

**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	Rтр	Rзтр	Qгаза	Qжид	Qст.канд	Qнест.канд	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 _{ззб}	Q _{см}	Q _{з.св.}
		P _{гол}	P _{зтр}	P _{изм}	P _{ззб}	T _y	T _{изм}	T _{ззб}	кгс/см ²	%	м/сек	(тыс.н.м ³) /сут	(тыс.н.м ³) /сут
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.