

## ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН

<https://doi.org/10.5281/zenodo.10304154>

**Курбанов Ф.**

*Нефтегазодобывающее управление Шуртаннефтгаз*

**Авляярова Н.М.**

*Каршинский инженерно-экономический институт, г. Карши, Узбекистан*

### **Аннотация**

*В статье анализируются методы и способы промысловых исследований газовых и газоконденсатных залежей и скважин. Исследования газовых и газоконденсатных пластов и скважин включают в себя комплекс взаимосвязанных методов, различающихся теоретической основой, технологией и техникой исполнения. В статье даны основные результаты промысловых исследований и лабораторных анализов, проведенные на месторождении Шуртан.*

### **Ключивые слова**

*Газ, газоконденсат, пласт, скважина, исследование, ГДИС, Шуртан, месторождение, промысловое исследование.*

## STUDIES OF GAS AND GAS CONDENSATE FORMATIONS AND WELLS

**Kurbanov F.**

*Oil and gas production department Shurtanneftgaz*

**Avlayarova N.M.**

*Karshi Engineering and Economic Institute, Karshi, Uzbekistan*

### **Annotation**

*The article analyzes the methods and methods of field research of gas and gas condensate deposits and wells. Research of gas and gas-condensate formations and wells includes a set of interrelated methods that differ in theoretical basis, technology and execution techniques. The article presents the main results of field studies and laboratory analyzes carried out at the Shurtan field.*

### **Keywords**

*Gas, gas condensate, reservoir, well, research, well testing, Shurtan, field, field research.*

При подсчете запасов газа и проектировании разработки путем создания геолого-математических моделей месторождений требования к объему и качеству исходной информации существенно повышаются. Такая информация накапливается:

- путем изучения литолого-стратиграфического разреза по шламу, керну, образцам, отобраным боковым грунтоносом;

- комплексом геолого-геофизических исследований по выявлению в разрезе продуктивных горизонтов, определению толщины, пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности коллектора, положения контакта газ-вода (газ-нефть-вода);

- газоконденсатными исследованиями по изучению состава пластовой смеси, фазового состояния смеси, потерь конденсата в пласте, условий сепарации на установках комплексной подготовки газа;

- газогидродинамическими исследованиями по изучению параметров пласта, их продуктивности, эксплуатационных характеристик скважин, запасов залежи и других параметров.

Качество информации зависит от объема проведенных исследований, числа разведочных скважин, однородности залежи и выбора методов интерпретации полученных результатов. Естественно, что, чем больше число исследованных скважин и объектов, тем больше объем информации о залежи.

Газогидродинамические исследования скважин - важный инструмент для определения параметров добычи нефти и газа из пластов. Они проводятся для обоснования технологического режима эксплуатации скважин и наземных сооружений, оценке эффективности работ по интенсификации и контролю за разработкой, анализе разработки и эксплуатации

Исследования газовых и газоконденсатных пластов и скважин включают в себя комплекс взаимосвязанных методов, различающихся теоретической основой, технологией и техникой исполнения. Эти исследования проводятся с целью получения информации о термобарических параметрах газа в пласте, о емкостных, фильтрационных и механических свойствах пористой среды, о составах и свойствах насыщающих ее флюидов, о продуктивной характеристике вскрываемых пластов, а также для обоснования технологических режимов работы скважин. Эта информация используется при подсчете запасов газа и прогнозировании, и анализе показателей разработки месторождения.

Применяемые в газовой промышленности комплексы газогидродинамических (ГДИС) исследований используют для определения эксплуатационных характеристик вскрытого пласта, включая этапы его освоения, эксплуатации и интенсификации и решают следующие задачи:

- выделение работающих толщин пласта;
- определение профиля притока в эксплуатационных скважинах и профиля приемистости в нагнетательных скважинах;
- определение состава притока из отдающих интервалов (с учетом заколонных межпластовых перетоков и подтягивания подошвенной воды);
- количественную оценку интервальных дебитов по фазам и компонентам продукции (газа, жидкости, нефти, воды);
- определение газогидродинамических параметров пластов (пластовых давлений и температур, коэффициентов продуктивности, гидропроводности, проницаемости, скин-фактора);
- выбора оптимального режима работы скважины и ее технологического оборудования;
- оценку статических и динамических уровней раздела фаз в стволе скважины;
- определение газогидродинамических параметров по устьевым замерам и замерам в интервале продуктивной толщи на различных режимах работы скважины;
- контроль работы технологического оборудования;
- определение состава и структуры многофазного потока в стволе скважины; количественное определение суммарных фазовых расходов скважины.

Шуртанское газовое месторождение является месторождением природного газа и природного газового конденсата в Узбекистане. Общие доказанные запасы Шуртанского газового месторождения составляют около 686 км<sup>3</sup>, а добыча планировалась на уровне 1,37 млн м<sup>3</sup> (в 2013 г.).

Шуртанское месторождение эксплуатируется с 1980 года и на него приходится около 36 % общей добычи газа. Фактическая добыча на 2022 год составляла 4031,0 млн м<sup>3</sup> в год.

Шуртанское месторождение расположен в юго-западной части Узбекистана на пустынной территории песчаников Гузарского района Кашкадарьинской области. Месторождение находится в платформенной части и относится к Амударьинской газонефтеносной провинции. На 2020 г. на месторождении разработано 156 эксплуатационных скважин.

В 12 сентября 2022 году проведены промысловые исследования по определению водного и конденсатного факторов в скважине 345 месторождения Шуртан. Горизонт XV. Исследования проводились с применением смесителя двухфазного потока и каплеотделителя [2].

Технологические параметры скважины:

Интервал перфорации: 2970-2844 м, фильтр

НКТ: глубина спуска 2836,71м

диаметры (мм), внутренний 62,00

внешний 73,00

Эксплуатационная колонна: диаметр 122,00

длина 2970,00

Расчетная глубина, м 2907,00

Глубина установки пакера, м 0,00

Глубина искусственного забоя, м 2969,00

Динамические параметры газа

Критическая температура, К 211,40

Критическое давление, kgf,sm<sup>2</sup> 47,17

Температура газа в пласте, С 112,50

Относительная плотность газа 0,7162

Содержание газа, % мол., метан 88,9900

сероводород 0,0700

Столб газа движется по фонтанным трубам (НКТ).

Исследование проводили в газопровод.

Диаметр Суж. уст, мм 62,00

Время экспозиции Р статики, h. 1,00

Средняя температура скважины, К 348,30

Статическое давление, kgf,sm<sup>2</sup> 30,50

Коэффициент сверхсжимаемости газа в пласте 0,9415

Коэффициент вязкости газа в пласте 1,0000

Пластовое давление в зоне дренирования, kgf,sm<sup>2</sup> 37,88

Коэффициенты фильтрационных сопротивлений:

A=3,406; B=0,01930; C=0,00

A=6,773; B+Teta=0,10183; C=0,00

Свободный дебит скважины 89,97

Абсолютно-свободный дебит 198,29

Основные результаты исследований и лабораторных анализов приведены в ниже следующих таблицах.

Замеры устьевого статического давления, давления на штуцерах и на измерительном устройстве были замерены с помощью электронного манометра WIKA CPG500 от 0-700 bar.

Результаты наблюдений.

Таблица 1

Диаметр шайбы, мм	Время экспозиции режима, h	Давление неподвижного столба газа, kgf/cm <sup>2</sup>	Давление движущего столба газа, kgf/cm <sup>2</sup>	Температура газа на устье скважины, С	Давление на измеряющем устройстве, kgf/cm <sup>2</sup>	Температура на измеряющем устройстве, С	Перепад давления на измеряющем устройстве, kgf/cm <sup>2</sup>	Плотность газа	
								движущего столба	неподвижного столба
16,00	1,00		18,50	43,00	10,40	41,00	8,10	0,716	0,716
18,00	1,00		16,30	45,00	10,30	43,00	6,00	0,716	0,716
20,00	1,00		14,60	47,00	10,10	45,00	4,50	0,716	0,716

Результаты вычисления.

Таблица 2

Давление на измеряющем устройстве, kgf/cm <sup>2</sup>	Температура на измеряющем устройстве, С	Перепад давления на измеряющем устройстве, kgf/cm <sup>2</sup>	Коэффициент сжимаемости	Плотность газа на измеряющем устройстве	Скорость газа на измеряющем устройстве, м/с	Дебит 1000 м <sup>3</sup>	Коэффициент на сухой газ	Дебит газа 1000 м <sup>3</sup>
10,40	41,30	8,100	0,9682	8,38	435,5	67,19	1,000	67,19
10,30	43,00	6,000	0,9702	8,23	378,29	72,54	1,000	72,54
10,10	45,00	4,500	0,9712	8,01	332,06	76,51	1,000	76,51

Результаты определения забойного давления.

Таблица 3

Давление kgf/cm <sup>2</sup>	Температура С	Z	E <sup>2</sup>	P' заб	Коэффициент трения	Teta	z	E <sup>2a</sup>	Забойное давление
18,50	77,75	0,9603	1,235	22,85	0,0148	0,1323	0,9538	1,530	33,48
16,30	78,75	0,9641	1,233	20,10	0,0144	0,1288	0,9563	1,526	32,91
14,60	79,75	0,9672	1,232	17,98	0,0141	0,1263	0,9583	1,523	32,62

Сводная таблица

Таблица 4

№ режима	Депрессия на пласт	Потери на трение+вес столб	Скорость на устье, м/с	Скорость на забое, м/с	Забойное давление, kgf/cm <sup>2</sup>
1	4,41	14,9760	15,0328	8,5468	33,48
2	4,97	16,6097	18,5723	9,4257	32,91
3	5,27	18,0160	22,0332	10,0729	32,62

**КВД устьевого статического давления**

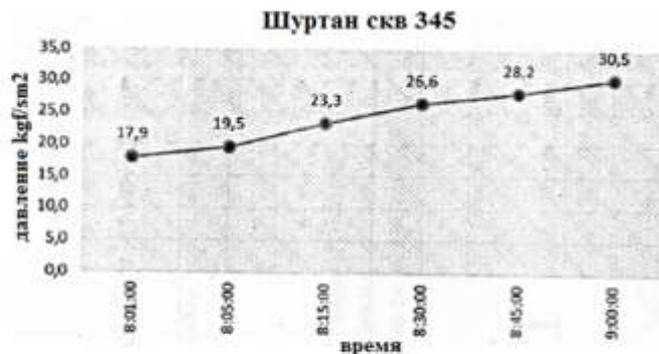


Рис 1. КВД устьевого статического давления

Результаты измерения

Таблица 5.

Диаметр шайбы	Давление на головке	Расход газа	Пиковое давление	Депрессия на шпигет	Скорость газа на забое	Условия сепарации		Выход жидкости		Содержание $C_{H_2}$ в газе сепарации	Содержание $C_{H_2}$ в добываемом газе
						P	T	$Q_p$	$Q_{\text{ж}}$		
mm	kgf/cm <sup>2</sup>	10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> /д	kgf/cm <sup>2</sup>	kgf/cm <sup>2</sup>	м/с	kgf/cm <sup>2</sup>	°C	г/м <sup>3</sup>	см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	г/м <sup>3</sup>	г/м <sup>3</sup>
20,0	14,60	76,51	37,88	5,27	10,07	9	41	89,52	158,84	10,60	100,12
18,0	16,30	72,54		4,97	9,42	8	41	107,66	108,80	11,67	119,33
16,0	18,50	67,19		4,41	8,55	7	39	121,07	69,78	13,65	134,72

Химический состав воды, мг/л

Таблица 6.

режим	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Суммарная минерализация	CO <sub>2</sub>	Fe <sup>2+</sup>	Fe <sup>3+</sup>	Удельный вес при 20°C	pH	Тип воды по Сулину
I	1009,0	320,6	97,3	2482,0	73,2	0	28,8	4100,9	4,4	0	0	1,002	7,8	Хлоридно-кальциевый
II	1119,7	304,6	88,8	2460,7	61,0	0	38,4	4073,2	4,4	0	0	1,002	7,6	Хлоридно-кальциевый
III	1145,0	170,3	73,0	2223,2	67,1	0	24,0	3702,6	4,4	0	0	1,001	7,7	Хлоридно-кальциевый

Анализ конденсата

Таблица 7

NN режим	Место отбора проб	Условие отбора проб		Определение фракционного состава 10% фракции													Плотность при 20°C г/см <sup>3</sup>
		P kgf/cm <sup>2</sup>	T °C	НК °C	10	20	30	40	50	60	70	80	90	КК °C	Вых	Ост/Пот	
I	16л	9	43	125	163	182	193	203	213	220	230	237	250	278	99,0	1,0/0	0,802
II	16л	8	41	90	132	175	187	197	208	214	223	230	243	269	99,0	1,0/0	0,793
III	16л	7	39	71	110	166	181	192	203	211	220	226	240	266	99,0	1,0/0	0,786

Состав газа сепарации в % мольных / г/м<sup>3</sup>

Таблица 8

№ п.п.	Место отбора	Дата отбора	Условие отбора		Компонентный состав газа, % mol./ г/м <sup>3</sup>													Мол. вес газа	Плотность по воздуху при стандартных условиях	Кал/м <sup>3</sup>
			P	T	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	iC <sub>4</sub>	nC <sub>4</sub>	iC <sub>5</sub>	nC <sub>5</sub>	C <sub>6+max</sub>	ΣC <sub>6+max</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	N <sub>2</sub>				
1	Шуртан	12.09.22	9	43	90,51	3,48	0,95	0,18	0,22	0,09	0,06	0,17	0,32	3,19	0,07	0,73	19,171	0,6309	8196,4	
	Скв 345 1р				603,97	47,91	17,43	4,35	5,32	2,70	1,80	6,09	10,60							
2	Шуртан	12.09.22	8	41	90,71	3,85	0,95	0,18	0,23	0,09	0,06	0,20	0,35	3,10	0,07	0,56	19,198	0,6303	8229,5	
	Скв 345 2р				605,31	48,16	17,43	4,35	5,56	2,70	1,80	7,17	11,67							
3	Шуртан	12.09.22	7	39	90,63	3,87	0,97	0,21	0,25	0,10	0,08	0,23	0,41	3,08	0,07	0,51	19,258	0,9324	8265,6	
	Скв 345 3р				604,77	48,41	17,79	5,08	6,04	3,00	2,40	8,24	13,65							

### **ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ЛИТЕРАТУРЫ:**

1. Алиев З.С., Самуйлова Л.В., Мараков Д.А. А50 Газогидродинамические исследования газовых пластов и скважин: Учебное пособие для вузов. - М.: МАКС Пресс, 2011. - 220 с.

2. АКТ исследования на приток газа в скважине №345 месторождения Шуртан. Г.Бухара 2022 г.

3. Sattorov, L., Azizova, D., Avlayarova, N., & Zhoniboev, S. (2021). RESEARCH OF THE TECHNOLOGY OF INCREASING HYDROCARBON EFFICIENCY OF GAS-CONDENSATE DEPOSITS WITH RESIDUAL OIL. Norwegian Journal of Development of the International Science, (75-1), 72-73.