

УДК 622.276

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЕ ОБОСНОВАНИЕ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОБРАБОТОК ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ПРИ РЕАГЕНТНОЙ РАЗГЛИНИЗАЦИИ КОМПОЗИЦИЯМИ НА ОСНОВЕ ОКСИДАНТОВ

Хисамиев Т.Р.¹, Токарев М.А.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

¹ e-mail: khisamiev_t_r@inbox.ru

Аннотация. В данной работе рассмотрены вопросы геолого-промыслового обоснования выбора скважин-кандидатов для проведения реагентной разглинизации призабойной зоны пласта композициями на основе веществ, обладающих сильными окислительными свойствами. Проанализированы промысловые результаты обработки заглинизированных пластов. Выявлен ряд особенностей, которые необходимо учесть для получения положительного эффекта от применения данной технологии, также предложены действенные меры решения этих вопросов. Получена адекватная математическая модель для оценки эффективности реагентной разглинизации.

Ключевые слова: обоснование, карта глинистости, обработка, разглинизация, регрессионный анализ, модель, эффективность

Текущий период добычи нефти в Российской Федерации характеризуется ухудшением структуры запасов нефтяных месторождений. Это связано с тем, что в разработку вовлекаются низкопроницаемые и высоконеоднородные коллектора, залежи с высоковязкой нефтью, а основные эксплуатационные объекты уже перешли на позднюю стадию разработки, для которой характерны высокая обводненность добываемой продукции и низкие дебиты скважин. Резервом для поддержания объемов добычи нефти при сложившихся условиях является ввод в активную разработку малоэффективных залежей, а также интенсификация добычи остаточной нефти с привлечением малодобитных скважин [1, 8, 9].

На сегодняшний день с целью улучшения состояния призабойной зоны пласта (ПЗП) на месторождениях страны применяется большое число разнообразных методов воздействия. При этом успешность проведения мероприятий на различных объектах редко превышает 30-80%, а в более чем 30% скважин, затраты на проведение воздействия не окупаются дополнительно добытой нефтью. Такое положение объясняется разными причинами как объективного, так и субъективного характера. При выборе метода обработки призабойной зоны скважин необходимо учитывать литологические и тектонические условия продуктивного пласта. Если рассматривать литологическую характеристику пласта, то это следует делать с учетом структурно-текстурных особенностей. В зависимости от структурно-текстурного типа, от характера цемента этих коллекторов, даже по одному конкретному объекту могут быть рекомендованы различные методы обработки призабойной зоны, такие как, проведение реагентной разглинизации, в других

пластах этого же объекта возможна и кислотная обработка. Таким образом, работы по обработке призабойной зоны в настоящее время требуют конкретного (ювелирного) подхода [2].

Ввиду того, что доля трудноизвлекаемых запасов постоянно растет, вопросы воздействия на призабойную зону объектов с трудноизвлекаемыми запасами и регулирования разработки становятся все более актуальными. Значительная доля трудноизвлекаемых запасов приходится на терригенные и терригенно-карбонатные заглинизированные коллектора. Продуктивность которых в значительной мере определяется гранулометрическим составом, а также величиной и составом глинистого цемента. Повышение эффективности выработки таких коллекторов связано с применением различных модификаций методов реагентной разглинизации [3].

С целью воздействия на глинистые частицы, коагулирующие поровое пространство, и глинистые составляющие породы в призабойной зоне пласта предложена технология разглинизации [4, 5] на основе применения веществ, обладающих сильными окислительными свойствами, относящиеся к классам гипохлоритов и пероксидов. В результате воздействия происходит диспергация глин на более мелкие агрегаты, которые в свою очередь теряют способность к структурообразованию из-за нарушения структурообразующих связей частично разрушенных кристаллов глинистых минералов. Применение окислителей для обработки скважины оказывает комплексное воздействие на составляющие горной породы, коагулянты и пластовые флюиды, а именно [1, 3, 6]:

- способствует диспергации глин и утере способности к набуханию;
- взаимодействие с нефтью, в результате частичного окисления компонентов нефти, приводит к образованию поверхностно-активных веществ (ПАВ);
- частично преобразует асфальтено-смоло-парафинистые отложения (АСПО) в газообразные и жидкие продукты;
- разлагает окислением полимерные включения, коагулирующие поровое пространство;
- оказывает бактерицидное действие.

Для рассматриваемой технологии можно выделить следующие основные критерии для выбора скважин [6]:

1. объект, на котором планируется проведение данного технологического воздействия, должен быть представлен преимущественно терригенными, либо терригенно-карбонатными неоднородными заглинизированными коллекторами;
2. выбираются скважины с весовой глинистостью пластов выше 3 %;
3. рассматривается фонд скважин с $V\% < 40\%$, $Q_n \sim 4 - 6$ т/сут;
4. по предварительно выбранным скважинам проводится анализ динамики добычи нефти и жидкости за предшествующий период эксплуатации с целью выявления и оценки характера обводнения продукции, для дальнейшего исключения

скважин, обводняемых за счет чуждых вод в силу их технической неисправности, с выбором скважин с равномерным ростом обводненности продукции;

5. в продуктивной толще выбираемые скважины должны иметь выдержанный глинистый раздел между нефтеносными и подстилающими водоносными пластами свыше 1,5 метров, с целью исключения прорыва пластовых вод;

6. выбираются скважины с минимальной вероятностью возможных законных перетоков (по γ - γ цементометрии, акустической цементометрии (АЦ), высокочувствительной термометрии (ВТ));

7. по промысловым данным оценивается ориентировочная величина остаточных запасов в районе скважины, на которой планируется проведение работ по рассматриваемой технологии; с выбором скважин, в районе которых данная величина составляет 40 - 50 % от начальных извлекаемых.

При выборе скважин-кандидатов для обработки ПЗП оценивается характеристика весовой $K_{гл.}$ и объемной глинистости $C_{гл.}$ пласта. При этом глинистость определяем по диаграммам гамма каротажа с помощью отработанных для рассматриваемого региона петрофизических зависимостей $C_{гл.} = f(\Delta JY)$. Весовая глинистость, определенная по гамма методу изменяется от 0,1 до 20 %, а при 20 % весовой, или 0,5 д.ед. объемной глинистости порода становится практически непроницаемой. Как следует из промысловых данных по месторождениям Татарии, увеличение коэффициента весовой глинистости $K_{гл.}$ коллектора с 2,4 % до 5,6 % снижает КИН с 0,6 до 0,2 [6].

На начальном этапе выбора скважин-кандидатов выполняется построение карт весовой глинистости для рассматриваемого объекта разработки. Данная технология реагентной разглинизации показала большую эффективность при значениях весовой глинистости в интервале 3 - 10 %. По картам весовой глинистости намечаются скважины-кандидаты, попадающий в «эффективный интервал», для проведения обработок.

На рис. 1 в качестве примера представлена часть карты весовой глинистости для реального объекта Ю1-3 месторождения N, построенная с помощью программы Surfer 9. По приведенной шкале можем проанализировать и исключить те скважины, которые в дальнейшем не будут использованы в отборе для проведения реагентной разглинизации. На рис. 1 таковыми являются скважины №№ 105, 106, 108, 110.

При проведении промысловых исследований по данной технологии получение такой же эффективности, как в лабораторных условиях [1], в значительной мере зависит от интенсивности освоения скважин после проведения реагентной разглинизации. Нарушение технологии освоения, связанное с простоями, может уменьшить возможный эффект от применения данной технологии [6]. При этом необходимо учесть, что продолжительность реакции композиций реагентов составляет 8 - 10 часов, а нейтрализующей кислоты 4 - 6 часов. Также для техноло-

гии реагентной разглинизации выявлен ряд особенностей [7], которые необходимо учитывать для получения положительного эффекта от воздействия.

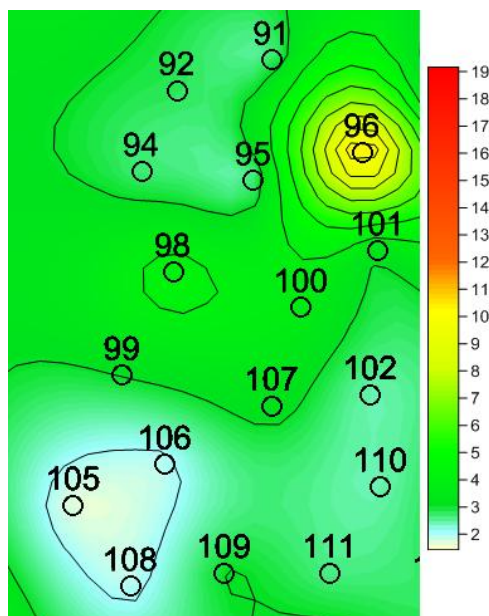


Рис. 1. Карта весовой глинистости (%) объекта Ю1-3

Всего по технологии реагентной разглинизации [4, 5] по объектам ТТНК и ТТД Волго-Уральской НГП обработаны 34 скважины. Практически все скважины подвергнувшиеся обработке принадлежат к малодобитному фонду скважин, часть из них на период проведения обработки находилась в бездействии в виду экономической нерентабельности (таблица 1). Четыре из обработанных скважин нагнетательные.

Таблица 1. Результаты обработки заглинизированных пластов

№ п/п	№ скважины	дата обработки	горизонт, пласт	Интервал пласта, м	Толщина пласта, м	до обработки				после обработки				эффект, тыс.т Технологический
						Q _ж , м ³ /сут	Q _п , т/сут	В, %	м ³ /сут Приемистость,	Q _ж , м ³ /сут	Q _п , т/сут	В, %	м ³ /сут Приемистость,	
Абдрахмановская площадь Ромашкинского месторождения														
1	27912	1999	боб.+радаев.	1169,2-1172,8	4	1,8	1,1	45	-	2,62	1,95	33	-	0,174
2	8911	1999	боб.+радаев.	1179,8-1182,4	2,6	3,4	2,7	29	-	3,4	2,76	27	-	0,308
3	17286	2000	боб.+радаев.	1127,6-1130,0	2,4	1	1	10	-	4,78	4,41	17	-	0,66
			боб.+радаев.	1136,6-1140,2	3,6									
4	27974	2000	боб.+радаев.	-	-	2,4	1,9	27	-	4,1	1,96	57	-	0,57
5	17207	1999	боб.+радаев.	1169,2-1171,0	1,8	1,7	1,4	23	-	3,89	1,47	66	-	0,066
			боб.+радаев.	1173,4-1175,6	2,2									
6	17291	1999	боб.+радаев.	1120,8-1123,2	2,4	3,6	1,4	65	-	5,96	1,92	71	-	1,384
7	13946	2000	пашийский	1840,4-1843,2	2,8	0,7	0	96	-	4,95	0,11	98	-	0,034

Югомаш-Максимовское месторождение														
8	4162	1998	тульский	1420,6-1423,4	2,8	1,5	1,3	11	-	5,4	4,2	13	-	3,419
9	2540	1999	тульский	1359,2-1363,2	4	1,9	1,2	19	-	5	3,6	20	-	2,12
			тульский	1374,0-1376,0	2									
10	2545	1999	тульский	1378,8-1382,8	6,8	1,5	1,2	10	-	6	4,2	22	-	1,713
11	2754	1999	тульский	1435,6-1439,6	4	8,5	5,3	30	-	24,4	18	18	-	10,86
			тульский	1447,0-1448,6	1,6									
12	4183	1999	тульский	1428,4-1430,6	2,2	2,4	1,6	25	-	4,7	3,5	17	-	1,47
			тульский	1417,4-1421,4	3									
13	2665	2000	тульский	1553,2-1556,8	3,6	0,3	0,3	11	-	3,1	2,7	21	-	1,078
14	1372	2000	тульский	1359,0-1364,0	5	5	4,1	26	-	2,11	1,81	22	-	0,092
			тульский	1371,0-1372,0	1									
Акташевская площадь Ново-Елховского месторождения														
15	6034	2000	бобриковский	1222,5-1225,6	3,1	0,9	0,9	12	-	1,25	1,26	9	-	0,209
			тульский	1227,0-1228,0	1									
16	6099	2000	бобриковский	1297,8-1299,2	1,4	3,8	0,8	81	-	4,13	1,1	76	-	0,175
			тульский	1299,2-1303,2	4									
17	6236	2000	бобриковский	1177,6-1180,7	3,1	0,4	0,4	12	-	0,51	0,5	12	-	0,378
			тульский	1180,7-1181,6	0,9									
18	6314	2000	боб.+тул.	1144,8-1147,6	2,8	0,4	0,4	9	-	1,88	1,9	9	-	0,554
Ново-Елховская площадь Ново-Елховского месторождения														
19	6354	2000	бобриковский	1112,0-1113,0	1	0,3	0,3	11	-	1,62	1,6	11	-	0,359
			тульский	1113,0-1114,0	1									
Саитовское месторождение														
20	3507 нагн.	2003	кыновский	1858,8-1863,2	4,4	-	-	-	42	-	-	-	56	1,053
21	3509	2003	кыновский	1882,4-1886,4	4	1,2	0,6	47	-	1,03	0,78	18	-	0,158
22	3517	2003	кыновский	1898,0-1902,0	4	1,7	0,9	20	-	2,6	2	16	-	0,588
23	3518	2003	кыновский	1880,8-1884,8	4	0,7	0,5	19	-	0,5	0,4	17	-	0,075
24	3519	2003	кыновский	1910,0-1911,6	1,6	0,8	0,6	19	-	1,06	0,77	22	-	0,052
			кыновский	1913,2-1914,4	1,2									
			кыновский	1926,4-1929,6	3,2									
25	3505	2003	кыновский	1894,0-1897,5	3,6	5,2	3,5	24	-	4,1	3,1	17	-	-
	3505	2005	кыновский	1894,0-1897,6	3,6	3,6	2,7	20	-	4,1	2,8	18	-	0,067
Чекмагушевское месторождение														
26	472 нагн.	2004	пашийский	2062,0-2065,6	3,6	-	-	-	5	-	-	-	4	0,743
27	476	2004	пашийский	2042,8-2048,8	6	2,8	1,1	54	-	2	2	10	-	0,775
28	482 нагн.	2004	пашийский	2022,4-2028,0	5,6	-	-	-	58	-	-	-	31	-
29	507 нагн.	2004	пашийский	1962,4-1967,2	4,8	-	-	-	101	-	-	-	40	-
Вятская площадь Арланского месторождения														
30	8785	2006	тульский	1439,4-1441,0	1,6	15	8,9	37	-	27,3	14,5	47	-	1,62
			тульский	1445,0-1448,4	3,4									
			тульский	1453,6-1455,4	1,8									
31	6683	2006	тульский	1506,6-1508,0	1,4	3,3	4,3	24	-	3,6	5,1	39	-	0,181
			тульский	1508,8-1510,8	2									
32	8552	2006	тульский	1288,0-1290,0	2	8,4	5,8	31	-	11,6	9,3	19	-	0,93
			тульский	1296,4-1298,4	2									
			тульский	1310,4-1314,0	3,6									
Северо-Никольское месторождение														
33	2312	2006	тульский	1348,7-1350,3	1,6	7,1	6,1	13	-	8,6	7,6	12	-	0,46
			тульский	1352,0-1353,0	1									
			тульский	1354,5-1357,0	2,5									
34	2316	2006	тульский	1446,7-1447,7	1	6	4	32	-	8,1	5,9	28	-	0,34
			тульский	1452,0-1453,6	1,6									
			тульский	1455,0-1455,8	0,8									
			тульский	1457,2-1459,2	2									
			тульский	1469,0-1471,2	2,2									

По результатам реагентной разглинизации добывающих скважин на основании математического моделирования построены адекватные регрессионные модели для аргументированного выбора скважин под воздействие и выбора параметров проведения реагентной разглинизации. Обработка результатов проводилась в программе «Statistica 6.0». Исходные параметры (отклики и регрессоры) для статистического моделирования представлены в табл. 2.

Таблица 2. Исходные параметры (отклики и регрессоры) для статистического моделирования

Определение откликов/регрессоров	Обозначение (Y/X)	Предел изменения
Дополнительная добыча нефти, т	Y_1	34 - 10860
Дебит скважины после обработки (по нефти), т/сут	Y_2	0,11 - 18
Отношение дебитов после и до обработки (по нефти), ед.	Y_3	0,44 - 9
Продолжительность эффекта, мес.	Y_4	3 - 30
Отношение обводненностей после и до обработки, ед.	Y_5	0,19 - 2,87
Дебит скважины до обработки (по нефти), т/сут	X_1	0 - 8,9
Обводненность продукции до обработки, %	X_2	9 - 96
Нефтенасыщенная толщина пласта, м	X_3	2 - 7,8
Весовая глинистость, %	X_4	3 - 10
Удельный объем реагентного раствора на 1 м перфорированной толщины пласта, м ³ /м	X_5	0,25 - 1,5
Концентрация реагентного раствора, %	X_6	8 - 14
Время реагирования, мин	X_7	300 - 600
Концентрация HCl, %	X_8	10 - 14

Стандартизованные регрессионные модели для оценки проведения реагентной разглинизации имеют вид:

$$Y_i = a_0^i + a_1^i X_1 + a_2^i X_2 + \dots + a_8^i X_8 = a_0^i + \sum_{j=1}^8 a_j^i X_j, i = 1 \dots 5. \quad (5)$$

Значения коэффициентов $a_j^i (i = 1, \dots, 5; j = 1, \dots, 8)$ для всех Y_i представлены в табл. 3.

Для оценки качества полученных моделей использовался статистический анализ коэффициента множественной корреляции R . Рассчитав фактические показатели F -критерия распределения Фишера, t -распределения Стьюдента, доверительной оценки коэффициента корреляции, и сравнив их с соответствующими табличными критическими значениями, был сделан вывод о том, что R для всех откликов является значимым, таким образом, построенные модели достоверно описывают отклики как функции регрессоров.

Анализ полученных уравнений показывает, что достоверно эффективность реагентной разглинизации может быть охарактеризована по дополнительной добыче нефти от мероприятия (Y_1), промежуточная эффективность может характеризоваться продолжительностью эффекта (Y_4), а успешность сразу после проведе-

ния мероприятия – по дебиту нефти после проведения обработки (Y_2), степени увеличения дебита по нефти (Y_3) и степени изменения обводненности продукции (Y_5).

Таблица 3. Коэффициенты стандартизованных регрессионных моделей для оценки проведения реагентной разглинизации

Модель		Отклики				
		Y_1	Y_2	Y_3	Y_4	Y_5
Свободный член a_0^i		-636,059	-3,420	0,053	19,114	-2,365
Коэффициенты при параметрах	X_1	128,085	1,257	-0,348	-1,071	-0,034
	X_2	5,319	0,010	0,018	0,009	-0,008
	X_3	57,135	0,359	-0,045	-0,878	0,022
	X_4	-197,164	-0,226	0,019	-1,226	0,128
	X_5	1935,908	1,849	2,338	10,074	0,551
	X_6	17,708	0,198	0,236	-0,776	0,126
	X_7	-1,539	-0,006	-0,001	-0,0004	0,001
	X_8	77,022	0,234	-0,103	0,278	0,033
R		0,607	0,909	0,600	0,708	0,686

Выводы:

- для предварительного выбора скважин-кандидатов для проведения реагентной разглинизации необходимо воспользоваться картами весовой глинистости;
- нарушение технологии освоения, связанное с простоями, может уменьшить возможный эффект от применения данной технологии;
- для предварительной оценки эффекта от реагентной разглинизации пласта возможно использование предложенных математических моделей.

Литература

1. Хисамиев Т.Р., Токарев М.А., Чинаров А.С. Эффективность системной обработки заглинизированных терригенных коллекторов // Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов: материалы межрегиональной научно-технической конференции. Ухта: УГТУ, 2010. С. 122 - 128.
2. Хисамиев Т.Р. Об эффективности обработки призабойной зоны пласта в различных геолого-промысловых условиях // Актуальные проблемы науки и техники: Сборник трудов I Всероссийской конференции молодых ученых. Уфа: УГНТУ, 2009. С. 116.
3. Токарев М.А., Хисамиев Т.Р. Системная обработка низкопроницаемых терригенных и терригенно-карбонатных заглинизированных коллекторов с целью повышения конечного КИН // Актуальные вопросы разработки нефтегазовых месторождений на поздних стадиях. Технологии. Оборудование. Безопасность.

Экология: Сборник материалов научно-практической конференции. Уфа: УГНТУ, 2010. С. 67-75.

4. Пат. 2162146 РФ, МПК Е 21 В 43/27, Е 21 В 43/22. Способ обработки заглинизированных пластов / М.А. Токарев, Р.Г. Исламов, В.Б. Смирнов, Г.М. Токарев (РФ). - № 99111865/03; Заявлено 01.06.1999; Опубл. 20.01.2001.

5. Пат. 2302522 РФ, МПК Е 21 В 43/22, Е 21 В 43/27, С 09 К 8/72. Способ обработки заглинизированных пластов / М.А. Токарев, А.С. Чинаров, Г.М. Токарев, О.А. Чинарова, В.Ю. Вытовтов, Н.М. Токарева (РФ). - № 2005138413/03; Заявлено 09.12.2005; Опубл. 10.07.2007. Бюл. №19.

6. Хисамиев Т.Р., Токарев М.А, Чинаров А.С. Технология обработки призабойной зоны пласта и освоения скважин при разглинизации композициями на основе веществ, обладающих сильными окислительными свойствами // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. № 1(83). С. 14 - 20.

7. Ганиев Т.И., Хисамиев Т.Р., Токарев М.А. Особенности методов воздействия на терригенные заглинизированные коллектора // Материалы 62-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. Уфа: УГНТУ, 2011. С. 301.

8. Ханнанов Р.Г. Разработка и применение многофункциональных композиций химических реагентов для интенсификации добычи нефти: дис. к.т.н. Уфа, 2005. 174 с.

9. Ленченков Н.С. Ограничение водопритока в горизонтальные скважины с применением неорганических гелеобразующих составов: автореф. дис. к.т.н. Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова (технический университет), 2009. 21 с.

GEOLOGICAL AND FIELD RATIONALE AND EFFICIENCY OF TREATMENTS BOTTOMHOLE FORMATION ZONE WITH REAGENT CLAY FORMATION REMOVAL COMPOSITIONS BASED ON OXIDANTS

T.R. Khisamiev ¹, M.A. Tokarev

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

e-mail: ¹khisamiev_t_r@inbox.ru

Abstract. In this paper some problems of geological and commercial justification of the choice of candidate wells for reagent clay formation removal layer zones compositions based on substances with strong oxidizing properties. Analyzed the results of processing commercial seal off strata. A number of features that should be considered for a positive effect on the application of this technology are also being proposed effective measures to address these issues. Received an adequate mathematical model for evaluating the effectiveness of the reagent clay formation removal.

Keywords: rationale, map of shale, treatment, clay formation removal, regression analysis, model, efficiency

References

1. Khisamiev T.R., Tokarev M.A., Chinarov A.S. Effektivnost' sistemnoi obrabotki zaglinizirovannykh terrigennykh kollektorov (The effectiveness of system treatment of mudded terrigenous reservoirs) in *Materialy konf. "Problemy razrabotki i ekspluatatsii mestorozhdenii vysokovyzkikh neftei i bitumov"* (Proceedings of conference "Problems in development and exploitation of high-viscosity oil fields and bitumes"). Ukhta, 2010. PP. 122 - 128.
2. Khisamiev T.R. Ob effektivnosti obrabotki prizaboinoi zony plasta v razlichnykh geologo-promyslovykh usloviyakh (The effectiveness of treatment of bottom-hole formation zone in various geological and field conditions) in *Aktual'nye problemy nauki i tekhniki: Sbornik trudov I Vserossiiskoi konferentsii molodykh uchenykh. (Actual problems of science and technology. Proceedings of First all-russ. conf. young scientists)*. Ufa, UGNTU, 2009. P. 116.
3. Tokarev M.A., Khisamiev T.R. Sistemnaya obrabotka nizkopronitsaemykh terrigennykh i terrigenno-karbonatnykh zaglinizirovannykh kollektorov s tsel'yu povysheniya konechnogo KIN (System treatment of low-permeability terrigenous and terrigenous-carbonate mudded formations in order to improve the final oil recovery) in *Materialy nauch.-prakt. konf. "Aktual'nye voprosy razrabotki neftegazovykh mestorozhdenii na pozdnykh stadiyakh. Tekhnologii. Oborudovanie. Bezopasnost'. Ekologiya"* (Proceedings of sci.-pract. conf. "Current issues of oil and gas mature fields. Technology. Equipment. Safety. Ecology"). Ufa.: UGNTU, 2010. PP. 67 - 75.
4. Patent 2162146 of Russian Federation. IPC E21B43/27, E21B43/22. Method of mudded formations treatment / M.A. Tokarev, R.G. Islamov, V.B. Smirnov, G.M. Tokarev; Appl. 01.06.1999; Publ. 20.01.2001.

5. Patent 2302522 of Russian Federation. IPC E21B43/22, E21B43/27, C09K8/72. Method for mudded reservoir treatment / M.A. Tokarev, A.S. Chinarov, G.M. Tokarev, O.A. Chinarova, V.Yu. Vytovtov, N.M. Tokareva. Appl. 09.12.2005; Publ. 10.07.2007.

6. Khisamiev T.R., Tokarev M.A., Chinarov A.S. Tekhnologiya obrabotki prizaboinoi zony plasta i osvoeniya skvazhin pri razglinizatsii kompozitsiyami na osnove veshchestv, obladayushchikh sil'nymi okislitel'nymi svoystvami (Bottom-hole treatment and well completion at formation being flushed-out by compositions based on substances with strong oxidizing properties), *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products*, 2011, Issue 1(83), pp. 14-20.

7. Ganiev T.I., Khisamiev T.R., Tokarev M.A. Osobennosti metodov vozdeystviya na terrigennye zaglinizirovannye kollektora (Features of treatments methods to influence to the mudded terrigenous reservoirs) in *Materialy 62-i nauch.-tekhn. konf. studentov, aspirantov i molodykh uchenykh (Proceedings of the 62 th scientific conference of students and young scientists)*. Ufa, UGNTU, 2011. P. 301.

8. Khannanov R.G. Razrabotka i primeneniye mnogofunktsional'nykh kompozitsii khimicheskikh reagentov dlya intensivatsii dobychi nefti (Development and application of multifunctional chemical compositions for enhanced recovery of oil). PhD Thesis. Ufa, 2005. 174 p.

9. Lenchenkov N.S. Ogranicheniye vodopritoka v gorizontallye skvazhiny s primeneniem neorganicheskikh geleobrazuyushchikh sostavov (Limitation of water inflow into horizontal wells using gel-forming inorganic compounds). PhD Thesis. St. Petersburg State Mining University, 2009. 21 p.