

Н.Г. Шевченко, канд. техн. наук,
А.Л. Шудрик,
Д.В. Бельмас

Национальный технический университет
«Харьковский политехнический институт», Харьков, Украина

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОГРУЖНОГО ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОДУКЦИИ

IMPROVEMENT OF THE METHOD OF CALCULATION OF THE CHARACTERISTICS OF A SUBMERSIBLE CENTRIFUGAL PUMP AT THE PRODUCTION OF OIL AND GAS PRODUCTION

Цель. Совершенствование методики пересчета паспортных характеристик погружного центробежного насоса для добычи нефтегазодожговой смеси с учетом реальных условий эксплуатации.

Методы исследования. Применены теоретические методы исследования, основанные на промышленных данных и расчетах трехмерного течения вязкой жидкости в проточной части ступени погружного насоса.

Результаты исследования. С учетом процесса растворения газовой фазы в жидкости при увеличении давления в насосе проведен расчет параметров нефтяной продукции. Представлены зависимости изменения истинной объемной фазы газа, вязкости, плотности газожидкостной смеси вдоль насоса. При расчете характеристик многоступенчатого насоса учитывается, что гидродинамические параметры потока каждой ступени вдоль насоса изменяются. Проанализировано влияние давления на входе в насос на его напорную характеристику.

Выводы. Предложенная методика пересчета характеристики электроцентробежных насосов на реальные условия эксплуатации скважин с учетом изменения физических параметров газожидкостной смеси от ступени к ступени качественно согласуется с экспериментальными данными. Методика позволяет проводить оценочные расчеты для различной сборки насоса (модульная сборка с различными типами колес).

Ключевые слова: скважина, установка насосная, ступень центробежного насоса, газожидкостная смесь, объемная фаза, давление насыщения, плотность, вязкость, напор.

Введение

Для повышения эффективности использования погружных электроцентробежных насосов (ЭЦН) при механизированной добыче нефти необходимо учитывать реальные условия работы насоса в скважине. Из-за ограничения габаритных диаметральных размеров скважины (от 168 мм и менее), напор одной ступени центробежного насоса составляет от 4 до 6 м. Так как насос устанавливается под динамический уровень жидкости в скважине на глубине от 500 до 3000 м, то для обеспечения требуемого напора (давления) на выкиде из электроцентробежных насосов и поднятия нефтяной продукции, количество ступеней электроцентробежных насосов достигает в среднем 200–500 единиц. Также, необходимо отметить, что в реальных условиях эксплуатации электроцентробежных насосов перекачивающей продукцией являются: минеральные воды, пластовая нефть и водонефтяные эмульсии различной вязкости, а также газожидкостные смеси (ГЖС). Схема установки электроцентробежных насосов в скважине представлена на рисунке 1.

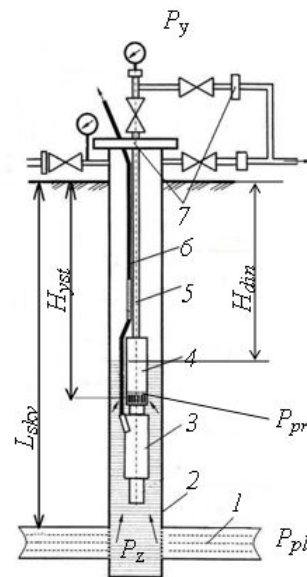


Рисунок 1 — Схема установки электроцентробежного насоса: 1 — пласт, 2 — скважина, 3 — электродвигатель, 4 — насос, 5 — насосно-компрессорные трубы, 6 — кабель, 7 — оборудование устья скважины

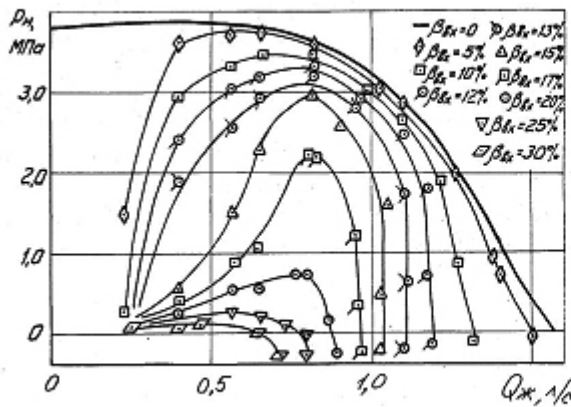


Рисунок 2 — Экспериментальные значения развиваемого давлением насосом ЭЦН5-80 ($z=76$) [6]

При движении пластовой нефтяной продукции вверх от забоя до места установки насоса гидродинамические параметры многофазного потока (давление P , объем фаз V , температура T) в скважине существенно изменяются. Если давление в скважине или на приеме насоса меньше давления насыщения пластовой нефти, то из нефтяной продукции начинают выделяться пузырьки свободного газа. Нефтяная продукция становится двухфазной — газ и водонефтяная смесь. Поэтому от глубины расположения насоса в скважине и термодинамических процессов, происходящих в скважине при подъеме пластовой нефти, зависят структура, состав и физические свойства поступающей в насос нефтяной продукции, а также давление на приеме насоса.

Информационный обзор

В области исследований погружных многоступенчатых центробежных насосов для добычи нефти и газожидкостных смесей основополагающими стали работы Ляпкина П. Д. [1, 2], Муравьева И. М., Мищенко И. Т. [3, 4], Дроздова А. Н. [5, 6], Ивановского В. Н. [7]. Практика эксплуатации электроцентробежных насосов при добыче нефтяной продукции показала, что при откачивании вязких и газожидкостных смесей рабочие режимы насоса не соответствуют паспортным характеристикам — рабочие характеристики $H=f(Q)$, $\eta=f(Q)$ деградируют (рисунок 2), оптимальная зона работы электроцентробежных насосов смещается в зону меньших подач, что значительно снижает эффективность эксплуатации насосного оборудования.

Известно, что движение нефтяной продукции в насосах характеризуется непрерывным возрастанием давления и температуры. Физико-химические свойства фаз потока непрерывно меняются и особенно в зоне, где давление ниже давления насыщения жидкости газом. Процесс растворения газовой фазы в жидкости по мере

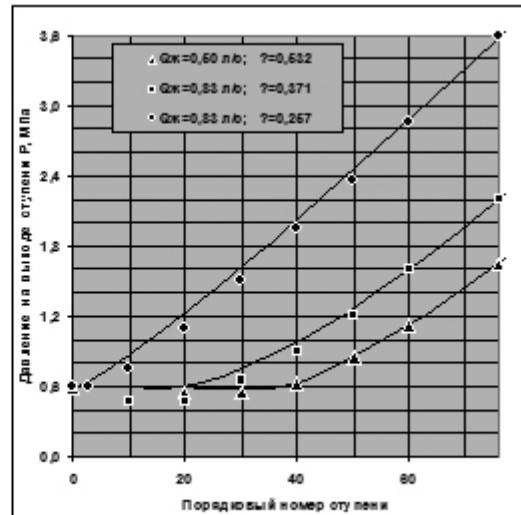


Рисунок 3 — Распределение давления по ступеням насоса ЭЦН5-80 при давлении на входе в насос 0,6 МПа [6]

продвижения продукции от входа насоса к его выходу практически всегда неравновесный [8]. Поэтому объемная доля фазы дисперсного газового потока является одной из основных характеристик. По общепринятой методике пересчета характеристик электроцентробежных насосов с воды на вязкие газожидкостные смеси [2, 8] напорные и энергетические характеристики насоса определяются по среднеинтегральным значениям расхода, плотности, вязкости и объемной доли газа (газосодержания) скважинной продукции. Так как среднеинтегральные параметры потока и свойства нефтяной продукции вдоль насоса не изменяются, то зависимость изменения давления по длине насоса является линейной.

Экспериментальные исследования [5, 6] показали, что для электроцентробежных насосов, работающих на смеси «вода-воздух-ПАВ», зависимость изменения давления вдоль насоса имеет нелинейный характер. На рисунке 3 представлены экспериментально полученные зависимости $P(z)$ по длине насоса электроцентробежных насосов 5–80 [6], где z — количество ступеней. Анализ подтверждает, что первые ступени насоса, работающие на газожидкостной смеси, практически не развивают давление. Для обеспечения требуемого давления на выкиде насоса при перекачивании газожидкостных смесей необходимо увеличить число ступеней. Отсюда вывод, что изменение свойств нефтегазовой продукции от ступени к ступени по длине насоса существенно влияет на характеристику насоса.

Аналогичные результаты были получены в [9]. В работе рассмотрены особенности работы мультифазных насосов из 22 ступеней и пятиступенчатых сборок центробежно-вихревых ступеней на смесях «вода-воздух-ПАВ». Там предлагается проводить пересчет напора насоса пошагово — от ступени к ступени с учетом изменения объема газа. Анализ экспериментальных исследований влияния свободного газа в нефтяной

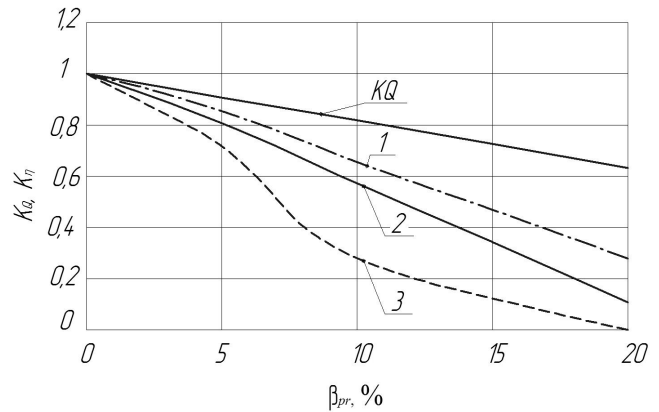
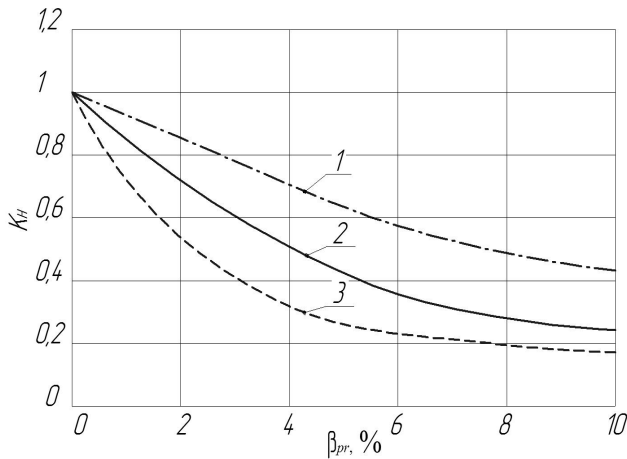


Рисунок 4 — Изменение коэффициентов напора K_H , расхода K_Q и КПД K_n ступени от газосодержания для трех режимов: 1 — $0,75Q_{opt}$, 2 — Q_{opt} , 3 — $1,25Q_{opt}$

продукции на работу электроцентробежных насосов (быстроходности $n_s=80-125$) показал, что в области значений газосодержания можно принять, что общий характер изменения относительных параметров характеристик насосов одинаков. Поэтому в данной работе принято, что изменение напора, подачи и КПД насоса от газосодержания продукции по длине насоса можно учитывать с помощью специальных коэффициентов пересчета K_Q, K_H, K_n . Расчетные коэффициенты изменения расхода, напора и КПД насоса имеют вид:

$$K_Q = (Q_{L,G})_{opt} / (Q_w)_{opt};$$

$$K_H = H_{L,G} / H_w; \quad K_n = \eta_{L,G} / \eta_w,$$

где K_Q, K_H — напор и КПД насоса при работе на газожидкостных смесях и воде в сходственных точках характеристик, соответственно.

На рисунке 4 построены графические зависимости коэффициента пересчета K_H от объемной доли газа в газожидкостной смеси для трех значений относительного расхода — 0,75, 1, 1,25 [10].

В связи с особенностями работы насосного оборудования на газожидкостной смеси, правильный выбор режима его работы, соответствующий условиям эксплуатации скважины, гарантирует надежность и эффективность работы всей установки. Поэтому расчетные исследования и апробация методик прогнозирования характеристик электроцентробежных насосов с учетом изменения параметров вязкой газожидкостной смеси вдоль насоса являются актуальными.

Постановка задачи и алгоритм расчета

Общая задача прогнозирования рабочих характеристик электроцентробежных насосов для реальных условий его работы в скважине состоит из двух этапов. На первом этапе решается задача совместной работы системы «пласт-

скважина-насос», а именно:

— расчет распределения давления и температуры от забоя до устья скважины, расчет гидродинамических характеристик газожидкостных смесей в скважине с учетом уменьшения давления и температуры в скважине и процесса выделения газа,

— выбор глубины установки насоса, определение путем интерполяции PVT характеристик потока: давления, температуры, водо- и газосодержания, физических параметров газожидкостной смеси на приеме насоса,

— предварительно выбирается тип насоса, паспортная характеристика насоса, число ступеней.

На втором этапе уточняются рабочие характеристики электроцентробежных насосов с учетом изменения PVT-характеристик перекачиваемой газоводонефтяной продукции в многоступенчатом центробежном насосе.

Для расчета реальной характеристики электроцентробежных насосов при перекачке газожидкостной смеси, необходимо учитывать, что по мере увеличения давления вдоль насоса (от ступени к ступени) уменьшается содержание свободного газа в продукции за счет процесса растворения газа в нефти и воде, а водонефтяная эмульсия диспергируется за счет интенсивного перемешивания. Физические характеристики газожидкостной продукции вдоль насоса изменяются. Принимая, что процесс растворения газа в нефти аналогичен процессу разгазирования, определим изменение объемных долей фаз продукции насоса при изменении давления и температуры среды.

Величина газосодержания (расходная объемная доля газа в смеси) представляет собой отношение расхода газа к подаче смеси при заданных термодинамических условиях (P, T),

$$\beta_G = Q_G / (Q_G + Q_L). \quad (1)$$

Плотность газожидкостной смеси $\rho_{L,G}$ можно определить по формуле

$$\rho_{L,G} = [(1 - b_w) \cdot \rho_{Oil} + \rho_w \cdot \beta_w] (1 - \beta_G) + \rho_G \cdot \beta_G \quad (2)$$

где ρ_{Oil} , ρ_w , ρ_G — плотности нефти, воды и газа при соответствующих термодинамических условиях, $кг/м^3$.

Основным параметром, существенно влияющим на изменение характеристик электроцентробежных насосов, является вязкость перекачиваемой продукции. В расчетах используется понятие обобщенной (эффективной) вязкости, учитывающей реологические свойства жидкой фазы и содержания газовой фазы. Для вычисления эффективной вязкости водонефтегазовой смеси необходимо определить тип смеси и структуру потока в исследуемой области. Обобщенные расчетные зависимости пересчета гидродинамических характеристик потока газожидкостной смеси при изменении давления, температуры и процесса выделения (растворения) газа представлены в работе [11]. Установлено, что для дебитов скважин 50–150 $м^3/сут$ структура газожидкостных смесей на входе в насос капельно-пузырьковая. Далее в межлопастных каналах насоса за счет интенсивного перемешивания степень дисперсности внутренней фазы повышается и для двухфазных потоков водонефтяная структура становится эмульсионной, для трехфазных водонефтегазовой — эмульсионно-пузырьковой.

Согласно [8, 11] кажущуюся (эффективную) вязкость газожидкостной смеси с эмульсионно-пузырьковой структурой можно вычислить по формуле

$$\mu_{L,G} = \mu_{eff} = \mu_{em} \cdot \frac{1 + 2\beta_G}{1 + 27\beta_G^{2,5}} \quad (3)$$

где μ_{em} — динамическая вязкость водонефтяной эмульсии типа Н/В, $Па \cdot с$

$$\mu_{em} = \mu_w \cdot 10^{3,2(1-\beta_w)} \quad (4)$$

μ_w — вязкость воды при температуре T потока, $Па \cdot с$, β_w — объемная доля воды в жидкости, $д.ед.$

Алгоритм расчета. Задаем исходные данные на входе в первую ступень электроцентробежного насоса. Расчет проводим для $Q = const$. Для заданного значения объемной доли газа в продукции насоса, поступающей на первую ступень, определим коэффициент пересчета по зависимости $КН = f(\beta_G)$ — рисунок 4. Пересчитываем «водную» характеристику первой ступени на реальные параметры смеси. Определяем напор и перепад давления Δp_i , созданный первой ступенью для принятых условий. На входе в следующую ступень давление принимается равным $p_{i+1} = p_i + \Delta p_i$. Определяем для нового значения давления p_{i+1} объемные доли фаз (Н+Г)/В и физические свойства смеси. Расчет повторяется от ступени к ступени. На участке насоса, где газ полностью растворится в жидкости ($\beta_G = 0$), основным параметром, влияющим на изменение характеристик ступеней, будет вязкость водонефтяной эмульсии. Поэтому дальнейшее изменение характеристик ступеней будем определять по общепринятой методике [2, 8] без учета влияния газа.

Подготовка исходных данных

В работе используются данные Ахтырского нефтегазового месторождения (Украина). Основные данные представлены в таблице 1.

Таблица 1 — Основные исходные данные для расчета системы «скважина-насос»

Планируемый дебит жидкости скважины $Q_L, м^3/сут$	66,5
Плотность нефти при стандартных условиях (СУ), $кг/м^3$	830,7
Плотность попутной воды при СУ, $кг/м^3$	1148
Вязкость нефти дегазированной, $МПа \cdot с$	10,67
Объемная доля попутной воды в продукции скважины (обводненность) $B, д.ед.$	0,563
Газовый фактор нефти $G_0, м^3/м^3$	65
Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, $м$	0,157

Так как характеристики нефтегазовой продукции на входе в насос зависят от глубины установки насоса, давления на приеме, соотношения объемных расходных фаз смеси, температуры, обводненности и газового фактора продукции в скважине, то для подготовки исходных данных используется комплекс программ «PVT» и «Well-Pump» [12]. На рисунке 5 показана номограмма для определения глубины установки электроцентробежных насосов $L_{yst}(\beta_G)$ и давления на входе в насос $P_{pr}(\beta_G)$ от величины объемной расходной доли газа β_G .

Величину «трубного» коэффициента сепарации σ на входе в электроцентробежный насос из скважины и пересчет давления насыщения пластовой нефти после сепарации газа на приеме насоса определены по формуле [11]

$$\sigma = 1 / (1 + 0,6 \cdot Q_L / v_G / F_{zt}) \quad (5)$$

где v_G — относительная скорость всплытия газовых пузырьков в жидкости, $м/с$, F_{zt} — площадь сечения затрубного пространства между обсадной колонной и погружным электродвигателем, $м^2$.

Пересчет давления насыщения в насосе [11]

$$P'_{nas} = P_{nas} \cdot \left\{ 1 - \sigma \left[1 - \left(\frac{P_{pr}}{P_{nas, Tpr}} \right)^{a/b} \right]^{b/a} \right\} \quad (6)$$

где P_{pr} — давление на приеме насоса, $P_{nas, Tpr}$ — давление насыщения пластовой нефти при температуре на приеме насоса, y_a — содержание азота в продукции, $д.ед.$

На рисунке 6 показаны зависимости изменения плотности смеси и кажущейся вязкости в насосе от давления (для заданной глубины установки насоса в скважине).

Для принятой величины газосодержания на входе в насос — ($\beta_{G,pr} = 0,2$), подготовлены исходные данные: объемный расход перекачиваемой жидкости «нефть–во-

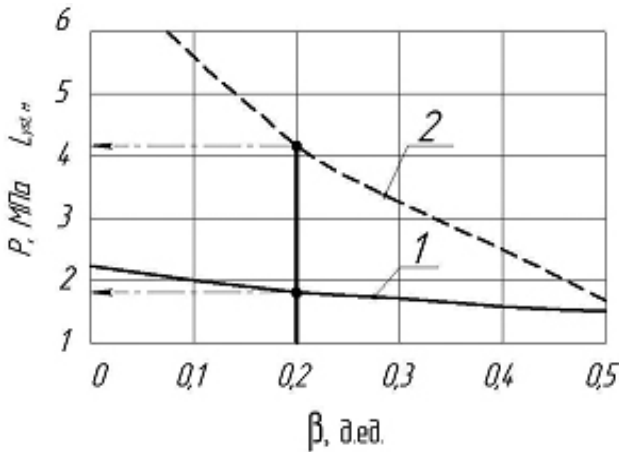


Рисунок 5 — К определению давления $P_{\text{вх}}$ и глубины установки насоса $L_{\text{уст}}$ от газосодержания $(\beta G)_{\text{пр}}$ на приеме насоса

да», объемный расход газа, попадающий в насос после сепарации, газонасыщенность и давление насыщения нефти в электроцентробежном насосе, начальная и конечная температуры в насосе. Распределение температуры вдоль насоса принято линейным. Давление на входе в насос — 4,1 МПа.

Глубина установки насоса — 1834 м. Расход газожидкостной смеси на входе в насос — 85 м³/сут (с учетом сепарации газа на входе в насос).

Результаты расчета характеристики электроцентробежного насоса для газожидкостной смеси

На рисунке 7 показаны результаты расчета повышения давления от ступени к ступени с учетом изменения физических свойств газожидкостной смеси вдоль насоса по предложенной методике. Для сравнения на этом рисунке приводится зависимость изменения давления для

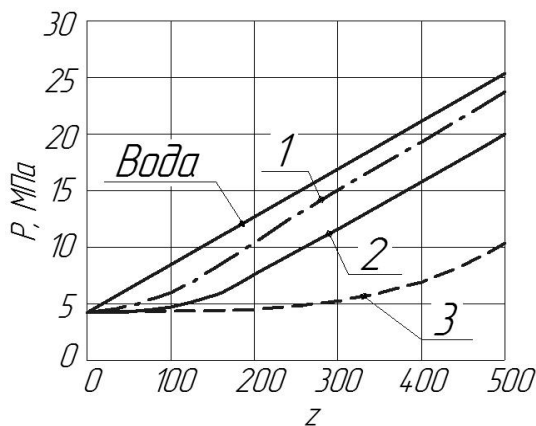


Рисунок 7 — Распределение давления вдоль насоса ЭЦНД5-80 для воды и для ГЖС ($P_{\text{пр}} = 4$ МПа):
1 — 0,75 $Q_{\text{опт}}$, 2 — $Q_{\text{опт}}$, 3 — 1,25 $Q_{\text{опт}}$

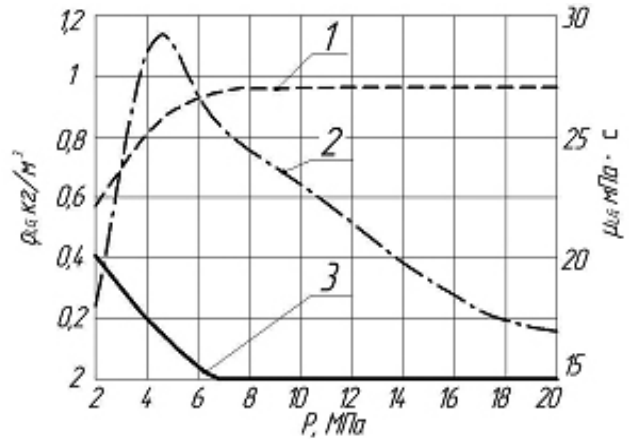


Рисунок 6 — Изменение параметров газожидкостной смеси в насосе от давления: 1 — плотность $\rho L, G$; 2 — эффективная вязкость $\mu L, G$; 3 — газосодержание βG

однородной жидкости. Для обеспечения необходимого давления на выходе насоса по данной зависимости можно определить требуемое число ступеней.

Например, для обеспечения расчетного давления на выходе насоса $P_{\text{out}} = 18$ МПа, необходимо количество ступеней: для воды — 350, с учетом изменения физических параметров газожидкостной смеси вдоль насоса — 450, а по методике осредненных параметров газожидкостной смеси в насосе — 350.

Прогнозируемые характеристики насоса ЭЦНД5-80 для заданных условий эксплуатации изображены на рисунке 8. Расчет выполнен для трех значений давления на приеме насоса: $P_{\text{пр}} = 3$ МПа, 4 МПа и 5 МПа.

Для сравнения представлена паспортная характеристика данного насоса — сплошная линия.

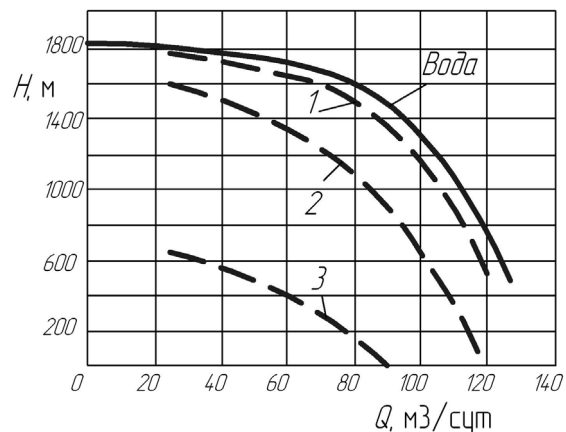


Рисунок 8 — Характеристики насоса ЭЦНД5-80 ($z=350$) для воды и для газожидкостной смеси при изменении давления на приеме насоса:
1 — $P_{\text{пр}}=5$ МПа, 2 — $P_{\text{пр}}=4$ МПа, 3 — $P_{\text{пр}}=3$ МПа

Выводы

Установлено, что для расчета реальной характеристики электроцентробежного насоса при перекачке газожидкостной смеси необходимо учитывать изменение объемных долей фаз газонефтяной продукции, а также их физических свойства от ступени к ступени по длине насоса. Предложенная методика пересчета характеристики электроцентробежного насоса на реальные условия эксплуатации скважин с учетом изменения физических параметров газожидкостной смеси от ступени к ступени, позволяет проводить оценочные расчеты для различной сборки насоса (модульная сборка с различными типами колес).

Сравнение экспериментальных зависимостей распределения давления по ступеням [6] (рисунок 3) с расчетными (рисунок 7) показывает качественную сходимость. Расчетами подтверждено, что с увеличением давления на приеме насоса снижается вредное влияние свободного газа на рабочие характеристики погружного электроцентробежного насоса.

Литература

1. Ляпков, П.Д. О влиянии вязкости на характеристику погружных центробежных насосов / П.Д. Ляпков // Труды ВНИИ. — 1964. — Вып. XLL. — С. 71—107.
2. Ляпков, П.Д. Работа погружных центробежных насосов на вязких газожидкостных смесях / П.Д. Ляпков, В.И. Игrevский, А.Н. Дроздов // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. — 1985. — № 2. — С. 1—14.
3. Муравьев, И.М. Эксплуатация погружных центробежных электронасосов в вязких жидкостях и газожидкостных смесях / И. М. Муравьев, И. Т. Мищенко. — М.: Недра, 1969. — 248 с.
4. Мищенко, И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа / И.Т. Мищенко. — М.: 2008. — 296 с.
5. Дроздов, А.Н. Влияние числа диспергирующих ступеней на характеристику погружного центробежного насоса / А.Н. Дроздов // Нефтепромысловое дело. — 1982. — № 5. — С. 19—21.
6. Дроздов, А.Н. Погружные лопастные насосы. Исследования характеристик на газожидкостных смесях / А.Н. Дроздов. — Нефтегазовая вертикаль. — 2011. — № 11. — С. 73—77.
7. Ивановский, В.Н. Влияние вязкой жидкости на рабочую характеристику погружных электроцентробежных насосов / В. Н. Ивановский, С. С. Пекин, П. Л. Янгулов // Территория нефтегаз. — 2012. — № 9. — С. 49—55.

8. Гиматудинов, Ш.К. Справочник руководства по проектированию, разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Ш. К. Гиматудинов и др. — М.: Недра, 1983. — 455 с.

9. Гилев, В.Г. К вопросу о расчете и методе испытаний насосов на газожидкостной смеси. Метод расчета и требования к методике получения характеристики единичной ступени / В.Г. Гилев, А.И. Рабинович, А.И. Кобяков // Бурение и нефть. — 2012. — № 2. — С. 38—42.

10. Шевченко, Н.Г. Исследование течения газожидкостной смеси в проточной части рабочего колеса погружного насоса для добычи нефти / Н.Г. Шевченко, О.Л. Шудрик, Е.Ю. Бондаренко // Вісник НТУ «ХП». Серія: Гідравлічні машини та гідроагрегати. — Харків: НТУ «ХП», 2017. — № 42 (948). — С. 17—22

11. Дунюшкин, И.И. Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды: Учебное пособие для вузов / И. И. Дунюшкин, И.Т. Мищенко, Е.И. Елисеева. — М.: ФГУП «Нефть и газ», 2004. — 448 с.

12. Шевченко, Н. Г. Программний модуль прогнозування гідродинамічних характеристик газорідної суміші свердловини при механізованому видобутку нафти / Н.Г. Шевченко, О.Л. Шудрик // Вісник НТУ «ХП». Сер.: Математичне моделювання в техніці та технологіях. — ХНТУ «ХП». — 2014. — № 39 (1082) — С. 190—197.

References

1. Lyapkov, P.D. O vliyaniy vyazkosti na kharakteristiku pogruznykh tsentrobezhnykh nasosov // Trudy VNI, — 1964, Вып. XLL. S. 71—107.
2. Lyapkov, P.D. Rabota pogruznykh tsentrobezhnykh nasosov na vyazkikh gazozhidkostnykh smesyakh / P.D. Lyapkov, V.I. Igevskiy, A.N. Drozdov // Neftepromyslovoe delo i transport nefiti. — 1985. — №2. — S. 1—14.
3. Muravev, I. M. Ekspluatatsiya pogruznykh tsentrobezhnykh elektronasosov v vyazkikh zhidkostyakh i gazozhidkostnykh smesyakh / I.M. Muravev, I.T. Mischenko. — M.: Nedra, 1969. — 248 s.
4. Mischenko, I.T. Raschety pri dobyche nefiti i gaza / I.T. Mischenko. — M.: 2008. — 296 s.
5. Drozdov, A.N. Vliyanie chisla dispergiruyushchikh stupeney na kharakteristiku pogruzhnogo tsentrobezhnogo nasosa / A. N Drozdov // Neftepromyslovoe delo, 1982, № 5, S. 19—21.
6. Drozdov, A.N. Pogruznyye lopastnye nasosy. Issledovaniya kharakteristik na gazozhidkostnykh smesyakh / A.N.

Drozov // //Neftegazovaya Vertikal. — 2011. — №11. — S. 73—77.

7. Ivanovskii, V.N. Vliyaniye vyazkoi zhidkosti na rabochuyu kharakteristiku pogruzhnykh elektrosentrobezhnykh nasosov / V.N. Ivanovskii, S.S. Pekin, P. L. Yangulov // Terri-toriya neftegaz. — 2012. — №9. — S. 49—55.

8. Gimatudinov, Sh.K. Spravochnik rukovodstva po proek-tirovaniyu, razrabotke i ekspluatatsii neftyanykh mestorozh-deniy. Dobycha nefiti / Sh.K. Gimatudinov i dr. — M.: Nedra. — 1983. — 455 s.

9. Gilev, V.G. K voprosu o raschete i metode ispytaniy nasosov na GZhS. Metod rascheta i trebovaniya k metodike polucheniya kharakteristiki edinichnoi stupeni / V.G. Gilev, A.I. Rabinovich, A.I. Kobayakov // Burenie i nefit. — 2012. — №2. — S. 38—42.

10. Shevchenko, N.G. Issledovanie techeniya gazozhid-kostnoi smesi v protochnoi chasti rabocheho koleasa pogru-zhnogo nasosa dlya dobychi nefiti / N.G. Shevchenko, O.L. Shudrik, E.Yu. Bondarenko // Visnik NTU «KhPI». SerIya: Gidravlichni mashiny ta gidroagregaty. — Kharkiv: NTU «KhPI», 2017. — №42 (948). — S. 17—22.

11. Dunyushkin, I.I. Raschety fiziko-khimicheskikh svoystv plastovoi i promyselovoi nefiti i vody: Uchebnoe posobie dlya vuzov / I. I. Dunyushkin, I.T. Mishchenko, E.I. Eliseeva. — M: FGUP «Nefit i gaz», 2004. — 448 s.

12. Shevchenko, N. G. Programnyi modul prognozu-vannya gidrodinamichnykh kharakterystyk gazoridynnoi sumishi sverdlovyny pry mekhanizovanomu vydobutku nafty / N.G. Shevchenko, O.L. Shudrik // Visnik NTU «KhPI». Ser.: Matematychno modelyuvannya v tekhnysii ta tekhnologiyakh. — Kh NTU «KhPI». — 2014. — №39 (1082)— S. 190—197.

Надійшла 20.02. 2017 року

УДК 532.5:621.65.01

Удосконалення методики розрахунку характеристики заглибного відцентрового насоса при видобутку нафтогазової продукції

Н.Г. Шевченко,
О.Л. Шудрик,
Д.В. Бельмас

Мета. Удосконалення методики перерахунку паспортних характеристик заглибного відцентрового насоса для видобутку нафтовогазової суміші з урахуванням реальних умов експлуатації.

Методи дослідження. Застосовані теоретичні методи дослідження, засновані на промислових даних і розрахунках тривимірної течії в'язкої рідини в проточній частині ступені насоса.

Результати дослідження. З урахуванням процесу розчинення газової фази в рідині при збільшенні тиску в насосі проведено розрахунок параметрів нафтової продукції. Представлені залежності зміни істинної об'ємної фази газу, в'язкості, густини газорідинної суміші уздовж насоса. При розрахунку показників багатоступінчастого насоса враховується, що гідродинамічні параметри потоку кожного ступеня уздовж насоса змінюються. Проаналізовано вплив тиску на вході в насос на його напірну характеристику.

Висновки. Запропонована методика перерахунку характеристики ЕВН на реальні умови експлуатації свердловин з урахуванням зміни фізичних параметрів ГРС від ступеня до ступеня якісно узгоджується з експериментальними даними. Методика дозволяє проводити оціночні розрахунки для різної збірки насоса (модульне складання з різними типами коліс).

Ключові слова: свердловина, установка насосна, ступінь відцентрового насоса, газорідинна суміш, об'ємна фаза, тиск насичення, густина, в'язкість, напір.

UDC 532.5:621.65.01

Improvement of the method for calculation of the characteristics of a submersible centrifugal pump at the production of oil and gas production

N.G. Shevchenko
A.L. Shudryk
D.V. Belmas

Aim. Improvement of the methodology for recalculating the passport characteristics of a submersible centrifugal pump for the production of an oil and gas mixture taking into account actual operating conditions.

Research methods. Theoretical research methods based on field data and calculations of the three-dimensional flow of a viscous fluid in the flow section of the submerged pump stage have been applied.

Research results. Taking into account the process of dissolution of the gas phase in the liquid, when the pressure in the pump is increased, the parameters of the oil product were calculated. The dependence of the change in the true volume phase of the gas, viscosity, density of the gas-liquid mixture along the pump is presented. When calculating the character-

istics of a multistage pump, it is taken into account that the hydrodynamic flow parameters of each stage along the pump vary. The influence of the pressure at the inlet to the pump on its pressure characteristic was analyzed.

Conclusions. The proposed methodology for recalculating the characteristics of ESPs for real operating conditions of the borehole, taking into account changes in the physical parameters of the gas-liquid mixture from one

stage to stage, qualitatively corresponds to the experimental data. The method allows to perform estimated calculations for various pump assemblies (modular assembly with different types of wheels).

Keywords: borehole, pumping unit, centrifugal pump stage, gas-liquid mixture, volume phase, saturation pressure, density, viscosity, head.