

ТЕХНОЛОГИЯ СНИЖЕНИЯ УСТЬЕВОГО ДАВЛЕНИЯ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ГАЗОСТРУЙНЫХ ЭЖЕКТОРОВ.

Федоров Алексей Эдуардович, Горидько Кирилл Александрович
научный руководитель канд. техн. наук Вербицкий Владимир Сергеевич
Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина

Еще несколько лет назад газлифтный способ эксплуатации считался безнадежно устаревшим. Его собирались полностью заменить на способ добычи с использованием электрических центробежных насосов (ЭЦН) или винтовых насосов. Этот способ механизированной добычи позволяет увеличить дебит скважины, эксплуатировать скважину при более низких уровнях давления на забое и, таким образом, увеличить суммарный отбор из скважины или вести добычу более тяжелых жидкостей. Однако слухи о “скоропостижной смерти” газлифтного способа оказались сильно преувеличенными. Было отложено или прекращено несколько проектов по переводу скважин с газлифтного на другие способы эксплуатации в связи с проблемами, возникшими при откачке жидкостей с большим содержанием газа, твердых частиц, и т.п. А все дело в том, что газлифтный способ совсем не является безнадежно устаревшим. Как показывает практика, он вполне жизнеспособен, и весьма успешно применяется там, где раньше считался неэффективным. [4]

Для эффективной газлифтной эксплуатации необходимо достичь трех основных целей: максимально возможная глубина закачки газа, максимальная стабильность потока и максимальная эффективность отбора жидкости. При газлифтной эксплуатации существует несколько стандартных проблем. Каждая из них может привести к значительному снижению эффективности газлифтной эксплуатации. Одной из таких проблем является повышенное устьевое давление газлифтных скважин, обусловленное необходимостью поддержанием высокого значения линейного давления (в выкидной линии – шлейфе). Одним из решений данной проблемы в данной статье предлагается применение устьевого газоструйного эжектора снижения устьевого давления.

В настоящее время струйные аппараты практически не применяются при газлифтной эксплуатации скважин, хотя возможности для этого довольно большие [2]. Во-первых, это искусственное продление фонтанирования за счет снижения давления на устье скважин с помощью струйного аппарата и использования в качестве рабочего агента газа из системы газлифта. Во-вторых, снижение устьевого давления с использованием поверхностного газоструйного эжектора в некоторых случаях может увеличить эффективность эксплуатации газлифтных скважин, как в непрерывном, так и в периодическом режиме их работы.

Снижение устьевого давления при газлифтном способе эксплуатации приводит к уменьшению удельного расхода рабочего агента. Это обуславливается следующими причинами:

- Повышение эффективности работы закачиваемого газа за счет увеличения его объема в смеси;
- Уменьшение плотности скважинной продукции за счет выделения из раствора попутного газа;
- Формирование более дисперсной структуры, отличающейся меньшей относительной скоростью фа, что также приводит к увеличению газосодержания смеси.

В данной статье предлагается способ снижения устьевого давления ниже давления в системе сбора путем использования модульно-блочной насосно-эжекторной

установки снижения устьевого давления (газоструйного эжектора), устанавливаемой на устье скважины (Рисунок 1). На представленном рисунке также представлен расчет возможностей данной системы на примере газлифтной скважины ОНГКМ.

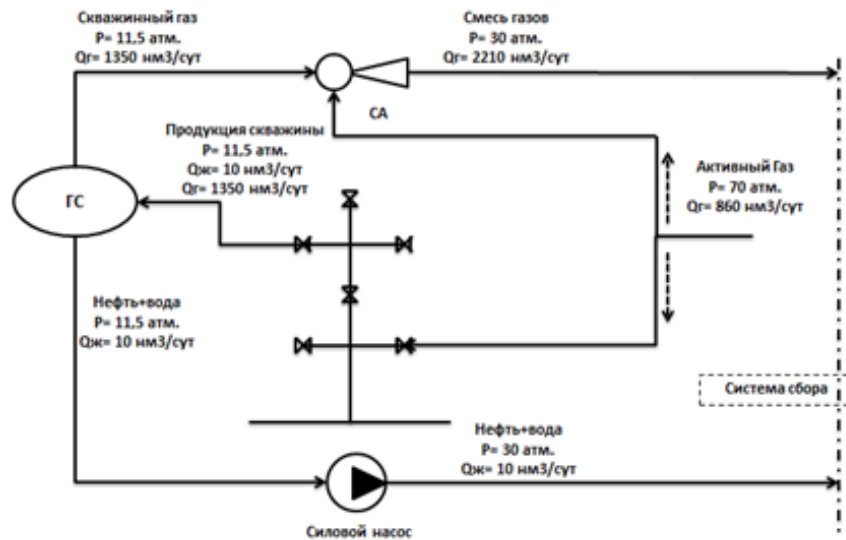


Рисунок 1. Модульно-блочная насосно-эжекторная установка снижения устьевого давления

Схема предполагает использование индивидуального газосепаратора (ГС), из которого газ откачивается газоструйным эжектором (ГЭ), создавая в ГС, а следовательно и на устье скважины пониженное давление (5-10 атм.). Поток рабочего агента, подводимый к скважине, делится на две части, одна из которых в зависимости от геометрических характеристик ГЭ и необходимого давления на устье подается в сопло ГЭ, другая – в затрубное пространство и через рабочий клапан в подъемные трубы. Выбор оборудования производился, исходя из технологических параметров (дебитов по жидкости и по газу, требуемых P_y , $P_{лин}$ и $P_{а/г}$) скважины. В ГЭ происходит преобразование потенциальной энергии газа высокого давления в кинетическую энергию, что приводит к снижению давления в приемной камере аппарата, а следовательно, и устьевого давления до расчетного. [3] После смешения в ГЭ рабочего агента с добываемой продукцией и прохождения диффузора давления в выкидной линии повышается в соответствии с давлением в системе сбора.

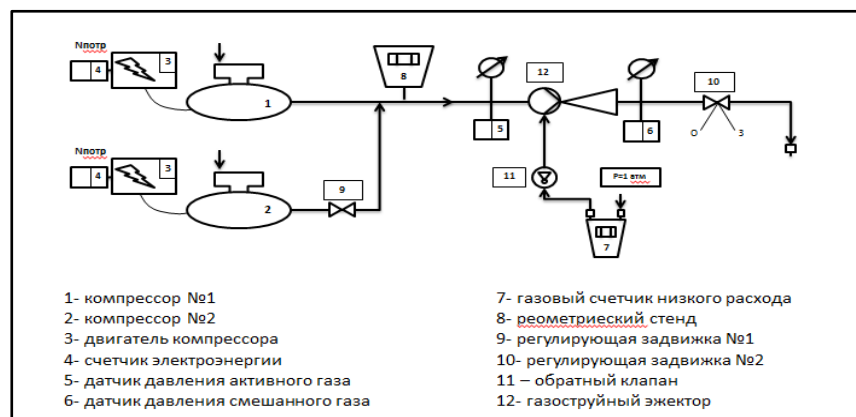


Рисунок 2. Схема экспериментального стенда для испытаний газоструйного эжектора

Надежной методики расчета струйного аппарата для случая эжектирования газом газа и впоследствии газожидкостной смеси в настоящее время не существует, а

экспериментальные исследования газовых эжекторов, проведенные ранее другими авторами (например [1,5]), не позволяют выделить критические режимы работы, а также оптимальные геометрические параметры для этих режимов. В связи с этим были проведены испытания ГЭ с помощью стенда, представленного на рисунке 2. Принципиальная схема ГЭ представлена на рисунке 3.



Рисунок 3. Принципиальная схема газоструйного эжектора

В таблице 1 приведены основные геометрические параметры экспериментально исследованных эжекторов.

Номер эжектора	d_c , мм	d_{kc} , мм	l_{kc} , мм	α	$\overline{l_{kc}}$	r , мм	r_0	P_p , атм	P_c/P_n	η_{max} , %	U	P_c , атм
1	2,5	6,2	120	2,48	19,35	4,2	1,68	8	1,84	56,30	0,97	1,75
2	2,5	7	207	2,80	29,57	4,2	1,68	8	1,17	55,97	1,76	1,65
3	2,5	7	336	2,80	48,00	4,2	1,68	8	1,80	47,03	0,93	1,73
4	2,9	7	336	2,41	48,00	4,2	1,45	8	1,78	32,66	0,65	1,70
5	2,1	7	336	3,33	48,00	4,2	2,00	8	1,44	52,57	1,93	1,35
6	2,1	7	336	3,33	48,00	0,1	0,05	8	1,51	52,26	1,65	1,40
7	2,5	7	336	2,80	48,00	0,1	0,04	8	1,68	47,80	1,11	1,59
8	2,9	7	336	2,41	48,00	0,1	0,03	8	1,82	39,00	0,75	1,73
9	2,1	9	426	4,29	47,33	0,1	0,05	8	1,33	32,69	1,58	1,27
10	2,5	9	426	3,60	47,33	0,1	0,04	8	1,37	18,08	0,79	1,31
11	2,9	9	426	3,10	47,33	0,1	0,03	8	1,45	15,13	0,54	1,40
12 (Д)	2,5	9	426	3,60	47,33	0,1	0,04	8	1,38	20,70	0,87	1,32

Таблица 1. Основные геометрические параметры экспериментально исследованных эжекторов

Примечание: d_c – диаметр сопла; d_{kc} – диаметр камеры смешения; l_{kc} – длина камеры смешения; r – расстояние между соплом и входным сечением камеры смешения; α , $\overline{l_{kc}}$, r_0 – безразмерные геометрические параметры. Параметр $\alpha = d_{kc}/d_c$; $\overline{l_{kc}} = l_{kc}/d_{kc}$; $r_0 = r/d_c$. Вариант 12 – диафрагменное сопло.

Проводилось исследование влияния геометрических параметров, таких как основной безразмерный геометрический параметр, длина камеры смешения и расстояние между соплом и входным участком камеры смешения.

В результате проведения экспериментов были получены следующие зависимости, представленные на рисунках 4, 5, 6, 7, 8.

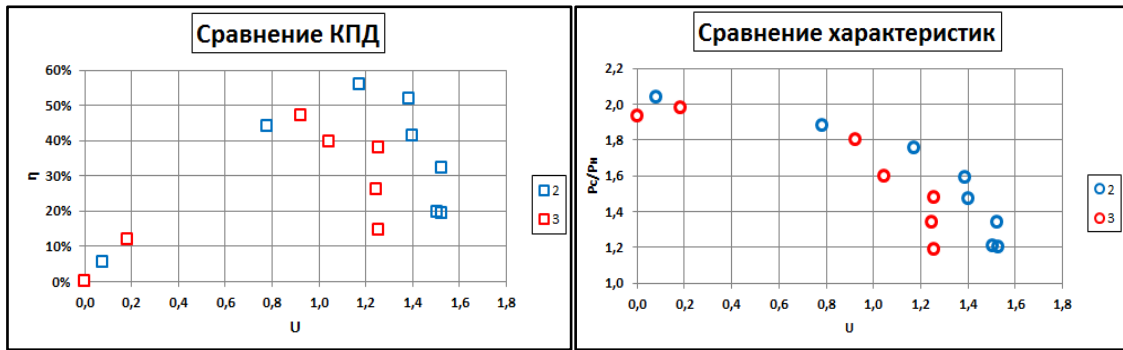


Рисунок 4. Влияние длины камеры смешения на характеристику ГЭ

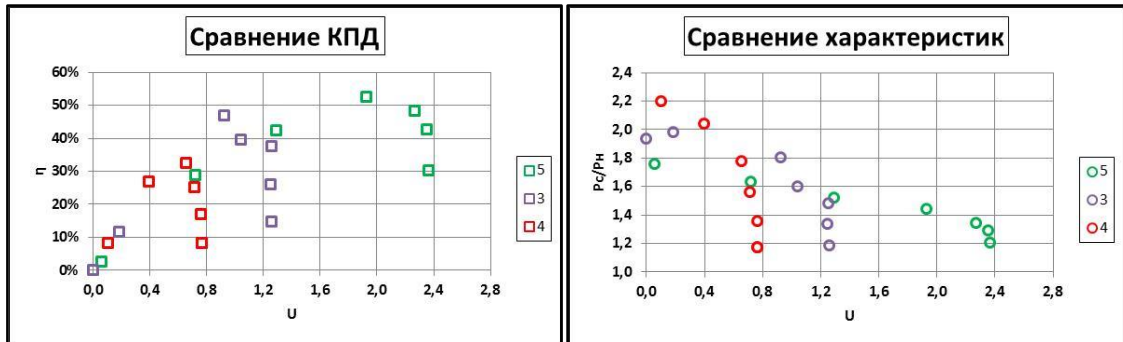


Рисунок 5. Влияние основного безразмерного геометрического параметра ГЭ (Варианты 5,3,4)

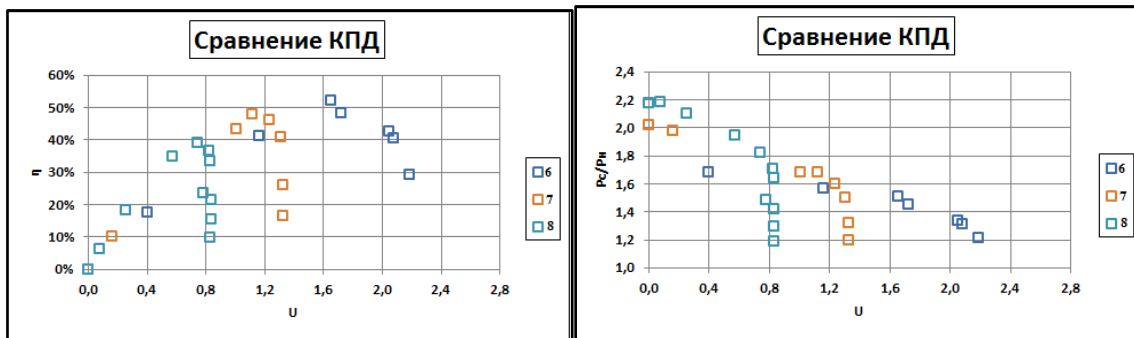


Рисунок 6. Влияние основного безразмерного геометрического параметра (Варианты 6,7,8)

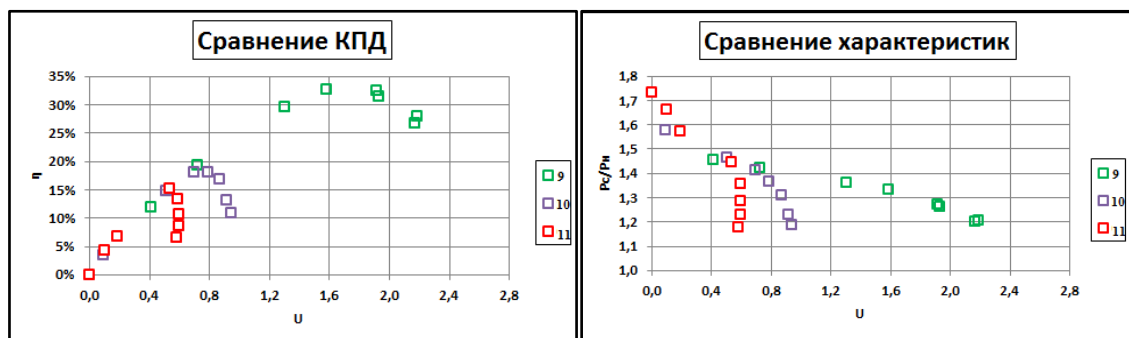


Рисунок 7. Влияние основного безразмерного геометрического параметра (Варианты 9,10,11)

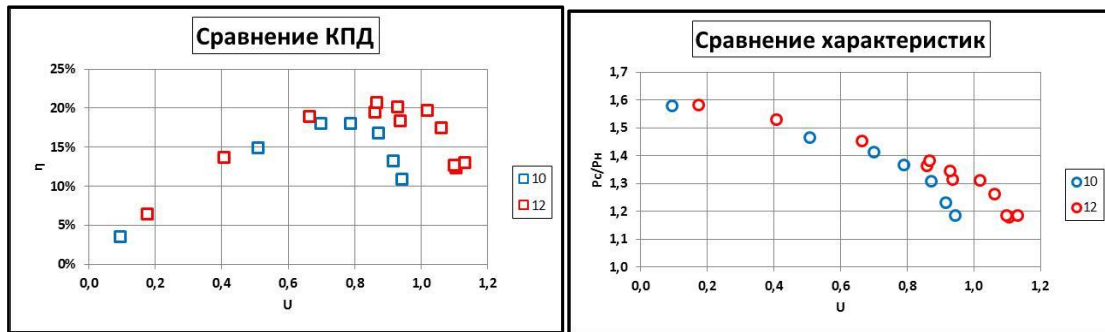


Рисунок 8. Влияние типа сопла на характеристику ГЭ (Варианты 10,12)

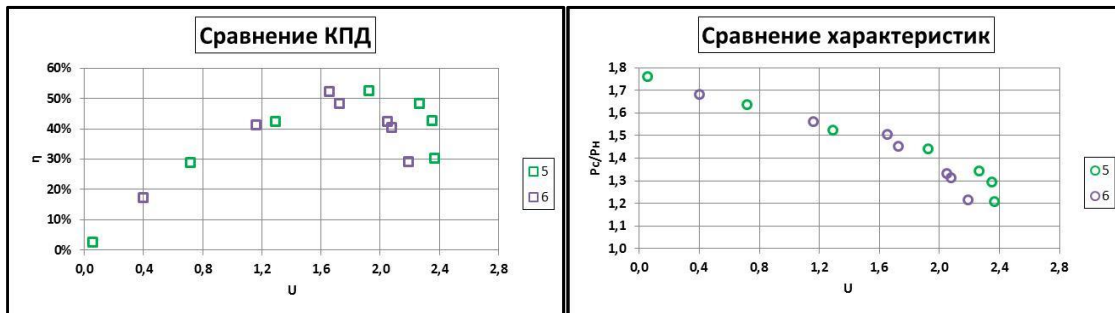


Рисунок 9. Влияние расстояния между соплом и входным сечением в камеру смешения

В результате проведения экспериментов по рисункам 4-9 можно сделать следующие выводы:

- Уменьшение длины камеры смешения приводит к увеличению КПД газоструйного эжектора;
- Уменьшение безразмерного геометрического параметра при прочих равных условиях приводит к увеличению КПД и уменьшению безразмерного перепада давления;
- Диафрагменное сопло позволяет достичь большего предельного коэффициента инжекции, по сравнению с соплом конической формы при прочих равных условиях;
- Изменение расстояния между выходным сечением сопла и входным сечением в камеру смешения практически не влияет на характеристику ГЭ.

Для построения номограмм (обобщенных характеристик) подбора ГЭ необходимо провести испытания с другими безразмерными параметрами, исходя из полученных выводов, и при других значениях рабочего и инжектируемого давлений.

Список используемой литературы

1. **Васильев Ю.Н., Лашков Ю.А.** Экспериментальное исследование газовых эжекторов с коническими камерами смешения / Сб. работ по исследованию сверхзвуковых газовых эжекторов. ЦАГИ, 1961. С. 224–235.
2. **Сахаров В.А., Акопян Б.А.** Возможности использования эжекторов при газлифте на месторождениях, разрабатываемых с применением заводнения // НТЖ. Сер. «Нефтепромысловое дело». – М.: ВНИИОЭНГ, 1996, Вып. 3-4.
3. **Соколов Е.Я. и Зингер Н.М.** Струйные аппараты, Изд. 2-е, М., «Энергия», 1970. 288 стр. с илл.
4. **Cleon Dunham** Gas-Lift: The State-of-the-Art, Oilfield Automation Consulting
5. **Matsuo, K., Sasaguchi, K., Tasaki, K. Mochizuki, H.** Investigation of Supersonic Air Ejectors (Part 2. Effect of Throat-Area-Ratio on Ejector Performance). Bulletin of the JSME, Vol. 25, No. 210, December 1982, pp. 1898–1905.