.07.2008 г.

7. Kashaev R.S., ТемnikovA.N.,IdiyatullinZ.Sh. Method of operative control of oils and oil products quality. Patent of RF № 2519496 C1.Bulletin of inventions.2014, №16.

8. Kashaev R.S., ТемnikovA.N.,IdiyatullinZ.Sh. Installation for control of composition and production of multiphase liquids by NMR-method. Patent of RF № 2544360.Bulletin of inventions.2015, №8.

9. Kashaev R.S. Apparatus and methods of NMR-analysis of oil disperse systems. Lambert Academic Publishing. 2012. -91 p.

10. Kashaev R.S., Kubango B.E. On-line PMR-analyzers for control of oil-well liquid. Publ.UCOM. ISBN 978-5-4480-0076-8, DOI:1017117/ mon 2016.11, *Ucom.ru/mon*

Authors of the publication

Kashaev Rustem SultanHamit – professor, dr.tech.sci., of chair «Instrument-making and mechatroniks», FGBOU VO «KPEU» E-mail kashaev2007@yandex.ru.

Kozelkov Oleg Vladimirovich – docent, PhD, chair «Instrument-making and mechatroniks», FGBOU VO «KPEU», E-mail: ok.1972@list.ru.

Malev Nikolai Anatolievich – docent of chair «Instrument-making and mechatroniks» FGBOU VO «KPEU», E-mail: maleev@mail.ru.

©Р.С. Кашаев, О.В. Козелков, Н.А. Малев, Б.Э.М. Кубанго

Kubango Baba Eduardo – magistr of chair «Instrument-making and mechatroniks» FGBOU VO «KPEU». E-mail: bemk10@mail.ru.

Поступила в редакцию ***19 апреля 2017 г.***