



ОБЗОРНАЯ ИНФОРМАЦИЯ по ЦИТС «П» ТПП «Повхневтегаз»

**Заместитель генерального
директора по производству -
начальник ЦИТС Повховской
группы месторождений
Иорданский Александр Олегович**

Обзорная карта месторождений ТПП «Повхнефтегаз»



Сопоставление запасов Повховского месторождения по Российской классификации и международной классификации SPE



№ п. п	пласт	Начальные геологические запасы нефти, тыс.тонн	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. тонн
		по классификации РФ (кат. А+В+С1+С2)	по классификации РФ (кат. А+В+С1+С2)
1	БВ8	704 426	259 989
2	БВ8-с (Сардаковское)	7 332	2 351
3	Ач2	20 600	5 353
4	Ач3	1 033	238
5	Ач4	231	44
6	Ач5	1 979	297
7	Ач7	8 248	1 569
8	Ач8	665	125
9	ЮВ0/1 (залежь 2)	4 525	1 041
10	ЮВ0/1	670	101
11	ЮВ1/1	72 262	22 923
12	ЮВ2	156	31
Итого		822 127	294 062

Сопоставление запасов Выинтойского месторождения по Российской классификации и международной классификации SPE



№ п. п	пласт	Начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. тонн
		по классификации РФ (кат.А+В+С1+С2)	по классификации РФ (кат. А+В+С1+С2)
1	БВ4/1	1 576	552
2	БВ5/1	155	47
3	БВ5/2	9 362	2 599
4	Ач1/1	282	97
5	Ач1/2	11 151	3 859
6	Ач2/1	900	266
7	Ач2/2	2 290	648
8	Ач3/2-1	7 226	2 245
9	Ач3/2-2	209	19
10	ЮВ1/1	2 846	1 100
11	ЮВ1/2	678	248
Итого		36 675	11 680

Сопоставление запасов Южно-Выинтойского месторождения по Российской классификации и международной классификации SPE



№ п. п	пласт	Начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. тонн
		по классификации РФ (кат.А+В+С1+С2)	по классификации РФ (кат. А+В+С1+С2)
1	БВ7/1	3 457	888
2	БВ7/2	6 654	1 887
3	БВ7/3-4	56 799	18 061
4	БВ7/4 (низ)	260	67
5	АЧ2	2 555	480
6	Ач2 (залежь 2)	403	90
7	ЮВ1	10 146	2 414
Итого		80 274	23 887

Состояние запасов нефти ЦИТС «П» на 01.01.2015 г.



№ п. п	пласт	НИЗ, тыс. тонн	ТИЗ, тыс. тонн	Отбор от НИЗ, %	Обводн., % (накопл)	КИН, д.ед.
1	БВ8	259 989	51 829	19,93	56,15	0,304
2	Ач2	4 877	2 970	60,89	51,81	0,102
3	ЮВ1/1	18 276	12 082	66,12	50,37	0,125
Итого		283 142	66 881	146,94	158,33	0,531

Состояние запасов нефти Выинтойского месторождения на 01.01.2015г.



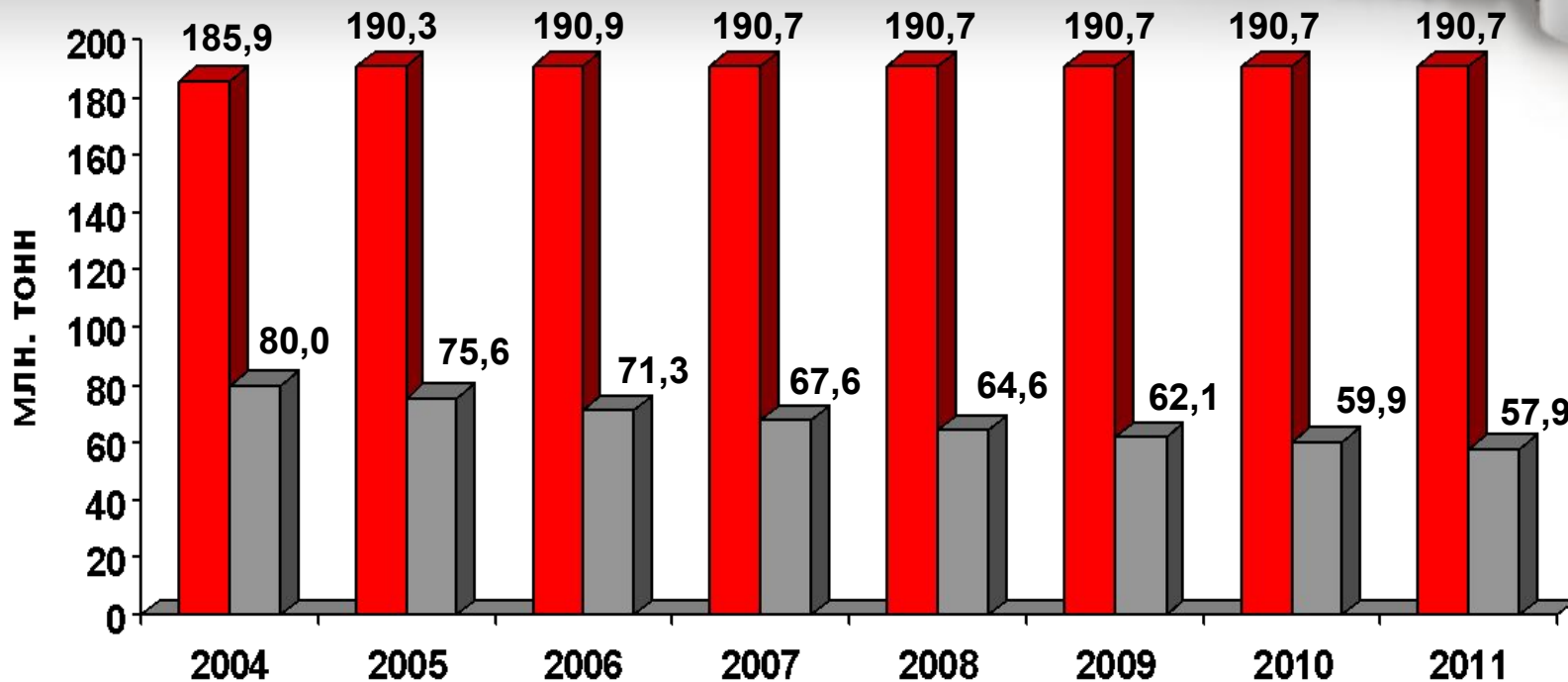
№ п. п	пласт	НИЗ, тыс. тонн	ТИЗ, тыс. тонн	Отбор от НИЗ, %	Обводн., % (накопл)	КИН, д.ед.
1	Ач1/2	3 859	3 041	78,80	15,16	0,081
2	Ач2/2	648	648	-	40,71	-
3	Ач3/2-1	2 245	2 241	99,82	66,54	0,002
4	БВ4	552	546	98,91	-	0,019
5	БВ5	2 646	2 646	-	-	-
6	ЮВ1/1	1 100	993	90,27	24,62	0,005
7	ЮВ1/2	248	248	-	-	-
Итого		11 298	10 363	367,8	147,03	0,107

Состояние запасов нефти Южно-Выинтойского месторождения на 01.01.2015г.



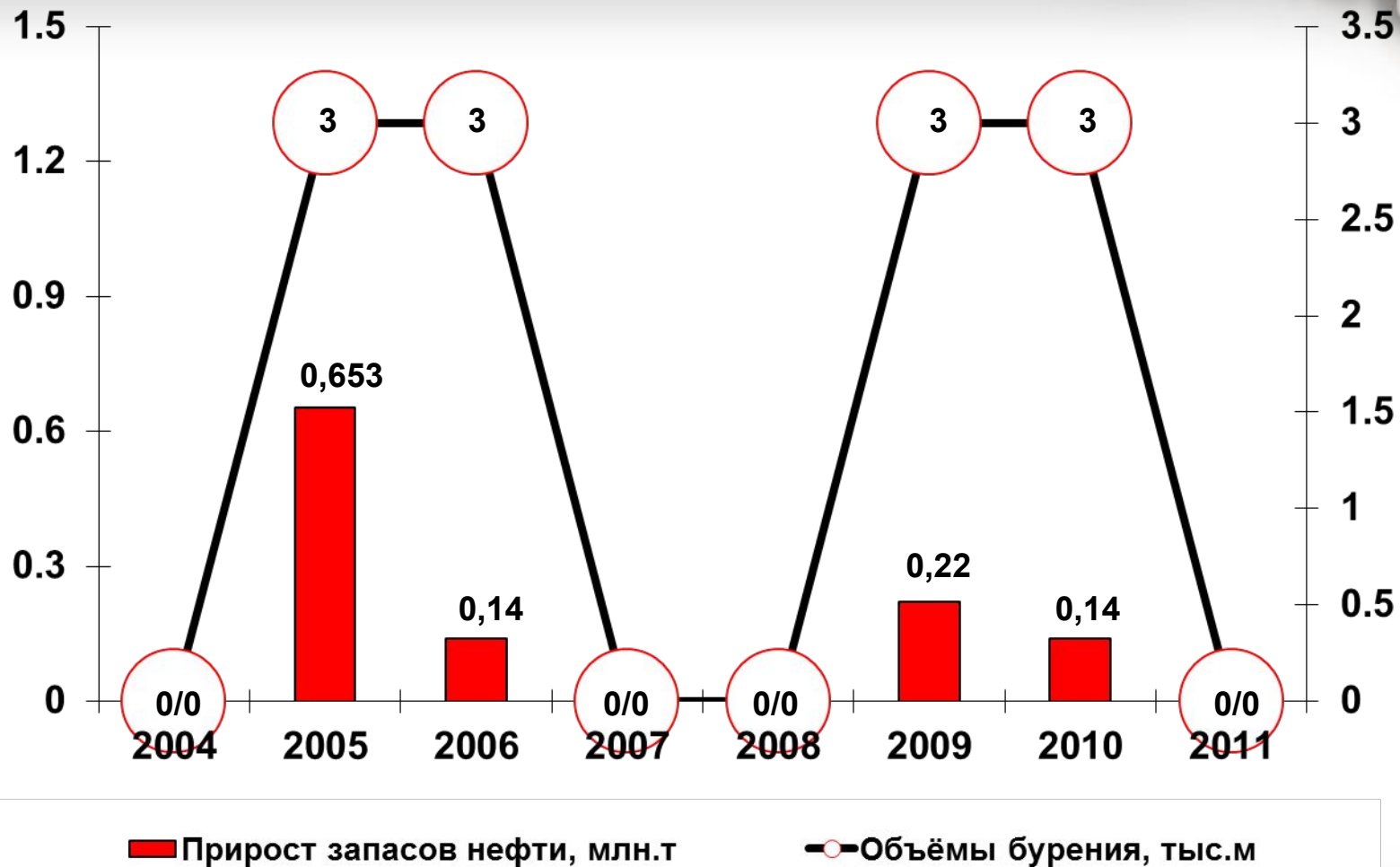
№ п. п	пласт	НИЗ, тыс. тонн	ТИЗ, тыс. тонн	Отбор от НИЗ, %	Обводн., % (накопл)	КИН, д.ед.
1	БВ7/2	1 887	1 809	95,87	74,39	0,015
2	БВ7/3-4	13 284	11 685	87,96	52,67	0,045
3	ЮВ1/1	2 414	2 306	95,52	17,66	0,042
Итого		17 585	15 800	279,35	144,72	0,102

Динамика изменения состояния запасов нефти промышленных категорий ЦИТС «Я»

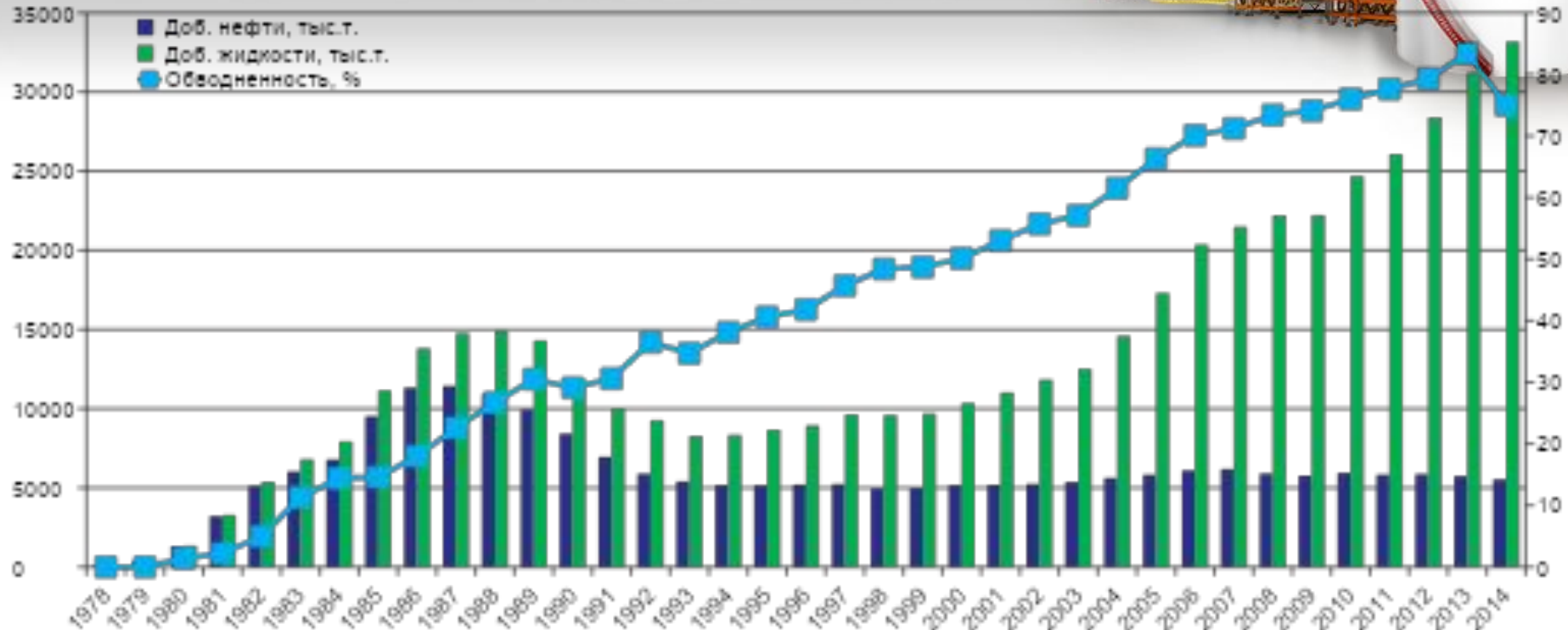


- Начальные извлекаемые запасы
- Текущие извлекаемые запасы

Динамика объемов поисково-разведочного бурения и прироста запасов



Основные технологические показатели разработки Повховского месторождения



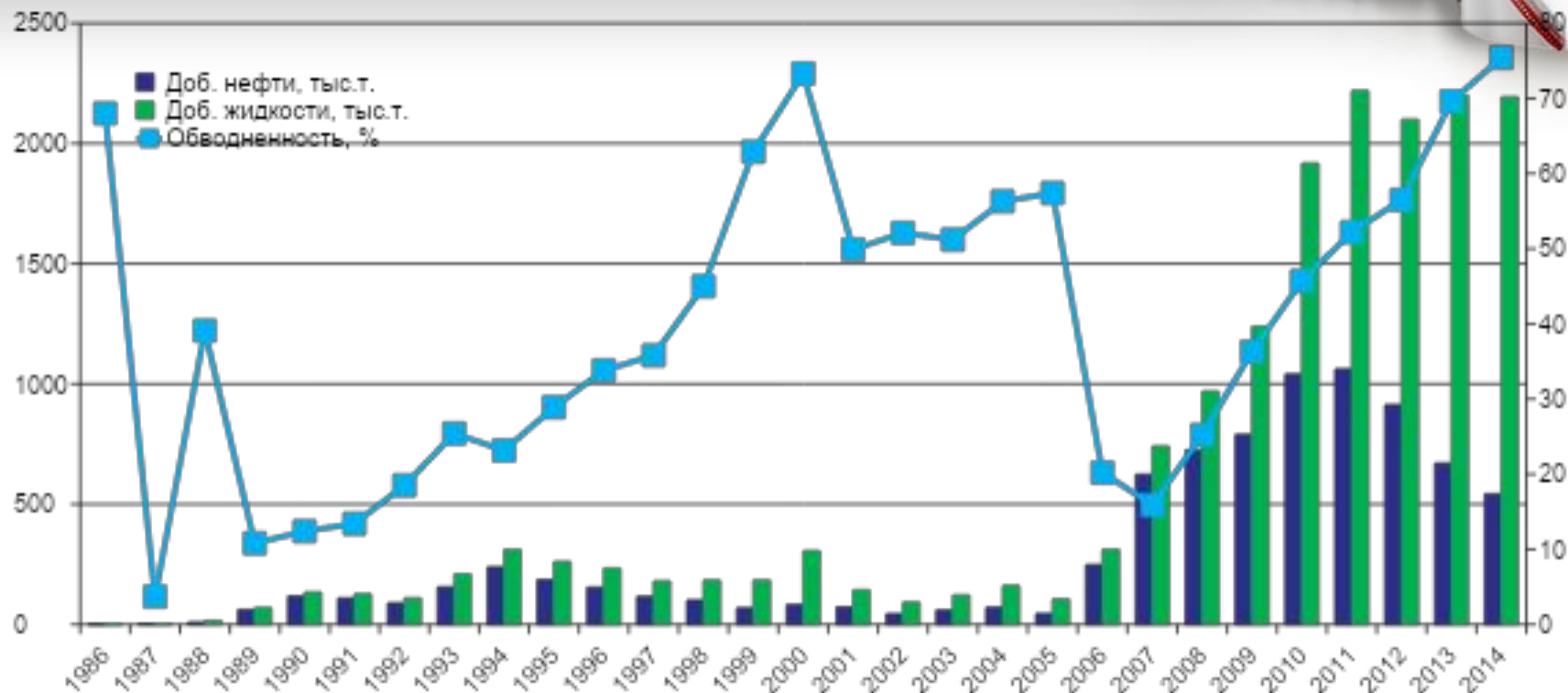
	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2014
Доб. нефти, тыс. т.	1420,9	9512,1	8414	5147,51	5160,5	5821,8	5955,38	5375,4
Обводненность, %	2,1	11,6	29,1	40,6	50,1	66,5	70	70
Доб. жидкости, тыс. т.	1539	11119,9	11855,4	8670,169	10516,73	17297,98	21678,00	32194,9

Основные технологические показатели разработки Повховского месторождения (объект БВ-8)



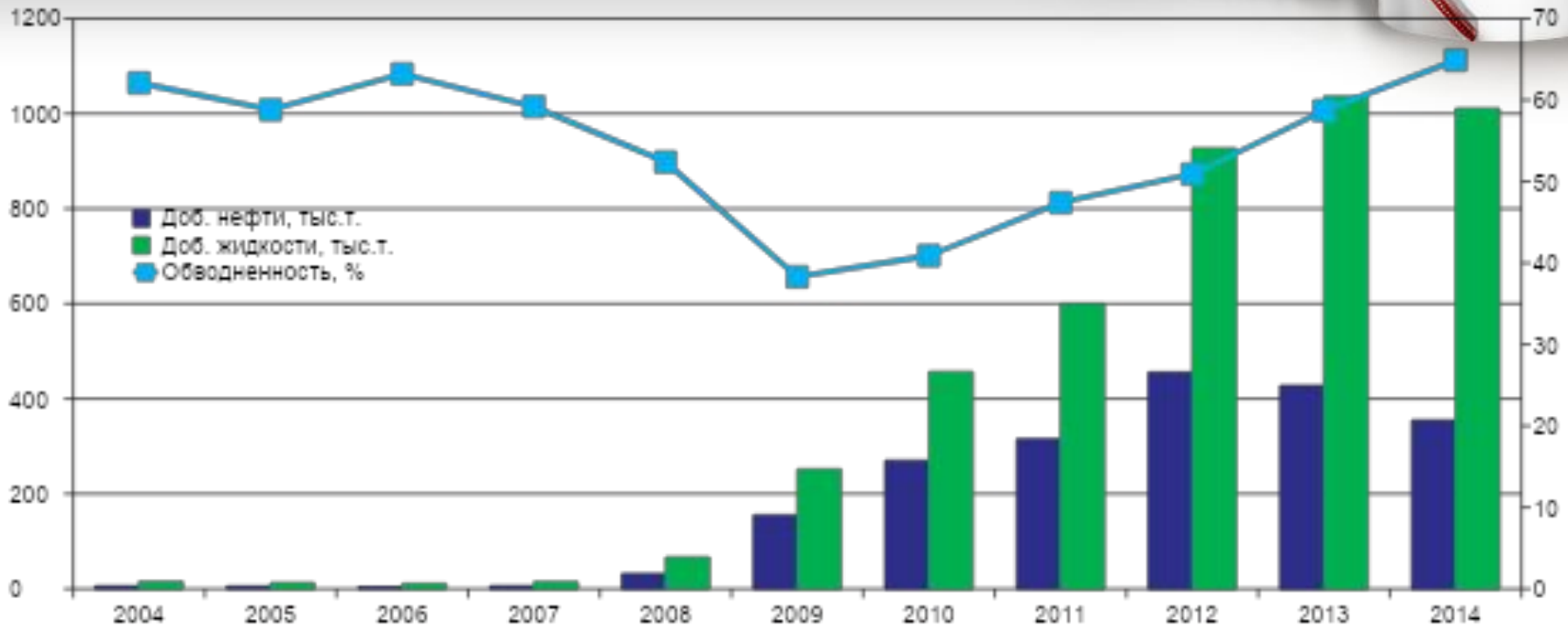
	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2014
Доб. нефти, тыс.т.	1320.9	9519.1	8296	4962.09	5078.96	5774.27	4623	4628.1
Обводненность, %	1.4	14.6	29.3	41	49.4	66	79.3	84.6
Доб. жидкости, тыс.т.	1339	11149.9	11731.8	8409.281	10040.89	17181.19	22304.1	29984.6

Основные технологические показатели разработки Повховского месторождения (объект ЮВ-1)



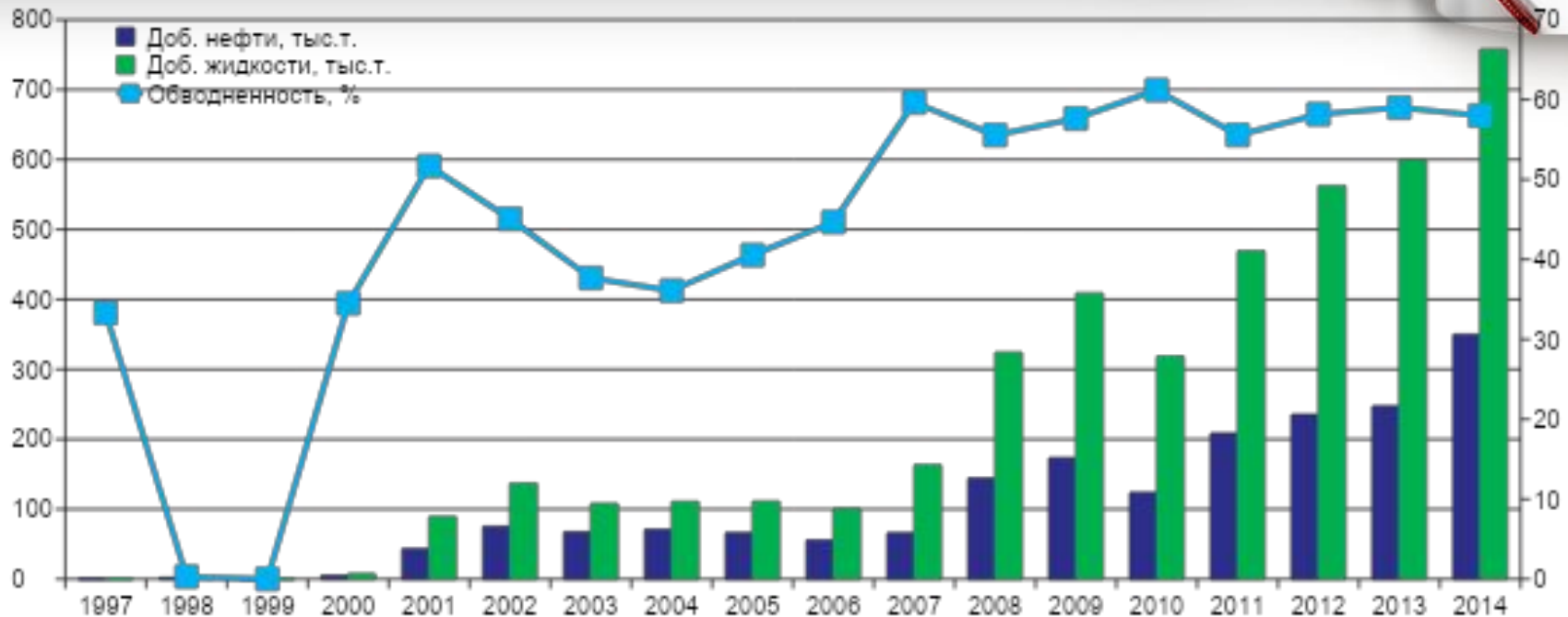
	1986	1990	1995	2000	2005	2010	2014
Доб. нефти, тыс.т.	0.223	116.973	185.422	81.541	44.395	1040.39	542.3
Обводненность, %	68	12.4	28.9	73.3	57.4	45.7	75.4
Доб. жидкости, тыс.т.	0.921	133.6	260.888	305.839	104.317	1917.215	2192.8

Основные технологические показатели разработки Повховского месторождения (объект АЧ)



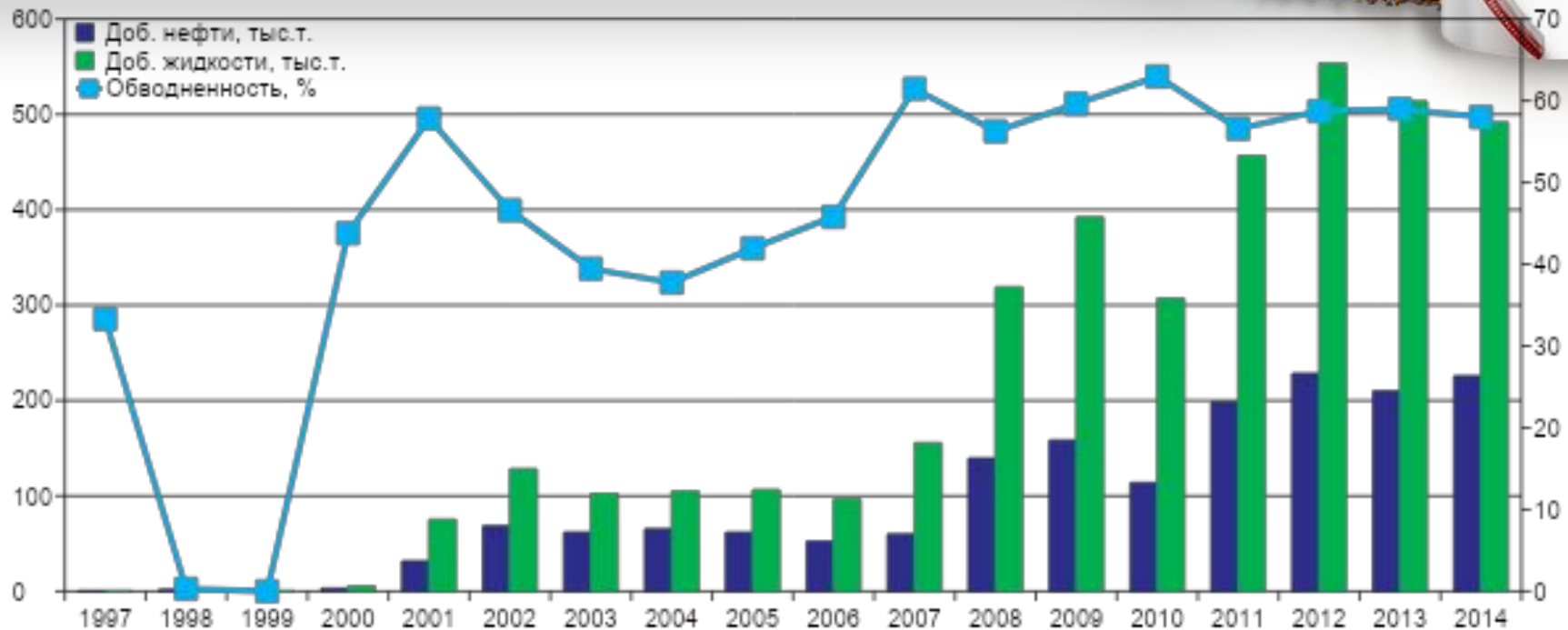
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Доб. нефти, тыс.т.	5.653	5.14	3.929	5.89	31.672	155.101	270.113	315.21	455.613	427.9	354.9
Обводненность, %	62.1	58.8	63.2	59.2	52.4	38.3	40.9	47.4	50.9	58.7	64.9
Доб. жидкости, тыс.т.	14.916	12.473	10.68	14.422	66.563	251.578	456.743	599.337	927.009	1035.9	1010.8

Основные технологические показатели разработки Южно-Вынтойского месторождения



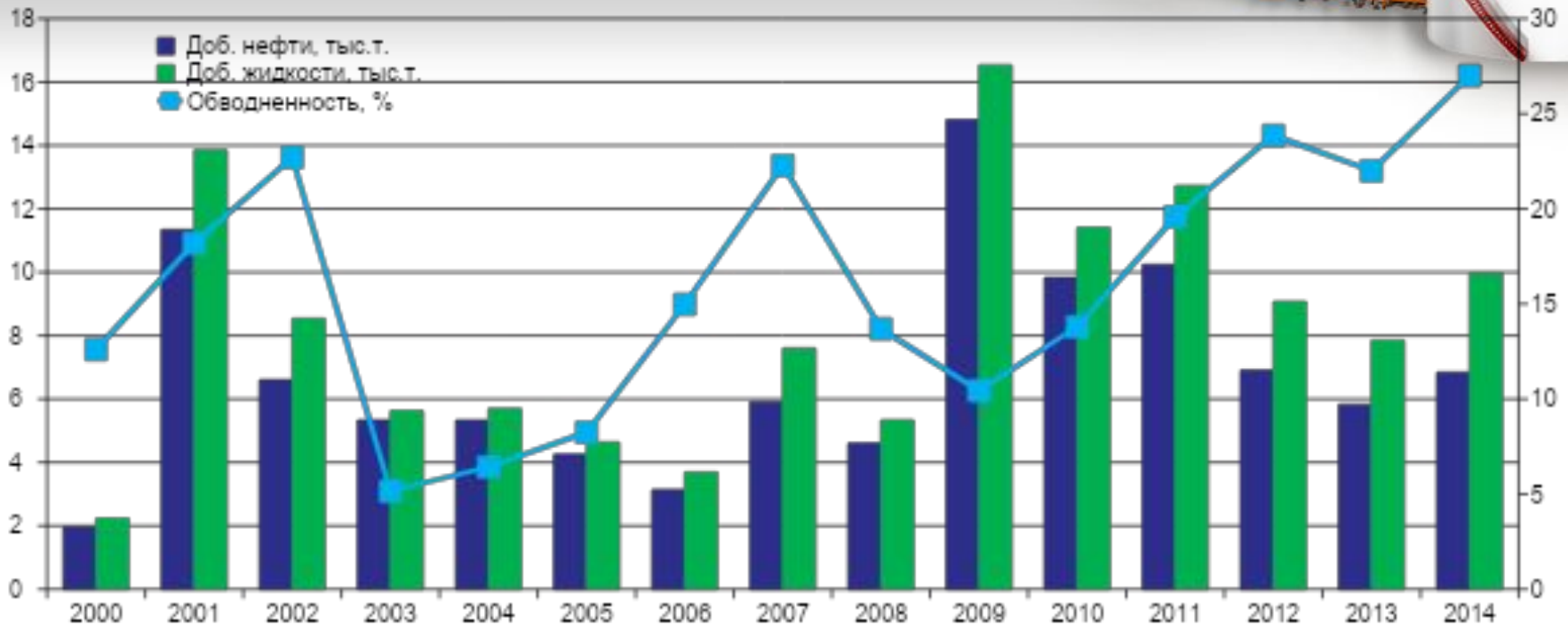
	1997	2000	2005	2010	2014
Доб. нефти, тыс.т.	0.02	4.886	66	123.552	349.82
Обводненность, %	33.3	34.5	40.54536	61.20195	58
Доб. жидкости, тыс.т.	0.03	7.455	111.009	318.449	757.39

Основные технологические показатели разработки Южно-Выинтойского месторождения объект БВ-7



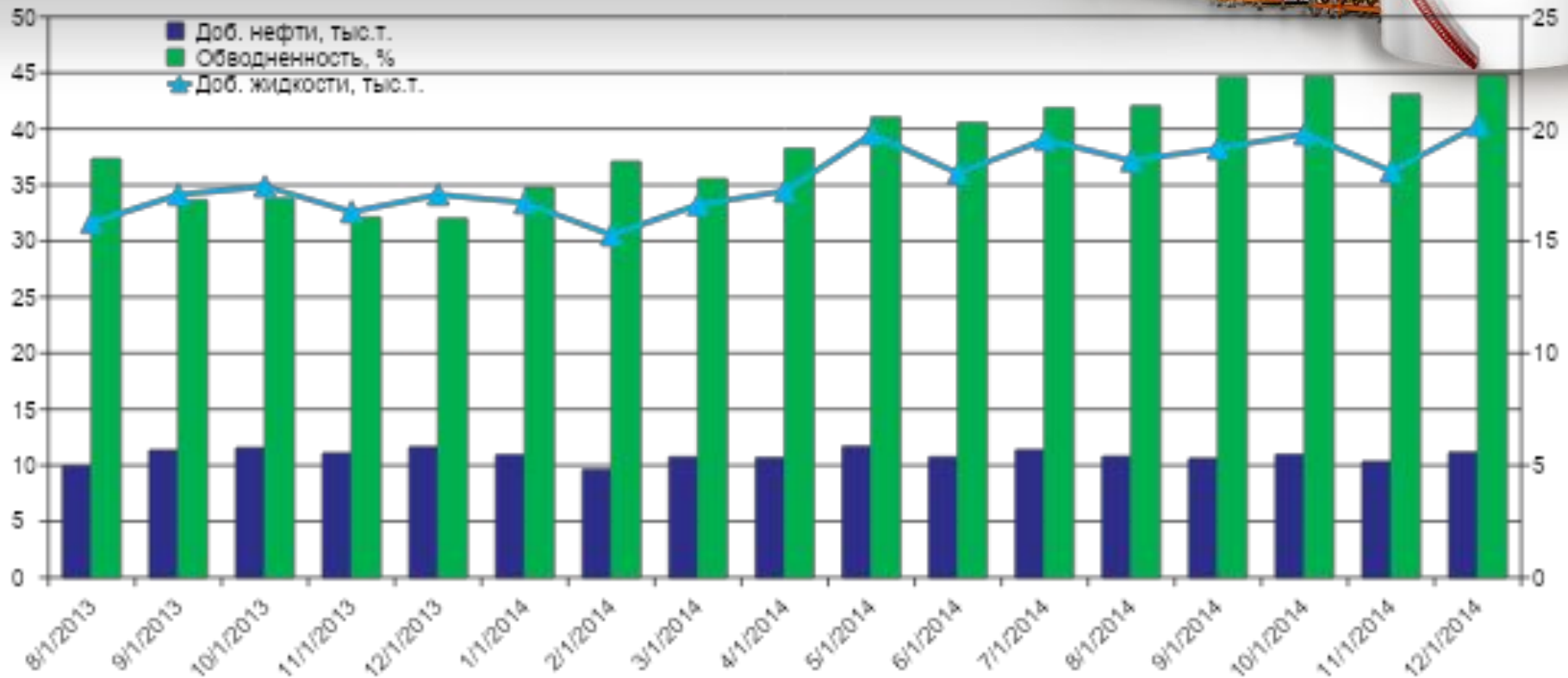
	1997	2000	2005	2010	2014
Доб. нефти, тыс.т.	0.02	2.938	61.749	113.723	225.647
Обводненность, %	33.3	43.8	41.95213	62.96223	58
Доб. жидкости, тыс.т.	0.03	5.227	106.376	307.046	491.72

Основные технологические показатели разработки Южно-Выинтойского месторождения объект ЮВ-1



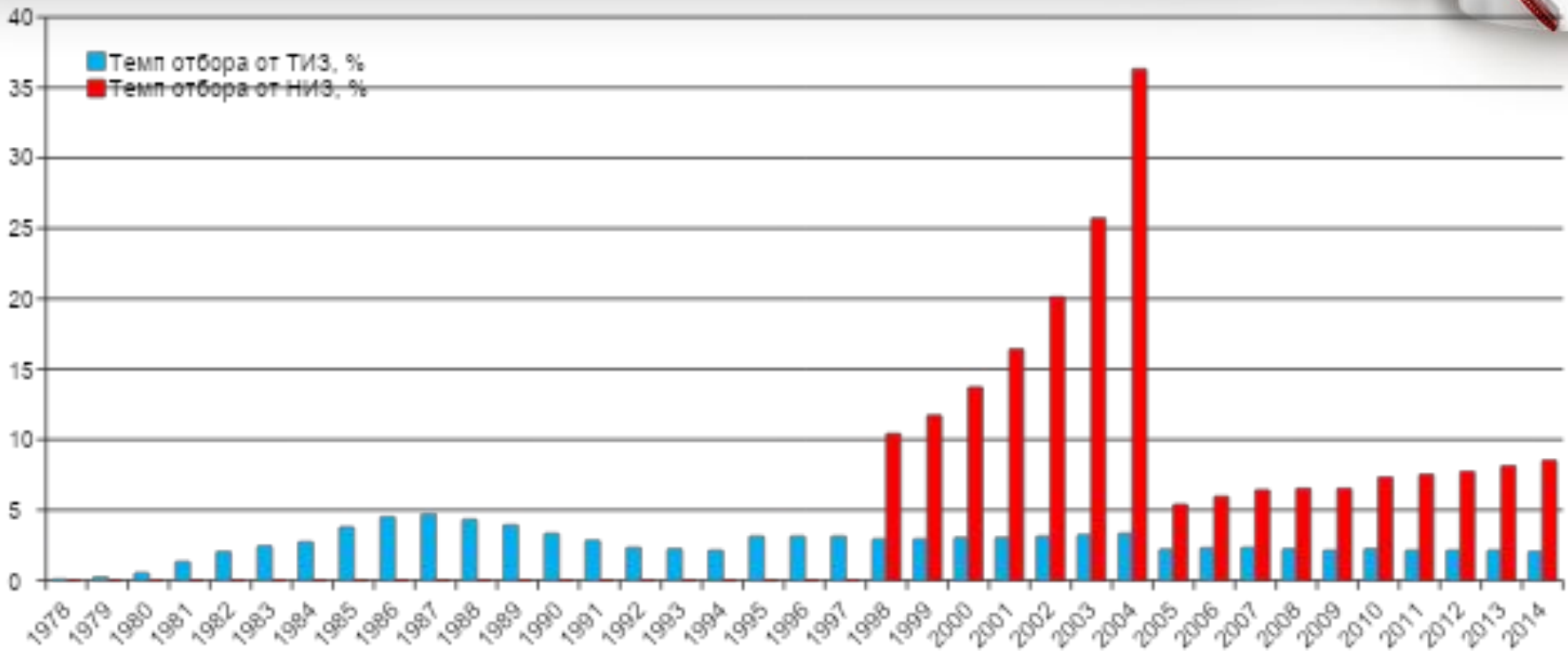
	2000	2005	2010	2014
Доб. нефти, тыс. т.	1.948	4.251	9.829	6.84
Обводненность, %	12.6	8.245197	13.80339	27
Доб. жидкости, тыс. т.	2.228	4.633	11.403	9.97

Основные технологические показатели разработки Выинтойского месторождения



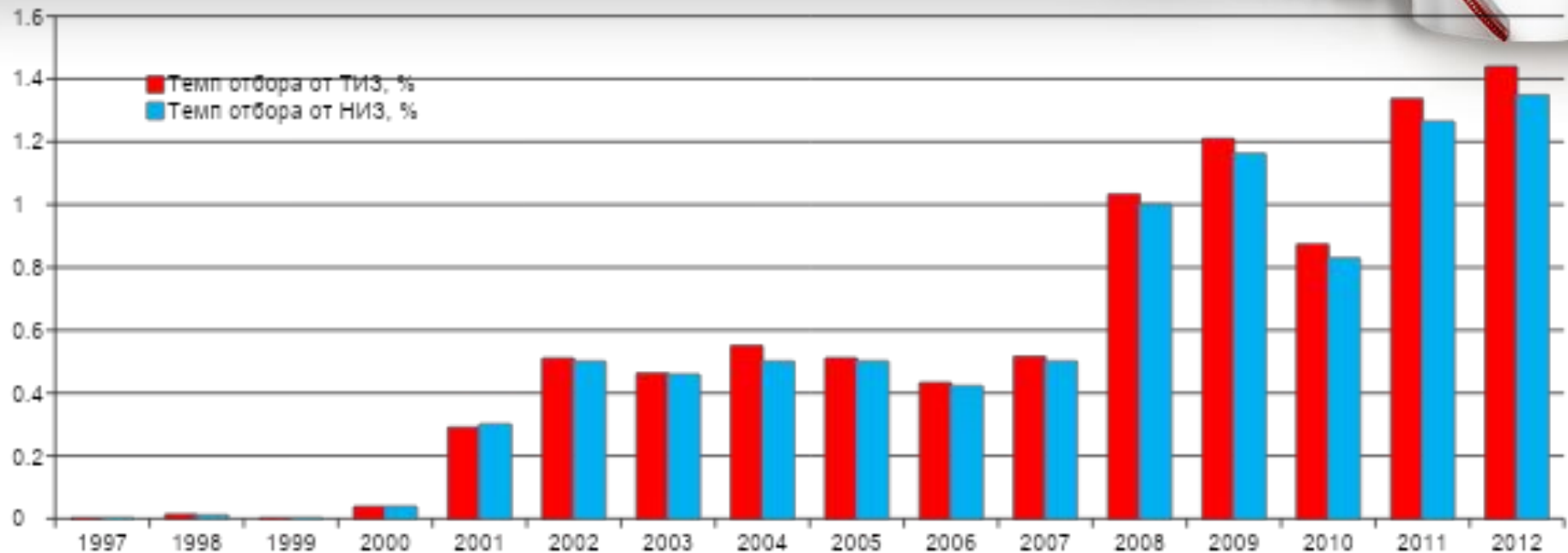
	01.08.2013	01.09.2013	01.10.2013	01.11.2013	01.12.2013	01.01.2014	01.02.2014	01.03.2014	01.04.2014	01.05.2014	01.06.2014	01.07.2014	01.08.2014	01.09.2014	01.10.2014	01.11.2014	01.12.2014
Доб. нефти, тыс.т.	9.919	11.334	11.545	11.074	11.616	10.9	9.608	10.714	10.645	11.66	10.717	11.355	10.771	10.589	10.942	10.316	11.13
Обводненность, %	37.3	33.6	33.8	32.1	32.0	34.7	37.1	35.5	38.2	41.0	40.5	41.8	42.0	44.6	44.6	43.0	44.7
Доб. жидкости, тыс.т.	15.827	17.079	17.441	16.308	17.08	16.702	15.272	16.62	17.229	19.772	18.017	19.525	18.581	19.118	19.767	18.111	20.143

Темпы отбора нефти от НИЗ и ТИЗ Повховского месторождения



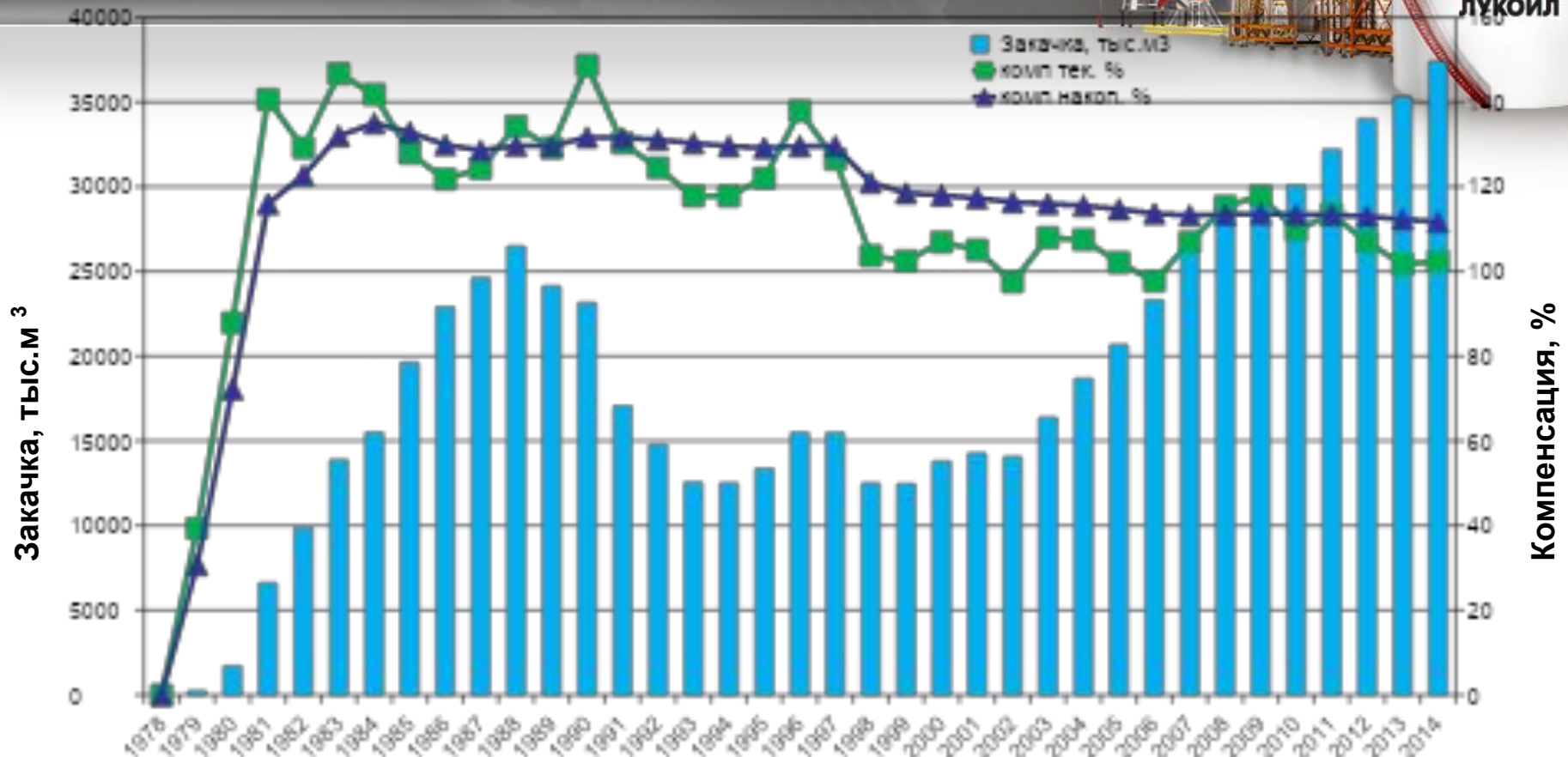
	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2014
Темп отбора от ТИЗ, %	0.5	3.76	3.3	3.1	3	2.17	2.2	2
Темп отбора от НИЗ, %	0	0	0	0	13.7	5.37	7.3	8.5

Темпы отбора нефти от НИЗ и ТИЗ Южно-Вынтинского месторождения



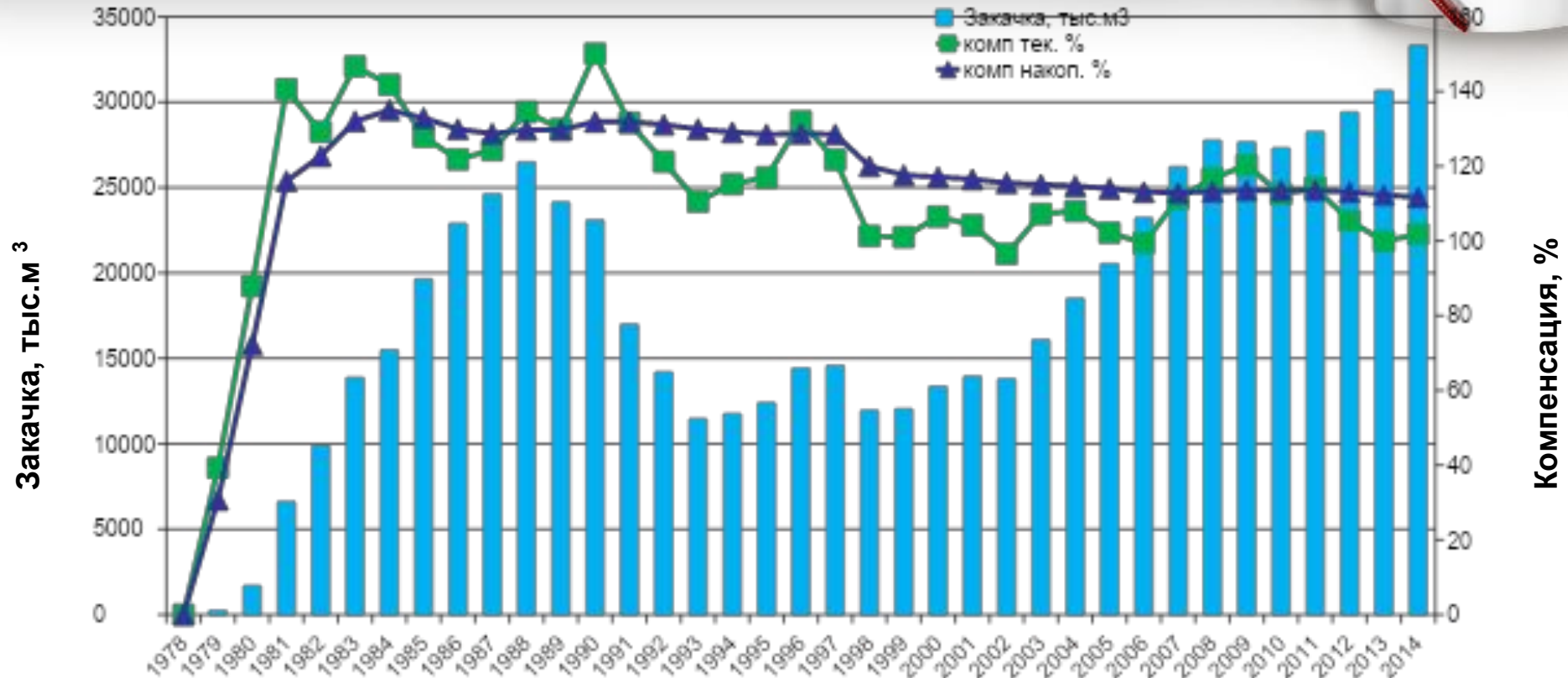
	1997	2000	2005	2010	2011	2012
Темп отбора от ТИЗ, %	0	0.038	0.510855	0.873093	1.335901	1.438415
Темп отбора от НИЗ, %	0.0002	0.038	0.500683	0.828208	1.26376	1.347851

Основные технологические показатели разработки Повховского месторождения



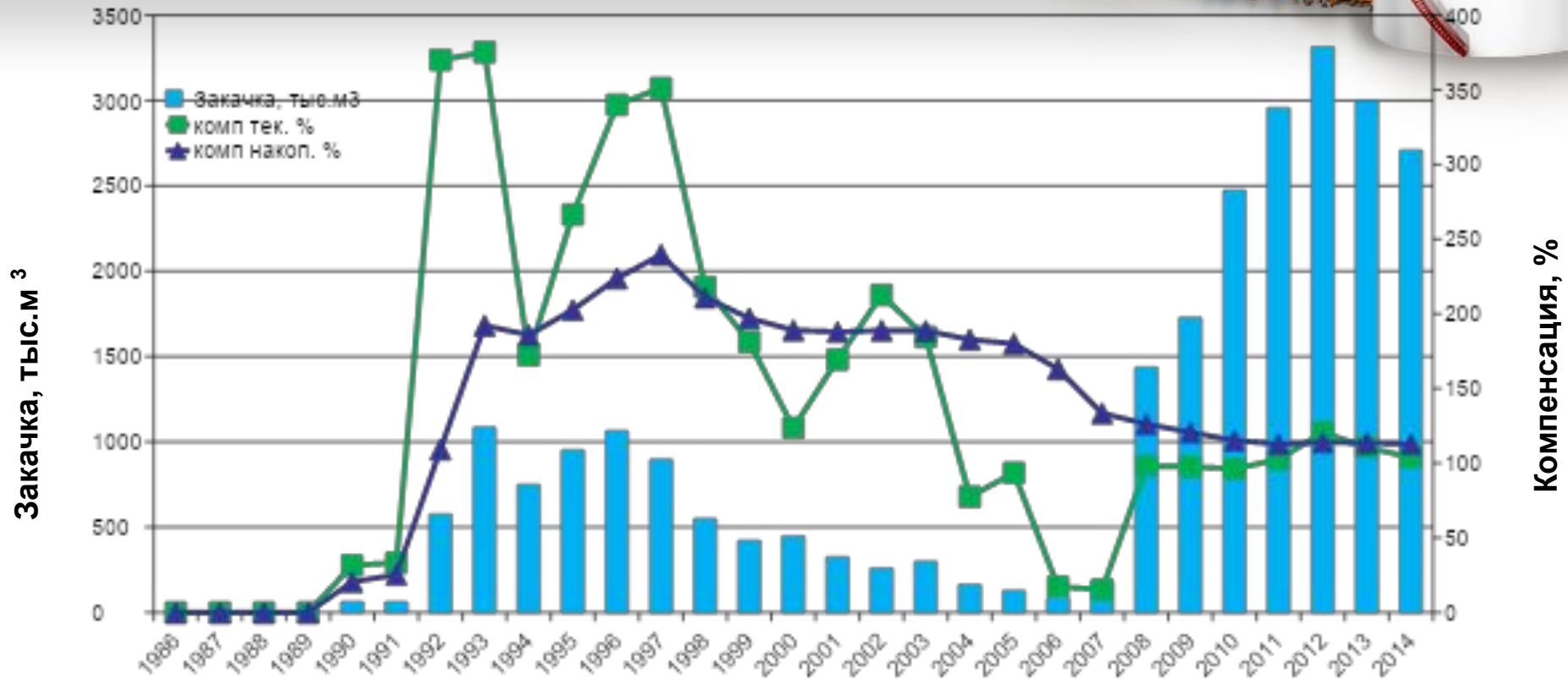
	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2014
Закачка, тыс.м³	1687	19624.9	23150.03	13341	13784	20661.8	30063.94	37391.2
компл тек. %	87.9	127.9	148.7	122	106.9	102.1	109.7	102.4
компл накоп. %	72.2	132.9	131.7	129.2	118	114.7	113.4	111.7

Основные технологические показатели разработки Повховского месторождения (объект БВ-8)



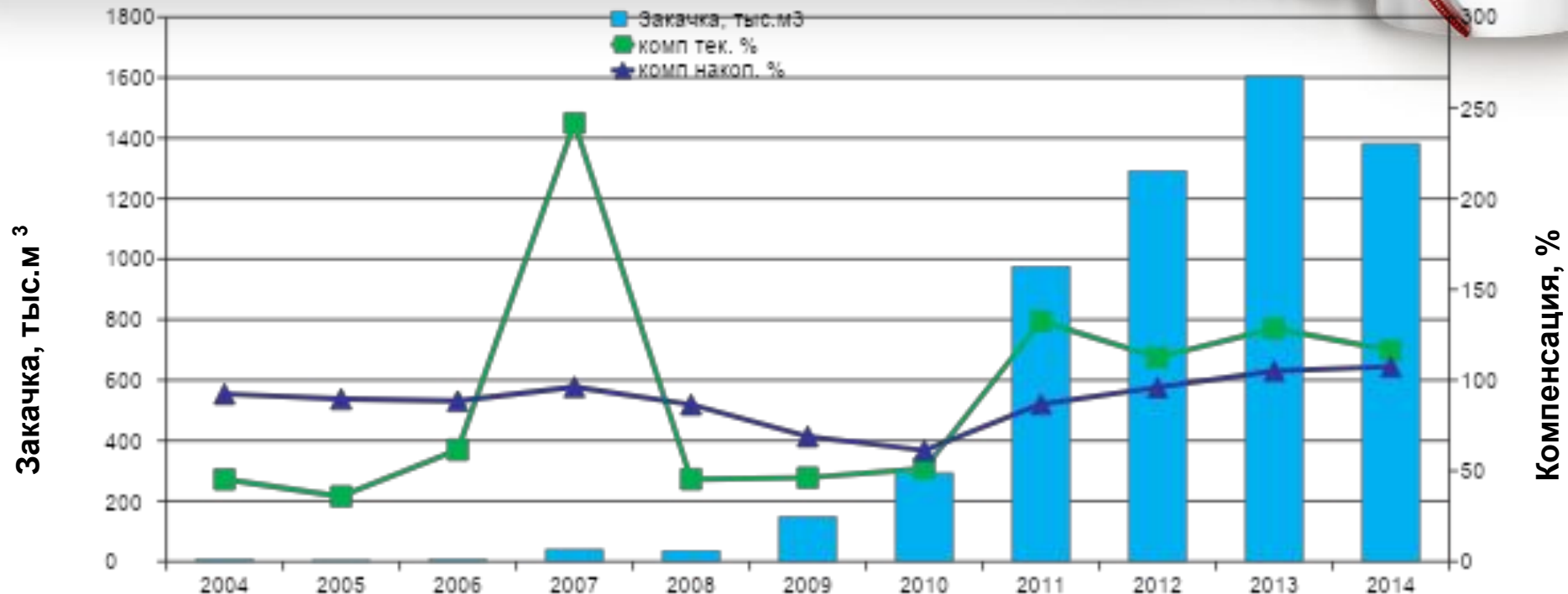
	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2014
Закачка, тыс.м³	1687	19624.9	23088.9	12390	13337.57	20530.43	27297.25	33301
комп тек. %	87.9	127.9	150.1	117	106.5	102.2	112.5	101.8
комп накоп. %	72.2	132.9	131.9	128.5	117.1	114	113.5	111.7

Основные технологические показатели разработки Повховского месторождения (объект ЮВ-1)



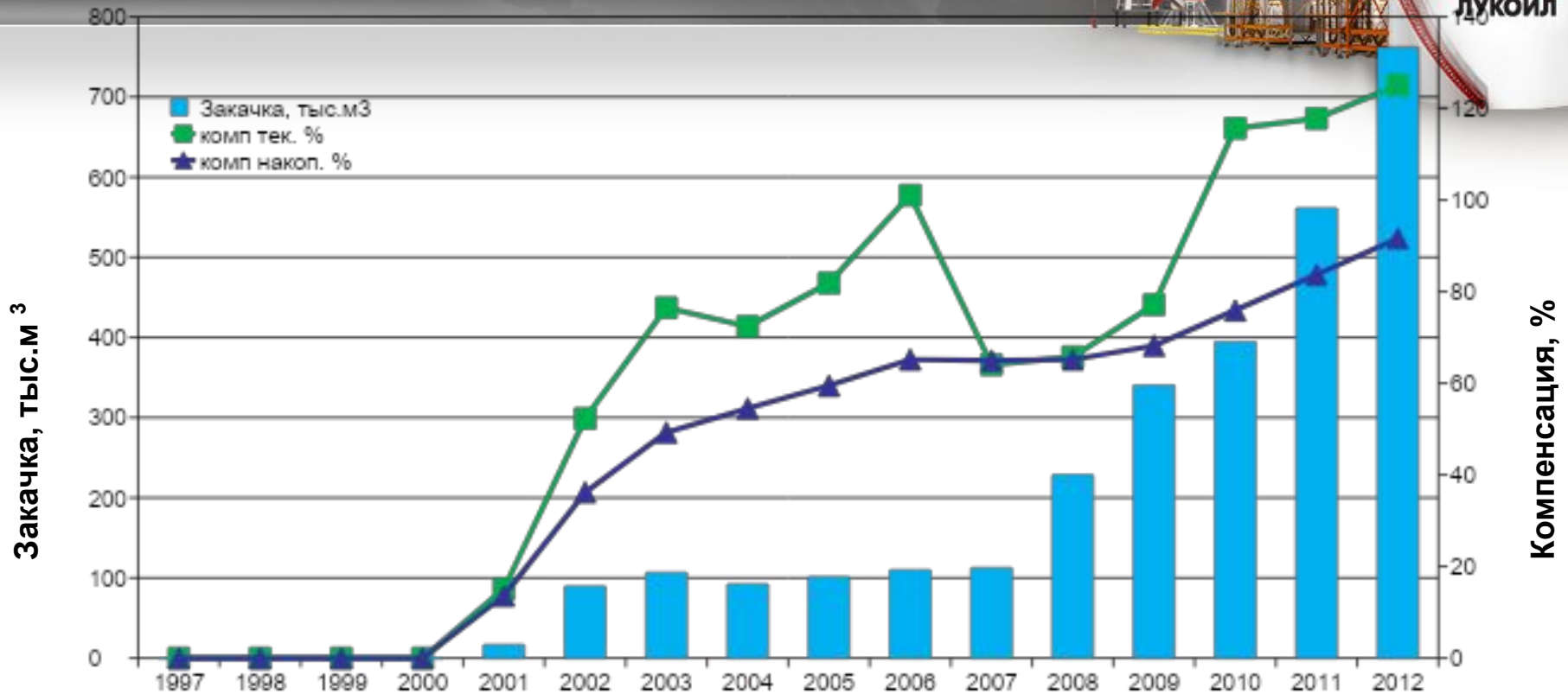
	1986	1990	1995	2000	2005	2010	2014
Закатка, тыс.м³	0	61.133	951	446.431	125.975	2472.26	2707.6
Комп тек. %	0	31.5	266.4	123.6	93.5	96.2	103.7
Комп накоп. %	0	20.4	202.6	189	179.9	115.2	112.8

Основные технологические показатели разработки Повховского месторождения (объект Ач)



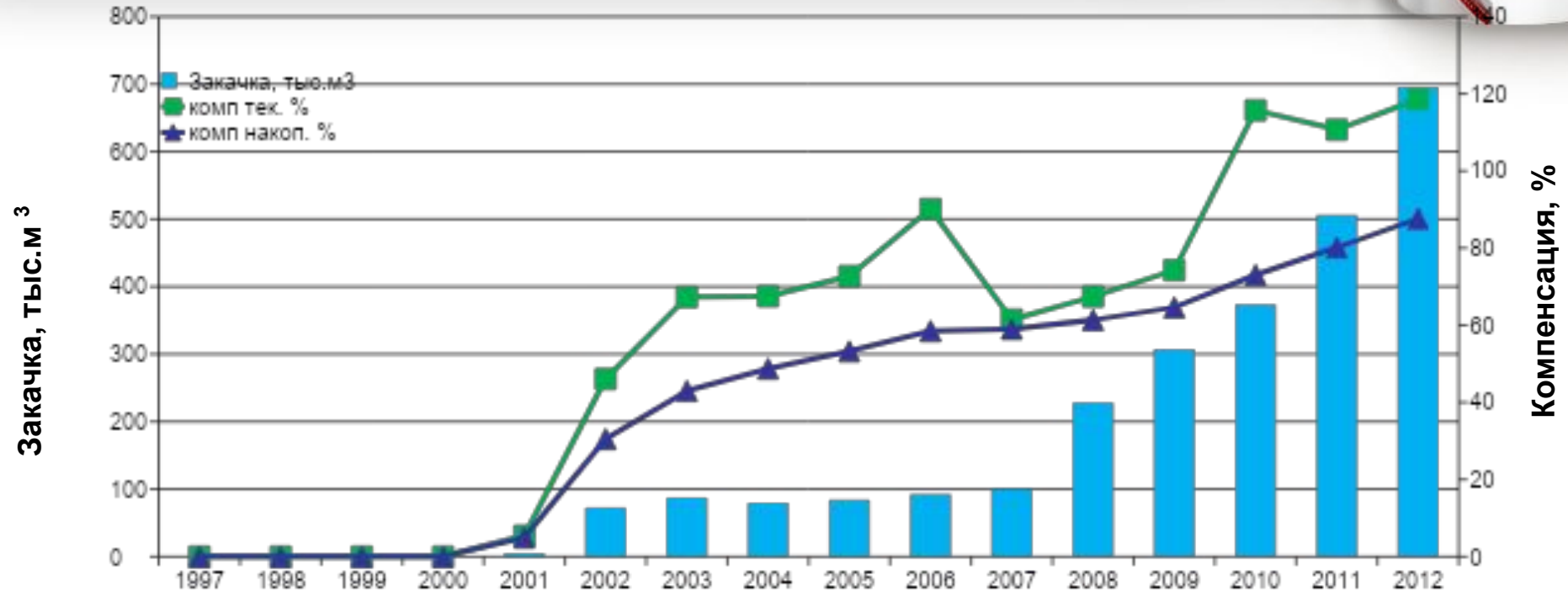
	2005	2010	2011	2012	2013	2014
Закачка, тыс.м³	5.398	294.431	977.171	1293.6	1605.4	1382.2
комп тек. %	35.9	51.2	132.5	112.5	128.4	116.3
комп накоп. %	89.6	61.2	86.8	96	105.1	107.4

Основные технологические показатели разработки Южно-Выинтойского месторождения



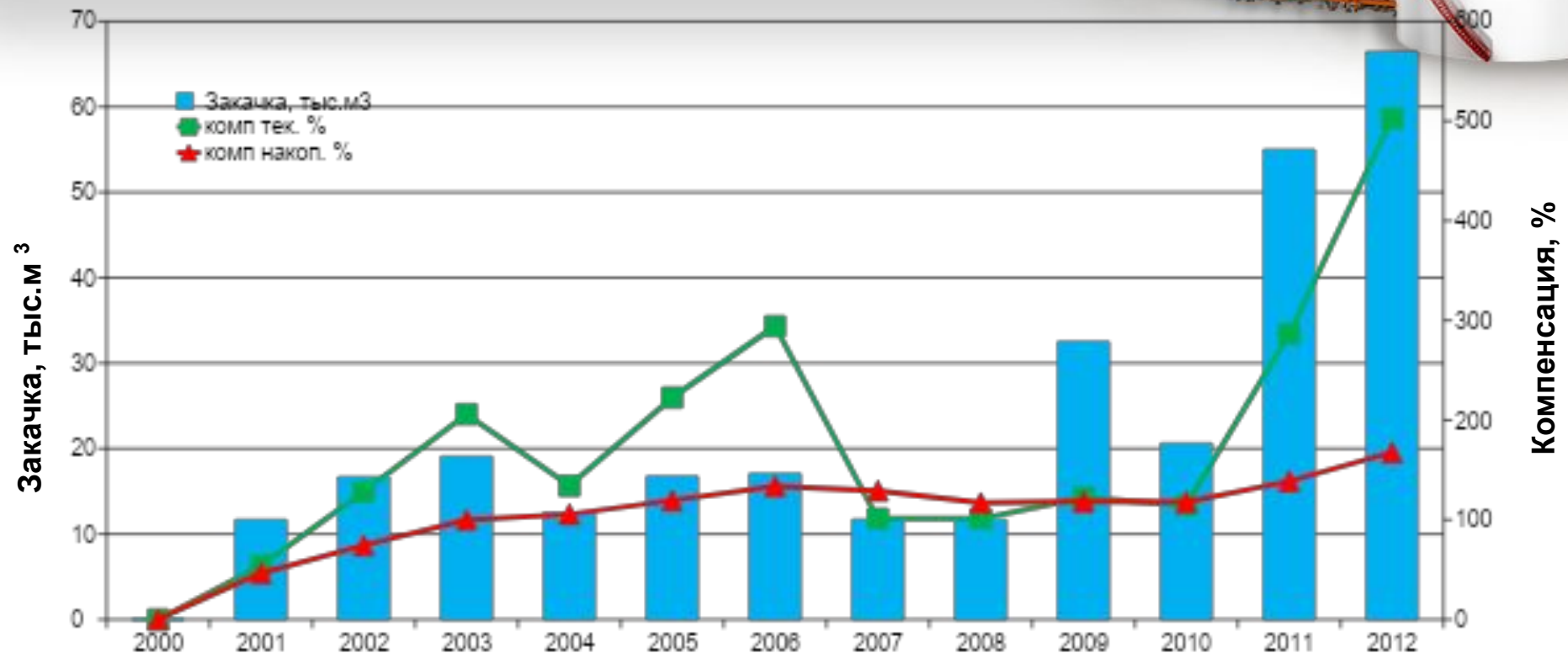
	1997	2000	2001	2005	2010	2011	2012
Закачка, тыс.м³	0	0	16.4	100.8	393.96	561.062	761.74
комп тек. %	0	0	15.1	81.87267	115.6538	117.7855	125.094
комп накоп. %	0	0	13.6	59.47213	75.9216	83.68268	91.617

Основные технологические показатели разработки Южно-Выинтойского месторождения (объект БВ-7)



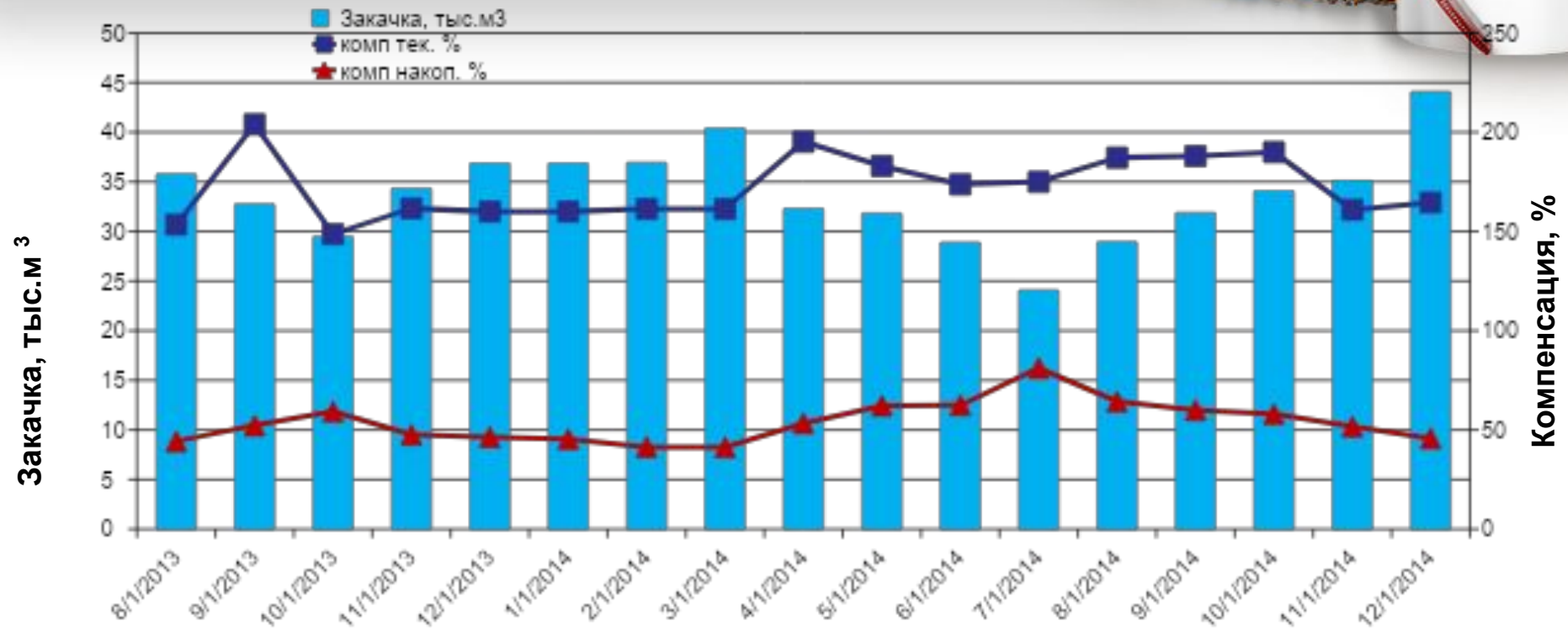
	1997	2000	2005	2010	2011	2012
Закачка, тыс.м³	0	0	84.063	373.351	506.068	695.304
КОМП тек. %	0	0	72.71949	115.7217	110.7043	118.5583
КОМП накоп. %	0	0	53.2367	73.04731	80.17359	87.67219

Основные технологические показатели разработки Южно-Выинтойского месторождения (объект ЮВ-1)



	2000	2005	2010	2011	2012
Закачка, тыс.м³	0	16.737	20.609	54.994	66.436
комп тек. %	0	222.6257	114.4372	286.3203	502.5644
комп накоп. %	0	119.3214	117.7397	138.7901	167.5794

Основные технологические показатели разработки Выинтойского месторождения



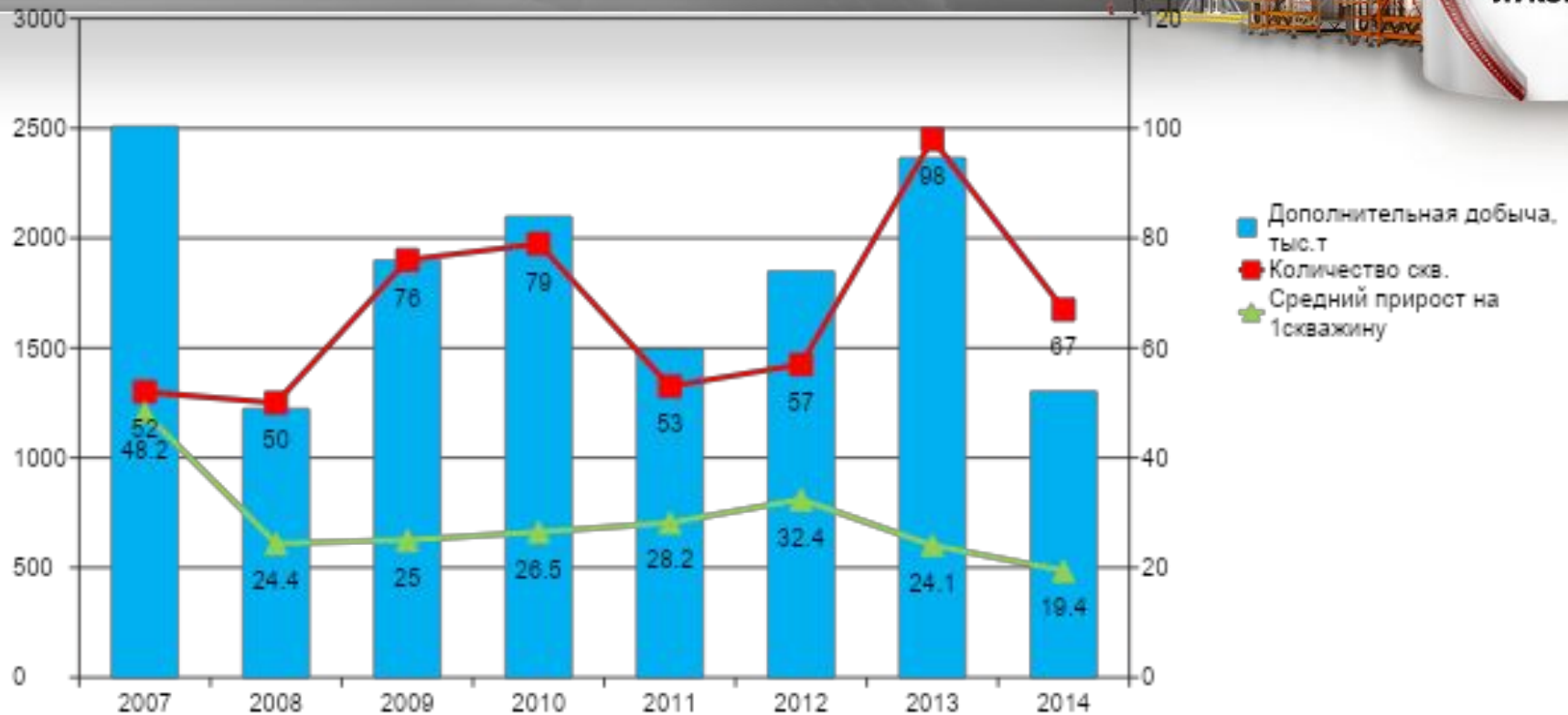
	01.08.2013	01.09.2013	01.10.2013	01.11.2013	01.12.2013	01.01.2014	01.02.2014	01.03.2014	01.04.2014	01.05.2014	01.06.2014	01.07.2014	01.08.2014	01.09.2014	01.10.2014	01.11.2014	01.12.2014
Закачка, тыс.м³	36	33	29	34	37	37	37	40	32	32	29	24	29	32	34	35	44
комп тек. %	153	204	149	162	160	160	161	161	195	183	174	175	187	188	190	161	165
комп накоп. %	44	52	59	48	46	45	41	41	53	62	62	81	64	60	58	52	46

Эффективность ГТМ



	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Количество скв.	60	632	467	491	513	562	589	692	716
Дополнительная добыча, тыс.т	500	6501	4563	5049	5421	5126	6286	5949	4717
Средний прирост на 1скважину	8.3	10.3	9.8	10.3	10.6	9.1	10.7	8.6	6.6

Ввод скважин из бурения



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Дополнительная добыча, тыс. т	2507	1222	1898	2097	1492	1848	2364	1301
Количество скв.	52	50	76	79	53	57	98	67
Средний прирост на 1 скважину	48.2	24.4	25	26.5	28.2	32.4	24.1	19.4

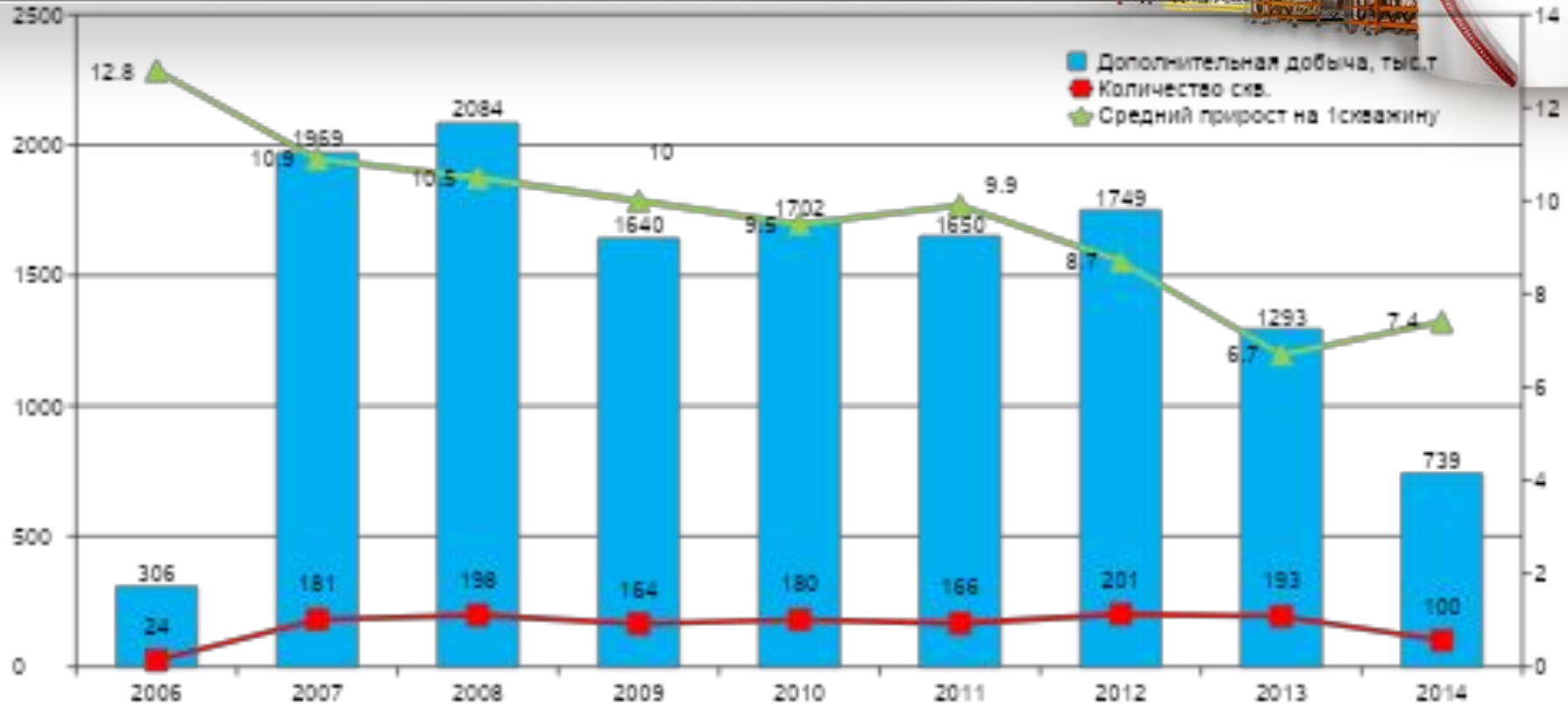
ЦИТС «П» ТПП «Повхнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»

Эффективность бурения вторых стволов



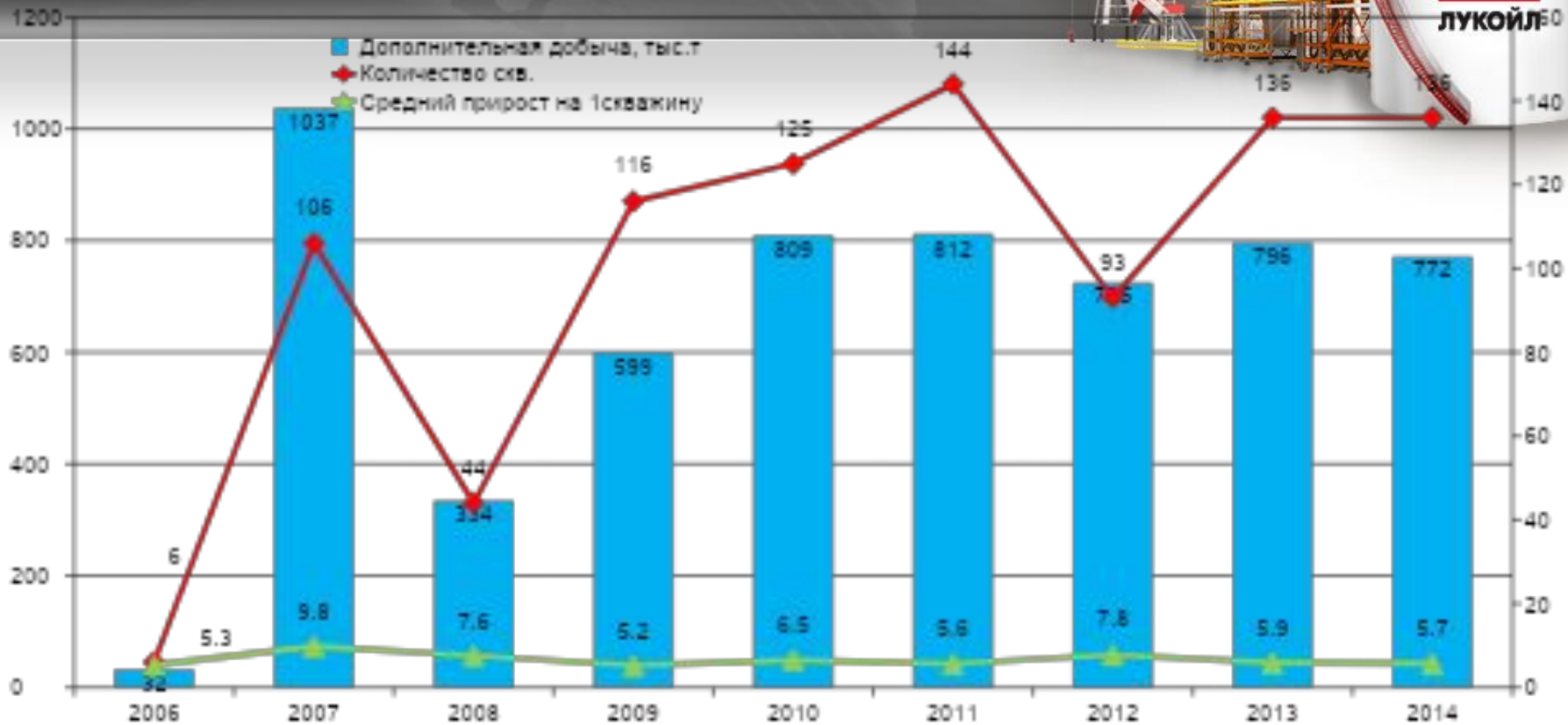
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Дополнительная добыча, тыс.т	0	4	314	439	298	583	1164	748	685
Количество скв.	0	1	12	16	16	34	47	55	49
Средний прирост на 1скважину	0	3.6	26.2	27.4	18.6	17.2	24.8	13.6	14

Гидроразрыв пласта



	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Дополнительная добыча, тыс.т	306	1969	2084	1640	1702	1650	1749	1293	739
Количество скв.	24	181	198	164	180	166	201	193	100
Средний прирост на 1скважину	12.8	10.9	10.5	10	9.5	9.9	8.7	6.7	7.4

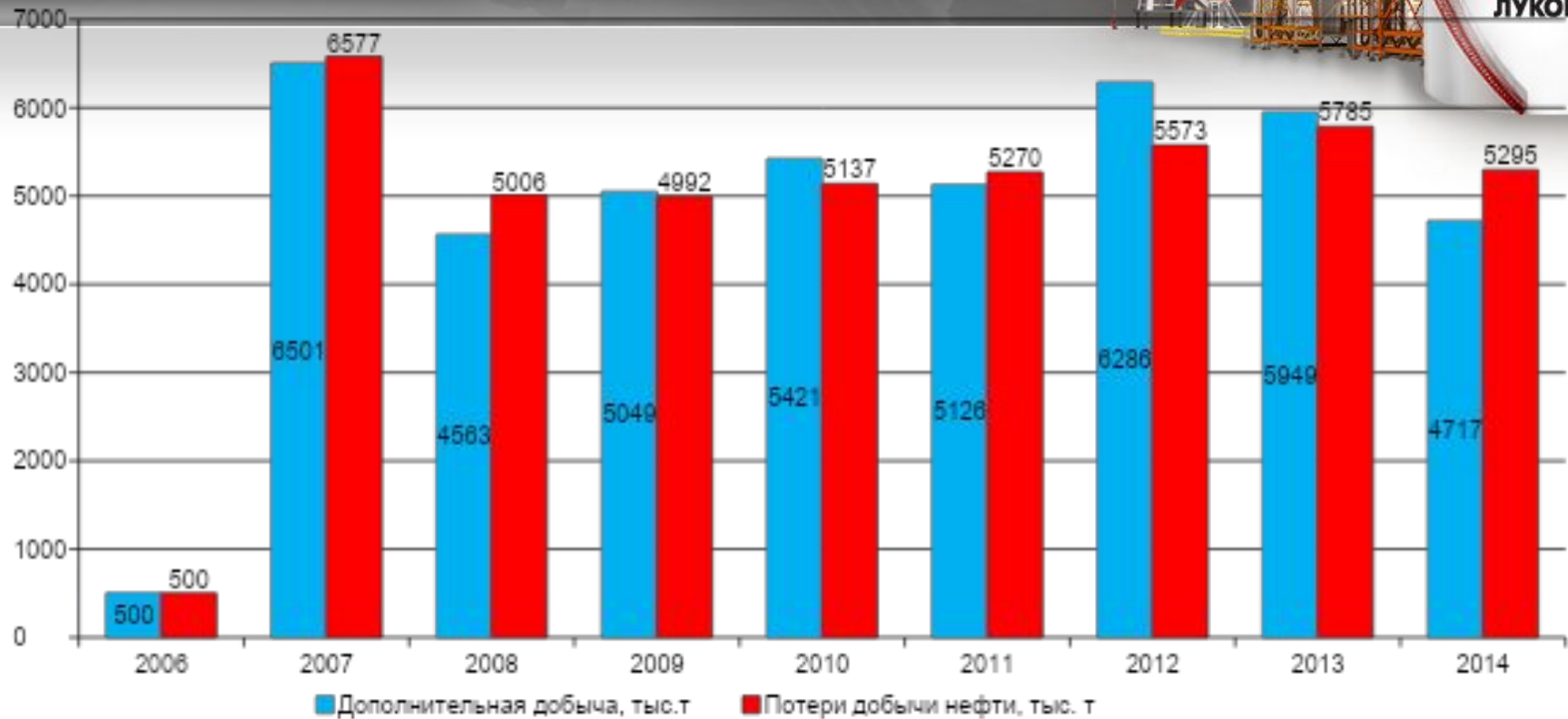
Оптимизации ГНО



	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Количество скв.	6	106	44	116	125	144	93	136	136
Дополнительная добыча, тыс. т	32	1037	334	599	809	812	725	796	772
Средний прирост на 1 скважину	5.3	9.8	7.6	5.2	6.5	5.6	7.8	5.9	5.7

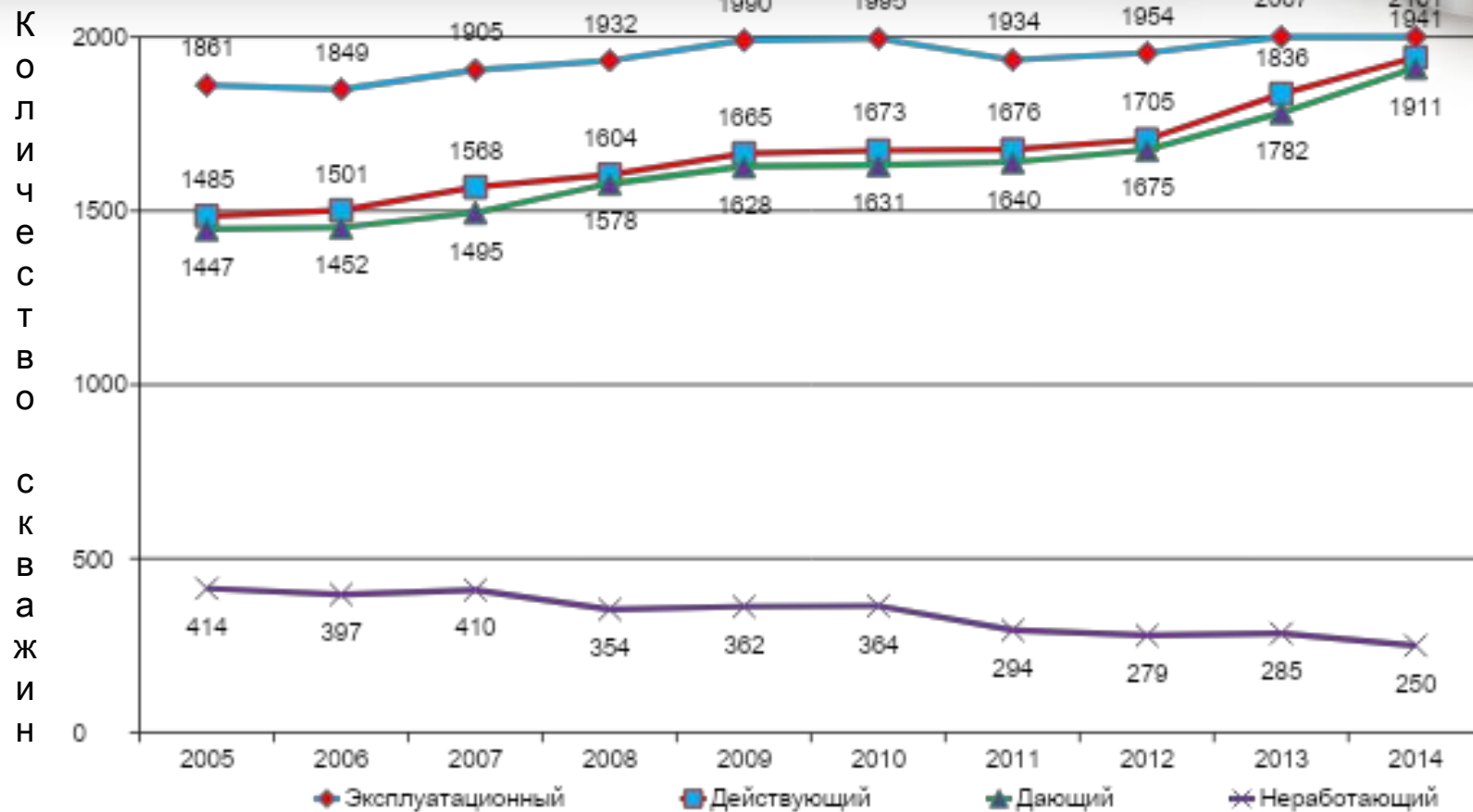
ЦИТС «П» ТПП «Повхнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»

Дополнительная добыча от ГТМ и потери нефти

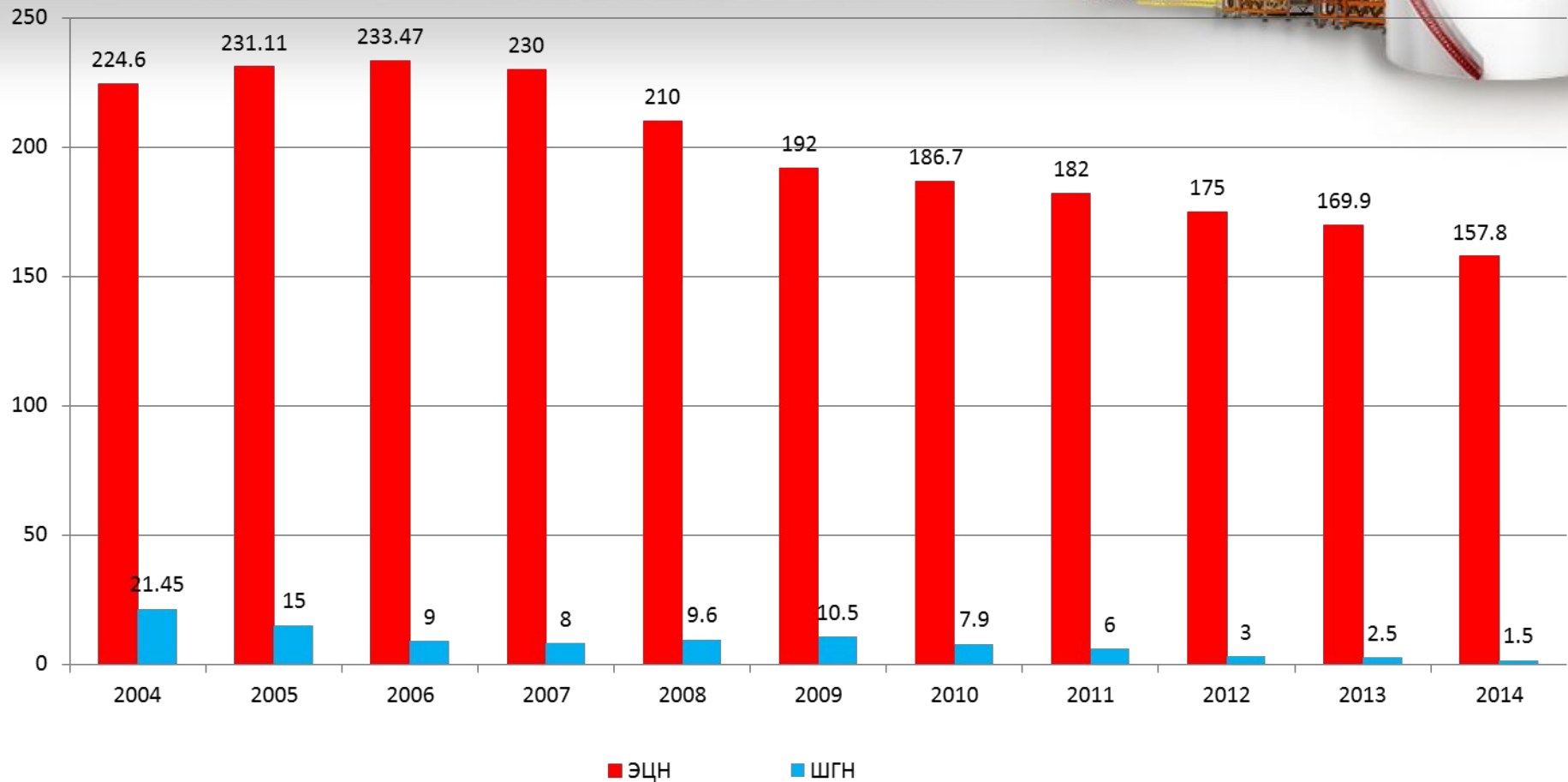


	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Дополнительная добыча, тыс.т	500	6501	4563	5049	5421	5126	6286	5949	4717
Потери добычи нефти, тыс. т	500	6577	5006	4992	5137	5270	5573	5785	5295

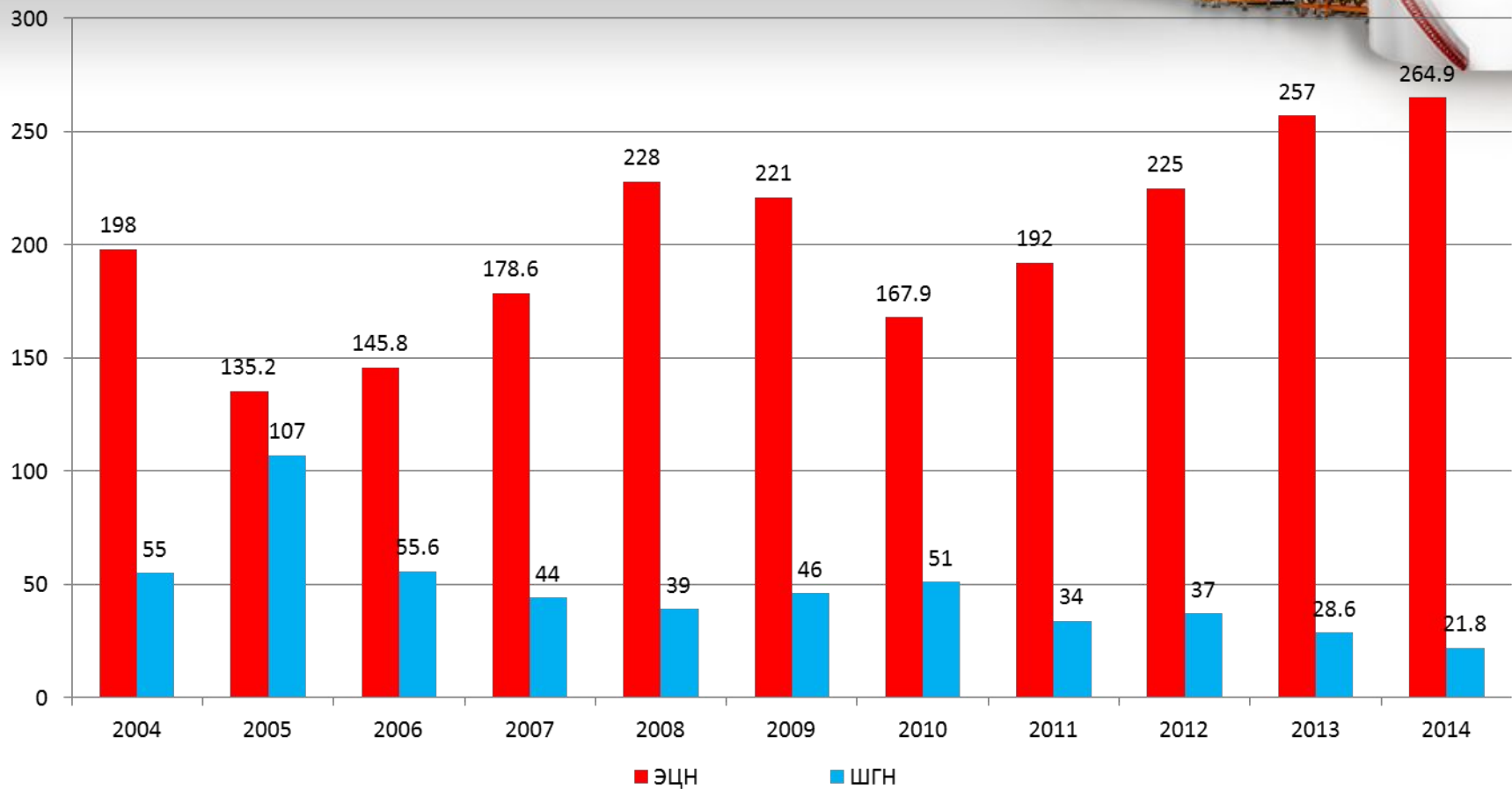
Динамика фонда добывающих скважин



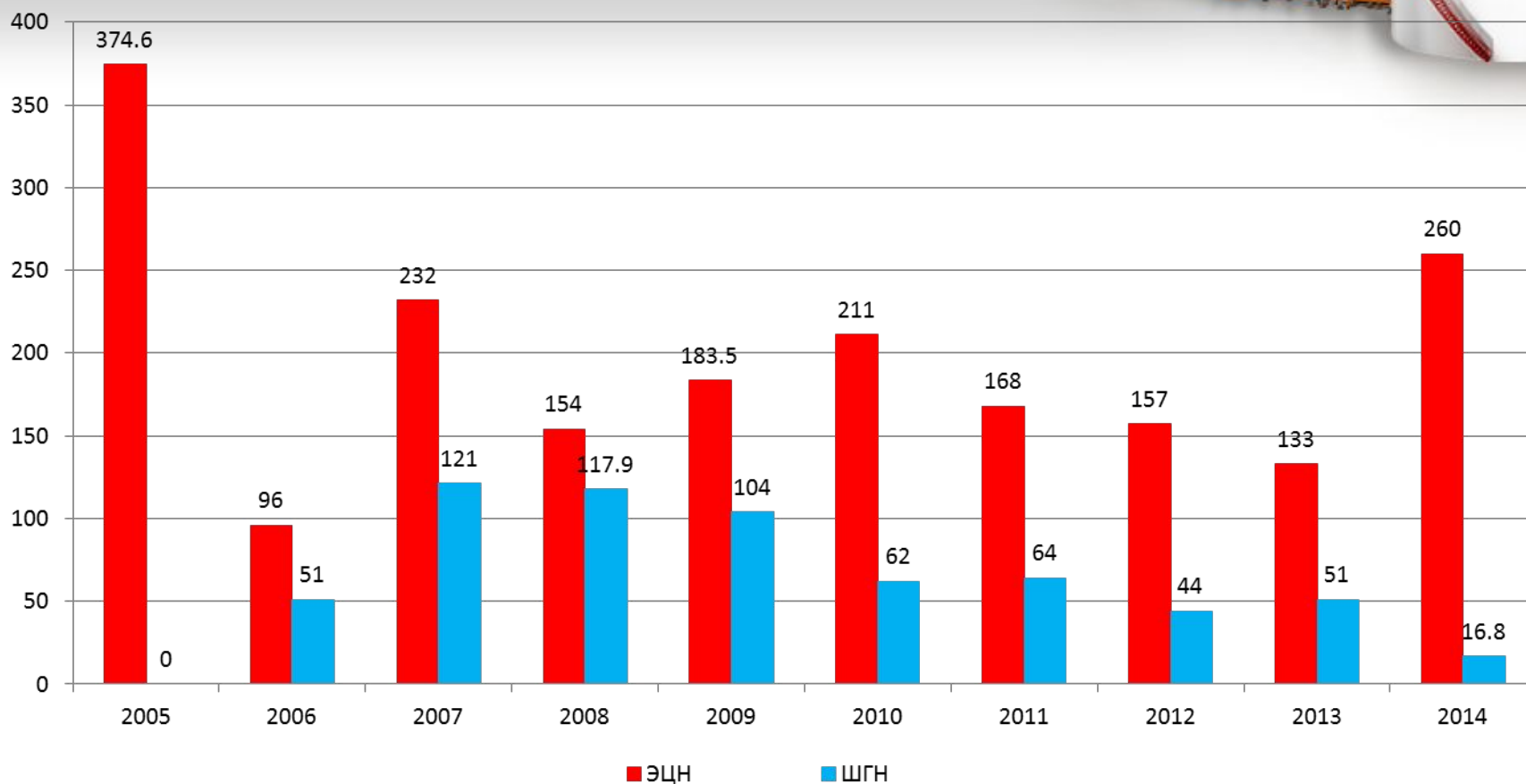
Средний дебит нефти по способам Повховского месторождения



Средний дебит нефти по способам Южно-Выинтоского месторождения



Средний дебит нефти по способам Выинтойского месторождения



Средний дебит скважин по способам Повховское месторождение



Показатели	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Среднесуточный дебит скважины по нефти, т/с	85	86.24	87	88.8	84.5	79.5	78	77.9	75	74	70.8
ЭЦН	224.6	231.11	233.47	230	210	192	186.7	182	175	169.9	157.8
ШГН	21.45	15	9	8	9.6	10.5	7.9	6	3	2.5	1.5
Среднесуточный дебит скважины по жидкости, м3/с	210	234.2	278	301.4	302.7	309	313	338.9	354	385	399
ЭЦН	571.6	639	750.9	790	760	757.9	751	798	829	882	895.7
ШГН	41	30.8	24	20.9	28.9	31	26.5	20	10.6	7	4.4

Средний дебит скважин по способам Южно-Вынтовойского месторождения



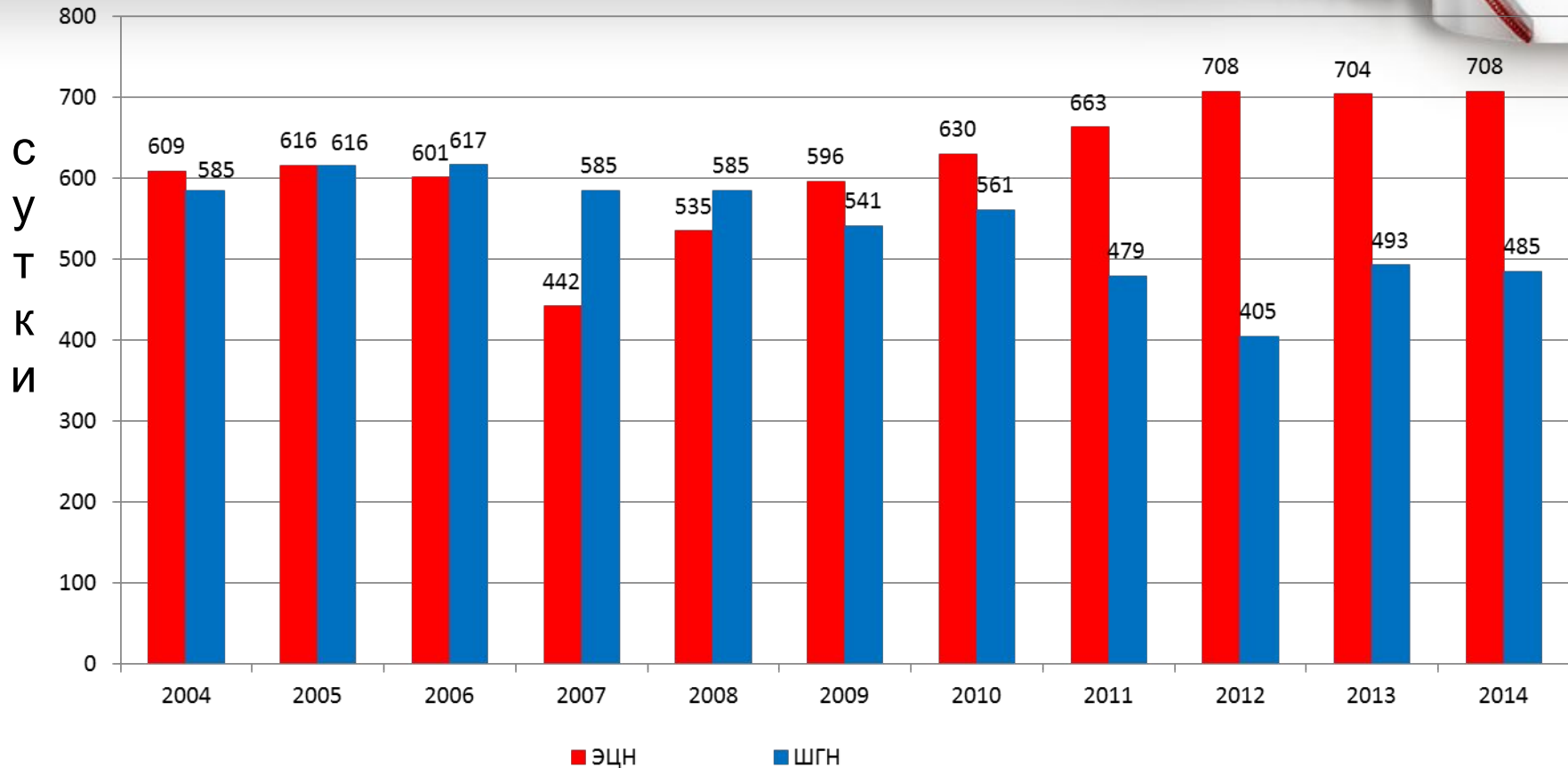
Показатели	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Среднесуточный дебит скважины по нефти, т/с	110	111.1	92	101.78	140	155	120	132	161.9	187	205.7
ЭЦН	198	135.2	145.8	178.6	228	221	167.9	192	225	257	264.9
ШГН	55	107	55.6	44	39	46	51	34	37	28.6	21.8
Среднесуточный дебит скважины по жидкости, м3/с	165.2	174.6	154.8	221.3	291	365	312	291	373	453.4	445.6
ЭЦН	318.2	262.3	264.3	434.6	496	532	459	434	553	623	574.6
ШГН	66.2	126	74.6	52.9	51.4	87	90.9	55	53.7	68.6	43

Средний дебит скважин по способам Выинтойского месторождения

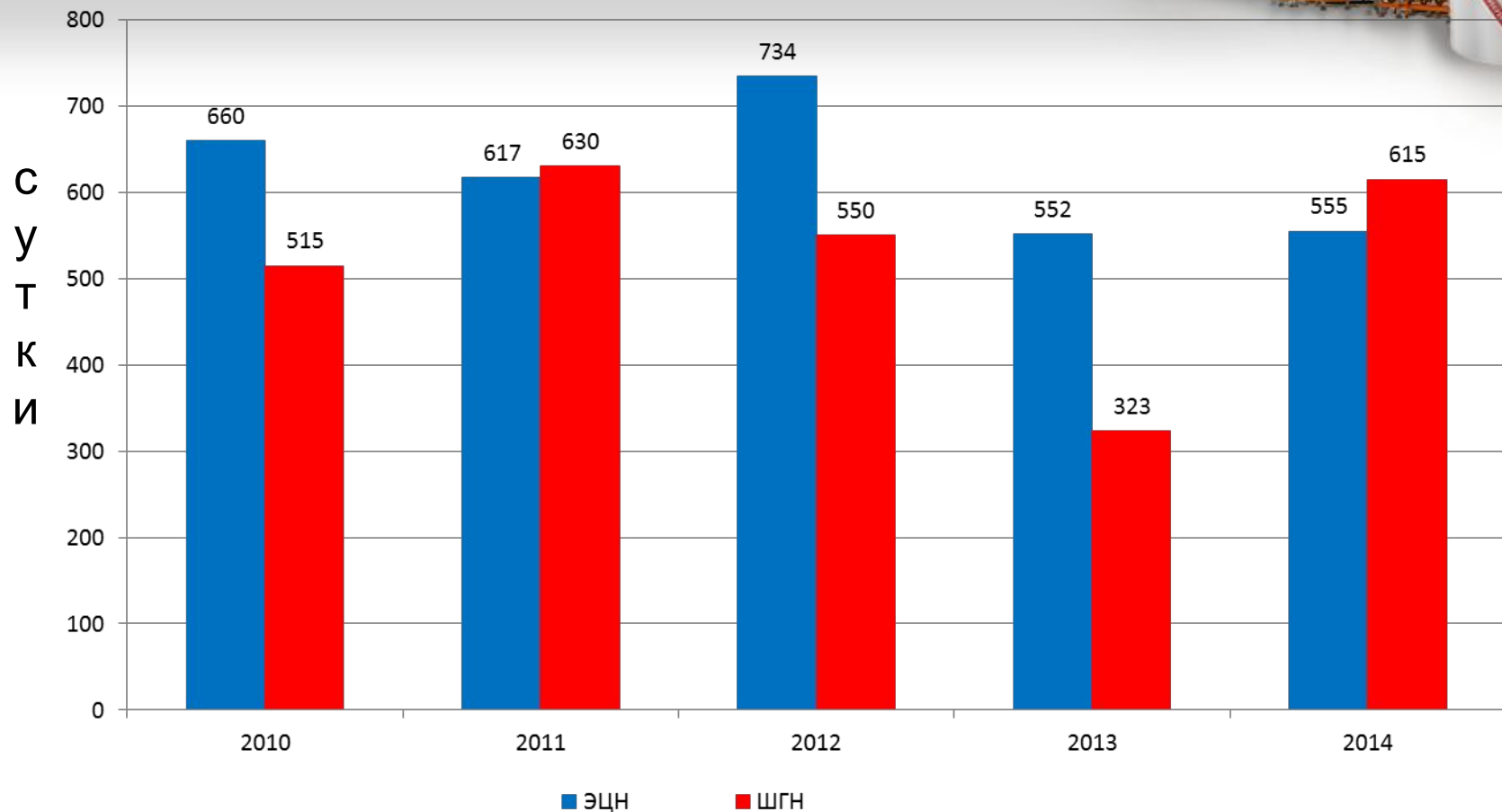


	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Среднесуточный дебит скважины по нефти, т/с	205.87	54	137	109	119	115.8	99	86	78.5	131
ЭЦН	374.6	96	232	154	183.5	211	168	157	133	260
ШГН	0	51	121	117.9	104	62	64	44	51	16.8
Среднесуточный дебит скважины по жидкости, м3/с	360	100.4	146.8	128	132.8	124	106	93.3	99.7	173
ЭЦН	481	120	246.6	182	199	225	181	170	169	346.2
ШГН	0	360	133	136.9	120	67.5	69.7	47.6	65	18.2

Скользящая наработка на отказ УЭЦН, УШГН по Повховскому месторождению

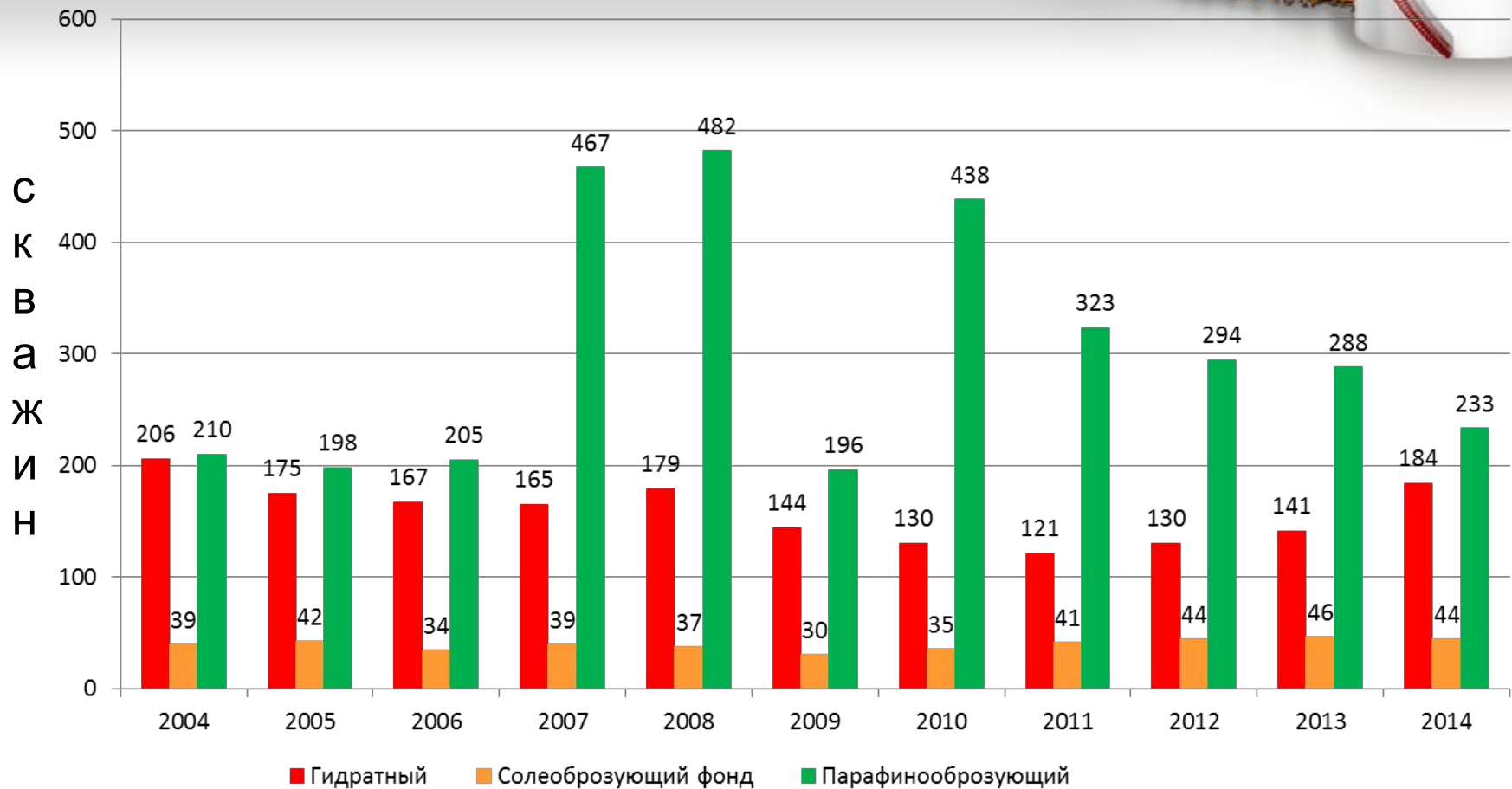


Скользящая наработка на отказ УЭЦН, УШГН по Южно-Выинтойскому месторождению

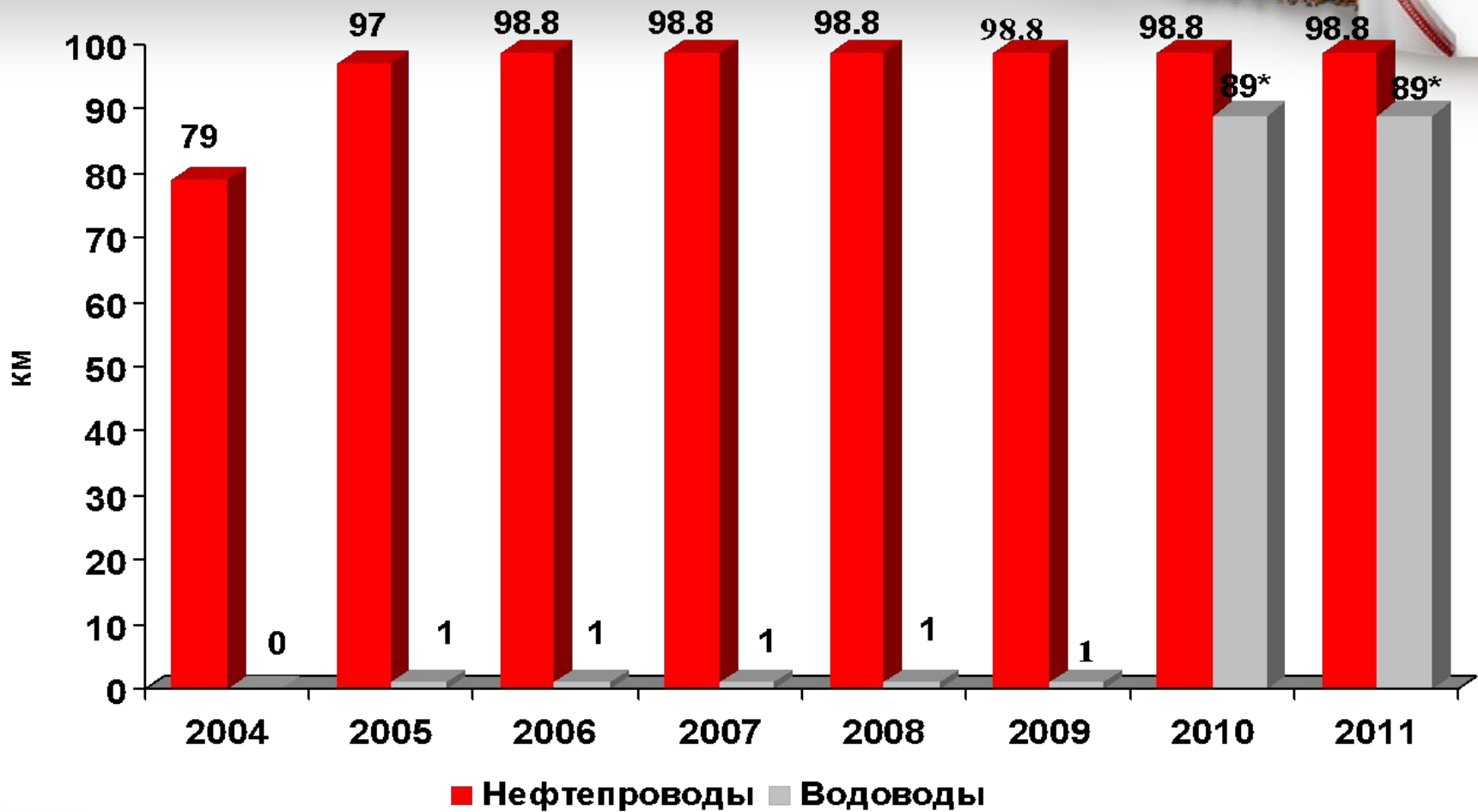




Динамика изменения осложненного фонда скважин по ЦИТС- «П»



Парк трубопроводов



* - при передаче ЦППД в ЦДНГ

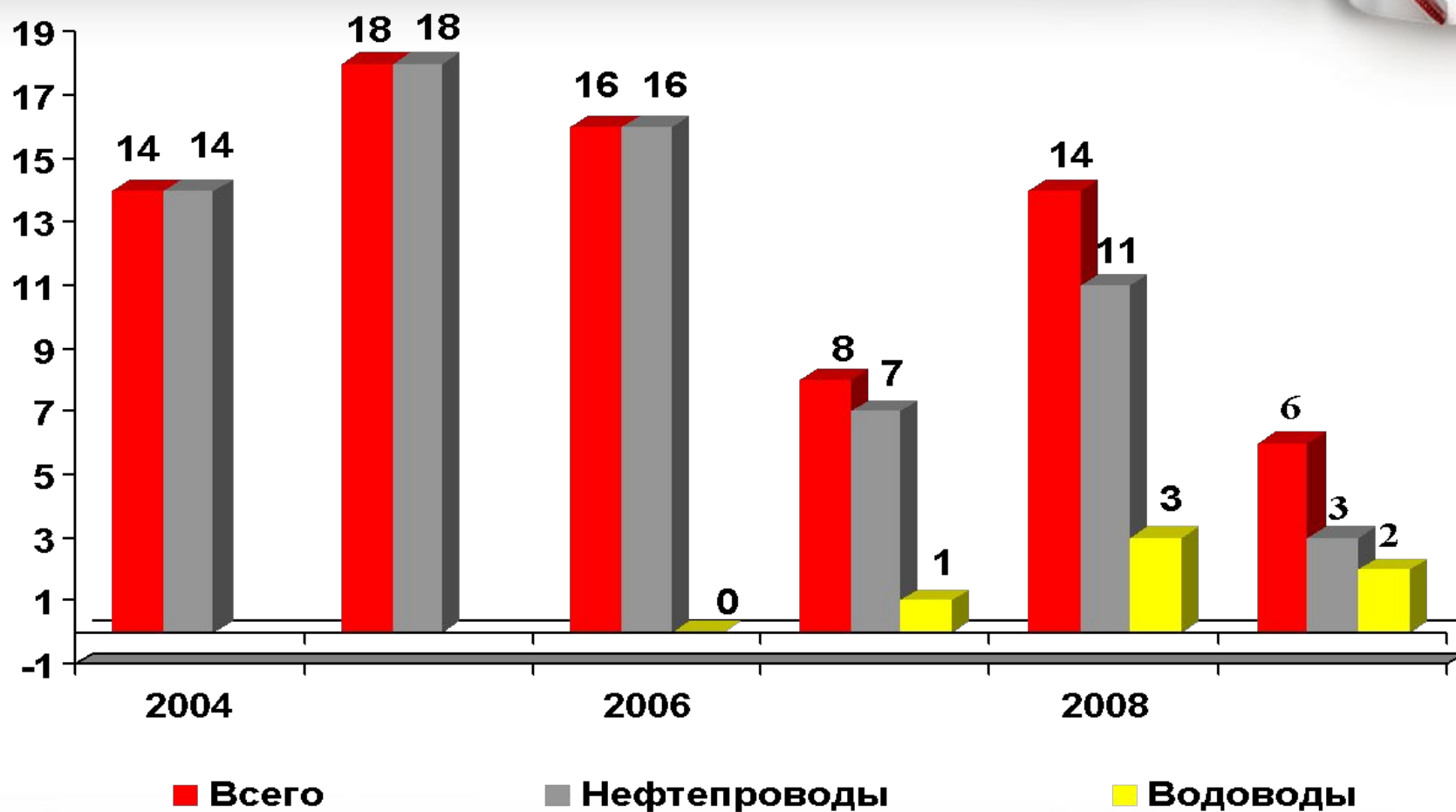
Внедрение антикоррозионной защиты трубопроводов



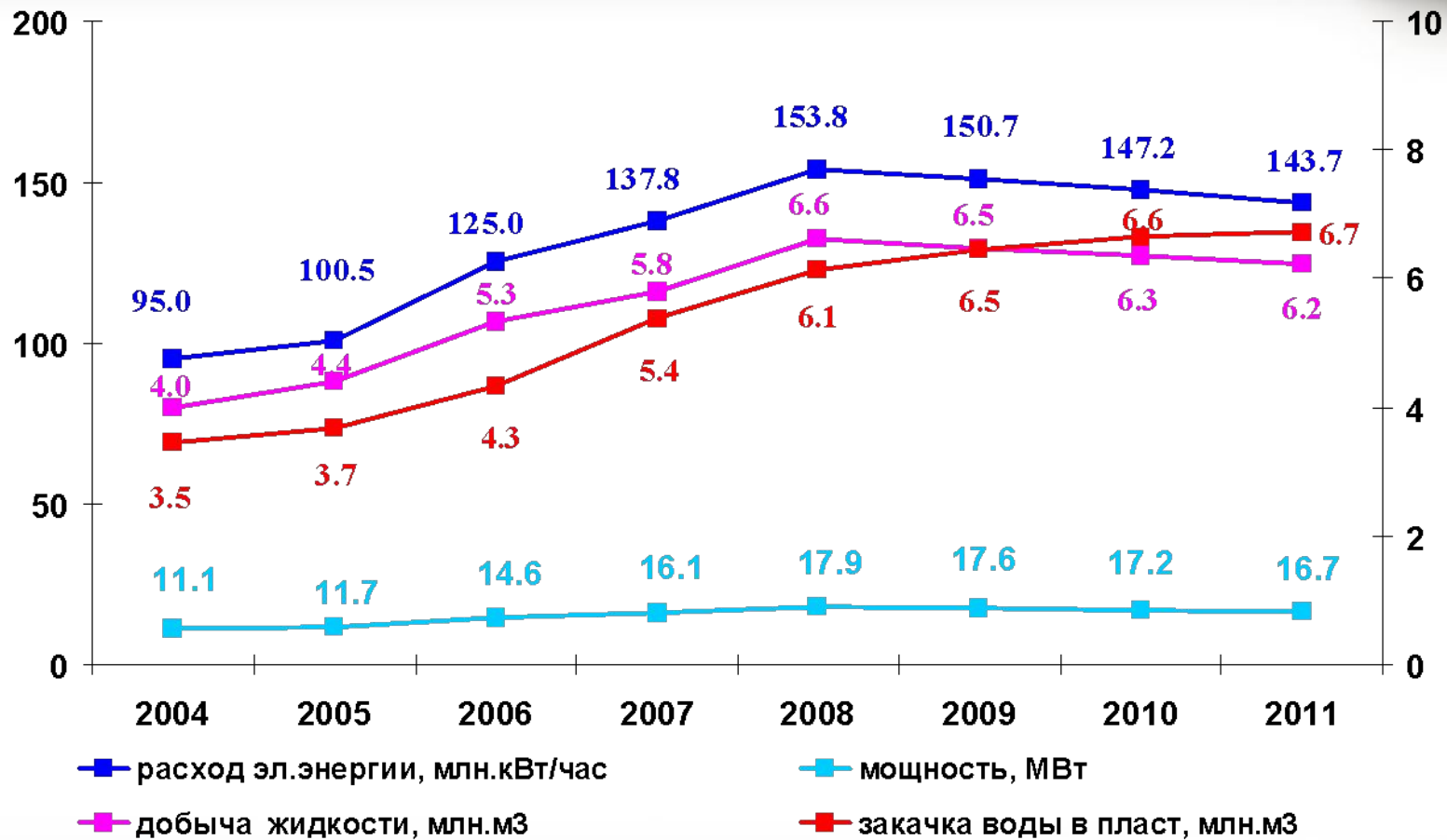
Зависимость количества отказов трубопроводов от объема работ по реконструкции и капитальному ремонту трубопроводов



Динамика отказов трубопроводов



Анализ расхода эл. энергии, мощности от объемов добываемой жидкости, нефти и закачки воды в пласт



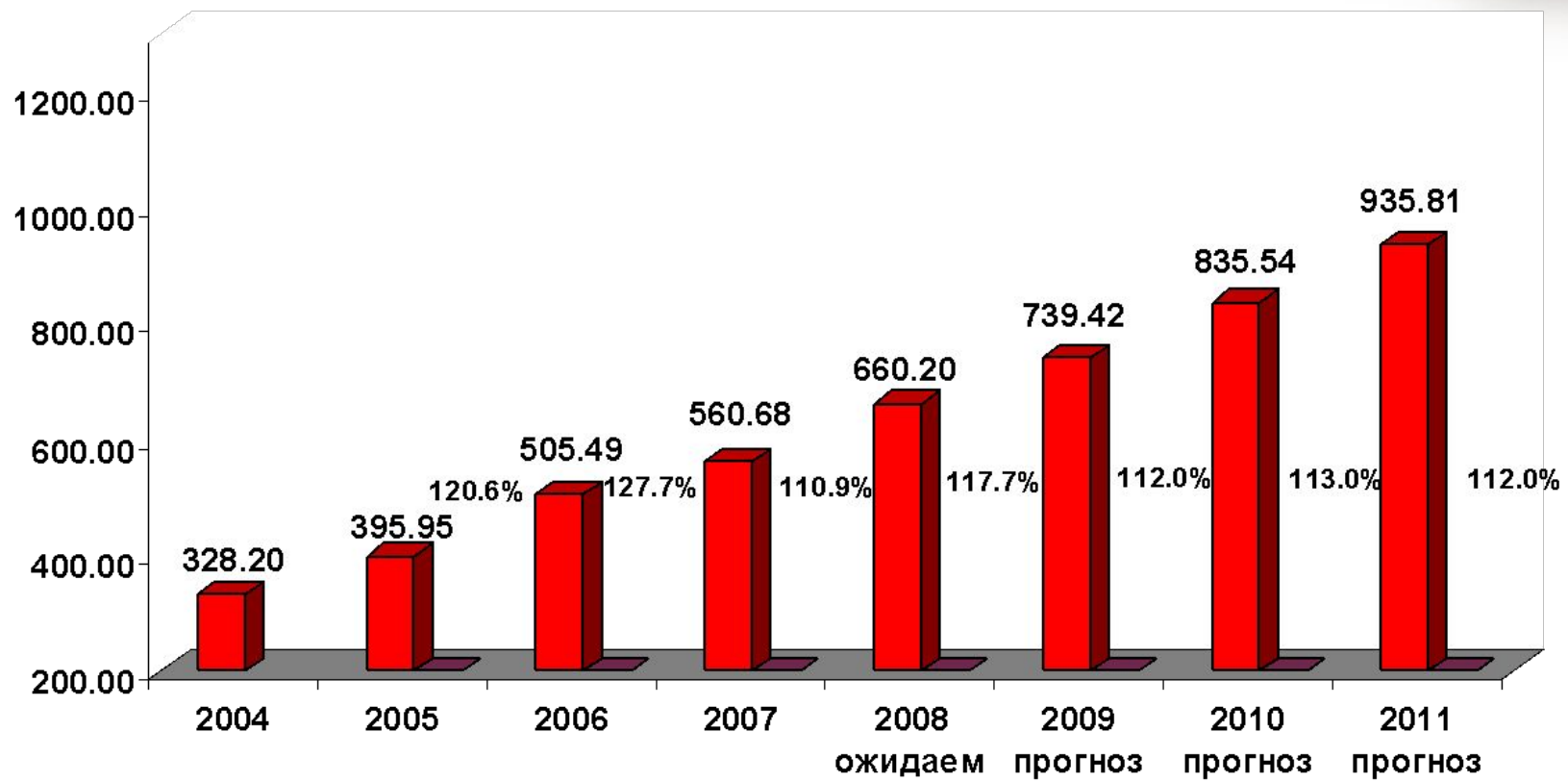
Утилизация попутного нефтяного газа



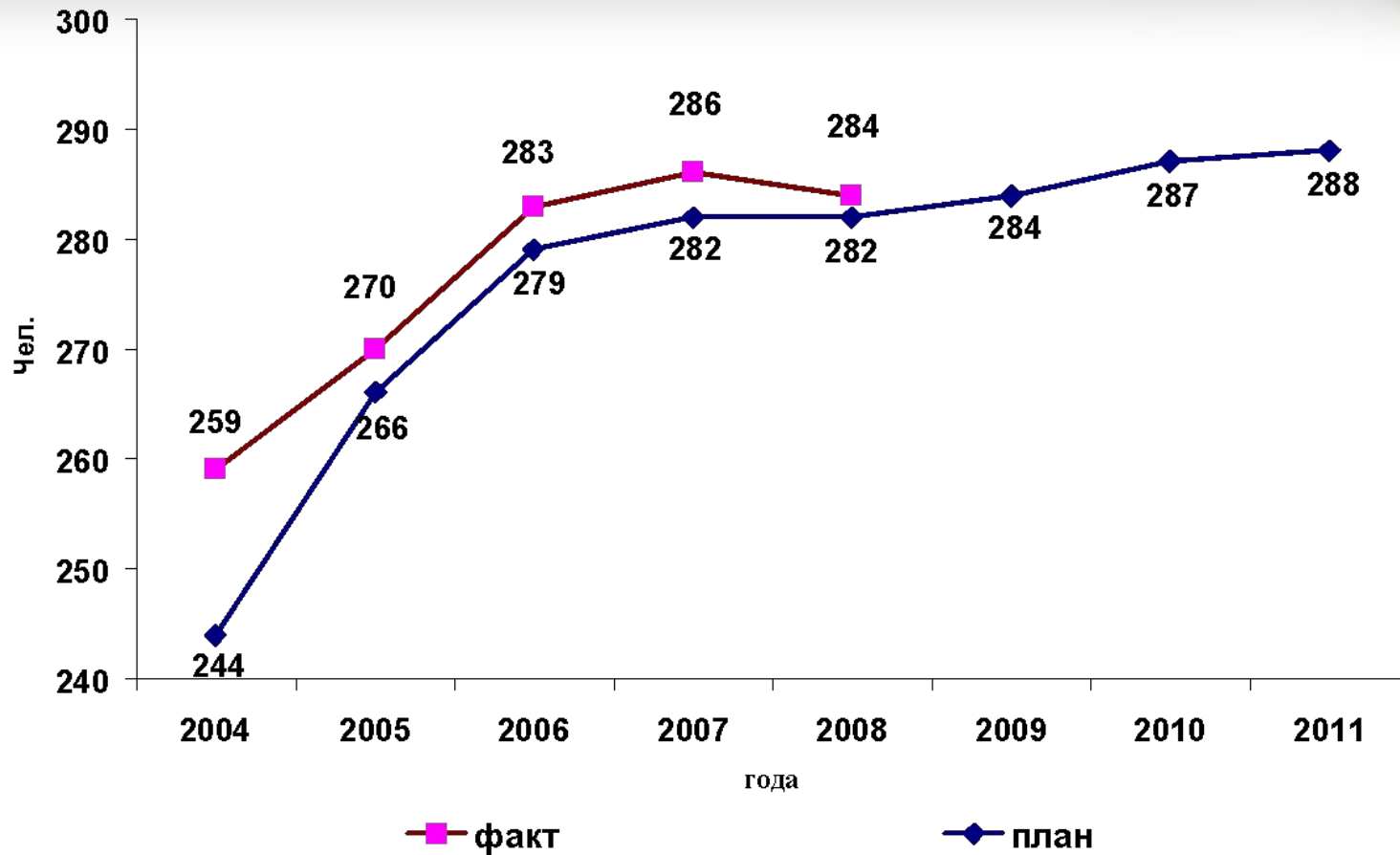
Показатели	Факт					Прогноз		
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Добыча газа (млн.м3)	297.1	298.2	240.2	21.5*	16.3*	182.2	182.2	182.2
Уровень утилизации (%)	91.0	91.3	94.0	98.6*	90.1*	95.0	95.0	95.0

* - по ДНС-10

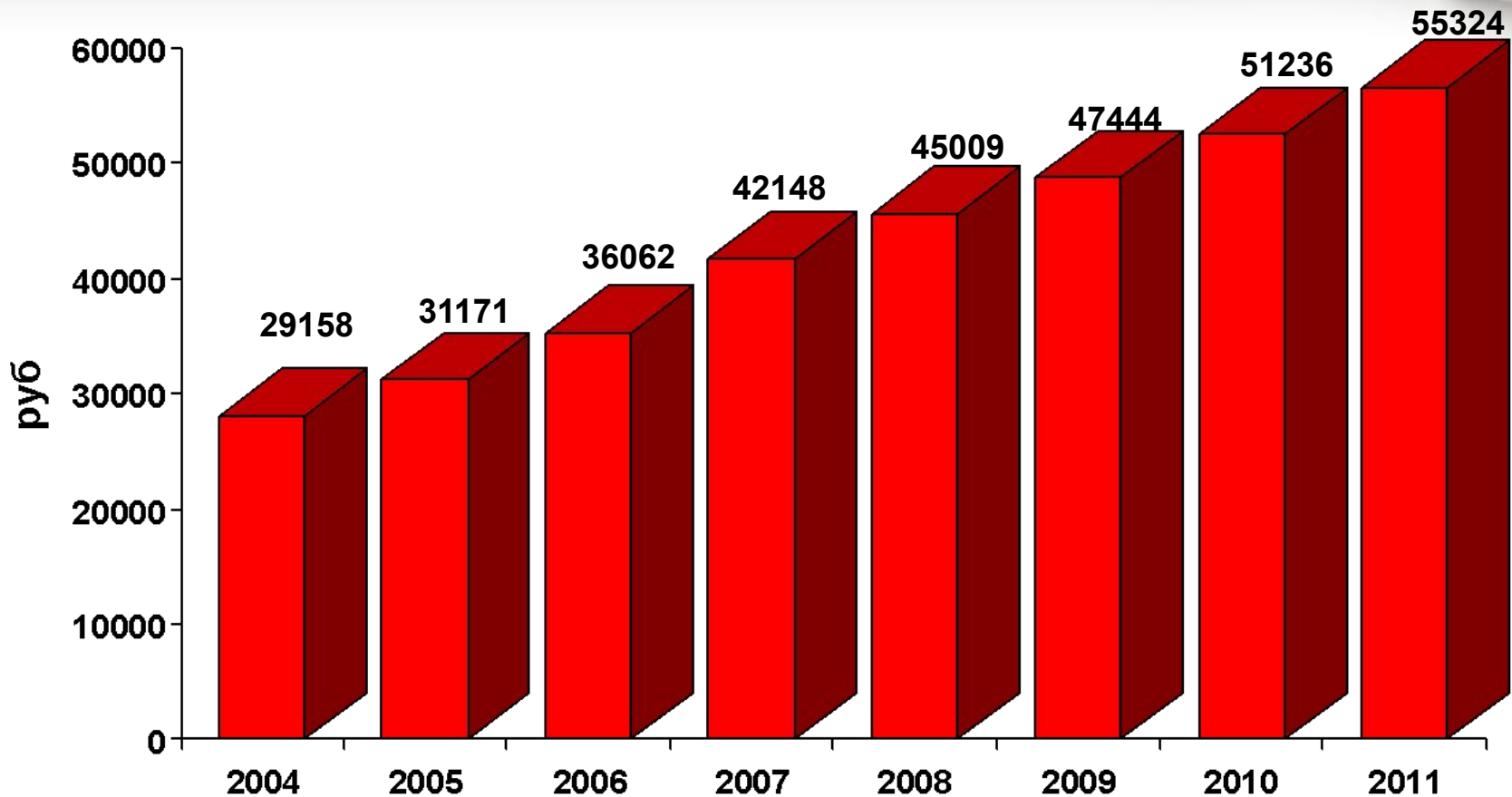
Производственная себестоимость 1 тн. товарной нефти по Южно-Ягунскому месторождению



Динамика численности работников



Динамика изменения заработной платы работников



Ожидаемое выполнение основных показателей



Показатели	2009	2010	2011
Добыча нефти, тыс.т.	2430	2180	2000
ГТМ всего, скв.	166	171	171
Доп. добыча от ГТМ, тыс.т.	284.7	297.3	295.1
Закачка, тыс.м3.	32270	34600	37000



СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!

ВСЕГДА В ДВИЖЕНИИ!