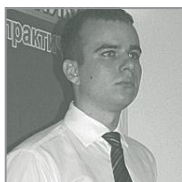


Опыт применения химических методов крепления призабойной зоны на месторождениях ООО "РН-Сахалинморнефтегаз"

А.А. Козин
(ООО "РН-СахалинНИПИморнефть")



ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день большинство месторождений ООО "РН-Сахалинморнефтегаз" (СМНГ) находится на поздней стадии разработки, характеризующейся высокой обводненностью добываемой продукции и низкими пластовыми давлениями. Для месторождений со слабосцементированными коллекторами остро стоит проблема выноса песка из пласта и высокого содержания мехпримесей. Это, в свою очередь, приводит к осложнениям в добыче, образованию песчаных пробок, негативно сказывается на работе погружного оборудования. В результате снижаются дебит скважины, межремонтный период (МРП), увеличиваются затраты на ремонт (промывку скважин, смену насоса). Указанные негативные факторы, в конечном итоге, сказываются на себестоимости тонны нефти, снижая экономическую эффективность добычи углеводородов.

ТРАДИЦИОННЫЕ МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ПЕСКОМ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ООО "РН-САХАЛИНМОРНЕФТЕГАЗ"

Рассмотрим методы борьбы с песком и результаты их применения на месторождениях НГДУ "Катанглинефтегаз" Катангли и Набиль. Продуктивные пласты этих месторождений сложены слабосцементированными песчаниками, залегающими на глубинах до 200 м (Катангли) и до 900 м (Набиль). При эксплуатации скважин наблюдается вынос песка, поэтому, начиная с 70-х годов, регулярно проводятся работы по креплению призабойной зоны. Для снижения КВЧ в скважины устанавливаются лазерные, проволочные фильтры. Также одним из традиционных путей решения проблем выноса песка являются мероприятия по креплению призабойной зоны с помощью химических составов.

Применение химических методов (обработка смолой) для крепления призабойной зоны по сравнению с другими методами борьбы с выносом песка обладает следующими достоинствами [1].

1. Позволяет избежать существенного снижения продуктивности, наблюдающегося при забивании мелкодисперсными частицами гравийной набивки при механических способах борьбы с песком.

2. Не требует установки фильтра, в связи с чем не накладываются ограничения на приток в скважину, а также исключает механические риски, что особенно актуально для скважин малого диаметра.

3. Нет необходимости использования дорогостоящей буровой, что позволяет существенно снизить затраты. Закачка жидкости при обработке производится через НКТ.

4. В большинстве случаев обработка приводит к минимальному снижению продуктивности, проницаемость призабойной зоны после обработки снижается незначительно (не менее 70% от первоначальной).

5. Даже учитывая относительно высокую стоимость реагентов для крепления ПЗ, в целом стоимость применения этого способа борьбы с песком сопоставима с гравийной набивкой.

Однако следует отметить и ряд проблем, сопутствующих применению смол для крепления призабойной зоны.

1. Для успешной обработки критична закачка смолы по всему интервалу перфорации. В некоторых случаях рекомендуется проведение повторной перфорации до обработки.

2. Необходимо соблюдать повышенные меры безопасности при работе с реагентами, несмотря на снижение воздействия новых составов на окружающую среду.

3. Химические методы имеют ограничение по температуре пласта, что осложняет их применение в скважинах с высокими забойными температурами, в том числе и при разработке термическими методами (например, закачке пара).

С 70-х годов прошлого столетия на месторождениях Сахалина широко применяется смола 19-62, или крепитель "М", разработанная Краснодарским филиалом ВНИИнефть в 1960 г. и впоследствии адаптированная Сахалинским филиалом ВНИИ применительно к условиям месторождений Сахалина. В ее состав входит карбамидная смола (продукт поликонденсации мочевины и формальдегида в присутствии катализатора), затвердевающая после закачки в пласт и укрепляющая

структуру призабойной зоны. За многие годы использования был накоплен большой опыт применения этого полимера, который показал, что для достижения наилучшего эффекта скважины, предназначенные под обработку, должны удовлетворять следующим условиям:

1) целостность эксплуатационной колонны;

2) отсутствие на забое посторонних предметов;

3) отсутствие воды в продукции.

Однако безводных песконесущих скважин на суходутных месторождениях Сахалина практически нет. Это обстоятельство и является причиной невысокой эффективности проведенных работ с применением крепителя "М", которая более чем за 30-летнюю историю не превышает 50% [2]. Для примера в табл. 1 приводятся результаты ремонтов крепителем "М" за 2006 г. по месторождению Набиль. Данные говорят о низкой эффективности обработок, увеличение МРП наблюдалось по 33% скважин.

Очевидно, что в ООО "РН-Сахалинморнефтегаз" крепление призабойной зоны является одной из наиболее острых и не решенных до конца проблем. Можно сделать вывод о необходимости поиска путей совершенствования технологий крепления призабойной зоны.

С 2006 г. в "Роснефти" была начата работа Системы Новых Технологий (СНТ), целью которой является испытание и внедрение перспективных технологий по приоритетным направлениям добычи нефти и разработки месторождений в Компании. Основные усилия были направлены на увеличение добычи и снижение издержек для повышения экономической эффективности эксплуатации месторождений.

В рамках работ по борьбе с пескопроявлением были проведены испытания технологии крепления полимерной композицией фирмы "Геотерм-01", которая применяется для крепления слабосцементированных коллекторов. По составу представляет собой продукт поликонденсации фенола с формальдегидом в щелочной среде, модифицированные алкилрезорцином [3]. Внедрение этой технологии в РН-СМНГ было начато в 2007 г. По НГДУ "Катанглинефтегаз" было выполнено 7 обработок на 6 скважинах, из них 4 были проведены в мае 2008 г. В

настоящее время можно подвести итоги по результатам применения смолы "Геотерм" в 2007 г. на 3-х скважинах. Данные по добыче скважин, а также МРП до и после ремонта представлены в табл. 2. Следует отметить положительный эффект по увеличению МРП на 2-х скважинах.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ СМОЛЫ "ГЕОТЕРМ"

В качестве примера успешного крепления призабойной зоны смолой "Геотерм" рассмотрим результаты обработки по скважине 72 месторождения Набиль. До обработки смолой скважина работала с дебитом $Q_{ж}$ 28 м³/сут., $Q_{н}$ - 5,5 т/сут., обводненность продукции составляла 78%, МРП - 4 суток. Мощность песчаной пробки при ремонте доходила до 110 метров. В ноябре 2007 г. на скважине была проведена обработка смолой "Геотерм" с добавлением порообразователя. За прошедший со времени КРС период средней МРП составил 30 суток, что на 26 суток больше, чем до ремонта. По состоянию на май 2008 г. скважина работает со среднесуточными параметрами по жидкости 29 м³/сут., по нефти - 4,3 т/сут. с обводненностью продукции 85%. До ремонта среднее время простоя скважины, связанное с ремонтом и ожиданием ПРС, составляло 12 суток ежемесячно. После обработки оно сократилось до 2-3 дней. В результате ежемесячная дополнительная добыча нефти составила порядка 60 т, что соответствует приросту дебита нефти 2 т/сут. Вдобавок к этому получен значительный экономический эффект от снижения числа ремонтов, уменьшившего издержки.

Другим примером применения смолы является обработка по скважине 158 месторождения Набиль. По этой скважине МРП не увеличился, не был получен положительный эффект. Вероятно, это связано с низкой температурой пласта, которая составляет 24,5° - ниже требуемых условий затвердевания смолы. Неудачный опыт работ по этой скважине был учтен при дизайне последующих обработок, композиция подверглась изменению.

Также в 2007 г. был проведен ремонт по креплению призабойной зоны

на месторождении Катангли, скважина 433. До обработки смолой скважина работала с дебитом $Q_{ж}$ 26 м³/сут. $Q_{н}$ - 1,0 т/сут., содержание воды составляло 96%, МРП - 30 суток. При обработке применялась композиция, направленная как на снижение выноса песка, так и на ограничение водопритока. После КРС был получен эффект по МРП, после запуска скважины за период 2,5 месяца не было ни одного ремонта, вызванного выносом песка. В целом за прошедший после ремонта период МРП составил 50 суток, что превышает соответствующий показатель до ремонта на 20 суток. После ремонта скважина вышла на режим $Q_{н}$ 2,4 т/сут., $Q_{в}$ - 24,5 м³/сут, обводненность - 90%. В течение трех месяцев после ремонта наблюдался эффект по снижению обводненности на 5%, дебит нефти вырос на 1,2 т. Ремонт скважины был успешным.

Таким образом, первые результаты опытного применения смол "Геотерм"

говорят о большом потенциале внедрения данной технологии в ООО "РН-Сахалинморнефтегаз". Планируется продолжить работы с использованием этой смолы.

ВЫВОДЫ

■ Результаты работ по креплению призабойной зоны крепителем "М" за более чем 30-летнюю историю положительны не более, чем в 50% обработок.

■ Начато опытное внедрение новой технологии крепления призабойной зоны смолой "Геотерм". Это поз-

волило существенно увеличить МРП, количество ремонтов, а также снизить обводненность и повысить дебит по нефти по скважине 433 месторождения Катангли.

■ Полученные результаты показывают экономическую эффективность метода интенсификации добычи нефти, применимого на месторождениях, находящихся на поздней стадии эксплуатации. В дальнейшем после получения результатов по всем проведенным обработкам планируется принять решение о полномасштабном внедрении технологии.

Литература

1. M. Paflar, Schlumberger Dowell, S.A. Ali et. al. New Chemistry and Improved Placement Practices Enhance Resin Consolidation: Case Histories From the Gulf of Mexico. SPE Paper 39435
2. Тонов О.А. Анализ внедрения физико-химических методов интенсификации добычи нефти в ОАО "РН-СМНГ" и разработка рекомендаций по повышению эффективности работ. - Южно-Сахалинск, 2001.
3. Полимерные композиции "Геотерм-01", "Геотерм-02", "Геотерм-03", Технические условия. ТУ 2257-075-26161597-2007.

Таблица 1

Результаты мероприятий по креплению призабойной зоны крепителем "М" на месторождении Набиль в 2006 г.

№скв. в.	Дата ремонта	Режим до обработки					Режим после обработки					Рост МРП	Заключение
		$Q_{ж}$, м ³ /сут.	$Q_{н}$, т/сут.	$Q_{обв}$, %	МРП, сут.	Мощность пробки, м	$Q_{ж}$, м ³ /сут.	$Q_{н}$, т/сут.	Обв, %	МРП, сут.	Мощность пробки, м		
132	23.09.06	15	5.6	60	3	40-50	12	3	73	2,5	40	-	Эффект не получен
148	22.09.06	13	3.6	70	3	40-45	13	3,2	68	9	20	6	Рост МРП
176	27.09.06	4.2	0.7	81	5	30-40	7	0,2	89	7	40	2	Рост МРП
174	28.09.06	23	2	90	7	40-50	78	0,3	98	3	48	-	Эффект не получен
123	07.10.06	4	1.3	78	3	40	15	6	86	3	31	-	Эффект не получен
72	19.10.06	16	4.9	66	2	40	26		78	2	40	-	Эффект не получен

Таблица 2

Результаты крепления призабойной зоны смолой "Геотерм" на месторождениях Набиль и Катангли в 2007 г.

№скв. в.	Дата ремонта	Режим до обработки					Режим после обработки					Рост МРП	Заклучение
		$Q_{ж}$, м ³ /сут.	$Q_{н}$, т/сут.	$Q_{обв}$, %	МРП, сут.	Мощность пробки, м	$Q_{ж}$, м ³ /сут.	$Q_{н}$, т/сут.	Обв, %	МРП, сут.	Мощность пробки, м		
72	15.11.07	28	5,5	78	4	110	29	4,3	85	30	70-80	26	Рост МРП
158	16.11.07	25	4,6	79	3	120	20	5,6	72	3	120	-	Эффект не получен
433	22.11.07	26		96	30	80	24,5	1,5	90	45	50	15	Рост МРП, дебита нефти