

## НАПРАВЛЕННАЯ КИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА ВЫСОКООБВОДНЕННЫХ ПЛАСТОВ

Приводятся результаты лабораторных и опытно-промышленных работ, направленные на усовершенствование кислотной обработки высокообводненных пластов.

*Ключевые слова:* призабойная зона, кислотная обработка, продуктивность, проницаемость, поверхностно-активное вещество, эмульсия.

В ОАО «НИИнефтепромхим» в течение ряда лет проводятся работы по созданию технологий увеличения нефтеизвлечения из неоднородных высокообводненных пластов на основе химических реагентов – углеводородных композиций поверхностно-активных веществ (УК ПАВ).

Как правило, кислотные обработки при обводненности продукции выше 40–60 % неэффективны. В отличие от других кислотных методов, разработанная технология направленной кислотной обработки высокообводненных

пластов (НКОВП) предназначена для увеличения продуктивности скважин, вскрывающих как карбонатные, так и терригенные пласты с температурой 15–55 °С и различной минерализацией попутно-извлекаемых вод и обводненностью продукции более 80%.

Метод основан на увеличении эффективности кислотных обработок путем блокировки высокопроницаемой обводненной части пласта. Блокировка зон с повышенной проницаемостью осуществляется с помощью вязких «ге-

Окончание статьи Г.С. Хамидуллиной, Д.К. Нургалеева, Д.И. Хасанова «Особенности интерпретации данных электромагнитных зондирований...»

### Литература

Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника. М.:ГЕОС, 2003. 402.

Иберла К. Факторный анализ. М. Статистика, 1980, 398.

Каримов К.М., Валеев С.Г., Еронова Е.В., Буткус Е.М. Оценка нефтеперспективности структур в Мелекесской впадине по электромагнитным зондированиям. *Георесурсы*. 2005 №2(17). 41–45.

Каримов К.М., Шабалин Н.Я., Балахнина и др. Геоэлектрическая модель земной коры Татарстана по данным электромагнитных зондирований. М: ЕАГО, *Геофизика*, 2003. 42–46.

Киселев Е.С., Ларионов Е.И., Сафонов А.С. Электрические свойства нефтегазоносных разрезов. Поисковые признаки залежей углеводородов в методах высококорреляционной электроразведки. М.: Научный мир, 2007. 167.

Корольков Ю.С. Зондирование становлением электромагнитного поля для поисков нефти и газа. М.: Недра, 1987. 116.

Кукуруза В.Д., Смольников Б.М. Геоэлектрические исследования при поисках залежей нефти и газа. Киев: Наукова Думка. 1984. 140.

Матвеев Б.К. Электроразведка: Учеб. Для вузов-2 изд., перераб. и доп.-М.: Недра, 1990. 368.

Сидоров В.А., Тикшаев В.В. Электроразведка зондированиями становлением поля в ближней зоне. Саратов. 1969. 58.

Хамидуллина Г.С., Хасанов Д.И. Некоторые методические приемы обработки данных электроразведочных зондирований становления поля в ближней зоне с целью выявления углеводородов. *Нефть. Газ. Новации*. 2009. №9. 57–60.

Хмельской В.К. Геофизические методы земной коры. Кн.1. Дубна: Международный университет природы, общества и человека «Дубна», 1997. 184.

Яковлев А.П., Корольков Ю.С. Эффективность электроразведочных методов при поисках нефти и газа. *Разведочная геофизика*. М., 1988. 42.

Якубовский Ю.В., Ренард И.В. Электроразведка. М.: Недра, 1991. 359.

electromagnetic probing interpretation in near-field time-domain electromagnetic sounding modification. The first interpretation method is classic with transient response curve visual analysis, specific conductivity calculation, maps and section of specific conductivity analysis usage. The second technique of interpretation is based on usage of the main components method applied to electromagnetic probing data. Informational content, advantages and disadvantages of each method are reviewed.

*Key words:* near-field time-domain electromagnetic sounding, conductivity, longitudinal conductivity, pmain components method, factorial loadings.

*Галина Сулеймановна Хамидуллина*

Старший преподаватель кафедры геофизики. Научные интересы: комплексирование геофизических методов, гравиразведка, электроразведка, сиквенс-стратиграфия.

*Данис Карлович Нургалеев*

Д. геол.-мин. н., проректор по научной деятельности, директор Института геологии и нефтегазовых технологий, заведующий кафедрой геофизики и геоинформационных технологий. Научные интересы: комплексные технологии прогнозирования и поиска залежей нефти и газа (геоинформатика, геофизика, геотектоника, геохимия, геоморфология, космические методы). Палеогеофизические исследования отложений современных озер (палеомагнетизм, палеоклимат, палеобиология).

*Дамир Ирекович Хасанов*

К. геол.-мин. н., доцент кафедры геофизики. Научные интересы: комплексирование геофизических методов, магниторазведка, электроразведка, палеомагнетизм.

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий. 420008, Россия, Казань, ул. Кремлевская, д.4/5. Тел.: (843)233-74-75.

G.S. Khamidullina, D.K. Nourgaliev, D.I.Khasanov. **Peculiarities of the electromagnetic probing data interpretation in the search of hydrocarbon accumulations.**

The article discusses two methodological techniques of the

леобразных» эмульсионных систем обратного типа, образующихся при контакте УК ПАВ - реагента СНПХ-9633 с водами, обводняющими скважину. Последующее введение кислотного состава позволяет подключить в работу низкопроницаемые нефтенасыщенные части пласта неочащенные ранее воздействием.

На основании лабораторных исследований была установлена возможность образования высоковязких эмульсий при контакте реагента СНПХ-9633 с кислотой, как в свободном объеме, так и в пористой среде. Эксперименты, выполненные на насыпных моделях пористой среды (кварцевого песка), показали, что УК ПАВ, обладая малой вязкостью, не оказывает сопротивления при введении его в модель.

При контакте с разбавленным (12%-ым) кислотным раствором (Рис. 1а), закачиваемым следом, также как и с водой, образуется высоковязкая эмульсия, обладающая блокирующим действием. При этом наблюдается снижение проницаемости модели ~ в 300 раз. Повышение давления нагнетания в 2 раза не приводит к восстановлению подвижности фильтрующейся системы. При использовании концентрированного (24%-го) кислотного состава (Рис. 1б) также происходит образование эмульсии, однако блокирующее действие ее проявляется в меньшей степени. Проницаемость пористой среды снижается только в 20 раз и при увеличении давления в 2 раза полной остановки фильтрации не происходит.

Аналогичные данные по снижению проницаемости пористой среды были получены и на карбонатном керне башкирского яруса с начальной проницаемостью по воде 0,020 мкм<sup>2</sup>. В процессе фильтрации УК ПАВ и кислотного состава отмечен значительный рост градиента давления (в 5-6 раз) до момента прорыва кислоты. Полученные результаты обусловлены высокими реологическими характеристиками образующихся в пористой среде блокирующей систем.

Зависимость вязкости эмульсий, образующихся при

Тип коллектора	Количество скважин	Дополнительная добыча нефти, тыс. т
карбонатный	12*	5,8
терригенный	5**	2,2
Эффект продолжается * - во всех скважинах, ** - в 4 скважинах		

Таблица. Результаты обработки добывающих скважин УК ПАВ совместно с кислотой по технологии НКОВП с целью увеличения их продуктивности.

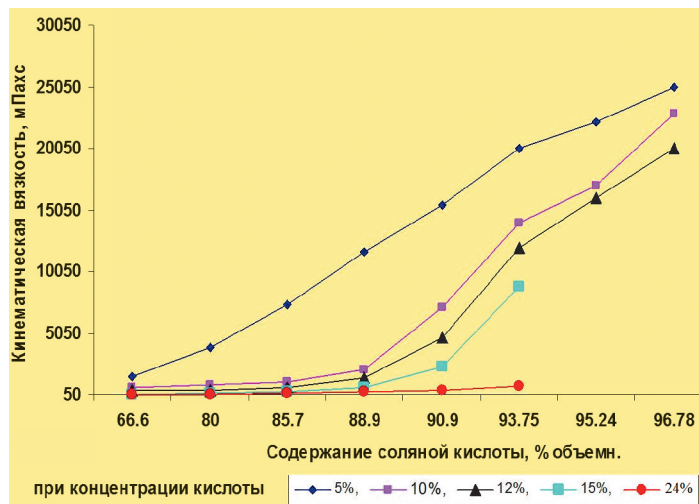


Рис.2. Зависимость вязкости эмульсий от концентрации используемой кислоты.

смешении реагента СНПХ-9633 с кислотой, от концентрации используемой кислоты приведена на рис.2. Как видно из приведенных данных, с понижением концентрации кислоты от 24 до 5% вязкость эмульсий существенно увеличивается (от 60 до 25000 мПа.с.), что сказывается на фильтрационных характеристиках системы. То есть при снижении концентрации кислоты в результате взаимодействия ее с породой коллектора и/или разбавления водой вязкость образующихся эмульсий не снижается.

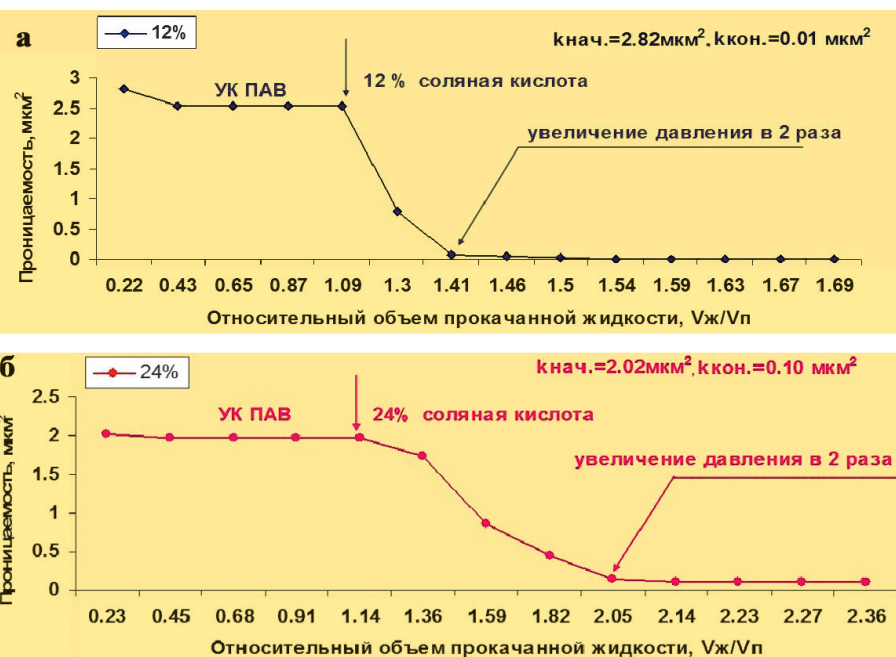


Рис. 1 Изменение проницаемости модели пористой среды в процессе фильтрации УК ПАВ и соляной кислоты а – 12%-ой; б – 24%-ой.

Испытания технологии НКОВП проводились на месторождениях ОАО «Татнефть» в добывающих скважинах с обводненностью более 80%, вскрывающих неоднородный по проницаемости карбонатный или терригенный пласт, имеющий в разрезе неработающие зоны или пропластки с неполностью выработанными запасами нефти. Скважины, характеризовались низкими динамическими уровнями и снижением дебитов в процессе эксплуатации.

При подготовке скважины к проведению технологического процесса в случае низкой начальной приемистости скважины ее повышали существующими способами (кислотной ванной или перфорацией). В скважинах с высокой приемистостью (поглощающих) реагент СНПХ-9633 закачивали совместно с наполнителем-глинопорошком.

Количество закачанного реагента СНПХ-9633 изменялось от 15 до 24 м<sup>3</sup> и



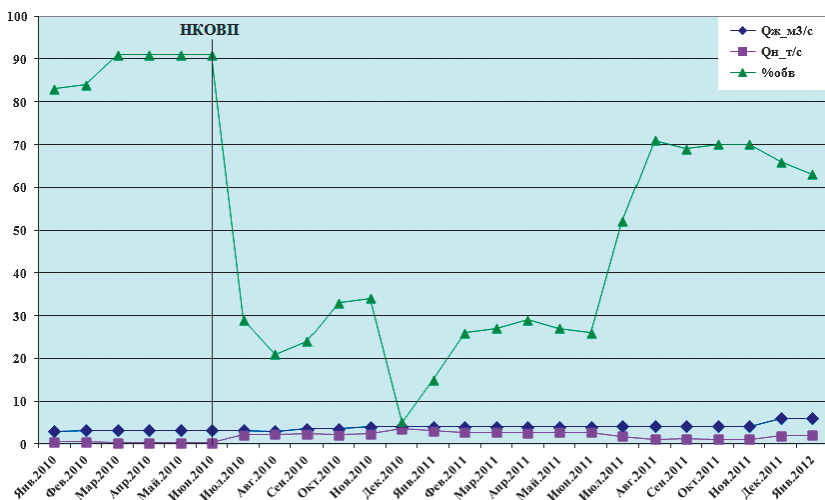


Рис.3. Динамика работы скважины, вскрывающей отложение нижнего карбона, до и после применения технологии НКОВП.

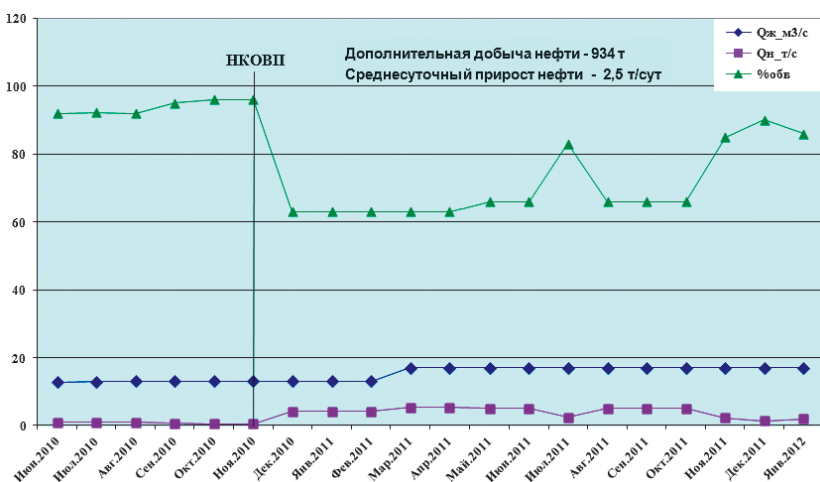


Рис. 4 Динамика работы скважины, вскрывающей девонские отложения, до и после применения технологии НКОВП.

составляло обычно 18-20 м<sup>3</sup>. Реагент закачивали в скважину в товарном виде. Затем вводили кислотный состав. Оторочки реагентов продавливали в пласт водой. После этого скважину оставляли на реагирование, а затем запускали в работу.

Технология проста в исполнении. Для ее реализации не требуется специального оборудования, а только стандартное нефтепромысловое: насосный агрегат, автоцистерны (для доставки реагента и воды) и кислотовоз.

На 1.01.2012г. по технологии НКОВП обработано 17 скважин, вскрывающих карбонатные (12 скв.) и терригенные (5 скв.) коллектора с различной минерализацией извлекаемых вод. Все скважины характеризовались высокой начальной обводненностью добываемой продукции: (в среднем более 85%). Часть из них (68%) находилась в режиме технологического ограничения в виду низкой рентабельности. В большинстве скважин динамические уровни были низкими, причем в половине скважин карбонатных залежей отмечался прихват газа. Перед обработкой дебиты жидкости скважин карбонатных залежей составляли в среднем около 3 т/сут., терригенных бобриковских – около 7 т/сут., девонских – 50 т/сут.

О результативности выполненных работ судили по изменению динамических уровней, коэффициентов продук-

тивности скважин, обводненности продукции и дебитов жидкости и нефти.

После применения НКОВП во всех скважинах наблюдалось повышение динамических уровней и увеличение коэффициентов продуктивности. Обводненность добываемой продукции снизилась (в среднем на 20%), а дебиты нефти увеличились (в 2-5 раз), что позволило перевести скважины из периодического на постоянный режим эксплуатации.

Динамика работы скважин до и после применения технологии НКОВП в карбонатных и терригенных коллекторах приведена на рисунках 3 и 4. Как видно из рисунков, после применения метода наблюдается увеличение дебитов нефти скважин при одновременном снижении обводненности добываемой продукции.

Обобщенные результаты применения технологии НКОВП на 1.01.2012 г. представлены в таблице. Текущая дополнительная добыча нефти составила 8045т (473 т/скв.-обр.) при среднесуточном приросте дебита нефти 1,8 т/сут. и продолжительности эффекта в среднем 10 мес. Сокращение добычи попутно-извлекаемой воды – 14115т (830 т/скв.-обр.). Успешность – 88,2%. На всех скважинах кроме одной эффект продолжается

То есть применение технологии НКОВП может быть одним из перспективных методов интенсификации и увеличения нефтеизвлечения из высокообводненных пластов.

**О.Б. Sobanova, I.L. Fedorova, D.V. Krasnov. Directed acid treatment of highly watered strata.**

The results of laboratory and field operations oriented on highly watered strata acid treatment improvement are described.

*Keywords:* bottom-hole area, acid treatment, producibility, permeability, surface-active agent, emulsion.

*Ольга Борисовна Собанова*

К.хим.н., старший научный сотрудник, заведующая лабораторией разработки составов для химического воздействия на пласт.

*Ирина Леонидовна Федорова*

К.тех.н., старший научный сотрудник.

*Дмитрий Викторович Краснов*

Ведущий инженер-геолог.

ОАО "НИИнефтепромхим"

420061, г. Казань, ул. Н.Ершова, 29.

Тел.: (843) 272-52-14, факс: (843) 272-60-81.