

Обработка скважин растворами с полярными значениями pH

Сергей Веселков
Валентин Гребенников

Обработка растворами с полярными значениями pH разрушает и (или) растворяет кольматирующие глинистые образования в призабойной зоне скважины. В результате даже в условиях поздней стадии разработки восстанавливается проницаемость коллектора и существенно повышается дебит скважины. Об этом свидетельствует успешный опыт применения технологии на месторождениях России, Украины, на шельфе Вьетнама.

Ключевые слова: кольматация, растворение глинистых образований, порошкообразные реагенты, дебит скважин.

Значительные резервы увеличения отбора углеводородов как при строительстве скважин, так и при их эксплуатации связаны с возможностью удаления глинистых кольматирующих образований из прискважинной зоны. Основной причиной кольматации порового пространства продуктивного пласта является поглощение в процессе бурения промывочной жидкости, содержащей глинистые коллоидно-дисперсные частицы.

Реагентная разглинизация с полярными pH

На основании современных представлений о природе структурных связей в глинистых кольматирующих образованиях и выявленных факторов, обеспечивающих разрушение глинистых агрегатов, разработана технология реагентной разглинизации скважин технологическими растворами с полярными значениями pH [1]. По результатам лабораторных исследований выявлено, что применение раствора бисульфата натрия водного (pH=0,98) эффективно для монтмориллонитовой глины и глины смешанного состава, а раствора бикарбоната натрия (pH=8,2) — для каолинитовой глины.

Для приготовления технологических растворов используют порошкообразные реагенты, выбор которых и последовательность применения производится в зависимости от минералогического состава кольматирующих образований.

В результате воздействия технологических растворов на призабойную зону скважин происходит как растворение, так и разрушение кольматирующих образований и перевод их из агрегатного состояния в тонкую пелитовую фазу, легко удаляемую из скважины после обработки. При взаимодействии порошкообразных реагентов с кольматирующими образованиями не происходит вторичного выпадения твердой фазы и образования коллоидальных систем.

При разработке рецептуры технологических растворов были использованы метод электронной спектрофотометрии, рентгенофазовый, хроматографический, фотоколориметрический анализ и исследования на опытно-фильтрационных моделях.

Практика применения

Обработки скважин по разработанной технологии производились на месторождениях Российской Федерации, Украины и на шельфе Вьетнама. Ниже представлен опыт внедрения технологий на нефтяных скважинах порошкообразными реагентами с полярными значениями pH.

Месторождения Юганской группы приурочены в основном к южной части Сургутского свода, который представляет собой положительную структуру первого порядка, простирающуюся в субмеридианальном направлении. Район является сферой деятельности АО «Юганскнефтегаз». Обработка скважин производилась на Асомкинском, Усть-Балыкском, Средне-Асомкинском и Южно-Сургутском месторождениях. Промышленные скопления нефти установлены в терригенном комплексе пород полимиктового состава юры (тюменская свита) и нижнего мела (мегионская и вартовская свиты). Коллекторами нефти и газа в рассматриваемом районе являются мелкозернистые песчаники средне-, крупнозернистые алевролиты. Песчано-алевролитовые породы имеют полимиктовый состав. Обломочная часть их наряду с кварцем и полевыми шпатами представлена обломками различных осадочных, изверженных и метаморфических пород. Песчаники цементируются глинистым веществом, представленным хлоритом, монтмориллонитом, гидрослюдой, каолинитом в различных соотношениях. В цементе песчаников встречаются карбонаты, железисто-титанистые образования и регенерационные полевые шпаты и кварц. Наибольшее распространение имеет пленочно-поровый тип

Сергей Веселков — д.э.н., председатель правления Всероссийской ассоциации «АСБУР». Область профессиональных интересов — технологии интенсификации добычи углеводородов, инновационные проекты, капитальный ремонт газовых скважин.

Валентин Гребенников — д.т.н., заместитель председателя правления «АСБУРА». Область профессиональных интересов — технологии интенсификации добычи углеводородов.

WELLBORE TREATMENT WITH POLAR PH CHEMICAL SOLUTIONS

Treatment with polar pH chemicals breaks up and (or) dissolves clay materials clogging near wellbore area. As a result, even at fields in their latest development stage the reservoir permeability is restored and substantial increase in production rate of a well realized. The technology was successfully deployed at fields in Russia, Ukraine, offshore Vietnam.

Key words: colmatation, clay material dissolving, powdered chemical, well production rate.

Sergei Veselkov, Valentin Grebennikov

цемента. Проведено 46 успешных обработок скважин, в результате чего средний дебит увеличился в 2,7 раза.

Месторождения Широкого Приобья приурочены к Сургутскому и Нижневартовскому сводам. Нефтегазоносность связана с отложениями юры (тюменская свита) и нижнего мела (мегионская и нижневартовская свиты). Залежи выявлены в 16 пластах на глубинах от 1800 до 2900 м с коллекторами порового типа. В минералогическом составе цемента песчаников преобладает глинистая составляющая (каолинит-гидрослюдистый, хлорит-кальцитовый цемент). Открытая пористость песчаников изменяется снизу вверх по разрезу от 9 до 27%, проницаемость коллекторов изменяется в широких пределах — от 0,8 до 500 мД. Плотность пластовой нефти изменяется от 837 до 906 кг/м³, пластовая температура от 70 до 100°C. Обработка скважин производилась на Ватинском, Северо-Покурском, Аганском, Канитлорском, Западно-Сургутском, Лянторском, Имилорском, Мохтиковском и Яунлорском месторождениях. Всего было произведено 55 реагентных обработок, из которых 43 (78%) оказались успешными. В результате обработок 43 скважин суммарный дебит был увеличен с 335,4 до 774 т/сут и дополнительная добыча нефти составила 51 528 т, т.е. 1198 т на скважину.

Муравленковское месторождение расположено в 120 км к северу от г. Ноябрьск в зоне Средне-Обской и Надым-Пурской нефтеносных областей. Здесь нижнемеловые нефтяные залежи вскрыты на глубинах 2450—2660 м и приурочены к верхней части мегионской свиты. Они представлены переслаиванием пачек аргиллитов и песчаников с преобладанием песчаников. Песчаник мелкозернистый, тип цемента преимущественно контактный, в различной степени карбонатный. Средние значения коэффициентов: пористости 18%, проницаемости 36 мД, расчлененности 4,8. Пластовое давление

25,8 МПа, температура 81—84°C. Нефти малосернистые (0,39—0,56%), малопарафинистые (2,93—3,68%), малосмолистые (3,9—7,6%). Плотность нефти 847—893 кг/м³, вязкость 1,25 спз, среднее газосодержание 62 м³/м³.

Дополнительная добыча нефти в результате обработки 17 скважин составила 48 433 т, т.е. в среднем на одну скважину 2849 т.

Месторождения Когалымской группы приурочены к группе локальных поднятий северо-восточной части Сургутского свода, представленных пластово-сводовыми залежами тектонически и литологически экранированными. Нефтегазоносными являются отложения юры (тюменская свита) и нижнего мела, представленные переслаивающимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами на глубинах 2000—3000 м. Обработки скважин производились на Вать-Еганском, Повховском, Южно-Ягунском и Тевлинско-Русскинском месторождениях, разрабатываемых ТПП «Когалымнефтегаз» компании «ЛУКОЙЛ». По результатам обработок АО «Когалымнефтепрогресс» 10 скважин Тевлинско-Русскинского месторождения установлено, что суммарная дополнительная добыча составила 13 112 т.

В Пермской группе месторождений производили обработку скважин, вскрывающих до трех пластов-коллекторов, приуроченных к терригенным породам нижнего карбона. Месторождения находятся в поздней стадии разработки, обводненность скважин изменяется от 13,8 до 96,3%. Обработки скважин производились на Повлековском, Чужинском, Кострюковском, Мячинском, Алатырском и Горкинском месторождениях. Всего было обработано 13 скважин.

На Долинском месторождении Прегкарпатского прогиба основным объектом разработки являются породы менилитовой серии, представленные чередующимися пачками песчано-алевролитовых и глинистых пород. Всего было обработано 10 скважин.

Таблица 1

Геолого-физические характеристики пластов и флюидов месторождения Белый Тигр

Параметры	Нижний миоцен	Нижний олигоцен	Фундамент
Тип коллектора	Гранулярные песчаники	Гранулярные песчаники	Каверно-трещиноватые граниты
Глубина скважины, м	до 3000	до 4200	до 4500
Проницаемость, мД	80	30	От 4 до 464
Пористость, %	20	15	3–10
Пластовая температура, С °	120	140	155
Пластовое давление, МПа/на глубине, м	24/3000	32,4/3650	24-33,5/3650
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	720	662	642
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа*сек	1,5	0,47	0,43
Способ эксплуатации	УЭЦН	Фонтан, газлифт	Фонтан

Таблица 2

Эффективность реагентной разглинизации добывающих скважин месторождения Белый Тигр

№ скважины	Глубина, м	До обработки			После обработки			ΔQн, т/сут
		Дебит, т/сут		Обводненность, %	Дебит, т/сут		Обводненность, %	
		Qж	Qн		Qж	Qн		
14	3828	51	30,4	40,3	67,6	46,5	31,2	16,1
65	3460	51	41	19,6	84,8	67,3	20,6	26,3
820	2715	34,5	34,5	–	55,2	55,2	-	20,7

Таблица 3

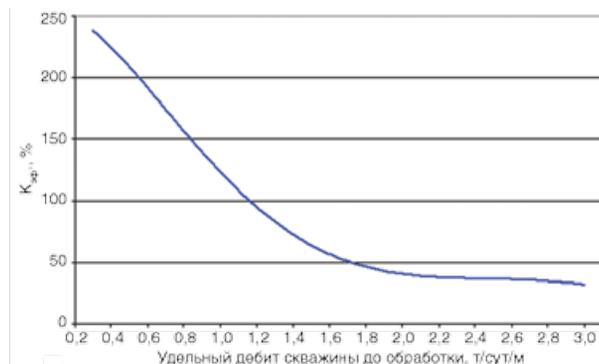
Обобщенные данные по эффективности реагентной разглинизации добывающих скважин на различных месторождениях

Группа месторождений	Количество скважин	Средний дебит скважины, т/сут		q / q ₀	Средняя дополнительная добыча нефти на 1 скважину, Qнак, т
		до обработки, q ₀	после обработки, q ₁		
Юганская	46	7,9	21,7	2,7	952
Сургутская и Нижневартовская	43	7,8	18,0	2,3	1198
Когалымская	28	9,6	23,3	2,4	1311
Муравленковское	17	5,6	25,2	4,5	2849
Пермская	13	3,3	6,6	2,0	520
Долинское	9	6,5	9,3	1,4	356
Белый Тигр	3	35,7	56,9	1,6	2608
Итого	159	10,9	23,0	2,1	1385

Месторождение Белый Тигр расположено в южной части шельфа Вьетнама на расстоянии 100 км от берега и в 130 км от порта Вунг Тау. Оно приурочено к крупной трехкупольной брахиантиклинальной складке субмеридиального простирания, осложненной системой разрывных нарушений. Разрез отложений месторождения представлен осадочными образованиями четвертичной и третичной систем, залегающих на кристаллическом фундаменте предположительно мелового возраста. В разрезе месторождения выделено 13 нефтеносных горизонтов, объединенных в три нефтеносных комплекса (табл. 1). Обработку проводили в скважинах нижнего олигоцена (№ 14, 65 на МПС 3) и нижнего миоцена (№ 820 на МПС 8) (табл. 2). Дополнительная добыча нефти за счет обработок трех скважин составила 7824 т.

Рисунок 1

Эффективность реагентной обработки скважин Тевлинско-Рускинского месторождения



Оценка эффективности обработок

В качестве показателя эффективности Kэф регентных обработок была использована зависимость приращенния удельного дебита после обработки от удельного дебита до обработки. При этом под удельным дебитом понимается отношение дебита скважины к мощности продуктивного пласта. На рисунке 1 представлена зависимость Kэф от удельного дебита до обработки скважин Тевлинско-Рускинского месторождения. Для других месторождений кривая Kэф имеет аналогичный вид.

Обобщенные данные по эффективности реагентной обработки 159 добывающих скважин приведены в таблице 3.

Заключение

Представленный опыт применения обработок скважин растворами с полярными значениями pH свидетельствует о конкурентоспособности технологии даже в условиях поздней стадии разработки. Коэффициент коррозии металла разработанных технологических растворов в 8 раз меньше соответствующего показателя глинокислотного раствора. Порошкообразные реагенты удобны при транспортировке, складировании и приготовлении технологических растворов непосредственно у скважины.

Используемые порошкообразные реагенты экологически безопасны и разрешены к добыче и транспортировке нефти.

Литература

1. Веселков С.Н., Гребенников В.Т. «Реагентное воздействие на глинистые колыматирующие образования: оценка эффективности»//Oil&Gas Journal Russia, № 4, 2012, с. 54–56.