

**Ю.М.Рамазанов, Д.Ш. Шапиев, Н.Б. Мустафаев**

## **О РЕЗУЛЬТАТАХ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ВЕРХНЕМЕЛОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИЗБЕРБАШ**

*В статье даны результаты геолого-разведочных работ на верхнемеловые отложения месторождения «Избербаш». Даны общие сведения о месторождении, результаты испытаний скважин, запасы газа и конденсата и т.д., а также выводы и предложения.*

**Ключевые слова:** месторождения, нефть, газ, отложения, пласт.

**Общие сведения о месторождении.** Нефте-газоконденсатное месторождение Избербаш расположено в Прикаспийской низменности в 62 км. к юго-востоку от г. Махачкалы, в районе ст. Изберг Северо-Кавказской железной дороги. С востока и севера район омывается морем, непосредственно к промысловой площади примыкает г. Избербаш

Вдоль месторождения проходят железнодорожная магистраль, соединяющая г.Махачкала с г.Баку, автострада Ростов-Баку, магистральный газопровод Моздок-Казимагомед, высоковольтная линия.

Ниже приведены основные сведения, полученные в результате проведенных геологоразведочных работ и эксплуатации скважин.

**Литолого-стратиграфическая характеристика верхнемеловых отложений.** Верхнемеловые отложения сложены толщей плотных светло-серых известняков с прослоями мергелей. Известняки светло-серые, плотные, глинистые, трещиноватые с прослоями мергелей. Мергели зеленовато-серые, плотные, неяснослоистые. Полости трещин заполнены глинисто-мергельным материалом. Трещиноватость обусловлена развитием стилолитов, ориентированных обычно параллельно, реже диагонально и перпендикулярно к плоскости напластования пород. Силолитовые трещины, соединяясь между собой, образуют сплошную систему в общем массиве и являются основной емкостью коллектора.

**Тектоника.** Строение Избербашской структуры по мезозойским отложениям остается слабо изученным. Сейсморазведочными работами 1991 г. (с.п. 5/91) впервые схематически было представлено строение северо-западной периклинали. По сейсмическим данным периклинали плавно погружается в интервале между отметками от -3600 до -4400 м. По юго-западному крылу складка ограничена разрывом, амплитудой 300-400 м.

По структурной карте по кровле верхнемеловых отложений (рис.1) и геологическим профилям (рис.2,3) Избербашское поднятие представляется в виде антиклинали северо-западного простирания по азимуту 320. Размеры ее по замыкающей изогипсе – 3850 м составляют 12 x 3 км при высоте около 300 м.

По данным аэрофотосъемки по миоценовым отложениям между структурами Избербашской и Инхче-море проходит разрывное нарушение субширотного простирания. Данные магнитной съемки позволяют предположить наличие такого нарушения и по меловым отложениям. Полная мощность верхнемеловых отложений на Избербашской площади равна 510 м.

**Результаты испытания скважин, нефтегазоносность.** Газоносность верхнемеловых отложений на площади Избербаш доказана испытаниями разведочных скважин №№ 241, 242, 243, 246 (1969-1970гг), 248 (2002г), 251 (2008г), получены следующие результаты:

№ 242 - пластовая вода,

№ 241 - незначительный приток газа 2,5 тыс.м<sup>3</sup>/сут. с конденсатом,  
№ 246 - газ и конденсат, количественная оценка не удалась из-за смятия эксплуатационной колонны и НКТ,  
№ 243 - газ 30-50 тыс.м /сут. и конденсат 12-15м /сут,  
№ 248 - газ 270 тыс.м<sup>3</sup>/сут. и конденсата 87 м<sup>3</sup>/сут,  
№ 251 - газ 12-35 тыс.м /сут. и конденсата 1-2 м /сут (после СКО с использованием большого объема соляной кислоты).

Результаты испытания скважин свидетельствуют о том, что верхнемеловые отложения на Избербашском месторождении характеризуются в основном низкими коллекторскими свойствами, дебиты газа составляли 2,5-50 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Исключением является скважина №248, которая вступила в эксплуатацию с дебитами: газа 170 тыс.м<sup>3</sup>/сут., конденсата 54 т/сут, а при испытании были получены более высокие дебиты.

**Физико-гидродинамическая характеристика.** Верхнемеловые отложения на площади Избербаш вскрыты полностью единственной скважиной 243. В остальных же скважинах (239, 241, 242, 246, 247, 248, 251) вскрыта лишь верхняя часть. Керновый материал из верхнемеловых отложений отбирался спорадически в скважине 243, интервалы отбора керна 4056-4061 и 4093-4100 м. Извлеченные из скважин известняки отличаются темным цветом, повышенной плотностью, сильной глинистостью, отсутствием ясно выраженной сутуристололитовой трещиноватости. То есть, для этих известняков не характерны признаки (светлая окраска с зеленоватым оттенком, меньшая плотность, наличие сутуристололитовых трещин), свойственные многим скважинным и естественным разрезам. Мощность верхнего мела, вскрытая скважиной № 243, составляет 510м. Однородность вещественного состава отложений (95% известняков) позволяет рассматривать верхнемеловую толщу как единый литолого-физический комплекс.

Режим в залежи (кроме зоны скв. 248) газо-водонапорный, активность обоих составляющих весьма слабая, что связано с плохой проницаемостью пород. В зоне скважины 248 отмечается существенный подпор подошвенных вод, что указывает на преимущественное развитие вертикальной трещиноватости в этой зоне.

### **Характеристика флюидов в нормальных условиях**

#### ***Природный газ***

Газ сепарации верхнемеловой залежи относится к метановому ряду, имеет относительную плотность в пределах 0,662-0,692 и в среднем равна 0,677. Состав и расчет критических параметров его представлены в таблице 1.

#### ***Стабильный конденсат***

Конденсат по групповому химическому составу относится к метаново-нафтеновому типу, тяжелый, плотность его меняется в пределах 795,5-803кг/м<sup>3</sup>, среднее значение равно 799кг/м<sup>3</sup>.

Фракции, выкипающие до 110<sup>0</sup>С (10%) соответствуют автобензину. Фракции, выкипающие до 250<sup>0</sup>С (44%) могут являться только компонентом бензина и соответствуют летнему дизельному топливу, содержание парафина - 1,%, силикогелевых смол - 0,6%, серы - 0,025%, (табл. 2).

**Результаты гидродинамических исследований скважин, динамика показателей эксплуатации.** Результаты промысловых исследований скважин приведены в таблицах 2,3,4 и на рисунках 4,5. В скважине 243 пластовое давление не замерялось, оно было определено в июле-августе 1970г из графика зависимости  $P_3^2 = f(q \text{ скв})$  (рис.4) и составило 322,5ата давление не восстановившееся.

В скв. 248 забойные давления определялись расчетным путем, пластовое давление было замерено на воде в марте 2002 г. Гидродинамическая характеристика призабойной зоны определена по индикаторной линии скв.248, параметры составили:

$K_{прод}(пл. ус.) =$	415	$м^3/(сут.Мпа)$
$kh/\mu =$	6,85	$мкм^2.м/мПас$
$k/\mu =$	0,2284	$мкм^2./мПас$
$k =$	0,0062	$мкм^2$
$Q_{абс.св} =$	783	$тыс.м^3/сут$
$Q_{св.} =$	553	$тыс.м^3/сут$

Анализ результатов гидродинамических исследований, устьевых и пластовых давлений, депрессий, дебитов указывают на то, что скважины дренируют зоны пласта, сильно отличающиеся по своим гидродинамическим характеристикам.

Добыча с верхнемеловой залежи началась в 1970 году вводом в эксплуатацию скважина №243. Скважина попала в слабо проницаемую зону, интенсифицировать приток не удалось, с дебитом газа 3-18 тыс.м/сут эксплуатировалась до сентября 2006 года. Через 12 лет эксплуатации величина КГФ выросла с 400 до 900 г/м<sup>3</sup>, затем снизилась до первоначального значения. Всего по скважине добыто 39,3 млн.м<sup>3</sup> газа, 17,8т.т. конденсата и 19,8т.т. воды. Скважина переведена на чокракские отложения.

В конце 2002г в эксплуатацию вступила скв.248 с начальным дебитом газа 170т.м /сут, конденсата 54т/сут, КГФ 318г/м<sup>3</sup>. Скважина работала стабильно 2 года, затем дебит газа начал снижаться, КГФ вырос до 550 г/м, затем снова начал снижаться, в продукции появилась нефть, пластовая вода, процесс обводнения скважины носил интенсивный характер. В настоящее время зона дренирования скважины практически выработана, скважина эксплуатируется с дебитом газа 4т.м<sup>3</sup>/сут, конденсата 3,5т/сут, КГФ 875г/м<sup>3</sup>, % воды к жидкости вырос до 95. Суммарно скважиной извлечено из залежи 148,6 млн.м<sup>3</sup> газа, 47,3т.т. конденсата и 82,4т.т. воды. В апреле 2008г в эксплуатацию введена скважина №251. Приток продукции удалось получить лишь после неоднократных и глубоких СКО с применением больших объемов соляной кислоты. Характеристика работы скважины и зоны дренирования аналогичны скважине №243. За 6 месяцев эксплуатации скважиной добыто 0,7 млн.м<sup>3</sup> газа, 0,18т.т. конденсата и 0,45т.т. воды. Динамика отборов газа, и конденсата и воды представлены в табл. 5 и на рис.7. Поведение КГФ в скважинах указывает на наличие незначительной нефтеконденсатной оторочки. Это подтверждается и расчетами, выполненными по методике Ю.П. Коротаяева и др. по определению наличия конденсатных или нефтяных оторочек в газоконденсатных залежах[1].

**Запасы газа и конденсата.** Числящиеся в балансах ОАО, начальные запасы категории С<sub>1</sub> составляют: газа 527 млн.м<sup>3</sup>, конденсата 201/122 тыс.т. Всего из залежи добыто 188,6 млн.м<sup>3</sup> газа и 65,2 тыс.т. конденсата. Из всей добычи газа на долю скважины 248, расположенной в своде структуры, приходится 78,9%, (за 6 лет эксплуатации), на долю скважины 243 – 20,8% (за 38 лет). Остаточные извлекаемые запасы составляют: газа 338,4млн.м<sup>3</sup>, конденсата 56,8 тыс.т. Достигнутая газоотдача равна 0,36, явных предложений для существенного ее увеличения не видно. Поэтому по залежи требуется уточнить геологические запасы и с учетом имеющегося материала установить коэффициент отдачи газа. Очевидно, обычно принимаемое его значение, равное 1, для данных отложений не реально. Оценка запасов и меры по их извлечению является основной задачей разработки месторождения на данном этапе.

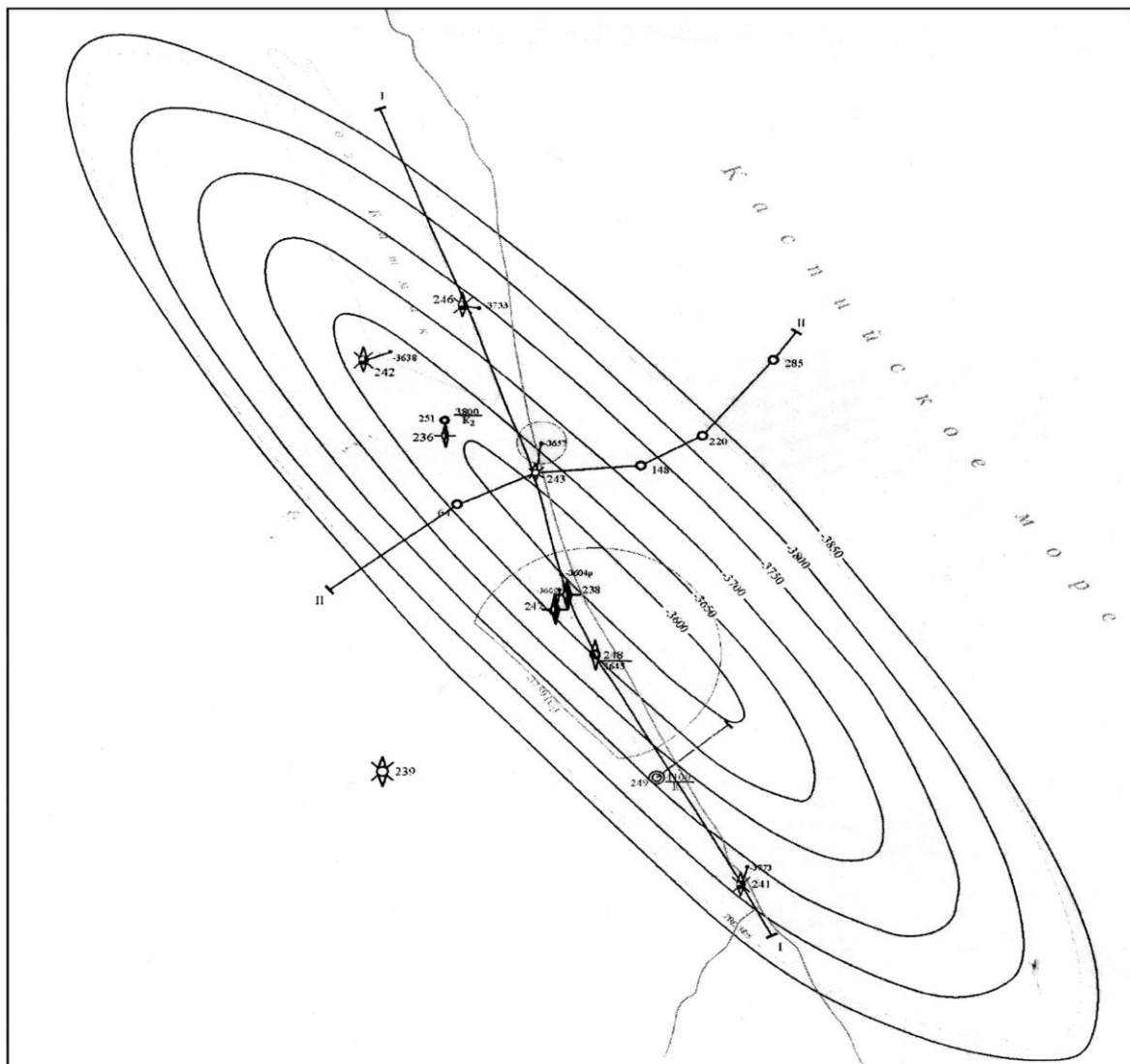
### Выводы

1. Верхнемеловые отложения Избербашского месторождения представлены вытянутой антиклиналью, сложенной трещиноватыми известняками с прослоями мергелей, размерами 12х3км. общей мощностью 500-550м, насыщены газоконденсатом, имеют небольших размеров нефтяную оторочку и подстилающие воды.

2. Отложения характеризуются низкими коллекторскими свойствами, испытаны 6 скважинами, из которых только одна дала промышленный приток газоконденсата, промышленно газоносным является только сводовая часть залежи – район скв. 248.

3. Для ведения дальнейших работ по извлечению остаточных запасов газа и конденсата необходимо переоценить эти запасы и составить технологическую схему разработки, что позволит значительно сократить экономические и технико-технологические ресурсы, неизбежные при ведении работ без этих документов.

Месторождение ИЗБЕРБАШ  
структурная карта по кровле верхнего мела (K<sub>2</sub>)  
Масштаб 1:50 000



Условные обозначения










	Изогипсы по кровле верхнего мела		Скв. поисковая, проектная $\frac{\text{глубина}}{\text{горизонт}}$
	Линии профилей		Абсолютная отметка кровли верхнего мела помер скважины
	Скв-ны поисковые, пробуренные на верх. мел		Площадь запасов категории C <sub>2</sub>
	Скв-ны, ликвидированные по тех. причинам, по геол. причинам		Площадь запасов категории C <sub>1</sub>
	Скв-ны, ликвидированные без спуска колонны, после опроб.		

Рис. 1

Месторождение ИЗБЕРБАШ  
Геологические профили  
Масштаб 1:50 000

по линии I-I

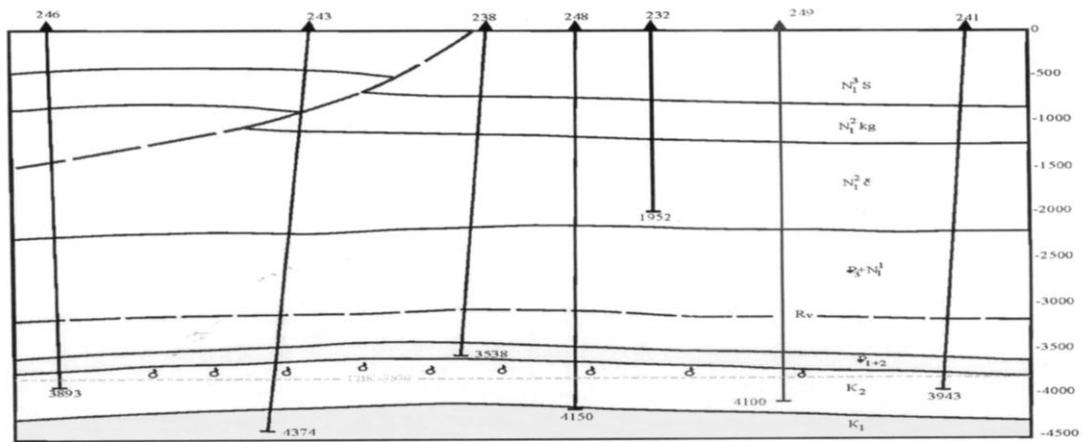


Рис. 2

по линии II-II

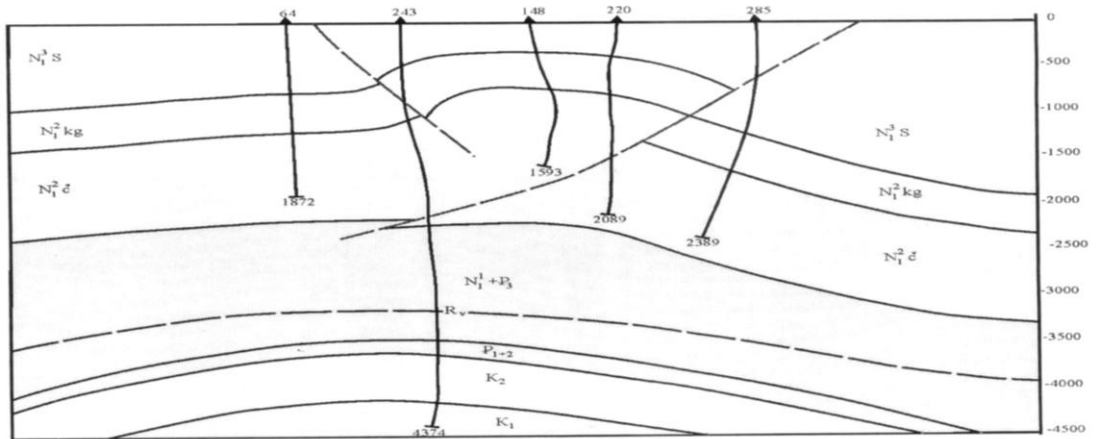
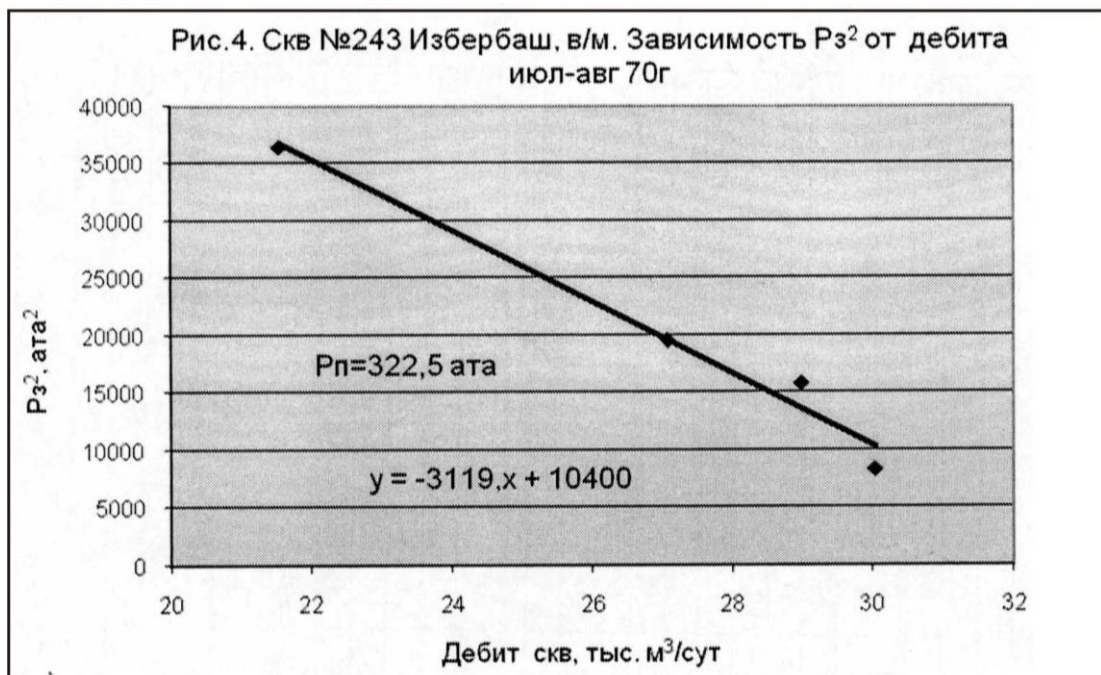
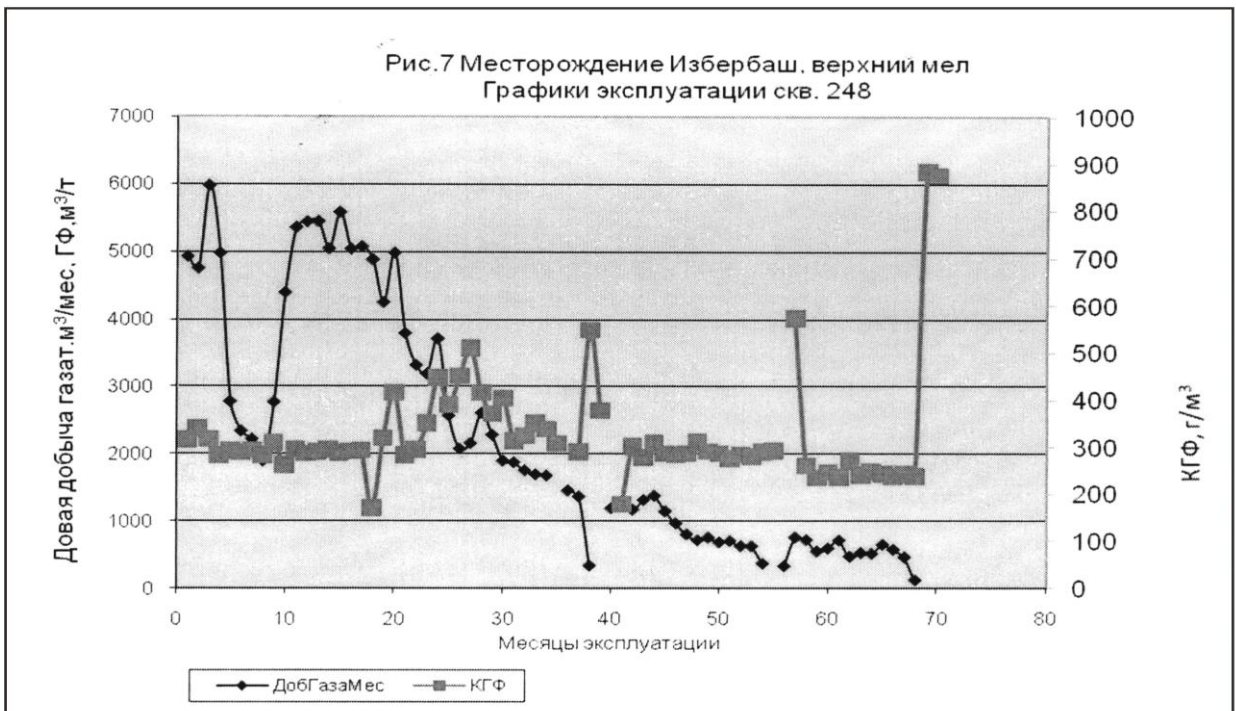
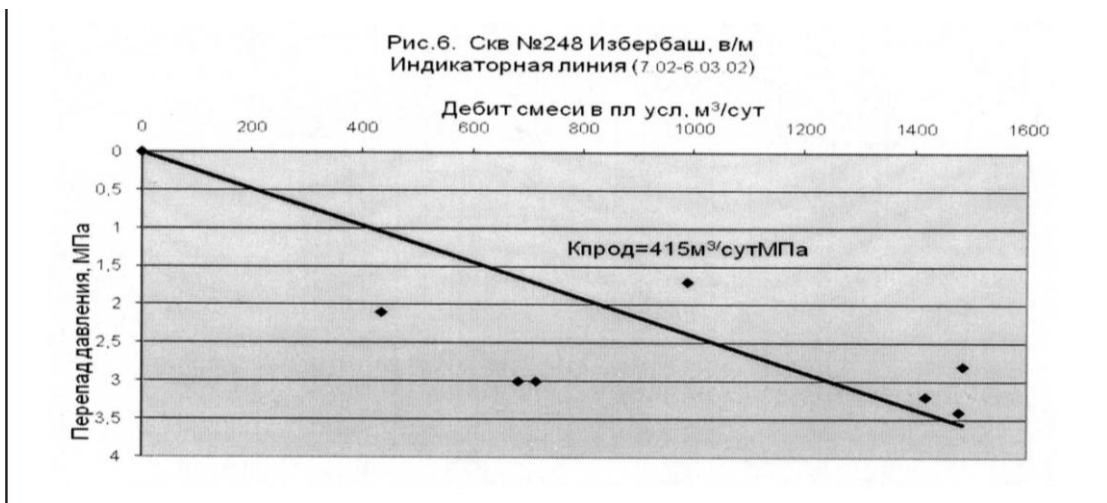
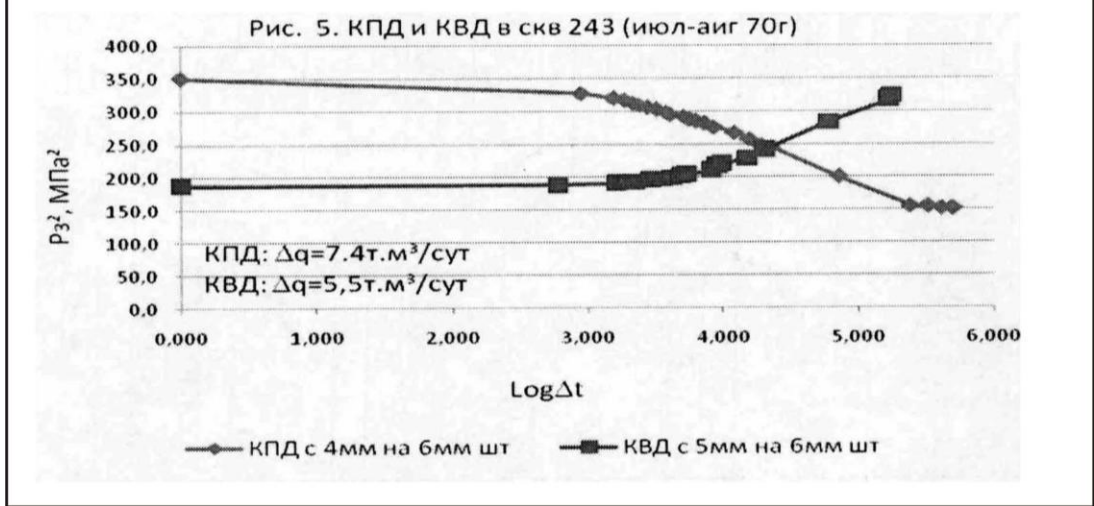


Рис. 3







став газа сепарации

Табл. 1

Дата отбора		31.05.04	31.05.04
Скв. №		248	243
Уд. Вес(в=1,293)		0,717	0,655
Содержание		мол%	мол%
C <sub>1</sub>		83,93	87,88
C <sub>2</sub>		5	4,42
C <sub>3</sub>		3,32	2,21
C <sub>i4</sub>		0,74	0,36
C <sub>n4</sub>		1,83	0,84
C <sub>i5</sub>		0,54	0,19
C <sub>n5</sub>		0,59	0,23
C <sub>6+</sub>		0,22	0,17
Диоксид углерода		3,49	3,4
N		0,34	0,3
		100	100
CO <sub>2</sub>		0,013	
H <sub>2</sub> S		0,015	0,5
Теплотворная способность 9273,14 ккал/м <sup>3</sup>			

Анализ конденсата

Табл. 2

Скв. №		248	243
Дата отбора		31.05.04	31.05.04
Плотность при 20°C	кг/м <sup>3</sup>	785,7	803,4
Вязк. кин. при 20°C	с.ст	1,96	2,54
Темпер застывания	°C	-19	-3
Фракцион. состав	НК, °C	56	100
Выкипает до °C	% об		
	100	16	
	150	38	17
	200	51	40
	250	64	58
	300	75	75
	350	82	88

Результаты промысловых исследований скв. 243

Табл. 3

Дата	dш т мм	Рзт ата	Рб ата	Дебиты, т.м <sup>3</sup> , м <sup>3</sup> /сут				% воды воды об	qк в газ ф т.м <sup>3</sup> /сут	qк дег т.м <sup>3</sup> /су т
				Газ сеп	жидк	конд	воды			
30.07- 03.08.70	4	145,2	130,0	19,7	10,0	8,1	6,9	2,9	0,7	0,5
25-26.07.70	5	106,8	85,0	32,0	16,4	12,6	3,8	5,0	1,0	0,8
30.09.70	5	102	53	15	12,9					
05-08.08.70	6	97,7	54,1	25,7	20,6	15,3	5,3	7,0	1,3	0,9
13-18.08.70	7	94,3	36,0	18,6	11,7	9,7	3,9	2,6	0,8	0,6
22-27.08.70	8	70	36	20,6	14,5	9,5	7,5	40,1	0,8	0,6
		плотн		qк в газ						
qк	0,8 г/см <sup>3</sup>	конденсата молек вес		φ =	qк * 22,4/Мк * Тст/Тн					
Мк	234	конденс		qr дегаз =	qк * Гк					
Гк	60	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>		ГФ дегаз насыщен конд						

Результаты промысловых исследований скв. 248

Табл. 4

дата	dшт мм	Рб МПа	Рзт МПа	Туст °С	Qr тыс.м <sup>3</sup> /сут	qж м <sup>3</sup> /сут	qv м <sup>3</sup> /сут	qк м <sup>3</sup> /сут	КГФ	
									см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	г/см <sup>3</sup>
7.2.02	6	28,6	21,1	60	123					
	6				131	46	4	42	323	250
8.2.02	10	26,9	28,8	79	265	82	21,9	60,1	226,8	176
	10				272	95,7	15	80	294	228
9.2.02	7,8	29,1	30,5	70	179	71	8	63	352	273
10.2.02	7,4	29,2	30,4	70						
10.2.02	4	29,8	30,3	61	80	30		30	375	290
11.2.02	10	26,5	30,3	83	270	95	8	87	322	250
6.3.02	0									



Динамика добычи

Табл. 5

Годы	Добыча годовая, тонн, тыс..м <sup>3</sup>														Накоплен отбор				
	Скв. 243				Скв. 248				Скв. 251				верхний мел				верхний мел		
	конд	вод	газа	КГФ	конд	воды	газа	КГФ	конд	воды	газа	КГФ	конд	воды	газа	КГФ	конд	воды	газа
1970	2060	549	4120	500									2060	549	4120	500	2060	549	4120
1971	1711	698	3967	431									1711	698	3967	431	3771	1247	8087
1972	1269	741	1841	689									1269	741	1841	689	5040	1988	9928
1973	293	71	764	384									293	71	764	384	5333	2059	10692
1974	170	53	841	202									170	53	841	202	5503	2112	11533
1975	183	33	824	222									183	33	824	222	5686	2145	12357
1976	211	44	979	216									211	44	979	216	5897	2189	13336
1977	136	67	626	217									136	67	626	217	6033	2256	13962
1978	221	170	1078	205									221	170	1078	205	6254	2426	15040
1979	155	87	687	226									155	87	687	226	6409	2513	15727
1980	77	76	349	221									77	76	349	221	6486	2589	16076
1981	248	166	301	824									248	166	301	824	6734	2755	16377
198Д	764	360	853	896									764	360	853	896	7498	3115	17230
1983	656	808	924	710									656	808	924	710	8154	3923	18154
1984	681	658	885	770									681	658	885	770	8835	4581	19039
1985	606	515	785	772									606	515	785	772	9441	5096	19824
1986	428	285	759	564									428	285	759	564	9869	5381	20583
1987	509	550	1095	465									509	550	1095	465	10378	5931	21678
1988	506	548	1098	461									506	548	1098	461	10884	6479	22776
1989	517	600	1097	471									517	600	1097	471	11401	7078	23873
1990	508	887	1095	464									508	887	1095	464	11909	7965	24968
1991	508	937	1096	464									508	937	1096	464	12417	8902	26064
1992	498	821	1086	459									498	821	1086	459	12915	9723	27150
1993	364	863	911	400									364	863	911	400	13279	10586	28061
1994	335	1334	837	400									335	1334	837	400	13614	11920	28897
1995	355	1307	888	400									355	1307	888	400	13969	13227	29785
1996	366	980	905	404									366	980	905	404	14335	14207	30690
1997	365	201	913	400									365	201	913	400	14700	14408	31603
1998	365	246	915	399									365	246	915	399	15065	14654	32518
1999	365	190	916	398									365	190	916	398	15430	14844	33434
2000	366	195	917	399									366	195	917	399	15796	15039	34350
2001	365	182	916	399									365	182	916	399	16161	15221	35266
2002	335	170	844	397	968	48	1360	712					1303	218	2204	591	17464	15440	37470
2003	361	277	900	401	14220	1321	47906	297					14581	1598	48806	299	32045	17038	86276
2004	357	1608	893	400	16981	2670	54410	312					17338	4278	55303	314	49383	21316	141579
2005	360	1845	900	400	8355	24892	22077	378					8715	26738	22977	379	58098	48053	164556
2006	195	666	488	400	3667	19057	11656	315					3862	19722	12144	318	61960	67776	176700
2007					1912	9859	7068	271					1912	9859	7068	271	63872	77635	183768
2008 янв-окт					1184	24536	4161	285	179	453	696	257	1363	24989	4857	281	65235	102624	188624
итого	17769	19788	39291		47287	82383	148638		179	453	696		65235	102624	188624				

Библиографический список:

1. В.А. Чахмачев. Геохимия процесса миграции углеводородных систем. Недра. 1983.

### **About result geology-exploratory work on sediment deposit "Izberbash"**

Results geology-exploratory work are given in article on sediment deposit "Izberbash". General information are given about deposit, results of the test the bore holes, spares of the gas and condensate and etc, as well as findings and offers.

**Keywords:** deposit, oil, gas, sediment, layer.

**Рамазанов Юнус Магомедович** (р. 1937) Начальник отдела института «ДагНИПИнефть»  
Окончил Грозненский нефтяной институт (1960)

Область научных интересов: геология и разработка нефтегазовых месторождений,

Автор 20 публикаций.

**Джаватханов Джаватхан Шапиевич** (р. 1951) Главный геолог ОАО «Дагнефтегаз».  
Окончил Грозненский нефтяной институт (1975).

Область научных интересов – геология и разведка нефтегазовых месторождений

Автор 30 публикаций.

**Мустафаев Нариман Басирович** (р. 1937) Заместитель директора Филиала ОИВТ РАН.  
Окончил. Кандидат технических наук (1969). Грозненский нефтяной институт(1960)

Область научных исследований: нефтеразработка, нетрадиционная энергетика.

Автор 50 публикаций.