

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДВУХФАЗНЫХ СТРУЙНЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ НИЗКОДЕБИТНЫХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

Дубров Ю.В.

«Петербургрегионгаз», Санкт - Петербург

Мордвинов А.А.

УГТУ, Ухта

Федосеев А.В.

Филиал ООО «ВНИИГАЗ» – Севернипигаз, Ухта

На завершающей стадии разработки месторождений для эксплуатации низкодебитных газоконденсатных скважин эффективным является применение двухфазных струйных аппаратов с использованием в качестве рабочего агента газа высокого давления. Для совершенствования данного метода разработан и испытан струйный аппарат с повышенным коэффициентом инжекции, извлекаемый на кабеле.

На завершающей стадии разработки газоконденсатных месторождений одним из наиболее приемлемых способов эксплуатации низкодебитных скважин является газлифт. Однако применение газлифтного способа эксплуатации возможно лишь до определенного предельного значения пластового давления [2]. Если пластовое давление в процессе разработки достигает значения, соответствующего сумме устьевого давления, потерь давления на трение и потерь давления, вызываемых весом газожидкостной смеси в НКТ, то эксплуатация скважин с помощью газлифта будет невозможна при любом расходе рабочего агента.

В этих условиях установка струйного аппарата в нижней части лифтовой колонны [1] (рис.1) с использованием в качестве рабочего агента газа высокого давления может стать единственно возможным способом продления срока эксплуатации скважин, особенно с большим содержанием жидкости в их продукции.

Данный метод эксплуатации скважин в течение ряда лет испытывался на низкодебитных скважинах Вуктыльского НГКМ и подтвердил свою работоспособность и перспективность.

В соответствии с теоретическими и экспериментальными работами, выполненными в филиале ООО «ВНИИГАЗ» – «Севернипигаз» по определению эффективности и перспектив применения специальных методов эксплуатации газоконденсатных скважин на поздней стадии разработки месторождений совместно с НПП «Импульс» Казанского авиационного комплекса был разработан струйный

насос с повышенным (до 0,55) коэффициентом инжекции. Ранее применявшиеся в нефтяной и газовой промышленности струйные насосы имеют коэффициент инжекции не более 0,33. После изготовления опытный образец струйного насоса был испытан на стенде Вуктыльского газопромыслового управления (табл. 1).

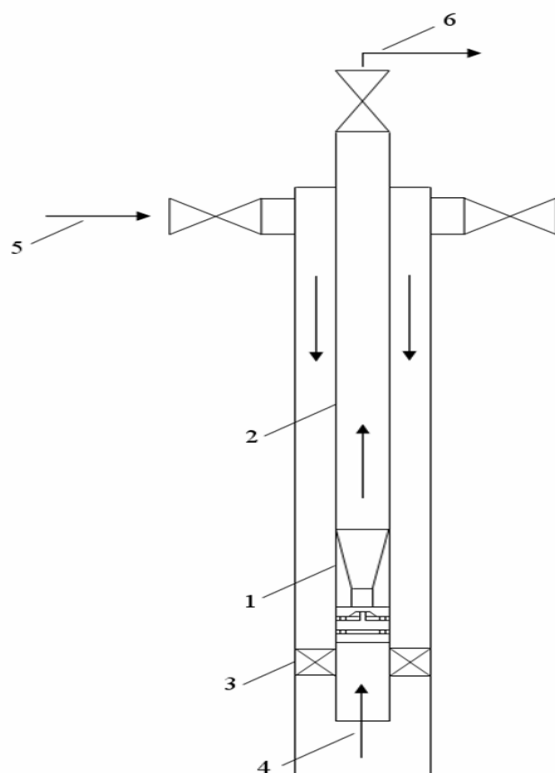


Рисунок 1. Схема применения двухфазного струйного аппарата:
1 -двухфазный струйный аппарат; 2-лифтовая колонна; 3-пакер; 4-пластовый флюид;
5 - поток энергетического (рабочего) газа; 6-отбор продукции скважины.

Продуктивная характеристика скважины была определена по результатам промысловых исследований (табл. 2).

Расчет параметров эксплуатации скважины с помощью струйного аппарата был произведен путем решения системы уравнений, описывающих совместную работу пласта, газожидкостного подъемника, двухфазного струйного аппарата, системы подачи газа и сбора продукции.

Глубина установки струйного насоса определена равной 3110 м из расчета установки пакера на 10 - 15 м выше верхнего интервала перфорации (3130 м) и обусловлена конструктивными особенностями самого аппарата.

По результатам исследований скв. 136-Вуктыл продуктивность скважины по жидкости составила $4,2 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$. При расчете варианта газлифтной эксплуатации скважины со спущенными НКТ на глубину 3250 м забойное давление составит 2,26 МПа при пластовом 3,76 МПа, а дебит конденсата соответственно будет равен $6,3 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Расчетным путем было установлено, что при забойном давлении 2,2 МПа предельное значение дебита жидкости, выше которого газлифтная эксплуатация скважины невозможна, составит $5,2 \text{ м}^3/\text{сут}$. Следовательно, эксплуатация скв. 136-Вуктыл на газлифте при существующей продуктивности по жидкости и спущенных НКТ до 3250 м маловероятна, по причине отсутствия условий для выноса жидкости и снижения депрессии на пласт до нуля.

Был выполнен расчет эксплуатационной характеристики скважины при спуске на глубину 3110 м струйного насоса с периферийной подачей активного газа.

Сравнительная характеристика газлифтной эксплуатации скважины при устьевом давлении $P_y = 2,0 \text{ МПа}$ представлена в табл. 3.

Таблица 1
Экспериментальные данные работы струйного аппарата на стенде

Е	1,8	1,6	1,4
N	0,5	1,2	1,7
P _{вх}	1,4	1,6	1,8
P _{заб}	2,15	2,35	2,55
Q _{г.э}	15,3	32,3	46
Q _{к.э}	3	6,5	9,2
Mэ	14,7	31	44,2
ΔP	1,6	1,4	1,2

Таблица 2
Продуктивность скв.136–Вуктыл

P _{заб}	2,15	2,35	2,55
Q _{г.с}	30,4	26,6	22,8
Q _к	6,4	5,6	4,8
M	29,4	25,8	22,1
ΔP	1,6	1,4	1,2

Таблица 3

Сравнение расчетного дебита жидкости при газлифтной эксплуатации и при работе газлифтно - струйной установки

Пластовое давление, МПа	Дебит жидкости, т / сут		
	газлифтная эксплуатация	Газлифтно-струйная эксплуатация при давлении рабочего газа	
		Ргр = 7,0 МПа	Ргр = 12 МПа
6,0	8,0	10,0	15,0
5,5	6,5	9,5	14,5
5,0	5,0	8,6	14,0
4,5	3,5	8,0	13,2
4,0	2,0	7,2	12,2
3,5	0	6,2	11,0
3,0	0	5,1	9,4

где: E - степень сжатия, $R_{\text{вых}} / R_{\text{вх}}$;

N - коэффициент инжекции по массе ;

$Q_{\text{г.э}}$ - дебит газа, обеспечиваемый эжектором, тыс.м³ / сут ;

$Q_{\text{к.э}}$ - дебит конденсата, обеспечиваемый эжектором, м³ / сут ;

M_{Σ} - суммарная масса газа и конденсата на стенде, тонн ;

M - масса продукции скважины при различных депрессиях, тонн;

ΔP - депрессия, МПа;

$R_{\text{вх}}$ - давление на входе пассивного потока, МПа;

$R_{\text{заб}}$ - давление на забое, МПа

На скважинную насосную установку получен патент на изобретение [3]. Скважинная насосная установка представленная на рис. 2, содержит колонну труб, пакер и спускаемый струйный аппарат с активным соплом, камерой смешения, диффузором и корпусом.

Струйный аппарат в сборе спускают в скважину и извлекают из нее на кабеле без подъема колонны 1 лифтовых труб. Спускаемый струйный аппарат установки устанавливают в корпусе лифтовых труб с опиранием нижним наружным кольцевым выступом 11 корпуса струйного аппарата установки 9 на опорное седло 8 корпуса 2 колонны 1. При этом в момент касания струйного аппарата с корпусом 2 колонны сначала входит в посадочную расточку 7 его хвостовик с направляющей конусной образующей поверхностью 39 и центрирует посадочные

наружные выступы 10, 11 корпуса струйного аппарата относительно соосных расточек 5, 7 корпуса 2 колонны 1, а затем происходит надежное соединение между ними.

Конструктивно соотношение расстояний между внутренними расточками 6, 7 корпуса 2 колонны и между наружными кольцевыми выступами 10, 11, а также хвостовой частью корпуса струйного аппарата выполнено таким образом, чтобы касание их происходило последовательно. Если по каким-то непредвиденным обстоятельствам не произойдет посадка корпуса 2 на седло 8 корпуса колонны 1, то тогда ее следует слегка приподнять и резче опустить. Есть и запасной вариант посадки аппарата в седло. Опустить скважинную пробку или ловильный инструмент соответствующего диаметра и накрыть ей входное отверстие диффузора. Затем под давлением запрессовать струйный аппарат. Экспериментально установлено, что для преодоления сопротивления уплотнительных колец о стенки внутренних расточек корпуса 2 струйного аппарата при посадке на место не превышает 80 - 100 Н, а собственный вес в сборе его несколько раз превышает это сопротивление.

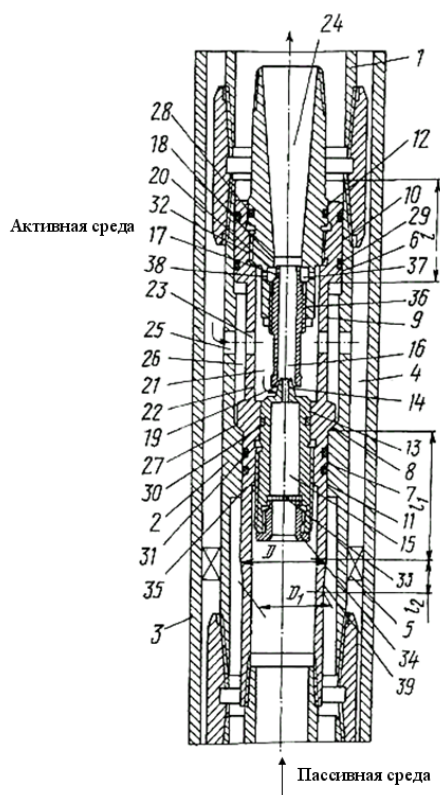


Рисунок 2. Скважинная газлифтно-струйная установка

Поток активной среды поступает в кольцевой зазор 19 основного сопла 14 струйного аппарата с общей камерой подвода активной среды 21, подаваемый через подвод 25 активной среды, обточки 26 и радиальные отверстия 23 корпуса струйного аппарата, и истекает из нее со скоростью близкой к скорости звука. В зоне входного участка камеры смешения 16 струйного аппарата возникает область пониженного давления. Между забоем скважины и камерой смешения 16 имеется сообщение. Активная среда увлекает пассивную среду (флюид) с забоя скважины через патрубок пассивной среды, фильтр 33, канал 15 подвода пассивной среды и основное сопло 14 в камеру смешения 16. За счет пониженного давления скважинный флюид (жидкость, конденсат, газ) движется из зоны более высокого давления в зону более низкого давления (входной участок камеры смешения струйного аппарата). В камере смешения 16 и диффузоре 24 происходит выравнивание скоростей пассивной и активной среды. При этом давление смеси (пассивной и активной) на выходе из струйного аппарата оказывается больше давления пластового флюида на приеме струйного аппарата и меньше давления активной среды на входе в кольцевой зазор 19 аппарата.

С подачей активной среды из общей камеры ее подвода 21 через кольцевой зазор 19 основного сопла 14 в камеру смешения 16, также одновременно из этой камеры подвода 21 она подается через кольцевой зазор S дополнительного сопла 17, 18 в начальную часть диффузора 24 (вторичную камеру смешения). При этом в зоне входного участка в диффузор струйного аппарата, между начальной частью диффузора 24 и выходной частью камеры смешения 16 - входной частью дополнительного сопла 17, возникает вторичная область пониженного давления, тем самым увеличивается общая всасывающая способность струйного аппарата, коэффициент инжекции которого доходит до 0,55 - 0,6.

Таким образом, по результатам предварительных расчетов спуск струйного насоса предлагаемой конструкции с периферийным подводом активного газа следует считать наиболее приемлемым вариантом эксплуатации данной скважины по сравнению с ее газлифтной эксплуатацией. Установка струйного насоса производилась одновременно со спуском НКТ в скважину. При изменении продуктивной характеристики скважины или нарушении оптимального режима работы струйного насоса, он может быть извлечен на поверхность стандартным ловильным инст-

рументом, спускаемым на геофизическом кабеле без подъема НКТ и проведения ремонтных работ.

По результатам эксплуатации струйного насоса в скв. 136-Вуктыл было принято решение о дальнейшем совершенствовании конструкции струйного насоса, в частности установки в его нижней части кангового захвата для усиления удерживающей способности седла, в который спускается насос. Дальнейшие промысловые испытания струйного насоса данной конструкции будут продолжены на других скважинах Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения.

Литература

1. Гуревич А.С., Дубров Ю.В., Шалаева Н.М. Удаление жидкости из скважин Вуктыльского газоконденсатного месторождения с помощью струйных аппаратов// Материалы республиканского научно-технического семинара “Разработка полезных ископаемых и горношахтное строительство» - Ухта,1988.-с.177-180.

2. Федосеев А.В. , Дубров Ю.В./ Опыт внедрения газлифтных методов эксплуатации газоконденсатных скважин на Вуктыльском НГКМ// Сб. научных трудов “ Проблемы повышения углеводородоотдачи пласта газоконденсатных месторождений”. - М.; ВНИИГАЗ,1991.- с. 94 - 98.

3. Патент № 2171920. Скважинная насосная установка/ А.В. Федосеев, Ю.В. Дубров, С.В. Шелемей и др. - Оpubл.10.08.2001; Бюл. № 22.