

**АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ
САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT
OF THE SAMOTLORSKOYE FIELD**

Антонов Евгений Николаевич

ведущий инженер по бурению
управления супервайзинга бурения,
АО «Самотлорнефтегаз»
evgeniy_kz@mail.ru

Шутов Дмитрий Васильевич

инженер по планированию ремонта
и обслуживанию оборудования,
Интегрированный комплекс
по добыче природного газа и конденсата,
подготовке сжиженного газа,
отгрузке СПГ и газового конденсата,
Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения
ПАО «НОВАТЭК» ООО «ЯМАЛ СПГ»
dm-shutov72@inbox.ru

Аннотация. В статье приведён анализ системы разработки Самотлорского месторождения. Выполнен анализ показателей разработки месторождения, анализ показателей работы фонда скважин и анализ выполнения проектных решений. Описаны мероприятия по совершенствованию разработки залежи, мероприятия по совершенствованию эксплуатации скважин, мероприятия по совершенствованию системы поддержания пластового давления и мероприятия по совершенствованию системы сбора и подготовки скважинной продукции. Рассмотрена технология плазменно-импульсного воздействия. Показано, что за последние годы на месторождении сложилась критическая ситуация. Техническое состояние созданных на месторождении производственных фондов (вследствие длительной их эксплуатации) характеризуется как близкое к аварийному. Это связано с общим закономерным физическим износом и моральным старением оборудования.

Ключевые слова: анализ показателей разработки месторождения; анализ показателей работы фонда скважин; анализ выполнения проектных решений; мероприятия по совершенствованию разработки залежи; мероприятия по совершенствованию эксплуатации скважин; мероприятия по совершенствованию системы поддержания пластового давления; мероприятия по совершенствованию системы сбора и подготовки скважинной продукции; технология плазменно-импульсного воздействия.

Antonov Evgeny Nikolaevich

Lead drilling engineer
of the supervising drilling department,
JSC «Samotlorneftegaz»

Shutov Dmitry Vasilievich

Planning Engineer
Maintenance Department,
Integrated Facility for Production,
Processing, Liquefaction, LNG
and Gas Condensate loading from
the South Tambayskoye gas
and condensate field
«NOVATEK» PJSC «Yamal LNG» LLC
dm-shutov72@inbox.ru

Annotation. The article provides an analysis of the development system of the Samotlorskoye field. The analysis of the field development indicators, the analysis of the well stock performance indicators and the analysis of the design solutions implementation were performed. The measures to improve the development of the reservoir, measures to improve the operation of wells, measures to improve the system for maintaining reservoir pressure and measures to improve the collection and preparation of well products are described. The technology of plasma-pulse action is considered. It is shown that a critical situation has developed at the field in recent years. The technical condition of the production assets created at the field (due to their long-term operation) is characterized as close to emergency. This is due to the general natural wear and tear and obsolescence of the equipment.

Keywords: analysis of field development indicators; analysis of well stock performance indicators; analysis of the implementation of design solutions; measures to improve the development of deposits; measures to improve well operation; measures to improve the reservoir pressure maintenance system; measures to improve the collection and preparation system of well products; plasma pulse technology.

А анализ показателей разработки Самотлорского месторождения

С начала разработки по месторождению отобрано 2547 млн тонн нефти (по проекту – 2545 млн тонн). Накопленная добыча жидкости составляет 11014 млн тонн (по проекту – 10989 млн тонн). Накопленная добыча нефти выше проектного уровня на 1281 тыс. тонн (0,1 %), накопленная добыча жидкости выше на 24389 тыс. тонн. Накопленная закачка с начала разработки составила 12833 млн м³ (по проекту 12801 млн м³), что выше проектного уровня на 31237 тыс. м³. Накопленная компенсация отборов закачкой с начала разработки составила 106,7 %, что совпадает с проектным показателем.

В 2017 году по Самотлорскому месторождению отобрано 29306 тыс. тонн нефти (по проекту – 28009 тыс. тонн), что выше проектного уровня на 1298 тыс. тонн (+5 %). Добыча жидкости в 2017 году превысила проектный уровень на 13057 тыс. тонн – по факту было добыто 412,5 млн тонн при проекте 399,6 млн тонн. Превышение добычи нефти и жидкости над проектными уровнями обусловлено вводом новых скважин, работой по выводу скважин из неработающих категорий и проведением геолого-технологических мероприятий.

Объект АВ₄₋₅ введён в разработку в 1984 году. За всю историю разработки по состоянию на 01.01.2018 г. добыто 140,5 млн тонн нефти, что составляет 75,0 % от начальных извлекаемых запасов, текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,403 (конечный утверждённый – 0,538). Накопленная добыча жидкости составила 996,3 млн тонн, накопленная закачка – 1085,8 млн м³, водонефтяной фактор (ВНФ) – 6,1. Динамика основных технологических показателей разработки приведена на рисунке 1 и в таблице 1.

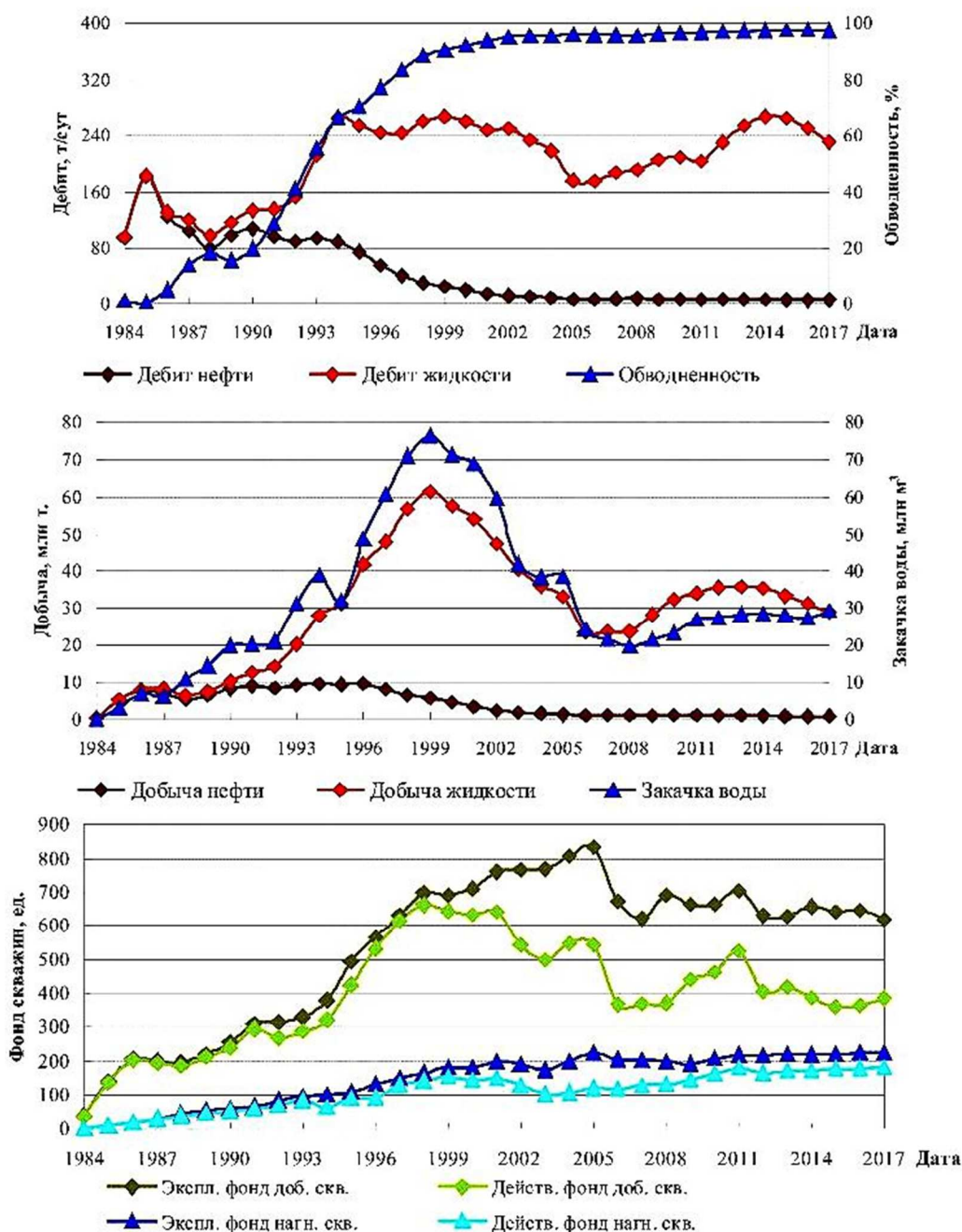
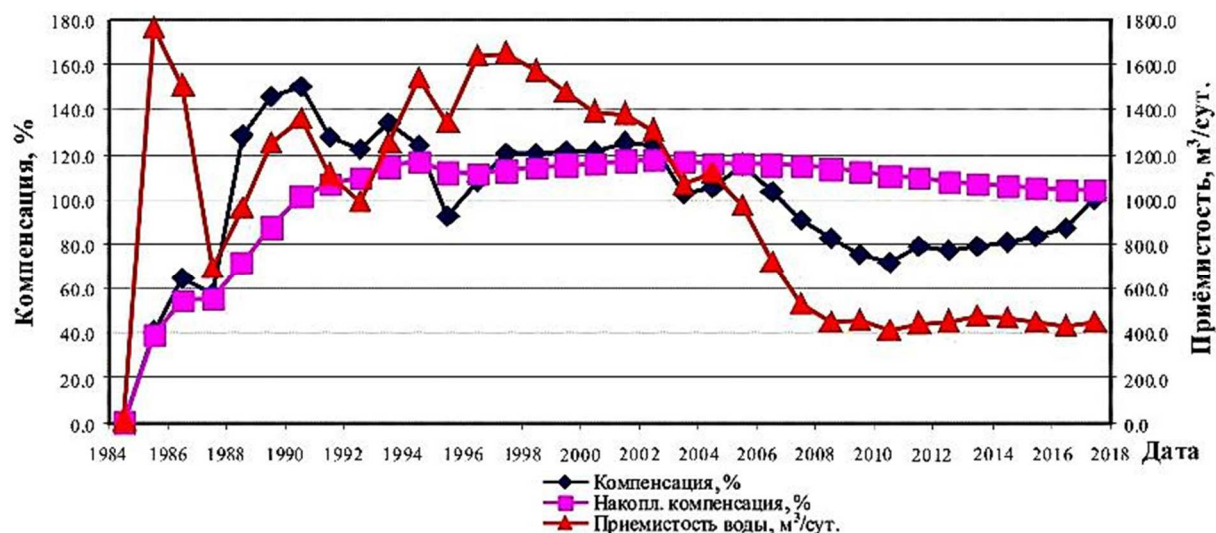


Рисунок 1 – Динамика показателей разработки объекта АВ₄₋₅ Самотлорского месторождения



Окончание рисунка 1 – Динамика показателей разработки объекта АВ₄₋₅ Самотлорского месторождения

Система разработки блоковая с тремя и пятью эксплуатационными рядами с переходом на блочно-замкнутую.

В разработке объекта можно выделить 4 этапа.

С начала эксплуатации до 1996 года – объект характеризуется активным разбуриванием, наращиванием отборов нефти и жидкости, сопровождающиеся активным ростом обводнённости. В абсолютном большинстве случаев источником обводнения скважин являлась закачиваемая вода, однако в начальный период вплоть до 1986 года причиной служило образование конусов из нижней водонасыщенной части пласта. Залежь пласта АВ₄₋₅ расположена в водонефтяной зоне. Обычно безводный период работы продолжался от 6 месяцев до года. Максимальный уровень добычи нефти был достигнут в 1996 году – 9,6 млн тонн при обводнённости 77 %. По состоянию на 01.01.1997 г. накопленная добыча нефти составила 94,4 млн тонн (67,5 % от всей накопленной добычи).

С 1997 по 2007 гг. наблюдается резкое снижение объёмов добычи нефти (ежегодный процент падения добычи нефти составляет от 13 до 33 %, в среднем – 19 %). Максимальный процент падения отборов нефти отмечался в 2001 и 2002 годах – 25 и 33 % соответственно. Уменьшение объёмов добычи нефти было вызвано снижением дебитов нефти в среднем на 21 % в год (от 11 до 28 %) в связи с ростом обводнённости продукции с 77 % (1996 г.) до 96 % (2007 г.), что повлияло на ухудшение ситуации в области использования фонда добывающих скважин. Бездействующий фонд вырос с 36 скважин в 1996 году до 306 скважин в 2006 году. Суммарное время добычи нефти ежегодно уменьшалось в период с 2000 по 2004 гг. в среднем на 6 %, а в 2006 году на 29 %, при том, что с 1996 по 2007 гг. в эксплуатацию были введены 463 новые добывающие скважины. Эксплуатационный фонд, незначительно изменяясь от года к году, за рассматриваемый отрезок времени численно практически не уменьшился (1997 год – 631 ед., 2007 год – 622 ед.), зато действующий фонд за тот же период сократился почти на треть – с 615 до 369 скважин.

С 2008 по 2011 год добыча нефти стабилизируется на уровне 1004–1099 тыс. тонн, несмотря на постепенное уменьшение величины среднегодового дебита по нефти (2008 год – 8,1 тонн/сут., 2011 год – 6,5 тонн/сут.). Скомпенсировать это падение удалось за счёт увеличения действующего фонда добывающих скважин, явившегося следствием планомерной работы по сокращению бездействующего фонда. Так, в период с 2009 по 2011 год величина суммарного времени добычи ежегодно увеличивалась в среднем на 11 %. Обводнённость, достигнув к 2007 году величины 96 %, в рассматриваемый отрезок времени практически не менялась.

С 2012 до 2017 год наблюдается постоянное снижение уровня добычи нефти на 5–11 %. Основной причиной стало очередное ухудшение использования добывающего

Таблица 1 – Динамика показателей разработки объекта АВ₄₋₅ Самогторского месторождения

Дата	Добыча нефти	Дебит нефти	Накопл. добыча нефти	Добыча жидкости	Дебит жидкости	Накопл. добыча жидкости	Обводненность %	Заказка воды тыс. куб. м	Принимается вода куб. м/сут	Накопл. закачки воды тыс. куб. м	Компенсация %	Накопл. коэффициент с-я %	Эксп. фонд добычи скважин шт	Действ. фонд добычи скважин шт	Эксп. фонд нагн. скважин шт	Действ. фонд нагн. скважин шт
	тыс. т	т/сут	тыс. т	тыс. т	т/сут	тыс. т	%	м	куб. м/сут	тыс. куб. м	сальдо	%	шт	шт	шт	шт
01.12.1984	168,3	94,9	168,3	170,1	95,9	170,1	1,1	0,0	10,6	0,0	0,0	0,0	38	37	1	1
01.12.1985	509,6	182,6	5264,4	5126,3	183,6	5296,4	0,6	2832,4	1764,5	2832,4	37,1	35,9	138	134	10	10
01.12.1986	7543,9	125,0	12808,4	7950,1	131,7	13246,5	5,1	6886,8	1508,4	9719,2	59,0	49,7	205	201	18	18
01.12.1987	6988,8	104,5	19797,2	8109,7	121,2	21356,2	13,8	6065,6	690,4	15784,8	52,5	50,7	200	193	29	29
01.12.1988	5301,3	80,1	25098,5	6484,2	98,0	27840,4	18,2	10737,1	963,6	26542,0	118,3	66,0	195	185	43	38
01.12.1989	6375,1	98,7	31473,6	7364,2	117,2	35404,6	15,7	14394,5	1247,7	40936,5	134,5	80,4	221	210	54	45
01.12.1990	8215,8	108,0	39689,4	10244,2	134,7	45648,8	19,8	19810,7	1357,3	60747,1	138,7	93,2	234	240	60	52
01.12.1991	8973,8	98,0	48663,1	12534,8	137,1	58203,6	28,5	20117,1	1110,2	80864,3	118,6	98,4	310	294	66	58
01.12.1992	8317,5	91,0	56980,6	14178,4	155,2	72382,0	41,3	20983,3	989,4	101847,5	115,1	101,4	315	267	83	68
01.12.1993	9024,5	95,2	66005,2	20229,4	213,3	92611,4	55,4	31366,5	1252,3	133214,1	127,6	106,6	330	286	95	83
01.12.1994	9491,8	89,7	75496,9	28265,7	267,2	120877,0	66,4	39109,6	1538,2	172323,6	119,3	109,2	379	321	98	62
01.12.1995	9281,9	75,7	84778,9	31391,0	256,0	152268,0	70,4	31915,4	1340,6	204239,0	89,2	105,5	494	424	108	90
01.12.1996	9379,8	56,3	94358,7	41878,2	246,2	194146,2	77,1	48708,8	1639,8	252947,8	105,1	105,4	567	531	129	92
01.12.1997	7931,8	40,4	102290,5	48043,8	244,9	242190,0	83,5	60722,8	1651,4	313670,7	117,7	107,6	631	615	148	128
01.12.1998	6536,4	29,9	108826,9	56884,0	260,5	299074,0	88,5	70984,7	1572,2	384655,4	119,0	109,5	698	662	164	142
01.12.1999	5701,3	24,9	114528,2	61436,7	268,2	360510,7	90,7	76392,6	1473,7	461047,9	119,8	111,1	691	643	181	152
01.12.2000	4497,8	20,5	119025,9	57547,4	261,8	418058,1	92,2	71421,8	1390,0	532469,8	120,4	112,3	711	632	179	143
01.12.2001	3366,0	15,5	122391,9	54094,2	248,5	472152,3	93,8	68762,6	1381,1	601232,4	124,3	113,5	761	642	198	149
01.12.2002	2254,3	11,9	124646,3	47391,7	230,2	519544,1	95,2	59478,1	1308,9	660710,4	123,6	114,4	767	544	190	127
01.12.2003	1832,5	10,6	126478,8	40707,0	234,6	560251,0	95,5	41910,8	1066,6	702621,2	101,6	113,5	770	497	174	102
01.12.2004	1527,2	9,3	128006,0	36139,8	219,2	596390,9	95,8	38350,7	1114,6	740972,0	104,8	113,0	806	548	199	105
01.12.2005	1263,5	6,7	129269,4	33270,6	176,5	629661,4	96,2	38579,3	973,1	779551,3	114,8	113,1	833	543	224	119
01.12.2006	954,2	7,2	130223,6	23312,2	175,1	652992,6	95,9	24297,4	720,0	803848,7	102,9	112,8	672	366	204	116
01.12.2007	1003,7	8,1	132178,5	23699,7	191,4	700402,3	95,8	19605,9	530,4	825425,4	90,0	112,0	622	369	202	127
01.12.2008	1012,3	7,4	133190,8	28282,1	206,0	728684,4	96,4	21417,3	438,1	845031,3	81,7	111,1	691	370	199	129
01.12.2009	1099,0	7,2	134289,7	32357,6	210,7	761042,1	96,6	23315,2	413,2	889763,8	71,5	108,3	664	462	207	163
01.12.2010	1082,4	6,5	135372,1	34100,9	203,9	795142,9	96,8	27030,4	441,2	916794,2	78,7	107,1	706	524	217	179
01.12.2011	994,1	6,4	136366,2	35704,7	231,4	830847,7	97,2	27486,1	450,9	944280,3	76,6	105,9	631	404	216	164
01.12.2012	945,1	6,7	137311,3	35949,2	255,3	866796,9	97,4	28319,6	474,6	972399,9	78,4	104,8	629	418	221	170
01.12.2013	883,6	6,7	138194,9	35383,6	268,7	902380,5	97,5	28530,2	465,2	1001150,0	79,9	103,9	657	386	218	171
01.12.2014	784,5	6,2	138979,5	33450,3	265,7	933830,8	97,7	28035,3	449,1	1029185,3	83,6	103,2	641	358	220	177
01.12.2015	749,0	6,0	139728,5	31363,2	251,1	967194,1	97,6	27326,9	431,5	1056512,3	86,9	102,7	646	364	224	177
01.12.2016	744,9	5,9	140473,4	29122,9	231,5	996317,0	97,4	29262,3	447,5	1085774,6	100,1	102,6	620	384	225	181

фонда скважин. Величина суммарного отработанного добывающими скважинами времени уменьшалась постоянно, в среднем на 4,6 % в год. Дебит нефти за тот же период уменьшился не столь значительно с 6,4 тонн/сут. в 2012 году до 5,9 тонн/сут. в 2017 году. Дебит жидкости с 2012 года (231,4 тонн/сут.) по 2014 год (268,7 тонн/сут.) увеличивался, а затем начал снижаться и в 2017 году составил 231,5 тонн/сут.

Добыча нефти в 2017 году была на 15 тыс. тонн или 2 % выше проектной (744,9 тыс. тонн – факт, 730,1 тыс. тонн – проект) за счёт большего, чем в проекте действующего фонда (проект – 382 скважины, факт – 384 скважины). Относительно 2016 года уровень добычи нефти снижен на 0,5 % или 4,1 тыс. тонн. Годовой темп отбора от начальных извлекаемых запасов равен 0,4 %, от текущих извлекаемых запасов – 1,59 %. Основные показатели по выработке запасов по состоянию на 01.01.2018 г. представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные показатели по выработке запасов объекта АВ₄₋₅ Самотлорского месторождения

Действующий фонд нефтяных скважин, шт.	384
Отбор от НИЗ, %	75,0
Темп отбора от НИЗ, %	0,4
Добыча нефти за 2016 год, тыс. тонн	744,9
Обводнённость за 2017 год, %	97,4
Накопленная добыча нефти на 1 скважину, участвующую в разработке, тыс. тонн	97,0
Остаточные извлекаемые запасы на 1 действующую скважину, тыс. тонн	122,2
Коэффициент выработки, %	75
Кратность запасов, годы	63

Величина накопленной добычи нефти на 1 скважину, участвовавшую в разработке объекта, на дату анализа достигла значения 97,0 тыс. тонн, проектом предусматривалось 164,6 тыс. тонн.

Годовой отбор жидкости 29,1 млн тонн меньше проектного значения 30,2 млн тонн на 3,6 % в связи с более низкой, чем по проекту обводнённостью продукции (проект – 97,6 %, факт – 97,4 %). Несмотря на то, что в 2017 году было закачено 29,3 млн м³ воды, что превышает проектный показатель 26,4 млн м³ на 11 %. Текущая компенсация за 2017 год – 100,4 %, накопленная – 104,5 %. Средняя приёмистость нагнетательных скважин 447 м³/сут. практически не отличается от проектной 444 м³/сут.

Средние дебиты нефти и жидкости за 2017 год составили 5,9 тонн/сут. и 232 тонн/сут., что ниже соответствующих проектных показателей (6,2 тонн/сут. и 256 тонн/сут.) на 4 % и 9 %. Превышение проекта по добыче объясняется большим фактическим действующим добывающим фондом скважин и более высоким, чем в проекте, коэффициентом его эксплуатации.

В 2017 году из неработающего фонда было введено в эксплуатацию 53 добывающих и 2 нагнетательных скважины. За счёт мероприятий по сокращению неработающего фонда скважин в течение года было добыто 45,2 тыс. тонн нефти (6,1 % от годовой добычи), 350,1 тыс. тонн жидкости (1,2 %), средняя обводнённость добытой продукции составила 87,1 %. В результате перевода 2 нагнетательных скважин в работающий фонд дополнительно закачено в пласт АВ₄₋₅ 205,5 тыс. м³ воды при среднегодовой приёмистости скважин 466 м³/сут.

По состоянию на 01.01.2018 г. в неработающий фонд были переведены 7 добывающих скважин или 13,2 % от всех введённых добывающих скважин.

В 2017 году на объект введено переводом с других пластов 25 добывающих скважин, что меньше проектного показателя на 9 единиц или 26,5 %. За счёт меньшего, чем в проекте, количества и позднего ввода новых скважин добыто всего 22,8 тыс. тонн нефти, что меньше проектного показателя (51,2 тыс. тонн) в 2,2 раза. Дебиты нефти и жидкости новых скважин (7,5 тонн/сут. и 74 тонн/сут.) также не достигли проектных показателей (8,8 тонн/сут. и 88 тонн/сут.).

Под нагнетание в 2017 году было переведено 14 скважин вместо 2 по проекту, которые закачали 774 тыс. м³ воды со средней приёмистостью 712 м³/сут.

В течение 2017 года 65 скважин были переведены с пласта АВ₄₋₅ на вышележащие объекты.

Анализ показателей работы фонда скважин

По состоянию на 01.01.2018 г. общий фонд объекта составляет 1132 скважины. В добывающем фонде числится 838 скважин. Относительно проекта фонд реализован на 94,5 %. Характеристика пробуренного фонда приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристика фонда скважин объекта АВ₄₋₅ Самотлорского месторождения по состоянию на 01.01.2018 г.

Наименование	Категория фонда	Объект АВ ₄₋₅
Фонд нефтяных скважин	Общий фонд	838
	Эксплуатационный фонд	620
	в т.ч. действующие	384
	ЭЦН	302
	ШГН	35
	газлифт	46
	фонтан	1
	ГСН	0
	в бездействии	236
	в освоении	0
	в консервации	42
	пьезометрические	79
	наблюдательные	7
	в ожидании ликвидации	0
	ликвидированные	90
Фонд нагнетательных скважин	Общий фонд	294
	Эксплуатационный фонд	225
	в т.ч. действующие	181
	в бездействии	44
	в освоении	0
	в консервации	0
	пьезометрические	3
	наблюдательные	0
	в ожидании ликвидации	0
	ликвидированные	66

Эксплуатационный добывающий фонд пласта АВ₄₋₅ состоит из 838 скважин, из них: действующих – 384 ед., бездействующих – 236 ед., в консервации – 42 ед., наблюдательных – 7 ед., пьезометрических – 79 ед., ликвидировано – 90 ед. Распределение добывающих скважин по категориям приведено на рисунке 2.

Эксплуатационный добывающий фонд пласта АВ₄₋₅ (620 скважин) ниже показателя, утвержденного в «Авторском надзоре ...» (649 скважин) на 4,5 % за счёт меньшего бездействующего фонда. Действующий добывающий фонд (384 скважины) на 2 скважины превышает проектный.

Соотношение действующих добывающих и нагнетательных скважин 2,1:1 соответствует проекту.

Средний дебит нефти за 2017 год составил 5,9 тонн/сут., жидкости – 231,5 тонн/сут.

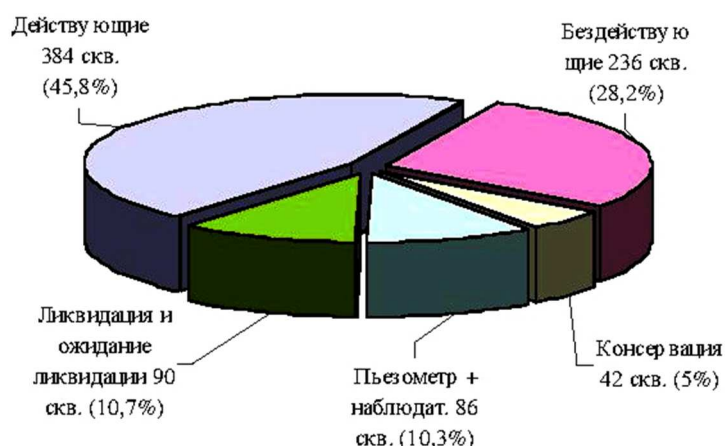


Рисунок 2 – Распределение добывающего фонда скважин по категориям Самотлорского месторождения по состоянию на 01.01.2018 г.

Основная часть фонда (324 скважины – 84 % действующего фонда) эксплуатировалась с дебитами нефти менее 10 тонн/сут., также небольшую группу составляли скважины, дебит нефти которых находится в интервале от 10 до 20 тонн/сут. (45 ед. – 12 %). Доля скважин с дебитами нефти более 20 тонн/сут. составляет 4 % действующего фонда – 15 скважин.

Около половины скважин (190 скважин – 49,5 %) эксплуатировались с дебитами жидкости выше 100 тонн/сут., доля низкодебитных скважин (дебит ниже 10 тонн/сут.) составила 16,4 % (63 скважины) и 34,1 % действующего фонда (131 скважина) работает с дебитами от 10 до 100 тонн/сут.

Основная часть действующих скважин (77,3 % – 297 ед.) на дату анализа работала с обводнённостью более 90 %, доля скважин, дававших продукцию с содержанием воды от 50 до 90 %, составляла 15,9 % (61 ед.) и только 26 скважин (6,8 %) характеризовались обводнённостью менее 50 %. По сравнению с состоянием на 01.01.2017 г. распределение скважин изменилось незначительно.

В 2017 году в 18 скважинах объекта АВ₄₋₅ отмечен рост обводнения на величину свыше 20 %.

Основной причиной роста обводнённости продукции скважин является работа ближайших нагнетательных скважин, подтягивание конуса воды из нижних водонасыщенных интервалов пласта, проведение ГТМ.

В настоящее время практически весь фонд объекта АВ₄₋₅ эксплуатируется механизированным способом (исключение составляет одна фонтанная скважина – 0,3 % действующего фонда). По состоянию на 01.01.2018 г. 302 скважины (79 %) эксплуатируются с помощью ЭЦН, 46 скважин (12 %) – газлифтным способом, 35 скважины (9,1 %) – с помощью ШГН. Распределение действующего фонда по применяемому оборудованию представлено на рисунке 3.

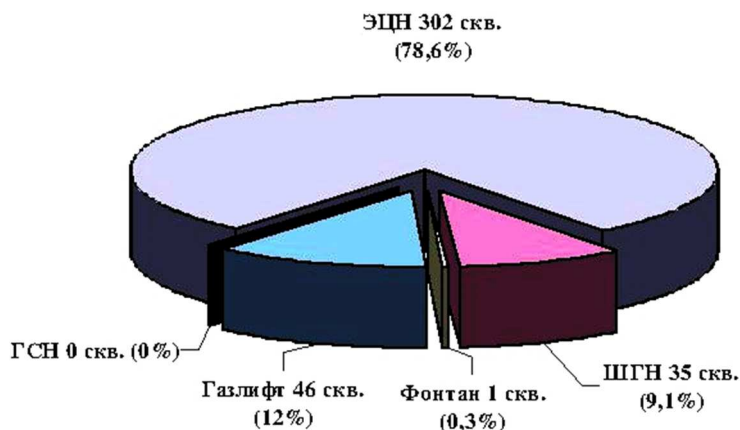


Рисунок 3 – Распределение действующего фонда скважин Самотлорского месторождения по способу эксплуатации на 01.01.2018 г.

Распределение дебитов нефти и жидкости по способам эксплуатации представлено на рисунке 4.

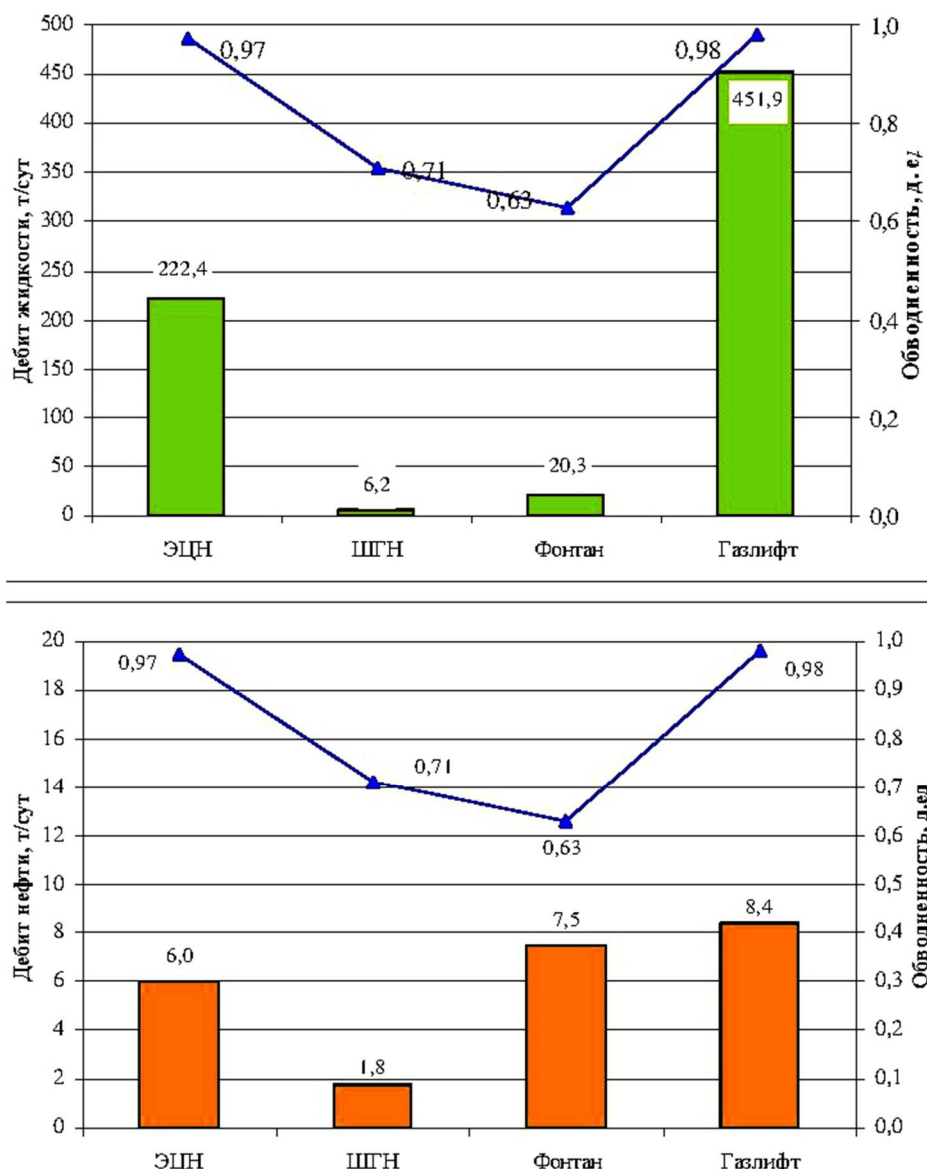


Рисунок 4 – Распределение действующих добывающих скважин Самотлорского месторождения по дебитам, обводнённости и по способам эксплуатации

Максимальный дебит жидкости и нефти отмечен по скважинам, эксплуатируемым с помощью газлифта, 452 тонн/сут. и 8,4 тонн/сут. соответственно при обводнённости 98 %. Скважины, оборудованные ЭЦН, имели дебит нефти и жидкости несколько ниже – 6,0 тонн/сут. и 222,4 тонн/сут. соответственно, при этом их обводнённость в среднем по году составила 97 %. В 35 скважинах, оборудованных ШГН, среднегодовой дебит нефти составил 1,8 тонн/сут., дебит жидкости – 6,2 тонн/сут., обводнённость – 71 %.

Скважины, оборудованные ЭЦН, в 2017 году обеспечили 77,7 % добычи нефти (579 тыс. тонн), газлифтные скважины – 141 тыс. тонн (19 %), с помощью ШГН добыто 22 тыс. тонн (3 %). Скважины, оборудованные ГСН, в 2017 году в эксплуатации не участвовали. В 2017 году фонтанным способом эксплуатировалась 1 скважина, которая добыла 2,7 тыс. тонн нефти или 0,4 % от общей добычи по пласту.

За всю историю разработки 42,2 % добычи нефти обеспечили фонтанные скважины – 59,3 млн тонн, газлифтные скважины добыли 42,2 млн тонн (30,1 %), скважины, оборудованные ЭЦН, добыли 37,1 млн тонн (26,4 %), ШГН – 1,8 млн тонн (1,3 %). На долю скважин с ГСН приходится 18,7 тыс. тонн накопленной добычи нефти (0,01 %).

Динамика доли добычи нефти по способам эксплуатации представлена на рисунке 5, распределение накопленной добычи по способам эксплуатации – на рисунке 6.

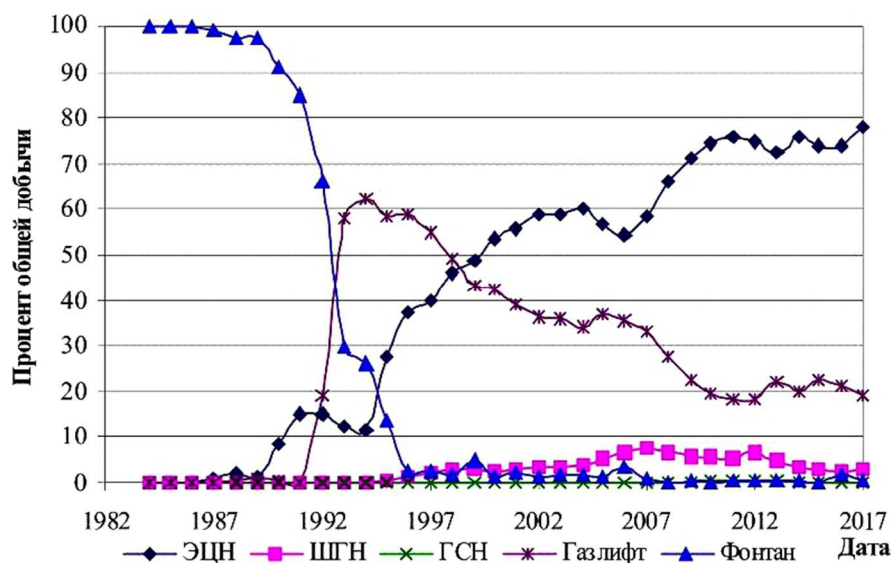


Рисунок 5 – Динамика доли добычи нефти по способам эксплуатации

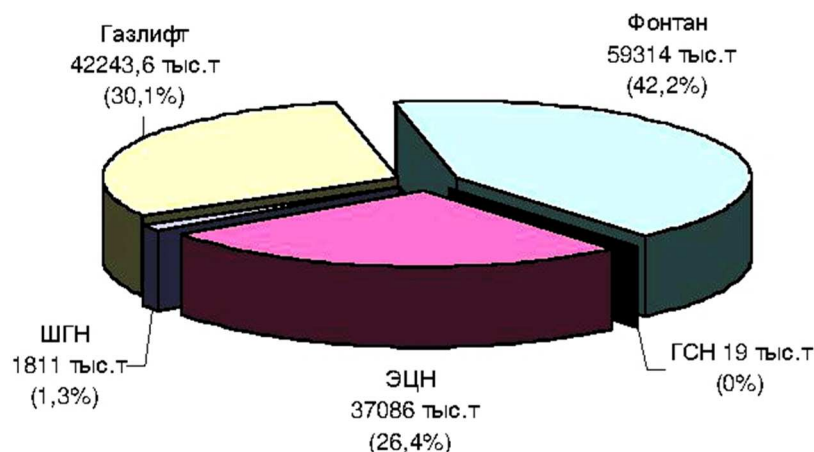


Рисунок 6 – Распределение накопленной добычи нефти по способам эксплуатации на 01.01.2018 г.

Общий фонд неработающих добывающих скважин на объекте АВ₄₋₅ по состоянию на 01.01.2018 г. составил 454 единицы, аналогичный фонд нагнетательных скважин – 113 единиц. Все скважины, числящиеся по состоянию на 01.01.2018 г. в неработающем фонде, за всю историю разработки объекта АВ₄₋₅ добыли 64,9 млн тонн нефти. Средняя величина накопленного отбора нефти на одну скважину неработающего фонда, пребывавшую в эксплуатации, составляет 143 тыс. тонн.

Бездействующий фонд скважин характеризуется высокой обводнённостью на дату остановки. Так, скважины с обводнённостью более 98 % составляют 56 % от бездействующего фонда (133 скважины). В то же время у небольшой группы (42 скважины – 17,8 %) дебит на дату остановки был выше 5 тонн/сут.

Основной причиной остановки законсервированного фонда является высокая обводнённость продукции – 38 скважин (90,5 %), находящиеся в консервации скважины имели на момент остановки обводнённость выше 98 %.

Большинство скважин пьезометрического и наблюдательного фонда (78 единиц или 90,7 % группы) имели дебит нефти на момент остановки менее 5 тонн/сут., причём 57 скважин (73 %) имели обводнённость выше 98 %.

Среди ликвидированных скважин отмечается высокая доля скважин, дебит нефти которых на момент остановки был более 5 тонн/сут. – 36 скважин (40 % ликвидированного фонда), все они были ликвидированы по причине сложных аварий.

На рисунке 7 представлено распределение бездействующего фонда добывающих скважин по причинам остановок на 01.01.2018 г.

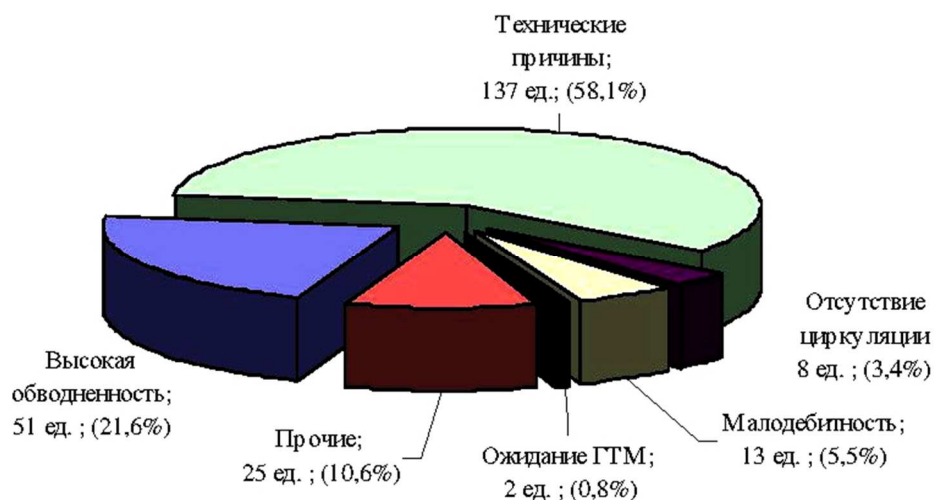


Рисунок 7 – Распределение добывающих скважин по причинам бездействия

Основную группу составляют скважины, бездействующие по причине аварий (падение оборудования на забой, заклинивание насоса и др.) – 58,1 % от всего бездействующего фонда. Высокая обводненность явилась причиной бездействия 21,6 % скважин. По причине отсутствия циркуляции бездействуют 3,4 % скважин. По причине малодебитности остановлено 5,5 % скважин, проведения мероприятия ожидает менее 1 % скважин.

За всю историю разработки объекта АВ₄₋₅ в добыче нефти участвовало 1369 скважин.

Накопленная добыча в среднем составляет 102,6 тыс. тонн на скважину, пребывавшую в эксплуатации. Около трети скважин (443 скважин – 32 %) имеет накопленную добычу менее 10 тыс. тонн на скважину, накопленная добыча по этой группе составляет 1,38 млн тонн (1 % от накопленной добычи по объекту). Скважины с накопленной добычей от 10 до 100 тыс. тонн на скважину составляют 44 % (602 скважины), накопленная добыча по ним составила 24,8 млн тонн (17,7 % от всей добычи). Доля скважин с накопленной добычей более 100 тыс. тонн на скважину составляет 23,7 % (324 скважины), накопленная добыча по ним составила 114,3 млн тонн (82 %).

В процессе эксплуатации скважин Самотлорского месторождения с разной степенью интенсивности проявляются все известные виды осложнений. В большей степени на работу скважин рассматриваемого месторождения влияют вынос механических примесей, солеотложения, выпадение АСПО, коррозия погружного внутрискважинного оборудования, в меньшей – гидратообразование.

Механические примеси

В настоящее время существует широкий спектр технологий и технических решений, направленных на снижение влияния мехпримесей на работу внутрискважинного насосного оборудования. На рисунке 8 представлена их классификация.

Данная классификация охватывает практически все методы и способы предупреждения выноса мехпримесей из пласта и борьбы с этим осложнением, разработанными научными организациями и испытанными с различной степенью успешности в отечественной практике нефтедобычи.

Солеотложения

Наиболее прогрессивным методом борьбы с солеотложением является химический метод с использованием ингибиторов солеотложений.

В настоящее время разработано большое количество ингибиторов солеотложений, лучшие из них прошли испытания на месторождениях Западной Сибири.



Рисунок 8 – Способы снижения влияния мехпримесей на работу внутрискважинного оборудования

Для предупреждения отложения солей выбраны ингибиторы типа ПАФ. Разработаны летняя и зимняя формы реагентов, физико-химические свойства которых отвечают предъявленным требованиям к ингибиторам.

Распределение солепроявляющих скважин по пластам представлено на рисунке 9.

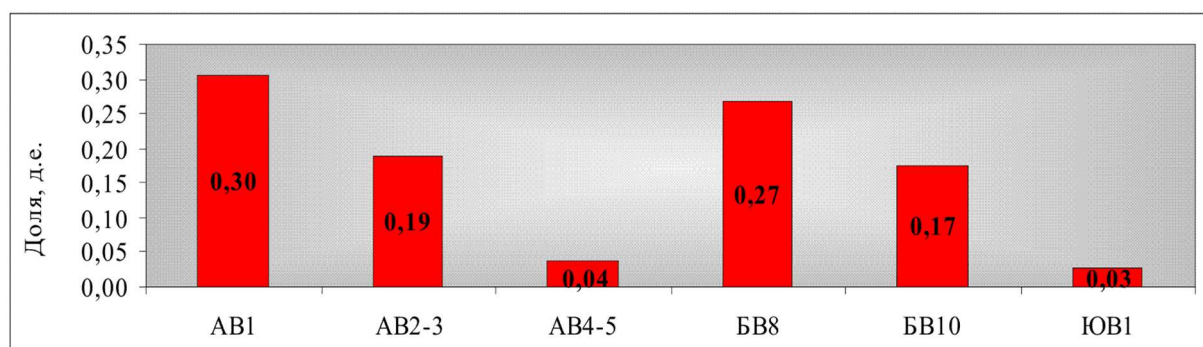


Рисунок 9 – Распределение осложнённых солеотложениями скважин по пластам Самотлорского месторождения

Выпадение асфальто-смоло-парафиновых веществ

В процессе нефтедобычи возникают осложнения, связанные с выпадением асфальто-смоло-парафиновых веществ в эксплуатационных скважинах и наземных коммуникациях. Это приводит к снижению дебита добывающих скважин, пропускной способности нефтепроводных коммуникаций и другим нежелательным последствиям.

В скважинах Самотлорского месторождения данные виды отложений встречаются, однако не оказывают существенного влияния на процесс нефтедобычи.

На 01.01.2018 г. фонд скважин, осложнённый асфальто-смоло-парафиновыми отложениями (АСПО), представлен следующим образом: ЭЦН – 305 скважин, ШГН – 427 скважин, КГ – 4 скважины, СН – 15 скважин.

В настоящее время известны 4 направления по предупреждению и борьбе с АСПО: технологические, тепловые, химические и магнитные.

Фактически борьба с АСПО на Самотлорском месторождении ведётся следующими методами:

- промывка горячей нефтью комплексами АДП;
- химическая защита подземного оборудования ингибиторами парафиноотложений с применением глубинных дозаторов;
- удаление парафиноотложений в НКТ спуском скребка ручными и автоматическими лебёдками;
- защита скважин магнитными активаторами.

Основным методом защиты скважин от парафиноотложений являются промывки горячей нефтью. Периодичность промывок изменяется от 1 раза в месяц до разовой (температура плавления парафинов 60–76 °С).

Гидратообразование

В условиях Самотлорского месторождения рекомендуется использовать при глушении скважин растворы неорганических ингибиторов гидратообразований, а для удаления их в основном применять тепловые методы.

На Самотлорском месторождении для ликвидации гидратопарафиновых пробок применяют тепловые методы – прогрев ТЭНами. В основном прогрев осуществлялся на пьезометрическом фонде скважин. Эффективность мероприятий составила 100 %.

Коррозия

В противокоррозионной защите нуждается следующее нефтепромысловое оборудование:

- подземное оборудование добывающих скважин, оборудованных ШГН, имеющих искривление колонны и добывающих высокообводнённую продукцию;
- трубопроводы системы нефтесбора, транспортирующие продукцию в расслоенном или расслаивающемся режиме, либо в эмульсионном режиме с внешней водной фазой. Режим течения для каждого направления должен уточняться расчётным путём не реже одного раза в квартал с использованием программных комплексов «OIS PIPE», «ЭКСТРА» или аналогичных, а также инструментальным путём с применением зондов, позволяющих отбирать пробы с разных уровней по сечению трубопровода;
- трубопроводы системы ППД, транспортирующие минерализованные сточные воды (окончательное решение принимается после соответствующего ТЭО);
- отстойники, дегидраторы, резервуары и другое оборудование, контактирующее с подтоварными водами.

Способы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования разделяются на 4 группы:

- 1) механические;
- 2) магнитные;
- 3) химические;
- 4) биологические.

На 01.01.2018 г. коррозионный фонд скважин Самотлорского месторождения представлен следующим образом: ЭЦН – 917 скважины, ШГН – 157 скважин, КГ – 105 скважин, СН – 2 скважины.

Борьба с коррозией оборудования заключается в основном в применении оборудования в коррозионностойком исполнении (насосы, НКТ, штанги, мандрели и т.д.). Иные средства и методы борьбы с коррозией скважинного оборудования на Самотлорском месторождении не применяются.

На сегодняшний день основным видом защиты является ингибирование.

Окончательный выбор эффективного реагента для конкретных нефтепромысловых сред и объектов следует производить с использованием стендовой (пилотной) установки для испытаний ингибиторов коррозии.

Выбор технологии применения ингибитора зависит от экономических и технических возможностей, а также физико-химических свойств самого реагента.

Перспективно использование металлических труб с внутренним покрытием, а также неметаллических труб.

Анализ выполнения проектных решений

Мероприятия по совершенствованию разработки залежи

Залежь пласта АВ₄₋₅ введена в разработку в 1979 году. В данный момент залежь находится на четвертой завершающей стадии разработки. Заводнение залежи начато в 1981 году.

В соответствии с проектными решениями в зависимости от фильтрационных характеристик различных участков залежи в процессе её освоения были организованы различные системы заводнения: трёх- и пятирядные блоки с уплотняющими и поперечными дополнительными нагнетательными рядами скважин, очаговое заводнение, кольцевая батарея нагнетательных скважин вокруг ЧНЗ и центральный разрезающий ряд внутри кольца.

Анализ выработки запасов нефти уплотняющим фондом скважин

Общее число добывающих скважин, введённых в эксплуатацию в 1979–1993 гг. – 1146 единиц, доля их участия в накопленной добыче нефти – 78 %. Этим фондом была охвачена практически вся площадь залежи, в том числе ЧНЗ и ВНЗ.

С 1994 по 2013 гг. было введено в эксплуатацию 2114 скважин, вклад которых в суммарную добычу нефти составил лишь 22 %, а в суммарную добычу воды – 51 %. Из них 1764 скважины бурились между ранее пробуренными добывающими скважинами в целях уплотнения сетки, и 350 скважин – в приконтурной зоне пласта.

На площади залежи размещены скважины трёх групп:

- 1) введённых в эксплуатацию до 1994 года;
- 2) уплотняющих скважин, введённых в эксплуатацию после 1994 года;
- 3) приконтурных скважин, введённых в эксплуатацию после 1994 года.

Начальная обводнённость скважин, вводимых в эксплуатацию на новых приконтурных участках, была, как правило, значительно ниже, чем по уплотняющим скважинам. Исключения составляют 2007, 2008, 2011 и 2013 гг., когда в уплотняющий фонд ежегодно вводилось от 1 до 6 новых скважин с обводнённостью, не превышающей 50 %.

Скважины, введённые в эксплуатацию до 1994 года, обеспечили максимальный объём добычи нефти из пласта – 37,9 млн тонн в 1993 году. Из 1146 скважин в 2013 году осталось 211 действующих скважин, годовая добыча нефти составила 507,4 тыс. тонн при обводнённости продукции 97,5 %, объём попутной воды – 1 млн тонн, средние дебиты нефти и жидкости – 4,2 и 169 тонн/сут. соответственно.

По группе уплотняющих скважин, введённых в эксплуатацию после 1994 года, максимальная добыча нефти (12,1 млн тонн) была получена в 1996 году. К 2013 году из 1676 скважин в действующем фонде осталось 702 скважины, годовая добыча нефти составила 1,8 млн тонн при обводнённости продукции 97,1 %, объём попутной воды – 58,6 млн тонн, средние дебиты нефти и жидкости – 6,7 и 228 тонн/сут. соответственно. Накопленный отбор нефти на 1 скважину составляет 55 тыс. тонн, жидкости – 624 тыс. тонн, ВНФ – 10,3.

По группе приконтурных скважин, введённых в эксплуатацию после 1994 года, самый низкий максимальный уровень добычи нефти – 851 тыс. тонн (в 1999 году). К 2013 года из 347 скважин в действующем фонде осталась 121 скважина, годовая добыча нефти составила 184 тыс. тонн при обводнённости продукции 95,1 %, объём попутной воды – 3,6 млн тонн, средние дебиты нефти и жидкости – 3,9 и 80 тонн/сут. соответственно. Накопленный отбор нефти на 1 скважину составляет 22,9 тыс. тонн, жидкости – 208 тыс. тонн, ВНФ – 8,1.

Сравнение показателей разработки по группам скважин за период 1994–2013 гг. позволило сделать следующие выводы:

- минимальными годовыми уровнями добычи нефти характеризовались приконтурные скважины, в связи с их небольшим количеством. До 1997 года основной вклад в добычу нефти приходился на старые скважины, а с 1997 года уровни добычи уплотняющих скважин стали превышать годовую добычу нефти старых скважин почти в 2 раза;
- наибольшими значениями обводнённости продукции на протяжении 1994–2013 гг. характеризовались скважины, введённые до 1994 года, наименьшими – приконтурные скважины;

- по накопленной добыче нефти и жидкости однозначное преимущество имеет группа скважин, введённых в эксплуатацию до 1994 года (для анализа использована накопленная добыча по этим скважинам только за период с 1994–2013 гг.). К 2013 году накопленная добыча жидкости по уплотняющим скважинам достигла величины, близкой к значению, полученному по старым скважинам;

- максимальными дебитами нефти до 2003 года характеризовались уплотняющие скважины, с 2003 года дебиты нефти по всем группам скважин стали сопоставимыми. Дебиты жидкости старых скважин вплоть до 2010 года превышали значения по уплотняющим скважинам в среднем на 50 тонн/сут., а с 2010 года стали ниже, чем по уплотняющему фонду в среднем на 6–58 тонн/сут. Минимальные дебиты жидкости отмечались по приконтурным скважинам;

- наибольшая доля в действующем фонде на протяжении 1994–2013 гг. приходилась на уплотняющие скважины, которые обеспечили основную часть годовой добычи нефти. Их количество и вклад в добычу нефти продолжает увеличиваться, в то время как фонд старых скважин, введённых до 1994 года, как и их доля в годовых отборах нефти, постепенно снижается. Вклад в добычу нефти приконтурных скважин, количество которых кратно ниже – минимален.

Несмотря большой вклад уплотняющих скважин в годовую добычу нефти и достаточно высокие дебиты нефти, использование уплотняющего фонда всё-таки менее эффективно, чем скважин, введённых до 1994 года, что обусловлено совокупностью геологических и технологических причин:

- 1) бурение уплотняющих скважин в заводнённых зонах со сложным распределением по разрезу нефтенасыщенных и заводнённых интервалов, о чём свидетельствует высокая начальная обводнённость скважин;

- 2) неправильный выбор интервалов перфорации, т.к. применявшийся комплекс ГИС не позволял достаточно достоверно оценивать характер насыщения пласта по разрезу;

- 3) несовершенство применяемой технологии крепления скважин и разобщения нефтенасыщенных и заводнённых интервалов;

- 4) неудовлетворительное техническое состояние скважин, наличие перетоков воды по стволу, приводящее к увеличению обводнённости продукции скважин.

Мероприятия по совершенствованию эксплуатации скважин

В настоящее время практически весь фонд объекта АВ₄₋₅ эксплуатируется механизированным способом (исключение составляет одна фонтанная скважина – 0,3 % действующего фонда). По состоянию на 01.01.2018 г. 302 скважины (79 %) эксплуатируются с помощью ЭЦН, 46 скважин (12 %) – газлифтным способом, 35 скважин (9,1 %) – с помощью ШГН.

В последние годы на Самотлорском месторождении, как и на многих месторождениях Западной Сибири, выполняется большой объём работ по оптимизации режима эксплуатации скважин механизированного фонда.

Одним из основных видов ГТМ по оптимизации режима работы скважин является смена подземного насосного оборудования на более высокопроизводительные и высоконапорные типоразмеры, углубление установки насосов для обеспечения более высоких депрессий на пласт.

Однако нередко эти мероприятия при достижении определённого технологического эффекта имеют негативные последствия в виде сокращения сроков работы насосов на отказ из-за более жёстких термобарических условий их эксплуатации, роста осевых динамических нагрузок, увеличения выноса мехпримесей из пласта и, соответственно, повышения их содержания в откачиваемой продукции.

В наклонно-направленных скважинах со сложным профилем проводки увеличение глубины спуска и рост габаритных размеров насосного оборудования влечёт за собой повышение вероятности/риска получения механических повреждений системы «кабель – ПЭД – насос».

На скважинах, оборудованных ЭЦН, в качестве ГТМ нередко используют увеличение типоразмера насосов, т.е. форсированный отбор жидкости. Насосами высокой производительности (вторая область типоразмеров ЭЦН) оборудуются скважины, размещённые на участках пластов с улучшенными ФЭС, т.е. на площадях залежей длительное вре-

мя активно разрабатываемых, со сложившейся системой фильтрационных потоков от линий нагнетания воды к зонам отборов. Как показывают результаты многочисленных опытно-промышленных работ на месторождениях Западной Сибири по закачке индикаторов заводнения (трассеров), в «промытых» зонах образуются техногенные зоны супервысокой проводимости. В этих условиях форсированный отбор жидкости приводит практически только к увеличению отборов закачиваемой воды, росту обводнённости продукции и динамического уровня, а в нашем случае – к уменьшению депрессии на пласт и, следовательно, без подключения к выработке дополнительных нефтенасыщенных толщин. Дальнейшее увеличение типоразмера насосов (1250 м³/сут. и более) является нерациональной мерой, т.к., во-первых, не гарантируется достижение положительных результатов, во-вторых, столь значительное увеличение отборов жидкости при малой доле нефти ставит под вопрос экономическую целесообразность выполняемых мероприятий этого вида и, в-третьих, увеличение типоразмера насосов ограничивается техническими возможностями скважин (диаметром эксплуатационной колонны).

Такая оценка ситуации требует кардинального изменения стратегии управляющих решений по разработке залежей в обводнённых зонах. Основной объём ГТМ необходимо сосредоточить на мероприятиях по нагнетательному фонду. На этом фонде должны быть развёрнуты широкомасштабные работы по регулированию закачки воды с изоляцией промытых зон и освоения под закачку не принимающих воду интервалов, т.е. выполняться работы по выравниванию профиля приёмистости (ВПП). Однако работы по ВПП имеют ограниченную область воздействия на пласт и являются предварительным элементом внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов с использованием агентов, создающих более «жёсткие» гидравлические сопротивления, чем растворы полимеров.

Мероприятия по регулированию закачки воды (ВПП) и внедрению методов повышения нефтеотдачи пластов (МУН) должны выполняться комплексно и системно в пределах гидродинамически изолированных блоков объектов разработки.

Только решив проблему выравнивания фронта вытеснения по толщине разреза объекта, можно будет целенаправленно заниматься вопросами оптимизации режима работы фонда добывающих скважин в обводнённых зонах.

Газлифтную эксплуатацию скважин Самотлорского месторождения в сложившихся условиях нельзя признать, во-первых, технически и экологически безопасной, во-вторых, из-за низкого КПД установок – энергетически, а с учётом больших расходов рабочего агента при подъёме высокообводнённой продукции, экономически выгодной, в-третьих, в силу уменьшения диаметра эксплуатационных колонн и, соответственно, потери пропускной способности системы – технологически более эффективной, чем УЭЦН. Поэтому предлагается не выполнять реконструкцию газлифтной системы, но обеспечить её работоспособность в течение 5 лет для перевода газлифтных скважин на эксплуатацию установками ЭЦН.

По состоянию на 01.01.2018 г. 35 скважин объекта АВ₄₋₅ (9,1 %) эксплуатируется с помощью ШГН. На Самотлорском месторождении существует тенденция увеличения доли насосов вставного исполнения, которая обусловлена политикой Компании в области увеличения наработки на отказ. Применение вставных ШГН позволяет также эффективнее производить текущие ремонты скважин без подъёма подвески НКТ, сокращая при этом время и затраты на операцию.

В процессе эксплуатации скважин Самотлорского месторождения с разной степенью интенсивности проявляются все известные виды осложнений. В большей степени на работу скважин рассматриваемого месторождения влияют вынос мехпримесей, солеотложения, выпадение АСПО, коррозия погружного внутрискважинного оборудования, в меньшей – гидратообразование. Для предупреждения осложнений применяются технические и технологические средства, описанные ранее.

Мероприятия по совершенствованию системы поддержания пластового давления

Система ППД построена на полное развитие месторождения и представлена низконапорными и высоконапорными водоводами. Состояние водоводов в связи с их физическим износом и старением металла стенок труб характеризуется как неудовлетворительное.

Пластовые воды Самотлорского месторождения, образующие коррозионную среду в промышленных трубопроводах, состоят из вод различных пластов, и усреднённый показатель их агрессивности составляет 1,84 мм/год. Согласно классификации, принятой в РД 39-0147323-339-89Р, они должны быть отнесены к коррозионным средам высокой агрессивности. Подтоварные воды, используемые в системе ППД, представляют собой также смесь пластовых вод, но их агрессивность может быть несколько выше за счёт присутствия растворённого кислорода, попадающего в воду при отстое в РВС очистных сооружений. Следовательно, необходима реконструкция с заменой трубопроводов и использованием комплексных мер их защиты от внутренней коррозии (стали улучшенных марок, внутреннее антикоррозионное покрытие, ингибирование, периодическая очистка от шламовых накоплений и др.).

Новые трубопроводы предлагается строить в едином коридоре инженерных коммуникаций, в котором помимо водоводов прокладываются нефтепроводы, линии ЛЭП, системы автоматики. Параллельно коридорам инженерных сетей строятся внутрипромысловые автодороги.

По результатам оценок, составленным с учётом технических характеристик труб и результатов эксплуатации сооружённых из них опытных участков трубопроводов, а также их стоимости, рекомендуется использовать при реконструкции и новом строительстве промысловых трубопроводов различного технологического назначения следующие трубы:

1. Строительство низконапорных водоводов.

1.1. Из стальных труб с двухсторонним силикатно-эмалевым покрытием (в старых коридорах коммуникаций); с наружным полиэтиленовым покрытием и с внутренним силикатно-эмалевым покрытием (в новых коридорах коммуникаций).

1.2. Из металлопластмассовых труб.

1.3. Из стеклопластиковых труб; стеклопластиковых труб при условии прокладки в грунтах, имеющих высокую продольную устойчивость, исключаящую потерю несущей способности трубопроводов, смонтированных из стеклопластиковых труб.

1.4. Из труб высокопрочного чугуна с шаровидным графитом при условии прокладки в минеральных грунтах, имеющих высокую продольную устойчивость.

2. Строительство высоконапорных водоводов

2.1. Из бесшовных горячедеформированных труб повышенной коррозионной устойчивости. Сварку труб осуществлять по технологии, обеспечивающей повышенную надёжность сварного шва и околошовной зоны (прогрев зоны шва, биметаллические кольца, втулки, протектор и т.п.).

В качестве наружного покрытия применять экструдированный полиэтилен заводского нанесения по ГОСТ Р 51164-98.

2.2. Из металлопластмассовых труб.

2.3. Из стеклопластиковых (фибергласовых) труб (при отсутствии в воде мехпримесей) при условии прокладки их в грунтах, имеющих высокую продольную устойчивость, исключаящих потерю несущей способности трубопроводов, смонтированных из стеклопластиковых труб.

Мероприятия по совершенствованию системы сбора и подготовки скважинной продукции

Самотлорское месторождение находится на поздней стадии разработки, характеризующейся падающей добычей жидкости и высокой обводнённостью продукции скважин. В настоящее время обводнённость нефти, поступающей на сборные пункты, превысила 90 %. С увеличением обводнённости возросла коррозионная агрессивность добываемой жидкости и, как следствие, аварийность в системах сбора, транспорта нефти и газа, ППД. Это связано, прежде всего, с тем, что если раньше в скважинах и трубопроводах существовали эмульсионные структуры потоков типа «вода в нефти», мало агрессивные в коррозионном отношении, то сейчас при обводнённости свыше 90 % по коммуникациям системы сбора движется трёхфазный газожидкостный поток, в котором жидкая фаза представлена концентрированной нефтяной эмульсией и свободной водой, что приводит к более интенсивному разрушению металла трубопроводов и оборудования.

Продолжительный срок эксплуатации и связанный с этим физический износ и моральное старение труб, а также отсутствие финансовых средств на капитальное строительство и ремонт привели к низкой эксплуатационной надёжности всех трубопроводных систем и росту их аварийности. Положение усугубляется присутствием в продукции скважин сероводорода и сульфидов железа. В нагнетательных скважинах и системе нефтесбора Самотлорского месторождения сероводород и сульфатовосстанавливающие бактерии были обнаружены ещё в 1987 году. Это явилось одной из основных причин микробиологической сероводородной коррозии труб и роста их аварийности. Кроме того, причиной роста аварийности трубопроводов явилось снижение уровня добычи, что привело к снижению скорости транспортируемой среды и образованию «застойных», тупиковых зон в пониженных местах трассы, где скорость локальной коррозии увеличивается до 3-4 мм/год.

Реконструкцией предусматривается частичная децентрализация промышленных объектов и оптимизация структуры сбора и транспорта нефти, позволяющая сократить среднюю протяжённость наиболее длинных веток нефтесбора и высоконапорных водоводов с 12 до 7 км, максимальную с 25 до 10 км, что приведёт к снижению энергетических затрат, уменьшению диаметров трубопроводов, металлоёмкости и стоимости строительства. По сравнению с существующим положением будет достигнуто уменьшение диаметров и протяжённости реконструируемых трубопроводов, что положительно отразится на их эксплуатационной надёжности.

Реконструкцию существующих площадок предлагается выполнить в несколько этапов.

На первых этапах реконструкции предлагается произвести капитальный ремонт существующего оборудования в объёме, соответствующем показателям поступающей продукции, замену того оборудования, которое уже не подлежит восстановлению и демонтажные работы незадействованного оборудования для подготовки территории под инновационное обновление строительства объектов (техническое и технологическое перевооружение).

На последующих этапах осуществляется инновационная реконструкция технологических площадок на территории, освобождённой после демонтажа недействующего оборудования. При этом для строительства новых резервуаров предлагается использовать существующие основания. Этим достигается значительное сокращение территории и инженерных коммуникаций под новое строительство.

Согласно проведённому анализу состояния оборудования, трубопроводов, оснований существующих кустов требуется активирование технического освидетельствования и реконструкция: полное восстановление отработавших амортизационный срок замерных установок, водораспределительных гребёнок, выкидных линий, нефтесборных сетей, высоконапорных водоводов, кабельных линий, а также площадок размещения оборудования и сооружений. Реконструкция существующих кустовых оснований заключается в рекультивации шламового амбара, дополнительной планировке площадки с созданием противофильтрационных экранов сброса и утилизации дренажных стоков.

Радикальным решением по повышению эксплуатационной надёжности трубопроводных систем является полная их реконструкция путём замены существующих, подверженных коррозионному износу трубопроводов на новые из коррозионно-стойких сталей, с внутренним и наружным покрытием, а также применение неметаллических фиброгласовых, металлопластиковых, полимерно-металлических, полиэтиленовых труб. При этом следует учитывать, что пластмассовые трубы и покрытия, в т.ч. фиброгласовые, неустойчивы к абразивному износу. Наилучшим техническим решением в системах сбора и транспорта продукции, ППД является использование труб с двухслойным стеклоэмалевым покрытием.

Технология плазменно-импульсного воздействия

В 2019 году на Самотлорском месторождении была опробована инновационная технология плазменно-импульсного воздействия с целью интенсификации добычи нефти. На сегодняшний день существует множество различных методов воздействия на продуктивные пласты с целью дополнительного извлечения углеводородов. Однако все они обладают существенным недостатком – узкая специализация при решении за-

дач. Проводя исследования, удалось отойти от традиционных методов и найти решение с позиций нелинейных систем, к которым относятся системы со значительным энергосодержанием и энерговыделением, высокоскоростные, высокотемпературные процессы, колебания и волны со значительной амплитудой. При использовании метода плазменно-импульсного воздействия (ПИВ) происходит инициирование резонансных колебаний в продуктивных пластах с целью усиления миграции нефти в направлении добывающих скважин.

Достоинствами предлагаемой технологии являются экологическая чистота, простота и доступность, возможность применения при любой обводнённости, безопасность и экономия затрат.

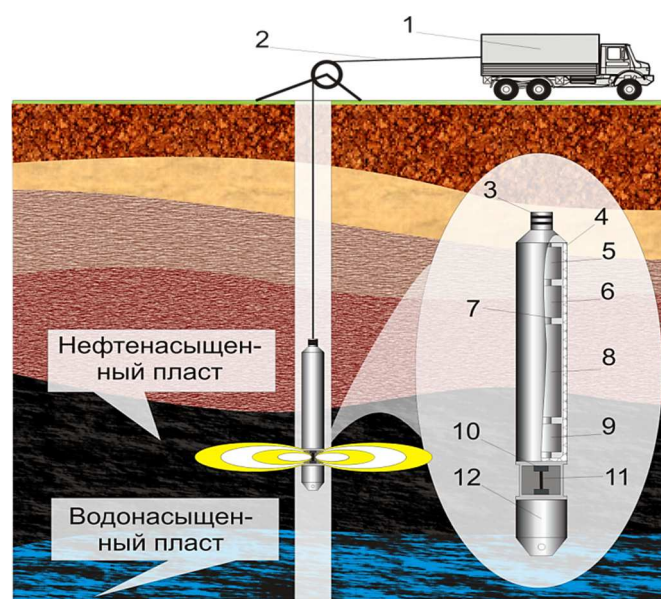


Рисунок 10 – Схема плазменно-импульсного воздействия:

- 1 – каротажный подъёмник; 2 – геофизический кабель; 3 – соединение с геофизическим кабелем;
 4 – корпус скважинного прибора; 5 – высоковольтный трансформатор; 6 – высоковольтный блок;
 7 – соединительные линии; 8 – блок накопительных конденсаторов; 9 – устройство управления прибором;
 10 – электроды излучателя; 11 – плазменный канал; 12 – устройство для формирования плазменного канала

В основу технологии плазменно-импульсного воздействия (рис. 10) положено создание резонанса в продуктивных пластах. Ток высокого напряжения в 3 тыс. вольт подаётся на электроды, что приводит к его взрыву и образованию плазмы в замкнутом пространстве. Мгновенное расширение плазмы создаёт ударную волну, которая воздействует на твёрдый скелет пласта и вызывает ряд последовательных колебаний. В результате последовательные импульсы вызывают собственные колебания пластов на резонансных частотах. Таким образом, последующее охлаждение и сжатие плазмы вызывает обратный приток в скважину через перфорационные отверстия. За счёт явления резонанса в продуктивном пласте положительным дебитом откликаются расположенные рядом скважины. При этом, как правило, обводнённость на всех скважинах значительно снижается. Кроме масштабного воздействия, создание плазмы позволяет решить и локальные задачи по очистке призабойной зоны скважин. Плазменно-импульсный генератор прошёл опытно-промышленные испытания на месторождения со сложными терригенными, карбонатными коллекторами в России, Китае и Казахстане.

Применение плазменно-импульсного воздействия на Самотлорском месторождении является экономически обоснованной необходимостью за счёт следующих факторов:

- дополнительной добычи нефти за счёт повышения нефтеотдачи пласта;
- добычи от дополнительно вовлечённых в разработку ранее недренируемых запасов нефти;
- текущей дополнительной добычи нефти за счёт интенсификации отбора жидкости из пласта;
- сокращения объёма попутно добываемой воды.

Литература

1. Проект разработки Самотлорского месторождения. Геологическое строение продуктивных горизонтов. – Тюмень : СибНИИ НП, 1991.
2. Проблемы разработки Самотлорского месторождения. – Тюмень : СибНИИ НП, 1995.
3. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
6. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
7. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири. – Томск : Издательство ТПУ, 2006. – 166 с.
8. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
9. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
10. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
11. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
12. Абдульмянов С.Х. Интенсификация выработки запасов нефти из пласта AB_1^{1-2} (рябчик) Самотлорского месторождения с применением комбинированных технологий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 8. – С. 52–54.
13. Аксёнова Н.А., Анашкина А.Е. Анализ эффективности применения различных типов долот при бурении под кондуктор на Самотлорском месторождении // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 4. – С. 55–58.
14. Алексеева Л.В. Самотлорское нефтегазовое месторождение: проблемы подготовительных работ к его освоению // Сборник материалов VI Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «История и краеведение Западной Сибири: проблемы и перспективы изучения» / ФГБОУ ВО «Тюменский государственный университет», Ишимский педагогический институт им. П.П. Ершова (филиал) Тюменского государственного университета (10 ноября 2015 года, г. Ишим). – Ишим : Издательство филиала ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный университет» в г. Ишиме, 2016. – С. 119–125.
15. Антонов Е.Н., Савенок О.В. Оценка качества цементирования и технического состояния скважин на примере Самотлорского месторождения по данным акустического метода контроля // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 1. – С. 36–48.
16. Антонов Е.Н., Шиян С.И. Техника и технология проведения гидравлического разрыва пласта на скважинах Самотлорского месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 48–57.
17. Антонов Е.Н., Шиян С.И., Шаблий И.И. Анализ эффективности проведения ГРП на объекте AB_1^{1-2} Самотлорского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 55–72.
18. Воробьёв А.Е., Малюков В.П., Галузинский И.Д. Инновационные технологии увеличения нефтеотдачи и водоизоляции на Самотлорском нефтегазовом месторождении // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. – 2015. – № 3. – С. 96–101.
19. Задорожный Е.В., Мустаева Э.Р. Уточнение распределения типов пород в пласте AB_1^{1-2} Самотлорского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 12. – С. 53–55.
20. Исупов А.В. Успешный опыт проведения двадцатистадийного ГРП за одну спускоподъёмную операцию на Самотлорском месторождении с применением технологии «манжетный пакер» // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 7. – С. 56–58.
21. Казакова Т.Г. [и др.]. Гидродинамическое моделирование как инструмент анализа и оптимизации системы разработки в условиях неопределённости (на примере группы пластов АВ Самотлорского месторождения) // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 81–84.
22. Кельметр В.В. Эффективные методы освоения скважин на Самотлорском нефтегазоконденсатном месторождении // Молодой учёный. – 2020. – № 34 (324). – С. 23–26.

23. Лопухов А.Н. Интеллектуализация Самотлорского месторождения // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 1 (168). – С. 58–64.
24. Михайлов И.С., Исанбердин В.М., Анашкина А.Е. Анализ породоразрушающего инструмента на Самотлорском месторождении // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 194–195.
25. Мойса Н.Ю. [и др.]. Некоторые рецептуры и технология приготовления буровых растворов, применяемых при бурении вторых стволов на Самотлорском месторождении // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 2000. – Вып. 9. – С. 299–301.
26. Орлова И.О. [и др.]. Трассерные исследования межскважинного пространства // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 2. – С. 67–69.
27. Поварова Л.В., Мунтян В.С., Скиба А.С. Анализ современных методов защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 125–129.
28. Поварова Л.В., Мунтян В.С., Скиба А.С. Коррозия трубопроводов и нефтегазового оборудования // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 130–135.
29. Савенок О.В. [и др.]. Оптимизация нагнетательного фонда скважин месторождения на поздней стадии разработки по результатам анализа трассерных исследований (на примере месторождения Дыш) // Инженер-нефтяник. – 2018. – № 4 (45). – С. 59–65.
30. Яковлев А.Л., Панцарников Д.С., Савенок О.В. Анализ методов воздействия на призабойную зону пласта в условиях Самотлорского месторождения // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 2. – С. 36–51.
31. Яковлев А.Л., Шамара Ю.А., Даценко Е.Н. Технические средства для обработок скважин с использованием виброволнового воздействия. Скважинные генераторы колебаний // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 1. – С. 139–148.
32. Яковлев А.Л., Кусов Г.В. Физические основы виброволнового воздействия // Сборник статей ЦНС «Международные научные исследования» по материалам VI Международной научно-практической конференции «Проблемы и перспективы современной науки» (25 апреля 2016 года, г. Москва). – М. : Издательство «ISI-journal», 2016. – Ч. 2. – С. 75–80.
33. Яковлев А.Л., Шамара Ю.А., Савенок О.В. Комплексная технология повышения продуктивности и реанимации скважин с использованием виброволнового воздействия // Научный электронный журнал «Бюллетень науки и практики». – 2016. – № 5 (май). – С. 91–100. – URL : <http://www.bulletennauki.com/#!yakovlev/lpmgc>

References

1. Samotlor deposit development project. Geological structure of productive horizons. – Tyumen : SibNIINP, 1991.
2. Problems of Samotlor deposit development. – Tyumen : SibNIINP, 1995.
3. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells : Textbook for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a textbook. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground overhaul of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
7. Ilyina G.F., Altunina L.K. Methods and technologies of oil recovery enhancement for West Siberian reservoirs. – Tomsk : TPU Publishing House, 2006. – 166 p.
8. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas places of birth. – Moscow: Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
9. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
10. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in development of aqua-gin. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
11. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
12. Abdulmyanov S.Kh. Intensification of oil reserves production from reservoir (grouse) of Samotlor field with application of combined technologies // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2010. – № 8. – P. 52–54.
13. Aksonova N.A., Anashkina A.E. Analysis of efficiency of application of different types of bits while drilling for conductor at Samotlor field // Izvestia of higher educational institutions. Oil and gas. – 2017. – № 4. – P. 55–58.

14. Alekseeva L.V. Samotlor oil and gas field: problems of preparatory works for its development // Proceedings of VI All-Russian Scientific and Practical Conference with International Participation «History and Local Studies of Western Siberia: Problems and Prospects of Study» / FSBOU VPO «Tyumen State University», Ishim Pedagogical Institute named after Ishim / Doctor of Science. P.P. Ershov Pedagogical Institute (branch) of Tyumen State University (November 10, 2015, Ishim). – Ishim : Publishing house of the branch of FSBEU VPO «Tyumen State University» in Ishim, 2016. – P. 119–125.
15. Antonov E.N., Savenok O.V. Estimation of quality of cementing and technical state of wells on the example of Samotlor field on the data of acoustic method of control // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 1. – P. 36–48.
16. Antonov E.N., Shiyan S.I. Technique and technology of hydraulic fracturing at wells of Samotlor field // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 48–57.
17. Antonov E.N., Shiyan S.I., Shabliy I.I. Analysis of hydraulic fracturing efficiency at the object of Samotlorskoye deposit // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2020. – № 2. – P. 55–72.
18. Vorobyov A.E., Malyukov V.P., Galuzinskiy I.D. Innovative technologies to increase oil recovery and waterproofing at the Samotlor oil and gas field // Vestnik of Russian University of Peoples' Friendship. Series: Engineering studies. – 2015. – № 3. – P. 96–101.
19. Zadorozhnyi E.V., Mustaeva E.R. Specification of rock type distribution in formation of Samotlor field // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2011. – № 12. – P. 53–55.
20. Isupov A.V. Successful experience of carrying out twenty stages of hydraulic fracturing in one downhole operation at Samotlor field using «cuff packer» technology // Oil. Gas. Innovations. – 2017. – № 7. – P. 56–58.
21. Kazakova T.G. [et al.]. Hydrodynamic Modeling as a Tool for Analysis and Optimization of the Development System under Conditions of Uncertainty (on the Example of the Group of Formations of the AV Samotlor Field) // Neftepromyshlennoe Delo. – 2012. – № 1. – P. 81–84.
22. Kelmetr V.V. Effective methods of well development at Samotlor oil and gas condensate field // Young scientist. – 2020. – № 34 (324). – P. 23–26.
23. Lopukhov A.N. Intellectualization of Samotlor field // Oil. Gas. Innovations. – 2013. – № 1 (168). – P. 58–64.
24. Mikhailov I.S., Isanberdin V.M., Anashkina A.E. Analysis of rock destruction tool at the Samotlor field // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 3. – P. 194–195.
20. Moisa N.Yu. [et al.]. Some formulas and technology of preparation of drilling muds used in drilling of the second shafts at the Samotlor field // Collection of scientific papers «Hypotheses, Search, Prognoses». – Krasnodar : SKO IA RF, 2000. – Issue 9. – P. 299–301.
25. Orlova I.O. [et al.]. Tracer studies of the interwell space // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2. – Part 2. – P. 67–69.
26. Povarova L.V., Muntean V.S., Skiba A.S. Analysis of modern methods of oilfield equipment corrosion protection // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 4. – P. 125–129.
27. Povarova L.V., Munt'yan V.S., Skiba A.S. Pipeline and oil-and-gas equipment corrosion // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 4. – P. 130–135.
28. Savenok O.V. [et al.]. Optimization of Injection Well Stock at the Late Stage of Development Based on the Results of Trace Studies Analysis (by the Example of Dysh Field) // Petroleum Engineer. – 2018. – № 4 (45). – P. 59–65.
29. Yakovlev A.L., Pantsarnikov D.S., Savenok O.V. Analysis of methods of influence on bottom-hole formation zone in conditions of the Samotlor field // Oil. Gas. Innovations. – 2017. – № 2. – P. 36–51.
30. Yakovlev A.L., Shamara Yu.A., Datsenko E.N. Technical means for treatment of wells with use of vibration wave action. Well oscillation generators // Nauka. Technique. Technologies (polytechnical bulletin). – 2016. – № 1. – P. 139–148.
31. Yakovlev A.L., Kusov G.V. Physical basics of vibration wave action // Collection of articles of the CNS «International scientific research» on the materials of the VI International scientific-practical conference «Problems and prospects of modern science» (April 25, 2016, Moscow). – M. : ISI-journal Publishing House, 2016. – Part 2. – P. 75–80.
32. Yakovlev A.L., Shamara Yu.A., Savenok O.V. Complex technology of productivity increase and well resuscitation using the vibration wave action // Scientific electronic journal «Bulletin of science and practice». – 2016. – № 5 (May). – P. 91–100. – URL : <http://www.bulletennauki.com/#!yakovlev/lpmgc>