

СПОСОБ ОБРАБОТКИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН БЕЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ РЕМОНТОВ

В работе рассказывается об одном из возможных решений проблемы, возникающей в случае непрохождения геофизического прибора при исследовании нагнетательных скважин из-за отложений на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб, о возможности очистки насосно-компрессорных труб (НКТ) нагнетательных скважин без использования дорогостоящих ремонтов. Описаны результаты проведенных промысловых работ. Также показано, что возможно одновременно не только производить очистку НКТ, но и по некоторым объектам добиваться повышения нефтеотдачи, выравнивая профиль приёмистости.

Ключевые слова: закачка воды в нефтяные пласты, геофизические исследования скважин, повышение нефтеотдачи пластов, очистка НКТ.

Асфальто-смоло-парафинистые отложения (АСПО) на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ) являются причиной непрохождения исследовательского прибора по НКТ. Согласно требованиям регламентирующих документов, скважины без пакера, работающие на сточной воде, должны исследоваться на герметичность эксплуатационной колонны ежегодно. Скважины с пакером должны исследоваться не реже одного раза в три года без подъёма НКТ (РД 153-39.0-109-01, СТО ТН 028-2008). Из-за непрохождения исследовательского прибора не удаётся проверить герметичность всего интервала спуска эксплуатационной колонны. Для повышения нефтеотдачи используются дорогостоящие технологии, которые не всегда бывают эффективны.

В предлагаемом способе решаются следующие задачи:

- повышение эффективности очистки призабойной зоны нагнетательной скважины;
- очистка НКТ от АСПО;
- повышение нефтеотдачи залежи;
- повышение эффективности мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов (ПНП).

Работы проводят по следующему плану:

1. Выбирают две скважины: **первую скважину** с низкой приёмистостью, высоким пластовым давлением, осложнённую отложениями АСПО на внутренней поверхности НКТ и **вторую скважину** с высокой приёмистостью, с наличием промытых зон, на которой необходимо выполнение мероприятий, способствующих изменению направления потоков закачиваемой воды.

2. На второй скважине проводят геофизические исследования со снятием профиля приёмистости.

3. Для повышения забойного давления в первую скважину с помощью ЦА-320 закачивают технологическую жидкость удель-

ным весом $1,18 \text{ г/см}^3$ в объёме 6-8 м³ с добавлением поверхностно-активных веществ (ПАВ), снижающих поверхностное натяжение на границе раздела сред (например МЛ-81Б), из автоцистерны в трубное пространство при повышенном давлении, но не выше максимально допустимого давления на э/к.

4. Затем в первую скважину закачивают по НКТ растворитель парафина в объёме НКТ (2-3 м³) из другой автоцистерны.

5. Оставляют скважину закрытой на реагирование на 8-24 часа.

6. Производят излив из скважины закачанного растворителя парафина с растворёнными в нём тяжёлыми фракциями в автоцистерну. Данная жидкость представляет собой вязкую эмульсию.

7. Производят закачку излитой эмульсии во вторую скважину.

8. Производят геофизические исследования на обеих скважинах. Главная задача исследований первой скважины: определение тех. состояния, которое до этого было невозможно из-за отложений АСПО. Главная задача исследований второй скважины: повторное снятие профиля приёмистости. Изменение профиля может говорить о перераспределении потоков из-за влияния закачанной вяз-

Рис 1-2. Данные по скважине 62Н.

кой эмульсии. При положительном эффекте могут быть запланированы дополнительные мероприятия по ПНП. При отрицательном результате вместо закачки эмульсионных растворов могут быть запланированы другие мероприятия, например закачка реагентов на основе полимеров.

Данные работы могут быть выполнены и на одной скважине, если по одной и той же скважине необходимо произвести очистку НКТ и выполнить мероприятия по ПНП. В этом случае приёмистость скважины должна быть достаточно высокой (составлять более 150 м³/сут). Работы выполняются без излива. После реагирования эмульсия продавливается в эту же скважину закачкой рабочего агента.

Предложение позволит сократить количество ремонтов по причине необходимости замены НКТ перед проведением геофизических исследований скважин (ГИС) и повысить эффективность проведения мероприятий по ПНП.

Пример конкретного выполнения. Сква 62Н

Геофизические исследования, проведённые 12.10.2010, не позволили оценить техническое состояние э/к из-за не-

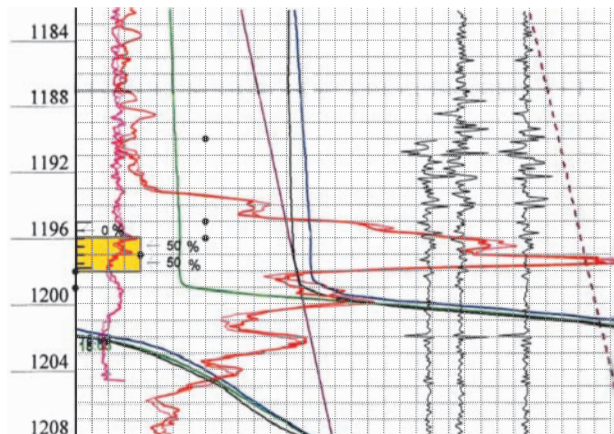


Рис 3. Профиль приёмистости до обработки скважины.

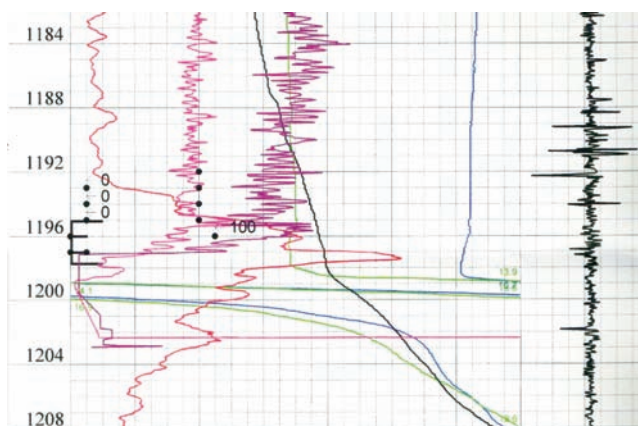


Рис 4. Профиль приёмистости после обработки скважины.

Дата		Интервал перф.		Мощность			Накоп.	Вид		
№ ств.	перфорац.	Верх	Низ	Наименование пласта	Гориз.	Перфорир.	Эфф. перф.	Сост.	Зотв.	работ
1	23/03/1985	1195.0	1197.8	СБР-3	476	2.8	2.6	●	60.0	Бур.

Перфорированная мощность по скв. 2.8	По горизонту 476 - 2.8	Забой	Стоп-кольцо: 1720.0	Текущий / утвержденный	1457.1	04/11/2010
			Искусственный: 1600.0	Шаблон	0.0	/ /

Состояние пласта: ● - пласт открыт ● - пласт перекрыт или отключен ● - пласт частично перекрыт

Рис 1-2. Данные по скважине 62Н.

прохождения прибора ниже глубины 535,8 м. Интервал перфорации на глубине 1195-1197,8. Приёмистость скважины составляла 250 м³/сут. (Рис. 1,2).

После неудачных геофизических исследований вместо постановки бригады текущего/капитального ремонта скважин (ТРС/КРС) было принято решение сначала попытаться восстановить проходимость НКТ с помощью предлагаемого метода. Был закачан растворитель в объёме НКТ (2 м³). Через двадцать четыре часа с помощью ЦА-320 была произведена продавка прореагировавшей эмульсии в пласт.

4 ноября 2010 года были проведены повторные геофизические исследования. Прибор прошёл до глубины 1456,9. Было сделано заключение о герметичности э/к. Был также снят профиль приёмистости. До обработки скважины принимал интервал 1196-1197,8. Интервал 1195-1196 не принимал закачиваемый агент. После обработки работающим стал интервал 1195-1197, т.е. удалось добиться изменения направления потока, что приведёт к дополнительной добыче нефти. (Рис. 3, 4).

Заключение

Промысловые испытания показали, что данная технология позволяет произвести очистку НКТ без использования дорогостоящих ремонтов. Одновременно на некоторых скважинах такой отрицательный фактор, которым являются отложения АСПО на внутренней поверхности НКТ, благодаря предлагаемому способу может быть использован с положительным эффектом выравнивания профиля приёмистости.

Литература

РД 153-39.0-109-01 «Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и газовых месторождений». Москва. 2002.
СТО ТН 028-2008 «Закачка технологической жидкости для поддержания пластового давления на месторождениях ОАО «Татнефть»».

УДК: 521.9/523.3

Ю.А. Нефедьев¹, Л.И. Рахимов¹, Н.Г. Ризванов¹, Н.Ю. Варакина¹
Р.Р. Заббарова¹, К.О. Чуркин¹, В.С. Боровских²¹Астрономическая обсерватория им. В.П. Энгельгардта, Казань, star1955@mail.ru
²Казанский государственный архитектурно-строительный университет, Казань, borovskix@kgasu.ru

МЕТОД СОЗДАНИЯ КАТАЛОГА КРАТЕРОВ ЛИБРАЦИОННОЙ ЗОНЫ ЛУНЫ

Рассматривается вопрос построения опорного селенодезического каталога в лунной либрационной зоне на основе карт краевой зоны «Казань» и Уоттса с привлечением данных Полной карты Луны, построенной в ГАИШ.

Ключевые слова: либрационная зона Луны, опорные селеноцентрические сети, карты краевой зоны Луны.

Введение

Либрационная зона Луны до сих пор представляет собой достаточно неисследованный в селеноцентрическом плане район. К настоящему времени накоплены большие ряды измерений профилей краевой зоны Луны гелиометрическими и фотографическими методами и по данным покрытий звезд Луной. «Но они не могли быть использованы в селенодезических исследованиях, так как соответствующие высоты были отсчитаны от совершенно произвольных нулевых поверхностей» (Гаврилов, Дума, 1971). Наиболее подробными являются карты Уоттса (Watts, 1963). Однако система координат данных этих карт не совпадает с фундаментальной звездной системой. В отличие от всех предыдущих карт, созданных в мировой практике, в картах краевой зоны «Казань» (Рахимов, 1992) поверхность отсчета неровностей лунного края отнесена к фундаментальной небесной системе координат, эфемеридному центру масс Луны и ее главным осям инерции. Таким образом, метод построения опорного селенодезического каталога объектов в либрационной зоне состоит из следующих основных этапов: приведение изогипс карт Уоттса с поправками Моррисона (Morrison, 1979) к системе карт «Казань»; отождествлению кратеров на картах краевой зоны с использованием Полной карты Луны (Липский, 1979), созданной ГАИШ МГУ и Топографо-геодезической службой СССР под научным руководством Ю.Н. Липского; и приведение их к системе координат карт Уоттса, согласованных с картами «Казань».

В Астрономической обсерватории им. В.П. Энгельгардта проведены работы по построению каталога селенодезических опорных кратеров либрационной зоны Луны. Данный каталог планируется в дальнейшем использовать для привязки селеноцентрических данных обратной стороны Луны к системе селенодезического каталога КСК-1162.

Анализ современных моделей краевой зоны Луны

На рис. 1 изображена селенографическая система координат

ординат Гайна (Р и D) при моделировании краевого пояса Луны. Положительным полюсом является точка пересечения нулевого меридиана с лунным экватором, широта D отсчитывается в направлении к Земле. Для вывода формул перехода от селенографических координат к координатам Гайна используется вспомогательная сфера, описанная около центра Луны. В точке Z – видимая середина лунного диска; N' – северный полюс Луны; C – позиционный угол дуги большого круга ZN'. Большой круг O₁NE имеет полюс в точке Z, следовательно параллелен видимому краю Луны. O – наблюдаемая точка; O₁ – точка пересечения круга O₁NE большим кругом, проходящим через центр Z и через наблюдаемую точку O. Точка A является началом счета долгот на лунном экваторе AE. N'ZB – большой круг. Точка O₁ расположена на невидимой стороне Луны, недалеко от точки O. Координаты Р и D использовались при построении практически всех современных карт краевой зоны Луны.

Первые попытки изучения рельефа лунной поверхности относятся к глубокой древности. Аристотель, например, считал, что поверхность Луны является гладким шаром, зеркально отражающим тени и отблески морей и гор нашей Земли. В X веке н.э. арабский математик Альхазен полагал, что видимый рисунок видимой стороны Луны является следствием различной отражательной способности разных участков лунной поверхности. Но и в то время были ученые, которые считали, что наблюдаемые рисунки на поверхности Луны являются следствием изрезанного рельефа (Демокрит, Плутарх и др.). Первые достоверные сведения о поверхности Луны были получены Галилеем в 1649 г., он сделал попытку нарисовать горы на Луне, которые он наблюдал своей зрительной трубой. В это же время были изданы карты поверхности Луны, составленные Гевелиусом. Он провел зарисовку Луны при различных фазах, дал земные названия горам – Апеннины, Кавказ, Карпаты и др. Его современник Риччиоли присвоил многим местностям имена известных людей. Кассини по глазомерным оценкам составил карту Луны. В середине 18 столетия Тобиас Майер тщательно выполнил основан-

Окончание статьи Р.В. Чернова «Способ обработки нагнетательных скважин...»

R.V. Chernov. **Well treatment avoiding the use of underground interventions.**

We discuss a possible solution to one of the typical problems accompanying a well survey. The proposed method allows for cleaning pumping compressor pipes without the use of expensive underground intervention techniques. Some results of field experiment are presented. The method can be used to enhance oil recovery.

Keywords: waterflood operation, well survey, enhanced oil recovery.

Роман Викторович Чернов

Аспирант кафедры Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Альметьевского государственного нефтяного института.

423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2. Тел: (8553) 31-00-79.