

1
МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР
ОБЪЕДИНЕНИЕ «СОЮЗГЕОЛФОНД»

Уч. № 44

Для служебного пользования

Экз. № 19

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ БАЛАНС ЗАПАСОВ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ СССР

НА 1 ЯНВАРЯ 1990 ГОДА

ВЫПУСК 60

НЕФТЬ

ТОМ XI

УЗБЕКСКАЯ ССР, КИРГИЗСКАЯ ССР,
ТАДЖИКСКАЯ ССР, ТУРКМЕНСКАЯ ССР

Составители тома: *И.И.Шарапова, Е.Б.Бартенева*
Редактор тома *Л.Н.Смирнов*

МОСКВА 1990

ИЗДАТЕЛЬСТВО ПРОМ (Индекс № 5)
№ 198 20" 08 19 90

СПИСОК ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ В ТАБЛИЦАХ

б/н - месторождение без номера
нрб - неразрабатываемый горизонт
св.нет - сведений нет
отс. - отсутствует

Тип месторождений

Н - нефтяное
ГН - газонефтяное
НГ - нефтегазовое
НГК - нефтегазоконденсатное

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Среднеазиатский экономический район занимает обширную территорию общей площадью 1,5 млн. км² и включает в себя шесть нефтегазоносных областей: Западно-Туркменскую, Центрально-Каракумскую, Амударьинскую (Бухаро-Хивинскую), Мургабскую, Сурхан-Вахшскую и Ферганскую.

Территория Средней Азии отличается разнообразием геологического строения. Западно-Туркменская нефтегазоносная область является частью Южно-Каспийской впадины. В платформенной части Средней Азии выделяются Центрально-Каракумская, Амударьинская и Мургабская нефтегазоносные области. Сурхан-Вахшская и Ферганская нефтегазоносные области выделены в пределах эпиплатформенной орогенической области.

География района также отличается сложностью: это области пустынь (Каракумы, Кызылкумы), горных поднятий (отроги Гиссара), межгорных впадин (Ферганская впадина).

Основным нефтедобывающим районом Средней Азии является Западно-Туркменская нефтегазоносная область.

Большинство выявленных залежей нефти в Западной Туркмении приурочено к молодым средне-верхнеплиоценовым отложениям (красноцветная толща, акчагыльский и апшеронский ярусы).

Нефтегазоносность Центрально-Каракумской области, занимающей центральные районы Туркмении, связана с отложениями верхнего и нижнего мела и юры.

Амударьинская (Бухаро-Хивинская) нефтегазоносная область находится в пределах Северо-Восточной Туркмении и Западного Узбекистана и является в настоящее время основным газодобывающим районом Средней Азии. Нефть в продуктивных горизонтах (юра-мел) встречается главным образом в виде небольших оторочек газовых залежей.

Сурхан-Вахшская нефтегазоносная область расположена в пределах Таджикской и Узбекской ССР. В структурном отношении она соответствует северной части Афгано-Таджикской впадины и мегантиклинали Юго-Западного Гиссара.

Ферганская нефтегазоносная область является одним из старейших нефтедобывающих районов Средней Азии. Значительная часть ее площади находится в пределах Узбекской ССР, а остальная - в Киргизской ССР и Таджикской ССР.

В Сурхан-Вахшской и Ферганской нефтегазоносных областях геологоразведочными работами установлен широкий стратиграфический диапазон продуктивности от юры до неогена. Основные залежи нефти и газа этих областей выявлены в породах палеогенового возраста.

По состоянию на 01.01.90 г. в Среднеазиатском экономическом районе балансом запасов нефти учитывается 121 месторождение, из которых 51 нефтяное, 32 газонефтяных, 3 нефтегазовых, 35 нефтегазоконденсатных.

Таблица 2

Балансовые извлекаемые запасы кат. А+В+С₁ и добыча нефти с различным содержанием серы на 01.01.90 г.

млн.т		Содержание серы, %						Всего	
Экономический район, республика	до 0,5		0,5I-2		более 2,I				
	запасы	добыча	запасы	добыча	запасы	добыча	запасы	добыча	
Среднеазиатский	245,0 73,4%	5,855 89,1%	83,8 25,2%	0,568 8,6%	4,8 1,4%	0,150 2,3%	333,6 100%	6,573 100%	
УЗБЕКСКАЯ ССР	18,I	0,599	80,0	0,479	4,3	0,I25	102,4	I,203	
КИРГИЗСКАЯ ССР	13,9	0,I53	0,9	0,003	-	-	14,8	0,I56	
ТАДЖИКСКАЯ ССР	I,9	0,06	2,I	0,086	0,5	0,025	4,5	0,I7I	
ТУРКМЕНСКАЯ ССР	2II,I	5,043	0,8	-	-	-	2II,9	5,043	

Таблица 2а

Балансовые извлекаемые запасы кат. А+В+С₁ и добыча нефти с различной плотностью на 01.01.90 г.

млн. т

Экономический район, республика	Плотность нефти						Всего	
	легкая, до 0,87 г/см ³		средняя, 0,88-0,9 г/см ³		тяжелая, более 0,91 г/см ³			
	запасы	добыча	запасы	добыча	запасы	добыча	запасы	добыча
Среднеазиатский	298,8 89,6%	6,056 92,2%	28,3 8,5%	0,317 4,8%	6,5 1,9%	0,2 3,0%	333,6 100%	6,573 100%
УЗБЕКСКАЯ ССР	84,0	0,972	12,7	0,057	5,7	0,174	102,4	1,203
КИРГИЗСКАЯ ССР	14,3	0,156	0,5	-	-	-	14,8	0,156
ТАДЖИКСКАЯ ССР	2,4	0,134	1,3	0,011	0,8	0,026	4,5	0,171
ТУРКМЕНСКАЯ ССР	198,1	4,794	13,8	0,249			211,9	5,043

Практически все месторождения республики мелкие (табл.3), лишь одно - Кокдумалак, утвержденное в 1989 г. ГКЗ СССР, - относится к крупным. На его долю приходится 52,9% запасов нефти кат. А+В+С₁ республики.

К числу важнейших относятся месторождения Северный Уртабулак, Аламышик Южный, Карактай, Газли, Кокдумалак, Бостон (табл.4). На долю этих месторождений приходится 69,3% запасов кат. А+В+С₁ и 44,6% добычи нефти республики.

Таблица 3

Распределение месторождений по величине балансовых извлекаемых запасов нефти кат. А+В+С₁+С₂ на 1 января 1990 г.

Группа месторождений	Количество месторождений	Запасы нефти			Добыча за 1989 г.	
		А+В+С ₁	% к запасам района и республики	С ₂	всего	% к добыче экономического района, республики
Среднеазиатский экономический район	118 ^{х/}	333,6	100	86,5	6,573	100
Крупные	3	194,1	58,2	17,5	3,686	56,1
Средние	5	48,3	14,5	19,1	0,680	10,3
Мелкие	113	91,2	27,3	49,9	2,207	33,6
УЗБЕКСКАЯ ССР	70 ^{х/}	102,4	100	20,1	1,203	100
Крупные	1	54,2	52,9	-	0,116	9,6
Мелкие	69 ^{х/}	48,2	47,1	20,1	1,087	90,4
КИРГИЗСКАЯ ССР	11	14,8	100	1,7	0,156	100
Средние	1	9,4	63,5	0,8	0,096	61,5
Мелкие	10	5,4	36,5	0,9	0,06	38,5
ТАДЖИКСКАЯ ССР (мелкие)	18	4,5	100	5,5	0,171	100
ТУРКМЕНСКАЯ ССР	19	211,9	100	59,2	5,043	100
Крупные	2	139,9	66,0	17,5	3,570	70,8
Средние	4	38,9	18,4	18,3	0,584	11,6
Мелкие	13	33,1	15,6	23,4	0,889	17,6

^{х/} Кроме того, 3 месторождения только с забалансовыми запасами нефти.

СТЕПЕНЬ ПРОМЫШЛЕННОГО ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Распределение запасов нефти по степени промышленного освоения месторождений показано в табл.5. На 45 разрабатываемых месторождениях сосредоточено 35,9% извлекаемых запасов нефти кат. А+В+С₁ республики. Утвержденные ГКЗ СССР извлекаемые запасы нефти кат. А+В+С₁ на этих месторождениях составляют 54,5% от учтенных балансом по этой группе. При разработке нефтяных месторождений совместно с нефтью извлекается из недр попутный газ; сведения о добыче и потерях даны в балансе запасов горючих газов. Сера, содержащаяся в нефти, не извлекается и полностью теряется.

Подготовлены к разработке 6 месторождений с извлекаемыми запасами нефти кат. А+В+С₁ 59,6 млн.т, или 58,2% от учитываемых балансом. Все запасы утверждены ГКЗ СССР.

Таблица 4

Главнейшие месторождения нефти Среднеазиатского экономического района

млн. т	Экономический район, республика. Месторождение	Начальные извлекаемые запасы	Добыча с начала разработки	Извлекаемые запасы нефти на 01.01.90 г.			Добыча нефти за 1989 г.		Остаток запасов кат. А+В+С ₁ , утвержденных ГКЗ СССР, на 01.01.90 г.	
				А+В+С ₁		C ₂	всего	% к добыче экономического района	всего	% от учтенных балансом
				всего	% к запасам экономического района					
	Среднеазиатский	578,0	319,3	258,7	77,6	33,0	5,042	76,7	209,3	80,9
	УЗБЕКСКАЯ ССР	86,1	15,2	70,9	21,3	0,235	0,536	8,2	65,2	92
	Северный Уртабулак	7,2	2,8	4,4	1,3	-	0,286	4,3	4,4	100
	Аламлик Южный	8,2	7,3	0,9	0,3	-	0,054	0,8	0,3	33,3
	Каракай	5,6	1,9	3,7	1,1	-	0,024	0,4	3,7	100
	Гаали	5,3	1,5	3,8	1,1	0,1	0,011	0,2	2,6	68,4
	Кокдумалак	54,3	0,116	54,2	16,3	-	0,116	1,8	54,2	100
	Бостон	5,5	1,6	3,9	1,2	0,234	0,045	0,7	-	-
	КИРГИЗСКАЯ ССР									
	Майлису IV - Восточный Избаскент	14,1	4,7	9,4	2,8	0,8	0,096	1,5	7,3	78,7
	ТАДЖИКСКАЯ ССР									
	Ниязбек - Северный Канрачикум	1,6	1,2	0,4	0,1	0,057	0,053	0,8	0,3	75
	ТУРКМЕНИСКАЯ ССР									
	Ленинское (Колур-Тепе)	476,2	298,2	178,0	53,4	31,9	4,357	66,2	136,53	76,6
	Барса-Гельмес	256,8	165,7	91,1	27,3	13,9	2,37	36,1	65,6	72,0
	Бурун	115,4	66,5	48,9	14,7	3,6	1,21	18,5	43,9	89,8
	Кум-Даг	19,7	2,4	17,3	5,2	4,29	0,235	3,6	11,57	149,5
	Небит-Даг	38,0	34,9	3,1	0,9	-	0,143	2,2	1,6	51,6
	Банка Лам	29,6	26,9	2,7	0,8	-	0,05	0,8	-	-
	Банка Жданова	8,7	1,2	7,5	2,3	5,76	0,297	4,2	7,5	100
		8,0	0,6	7,4	2,2	4,4	0,052	0,8	6,36	86

Таблица 5

Распределение запасов нефти по степени промышленного освоения месторождений на 1 января 1990 г.

млн. т

Экономический район, республика	Количество месторождений	Балансовые извлекаемые запасы					Забалансовые запасы	
		A+B	A+B+C _I			C ₂		
			всего	% к учтенным балансом	в том числе утвержденные ГКЗ СССР (остаток)			
					всего			% к учтенным балансом
I	2	3	4	5	6	7	8	9
Среднеазиатский	121	115,8	333,6	100	241,8	71,1	86,5	8,6
Сума	116	115,8	316,5	94,9	227,9	70,5	67,7	8,6
Шельф	5	-	17,1	5,1	13,9	81,3	18,8	-
Разрабатываемые	85	115,5	248,7	74,6	181,9	71,3	53,4	2,2
Сума	81	115,5	232,8	69,8	168,0	70,2	40,2	2,2
Шельф	3	-	15,9	4,8	13,9	87,4	13,2	-
Подготовленные для промышленного освоения	6	-	59,6	17,8	59,6	100	-	0,8
Разведываемые	20	-	24,4	7,3	-	-	32,6	-
Сума	18	-	23,1	6,9	-	-	35,3	-
Шельф	2	-	1,3	0,4	-	-	5,6	-
Законсервированные	10	0,3	0,9	0,3	0,2	22,2	0,5	5,6
из них только с забалансовыми запасами	3	-	-	-	-	-	-	5,4
УЗБЕКСКАЯ ССР	73	23,3	102,4	100	84,4	77,7	20,1	6,4
Разрабатываемые	45	23,2	36,7	35,9	24,8	54,5	4,8	0,2
Подготовленные для промышленного освоения	6	-	59,6	58,2	59,6	100	-	0,8
Разведываемые	13	-	5,4	5,2	-	-	14,8	-
Законсервированные	9	0,1	0,7	0,7	-	-	0,5	5,4
из них только с забалансовыми запасами	3	-	-	-	-	-	-	5,4
КИРГИЗСКАЯ ССР	11	6,1	14,8	100	8,3	56,8	1,7	2,2
Разрабатываемые	9	5,9	14,1	95,2	8,1	58,2	1,7	2,0
Разведываемые	1	-	0,5	3,4	-	-	-	-
Законсервированные (с балансовыми запасами)	1	0,2	0,2	1,4	0,2	100	-	0,2
ТАДЖИКСКАЯ ССР	18	2,3	4,5	100	1,5	33,3	5,5	-
Разрабатываемые	17	2,3	4,4	97,8	1,5	34,1	5,3	-

Продолжение табл.5

I	2	3	4	5	6	7	8	9
Разведываемые	I	-	0,1	2,2	-	-	0,2	-
ТУРКМЕНСКАЯ ССР	19	84,1	211,9	100	147,6	69,7	59,2	-
Разрабатываемые	14	84,1	193,5	91,3	147,6	76,3	41,6	-
Суша	11	84,1	177,6	83,8	133,7	75,3	28,4	-
Шельф	3	-	15,9	7,5	13,8	86,8	13,2	-
Разведываемые	5	-	18,4	8,7	-	-	17,6	-
Суша	3	-	17,1	8,1	-	-	12,0	-
Шельф	2	-	1,3	0,6	-	-	5,6	-

В разведке находятся 13 месторождений с запасами нефти кат.А+В+С_I 5,4 млн.т (5,2%) и кат.С₂ 14,8 млн.т. Из этих месторождений 8 разведываются объединением Узбекнефтегазгеология, остальные - объединением Узбекнефть.

В группе разведываемых месторождений учтены 3 месторождения, на которых числятся запасы нефти только кат.С_I. Месторождения Северный Шуртан (С_I - 601 тыс.т) и Яккасарай (С_I - 123 тыс.т), согласно Классификации запасов, могут быть переданы в разработку без утверждения запасов в ГКЗ СССР. Месторождение Мирашади с извлекаемыми запасами нефти кат.С_I 1836 тыс.т подлежит утверждению ГКЗ СССР.

В консервации находятся 9 месторождений с запасами нефти кат.А+В+С_I 0,7% от суммарных по республике. На трех месторождениях учитываются только забалансовые запасы нефти в объеме 5,4 млн.т. Три законсервированных месторождения числятся на балансе объединения Узбекнефтегазгеология, из них по двум учитываются только забалансовые запасы (5,25 млн.т) и по одному - балансовые (26 тыс.т кат.С_I и 474 тыс.т кат.С₂). Два законсервированных месторождения находятся на балансе объединения Средазгазпром (11 тыс.т кат.С_I и 105 тыс.т забалансовых) и 4 - объединения Узбекнефть (704 тыс.т кат.В+С_I).

ВЫПОЛНЕНИЕ ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИМИ ПРЕДПРИЯТИЯМИ И ОБЕСПЕЧЕННОСТЬ ИХ РАЗВЕДАННЫМИ ЗАПАСАМИ

Основной нефтедобывающей организацией является объединение Узбекнефть. На долю этого объединения приходится 36% извлекаемых запасов нефти кат.А+В+С_I и 85,8% ее добычи. В значительно меньших объемах добычу нефти в республике ведет объединение Средазгазпром. Выполнение плана добычи нефти и обеспеченность нефтегазодобывающих предприятий разведанными запасами показаны в табл.6.

План по добыче нефти в республике выполнен. Обеспеченность объединения Узбекнефть разведанными запасами нефти кат.А+В+С_I составляет 101 год, Средазгазпром - 49 лет, т.е. эти объединения имеют достаточный резерв для наращивания добычи нефти в республике.

Таблица 6

Выполнение плана добычи нефти и обеспеченность нефтегазодобывающих предприятий разведанными запасами

Показатели	Нефтегазодобывающее предприятие					Всего по Средне-азиатскому району
	Узбек-нефть	Средаз-газпром	Киргиз-нефть	Таджик-нефть	Туркмен-нефть	
План добычи на 1989 г., млн.т	0,98	0,01	0,175	0,235	4,944	6,35
Выполнение, млн.т	1,032	0,171	0,156	0,171	5,043	6,573
Выполнение, %	105,3	1710	86,7	71,3	102,1	103,5
Себестоимость добычи 1 т нефти, руб.	33,19	17,06	59,07	83,80	25,41	
Запасы нефти на 01.01.90 г. кат.А+В+С _I , млн.т	93,0 ^{x/}	9,6	14,6	4,5	211,9	333,6
План добычи на 1990 г., млн.т	0,910	0,193	0,155	0,130	4,968	6,356
Обеспеченность, год	101	49	95	34	42	52

^{x/} С учетом запасов объединения Узбекнефтегазгеология (55,9 млн.т) и месторождения Риштан Северный в пределах Киргизской ССР (0,207 млн.т).

ИЗМЕНЕНИЕ ЗАПАСОВ И ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ЗА 1989 г.

Запасы нефти в Узбекской ССР за 1989 г. увеличились по сравнению с 1988 г. по кат.А+В+С_I на 23,6 млн.т, по кат.С₂ уменьшились на 10 млн.т. Увеличение запасов нефти связано главным образом с приростом по месторождению Кокдумалак, утвержденному в 1989 г. ГКЗ СССР. Прирост по месторождению составил 23,497 млн.т (94,6% от общего прироста по республике).

План прироста запасов нефти выполнен как объединениями, так и в целом по республике (табл.7). В 1989 г. объединение Узбекнефтегазгеология передало для промышленного освоения объединению Средазгазпром месторождение Рассылкудук (табл.6а).

Таблица 6а

Запасы нефти, переданные для промышленного освоения в 1989 г.

Республика, месторождение	Министерство, объединение, передающее месторождение	Министерство, объединение, принимающее месторождение	Дата передачи, № протокола	Запасы нефти			Год утверждения и № протокола ГКЗ СССР
				А+В+С _I	С ₂	забалан-совые	
УЗБЕКСКАЯ ССР							
Рассылкудук	Мингео СССР, Узбекнефтегазгеология	Концерн Газпром, Средазгазпром	27.12.89 (по акту)	-	-	826	не утверждены

Таблица 7

Прирост извлекаемых балансовых запасов нефти по кат. А+В+С_I в 1989 г.

млн. т

Республика, организация, месторождение	Продуктивные отложения	Прирост запасов			
		План	Выполнение		% выпол- нения
			всего	в том числе по новым ме- сторождениям и залежам	
I	2	3	4	5	6
УЗБЕКСКАЯ ССР		29	+24,825		85,6
Средазгазпром		-	+0,008		
Шурчи	J ₃		+0,005		
Джаркак	K _{Ia}		+0,003		
Узбекнефтегазгеология		28	+23,574		84,2
Кокдумалак	J ₃		+23,497		
Сардоб	J ₃		+0,077		
Узбекнефть		I	+1,243		124,3
Ляль-Микар	P		+0,005		
Кокайты	P		+0,256		
Хаудаг	P		+0,005		
Аламышик Южный	P-K		+0,085		
Шарихан-Ходжабад	N		+0,050		
Ходжа-Асман	K _I		+0,004		
Хартум	P		+0,140		
Восточный Хартум	P		+0,099		
Чимион, Якутан, Чаур	P		+0,008		
Северный Сох	P		+0,125		
Мингбулак	P		+0,466		
КИРГИЗСКАЯ ССР (Киргизнефть)		0,2	+0,325		162,5
Ниязбек - Северный Каракчи- кум	P		+0,081		
Майли-Сай	P		+0,020		
Майли-Су Ш	P		+0,224	+0,224	
ТАДЖИКСКАЯ ССР (Таджикнефть)		0,8	+0,013		1,6
Бештентяк	P		+0,002		
Южный Пушион	P		+0,011		
ТУРКМЕНСКАЯ ССР					
Туркменнефть		11,4	+7,060		61,9
Суша		6	+7,060		117,7
Котур-Тепе	N ₂		+0,921		

12

Продолжение табл. 7

I	2	3	4	5	6
Барса-Гельмес	N ₂		+0,182		
Бурун	N ₂		+1,544		
Камышджа	N ₂		+0,300		
Ак-Патлаух	N ₂		+1,721		
Корпедже	N ₂		+2,392		
Шельф		5,4	-		
Каспморнефтегаз		-	+0,629		
им.Барина (шельф)		-	+0,629		
Всего по Среднеазиат- скому экономическому району		+41	+32,852		80,1
Мингео СССР		+28	+23,574		84,2
Миннефтегазпром СССР		+13	+9,270		71,3
Концерн Газпром		-	+0,008		

Геологоразведочные работы на нефть и газ в республике проводят объединения Узбекнефтегаз-геология Мингео СССР, Узбекнефть Миннефтегазпрома СССР и Средазгазпром концерна Газпром.

Объединение Узбекнефтегазгеология работы проводило в 1989 г. на плато Устюрт, в Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области, в юго-западных отрогах Гиссарского хребта, в Сурхандарьинской впадине. Параметрическое и разведочное бурение проводилось на 58 площадях, из них 14 введены в бурение в 1989 г.

План прироста запасов нефти выполнен на 84,2% (см. табл. 7).

По состоянию на 01.01.90 г. на балансе объединения числятся 12 месторождений, из которых по 10 учтены балансовые извлекаемые запасы нефти по кат. С_I 55,9 млн. т, по кат. С₂ 3,1 млн. т. По 2 месторождениям учитываются только забалансовые запасы в объеме 5,3 млн. т. Кроме того, по объединению числятся 21 площадь с ресурсами нефти кат. С₃ 30,8 млн. т извлекаемых.

Объединение Узбекнефть продолжало поиски и разведку нефтяных и газовых залежей в палеогеновых отложениях в Ферганской, Сурхандарьинской и частично Бухаро-Хивинской нефтегазоносных областях, а также поиски и разведку залежей нефти и газа в мезозойских отложениях разрабатываемых месторождений. Глубокое поисково-разведочное бурение велось на 23 площадях, из которых 1 введена впервые. На площадях Ачису, Шорбулак и Гаджак возобновлены поисковые работы на нефть.

В результате проведенных работ в 1989 г. получен прирост запасов по ранее открытым месторождениям Мингбулак, Кокайты, Хартум, Восточный Хартум и др. (см. табл. 7). План по приросту запасов нефти объединением выполнен на 124,3%.

По состоянию на 01.01.90 г. на балансе объединения числятся в пределах республики 47 месторождений с извлекаемыми запасами нефти кат. А+В+С_I 36,8 млн. т, кат. С₂ 13,6 млн. т. Утвержденные ГКЗ СССР запасы нефти составляют 22,3 млн. т, или 47,4% от числящихся на балансе. В разработке на-

13

ходятся 35 месторождений, на которых сосредоточено 73,7% извлекаемых запасов нефти объединения. Кроме того, числятся 29 перспективных площадей с ресурсами нефти кат. C₃ 38,7 млн.т извлекаемых.

Объединение Средазгазпром продолжало геологоразведочные работы по выявлению залежей нефти и газа в терригенных отложениях и поиски стратиграфически экранированных залежей в Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области. Прирост запасов нефти не планировался.

По состоянию на 01.01.90 г. на балансе объединения числятся 14 месторождений с извлекаемыми запасами нефти кат. A+B+C₁ 9,7 млн.т и кат. C₂ 3,4 млн.т. Забалансовые запасы составляют 1,182 млн.т. Утвержденные ГКЗ СССР запасы нефти составляют 82% от числящихся на балансе. В разработке находится 10 месторождений, на которых сосредоточено 99,3% запасов нефти объединения.

ПЕРСПЕКТИВЫ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Прогнозные ресурсы нефти принимаются в соответствии с количественной оценкой перспектив нефтегазоносности СССР по состоянию на 01.01.84 г. Степень разведанности начальных суммарных ресурсов по Узбекской ССР по состоянию на 01.01.90 г. достигла 38,6% (табл.8). Перспективные ресурсы кат. C₃ за 1989 г. увеличились на 2,075 млн.т извлекаемых. По 4 структурам ресурсы списаны (3,950 млн.т) в связи с отрицательными результатами геологоразведочных работ. В структур с ресурсами кат. C₃ 6,025 млн.т поставлены на учет.

Таблица 8

Степень разведанности ресурсов и выработанность разведанных запасов (извлекаемых) нефти по состоянию на 1 января 1990 г.

Экономический район. Республика	Начальные суммарные ресурсы на 01.01.84 г.	Добыча с начала разработки	Запасы		Степень выработанности разведанных запасов, %	Перспективные ресурсы, C ₃	Прогнозные ресурсы, D ₁ +D ₂	Степень разведанности суммарных ресурсов, %	
			A+B+C ₁	C ₂				начальных	текущих
Среднеазиатский	1779,6	403,5	333,6	86,5	54,7	181,5	774,5	41,4	24,2
УЗБЕКСКАЯ ССР	416,2	58,4	102,4	20,1	36,3	72,5	162,8	38,6	28,6
КИРГИЗСКАЯ ССР	58,5	10,2	14,8	1,7	40,8	5,5	26,3	42,7	30,6
ТАДЖИКСКАЯ ССР	131,5	6,7	4,5	5,5	59,8	13,0	101,8	8,5	3,6
ТУРКМЕНСКАЯ ССР	1173,4	328,2	211,9	59,2	60,8	90,5	483,6	46,0	25,1
Суша	962,1	326,3	194,8	40,4	62,6	24,9	375,7	54,2	30,6
Шельф Каспийского моря	211,3	1,9	17,1	18,8	10,0	65,6	107,9	9,0	8,2

Выработанность разведанных запасов по республике составила 36,3%, т.е. около половины разведанных запасов нефти республики уже выработаны. Перспективы дальнейшего увеличения добычи нефти связаны с поисками и разведкой новых месторождений и залежей, прежде всего в юрском рифогенном комплексе Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области.

КИРГИЗСКАЯ ССР

Запасы нефти Киргизской ССР по состоянию на 01.01.90 г. учитываются по 11 месторождениям, из которых 7 нефтяных и 4 газонефтяных (кроме того, нефтегазоконденсатное месторождение Ниязбек - Северный Каракчикум, находящийся на балансе двух республик). Извлекаемые запасы нефти по состоянию на 01.01.90 г. составили: кат. A+B+C₁ - 14,8 млн.т, кат. C₂ - 1,7 млн.т. Кроме того, числятся 2,2 млн.т забалансовых запасов. Утвержденные ГКЗ СССР запасы нефти составили по кат. A+B+C₁ 8,4 млн.т, или 56,8% от числящихся на балансе (см.табл.1). По сравнению с 1988 г. извлекаемые запасы нефти кат. A+B+C₁ увеличились на 0,1 млн.т, добыча уменьшилась на 6 тыс.т (на 3,4%). По запасам нефти Киргизская ССР занимает в Среднеазиатском экономическом районе третье место, по добыче - четвертое.

Нефти Киргизской ССР по плотности легкие (14,3 млн.т, или 96,6%) и средние (0,5 млн.т, или 3,4%), малосернистые (93,9%), средневязкие (до 10 мПа·с). Максимальное содержание серы (0,67%) отмечено в туркестанских залежах нефти месторождения Чангырташ. Содержание парафина в нефтях колеблется от 1,59% в неогеновых до 21% в верхнемеловых нефтях месторождения Майлису-IV - Восточный Избаскент. Содержание смол и асфальтенов колеблется от 9,1% в нефтях рифтанских слоев месторождения Ниязбек - Северный Каракчикум до 54% в нефтях и туркестанских слоев месторождений Майлису-IV - Восточный Избаскент. В коллекторах с проницаемостью менее 0,05 мкм² содержится порядка 13,1 млн.т извлекаемых запасов нефти кат. A+B+C₁, или же 88,5% от учитываемых балансом по республике, добыча их составляет 142 тыс.т, или 91% от добычи в республике (по данным ВНИИнефть).

В подавляющем большинстве месторождения республики являются комплексными. Кроме основных компонентов в нефтях нефтяных залежей месторождений присутствует растворенный газ и гелий, которые учитываются соответствующими выпусками государственного баланса. Проектный коэффициент извлечения нефти (КИН) по состоянию на 01.01.90 г. составил 0,242. По сравнению с 1988 г. он уменьшился на 0,002.

Из учитываемых балансом 10 месторождений относятся к группе мелких и одно (Майлису-IV - Восточный Избаскент) - к средним. На его долю приходится 63,5% извлекаемых запасов нефти кат. A+B+C₁ и 61,5% ее добычи (см.табл.3, 4).

В разработке находится 9 месторождений, на которых содержится 95,3% извлекаемых запасов нефти кат. A+B+C₁ республики; одно месторождение разведывается (3,4%) и одно законсервировано (1,4%) (см.табл.5). На разведываемом месторождении Ташрабат учитываются извлекаемые запасы нефти только кат. C₁ 499 тыс.т. Согласно Классификации это месторождение можно вводить в разработку без утверждения запасов ГКЗ СССР.

На разрабатываемых месторождениях совместно с нефтью извлекается попутный газ, сведения о котором даны в балансе запасов газов горючих. Сера в нефтях теряется.

Разработку нефтяных месторождений на территории республики осуществляют объединения Киргизнефть и Узбекнефть. Основной нефтедобывающей организацией является объединение Киргизнефть. На его долю приходится 98,6% извлекаемых запасов нефти республики и вся добыча. Объединение Узбекнефть добычу нефти в 1989 г. не проводило (см.табл.6). Объединение Киргизнефть обеспечено разведанными запасами нефти на 95 лет при уровне отбора 155 тыс.т в год.

Извлекаемые запасы нефти кат. А+В+С₁ за 1989 г. в целом увеличились на 0,1 млн.т. При этом они уменьшились на величину добычи (0,156 млн.т) и на 0,071 млн.т за счет списания неподтвердившихся запасов на месторождении Ниязбек – Северный Каракчикум; увеличились они за счет прироста на месторождениях Ниязбек – Северный Каракчикум (0,081 млн.т), Майли-Сай (0,020 млн.т) и Майли-су-Ш (0,224 млн.т), на котором в 1989 г. была выявлена нефтяная залежь. Все изменения в запасах нефти за 1989 г. приняты ЦКЗ Миннефтегазпрома СССР.

План прироста запасов нефти выполнен на 163,5%.

Геологоразведочные работы на нефть и газ в 1989 г. на территории республики осуществляло объединение Киргизнефть Миннефтегазпрома СССР. Бурение велось на 16 площадях. Эксплуатационное бурение осуществлялось на 4 месторождениях. По состоянию на 01.01.90 г. на балансе объединения числятся 10 месторождений с извлекаемыми запасами нефти кат. А+В+С₁ 14,6 млн.т, кат. С₂ 1,7 млн.т; забалансовые запасы насчитывают 2 млн.т. Остаток запасов нефти кат. А+В+С₁, утвержденных ГКЗ СССР, составляет 8,2 млн.т, или 56,1% от числящихся на балансе.

Кроме того, на балансе объединения числятся 11 перспективных структур с ресурсами нефти кат. С₃ 5,536 млн.т извлекаемых.

Объединение Узбекнефть на территории Киргизской ССР на своем балансе имеет одно законсервированное месторождение с извлекаемыми запасами нефти кат. А+В+С₁ 0,2 млн.т.

Начальные суммарные ресурсы в республике разведаны на 42,7%. Перспективные ресурсы кат. С₃ за 1989 г. уменьшились на 0,655 млн.т. В 1989 г. выведены из фонда перспективных 2 структуры в связи с отрицательными результатами геологоразведочных работ. Списанные ресурсы составляют 1,237 млн.т. Поставлены на учет две новые структуры с ресурсами кат. С₃ 0,582 млн.т.

Разведанные запасы нефти выработаны на 40,8% (см. табл. 9). Из числа разрабатываемых месторождений два месторождения числятся со стабильной добычей и 7 – с падающей. На неразрабатываемых горизонтах находится 12,9% запасов нефти республики. Киргизская ССР обладает возможностями для увеличения добычи нефти из имеющихся разведанных запасов. Резервы для поисков новых месторождений и залежей имеются в меловых и палеогеновых отложениях.

ТАДЖИКСКАЯ ССР

Запасы нефти в республике по состоянию на 01.01.90 г. учитываются по 18 месторождениям, из которых 11 нефтяных, 2 газонефтяных и 5 нефтегазоконденсатных (в том числе нефтегазоконденсатное месторождение Ниязбек – Северный Каракчикум, находящееся на балансе двух республик). Извлекаемые запасы нефти составили: кат. А+В+С₁ – 4,5 млн.т, кат. С₂ – 5,5 млн.т. Остаток утвержденных ГКЗ СССР запасов нефти кат. А+В+С₁ насчитывает 1,5 млн.т, или 33,3% от учитываемых балансом (см. табл. 1). По сравнению с 1988 г. извлекаемые запасы нефти кат. А+В+С₁ уменьшились на 0,9 млн.т, добыча уменьшилась на 71 тыс.т (на 29,3%). По запасам нефти Таджикская ССР занимает последнее место в Среднеазиатском экономическом районе, по добыче – предпоследнее.

Нефти республики преимущественно легкие (2,4 млн.т, или 53,3% от запасов республики), нефти средней плотности составляют 1,3 млн.т по кат. А+В+С₁, или 28,9% и "тяжелые" – 0,8 млн.т, или 17,8%. Высоковязкие нефти сосредоточены на месторождениях Албаш-Адыр, Кичикбель, Южный Кум и Ма-

даният с суммарными запасами кат. А+В+С₁ 0,6 млн.т, или 13,3% от учитываемых в республике. Добыча их составляет 26 тыс.т. В коллекторах проницаемостью менее 0,05 мкм² заключено 0,3 млн.т нефти, или 6,7% от числящихся по республике; добыча ее составляет 10 тыс.т. В подгазовых залежах содержится 1,5 млн.т нефти (33,3%) с добычей 107 тыс.т (62,6%) (по данным ВНИИнефть).

По содержанию серы нефти преимущественно среднесернистые (46,7% от числящихся по республике). Малосернистые составляют 42,2% и высокосернистые – 11,1%.

В нефтях всех месторождений отмечается наличие парафина в среднем 5–8%. Более 10% парафина содержится в нефти месторождений Ниязбек – Северный Каракчикум, Маданият, Сульдуды, а на месторождении Оби-Шифо достигает 16,4%.

Содержание смол и асфальтенов в нефти месторождений республики в основном не превышает 18%, но на месторождениях Акбар-Адыр и Ю.Кум отмечается повышенное содержание (30–36%), а на месторождении Кичик-Бель достигает 42,8%.

Большинство месторождений республики комплексные. Кроме указанных выше компонентов на месторождениях присутствуют следующие полезные ископаемые и компоненты: растворенный в нефти газ, свободный газ, гелий и конденсат. КИН по состоянию на 01.01.90 г. составил 0,287. По сравнению с предыдущим годом он уменьшился на 0,004.

Все месторождения республики мелкие. Наиболее крупным из них является месторождение Ниязбек – Северный Каракчикум, на долю которого приходится 8,9% извлекаемых запасов нефти республики и 31% ее добычи (см. табл. 3, 4). В разработке находится 17 месторождений, на которые приходится 97,8% извлекаемых запасов нефти кат. А+В+С₁. Утвержденные ГКЗ СССР запасы нефти составляют 34,1% от учитываемых балансом по этой группе. Содержащиеся в нефти компоненты при разработке нефтяных залежей преимущественно теряются. Утилизируется попутный газ. Разведывается 1 месторождение, на которое приходится 2,2% запасов нефти. Все месторождения находятся на балансе объединения Таджикнефть, которое и занимается их разработкой. План по добыче нефти объединением выполнен только на 71,3% (см. табл. 6). Обеспеченность объединения разведанными запасами составляет 34 года при уровне добычи 130 тыс.т в год.

Извлекаемые запасы нефти кат. А+В+С₁ уменьшились в 1989 г. по сравнению с 1988 г. на 0,9 млн.т, запасы кат. С₂ – на 0,1 млн.т.

Извлекаемые запасы нефти кат. А+В+С₁ за 1989 г. уменьшились за счет добычи на 171 тыс.т, за счет переоценки на 46 тыс.т, за счет списания неподтвердившихся запасов на 725 тыс.т, увеличились за счет прироста на 13 тыс.т.

Прирост был получен (11 тыс.т) по Ia горизонту месторождения Южный Пушон. По этому же месторождению произведен перевод запасов из кат. С₁ в кат. В. В целом по пласту в кат. В переведено 27 тыс.т извлекаемых запасов нефти.

На месторождении Бештентяк прирост составил 2 тыс.т (на обеспечение добычи).

В 1989 г. осуществлен пересчет запасов нефти по месторождению Ниязбек – Северный Каракчикум. Основанием для пересчета послужили дополнительные геолого-промысловые материалы по скважинам, пробуренным со времени последнего пересчета, а также несоответствие добычи нефти по отдельным пластам величине ранее подсчитанных запасов. В результате списаны как неподтвердившиеся 725 тыс.т нефти (П и IV пласты). В результате пересчета по пластам Па и У1 произошло небольшое увеличение

запасов (19 тыс.т). Понижена категория запасов залежи в меловых отложениях с C_1 до C_2 . Произведен раздел вновь подсчитанных запасов между объединениями Таджикнефть и Киргизнефть.

Запасы кат. C_2 в целом по республике уменьшились на 114 тыс.т. Все изменения в запасах нефти за 1989 г. приняты ЦКЗ Миннефтепрома СССР.

Геологоразведочные работы на нефть и газ на территории республики проводят объединения Таджикнефть Миннефтегазпрома СССР и Таджикгеология Мингео СССР; сейсморазведочные – трест Саратов-нефтегеофизика Миннефтегазпрома СССР и Таджикгеология Мингео СССР.

В 1989 г. геологоразведочные работы на нефть объединение Таджикнефть осуществляло в пределах Ферганской впадины и Таджикской депрессии.

План по приросту запасов нефти объединением не выполнен (см.табл.6). Приросты получены лишь по месторождениям Южный Пушион, Бештентяк.

На 01.01.90 г. балансом учтены извлекаемые перспективные ресурсы кат. C_3 по 10 площадям в количестве 16,232 млн.т.

В 1989 г. списаны как неподтвердившиеся ресурсы кат. C_3 по 3 площадям в количестве 4,999млн.т. Поставлено на учет 2 перспективные площади с ресурсами нефти кат. C_3 1,750 млн.т. В целом ресурсы нефти кат. C_3 за 1989 г. уменьшились на 3,249 млн.т.

Начальные суммарные ресурсы разведаны на 8,5%, т.е. в республике имеются большие возможности для поисков новых месторождений и залежей нефти. Разведанные запасы выработаны на 59,8% (см.табл.8).

ТУРКМЕНСКАЯ ССР

РАЗМЕЩЕНИЕ ЗАПАСОВ И ДОБЫЧИ НЕФТИ

Запасы нефти по состоянию на 01.01.90 г. учитываются по 19 месторождениям, из которых 2 нефтяных, 4 газонефтяных и 13 нефтегазоконденсатных. Извлекаемые запасы нефти на 01.01.90 г. составили по кат. $A+B+C_1$ 211,9 млн.т, из них на шельфе Каспийского моря по 5 месторождениям 17,1 млн.т; по кат. C_2 59,2 млн.т, из них 18,8 млн.т на шельфе Каспийского моря. Утвержденные ГКЗ СССР извлекаемые запасы нефти кат. $A+B+C_1$ составили 147,6 млн.т, или 69,7% от учитываемых балансом. Добыча нефти составила 5043 тыс.т, что на 12 тыс.т (на 0,2%) больше, чем в 1988 г. Следует отметить, что добыча нефти на шельфе Каспийского моря за 1989 г. выросла по сравнению с 1988 г. на 13% и составила 0,354 тыс.т (см.табл.1). По запасам и добыче нефти республика занимает ведущее место в Среднеазиатском экономическом районе.

ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕЙ И ГЛАВНЕЙШИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Нефти Туркменской ССР по плотности преимущественно "легкие": 198,1 млн.т, что составляет 93,5% от учитываемых балансом. "Средние" нефти составляют 13,8 млн.т, или 6,5% (см.табл.2а). На шельфе Каспийского моря нефти "легкие".

Нефти преимущественно малосернистые (198,1 млн.т, или 93,5%). Среднесернистые составляют лишь 6,5% (13,8 млн.т); высокосернистые нефти отсутствуют.

В коллекторах с проницаемостью менее 0,05 мкм² заключено 78,6 млн.т нефти (37,1%); добыча составляет 1,382 млн.т (27,4%) (по данным ВНИИнефть).

В подавляющем большинстве месторождения республики являются комплексными. Кроме нефти, свободного газа и конденсата Государственным балансом учитываются запасы попутного газа. В нефтях содержится парафин, достигая 23,6% (месторождение Ак-Патлаух); в среднем его содержание колеблется в пределах 5-15%. Содержание смол и асфальтенов колеблется от 3,6% на месторождении Небит-Даг до 32% на месторождении Банка Жданова.

Коэффициент извлечения нефти (КИН) на 01.01.90 г. составил 0,429. По сравнению с 1988 г. он уменьшился на 0,003.

В республике имеется два крупных месторождения (Котур-Тепе, Барса-Гельмес), на долю которых приходится 66% извлекаемых запасов нефти кат. $A+B+C_1$ (139,940 млн.т) и 70,8% ее добычи (3,570 млн.т). На долю четырех средних месторождений (Бурун, Корпедже, Банка Жданова, Банка Лам) приходится 18,4% извлекаемых запасов нефти и 11,6% ее добычи (см.табл.3). Главнейшими в республике являются месторождения Котур-Тепе, Барса-Гельмес, Кум-Даг (см.табл.4). На первом месторождении заключено 42,9% запасов нефти кат. $A+B+C_1$ республики, и оно обеспечивает 46,9% ее добычи; на втором соответственно 23,1 и 23,9%. В целом на 7 главнейших месторождениях сосредоточено 84% извлекаемых запасов нефти кат. $A+B+C_1$ республики и 86,4% ее добычи (см.табл.4).

СТЕПЕНЬ ПРОМЫШЛЕННОГО ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В республике добыча нефти в 1989 г. велась на 14 месторождениях, из них три расположены на шельфе Каспийского моря. На разрабатываемых месторождениях находится 91,3% извлекаемых запасов нефти кат. $A+B+C_1$, из них утверждены ГКЗ СССР 76,3% от учитываемых по этой группе (см.табл.5). При разработке нефтяных месторождений совместно с нефтью извлекается попутный газ, сведения о котором даны в балансе запасов газов горючих. Содержащаяся в нефти сера теряется. На 5 месторождениях продолжаются разведочные работы, из них два расположены на шельфе Каспийского моря.

ВЫПОЛНЕНИЕ ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИМИ ПРЕДПРИЯТИЯМИ И ОБЕСПЕЧЕННОСТЬ ИХ РАЗВЕДАННЫМИ ЗАПАСАМИ

Все месторождения республики находятся на балансе объединения Туркменнефть. План по добыче нефти объединение выполнило на 102,1% (см.табл.6).

Обеспеченность объединения разведанными запасами составляет 42 года при плановой добыче на 1990 г. в объеме 4,968 млн.т.

ИЗМЕНЕНИЕ ЗАПАСОВ И ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ЗА 1989 г.

Запасы нефти в республике за 1989 г. уменьшились по кат.А+В+С_I на 3,5 млн.т извлекаемых, по кат.С₂ - на 1,2 млн.т. По результатам геологоразведочных работ в 1989 г. в республике получен прирост запасов нефти в количестве 7,689 млн.т. Увеличение извлекаемых запасов нефти кат.А+В+С_I на 0,766 млн.т (по "переоценке") связано с увеличением коэффициента нефтеотдачи на месторождении Челекен.

Уменьшились запасы нефти кат.А+В+С_I в связи с извлечением из недр 5,043 млн.т и в связи со списанием нереальных запасов на месторождениях Котур-Тепе и Барса-Гельмес в количестве 6,905 млн.т.

Все изменения запасов нефти за 1989 г. приняты ЦКЗ Миннефтегазпрома СССР.

План прироста извлекаемых запасов нефти в целом по республике выполнен только на 61,9% (см.табл.7).

Геологоразведочные работы на нефть в пределах республики в 1989 г. проводили объединения Туркменнефть и Каспморнефтегаз Миннефтегазпрома СССР и Туркменгеология Мингео СССР.

Объединение Туркменнефть проводило глубокое бурение на нефть в пределах Гограньдаг-Окаремской и Прибалханской зон поднятий на плиоценовые и мезозойские отложения, Кызылкумского прогиба - на плиоценовые отложения. Продолжались работы по изучению и оценке нефтегазоносности мезозойских отложений Аладаг-Мессерианского района и Предкопетдагского прогиба.

Геологоразведочные работы велись на 29 площадях, в том числе на море - 3 площади. Введено в глубокое бурение 5 площадей - Гезэли, Хангулы, Атасары, Елаклы и Хутляская. Прекращено бурение на 6 площадях.

В результате проведенных работ установлено наличие 1 новой залежи (месторождение Корпедже).

Таблица 9

Сведения об утверждении извлекаемых запасов нефти ГКЗ СССР в 1990 г.
(по годовым отчетам Мингео СССР, Миннефтегазпрома СССР, концерна Газпром и протоколов ГКЗ СССР)

Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, трест. Месторождение и его тип	Выполнение плана утвержденных запасов кат.А+В+С _I ГКЗ СССР			Добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР, тыс.т	Запасы, утвержденные ГКЗ СССР (без накопленной добычи), тыс.т		Год и № протокола ГКЗ СССР
	план, млн.т	выполнение, млн.т	% выполнения		А+В+С _I	С ₂	
УЗБЕКСКАЯ ССР Узбекгеология Кокдумалак ^{х/} , НГК	42	54,299	129	45	54254	-	1989 г. № 10731

^{х/} Описание месторождения приводится в т.ХI, вып.61, "Газы горючие".

План прироста запасов нефти выполнен только на 61,9% (см.табл.7).

По состоянию на 01.01.90 г. на балансе объединения числится 19 месторождений с извлекаемыми запасами нефти кат.А+В+С_I 211,9 млн.т, кат.С₂ 59,2 млн.т. Кроме того, по объединению числится 18 перспективных площадей с ресурсами нефти кат.С₃ 81,052 млн.т извлекаемых.

Объединение Туркменгеология в 1989 г. производило региональные и поисковые работы в пределах Келькорского, Шакманского и Предкопетдагского прогибов, в Казанджикской депрессии.

Государственным балансом учтены только ресурсы кат.С₃ в количестве 9,452 млн.т извлекаемых.

ПЕРСПЕКТИВЫ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Перспективные ресурсы кат.С₃ за 1989 г. уменьшились на 18,133 млн.т. Поставлены на учет 4 новых площади с извлекаемыми ресурсами нефти кат.С₃ 14,654 млн.т (в том числе 3 площади на шельфе - 13,781 млн.т). Списано по отрицательным результатам проведенных разведочных работ 32,787 млн.т нефти по площади Банка Губкина. Разведанные запасы выработаны на 60,8%. Дальнейшие перспективы увеличения добычи нефти в республике связаны с вовлечением в разработку неразработанных залежей, разведываемых месторождений, доразведкой выявленных месторождений и залежей и поисками новых месторождений и залежей в плиоценовых и мезозойских отложениях Гограньдаг-Окаремской и Прибалханской зон поднятий, в плиоценовых отложениях Кызылкумского прогиба, в мезозойских отложениях Аладаг-Мессерианского района и Предкопетдагского прогиба.

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс. м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балансовых запасов за 1989 г.		Запасы на 1 января 1990 г.								Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР					
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	разведки	переоценки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвердившихся запасов	балансовые						забалансовые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год утверждения и № протокола
											A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂		
					A+B+C ₁	A+B+C ₁			A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁			
I	УЗБЕКСКАЯ ССР КАРАКАЛПАКСКАЯ АССР Мингео СССР Узбекнефтегазгеология Разведываемые Западный Барсакельмес - Н нижнеюрские, терригенный, 3180	а) 0,07 д) 0,3 б) 30/8 е) св. в) 0,15 нет г) 0,6 ж) 0,8	а) 0,794 д) 21,9 б) св. е) 137 в) нет ж) св. г) 0,051 нет д) 3,54	а) 1980	32 10	3 530 1 060						32 10	32 10	3 530 1 060								
2	БУХАРСКАЯ ОБЛАСТЬ Концерн Газпром Среднеазиатский Разрабатываемые Газли - НКХ/ Растворенный газ (61), этан, пропан, бутаны (90) Западный купол, апт. XIII, терригенный, 1150 (подгазовая)	а) 2668 д) 0,28 б) 78 е) св. в) 0,23 нет г) 0,6 ж) 0,86	а) 0,814 в) 0,1 б) св. г) 1,93 в) нет	а) 1956 ж) 10,00 б) 1967 з) 0,2/ г) 1497 0,2 е) 28,3	17 228 3 786	420 126	II		16 259 3 583	16 259 3 583	958 192	17 217 3 775	420 126	251	14 604 4 134	14 604 4 134	4 530 1 264	13 107 2 637	1963 г. № 4002			
3	Шурчи - ГН Растворенный газ (61) Верхнеюрские, ХУ, карбонатный, 690 (подгазовая) Верхнеюрские, ХУ, карбонатный, 740 (подгазовая) нижне-среднеюрские, ХУ, карбонатный, 770 (подгазовая)	а) 419 д) 0,9 б) 1,9 е) св. нет в) 0,18 ж) 0,88 г) 0,6	а) 0,878 в) 1,08 б) св. нет г) 2,96	а) 1959 е) 49,6 б) 1964 з) 0,6/ г) 588 1,3	2 599 599	724 290	8	+5 +5	2 021 394	2 021 394	505 202	2 596 596	724 290		2 328 866	1 575 595	1 740 394	1964 г. № 4310				
		а) 419 д) 0,9 б) 1,9 е) св. нет в) 0,18 ж) 0,88 г) 0,6	а) 0,878 в) 1,08 б) св. нет г) 2,96	а) 1959 е) 100 б) 1964 ж) 6,2 г) 313 з) -	694 -		5	+5 +5	694 -	694 -		694 -			656 197	346 103	343 -					
		а) 631 г) 0,7 б) 3,2 д) 0,4 в) 0,18 е) 0,9	а) 0,878 в) 1,38 б) св. нет г) св. нет	б) 1964 ж) 63 г) 193 з) 0,3/ е) 330 0,50	1 269 393	724 290	2		1 267 391	1 267 391		1 267 391			1 460 584	724 290	1 267 391					
		а) 295 г) 0,7 б) 2,8 д) 0,4 в) 0,17 ж) 0,78	а) 0,864 в) 1,1 б) св. г) св. нет	б) 1964 ж) 48,8 г) 82 з) 0,3/ е) 28,5 1,2	636 206		I		130 3	130 3	505 202	635 205			212 85	505 202	130 3					
4	Акджар - ГН Растворенный газ (61)			а) 1959 ж) 0,7 б) 1964 з) 0,3/ г) 186 0,7 е) 57,2	927 140	82 20	I		284 -	284 -	642 139	926 139	82 20		502 148	82 20	306 -	1964 г. № 4327				

Х/ На наличие газа и конденсата здесь и далее указывает генетический тип месторождения.

х/ На наличие газа и конденсата здесь и далее указывает генетический тип месторождения.

25

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение, Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс. м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балансов за 1989 г.	
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	A+B+C ₁
9	Караиз - Н верхнеюрские, XV	а) 1,5 в) 0,05 б) 56/ г-ж) 6,0 св. нет	а) 0,854 г) 3,7 б) св. е-ж) нет св. нет в) 1,08	а) 1961				
10	Южный Зекры - ГН верхнеюрские, ХУнр, 2450 Миннефтегазпром СССР Узбекнефть Разрабатываемые	а) 11,5 г) 0,67 б) 9,3/6 д) 0,5 в) 0,13	а) 0,7244 д) 20,8 б) 0,4 е) 87 в) 2,48 ж) +8 г) 0,78	а) 1978 г) 3 ^х				
II	Крук - НГК верхнеюрские, ХУнр+ХУр, 2370 (подгазовая)	а) 8203 г) 0,80 б) 44/ д) 0,376 25 е) 0,053 в) 0,14 ж) 0,84	а) 0,8768 г) 3,36 б) св. д) 10,19 нет е) 105,2 в) 1,43 ж) -12	а) 1984 е) 3,1 б) 1986 з) 2,0/ г) 288 2,0 д) 19	12 557 4 630		I38	
	Всего по Бухарской области			г) 30II	34 372 9 437	2 161 910	I63	+8 +8
	Разрабатываемые			г) 30II	34 286 9 400	1 226 436	I63	+8 +8
	Объединение Уз- бекнефть			г) 29I	12 557 4 630		I38	
	разрабатываемые			г) 288	12 557 4 630		I38	
	законсервирован- ные, только с за- балансовыми запаса- ми			г) 3				
	Объединение Сред- азгазпром			г) 2723	21 750 4 781	1 226 436	25	+8 +8
	разрабатываемые			г) 2723	21 722 4 770	1 226 436	25	+8 +8
	законсервирован- ные				21 II			
	Объединение Узбек- нефтегазгеология (законсервирован- ные)				65 26	935 474		

х/ Добыча объединения Узбекнефть.

совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
пересчетки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвер- дившихся запасов	балансовые						забалан- совые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г. A+B+C ₁	год ут- вержде- ния и № про- токола
		A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂		
A+B+C ₁	A+B+C ₁												
								5 010					
								243					
		5 250 I 930	2 517 857	7 767 2 787	4 652 I 705	12 419 4 492				12 688 4 761		12 419 4 492	1987 г. № 1024
		5 250 I 930	21 455 4 905	26 705 6 835	7 512 2 447	34 217 9 282	2 161 910	5 504				27 572 7 523	
		5 250 I 930	21 455 4 905	26 705 6 835	7 426 2 410	34 131 9 245	1 226 436	251				27 572 7 523	
		5 250 I 930	2 517 857	7 767 2 787	4 652 I 705	12 419 4 492						12 419 4 492	
		5 250 I 930	2 517 857	7 767 2 787	4 652 I 705	12 419 4 492						12 419 4 492	
			18 938 4 048	18 938 4 048	2 795 716	21 733 4 764	1 226 436	251				15 153 3 031	
			18 938 4 048	18 938 4 048	2 774 705	21 712 4 753	1 226 436	251				15 153 3 031	
					21 II	21 II							
					65 26	65 26	935 474	5 253					

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс.м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г. в	
					A+B+C ₁	C ₂		добычи
							A+B+C ₁	
I2 нрб	из них только с забалансовыми запасами							
	КАШКАДАРЬИНСКАЯ ОБЛАСТЬ							
	Миннефтегазпром СССР							
	Узбекнефть							
	Разрабатываемые							
	Западный Килдуз-как - ГН				а) 1967 е) 57 б) 1971 ж) 96 г) 34	162 26		
	Растворенный газ (61)							
	аптские, ХШ, терригенный, 1000 (подгазовая)	а) 1500 г) 0,5 б) 30/ д) 0,3 в) 1,8 е) 0,07 ж) 0,22 ж) 0,654	а) 0,87 д) 5,7 б) 1,3 е) 62 в) 0,5 ж) +14 г) 1,8	а) 1967 е) 59 б) 1971 ж) 97 г) 30	136 21			
	юрские, ХУа, карбонатный, 1200 (подгазовая)	а) 2280 г) 0,55 б) 30/ д) 0,3 в) 1,4 е) 0,0002 ж) 0,2 ж) 0,74	а) 0,851 д) 5,05 б) 1,7 е) 80 в) 0,14 ж) +14 г) 3,2	а) 1967 е) 80 б) 1971 ж) 76 г) 4	26 5			
I3 нрб	Юго-Западный Килдузкак - ГН	а) 10000 г) 0,52 б) 33/ д) 0,3 в) 1,6 е) 0,07 ж) 0,2 ж) 0,6	а) 0,776 д) 5 б) 0,35 е) 85 в) 0,14 ж) +19 г) 0,1	а) 1968 е) 16,2 б) 1972 ж) 86 г) 46	888 237			
	Растворенный газ (61)							
	меловые, ХШб, терригенный, 1100 (подгазовая)							
I4	Западно-Ташлинское - Н							
	Растворенный газ (61)			а) 1970 е) 77 б) 1971 ж) 63 г) 1087 з) 2,2/ д) 64 9,2	3 615 345		32	
	аптские, ХШ, терригенный, 1130-1360	а) 2800 г) 0,52 б) 15/ д) 0,3 в) 9,9 е) 0,282 ж) 0,22 ж) 0,909	а) 0,894 д) 15 б) 6 е) 70 в) 0,6 ж) +9 г) 4,7	а) 1970 е) 67 б) 1971 ж) 71 г) 646 з) 3,0/ д) 51 8,0	2 562 337		30	
	верхнеюрские, ХУа, карбонатный, 1500	а) 2470 г) 0,52 б) 10/ д) 0,3 в) 8,9 е) 0,013 ж) 0,22 ж) 0,909	а) 0,894 д) 12,1 б) 1,6 е) 80 в) 1,55 ж) +4 г) 3,43	а) 1970 е) 98,6 б) 1971 ж) 84 г) 441 з) 0,4/ д) 13 2,5	1 053 8		2	
	Восточно-Ташлинское - ГН							
	Растворенный газ (61)			а) 1963 ж) 66 б) 1974 з) 2,6/ г) 779 46 е) 45,9	5 090 962		45	

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс. м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г. в	
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	A+B+C ₁
16	аптские, XII, терригенный, I020	а) 3250 г) 0,7 б) 12/ д) 0,3 в) 0,3 е) 0,012 г) 0,16 ж) 0,819	а) 0,911 д) 20,1 б) 5,0 е) 65 в) 0,2 ж) +4 г) 3,5	а) 1981 ж) 98 б) 1981 з) 0,1/ г) 11 0,1 е) 1,6	2 193 650		I	
	аптские, XIII, терригенный, I200	а) 2820 д) 0,3 б) 15/II е) 0,242 в) 0,20 ж) 0,819 г) 0,56	а) 0,901 д) 24 б) 8,8 е) 74 в) 0,2 ж) +8 г) 4,62	а) 1970 ж) 64 б) 1974 з) 4,5/ г) 734 17,5 е) 78,4	2 430 245		43	
	верхнеюрские, XV, карбонатный, I600	а) 2610 д) 0,2 б) 6/4,3 е) 0,073 в) 0,11 ж) 0,819 г) 0,55	а) 0,894 д) 22,2 б) 4,1 е) 80 в) 1,2 ж) +8 г) 2,38	а) 1970 ж) 80 б) 1970 з) I/I,4 г) 34 е) 34	467 67		I	
	Северный Уртабулак - Н Растворенный газ (61)			а) 1973 е) 39,1 б) 1978 ж) 3 г) 2844 з) 3,9/ д) 131 6,0	12 955 4 702		286	
17	верхнеюрские, ХУнр+ХУр, карбонатный, 2500	а) 10044 д) 0,6 б) 6-69,4/4,3-68 в) 0,11-0,2 г) 0,55-0,74 д) 0,47 е) 0,039 ж) 0,84	а) 0,87 д) св. б) 2,7 нет в) 0,79 е) 102 г) 2,7 ж) +20	а) 1973 е) 39,4 б) 1974 ж) 3 г) 2836 з) 3,9/ д) 131 6,1	12 733 4 633		286	
	ХУнр, I, П, Ш, карбонатный, 2700, 2730, 2800	а) 2262 г) 0,64 б) 7,1/ д) 0,33 в) 2,6 е) 0,034 г) 0,14 ж) 0,81	а) 0,884 г) 3,14 б) 0,75 д) св. в) 1,5 нет	а) 1973 д) 8 г) 8 е) 10,3	222 69			
	Памук (Центральный и Северный купола) - НГК			а) 1965 е) 17,5 б) 1979 ж) отс. г) 52	2 594 244			
	Центральный купол, верхнеюрские, ХУнр+ХУр, карбонатный, 2714	а) 10280 г) 0,6 б) 12/ д) 0,1 в) 4,8 е) 0,05 г) 0,13 ж) 0,63	а) 0,89 д) св. б) 0,85 нет в) 2 е) 110 г) 4,7 ж) +12	а) 1965	2 336 234			
18	Северный купол, верхнеюрские, ХУнр (подгазовая), карбонатный, 2772	а) 2100 г) 0,51 б) 11/ д) 0,2 в) 3,8 е) 0,05 г) 0,12 ж) 0,68	а) 0,664 д) св. б) 0,8 нет в) 2,02 е) 109 г) 4,6 ж) +12	а) 1965 е) 84 б) 1971 ж) отс. г) 52	258 10			
	Умид - НГК Растворенный газ (61), этан, пропан, бутаны (90)	а) 5920 г) 0,51 б) 13-15/6,7-II в) 0,13-0,2 г) 0,56-0,75 д) 0,2-0,3 е) 0,01-0,2 ж) 0,909	а) 0,891 д) св. б) 1,17 нет в) 1,47 е) 112 г) 5 ж) -6	а) 1976 е) 5,1 б) 1979 ж) 10 г) 173 з) 0,5/ д) 30 0,6	16 543 3 186		20	
	верхнеюрские, ХУнр+ХУр (подгазовая), карбонатный, 2620							

совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.						Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
переоценки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвердившихся запасов	балансовые						на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год утверждения и № протокола
		A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂	A+B	A+B+C ₁	C ₂		
A+B+C ₁	A+B+C ₁										A+B+C ₁	
			2 192 649	2 192 649		2 192 649						
			2 387 202	2 387 202		2 387 202			3 121 936		2 387 202	
					466 66	466 66			500 100		466 66	
		12 447 4 347		12 447 4 347	222 69	12 669 4 416		3 511 1 581	15 382 7 129		12 669 4 416	1977 № 787
		12 447 4 347		12 447 4 347		12 447 4 347		3 511 1 581	15 152 7 052		12 447 4 347	
					222 69	222 69			230 77		222 69	
					2 594 244	2 594 244			2 646 296		2 594 244	1978 № 810
					2 336 234	2 336 234			2 336 234		2 336 234	
					258 10	258 10			310 62		258 10	
		11 862 2 282		11 862 2 282	4 661 884	16 523 3 166			16 666 3 309		16 523 3 166	1983 № 926

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министрство, управление, объединение, Степень освоения, Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс. м ² ; б) нефтенасыщенность, толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г. в	
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	разведки
								A+B+C ₁
19	Сарыччинское - НГК юрские, ХУ, карбонатный, 1400	а) 904 д) 0,25 б) 40/12 е) 0,036 в) 0,8 ж) 0,89 г) 0,75	а) 0,869 г) 3,6 б) 2 д) 21,68 в) 2 е) 80	а) 1969 е) 2 б) 1987 з) I/I г) 2	503 99		I	
20	Подготовленные для промышленного освоения Марковское - НГК Растворенный газ (61), этан, пропан, бутаны (90) верхнеюрские, ХУр+ХУр (подгазовая), карбонатный, 2710	а) 9800 г) 0,76 б) 10,6/ д) 0,2 5,3 е) 0,029 в) 0,11 ж) 0,87	а) 0,877 д) 2,64 б) 1,17 е) 104 в) 2,7 ж) -21 г) 7,26	а) 1978 ж) отс. г) 9 з) 0,3/ е) 1,3 0,4	3 306 656		2	
21 нрб	Юный Кемачи - НГК Растворенный газ (61), этан, пропан, бутаны (90) верхнеюрские, ХУр+ХУр (нефтяная оторочка), карбонатный, 2325	а) 47830 г) 0,69 б) 10/ д) 0,18 6,1 е) 0,125 в) 0,15 ж) 0,943	а) 0,892 д) 11,37 б) 0,65 е) 115 в) 1,98 ж) -8 г) 5,75	а) 1979 д) 19 г) 23 е) 0,5	25 378 4 549			
22 нрб	Джарчи - НГК/ верхнеюрские, ХУр+р (нефтяная оторочка), карбонатный, 2610 Законосервированные	а) 3737 г) 0,81 б) 9,6/ д) 0,735 3,3 е) 0,01 в) 0,14 ж) 0,909	а) 0,883 д) 5,97 б) 1,7 е) 111 в) 2,56 ж) -12 г) 4,98	а) 1980 (нефть 1984)	1 114 150			
23	Карабаир - ГН юрские, ХУ-ХУа, карбонатный, 1410 Концерн Газпром Среднегазпром Разрабатываемые	а) 1544 г) 0,75 б) 40/ д) 0,5 13,5 е) 0,2 в) 0,14 ж) 0,839	а) 0,876 д) 18,0 б) 2,6 е) 67 в) 0,1 ж) -12 г) 2,28	а) 1959 в) 1959	459 92			
24	Шуртепе - ГН Растворенный газ (61) аптские, ХШ, терригенный, 1350	а) 1048 д) 0,5 б) 42 е) 0,049 в) 0,16 ж) 0,85 г) 0,6	а) 0,852 в) 1,22 б) св. г) 2,35 нет	а) 1960 ж) 60,4 б) 1965 з) 0,4/ г) 1282 2,8 е) 86,0	1 701 213		6	
25	Каракай - ГН Растворенный газ (61) верхнеюрские, ХУа+ХУ, карбонатный, 900	а) 773 г) 0,9 б) 47 д) 0,8 в) 0,15 ж) 0,88	а) 0,894 в) 1,58 б) св. г) 2,36 нет	а) 1961 е) 34,1 б) 1965 ж) 63,78 г) 1920 з) 0,4/ д) 163 0,60	5 130 3 725		24	

Х/ Полезные компоненты, содержащиеся в нефтяных водах, показаны в т. I данного выпуска.

совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
переоценки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвер- дившихся запасов	балансовые						забалан- совые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год ут- вержде- ния и № про- токола
		A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂		
A+B+C ₁	A+B+C ₁												
					502 98	502 98							
					3 304 654	3 304 654				3 313 663		3 304 654	1983 г. № 9316
					25 378 4 549	25 378 4 549				25 382 4 553		25 378 4 549	1983 г. № 9318
					1 114 150	1 114 150				1 114 150		1 114 150	1986 г. № 9921
			459 92	459 92		459 92							
		1 695 207	1 695 207	1 695 207		1 695 207				2 977 1 489		1 695 207	1964 г. № 4320
		2 019 1 192	2 019 1 192	2 087 2 509	5 106 3 701				2 629 2 103	2 026 5 621		5 106 3 701	1967 г. № 5239

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс. м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г. в	
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	разведки
								A+B+C ₁
26 нрб	Северный Мубарек - НГК Этан, пропан, бутаны (90), гелий (73), верхнеюрские, ХУ (нефтяная оторочка), карбонатный			а) 1960 г) 16 б) 1968 е) 84,2	<u>3</u> 3			
27 нрб	Уртабулак - НГК верхнеюрские, ХУ (нефтяная оторочка), карбонатный, 2650	а) 2456 г) 0,75 б) 14 д) 0,21 в) 0,15 ж) 0,8	а) 0,943 б) св.нет в) 1,84	а) 1981 г) 2 е) 66,7	<u>1</u> 1	<u>14 997</u> 2 997		
28 нрб	Карим - НГК верхнеюрские, ХУа (нефтяная оторочка), карбонатный, 2200	а) 884 г) 0,7 б) 6,3 д) 0,2 в) 0,18 ж) 0,88	а) 0,875 б) св.нет в) 1,45 г) 4,07	а) 1966 г) 7 б) 1973 е) 0,7	<u>4 596</u> 914			
29	Подготовленные для промышленного освоения Северный Майма-нак - НГК Этан, пропан, бутаны (90), газовая сера (89) верхнеюрские, ХУн+р (нефтяная оторочка), терригенный, 2027-2160	а) 1080 д) 0,1 б) 8,7 е) 0,0197 в) 0,16 ж) 0,87 г) 0,52	а) 0,877	а) 1984	<u>601</u> 60			
30	Расылкудук - НГК верхнеюрские, ХУр+нр, карбонатный, 2100 (нефтяная оторочка)	а) 22,91 д) 0,1 б) 5/2,5 е) св. в) 0,25 ж) нет г) 0,74 ж) 0,877	а) 0,8857 д) 17,74 б) св.нет е-ж) в) 1,89 св.нет г) 6,42	а) 1982 (нефть 1986)				
31	Законосервированные Кызылрабат - НГ верхнеюрские, ХУ, карбонатный Мингео СССР Узбекнефтегазгеология Подготовленные для промышленного освоения		а) 0,930	а) 1961				
32	Кокдумалак - НГК верхнеюрские, ХУн+р, карбонатный, 3055	а) 7750 г) 0,75 б) 52/ д) 0,4 в) 0,15 ж) 0,804	а) 0,8734 д) 3,77 б) св.нет е) 114,5 в) 1,98 ж) -5 г) 4,22	а) 1985 (нефть 1986) б) 1988 г) 116 д) 45	<u>116</u> +33 189 +23 497			

совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.						Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР					
переоценки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвер- дившихся запасов	балансовые						забалан- совые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год ут- вержде- ния и № про- токола
		A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	
A+B+C ₁	A+B+C ₁												
					<u>3</u> 3	<u>3</u> 3							
					<u>I</u> I	<u>I</u> I	<u>14 997</u> 2 997				<u>15000</u> 3 000		1971 г. № 6367
					<u>4 596</u> 914	<u>4 596</u> 914				<u>4 608</u> 921		<u>4 596</u> 914	1970 г. № 6069
					<u>601</u> 60	<u>601</u> 60				<u>601</u> 60		<u>601</u> 60	1984 г. № 9567
								826					
								105					
<u>425 537</u> +30 802					<u>98 610</u> 54 183	<u>98 610</u> 54 183				<u>98 681</u> 54 254		<u>98 610</u> 54 183	1989 г. № 10731

34

№ п/п	Республика, экономический район, край, область. Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс. м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г. в	
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	разведки
								A+B+C ₁
	Разрабатываемые			г) 8246	53 781 14 657	14 997 2 997	414	
	из них по неразрабатываемым горизонтам			г) 165	8 466 1 494	14 997 2 997		
	Объединение Узбекнефть			г) 5068	72 607 15 248		388	
	разрабатываемые			г) 5017	42 350 9 801		384	
	из них по неразрабатываемым горизонтам			г) 140	3 866 576			
	подготовленные для промышленного освоения			г) 32	29 798 5 355		2	
	разведываемые			г) 19			2	
	законсервированные (с балансовыми запасами)				459 92			
	Объединение Сред-азгазпром			г) 3345	12 032 4 916	14 997 2 997	146	
	разрабатываемые			г) 3229 ^{х/}	11 431 4 856	14 997 2 997	30	
	из них по неразрабатываемым горизонтам			г) 25	4 600 918	14 997 2 997		
	подготовленные для промышленного освоения			в) 116	601 60		116	
	законсервированные (только с балансовыми запасами)							
	Объединение Узбекнефтегазгеология				75 867 32 473	40 168 15 537	+33 109 +23 574	

х/ В том числе 2 тыс. т добыто на месторождении Цумах в 1976 г.

совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР					
переоценки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвер- дившихся запасов	балансовые						забалан- совые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год ут- вержде- ния и № про- токола	
		A+B+C ₁	A+B+C ₁	A	B	A+B	C ₁		A+B+C ₁	C ₂	A+B			A+B+C ₁

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс.м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балансов за 1989 г.		совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.						Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР			год утверждения и № протокола			
					А+В+С ₁	С ₂	добычи	А+В+С ₁	А+В+С ₁	А+В+С ₁	балансовые						забалансовые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.		
											А	В	А+В	С ₁	А+В+С ₁	С ₂		А+В	А+В+С ₁			С ₂	
40	разведываемые				75 867 32 473	40 168 15 537		-80 +77	-65 539 -30 804					10 248 1 746	10 248 1 746	2 813 1 521							
	подготовленные для промышленного освоения							+33 189 +23 497	+65 421 +30 686					98 610 54 183	98 610 54 183						98 610 54 183		
	СУРХАНДАРЬИНСКАЯ ОБЛАСТЬ																						
	Миннефтегазпром СССР																						
	Узбекнефть																						
	Ляль-Микар - ГН			а) 1943 б) 1947 г) 2303 д) 177	е) 91,1 ж) 93 з) 0,9/9,3	2 489 247	23	+14 +5			1 842 -	617 223	2 459 223	21 6	2 480 229		397 198	3 330 1 665		1 027 -	1959 г. № 2830, 1972 г. № 6735		
	палеоген, алайские слои, Ia (подгазовая), карбонатный, 700	а) 2147 б) 3,5-9/5-0,6 в) 0,17 г) 0,3-0,6 д) 0,3-0,5 е) 0,04-0,19 ж) 0,876-0,89	а) 0,9 б) 3,5 в) 0,69 г) 3,7 е) 51 ж) -12	а) 1943 б) 1947 в) - г) 22 д) 11	е) 95,6 ж) 90 з) 4,3/50	14 2	I	+14 +5			6 -		6 -	21 6	27 6			23 II		1 -			
	палеоген, бухарские слои, I+II+III+IV+V+VI, карбонатный, II00	а) 13900 б) 3-24/I, 8-14 в) 0,15 г) 0,7-0,92 д) 0,25-0,4 е) 0,185 ж) 0,938	а) 0,849 б) 27 в) 3,53 г) 3,2 д) 79,6 е) 55 ж) -12	а) 1949 б) 1949 в) 2281 г) 166	е) 91 ж) 93 з) 0,8/8,9	2 475 245	22				1 836 -	617 223	2 453 223		2 453 223		397 198	3 307 1 654		1 026 -			
41	Кокайты - Н	а) 4380 б) 33/16 в) 0,18 г) 0,8	д) 0,4 е) 0,2 ж) 0,841	а) 1939 б) 1940 в) 3203 г) 208	е) 92,9 ж) 96 з) 0,8/100	4 802 15	27	+2 513 +256				8 288 244	8 288 244		8 288 244		901 -	901 -			1945 г. № 3470		
	бухарские слои, I+II+III, карбонатный, I204-I280			а) 1934 б) 1935 в) 1460 г) 92,4	ж) 79 з) 0,3/4,8	6 456 125	6	+12 +5			6 462 124		6 462 124		6 462 124		181 -	181 -			1943 г. № 2885		
42	Хаудат - Н																						
	Северная складка, палеоген, бухарские слои, I, II, III, IV, карбонатный, 200	а) 2750 б) 33/17,4 в) 0,2	г) 0,7 д) 0,2 е) 0,3 ж) 0,96	а) 1935 б) 1935 в) 1097 г) 90,3	ж) 83 з) 0,4/4	4 968 122	5	+12 +5			4 975 122		4 975 122		4 975 122								
	Южная складка, палеоген, бухарские слои, I, карбонатный, 200	а) 3600 б) 36/18 в) 0,2 г) 0,7	д) 0,4 е) 0,3 ж) 0,89	а) 1935 б) 1935 в) 363 г) 99,4	ж) 60 з) 0,2/33,3	1 488 3	I				1 487 2		1 487 2		1 487 2		181 -	181 -					

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс.м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балансов за 1989 г.	разведка	Запасы на 1 января 1990 г.										Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
					А+В+С ₁	C ₂			добычи	А+В+С ₁	переоценки и передачи с баланса на баланс						забалансовые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год утверждения и № протокола	
											А+В+С ₁	А+В+С ₁	балансовые					забалансовые	на дату утверждения				
													А	В	А+В	C ₁			А+В+С ₁	C ₂			А+В
43	Амударьинское - Н палеоген, бухарские слои, I, II, III, карбонатный, I200-I250	а) 3210 г) 0,77 б) 18/ д) 0,4 в) 0,2 ж) 0,97	а) 0,98 д) 75 б) 30 е) 55 в) 7,9 ж) -I2 г) 2,4	а) 1964 е) 31,3 б) 1966 ж) 93 г) 636 з) 0,7/ д) 7 I,1	4 445 I 407		16				4 429 I 391	4 429 I 391		4 429 I 391			5 058 2 019		4 429 I 391	1969 г. № 5563			
44	Коштар - Н палеоген, бухарские слои, карбонатный, I200	а) 2810 г) 0,7 б) 17/ д) 0,17 в) 0,2 ж) 0,95	а) 0,98 д) 80 б) 30 е) 56 в) 5,6 ж) -II г) 5,95	а) 1966 е) 51,1 б) 1967 ж) 95 г) 337 з) 1,3/ д) 104 2,7	3 550 331		9				3 541 322	3 541 322		3 541 322			3 774 555	3 774 555		3 541 322	1976 г. № 7756		
45	Разведываемые Миршади - Н палеоген, карбонатный, I500	а) 2541 д) 0,3 б) 65/24 е) 6,38 в) 0,18 ж) 0,96 г) 0,6	а) 0,962 д) 20 б) 86,2 е) 43 в) 0,89 ж) -I0 г) 3,7	а) 1984 ж) 37 б) 1986 з) 2/2,1 г) 73 е) 3,8	6 331 I 876		40						6 291 I 836	6 291 I 836									
46	Актау - Н палеоген, бухарские слои, карбонатный, I200	а) 750 д) 0,2 б) 80/10 е) 0,18 в) 0,16 ж) 0,96 г) 0,7	а) 0,933 д) 6,38 б) 8,6 е) 55 в) 1,86 ж) -4 г) 7,62	а) 1986	750 150	4 260 850							750 150	750 150	4 260 850								
47	Законсервированные Корсаглы - Н палеоген, карбонатный, 500	а) 9280 д) 0,2 б) 16/8 е) 0,21 в) 0,17 ж) 0,99 г) 0,7	а) 0,982 д) 70 б) 30 е) 55 в) 7,9 ж) -I2 г) 2,4	а) 1984	707 141								707 141	707 141									
Всего по Сурхандарьинской области и объединению Узбекнефть в ее пределах				г) 8012	22 530 4 292	4 260 850	121	+3 5 +26	8 304 I24	16 875 2 I80	25 179 2 304	7 769 2 I33	32 948 4 437	4 260 850					8 994 I 713				
Разрабатываемые				г) 7939	21 742 2 I25		81	+3 5 +26	8 304 I24	16 875 2 I80	25 179 2 304	21 6	25 200 2 310						8 994 I 713				
Разведываемые				г) 73	7 081 2 026	4 260 850	40					7 041 I 986	7 041 I 986	4 260 850									
Законсервированные (с балансовыми запасами) НАМАНГАНСКАЯ ОБЛАСТЬ					707 141							707 141	707 141										
Миннефтегазпром СССР Узбекнефть																							
48	Разрабатываемые Наманган (Кушанское) - Н Растворенный газ (61) палеоген, туркестанские слои, карбонатный, 3550-3750	а) 10900 д) 0,25 б) 3/1,8 е) 0,03 в) 0,10 ж) 0,685 г) 0,7	а) 0,855 д) 8,6 б) 1,24 е) 104 в) 0,30 ж) св. г) 5,0 нет	а) 1959 ж) 92 б) 1961 з) 1/5,4 г) 159 е) 81,9	637 37		2			635 35	635 35		635 35										

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс.м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость, %; г) нефтенасыщенность, %; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластическая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балансовых запасов за 1989 г.	Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР									
					A+B+C ₁	C ₂		добычи	разведки	A+B+C ₁	балансовые						забалансовые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год утверждения и № протокола		
											переоценки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвердившихся запасов	А	В	А+В	C ₁		А+В+C ₁	C ₂	А+В			А+В+C ₁	C ₂
49	Тергачи - Н Растворенный газ (61)			а) 1978 б) 1983 г) 116 д) 89	е) 17,8 ж) 16 з) 0,3/ 1,7	1 932 537	1 041 136	2							1 930 535	1 930 535	1 041 136			1 957 562	1 041 136	1 930 535	1983 г. № 9293	
нрб	неоген, кирпично-красная свита, терригенный, 3300-3350	а) 6760 б) 8/1,9 в) 0,12 г) 0,79	ж) 0,1 е) 0,002 ж) 0,805	а) 0,809 б) 2,8 в) 0,4 г) 3,94	е) 118 ж) св. нет		881 88										881 88							
	палеогеновые, У, карбонатный, 4300	а) 6800 б) 12/4,6 в) 0,11	г) 0,75 д) 0,32 е) 0,017 ж) 0,91	а) 0,829 б) 1,6 в) 1,19 г) 10,1	д) св. нет е) 136 ж) св. нет	1 767 488	160 48	2							1 765 486	1 765 486	160 48			1 792 513	160 48	1 765 486		
нрб	УП, карбонатный, 4600	а) 1190 б) 9/2,4 в) 0,11 г) 0,75	д) 0,3 е) 0,016 ж) 0,835	а) 0,837 б) 1,6 в) 0,2 г) 3,6	д) св. нет е) 140 ж) св. нет	165 49									165 49	165 49			165 49		165 49			
50	Разведываемые Касансай - Н палеогеновые, Ш, терригенный, 5090	а) 19400 б) 11/6,4 в) 0,14	г) 0,75 д) 0,25 е) 0,02 ж) 0,9	а) 0,825 б) 1,24 в) 0,3 г) 5	д) св. нет е) 140 ж) св. нет	250 237	2 950 2 487								250 237	250 237	2 950 2 487							
51	Мингбулак - ГН палеогеновые, терригенный, 5900 (подгазовая)	а) 78500 б) 31/9 в) 0,05 г) 0,75	д) 0,3 е) св. нет ж) 0,820	а) 0,856 б) 5,4 в) 0,02 г) 0,72	д) 6,88 е) 170 ж) -11	193 58	10 249 3 074	±1 55 +466							1 747 524	1 747 524	23 486 7 045							
52	Законсервированные Шорбулак - Н неогеновые, терригенный, 3720	а) 2870 б) 12/9 в) 0,1 г) 0,6	д) 0,3 е) 0,018 ж) 0,8	а) 0,850 б) 50 в) 0,49 г) 6	д) св. нет е) 104 ж) св. нет	1 328 398	1 077 323								1 328 398	1 328 398								
	палеоген, туркестанские слои, У, карбонатный, 3850	а) 1120 б) 9/5 в) 11 г) 0,6	д) 0,3 е) 0,004 ж) 0,89	а) 0,855 б) 1,3 в) 0,24 г) 4,8	д) св. нет е) 104 ж) св. нет	251 75									251 75	251 75								
Всего по Наманганской области и объединению Узбекнефть в ее пределах					г) 275	5 040 1 267	21 240 5 697	4	±1 55 +466			635 35	635 35	5 955 1 694	6 590 1 729	24 477 9 668					1 930 535			

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение, Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс.м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балансов за 1989 г.	разведки A+B+C ₁	добычи	совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.						Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР					
					A+B+C ₁	A+B+C ₁				переоценки и передачи с баланса на баланс	списания исподтвердившихся запасов	балансовые						забалансовые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год утверждения и № протокола
												A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂		
53	Разрабатываемые			г) 275	2 569 574	1 041 136	4																
	из них по неразрабатываемым горизонтам				166 49	881 88									165 49	165 49	881 88					1 930 535	
	Разведываемые				1 143 295	20 199 5 561		±1 558 +466							2 697 761	2 697 761	33 436 9 532						
	Законсервированные				1 328 398										1 328 398	1 328 398							
	АНДИЖАНСКАЯ ОБЛАСТЬ Миннефтегазпром СССР Узбекнефть Разрабатываемые																						
	Палванташ - ГН Растворенный газ (61)			а) 1943 б) 1943 г) 5496 д) 1731	е) 88,3 ж) 96 з) 0,1/ и) 1,2	7 021 733	9				4 293 149	217 -	4 510 149	2 502 575	7 012 724			2 798	3 873		1950 г. № 6109		
	неоген и палеоген, бактрийская серия, I и сумсарские слои, III, терригенный, 350-450 (подгазовая)	а) 5063 б) 7/4 в) 0,18 г) 0,6	д) 0,2 е) 0,005 ж) 0,9	а) 0,843 б) 5,0 в) 0,18 г) 2,7	д) 45,2 е) 31 ж) -15	2 300 441	I				247 -		247 -	2 052 440	2 299 440			467		433			
	палеогеновые, IY+Y+YI, карбонатный, 420-750 (подгазовая)	а) 4070 б) 14/9 в) 0,16 г) 0,7	д) 0,3 е) 0,006 ж) 0,9	а) 0,853 б) 4 в) 0,14 г) 7,1	д) 25,5 е) 36 ж) -4	3 473 209	5				2 801 69	217 -	3 018 69	450 135	3 468 204			1 826	2 201		196		
	палеогеновые, YII+YIII, карбонатный, 720-920 (подгазовая)	а) 470 б) 18/18 в) 0,2 г) 0,7	д) 0,7 е) 0,35 ж) 0,91	а) 0,853 б) 4,0 в) 0,14 г) 7,1	д) 25,5 е) 36 ж) -4	1 248 83	3				1 245 80		1 245 80		1 245 80			972	1 205		80		
54	Андижан - ГН Растворенный газ (61)			а) 1935 б) 1937 г) 7446 д) 2646	е) 94,4 ж) 91 з) 1,1/ и) 18,5	10 579 486	90				7 671 89	2 818 307	10 489 396		10 489 396			6 953 1 216	8 382 1 715		4 770 -	1957 г. № 1973	

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс.м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балансовых запасов за 1989 г.		совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР					
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	разведки	A+B+C ₁	переоценки и передачи с баланса на баланс	A+B+C ₁	балансовые						забалансовые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год утверждения и № протокола
												A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂		
нрб	неоген, кирпично-красная свита, I, терригенный, 100-565	а)2210 д)0,35 б)90/38 е)0,3 в)0,2 ж)0,9 г)6,5	а)0,865 д)32 б)3 е)15 в)0,45 ж)+3 г)5,2	а)1957 ж)14,3 б)1957 е)88,2 г)2305 з)1,6/ д)186 12,5	3 906 351		44				1 554 -	2 308 307	3 862 307		3 862 307								
	палеоген, сумсарские слои, III, терригенный, 420-850	а)6000 д)0,38 б)9/8 е)0,24 в)0,2 ж)0,891 г)0,5	а)0,860 д)28 б)2,5 е)25 в)0,32 ж)+6 г)7	а)1935 е)97,8 б)1937 ж)4,3 г)3310 з)1,3/ д)1452 37,8	5 640 119		45				5 085 74	510 -	5 595 74		5 595 74			5 286 908	5 669 1 041		3 740 -	1957 г. № 1973	
	риштанские слои, IV			а) 1944															1 046 366				
	туркестанские слои, V, карбонатный, 640-820	а)985 д)0,65 б)14/9 е)0,45 в)0,2 ж)0,873 г)0,7	а)0,837 д)22,9 б)2,2 е)39 в)0,14 ж)+16 г)6,45	а)1940 д)844 б)1940 е)100 г)1368 ж)95	770 -						770 -		770 -		770 -			1 293 224	1 293 224		769 -		
	алайские слои, VII, карбонатный, 900	а)163 д)0,65 б)20/2 е)0,25 в)0,2 ж)0,935 г)0,7	а)0,833 д)24,6 б)1,9 е)40 в)0,48 ж)+16 г)7,5	а)1940 е)97 б)1940 ж)97 г)463 з)0,2/ д)350 6,2	263 16		I				262 15		262 15		262 15			374 84	374 84		261 -		
	Аламышик Южный - ГИ Растворенный газ (61)			а)1945 е)89,5 б)1945 ж)70 г)7278 з)0,6/ д)3133 6,0	16 312 900		54	±25 +8			6 152 74	8 186 435	14 338 509	2 171 422	16 509 931			2 640	6 429		8 764 295	1978 г. № 8064, 1950 г. № 6109, 1967 г. № 5145	
	неогеновые, I+Ia, терригенный, 420-550	а)3540 г)0,55 б)70/ д)0,33 в)29,8 е)0,018 г)0,15 ж)0,85	а)0,830 д)57,2 б)2,5 е)24 в)0,15 ж)+4 г)6,15	а)1956 е)91 б)1956 ж)96 г)1513 з)0,3/ д)1060 3,0	3 855 155		6						3 849 149	3 849 149		3 849 149			4 170 509		3 717 55	1967 г. № 5145	
	неогеновые, Iб, терригенный, 450	а)2250 д)0,4 б)20/7 е)0,041 в)0,19 ж)0,85 г)0,59	а)0,840 д)12,5 б)2,5 е)26 в)0,15 ж)-10 г)6,15	а)1975 ж)59 б)1975 з)1,4/ г)161 2,0 е)32,2	1 096 346		7						1 089 339	1 089 339									
55	неоген, масагетская серия, кирпично-красная свита, терригенный, 550-650	а)11300 г)0,7 б)125/ д)0,4 в)34 е)0,03 г)0,19 ж)0,88	а)0,843 д)12,2 б)2,3 е)30 в)0,06 ж)+7 г)6,9	а)1939 е)91,4 б)1959 ж)83 г)2037 з)0,6/ д)1316 7,3	3 434 205		15						3 419 190	3 419 190		3 419 190			4 066 837		3 345 116	1967 г. № 5145	
	палеоген, сумсарские слои, III, терригенный, 500-550	а)14670 д)0,2 б)5/5 е)0,13 в)0,16 ж)0,92 г)0,5	а)0,860 д)22,5 б)4 е)38 в)0,04 ж)+5 г)9,6	а)1949 е)99,8 б)1949 ж)82 г)740 з)0,1/ д)3 50	2 861 2		I	±2 +			2 884 6		2 884 6		2 884 6			501	1 189			1950 г. № 6109	
	палеоген, туркестанские слои, У+У1; алайские слои, VII, карбонатный, 550-640	а)5900 д)0,4 б)18/15 е)0,08 в)0,16 ж)0,92 г)0,7	а)0,853 д)11,6 б)1,48 е)31 в)0,16 ж)-14 г)4,7	а)1945 е)98,7 б)1945 ж)86 г)2170 з)0,4/ д)389 26,3	3 180 38		10	±8 +4			3 268 68		3 268 68		3 268 68			2 139	3 145			То же	

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс. м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балансов за 1989 г.	
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	A+B+C ₁
56	меловые, ХИШ, терригенный, I100	а) 1420 д) 0,4 б) 30/19 е) 0,393 в) 0,18 ж) 0,9 г) 0,7	а) 0,858 д) 8,3 б) 2,35 е) 45 в) 0,05 ж) -6 г) 4,14	а) 1969 е) 79,3 б) 1969 ж) 94 г) 370 з) 1/4,9 д) 229	223 101		5	
	меловые, ХИХ-ХХП (подгазовая), терригенный, I360	а) 1800 д) 0,3 б) 70/54 е) 0,239 в) 0,18 ж) 0,9 г) 0,7	а) 0,815 д) 5,1 б) 1,2 е) 45 в) 0,06 ж) -6 г) 8,8	а) 1958 е) 81,1 б) 1958 ж) 45 г) 279 з) 2,9/ д) 129 13,3	792 25		10	+129 +40
	юрские, ХХШ, терригенный, I600	а) 2250 д) 0,2 б) 20/16 е) 0,044 в) 0,14 ж) 0,9 г) 0,7	а) 0,822 д) отс. б) 3,8 е) 48 в) 0,012 ж) -6 г) 0,7	а) 1968 г) 8 б) 1968 д) 7 в) 1978 е) 22	171 28			
	Шарихан-Ходжа-абад - ГН Растворенный газ (61)			а) 1947 е) 93,1 б) 1947 ж) 69 г) 5872 з) 0,3/ д) 1962 5,2	7 672 459		24	+115 +50
	неоген, бактрийская серия, I, терригенный, 400 (подгазовая)	а) 850 д) 0,5 б) 20/12 е) 0,07 в) 0,12 ж) 0,985 г) 0,5	а) 0,855 д) 23,05 б) 3 е) 30 в) 0,21 ж) -14 г) 6,3	а) 1957 ж) 86 б) 1957 з) 0,6/ г) 719 16,6 е) 96,6	771 30		5	
	палеоген, сумсарские слои, III, терригенный, 580 (подгазовая)	а) 2900 г) 0,8 б) 7,5/ д) 0,38 7,5 е) 0,004 в) 0,16 ж) 0,909	а) 0,863 д) 45,2 б) 4,8 е) 30 в) 0,16 ж) -14 г) 6,7	а) 1947 е) 99,5 б) 1947 ж) 63 г) 670 з) 0,2/ д) 191 40	1 105 5		2	+26 +10
	туркестанские слои, У+VI, карбонатный, 700-750 (подгазовая)	а) 565 д) 0,3 б) 10/8 е) 0,03 в) 0,16 ж) 0,870 г) 0,6	а) 0,845 г) 6,7 б) 1,8 д) 16,7 в) 0,23 е) 35	а) 1951 е) 92 б) 1951 ж) 90 г) III з) 0,8/ д) 34 II, II	282 9		1	
	алайские слои, УП, карбонатный, 740 (подгазовая)	а) 985 д) 0,35 б) 18/3 е) 0,035 в) 0,15 ж) 0,870 г) 0,7	а) 0,836 д) 16,6 б) 4,0 е) 37 в) 0,17 ж) -7 г) 8,1	а) 1952 е) 97,1 б) 1952 ж) 95 г) 289 з) 0,1/ д) 211 5,0	1 488 40		2	
	бухарские слои, УШ, карбонатный, I050	а) 3850 д) 0,44 б) 16,8 е) 0,1 в) 0,15 ж) 0,827 г) 0,6	а) 0,850 д) 35,1 б) 6,05 е) 46 в) 0,16 ж) -12 г) 6,5	а) 1949 е) 98,8 б) 1949 ж) 96 г) 2331 з) 0,4/ д) 989 27,7	2 957 36		10	+89 +10
	мел, муянская свита, ХХ, ХХI, ХХII, терригенный, 2100	а) 5 д) 0,5 б) 15/10 е) 0,03 в) 0,11 ж) 0,7 г) 0,67	а) 0,809 д) 5,2 б) 0,9 е) 85 в) 0,22 ж) -12 г) 8,1	а) 1957 е) 99,8 б) 1957 ж) 93 г) 668 з) 0,0/ д) 537 100	101 1		1	

совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
пересчетки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвердившихся запасов	балансовые						забалансовые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год утверждения и № протокола
		A+B+C ₁	A+B+C ₁	A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂	A+B	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁
					218 96	218 96		218 96			1 056 234	218 96	1978 г. № 8064
							782 65	211 55			766 115	613 -	То же
							171 28	171 28			171 28	171 28	"-
				6 218 118	580 32	6 728 150	972 335	7 770 485		7 540 1 763	7 815 1 845	4 839 6	1955 г. № 388
				613 1	153 24	766 25		766 25					
				1 129 13		1 129 13		1 129 13		1 400 287	1 537 328	1 058 -	
				233 -	48 8	281 8		281 8		354 83	354 83	277 6	
				1 486 38		1 486 38		1 486 38		1 986 560	1 986 560	908 -	
				2 757 66	272 -	3 036 66		3 036 66		3 800 833	3 938 874	2 596 -	1955 г. № 388
					100 -	100 -		100 -					

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс.м ² ; б) нефтенасыщенность (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) расчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балансов за 1989 г.		совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР						
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	разведки	A+B+C ₁	переоценки и передачи с баланса на баланс	A+B+C ₁	A+B+C ₁	балансовые						забалансовые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год утверждения и № протокола
													A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂		
57	юрские, XXIII, терригенный, 2300	а)760 г)0,7 б)15/ д)0,4 в)0,5 ж)0,076 г)0,13 ж)0,85	а)0,830 д)5,1 б)0,8 е)87 в)0,07 ж)-12 г)3,4	а)1970 ж)80 б)1970 з)0,4/ г)24 0,5 е)11,8	487 180		I							486 179	486 179									
	юрские, XXVIII, терригенный, 2500	а)940 г)0,4 б)18/8 е)0,09 в)0,13 ж)0,84 г)0,7	а)0,830 д)4,9 б)0,8 е)89 в)0,06 ж)-12 г)5,5	а)1966 ж)69 б)1966 з)0,9/ г)60 1,2 е)27,7	488 158		2							486 156	486 156									
	Бостон - ГН Растворенный газ (61)			а)1952 е)28,9 б)1952 ж)67 г)1571 з)0,8/ д)94 1,1	15 251 3 896	790 237	45			1 754 38	4 187 1 099	5 941 1 137	9 265 2 714	15 206 3 851	790 237		377	377				1955 г. № 411		
	Площадь Андиган - Бостон неогеновые, Ia+I+KKS, терригенный, 400-500	а)2610 г)0,7 б)15-17/8-15 в)0,14-0,18 г)0,6-0,75 д)0,3-0,4 е)0,06 ж)0,8-0,9	а)0,86 д)37 б)2,3 е)28 в)0,3 ж)+12 г)10	а)1958 ж)64 б)1958 з)0,8/ г)773 0,9 е)16,9	13 596 3 825	790 237	38			303 -	4 187 1 099	4 490 1 099	9 068 2 688	13 558 3 787	790 237									
58	Основная площадь палеоген, сумсарские слои, Ш, нижний мел, муянская свита, XX, терригенный, 700-800	а)2154 д)0,35 б)19/6 е)0,006 в)0,16 ж)0,85 г)0,5	а)0,854 д)38,6 б)3,44 е)36 в)0,32 ж)+2 г)6	а)1957 е)95 б)1957 ж)83 г)723 з)0,7/ д)94 13,6	1 457 44		6			1 451 38		1 451 38		1 451 38			377	377				1955 г. № 411		
	юрские, XXX, терригенный, 2600	а)340 г)0,7 б)21/ д)0,4 в)11,4 е)0,01 г)0,15 ж)0,82	а)0,851 д)16,9 б)9,34 е)74 в)0,09 ж)+23 г)12,9	а)1970 ж)90 б)1970 з)0,9/ г)75 3,7 е)74,2	198 27		I							197 26	197 26									
	Ходжа-Осман - Н мел, муянская свита, терригенный, 500	а)700 г)0,2 б)19/6 е)0,04 в)0,15 ж)0,92 г)0,7	а)0,802 д)48 б)1,4 е)35 в)0,04 ж)-4 г)5	а)1956 ж)89 б)1961 з)0,9/ г)101 25,0 е)93,5	48 4		I	+6 +4			53 7	53 7		53 7										
	Хартум - ГН			а)1957 ж)65 б)1963 з)1,7/ г)350 3,9 е)46,2	1 426 277	840 280	II	+245 +140		1 076 154	1 076 154	1 284 252	2 360 406	825 321		Забалансовые			178			1961 г. № 3360		
59	палеоген, сумсарские слои, Ш, терригенный, 2150-2175	а)9840 г)0,7 б)21-25/ д)0,3 в)4-11,4 е)0,07 г)0,16 ж)0,9	а)0,857 д)32,8 б)3,3 е)66 в)0,24 ж)+9 г)7,03	а)1979 ж)3,5 б)1979 з)2,5/ г)137 7,6 е)52,6	524 65		5	+215 +63		734 123	734 123		734 123	268 121										
	палеоген, туркестанские слои, VI, карбонатный, 2500	а)1000 г)0,4 б)25/8 е)0,03 в)0,08 ж)0,836 г)0,6	а)0,865 д)22,9 б)0,87 е)72 в)0,51 ж)+11 г)6,3	а)1957 ж)68 б)1963 з)2,4/ г)207 12,5 е)81	348 48		6	- -11		342 31	342 31		342 31	269 108		Забалансовые			178					

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение, Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс. м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г. в		Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
					А+В+С ₁	С ₂	добычи	разведки	балансовые							на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год утверждения и № протокола
									А	В	А+В	С ₁	А+В+С ₁	С ₂	забалан- совые	А+В	А+В+С ₁	С ₂		
нрб	палеоген, Уш	а) 1505 г) 0,7 б) 29,9/ д) 0,32 14,6 е) 0,06 в) 0,66 ж) 0,797	а) 0,826 г) 6,3 б) 1,19 д) 0,15 в) 0,09 е) 87	а) 1989				+233 +47				233 47	233 47	288 92						
	мел, муганская свита, ХХП, терригенный	а) 1600 г) 0,75 б) 25/ д) 0,3 11,5 е) 0,32 в) 0,13 ж) 0,9	а) 0,836 д) 29,37 б) 1,2 е) 122 в) 0,06 ж) +28 г) 3,3	а) 1982 г) 6 б) 1983 е) 2,8	554 164	840 280		+497 +41				1 051 205	1 051 205							
	Восточный Хартум - Н Растворенный газ (61)			а) 1982 ж) 14 б) 1982 з) 0,10/ г) 170 12,10 е) 32,5	1 071 288		35	+532 +99				1 568 352	1 568 352							
	палеогеновые, Ш, терригенный, 2100	а) 660 г) 0,6 б) 34/ д) 0,3 9,2 е) 0,07 в) 0,14 ж) 0,92	а) 0,853 д) 36,6 б) 3,3 е) 68 в) 0,24 ж) +12 г) 7,03	а) 1982 ж) 24 б) 1982 з) 9,7/ г) 157 15,3 е) 36	802 215		33	+659 +136				1 428 318	1 428 318							
	палеогеновые, У1, карбонатный, 2380	а) 480 д) 0,3 б) 17/ е) 0,001- 7,2 0,08 в) 0,14 ж) 0,9 г) 0,75	а) 0,853 д) 22,9 б) 11,5 е) 72 в) 0,51 ж) +14 г) 2,99	а) 1984 ж) 50 б) 1985 з) 2,3/ г) 13 2,7 е) 27,6	269 73		2	-127 -37				140 34	140 34							
61	Законсервированные																			
	Северный Аламыш - Н палеогеновые, Ш+У+У1+УП+УШ, карбонатный, 2450	а) 438 д) 0,3 б) 14/8 е) 0,05 в) 0,17 ж) 0,9 г) 0,6	а) 0,850 д) св. б) 5,8 нет в) 0,2 е) 70 г) 6,2 ж) св. нет	а) 1973	243 73							243 73	243 73							
Всего по Андижанской области и объединению Узбекнефть в ее пределах					г) 28284	59 630 7 116	1 630 517	269	+1 849 +378	26 858 468	17 117 2 034	43 205 2 502	18 005 4 723	61 210 7 225	1 615 555				18 373 1 010	
Разрабатываемые					г) 28 284	59 387 7 043	1 630 517	269	+1 849 +378	26 088 468	17 117 2 034	43 205 2 502	17 762 4 650	60 967 7 152	1 615 555				18 373 1 010	
из них по неразрабатываемым горизонтам					г) 1382	1 495 192	840 280		+497 +41	770 -		770 -	1 222 233	1 992 233					940 28	
Законсервированные						243 73						243 73	243 73							

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс.м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балансов за 1989 г.		Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
					А+В+С ₁	С ₂	добычи	А+В+С ₁	балансовые						забалансовые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год утверждения и № протокола
									А	В	А+В	С ₁	А+В+С ₁	С ₂		А+В	А+В+С ₁	С ₂		
	палеоген, сумсарские слои, II (подгазовая), терригенный, 1070-1350	а) 1030 д) 0,2 б) 24/10 е) 0,086 в) 0,20 ж) 0,85 г) 0,63	а) 0,859 д) 24,9 б) 4,8 е) 48 в) 0,05 ж) +6 г) 10,7	а) 1970 ж) 56 б) 1972 з) 2,0/ г) 143 6,5 е) 71,5	861 61		4				857 57	857 57		857 57						
	риштанские слои, IV (подгазовая), терригенный, 1500	а) 5269 г) 0,5 б) 10/ д) 0,5 в) 2,6 е) 0,014 г) 0,17 ж) 0,85	а) 0,830 д) 15,6 б) 3,2 е) 52 в) 0,14 ж) +14 г) 7,9	а) 1955 е) 55 б) 1956 ж) 70 г) 543 з) 0,2/ д) 12 0,4	1 636 446		2		1 634 444		1 634 444		1 634 444			972 381		441 -		
	бухарские слои, VII, карбонатный, 1500	а) 3240 д) 0,6 б) 37/16 е) 0,01 в) 0,18 ж) 0,81 г) 0,8	а) 0,835 д) 17,47 б) 1,6 е) 54 в) 0,16 ж) +4 г) 4,6	а) 1955 е) 98 б) 1956 ж) 93 г) 3081 з) 0,8/ д) 19 67,5	2 103 40		27	+205 +125	2 281 138		2 281 138		2 281 138			5 086 2 022	5 086 2 022		2 013 -	
65	Ханкыз - ГН Растворенный газ (61)			а) 1957 е) 59,6 б) 1957 ж) 66 г) 626 з) 1,7/ д) 5 4,0	2 329 442		18			2 381 424	2 381 424		2 381 424			3 003 1 046	3 003 1 046		2 381 424	1959 № 2736
	палеоген, сумсарские слои, II, терригенный, 1360	а) 1823 д) 0,4 б) 26/11 е) 0,018 в) 0,17 ж) 0,934 г) 0,6	а) 0,868 д) 35,75 б) 6,7 е) 50 в) 0,18 ж) +12 г) 12	а) 1957 е) 73,7 б) 1957 ж) 77 г) 438 з) 1,1/ д) 5 4,2	1 056 163		7		1 049 156	1 049 156		1 049 156			1 483 590	1 483 590		1 049 156		
	алайские слои, VII, карбонатный, 1700	а) 878 д) 0,31 б) 40/16 е) 0,018 в) 0,17 ж) 0,95 г) 0,7	а) 0,870 д) 29,25 б) 9,0 е) 60 в) 0,21 ж) +15 г) 15	а) 1959 е) 41,2 б) 1959 ж) 77 г) 188 з) 2,4/ д) - 3,9	1 343 279		II		1 332 268	1 332 268		1 332 268			1 520 456	1 520 456		1 332 268		
66	Чонгара-Гальча - ГН Растворенный газ (61)	а) 10006 д) 0,6 б) 5/1,6 е) 0,012 в) 0,11 ж) 0,915 г) 0,67	а) 0,872 д) 30 б) 3,6 е) 37 в) 0,14 ж) -17 г) 5	а) 1949 е) 95,8 б) 1959 ж) 88 г) 977 з) 0,4/ д) 242 10,6	385 47		5			380 42	380 42		380 42			584 88	1 119 303		380 -	1963 № 4115
	палеоген, риштанские слои, IV, терригенный, 450 (подгазовая)																			
67	Авваль - Н Растворенный газ (61)	а) 1510 д) 0,35 б) 16/7 е) 0,03 в) 0,11 ж) 0,985 г) 0,6	а) 0,853 д) 27,2 б) 3,5 е) 36 в) 0,14 ж) +5 г) 6,1	а) 1955 е) 41,4 б) 1955 ж) 68 г) 80 з) 1,5/ д) 1 2,5	476 116		3			473 113	473 113		473 113			552 192	552 192		473 113	1957 № 165
	палеоген, туркестанские слои, V, карбонатный, 900																			
68	Авваль Восточный - Н палеоген, туркестанские слои, V, карбонатный, 1100	а) 598 д) 0,35 б) 14/7 е) 0,03 в) 0,11 ж) 0,985 г) 0,6	а) 0,884 д) 5,36 б) 3,0 е) 37 в) 0,14 ж) -14 г) 7	а) 1954 ж) 60 б) 1957 з) 1,2/ г) 61 5,5 е) 78,2	127 18		I			126 17	126 17		126 17							

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение, Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс.м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость, %; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балансов за 1989 г.	разведки	добычи	А+В+С ₁	А+В+С ₁	Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
					А+В+С ₁	А+В+С ₁						балансовые						забалансовые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год утверждения и № протокола																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
												А	В	А+В	С ₁	А+В+С ₁	С ₂		А+В	А+В+С ₁	С ₂																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																					
69	Варык - ГН Растворенный газ (61)			а) 1971 е) 23,1 б) 1971 ж) 25 г) 143 з) 1,6/2 д) 62	2 087 486	393 68	10																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			

ЗАПАСЫ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ, тыс. т
ИЗВЛЕКАЕМЫЕ

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение, Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс. м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г.	
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	разведки
73	Разведываемые							
	Гумхана - Н	а) 2430 п) 0,05 б) 37/18 е) 0,011 в) 0,12 ж) 0,9 г) 0,68	а) 0,838 д) 42,1 б) 11,2 е) 57 в) 0,11 ж) +13 г) 12,7	а) 1980 е) 0,1 б) 1986 ж) 60 г) 1 з) 0,1	6 711 890	16 115 1 817		
	Всего по Ферганской области и объединению Узбекнефть в ее пределах			г) 10409	29 736 4 020	18 856 2 520	II2	+227 +133
	Разрабатываемые			г) 10408	23 025 3 130	2 741 703	II2	+227 +133
	из них по неразрабатываемым горизонтам				244 78	2 126 597		
	Разведываемые			г) 1	6 711 890	16 115 1 817		
	Всего по Узбекской ССР			г) 58407	318 846 78 779	106 842 30 088	I 203	+40 286 +24 825
	Разрабатываемые			г) 58163	194 790 36 929	21 635 4 789	I 043	+5 623 +785
	из них по неразрабатываемым горизонтам			г) 1547	10 370 1 813	18 914 3 962		+497 +41
	Подготовленные для промышленного освоения			г) 148	30 399 5 415		II8	+33 189 +23 497
	Разведываемые			г) 93	90 834 35 694	84 272 24 825	42	+1 474 +543
	Законсервированные			г) 3	2 823 741	935 474		
	из них только с забалансовыми запасами			г) 3				
	Объединение Узбекнефть			г) 52339	209 100 36 573	45 986 9 584	I 032	+7 169 +1 243
	разрабатываемые			г) 52211	161 831 27 603	5 412 1 356	988	+5 615 +777

х/ Кроме того, месторождение Гилган Северный в Киргизской ССР.

совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
переоценки и передачи с баланса на баланс	спливания неподтвердившихся запасов	балансовые							на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год утверждения и № протокола
		A ¹	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂	забалан-совые	A+B	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	
A+B+C ₁	A+B+C ₁												
					6 711 890	6 711 890	16 115 1 817						
		5 344 593	13 230 1 484	18 574 2 080	11 277 1 961	29 851 4 041	18 856 2 520					8 103 813	
		5 344 593	13 230 1 487	18 574 2 080	4 566 1 071	23 140 3 151	2 741 703					8 103 813	
					244 78	244 78	2 126 597						
					6 711 890	6 711 890	16 115 1 817						
		69 295 9 744	82 697 13 559	151 992 23 303	205 937 79 098	357 929 102 401	89 709 20 081	6 435				243 111 84 413	
		69 295 9 744	82 238 13 467	151 533 23 211	47 837 13 460	199 370 36 671	21 620 4 827	251				114 104 24 817	
		770 -	1 050 263	1 820 263	9 047 1 591	10 867 1 854	18 074 3 682					8 517 1 304	
								826				129 007 59 596	
					129 007 59 596	129 007 59 596							
					26 729 5 393	26 729 5 393	67 154 14 780						
			459 92	459 92	2 364 649	2 823 741	935 474	5 358					
								5 358					
		69 295 9 744	60 045 8 112	129 340 17 856	85 892 18 930	215 232 36 786	59 208 13 593					117 350 22 317	
		69 295 9 744	59 586 8 020	128 881 17 764	37 376 9 328	166 257 27 092	5 397 1 394					87 554 16 964	

№ п/п	Республика, экономический район, край, область. Министертву, управлению, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс.м ² . б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² . ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ . б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Измения балан за 1989 г. в		
					добычи	разведки			
								A+B+C ₁	C ₂
КИРГИЗСКАЯ ССР									
	Миннефтегазпром СССР								
	Киргизнефть								
	<u>Разрабатываемые</u>								
74	Чангырташ - Н Растворенный газ (6I)			а) I932 б) I938 г) I622 д) 20I	е) 79,0 ж) I80,3 з) 0,68/3,13	5 I82 446	I4		
	палеоген, сумсарские слои, терригенный, 490	а) 8I04 б) 5,7/5,7 в) 0,2	г) 0,6 д) 0,35 е) 0,03 ж) 0,923	а) 0,877 б) IO,5 в) 0,3 г) 8	д) I6,2 е) 34 ж) 2	а) I935 б) I938 г) I407 д) I94	е) 80,6 ж) 8I,4 з) 0,6/3,0	3 50I 349	II
	туркестанские слои, У, карбонатный, 550	а) 429I б) 6,1/6,1 в) 0,18	г) 0,5 д) 0,2 е) 0,027 ж) 0,892	а) 0,850 б) 5,4 в) 0,67 г) 8	д) IO,I е) 37 ж) 3	а) I932 б) I942 г) 2I5 д) 7	е) 69,6 ж) 76 з) I,09/3,5	I 68I 97	3
75	Майлису IV - Восточный Избаскент - ГН Гелий (73), растворенный газ (6I)			а) I948 б) I950 г) 488I д) I799	е) 33,3 ж) 7I,2 з) 0,68/I,0	59 834 9 453	4 IO3 804	96	
	палеоген:								
	а) сумсарские слои, Ш, терригенный, I600	а) II6025 б) 5,65/3,9 в) 0,15I	г) 0,65 д) 0,2 е) 0,00I7 ж) 0,933	а) 0,872 б) 9,36 в) 0,3 г) 8	д) 49 е) 50 ж) 8	а) I948 б) I950 г) I363 д) 39I	е) I9,0 ж) 4I,9 з) 0,67/0,82	34 58I 5 865	49
	б) участок Майлису IV			а) I948 б) I950 г) 2756 д) IO60	е) 5I,2 ж) 79,8 з) 0,82/I,36	22 45I 3 265		44	
нрб	I базальный горизонт неогена, I3I5	а) 2620 б) 30/I0 в) 0,16 г) 0,6I	д) 0,I е) 0,0I9 ж) 0,956	а) 0,86 б) 5,7 в) 0,2 г) 8	д) 48 е) 50 ж) отс.	а) I987	2 IOO 2IO	2 4II 437	
нрб	II базальный горизонт неогена, I325	а) IO860 б) 8,4/2,4 в) 0,15	г) 0,5 д) 0,2 е) 0,0II ж) 0,96	а) 0,86 б) 5,1 в) 0,2 г) 8	д) 48 е) 42 ж) отс.	а) I986 г) I	I 9I8 363	I 692 367	
X/ Кроме запасов пласта V в сумму утвержденных вошли запасы по УП, ...									

совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
переоценки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвер- дившихся запасов	балансовые						забалан- совые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г. A+B+C ₁	год ут- вержде- ния и № про- токола
		A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂		
A+B+C ₁	A+B+C ₁	A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	
		<u>3 661</u> 85	<u>1 507</u> 347	<u>5 168</u> 432		<u>5 168</u> 432			<u>7 099</u> I 323	<u>II 497</u> 2 I 86		<u>5 168</u> 432	I 950 г. № 6109
		<u>2 668</u> 52	<u>822</u> 286	<u>3 490</u> 338		<u>3 490</u> 338			<u>6 344</u> I I 42	<u>6 477</u> I I 66		<u>3 490</u> 338	
		<u>993</u> 33	<u>685</u> 61	<u>I 678</u> 94		<u>I 678</u> 94			<u>755^{x/}</u> I 81	<u>5 020</u> I 020		<u>I 678</u> 94	
		<u>IO 799</u> 997	<u>2I 010</u> 2 879	<u>3I 809</u> 3 876	<u>27 929</u> 5 481	<u>59 738</u> 9 357	<u>4 IO3</u> 804	I 500	<u>2I 287</u> 3 545	<u>54 045</u> IO 394	<u>3 579</u> 7I6	<u>49 782</u> 7 342	I 970 г. № 5893, I 978 г. № 8159
			<u>I7 368</u> 2 436	<u>I7 368</u> 2 436	<u>I7 I64</u> 3 380	<u>34 532</u> 5 816		I 500	<u>I2667</u> 2 224	<u>36 504</u> 6 988	<u>3 579</u> 7I6	<u>34 040</u> 5 724	I 970 г. № 5893
		<u>IO 799</u> 997	<u>843</u> I 23	<u>II 642</u> I I 20	<u>IO 765</u> 2 IOI	<u>22 407</u> 3 221	<u>4 IO3</u> 804		<u>6 566</u> 888	<u>IA 528</u> 2 872		<u>I2 943</u> I 298	I 970 г. № 5893, I 978 г. № 8159
					<u>2 IOO</u> 2IO	<u>2 IOO</u> 2IO	<u>2 4II</u> 437						
					<u>I 9I8</u> 383	<u>I 9I8</u> 383	<u>I 692</u> 367						

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс. м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г. в	
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	разведки
								A+B+C ₁
	из них по не-разрабатываемым горизонтам			г) I5221	5 770 895	3 917 965		+497 +41
	подготовленные для промышленного освоения			г) 32	29 798 5 355		2	
	разведываемые			г) 93	14 935 3 211	40 574 8 228	42	+1 554 +466
	законсервированные				2 737 704			
	Объединение Сред-азгазпром			г) 6068	33 782 9 697	16 223 3 433	I7 I	+8 +8
	разрабатываемые			г) 5952	33 160 9 626	16 223 3 433	55	+8 +8
	из них по не-разрабатываемым горизонтам			г) 25	4 600 918	14 997 2 997		
	подготовленные для промышленного освоения				601 60		II 6	
	законсервированные				21 II			
	из них только с забалансовыми запасами							
	Объединение Узбек-нефтегазгеология				75 964 32 509	44 633 17 071		+33 109 +23 574
	подготовленные для промышленного освоения							+33 189 +23 497
	разведываемые				75 899 32 483	43 698 16 597		+80 +77
	законсервированные				65 26	235 474		
	из них только с забалансовыми запасами							

состав запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР					
пересчетки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвер- дившихся запасов	балансовые						забалан- совые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год ут- вержде- ния и № про- токола	
		A+B+C ₁	A+B+C ₁	A	B	A+B	C ₁		A+B+C ₁	C ₂	A+B			A+B+C ₁
				770 -	1 050 263	1 820 263	4 447 673	6 267 936	3 077 685				3 921 390	
							29 796 5 353	29 796 5 353					29 796 5 353	
+2 +2							16 449 3 637	16 449 3 637	53 811 12 199					
					459 92	459 92	2 778 612	2 737 704						
±II6 +II6					22 652 5 447	22 652 5 447	11 083 4 203	33 735 9 650	16 223 3 433	I 182			27 151 7 913	
					22 652 5 447	22 652 5 447	10 461 4 132	33 113 9 579	16 223 3 433	251			26 550 7 853	
							4 600 918	4 600 918	14 997 2 997				4 596 914	
±II6 +II6							601 60	601 60		826			601 60	
							21 II	21 II		105				
										105				
±II8 -II8							108 955 55 965	108 955 55 965	14 278 3 055	5 253			98 610 54 183	
±65 421 +30 686							98 610 54 183	98 610 54 183					98 610 54 193	
±65 532 -30 804							10 280 I 756	10 280 I 756	13 343 2 581					
							65 26	65 26	235 474	5 253				
										5 253				

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс. м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г. в	
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	разведки
								A+B+C ₁
нрб	туркестанские и алайские слои, У-УПа, карбонатный, 1400	а) 25050 г) 0,74 б) 8,7/ д) 0,253 в) 0,093 ж) 0,819	а) 0,867 д) 35 б) 4,7 е) 46 в) 0,3 ж) 7 г) 8,5	а) 1948 е) 68,6 б) 1950 ж) 80,8 г) 2451 а) 1,1/ д) 1001 3,39	II 681 I 159		39	
	бухарские и сузакские слои, IX, карбонатный, 1600	а) 14793 г) 0,812 б) 5,6/ д) 0,24 в) 0,085 ж) 0,9	а) 0,857 д) 41 б) 4,5 е) 46 в) 0,18 ж) 6 г) 6,5	а) 1953 е) 18,2 б) 1960 ж) 54,4 г) 179 а) 0,17/ д) 18 0,2	3 930 806		I	
	верхнемеловые, ХШ (нефтяная оторочка), терригенный, 1300	а) 1021 г) 0,7 б) 3,32/ д) 0,2 в) 0,126 ж) 0,801	а) 0,812 д) 50 б) 1,7 е) 49 в) 0,07 ж) 4 г) 21	а) 1960 г) 41,7 б) 1960 д) 39	153 -			
	зональная залежь Майлису IV - Восточный Избаскент, ХШ, терригенный, 1500	а) 3117 г) 0,3 б) 11/11 е) 0,085 в) 0,17 ж) 0,73 г) 0,7	а) 0,800 д) 39 б) 2,3 е) 49 в) 0,1 ж) 7 г) 19	а) 1974 е) 4,1 б) 1974 ж) 99 г) 29	2 351 685			
	верхнемеловые, ХІУ (нефтяная оторочка), терригенный, 1430	а) 795,6 г) 0,7 б) 7,1/ д) 0,2 в) 0,143 ж) 0,801	а) 0,812 г) 12,7 б) св. д) 26 нет е) 52 в) 0,05 ж) 2	а) 1972 е) 74,4 б) 1978 ж) 70,4 г) 54 а) 4,7/ д) 1,7 15,4	318 22		4	
76	в) участок Восточный Избаскент							
	туркестанские и алайские слои, У-УПа, карбонатный, 1880	а) 5050 г) 0,7 б) 9,4/ д) 0,262 в) 0,122 ж) 0,846	а) 0,867 д) 54 б) 1,9 е) 62 в) 0,23 ж) 6 г) 7	а) 1956 е) 63,7 б) 1958 ж) 91,2 г) 562 а) 0,28/ д) 348 0,77	2 802 323		3	
	Избаскент - ГН Растворенный газ (61)			а) 1950 е) 93,5 б) 1956 ж) 96,7 г) 3128 а) 0,22/ д) 3003 3,4	9 566 224	672 96	8	
	палеоген:							
	сумсарские слои, Ш, терригенный, 1963	а) 3738 г) 0,678 б) 10,6/ д) 0,145 в) 0,127 ж) 0,835	а) 0,865 д) 22,4 б) 3,5 е) 78 в) 0,19 ж) 5 г) 3,5	а) 1950 а) 49,2 б) 1956 ж) 84,5 г) 176 а) 0,4/ д) 152 0,8	2 295 183	672 96	I	
	туркестанские и алайские слои, У-УП, 2200	а) 9457 г) 0,686 б) 10/ д) 0,18 в) 0,123 ж) 0,827	а) 0,867 д) 22,19 б) 4 е) 82 в) 0,19 ж) 5 г) 7,5	а) 1950 е) 97,8 б) 1956 ж) 96,3 г) 1044 а) 0,4/ д) 569 15,4	4 905 28		5	
	сузакские слои, IX, X, 2378	а) 2833 г) 0,802 б) 13/ д) 0,45 в) 0,175 ж) 0,829	а) 0,860 д) 21 б) 1,7 е) 84 в) 0,17 ж) 3,5 г) 8	а) 1950 е) 99,4 б) 1956 ж) 98,5 г) 1908 а) 0,10/ д) 1682 13,8	2 366 13		2	

совых запасов результате	переоценки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвер- дившихся запасов	Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
			балансовые						забалан- совые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год ут- вержде- ния и № про- токола
			A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	
A+B+C ₁	A+B+C ₁													
			10 799 997	843 123	11 642 I 120		11 642 I 120			6 566 888	12 169 2 367		10 795 993	1970 г. № 5893
						3 929 805	3 929 805				2 000 466		1 839 305	
					153 -		153 -				156 -		153 -	1978 г. № 8159
						2 351 685	2 351 685							
						314 18	314 18				203 39		156 -	То же
				2 799 320	2 799 320		2 799 320			2 454 433	3 013 534		2 799 320	1970 г. № 5893
			2 294 182	2 294 182	7 264 34	9 558 216	672 96			9 683 341	814 125	9 558 216	1980 г. № 8510	
			2 294 182	2 294 182		2 294 182	672 96			2 318 206	672 96	2 294 182	То же	
					4 900 23	4 900 23				4 975 98	142 29	4 900 23	---	
					2 364 II	2 364 II				2 390 37		2 364 II	---	

№ п/п	Республика, экономический район, край, область. Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождения и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс.м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г. в		
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	разведки	
								A+B+C ₁	
77	Карагачи - Н Растворенный газ (61) эоценовые, IV, терригенный, 2455	а)2450 г)0,62 б)1,95/ д)0,36 1,95 е)0,113 в)0,19 ж)0,946	а)0,864 д)43 б)3,7 е)70 в)0,4 ж) 8 г)13	а)1974 ж)62,6 б)1976 з)1,8/ г)18 5,7 д)69,2	345 51	81 29	3		
78 нрб	Чигирчик - Н Растворенный газ (61) юрские, XXIII, терригенный, 1000	а)1375 г)0,75 б)14,3/ д)0,3 14,3 е)0,05 в)0,2 ж)0,82	а)0,815 д)17 б)10 е)55 в)0,07 ж)-7 г)20	а)1976 ж)79,3 б)1977 з)0,16/ г) 13 0,17 е)2,2	1 958 578				
79	Бешкент-Тогал - Н Растворенный газ (61) эоценовые, III в том числе: участок Бешкент эоценовые, III, терригенный, 1800 участок Тогал эоценовые, III, терригенный, 1400	а)15320 г)0,639 б)5,8/ д)0,3 5,8 е)0,047 в)0,218 ж)0,987	а)0,87 д)42 б)5,6 е)54 в)0,17 ж)-2 г) 7	а)1976 ж)25,9 б)1977 з)0,76/ г)188 0,81 е)7,96	9 478 2 567	829 265	27		
		а)3750 г)0,606 б)3,56/ д)0,3 3,56 е)0,047 в)0,218 ж)0,969	а)0,87 д)42 б)10 е)40 в)0,3 ж)10 г)18	а)1978 ж)8,9 б)1978 з)1,9/ г)125 2,5 е)25,4	1 531 378		9		
б/н	Ниязбек-Северный Каракикум X/ - НГК Растворенный газ (61) Таджикнефть Ниязбек - НГК Киргизнефть Северный Каракикум - НГК			а)1974 е)47,3 б)1974 з)3,6/ г)1276 6,5 д) 501	6 727 1 360	1 242 410	54	+223 +81	
				а)1974 е)49,5 б)1974 ж)26,1 г)1198 з)4,1/ д) 424 7,4	6 051 1 191	515 170	53		
				а)1974 д)77 б)1974 е)31,3 г) 78	676 169	727 240	1	+223 +81	
X/ Запасы месторождения на балансе объединений Таджикнефть (Таджикская ССР) и Киргизнефть (Киргизская ССР)									

X/ Запасы месторождения на балансе объединений Таджикнефть (Таджикская ССР) и Киргизнефть (Киргизская ССР).

совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР					
переоценки и передачи с баланса на баланс	списания исподтвердившихся запасов	балансовые						забалан- совые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г. A+B+C ₁	год ут- вержде- ния и № про- токола	
		A+B+C ₁	A+B+C ₁	A	B	A+B	C ₁		A+B+C ₁	C ₂	A+B			A+B+C ₁
											</			

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс.м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г. в		
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	разведки	
									A+B+C ₁
нрб	палеоген, сумсарские слои, II, терригенный, 3660 (подгазовая)	а) I307 г) 0,78 б) 4,5/ д) 0,34 в) 0,15 ж) 0,66	а) 0,858 д) 10,8 б) 0,78 е) 130 в) 0,3 ж) 15 г) 7,6	а) I974 д) 34 б) I974 е) 45,9 г) 34	<u>189</u> 40	<u>212</u> 70		<u>+38</u> +15	
	Па, терригенный, 3700 (подгазовая)	а) I350 г) 0,79 б) 2,8/ д) 0,34 в) 0,14 ж) 0,68	а) 0,848 д) 9,7 б) 1,2 е) 130 в) 0,11 ж) 16 г) 13,4	а) I981 д) 22 б) I981 е) 95,4 г) 22 ж) 22,5	<u>53</u> I		I	<u>+185</u> +66	
нрб	риштанские слои, IV, терригенный, 3700 (подгазовая)	а) 746 д) 0,25 б) 8,5/3 е) 0,1 в) 0,17 ж) 0,65 г) 0,77	а) 0,869 д) 9,1 б) 1,2 е) 130 в) 0,33 ж) 13 г) 10,2	а) I975 д) 22 б) I978 е) 14,6 г) 22	<u>434</u> 128	<u>515</u> 170			
80	Тамчи - Н палеогеновые, IV, терригенный, 2450	а) 4000 г) 0,487 б) 5,5/ д) 0,25 в) 0,17 ж) 0,113 г) 0,212 ж) 0,998	а) 0,876 д) 43 б) 2,7 е) 74 в) 0,26 ж) 2 г) 7	а) I981 е) 1,6 б) I982 ж) 16,1 г) 8 з) -	<u>I 980</u> 488				
81	Майли-Сай - Н Растворенный газ (6I) туркестанские слои, V, 500	а) 2129 д) 0,5 б) 6/6 е) 0,0036 в) 0,123 ж) 0,83 г) 0,6	а) 0,86 д) 37 б) 1,5 е) 55 в) 0,17 ж) св. г) 5 нет	а) I901 ж) 83,5 б) I901 з) 5,7/ г) I32 40 е) 91,4	<u>47</u> 12		4	<u>+40</u> +20	
82	Майлису III - ГН палеоген, V, карбонатный	а) 3475 г) 0,83 б) 5,6/ д) 0,2 в) 0,099 ж) 0,172 г) 0,951	а) 0,865 д) 40 б) 6,5 е) 42 в) 0,36 ж) 10 г) 6	а) I989 ж) 71 г) 42 з) I,14/ е) I5,9 I,3			3	<u>+I 276</u> +224	
83	<u>Разведываемые</u> Ташрават - Н палеогеновые, IV, терригенный, 1200	а) 5750 г) 0,55 б) 3,76/ д) 0,3 в) 0,16 ж) 0,113 г) 0,998	а) 0,862 д) 42 б) 6,5 е) 42 в) 0,2 ж) 10 г) 15,7	а) I983 е) 0,2 г) I ж) 45,2	<u>I 665</u> 499				
	<u>Узбекнефть</u> <u>Законсервированные</u>								
84	Риштан Северный - ГН Растворенный газ (6I) меловые, XVI-XVII (подгазовая), 708-738	а) I0560 г) 0,60 б) 33/ д) 0,35 в) 0,12 ж) 0,023 г) 0,71	а) 0,730 д) II б) 1,37 е) 37 в) 0,39 ж) -15 г) 4,7	а) I954 г) 77 б) I954 д) II в) I969	<u>733</u> 207				
Всего по Киргизской ССР					г) I0213	<u>91 464</u> 14 694	<u>6 412</u> I 434	I56	<u>+I 539</u> +325

совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.								Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
переоценки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвер- дившихся запасов	балансовые							забалан- совые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год ут- вержде- ния и № про- токола
		A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂			A+B	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	
A+B+C ₁	A+B+C ₁													
			227 55	227 55		227 55					189 40	212 70	189 40	
			237 66	237 66		237 66					53 I		52 --	
-139 -71			295 57	295 57		295 57					434 128	515 170	295 57	
			138 36	138 36	I 842 452	I 980 488								
			83 28	83 28		83 28		54I		-- 203	-- 358		-- 8	I955 г. № 398
					I 273 221	I 273 221	2 318 463							
					I 665 499	I 665 499								
		440 105	293 102	733 207		733 207		206		-- 272	-- 272		733 207	I956 г. № 1094
-139 -71		I4 900 I 187	30 800 4 948	45 700 6 135	47 008 8 657	92 708 14 792	8 003 I 657	2 247					65 777 8 302	

ИЗВЛЕКАЕМЫЕ		Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс.м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г. в	
№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м				A+B+C ₁	C ₂	добычи	разведки
								A+B+C ₁
	Разрабатываемые			г) IOI35	<u>89 066</u> I3 988	<u>6 412</u> I 434	I56	<u>+I 539</u> +325
	из них по неразрабатываемым горизонтам			г) IO6	<u>8 914</u> I 984	<u>4 618</u> 974		
	Разведываемые			г) I	<u>I 665</u> 499			
	Законсервированные			г) 77	<u>733</u> 207			
	Объединение Узбекнефть (законсервированные)			г) 77	<u>733</u> 207			
	Объединение Киргизнефть			г) IOI36	<u>90 731</u> I4 487	<u>6 412</u> I 434	I56	<u>+I 539</u> +325
	Разрабатываемые			г) IOI35	<u>89 066</u> I3 988	<u>6 412</u> I 434	I56	<u>+I 539</u> +325
	из них по неразрабатываемым горизонтам			г) IO6	<u>8 914</u> I 984	<u>4 618</u> 974		
	Разведываемые			г) I	<u>I 665</u> 499			

совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
пересчетки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвердившихся запасов	балансовые						забалан- совые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год утверждения и № протокола
		A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	
A+B+C ₁	A+B+C ₁												
	-I39 -7I	I4 460 I 082	30 507 4 846	44 967 5 928	45 343 8 I58	90 310 I4 086	8 003 I 657	2 04I				65 044 8 095	
	-I39 -7I		295 57	295 57	8 480 I 856	8 775 I 913	4 I03 804					448 57	
					I 665 499	I 665 499							
		440 I05	293 I02	733 207		733 207		206				733 207	
		440 I05	293 I02	733 207		733 207		206				733 207	
	-I39 -7I	I4 460 I 082	30 507 4 846	44 967 5 928	47 008 8 657	91 975 I4 585	8 003 I 657	2 04I				65 044 8 095	
	-I39 -7I	I4 460 I 082	30 507 4 846	44 967 5 928	45 343 8 I58	90 310 I4 086	8 003 I 657	2 04I				65 044 8 095	
	-I39 -7I		295 57	295 57	8 480 I 856	8 775 I 913	4 I03 804					448 57	
					I 665 499	I 665 499							

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс.м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость, г; г) нефтенасыщенность, д; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г. в	
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	разведки
ТАДЖИКСКАЯ ССР								
ЛЕНИНАБАДСКАЯ ОБЛАСТЬ								
Миннефтегазпром СССР								
Таджикнефть								
Разрабатываемые								
85	Ким (Сельрохо) - Н	а) 3390 г) 0,82 б) 10,3/ д) 0,347 5,9 е) 0,03 в) 0,17 ж) 0,944	а) 0,853 д) 27 б) 1,4 е) 30 в) 0,4 ж) 14 г) 5,06	а) 1908 е) 82,5 б) 1909 ж) 27,6 г) 944 з) 0,4/ д) 592 2,0	2 151 199		4	
	палеоген, смешанный, П, У, У1, У1а, УП, 450							
86	Айритан - ГН			а) 1967 е) 64,2 б) 1967 ж) 92,9 г) 262 з) 1,7/ д) 106 4,6	1 029 153		7	
	Растворенный газ (61)							
	палеоген							
	сумсарские слои, П, терригенный, 1250	а) 973 д) 0,2 б) 6/4,1 е) 0,1 в) 0,17 ж) 0,87 г) 0,68	а) 0,856 д) 13,8 б) 3,25 е) 44 в) 0,96 ж) 15 г) 6,3	а) 1968 е) 60,3 б) 1968 ж) 93,9 г) 41 з) 1,5/ д) 8 3,6	302 28		1	
	туркестанские слои, У, карбонатный, 1330-1450	а) 719 д) 0,44 б) 8/3,2 е) 0,05 в) 0,21 ж) 0,91 г) 0,82	а) 0,876 д) 15,7 б) 3,8 е) 45 в) 0,73 ж) 15 г) 6,1	а) 1969 е) 72,7 б) 1969 ж) 93,4 г) 96 з) 1,5/ д) 42 5,3	214 38		2	
	алайские слои, УП, карбонатный, 1370-1500	а) 826 д) 0,32 б) 25/5 е) 0,1 в) 0,22 ж) 0,93 г) 0,85	а) 0,870 д) 16,7 б) 2,1 е) 60 в) 0,77 ж) 15 г) 5,9	а) 1967 е) 60,1 б) 1967 ж) 92,1 г) 125 з) 1,9/ д) 56 4,6	513 87		4	
87	Канибадам - НК			а) 1966 е) 55,6 б) 1967 ж) 49,5 г) 128 з) 2,6/ д) 34 12,1	1 137 106		4	
	Гелий (73); растворенный газ (61); конденсат (77)							
	палеоген							
	туркестанские слои, У, карбонатный, 2980 (подгазовая)	а) 1970 д) 0,31 б) 8/3 е) 0,03 в) 0,18 ж) 0,76 г) 0,79	а) 0,861 д) 13,8 б) 1,82 е) 89 в) 0,25 ж) 19 г) 5,6	а) 1966 е) 81,0 б) 1967 ж) 49,5 г) 124 з) 2,6/ д) 34 12,1	374 33		4	
нрб	алайские слои, УП, карбонатный, 2925-3035 (подгазовая)	а) 1960 д) 0,1 б) 20/4 е) 0,05 в) 0,18 ж) 0,92 г) 0,74	а) 0,883 д) 16,8 б) 1,52 е) 89 в) 0,38 ж) 19 г) 5,0	а) 1970 е) 5,2 б) 1981 ж) 6,1 г) 4	763 73			

совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
переоценки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвердившихся запасов	балансовые						забалан-совые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год утверждения и № протокола
		A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	
A+B+C ₁	A+B+C ₁												
			2 147 195	2 147 195		2 147 195			2 245 632	2 651 774		72 -	1950 г. № 6109
		1 022 146		1 022 146		1 022 146				676 121		520 5	1975 г. № 7434
		301 27		301 27		301 27				182 30		149 -	
		212 36		212 36		212 36				131 17		77 -	
		509 83		509 83		509 83				363 74		294 5	
			370 29	370 29	763 73	1 133 102			321 37	524 107		231 -	1973 г. № 6986
			370 29	370 29		370 29			321 37			231 -	
					763 73	763 73					524 107		

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс. м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г.	
					А+В+С ₁	С ₂	добычи	разведки
88	Рават - НК			а) 1961 е) 54,8 б) 1962 ж) 70,7 г) 441 в) 1,4/ д) 248 2,9	2 791 375		II	
	палеоген							
	сумсарские слои, П, терригенный, 3150	а) 2810 д) 0,25 б) 9/5,7 е) 0,08 в) 0,17 ж) 0,62 г) 0,73	а) 0,845 д) 10,5 б) 1,65 е) 89 в) 0,8 ж) 19 г) 7,4	а) 1961 е) 66,4 б) 1962 ж) 76,6 г) 172 в) 1,2/ д) 98 3,3	870 90		3	
нрб	риштанские слои, IV, терригенный, 3150-3380	а) 1930 г) 0,65 б) 10/ д) 0,25 2,7 е) 0,08 в) 0,16 ж) 0,86	а) 0,892 д) 12,1 б) 2,46 е) 90 в) 0,56 ж) 19 г) 7	а) 1966 д) 58 б) 1967 е) 53,6 г) 59	382 51			
	туркестанские слои, V, карбонатный, 3280	а) 1670 д) 0,25 б) 9/2,8 е) 0,1 в) 0,17 ж) 0,88 г) 0,78	а) 0,861 д) 9,1 б) 1,9 е) 91 в) 0,76 ж) 11 г) 5,6	а) 1983 ж) 68,8 б) 1983 в) 2,5/ г) 25 3,0 е) 20,7	460 99		3	
	алайские слои, VI, карбонатный, 3400-3500 (подгазовая)	а) 3162 г) 0,74 б) 30/ д) 0,25 5,4 е) 0,08 в) 0,14 ж) 0,813	а) 0,875 д) 8,1 б) 1,96 е) 91 в) 0,76 ж) 18 г) 6,9	а) 1965 е) 58,7 б) 1966 ж) 66,9 г) 185 в) 1,6/ д) 92 3,7	1 079 135		5	
89	Ниязбек - Северный Каракитум - НК ^{х/}			а) 1974 е) 47,3 б) 1974 в) 3,6/ г) 1222 6,5 д) 501	6 727 1 360	1 242 410	54	+223 +81
	Растворенный газ (61); конденсат (77)							
	Таджикнефть							
	Ниязбек - НК			а) 1974 е) 73,9 б) 1974 ж) 36,3 г) 1198 в) 3,3/ д) 424 11,1	6 051 1 191	515 170	53	
	палеоген							
	сумсарские слои, П, терригенный, 3660-3670 (подгазовая)	а) 13819 д) 0,34 б) 4,0/ е) 0,171 2,9 ж) 0,66 в) 0,15 г) 0,77	а) 0,858 д) 12,07 б) 0,77 е) 160 в) 0,18 ж) 9 г) 10,5	а) 1974 е) 74,0 б) 1974 ж) 55,5 г) 665 в) 2,1/ д) 326 7,5	2 418 364		19	
	Па, терригенный, 3670 (подгазовая)	а) 5068 д) 0,34 б) 3/2,1 е) 0,112 в) 0,15 ж) 0,68 г) 0,79	а) 0,848 д) 10,33 б) 1,1 е) 141 в) 0,17 ж) 8 г) 10,33	а) 1981 е) 83,3 б) 1981 ж) 33,4 г) 205 в) 3,6/ д) 29 18,0	572 35		9	
х/ Запасы месторождения на балансе объединения Таджикнефть (Таджикская ССР) и Киргизнефть (Киргизская ССР).								

х/ Запасы месторождения на балансе объединений Таджикнефть (Таджикская ССР) и Киргизнефть (Киргизская ССР).

совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
переоценки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвердившихся запасов	балансовые							на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год утверждения и № протокола
		A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂	забалан-совые	A+B	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	
A+B+C ₁	A+B+C ₁												
		685 78	1 239 166	1 924 244	856 120	2 780 364				2 491 436		2 323 268	1977 г. № 7852
			509 44	509 44	358 43	867 87				941 161		867 87	
					382 51	382 51				383 52		382 51	
			341 70	341 70	116 26	457 96							
		685 78	389 52	1 074 130		1 074 130				1 167 223		1 074 130	
-238 -46	-2 033 -796		4 625 545	4 625 545		4 625 454	191 57		242 20	6 548 1 803	1 480 488	3 978 429	1984 № 945
-238 -46	-1 894 -725		3 866 367	3 866 367		3 866 367	191 57		242 20	5 872 1 634	753 248	3 442 322	
	-424 -112		1 975 233	1 975 233		1 975 233			242 20	2 500 606	238 78	1 975 233	
-42 +15			518 41	518 41		518 41				292 67		116 -	

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс. м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г. в		
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	разведки	
									A+B+C ₁
нрб	риштанские слои, IУ, терригенный, 3700 (подгазовая)	а)4432 г)0,77 б)5-17/ д)0,25 6,5 е)0,036 в)0,15 ж)0,65	а)0,869 г)I0,25 б)0,73- д)II,33 I,07 е)I34 в) 0,1 ж) I4	а)I975 е)79,2 б)I978 ж) 8,1 г) 319 з) 6,2/ д) 62 22,9	2 785 722	515 170	25		
	туркестанские слои, УI, карбонатный, 3750	а)809 г)0,8I б)3/ д)0,2 I,6 е)0,029 в)0,16 ж)0,63	а)0,873 д)I3, I5 б)I,26 е)I45 в)0,3 ж) I7 г)0,8I	а)I982 е)50,0 б)I982 ж)28,4 г) 9 з)-/- д) 7	61 5				
нрб	меловые, ХУ, карбонатный, 3900	а)I394 г)0,75 б)9/ д)0,3 4,0 е)0,13 в)0,08 ж)0,7	а)0,8I2 д)3,9 б)I,1 е)I40 в)0,25 ж)0,7 г)3,5	а) I982	215 65				
нрб	Киргизнефть								
	Северный Карак-чум - НГК			а)I974 г)77 б)I974 д)77	676 169	727 240	I	+223 +8I	
90	Северный Каниба-дам - Н Растворенный газ (6I)			а)I970 ж)68,0 б)I970 з)0,7/ г)98 I,0 е)24,0	935 3II		3		
нрб	палеоген сумсарские слои, П, терригенный, 2900-2950	а)I970 г)0,78 б)9/ д)0,4 4,6 е)0,1 в)0,16 ж)0,88	а)0,886 д)I4,7 б)2,3 е)97 в)0,29 ж) 8 г)I2	а)I970 ж)6I,6 б)I970 з)0,8/ г) 87 I,1 е)24,6	798 269		3		
	алайские слои, УП, карбонатный, 3000	а)I960 д)0,1 б)25/4 е)0,05 в)0,18 ж)0,92 г)0,74	а)0,883 г)5 б)св. д)20,5 нет е)97 в)0,34 ж) 5	а)I980 ж)64,0 б)I980 з)0,3/ г)II 0,4 е)20,8	137 42				
9I нрб	Маданият - Н Растворенный газ (6I)			а)I977 е)5,0 б)I980 ж)96,4 г)I0 з)-/-	I 000 I92				
	палеоген сумсарские слои, П, терригенный, 3800	а)38I0 г)0,74 б)2,5/ д)0,2 2,5 е)0,12 в)0,15 ж)0,822	а)0,875 д)20,9 б)I,2 е)II0 в)0,4 ж) 35 г)I0,7	а)I977 е)9,7 б)I980 ж)96,4 г) I0 з)-/-	506 93				
	риштанские слои, IУ, терригенный, 3840	а)2380 г)0,63 б)8/ д)0,2 6,8 е)0,1I5 в)0,13 ж)0,645	а)0,908 д)25,9 б)I,2 е)III в)0,33 ж)39 г)I0,2	а) I982	269 54				

82

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс. м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г. в	
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	Разведки
								A+B+C ₁
94	меловые отложения, IX, терригенный, 4773	а) II 40 д) 0,3 б) I 7,8 е) 0,16 в) 0,17 ж) 0,77 г) 0,75	а) 0,866 д) 6,88 б) 0,962 е) 157 в) 0,41 ж) I 3 г) II, 34	а) I 986 е) 5,1 б) I 987 ж) 8,8 г) I 2 а) 2,6/ д) - 2,6	769 227	I 428 428	6	
	<u>Разведываемые</u>							
	Восточный Ниязбек - Н палеоген сумсарские слои, П, терригенный, 4414	а) I 075 д) 0,3 б) 5/2,5 е) св. в) 0,15 ж) нет г) 0,72 ж) 0,79	а) 0,792 е) II 5 б) I, 64 ж) св. в-д) нет ж) св. нет	а) I 987 г-е) - ж) 94,6	I 82 55	647 194		
95	Всего по Ленинабадской области и объединению Таджикнефть в ее пределах			г) 3 II 2	I 9 I 73 3 773	I 8 633 5 478	94	
	Разрабатываемые			г) 3 II 2	I 8 991 3 718	I 7 986 5 284	94	
	из них по неразрабатываемым горизонтам			г) 82	4 249 935	I 5 879 4 634		
	Разведываемые				I 82 55	647 194		
	РАЙОН РЕСПУБЛИКАНСКОГО ПОДЧИНЕНИЯ Таджикнефть <u>Разрабатываемые</u>							
96	Шаамбары - Н палеоген, алайские слои, I-а, I 500	а) 2070 д) 0,22 б) 21/10 е) 0,04 в) 0,18 ж) 0,96 г) 0,6	а) 0,833 д) I 7,5 б) 6,2 е) 97 в) 0,44 ж) I 6 г) 6,2	а) I 961 е) 92,8 б) I 966 ж) 94,6 г) 232 а) I, 6/ д) I 87 I 8,2	920 22		4	
	КУРГАН-ТЮБИНСКАЯ ОБЛАСТЬ Таджикнефть <u>Разрабатываемые</u>							
96	Акбашадыр - Н			а) I 961 ж) 90,8 б) I 965 а) I, 3/ г) 570 3,3 е) 62,0	2 350 361		I 2	

совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
переоценки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвер- дившихся запасов	балансовые						забалан- совые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год ут- вержде- ния и № про- токола
		A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂		
A+B+C ₁	A+B+C ₁											A+B+C ₁	
					<u>763</u> 22I	<u>763</u> 22I	<u>I 428</u> 428						
					<u>I82</u> 55	<u>I82</u> 55	<u>647</u> I94						
<u>-238</u> -46	<u>-I 894</u> -725	<u>I 707</u> 224	<u>8 33I</u> 987	<u>IO 038</u> I 2II	<u>6 909</u> I 697	<u>I6 947</u> 2 908	<u>I8 309</u> 5 365					<u>6 588</u> 595	
<u>-238</u> -46	<u>-I 894</u> -725	<u>I 707</u> 224	<u>8 33I</u> 987	<u>IO 038</u> I 2II	<u>6 727</u> I 642	<u>I6 765</u> 2 853	<u>I7 662</u> 5 I7I					<u>6 588</u> 595	
<u>-I93</u> -6I			<u>83</u> 9	<u>83</u> 9	<u>3 973</u> 865	<u>4 056</u> 874	<u>I6 070</u> 4 69I					<u>443</u> 56	
					<u>I82</u> 55	<u>I82</u> 55	<u>647</u> I94						
			<u>9I6</u> I8	<u>9I6</u> I8		<u>9I6</u> I8			<u>96I</u> 63	<u>96I</u> 63		<u>9I6</u> I8	I979 г. № 8387
									Забалансовые C _I				
		<u>748</u> II2	<u>I I62</u> 97	<u>I 9IO</u> 209	<u>428</u> I40	<u>2 338</u> 349				<u>I I40</u> II4			I964 г. № 4328

№ п/п	Республика, экономический район, край, область. Министрство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождения и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс. м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г. в	
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	A+B+C ₁
97	палеоген бухарские слои, I, карбонатный, I000	а) 2780 г) 0,73 б) 13/ д) 0,34 в) 9,7 е) 0,2 г) 0,08 ж) 0,97	а) 0,956 д) 35,5 б) 170 е) 54 в) 5 ж) 19 г) 6	а) 1961 ж) 91,7 б) 1966 з) 1,0/ г) 266 2,2 е) 54,5	1 175 227		5	
	Па, карбонатный, I030	а) 2170 г) 0,73 б) 25/ д) 0,34 в) 2,7 е) 0,05 г) 0,08 ж) 0,96	а) 0,945 д) 30,6 б) 170 е) 53 в) 4,5 ж) 20 г) 5,8	а) 1983 ж) 88,5 б) 1984 з) 1,9/ г) 18 2,2 е) 17,1	294 89		2	
	П, карбонатный, I050	а) 780 г) 0,80 б) 85/ д) 0,28 в) 12,3 е) 0,2 г) 0,19 ж) 0,92	а) 0,970 д) 32,7 б) 180 е) 55 в) 4,5 ж) 20 г) 5,8	а) 1961 ж) 90,4 б) 1965 з) 1,5/ г) 286 11,1 е) 87,7	881 45		5	
	Кичик-Бель - Н			а) 1960 е) 87,6 б) 1964 ж) 93,3 г) 1277 з) 0,9/ д) 15 6,7	4 893 194		I3	
	палеоген бухарские слои, I, карбонатный, I200	а) 899 г) 0,82 б) 12/ д) 0,4 в) 5,3 е) 0,2 г) 10,8 ж) 0,92 в) 0,04	а) 0,942 д) 31,4 б) 200 е) 58 в) 3,8 ж) 17 г) 6,6	а) 1961 ж) 91,9 б) 1965 з) 1,2/ г) 140 8,7 е) 87,0	277 23		2	
98	Па, карбонатный, I250		г) 23					
	П, карбонатный, I250	а) 3630 г) 0,8 б) 90/ д) 0,22 в) 11,3 е) 0,2 г) 0,19 ж) 0,92	а) 0,97 д) 42,8 б) 200 е) 58 в) 5,02 ж) 18 г) 4,79	а) 1960 е) 87,4 б) 1964 ж) 93,4 г) 1114 з) 0,9/ д) 15 6,4	4 616 171		II	
98	Южный Кум - Н	а) 1371 д) 0,1 б) 12/3 е) 0,015 в) 0,08 ж) 0,95 г) 0,73	а) 0,988 г) 6,18 б) 340 д) 36,25 в) 5,17 е) 58 ж) 19	а) 1986 ж) 9,1 б) 1987 з) 4,3/ г) 3 4,8 е) 13,0	223 21	215 22	I	
	Всего по Курган-Тюбинской области и объеди- нению Таджикнефть в ее пределах (разрабатываемые)			г) 1850	7 466 576	215 22	26	

состояние запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР					
переоценки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвер- дившихся запасов	балансовые						забалан- совые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год ут- вержде- ния и № про- токола	
		A+B+C ₁	A+B+C ₁	A	B	A+B	C ₁		A+B+C ₁	C ₂	A+B	A+B+C ₁		C ₂
				<u>748</u> 112	<u>102</u> 3	<u>850</u> 115	<u>320</u> 107	<u>1 170</u> 222				<u>178</u> 18		
					<u>184</u> 56	<u>184</u> 56	<u>108</u> 33	<u>292</u> 87						
					<u>876</u> 40	<u>876</u> 40		<u>876</u> 40				<u>962</u> 96		
			<u>4 880</u> 181		<u>4 880</u> 181			<u>4 880</u> 181		<u>3 795</u> 1 518	<u>6 381</u> 2 552		<u>4 705</u> 160	1963 г. № 4031
			<u>275</u> 21		<u>275</u> 21			<u>275</u> 21			<u>240</u> 96		<u>100</u> -	
			<u>4 605</u> 160		<u>4 605</u> 160			<u>4 605</u> 160		<u>3 795</u> 1 518	<u>6 141</u> 2 456		<u>4 605</u> 160	
							<u>222</u> 20	<u>222</u> 20	<u>215</u> 22					
			<u>5 628</u> 293	<u>1 162</u> 97	<u>6 790</u> 390	<u>650</u> 160	<u>7 440</u> 550	<u>215</u> 22					<u>4 705</u> 160	

88

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс. м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость, г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г. в	
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	разведки
	из них по неразрабатываемым горизонтам			г) I	706 2II			
	Всего по Таджикской ССР и объединению Таджикнефть в ее пределах			г) 6744 ^{х/}	34 474 5 379	19 168 5 628	17I	+7 +13
	Разрабатываемые			г) 6744 ^{х/}	34 292 5 324	18 521 5 434	17I	+7 +13
	из них по неразрабатываемым горизонтам			г) 69	3 666 773	15 801 4 611		
	Разведываемые			г) -	182 55	647 194		

х/ В том числе накопленная добыча (44 тыс. т) по списанному месторождению Северный Курганча и 16 тыс. т по разведочным площадям, не учтенным балансом.

совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
переоценки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвер- дившихся запасов	балансовые						забалан- совые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г. A+B+C ₁	год ут- вержде- ния и № про- токола
		A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂		
A+B+C ₁	A+B+C ₁												
					<u>706</u> 2II	<u>706</u> 2II							
<u>-238</u> -46	<u>-1 894</u> -725	<u>7 335</u> 5I7	<u>16 157</u> I 80I	<u>23 492</u> 2 3I8	<u>8 686</u> 2 I32	<u>32 178</u> 4 450	<u>18 843</u> 5 5I4					<u>17 859</u> I 452	
<u>-238</u> -46	<u>-1 894</u> -725	<u>7 335</u> 5I7	<u>16 157</u> I 80I	<u>23 492</u> 2 3I8	<u>8 504</u> 2 077	<u>31 996</u> 4 395	<u>18 196</u> 5 320					<u>17 859</u> I 452	
<u>-215</u> -65					<u>3 451</u> 708	<u>3 451</u> 708	<u>15 992</u> 4 668					<u>382</u> 5I	
					<u>182</u> 55	<u>182</u> 55	<u>647</u> 194						

ИЗВЛЕКАЕМЫЕ		Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс.м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г. в	
№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м				A+B+C ₁	C ₂	добычи	разведки
103	ТУРКМЕНСКАЯ ССР							
	РАЙОН РЕСПУБЛИКАНСКОГО ПОДЧИНЕНИЯ							
	Миннефтегазпром СССР							
	Туркменнефть							
	<u>Разрабатываемые</u>							
	Ленинское (Котур-Теле) - НГК		а) 1956 е) 63,7 б) 1959 ж) 74,5 г) 165713 а) 0,9/ д) 122551 2,5	390 624 95 956	44 943 13 957	2 365	+1 809 +921	
	Растворенный газ (61)							
	терригенный, 1280-4830							
	Западный участок Котур-Теле, 1525-4490		а) 1956 е) 75,5 б) 1959 ж) 80,4 г) 83122 а) 0,9/ д) 62228 3,5	125 289 27 946	5 459 1 726	990		
	плиоцен салаханский ярус, верхнекрасноцветная толща:							
Ш, 1525-2080	а) 12995 г) 0,80 б) 63/ д) 0,62 33,3 е) 0,293 в) 0,287 ж) 0,799	а) 0,877 д) 11,34 б) 1,6 е) 56 в) 0,2 ж) +8 г) 5,8	а) 1956 е) 74,4 б) 1959 ж) 83,3 г) 37433 х) 0,8/ д) 29063 х) 3,2	43 878 12 758	468 140	409		
Ша, 1580-1650	а) 7031,6 г) 0,66 б) 69/ д) 0,58 38,6 е) 0,23 в) 0,287 ж) 0,808	а) 0,872 д) 12,4 б) 1,5 е) 53 в) 0,25 ж) +14 г) 6,4	а) 1956 е) 89,3 б) 1960 ж) 80,2 г) 28844 а) 1,0/ д) 21583 8,7	27 069 3 769	319 185	328		
IV, 1600-1700	а) 4201 г) 0,71 б) 104/ д) 0,56 25,2 е) 0,257 в) 0,287 ж) 0,802	а) 0,875 д) 10,6 б) 0,9 е) 62 в) 0,25 ж) +7 г) 5,9	а) 1956 е) 84,1 б) 1959 ж) 81,5 г) 12068 а) 0,6/ ж) 9593 3,8	13 285 2 272		87		
У, 2000-2080	а) 325 г) 0,66 б) 46/ д) 0,57 7,3 е) 0,230 в) 0,241 ж) 0,75	а) 0,875 д) 10,8 б) 1,0 е) 65 в) 0,2 ж) +16 г) 6,0	а) 1983 е) 1,5 б) 1986 ж) 4,3/ г) 8 4,5	233 132		6		
среднекрасноцветная толща:								
УШ, 2290-2530	а) 1832,7 г) 0,72 б) 200/ д) 0,30 25,4 е) 0,24 в) 0,223 ж) 0,75	а) 0,876 д) 10,8 б) 0,86 е) 67 в) 0,2 ж) +25 г) 7	а) 1965 е) 54,2 б) 1965 ж) 77,1 г) 800 а) 1,9/ д) 200 4,0	4 143 703		28		
IX, 2700-2930	а) 1484 г) 0,77 б) 114/ д) 0,30 19,5 е) 0,09 в) 0,207 ж) 0,72	а) 0,877 д) 10,8 б) 0,9 е) 67 в) 0,2 ж) +25 г) 9,3	а) 1968 е) 48,2 б) 1968 ж) 84,8 г) 422 а) 0,8/ д) 125 1,5	2 506 461	366 110	7		

совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
пересчетки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвердившихся запасов	балансовые						забалан-совые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год утверждения и № протокола
		A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	
A+B+C ₁	A+B+C ₁												
-5 667 -3 455	580II III07	17910I 40 446	237II2 51 553	147289 39 504	38440I 91 057	44 672 13 855			228708 70 281	389003 120730	93026 30513	506 207 65 610	1978 г. № 8096
-5 667 -3 455	580II III07	17 976 3 135	75 987 14 242	42 645 9 259	118632 23 501	5 459 1 726			93 054 32 071	143466 47 187	9 367 3 476	106 481 20 493	
-5 667 -3 455	33074 8 471	3 636 381	36 710 8 852	1 092 42	37 802 8 894	468 140			45 514 17 685	50 436 20 298	1 625 983	37 802 8 894	
	24937 2 636	1 546 682	26 483 3 318	258 123	26 741 3 441	319 185			32 866 10 066	33 680 10 516	319 185	26 419 3 254	
		12 794 2 072	12 794 2 072	404 113	13 198 2 185				14 735 4 323	15 258 4 536	302 172	12 783 2 061	
				227 126	227 126				Не утверждены				
				4 115 675	4 115 675					967 150	2 674 802	367 -	
				2 499 454	2 499 454	366 110				2 093 540	183 55	1 796 243	

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение, Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс. м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г. в	
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	разведки
								A+B+C ₁
нрб	нижнекрасноцветная толща НК ₁ , 2850-3000	а) 358 г) 0,77 б) 59/ д) 0,30 в) 6,3 е) 0,097 ж) 0,209	а) 0,860 д) II, I б) 1,0 е) 73 в) 0,25 ж) +9 г) 7,9	а) 1968 б) 29,9 в) 1968 ж) 90 г) 20 а) 1,5/ д) 16 2,1	203 48	363 109	I	
	НК ₂ , 2875-3060	а) 1616 г) 0,76 б) 54,5/ д) 0,30 в) 12,8 е) 0,097 ж) 0,212	а) 0,860 д) I3,0 б) 1,0 е) 73 в) 0,25 ж) +17 г) 6,8	а) 1963 б) 23,8 в) 1963 ж) 90,6 г) 147 а) 0,2/ д) 75 0,2	I 911 471		I	
	НК ₃ , 2940-3120	а) 2527 г) 0,745 б) 55/ д) 0,30 в) 11,5 е) 0,08 ж) 0,204	а) 0,856 д) I2,9 б) 1,0 е) 74 в) 0,25 ж) +21 г) 12,5	а) 1967 б) 21,8 в) 1967 ж) 38,4 г) 173 а) 1,9/ д) 116 2,4	2 490 636		I5	
	НК ₄ , 2990-3200	а) 2586 г) 0,72 б) 55/ д) 0,30 в) 10,5 е) 0,08 ж) 0,194	а) 0,856 д) I2,9 б) 1,0 е) 77 в) 0,25 ж) +21 г) 12,5	а) 1967 б) 61,1 в) 1967 ж) 69,1 г) 383 а) 1,4/ д) 260 3,2	I 907 311		IO	
	НК ₅ , 3080-3310	а) 2710 г) 0,75 б) 71/ д) 0,30 в) 10,1 е) 0,044 ж) 0,199	а) 0,856 д) IO, I б) 0,94 е) 78 в) 0,2 ж) +16 г) 8,1	а) 1970 б) II, 3 в) 1970 ж) 20 г) 84 а) - д) 65	2 394 659	821 246		
	НК ₆ , 3120-3400	а) 2612 г) 0,76 б) 65/ д) 0,30 в) 16,98 е) 0,036 ж) 0,19	а) 0,842 д) IO, 4 б) 0,94 е) 83 в) 0,2 ж) +14 г) 6,1	а) 1959 б) 34 в) 1960 ж) 47,6 г) 390 а) 0,7/ д) 171 1,0	3 447 766	2 314 694	8	
	НК _{7а} , 3200-4490	а) 2773 г) 0,80 б) 81,5/ д) 0,30 в) 28,6 е) 0,032 ж) 0,184	а) 0,848 д) 9,4 б) 0,80 е) 83 в) 0,2 ж) +16 г) 8,9	а) 1967 б) 47,6 в) 1969 ж) 51,9 г) 990 а) 0,8/ д) 385 1,5	5 966 I 109		I7	
	НК _{7б} , 3310-3590	а) 7558 г) 0,81 б) 45,5/ д) 0,30 в) 10,2 е) 0,026 ж) 0,188	а) 0,847 д) II, 6 б) 0,80 е) 85 в) 0,2 ж) +16 г) 8,3	а) 1967 б) 27,2 в) 1968 ж) 40,6 г) 553 а) 0,9/ д) 269 1,3	6 238 I 498		I9	
	НК ₈ , 3320-4000	а) 9683 г) 0,77 б) 77/ д) 0,30 в) 10,4 е) 0,035 ж) 0,190	а) 0,844 д) 8,9 б) 0,80 е) 87 в) 0,2 ж) +10 г) 9,3	а) 1968 б) 25 в) 1968 ж) 33 г) 607 а) 1,7/ д) 280 2,3	7 557 I 872	808 242	43	
	НК ₉ , 3450-3750	а) 1911 г) 0,69 б) 75/ д) 0,30 в) 6,8 е) 0,095 ж) 0,194	а) 0,856 д) 9,2 б) 0,85 е) 88 в) 0,24 ж) +15 г) 9,1	а) 1970 б) 45,5 в) 1970 ж) 0,3/ г) 136 а) 0,6 д) 25	862 164		I	

состояние запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
переоценки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвер- дившихся запасов	балансовые						забалан- совые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год ут- вержде- ния и № про- токола
		A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	
A+B+C ₁	A+B+C ₁												
					202 47	202 47	363 109			3 715 I 052	464 I39	202 47	
					I 910 470	I 910 470							
					2 475 621	2 475 621				4 437 I 162	585 I76	2 475 621	
					I 897 301	I 897 301							
					2 394 659	2 394 659	821 246			2 443 593	2 178 653	2 394 574	
					3 439 758	3 439 758	2 314 694			5 533 I 540		3 439 758	
					5 949 I 092	5 949 I 092				8 124 2 168		5 949 I 092	
					6 219 I 479	6 219 I 479				4 764 I 241		4 480 957	
					7 514 I 829	7 514 I 829	808 242			9 743 2 727	937 281	7 514 I 829	
					861 163	861 163				2 273 664	100 39	861 163	

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс.м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г. в	
					А+В+С ₁	С ₂	добычи	разведки
нрб	НК ₁₀ , 3510-3600	а) 895 г) 0,73 б) 45/ д) 0,30 в) 0,199 ж) 0,70	а) 0,845 д) 9,2 б) 0,85 е) 90 в) 0,2 ж) +15 г) 9,1	а) 1962 ж) 49,1 б) 1970 з) 3,8/ г) 61 5,6 е) 34,1	544 125		7	
	НК ₁₁ , 3540-3710	а) 721 г) 0,73 б) 150/ д) 0,30 в) 0,199 ж) 0,70	а) 0,845 д) 9,2 б) 0,85 е) 90 в) 0,2 ж) +15 г) 10,0	а) 1978 ж) 75,9 б) 1989 з) 1,6/ г) 3 1,6 д) 0	656 192		3	
	Центральный участок Котур-Теле			а) 1956 е) 74,2 б) 1959 ж) 66,2 г) 14769 а) 1,2/ д) 12896 2,3	26 536 5 264	4 793 1 474	120	
	плиоцен, I450-3890							
	апшеронский ярус, I, I450-1530	а) 100 г) 0,75 б) 8,7/ д) 0,38 в) 0,252 ж) 0,82	а) 0,862 д) 7,2 б) 1,52 е) 52 в) 0,2 ж) +18 г) 1,2	а) 1956 д) 9 б) 1959 е) 47 г) 9	41 10			
	плиоцен, акчагыльский ярус, П, I600-1875	а) 1315 г) 0,78 б) 20,7/ д) 0,38 в) 0,236 ж) 0,82	а) 0,859 д) 9,8 б) 1,8 е) 58 в) 0,2 ж) +15 г) 8,2	а) 1956 е) 44,4 б) 1959 ж) 44 г) 346 а) 1,0/ д) 292 1,8	1 723 441	405 158	8	
	плиоцен, балаханский ярус, верхнекрасноцветная толща: Ш, I600-2200	а) 3788 г) 0,76 б) 65,5/ д) 0,55 в) 0,26 ж) 0,81	а) 0,868 д) 12,0 б) 1,54 е) 64 в) 0,2 ж) +18 г) 8,3	а) 1956 е) 86,1 б) 1959 ж) 34,9 г) 12286 а) 0,6/ д) 10877 4,2	13 793 2 068		86	
нрб	У+VI, 2030-2200	а) 1515 г) 0,71 б) 116/ д) 0,55 в) 0,240 ж) 0,79	а) 0,865 д) 10,5 б) 1,2 е) 66 в) 0,25 ж) +16 г) 8,1	а) 1956 е) 63,8 б) 1958 ж) 84 г) 1261 а) 0,5/ д) 972 1,4	2 315 706		15	
	УП, 2450-25550	а) 1597 г) 0,69 б) 85/ д) 0,30 в) 0,254 ж) 0,77	а) 0,865 д) 11,1 б) 1,20 е) 71 в) 0,25 ж) +15 г) 7,6	а) 1956 д) 633 б) 1958 е) 45,1 г) 636	4 062 773			
	плиоцен, балаханский ярус, среднекрасноцветная толща: УШ, 2320-2580	а) 771 г) 0,79 б) 98/ д) 0,30 в) 0,22 ж) 0,75	а) 0,863 д) 11,9 б) 1,2 е) 71 в) 0,2 ж) +16 г) 7,1	а) 1956 е) 2,8 б) 1958 г) 10	1 180 347			
нрб	плиоцен, балаханский ярус, нижнекрасноцветная толща: НК ₃ , 2900-3070	а) 739 г) 0,60 б) 38/ д) 0,30 в) 0,207 ж) 0,751	а) 0,848 д) 10,77 б) 0,84 е) 79 в) 0,2 ж) +21 г) 9,3	а) 1960 д) 3 б) 1960 е) 35 г) 67	549 118			

96

совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
переоценки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвердившихся запасов	балансовые						забалансовые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год утверждения и № протокола
		A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	
A+B+C ₁	A+B+C ₁												
					537 118	537 118							
					653 189	653 189							
		16 756 2 589	16 756 2 589	9 660 2 555	26 416 5 144	4 793 1 474			11 488 2 379	24 559 5 687	2 143 657	21 192 3 359	
					41 10	41 10				41 10	104 39	41 10	
		1 715 433	1 715 433		1 715 433	405 158			381 88	2 174 645	82 31	1 715 433	
		13 707 1 982	13 707 1 982		13 707 1 982				11 107 2 290	15 176 3 451		13 707 1 982	
		1 334 174	1 334 174	966 517	2 300 691					1 588 428		1 299 139	
				4 062 773	4 062 773					3 190 514		3 187 511	
					1 180 347	1 180 347			Не утверждены				
					549 118	549 118				601 182	717 215	549 118	

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение, Степень освоения, Месторождение и его тип, Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса Продуктивные отложения, Коллектор (карбонатный, терригенный), Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс. м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г. в	
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	Разведки A+B+C ₁
нрб	НК ₄ , 3040-3210	а) 385 д) 0,30 б) 60/9 е) 0,081 в) 0,207 ж) 0,751 г) 0,60	а) 0,848 д) 10,77 б) 0,94 е) 79 в) 0,2 ж) +21 г) 9,3	а) 1956 г) 2 б) 1960 е) 2,5	271 79	174 52		
нрб	НК ₅ , 3230-3310	а) 783 г) 0,695 б) 66/ д) 0,30 II,5 е) 0,045 в) 0,239 ж) 0,707	а) 0,860			909 273		
	НК ₆ , 3180-3380	а) 1011 г) 0,79 б) 64,5/ д) 0,30 10,2 е) 0,047 в) 0,261 ж) 0,705	а) 0,865 д) 10,3 б) 0,96 е) 83 в) 0,25 ж) +21 г) 9,4	а) 1977 ж) 32,7 б) 1986 а) 0,5/ г) 9 0,5 е) 2,3	I 293 381		2	
нрб	НК _{7а} , 3260-3450	а) 586 г) 0,63 б) 58,7/ д) 0,30 7,5 е) 0,035 в) 0,196 ж) 0,698	а) 0,860			324 97		
нрб	НК _{7б} , 3350-3490	а) 292 г) 0,64 б) 51,3/ д) 0,30 13 е) 0,040 в) 0,198 ж) 0,698	а) 0,860			307 92		
	НК ₈ , 3690	а) 1917 г) 0,64 б) 140/ д) 0,3 43 е) 0,04 в) 0,198 ж) 0,69	а) 0,860	а) 1987 ж) 59,4 б) 1987 а) 4,1/ г) 20 4,6 е) 6,7	608 174		8	
	НК ₉₊₁₀ , 3600-3890	а) 579 г) 0,76 б) 252,5/ д) 0,30 16,1 е) 0,083 в) 0,198 ж) 0,67	а) 0,875 д) 15,5 б) 0,98 е) 92 в) 0,25 ж) +25 г) 9,2	а) 1972 е) 42,6 б) 1972 ж) 98,5 г) 123 а) 0,3/ д) 110 0,6	701 167	2 674 802	I	
	Восточный участок Котур-Тепе, 1280-4600			а) 1956 е) 55,4 б) 1959 ж) 66,7 г) 67143 а) 1,0/ д) 47410 2,2	209 227 54 309	26 212 8 214	I 197	+I 809 +921
	плицен алшеронский ярус: A ^I , 1280-1600	а) 5228 г) 0,67 б) 56/ д) 0,3 3,4 е) 0,065 в) 0,242 ж) 0,847	а) 0,873 д) 10,7 б) 1,82 е) 48 в) 0,25 ж) +18 г) 8,1	а) 1979 ж) 28,3 б) 1980 а) 10,0/ г) 298 17,2 е) 46,6	I 906 413	2 002 601	7I	
	A, 1300-1800	а) 2899I г) 0,67 б) 136/ д) 0,375 17,2 е) 0,065 в) 0,242 ж) 0,847	а) 0,873 д) 10,7 б) 1,82 е) 49 в) 0,25 ж) +18 г) 8,1	а) 1956 е) 40,6 б) 1961 ж) 30,6 г) 8961 а) 1,8/ д) 5806 3,0	50 342 13 530		405	

совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
переоценки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвер- дившихся запасов	балансовые						забалан- совые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г. A+B+C ₁	год у- тверж- дения и № про- токол
		A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂		
A+B+C ₁	A+B+C ₁												
					<u>271</u> 79	<u>271</u> 79	<u>174</u> 52						
							<u>909</u> 273				<u>288</u> 87		
					<u>I 291</u> 379	<u>I 291</u> 379					<u>610</u> 183		
							<u>324</u> 97				<u>342</u> 103		
							<u>307</u> 92						
					<u>600</u> 166	<u>600</u> 166							
					<u>700</u> 166	<u>700</u> 166	<u>2 674</u> 802			<u>I 783</u> 456		<u>700</u> 166	
		<u>I 44 369</u> 34 722	<u>I 44 369</u> 34 722	<u>65 470</u> 19 311	<u>209 839</u> 54 033	<u>25 941</u> 8 112			<u>I 24167</u> 35830	<u>211526</u> 65 062	<u>48030</u> 16332	<u>I 70 712</u> 39 636	
				<u>I 835</u> 342	<u>I 835</u> 342	<u>2 002</u> 601					<u>4 135</u> I 551		
		<u>49 040</u> 12 816	<u>49 040</u> 12 816	<u>897</u> 309	<u>49 937</u> 13 125				<u>38 820</u> 11 738	<u>52 150</u> 15 927	<u>47</u> 18	<u>48 995</u> 12 772	

ЗАПАСЫ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ
ИЗВЛЕКАЕМЫЕ тыс. т

ИЗВЛЕКАЕМЫЕ		Измения балан за 1989 г. в						
№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс.м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		добычи	разведки
					A+B+C ₁	C ₂		
нрб	Б, 1520-2200	а)12180 г)0,59 б)50/ д)0,375 в)0,234 ж)0,807	а)0,869 д)10,6 б)1,8 е)52 в)0,25 ж)+8 г)6,1	а)1956 е)9,1 б)1963 ж)5,7 г)328 з)0,3/ д)174 0,4	9 328 3 301		I2	
	В, 1950-2100	а)15052 г)0,66 б)53/ д)0,375 в)0,234 ж)0,724	а)0,861 д)9,1 б)1,8 е)55 в)0,25 ж)+21 г)10,5	а)1956 е)20,3 б)1965 ж)44,8 г)617 з)1,1/ д)306 1,6	7 082 2 293	2 053 770	37	+453 +170
	Д, 2200-2275	а)398 г)0,52 б)31,5/ д)0,375 в)0,234 ж)0,809	а)0,876 д)10,1 б)1,78 е)58 в)0,25 ж)+13 г)5,5	а)1956 д)7 б)1963 е)39,1 г) 9	51 14			
	И, 2350-2425	а)22088 г)0,65 б)22,5/ д)0,375 в)0,252 ж)0,787	а)0,876 д)10,5 б)1,68 е)65 в)0,25 ж)+10 г)10,0	а)1956 е)52,4 б)1959 ж)44,2 г)6315 з)1,0/ д)4242 2,0	26 048 5 867	393 148	I20	
	плиоцен, акчагыльский ярус, П	а)21029 г)0,68 б)18,2/ д)0,375 в)0,236 ж)0,772	а)0,866 д)10,0 б)1,0 е)69 в)0,25 ж)+10 г)8,3	а)1956 е)60,9 б)1961 ж)49,5 г)6427 з)1,3/ д)2884 3,4	21 647 4 142	381 143	I41	+332 +126
	плиоцен балаханский ярус, верхнекрасноцветная толща: Ш, 2450-2680	а)20137 г)0,71 б)75/ д)0,61 в)0,245 ж)0,765	а)0,858 д)9,4 б)1,28 е)70 в)0,25 ж)+21 г)9,6	а)1956 е)76,7 б)1960 ж)84,6 г)31985 з)0,5/ д)23948 2,1	36 023 9 310	494 285	I99	+1 024 +625
	Ша, 2540-2750	а)7386 г)0,66 б)79/ д)0,54 в)0,241 ж)0,758	а)0,854 д)8,8 б)1,24 е)73 в)0,25 ж)+21 г)9,6	а)1956 е)69,4 б)1961 ж)82,5 г)8459 з)0,7/ д)7495 2,2	14 211 3 822		84	
	IV, 2650-2700	а)1995 г)0,66 б)87/ д)0,55 в)0,241 ж)0,752	а)0,857 д)9,1 б)1,0 е)74 в)0,25 ж)+22 г)9,1	а)1956 е)72,8 б)1961 ж)92,7 г)2419 з)0,3/ д)2268 1,2	4 111 915		II	
	плиоцен балаханский ярус, среднекрасноцветная толща: УШ, 2900-3290	а)73 г)0,79 б)200/ д)0,30 в)0,24 ж)0,75	а)0,863 д)11,1 б)1,0 е)79 в)0,2 ж)+25 г)9,3	а)1982 ж)95,5 б)1982 з)18,2/ г)6 40,0 е)66,7	27 5	8 072 2 422	2	

совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.						Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
переоценки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвер- дившихся запасов	балансовые						на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год ут- вержде- ния и № про- токола
		A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂	A+B	A+B+C ₁	C ₂		
A+B+C ₁	A+B+C ₁											
					9 316 3 289	9 316 3 289			9 470 3 443	5 601 2 100	9 316 3 289	
					7 498 2 426	7 498 2 426	1 782 668		7 356 2 567	2 053 770	7 045 2 256	
					51 14	51 14			53 16		51 14	
		24 803 5 612	24 803 5 612	1 125 135	25 928 5 747	393 148		26 248 7 359	28 048 7 866	556 209	25 928 5 747	
		21 509 4 004	21 509 4 004	329 123	21 838 4 127	381 143		16 581 5 080	23 300 6 935	7 141 2 678	19 757 3 392	
		35 836 9 123	35 836 9 123	1 012 613	36 848 9 736	494 285		29 475 8 005	37 844 12 595	1 270 736	29 807 4 558	
		11 280 3 096	11 280 3 096	2 847 642	14 127 3 738			11 205 3 588	15 091 4 701	400 216	14 127 3 738	
		1 901 71	1 901 71	2 199 833	4 100 904			1 838 59	3 042 653	25 14	2 891 502	
					25 3	25 3	8 072 2 422		14 313 4 294	8 108 2 432	25 3	

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс. м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г. в	
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	Разведки A+B+C ₁
нрб	IX, 3160-3410 плиоцен балаханский ярус, нижнекрасноцветная толща: НК ₁ , 3320-3510	а) 3219 г) 0,80 б) 114/ д) 0,3 39,7 е) 0,167 в) 0,229 ж) 0,75	а) 0,863 д) 13,7 б) 1,0 е) 79 в) 0,2 ж) +25 г) 8,9	а) 1965 ж) 69,4 б) 1975 з) 0,6/ г) 91 0,6 е) 2,0	15 107 4 490	1 921 576	26	
	НК ₂ , 3380-3450	а) 3137,9 г) 0,80 б) 66/ д) 0,30 14,9 е) 0,172 в) 0,214 ж) 0,72	а) 0,876 д) 8,5 б) 1,0 е) 82 в) 0,25 ж) +22 г) 9,2	а) 1964 е) 14,1 б) 1964 ж) 70 г) 213 з) 0,1/ д) 205 0,1	4 842 1 304	67 21	I	
	НК ₃ , 3340-3520	а) 2233 г) 0,84 б) 58,9/ д) 0,30 12,1 е) 0,172 в) 0,21 ж) 0,72	а) 0,876 д) 8,5 б) 1,0 е) 82 в) 0,25 ж) +22 г) 9,2	а) 1964 д) 62 б) 1964 е) 6,9 г) 62 ж) 98,8	2 957 843	1 241 372		
	НК ₄ , 3400-3590	а) 3676 г) 0,80 б) 71,4/ д) 0,30 13,4 е) 0,084 в) 0,208 ж) 0,72	а) 0,876 д) 8,5 б) 1,0 е) 86 в) 0,25 ж) +22 г) 6,5	а) 1967 ж) 35,7 б) 1980 з) 1,8/ г) 214 2,1 е) 12,1	5 020 1 367	7 583 2 275	29	
	НК ₅ , 3560-3800	а) 718 г) 0,805 б) 68,7/ д) 0,30 11,6 е) 0,084 в) 0,196 ж) 0,72	а) 0,876 д) 8,5 б) 1,0 е) 86 в) 0,25 ж) +22 г) 6,5	а) 1975 ж) 69,3 б) 1978 г) 221 е) 89,1	607 27			
	НК ₆ , 3700	а) 1395 г) 0,81 б) 62,5/ д) 0,30 6,7 е) 0,091 в) 0,205 ж) 0,68	а) 0,865 д) 8,5 б) 1,0 е) 88 в) 0,25 ж) +22 г) 6,5	а) 1982 ж) 98,1 б) 1982 з) 11,8/ г) 49 14,1 е) 5,1	901 262		37	
	НК _{7а} , 3770-3970	а) 634 г) 0,82 б) 71,8/ д) 0,30 8,3 е) 0,062 в) 0,189 ж) 0,68	а) 0,865 д) 8,5 б) 1,0 е) 85 в) 0,2 ж) +22 г) 6,0	а) 1983 ж) 86,9 б) 1983 з) 1,4/ г) 91 3,6 е) 62,7	391 55		2	
	НК _{7б} , 3740-3780	а) 876 г) 0,83 б) 54,7/ д) 0,30 13,1 е) 0,113 в) 0,203 ж) 0,698	а) 0,865 д) 8,5 б) 0,80 е) 92 в) 0,2 ж) +22 г) 8,9	а) 1982 ж) 68,2 б) 1982 з) 3,8/ г) 153 6,6 е) 43,6	1 031 212	75 22	14	
	НК ₈ , 4220-4600	а) 525 г) 0,815 б) 64,5/ д) 0,30 18,7 е) 0,116 в) 0,206 ж) 0,675	а) 0,876 д) 7,7/- б) 0,85 е) 98 в) 0,25 ж) +22 г) 8,3	а) 1982 е) 24,8 б) 1982 ж) 79,6 г) 77 з) 2,9/ д) 6 3,6	921 238		5	
		а) 4772 г) 0,765 б) 79,4/ д) 0,30 15,1 е) 0,121 в) 0,198 ж) 0,67	а) 0,875 д) 13,6 б) 0,9 е) 97 в) 0,27 ж) +25 г) 9,3	а) 1972 е) 97 б) 1972 ж) 78,8 г) 143 з) 0,1/ д) 8,5	6 257 1 777	1 930 579	I	

совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.						Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
переоценки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвер- дившихся запасов	балансовые						на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год ут- вержде- ния и № про- токола
		A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂	A+B	A+B+C ₁	C ₂		
A+B+C ₁	A+B+C ₁											
					15 081 4 464	15 081 4 464	1 921 576		6 284 1 885	7 486 2 246	6 193 1 794	
					4 841 1 303	4 841 1 303	67 21		12 124 3 448	10 885 3 265	4 841 1 303	
					2 957 843	2 957 843	1 241 372					
					4 991 1 338	4 991 1 338	7 583 2 275		830 249		616 35	
					607 27	607 27						
					864 225	864 225						
					389 53	389 53						
					1 017 198	1 017 198	75 22					
					916 233	916 233			1 281 380	323 97	916 233	
					6 256 1 776	6 256 1 776	1 930 579		340 102		204 -	

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс. м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г. в	
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	разведки
								A+B+C ₁
нрб	НК ₁₀ , 4150-4300	а) 1564 г) 0,190 б) 18/ д) 0,30 3,0 е) 0,059 в) 0,190 ж) 0,68	а) 0,865 д) 13,6 б) 1 е) 99 в) 0,25 ж) +25 г) 9,0	а) 1982 е) 3,9 б) 1982 ж) 97 г) 5	417 122			
	Комсомольский участок, 3400-4830			а) 1966 е) 7,5 б) 1966 ж) 38 г) 679 а) 0,6/ д) 41 0,7	29 572 8 437	8 479 2 543	58	
	плищен, балаханский ярус, среднекрасноцветная толща: УШ, 3400-3510	а) 1219 г) 0,81 б) 209/ д) 0,30 48,3 е) 0,167 в) 0,211 ж) 0,73	а) 0,866 д) 10,7 б) 1,0 е) 79,3 в) 0,2 ж) +22 г) 8,9	а) 1966 е) 1,7 б) 1966 ж) 33,4 г) 32 а) 0,05/ д) 23 0,05	6 323 1 875		I	
	IX, 3720-3950	а) 2213 г) 0,82 б) 151/ д) 0,30 12,5 е) 0,167 в) 0,216 ж) 0,70	а) 0,866 д) 10,7 б) 1,0 е) 84,7 в) 0,2 ж) +25 г) 8,9	а) 1966 е) 0,1 б) 1986 г) 1 е) 0,1	2 969 890	3 063 919		
	плищен балаханский ярус, нижнекрасноцветная толща:							
нрб	НК ₁ , 3620-3630	а) 44 г) 0,815 б) 38/ д) 0,30 3,5 е) 0,17 в) 0,208 ж) 0,68	а) 0,876					
	НК ₂ , 3680-3780	а) 350 г) 0,775 б) 45/ д) 0,30 16,5 е) 0,175 в) 0,216 ж) 0,68	а) 0,876 д) 12,3 б) 1,0 е) 90,7 в) 0,25 ж) +23 г) 9,2	а) 1981 е) 44,5 б) 1981 ж) 99 г) 77 а) 4,4/ д) 11 7,7	507 104		8	
	НК ₃ , 3650-4190	а) 4088 г) 0,76 б) 51/ д) 0,30 11,6 е) 0,14 в) 0,202 ж) 0,68	а) 0,876 д) 12,3 б) 1,0 е) 97 в) 0,25 ж) +20 г) 6,5	а) 1971 ж) 14,1 б) 1983 а) 0,3/ г) 65 0,3 е) 5,0	4 259 1 235	2 923 877	4	
нрб	НК ₄ , 3750-3850	а) 2919 г) 0,75 б) 47/ д) 0,30 5,0 е) 0,14 в) 0,196 ж) 0,68	а) 0,876 д) 12,3 б) 1,0 е) 97 в) 0,25 ж) +18 г) 6,5	а) 1973 е) 3,7 б) 1973 ж) 99 г) 14	1 264 369			
нрб	НК ₅₊₆							
	НК _{7а} , 3950-4010	а) 1169 г) 0,76 б) 11/ д) 0,30 8,2 е) 0,167 в) 0,17 ж) 0,68	а) 0,865 д) 12,3 б) 1,0 е) 99 в) 0,25 ж) +20 г) 8,3	а) 1984 ж) 0,2 б) 1987 а) 5,9/ г) 13 6,4 е) 8,0	795 236	438	15	

совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.						Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
переоценки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвердившихся запасов	балансовые						на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год утверждения и № протокола
		A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂	A+B	A+B+C ₁	C ₂		
A+B+C ₁	A+B+C ₁											
					417 122	417 122						
					29 514 8 379	29 514 8 379	8 479 2 543		9 453 2 794	33486 10048	7 822 2 123	
					6 322 1 874	6 322 1 874			5 697 1 680	9 683 2 905	5 688 1 671	
					2 969 890	2 969 890	3 063 919			2 709 813		
										7 286 2 187		
					499 96	499 96			1 936 573		499 96	
					4 255 1 231	4 255 1 231	2 923 877			193 58		
					1 264 369	1 264 369						
										2 279 684		
					780 221	780 221	438 131			756		

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс. м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в эксплуатацию; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г. в	
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	разведки
								A+B+C ₁
104	НК _{7с} , 4480-4620	а) 4162 г) 0,805 б) 73,3/ д) 0,30 в) 18,0 е) 0,08 ж) 0,192 ж) 0,67	а) 0,865 д) 12,3 б) 0,85 е) 98 в) 0,25 ж) +20 г) 8,3	а) 1976 ж) 68,3 б) 1976 з) 0,3/ г) 174 0,3 е) 8,6	6 535 1 843		6	
	НК ₈ , 4480-4820	а) 5778 г) 0,80 б) 91,8/ д) 0,30 в) 10,7 е) 0,095 ж) 0,174 ж) 0,67	а) 0,864 д) 12,3 б) 0,9 е) 101,6 в) 0,27 ж) +20 г) 9,3	а) 1971 е) 12,9 б) 1971 ж) 15,4 г) 192 з) 1,1/ д) 7 1,3	4 791 1 315	2 055 616	17	
	НК ₉₊₁₀ , 4650-4830	а) 3968 г) 0,74 б) 87/ д) 0,30 в) 7,8 е) 0,06 ж) 0,168 ж) 0,67	а) 0,864 д) 12,3 б) 1,0 е) 98 в) 0,25 ж) +20 г) 9,0	а) 1981 ж) 3,9 б) 1981 з) 1,0/ г) 105 1,2 е) 15,7	2 129 570		7	
	Барса-Гельмес - НК			а) 1964 е) 55,9 б) 1966 ж) 26,4 г) 66448 з) 1,0/ д) 52438 2,2	225 101 53 356	11 838 3 605	1 205	+908 +182
	Растворенный газ							
	терригенный, 1650-4900							
	плиоцен							
	алшеронский ярус, Б, 1650-2200	а) 35358 г) 0,72 б) 200/ д) 0,325 в) 16,0 е) 0,010 ж) 0,231 ж) 0,797	а) 0,860 д) 8,9 б) 1,68 е) 52 в) 0,2 ж) -12 г) 4,3	а) 1965 е) 35,8 б) 1965 ж) 37,4 г) 7536 з) 1,7/ д) 4224 2,6	57 512 13 845	3 911 1 271	357	
	В, 1650-2000	а) 14998 г) 0,68 б) 95/ д) 0,325 в) 5,66 е) 0,010 ж) 0,221 ж) 0,792	а) 0,861 д) 9,7 б) 1,7 е) 55 в) 0,3 ж) -15 г) 4,8	а) 1964 е) 40,5 б) 1966 ж) 36,6 г) 1147 з) 1,4/ д) 852 2,4	7 595 1 722	378 122	41	
	Г, 2100-2600	а) 9381,6 г) 0,76 б) 45/ д) 0,343 в) 6,6 е) 0,026 ж) 0,271 ж) 0,77	а) 0,865 д) 9,7 б) 1,62 е) 59 в) 0,2 ж) -16 г) 4,8	а) 1965 е) 69,3 б) 1965 ж) 16,2 г) 2063 з) 3,0/ д) 1095 9,9	6 549 1 002	3 839 1 248	91	
	Д, 2500-2700	а) 3136,6 г) 0,72 б) 17/ д) 0,325 в) 8,2 е) 0,096 ж) 0,248 ж) 0,775	а) 0,869 д) 11,7 б) 2,3 е) 66 в) 0,2 ж) -18 г) 3,5	а) 1965 е) 52,1 б) 1965 ж) 9,5 г) 525 з) 4,3/ д) 174 8,6	2 613 526		45	

совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
переоценки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвердившихся запасов	балансовые						забалансовые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год утверждения и № протокола
		A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	
A+B+C ₁	A+B+C ₁												
					6 529 1 837	6 529 1 837					6 210 1 863		
					4 774 1 298	4 774 1 298	2 055 616			1 820 541	3 542 1 063	1 635 356	
					2 122 563	2 122 563					828 248		
					121 722 26 781	121 722 26 781	96 442 218 164 11 838 48 883 3 605		69 633 19 663	215 289 60 128	401 99 11 316	201 141 46 130	1980 г. № 8579
					40 066 9 610	40 066 9 610	17 089 3 878 57 155 13 488 3 911 1 271			60 467 16 800	4 378 1 423	57 155 13 488	
					7 554 1 681	7 554 1 681	378 122			7 849 1 976	437 142	7 554 1 681	
					4 267 535	4 267 535	2 191 376 6 458 911 3 839 1 248			6 015 1 347	3 839 1 248	5 047 379	
							2 568 481 2 568 481			2 919 832		2 568 481	
							3 658 1 045 3 658 1 045 850 276			3 596 1 219	732 238	3 309 932	
					3 365 596	3 365 596	861 264 4 226 860			4 328 1 326	89 34	3 638 636	

108

55

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс. м ² ; б) нефтенасыщенность (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г. в	
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	A+B+C ₁
нрб	НК _{7а} , 4550-4575		а) 0,863	а) 1966				
	НК _{7б} , 4800-4850	а) 5090,8 д) 0,2 б) 85/10 е) 0,03 в) 0,18 ж) 0,647 г) 0,66	а) 0,865 д) 10,9 б) 1,0 е) 100 в) 0,2 ж) +16 г) 7,9	а) 1971 ж) 4,0 б) 1971 з) 0,7/ г) 17 0,7 е) 2,5	3 359 663		5	
	НК ₈ , 4700-4850	а) 11445,9 г) 0,68 б) 65/ д) 0,2 14,5 е) 0,041 в) 0,18 ж) 0,644	а) 0,868 д) 8,3 б) 1,1 е) 101 в) 0,2 ж) +16 г) 7,5	а) 1966 е) 28,9 б) 1972 ж) 17,1 г) 664 з) 0,9/ д) 345 1,3	10 764 1 648	832 166	22	
	НК ₉ , 4800-4900	а) 6706,2 г) 0,66 б) 80/ д) 0,2 9,9 е) 0,03 в) 0,175 ж) 0,643	а) 0,887 д) 12,9 б) 1,1 е) 106 в) 0,2 ж) +17 г) 8,0	а) 1969 е) 13,2 б) 1970 ж) 2,1 г) 114 з) 1,1/ д) 17 1,3	4 242 756		10	
105	Бурун - НК Растворенный газ (61) терригенный, II50-4580 плищен, апшеронский ярус: В, II50-II250	а) 994 г) 0,76 б) 8,7/ д) 0,315 7,5 е) 0,05 в) 0,227 ж) 0,842	а) 0,879 д) 13,38 б) 1,8 е) 36,4 в) 0,1 ж) -20 г) 2,5	а) 1967 е) 12 б) 1975 ж) 39,0 г) 2381 з) 1,2/ д) 1926 1,4	56 151 16 011	24 999 7 067	235	+5 446 +1 544
нрб	Г, I640-I650	а) 573 г) 0,59 б) 18/ д) 0,541 8,5 е) 0,061 в) 0,227 ж) 0,82	а) 0,875 д) 13,38 б) 1,9 е) 42,8 в) 0,1 ж) -20 г) 2,5	а) 1970 д) 150 б) 1970 е) 59,2 г) 150	318 103			
	акчагыльский ярус: П, I880-I890	а) 133,3 г) 0,67 б) 10/ д) 0,596 5,6 е) 0,34 в) 0,225 ж) 0,795	а) 0,848 д) 5,8 б) 1,2 е) 48 в) 0,08 ж) -8 г) 5,4	а) 1988 ж) 94,6 б) 1988 з) 2,1/ г) 16 3,3 е) 35,5	61 30		I	
	балаханский ярус: Ш, 2022-2040	а) 359 г) 0,79 б) 60/ д) 0,523 6,5 е) 0,2 в) 0,245 ж) 0,796	а) 0,848 д) 7 б) 1,6 е) 50,5 в) 0,09 ж) -10 г) 6,0	а) 1967 е) 76,6 б) 1977 ж) 92,7 г) 122 з) 1,2/ д) III 5,1	184 39		2	
	IV+V, 2196-2500	а) 260 г) 0,70 б) 30/ д) 0,480 17,44 е) 0,162 в) 0,245 ж) 0,787	а) 0,841 д) 4,8 б) 1,55 е) 53,5 в) 0,1 ж) -10 г) 7,7	а) 1974 е) 72,6 б) 1976 ж) 92,2 г) 178 з) 0,4/ д) 171 1,4	337 70	49 24	I	

х/ В том числе 912 тыс. т по описанному горизонту IX
200

совых запасов результате	переоценки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвер- дившихся запасов	Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
			балансовые						забалан- совые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год ут- вержде- ния и № про- токола
			A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	
	A+B+C ₁	A+B+C ₁												
													3 837 767	
						3 354 658	3 354 658						6 123 1 224	
						10 742 1 626	10 742 1 626	832 166		3 444 413	3 571 714		3 125 94	
						4 232 746	4 232 746			2 280 442			2 183 345	
						61 362 17 320	61 362 17 320	15 617 4 293		43 395 12 119	42 730 12 571	x/ 42 730	42 447 11 574	1988 г. № 10430
						906 254	906 254			906 254			906 254	То же
						318 103	318 103			318 103			318 103	—
						60 29	60 29			Не утверждены				
						182 37	182 37			108 7			97 —	
						336 69	336 69	49 24		343 76	49 24		336 69	

57

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение, Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс. м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г.	
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	разведки
								A+B+C ₁
НК _{6+7a} , 3350-4860	а) I426 г) 0,84 б) 75/ д) 0,243 в) 35,39 е) 0,037 г) 0,195 ж) 0,685	а) 0,850 д) 6,8 б) 1,1 е) 80 в) 0,2 ж) +26 г) 3,5	а) I967 д) 89 б) I975 е) 7,6 г) 89 ж) 91,1	4 723 I 080	2 447 612			
НК _{7d} , 3810-4000	а) I585 г) 0,84 б) 40/ д) 0,263 в) 19,5 е) 0,037 г) 0,188 ж) 0,701	а) 0,858 д) I3,0 б) 1,1 е) 84 в) 0,2 ж) +23 г) I5,4	а) I973 е) 9,9 б) I975 ж) 58,7 г) 78 з) 0,2/ д) 75 0,2	2 889 706	I 872 456	2		
НК _{8a} , 3780-4150	а) 2I04 г) 0,84 б) 40/ д) 0,28 в) 19,62 е) 0,04 г) 0,181 ж) 0,714	а) 0,858 д) I3,0 б) 1,2 е) 87 в) 0,2 ж) +21 г) I5,4	а) I973 е) 26,4 б) I973 ж) 20,1 г) 283 з) 2,9/ д) 254 5,6	I 816 318	7 802 2 I37	I8	+I 771 +485	
НК _{8d} , 4000-4200	а) I578 г) 0,84 б) 30/ д) 0,290 в) 13,9 е) 0,04 г) 0,184 ж) 0,693	а) 0,858 д) I3,0 б) 1,1 е) 87 в) 0,2 ж) +21 г) I5,4	а) I978 е) 25,1 б) I982 ж) 3,5 г) I47 з) 4,5/ д) 79 6,0	I 896 466		28		
НК ₁₀₊₁₁ (НК ₉₊₁₀) 3950-4400	а) 3384,1 г) 0,80 б) I00/ д) 0,294 в) 27,6 е) 0,036 г) 0,184 ж) 0,698	а) 0,849 д) II,6 б) 1,1 е) 88 в) 0,2 ж) +21 г) I2,2	а) I973 е) 6,6 б) I976 ж) 8,5 г) I59 з) I,3/ д) 97 1,4	8 015 2 267	2 447 717	33		
НК ₁₂₊₁₃ , 3600-4580	а) 993I,7 г) 0,82 б) I05/ д) 0,336 в) 25,1 е) 0,03 г) 0,19 ж) 0,684	а) 0,859 д) II,6 б) 1,1 е) 91,7 в) 0,2 ж) +22 г) I2,2	а) I972 е) 9,6 б) I972 ж) 18,2 г) 744 з) I,2/ д) 592 1,4	2I 005 6 643	3 40I I I42	96	+I 268 +418	
НК ₁₄ , 4160-4530	а) 3532 г) 0,83 б) 45/ д) 0,258 в) 5,1 е) 0,03 г) 0,17 ж) 0,691	а) 0,864 д) II,6 б) 1,1 е) 92 в) 0,2 ж) +19 г) I2,2	а) I972 е) I8,7 б) I984 ж) 62,6 г) 73 з) 0,9/ д) 64 1,2	I I37 241	365 93	3	+302 +79	
I06 Небит-Даг ^{x/} - Н Растворенный газ (61) терригенный, 385-2700			а) I982 е) 9I б) I929 ж) 9I г) 269I9 з) 0,1/ д) I36I7 I,7	29 918 2 707		48		
Небит-Даг Западный, 385-2700			а) I882 е) 89,2 б) I936 ж) 88 г) I8063 з) 0,1/ д) 965I I,6	24 516 2 216		36		
в том числе: плиоцен ашшеронский ярус: I, 385-II00			а) I882 е) 90,7 б) I936 ж) 93 г) I061 з) 0,1/ д) 559	I 452 III		2		

x/ Сведения о наличии других полезных ископаемых указаны в т.1, вып.60.

совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.						Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
пересчетки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвер- дившихся запасов	балансовые						на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год ут- вержде- ния и № про- токола
		A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂	A+B	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	
A+B+C ₁	A+B+C ₁											
					4 723 I 080	4 723 I 080	2 447 612		4 723 I 080	2 447 612	4 723 I 080	I988 г. № 10430
					2 887 704	2 887 704	I 872 456		2 890 707	I 872 456	2 887 704	
					3 569 785	3 569 785	2 643 724		I 827 329	7 802 2 I37	I 798 300	
					I 868 438	I 868 438			225 -	I 516 447	I57 -	
					7 982 2 234	7 982 2 234	2 447 717		5 I90 I 457	8 958 2 630	5 I28 I 395	
					22 I77 6 965	22 I77 6 965			I2 96I 4 020	8 960 3 020	I2 809 3 868	
					I 436 317	I 436 317	365 93		636 II8	2 I57 558	627 109	
		27 778 2 308	I 45I 306	29 229 2 614	64I 45	29 870 2 659		25 972 3 790	36 265 6 978	4 I47 I 659	22 963 -	I956 г. № I400
		23 646 2 048	834 I32	24 480 2 I80		24 480 2 I80		2I 522 3 I88	30 754 6 I04	4 I47 I 659	22 342 -	
		I 450 I09		I 450 I09		I 450 I09						

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс.м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г. в	
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	разведки
								A+B+C ₁
	плиоцен акчагыльский ярус, I300-I430			а) I882 е) 96,2 б) I944 ж) 76 г) I2142 з) 0,3/ д) I906 8,6	2 657 93		8	
	плиоцен, балаханский ярус, верхний отдел красноцветной толщи, I480-2400			а) I882 е) 92,6 б) I936 ж) 88 г) I2863 з) 0,1/ д) I7810 2,3	I6 779 I 057		25	
	плиоцен, балаханский- ярус, I900-2700			а) I882 е) 67,7 б) I952 ж) 96 г) I997 з) 0,03/ д) I376 0,1	3 628 955		I	
	Небит-Даг Цент- ральный, I65-I475			а) I882 е) 94,9 б) I929 ж) 95 г) I8856 з) 0,1/ д) I3966 2,4	5 402 491		I2	
	плиоцен, апшеронский ярус, I65			а) I882 е) 72,6 б) I929 ж) 73 г) I477 з) 0,3/ д) I339 1,0	I 299 I82		2	
	акчагыльский ярус, 420-825			а) I882 е) 91,8 б) I936 ж) 92 г) I568 з) 0,1/ д) I441 1,9	294 52		I	
	балаханский ярус, верхний отдел красно- цветной толщи, 740-I475			а) I882 е) 96,9 б) I932 ж) 96 г) I7811 з) 0,1/ д) I3186 3,5	3 809 257		9	
I07	Кум-Даг - Н Растворенный газ (61) терригенный, 630-I550			а) I947 е) 91,48 б) I949 ж) 78 г) I34911 з) 0,4/ д) I23983 4,4	22 066 3 244		I43	
	Кум-Даг Западный, 630-I550			а) I947 е) 91,7 б) I949 з) 0,2/ г) I8963 2,5 д) I13412	I2 915 I 745		43	
	плиоцен апшеронский ярус, 630-I090 акчагыльский ярус, I300-I450			а) I947 е) 91,3 б) I950 з) 0,2/ г) I7493 2,4 д) I4156	I2 587 I 705		42	

совых запасов результате	переоценки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвер- дившихся запасов	Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
			балансовые						забалан- совые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год ут- вержде- ния и № про- токола
			A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	
	A+B+C ₁	A+B+C ₁												
			2 649 85		2 649 85		2 649 85							
			I6 I38 936	6I6 96	I6 754 I 032		I6 754 I 032							
			3 409 918	2I8 36	3 627 954		3 627 954							
			4 I32 260	6I7 I74	4 749 434	64I 45	5 390 479			4 450 602	5 51I 874		62I -	I956 г. № I400
			I 06I I45		I 06I I45	236 35	I 297 I80							
			249 29	44 22	293 51		293 51							
			2 822 86	573 I52	3 395 238	405 10	3 800 248							
			2I I09 2 822	2I I09 2 822	814 279	2I 923 3 I0I				I5 I9I 4 046	32 90I II 2I9	63I 372	2I 070 I 623	I965 г. № 4664
			I2 338 I 426	I2 338 I 426	534 276	I2 872 I 702				I0 288 2 813	I7 600 5 I45	275 I79	I2 049 496	
			I2 01I I 387	I2 01I I 387	534 276	I2 545 I 663				9 694 2 759	I7 007 5 092		II 724 496	

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс. м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость, г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г. в	
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	разведки
								A+B+C ₁
	балаханский ярус, красноцветная толща, I550			а) I947 б) I950 г) I470 д) I202	е) 97,4 з) 0,06/ 2,5	328 40		I
	Кум-Даг Северо-Западный (клин), 960-I300			а) I947 б) I954 г) I3186 д) I831	е) 95,8 з) 0,6/ 12,6	I 770 I59		20
нрб	плиоцен апшеронский ярус, 960			а) I947 б) I956 г) 464 д) 251	е) 99,3 ж) 65 з) 0,4/ 4,0	280 3		
	акчагыльский ярус, IIIO-I240			а) I947 б) I954 г) 2494 д) I411	е) 94,9 з) 0,7/ 13,2	I 298 I52		20
нрб	балаханский ярус, красноцветная толща, I300			а) I947 б) I954 г) 228	д) I69 е) 98,2	I92 4		
	Кум-Даг Восточный, 900-I300			а) I947 б) I949 г) I2762 д) 8740	е) 91 з) 0,6/ 6,1	7 381 I 340		80
	плиоцен апшеронский ярус, 900			а) I947 б) I955 г) 2751 д) 2038	е) 70,7 з) 0,7/ 2,3	3 283 I I50		26
	акчагыльский ярус.			а) I947 б) I950 г) 8941 д) 5764	е) 98,6 з) 0,6/ 23,9	3 720 I74		52
	балаханский ярус, красноцветная толща, I300			а) I947 б) I950 г) I070 д) 938	е) 98,7 з) 0,2/ 12,5	378 16		2
I08	Куйджик - НКК Растворенный газ (61) 2550-3200			а) I968 б) I973 г) 2476 д) I092	е) 57 ж) 77,4 з) 0,7/ 1,6	9 994 I 897		31

совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
переоценки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвердившихся запасов	балансовые						забалансовые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год утверждения и № протокола
		A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	
A+B+C ₁	A+B+C ₁												
			327 39	327 39		327 39			593 54	593 54		325 -	
			I 470 I36	I 470 I36	280 3	I 750 I39			315 29	3 076 I 072	356 I93	I 721 3	
					280 3	280 3				465 I99	356 I93	252 -	
			I 278 I32	I 278 I32		I 278 I32			228 I7	2 361 811		I 278 -	
			I92 4	I92 4		I92 4			87 I2	250 62		I91 3	
			7 301 I 260	7 301 I 260		7 301 I 260			4 588 I 204	I2 225 5 002		7 300 I I24	
			3 257 I I24	3 257 I I24		3 257 I I24				4 872 2 740		3 257 I I24	
			3 668 I22	3 668 I22		3 668 I22			4 081 I I30	6 846 2 I88		3 668 -	
			378 I4	378 I4		378 I4			507 74	507 74		375 -	
					9 963 I 866	9 963 I 866			II 347 3 250	5 581 I 720		9 963 I 866	I978 г. № 8110

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение, Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс.м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан- за 1989 г. в	
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	разведки
								A+B+C ₁
109	плиоцен балаханский ярус, нижнекрасноцветная толща: НК ₂ , 2550-3000	а) 2320 г) 0,72 б) 30/ д) 0,3 в) 14,8 е) 0,028 ж) 0,2 ж) 0,763	а) 0,88 д) 15,56 б) 1,8 е) 81 в) 0,25 ж) +28 г) 11,3	а) 1968 е) 82 б) 1973 ж) 71 г) 932 з) 0,3/ д) 257 1,9	2 485 201		4	
	НК _{2a} , 2850-3050	а) 10046 г) 0,7 б) 38/ д) 0,35 в) 8,9 е) 0,045 ж) 0,210 ж) 0,770	а) 0,881 д) 13,0 б) 1,8 е) 85 в) 0,25 ж) +28 г) 9,7	а) 1968 е) 48 б) 1973 ж) 79,8 г) 1544 з) 0,8/ д) 835 1,5	7 509 1 696		27	
	НК ₃ , 3000-3200							
	Камышджа - НГК Растворенный газ (61) 990-3200			а) 1959 е) 50,4 б) 1975 ж) 41,3 г) 2668 з) 4,0/ д) 1960 8,3	11 213 2 529	3 471 1 254	211	+860 300
	плиоцен балаханский ярус, верхний отдел красноцветной толщи: Ш, 990	а) 426 г) 0,66 б) 75/ д) 0,381 в) 4,6 е) 0,07 ж) 0,245 ж) 0,79	а) 0,911			230 88		
	Ша, 1080	а) 149 г) 0,66 б) 70/ д) 0,384 в) 3,5 е) 0,07 ж) 0,245 ж) 0,79	а) 0,911			61 23		
	плиоцен балаханский ярус, нижний отдел красноцветной толщи: НК 1a, 2620-2800	а) 745 д) 0,34 б) 35/10 е) 0,065 в) 0,212 ж) 0,797 г) 0,67	а) 0,796 д) 17,5 б) 1,2 е) 83 в) 0,25 ж) +32 г) 17,2	а) 1959 е) 48,6 б) 1982 ж) 21,3 г) 142 з) 13,3/ д) 84 26,9	564 121		35	+188 64
	НК ₂ , 2740	а) 2423 г) 0,66 б) 28/ д) 0,342 в) 8,5 е) 0,244 ж) 0,207 ж) 0,791	а) 0,895 д) 19,0 б) 1,3 е) 85 в) 0,2 ж) +3,0 г) 19,0	а) 1978 е) 30,3 б) 1979 ж) 23,4 г) 206 з) 6,9/ д) 69 9,7	1 827 524		51	
	НК ₃ , 2900-2950	а) 4909 г) 0,69 б) 36/ д) 0,388 в) 12,4 е) 0,093 ж) 0,19 ж) 0,791	а) 0,899 д) 22,4 б) 1,2 е) 87 в) 0,3 ж) +26 г) 19,0	а) 1959 е) 79,5 б) 1975 ж) 46,0 г) 1939 з) 4,0/ д) 1546 26,2	3 831 354	87 29	93	+672 236

совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
переоценки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвердившихся запасов	балансовые						забалан-совые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год утверждения и № протокола
		A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	
A+B+C ₁	A+B+C ₁												
					2 481 197	2 481 197				3 005 721	3 243 972	2 481 197	
					7 482 1 669	7 482 1 669				8 342 2 529	2 154 689	7 482 1 669	
											184 59		
		3 366 209	3 366 209	8 496 2 409	11 862 2 618	3 471 1 254			3 675 518	11 710 3 026	3 471 1 254	11 002 2 318	1987 г. № 10156
											230 88		1987 г. № 10156
											61 23		
					712 150	712 150				587 144		529 86	
					1 776 473	1 776 473				1 913 610		1 776 473	
		3 366 209	3 366 209	1 044 288	4 410 497	87 29			3 675 518	4 131 654		3 738 261	

XX/ С учетом данных РСР, ЛАВВ.

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпущенными балансом. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс. м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г.	
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	разведки
								A+B+C ₁
нрб	НК ₄ , 3120-3200	а) 1179 г) 0,76 б) 54/ д) 0,25 8,2 е) 0,071 в) 0,189 ж) 0,769	а) 0,851 д) 11,02 б) 1,3 е) 87 в) 0,2 ж) +20 г) 1,2	а) 1972 е) 60,6 б) 1978 ж) 56,6 г) 134 з) 1,3/ д) 68 3,3	778 90		3	
нрб	НК ₇ , 3270-3400	а) 407 г) 0,70 б) 55/ д) 0,172 11,1 е) 0,046 в) 0,170 ж) 0,694	а) 0,886 д) 12,07 б) 1,1 е) 88 в) 0,2 ж) +25 г) 16,0	а) 1972 е) 8,8 б) 1978 ж) 73,3 г) 5 з) 0,7/ д) 2 0,8	326 52	3 920 766		
нрб	НК ₈ , 3500-3800	а) 2772 г) 0,75 б) 46/ д) 0,212 5,9 е) 0,035 в) 0,173 ж) 0,672	а) 0,880			1 249 266		
	НК ₉ , 3450-3500	а) 2253,7 г) 0,65 б) 18/ д) 0,226 7,95 е) 0,058 в) 0,170 ж) 0,649	а) 0,876 д) 11,7 б) 0,6 е) 92 в) 0,2 ж) +20 г) 16	а) 1975 е) 27 б) 1979 ж) 26,1 г) 69 з) 4,8/ д) 13 6,5	1 069 199	2 293 537	13	
II2	Кеймир - НКК Растворенный газ (61) терригенный, 2550-3500			а) 1977 е) 11,1 б) 1982 ж) 15,3 г) 619 з) 2,4/ 2,7	18 036 5 077	9 393 2 957	140	
нрб	IX, 2510 плионен балаханский ярус, нижний отдел красноцветной толщи:	а) 1071 г) 0,69 б) 22/ д) 0,286 3,1 е) 0,32 в) 0,209 ж) 0,75	а) 0,881			316 90		
	НК ₁ , 2550-2620	а) 11162 г) 0,65 б) 20/ д) 0,286 4,9 е) 0,321 в) 0,225 ж) 0,74	а) 0,881 д) 17,9 б) 1,9 е) 70 в) 0,3 ж) +28 г) 22,5	а) 1982 ж) 55,3 б) 1983 з) 0,2/ г) 15 0,2 е) 1,0	5 176 1 471	310 87	2	
	НК ₂ , 2660-2680	а) 2155 г) 0,72 б) 28/ д) 0,342 6,0 е) 0,070 в) 0,214 ж) 0,74	а) 0,8809 д) 17,9 б) 1,9 е) 71 в) 0,3 ж) +28 г) 22,5	а) 1985 ж) 40,5 б) 1985 з) 1,7/ г) 34 1,9 е) 7,6	1 273 418	3 443 1 178	8	
	НК ₃ , (НК ₃), 2800-2810	а) 2927 г) 0,78 б) 18/ д) 0,31 2,8 е) 0,170 в) 0,216 ж) 0,73	а) 0,8629 д) 13,1 б) 1,8 е) 75 в) 0,3 ж) +28 г) 13,2	а) 1985 ж) 0 б) 1985 з) 7,6/ г) 89 11,0 е) 33,3	795 200	1 531 489	22	
нрб	НК ₄ +НК ₅ +НК ₆ (НК ₄), 2860-2960	а) 2563 г) 0,64 б) 30/ д) 0,314 4,8 е) 0,731 в) 0,206 ж) 0,73	а) 0,8691 д) 14 б) 1,9 е) 75 в) 0,3 ж) +32 г) 23,0	а) 1977	1 061 333	1 565 460		

совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.						Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР					
переоценки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвер- дившихся запасов	балансовые						забалан- совые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год ут- вержде- ния и № про- токола
		A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂		
A+B+C ₁	A+B+C ₁	A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	
					<u>775</u> 87	<u>775</u> 87				<u>307</u> 26	<u>175</u> 38	<u>241</u> -	
					<u>326</u> 52	<u>326</u> 52	<u>3 920</u> 766			<u>329</u> 55	<u>3 920</u> 766	<u>326</u> 52	
							<u>I 249</u> 266				<u>I 249</u> 266		
					<u>I 056</u> 186	<u>I 056</u> 186	<u>2 293</u> 537		<u>I II2</u> 242	<u>2 293</u> 537	<u>I 056</u> 186		
					<u>17 896</u> 4 937	<u>17 896</u> 4 937	<u>9 393</u> 2 957						
							<u>316</u> 90						
					<u>5 I74</u> I 469	<u>5 I74</u> I 469	<u>310</u> 87						
					<u>I 265</u> 410	<u>I 265</u> 410	<u>3 444</u> I 178						
					<u>773</u> 178	<u>773</u> 178	<u>I 531</u> 489						
					<u>I 061</u> 333	<u>I 061</u> 333	<u>I 565</u> 460						

х/ Сведения о наличии других полезных компонентов указаны в т.1, вып.60.

127

128129

№ п/п	Республика, экономический район, край, область. Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс.м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г. в	
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	разведки
							A+B+C ₁	
II 6	Корпедже - НГК терригенный, 2030-3I20 ПЛИОЦЕНОВЫЕ: НК ₄ , 2030-2850 НК ₇ , 2900-3I20 НК ₈ , 3250-3650 Туркменский сектор Каспийского моря Разрабатываемые Банка Жданова - НГК Растворенный газ (6I) 2870-4050 средний плиоцен, красноцветная толща, терригенный: УП, 2870-3400 УШ _а , 3200-4050 отложения, подстилающие красноцветную толщу, х, 3500-3950	а) 5348,8 д) 0,3 б) 20/12 е) 0,037 в) 0,206 ж) 0,76 г) 0,83 а) 14393,8 д) 0,30/13,6 б) 0,198 е) 0,037 г) 0,80 ж) 0,81 а) 3156,2 д) 0,38/10,9 б) 0,197 ж) 0,81 а) 1740 д) 0,35 б) 12/9 е) 0,099 в) 0,21 ж) 0,68 г) 0,6 а) 268I д) 0,61 б) 14/6,5 е) 0,096 в) 0,21 ж) 0,68 а) 8750 д) 0,7 б) 57/39,7 е) 0,001 в) 0,15 ж) 0,61	а) 0,898 д) 15,8 б) 1,3 е) 79 в) 0,3 ж) -5 г) 26,6 а) 0,902 д) 15,8 б) 1,3 е) 79 в) 0,3 ж) -5 г) 26,6 а) 0,902 а) 0,840 д) 32 б) 0,6 е) 64 в) 0,52 ж) +32 г) 10 а) 0,842 д) 20 б) 0,6 е) 69 в) 0,5 ж) +18 г) 10,1 а) 0,874 д) 28 б) 0,8 е) 85 в) 0,5 ж) +25 г) 10,6	а) I986 а) I986 а) I989 а) I97I е) 6,7 б) I972 ж) 37 г) 586 з) 0,6/ д) I42 0,6 а) I98I е) 4,1 б) I981 ж) 13 г) I6 з) 0,02/ д) I6 0,03 а) I97I е) 46,9 б) I972 ж) 34 г) 222 з) 5,2/ д) 88 9,4 а) I973 е) 4,9 б) I973 ж) 45 г) 348 з) 0,4/ д) 54 0,4 а) I976 е) II б) I978 ж) 20 г) I244 з) 3,0/ д) 687 3,5	I3 772 4 270 I3 772 4 270 I3 772 4 270 2I 33I 7 493 I III 378 I 082 277 I9 I36 6 838	II I20 3 372 7 498 2 249 3 622 I I23 II 764 4 393 I III 378 4 264 I 578 7 500 2 815	+7 749 +2 392 +3 915 +I 203 +3 834 +I I89 52 26 26 297	
II 7	Банка ЛАМ - НГК Растворенный газ (6I) терригенный, 2300-4000				29 664 7 796	20 364 5 762	297	

своих запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
переоценки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвер- дившихся запасов	балансовые						забалан- совые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г. А+В+С ₁	год ут- вержде- ния и № про- токола
		А	В	А+В	С ₁	А+В+С ₁	С ₂		А+В	А+В+С ₁	С ₂		
А+В+С ₁	А+В+С ₁												
					<u>21 521</u> -6 662	<u>21 521</u> 6 662	<u>12 806</u> 3 894						
							<u>7 498</u> 2 249						
					<u>17 687</u> 5 473	<u>17 687</u> 5 473	<u>3 622</u> 1 123						
					<u>3 834</u> 1 189	<u>3 834</u> 1 189	<u>1 686</u> 522						
					<u>21 279</u> 7 441	<u>21 279</u> 7 441	<u>11 764</u> 4 393			<u>18 596</u> 6 791	<u>13 764</u> 5 093	<u>18 168</u> 6 363	1980 г. № 8607
					<u>1 111</u> 378	<u>1 111</u> 378							
					<u>1 056</u> 251	<u>1 056</u> 251	<u>4 264</u> 1 578			<u>1 190</u> 385	<u>4 264</u> 1 578	<u>1 056</u> 251	
					<u>19 112</u> 6 812	<u>19 112</u> 6 812	<u>7 500</u> 2 815			<u>17 406</u> 6 406	<u>9 500</u> 3 515	<u>17 112</u> 6 112	
					<u>29 367</u> 7 499	<u>29 367</u> 7 499	<u>20 364</u> 5 762			<u>29 924</u> 8 056	<u>20 364</u> 5 762	<u>29 367</u> 7 449	1988 г. № 10424

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Пролуживные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс. м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г. в	
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	разведки
I20	Разведываемые Банка Ливанова-Восточная - НКК Растворенный газ (61) терригенный, 4378 средний плиоцен, красноцветная толща, УИ 4378	а) 3000 г) 0,6 б) 18/15 д) 0,6 в) 0,15 ж) 0,744	а) 0,863 г) 11,5 б) 0,5 е) 2,0 в) 0,5	а) I974	2 600 650	22 500 5 618		
I21	им. Барина - НКК Объединение Турменнефть Объединение Каспморнефтегаз			а) I976			+2 029 629	
	Всего по Туркменской ССР			г) 328 I58	92 I 478 2 I5 4 I5	200 034 60 474	5 043 +7 689	+24 538
	Разрабатываемые			г) 328 068	875 671 20 I 687	143 I49 44 504	4 985 +9 023 +2 947	
	из них по неразработанным горизонтам			г) I823	25 033 5 7 I8	10 826 2 7 I4		
	Разведываемые			г) 90	45 807 13 728	56 885 15 970	58 +15 515 +4 742	
	Суша			г) 3262 I8	864 99 I 198 56 I	139 512 4 I 640	4 689 +22 509 +7 060	
	Шельф (Туркменский сектор Каспийского моря)			г) I940	56 487 16 854	60 522 18 834	354 +2 029 +629	
	Разрабатываемые			г) I940	53 887 16 204	38 022 13 216	354	
	Разведываемые				2 600 650	22 500 5 618	+2 029 +629	

совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
пересчетки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвердившихся запасов	балансовые						забалан-совые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год утверждения и № протокола
		A	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂		
A+B+C ₁	A+B+C ₁												
					2 600 650	2 600 650	22 500 5 618						
					2 029 629	2 029 629							
+2 029 629					2 029 629	2 029 629							
-2 029 629													
-	-I2307 +766	85 789 13 4 I5	328 848 70 65 I	4 I4637 84 066	5 I4 029 127 856	928 666 2 I I 922	195 83 I 59 249					729 785 147 6 I7	
-	-I2307 +766	85 789 13 4 I5	328 848 70 65 I	4 I4637 84 066	452 765 109 444	867 402 193 5 I0	133 496 4 I 628		345293 98 397	849 378 24 I 297	243654 76 554	729 785 147 6 I7	
			I92 4	I92 4	24 84 I 5 7 I4	25 033 5 7 I8	10 826 2 7 I4		87 I2	2 I 695 4 7 I7	24 508 6 8 I5	15 99 I 3 078	
					6 I 264 18 4 I2	6 I 264 18 4 I2	62 335 17 62 I						
-	-I2307 +766	85 789 13 4 I5	328 848 70 65 I	4 I4637 84 066	455 867 1 I0 727	870 504 194 793	135 309 40 4 I5		345293 98 397	800 858 226 450	203062 62 467	682 250 133 755	
					58 I62 17 I29	58 I62 17 I29	60 522 18 834			48 520 I4 847	40 592 I4 087	47 535 13 862	
					53 533 15 850	53 533 15 850	38 022 13 2 I6						
					4 629 I 279	4 629 I 279	22 500 5 6 I8					47 535 13 862	

№ п/п	Республика, экономический район, край, область, Министерство, управление, объединение. Степень освоения. Месторождение и его тип. Полезные ископаемые и компоненты, учитываемые другими выпусками баланса. Продуктивные отложения. Коллектор (карбонатный, терригенный). Глубина залегания, м	Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, тыс. м ² ; б) нефтенасыщенная толщина (общая/эффективная), м; в) открытая пористость; г) нефтенасыщенность; д) коэффициент извлечения нефти; е) проницаемость, мкм ² ; ж) пересчетный коэффициент	Качественная характеристика нефти: а) плотность, г/см ³ ; б) вязкость в пластовых условиях, мПа·с; в) содержание серы, %; г) содержание парафина, %; д) содержание смол и асфальтенов, %; е) пластовая температура, °С; ж) температура застывания нефти, °С	а) год открытия; б) год ввода в разработку; в) год консервации; г) добыча с начала разработки; д) добыча на дату утверждения запасов ГКЗ СССР; е) степень выработанности, %; ж) обводненность, %; з) темп отбора, %	Балансовые запасы на 1 января 1989 г.		Изменения балан за 1989 г. в	
					A+B+C ₁	C ₂	добычи	разведки A+B+C ₁
Миннефтегазпром СССР Объединение Туркменнефть Разрабатываемые из них по неразрабатываемым горизонтам Разведываемые Каспморнефтегаз (разведываемые)				г) 328158	921 478 215 415	200 034 60 474	5 043	+22 509 +7 060
				г) 328068	875 671 201 687	143 149 44 504	4 985	+9 023 +2 947
				г) 1823	25 033 5 718	10 826 2 714		
				г) 90	45 807 13 728	56 885 15 970	85	+13 486 +4 113
								+2 029 +629

совых запасов результате		Запасы на 1 января 1990 г.							Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР				
переоценки и передачи с баланса на баланс	списания неподтвер- дившихся запасов	балансовые						забалан- совые	на дату утверждения			остаток на 1 января 1990 г.	год ут- вержде- ния и № про- токола
		A +	B	A+B	C ₁	A+B+C ₁	C ₂		A+B	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	
A+B+C ₁	A+B+C ₁												
<u>+2 029</u> +1 395	<u>-12307</u> -6 905	<u>85 789</u> 13 415	<u>328 848</u> 70 651	<u>41 4637</u> 84 066	<u>514 029</u> 127 856	<u>928 666</u> 211 922	<u>195 831</u> 52 249					<u>729 785</u> 147 617	
<u>-</u> +766	<u>-12307</u> -6 905	<u>85 789</u> 13 415	<u>328 848</u> 70 651	<u>41 4637</u> 84 066	<u>452 765</u> 109 444	<u>867 402</u> 193 510	<u>133 496</u> 41 628					<u>729 785</u> 147 617	
			<u>192</u> 4	<u>192</u> 4	<u>24 841</u> 5 714	<u>25 033</u> 5 718	<u>10 826</u> 2 714		<u>87</u> 12	<u>21 695</u> 4 717	<u>24508</u> 6 815	<u>15 991</u> 3 078	
<u>+2 029</u> +629					<u>61 264</u> 18 412	<u>61 264</u> 18 412	<u>62 335</u> 17 621						
<u>-2 029</u> -629													

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕСУРСЫ НЕФТИ ПОДГОТОВЛЕННЫХ ДЛЯ ГЛУБОКОГО БУРЕНИЯ
ПЛОЩАДЕЙ И НЕВСКРЫТЫХ ПЛАСТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА 1 ЯНВАРЯ 1990 г.

Ресурсы геологические, тыс. т
извлекаемые

№ п/п	Республика, экономический район, край, область. Объединение. Наименование площади, продуктивные отложения, адрес	Ресурсы кат. С ₃	№ п/п	Республика, экономический район, край, область. Объединение. Наименование площади, продуктивные отложения, адрес	Ресурсы кат. С ₃
	УЗБЕКСКАЯ ССР		14	Западный Яккасарай	3300
	БУХАРСКАЯ ОБЛАСТЬ			25 км к ЮВ от пос.Яккасарай	330
	Объединение Узбекнефтегазгеология		15	Танхаз, К ₁	2848
	Перспективные площади			90 км к СВ от г.Карши	285
1	Кимирекская, J ₃	5000	16	Сев.Ташлы, J ₃ +K ₁	3960
	30 км южнее пос.Газли	2000		50 км к СВ от г.Карши	1190
2	Восточный Суткор	3250	17	Бадахшан, К ₁	5210
	150 км к ЮВ от ст.Каган	975		30 км к ЮВ от пос.Яккабаг	1040
3	Северный Умид, J ₃	1730	18	Юж.Чегара, J ₃	5080
	37 км к ЮВ от пос.Караулбазар	345		70 км к ЮВ от пос.Караулбазар	1010
4	Нигорская, J ₃	5000	19	Сев.Карим, J ₃	440
	90 км к ЮВ от пос.Караулбазар	1000		15 км к СВ от г.Мубарек	154
5	Ички, J ₃	1150		Всего по Кашкадарьинской области и объединению Узбекнеф- тегазгеология в ее пределах (перспективные площади)	54898 17394
	36 км к ЮВ от пос.Караулбазар	120		СУРХАНДАРЬИНСКАЯ ОБЛАСТЬ	
6	Сарыкум, J ₃	5120		Объединение Узбекнефть	
	35 км к Ю от ст.Караулбазар	920		Перспективные площади	
7	Западный Умид, J ₃	4248	20	Гаджак, J	2000
	40 км к ЮВ от пос.Караулбазар	850		30 км к Ю от райцентра Байсун	1000
	Всего по Бухарской обла- сти и объединению Узбекнеф- тегазгеология в ее пределах (перспективные площади)	25498 6210	б/н	Хаудаг (поднавив), Р	Списаны
	КАШКАДАРЬИНСКАЯ ОБЛАСТЬ		б/н	Джейранхана, Р	Списаны
	Объединение Узбекнефтегазгеология			42 км к ЮВ от г.Джаркурган	
	Перспективные площади		21	Джалаир, Р	1500
8	Центрально-Аляудинская, J ₃	21200		25 км к СВ от ст.Джаркурган	400
	1 км к С от ст.Джейран	10600	22	Сев.Караягач, Р	324
9	Гордан, J ₃	1900		12 км к Ю от пос.Сурган	65
	110 км к СВ от г.Карши	570	23	Вост.Кокайты, Р	930
10	Кантауская, J ₃	500		15 км к В от пос.Кокайты	236
	30 км к СВ от пос.Дехканабад	250		Невскрытые пласты месторождений	
11	Кокдумалак (подрифовый уч-к), J ₃	2540	24	Коштар, К	1500
	105 км к Ю от ст.Караулбазар	1015		150 км к С от г.Термеза	500
12	Чимкуртан, К ₂	4700	25	Миршади, Р	1456
	54 км к СВ от г.Карши	470		66 км к СВ от г.Джаркурган	1005
13	Юго-Восточный Чим, J ₃	3220	26	Актау, К	10000
	55 км к В от г.Карши	480		25 км к В от г.Джаркурган	3000

138

№ п/п	Республика, экономический район, край, область. Объединение. Наименование площади, продуктивные отложения, адрес	Ресурсы кат. С ₃	№ п/п	Республика, экономический район, край, область. Объединение. Наименование площади, продуктивные отложения, адрес	Ресурсы кат. С ₃
	Объединение Узбекнефтегазгеология			АНДИЖАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	
	Перспективные площади			Объединение Узбекнефть	
27	Оразу	3200	33	Сев.Хартум, Р	1400
	20 км к СВ от г.Джаркурган	320		15 км к В от г.Андижана	500
28	Пограничная, Р	65500	34	Курутки, Н	425
	60 км к ЮВ от пос.Кумкуртан	9825		12 км к В от г.Андижана	125
	Всего по Сурхандарьин- ской области	86410 16351	35	Заурак, Р	3300
	Объединение Узбекнефть	17710		1 км к В от г.Андижана	1000
	Перспективные площади	6206	36	Чуст-Пап, Р	3245
	Невскрытые пласты месторожде- ний	4754		38 км к С от центра Пап	810
	Объединение Узбекнефтегазгео- логия (перспективные площади)	1701	37	Ассакинская, Н	2200
	НАМАНГАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	12956		5 км к В от г.Ленинска	680
	Объединение Узбекнефть	4505	38	Дехканабад-Заурак, Р	1180
	Перспективные площади	68700		2 км к СВ от г.Андижана	590
	Невскрытые пласты месторожде- ний	10145		Невскрытые пласты месторождений	
29	Мингбулак, Р	10000	39	Восточный Хартум, Р, К	1668
	10 км южнее г.Намангана	4000		8 км к В от г.Андижана	552
30	Восточный Чадак, Р	4500		Всего по Андижанской об- ласти и объединению Узбекнефть в ее пределах	13418 4257
	25 км к СВ от ст.Пап	1500		Перспективные площади	11750 3705
31	Сарвак, Р	3600		Невскрытые пласты месторожде- ний	1668 552
	15 км к СВ от г.Коканда	1000		ФЕРГАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	
	Невскрытые пласты месторождений			Объединение Узбекнефть	
32	Касансай, Р	3300		Перспективные площади	
	20 км к ЮВ от г.Намангана	1000	40	Атамтай, Р	3300
	Всего по объединению Уз- бекнефть в пределах Наманган- ской области	21400 7500		20 км к Ю от г.Коканда	1000
	Перспективные площади	18100	41	Караджидинская, Р	12500
	Невскрытые пласты месторожде- ний	6500		15 км к СВ от г.Маргелан	5000
	Перспективные площади	3300	42	Акбарабад, Р	14500
	Невскрытые пласты месторожде- ний	1000		15 км к В от г.Маргелан	3300
			43	Батырская, Р	976
				8 км к ЮВ от пос.Охчи	200

139

№ п/п	Республика, экономический район, край, область. Объединение. Наименование площади, продуктивные отложения, адрес	Ресурсы кат. С ₃	№ п/п	Республика, экономический район, край, область. Объединение. Наименование площади, продуктивные отложения, адрес	Ресурсы кат. С ₃
44	Рапкан-Джаманджар, Р 6 км к С от п.Шорсу	3300 1200		КИРГИЗСКАЯ ССР Объединение Киргизнефть Перспективные площади	
б/н	Восточный Капчигай, Р 20 км к ЮЗ от г.Маргелана	Списаны	51	Сузакская, Р+К+У 7-10 км к ЮЗ от г.Джалал-Абад	297 119
45	Восточная Курганча, Р 50 км к Ю от г.Коканда	3500 1200	52	Центрально-Тузлукская, Р 200 км к ЮЗ от г.Андижана	667 200
46	Каримдевана, Р 30 км к Ю от г.Коканда	7900 1900	53	Северный Кызыл-Джар, Р Северо-Восточная Фергана, 15 км к СЗ от г.Уч-Курган	500 125
б/н	Капчигай I, Р 40 км к ЮЗ от г.Ферганы	Списаны	54	Восточный Бурдалык, Р 6 км к З от г.Кызыл-Кия	4000 1400
47	ЮЗ Ханкыз, У 9 км к ЮВ от г.Ферганы	2200 750	55	Кызыл-Курган, Р 8 км к С от м-ния Северный Риштан	2365 828
48	Тагоб, Р 40 км к ЮЗ от г.Коканда	4500 1100	56	Катран, Р Примыкает с ЮВ к м-нию Сара- камьшское	2057 720
	Невскрытые пласты месторождений		57	Бешбадамская, Р 35 км к В от месторождения Майлису-IV	1900 380
49	Варык П, Р 50 км к СВ от г.Коканда	2025 607	58	Шаркарата, Р 95 км к СЗ от г.Джалал-Абад	5650 1130
50	Гумхана, Р 20 км к СВ от г.Маргелана	15000 4500	59	Южный Сарыкамыш, Р К ЮВ от Сарыкамышского место- рождения	492 246
	Всего по Ферганской об- ласти и объединению Узбекнефть в ее пределах	69701 20757	60	Сарыкамыш IV, Р К СЗ от Сарыкамышского место- рождения	672 336
	Перспективные площади	52676 15650		Невскрытые пласты месторождений	
	Невскрытые пласты месторож- дений	17025 5107	61	Избаскент, У 60 км к З от г.Джалал-Абад	262 52
	Всего по Узбекской ССР	271325 72469		Всего по Киргизской ССР и объединению Киргизнефть	18862 5536
	Объединение Узбекнефть	122229 38720		Перспективные площади	18600 5484
	Перспективные площади	87280 27556		Невскрытые пласты месторож- дений	262 52
	Невскрытые пласты месторож- дений	34949 11164			
	Объединение Узбекнефтегазгео- логия (перспективные площади)	179096 33749			

№ п/п	Республика, экономический район, край, область. Объединение. Наименование площади, продуктивные отложения, адрес	Ресурсы кат. С ₃	№ п/п	Республика, экономический район, край, область. Объединение. Наименование площади, продуктивные отложения, адрес	Ресурсы кат. С ₃
	ТАДЖИКСКАЯ ССР Объединение Таджикнефть ЛЕНИНАБАДСКАЯ ОБЛАСТЬ Перспективные площади		69	Северный Буюман, У 10 км к ЮЗ от пгт Шаартуз	1436 500
62	Беномоз, Р 30 км к В от пос.Чорух-Дайрон	3380 848		Всего по Курган-Тюбин- ской области и объединению Таджикнефть в ее пределах (перспективные площади)	14923 5034
63	Батыркурган, Р 10 км к З от ст.Мельниково	9234 2535	70	Кулябская область Перспективные площади Южный Дегимахмуд, Р	4248 1275
64	Джаркамар, Р 70 км к СВ от г.Ленинабада	6000 1800	71	Северный Бештентяк, Р 60 км к С от г.Куляб	6242 1250
	Невскрытые пласты месторождений			Всего по Кулябской об- ласти и объединению Таджик- нефть в ее пределах (перспек- тивные площади)	10490 2525
65	Восточный Ниязбек, Р 18 км к ЮЗ от г.Канибадам	730 241		Всего по Таджикской ССР и объединению Таджикнефть	44757 12983
	Всего по Ленинабадской области и объединению Таджик- нефть в ее пределах	19344 5424		Перспективные площади	44027 12742
	Перспективные площади	18614 5183		Невскрытые пласты месторож- дений	730 241
	Невскрытые пласты месторож- дений	730 241		ТУРКМЕНСКАЯ ССР Район республиканского подчинения Объединение Туркменнефть Суша	
б/н	Уртабоз, Р 10 км к ЮЗ от г.Курган-Тюбе	Списаны		Перспективные площади	
66	Кальташур, Р 30 км к СВ от пос.Вахш	4870 1948	72	Сартали, Н 75 км к В от г.Небит-Даг	800 240
б/н	Южный Буюман, Р 14 км к ЮЗ от пгт Шаартуз	Списаны	73	Узун-Ада, Н 95 км к Ю от г.Небит-Даг	6939 2082
67	Гулиджан, Р 8 км к З от пгт Шаартуз	3887 1166	74	Шауд, Н 125 км к Ю от г.Небит-Даг	5433 1630
б/н	Умед, Р 25 км к З от пгт Шаартуз	Списаны	75	Сев.Окарем, Н 130 км к Ю от г.Небит-Даг	5033 1510
69	Южный Гулиджан, Р 10 км к ЮЗ от пгт Шаартуз	4730 1420	76	Юж.Карадун Юж.Камышджа, Н	2910 873
			77	120 км к Ю от г.Небит-Даг	5733 1720

№ п/п	Республика, экономический район, край, область. Объединение. Наименование площади, продуктивные отложения, адрес	Ресурсы кат. С ₃	№ п/п	Республика, экономический район, край, область. Объединение. Наименование площади, продуктивные отложения, адрес	Ресурсы кат. С ₃
78	Сев.Эрдкли, Н 80 км к ЮВ от г.Небит-Даг	6880 2064	94	Индерлан, НК 230 км к ЮВ от г.Небит-Даг	7666 2300
79	Юж.Карадашли, Н 148 км к ЮВ от г.Небит-Даг	5861 1758	95	Южный Чайнок, НК 200 км к Ю от г.Небит-Даг	3466 1040
80	Бугдайли, Н 125 км к ЮВ от г.Небит-Даг	1201 360		В с е г о по Туркменской ССР	232593 90504
81	Хангулы, Н 170 км к Ю от г.Небит-Даг <u>Невскрытые пласты</u> <u>месторождений</u>	1937 581		Туркменский сектор Каспийско- го моря	149602 65606
82	Окарем, Н	1744 523		Перспективные площади	223833 87876
83	Кум-Даг, Н (северо-западный клин) Туркменский сектор Каспийского моря	7016 2105		Невскрытые пласты месторожде- ний	8760 2628
84	Западно-Ливановская, Н 265 км к СЗ от г.Небит-Даг	37605 18802		Объединение Туркменнефть	201089 81052
85	Центрально-Ливановская, Н 245 км к СЗ от г.Небит-Даг	44597 22298		Перспективные площади	192329 78424
86	Банка Губкина, Н 205 км к СЗ от г.Небит-Даг	21450 10725		Невскрытые пласты месторожде- ний	8760 2628
87	Западно-Огурчинская, Н 78 км к СВ от г.Челекен	17680 5300		Объединение Туркменгеология (перспективные площади)	31504 9452
88	ЭШГ, Н 94 км к СВ от г.Челекен	14350 4305			
89	Гасан-Кули, Н Объединение Туркменгеология <u>Перспективные площади</u>	13920 4176			
90	Шахман, НК 160 км к ЮВ от г.Небит-Даг	6725 2018			
91	Чукур-Куи, НК 150 км к Ю от г.Небит-Даг	4645 1393			
92	Северный Чайнок, НК 200 км к Ю от г.Небит-Даг	5403 1621			
93	Западная Гекча, НК 220 км к ЮВ от г.Небит-Даг	3599 1080			

АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Номер месторож- дения в таблице по м-ниям	Месторождение, участок	Местонахождение	№ стр.: в поясни- тельной записке; в табл. по м-ниям (для м-ний без номера)	Год издания выпуска, в котором дано описание м-ния
67	Авваль, Н	15 км к Ю от г.Фергана		1960
68	Авваль Восточный, Н	9 км к Ю от г.Фергана		1960
86	Айритан, ГН	9 км к ЮВ от г.Канибадам		1968, 1976
96	Акбашадыр, Н	18 км к СВ от рп Дусти		1964
4	Акджар, ГН	45 км к В от г. Каган		1964
115	Ак-Патлаух, ГН	220 км к ЮВ от г.Небит-Даг		1984
46	Актау, Н	25 км к В от г.Джаркургана		1987
55	Аламышик Южный, ГН	27 км к В от г.Андижан		1960, 1968, 1979
43	Амударьинское, Н	80 км к ЮВ от г.Джаркурган		
54	Андижан, ГН	10 км к Ю от г.Андижан		1960
72	Ачису, Н	50 км к ЮВ от г.Коканд		
117	Банка Жданова, НГК	260 км к ЮВ от г.Баку		1981
118	Банка ЛАМ, НГК	40 км к З от п-ова Челекен		1977, 1989
120	Банка Ливанова-Восточная, НГК	90 км к СЗ от п-ова Челекен		
104	Барса-Гельмес, НГК	55 км к З от г.Небит-Даг		1960, 1970, 1981
79	Бешкент-Тогап, Н	35 км к Ю от ж.-д.ст.Пролетарск		1977
100	Бештентяк, НГК	60 км к С от г.Куляб		1987
57	Бостон, ГН	16 км к ЮВ от г.Андижан		1960
105	Бурун, НГК	43 км к З от г.Небит-Даг		1969, 1976, 1989
69	Варык, ГН	48 км к ЮВ от г.Коканд		1981
71	Варык П, Н	50 км к СВ от г.Коканд		1979
15	Восточно-Ташлинское, ГН	36 км к СВ от г.Карши		1974
94	Восточный Ниязбек, Н	18 км к ЮВ от г.Канибадам		1988
60	Восточный Хартум, Н	8 км к В от г.Андижан		
114	Восточный Челекен, ГН	65 км к ЮВ от г.Красноводска		
2	Газли, НГК	120 км к СЗ от г.Бухары		1960
111	Гогрань-Даг, НГК	60 км к Ю от г.Небит-Даг		1984
73	Гумхана, Н	20 км к СВ от ст.Маргелан		
5	Джаркак, ГН	50 км к ЮВ от г.Бухары		1960
22	Джарчи, НГК	40 км к ЮВ от г.Мубарек		
1	Западный Барсакельмес, Н	110 км к СЗ от г.Кунград		

Номер месторож- дения в таблице по м-ниям	Месторождение, участок	Местонахождение	№ стр.: в поясни- тельной записке; в табл. по м-ниям (для м-ний без номера)	Год издания выпуска, в котором дано описание м-ния
I4	Западно-Ташлинское, Н	36 км к СВ от г.Карши		1971, 1974
I2	Западный Юлдузак, ГН	35 км к В от ж.-д.ст.Караулбазар		1968
76	Избаскент, ГН	60 км к З от г.Джалал-Абад		1960, 1981
I2I	Им.Барина, НГК	80 км к СЗ от п-ва Челекен		
I09	Камышджа, НГК	115 км к Ю от г.Небит-Даг		1960, 1970
87	Канибадам, НГК	5 км к ЮВ от г.Канибадам		1967, 1974
23	Карабаир, ГН	44 км к СЗ от г.Карши		1969
77	Карагачи, Н	15 км к С от г.Сулюкта		
9	Караиз, Н	60 км к СВ от ж.-д.ст.Караулбазар		
25	Карактай, ГН	20 км к СВ от г.Карши		1964, 1968
6	Караулбазар-Сарыташ, НГ	40 км к ЮВ от г.Каган		1960
28	Карим, НГК	12 км к ЮЗ от г.Мубарек		
47	Корсаглы, Н	75 км к ЮВ от г.Джаркурган		1985
50	Касансай, Н	20 км к СЗ от г.Наманган		1985
II2	Кеймир, НГК	145 км к Ю от г.Небит-Даг		1978
85	КИМ (Сель-Рохо), Н	18 км к Ю от ст.Мельниково		
97	Кичик-Бель, Н	12 км к СВ от рц Дусти		1963
41	Кокайты, Н	26 км к СВ от г.Джаркурган		
II6	Корпедже, НГК	105 км к Ю от г.Небит-Даг		
32	Кокдумалак, НГК	105 км к Ю от ж.-д.ст.Караулбазар		
33	Кошкудук, Н	25 км к ЮВ от г.Гузар		1979
44	Коштар, Н	150 км к С от г.Термез		1968, 1977
II	Крук, НГК	80 км к ЮВ от г.Бухара		1985
I08	Куйджик, НГК	70 км к Ю от г.Небит-Даг		1979
I07	Кум-Даг, Н	42 км к ЮВ от г.Небит-Даг		1960, 1966
8	Куюмазар, Н	40 км к СВ от г.Бухара		
31	Кызылрабат, НГ	30 км к С от г.Касан		
I03	Ленинское (Котур-Тепе), НГК	50 км к ЮЗ от ст.Джебел		1960, 1962, 1969, 1979
40	Ляль-Микар, ГН	56 км к СВ от г.Джаркурган		1960
9I	Маданият, Н	20 км к ЮЗ от г.Канибадам		1979
8I	Майли-Сай, Н	25 км к С от ж.-д.ст.Уч-Курган		1960

Номер месторож- дения в таблице по м-ниям	Месторождение, участок	Местонахождение	№ стр.: в поясни- тельной записке; в табл. по м-ниям (для м-ний без номера)	Год издания выпуска, в котором дано описание м-ния
82	Майли-Су-Ш, ГН	105 км к СЗ от г.Джалал-Абад		
75	Майлису-IV - Восточный Из- баскент, ГН	100 км к СЗ от г.Джалал-Абад		1960, 1970, 1979
20	Марковское, НГК	60 км к СЗ от г.Мубарек		1984
93	Махрам, Н	15 км к СЗ от г.Канибадам		
51	Мингбулак, ГН	20 км к Ю от г.Наманган		1988
45	Миршади, Н	66 км к С от г.Джаркурган		1985
48	Наманган (Кушанское), Н	10 км к С от ж.-д.ст.Чартак		
I06	Небит-Даг, ГН	27 км к ЮЗ от г.Небит-Даг		1960
89	Ниязбек - Северный Карак- чикум, НГК	30 км к ЮЗ от г.Канибадам		1985
92	Оби-Шифо, Н	12 км к ЮЗ от г.Канибадам		1985
II0	Окарем, НГК	125 км к Ю от г.Небит-Даг		1960, 1962, 1989
53	Палванташ, ГН	12 км к Ю от г.Ленинск		1960
62	Палванташ Западный, Н	9 км к Ю от ж.-д.ст.Федченко		1960
I7	Памук, НГК	75 км к ЮВ от г.Бухара		1979
II9	Причелекенский купол, ГН	15 км к СЗ от п-ова Челекен		1977
88	Рават, НГК	12 км к СВ от пос.Нефтеабад		1978
30	Рассылкудук, НГК	22 км к СВ от г.Касан		
84	Риштан Северный, ГН	15 км к В от пос.Куйбышево		1960
37	Сардоб, НГК	100 км к ЮЗ от г.Карши		
I9	Сарычинское, НГ	25 км к СВ от г.Карши		1985
61	Северный Аламышик, Н	20 км к СВ от г.Андижан		
90	Северный Канибадам, Н	3 км к Ю от г.Канибадам		1971
29	Северный Маймана, НГК	25 км к СЗ от г.Карши		1985
26	Северный Мубарек, НГК	10 км к ЮВ от г.Мубарек		
64	Северный Сох, НГК	40 км к Ю от г.Коканд		1960
16	Северный Уртабулак, Н	55 км к Ю от ж.-д.ст.Караулбазар		1978
34	Северный Шуртан, НГК	23 км к ЮЗ от г.Гузар		
101	Сулдузы, НГК	35 км к С от г.Куляб		1977
80	Тамчи, Н	30 км к ЮВ от ж.-д.ст.Пролетарск		
83	Ташрават, Н	37 км к ЮВ от ж.-д.ст.Пролетарск		1984

Номер месторож- дения в таблице по м-ниям	Месторождение, участок	Местонахождение	№ стр.: в поясни- тельной записке; в табл. по м-ниям (для м-ний без номера)	Год издания выпуска, в котором дано описание м-ния
49	Тергачи, Н	30 км к С от г.Наманган		1979, 1984
99	Узунохор, Н	28 км к С от г.Куляб		
18	Умид, НГК	75 км к ЮВ от г.Бухара		1984
27	Уртабулак, НГК	75 км к ЮЗ от г.Мубарек		
65	Ханкыз, ГН	17 км к ЮЗ от г.Фергана		1960
59	Хартум, ГН	9 км к В от г.Андижан		1960
42	Хаудаг, Н	18 км к СЗ от г.Джаркурган		
58	Ходжа-Осман, Н	15 км к Ю от г.Ленинск		
74	Чангырташ, Н	30 км к ЮЗ от г.Джалал-Абад		1960
39	Чегара, Н	110 км к ЮВ от пос.Алат		1989
113	Челекен, Н	60 км к ЮВ от г.Красноводск		1960, 1976
78	Чигирчик, Н	15-18 км к З от г.Джалал-Абад		1977
63	Чимион, Якутан, Чаур, Н	37 км к ЮВ от г.Фергана		1960
66	Чонгара-Гальча, ГН	35 км к Ю от г.Коканд		1960, 1963
95	Шаамбары, Н	32 км к З от г.Душанбе		1980
36	Шакарбулак, Н	30 км к СЗ от ж.-д.ст.Гузар		1988
56	Шарихан-Ходжаабал, ГН	16 км к ЮВ от г.Андижан		
52	Шорбулак, Н	20 км к С от г.Наманган		
70	Шорсу-IV, Н	33 км к Ю от г.Коканд		1984
24	Шуртеле, ГН	20 км к СВ от г.Мубарек		1964
3	Шурчи, ГН	45 км к В от г.Каган		1960, 1964
13	Юго-Западный Юлдузкак, ГН	35 км к В от ж.-д.ст.Караулбазар		
10	Южный Зекры, ГН	80 км к ЮВ от г.Бухара		1979
21	Южный Кемачи, НГК	62 км к ЮЗ от г.Бухара		1984
38	Южный Кызылбайрак, НГК	33 км к ЮВ от пос.Гузар		1989
98	Южный Кум, Н	30 км к Ю от пгт Шаартуз		1987
102	Южный Пушион, Н	15 км к СЗ от г.Куляб		1988
7	Юлдузкак, ГН	35 км к В от ж.-д.ст.Караулбазар		
35	Яккасарай, Н	25 км к Ю от ж.-д.ст.Яккабаг		1984

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Пояснительная записка	3
Характеристика нефтегазоносности	3
Узбекская ССР	5
Размещение запасов и добычи нефти	5
Характеристика нефтей и главнейшие месторождения	5
Степень промышленного освоения месторождений	7
Выполнение плана добычи нефти нефтегазодобывающими предприятиями и обеспеченность их разведанными запасами	10
Изменение запасов и основные результаты геологоразведочных работ за 1989 г.	11
Перспективы дальнейшего развития минерально-сырьевой базы нефтяной промышленности	14
Киргизская ССР	15
Таджикская ССР	16
Туркменская ССР	18
Размещение запасов и добычи нефти	18
Характеристика нефтей и главнейшие месторождения	18
Степень промышленного освоения месторождений	19
Выполнение плана добычи нефти нефтегазодобывающими предприятиями и обеспеченность их разведанными запасами	19
Изменение запасов и основные результаты геологоразведочных работ за 1989 г.	20
Перспективы дальнейшего развития минерально-сырьевой базы нефтяной промышленности	21
Запасы нефти по месторождениям на 1 января 1990 г.	22
Узбекская ССР	22
Киргизская ССР	66
Таджикская ССР	76
Туркменская ССР	92
Перспективные ресурсы нефти подготовленных для глубокого бурения площадей и не- вскрытых пластов месторождений на 1 января 1990 г.	138
Алфавитный указатель месторождений	143

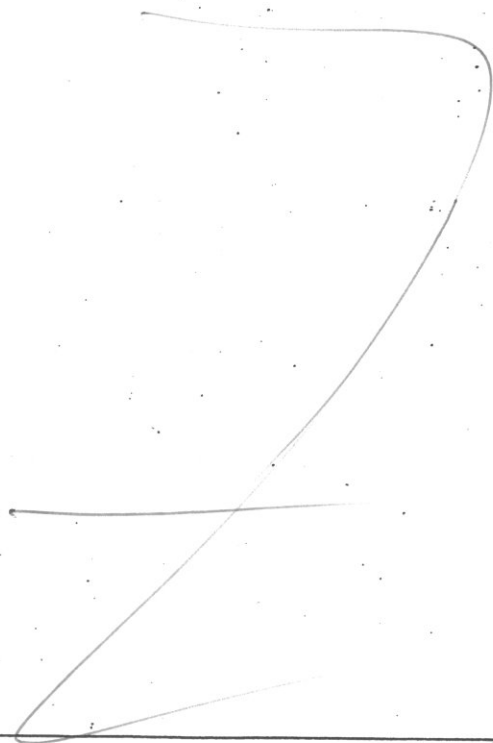
ЛИСТ – ЗАВЕРИТЕЛЬ ДЕЛА № _____

В дело подшито и пронумеровано 44/сорок четыре листов
(цифрами и прописью)

в том числе:
литерные номера листов _____

пропущенные номера листов _____

+ листов внутренней описи _____

Особенности физического состояния и формирования дела	Номера листов
1	2
	

Архивист

В. С. Сидорова
(Подпись)

Сидорова В. С.
(Расшифровка подписи)

« 25 августа » 2007 года