Окончание табл. 2

Термобарические условия проведения испытаний		**Наименование показателей**	**Значения**				
***T*, °C**	***P*, МПа**		**Контроль**	**Состав А**	**Состав Б**	**Состав В**	**Состав Г**
60	28	Растекаемость, мм	250	235	235	230	215
		Объемное расширение через 24 ч, %	–7,8	–5,3	–2,1	0	–1,4
		Прочность через 24 ч, МПа	17,7	19,5	18,2	21,3	17,8
		Прочность через 72 ч, МПа	23,0	22,4	21,5	25,2	23,6

Полученные данные свидетельствуют о том, что использование состава В в тампонажном растворе позволяет получить безусадочный цемент пониженной плотности с сохранением механических характеристик.

Новизна разработки заключается в получении облегчающей добавки для тампонажного раствора, пригодного для цементирования эксплуатационных колонн. В настоящее время в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» облегченные тампонажные растворы не применяются при цементировании эксплуатационных колонн из-за высокой стоимости, отсутствия технологичности (требуемых механических свойств цементного камня).

Литература

1. Патент RU 2232731, МПК 7 С 04 В 7/02. Безусадочный цемент : № 2001123471/03 : заявлено 23.08.2001 : опубл. 20.07.2004 / Осокин А. П., Пушкарев И. С., Сивков С. П., Энтин З. Б. ; заявители и патентообладатели : Осокин А. П., Пушкарев И. С., Сивков С. П., Энтин З. Б. – 3 с.
2. Исследование адсорбционно-структурных свойств природных и обработанных диатомитов / Г. Г. Мартиросян, А. Г. Манукян, Э. Б. Овсепян, К. А. Костанян // Прикладная химия. – 2003. – Т. 76, № 4. – С. 551–555.
3. Международный стандарт. Промышленность нефтяная и газовая. Цементы и материалы для цементирования скважин : ISO 10426.

УДК 622.276

ТЕПЛОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ ПРИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБРАБОТКАХ ГОРЯЧЕЙ ВОДОЙ НА СКВАЖИНАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

В. С. Горбаченко[1], Н. А. Демяненко[2], М. А. Лопушко[1]

[1]БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель

[2]Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь

Представлены результаты измерения температуры жидкости в насосно-компрессорных трубах при проведении обработок скважин горячей водой от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и их эффективность. С помощью корреляционного анализа выделены основные критерии, влияющие на степень прогрева добываемой жидкости, и предложены рекомендации по повышению эффективности применяемых методов борьбы с АСПО.

Ключевые слова: АСПО, методы борьбы с АСПО, обработки горячей водой.

THERMAL IMPACT DURING HOT WATER PROCESSING IN WELLS OF THE PRIPYAT DEPOSITS

V. S. Gorbachenko[1], N. A. Demyanenko[2], M. A . Lopushko[1]

[1]BelNIPIneft RUE "Production association "Belorusneft", Gomel

[2]Sukhoi State Technical University of Gomel, the Republic of Belarus

The paper presents the results of measuring the temperature of liquid in tubing during well treatments with hot water from ASPD and their effectiveness. Using correlation analysis, the main criteria influencing the degree of heating of the produced liquid are identified, and recommendations are proposed to improve the effectiveness of the methods used to combat ASPD.

Keywords: asphalt resin paraffin deposits, ASPD, methods of combating ASPD.

Наиболее распространенным осложняющим фактором при добыче нефти на месторождениях Припятского прогиба является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Это вызывает необходимость внеплановых ремонтов для замены насосного оборудования, что сокращает межремонтный период, снижает добычу нефти и увеличивает затраты. Цель данной работы – изучение термического воздействия на столб жидкости в насосно-компрессорных трубах в процессе добычи нефти при обработке горячей водой с расходом 14 м³/ч.

Наиболее распространенным методом удаления АСПО для скважин месторождений Припятского прогиба является технологические обработки (ТО) горячей водой. Это связано с тем, что горячая вода на белорусском нефтегазодобывающем предприятии получается в процессе охлаждения электрогенерирующих установок, и основные расходы при проведении ТО горячей водой связаны только с использованием технологического транспорта и необходимого обслуживающего персонала.

Частота проведения технологических обработок горячей водой во многом зависит от качества удаления АСПО при предыдущей обработке. Поэтому исследование эффективности удаления АСПО при технологических обработках горячей водой является важной задачей. Понимание эффективности таких обработок позволит оптимизировать объемы закачиваемой горячей воды и периоды обработок. Воздействие горячей водой считается эффективным, если после ТО в насосно-компрессорных трубах (НКТ) через внутренний проточный канал свободно проходит шаблон диаметром 42 мм.

Рассматриваемые исследования проведены на 7 скважинах. На рис. 1 представлены графики изменения температуры жидкости в НКТ на скважине № 50 Чкаловского месторождения. Эксплуатация данной скважины ведется при помощи УЭЦН5-50-2750, глубина спуска установки – 2819 м. Температура погружного электродвигателя в процессе работы УЭЦН составляет 85 °С, дебит – 50 м^3/сут, условный диаметр эксплуатационной колонны – 146 мм.

Результаты измерений температуры жидкости в НКТ по всем исследуемым скважинами показали, что на глубине 10 м от дневной поверхности температура изменяется в пределах от 63 до 68 °С, а прирост температуры варьирует в интервале от 40 до 48 °С. На глубине 300 м T_{300} температура изменяется в пределах от 51 до 58 °С, а прирост температуры dT_{300} составляет 21–35 °С. На глубине 500 м T_{500} изменяется в пределах от 44 до 53 °С, а dT_{500} – 7–26 °С. На глубинах более 300 м увеличивается разница между приращениями температур.

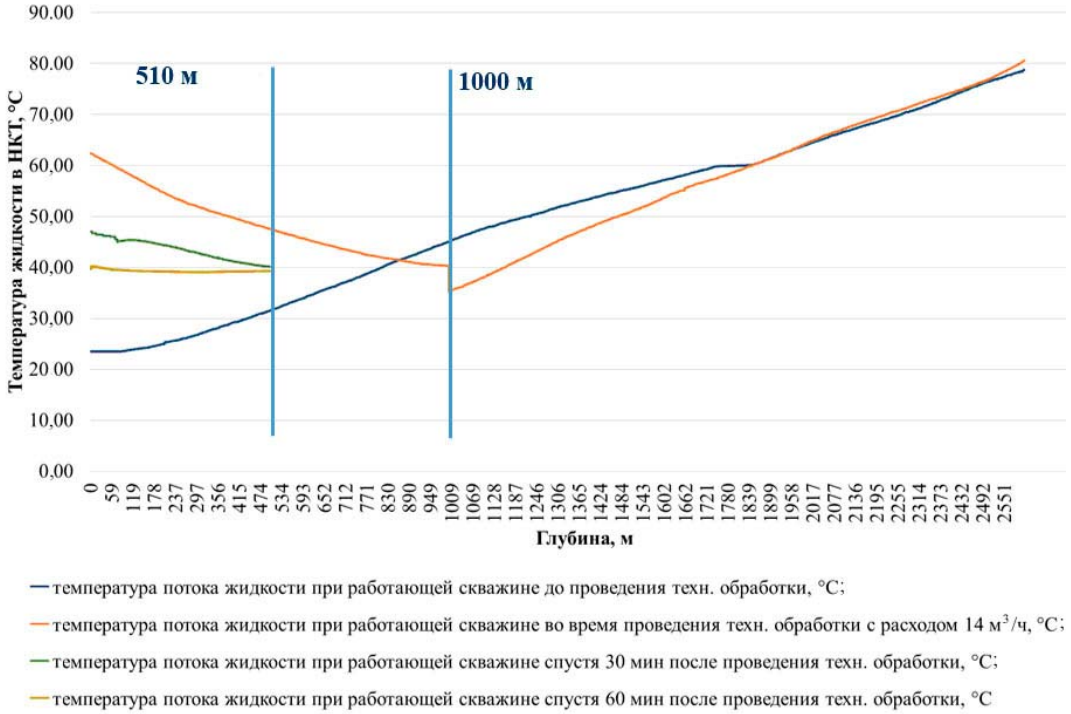

Рис. 1. Изменение температуры жидкости в НКТ при проведении технологической обработки на скважине № 50 Чкаловского месторождения

Для определения факторов, влияющих на величину прогрева (приращение температуры) столба жидкости в НКТ на глубине 500 м, рассмотрены переменные факторы, описывающие теплофизические процессы при передаче тепловой энергии от закачиваемой горячей воды, а именно: диаметр эксплуатационной колонны, дебит скважины и обводненность добываемого флюида.

Для установления взаимосвязи между приращением температуры на глубине 500 м, дебитом, обводненностью и диаметром эксплуатационной колонны применялся выборочный коэффициент корреляции Пирсона [1]. В таблице представлены результаты корреляционного анализа.

Результаты корреляционного анализа

Фактор	**Коэффициент корреляции**	***p-value***
Дебит, м^3/сут	–0,167	0,720
Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм	0,277	0,548
Обводненность, ед.	–0,789	0,035

Результаты корреляционного анализа позволили выявить следующее:

1. Коэффициент корреляции между обводненностью и увеличением температуры на глубине 500 м составил $r = -0{,}789$, что указывает на сильную отрицательную корреляцию. Значение *p-value* равно 0,035, что ниже порогового уровня $\alpha = 0{,}05$, подтверждая значимость этого фактора.

2. Анализ корреляции между дебитом, диаметром эксплуатационной колонны и увеличением температуры на глубине 500 м не выявил статистически значимой взаимосвязи. Коэффициенты корреляции составили $r = -0{,}167$ – для дебита и $r = 0{,}277$ – для наружного диаметра эксплуатационной колонны, а значения *p-value* равны 0,720 и 0,548 соответственно, что превышает уровень значимости $\alpha = 0{,}05$, указывая на слабую и случайную взаимосвязь.

Влияние обводненности можно объяснить с помощью двух основных аспектов:

1. Теплопроводность воды – почти в 4 раза выше, чем у нефти.

2. Теплоемкость воды – в 2 раза выше, чем у нефти.

Коэффициент теплопередачи при вынужденном движении жидкостей от воды к воде – более чем в 6 раз выше, чем от воды к углеводородным жидкостям [2]. Следовательно, для нагрева добываемой обводненной продукции на 1 °С при прочих равных условиях потребуется меньше времени, так как теплопередача происходит быстрее.

Однако из-за высокой теплоемкости воды для нагрева одинаковых объемов воды и нефти на 1 °С необходимо будет в два раза больше энергии. Поэтому при проведении технического обслуживания на скважине с обводненной продукцией потребуется большее количество тепловой энергии.

После промывки горячей водой на скважинах № 50 Чкаловского и № 395 Речицкого месторождения была зафиксирована посадка шаблона. При этом посадка шаблона 42 мм произошла на глубинах 510 и 690 м соответственно. На этих скважинах эффективность проведенного технического обслуживания оказалась низкой из-за глубокой зоны интенсивного образования АСПО [3]. Следовательно, не на всех скважинах текущий технологический подход к промывке горячей водой является эффективным для удаления АСПО с рабочей поверхности подземного оборудования. На скважинах, где интенсивное образование АСПО происходит на глубинах более 500 м, необходимо использовать другие методы борьбы с АСПО (греющий кабель, кольцевые индукционные нагреватели [4], НКТ с покрытием и т. д.) или повысить эффективность промывки горячей водой за счет увеличения количества передаваемой тепловой энергии добываемому потоку.

Литература

1. Айвазян, С. А. Методы эконометрики : учебник / С. А. Айвазян. – Москва : Магистр : ИНФРА-М, 2010. – 512 с.
2. Теплоемкость и теплопроводность пород и флюидов баженовской свиты – исходные данные для численного моделирования тепловых способов разработки / В. А. Юдин, А. В. Королев, И. В. Афанаскин, С. Г. Вольпин. – Москва : ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2015. – 225 с.
3. Горбаченко, В. С. Прогнозирование глубины начала образования асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах месторождений Припятского прогиба / В. С. Горбаченко, Н. А. Демяненко // Инженер-нефтяник. – 2024. – № 2. – С. 12–18.
4. Горбаченко, В. С. Индукционные нагреватели для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями и алгоритм определения глубин их расстановки в скважине / В. С. Горбаченко, Н. А. Демяненко // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2024. – № 4. – С. 31–38.