

УДК 622.276.53.054.23

**РАСЧЕТ И ПОДБОР УСТЬЕВОГО ЭЖЕКТОРА ДЛЯ СКВАЖИН,
ОБОРУДОВАННЫХ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫМИ УСТАНОВКАМИ**

**CALCULATION AND SELECTION OF WELLHEAD EJECTOR FOR THE
WELLS EQUIPPED WITH AN ELECTRIC CENTRIFUGAL INSTALLATIONS**

Уразаков К.Р., Вахитова Р.И., Топольников А.С., Дубовицкий К.А., Ахметшин Р.А.

ГБОУ ВПО «Альметьевский государственный нефтяной институт»,

г. Альметьевск, Российская Федерация

Институт механики УНЦ РАН, г Уфа, Российская Федерация

ООО «НефтеХимПромПоволжье», г. Самара, Российская Федерация

НГДУ «Джалильнефть» ОАО «ТН», п.г.т. Джалиль, Российская Федерация

K.R. Urazakov, R.I. Vakhitova, A.S. Topolnikov, K.A. Dubovickiy, R.A. Akhmetshin

SBEI NPE “Almetyevsk state oil institute”, Almetyevsk, Russian Federation

Institute of mechanics URC RAS, Ufa, Russian Federation

LLC “NefteHimPromPovolzye”, Samara, Russian Federation

OGED “Dzhalilneft”, PSC “Tatneft”, Jalil, Russian Federation

e-mail: teplotexAGNI@yandex.ru

Аннотация. Данная статья посвящена технологии применения устьевого эжектора на скважинах, оборудованных установками электроцентробежных насосов (УЭЦН). Пластовая жидкость с газом подается на прием устьевого эжектора, смонтированного в выкидную линию. Проходя через сопло устьевого аппарата, она создает пониженное давление в приемной камере, которая соединяется с затрубным пространством скважины. В результате газ из затрубного пространства инжектируется в выкидную линию, давление в затрубе понижается до значения давления в приемной камере, динамический уровень поднимается, а погружение под уровень насоса растет. Появляется дополнительный потенциал для увеличения производительности насоса, который определяется разностью динамических уровней: до и после установки струйного насоса, и который может быть реализован в виде дополнительной добычи нефти.

Для оценки эффекта дополнительной добычи нефти от снижения давления в затрубном пространстве скважины были проведены расчеты для выборки из пяти скважин одного из месторождений Самарской области, которые эксплуатируются электроцентробежными насосами (ЭЦН). Расчетами показано, что снижение давления газа в затрубном пространстве скважины при сохранении динамического уровня позволяет получить прирост дебита нефти. Достижение эффекта

обусловлено снижением давления газа в затрубном пространстве скважины при сохранении динамического уровня.

Abstract. This paper focuses on the application of technology to the wellhead ejector wells equipped with electric submersible pumps (ESPs). Formation fluid is supplied to the gas wellhead reception ejector built in the flow line. Passing through nozzle wellhead apparatus, it creates negative pressure in the receiving chamber, which communicates with the borehole annulus. As a result of gas injected into the annulus flow line, the pressure in the annulus is reduced to the pressure in the receiving chamber, the dynamic level rises to the level of immersion and pump increases. An additional potential to increase the pump performance, which is determined by the difference in dynamic levels before and after the jet pump, and which may be implemented in additional oil.

To assess the effect of additional oil production from the reduction of pressure in the annulus were calculated for a sample of five wells of one of the fields of the Samara region, which are operated by electric submersible pumps (ESPs). The calculations show that the decrease in gas pressure in the annulus while maintaining the dynamic level allows you to increase oil production. Achieving the effect caused by the reduction of gas pressure in the annulus while maintaining the dynamic level.

Ключевые слова: установки погружных электроцентробежных насосов, устьевой эжектор, затрубное пространство нефтяной скважины, газовый фактор, динамический уровень, инжекция, дебит нефти.

Keywords: installation of submersible centrifugal pumps, wellhead ejector, annulus oil wells, gas factor, the dynamic level, injection, oil production rate.

Введение

Одним из главных ограничений, препятствующих интенсификации добычи нефти с помощью УЭЦН, является обеспечение минимально допустимого погружения насоса под динамический уровень. Поддержание достаточного уровня жидкости над приемом насоса позволяет гарантировать устойчивую работу насоса без срывов подачи при изменениях параметров пласта и насосного оборудования. При этом на величину динамического уровня в скважине влияет не только давление, развиваемое на приеме насоса, но и давление газа в затрубном пространстве. Последнее обычно немногим отличается от давления в выкидной линии, но иногда случается (например, при замерзании перепускного клапана), что оказывается значительно выше его. Снижение затрубного давления позволит увеличить погружение под уровень жидкости, или, если отталкиваться от фиксированной величины столба жидкости над насосом, снизить давление на приеме насоса. Это приведет к снижению давления на забое скважины и, как следствие, к увеличению притока к скважине и росту дебита нефти.

Существует несколько способов снижения давления в затрубном пространстве нефтяной скважины, среди которых наибольшую популярность получила технология перепуска газа, отсепарированного на приеме ЭЦН в НКТ с помощью струйного насоса «Тандем» [1], аналогичная ей технология эжектирования газа в скважинах, оборудованных штанговыми насосами [2, 3], компрессорная технология откачки газа [4, 5].

В настоящей работе рассматривается технология применения устьевого эжектора на скважинах, оборудованных УЭЦН. Пластовая жидкость с газом подается на прием устьевого эжектора, вмонтированного в выкидную линию. Проходя через сопло устьевого аппарата, она создает пониженное давление в приемной камере, которая соединяется с затрубным пространством скважины. В результате газ из затрубного пространства инжектируется в выкидную линию, давление в затрубе понижается до значения давления в приемной камере, динамический уровень поднимается, а погружение под уровень насоса растет. Появляется дополнительный потенциал для увеличения производительности насоса, который определяется разностью динамических уровней: до и после установки струйного насоса, и который может быть реализован в виде дополнительной добычи нефти.

Описание расчетной схемы

Для оценки эффективности предложенной технологии эксплуатации скважин рассмотрим схему, представленную на рисунке 1. Пластовая жидкость через перфорационные отверстия скважины попадает в эксплуатационную колонну и далее поднимается до приема насоса. При наличии свободного газа на приеме ЭЦН (когда давление в жидкости меньше, чем давление насыщения) часть его сепарируется в затрубное пространство скважины. Жидкость с неотсепарированным газом проходит через насос и поднимается к устью скважины и приему струйного насоса. В эжекторе она проходит через сопло малого диаметра, в результате чего в приемной камере струйного насоса возникает область пониженного давления. Если давление газа в затрубном пространстве оказывается выше давления в приемной камере, то он эжектируется вместе с жидкостью в линию. При этом давление газа в затрубе постепенно уменьшается до значения давления в струе жидкости на выходе из сопла (приемной камере), а динамический уровень жидкости в затрубном пространстве поднимается.

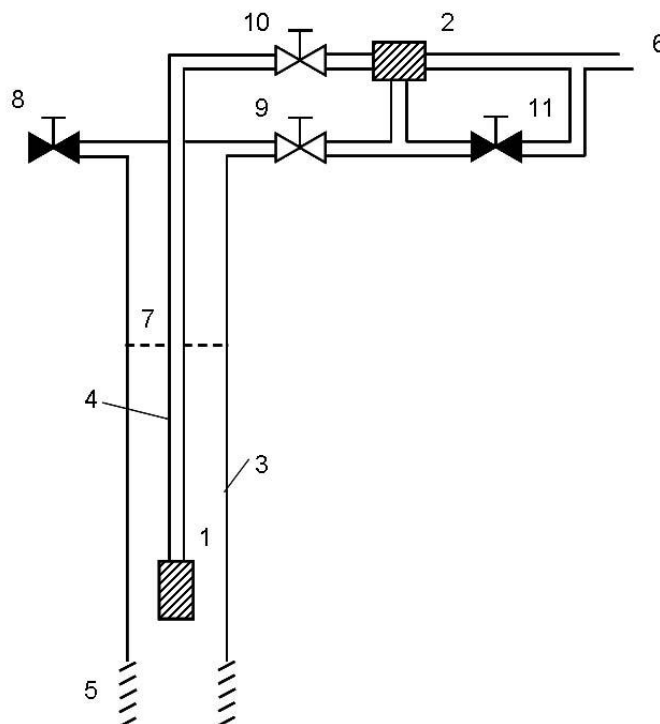


Рисунок 1. Схема тандемной установки насос – устьевой эжектор
 1 – насос, 2 – эжектор, 3 – эксплуатационная колонна, 4 – НКТ, 5 – перфорация,
 6 – линия, 7 – динамический уровень, 8, 9, 10, 11 – задвижки: открытые
 (незакрашенные фигуры) и закрытые (закрашенные фигуры)

В общем случае задача состоит в том, чтобы, приняв за основу динамический уровень при текущем технологическом режиме скважины без струйного насоса, рассчитать его значение с устьевым эжектором и оценить потенциальный прирост дебита жидкости при увеличении производительности ЭЦН с расчетным динамическим уровнем.

С точки зрения описания течения многофазного потока в скважине задача сводится к последовательному расчету перепадов давления в обсадной колонне, насосе, колонне НКТ, затрубном пространстве, эжекторе и расчету количества газа, попадающего в затрубное пространство скважины. Связь давлений и дебита жидкости осуществляется через уравнение притока к скважине, которые мы будем использовать в виде эмпирической зависимости Вогеля с поправкой на обводненность [6]:

$$Q_{\text{ж}} = K_{\text{пр}} (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}), \text{ если } P_{\text{заб}} \geq P_{\text{нас}},$$

$$Q_{\text{ж}} = K_{\text{пр}} (P_{\text{пл}} - P_{\text{нас}}) + \frac{K_{\text{пр}} \cdot P_{\text{нас}}}{1,8} \left(1 - 0,2 \frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{нас}}} - 0,8 \left(\frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{нас}}} \right)^2 \right), \text{ если } P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}, \quad (1)$$

где $P_{\text{заб}}$ – забойное давление.

Для расчета перепада давлений в обсадной колонне воспользуемся корреляцией Беггса-Брилла для наклонной трубы круглого поперечного сечения [6]:

$$P_{зab} = P_{пр} + \Delta P (H_{вд} - H_{сп}, Uдл, D_{эк}, Q_{ж}, ОБВ, \rho_n, P_{нас}, ГФ, T_{пл}). \quad (2)$$

Перепад давления зависит от длины обсадной колонны от забоя до приема насоса $H_{вд} - H_{сп}$, удлинения $Uдл$, которое наряду с глубиной скважины определяет угол ее наклона к вертикали, внутреннего диаметра $D_{эк}$, дебита жидкости $Q_{ж}$, обводненности $ОБВ$, плотности нефти ρ_n , давления насыщения $P_{нас}$ и газового фактора $ГФ$, с помощью которых находятся доля свободного газа в единице объема нефти и коэффициент объемного расширения нефти, а также от температуры пласта $T_{пл}$.

Эту же корреляцию будем использовать для определения перепада давления в колонне НКТ:

$$P_{буф} = P_{вык} + \Delta P (H_{сп}, Uдл, D_{нкт}, Q_{ж}, ОБВ, \rho_n, P_{нас}, ГФ, T_{вык}), \quad (3)$$

где $P_{вык}$ и $T_{вык}$ – давление и температура жидкости на выкиде ЭЦН.

Для определения динамического уровня в затрубном пространстве скважины в условиях, когда пузырьки газа всплывают в неподвижной жидкости, воспользуемся корреляцией Хасана-Кабира [7]:

$$H_{дин} = H_{дин} (P_{пр}, Uдл, D_{эк}, D_{нкт}, Q_{ж}, ОБВ, \rho_n, P_{нас}, T_{пр}, K_{сеп}), \quad (4)$$

где $K_{сеп}$ – коэффициент сепарации газа на приеме ЭЦН, равный отношению расхода газа, попавшего в насос, к общему расходу газа перед его приемом.

Методика расчета параметров струйного насоса представлена в работе [8].

Обратимся теперь к расчету перепада давления в ЭЦН, который характеризуется двумя параметрами: номинальным напором H и частотой вращения вала F ПЭД. Предположим, что нам известен дебит скважины по жидкости $Q_{ж}$. Тогда из формулы (1) при известных пластовом давлении $P_{пл}$ и коэффициенте продуктивности пласта $K_{пр}$ можно найти забойное давление $P_{зab}$ и далее по формуле (2) пересчитать давление на приеме насоса $P_{пр}$. При этом температура на приеме ЭЦН определяется по формуле Гиматудинова [9]:

$$T_{пр} = T_{пл} - \frac{(H_{вд} - H_{сп}) \cdot (0,0034 + 0,79 \cdot (T_{пл} - 3) \cdot \cos \alpha / (H_{вд} \cdot \cos \alpha - 25))}{10^{Q_{ж}/86400/20/D_{эк}^{2,67}}}, \quad (5)$$

где α – угол наклона скважины к вертикали.

Для найденных значений давления и температуры на приеме насоса и известных свойствах нефти ($P_{нас}$, $ГФ$, ρ_n) можно определить газосодержание в нефти G и коэффициент объемного расширения газа V_g . Тогда дебит неотсепарированного газа на приеме насоса будет равен:

$$Q_{\Gamma \text{ пр}} = (1 - 0,01 \cdot \text{ОБВ}) Q_{\text{ж}} \cdot (\Gamma \Phi - \Gamma) \cdot V_{\Gamma} \cdot (1 - K_{\text{сеп}}), \quad (6)$$

а доля свободного газа на приеме насоса:

$$\phi_{\text{пр}} = \frac{Q_{\Gamma \text{ пр}}}{Q_{\Gamma \text{ пр}} + Q_{\text{ж}}}. \quad (7)$$

Давление на выкиде насоса определяется по рекуррентной формуле:

$$P_{\text{вык}} = P_{\text{пр}} + \rho_{\text{см}} g H \cdot \chi \cdot (F/F_0), \quad (8)$$

где $F_0 = 50$ Гц – номинальная частота вращения,

$$\rho_{\text{см}} = (1 - \phi) (0,01 \cdot \text{ОБВ} + (1 - 0,01 \cdot \text{ОБВ}) \rho_{\text{н}} / V_{\text{н}}) \quad (9)$$

плотность смеси в насосе, $V_{\text{н}}$ – объемный коэффициент расширения нефти, ϕ – доля газа в насосе, равная полусумме долей газа на приеме и выкиде насоса: $\phi_{\text{пр}}$ и $\phi_{\text{вык}}$, χ – коэффициент деградации напора насоса. Для ЭЦН определим:

$$\chi_{\text{ЭЦН}} = \chi_{\Gamma} \cdot \chi_{\mu} \cdot \chi_{\text{доп}}. \quad (10)$$

Здесь

$$\chi_{\Gamma} = -9\phi^2 + 0,6\phi + 1, \quad (11)$$

эмпирический коэффициент деградации напора ЭЦН из-за влияния газа ($\chi_{\Gamma} = 0,97$ при газосодержании на приеме 10%, $\chi_{\Gamma} = 0,76$ при газосодержании 20%),

$$\chi_{\mu} = 1 - \exp \left(-0,0338 \left(20,96 \frac{N Q_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} g}{\mu_{\text{см}} (P_{\text{вык}} - P_{\text{пр}})} \right)^{0,368} \right), \quad (12)$$

$$\mu_{\text{см}} = 0,01 \cdot \text{ОБВ} \cdot \mu_{\text{г}} + (1 - 0,01 \cdot \text{ОБВ}) \cdot \mu_{\text{н}} \quad (13)$$

коэффициент деградации напора ЭЦН из-за вязкости [10], $\chi_{\text{доп}}$ – поправочный коэффициент, методика определения которого будет указана ниже.

Алгоритм расчета параметров насосной установки согласно схеме на рисунке 1 выглядит следующим образом:

1) Задается начальное значение дебита жидкости $Q_{\text{ж}}$. В общем случае его можно взять произвольным, но в наших расчетах будем считать $Q_{\text{ж}} = K_{\text{пр}} (P_{\text{пл}} - P_{\text{нас}})$.

2) Из формул (1) рассчитывается давление на забое скважины $P_{\text{заб}}$.

3) По известному значению $P_{заб}$ с помощью формул (2) и (5) определяется давление и температура жидкости на приеме насоса $P_{пр}$ и $T_{пр}$, а также доля свободного газа на входе в насос по формулам (6) и (7).

4) Определяется расход газа, сепарируемого в затрубное пространство скважины:

$$Q_{г\text{ прсеп}} = (1 - 0,01 \cdot ОБВ) \cdot Q_{ж} \cdot (\Gamma\Phi - \Gamma) \cdot B_e \cdot K_{сеп}. \quad (14)$$

5) Находится давление на выкиде насоса по формуле (8). Температура жидкости на выкиде ЭЦН будет определяться по формуле:

$$T_{вык} = T_{пр} + \frac{86400 \cdot N \cdot \eta_{каб} \cdot (1 - \eta_{дв} \cdot \eta_{нас})}{C_{см} \cdot \rho_{см} \cdot Q_{ж}}, \quad (15)$$

где

$$N = \frac{(P_{вык} - P_{пр}) \cdot Q_{ж}}{864 \cdot \chi \cdot \eta_{каб} \cdot \eta_{нас} \cdot \eta_{дв}} \quad (16)$$

потребляемая мощность насоса, $\eta_{дв} = 0,85$ – КПД погружного электродвигателя,

$$\eta_{нас} = 0,8 - \frac{18}{Q_{ж} + 20} \quad (17)$$

КПД ЭЦН,

$$\eta_{каб} = 1 - \frac{0,05 \cdot H_{сп}}{2000} \quad (18)$$

КПД погружного электрокабеля,

$C_{см} = 0,01 \cdot ОБВ \cdot 4200 + (1 - 0,01 \cdot ОБВ) \cdot 2100$ – удельная теплоемкость водонефтяной смеси.

6) По формуле (3) определяется давление на буфере $P_{буф}$, которое берется в качестве давления рабочей жидкости для струйного насоса. Температура жидкости на буфере вычисляется по формуле, аналогичной (5):

$$T_{буф} = T_{вык} - \frac{H_{сп} \cdot (0,0034 + 0,79 \cdot (T_{пл} - 3) \cdot \cos \alpha / (H_{вд} \cdot \cos \alpha - 25))}{10^{Q_{ж}/86400/20/D_{нкт}^{2,67}}}. \quad (19)$$

7) Для известных давления и температуры газожидкостной смеси на буфере и расхода газа в затрубном пространстве по методике расчета струйного насоса [8] определяются давление и температура газожидкостной смеси на выходе из эжектора $P_{эж}$ и $T_{эж}$ и давление в приемной камере струйного насоса $P_{затр}$.

8) В идеальном случае (если дебит жидкости $Q_{ж}$ подобран правильно) давление на выходе из эжектора $P_{эж}$ должно в точности совпасть с линейным давлением $P_{лин}$. Если оказывается, что $P_{эж} < P_{лин}$, то следует уменьшить дебит жидкости и вернуться к шагу 2, если выполняется неравенство $P_{эж} > P_{лин}$, то, наоборот, увеличить и также вернуться к шагу 2. Вычисления продолжают до тех пор, пока разность между значениями $P_{эж}$ и $P_{лин}$ по абсолютной величине остается больше заданной погрешности вычислений.

После того, как будет выполняться (с некоторой погрешностью) равенство $P_{эж} = P_{лин}$, найденные значения дебита жидкости и давлений можно взять в качестве искомых величин. При этом динамический уровень в скважине определится по формуле (4) с учетом известных давлений на приеме насоса $P_{пр}$ и в затрубном пространстве $P_{затр}$.

Опишем алгоритм определения поправочного коэффициента $\chi_{дон}$ в формуле (10). Для этого рассмотрим исходную схему работы скважины с одним погружным насосом без эжектора. Для данной схемы справедлив текущий технологический режим работы, для которого известен фактический дебит жидкости. Алгоритм определения $\chi_{дон}$ будет выглядеть следующим образом:

1) С учетом известного дебита, пластового давления и коэффициента продуктивности по формулам (1) определяется забойное давление $P_{заб}$.

2) Через забойное давление пересчитывается давление на приеме насоса $P_{пр}$.

3) Задается начальное приближение $\chi_{дон} = 1$ и по описанному выше алгоритму находится давление на выкиде насоса $P_{вык}$.

4) По давлению на выкиде насоса рассчитывается буферное давление $P_{буф}$. В идеальном случае, если не учитывать потери на трение, должно выполняться равенство $P_{буф} = P_{лин}$. На практике получается либо $P_{буф} < P_{лин}$, либо $P_{буф} > P_{лин}$. Чтобы добиться равенства необходимо скорректировать поправочный коэффициент в большую сторону, если буферное давление оказалось выше линейного, или в меньшую сторону, если неравенство выполняется в другую сторону. С найденным таким образом поправочным коэффициентом для данной скважины будут проводиться все дальнейшие расчеты. Попутно определяется динамический уровень при условии, что затрубное давление равно давлению в линии.

Результаты расчетов для высокодебитных скважин, эксплуатируемых ЭЦН

Для оценки эффекта дополнительной добычи нефти от снижения давления в затрубном пространстве скважины были проведены расчеты для выборки из 5 скважин одного из месторождений Самарской области, которые эксплуатируются ЭЦН. Фактические технологические параметры, которые использовались для

проведения расчетов, приведены в таблице 1 с учетом используемых обозначений.

Таблица 1. Исходные данные для расчетов скважин с ЭЦН

Номер скважины	801	957	961	790	680
$D_{эк}$, мм	152	152	152	152	152
$D_{нкт}$, мм	73	73	73	73	73
$H_{вод}$, м	2391	2389	2442	2429	2620
$Удл$, м	161	0,2	147	81	0,6
$H_{сп}$, м	1887	2300	2304	2410	2520
$P_{буф}$, атм	30	26	30	30	32
$P_{лин}$, атм	30	26	30	30	32
$P_{пл}$, атм	230	87	192	224	232
$P_{затр}$, атм	30	26	30	30	32
ОБВ, %	76	47	30	65	56
$P_{нас}$, атм	48,3	48,3	42,2	76	62,8
$ГФ$, м ³ /т	19	19	15	79	50
$T_{пл}$, град	40	40	40	46	53
μ_n , сПз	5,50	5,50	15,0	1,42	1,78
ρ_n , г/см ³	0,910	0,858	0,866	0,812	0,831
$K_{пр}$, м ³ /сут/атм	0,518	2,597	1,658	0,508	0,869
$Q_{ж}$, м ³ /сут	72	126	250	85	163
H , м	2450	2350	2250	2450	2750
F , Гц	47	53	50	50	53
$P_{пр}$, атм	46	30	30	54	34

Согласно описанной в предыдущем разделе методике расчета на первом этапе определялись поправочные коэффициенты деградации насоса $\chi_{дон}$, которые позволяют нормировать расчетную модель на фактические данные по дебиту жидкости. В результате расчетов значения $\chi_{дон}$ попали в интервал от 0,93 до 1,15, т.е. ошибка определения фактического напора ЭЦН не превысила 15%.

Далее проводился расчет скважины для текущей частоты ЭЦН с учетом вмонтированного в устьевую линию эжектора. В общем случае рабочие характеристики струйного насоса зависят от его геометрических параметров, важнейшими из которых являются диаметр сопла и камеры смешения [8]. В настоящей работе для простоты расчеты проводились только для трех комбинаций этих параметров: 3 и 10 мм, 5 и 10 мм и 8 и 16 мм соответственно. В таблице 2 приведены

результаты расчетов (дебит, затрубное давление и погружение под динамический уровень) для анализируемых скважин для различных характеристик струйного насоса. Прочерки означают, что струйный насос с данными характеристиками оказался неэффективным для скважины: либо погружение под уровень изменилось слишком мало (когда в сопле большого диаметра создается незначительное разрежение при малом расходе жидкости), либо, наоборот, слишком много (когда перепад давления в сопле сопоставим с абсолютным значением давления). В последнем случае увеличением частоты не удастся вернуться к начальному погружению под уровень.

Таблица 2. Результаты расчетов скважин с ЭЦН и эжекторов для текущей частоты ЭЦН

Номер скважины	801	957	961	790	680
Без эжектора					
$Q_{ж}, \text{ м}^3/\text{сут}$	72	126	250	85	163
$P_{затр}, \text{ атм}$	30	26	30	30	32
$H_{сн}-H_{дин}, \text{ м}$	198	51	1	350	27
$d_c = 3 \text{ мм}$					
$Q_{ж}, \text{ м}^3/\text{сут}$	49,1	-	-	-	-
$P_{затр}, \text{ атм}$	24,5	-	-	-	-
$H_{сн}-H_{дин}, \text{ м}$	818	-	-	-	-
$d_c = 5 \text{ мм}$					
$Q_{ж}, \text{ м}^3/\text{сут}$	68,1	77,2	-	78,8	-
$P_{затр}, \text{ атм}$	26,5	21,3	-	23,7	-
$H_{сн}-H_{дин}, \text{ м}$	336	336	-	619	-
$d_c = 8 \text{ мм}$					
$Q_{ж}, \text{ м}^3/\text{сут}$	-	117,2	233,5	84,1	159,7
$P_{затр}, \text{ атм}$	-	24,5	24,2	29,0	29,0
$H_{сн}-H_{дин}, \text{ м}$	-	114	180	391	137

После того, как определился потенциал по погружению под уровень, расчеты были повторены для новой частоты ЭЦН, при которой динамический уровень равен своему значению без эжектора. В этом случае учитывалось наличие максимальной частоты, которое принималось равным 60 Гц, выше этого значения частота не увеличивалась. Получившиеся результаты представлены в таблице 3.

Таблица 3. Результаты расчетов скважин с ЭЦН и эжекторов для увеличенной частоты ЭЦН

Номер скважины	801	957	961	790	680
Без эжектора					
$Q_{ж}, м^3/сут$	72,0	125,8	250,0	85,0	163,3
$Q_{н}, т/сут$	15,7	57,2	151,5	24,1	59,7
$d_c = 3 \text{ мм}$					
$Q_{ж}, м^3/сут$	66,9*	-	-	-	-
$Q_{н}, т/сут$	14,6*	-	-	-	-
$d_c = 5 \text{ мм}$					
$Q_{ж}, м^3/сут$	74,2	141,4*	-	88,2	-
$Q_{н}, т/сут$	16,2	64,3*	-	25,1	-
$d_c = 8 \text{ мм}$					
$Q_{ж}, м^3/сут$	-	129,9	260,4	85,4	165,7
$Q_{н}, т/сут$	-	59,0	157,9	24,3	60,6

* ограничение по максимальной частоте

Согласно данным расчетов на всех скважинах наблюдается прирост дебита жидкости и нефти: в среднем $6,8 \text{ м}^3/сут$ и $3,2 \text{ т/сут}$ соответственно. При этом наиболее существенный прирост дебита нефти получается по скважинам 957 ($7,1 \text{ т/сут}$) и 961 ($6,4 \text{ т/сут}$). Таким образом, установка эжектора на выкидной линии скважин, оборудованных УЭЦН, позволяет получить ощутимый прирост дебита нефти при сохранении погружения под динамический уровень.

Заключение

Расчетным способом показано, что применение устьевого эжектора на скважинах, эксплуатируемых установками электроцентробежных насосов, позволяет получить ощутимый прирост дебита нефти. Достижение эффекта обусловлено снижением давления газа в затрубном пространстве скважины при сохранении динамического уровня. При этом использование эжектора позволяет получить существенный (до 5-8 атмосфер) отрицательный перепад давлений в затрубе и линии. Исходя из сказанного потенциальными объектами внедрения устьевого эжектора будут не только скважины с высокими (по отношению к линейному) затрубными давлениями, но и скважины, на которых эти давления незначительно отличаются друг от друга. В последнем случае для достижения эффекта требуется особенно тщательный подбор геометрических параметров эжектора.

Литература

1. Применение насосно-эжекторных систем «Тандем» на нефтяных месторождениях Российской Федерации /Дроздов А.Н.и др. // Нефтепромысловое дело. 2004. №3. С.31-46.
2. Уразаков К.Р., Молчанова В.А., Топольников А.С. Математическая модель штанговой установки с эжектором для откачки газа из затрубного пространства // Интервал. 2007. № 6 (101). С.54-60.
3. Молчанова В.А., Топольников А.С. Исследование эффективности устройства для откачки газа из затрубного пространства // Нефтепромысловое дело. 2007. №10. С.34-40.
4. Fairchild P.W., Sherry M.J. Wellhead gas compression extends life of beam-pumped wells // World Oil. 1992. N.6. S.71.
5. Фаттахов Р.Б., Сахабутдинов Р.З., Тронов В.П. Определение условий применимости подвешного компрессора с приводом от станка-качалки // Труды ТатНИПИнефть, 1996. С.200-208.
6. Брилл Дж.П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. 384 с.
7. Hasan A.R., Kabir C.S. Two-phase flow in vertical and inclined annuli // Int. J. Multiphase Flow. 1992. Vol.18. P.279-293.
8. Методика расчета параметров струйного насоса при совместной эксплуатации с ЭЦН /Топольников А.С. и др. // Нефтегазовое дело. 2011. №3. С.134-146.
9. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общ. ред. Ш.К. Гиматудинова / Андриасов Р.С. и др. М.: Недра, 1983. 455 С.

References

1. The use of "Tandem" pump-ejector systems on oil field of Russian Federation /Drozdvov A.N.et.// Oilfield Engineering, №3. 2004. S.31-46. [in Russian].
2. Urazakov K.R., Molchanova V.A., Topolnikov A.S. Mathematical model of a rock installation with ejector for siphoning off gas from annular space, Interval, №6 (101)б 2007. S.54-60 [in russian].
3. Molchanova V.A., Topolnikov A.S. The study of effectiveness of a device for pumping gas from annular space // Oilfield Engineering, №10. 2007. S.34-40. [in Russian].
4. Fairchild P.W., Sherry M.J. Wellhead gas compression extends life of beam-pumped wells // World Oil, №6. 1992. S.71.

5. Fattakhov R.B., Salakhutdinov R.Z., Tronov V.P. Determination of the conditions of applicability of the suspended compressor driven by the beam-pumping unit // TatNIPIneft labors, 1996. S.200-208. [in Russian].
6. Brill J.P., Mukerji K. Multiphase flow in wells. Moscow – Izhevsk: Computer research Institute. 2006. S.384.
7. Hasan A.R., Kabir C.S. Two-phase flow in vertical and inclined annuli // Int. J. Multiphase Flow. 1992. Vol.18. S. 279-293.
8. Method of calculating the parameters of the jet pump for use with the ESP/ Topolnikov A.S. i dr. // Oil and Gas Business, №3. 2011. S.134-146. [in Russian].
9. Reference Guide for the design and development of oil fields. Crude oil production. Edited by S.K. Gimadutdinova / Andriasov R.S. et. M.: Resources, 1983. S.455. [in Russian].

Сведения об авторах

Уразаков К.Р., д-р техн. наук, проф., ГБОУ ВПО АГНИ, г. Альметьевск, Российская Федерация

K. R. Urazakov, Ph.D. in engineering sci., prof., SBEI HPE ASPI, Almeteyvsk, Russian Federation

e-mail: teplotexAGNI@yandex.ru

Вахитова Р.И., канд. техн. наук, доцент, ГБОУ ВПО АГНИ, г. Альметьевск, Российская Федерация

R.I. Vakhitova, Ph.D. in engineering sci., associate prof., SBEI HPE ASPI, Almeteyvsk, Russian Federation

Топольников А.С., канд. физ.-матем. наук, ст. науч. сотрудник, Ин-т механики УНЦ РАН, г. Уфа, Российская Федерация

A. S. Topolnikov, cand. phys.- mathem. sci., senior scientist, Institute of mechanics Ufa branch of RAS, Ufa, Russian Federation

e-mail: tandrew@anrb.ru

Дубовицкий К.А., главный технолог ООО «НефтеХимПромПоволжье», г. Самара, Российская Федерация

K.A. Dubovickiy, chief technologist LLC “NefteHimPromPovolzye”, Samara, Russian Federation

e-mail: dubovickiy@nhpp.su

Ахметшин Р.А., главный инженер НГДУ «Джалильнефть» ОАО «Татнефть», п.г.т. Джалиль, Российская Федерация

R.A. Akhmetshin, chief engineer OGED “Dzhalilneft” PSC “Tatneft”, Jalil, Russian Federation

e-mail: jalil@tatneft.ru