

УДК 622.276.6

**МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ  
НА МИШКИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**EVENTS FOR INTENSIFICATION OF OIL PRODUCTION  
AT THE OIL FIELD MISHKINSKOYE**

**Яковлев Алексей Леонидович**

директор департамента проектирования,  
ООО «КНГК-Групп»  
yakovlev@i-npz.ru

**Самойлов Александр Сергеевич**

департамент лабораторных исследований,  
отдел нормирования технологических потерь  
и отбора пластовых флюидов,  
сектор отбора пластовых флюидов,  
ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»  
sasamoylov@rn-ntc.ru

**Мустафа Фарид**

студентка,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
minnie8996@yahoo.com

**Ибегбале Сандра Озиомачукву**

студентка,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
sibegbule@yahoo.com

**Аннотация.** В статье рассмотрены вопросы повышения эффективности проведения обработки призабойной зоны на Мишкинском нефтяном месторождении. Анализ эффективности проведённых геолого-технологических мероприятий по Мишкинскому месторождению показывает, что после проведения комплексных обработок РАСПО + ПСКО снижается эффект экранизации, увеличивается глубина проникновения в пласт кислоты, увеличивается степень охвата пласта воздействием, происходит недопущение образования агрегатированных структурообразующих жидкостей и как следствие снижение количества отказов оборудования. Рекомендуется проводить обработки РАСПО + ПСКО на скважинах, где в последнее время наблюдается снижение забойного давления и притока жидкости в скважину. Рассматриваемый вариант РАСПО + ПСКО является экономически более привлекательным по сравнению с обычными ПСКО за счёт увеличения дополнительной добычи нефти, увеличения индекса доходности и снижения периода окупаемости.

**Ключевые слова:** интенсификация добычи нефти; геолого-технические мероприятия; обработка призабойной зоны; асфальто-смоло-парафиновые отложения; призабойная зона пласта; показатели эффективности обработки призабойной зоны; расчёт технических показателей.

**Yakovlev Alexey Leonidovich**

Director of the department of design,  
LLC KNGK-Group  
yakovlev@i-npz.ru

**Samoylov Alexander Sergeyevich**

department of laboratory researches,  
department of rationing of technological  
losses and selection of formation fluids,  
sector of selection of formation fluids,  
LLC Rosneft — STC  
sasamoylov@rn-ntc.ru

**Moustapha Fareed**

Student,  
Kuban state technological university  
minnie8996@yahoo.com

**Ibegbule Sandra Oziomachukvu**

Student,  
Kuban state technological university  
sibegbule@yahoo.com

**Annotation.** The article deals with issues of improving the efficiency of the machining of effective drainage area on Mishkinskoye oil field. Analysis of the effectiveness of conducted geological and technical activities to Mishkinskoye field shows that, after carrying out complex treatments RASPO + PSKO reduced effect film adaptation, increases the depth of penetration in the acid formation, increases the degree of sweep exposure occurs prevent formation of aggregated structure-forming liquids and as a result reduce the number of equipment failures. It is recommended that treatment RASPO + PSKO wells, where recently there has been a decrease of bottomhole pressure and fluid influx into the well. Viewed option RASPO + PSKO is economically more attractive compared to conventional PSKO by increasing the additional oil production, increase the yield of the index and reduce the payback period.

**Keywords:** enhanced oil recovery; geological and technical measures; bottomhole treatment; asphalt-resin-paraffin deposits; bottomhole formation zone; indicators efficiency of bottomhole treatment; calculation of technical indicators.

Мишкинское месторождение нефти (рис. 1) было открыто в 1966 году. Оно расположено на границе Воткинского и Шарканского районов Удмуртской республики, в 60 км к северо-востоку от г. Ижевска, севернее г. Воткинска.



Рисунок 1 – Схема расположения месторождения

### Текущее состояние разработки месторождения

На Мишкинском месторождении выделено 4 объекта разработки: верейский (I), башкирский (II), яснополянский (III) и турнейский (IV). В разработке находится два поднятия – Воткинское и Черепановское.

Мишкинское месторождение относится к числу низкопродуктивных по большинству объектов разработки в связи с неблагоприятными геолого-физическими параметрами пластов и нефтей. Нефть имеет повышенную вязкость по I, II и III объектам, и высокую по IV. Верейский, башкирский и турнейский объекты представлены залежами с карбонатными, кавернозно-трещиноватыми высокорасчленёнными коллекторами. Разработка их в условиях традиционных методов с закачкой воды протекает весьма неэффективно. Происходит опережающее обводнение добывающих скважин закачиваемой и пластовой водой.

Основная площадь Мишкинского месторождения охвачена треугольной сеткой с расстояниями между добывающими и нагнетательными скважинами 500 метров (7-точечный элемент). Северо-западная и западная части месторождения разбурены по уплотнённой сетке 250 x 500 метров (13-точечный элемент).

По состоянию на 31.12.2016 года в целом по месторождению добыто 28649 тыс. тонн нефти. Текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,127.

В 2016 году фактическая добыча нефти составила 994 тыс. тонн.

Все объекты Мишкинского месторождения разрабатываются с применением искусственного поддержания пластового давления. Реализованы площадные системы заводнения на I, II и III объектах. Основным агентом закачки является пресная вода. На IV объекте проводится промышленный эксперимент по закачке раствора полимера и воды. Опытные работы по закачке горячей воды на II объекте, проводимые с 1987 года, прекращены по техническим причинам (обычная конструкция нагнетательной скважины не позволяет использовать в качестве агента горячую воду). Эксперимент по закачке горячей воды на двух элементах III объекта не осуществлялся.

Для повышения эффективности обычного заводнения технологической схемой предусматривалось проведение закачки в циклическом режиме. Однако конкретных программ проведения нестационарного заводнения в проектном документе предложено не было. В 1995 году институтом «УдмуртНИПИнефть» в рамках отчёта «Системный авторский надзор за разработкой нефтяных месторождений АО «Удмуртнефть» за II квартал 1995 года» была разработана программа опытных работ по циклическому заводнению на Мишкинском месторождении. В настоящее время в безморозный пери-

од года циклическая закачка воды осуществляется на I и II объектах по программе, составленной ОАО «Удмуртнефть». Количественную оценку от внедрения циклической закачки выполнить затруднительно в связи с отсутствием методики разделения эффекта от проведения ГТМ и циклики.

Накопленный объём закачки по состоянию на 31.12.2016 года в целом по месторождению составил 70179 тыс. м<sup>3</sup>. В 2016 году закачано 3856 тыс. м<sup>3</sup>. Основные показатели разработки по Мишкинскому месторождению приводятся в таблице 1.

**Таблица 1 – Показатели разработки по Мишкинскому месторождению**

Показатели разработки	2012	2013	2014	2015	2016
Добыча нефти, всего, тыс. тонн	878	941	1041	1073	994
за счёт методов повышения нефтеотдачи (БГС), тыс. тонн	151	169	61	86	10
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	24599	25540	26581	27654	28649
в т.ч. за счёт методов повышения нефтеотдачи (БГС), тыс. тонн	741	910	971	1057	1067
Добыча жидкости, всего, тыс. тонн	4672	5173	5793	6857,3	7332,5
Накопленная добыча жидкости, тыс. тонн	61153	66326	72119	78976	86308
Закачка рабочего агента, тыс. м <sup>3</sup>	3204	3316	3317,5	3422	3856
Накопленная закачка, тыс. м <sup>3</sup>	56266	59583	62901	66323	70179
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	930	938	897	874	879
Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	225	225	229	236	244
Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	863	771	771	802	806
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	216	210	212	222	224
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины по нефти, тонн/сут.	2,9	3,5	4,0	4,0	3,0
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины по жидкости, тонн/сут.	15,5	19,3	21,5	25,6	25,67

#### **Технико-эксплуатационная характеристика фонда скважин**

По состоянию на 31.12.2016 г. на месторождении числится 1298 скважин. Из них 879 добывающих (806 действующих), 244 нагнетательных (224 действующих), 26 поглощающих скважин. Характеристика фонда скважин приведена в таблице 2.

**Таблица 2 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 31.12.2016 г.**

Показатели	Количество скважин
1	2
Балансовый фонд скважин	1298
<b>Нефтяной фонд скважин</b>	
Эксплуатационный фонд, в том числе	879
УЭЦН	152
УШГН	723
газлифт	0
фонтан	0
прочие	4
Действующий фонд, в том числе	806
УЭЦН	144
УШГН	660
газлифт	0
фонтан	0
прочие	2

**Продолжение таблицы 2**

1	2
Дающий продукцию	770
Простаивающий	36
Бездействующий фонд	73
<b>Нагнетательный фонд</b>	
Эксплуатационный фонд	244
Действующий фонд	224
Под закачкой	218
Простаивающий фонд	6
Бездействующий фонд	18
Фонд освоения	2
Фонд прочих скважин (эксплуатационный)	26
водозаборный	0
газовый	0
поглощающий	26
<b>Вне эксплуатационного фонда</b>	
Всего	149
Законсервированный фонд	35
Пьезометрический фонд	0
Наблюдательный фонд	89
Фонд ликвидированный и в ожидании ликвидации	25

**Таблица 3 – Распределение скважин по дебитам нефти и обводнённости**

Интервал обводнённости, %	Диапазон дебитов нефти, тонн/сут.						Всего	
	0–5,0	5,1–10,0	10,1–20,0	20,1–35,0	35,1–60,0	>60	кол.	%
0–5	0	0	0	0	0	0	0	0,00
5,1–20	7	3	5	1	0	1	17	2,11
20,1–50	105	57	20	3	0	1	186	23,08
50,1–90	335	66	11	4	0	0	416	51,61
более 90	173	8	6	0	0	0	187	23,20
Всего	620	134	42	8	0	2	806	100
%	76,92	16,63	5,21	0,99	0,00	0,25	100	

**Таблица 4 – Распределение скважин по дебитам жидкости и обводнённости**

Интервал обводнённости, %	Диапазон дебитов жидкости, тонн/сут.						Всего	
	0–5,0	5,1–10,0	10,1–20,0	20,1–35,0	35,1–60,0	>60	кол.	%
0–5	0	0	0	0	0	0	0	0
5,1–20	7	2	5	2	0	1	17	2,11
20,1–50	72	58	47	13	1	1	192	23,82
50,1–90	74	130	111	66	28	7	416	51,61
более 90	35	15	34	35	22	40	181	22,46
Всего	188	205	197	116	51	49	806	100
%	23,33	25,43	24,44	14,39	6,33	6,08		

Анализируя таблицы 3 и 4, можно отметить следующее:

- большинство добывающих скважин (76,92 %) работает с дебитами по нефти менее 5 тонн/сут., что связано с низкой продуктивностью месторождения. Это подтверждается и распределением скважин по дебитам жидкости (48,78 % фонда работает с дебитами жидкости менее 10 тонн/сут.);
- все скважины добывающего фонда обводнены, 23,2 % скважин работают с обводненностью выше 90 %.

### **Анализ текущего состояния разработки Мишкинского месторождения**

#### *Сравнение проектных и фактических показателей разработки*

Фактические показатели разработки существенно ниже проектных (табл. 5). Основной причиной отставания фактических уровней добычи нефти от проектных величин является дефицит пробуренного фонда добывающих скважин и низкие темпы разбуривания.

**Таблица 5 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки**

Показатели разработки	2009	2010	2011	2012	2013
Добыча нефти, всего, тыс. тонн	1377 981	1374 967	1351 915	1331 878	1298 941
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	24769 21840	26143 22807	27494 23721	28825 24599	30123 25540
Кэффициент нефтеизвлечения, %	12 11	13 11	14 12	14 12	15 13
Добыча жидкости, всего, тыс. тонн	5948 3633	6205 3844	6562 4385	6847 4672	7067 5173
Накопленная добыча жидкости, тыс. тонн	63176 48252	69381 52096	75943 56481	82790 61153	89857 66326
Закачка рабочего агента, тыс. м <sup>3</sup>	5788 2518	5965 2780	6327 2958	6619 3204	6840 3316
Накопленная закачка, тыс. м <sup>3</sup>	65600 47325	71565 50105	77892 53063	84511 56266	91351 59583
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1246 928	1322 932	1398 946	1445 930	1445 938
Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	282 225	282 225	282 225	282 225	282 225
Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1236 889	1311 902	1386 902	1433 863	1433 771
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	273 203	273 214	273 212	273 216	273 210
<b>Среднесуточный дебит одной добывающей скважины</b>					
по нефти, тонн/сут.	3,3 3,3	3,1 3,2	2,9 3,0	2,7 2,9	2,6 3,5
по жидкости, тонн/сут.	14,4 12,2	14,0 12,6	14,0 14,4	14,0 15,5	14,2 19,3

Существенно отстаёт от технологической схемы закачка рабочего агента на 31768 тыс. м<sup>3</sup>, что так же обусловлено дефицитом нагнетательного фонда скважин (отставание от технологической схемы на 57 скважин).

Среднесуточный дебит одной добывающей скважины по нефти превышает проектные показатели (на 0,9 тонн/сут. в 2013 году), что достигнуто за счёт проведения мероприятий по интенсификации добычи нефти, в первую очередь, таких как ЗБС, ОПЗ и оптимизация работы механизированного фонда. В то же время среднесуточный дебит добывающих скважин по жидкости выше плановых показателей.

### **Выбор и обоснование применения предлагаемых технических решений**

#### *Анализ применяемых на Мишкинском месторождении мероприятий по интенсификации добычи нефти*

Эксплуатация нефтяных месторождений сопровождается ухудшением проницаемости пород-коллекторов в призабойной зоне скважин. Одной из причин такого ухудшения является отложение асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) на поверхности породы, обусловленное повышенным содержанием этих компонентов в высоковязких нефтях.

## Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле

С целью восстановления проницаемости до величины, равной или близкой к первоначальной, применяют различные методы обработки призабойной зоны скважин (ОПЗ).

Ежегодно около половины объёма нефти на месторождении добывается за счёт геолого-технических мероприятий (ГТМ) текущего года и продолжающихся эффектов от ГТМ прошлых лет.

Общие итоги ГТМ по видам за пять последних лет представлены в таблице 6.

**Таблица 6 – Показатели эффективности ГТМ на добывающем фонде**

Показатели	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
1	2	3	4	5	6
Всего ГТМ за год	233	367	305	186	226
Количество скважин от добывающего фонда, %	27	47,5	34,0	21,3	28,0
<b>Дополнительная добыча нефти по ГТМ</b>					
текущего года, тыс. тонн	75,78	163,45	195,13	127,38	83,68
от всей добычи за год, %	8,6	17,4	18,7	11,9	8,4
от ГТМ прошлых лет, тыс. тонн	432,8	536,5			
<b>Удельная эффективность ГТМ</b>					
по отработанному времени, тонн/сут. отр.	2,0	2,3	3,7	4,3	2,1
по продолжительности эффекта, тонн/сут. эф.	3,0	3,7	6,1	7,0	3,3
на 1 мероприятие, тонн/меропр.	325,2	445,4	639,8	684,8	370,3
продолжительность эффекта, сут.	25036	44573	31960	18128	25084
отработанное время, сут.	38030	70291	52975	29676	39271
<b>Ввод из бездействия и из других категорий</b>					
количество мероприятий	10	1	0	6	9
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	1,22	0,02	0	0,88	2,904
удельная эффективность, тонн/сут. эф.	0,5	0,3	0	1,0	1,4
тонн/сут. отр.	0,5	0,3	0	1,0	1,4
тонн/меропр.	122	20	0	146,7	322,7
продолжительность эффекта, сут.	2448	75	0	903	2037
отработанное время, сут.	2581	75	0	903	2037
<b>Ввод боковых горизонтальных стволов</b>					
количество мероприятий	1	4	11	18	3
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	2,14	25,04	61,1	85,985	9,896
удельная эффективность, тонн/сут. эф.	6,7	55,9	33,1	20,3	24,1
тонн/сут. отр.	6,7	55,9	33,1	20,3	24,1
тонн/меропр.	2140	6260	5553	4777	3298,7
продолжительность эффекта, сут.	319	448	1845	4240	410
отработанное время, сут.	319	448	1845	4240	410
<b>Переход на новый горизонт</b>					
количество мероприятий	13	0	0	23	16
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	3,75	0	0	15,454	1,91
удельная эффективность, тонн/сут. эф.	2,1	0,0	0	4,6	0,9
тонн/сут. отр.	2,1	0,0	0	3,9	0,8
тонн/меропр.	288,5	0	0	671,9	119,4
продолжительность эффекта, сут.	1807	0	0	3370	2164
отработанное время, сут.	1813	0	0	3971	2346

**Продолжение таблицы 6**

1	2	3	4	5	6
<b>Обработка призабойной зоны</b>					
количество мероприятий	105	231	171	86	106
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	49,21	86,54	43,6	18,17	44,4
удельная эффективность, тонн/сут. эф.	3,9	2,8	2,2	2,6	3,3
тонн/сут. отр.	2,8	2,0	1,3	1,3	2,2
тонн/меропр.	468,7	374,6	255	211,3	418,6
продолжительность эффекта, сут.	12683	30463	19876	7066	13524
отработанное время, сут.	17439	43901	32952	14352	20427
<b>Оптимизация механизированного фонда</b>					
количество мероприятий	100	129	122	38	65
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	18,73	50,87	71,0	6,224	18,88
удельная эффективность, тонн/сут. эф.	2,5	3,8	6,9	3,1	3,7
тонн/сут. отр.	1,2	2,0	3,9	1,3	1,6
тонн/меропр.	187,3	394,3	582	163,8	290,5
продолжительность эффекта, сут.	7514	13305	10234	1995	5115
отработанное время, сут.	15358	25523	18173	4974	12099
<b>Ремонтно-изоляционные работы</b>					
количество мероприятий	4	2	1	8	5
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0,73	0,98	0,0	0,6	0,82
удельная эффективность, тонн/сут. эф.	2,8	3,5	0,4	1,2	48,2
тонн/сут. отр.	1,4	2,8	0,4	0,5	17,4
тонн/меропр.	182,5	490	2	77	164,0
продолжительность эффекта, сут.	265	282	5	515	17
отработанное время, сут.	520	344	5	1175	47

Основное количество дополнительной нефти в последние пять лет получено за счёт трёх видов мероприятий по интенсификации добычи нефти: бурения боковых горизонтальных стволов, обработки призабойной зоны скважин, оптимизации механизированного фонда, и составило 591,7 тыс. тонн (по сумме эффектов за год проведения ГТМ).

ОПЗ, связанный с уменьшением числа мероприятий данного вида. Удельная эффективность ОПЗ по годам колеблется от 1,3 тонн/сут. в 2014–2015 гг. до 2,8 тонн/сут. в 2012 году. Количество вводимых БГС упало с 18 в 2015 году до 3 в 2016 году, удельная эффективность по годам изменялась в пределах 6,7–55,9 тонн/сут. на 1 мероприятие.

В 2016 году на добывающем фонде Мишкинского месторождения проведено 226 различных ГТМ; в год проведения дополнительно получено 83,7 тыс. тонн нефти или 8,4 % от всей добычи по месторождению. Охват скважин мероприятиями составил 28 %.

В 2016 году на Мишкинском месторождении проведено 106 мероприятий по ОПЗ, получено дополнительно 44,4 тыс. тонн нефти, соответственно, в 2,4 раза больше, чем за предыдущий год. При этом средняя удельная эффективность на 1 обработку повысилась с 211,3 до 418,6 тонн дополнительной нефти.

Результаты проведения ОПЗ в 2013–2016 гг. по видам приведены в таблице 7.

**Таблица 7 – Показатели эффективности ОПЗ на добывающем фонде**

Показатели	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5
<b>СКО</b>				
количество	4	15	1	7
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	1,645	2,2	0,012	2,2
удельная эффективность, тонн/меропр.	411	148	12,0	318,7
<b>СКО с КСПО-2</b>				
количество	24	0	24	6
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	3,048	0,0	3,103	1,8
удельная эффективность, тонн/меропр.	127	0	129,3	292,7

**Продолжение таблицы 7**

1	2	3	4	5
<b>СКО с КСПО-4</b>				
количество	0	0	9	2
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0	0	2,026	0,4
удельная эффективность, тонн/меропр.	0	0	225,1	183,0
<b>СКО с ОЭ</b>				
количество	14	1	2	0
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	4,629	0,1	0,149	0,0
удельная эффективность, тонн/меропр.	331	101	74,5	0,0
<b>СКВ</b>				
количество	25	20	11	4
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	18,4	5,3	3,56	1,2
удельная эффективность, тонн/меропр.	736	267	323,6	299,3
<b>СКВ с КСПО-2</b>				
количество	13	0	14	2
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	9,1	0,0	4,354	1,8
удельная эффективность, тонн/меропр.	700,8	0,0	311,0	889,5
<b>ВВВ+ГРП</b>				
количество	0	0	11	19
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0	0,0	3,19	8,9
удельная эффективность, тонн/меропр.	0	0	290,0	469,3
<b>ПСКО</b>				
количество	2	1	2	18
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0,8	0,0	0,665	4,8
удельная эффективность, тонн/меропр.	400,0	40,0	332,5	268,8
<b>ПСКО под давлением</b>				
количество	51	109	0	1
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	33	31,3	0	0,05
удельная эффективность, тонн/меропр.	647,1	287,3	0,0	50,0
<b>УДС кавернообразованием</b>				
количество	17	2	1	0
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	7,888	0,6	0	0,0
удельная эффективность, тонн/меропр.	464	310	0,0	0,0
<b>ОПЗ РАСПО</b>				
количество	0	0	1	1
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0	0,0	0,308	0,6
удельная эффективность, тонн/меропр.	0	0	308,0	624,0
<b>ОПЗ с РТ-1</b>				
количество	0	0	4	0
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0	0,0	0,528	0,0
удельная эффективность, тонн/меропр.	0	0	132,0	0,0
<b>ОПЗ растворителем + СКО с КСПО-2</b>				
количество	0	0	3	0
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0	0,0	0,075	0,0
удельная эффективность, тонн/меропр.	0	0	25,0	0,0



Наибольшее распространение из физико-химических методов воздействия на карбонатные коллектора на Мишкинском месторождении получила солянокислотная обработка и её модификации. Так, в 2016 году количество таких ремонтов составило 56 %. Основными её преимуществами являются простота осуществления и низкая стоимость работ. Однако следует отметить, что процент успешности солянокислотного воздействия невысок и уменьшается с увеличением кратности обработок. Снижение успешности кислотных методов вызвано следующими причинами:

- высокая расчленённость и неоднородность по проницаемости разрабатываемых объектов. В этих условиях при проведении первоначальной кислотной обработки соляная кислота проникает в наиболее проницаемые пропластки и почти не поступает в малопроницаемые. При повторной солянокислотной обработке кислота снова, в первую очередь, поступает в наиболее проницаемые пропластки, расширяя и углубляя ранее образовавшиеся каналы, при этом увеличения профиля притока не происходит;
- высокой скоростью реакции кислоты с породой пласта и быстрой её нейтрализацией, которая происходит из-за эффекта экранизации поверхности порового пространства пород, за счёт АСПО или образования на поверхности экранирующего слоя из продуктов реакции кислоты с породой;
- блокированием порового пространства продуктами химических реакций, неполным их удалением из призабойной зоны пласта (ПЗП);
- неизменная технология проведения обработок.

Основной задачей в совершенствовании методов ОПЗ является обеспечение заданной глубины проникновения кислоты в пласт и степени охвата пласта воздействием, а также своевременный и полный вынос продуктов реакции из пласта после солянокислотной обработки. Рассмотрим некоторые способы решения данных задач.

1. Замедление скорости реакции соляной кислоты с карбонатной породой: перевод кислоты в эмульгированное состояние, получение пенокислотных растворов, модифицирование и понижение температуры кислотных растворов и др. Однако у всех этих методов есть свои недостатки. При проведении пенокислотной обработки происходит частичное расслоение пены при её транспортировке к забою и снижение стабильности пены при повышении температуры. Использование нефтекислотных эмульсий в низкопроницаемых коллекторах малоэффективно.

2. Улучшение фильтруемости рабочего раствора в условиях низкопроницаемых коллекторов, осложненных наличием АСПО. Для этих целей вводят в состав кислотоводородных растворов углеводороды, обладающие высокой растворяющей способностью по отношению к АСПО (органические отходы производства винилхлорида; алюмохлорида; дистиллят, содержащий бензин, керосин, соляровую фракцию). Однако данное направление не исключает один из основных недостатков обычных кислотных обработок – проникновение в пласт по участкам с наилучшими фильтрационными свойствами коллектора. Использование кислотных эмульсий для ОПЗ требует их приготовления на стационарных установках, состоящих из насосного оборудования, емкостей, системы обвязки, что весьма трудоёмко.

3. Широко используются для прогрева ПЗП и удаления из неё образований ПЗП, методы, основанные на закачке в пласт горячей воды, нефти, нефтепродуктов. Эти работы не требуют длительного периода их осуществления и способствуют повышению производительности скважин. Эффективность данных методов недостаточно высока. Наиболее перспективными в этом направлении являются методы, основанные на закачке в пласт горячих растворителей, однако данные методы в большинстве случаев являются экономически нецелесообразными из-за необходимого значительного количества реагента и затрат на его прогрев.

В целом по ОАО «Удмуртнефть» одним из наиболее эффективных способов воздействия на ПЗП остаётся метод поинтервальной солянокислотной обработки (ПСКО). Эффективность метода достигается за счёт целенаправленного действия кислоты в заданном интервале. Однако на Мишкинском месторождении удельная эффективность ПСКО с каждым годом всё больше снижается: с 400 тонн/мер. в 2013 году до 268,8 тонн/мер. в 2016 году. Причинами снижения эффективности являются:

1. Экранирующий эффект на поверхности порового пространства пород за счёт АСПО.

2. Кратность обработок. После 3–4-кратного воздействия на пласт эффективность обработок падает в 2–3 раза, а продолжительность эффекта снижается в 1,5 раза.

С целью увеличения эффективности проведения ПСКО на Мишкинском месторождении, предлагаю провести комплексные мероприятия по воздействию на призабойную зону пласта с предварительным использованием растворителя АСПО, из расчёта 0,7 м<sup>3</sup> РАСПО на 1 м нефтенасыщенной толщины. Данный метод позволяет: снизить экранирующий эффект на поверхности порового пространства, и как следствие увеличить глубину проникновения кислоты в пласт и степень охвата пласта воздействием.

Так же существенное преимущество комплексной обработки РАСПО + ПСКО ещё и в том, что в условиях добычи высоковязкой нефти после СКО в призабойной зоне образуются аномально-вязкие структурированные эмульсии – нефть, вода, механические примеси, остатки кислоты, что во многих случаях приводит к неоднократному отказу насосного оборудования. Применение растворителя при ПСКО предохраняет от образования агрегированных структурообразующих жидкостей.

Для проведения обработки необходимо следующее оборудование: цементировочный агрегат (ЦА-320), агрегат для закачки кислоты, АПРС-40, ёмкости для воды.

Проведение обработок будет осуществляться по следующей схеме:

- 1) остановка и глушение скважины;
- 2) подъём ГНО и пропарка НКТ;
- 3) шаблонирование эксплуатационной колонны и промывка забоя;
- 4) ГИС;
- 5) спуск и посадка пакеров на НКТ;
- 6) обвязка устья скважины для проведения ПСКО;
- 7) закачка РАСПО из расчёта 0,7 м<sup>3</sup> на 1 м нефтенасыщенной толщины;
- 8) выдержка на реакцию в течение 4 часов;
- 9) закачка и продавка в пласт раствора HCl, реакция;
- 10) спуск НКТ с воронкой, промывка скважины солёной водой с целью удаления продуктов реакции;
- 11) спуск оборудования, пуск скважины в работу.

#### **Анализ эффективности применения выбранного технического решения на других месторождениях**

Рассмотрим эффективность проведения комплексных ОПЗ с применением РАСПО в сравнении с ПСКО проведёнными по обычной технологии, на тех скважинах, где наблюдалось снижение забойного давления и притока жидкости в скважину. Для примера возьмём месторождение со схожими с Мишкинским месторождением физико-химическими характеристиками нефти и объектами разработки, например, Лозюльско-Зуриновское месторождение ОАО «Удмуртнефть».

Результаты проведения обычного ПСКО в 2015 году приведены в таблице 8.

**Таблица 8 – Результаты проведения обычного ПСКО в 2015 году**

Месторождение	№ скважины	Дебит нефти до ОПЗ, тонн/сут.	Прирост дебита нефти после ОПЗ, тонн/сут.	Прирост дебита нефти после ОПЗ, %
Лозюльско-Зуриновское	1235	1,7	1,3	76
	1013	8,8	2,0	23
	1055	2,1	0,0	0
	1036	4,7	3,6	77
	1023	4,3	1,8	42
	680	2,9	1,0	34
	1045	1,3	0,2	15
	1207	2,9	0,0	0

Результаты проведения ПСКО с предварительным использованием РАСПО в 2015 году приведены в таблице 9.

**Таблица 9 – Результаты проведения РАСПО + ПСКО**

Месторождение	№ скважины	Дебит нефти до ОПЗ, тонн/сут.	Прирост дебита нефти после ОПЗ, тонн/сут.	Прирост дебита нефти после ОПЗ, %
Лозолюкско-Зуринское	1034	5,3	5,8	109
	1208	6,3	4,3	68
	1160	4,4	2,7	61
	390	1,1	0,0	0
	1234	2,4	0,0	0
	1139	0,7	1,6	229
	1188	3,3	0,8	24
	1134	3,5	1,8	51
	1190	7,1	4,0	56
	1102	2,0	1,8	90
	1185	3,3	0,8	24

Сравним результаты проведения этих обработок в целом.

**Таблица 10 – Результаты проведения РАСПО + ПСКО и ПСКО на Лозолюкско-Зуринском месторождении**

	Количество обработок	Средний дебит нефти до ОПЗ, тонн/сут.	Средний дебит нефти после ОПЗ, тонн/сут.	Средний прирост дебита нефти после ОПЗ, тонн/сут.	Средний прирост дебита нефти после ОПЗ, %
РАСПО + ПСКО	11	3,6	5,7	2,1	58
ПСКО	8	3,6	4,8	1,2	33

Как видно из таблицы 10, средний дебит скважин до проведения ОПЗ был одинаковым, средний прирост дебита на скважинах, где была проведена комплексная обработка, был выше на 75 % по сравнению с дебитом тех скважин, где была проведена обычная ПСКО.

Также в 2015 году были проведены комплексные ПСКО на Кезском (3 обработки) и Михайловском (1 обработка) месторождениях ОАО «Удмуртнефть». Проводить сравнительный анализ данных обработок по отношению к обычным ПСКО было бы неправильно ввиду их незначительного количества.

**Проектирование предлагаемого технического решения для Мишкинского месторождения**

С целью создания единых правил подбора кандидатов на проведение, расчёта эффекта и оценки эффективности ГТМ, в ОАО «Удмуртнефть» принят стандарт компании НК «Роснефть» «Порядок подбора кандидатов на проведение, расчёта эффекта и оценки эффективности ГТМ». Задачами стандарта являются:

- единство принципов, требований и критериев при выборе кандидатов на проведение ГТМ;
- единообразие применяемых расчётов эффекта от ГТМ;
- однозначность оценки эффективности ГТМ;

- снижение затрат на выполнение не эффективных ГТМ, связанных с отсутствием чётких критериев оценки и методологии расчёта эффекта;
- основу для подтверждения обоснованности и объективности проектно-технологической документации, представляемой на ЦКР и ТКР.

Технологическая эффективность ГТМ количественно характеризуется следующими базовыми показателями:

- увеличение дебита нефти, тонн/сут. (с ним напрямую связан параметр увеличения темпа отборов, измеряется в процентах или долях от начальных извлекаемых запасов);
- суммарная дополнительная добыча нефти, тыс. тонн (рассчитывается за период);
- сокращение объёма попутно добываемой воды, тыс. тонн (рассчитывается за период, возможно определение в тонн/сут. на конкретную дату);
- увеличение КИН, доли ед. (за счёт подключения неразрабатываемых запасов).

Подбор кандидатов на проведение ОПЗ включает три основных этапа:

- 1) уточнение текущих параметров работы скважин, расчёт эффекта от ОПЗ и создание ранжированного списка кандидатов;
- 2) анализ геологии и текущего состояния разработки;
- 3) анализ технического состояния скважин и подбор оборудования для проведения ОПЗ.

Результатом подбора кандидатов должен быть ранжированный по планируемым приростам дебита нефти (рассчитанным на оборудование) список скважин-кандидатов на проведение ОПЗ.

Расчёт потенциала, уточнение текущих параметров работы скважин, расчёт эффекта от ОПЗ и создание ранжированного списка кандидатов.

Основной источник информации и инструмент для работы «Технологический режим работы скважин по состоянию на текущий месяц». Порядок выполнения работ:

- проверка текущих параметров работы, представленных в технологическом режиме (при необходимости уточнение параметров работы скважины с помощью методики проведения отжима динамического уровня);
- определяется целевое забойное давление;
- выполняется ранжирование кандидатов по расчётному приросту дебита нефти от ОПЗ;
- исключаются кандидаты с расчётным приростом дебита нефти меньше минимального, определённого с учётом экономической эффективности.

На основании рекомендаций стандарта «Порядок подбора кандидатов на проведение, расчёта эффекта и оценки эффективности ГТМ», а также «Технологического режима работы скважин по состоянию на май месяц» по НГДУ «Воткинск», произведём подбор скважин кандидатов на проведение комплексных ПСКО с предварительной обработкой РАСПО. При подборе скважин обращалось внимание на те скважины, где в последнее время произошло снижение забойного давления и притока жидкости в скважину. Таких скважин по Мишкинскому месторождению набралось 19. С целью минимизации рисков по проекту (неполучение запланированного эффекта) 9 скважин были исключены из списка по причине высокой кратности обработок. В результате получился список из 10 скважин-кандидатов на проведение комплексных обработок РАСПО + ПСКО. Перечень скважин отображён в таблице 11.

Таблица 11 – Скважины-кандидаты для проведения комплексных ПСКО

Месторождение	№ скважины	Пластовое давление, атм.	Нд, м	Забойное давление, атм.	Добыча нефти, тонн/сут.	Добыча жидкости, м <sup>3</sup> /сут.	Обводнённость, %	Нефтенасыщенная толщина, м
Мишкинское	562	137	958	48	12,5	43,4	71	11,0
	504	117	1028	40	19,2	30,0	36	11,4
	510	123	1184	30	20,2	80,0	75	9,0
	514	117	900	54	13,7	29,0	53	12,1
	524	131	911	60	26,3	96,0	73	14,2
	533	124	1134	31	13,9	75,0	82	10,0
	2075	113	856	35	14,3	69,9	80	10,4
	347	132	988	56	12,7	18,0	30	1,8
	1505	118	1146	32	25,3	35,0	28	7,6
	1509	118	994	41	19,3	27,0	29	10,4

### Расчёт технических показателей проекта

Согласно стандарта «Порядок подбора кандидатов на проведение, расчёта эффекта и оценки эффективности ГТМ», оценка эффекта от ОПЗ включает в себя три параметра:

- 1) планируемый дебит жидкости после ОПЗ;
- 2) планируемый дебит нефти после ОПЗ;
- 3) планируемый прирост дебита нефти после ОПЗ.

#### **Добыча жидкости**

Планируемый дебит жидкости после ОПЗ вычисляется по формуле:

$$Q_2^n = Q_1^n \cdot \frac{\Delta P(P_2^n)}{\Delta P(P_1^n)}, \quad (1)$$

где  $Q_2^n$  – планируемый дебит жидкости после ОПЗ, м<sup>3</sup>/сут.;  $Q_1^n$  – фактический дебит жидкости до ОПЗ, м<sup>3</sup>/сут.;  $\Delta P(P_2^n)$  – депрессия на фактическое забойное давление после проведения ИДН, атм.;  $\Delta P(P_1^n)$  – депрессия на фактическое забойное давление до проведения ОПЗ, атм.

#### **Добыча нефти**

Планируемый дебит нефти после ОПЗ вычисляется по формуле:

$$Q_{2H}^n = Q_{2Ж}^n \cdot \left(1 - \frac{WST_2^n}{100\%}\right) \cdot \rho_H, \quad (2)$$

где  $Q_{2H}^n$  – планируемый дебит нефти после ОПЗ, тонн/сут.;  $Q_{2Ж}^n$  – планируемый дебит жидкости после ОПЗ, м<sup>3</sup>/сут.;  $WST_2^n$  – планируемое значение обводнённости после ОПЗ, %;  $\rho_H$  – плотность нефти в поверхностных условиях, г/см<sup>3</sup>.

Планируемый прирост дебита нефти после ОПЗ рассчитывается по формуле:

$$\Delta Q_H^n = Q_{2H}^n - Q_{1H}^f, \quad (3)$$

где  $\Delta Q_H^p$  – планируемый прирост дебита нефти после ОПЗ, тонн/сут.;  $Q_{2H}^p$  – планируемый дебит нефти после ОПЗ, тонн/сут.;  $Q_H^f$  – фактический текущий дебит нефти, тонн/сут.

Планируемые приросты дебита жидкости, нефти после проведения комплексных обработок представлены в таблице 12.

**Таблица 12 – Планируемые параметры работы скважин после проведения РАСПО + ПСКО**

Месторождение	№ скважины	Параметры до ОПЗ			Планируемые параметры после РАСПО + ПСКО			
		Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут.	Дебит нефти, тонн/сут.	Обводнённость, %	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут.	Дебит нефти, тонн/сут.	Прирост дебита нефти, тонн/сут.	Прирост дебита нефти, %
Мишкинское	562	43,4	12,5	71	59,5	17,2	4,6	37
	504	30,0	19,2	36	41,2	26,4	7,2	37
	510	80,0	20,2	75	106,1	26,8	6,6	33
	514	29,0	13,7	53	39,2	18,6	4,8	35
	524	96,0	26,3	73	128,7	35,2	8,9	34
	533	75,0	13,9	82	99,5	18,4	4,5	33
	2075	69,9	14,3	80	91,5	18,7	4,4	31
	347	18,0	12,7	30	24,2	17,1	4,4	35
	1505	35,0	25,3	28	45,9	33,1	7,8	31
	1509	27,0	19,3	29	37,3	26,6	7,3	38

В целом по проекту по 10 скважинам планируется прирост дебита в количестве 60,7 тонн/сут.

***Коэффициент нефтеотдачи***

Рассчитаем коэффициент нефтеотдачи по проекту при условии его реализации в июле 2017 года. Ожидаемая продолжительность эффекта от проведения РАСПО + ПСКО 1,5 года.

Все скважины кандидаты из списка проекта относятся к верейскому объекту разработки. Начальные балансовые запасы нефти по верейскому объекту разработки составляют 63,6 млн тонн. Плановая накопленная добыча на 2017 год составляет 10,296 млн тонн. Результаты расчёта отражены в таблице 13.

**Таблица 13 – Сравнение КИН при реализации проекта**

	2017 год	2018 год
Плановая накопленная добыча нефти, млн тонн	10,296	10,624
КИН	0,1619	0,1670
Плановая накопленная добыча нефти при реализации проекта ПСКО по 10 скважинам, млн тонн	10,359	10,814
КИН, при реализации проекта ПСКО	0,1629	0,1700
Плановая накопленная добыча нефти при реализации проекта РАСПО + ПСКО по 10 скважинам, млн тонн	10,406	10,956
КИН, при реализации проекта РАСПО+ПСКО	0,1636	0,1723

Реализация проекта РАСПО + ПСКО на 10 скважинах Мишкинского месторождения позволит увеличить КИН по верейскому объекту разработки в 2017 году на 0,0017, а в 2018 году – на 0,0053. При реализации проекта обычного ПСКО увеличение текущего КИН составит 0,001 и 0,003 соответственно.

### Сравнение технологических показателей проектируемого варианта с базовым вариантом

Сравним показатели проведения комплексных обработок РАСПО + ПСКО с показателями, которые мы могли бы получить в том случае, если бы проводились ПСКО по обычной технологии. Результаты сравнения отражены в таблицах 14 и 15.

Таблица 14 – Сравнение проектных показателей с базовым вариантом по скважинам

Месторождение	№ скважины	Параметры после РАСПО + ПСКО (проект)				Параметры после ПСКО (базовый вариант)			
		Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут.	Дебит нефти, тонн/сут.	Прирост дебита нефти, тонн/сут.	Прирост дебита нефти, %	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут.	Дебит нефти, тонн/сут.	Прирост дебита нефти, тонн/сут.	Прирост дебита нефти, %
Мишкинское	562	59,5	17,2	4,6	37	52,6	15,2	2,7	21,2
	504	41,2	26,4	7,2	37	36,4	23,3	4,1	21,2
	510	106,1	26,8	6,6	33	94,9	24,0	3,8	18,6
	514	39,2	18,6	4,8	35	34,8	16,5	2,8	20,1
	524	128,7	35,2	8,9	34	114,7	31,4	5,1	19,5
	533	99,5	18,4	4,5	33	89,0	16,5	2,6	18,7
	2075	91,5	18,7	4,4	31	82,2	16,8	2,5	17,6
	347	24,2	17,1	4,4	35	21,6	15,2	2,5	19,8
	1505	45,9	33,1	7,8	31	41,2	29,8	4,5	17,7
	1509	37,3	26,6	7,3	38	32,9	23,4	4,2	21,8

Таблица 15 – Сравнение проектных показателей с базовым вариантом в целом

	Количество обработок	Средний дебит нефти до ОПЗ, тонн/сут.	Средний дебит нефти после ОПЗ, тонн/сут.	Средний прирост дебита нефти, тонн/сут.	Общий прирост дебита нефти по проекту, тонн/сут.	Средний прирост дебита нефти, %.
РАСПО + ПСКО (предлагаемый проект)	10	23,8	29,9	6,1	60,7	26
ПСКО (базовый вариант)	10	23,8	27,3	3,5	34,7	15

Как видно из таблицы 15, планируемый прирост Q нефти от обработок РАСПО + ПСКО на 2,6 тонн/сут. больше по сравнению с обычными ПСКО. В целом прирост Q нефти по предлагаемому проекту РАСПО + ПСКО на 26 тонн/сут. больше по сравнению с ПСКО по обычной технологии.

#### Литература:

1. Технологическая схема разработки Мишкинского нефтяного месторождения. – Бугульма : «ТатНИПинефть», 1986.
2. Авторский надзор за разработкой Мишкинского месторождения нефти. – Ижевск : Филиал ОАО «Сиданко» в г. Ижевске «Ижевский нефтяной научный центр», 2004. – 293 с.
3. Сучков Б.М. Проведение СКО в динамическом режиме // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал Нефтяное хозяйство. – М. : ЗАО Издательство Нефтяное хозяйство, 1987. – № 6. – С. 52–55.
4. Богомольный Е.И. Обработка призабойной зоны скважин композициями на основе соляной кислоты и водорастворимого ПАВ на месторождениях Удмуртской АССР / Тезисы докладов Всесоюзной конференции «Проблемы развития нефтегазового комплекса страны». – М., 1991. – С. 41.

5. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. – Самара : Кн. изд., 1996. – 437 с.
6. Мустафин Г.Г., Лерман Б.А. Анализ эффективности методов воздействия на призабойную зону пласта // ВНИИОЭНГ. РНТС Серия Нефтепромысловое дело, 1983. – № 7. – С. 7–8.
7. Богомольный Е.И. Интенсификация добычи высоковязких парафинистых нефтей из карбонатных коллекторов Удмуртии. – Москва-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2003. – 271 с.
8. Кудинов В.И., Дацик М.И., Зубов Н.В. и др. Промышленное развитие высокоэффективных технологий теплового воздействия на Гремихинском месторождении Удмуртии // Научно-технический журнал Нефтепромысловое дело. – М. : ВНИИОЭНГ, 1993. – № 10. – С. 169–176.
9. Стандарт НК «Роснефть» Порядок подбора кандидатов на проведение, расчёта эффекта и оценки эффективности ГТМ. – М., 2005.
10. Технологический режим работы скважин по состоянию на май месяц по НГДУ «Воткинск».
11. Мероприятия по интенсификации добычи нефти на Мишкинском нефтяном месторождении. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b3ac68a4d53b89421216c27\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b3ac68a4d53b89421216c27_0.html)
12. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
13. Савенок О.В., Лаврентьев А.В., Березовский Д.А. Проектирование кислотной обработки пласта : методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Управление продуктивностью скважин» для студентов всех форм обучения направления подготовки 131000.62 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 86 с.
14. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учеб. пособ. для студентов вузов. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 603 с.
15. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – Т. 1. – 540 с.
16. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – Т. 2. – 576 с.
17. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – Т. 3. – 576 с.
18. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – Т. 4. – 512 с.
19. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 т. : учебное пособие для студентов, обучающихся по специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» направления подготовки дипломированных специалистов 130500 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг. – Т. 1. – 2011. – 348 с.
20. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 т. : учебное пособие для студентов, обучающихся по специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» направления подготовки дипломированных специалистов 130500 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг. – Т. 2. – 2011. – 348 с.

#### References:

1. Technological scheme of development of the Mishkinsky oil field. – Bugulma : Tatnipineft, 1986.
2. Architectural supervision of development of the Mishkinsky oil field. – Izhevsk : Sidanko branch of JSC in Izhevsk «The Izhevsk oil scientific center», 2004. – 293 p.
3. Suchkov B.M. Carrying out SKO in the dynamic mode // the Monthly scientific and technical and production magazine Oil economy. – М. : CJSC Publishing House Oil economy, 1987. – No. 6. – P. 52–55.
4. Bogomolny E.I. Processing of a bottomhole zone of wells compositions on the basis of hydrochloric acid and water-soluble surfactant on fields Udmurt the ASSR / Theses of reports of the All-Union conference «Problems of Development of an Oil and Gas Complex of the Country». – М., 1991. – P. 41.
5. Kudinov V.I., Suchkov B.M. Intensification of extraction of viscous oil from carbonate collectors. – Samara : Book of prod., 1996. – 437 p.
6. Mustafin G.G., Lehrman B.A. Analysis of efficiency of methods of impact on a bottomhole zone of layer // VNIIOENG. RNTS Series Oil-field business, 1983. – No. 7. – P. 7–8.



7. Bogomolny E.I. Intensification of production high-viscosity paraffinic Udmurtia, neftly from carbonate collectors. – Moscow-Izhevsk : Institute of computer researches, 2003. – 271 p.
8. Kudinov V.I., Datsik M.I., Zubov N.V., etc. Industrial development of highly effective technologies of thermal influence on the Gremikhinsky field of Udmurtia // scientific and technical zhurnal Oil-field business. – M. : VNIIOENG, 1993. – No. 10. – P. 169–176.
9. Standard of Rosneft Order of selection of candidates for carrying out, calculation of effect and assessment of efficiency of GTM. – M, 2005.
10. A technological operating mode of wells as of May on NGDU «Votkinsk».
11. Actions for an oil production intensification on the Mishkinsky oil field. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b3ac68a4d53b89421216c27\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b3ac68a4d53b89421216c27_0.html)
12. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – 336 p.
13. Savenok O.V., Lavrentyev A.V., Berezovsky D.A. Design of acid processing of layer: methodical instructions to a practical training on discipline «Management of efficiency of wells» for students of all forms of education of the direction of preparation 131000.62 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – 86 p.
14. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : studies manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : Education - the South, 2011. – 603 p.
15. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012. – T. 1. – 540 p.
16. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012. – T. 2. – 576 p.
17. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – T. 3. – 576 p.
18. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – T. 4. – 512 p.
19. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 t. : the manual for the students studying in the specialty 130503 «Development and operation of oil and gas fields» of the direction of training of certified specialists 130500 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug. – T. 1. – 2011. – 348 p.
20. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 t. : the manual for the students studying in the specialty 130503 «Development and operation of oil and gas fields» of the direction of training of certified specialists 130500 «Oil and gas business». – Krasnodar. Publishing house – the South. – T. 2. – 2011. – 348 p.