

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ

ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

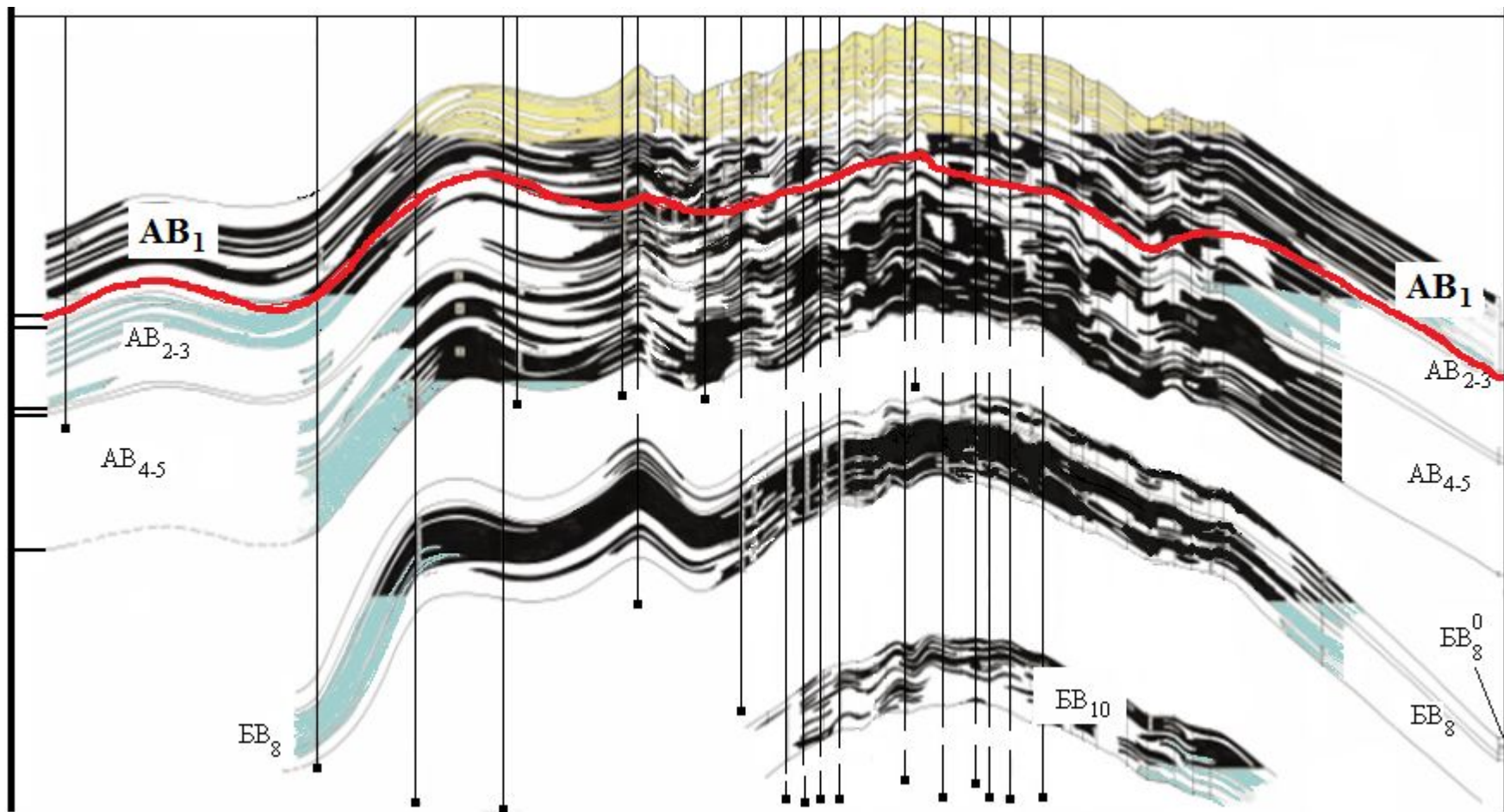
**Анализ методов воздействия на призабойную
зону пласта в условиях объекта АВ₁
Самотлорского месторождения**

Дипломник: Гатиятуллин Руслан Альбертович
студент группы НР-09-1

Руководитель: Дунаев Сергей Александрович

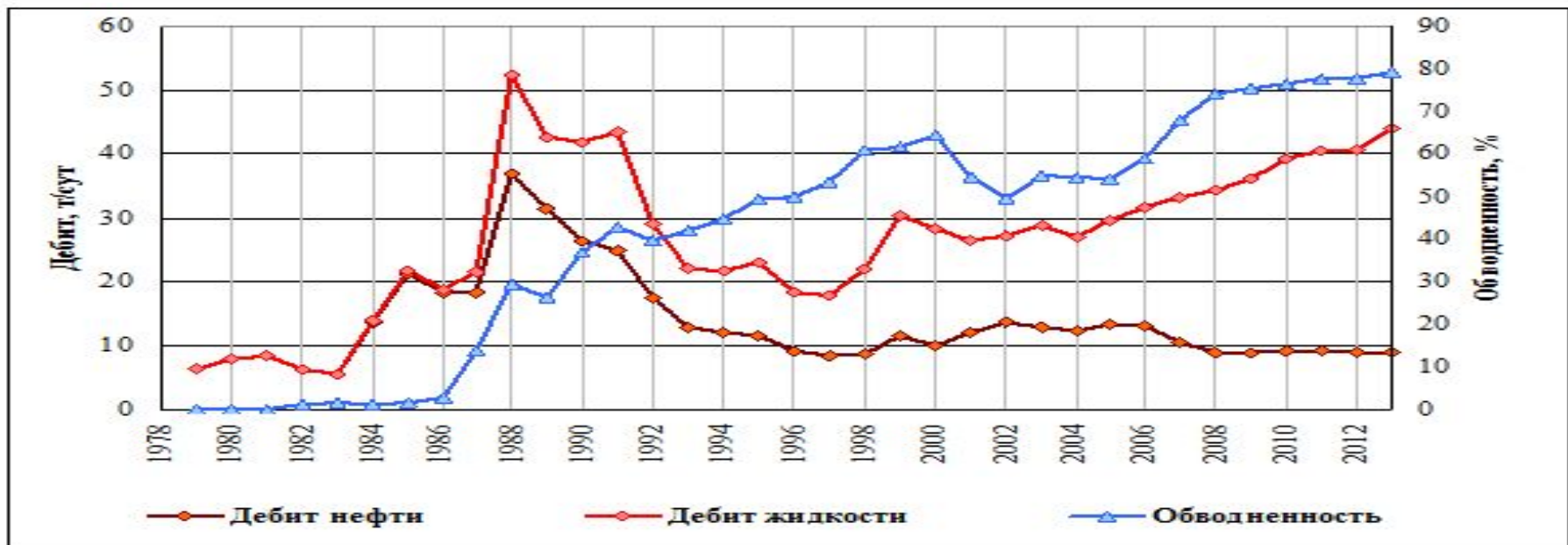
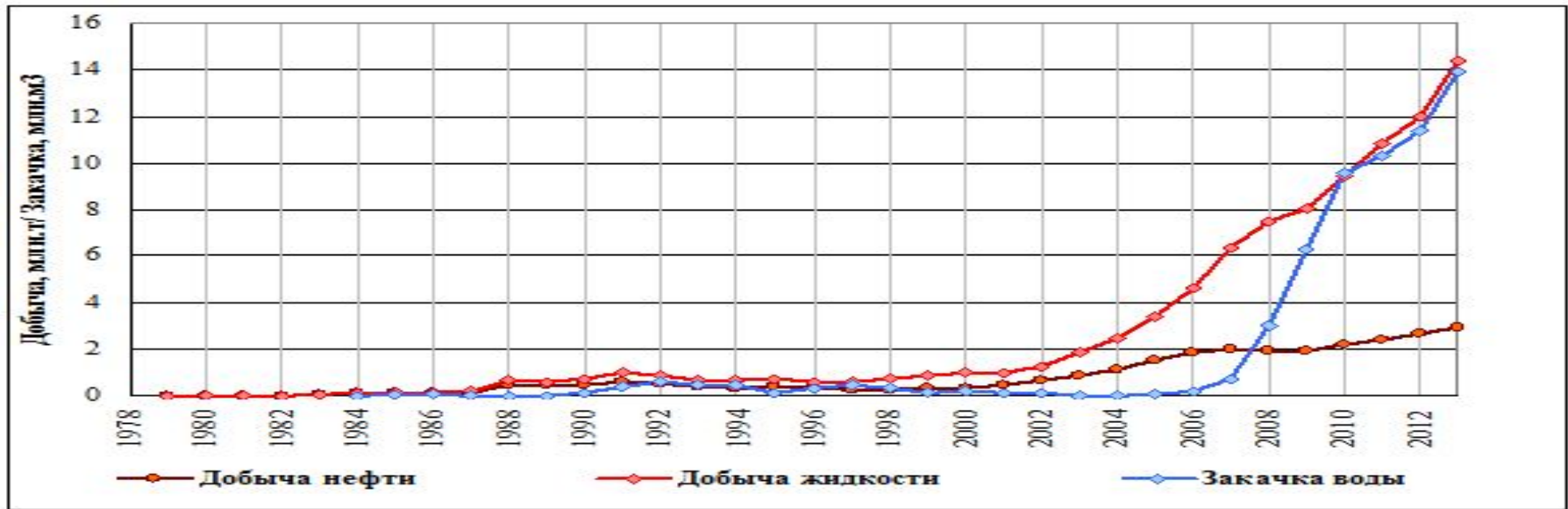
Тюмень, 2014

Геологический разрез

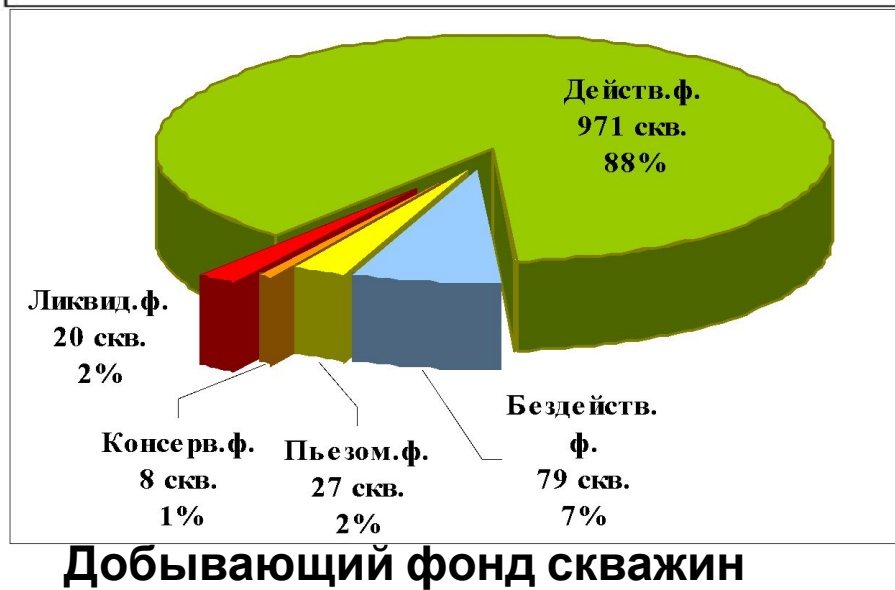
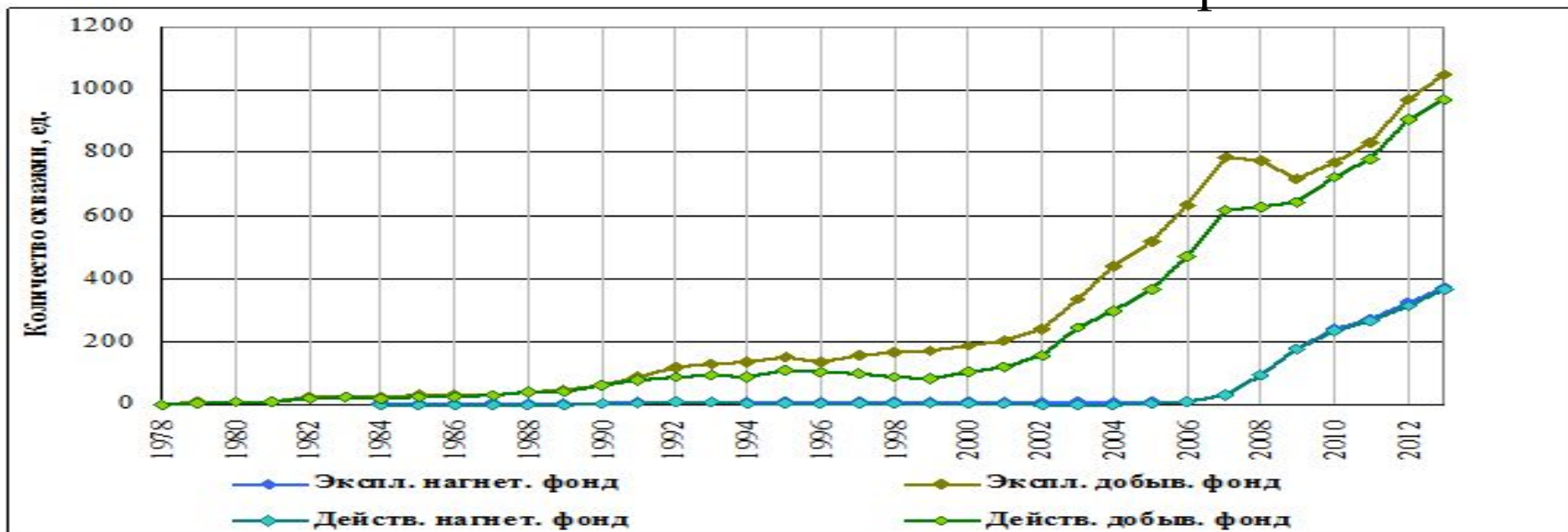


Разработка пласта AB_1 начата в 1977 г;
Добыто около 30 млн. т. нефти; отбор от НИЗ=17,4 %
Текущий КИН=0,057.

Основные технологические показатели разработки пласта АВ₁



Основные технологические показатели разработки пласта АВ₁



Причины, осложняющие доизвлечение остаточных запасов нефти

К геологическим факторам относятся:

- неоднородность строения коллектора;
- капиллярные явления, вызванные особенностями текстурного строения пород, активностью глинистого материала и смачиваемостью водой поверхности минерального скелета.

К техногенным факторам относятся:

- капиллярные явления, проявляющиеся в результате различной скорости фильтрации вытесняющей жидкости, химического взаимодействия закачиваемых и пластовых флюидов и охлаждения пласта нагнетаемой водой;
- развитие системы искусственных трещин в ПЗП водонагнетательных скважин.

Осредненные параметры по видам мероприятий в 2009-2013гг на Самотлорском месторождении

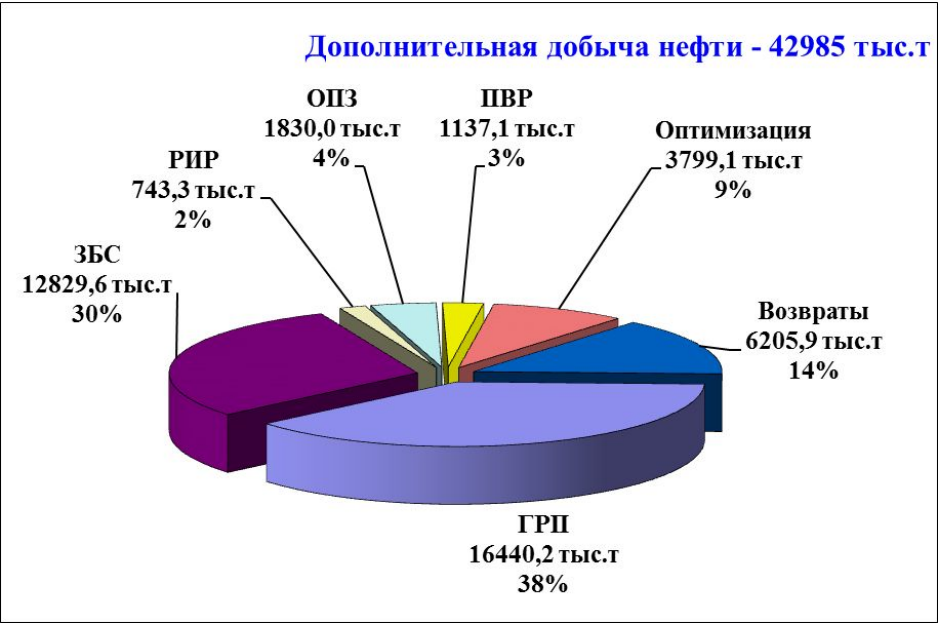
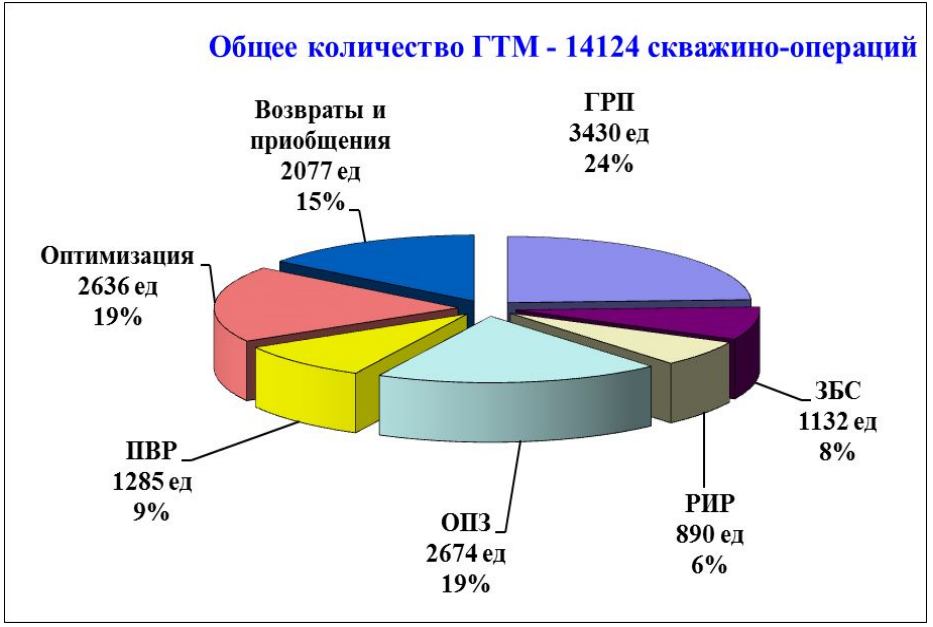
Вид ГТМ	Год	Количество скважино-операций	Прирост дебита нефти, т/сут	Прирост дебита жидкости, т/сут	Годовая доп. добыча нефти, тыс. т	Уд. доп. добыча нефти, тыс. т/скв	Нак. доп. добыча нефти, тыс. т	Кoeff. эффективности, %
ГРП	2009	632	19,6	61,8	1655,5	2,6	5293,4	70
	2010	746	15,5	49,8	1667,8	2,2	4899,0	69
	2011	867	14,4	51,1	1568,8	1,8	3899,6	52
	2012	739	10,6	47,5	981,7	1,3	1867,1	29
	2013	446	9	48,4	481,1	1,1	481,1	12
Итого по ГРП		3430	14,1	51,7	6355	1,9	16440,2	48
ЗБС	2009	131	49,8	104,3	851,9	6,5	3167,9	79
	2010	212	34,8	90,2	1237,1	5,8	3916,4	78
	2011	229	30,3	117	1045,7	4,6	2953,2	67
	2012	282	21,1	164,8	910,6	3,2	1880,9	46
	2013	278	18,8	136,3	911,2	3,3	911,2	87
Итого по ЗБС		1132	27,7	127,2	4957	4,4	12829,6	84
РИР, ЛНЭК ЛА	2009	87	3,9	-44,0	51,1	0,6	51,1	40
	2010	192	5,3	-30,6	280,2	1,5	280,2	51
	2011	126	4,6	-127,3	118,4	0,9	118,4	44
	2012	250	2,4	-162,3	185,1	0,7	185,1	40
	2013	235	2,6	-186,9	108,5	0,5	108,5	40
Итого по РИР		890	4,5	-104,3	743	0,8	743,3	40
ОПЗ	2009	624	3,4	10,5	377,0	0,6	377,0	51
	2010	786	3,8	14,6	561,8	0,7	561,8	68
	2011	495	4,7	44,6	319,3	0,6	319,3	60
	2012	555	4,4	47,6	435,1	0,8	435,1	65
	2013	214	4,2	22,3	136,8	0,6	136,8	39
Итого по ОПЗ		2674	4,0	26,9	1830	0,7	1830,0	56

Осредненные параметры по видам мероприятий в 2009-2013 гг на Самотлорском месторождении

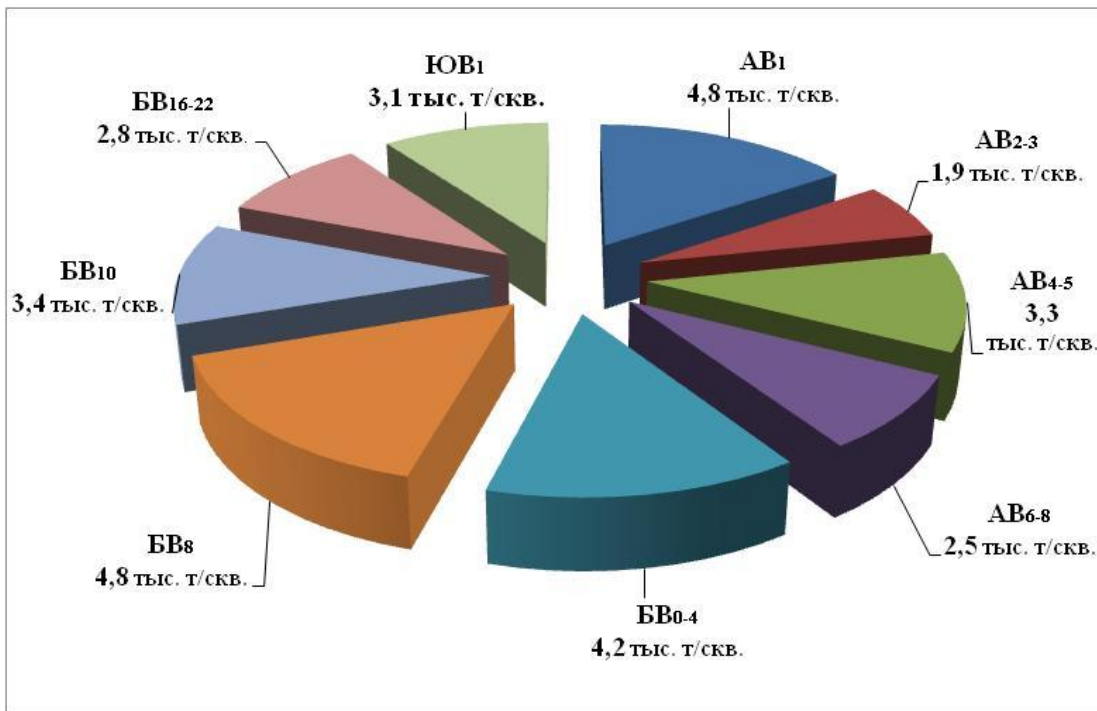
Вид ГТМ	Год	Количество скважино-операций	Прирост дебита нефти, т/сут	Прирост дебита жидкости, т/сут	Годовая доп. добыча нефти, тыс. т	Уд. доп. добыча нефти, тыс. т/скв	Нак. доп. добыча нефти, тыс. т	Коэфф. эффективности, %
ПВР	2009	561	5,7	38,2	387,3	0,7	387,3	61
	2010	344	5,0	31,0	370,1	1,1	370,1	58
	2011	177	6,3	51,7	220,3	1,2	220,3	55
	2012	131	5,4	57,1	120,8	0,9	120,8	63
	2013	72	4,4	25,5	38,6	0,5	38,6	50
Итого по ПВР		1285	5,5	40,0	1137	0,9	1137,1	59
Оптимизация насосного оборудования	2009	509	7,1	95,1	609,8	1,2	643,6	45
	2010	429	6,9	86,6	500,2	1,2	568,6	43
	2011	529	8,4	107,9	908,4	1,7	988,3	73
	2012	708	8,7	131,7	1030,2	1,5	1076,1	65
	2013	461	6,8	106,8	522,6	1,1	522,6	65
Итого по оптимизации		2636	7,7	108,4	3571	1,4	3799,1	61
Возвраты и приобщения	2009	459	9,7	104,1	684,2	1,5	2386,0	56
	2010	445	9,9	104,9	533,0	1,2	1568,3	57
	2011	433	9,7	111,2	486,2	1,1	1249,6	50
	2012	473	7,2	98,4	394,3	0,8	786,6	36
	2013	267	7,4	96	215,5	0,8	215,5	38
Итого по возвратам и приобщениям		2077	9,1	103,4	2313	1,1	6206	46
В целом за период 2009 - 2013 гг.								
Итого по ГТМ	2009	3003	14,2	52,9	4616,8	1,5	12306,2	58
	2010	3154	11,6	49,5	5150,3	1,6	12164,3	60
	2011	2856	11,2	50,9	4667,1	1,6	9748,7	57
	2012	3138	8,5	55,0	4057,8	1,3	6351,8	49
	2013	1973	7,6	35,5	2414,3	1,2	2414,2	47
Средние показатели за календарные годы		14124	10,6	48,7	20906	1,5	42985,2	56

Распределение дополнительной добычи (тыс. т) по видам ГТМ

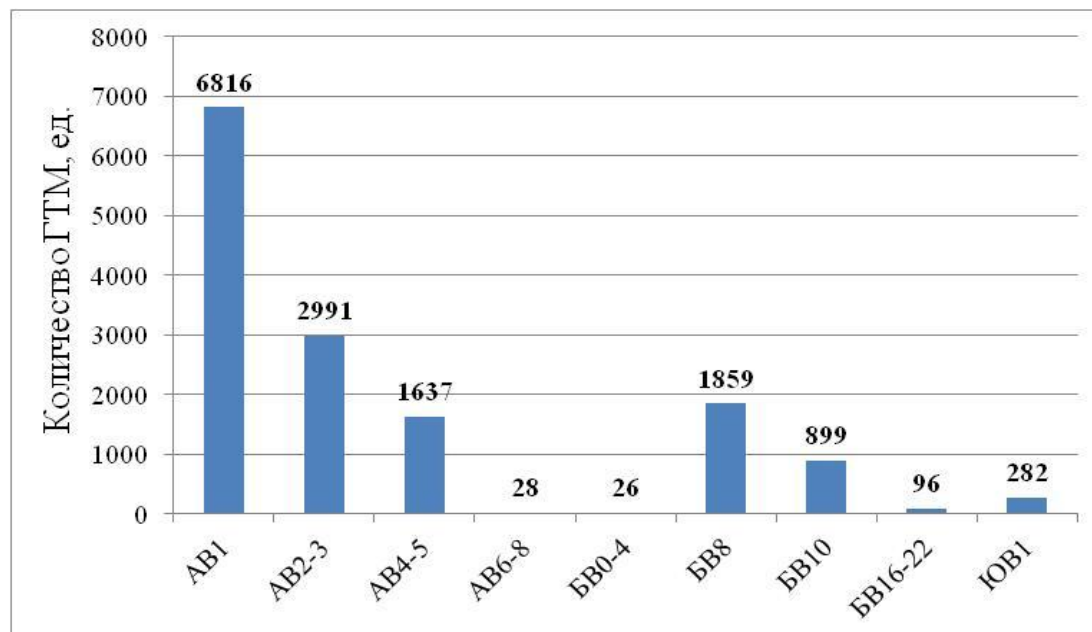
Распределение объемов ГТМ по видам



Распределение удельной доп. добычи нефти (тыс. т/сква.) по видам ГТМ



Распределение объемов ГТМ по пластам



Методы увеличения нефтеотдачи пластов, апробированные на месторождении

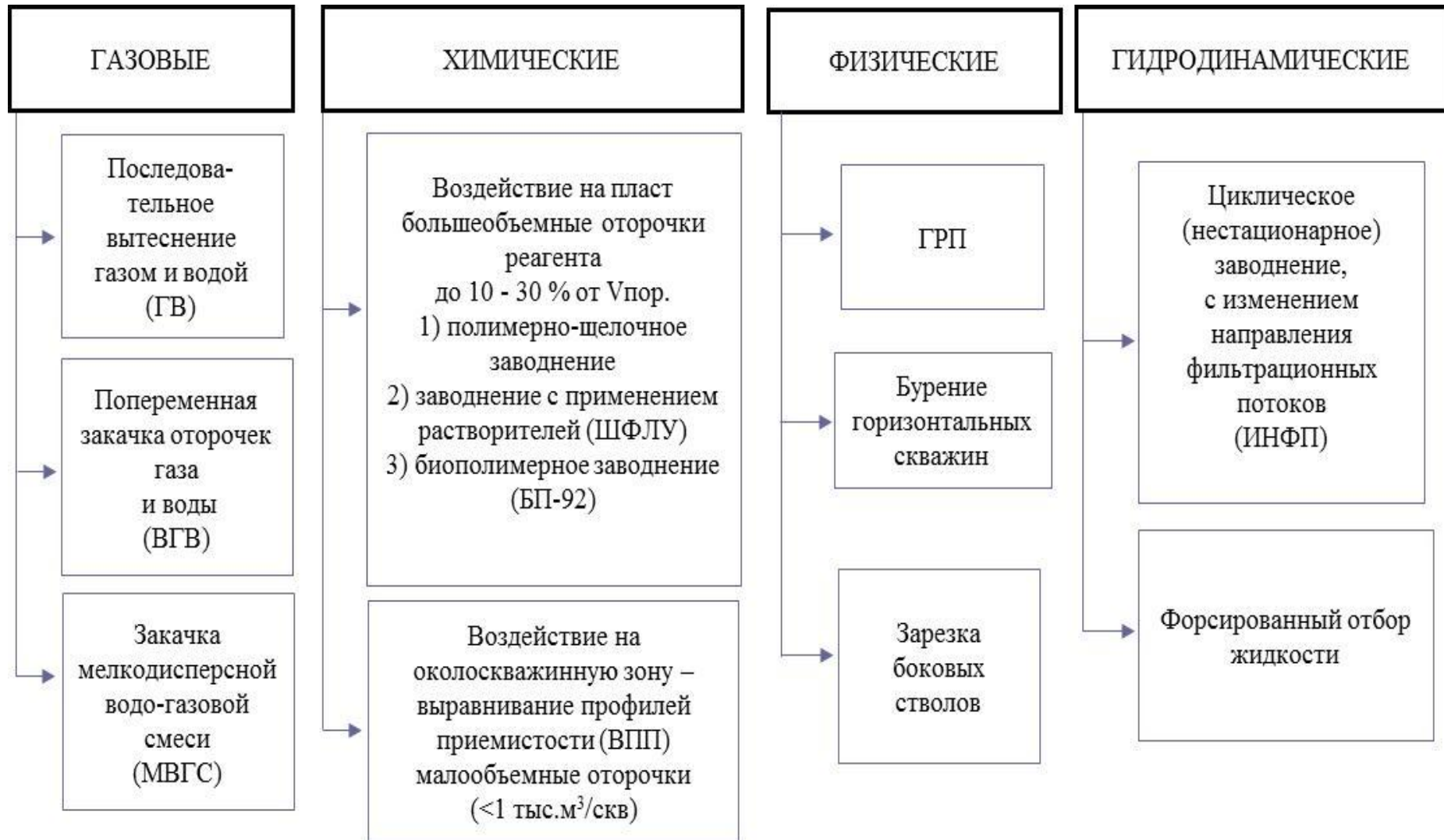
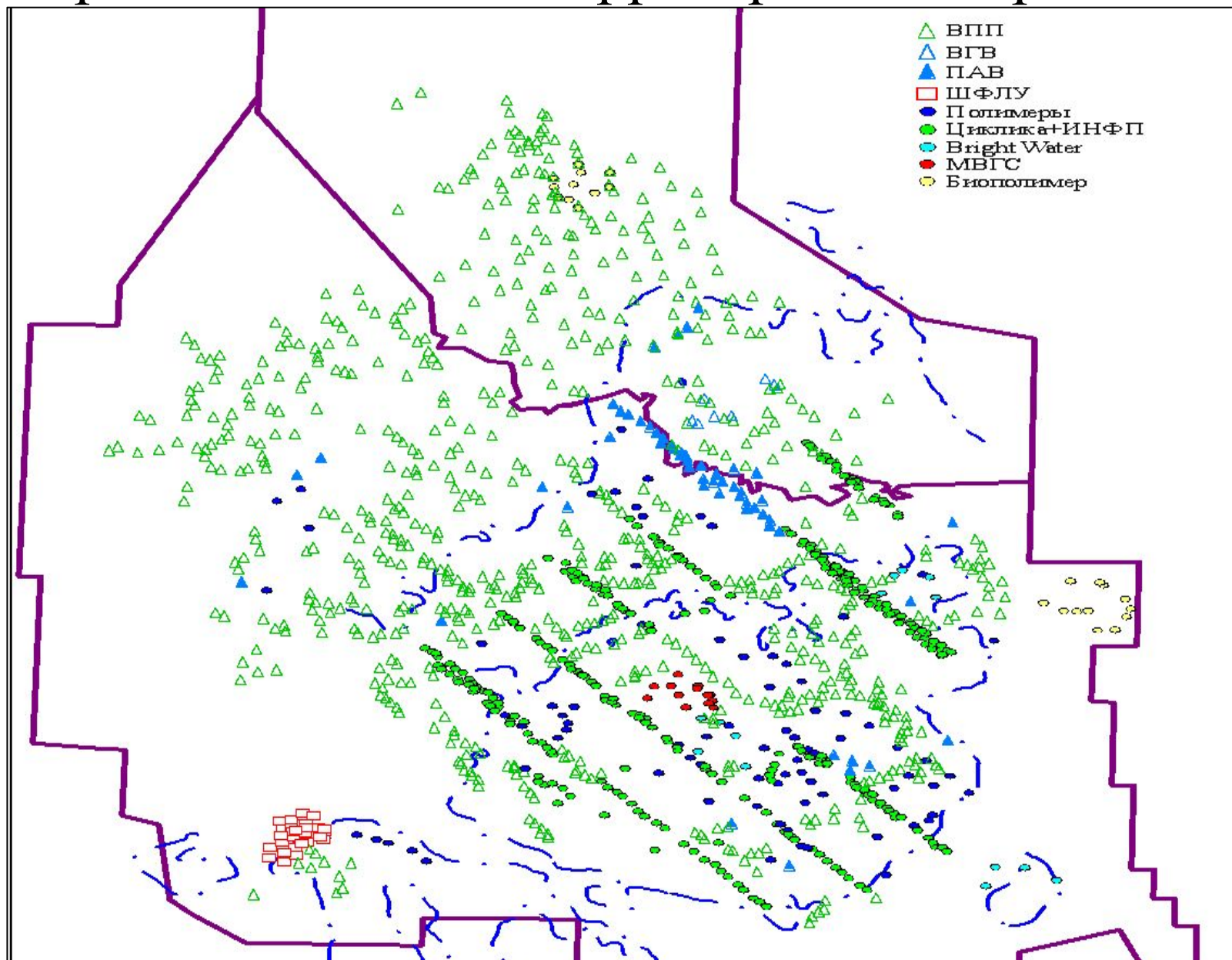


Схема расположения опытных участков по апробации МУН на территории месторождения



Сведения об эффективности технологий увеличения нефтеотдачи, применявшихся на месторождении

№	Технология	Период времени	Количество скважин на участках, всего (доб+нагн)	Объем доп. добычи нефти, тыс.т	Нак. уд. доп. добыча нефти, тыс.т/скв. в год
1	Циклическое заводнение (ИНФП)	1974 - 1978	2000	6630 - 10312	0,2 - 0,4
Поверхностно-активные вещества					
2	ПАВ низкой концентрации	1978 - 1983	370	164	0,1
	ПАВ высокой концентрации	1984 - 1985	83	400	0,8
	Состав ИХН (ПАВ+щелочь)	1986 - 1989	24	116	1
3	Закачка ШФЛУ	1982 - 1984	25	261	5,2
4	Газовое и водогазовое воздействие	1984 - 1993	87	1511 - 2290	2,5 - 3,0
		2008-2009	22	0	0
	МВГС	2009-2010	28	24	0,4
		2013	57	0	0
Модификации полимерно-щелочного заводнения					
5	Полимер-дисперсные системы (ПДС)	1988 - 1992	492	664	0,3
	Комплекс ПДС+ПАВ	1988	28	73	2,6
	Комплекс полимер+щелочь (ПАА+МДС)	1999 - 2000	17	13	0,7
Комплексные технологии воздействия на нагнетательных и добывающих скважинах					
6	ВПП + ГТМ + ввод из б/д	1987 - 1988	63	40	1,1
	ИТНАВ (ИНФП+ВПП+ГТМ)	1997	32	8	0,2
Потокорректирующие технологии в нагнетательных скважинах					
7	ВПП нагнетательных скважин небольшими оторочками (<1,0 тыс. м3/скв); Всего около 90 различных химических составов	1994 - 2001	6000	14054	2,3
	Bright Water	2013	11	0	0
8	Биополимерное заводнение (БП-92)	2001-2002	60	31	0,5
		2009-2012	62	19,5	0,08

Объемы и эффективность ГРП в 2009-2013 гг.

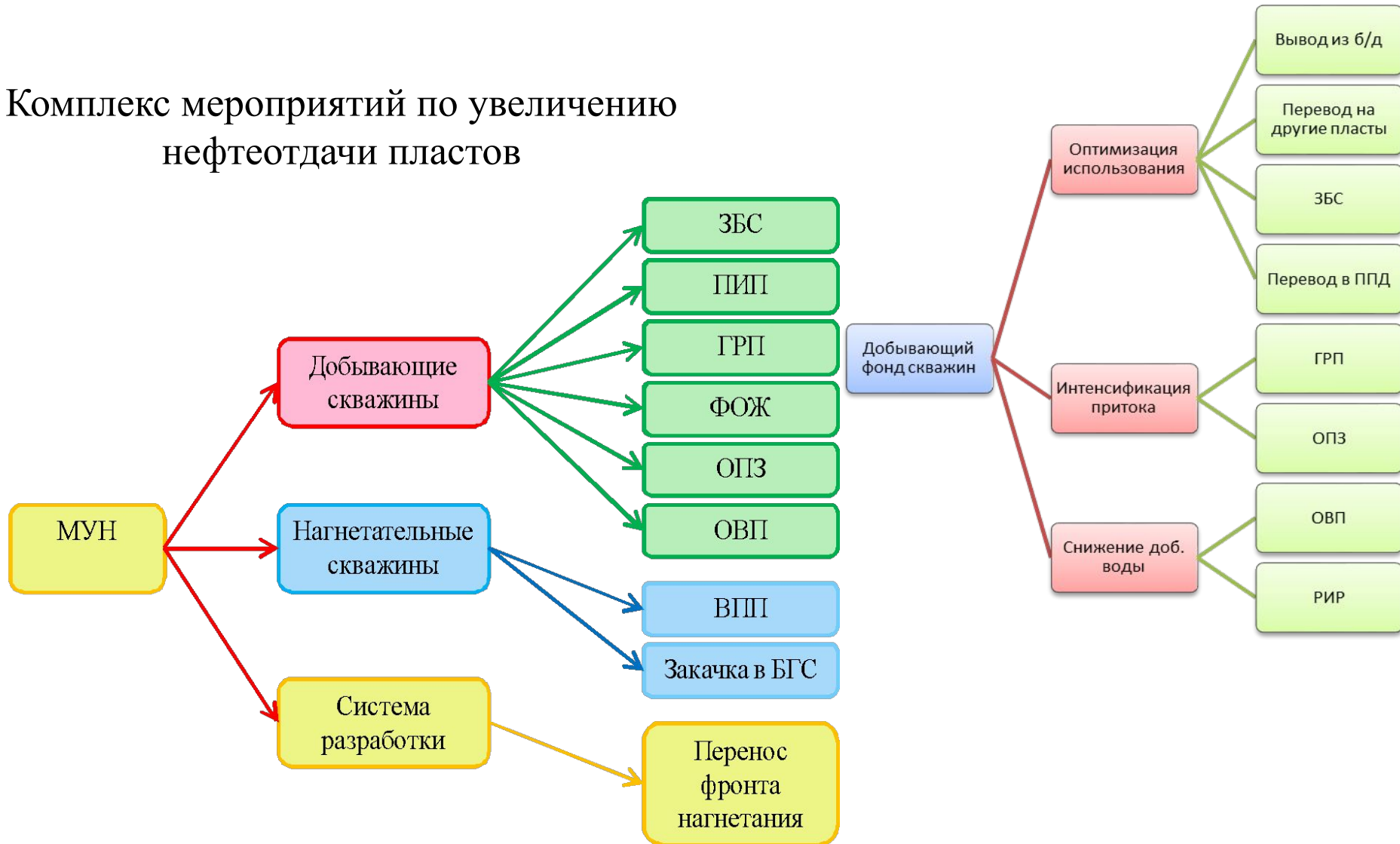
Объект	Количество операций, ед.	Суммарная добыча нефти, тыс.т	Удельная добыча нефти, тыс.т/скв
АВ ₁ ¹⁻²	2251	11335,8	5,0
АВ ₁ ³	199	979,1	4,9
Итого	2450	12314,9	5,0

Суммарные показатели эффективности ЗБС в 2009-2013 гг.

Объект	Кол-во скважино-операций, ед.	Среднегодовой прирост дебита нефти, т/сут.	Среднегодовой прирост дебита жидкости, т/сут.	Среднегодовая дополнительная добыча нефти, тыс. т	Удельная среднегодовая дополнительная добыча нефти, тыс. т/скв.	Накопленная дополнительная добыча нефти на 1.01.2014 г., тыс. т	Удельная накопленная дополнительная добыча нефти на 1.01.2014 г., тыс. т	Коэффициент эффективности, д. ед.
АВ ₁ ¹⁻²	152	17,2	52,2	337,4	2,2	846	5,6	0,4
АВ ₁ ³	86	27,9	193,8	385,1	4,5	786	9,1	0,6
Итого	238	21,1	103,4	722,5	3,0	1632	6,9	0,5

Схема формирования программы ГТМ на добывающем фонде скважин

Комплекс мероприятий по увеличению нефтеотдачи пластов



Планируемые объемы и ожидаемая эффективность по ГРП

Объект	Показатели по ГРП	2014	2015	2016	2017	2018	Всего за проектный срок
AB ₁ ¹⁻²	количество операций	225	258	230	227	225	1165
	доп. добыча нефти, тыс. т	626,9	788,0	864,5	1060,4	1234,0	32615
AB ₁ ³	количество операций	13	11	10	8	6	48
	доп. добыча нефти, тыс. т	10,6	18,9	26,4	25,2	28,6	2402
Итого	количество операций	238	269	240	235	231	1213
	доп. добыча нефти, тыс. т	637,5	806,9	890,9	1085,6	1262,6	35017

Планируемые объемы и ожидаемая эффективность по ЗБС

Объект	Показатели по ЗБС	2014	2015	2016	2017	2018	Всего за проектный срок
AB ₁ ¹⁻²	количество операций	68	62	59	68	84	341
	доп. добыча нефти, тыс. т	168,6	382,4	507,1	614,5	751,3	39418,3
AB ₁ ³	количество операций	2	6	16	18	21	63
	доп. добыча нефти, тыс. т	4,4	22,3	64,5	106,9	145,9	26114,1
Итого	количество операций	70	68	65	86	105	404
	доп. добыча нефти, тыс. т	173,0	404,7	571,6	721,4	897,2	65532,4

Планируемые объемы и ожидаемая эффективность по переводам и приобщениям

Объект	Показатели по ПИП	2014	2015	2016	2017	2018	Всего за проектный срок
AB ₁ ¹⁻²	количество операций	0	0	0	0	0	0
	доп. добыча нефти, тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
AB ₁ ³	количество операций	32	41	36	39	28	176
	доп. добыча нефти, тыс. т	27,9	64,2	97,3	126,7	144,6	20301,3
Итого	количество операций	32	41	36	39	28	176
	доп. добыча нефти, тыс. т	27,9	64,2	97,3	126,7	144,6	2031,3

Планируемые объемы и ожидаемая эффективность по ОПЗ

Объект	Показатели по ОПЗ	2014	2015	2016	2017	2018	Всего за проектный срок
AB ₁ ¹⁻²	количество операций	154	236	241	251	239	1121
	доп. добыча нефти, тыс. т	98,9	232,3	278,3	377,2	380,8	15397,6
AB ₁ ³	количество операций	26	26	26	26	27	131
	доп. добыча нефти, тыс. т	14,1	26,0	33,8	35,5	36,5	4208,3
Итого	количество операций	180	262	267	277	266	1252
	доп. добыча нефти, тыс. т	113	258,3	312,1	412,7	417,3	19605,9

Планируемые объемы и ожидаемая эффективность по МУН

Объект	Показатели по МУН	2014	2015	2016	2017	2018	Всего за проектный срок
АВ ₁ ¹⁻²	количество операций	5	0	0	0	0	5
	доп. добыча нефти, тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	543,6
АВ ₁ ³	количество операций	0	0	10	20	20	50
	доп. добыча нефти, тыс. т	0,0	0,0	4,2	11,3	10,7	4687,6
Итого	количество операций	5	0	10	20	20	55
	доп. добыча нефти, тыс. т	0	0	4,2	11,3	10,7	5231,2

Планируемые объемы и ожидаемая эффективность по оптимизации насосного оборудования

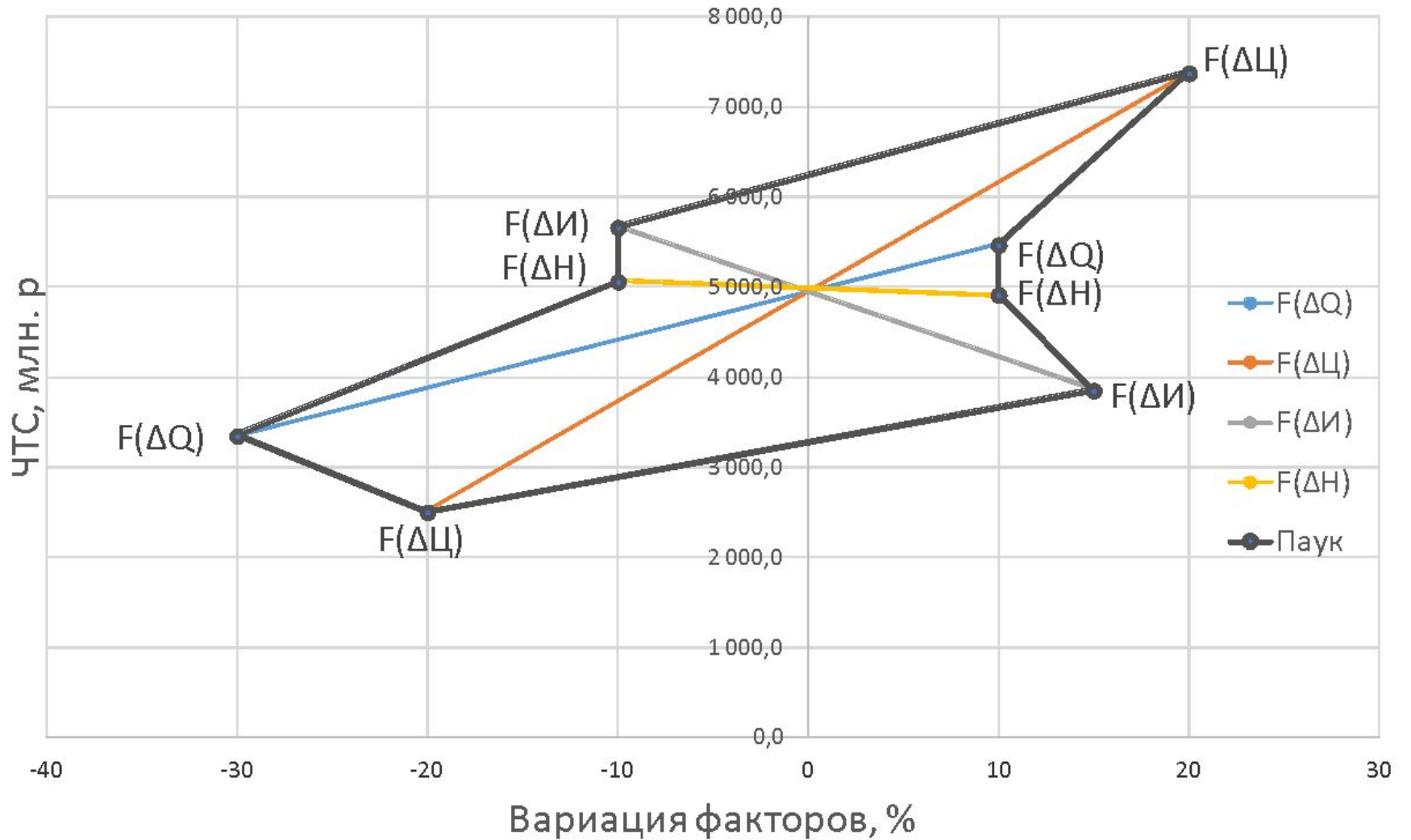
Объект	Показатели по оптимизации	2014	2015	2016	2017	2018	Всего за проектный срок
АВ ₁ ¹⁻²	количество операций	76	87	90	91	82	426
	доп. добыча нефти, тыс. т	74,0	132,4	202,2	248,8	238,4	11937,9
АВ ₁ ³	количество операций	44	44	43	40	28	199
	доп. добыча нефти, тыс. т	58,6	119,4	168,0	162,7	134,7	7250,4
Итого	количество операций	120	131	133	131	110	625
	доп. добыча нефти, тыс. т	132,6	251,8	370,2	411,5	373,1	19188,3

Планируемые объемы и ожидаемая эффективность по РИР, ликвидации негерметичности и прочих аварий

Объект	Показатели по РИР	2014	2015	2016	2017	2018	Всего за проектный срок
АВ ₁ ¹⁻²	количество операций	75	51	52	52	54	284
	доп. добыча нефти, тыс. т	63,6	73,1	73,3	80,4	80,9	2895,8
АВ ₁ ³	количество операций	33	17	16	16	16	98
	доп. добыча нефти, тыс. т	23,5	24,8	23,5	25,8	26,2	2474,4
Итого	количество операций	108	68	68	68	70	382
	доп. добыча нефти, тыс. т	87,1	97,9	96,8	106,2	107,1	5370,2

Оценка рисков

Диаграмма "Паук"



Вывод: проект не подвержен рискам