

**ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ КОНЦЕНТРИЧЕСКИХ ЛИФТОВЫХ КОЛОНН ПРИ
ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ №1043 СЕВЕРО-УРЕНГОЙСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

К.В. Присмотров

Научный руководитель - старший преподаватель М.А. Гладких

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В настоящее время наиболее распространенным осложнением, возникающим в процессе эксплуатации газовых скважин, является скопление жидкости на забое скважины. Скопившаяся жидкость разрушает цемент горной породы-коллектора, вследствие чего увеличивается содержание механических примесей в продукции скважины, которые негативно воздействуют на ее оборудование, а также ухудшаются фильтрационно-емкостные свойства породы-коллектора. Кроме того, дальнейшее накопление жидкости приводит к уменьшению создаваемой депрессии на пласт и, соответственно, к снижению дебита скважины вплоть до ее остановки. Такие скважины называют «самозадавливающимися».

Эта проблема особенно актуальна при эксплуатации газовых скважин на месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки. На таких месторождениях, в результате снижения пластового давления в процессе разработки, не выполняются условия выноса жидкости с забоя скважины. К примеру, только на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении к 2030 году прогнозируют, что доля «самозадавливающихся» скважин составит 72% от общего фонда скважин [1].

На данный момент наиболее перспективной технологией удаления жидкости с забоя скважины является перевод скважины на эксплуатацию с использованием концентрических лифтовых колонн. Она заключается в спуске дополнительной лифтовой колонны меньшего диаметра во внутрь лифтовой колонны, при помощи которой скважина эксплуатировалась ранее. Дополнительная лифтовая колонна называется центральной. Таким образом, в процессе эксплуатации скважины газ на забое разделяется на два потока. Отбор газа производится как одновременно по спущенному лифту и кольцевому пространству между двумя колоннами лифтовых труб, так и раздельно. На устье скважины потоки газа соединяются и поступают в газосборный коллектор. На трубопроводе из межтрубного кольцевого пространства устанавливается регулирующий клапан, при помощи которого изменяют размер проходного сечения. При его уменьшении объем и скорость подъема газожидкостной смеси в центральной лифтовой колонне возрастают и становятся достаточными для удаления жидкости с забоя скважины. Для управления технологическим режимом работы скважины используют автоматизированный управляющий комплекс, который обеспечивает:

1. контроль параметров работы скважины:
 - дебита газа;
 - давления газа;
 - температуры газа;
 - содержания песка в газовом потоке;
2. регулировку режимов работы скважины, с целью поддержания условий для непрерывного выноса жидкости по центральной лифтовой колонне;
3. подачу ингибитора гидратообразования на забой скважины [2];

Основной недостаток технологии заключался в необходимости глушения скважины для проведения спуска центральной лифтовой колонны. Это приводит к отрицательному воздействию технологической жидкости на призабойную зону пласта, а также к увеличению продолжительности работ. В 2013 году была разработана технология спуска непрерывной полимерной трубы без необходимости глушения скважины. Продолжительность работ по техническому перевооружению скважины сократилась до 6-8 суток. Исчезла необходимость в глушении скважины с последующим продолжительным выводом ее на стабильный режим работы, который в условиях низких пластовых давлений мог длиться до двух месяцев.

Одной из первых скважин, на которой была внедрена данная технология со спуском непрерывной гибкой трубы в качестве центральной лифтовой колонны, является скважина №1043 Северо-Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. На забое скважины происходило накопление газового конденсата. Технологические продувки, в том числе с помощью скважины-донора, не приносили желаемого результата – скважина останавливалась по истечении 12-16 часов после запуска. С целью выяснения условий скопления жидкости на забое скважины с учетом ее конструкции и режимов работы, а также определения наиболее оптимального диаметра непрерывной гибкой трубы и глубины её спуска, был проведен комплекс газоконденсатных и гидродинамических исследований скважины, произведен компонентный анализ продукции скважины, зафиксированы давления с использованием устьевого, глубинного, трубного и затрубного манометров (табл.1-3).

Таблица 1

Результаты газоконденсатных исследований скважины на разных режимах работы

Диаметр шайбы	Диаметр штуцера	Pтр	Pзтр	Qгаза	Qжид	Qст.контд	Qнест.контд	Содержание стабильного конденсата	Содержание нестабильного конденсата	Плотность
мм	мм	кгс/см ²	кгс/см ²	(тыс.м ³ /сут)	м ³ /сут	м ³ /сут	м ³ /сут	см ³ /м ³	см ³ /м ³	г/см ³
14	15	30,7	42,5	62,2	6,43	6,43	7,84	103	127	0,707
10	11	40,2	46,6	53,3	2,08	2,08	2,7	38,9	50,4	0,684

Таблица 2

Результаты гидродинамических исследований скважины на разных режимах работы

Д _{ш.} мм	Время режима час	Давление, кгс/см ²				Температура, °С			Депрессия		V _{зоб} м/сек	Q _{см} (тыс. н.м ³) /сут	Q _{з.св.} (тыс. н.м ³) /сут
		P _{гол}	P _{зтр}	P _{изм}	P _{ззб}	T _y	T _{изм}	T _{ззб}	кгс/см ²	%			
10,0	24,0	40,09	47,04	39,89	89,76	10,0	9,0	77,1	12,10	11,88	2,67	56,89	466,93
12,0	20,0	32,17	42,66	31,97	87,02	12,0	11,0	76,8	14,84	14,57	3,14	64,72	
14,0	20,0	27,94	41,97	27,74	85,07	13,0	12,0	76,1	16,79	16,48	1,80	36,26	
КВД	360,0	75,61	75,68	-	101,86	0,0	-	78,9	0,00	0,00	-	0,00	

По результатам исследований видно, что оптимальный режим работы скважины поддерживается при диаметре шайбы 12 мм. При уменьшении диаметра шайбы до 10 мм содержание конденсата в продукции скважины резко снижается. Это дает основания предполагать, что при данном режиме работы отсутствуют условия выноса конденсата на поверхность в результате снижения скорости газожидкостной смеси.

Таблица 3

Результаты поинтервального замера давления по глубине скважины при диаметре шайбы 12 мм

№ п/п	Глубина спуска, м		P _{зам} , кгс/см ²	T _{пл} , °С	Плотность в интервалах замеров, г/см ³	Диаметр НКТ, мм	Скорость ГЖС в интервале, м/с
	по стволу	по верт.					
1	1000	999,99	37,62	35,0		89	4,31
2	1500	1488,11	39,37	48,7	0,036		4,35
3	2000	1854,89	44,58	57,7	0,142		3,99
4	2500	2243,62	59,41	66,5	0,381		3,03
5	3000	2634,49	73,68	73,2	0,365		2,50
6	3100	2712,40	76,37	74,2	0,345	73	3,47
7	3200	2790,95	79,10	75,3	0,348		3,36
8	3300	2872,63	82,89	76,1	0,464		3,22
9	3410	2965,34	87,01	76,8	0,444		3,15

Установлено, что в интервале ниже 1500 метров происходит резкое увеличение плотности газожидкостной смеси, что указывает на скопление конденсата в лифтовой колонне.

Скопление конденсата является следствием следующих причин:

- происходит резкое снижение скорости потока в верхней части лифтовой колонны (диаметр 89мм), площадь сечения которой существенно больше, чем в нижней части лифтовой колонны (диаметр 73мм);
- наклонный профиль скважины способствует разделению жидкой и газообразной фазы, а также созданию реверсивных потоков (подъему-стеканию жидкости) в лифтовой колонне;
- при снижении температуры и давления создаются условия для выпадения конденсата в колонне лифтовых труб.

Таким образом, в нижней части колонны лифтовых труб создались условия для образования конденсатной пробки, создающей противодействие на пласт.

Учитывая конструкцию скважины, режимы ее работы и анализ результатов проведенных исследований, путем моделирования работы скважины при различных диаметрах спускаемой непрерывной гибкой трубы с учетом риска возможного увеличения объема водоконденсатного притока, была подобрана оптимальная компоновка лифтовой трубы – верхняя часть трубы диаметром 60,3 мм (длина 2900 м) и нижняя часть диаметром 50,8 мм (длина 500 м).

Продолжительность работ по спуску центральной лифтовой колонны, реконструкции фонтанной арматуры и установки управляющего комплекса составила 8 суток. По итогам работ скважина работает стабильно в широком диапазоне дебитов, после выхода на режим дебит газа возрос с 60 тыс.н.м³/сут до 75 тыс.н.м³/сут. Трубные и затрубные давления изменяются синхронно, что говорит об отсутствии столба жидкости в затрубном пространстве. Технологический комплекс контроля и управления работой скважины обеспечил надежную эксплуатацию в условиях Крайнего Севера.

Таким образом, технология эксплуатации газовых скважин с использованием концентрических лифтовых труб является эффективным способом удаления жидкости с забоя скважины. Ее применение перспективно на поздней и завершающей стадиях разработки месторождения. После технического перевооружения скважины исчезает необходимость проведения технологических продувок, происходит увеличение дебита скважины и стабилизируется режим ее работы.

Литература

1. Корякин А.Ю., Комплексные решения задач разработки и эксплуатации скважин Уренгойского добывающего комплекса – М., 2016г. – 272с.
2. Руководство по эксплуатации скважин сеноманских залежей по концентрическим лифтовым колоннам Р Газпром 2-3.3-556-2011., М., 2011г. – 29с.