

УДК 622.245.78

## Опыт освоения скважин с применением установки «Колтюбинг» в ОАО «Татнефть»

## Well Development Using a Coiled Tubing Rig at OJSC Tatneft

*И.Х. Махмутов, О.В. Салимов, к.т.н., Р.З. Зиятдинов, И.И. Гирфанов, институт «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть»*

*I. Makhmutov, O. Salimov, R. Ziyatdinov, I. Girfanov*

Необходимость восстановления коллекторских свойств призабойной зоны, ухудшенных в процессе бурения и эксплуатации скважины вследствие проникновения глинистого раствора или технологических жидкостей в поры пласта, удаление незакрепленных частиц пропантанта после проведения гидроразрыва при сохранении максимальной проницаемости трещины, созданной при гидроразрыве пласта, требуют совершенствования методов, технологий промывки и освоения скважины.

Одним из наиболее эффективных способов освоения скважин является технология создания депрессии на пласт, при которой газожидкостная смесь прокачивается через скважину по колонне гибких труб (колтюбинг) с выходом циркуляции по затрубному пространству. Данная технология успешно сочетает в себе преимущества промывки и одновременного освоения скважины.

Как известно, освоение скважины с закачкой пены по колонне гибких труб (ГТ) имеет некоторые преимущества по сравнению с освоением с закачкой инертного газа компрессором по колонне насосно-компрессорных труб (НКТ). При освоении скважины пеной с применением установки «Колтюбинг» не требуется установка пусковых муфт. Обеспечение необходимой депрессии достигается пу-

тем спуска колонны ГТ в колонну НКТ, при одновременной прокачке по колонне ГТ газожидкостной смеси.

Суть технологического процесса освоения пеной заключается в том, что за счет постепенного понижения плотности жидкости, которая находится в скважине, достигается понижение забойного давления ниже пластового и при этом выполняются условия притока флюида из пласта. Плотность пены можно изменять в широких пределах, что достигается изменением степени аэрации, поэтому вызов притока из пласта возможно осуществлять плавно, не подвергая излишней депрессии продуктивный пласт, цементное кольцо и эксплуатационную колонну.

В ОАО «Татнефть» технология освоения скважины закачкой пены (патент РФ № 2451172) реализовывалась с применением установки «Колтюбинг» 4 (рис. 1).

Сущность метода освоения скважин пеной состояла в последовательном использовании циклов закачки газированного раствора ПАВ и кислотной обработки.

Основными целями данной технологии являются обеспечение наиболее эффективного освоения скважин пенами и предотвращение резкого снижения забойного давления во избежание нарушения целостности цементного кольца



за эксплуатационной колонной, а также разрушения призабойной зоны пласта.

Задачей, решаемой при внедрении данной технологии, являлось обеспечение освоения скважины пеной расчетной плотности с возможностью регулирования величины депрессии на пласт в процессе освоения скважины и эффективного освоения пластов с загрязненной призабойной зоной. При этом обеспечивалась быстрота, надежность и простота регулирования процесса в широком диапазоне изменения забойного давления.

Для приготовления пенообразующего раствора использовался водный раствор поверхностно-активного вещества – пенообразователя в концентрации 1,0% масс. (10 л на 1 м<sup>3</sup>) для пресной воды и в концентрации от 1,0 до 1,5% (от 10 до 15 л на 1 м<sup>3</sup>) на основе пластовой воды.

Необходимый объем технологической жидкости для приготовления раствора ПАВ определялся суммой объемов ГТ и кольцевого пространства между НКТ и ГТ при максимально запланированной глубине спуска колонны ГТ и не менее 6 м<sup>3</sup> для создания циркуляции раствора через желобную емкость.

Данную технологию на скважинах ОАО «Татнефть» реализовывали в соответствии со схемой, показанной на рис. 1.

В скважину 1 производили спуск колонны НКТ 2. Далее внутрь колонны НКТ 2 спускали колонну ГТ 3 посредством специальной установки «Колтюбинг» 4 не ниже нижней кромки 2' колонны НКТ 2. После чего на устье скважины обвязывали газокompрессорную установку 5 с емкостью 6, заполненной приготовленной заранее технологической жидкостью расчетного объема. Технологическую жидкость приготавливали в виде водного раствора ПАВ.

Далее с помощью насоса и компрессора, размещенных в соста-

ве газокompрессорной установки 5, газировали технологическую жидкость, выводили на режим освоения газокompрессорную установку 5, получая на выходе стабильную пенную систему. После чего закачивали газированный раствор ПАВ (стабильную пенную систему) по ГТ 3 с заполнением внутреннего пространства колонны НКТ 2. В результате этого сначала происходило вытеснение скважинной жидкости, находящейся во внутреннем пространстве ГТ 3 и кольцевом пространстве 7, в желобную емкость 8 и ее замена на газированный раствор ПАВ, снижалась депрессия на пласт 9, и происходил вызов притока скважинной жидкости из пласта 9.

В процессе вызова притока из пласта 9 скважины 1 величину снижения депрессии на пласт 9 регулировали глубиной спуска ГТ 3 в колонну НКТ 2, причем чем ниже ГТ 3 была размещена в колонне НКТ 2, тем больше депрессия создавалась на пласт 9, и, наоборот, чем выше находилась гибкая труба 3 в колонне НКТ 2, тем ниже была депрессия.

Величину создаваемой депрессии на пласт 9 в процессе вызова определяли опытным путем в зависимости от геолого-технических условий, после чего отключали компрессор и с помощью насоса газокompрессорной установки 5 промывали забой 10 скважины 1 технологической жидкостью. При наличии притока из пласта 9 определяли приточно-добывные характеристики скважины любым известным способом, например, дебитомером.

При отсутствии притока из пласта 9 в скважину 1 производили обработку призабойной зоны пласта (ПЗП) закачкой кислотного раствора в расчетном объеме в зависимости от толщины пласта 9. Для этого отсоединяли нагнетательную линию 11 газокompрессорной установки



5 от установки «Колтюбинг» 4 и подсоединяли к ней нагнетательную линию кислотного агрегата (на рис. 1 не показано), перекрывая при этом кольцевое пространство 7 между НКТ 2 и ГТ 3 с помощью задвижки 12.

Устанавливали низ колонны ГТ 3 напротив «подшвы» интервала перфорации обрабатываемого пласта 9, т.е. нижний конец ГТ 3 размещали ниже нижней кромки 2' НКТ 2. После чего производили цикл кислотной обработки пласта 9, включающей последовательную закачку по ГТ 1/3 от общего объема соляной кислоты и 2/3 глиноукислоты с продавкой в пласт технологической жидкостью. То есть посредством кислотного агрегата последовательно закачивали соляную и глиноукислоту соответственно по 1/3 и 2/3 части от общего объема кислотного состава и производили продавку кислотного состава в пласт технологической жидкостью.

Концентрация и состав соляной кислоты и глиноукислоты выбирались в любой известной пропорции, применяемой при обработке призабойной зоны пласта 9.

После чего выдерживали технологическую паузу, необходимую для максимальной эффективности кислотной обработки, поднимали ГТ 3 до входа в колонну НКТ 2 в требуемый интервал.

Далее отсоединяли нагнетательную линию кислотного агрегата от установки «Колтюбинг» 4 и подсоединяли нагнетательную линию 11 газокompрессорной установки 5.

После чего цикл закачки газированного раствора ПАВ и кислотной обработки повторяли, как описано выше, расчетное количество раз, обычно от 3 до 5 циклов. Объемы закачки газированного раствора ПАВ и кислотной обработки в каждом цикле определяли опытным путем.

Опытно-промысловые испытания технологии освоения скважин с применени-

ем бустерной установки УНГ 8/15 были проведены на пяти скважинах НГДУ «Елховнефть» ОАО «Татнефть».

Основные объекты эксплуатации на данных скважинах – кыновский, пашийский и турнейский горизонты. Параметры рабочего режима процесса освоения были следующими: подача технологической жидкости от 4 до 2 л/сек (объем жидкости в пене) на каждой глубине спуска ГТ в колонну НКТ при постоянном расходе газа 4,8–5,5 кг/мин. Устьевое давление находилось в пределах от 2 до 12 МПа.

В таблице 1 приведены основные технологические параметры опытно-промысловых работ.

**Таблица 1 – Данные результатов опытно-промысловых работ**

№ скв.	Горизонт	Глубина интервала вызова притока, м	Глубина спуска и допуска колонны гибких труб (ГТ), м	Диаметр НКТ / ГТ, мм	Результат
1325	Кын. + паш.	1645,2	1150, 1350, 1560	60 / 38	успешно
3275	Кын. + паш.	1767,6	1300, 1500, 1700	60 / 38	успешно
773	Кыновский	1726,4	1287, 1487, 1687	60 / 38	успешно
8291	Турнейский	1477	1085, 1285, 1485	73 / 38	успешно
745	Пашийский	1864	1365, 1615, 1865	73 / 38	успешно

Как видно из табл. 1, работы по освоению закачкой газожидкостной смеси на всех скважинах показали свою успешность. Первоначальные глубины установки низа колонны ГТ находились при-



близительно на 450–500 м выше кровли продуктивного пласта. Интервал допуска колонны ГТ составлял 200 м. После выполнения цикла освоения скважины выполняли цикл закачки кислотной композиции. Затем скважину промывали от продуктов реакции.

## Выводы:

1. Способ освоения созданием депрессии на пласт позволяет произвести освоение скважины стабильной газожидкостной смесью (стабильной пенной системой) расчетной плотности, приготовленной на устье скважины с возможностью регулирования депрессии на пласт в процессе освоения скважины

путем изменения глубины спуска колонны ГТ, а также повысить эффективность освоения пластов с загрязненной призабойной зоной пласта за счет изменения величины депрессии.

2. Освоение скважины закачкой пены позволяет исключить или максимально минимизировать проникновение в пласт технологической жидкости в процессе освоения, при этом пена, являясь вязкопластичной упругой системой, обеспечивает более плавное снижение забойного давления при достижении требуемой депрессии.

3. Испытание данной технологии показало положительный результат, и она была рекомендована для дальнейшего применения в ОАО «Татнефть». ■

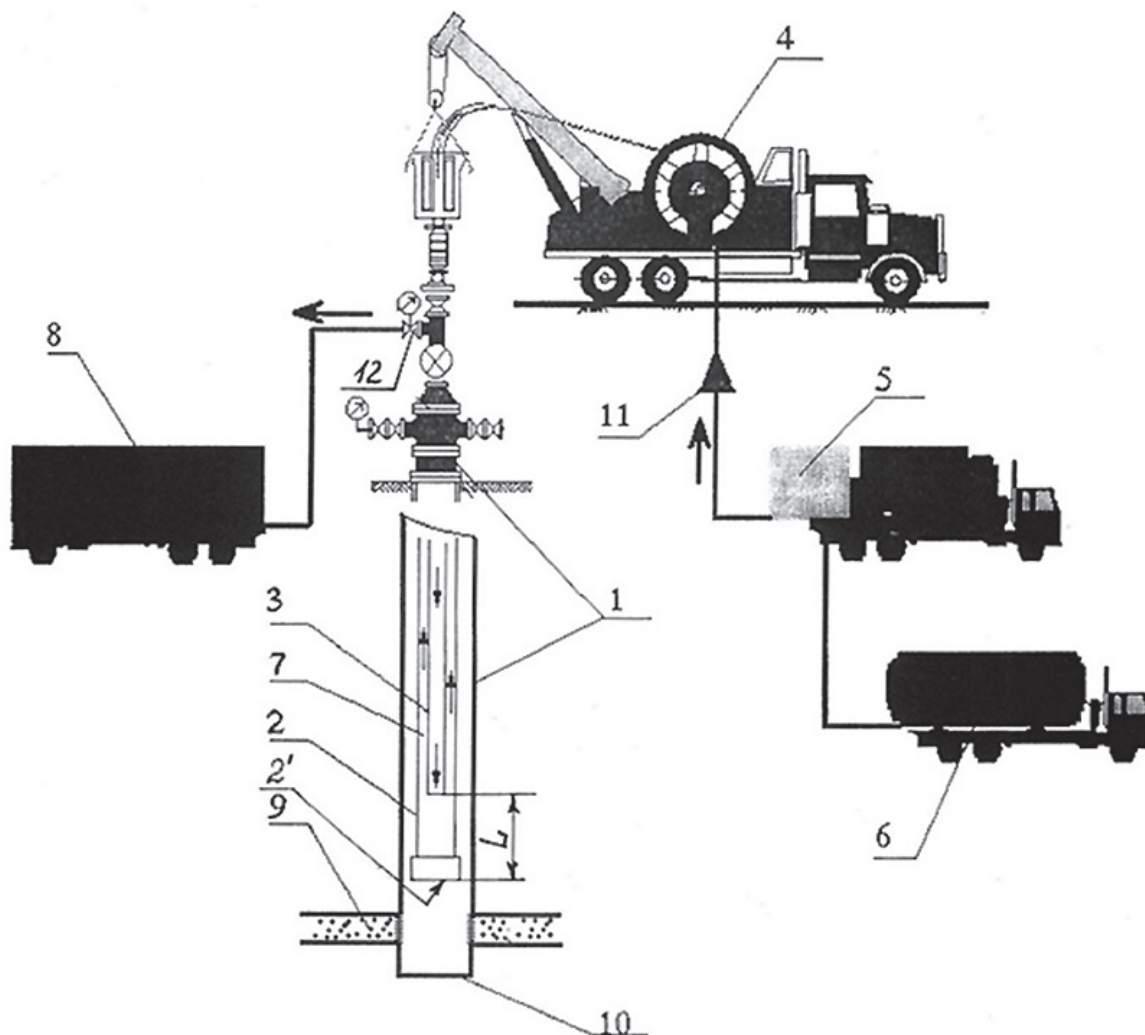


Рисунок 1 – Схема освоения скважины с использованием гибкой трубы