

ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ ОСНОВНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ ПРИ ЕЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

DYNAMICS OF THE ESSENTIAL CHARACTERISTICS OF A GAS WELL IN ITS OPERATION

V. Gavrishenko
M. Korolev

Annotation

In the development of gas fields changes the gas–oil and gas–levels (STC and HVA respectively). This article analyzes the changes in mining properties and reservoir properties on the example of a gas well located on one of the largest gas fields in the northern part of Western Siberia. The research allowed to determine reservoir and downhole pressure to clarify filtration reservoir parameters, and detect the presence of annulus intrastratal gas flows.

Keywords: The gas inflow profile, reservoir properties, field development.

Гавришенко Виктор Сергеевич

*Аспирант, Тюменский государственный
нефтегазовый университет*

Королев Максим Сергеевич

*К.т.н., доцент, Тюменский государственный
нефтегазовый университет*

Аннотация

При разработке месторождений газа происходит изменение газонефтяного и газоводяного уровней (ГНК и ГВК соответственно). В данной статье проведен анализ изменения добычных характеристик и фильтрационно–емкостных свойств на примере одной газовой скважины, находящейся на одном из крупных газовых месторождений северной части Западной Сибири. Проведенные исследования позволили определить пластовые и забойные давления, уточнить фильтрационные параметры пласта, выявить наличие заколонных и внутрипластовых перетоков газа.

Ключевые слова:

Газ, профиль притока, фильтрационно–емкостные свойства, разработка месторождения.

ЦЕЛЬ ИССЛЕДОВАНИЙ

Уточнение конструкции, определение забойного давления (Рзаб), пластового давления (Рпл), запись профиля притока, определение дебита газа и плотности заполняющего ствол скважины флюида, расчет фильтрационных параметров по кривой восстановления давления (КВД), выявление заколонных и внутрипластовых перетоков газа. Оценка динамики изменения основных характеристик газовой скважины при ее эксплуатации за несколько лет.

Изменение добычных характеристик газовых скважин прямым образом зависит от изменения фильтрационно–емкостных свойств разрабатываемых залежей [1–5]. В качестве объекта исследования была выбрана эксплуатационная газовая скважина, располагающаяся на территории одного из нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири. По причине конфиденциальности информации номер скважины не указывается, кроме того для анализа используются данные только по 2009 год включительно

Скважина работает в шлейф. Текущее состояние скважины приведено в **табл. №1**.

Для проведения геофизических исследований скважины был использован комплекс ГИС указанный в Таблице №2, а исследования выполнены скважинной аппаратурой Кура–2М № 19, КСА–Т–Газ №3, КСА–Т–Газ №4, СРК–М №10.

По результатам проведенных исследований была установлена фактическая конструкция скважины и местоположение технологического оборудования: Башмак НКТ (d=168мм) отбивается на глубине – 1236.6м; Перфорационные отверстия по локатору муфт отбиваются в интервале 1233–1251, 1276–1283.6, 1301–1322м (осстановка прибора канал ЛМ); Наибольшая глубина прохождения приборов – 1322.0м; Пакер отбивается в интервале 1141–1157м.

Заполнение ствола скважины:

Уровень жидкости в работающей и остановленной скважине отмечается на глубине 1318.8м; Плотность флюида в интервале исследования распределилась следующим образом (Таблица 3):

Сравнительный анализ исследований, проведенных с 2005 по 2009 гг., показывает, неуклонно снижается

Таблица 1.

Текущее состояние скважины.

Исследуемые объекты		ПК ₁
Дебит скважины	тм ³ /сут	887
Давление на буфере	кг/см ²	88.9
Давление затр.	кг/см ²	-
Температура устьева	град С	12 / -7
Работы на скважине		ГИС 20.09.05, 15.10.06, 16.08.08. КРС:2006г-промывка песчаной пробки; доп.перфорация в газовой среде инт.1275-1283м; 2009-нормализация забоя; доп.перф. в газовой среде инт.1302-1323м.

Таблица 2.

Комплекс исследований ГИС.

№ п/п	Вид исследований	М-б записи	Интервал записи	Время записи	Рбуф кгс/см ²	Рзтр кгс/см ²
1	2	3	4	5	6	7
Скважина работает в шлейф Q ~ 887т.м ³ /сут						
			подъем	01:24-01:54 22.10.09	88.9	67.45
	РК (ГК+НГК)	1:200	1200-1322			
			спуск	05:10-07:20	88.9	67.45
	Термометрия	1:500	0-1322			
	Манометрия	1:500	0-1322			
			спуск	07:53-08:05 22.10.09	88.9	67.45
	ГК, ЛОТ	1:200	1200-1322			
	Термометрия	1:200	1200-1322			
	Манометрия	1:200	1200-1322			
	Влагометрия	1:200	1200-1322			
	Шумоиндикация	1:200	1200-1322			
	СТД	1:200	1200-1322			
	Расходометрия	1:200	1200-1322			
Скважина остановлена в 08:40 22.10.2009						
	КВД	4ч 5мин	1282	08:35-12:40 22.10.09	91.5	67.45
			спуск	15:30-17:30 22.10.09	91.5	67.45
	Термометрия	1:500	0-1322			
	Манометрия	1:500	0-1322			
			спуск	17:35-17:52 22.10.09	91.5	67.45
	ГК, ЛОТ	1:200	1200-1322			
	Термометрия	1:200	1200-1322			
	Манометрия	1:200	1200-1322			
	Влагометрия	1:200	1200-1322			
	Шумоиндикация	1:200	1200-1322			
	СТД	1:200	1200-1322			
	Расходометрия	1:200	1200-1322			
			подъем	22:15-22:45 22.10.09	91.5	67.45
	РК (ГК+НГК)	1:200	1200-1322			
	РК (ГК+НГК)	1:500	0-1200	01:20-05:20 23.10.09		

пластовое давление и понижается уровень ГВК (Таблица 4). Так, по данным 2009 года, пластовое давление, рассчитанное по данным КВД для гл.1282м, составило 10.03мПа (103.1ата), т.е. падение пластового давления с 2008г составило 2.05ата.

Данные исследований КВД приведены на рис. 1 и 2.

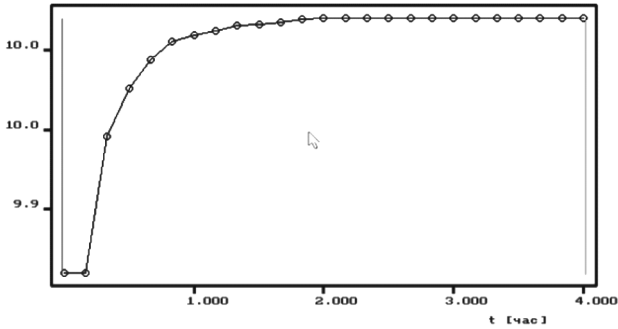


Рисунок 1. Исходные данные КВД (глубина регистрации 1282м).

Проведение исследований методами термометрии, ВЧ- и НЧ-каналам шумометрии позволило выделить работающие интервалы из которых поступает газ в скважину (табл. 5).

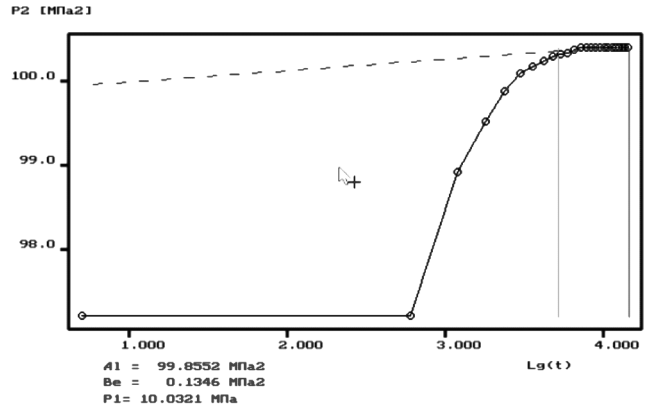


Рисунок 2. Обработка данных КВД (глубина регистрации 1282м).

Таблица 3.

Плотность флюида в интервале исследования.

Скважина в статике		Скважина работает в шлейф с Q = 1063т.м ³ /сут	
Интервал, м	Плотность, г/см ³	Интервал, м	Плотность, г/см ³
0-1318.8	0.068 - 0.108	0-1318.6	0.058 - 0.122
1318.8-1322	0.913-1.255	1318.6-1322	-

Таблица 4.

Сравнительная таблица газодинамических параметров.

	Динамика - работа в шлейф					Статика			
	Рбуф ата	Рзаб ата	Тзаб К	Q т.м ³ /сут	ΔP ата	Рбуф ата	Рзаб ата	Тзаб К	Рпл ата
09.2005г.	гл. 1248м								
Динам.1 реж.	105.66	113.46	296.75	504.62	2.07	107.49	115.46	296.4	115.53
Динам.2 реж.	103.55	112.57	296.62	720.44	2.96				
Динам.3 реж.	103.07	11.58	296.48	932.40	3.95				
10.2006г.	гл. 1279м								
Динам.1 реж.	100.97	110.43	297.2	738.8	2.28	103.83	112.52	296.4	112.73
Динам.2 реж.	100.42	110.32	297.17	848.43	2.41				
08.2008г.	гл. 1282.9м								
		103.62	297.68	631.46	1.53		104.94	297.94	105.15
10.2009	гл. 1282м								
	88.9	101.37	298.03	887	1.73	91.5	103.0	298.13	103.1

Таблица 5.

Характеристика работающих интервалов пласта ПК1.

Интервалы перфорации э/к	Интервал (м)	Характеристика работающих интервалов
1233-1251	1234.9-1237.0	Кровля работающей толщи сеномана отбивается на глубине 1235м. 3,6м перфорированной толщи перекрыты НКТ. Перфорированные коллекторы в интервале 1234,2-1239,4м, с очень высокими ФЕС (Кп=32,9-37%) интенсивно работают газом.
	1237.0-1239.5	Хорошо работающий, сложенный песчаниками с высокими коллекторскими свойствами
	1239.5-1241.0	Коллектор с пониженными ФЕС (Кп=27,7%) практически не работает.
	1241.2-1242.7	Интенсивно работающий, представленный песчаником с высокими коллекторскими свойствами
	1243.0-1246.0	Представленный песчаником с высокими коллекторскими свойствами, интенсивно работает газом
	1246.0-1248.0	Умеренно работающий, представленный проницаемыми породами и глинистым пропластком
	1248.0-1249.4	Слабо работающий, сложенный заглинизированными песчаниками с пониженными и средними коллекторскими свойствами
1276-1283.6	1276.0-1276.0	Практически не работает. Сложенный песчаниками преимущественно с высокими коллекторскими свойствами.
	1276.0-1277.2	Интенсивно работающий, представленный проницаемыми породами с высокими коллекторскими свойствами
	1277.2-1279.0	Перфорированный интервал, сложенный преимущественно коллекторами с повышенными ФЕС (Кп=28,4-31,6%), интенсивно работает газом.
	1279.0-1280.6	Интенсивно работающий, представленный проницаемыми породами с высокими коллекторскими свойствами
	1280.6-1283.0	Интенсивно работающий, сложенный песчаниками с высокими коллекторскими свойствами
1301-1322	1302.0-1310.8	Крайне слабо работающий, сложенный заглинизированными песчаниками с пониженными коллекторскими свойствами
	1311.0-1322.0	Работы пласта в данном интервале не отмечено

Определение профиля притока производилось термокондуктивным и механическим расходомерами.

Профиль притока соответствует характеру работы вторично вскрытых коллекторов. Коэффициент работающих толщин составляет 0.53 из-за крайне низкого притока из интервала 1301.0–1310.8м, а также неработающего интервала 1311.0–1322.0м.

По данным механического расходомера суммарный дебит газа, поступающего в скважину, при депрессии на пласт 1.7зата составляет 896 тыс.м3/сут. Наибольший приток наблюдается из кровельной и средней части про-

перфорированного пласта (интервалы 1245.0–1245.9м и 1280.9–1281.5м), а также из интервалов представленных, в основном, коллекторами со средними и пониженными свойствами (интервалы 1236.6–1244.6м, 1246.3–1248.9м, 1276.0–1280.7, 1282.0–1282.9м, 1302.0–1310.8м), в то же время работы коллектора с высокими ФЕС (интервал 1311.0–1322.0м) не отмечается, что, возможно, обусловлено кольматацией перфорационных отверстий.

По сравнению с исследованиями от 08.2008г профиль притока во времени изменился незначительно. Отмечается увеличение дебита в кровельной части пласта

Таблица 6.

Сравнительная таблица поинтервального дебита.

Дата исследований.	Интервал перфорации, м	Работающие Интервалы, м	Работающая толщина, м	Дебит, тыс.м ³ /сут	Дебит, %	
09.2005г			14.4	504.6		
10.2006г			20.6	738.8		
08.2008г			18.2	631.4		
10.2009г			21.5	896.4		
ПК1	1233.00-1251.00	1233.0-1238.4	5.4	177.2	35.1	
		1233.0-1238.4	5.4	169.0	37.5	
		1236.6-1240.6	4.0	59.9	9.50	
		1236.6-1241.0	3.4	89.5	10.0	
		1238.4-1242.0	нет притока			
		1238.4-1242.0	нет притока			
		1240.6-1244.0	3.4	20.8	3.3	
		1241.0-1243.0	1.8	64.0	7.2	
		1242.0-1246.0	4.0	135.3	26.8	
		1242.0-1246.0	4.0	93.5	20.5	
		1244.0-1247.4	3.4	216.9	34.3	
		1243.5-1246.7	2.4	260.9	29.0	
		1246.0-1248.0	2.0	192.0	38.0	
		1246.0-1248.0	2.0	188.1	41.7	
		1247.4-1251.0	нет притока			
		1248.3-1248.9	0.6	52.1	5.8	
	1276.00-1283.60	1276.2-1284.0	7.8	288.1	39.0	
		1276.2-1283.6	7.4	333.9	52.9	
		1276.0-1282.9	4.5	349.8	39.0	
	1301.00-1322.00	1301.0-1326.0	нет притока			
		1301.0-1325.0	нет притока			
		1302.0-1324.0	нет притока			
		1302.0-1310.8	8.80	79.8	8.9	

1243.5–1246.7м (216.9>261.2тыс.м³/сут), и в то же время отмечается приток из интервала 1248.3–1248.9м (52.2тыс.м³/сут), увеличение притока в интервалах 1276.4–1283.0м (333.9>349.8тыс.м³/сут), 1302.0–1310.8м (79.8тыс.м³/сут). При увеличении депрессии от 1.53ата до 1.73ата суммарный дебит скважины составил 896.4тыс.м³/сут.

Следует отметить, что в результате нормализации забоя и повторной перфорации в интервале 1302–1323м в работу включились коллектора в интервалах 1302.0–1310.8м, что привело к увеличению общего дебита примерно на 8.9%.

Динамика изменения дебита по годам приведено в таблице 6. Интересно отметить, что исследование прове-

денное в 2009 году было выполнено для каждого из интервалов перфорации отдельно, что позволило точно определить работающие и неработающие интервалы.

ВЫВОДЫ:

1. По данным термометрии и шумометрии интенсивно и умеренно работает пласт в интервалах 1234.9–1239.5м, 1241.2–1248.0м, 1275.0–1283.0м. Слабо работают газом интервалы 1248.0–1249.4м, 1302.0–1310.8м. Крайне слабо или практически не работает перфорированные интервалы 1239.5–1241.0м, 1311.0–1322.0м.

2. По сравнению с исследованиями от 2008г профиль притока во времени изменился незначительно. Следует

отметить, что в результате нормализации забоя и повторной перфорации в интервале 1302–1323м в работу включились коллектора в интервалах 1302.0–1310.8м, что привело к увеличению общего дебита примерно на 8.9%.

3. Крайне слабая работа проперфорированных интервалов с высокими ФЕС, возможно, связана как с недоосвоением скважины, так и с кольматацией перфорационных отверстий.

4. Уровень ГВК при бурении не вскрыт и находится вне интервала исследований. Притока воды в скважину не зафиксировано.

5. Нарушений целостности эксплуатационной колонны в исследуемом интервале не выявлено.

ЛИТЕРАТУРА

1. Михайлов Н.Н. Физика нефтяного и газового пласта. Том 1. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 448 С.
2. Гладков Е.А. Необходимость учета деформационно-метасоматических преобразований залежей углеводородов в процессе их разработки // Нефтяное хозяйство. 2012. №2. С. 46–49.
3. Гладков Е.А. Взаимосвязь геомеханики и деформационно-метасоматического изменения залежей углеводородов // Бурение и нефть. 2012. №2. С. 54–56.
4. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Изменение фильтрационно-емкостных свойств залежей в процессе их разработки // Oil&Gas Journal Russia. 2011. №9. С. 75–78.
5. Gladkov E.A. Changing the oil recovery during deformation and metasomatic deposits of hydrocarbons // В сборнике: Saint Petersburg 2012 – 5th Saint Petersburg International Conference & Exhibition 2012: Making the Most of the Earth's Resources Proseedings. 2012.

© В.С. Гавришенко, М.С. Королев, (scorpiou-707@mail.ru), Журнал «Современная наука: актуальные проблемы теории и практики».

