

УДК 532.542

## МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ СТРУЙНОГО НАСОСА ПРИ СОВМЕСТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ С ЭЦН

Топольников А.С.

*Институт механики УНЦ РАН, г. Уфа*

*e-mail: tandrew@anrb.ru*

Уразаков К.Р., Вахитова Р.И., Сарачева Д.А.

*Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск*

*e-mail: teplotexAGNI@yandex.ru*

**Аннотация.** В работе приводится теоретическое обоснование выбора параметров струйного насоса, который используется для инжекции газа из затрубного пространства нефтяной скважины при эксплуатации ее ЭЦН. Рассматриваются две постановки задачи: в первом случае весь отсепарированный перед приемом ЭЦН газ инжектируется обратно в НКТ с помощью струйного насоса, во втором случае часть газа из затруба отводится в выкидную линию. Для каждого случая проводится расчет оптимальных характеристик струйного насоса (глубина спуска и диаметр сопла) в зависимости от ключевых параметров эксплуатации скважины (пластовое давление, коэффициент продуктивности, газовый фактор, обводненность).

**Ключевые слова:** струйный насос, газосодержание, инжекция газа, эжекция, затрубное пространство скважины, ЭЦН

### Введение

Вовлечение в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти, равно как и эксплуатация скважин в условиях проявления осложняющих факторов (высокая температура и газосодержание, вынос механических примесей, солеотложение), предъявляют повышенные требования к выбору технологий механизированной добычи нефти. Электроцентробежные насосы, которые на сегодняшний день являются доминирующим (как по объему добычи, так и по численности оснащенного ими фонда скважин) способом эксплуатации во многих нефтедобывающих компаниях, испытывают серьезные осложнения при добыче пластовой жидкости с большим содержанием свободного газа. В ряде случаев эти трудности удается разрешить за счет установки газосепараторов, диспергаторов или специальной конструкции насосов (коническая сборка, мультифазные насосы), но довольно часто не помогают и эти технологии.

В какой-то степени альтернативой существующим технологиям является тандемный способ добычи нефти, когда скважина эксплуатируется установкой, состоящей из ЭЦН и струйного насоса, расположенным в ней последовательно снизу вверх [1]. Свободный газ, который предварительно сепарируется перед приемом ЭЦН, попадает в затрубное пространство, откуда вновь вовлекается в НКТ за счет инжекции в струйном насосе. Рабочей жидкостью, которая при истечении

через сопло при этом создает разрежение в приемной камере струйного насоса, является сама пластовая жидкость.

Несмотря на очевидные преимущества тандемного способа добычи (простота и относительная дешевизна конструкции, возможность стабилизации динамического уровня, снижение удельного веса столба жидкости в НКТ за счет инжекции газа) широкого распространения эта технология на месторождениях отечественных компаний не получила. Основная причина этого – сложность подбора оптимальных параметров ЭЦН и струйного насоса (напор и производительность ЭЦН, диаметр сопла и размер камеры смешения струйного насоса, место установки насосов в скважине).

Целью настоящей работы является теоретическое обоснование выбора параметров струйного насоса при совместной с ЭЦН работе в скважине и определение интервалов стабильной (непрерывной) работы тандемной установки. Рассматриваются две постановки задачи: в первом случае весь отсепарированный перед приемом ЭЦН газ инжектируется обратно в НКТ с помощью струйного насоса, во втором случае часть газа из затруба отводится в выкидную линию. Для каждого случая проводится расчет оптимальных характеристик струйного насоса (глубина спуска и диаметр сопла) в зависимости от ключевых параметров эксплуатации скважины (пластовое давление, коэффициент продуктивности, газовый фактор, обводненность).

### Методика расчета параметров тандемной установки

На рис. 1 представлена общая схема совместного расположения ЭЦН и струйного насоса в скважине. Пластовая жидкость с газом (растворенным или свободным) поднимается от забоя скважины к приему ЭЦН, где часть газа сепарировается в затрубное пространство. Отсепарированная жидкость проходит через насос и далее по насосным трубам поднимается до приема струйного насоса. В струйном насосе жидкость ускоряется в сопле, создавая область пониженного давления в приемной камере, куда устремляется газ из затрубного пространства скважины. После этого поток жидкости с газом попадает в камеру смешения и поступает к устью скважины и далее в выкидную линию.

Необходимым условием устойчивой работы тандемной установки, когда газ непрерывно поступает из затрубного пространство в струйный насос, является превышение давления в затрубе на глубине спуска струйного аппарата  $P_{an\ in}$  над давлением в приемной камере. В противном случае эжекция газа из затрубного пространства будет невозможна, а струйный насос в составе ЭЦН будет выполнять функцию штуцера, создавая дополнительный перепад давления на участке НКТ в интервале своего расположения. Задача, таким образом, сводится к расчету распределения давления в стволе скважины и в струйном насосе.

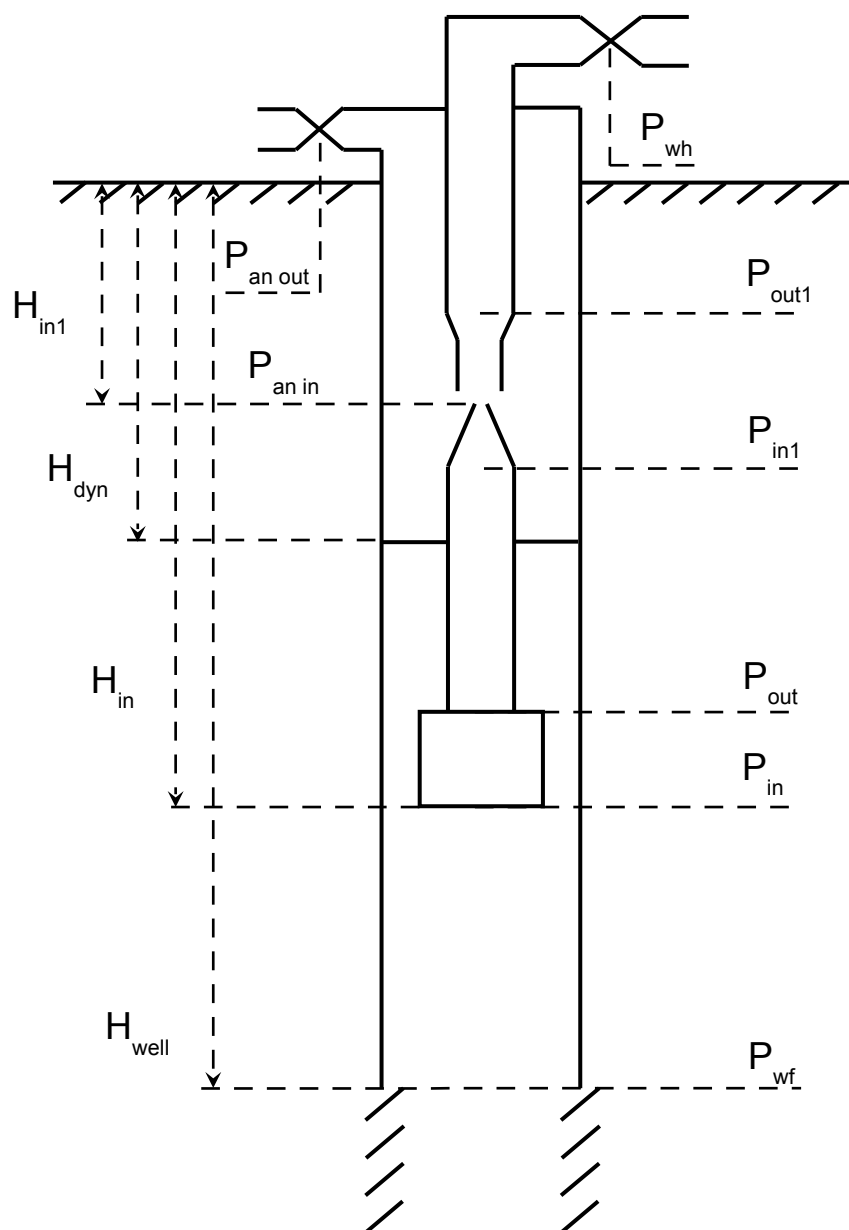


Рис. 1. Общая схема тандемной установки

Предположим, что известны свойства разрабатываемого пласта (пластовые давление и температура, газовый фактор, давление насыщения, плотность и вязкость нефти, коэффициент продуктивности) и характеристики скважины (глубина до верхних дыр перфорации, диаметр обсадной колонны, среднее отклонение от вертикали, устьевое давление). На рис. 2 показано типичное поведение кривых притока жидкости (зависимость притока от забойного давления при фиксированных коэффициенте продуктивности и пластовом давлении) и производительности насосной установки (зависимость дебита скважины от забойного давления при фиксированном устьевом давлении). Точка пересечения кривых определяет рабочие параметры скважины. Следует отметить, что в случае тандемного способа

добычи нефти расположение кривой производительности насосной установки будет зависеть не только от рабочих характеристик ЭЦН и струйного насоса, но и, например, от расстояния, на которое они будут удалены друг от друга, или коэффициента сепарации газа на приеме ЭЦН.

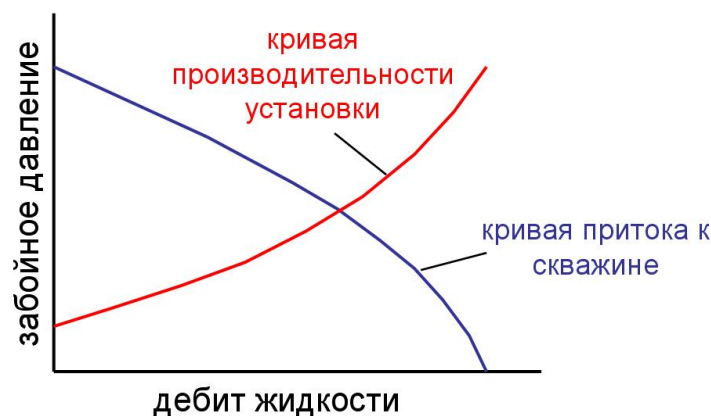


Рис. 2. График узлового анализа

Для определения рабочей точки из узлового анализа скважины нам потребуются методики расчета перепада давления на протяженных участках скважины (обсадная колонна, НКТ и затрубное пространство), в ЭЦН и струйном насосе.

Для расчета перепада давления в трубах круглого поперечного сечения будем использовать модель Ансари [2, 3], которая позволяет прогнозировать градиент давления в скважине для различных режимов течения. Для определения градиента давления в затрубном пространстве воспользуемся методом Хасана и Кабира [4].

Моделирование перепада давления в ЭЦН в общем случае является сложной задачей и требует знания напорно-дебитной характеристики электроцентробежного насоса с учетом содержания в жидкости свободного газа. В рамках поставленной задачи мы не ориентируемся на конкретное оборудование, а строим общую модель для тандемной установки, поэтому можно считать, что ЭЦН будет обеспечивать произвольный напор, единственным ограничением для которого будет условие

$$H = \frac{P_{out} - P_{in}}{\rho_{wat} g D_{gas} D_{vis}} \leq H_{cr}, \quad (1)$$

где  $H$  и  $H_{cr}$  — фактический и максимально допустимый номинальный (на воде) напор насоса, м;  $P_{in}$  и  $P_{out}$  — давления на приеме и выкиде насоса, Па;  $\rho_{wat} = 1000 \text{ кг/м}^3$  — плотность воды;  $g = 9,8 \text{ м/с}^2$  — ускорение свободного падения;  $D_{gas}$  и  $D_{vis}$  — безразмерные коэффициенты деградации напора из-за влияния газа и вязкости соответственно, которые задаются эмпирическими зависимостями.

Перейдем теперь к моделированию перепада давления в струйном насосе. На рис. 3 показана общая схема движения потока жидкости и газа в струйном насосе. Пластовая жидкость с газом (растворенном или свободным) на входе в струйный насос имеет давление  $P_{in1}$ . Проходя через сопло, диаметр которого обычно значительно меньше диаметра НКТ, она ускоряется, в результате чего на входе в приемную камеру создается пониженное давление  $P_{in2}$ . За счет положительного перепада давления  $P_{an\ in} - P_{in2}$ , где  $P_{an\ in}$  – давление газа в затрубном пространстве, происходит инжекция газа в струйный насос. Далее в камере смешения происходит выравнивание скоростей и температур потоков пластовой жидкости и инжектированного газа и на выходе получается однородная газожидкостная смесь с давлением  $P_{out2}$ , которое затем падает до значения  $P_{out1}$  в диффузоре при расширении диаметра проходного сечения до диаметра НКТ.

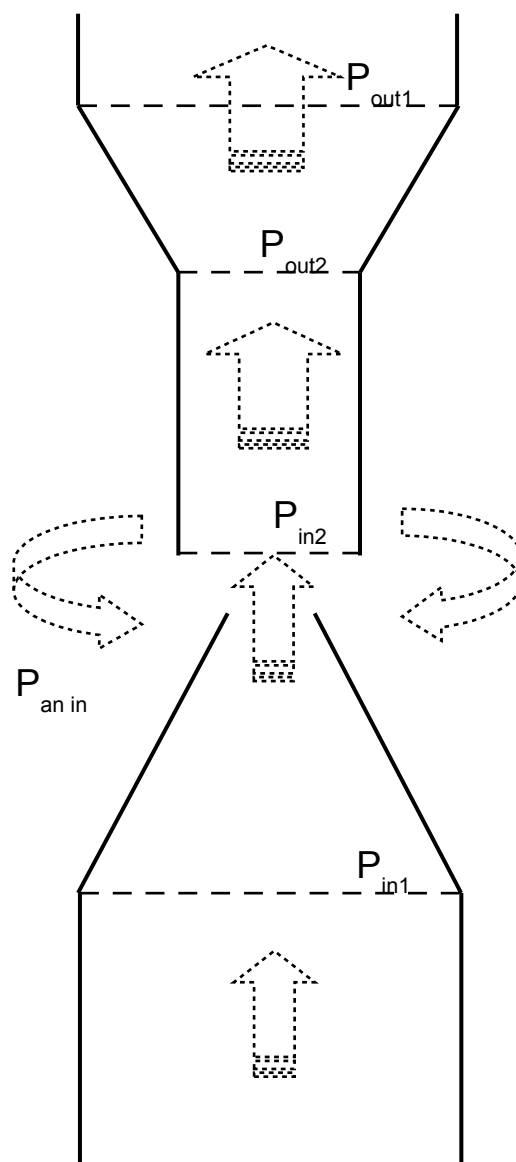


Рис. 3. Общая схема струйного насоса

Предположим, что известны параметры пластовой жидкости в сечении  $P_{in1}$  (дебит, обводненность, температура, газосодержание) и параметры инжектируемого газа (дебит, температура). Найдем параметры струйного насоса в сечении  $P_{out1}$ .

Для определения давления на входе в приемную камеру эжектора  $P_{in2}$  предположим, что движение пластовой жидкости, которая представляет собой в общем случае смесь жидкости (нефть и вода) и газа, в сопле осуществляется вдоль линий тока, а сама жидкость является несжимаемой с плотностью  $\rho = 2\rho_{in1}\rho_{in2}/(\rho_{in1} + \rho_{in2})$ , где  $\rho_{in1}$  и  $\rho_{in2}$  – плотности в сечениях  $P_{in1}$  и  $P_{in2}$ . В этом случае уравнение сохранения количества движения можно свести к уравнению Бернулли:

$$\frac{2\rho_{in1}\rho_{in2}}{\rho_{in1} + \rho_{in2}}(P_{in1} - P_{in2}) = (1 + \zeta_{in2})\frac{u_{in2}^2}{2} - \frac{u_{in1}^2}{2}, \quad (2)$$

где  $u_{in1}$  и  $u_{in2}$  – скорости пластовой жидкости на входе в струйный насос и в сечении сопла, м/с;  $\zeta_{in2}$  – коэффициент сопротивления сопла.

При движении пластовой жидкости через сопло будет выполняться закон сохранения массы:

$$\rho_{gin1}Q_{gin1} + \rho_{lin1}Q_{lin1} = \rho_{gin2}Q_{gin2} + \rho_{lin2}Q_{lin2}. \quad (3)$$

Здесь  $Q_l$  и  $Q_g$  – дебиты жидкости и свободного газа в пластовой жидкости, записанные для разных сечений, м<sup>3</sup>/с;  $\rho_l$  и  $\rho_g$  – соответствующие им плотности жидкости и газа. При этом плотность жидкости рассчитывается по формуле

$$\rho_l = wc\rho_w + (1 - wc)\rho_o, \quad (4)$$

где  $\rho_w$  и  $\rho_o$  – плотности воды и нефти;  $wc$  – объемная доля воды. Следует отметить, что плотность воды считается постоянной, в то время как плотность нефти зависит от давления и температуры. Плотность газа определяется из уравнения состояния Менделеева-Клайперона:

$$P = \rho_g RT, \quad (5)$$

где  $R$  – газовая постоянная, Дж/(кг·К);  $T$  – температура, К. Здесь и далее предполагается, что давление и температура газа и жидкости в двухфазной среде одинаковы, так же, как и скорости движения фаз. Плотность смеси выражается через плотности фаз по формуле:

$$\rho = \frac{\rho_g Q_g + \rho_l Q_l}{Q_g + Q_l}. \quad (6)$$

Для расчета изменения температуры в сечениях  $P_{in1} - P_{in2}$  запишем уравнение сохранения полной энергии смеси:

$$\begin{aligned} & \rho_{gin1}Q_{gin1} \left( c_{vg} T_{in1} + \frac{P_{in1}}{\rho_{gin1}} + \frac{u_{in1}^2}{2} \right) + \rho_{lin1}Q_{lin1} \left( c_{vl} T_{in1} + \frac{P_{in1}}{\rho_{lin1}} + \frac{u_{in1}^2}{2} \right) = \\ & = \rho_{gin2}Q_{gin2} \left( c_{vg} T_{in2} + \frac{P_{in2}}{\rho_{gin2}} + \frac{u_{in2}^2}{2} \right) + \rho_{lin2}Q_{lin2} \left( c_{vl} T_{in2} + \frac{P_{in2}}{\rho_{lin2}} + \frac{u_{in2}^2}{2} \right). \end{aligned} \quad (7)$$

Скорость и дебит между собой связаны соотношением:

$$u = \frac{4Q}{\pi d^2}, \quad (8)$$

где  $d$  – диаметр трубы или сопла, м.

Система уравнений (2) - (8) позволяет определить параметры струйного насоса в сечении  $P_{in2}$  по известным параметрам в сечении  $P_{in1}$ . Аналогичные системы уравнений можно записать также для сечений  $P_{an\ in} - P_{in2}$  и  $P_{out2} - P_{out1}$ . Система уравнений для камеры смешения (сечения  $P_{in2} - P_{out2}$ ) будет отличаться уравнением количества движения, поскольку в данном случае из-за сильной турбулизации потока уравнение Бернулли неприменимо. Вместо него будем использовать уравнение сохранения количества движения в форме:

$$\begin{aligned} & (P_{in2} - P_{out2}) S_{out2} + \rho_{gin2} (u_{in2} Q_{gin2} + u'_{in2} Q'_{gin2}) + \rho_{lin2} u_{in2} Q_{lin2} = \\ & = \rho_{gout2} u_{out2} Q_{gout2} + \rho_{lout2} u_{out2} Q_{lout2} + \Sigma \tau \end{aligned} \quad (9)$$

где  $S_{out2} = \pi d_m^2 / 4$  – площадь поперечного сечения камеры смешения, м<sup>2</sup>;  $\Sigma = \pi d_m \ell$  – площадь поверхности камеры смешения длиной  $\ell$  и диаметром  $d_m$ , м<sup>2</sup>.

$$\tau = \frac{1}{2} f \rho_{out2} u_{out2}^2, \quad f = 0.316 \text{Re}^{-0.25}, \quad \text{Re} = \frac{u_{out2} d_m \rho_{out2}}{\mu}. \quad (10)$$

Здесь  $\tau$  – среднее касательное напряжение на стенке камеры смешения, Па;  $\mu$  – коэффициент динамической вязкости смеси (Па·с), который выражается через вязкость воды, нефти и газа по формуле:

$$\mu = \frac{(wc \mu_w + (1 - wc) \mu_o) Q_{lout2} + \mu_g Q_{gout2}}{Q_{lout2} + Q_{gout2}}. \quad (11)$$

Численные значения коэффициентов сопротивления сопла и диффузора задаются с помощью эмпирических зависимостей [5]. Диаметр камеры смешения во всех расчетах принимается равным двум диаметрам сопла  $d_m = 2d_n$  [1], а длина камеры смешения  $\ell = 7d_m$  [5].

На рис. 4 представлены расчетные зависимости относительного напора струйного насоса  $h = (P_{out1} - P_{an\ in}) / (P_{in1} - P_{an\ in})$  и его КПД  $\eta = Q_{in1} h / (Q_{an\ in} (1 - h))$  от относительного расхода  $q = Q_{in1} / Q_{an\ in}$ , полученные при следующих входных параметрах:  $P_{in1} = 5$  МПа;  $T_{in1} = T_{an\ in} = 50^\circ \text{C}$ ;  $Q_{in1} = 100$  м<sup>3</sup>/сут;  $wc = 0,5$ ;  $\Gamma = 100$  м<sup>3</sup>/т (газовый фактор);  $P_{bs} = 10$  МПа (давление насыщения нефти газом);  $d_{in} = 62$  мм (диаметр НКТ);  $d_n = 7$  мм (диаметр сопла);  $d_m = 14$  мм (диаметр камеры смешения);  $\ell = 98$  мм (длина камеры смешения). Изменению  $q$  в интервале от нуля до 2,5 соответствует изменение затрубного давления  $P_{an\ in}$  от 4,24 (давление на входе в камеру смешения) до 4,41 МПа (давление на выкиде струйного насоса при максимальном объеме инжектируемого газа). Как следует из графиков, максимальный КПД струйного насоса (43 %) достигается при относительном расходе 1.3 - 1.5.

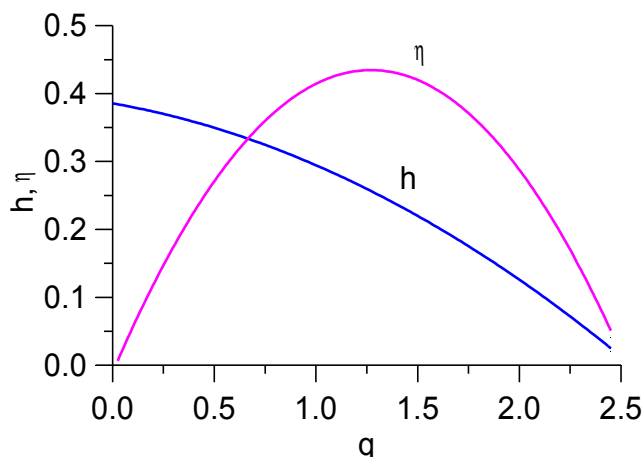


Рис. 4. Пример расчета характеристик струйного насоса

### Расчет оптимальных параметров тандемной установки

Изложенную выше методику применим для расчета оптимальных параметров тандемной установки, к числу которых отнесем диаметр сопла эжектора и глубину спуска струйного насоса при фиксированной глубине спуска ЭЦН. Будем исходить из условия, что параметры технологического режима скважины известны, напор, который может развить ЭЦН, не ограничен, а дебит скважины по жидкости лимитируется максимально допустимым содержанием газа на приеме насоса. Примем, что максимальное содержание газа в насосе составляет 20 % после сепарации, коэффициент которой положим равным 0,7 (70 % газа, поступившего на прием насоса, сепарируется в затрубное пространство скважины).

Предположим, что затрубное пространство скважины не сообщается с выкидной линией. При отсутствии инжекции газа из затруба и фиксированном давлении на устье скважины такая ситуация (при условии, что НКТ герметичны) со временем приведет к тому, что газ, который будет накапливаться в затрубном пространстве, полностью вытеснит оттуда нефть и динамический уровень сравняется с глубиной спуска ЭЦН. При тандемном способе эксплуатации скважины эту ситуацию можно предотвратить за счет инжекции газа из затруба. В установившемся режиме количество газа, сепарируемого на приеме ЭЦН, будет равно количеству инжектируемого газа.

Моделирование работы тандемной установки будем проводить для следующих исходных параметров:  $H_{well}=2500$  м (глубина скважины, которая считается вертикальной);  $H_{in}=2000$  м (глубина спуска ЭЦН);  $d_{well}=130$  мм (внутренний диаметр обсадной колонны);  $d_{tube}=73$  мм (внешний диаметр НКТ, соответствует 62 мм для внутреннего диаметра);  $\Gamma=100$  м<sup>3</sup>/т (газовый фактор);  $P_{res}=250$  атм (пластовое давление);  $P_{wh}=10$  атм (устьевое давление);  $P_{bs}=120$  атм (давление



насыщения);  $wc = 50\%$  (обводненность);  $PI = 0,2 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$  (коэффициент продуктивности).

В табл. 1 представлены результаты расчетов параметров тандемной установки в зависимости от глубины спуска струйного насоса  $H_{in1}$  при фиксированном диаметре сопла  $d_n = 5 \text{ мм}$ , а именно: динамический уровень  $H_{dyn}$ , затрубное давление на уровне устья скважины  $P_{an\ out}$ , напор ЭЦН в пересчете на воду  $H$ , КПД струйного насоса  $\eta$  и потребляемая мощность УЭЦН  $N_{tot}$ , которая определяется по формуле:

$$N_{tot} = \frac{(P_{out} - P_{in}) Q_{liq}}{864 D_{gas} D_{vis} \eta_{pow} \eta_{cable} \eta_{pump}}, \quad (12)$$

где  $\eta_{pow} = 0,85$ ,  $\eta_{cable} = 0,96$  и  $\eta_{pump} = 0,5$  – поправки, учитывающие потери мощности в двигателе, кабеле и насосе соответственно. Представленные результаты соответствуют максимальному для данного режима дебиту жидкости  $34 \text{ м}^3/\text{сут}$ , постоянство которого обеспечивается фиксированным значением газосодержания на приеме насоса после сепарации газа (20%). Согласно расчетам, при увеличении глубины спуска струйного аппарата происходит увеличение динамического уровня и давления газа в затрубном пространстве, при этом номинальный напор ЭЦН и потребляемая установкой мощность уменьшаются.

Важно отметить, что устойчивая работа тандемной установки при максимальном дебите обеспечивается в ограниченном интервале глубин спуска струйного насоса (в данном примере 80 - 470 м). Ограничение снизу связано с тем, что при малых глубинах спуска в сопле струйного насоса может создаваться избыточное разрежение, которое приводит к резкому падению относительного расхода и КПД эжектора (кавитационный режим). Дальнейшее уменьшение  $H_{in1}$  вызовет прекращение инжекции газа в НКТ. Ограничение сверху обусловлено увеличением динамического уровня до глубины спуска насоса. При больших глубинах спуска струйного насоса будут происходить периодические прорывы пачек газа из затруба на прием ЭЦН. Интервал глубин спуска может быть увеличен за счет снижения подачи ЭЦН. В рассмотренном примере при дебите жидкости  $20,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ , который соответствует газосодержанию 1% на приеме насоса, интервал равен 50 - 1300 м.

Таблица 1. Результаты расчета для  $d_n = 5 \text{ мм}$ .

$H_{in1}$ , м	$H_{dyn}$ , м	$P_{an\ out}$ , атм	$H$ , м	$N_{tot}$ , кВт	$\eta$ , %
80	1603	11.4	1680	16.1	54
100	1622	12.5	1669	16.0	51
200	1719	18.1	1624	15.5	41
300	1817	23.9	1593	15.2	34
400	1923	30.3	1567	15.0	29
470	1998	34.9	1551	14.8	26

Очевидно, что при фиксированной глубине спуска струйного аппарата и максимальном дебите его работу можно сделать более устойчивой за счет подбора диаметра сопла. На рис. 5 показаны графики зависимостей динамического уровня в затрубном пространстве скважины от глубины спуска струйного насоса для трех различных диаметров сопла: 3, 5 и 8 мм. Из графиков следует, что интервал изменения глубины спуска эжектора для устойчивой работы тандемной установки расширяется при увеличении диаметра сопла, но при этом смещается в сторону меньших значений глубины. Для струйного насоса, оборудованного соплом диаметром 3 мм, расчетный дебит жидкости ( $34 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) можно получить в интервале спуска струйного аппарата 480 - 570 м.

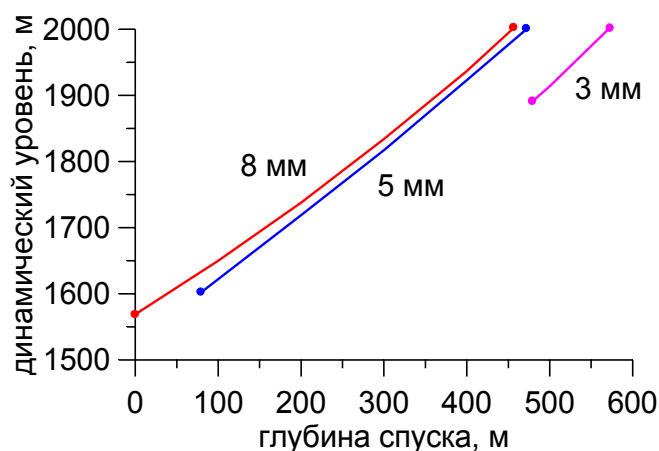


Рис. 5. Зависимость динамического уровня от глубины спуска струйного насоса для различных диаметров сопла.

На рис. 6 показаны карты областей устойчивой работы тандемной установки с соплом диаметром 5 мм, обеспечивающих максимальный дебит жидкости. Для их построения проводилась серия расчетов для исходных параметров скважины (см. выше) при условии изменения одного из них (газовый фактор, коэффициент продуктивности, обводненность, пластовое давление). Из графиков следует, что оптимальная глубина спуска струйного насоса должна выбираться с учетом возможного изменения во времени параметров скважины.

Полученные выше результаты определения интервала устойчивой работы струйного насоса в тандеме с электроцентробежным получены в предположении о том, что весь отсепарированный на приеме ЭЦН газ попадает в колонну НКТ через приемную камеру струйного насоса. В реальности часть газа может отводиться из затруба в выкидную линию через открытую устьевую задвижку или попадать внутрь НКТ за счет негерметичности последних. Поскольку моделирование тандемной установки в этом случае становится сложной задачей, требующей знания зависимостей количества перепускаемого из затрубного пространства газа не через эжектор от давления в затрубе, НКТ и выкидной линии, рассмотрим два предельных случая.

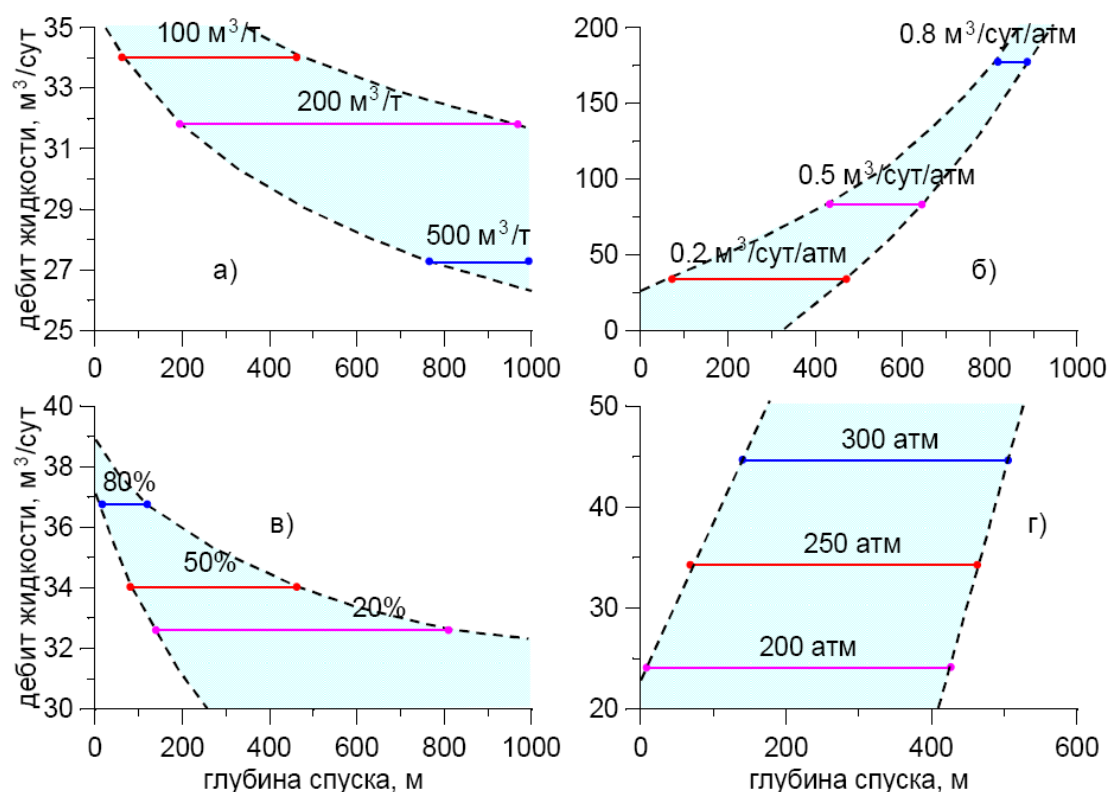


Рис. 6. Карты областей устойчивой работы тандемной установки с соплом 5 мм при изменении:

- а) газового фактора; б) коэффициента продуктивности;  
в) обводненности, г) пластового давления

Первая упрощенная постановка предполагает, что часть газа мгновенно удаляется из затрубного пространства в выкидную линию, но при этом давление в затрубе вблизи устья скважины  $P_{an\ out}$  не зависит от давления в выкидной линии и дебита газа через устьевую задвижку. На рис. 7 показаны результаты расчета нижней границы интервала глубин спуска струйного насоса и номинального напора ЭЦН для этой глубины при устойчивой работе тандемной установки для сопла диаметром 5 мм в зависимости от доли сепарированного газа, перепускаемого в выкидную линию (от 0 до 90 %). Согласно полученным результатам при увеличении доли газа нижняя граница глубины спуска струйного насоса смещается по направлению к устью скважины, а номинальный напор ЭЦН возрастает. Данный эффект объясняется уменьшением объемной доли газа в колонне НКТ и, как следствие, увеличением градиента давления.

Вторая постановка задачи исходит из того, что давление в затрубном пространстве на уровне устьевой задвижки является заданной величиной. Тогда при фиксированной глубине спуска струйного насоса давление  $P_{an\ in}$  (см. рис. 1) определится из гидростатического закона, а задача сведется к расчету параметров тандемной установки, при которых объем газа, поступающий в приемную камеру эжектора, будет меньше объема сепарированного газа (в пересчете на нормальные условия).

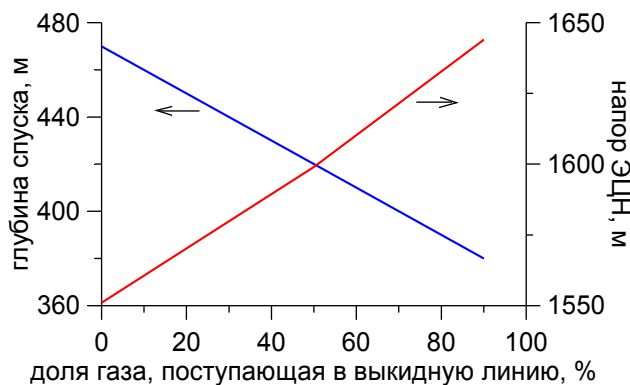


Рис. 7. Изменение нижней границы интервала глубин спуска струйного насоса и номинального напора ЭЦН в зависимости от доли сепарированного газа в выкидную линию

Согласно проведенным расчетам при фиксированном значении  $P_{an\ out}$  устойчивый режим работы тандемной установки обеспечивается в очень узком интервале глубин спуска струйного насоса. Для используемых расчетных параметров задачи и диаметра сопла 5 мм эти интервалы составляют для  $P_{an\ out} = 15$  атм – 3 метра ( $H_{in1} = 139 - 142$  м), для  $P_{an\ out} = 20$  атм – 2 метра (231 - 232 м), для  $P_{an\ out} = 30$  атм – 1 метр (395 м). За счет варьирования исходных параметров задачи (диаметр сопла, газовый фактор, обводненность) эти интервалы можно расширить до нескольких десятков метров, но не более. Такая высокая чувствительность тандемной установки к глубине спуска струйного аппарата обусловлена тем, что при устойчивом режиме работы эжектора должны одновременно выполняться неравенства  $P_{an\ in} > P_{in2}$  и  $Q_{g\ in} < Q_{g\ sep}$  ( $Q_{g\ sep}$  – объем сепарированного газа на приеме ЭЦН), которые верны в узком интервале изменения параметров.

### Заключение

С помощью разработанной методики расчета параметров струйного насоса в составе тандемной установки проведены расчеты, которые позволяют сделать следующие практические выводы:

1. Перед установкой в нефтедобывающей скважине тандемной технологии добычи необходимо определить параметры (в частности, глубину спуска и диаметр сопла струйного насоса), при которых будет обеспечиваться непрерывная инжекция газа из затрубного пространства с учетом возможного изменения технологического режима скважины.
2. Для обеспечения устойчивой работы тандемной установки при максимальном дебите жидкости целесообразно герметизировать затрубное пространство скважины, чтобы увеличить интервал возможных глубин спуска струйного насоса.

### Литература

1. Дроздов А.Н., Вербицкий В.С., Деньгаев А.В., Ламбин Д.Н., Кочергин А.М., Курятников В.В. Применение насосно-эжекторных систем «Тандем» на нефтяных месторождениях Российской Федерации // Нефтепромысловое дело. 2004. №3. С. 31-46.
2. Брилл Дж.П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2006. 384 с.
3. Ansari A.M., Sylvester N.D., Sarica C., Shoham O., Brill J.P. A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Wellbores // SPEPF 143, Trans. AIME. 1994, pp. 143-152.
4. Hasan A.R., Kabir C.S. Two-phase flow in vertical and inclined annuli // Int. J. Multiphase Flow, 1992, Vol. 18, pp. 279-293.
5. Сазонов Ю.А., Сазонова Р.В. Расчеты струйных насосов. Учебное пособие. М.: ГАНГ. 1997. 52 с.

**THE METHOD OF CALCULATION OF PARAMETERS OF JET PUMP  
ATTACHED TO JOINT OPERATION  
WITH SUBMERSIBLE ELECTRIC PUMP**

A.S. Topolnikov

*Institute of Mechanics Ufa Branch of RAS, Ufa, Russia  
e-mail: tandrew@anrb.ru*

K.R. Urazakov, R.I. Vahitova, D.A. Saracheva

*Almetyevsk State Petroleum Institute, Almetyevsk, Russia  
e-mail: teplotexAGNI@yandex.ru*

**Abstract.** *The paper is dedicated to the theoretical explanation of choice of parameters of a jet pump, which is used to inject gas from the hole clearance of oil well when it is operated by ESP. Two different situations are considered: in the first case the whole amount of separated gas at the pump intake is injected into the lift tube by the jet pump, in the second case a part of separated gas is taken to the surface line. For each case the computation of optimal characteristics of jet pump (pump depth, nozzle diameter) is done, which depends on the key operation parameters of well (reservoir pressure, productivity index, gas-oil ratio, water cut).*

**Keywords:** *Jet pump, gas content, gas injection, ejection, the hole clearance of oil well, ESP*

**References**

1. Drozdov A.N., Verbitskiy V.S., Dengayev A.V., Lambin D.N., Kochergin A.M., Kuryatnikov V.V. *Primeneniye nasosno-ejektornih system 'Tandem' na neftyanikh mestorojdeniyah Rossiyskoy Federatsii ('Tandem' system ejection pump usage on the oil fields of Russian Federation). Neftepromyslovoe delo, 2004, Issue 3, pp. 31-46.*
2. Brill J.P., Mukerdji H. *Mnogofazniyi potok v skvajinah. Moscow-Ijevsk: Institute of computer researches. 2006. 384 p. (Transl. from James P. Brill & Hemanta Mukheejee. Multiphase Flow in Wells, 1999. 164 p. SPE Monograph Series Vol. 17).*
3. Ansari A.M., Sylvester N.D., Sarica C., Shoham O., Brill J.P. *A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Wellbores. SPEPF 143, Trans. AIME, 1994, pp. 143-152.*
4. Hasan A.R., Kabir C.S. *Two-phase flow in vertical and inclined annuli. Int. J. Multiphase Flow, 1992, Vol. 18, pp. 279-293.*
5. Sazonov Yu. A., Sazonova R.V. *Raschety struinykh nasosov (Jet pump calculation). Moscow: GANG, 1997. 52 p.*