

УДК 3179

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ
ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ
КОНЦЕНТРИЧЕСКИХ ЛИФТОВЫХ КОЛОНН.**

Ильмурзина Д.О

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (Ido-95@mail.ru)

Аннотация: Основными проблемами, возникающими при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин на месторождениях Западной Сибири в завершающей стадии разработки, является: низкие пластовые давления, большая степень обводненности, разрушающиеся коллектора и неудовлетворительное техническое состояние самих скважин.

Эффективность технологических решений по разработке месторождений в первую очередь определяют особенности геологического строения, закономерности изменения фильтрационно-емкостных свойств, активность водонапорного бассейна и другие геолого-промысловые критерии. Рассмотрим характерные геолого-промысловые особенности сеноманских газовых залежей на примере наиболее детально изученного Медвежьего месторождения. Залежь находится в заключительной стадии эксплуатации, что характеризуется уменьшением степени дренирования запасов в силу ряда геологических и технологических причин (обводнение, снижение энергетического потенциала, выбытие скважин из эксплуатации). Характер распределения пластового давления по площади газоносности формировался под влиянием особенностей геологического строения, очередности освоения и темпов разработки отдельных участков месторождения. Как по суммарным отборам, так и по характеру снижения пластового давления на месторождении, выделяются три условно самостоятельные зоны - южная (УКПГ-1-4), центральная (УКПГ-5-8) и ныдинская (УКПГ-9). Границами этих участков являются зоны глинизации, первоначально установленные по материалам бурения разведочных скважин 8 и 10, находящихся соответственно между УКПГ-4 - УКПГ-5 и УКПГ-8 - УКПГ - 9.

Ключевые слова: ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ, КОНЦЕНТРИЧЕСКИЕ ЛИФТОВЫЕ КОЛОННЫ, СНИЖЕНИЕ ДЕБИТА, МЕДВЕЖЬЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ.

**TECHNOLOGICAL JUSTIFICATION OF THE EFFICIENCY AND THE OPERATION
SYSTEM OF WELLS WITH THE APPLICATION OF TECHNOLOGY OF CONCENTRIC
LIFT COLUMNS.**

Ilmurzina D.O.

Federal Budget Educational Institution of Higher Education "Industrial University of Tyumen", Tyumen, Russia (Ido-95@mail.ru)

Abstract: The main problems arising from the exploitation of gas and gas condensate wells in the fields of Western Siberia in the final stage of development are: low reservoir pressure, a large degree of watering, collapsing reservoir and poor technical condition of the wells themselves. The effectiveness of technological solutions for the development of deposits is primarily determined by the features of the geological structure, the patterns of change in reservoir properties, the activity of the water basin and other geological field criteria. Consider the characteristic geological and commercial features of the Cenomanian gas deposits on the example of the most studied Bear field. The deposit is in the final stage of operation, which is characterized by a decrease in the degree of drainage of reserves due to a number of geological and technological reasons (watering, reduction of the energy potential, and retirement of wells). The nature of the distribution of reservoir pressure over the area of gas content was formed under the influence of geological features, the sequence of development and the pace of development of individual sections of the field. As for the total sampling, and the nature of the reduction of reservoir pressure at the field, there are three conditionally independent zones - the southern (UKPG-1-4), the central (UKPG-5-8) and the Nyadinskaya (UKPG-9). The boundaries of these areas are the clay zone, originally established from the drilling of exploration wells 8 and 10, respectively, between UKPG-4 - UKPG-5 and UKPG-8-UKPG - 9

Key words: TECHNOLOGICAL JUSTIFICATION, CONCENTRIC ELEVATOR COLUMNS, REDUCED DEBIT, BEAR DEPOSIT.

Применение системы концентрических лифтовых колонн позволяет получить прирост дебита газа за счёт оптимизации режима работы скважины.

Помимо дополнительного прироста добычи газа скважины за счёт оптимизации режима ее работы при оптимизации также снижаются потери газа при продувках скважины.

Эффект от внедрения системы КЛК, таким образом, формируется за счет следующих основных факторов:

- прирост отборов газа за счет отсутствия простоев по причине самозадавливания скважин и продувок на факельную линию.
- снижение расходов на добычу газа из скважин за счет уменьшения платы за выбросы вредных веществ в атмосферу из-за продувок скважин.
- дополнительная добыча газа за счет оптимизации режима работы газовых скважин [1].

Приняты следующие значения начальных параметров для самозадвигивающейся скважины: пластовая температура $-305,15^{\circ}$ К; среднее пластовое давление - 1,75 МПа. В качестве значения дебита самозадвигивающейся скважины принят дебит, ниже которого вынос жидкости из колонны НКТ прекращается.

Расчет среднегодового снижения дебита условной скважины выполнялся на основе сравнения средней накопленной добычи скважин за первые 5 месяцев 2009 года и за соответствующий период 2010 года [2].

При анализе эксплуатации скважин Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения получены следующие данные для оценки эффективности мероприятия (таблицы 1, 2):

Таблица 1 - Динамика снижения дебита по фонду скважин Медвежьего месторождения за период январь-май в 2009 и 2010 гг.

Наименование показателей	2009 год	2010 год
Среднее значение накопленной добычи (с января по май), тыс. м ³ :	16811,07	14289,76
- фонд самозадавливающихся скважин	23133,56	21998,04
Процент снижения дебита за год:	15%	
- фонд самозадавливающихся скважин	5%	
- основной фонд скважин		

Таблица 2 - Технологический режим работы скважины № 722 и 814 до внедрения КЛК

Период между продувками	Максимальный – минимальный дебит, тыс. м ³ /сут.	Средний дебит, тыс. м ³ /сут.	Давление в шлейфе после продувки, атм	Процент падения среднего дебита от максимального
Скважина № 722				
15-26.05.2008	170 - 50	100,5	10,73	41%
6-11.06.2008	176 - 83	127,4	10,71	28%
11-26.06.2008	178 - 47	105,2	10,71	41 %
За весь период	175 - 60	111	10,72	36%
Скважина № 814				
3-21.05.2008	163-81	120,4	12,8	26%
21.05-7.06.2008	162 - 83	122,1	13,3	25%
8.06-5.07.2008	156 - 54	98,7	13,1	37%
За весь период	160-73	113	13,1	29%
В среднем на скважину	167,5-66,3	112	-	33%

- среднее снижение дебита фонда стабильно работающих скважин составляет около 5% в год;
- среднее снижение потенциального дебита фонда само задавливающихся скважин достигает 15% в год;
- средний дебит скважин в режиме самозадавливания на 35% меньше потенциального дебита скважины (дебита после проведения продувки), определяемого ее продуктивностью;
- средний дебит по технологии КЛК на 25% меньше значений дебита скважины до внедрения КЛК [3].

Таким образом, снижение дебита на каждый год эксплуатации без внедрения КЛК (скважины, работающие в режиме самозадавливания) будет составлять 15% в год, а для варианта с применением КЛК (скважины, оснащенные системой оптимизации) – 5% в год, как в случае со стабильно работающими газовыми скважинами, оснащение системой концентрических лифтовых колонн позволит стабилизировать работу самозадавливающихся скважин.[4]

Результаты статистического анализа показывают, что увеличение потерь газа от продувок ствола скважин от жидкостно-гидратных пробок составляет 7% каждый год (таблица 3).

Согласно рекомендациям по назначению технологического режима газового промысла ООО «Газпром добыча Надым» статистически доказано, что при падении потенциального дебита самозадавливающейся скважины ниже значения 40 % от дебита, определяемого по критерию Точигина, дальнейшая эксплуатация скважины не целесообразна и рекомендуется ее остановка.

В таблице 4 приводятся рассчитанные значения минимального дебита, определенного по критерию Точигина для различных значений пластового давления на прогнозируемый период (19 лет) [5].

Таблица 3 - Расход газа на проведение продувок жидкостно-гидратных пробок на Медвежьем НГКМ

Период	Потери газа при продувках жидкостно-гидратных пробок, тыс. м ³			
	2009 год	2010 год	Прирост за год	
			тыс. м ³ /сут	%
Январь	2576,78	1675,20	- 901,58	-35
Февраль	1800,13	1439,27	-360,86	-20

Март	1479,20	1957,04	477,85	32
Апрель	1612,52	1953,94	341,42	21
Май	1301,70	1906,42	604,72	46
Июнь	786,90	1003,54	216,64	28
Июль	278,00	604,25	326,25	117
Август	720,40	1086,06	365,66	51
Сентябрь	1382,10	908,02	-474,08	-34
Октябрь	1647,10	1759,94	112,84	7
Ноябрь	1642,10	1791,82	149,72	9
Декабрь	1750,77	2069,16	318,39	18
Всего за год	16977,69	18154,66	1176,97	7

Далее был проведен анализ данные о работе скважин № 722 и 814 до внедрения технологии КЛК (таблица 2). Результаты анализа показывают, что средние дебиты самозадавливающихся скважин ниже на 35% значений потенциального дебита скважины (дебита после проведения продувки).

Помимо этого, средний дебит скважины, в которой применяется технология эксплуатации с КЛК повышается на 10%, в сравнении с самозадавливающейся скважиной, а значит значение на 25% меньше значения дебита скважины до применения технологии КЛК.

Объем газа, теряемого при проведении продувки, рассчитывается по формуле:

$$Q_{\Gamma}^{\Pi} = q \cdot \tau \cdot n$$

где Q_{Γ}^{Π} - объем теряемого газа при проведении продувки, тыс. м³; q – дебит газовой скважины, тыс. м³/сут; τ - время продувки скважины, сут.; n- количество проведенных продувок за расчетный период.

Определение количества газа, недополученного из-за простоя газовой скважины во время проведения продувки, рассчитывается той же формулой, но потери при проведении продувок считаются исходя из потенциального дебита, а потери при простое скважины - из среднего дебита эксплуатационных скважин в режиме самозадавливания.

Согласно данным по самозадавливающимся скважинам Медвежьего месторождения на 01.03.2011 г., были определены средняя продолжительность и периодичность продувок, которые составили 0,06 и 10,7 суток соответственно.

Также по данным о расходе газа на проведение продувок жидкостно-гидратных пробок на Медвежьем НГКМ увеличение газовых потерь при проведении продувок период с 2009 по 2010г. составило 7% (таблица 3).

Определение годовой добычи скважин была производилось по формуле:

$$Q_{г} = 365 \cdot q_{ср} \cdot k$$

где $Q_{г}$ – накопленная добыча газа за год, тыс. м³; $q_{ср}$ — средний дебит скважины, тыс. м³/сут.; k - коэффициент эксплуатации скважины (0,95).

Результаты расчета динамики эксплуатации условной скважины, оснащенной НКТ диаметром $D_{у} = 168$ мм, на 19 лет по вариантам с КЛК и без представлены в таблице 4 и таблице 5 [6].

Анализ таблицы 4 показывает, что через 8 лет потенциальный дебит условной скважины, эксплуатируемой с периодическими продувками, становится ниже минимально допустимого дебита скважины, значение которого составляет 40 % от дебита, определенного по критерию Точигина для соответствующих значений пластового давления.

Таблица 4 – Результаты расчета динамики эксплуатации условной скважины в период с 2018 по 2028 год по вариантам с применением КЛК и без.

Наименование показателей	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1. Пластовое давление, МПа	1,6	1,56	1,52	1,48	1,45	1,41	1,37	1,34	1,31	1,27	1,24
2. Дебит скважины по Точигину, тыс. м ³ /сут.	130,7	128,9	127,2	125,5	124,2	122,6	120,7	119,1	117,6	116	114,7
3. Минимально допустимый дебит скважины (критерии техрежима), тыс. м ³ /сут.	52,3	51,6	50,9	50,2	49,7	49,0	48,3	47,6	47,0	46,4	45,9
4. Дебит самозадавливающейся скважины, тыс. м ³ /сут. (с учетом падения 7% в год)											
• потенциальный дебит (после продувки)	74,7	69,6	64,8	60,3	56,2	52,3	48,7	45,3	42,2	31,7	25,9
• средний дебит	48,6	45,2	42,1	39,2	36,5	34,0	31,6	29,5	27,4	20,6	16,8
5. Дебит скважины, оснащенной КЛК, тыс. м ³ /сут. (с учетом падения 5% в год)	74,7	71,0	67,4	64,0	60,8	57,8	54,9	52,2	49,6	47,1	44,7
6. Прирост дебита за счет оптимизации работы скважины, тыс. м ³ /сут.	26	26	25	25	24	24	23	23	22	26	28
7. Потери газа, тыс. м ³ /сут.											
• от продувок жидкостных пробок	162	151	140	131	122	113	105	98	91	69	56
• от простаивания скважины во время продувок	102	95	88	82	77	71	66	62	58	43	35
8. Дополнительная добыча газа, тыс. м ³											
• за счет оптимизации работы скважины	9 066	8 930	8 779	8 615	8 441	8 257	8 066	7 870	7 669	9 180	9 671
• за счет оптимизации работы скважины и отказа от продувок	9 329	9 175	9 007	8 828	8 639	8 442	8 238	8 030	7 818	9 292	9 762

Таблица 5 – Годовая добыча условной скважины в период с 2018 до 2028

Года

Показатели	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Итого
1. Добыча, тыс. м³												
без внедрения технологии	16836	15677	14598	13593	12657	11786	10974	0	0	0	0	96 121
с применением КЛК	25902	24607	23377	22208	21098	20043	19041	18088	17184	16325	15509	223 381
прирост за счет оптимизации	9066	8930	8779	8615	8441	8257	8066	18088	17184	16325	15509	127 260
2. Потери газа при продувках, тыс.м³												
без внедрения технологии	162	151	140	131	122	113	105	0	0	0	0	923
3. Потери от простоя скважины во время продувок, тыс.м³												
без внедрения технологии	102	95	88	82	77	71	66	0	0	0	0	582
4. Доп. добыча газа за счет оптимизации работы скважины и отказа от продувок	9 329	9 175	9 007	8 828	8 639	8 442	8 238	18 088	17 184	16 325	15 509	128 765

Поэтому дальнейшая эксплуатация скважины без применения технологии КЛК считается не целесообразной, и в дальнейших расчетах учитывается только скважина, которая оснащена системой КЛК.

По результатам таблицы 5, внедрение системы концентрических лифтовых колонн на Медвежьем НГКМ позволит получить дополнительно 303,2 млн. м³ за расчетный период 19 лет на одну условную скважину за счет оптимизации ее режима работы.

Снижения потерь газа (за счет уменьшения выбросов вредных веществ), при исключении продувок скважин от жидкостных пробок, составит 1,3 млн. м³ за расчетный период.

Прирост добычи газа, при отсутствии простоев газовых скважин во время продувок составит 0,87 млн. м³.

Таким образом, исключение продувок ствола скважин позволяет получить общий прирост добычи 2,2 млн. м³.

Расход газа на обеспечение автономной работы системы концентрических лифтовых колонн, составляет 8,4 тыс. м³/год. За расчётный период 19 лет, данный расход составит 158,9 тыс. м³. Общий прирост добычи газа скважины с внедренной системой КЛК составит 305,3 млн. м³ с учетом расхода на автономное обеспечение.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анализ промысловых испытаний технологии эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам: Отчет о НИР / ООО «ВНИИГаз»; руководитель И.В. Шулятиков. - Москва, 2009. - 98 с.
2. Брилл Д.П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. - М. ООО «Библиотека нефтяного инжиниринга»: 2006. - 384 с.
3. Васильев Ю.Н., Дубина Н.И. Прогнозирование обводнения газовых скважин конденсатной водой. - М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2005. - 64 с.
4. Гасумов Р.А., Тенишев Ю.С., Липчинская Т.А., Шихалиев И.Ю., Белолопотков Г.Г., Мазанов СВ. Удаление жидкости из газовых и газоконденсатных скважин в процессе их эксплуатации и ремонта: теория и опыт: Обз. инф. Сер.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. -М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. - 88 с.
5. Дикамов Д.В. Совершенствование технологии эксплуатации скважин сеноманских залежей по концентрическим лифтовым колоннам на поздней стадии разработки / автореферат на соискание ученой степени кандидата технических наук // «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, 2011. - 25 с.
6. Дубина НИ. Механизм обводнения добывающих скважин на завершающей стадии разработки сеноманских залежей. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. - 109 с.