

- применение РУС (роторно-управляемой системы);
- использование оборудования для спуска колонн через проблемные интервалы, что позволяет вращать колонну и создавать циркуляцию во время спуска; использование цементировочных корзин в оснастке обсадной колонны;
- подбор рецептуры облегченного цементного раствора низкой плотности (порядка $1,38 \text{ г/см}^3$) с добавлением современных эффективных кольматантов, таких как CemNet®, характеризующихся высоким содержанием твердой фазы, для исключения гидроразрыва пород и осложнений в виде поглощения цементного раствора и качественного цементирования обсадной колонны;
- цементирование обсадной колонны в одну ступень, исключение необходимости дополнительного СПО КНБК с шарошечным долотом на разбуривание МСЦ или применение PDC-разбуриваемой оснастки;
- применение современных интегрированных приборов ГИС на кабеле, позволяющих совмещать запись ГИС в открытом и обсаженном стволе всех необходимых методов.

Горизонтальный ствол

При бурении данной секции очень важно сохранение естественной проницаемости продуктивного пласта. Для этого используют растворы с плотностью $0,90\text{-}0,92 \text{ г/см}^3$ на углеводородной основе (РУО). Давление открытия трещины на данном месторождении $0,94\text{-}0,96 \text{ г/см}^3$. При вскрытии она может снизиться до $0,92 \text{ г/см}^3$, с другой стороны пластовое давление $0,91 \text{ г/см}^3$. В этой связи может произойти полное поглощение бурового раствора (на одной из скважин объем потерь РУО составил более 8500 м^3), при этом возрастает риск газо-нефтеводопроявлений (ГНВП) из-за снижения гидростатического давления в скважине.

Инженерно-технологические решения:

- строгое соблюдение параметров бурового раствора, химического состава и концентрации кольматантов;
- анализ рисков сваббирования (скорость СПО минимальна для данного интервала бурения) при проработке, расхаживании, технологическом подъеме, смене долота;
- проведение промежуточных шаблонировок открытого ствола только в случае показаний плохой очистки ствола скважины от выбуренного шлама;
- отслеживание состояния ствола скважины при проведении ГИС на трубах, при удовлетворительном состоянии по результатам ГИС исключить проведение шаблонировки ствола скважины;
- применение современных интегрированных приборов ГИС на кабеле, позволяющих совмещать запись ГИС в открытом и обсаженном стволе всех необходимых методов;
- сборка и спуск PDC-разбуриваемой оснастки для исключения дополнительного СПО КНБК с шарошечным долотом.

МЕТОДИКА ВЫБОРА КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

В. С. Хорев, А. Ю. Дмитриев, М. В. Мищенко, В. Н. Черкасов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обработка призабойной зоны пласта кислотными составами является одним из относительно недорогих, эффективных и часто применяемых методов повышения проницаемости призабойной зоны [4]. Метод кислотного воздействия основан на реагировании водного раствора кислот с минералами, образующими породу коллектора, и привнесенными твердыми минеральными веществами, блокирующими призабойную зону. Следовательно, необходимо применение кислотных составов, содержащих химические добавки, которые соответствуют конкретным геолого-физическим условиям и обеспечивают оптимальную глубину проникновения активного реагента. Такой подход позволяет повысить эффективность кислотной обработки и избежать отрицательных последствий, в частности образования стойких эмульсий, нерастворимых осадков, вызывающих вторичную кольматацию ПЗП [5, 6]. Кислотная обработка скважин с терригенными коллекторами, в большинстве случаев, не требует воздействия на матрицу коллектора. Достаточно удалить кольматанты техногенного происхождения или карбонатную составляющую коллектора. Одним из распространенных способов обработки призабойной зоны скважины является применение соляной кислоты [3, 5].

Подготовительные и лабораторные работы

Для выбора наиболее эффективного кислотного состава были выполнены следующие лабораторные исследования: проведена подготовка образцов, исследованы коэффициенты проницаемости и пористости, определен их минералогический состав, определена степень воздействия кислотных составов на породу.

Подготовка образцов к исследованию проводилась в соответствии с ГОСТ 26450.0-85, согласно которому, образцы ядерного материала были подвергнуты экстрагированию спиртобензольной смесью (в соотношении 3:1), отмыты в дистиллированной воде и высушены до постоянного веса [1]. По завершению подготовительного этапа были проведены исследования коэффициентов проницаемости и пористости [2].

Для установления минералогического состава и количественных соотношений содержания минералов в породе использовался метод рентгеноструктурного анализа (РСА), поскольку из всех методов определения минерального состава горных пород рентгеновский анализ является наиболее информативным, а для достоверной диагностики глинистых минералов единственным. Количественное содержание минералов в пробе,

устанавливалось по отношению базальных диагностических рефлексов на дифрактограммах, полученных при строго постоянных условиях съёмки препаратов (методом рентгеноструктурного анализа (РСА)) [7]. На основании данных анализов был предложен составов для кислотной обработки.

Для наибольшего эффекта кислотной обработки предлагается использование грязевой кислоты (смесь соляной и плавиковой кислот в различных соотношениях), что в свою очередь позволит наиболее оптимально восстанавливать ФЕС коллекторов.

Лабораторное тестирование кислотных составов

Для выполнения лабораторных анализов был взят керновый материал, состав и основные параметры которого представлены в таблице 1.

Таблица 1

Керновый материал для проведения лабораторных анализов

Свита	Интервал	Литологический состав
Долганская (K ₁₋₂ dl)	1090,0–1096,9	Неравномерное переслаивание алевролитов песчаных, глинистых, кварц-полевошпатовых, слюдистых и глин темно-серых, алевролитистых, слюдистых
Малохетская (K ₁ mh)	2269,8–2266,2	Песчаник, алевролитовый глинистый
	2270,7–2267,1	Песчаник, алевролитовый глинистый
	2275,4–2273,5	Песчаник, алевролитовый глинистый
Суходудинская (K ₁ cd)	2504,0–2509,6	Песчаник, алевролитовый глинистый, слабослюдистый
	2815,0–2826,2	Песчаник, алевролитовый глинистый
	2816,4–2815,1	Песчаник, алевролитовый глинистый
	2957,7–2970,7	Алевролит песчаный, глинистый, слюдистый; песчаник алевролитовый, глинистый

В образцах определялся общий минералогический состав. Результаты приведены в таблице 2. При определении минерального состава пород суммарное содержание всех минералов и цемента принималось равным 100 %.

На дезинтегрированных образцах горной породы изучалось взаимодействие кислотных составов (НСI-10 %) с различными группами минералов, входящими в состав образцов. Для каждого образца готовились по шесть навесок для тестирования пяти различных составов. Навески заливали растворами кислот по 30 мл, перемешивали и помещали в термостат на 4 часа при пластовой температуре. По истечении заданного времени, осадки переносились на предварительно высушенные фильтры, промывались дистиллированной водой до нейтральной реакции, сушились до постоянного веса. По разнице весов определялась потеря массы при взаимодействии с исследуемыми составами.

Результаты представлены в таблице 3.

Таблица 2

Минеральный состав горных пород по данным РСА

Свита	Минеральный состав							Сумма, %
	Кальцит	Каолинит	Кварц	КПЩ	Мусковит/ Иллит	Плагиоклаз	Хлорит	
Долгановская	0,0	3,0	28,8	5,6	21,3	31,6	9,7	100
Малохетская	0,0	3,0	30,0	7,6	18,3	30,6	10,5	100
Суходудинская	0,0	1,1	44,9	8,4	4,2	37,5	3,9	100

Таблица 3

Потеря массы при кислотной обработке измельчённых образцов породы

Свита	Вес до кислотной обработки, гр.	Вес после кислотной обработки, гр.	Изменение веса, %
Долгановская	7,221	7,215	1,05
Малохетская	9,510	9,485	0,58
Суходудинская	5,413	5,330	1,53

Для песчаных коллекторов изменение веса после кислотной обработки незначительное. Наибольшее изменение веса (около 1,5 %) показал образец суходудинской свиты, что объясняется наибольшей глинистостью среди отобранных для тестирования образцов.

Результаты исследования изменения минерального состава пелитовой фракции образцов после выдерживания в 10 % растворе кислоты HCl приведены в таблице 4.

Таблица 4

Изменения минерального состава пелитовой фракции образцов

Номер образца	Изменения минерального состава, %						
	Кальцит	Каолинит	Кварц	КПШ	Мусковит/ Иллит	Плагиоклаз	Хлорит
Долгановская	+0,1	+0,2	+1,2	-2,6	-6,8	-4,2	+0,5
Малохетская	-0,2	+0,0	-2,3	+0,6	-8,5	-7,4	+1,9
Суходудинская	-0,1	-0,4	+1,9	+1,4	-7,0	-6,2	-2,1

Как видно из таблицы, основным количественным изменениям после кислотной обработки подвержены иллит и плагиоклаз. Изменения в содержании других составляющих пелитовой фракции закономерно связаны со статистической ошибкой измерения.

В соответствии с методикой проведены фильтрационные эксперименты, моделирующие кислотное воздействие на призабойную зону. В качестве кислотных составов выбраны наиболее часто используемые на месторождениях Западной Сибири композиции, представленные в таблице 5, в качестве базового кислотного состава использовался раствор HCl 10 %.

Таблица 5

Используемые в фильтрационных экспериментах кислотные составы

№	Кислотный состав	Производитель
1	HCl (10% раствор)	
2	Химеко ТК-2КМ	ЗАО «ХИМЕКО-ГАНГ»:
3	Модифицированный солянокислотный состав	АО «ПОЛИЭКС»
4	ФЛАКСОКОР 210	ЗАО «Петрохим»
5	Петрохим-КГС	ГК «Миррико», базовый раствор

На рисунке 1 показано поведение перепада давления от расхода прокачиваемой жидкости (керосина) на различных этапах эксперимента – до и после закачки бурового раствора, после кислотного воздействия. На рисунке 2 приведена фотография образца керна с коркой бурового раствора после кислотной обработки.

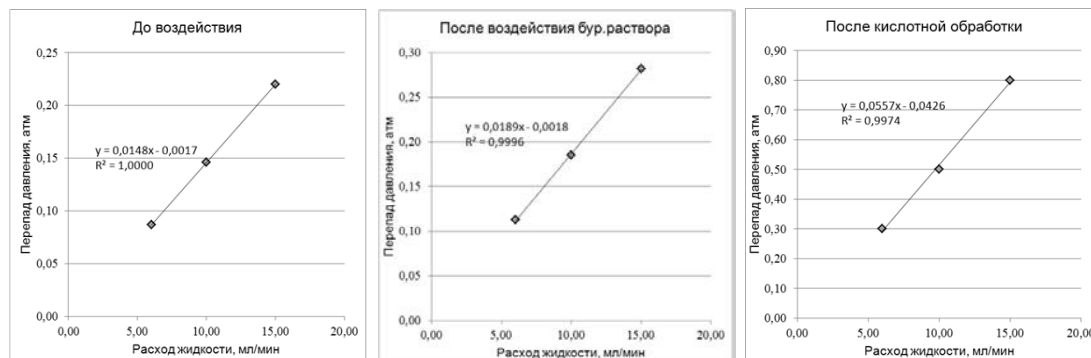


Рис. 1 Зависимость перепада давления на образце от расхода жидкости



Рис. 2 Фотография образца керна с коркой бурового раствора после кислотной обработки

Результаты фильтрационных экспериментов с определением коэффициента восстановления ($K_{\text{вост}}$) проницаемости после воздействия буровых растворов и последующей обработкой кислотными составами приведены в таблице 6.

Таблица 6
Результаты фильтрационных экспериментов по определению эффективности кислотных обработок

Свита	Тип бурового раствора	Кислотный состав	$K_{\text{вост}}$ после срыва корки, %	$K_{\text{вост}}$ после кислотной обработки, %
Малохетская	Исходный	HCl (10 % раствор)	48,26	26,57
Малохетская	Полимер+KCl	Химеко ТК-2KM	92,60	86,67
Нижнехетская	РУО	Модифицированный солянокислотный состав	82,61	96,70
Нижнехетская	Исходный	HCl (10 % раствор)	46,24	24,06
Суходудинская	РУО	ФЛАКСОКОР 210	53,15	25,81
Нижнехетская	Исходный	Петрохим-КГС	49,26	93,32

Как видно из таблицы воздействие 10 % HCl не улучшает коэффициент восстановления. В целом ухудшение проницаемости по нефти после воздействия кислоты 10 % HCl на керн может быть объяснено протеканием двух разнонаправленных процессов: положительное воздействие на проницаемость керна от удаления остатков кольматанта нивелируется отрицательным воздействием водной фазы раствора кислоты, поступающей в поровое пространство. Резкое снижение фазовой проницаемости по нефти керна продуктивных горизонтов после воздействия технологических жидкостей на водной основе неоднократно отмечалось ранее другими исследователями.

Проведённые тесты по кислотной обработке различными составами на основе HCl показали незначительное влияние на горную породу рассматриваемых свит (изменение веса образца после кислотной обработки не более 1,5 %, незначительные изменения минерального состава по результатам исследований методом PCA). Между тем, кислотные составы активно взаимодействуют с кольматантом рассматриваемых буровых растворов.

Проведены фильтрационные эксперименты, моделирующие кислотную обработку призабойной зоны после воздействия бурового раствора, показали разнонаправленный эффект от воздействия разными кислотными составами на корку бурового раствора. Прямые измерения проницаемости до и после кислотной обработки, а также фотографии поверхности образца с коркой бурового раствора показывают высокую активность кислотных составов и разрушение корки. Между тем, экспериментальные результаты показывают, что в большинстве случаев отмыв корки бурового раствора более эффективен, чем кислотная обработка без отмыва. Кроме того, использование кислотных растворов (10 % HCl на водной основе) приводит к существенному уменьшению фазовой проницаемости вследствие увеличения насыщенности порового пространства кислотными составами на водной основе, препятствующими фильтрации нефти (керосина).

Литература

1. ГОСТ 26450.0-85. Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств;
2. ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации;
3. Николаев Н.И., Шипулин А.В., Купавых К.С. Результаты исследований и эффективность применения комплексной технологии химической обработки призабойной зоны пласта // Территория Нефтегаз. 2015. № 4. С. 79-83;
4. Петров И.А., Азаматов М.А., Дрофа П.М. Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи // Георесурсы. 2010. № 1 (33). С. 7-10;
5. Филин В.В., Халиуллин А.А. Повышение эффективности промывки скважин после обработки призабойной зоны пласта кислотными композициями на месторождениях Западной Сибири // Перспективное развитие науки, техники и технологий. Материалы II-ой Международной научно-практической конференции в 2-х томах. Отв. ред.: Горохов А.А. Курск, 2012. С. 141-146;
6. Хисметов Т.В., Бернштейн А.М., Магадова Л.А., Давлетов З.Р., Никитин А.Н. Подбор кислотных композиций для обработок призабойной зоны по данным ядерно-физических методов // Нефтяное хозяйство. 2012. № 5. С. 78-81;
7. Шлыков В.Г. Рентгеновские исследования грунтов. М.: Изд-во МГУ, 1991. – 184 с.

АНАЛИЗ КОНСТРУКЦИИ И ХАРАКТЕРИСТИК ПОРШНЕВЫХ НАСОСОВ ОДНОСТОРОННЕГО И ДВУХСТОРОННЕГО ДЕЙСТВИЯ

А. Л. Хохлов

Научный руководитель, старший преподаватель А. В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Буровые насосы ключевым звеном циркуляционной системы буровой установки, технологические функции которого заключаются в нагнетании промывочной жидкости в скважину с целью: очистки забоя и