

УДК 621.651
DOI: 10.18799/24131830/2024/6/4344
Шифр специальности ВАК: 05.04.07

Влияние геометрии струйного эжектора на подачу насосной установки, предупреждающей асфальтосмолопарафиновые отложения

К.Р. Уразаков^{1✉}, Т.Г. Макарова², А.О. Борисов¹

¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, г. Уфа

² Альметьевский государственный нефтяной институт, Россия, г. Альметьевск

✉ urazakk@mail.ru

Аннотация. Актуальность. Добыча нефти установками электроприводных центробежных насосов является на сегодняшний день одним из ведущих способов механизированной добычи нефти. Механизированная эксплуатация скважин, вскрывающих запасы трудноизвлекаемой нефти, в значительной степени осложняется высокой вязкостью пластовой нефти, отложением в стволе скважины асфальтенов, смолистых веществ, парафинов. Это приводит к увеличению гидравлических сопротивлений вследствие снижения проходного сечения труб и других узлов насосного оборудования, к снижению производительности скважин и эффективности насосной добычи. В этой связи актуальной задачей является разработка и совершенствование способов и устройств предотвращения отложений асфальтенов, смолистых веществ, парафинов в скважинах. **Объект:** скважинная дозирующая насосная установка для непрерывной подачи реагента (ингибитора отложения парафинов) в скважину, представляющая собой комбинацию из двух технических устройств – насоса, дозирующего реагент, и струйного насоса. **Цель:** анализ влияния конструктивных параметров дозирующей насосной установки на эффективность ее работы (расход реагента, коэффициент кавитации жидкости в струйном насосе). **Методы:** математическое моделирование работы скважинной дозирующей установки для подачи реагента, основанное на применении законов сохранения массы и количества движения, а также закона Бернулли для движущегося потока в струйном насосе. **Результаты.** На основе результатов моделирования установлен характер влияния конструктивных параметров разработанной установки на расход реагента. Установлено, что максимальный расход реагента достигается при диаметре камеры смешения порядка 0,022 м, увеличение диаметра относительно указанной величины приводит к снижению степени местного понижения давления, снижение диаметра камеры смешения – к падению расхода вследствие увеличения скорости потока в камере и возрастания гидравлических сопротивлений. Установлено, что увеличение подачи установки электроприводных центробежных насосов в рассмотренном диапазоне 100–200 м³ в сутки практически не оказывает влияния на расход реагента при значении диаметра камеры смешения более 0,03 м. Установлено, что при значениях длины конфузора, превышающих 0,21 м, коэффициент кавитации вне зависимости от диаметра камеры смешения превышает единицу, что говорит о плавном и равномерном снижении давления в корпусе устройства. В целом показано, что регулированием конструктивных параметров скважинной дозирующей установки можно обеспечить требуемый расход реагента при известной подаче установки электроприводных центробежных насосов (дебите скважины).

Ключевые слова: струйный насос, насос-дозатор, электроцентробежный насос, асфальтосмолопарафиновые отложения, ингибитор асфальтосмолопарафиновых отложений, расход реагента, гидравлические потери

Для цитирования: Уразаков К.Р., Макарова Т.Г., Борисов А.О. Влияние геометрии струйного эжектора на подачу насосной установки, предупреждающей асфальтосмолопарафиновые отложения // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 6. – С. 214–222. DOI: 10.18799/24131830/2024/6/4344

UDC 621.651

DOI: 10.18799/24131830/2024/6/4344

Effect of jet ejector geometry on the supply of a pumping unit preventing wax-deposit

K.R. Urazakov^{1✉}, T.G. Makarova², A.O. Borisov¹

¹ Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation

² Almeteyevsk State Oil Institute, Almeteyevsk, Russian Federation

✉ Urazakk@mail.ru

Abstract. Relevance. Today oil production by installations of electric centrifugal pumps is one of the leading methods of mechanized oil production. The mechanized operation of hard-to-recover oil objects is complicated by the high viscosity of reservoir oil, the formation of wax-deposits in the wellbore. This leads to an increase in hydraulic resistances due to a decrease in the flow section of pipes and other pumping equipment components, a decrease in the productivity of wells and the efficiency of pumping production. In this regard, an urgent task is to develop and improve methods and devices for preventing deposits of wax-deposits in wells. **Object.** Downhole pumping unit for dosing reagent (inhibitor of wax-deposits) into the well, which is a combination of two technical devices – a pump dosing the reagent and a jet pump. **Aim.** To analyze the influence of the design parameters of the dosing unit on the efficiency of its operation (reagent consumption, liquid cavitation coefficient in the jet pump). **Methods.** Mathematical modeling of the operation of a downhole dosing unit for the supply of reagent, based on the application of the laws of conservation of mass and quantity of motion, as well as Bernoulli's law for a moving flow in a jet pump. **Results.** Based on the simulation results, the nature of the influence of the design parameters of the developed installation on the reagent consumption is defined. It is established that the maximum flow rate of the reagent is achieved with a mixing chamber diameter of about 22 mm; an increase in diameter relative to the specified value leads to a decrease in the degree of local pressure reduction, a decrease in the diameter of the mixing chamber – a drop in flow due to an increase in the flow rate in the chamber and an increase in hydraulic resistance. It was found that an increase in the supply of electric centrifugal pumps in the considered range of 100–200 m³ per day has practically no effect on the reagent consumption when the mixing chamber diameter is more than 30 mm. It was found that at confuser length values exceeding 210 mm, the cavitation coefficient, regardless of the mixing chamber diameter, exceeds one, which indicates a smooth and uniform pressure reduction in the device body. In general, it is shown that by regulating the design parameters of a downhole metering unit, it is possible to ensure the required reagent consumption at a known electric centrifugal pump supply (well flow rate).

Keywords: jet pump, dosing pump, electric centrifugal pump, asphalt-resin-paraffin deposits, wax-deposits inhibitor, reagent consumption, hydraulic losses

For citation: Urazakov K.R., Makarova T.G., Borisov A.O. Effect of jet ejector geometry on the supply of a pumping unit preventing wax-deposit. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering, 2024, vol. 335, no. 6, pp. 214–222. DOI: 10.18799/24131830/2024/6/4344

Введение

Современные условия эксплуатации установки электроприводных центробежных насосов (УЭЦН) зачастую связаны с различного рода осложнениями, такими как повышенный газовый фактор, наличие механических примесей в составе откачиваемой жидкости [1, 2]. Одним из распространенных типов осложнений, в частности, сопровождающих добычу «тяжелой» нефти [3], является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в полости насосно-компрессорных труб (НКТ). При снижении температуры нефти, содержащей АСПО, ниже температуры ее насыщения парафином (в процессе подъема вдоль ствола скважины), начинается процесс кристаллизации углеводородных компонент и их отложения в узлах

погружного насосного оборудования [4, 5]. Вышесказанное приводит к частичной или полной закупорке проходного сечения насосных труб и снижению подачи УЭЦН [6–8]. Образование АСПО является причиной повышенных затрат при эксплуатации скважины, связанных с проведением ремонтных работ по удалению возникающих отложений [9].

В настоящее время на нефтедобывающих предприятиях нашли применение два подхода к предотвращению АСПО: предупреждение образования АСПО и растворение образовавшихся АСПО. Первый подход включает применение защитных покрытий, физических (с использованием магнитных, акустических полей) и химических методов воздействия (диспергаторы, модификаторы, смачива-

тели, депрессорные присадки). Второй подход включает применение тепловых (промывка горячей нефтью, водой или паром, скважинные индукционные нагреватели), механических (обработка скребками), химических методов воздействия (ингибиторы, растворители, депрессоры и т. д.) [10, 11]. Выбор оптимальной технологии борьбы с АСПО зависит от множества факторов: дебита скважины, компоновки насосного оборудования, физико-химических свойств парафинистой нефти и других [12, 13].

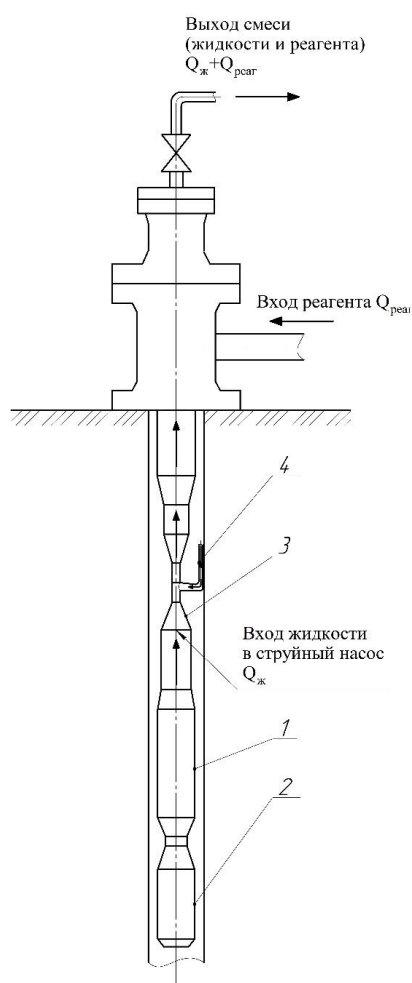


Рис. 1. Скважинная насосная установка для дозирования реагента – ингибитора АСПО: 1 – центробежный насос; 2 – погружной электродвигатель; 3 – струйный насос; 4 – патрубок насоса, дозирующего реагент

Fig. 1. Downhole pumping unit to prevent wax-deposits: 1 – centrifugal pump; 2 – submersible electric motor; 3 – jet pump; 4 – nozzle of the pump dosing reagent

Одним из наиболее эффективных и вместе с тем недорогих методов, предупреждающих образование АСПО в скважине, является применение ингибиторов парафиновых отложений (химических реа-

гентов) [14, 15]. Разработано оригинальное техническое решение, позволяющее предотвратить выпадение АСПО в скважине и заключающееся в непрерывном дозировании реагента – ингибитора АСПО – в НКТ ниже глубины начала выпадения парафинов [16].

Указанная разработка представляет собой комбинацию из двух технических устройств – насоса, дозирующего реагент, и струйного насоса. Скважинная дозирующая установка работает следующим образом (рис. 1). Электроцентробежный насос – 1 перекачивает жидкость за счет работы погружного электродвигателя – 2. Нагнетаемая жидкость поступает в полость струйного насоса – 3, конструкция которого спроектирована таким образом, чтобы обеспечить требуемый перепад давления для увлечения дозируемого реагента из патрубка – 4, являющегося частью насоса, дозирующего реагент. Таким образом, основной принцип действия установки дозирования связан с обеспечением необходимого перепада давления в струйном насосе для поддержания требуемого расхода реагента.

Для обеспечения эффективной эксплуатации разработанной скважинной дозирующей установки необходимо произвести анализ влияния ее конструктивных параметров на процесс дозирования реагента. Схема струйного насоса показана на рис. 2 [17]. Далее принято определение «насос, дозирующий реагент», включающий емкость с реагентом на поверхности скважины, а также трубопровод, соединяющий указанную емкость со струйным насосом.

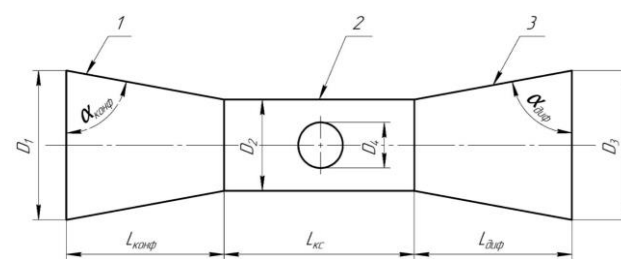


Рис. 2. Геометрия струйного насоса: 1 – конфузор; 2 – камера смешения; 3 – диффузор

Fig. 2. Geometric parameters of the jet pump: 1 – confuser; 2 – mixing chamber; 3 – diffuser

Описание математической модели работы скважинной дозирующей установки для подачи реагента

Для расчета перепада давления в элементах струйного насоса (последовательно в конфузоре, камере смешения и диффузоре) применяется подход, основанный на применении законов сохранения массы и количества движения для движущего-

ся потока, а также закона Бернулли [18, 19]. Геометрические параметры струйного насоса связаны между собой зависимостью

$$\begin{cases} D_2 = D_1 - \operatorname{ctg}(\alpha_{\text{конф}}) L_{\text{конф}}; \\ D_2 = D_3 - \operatorname{ctg}(\alpha_{\text{диф}}) L_{\text{диф}}, \end{cases} \quad (1)$$

где D_1 , D_2 , D_3 – диаметры струйного насоса, м; $\alpha_{\text{конф}}$, $\alpha_{\text{диф}}$ – углы наклона конфузора и диффузора соответственно, град; $L_{\text{конф}}$, $L_{\text{диф}}$ – длины конфузора и диффузора соответственно, м.

Обозначим давление и скорость жидкости на входе в конфузор как $p_{\text{вх.конф}}$ и $v_{\text{вх.конф}}$ соответственно. Давление на выходе из конфузора определяется по формуле:

$$p_{\text{вых.конф}} = \frac{v_{\text{вх.конф}}^2 \rho_{\text{ж}}}{2} - \frac{v_{\text{вх.конф}}^2 \rho_{\text{ж}}}{2} (1 + K_{\text{конф}}) - p_{\text{вх.конф}}, \quad (2)$$

где $p_{\text{вых.конф}}$ – давление на выходе из конфузора, Па; $v_{\text{вых.конф}}$ – скорость на выходе из конфузора, м/с; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, кг/м³; $L_{\text{конф}}$ – длина конфузора, м; D_2 – выходной диаметр конфузора, м; $K_{\text{конф}}$ – коэффициент потерь в конфузоре.

Связь между скоростью жидкости на входе и выходе из конфузора определяется из закона сохранения массы при движении жидкости по конфузору:

$$\rho_{\text{ж}} v_{\text{вх.конф}} S_{\text{вх.конф}} = \rho_{\text{ж}} v_{\text{вых.конф}} S_{\text{вых.конф}}, \quad (3)$$

где $S_{\text{вх.конф}}$, $S_{\text{вых.конф}}$ – площадь проходного сечения потока на входе и выходе в конфузор соответственно, м².

Выход из конфузора и вход в камеру смешения совпадают. Перепад давления в камере смешения с учетом притока реагента в камеру смешения определяется как

$$\begin{aligned} p_{\text{вх.кс}} - p_{\text{вых.кс}} = \\ = \frac{\rho_{\text{см}} u_{\text{см}} Q_{\text{см}} + p_{\text{тр}} - \rho_{\text{реаг}} u_{\text{реаг}} Q_{\text{реаг}} - \rho_{\text{ж}} u_{\text{ж}} Q_{\text{ж}}}{f_{\text{к}}}, \end{aligned} \quad (4)$$

где $F_{\text{тр}}$ – сила вязкого трения, Н; $f_{\text{к}}$ – площадь поперечного сечения камеры смешения, м²; $\rho_{\text{см}} = w\rho_{\text{ж}} + (1-w)\rho_{\text{реаг}}$ – плотность смеси, кг/м³; $\rho_{\text{реаг}}$ – плотность реагента, кг/м³; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, кг/м³; $u_{\text{реаг}}$ – скорость реагента, м/с; $u_{\text{см}}$ – скорость смеси, м/с; $u_{\text{ж}}$ – скорость жидкости, м/с; $Q_{\text{ж}}$ – расход жидкости, м³/с; $Q_{\text{реаг}}$ – расход реагента, м³/с; $Q_{\text{см}} = Q_{\text{ж}} + Q_{\text{реаг}}$ – расход смеси, м³/с.

Скорость истечения реагента в полость струйного насоса как функция перепада давления в полости струйного насоса определяется следующим образом [20]:

$$u_{\text{реаг}} = k \sqrt{\frac{2(p_{\text{реаг.вх}} - p_{\text{вх.кс}})}{\rho_{\text{реаг}}}}, \quad (5)$$

где $k = 0,05-0,2$ – коэффициент расхода; $p_{\text{реаг.вх}}$ – давление на входе в отверстие насоса, дозирующего реагент, Па. Также для описания работы конфузора и диффузора рассчитывается коэффициент кавитации:

$$X = \frac{2(p_{\text{вых}} - p_{\text{нас}})}{\rho_{\text{ж}} \left(\frac{4Q_{\text{ж}}}{\pi(D_2)^2} \right)^2}, \quad (6)$$

где $p_{\text{нас}}$ – давление насыщения нефти, Па; D_2 – диаметр камеры смешения, м.

Совместное решение системы уравнений (1)–(6) позволяет рассчитать перепады давления, возникающие в элементах струйного насоса, а также определить расход реагента – ингибитора АСПО – в полость НКТ. Детальное описание математической модели представлено в работе [21].

Исследование работы скважинной дозировочной установки для подачи реагента

Исходные данные. В качестве исходных (входных) данных для моделирования работы скважинной дозировочной установки приняты следующие параметры:

- длина конфузора – 0,03 м;
- диаметр конфузора D_1 – 0,062 м;
- угол наклона конфузора – 68 град;
- глубина спуска струйного насоса – 700 м;
- устьевое давление – 0,2 МПа;
- внутренний диаметр НКТ – 0,062 м;
- плотность жидкости (нефти) – 800 кг/м³, вязкость: 0,005–0,03 Па·с;
- вязкость дозируемого реагента – 0,020–0,1 Па·с;
- плотность реагента – 900 кг/м³;
- расход реагента – 0,0067–0,011 м³/сут;
- расход жидкости в НКТ – 100–200 м³/сут.

Требуемый расход реагента принимается из расчета 0,1–0,3 кг реагента на тонну нефти. Исследовано влияние на расход реагента таких параметров, как диаметр на выходе из конфузора D_2 (диаметр камеры смешения), длина конфузора/диффузора, диаметр входного отверстия насоса, дозирующего реагент D_4 . Результаты исследования влияния диаметра камеры смешения D_2 на расход реагента представлены на рис. 3. При этом при моделировании приняты следующие конструктивные параметры струйного насоса: диаметр конфузора D_1 – 0,062 м, длина $L_{\text{конф}}$ – 0,24 м, угол наклона $\alpha_{\text{конф}}$ – 71–74 град, диаметр проходного отверстия насоса, дозирующего реагент D_4 , варьируется от 0,005 до 0,013 м, длина камеры смешения $L_{\text{кс}}$ – 0,21 м.

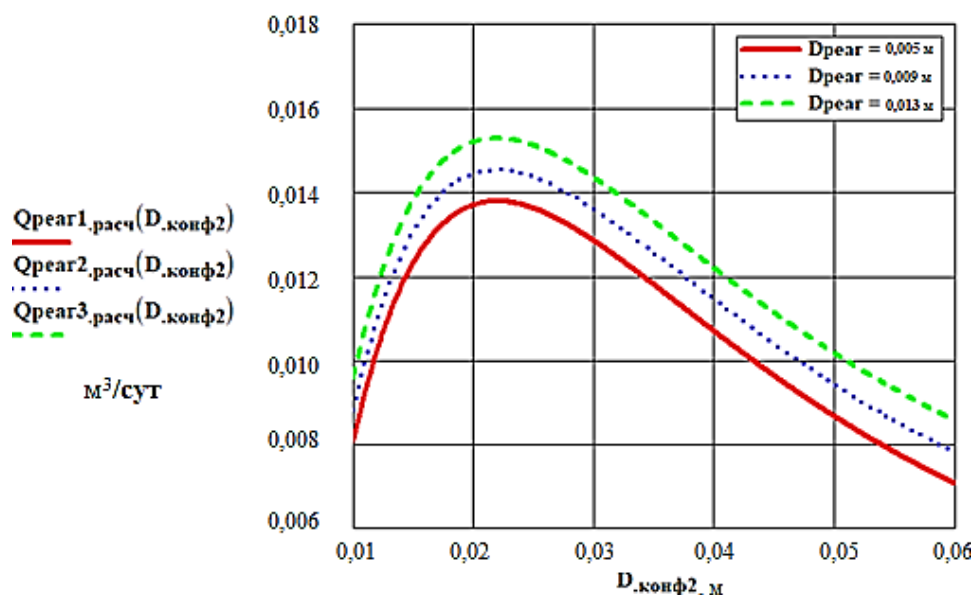


Рис. 3. Зависимость объемного расхода реагента от диаметра камеры смешения D_2 при различных значениях диаметра входного отверстия насоса, дозирующего реагент D_4

Fig. 3. Dependence of the reagent volume flow on the mixing chamber D_2 diameter at different values of the diameter of the inlet of the pump dosing the reagent D_4

Из рис. 3 следует, что кривая зависимости объемного расхода реагента от диаметра камеры смешения имеет максимум, соответствующий диаметру камеры смешения порядка 0,022 м. При снижении диаметра камеры смешения от 0,045 до 0,022 м объемный расход реагента возрастает вследствие сужения эффективного сечения и увеличения скорости потока, в результате чего происходит местное снижение давления согласно формуле Бернулли. При дальнейшем снижении диаметра камеры смешения расход реагента падает вследствие уве-

личения скорости потока в камере и возрастания гидравлических сопротивлений. Расход реагента при увеличении диаметра входного отверстия насоса D_4 от 0,005 до 0,013 м возрастает от 0,0138 до 0,0155 м³/сут (на 12,5 %).

Аналогично выполнен анализ влияния подачи УЭЦН/дебита скважины (значение подачи/дебита $Q_{ж}$ принимается равным 100, 150, 200 м³/сут) на расход реагента (рис. 4). Диаметр насоса, дозирующего реагент D_4 , принят равным 0,009 м. Требуемый расход реагента здесь и далее принят 0,0123 м³/сут.

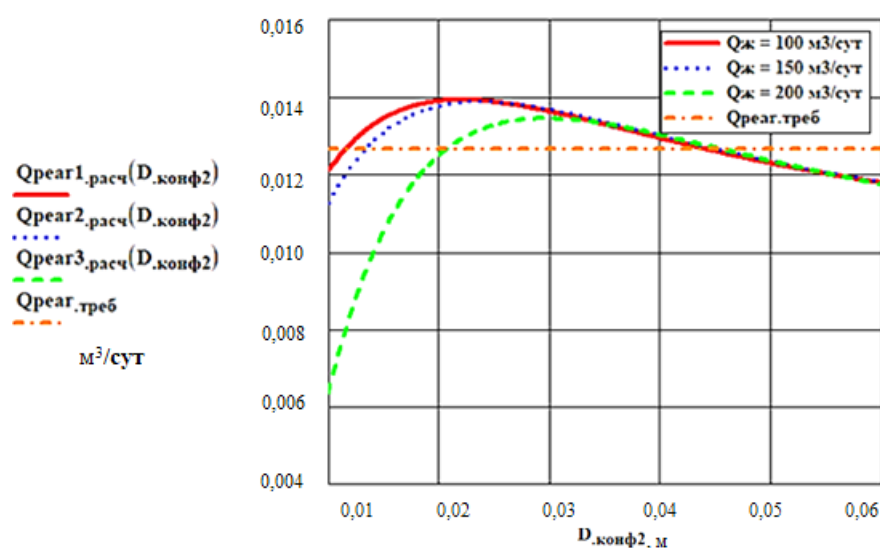


Рис. 4. Зависимость объемного расхода реагента от диаметра камеры смешения D_2 при различных значениях подачи УЭЦН

Fig. 4. Dependence of the reagent volume flow on the mixing chamber D_2 diameter at different values of the ESP supply

Увеличение подачи УЭЦН в рассмотренном диапазоне 100–200 м³/сут практически не оказывает влияния на расход при значении диаметра камеры смешения более 0,03 м. При уменьшении диаметра камеры смешения ниже 0,03 м увеличение подачи приводит к падению объемного расхода реагента, связанного с увеличением гидравлических сопротивлений в струйном насосе. Особенно хорошо это видно при подаче насоса порядка 200 м³/сут, для которой снижение диаметра камеры смешения с 0,03 до 0,01 м приводит к снижению объемного расхода реагента с 0,012–0,013 до 0,004 м³/сут, т. е. более чем в 2 раза. Учитывая, что дебит жидкости и, соответственно, подача насоса могут изменяться в процессе эксплуатации скважины, для обеспечения стабильного расхода реагента диаметр камеры смешения рационально выбирать более 0,02–0,03 м, так как в этом случае расход реагента практически не чувствителен к изменению подачи насоса. В рассмотренном случае для обеспечения расхода реагента 0,0123 м³/сут при различных подачах УЭЦН оптимальное значение диаметра камеры смешения – 0,045 м.

Далее исследовано влияние диаметра D_4 насоса, дозирующего реагент, на величину объемного его расхода $Q_{\text{реаг.треб}}$ при различных значениях подачи УЭЦН $Q_{\text{ж}}$ (рис. 5). При моделировании диаметр камеры смешения принят $D_2 = 0,035$ м.

Зависимость расхода реагента от диаметра проходного отверстия насоса D_4 , дозирующего реагент, имеет параболический вид с ветвью, направленной вверх: при увеличении D_4 расход реагента возрастает вследствие снижения местных гидрав-

лических сопротивлений в отверстии, дозирующем реагент. Подача насоса оказывает небольшое влияние на расход реагента: при увеличении подачи от 100 до 200 м³/сут максимальный расход реагента возрастает с 0,014 до 0,016 м³/сут (на 7 %). При этом для достижения требуемого расхода $Q_{\text{тр}}=0,0123$ м³/сут при увеличении дебита скважины со 100 до 200 м³/сут диаметр проходного отверстия насоса, дозирующего реагент, должен увеличиться с 0,01 до 0,0128 м (на 28 %).

Результаты расчета коэффициента кавитации в конфузоре представлены на рис. 6.

Исходя из графиков, представленных на рис. 6, получено, что при значениях длины конфузора, превышающих 0,21 м, коэффициент кавитации вне зависимости от диаметра камеры смешения превышает единицу, что говорит о плавном и равномерном снижении давления в корпусе устройства. При более низких значениях длины возможно возникновение кавитационного режима работы, что может привести к износу струйного насоса. В результате обобщения полученных результатов для обеспечения требуемого расхода реагента в диапазоне от 0,1 до 0,3 кг/т при подаче УЭЦН от 100 до 200 м³/сут рекомендован следующий ряд типоразмера установки дозирования: диаметр $D_1 = 0,062$ м, длина $L_{\text{конф}} = 0,24$ м, угол наклона $\alpha_{\text{конф}} = 71\text{--}74$ град, диаметр камеры смешения $D_2 = 0,035$ м, длина камеры смешения $L_{\text{кс}} = 0,21$ м, диаметр проходного отверстия насоса, дозирующего реагент $D_4 = 0,0106\text{--}0,0108$ м.

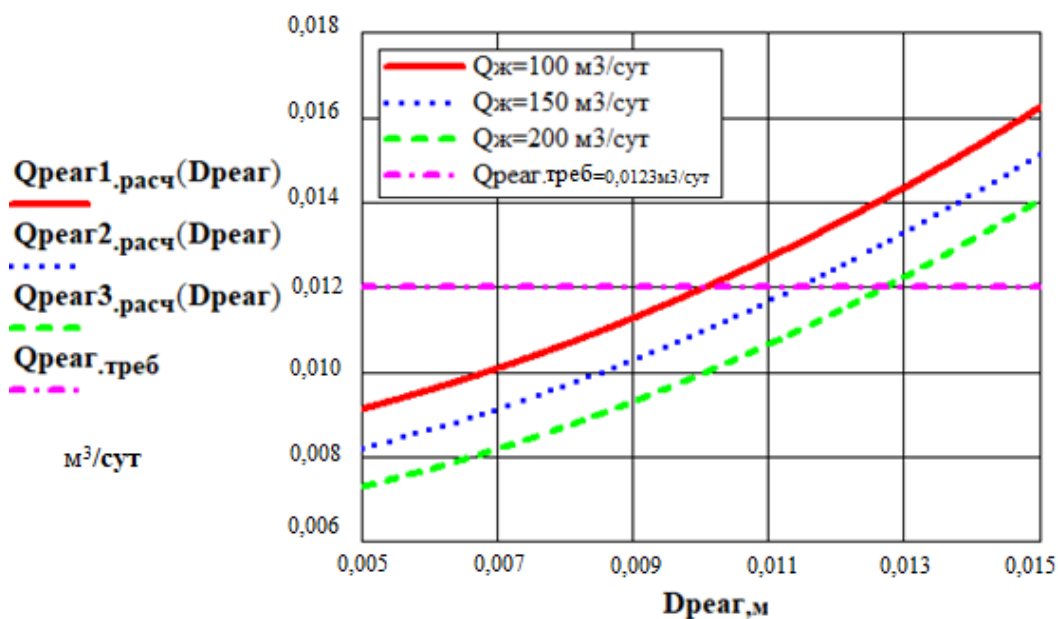


Рис. 5. Зависимость расчетного расхода реагента от диаметра проходного отверстия насоса D_4 , дозирующего реагент

Fig. 5. Dependence of the calculated reagent flow rate on the diameter of the through-hole of the pump D_4 dosing the reagent

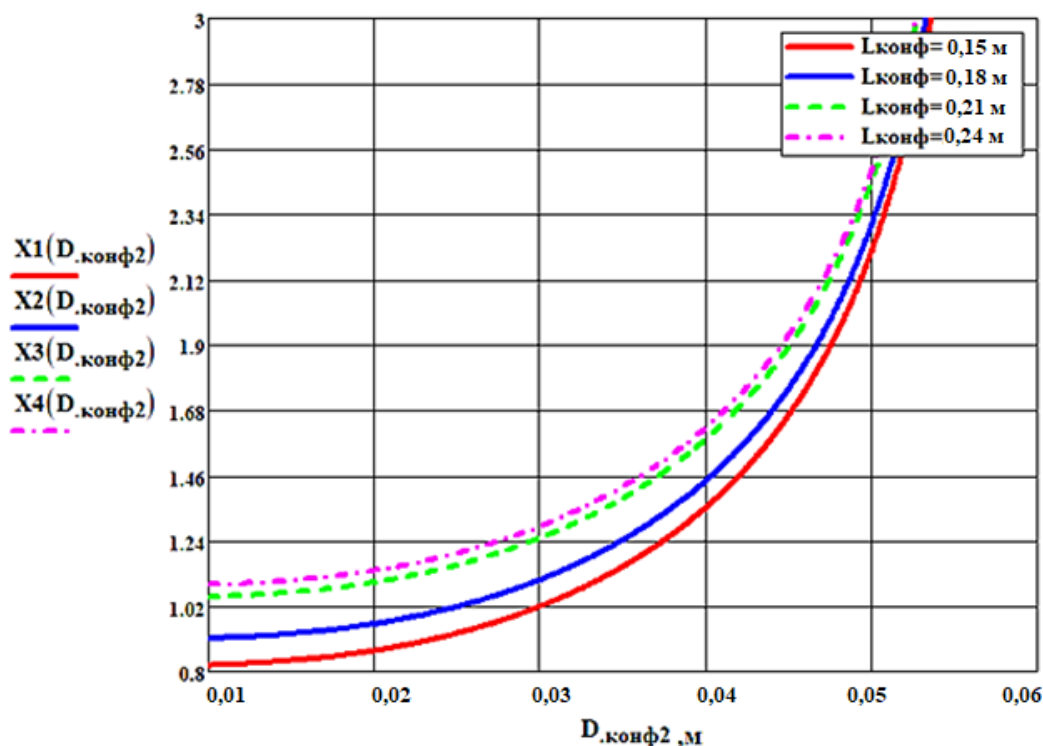


Рис. 6. Зависимость коэффициента кавитации в конфузоре от его выходного диаметра (диаметра камеры смешения) при различных значениях длины

Fig. 6. Dependence of the cavitation coefficient in the confuser on its output diameter (mixing chamber diameter) at different length values

Выводы

1. Разработана математическая модель работы скважинной дозирующей установки для подачи реагента – ингибитора АСПО – в полость НКТ. На основе представленного анализа получено, что значительное влияние на расход дозирочного реагента оказывают такие конструктивные параметры разработанной установки, как диаметр камеры смешения, диаметр проходного сечения насоса, дозирующего реагент.
2. Показано, что кривая зависимости объемного расхода реагента от диаметра камеры смешения имеет максимум, соответствующий диаметру камеры смешения порядка 0,022 м. При увеличении диаметра камеры смешения более 0,022 м объемный расход реагента снижается вследствие увеличения эффективного сечения и снижения скорости потока, в результате чего снижается степень местного понижения давления согласно формуле Бернулли. При снижении диаметра камеры смешения ниже 0,022 м расход реагента падает вследствие увеличения скорости потока в камере и возрастания гидравлических сопротивлений. Максимальный расход реагента при увеличении диаметра входного отверстия насоса D_4 от 0,005 до 0,013 мм возрастает от 0,0138 до 0,0155 м³/сут (на 12,5 %).
3. Установлено, что увеличение подачи УЭЦН в рассмотренном диапазоне 100–200 м³/сут практически не оказывает влияния на расход реагента при значении диаметра камеры смешения более 0,03 м. При снижении диаметра смешения ниже 0,03 м увеличение подачи приводит к снижению объемного расхода реагента, связанного с увеличением гидравлических сопротивлений в струйном насосе, например, при подаче насоса порядка 200 м³/сут снижение диаметра камеры смешения с 0,03 до 0,01 м приводит к снижению объемного расхода реагента с 0,012–0,013 до 0,004 м³/сут, т. е. более чем в 2 раза. Учитывая, что дебит жидкости и, соответственно, подача насоса могут изменяться в процессе эксплуатации скважины, для обеспечения стабильного расхода реагента диаметр камеры смешения рационально выбирать более 0,03 м, так как в этом случае расход реагента практически не чувствителен к изменению подачи насоса.
4. Показано, что при значениях длины конфузора, превышающих 0,21 м, коэффициент кавитации вне зависимости от диаметра камеры смешения превышает единицу, что говорит о плавном и равномерном снижении давления в корпусе устройства.

5. Зависимость расхода реагента от диаметра проходного отверстия насоса D_4 , дозирующего реагент, имеет параболический вид с ветвью, направленной вверх: при увеличении D_4 расход реагента возрастает вследствие снижения местных гидравлических сопротивлений в от-
верстии, дозирующем реагент. Подача насоса оказывает небольшое влияние на расход реагента: при увеличении подачи от 100 до 200 м³/сут максимальный расход реагента возрастает с 0,014 до 0,016 м³/сут (на 7 %).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Повышение эффективности добычи нефти за счет внедрения элементов цифровизации / В.Н. Ивановский, А.А. Сабилов, А.В. Деговцов, И.Н. Герасимов, И.И. Мазенин, С.В. Меркушев, Д.Н. Красноборов // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 7. – С. 118–124.
2. Рогачев М.К., Александров А.Н. Обоснование комплексной технологии предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче высокопарафинистой нефти погружными электроцентробежными насосами из многопластовых залежей // Записки Горного института. – 2021. – Т. 250. – С. 596–605.
3. Modeling of heavy-oil flow with regard to their rheological properties / I.I. Beloglazov, V.A. Morenov, E.L. Leusheva, O.T. Gudmestad // Energies. – 2021. – № 359. – P. 1–15.
4. Коробов Г.Ю., Парфенов Д.В. Механизмы образования ас-фальтосмолопарафиновых отложений. Методики исследования // Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2022. – № 8 (128). – С. 22–28.
5. Коробов Г.Ю., Парфенов Д.В., Нгуен Ван Тханг. Механизмы образования асфальтосмолопарафиновых отложений и факторы интенсивности их формирования // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 4. – С.103–116.
6. Podoprigora D., Byazrov R., Sytnik J. The comprehensive over-view of large-volume surfactant slugs injection for enhancing oil recovery: status and the outlook // Energies. – 2022. – Vol. 15. – № 21:830. – P. 1–21.
7. Litvinenko V.S. Advances in raw material industries for sustainable development goals / United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization, International Competence Centre for Mining-Engineering Education under the auspices of UNESCO. – London: CRC Press, 2021. – 528 p.
8. Gabor T. Electrical submersible pumps manual: design, operations, and maintenance. – Houston, Texas: Gulf Professional Publishing, 2017. – 562 p.
9. Уразаков К.Р., Макарова Т.Г., Лощакова Э.У. Предупреждение образования асфальтосмолопарафиновых отложений в насосно-компрессорных трубах. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2023. – 41 с.
10. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 268–280.
11. Sousa L.A., Matos H.A., Guerreiro L.P. Preventing and removing wax deposition inside vertical wells: a review // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – Vol. 9. – P. 2091–2107.
12. Lim B. et al. A review of the mechanism and role of wax inhibitors in the wax deposition and precipitation // Science and Technology. – 2019. – Vol. 27. – № 1. – P. 499–526.
13. Bai J., Jin X., Wu J.T. Multifunctional anti-wax coatings for paraffin control in oil pipelines // Petroleum Science. – 2019. – Vol. 16. – P. 619–631.
14. Khaibullina K.S., Sagirova L.R., Sandyga M.S. Substantiation and selection of an inhibitor for preventing the formation of asphaltresin-paraffin deposits // Periodico Tchê Quimica. – 2020. – Vol. 17. – № 34. – P. 541–551.
15. Yang F. et al. Investigation on the mechanism of wax deposition inhibition induced by asphaltenes and wax inhibitors // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 204. – P. 109723.
16. Скважинная дозирующая насосная установка для предотвращения отложений: пат. Рос. Федерация № 2752569; заявл. 25.02.2021; опубл. 29.07.2021, Бюл. № 22. – 6 с.
17. Girgidov A.D. Efficiencies of jet pumps // Power Technology and Engineering. – 2015. – Vol. 48. – Iss. 5. – P. 366–370.
18. Математическая модель работы струйного насоса в составе скважинной tandemной установки / Б.А. Мырзахметов, Л.А. Крупник, А.Е. Султабаев, С.М. Токтамисова // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2019. – № 8. – С. 123–135.
19. Исследование характеристик струйного насоса численным моделированием / К.Р. Уразаков, И.А. Мухин, Р.И. Вахитова, Д.А. Сарычева, И.В. Волков // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 14. – С. 149–154.
20. Brill J.P., Mukherjee H. Multiphase flow in wells. – Richardson, Texas: Society of petroleum engineers, 1999. – 384 p.
21. Математическое моделирование параметров системы «УЭЦН-струйный насос» / Т.Г. Макарова, К.Р. Уразаков, О.А. Шипилова, Э.М. Хасаншина // Транспортное, горное и строительное машиностроение: наука и производство. – 2022. – № 15. – С. 79–84.

Информация об авторах

Камил Рахматуллович Уразаков, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры машин и оборудования нефтегазовых промыслов Уфимского государственного нефтяного технического университета, Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1. urazakk@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0003-2202-396X>
Татьяна Георгиевна Макарова, старший преподаватель кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения Альметьевского государственного нефтяного института, Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Ленина, 2. dtana@mail.ru

Александр Олегович Борисов, магистрант, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1. WOT_BAX_BAX@mail.ru

Поступила в редакцию: 01.08.2023

Поступила после рецензирования: 24.10.2023

Принята к публикации: 26.04.2024

REFERENCES

1. Ivanovskiy V.N., Sabirov A.A., Degovtsov A.V., Gerasimov I.N., Merkushev S.V., Krasnoborov D.N. Improving the efficiency of oil production through the introduction of digitalization. *Oil Industry*, 2021, no. 7, pp. 118–124. (In Russ.)
2. Rogachev M.K., Aleksandrov A.N. Justification of a comprehensive technology for preventing the formation of asphalt-resin-paraffin deposits during the production of highly paraffinic oil by electric submersible pumps from multiformation deposits. *Journal of Mining Institute*, 2021, vol. 250, pp. 596–605. (In Russ.)
3. Beloglazov I.I., Morenov V.A., Leusheva E.L., Gudmestad O.T. Modeling of heavy-oil flow with regard to their rheological properties. *Energies*, 2021, no. 359, pp. 1–15.
4. Korobov G.Yu., Parfenov D.V. Mechanisms of the formation of asphalt-resin-paraffin deposits. Research methods. *Neftegaz.ru*, 2022, no. 8 (128), pp. 22–28. (In Russ.)
5. Korobov G.Y., Parfenov D.V., Thang Nguyen Van. Mechanisms of the formation of asphalt-resin and paraffin deposits and factors influencing their intensity. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 4, pp. 103–116. (In Russ.)
6. Podoprighora D., Byazrov R., Sytnik J. The comprehensive overview of large-volume surfactant slugs injection for enhancing oil recovery: status and the outlook. *Energies*, 2022, vol. 15, no. 21:8300, pp. 1–21.
7. Litvinenko V.S. Advances in raw material industries for sustainable development goals. *United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization, International Competence Centre for Mining-Engineering Education under the auspices of UNESCO*. London, CRC Press Publ., 2021. 528 p.
8. Gabor T. *Electrical submersible pumps manual: design, operations, and maintenance*. Houston, Texas, Gulf Professional Publ., 2017. 562 p.
9. Urazakov K.R., Makarova T.G., Loshhakova E.U. *Prevention of the formation of asphalt-resin-paraffin deposits in pumping and compressor pipes*. Almet'yevsk, Almet'yevsk State Oil Institute Publ., 2023. 41 p. (In Russ.)
10. Ivanova L.V., Burov E.A., Koshelev V.N. Asphaltene-resin-paraffin deposits in the processes of oil production, transportation and storage. *Petroleum Engineering*, 2011, no. 1, pp. 268–280. (In Russ.)
11. Sousa A.L., Matos H.A., Guerreiro L.P. Preventing and removing wax deposition inside vertical wells: a review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2019, vol. 9, no. 3, pp. 2091–2107.
12. Lim B. A review of the mechanism and role of wax inhibitors in the wax deposition and precipitation. *Science and Technology*, 2019, vol. 27, no. 1, pp. 499–526.
13. Bai J., Jin X., Wu J.T. Multifunctional anti-wax coatings for paraffin control in oil pipelines. *Petroleum Science*, 2019, vol. 16, pp. 619–631.
14. Khaibullina K.S., Sagirova L.R., Sandyga M.S. Substantiation and selection of an inhibitor for preventing the formation of asphalt-resin-paraffin deposits. *Periodico Tche Quimica*, 2020, vol. 17, no. 34, pp. 541–551.
15. Yang F. Investigation on the mechanism of wax deposition inhibition induced by asphaltenes and wax inhibitors. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 204, pp. 109723.
16. Urazakov K.R., Makarova T.G., Dumler E.B., Vahitova R.I., Borisov A.O. *Borehole metering pumping unit to prevent deposits*. Patent RF, no. 2752569, 2021. (In Russ.)
17. Girgidov A.D. Efficiencies of jet pumps. *Power Technology and Engineering*, 2015, vol. 48, Iss. 5, pp. 366–370.
18. Myrzahmetov B. A., Krupnik L. A., Sultabaev A. E., Toktamisova S. M. Mathematical model of the jet pump operation as part of a borehole tandem installation. *Mining information and analytical bulletin*, 2019, no. 8, pp. 123–135. (In Russ.)
19. Urazakov K.R., Muhin I.A., Vahitova R.I., Sarycheva D.A., Volkov I.V. Research characteristics of jet pump using numerical simulation. *Petroleum Engineering*, 2015, vol. 13, no. 14, pp. 149–154. (In Russ.)
20. Brill J.P., Mukherjee H. *Multiphase flow in wells*. Richardson, Texas, Society of petroleum engineers, 1999. 384 p.
21. Makarova T.G., Urazakov K.R., Shipilova O.A., Khasanshina E.M. Mathematical modeling of parameters of the system "ESP-jet pump". *Transport, mining and construction engineering: science and production*, 2022, no. 15, pp. 79–84. (In Russ.)

Information about the authors

Kamil R. Urazakov, Dr. Sc., Professor, Ufa State Petroleum Technological University, 1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russian Federation. Urazakk@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0003-2202-396X>

Tatiana G. Makarova, Senior Lecturer, Almet'yevsk State Oil Institute, 2, Lenin street, Almet'yevsk, 423462, Russian Federation. dtana@mail.ru

Alexander O. Borisov, Master's Student, Ufa State Petroleum Technological University, 1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russian Federation. WOT_BAX_BAX@mail.ru

Received: 01.08.2023

Revised: 24.10.2023

Accepted: 26.04.2024