

ДОКЛАД
**Тема: «Опыт применения
колтубинговой технологии в ОАО АНК
«Башнефть»»**

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Колтюбинговая установка МК20 предназначена для капитального ремонта и стимуляции нефтегазовых скважин, каротажа, перфорации и других операций с применением гибкой трубы на герметизируемом устье при давлении до 70 МПа

Колтюбинговая установка МК20 предназначена для работы при температуре окружающей среды от -40°C до +40°C



Шасси	МЗКТ-652712
Двигатель	ЯМЗ 7511
Мощность двигателя, кВт, (л.с.)	300 (400)
Максимальное давление на устье скважины	до 70 МПа
Тяговое усилие инжектора	240 кН
Применяемые гибкие трубы, диаметр, мм	19, 05...44,45
Максимальные габаритные размеры	
Длина, мм	13 000
Ширина, мм	2 500
Высота, мм	4 400
Максимальная масса, кг	46 000

В декабре 2003 года ОАО АНК «Башнефть» приобрело первую колтюбинговую установку М-20 производства Фидмаш (Беларусь) для ООО «БурКан» с грузоподъёмностью инжектора (механизма подачи трубы) – 24 тн, укомплектованной гибкой трубой длиной 2300 м.

В феврале 2004 года поступила следующая колтюбинговая установка М-1001, так же производства Фидмаш с грузоподъёмностью инжектора – 14 тн, укомплектованной гибкой трубой длиной 1700 м.

Обе колтюбинговые установки для бесперебойной работы были дополнительно укомплектованы кислотовозами УНЦ-125/50, автоцистернами, технологическими емкостями на шасси, а также жилыми вагонами и сушилками для рабочих вахт.

Состав бригады: мастер, оператор установки, помощник оператора, машинист установки, водитель кислотовоза и водитель автоцистерны. Причём кислотовозы и автоцистерна закреплены за бригадой постоянно.

Если рассматривать колтюбинговую технологию, то она основана на использовании непрерывной гибкой стальной трубы, намотанной на барабан, находящийся на самой колтюбинговой установке. Конец колонны гибкой трубы подсоединен к высоконапорной муфте вертлюга на ступице барабана, что обеспечивает возможность непрерывной прокачки жидкости через колонну БДТ во время спускоподъёмных операций.

Колтюбинговая технология с использованием гибкой трубы имеет следующие преимущества перед традиционными технологиями при выполнении ремонта скважин:

- обеспечение герметичности устья скважины на всех этапах выполнения внутрискважинных операций, начиная с подготовки комплекса ремонтного оборудования, и вплоть до его демонтажа;
- возможность осуществления работ в нефтяных и газовых скважинах без их предварительного глушения;
- безопасность проведения спускоподъемных операций, так как в данном случае не нужно осуществлять свинчивание – развинчивание резьбовых соединений и перемещать НКТ, вследствие чего сокращается время проведения спускоподъемных операций;
- значительное улучшение условий труда работников бригад по ремонту скважин;
- уменьшается период подготовительных и заключительных операций при ремонте и демонтаже агрегата, в связи с чем продолжительность ремонта с применением колтюбинга по сравнению с традиционным подходом (КРС при помощи А-50 и т.д.) в 2-3 раза меньше;
- исключается загрязнение окружающей среды технологической и пластовой жидкостями;
- исключается возникновение ситуаций, связанных с внезапными выбросами, открытым фонтанированием.

Следует отметить и недостатки присущие колтюбинговой технике:

- ограниченная длина труб, намотанных на барабан;
- сложность ремонта (сварки) гибкой трубы в промысловых условиях.

Всего за период работы колтюбинговых установок в ОАО АНК «Башнефть» произведено ремонтов:

2003 год – 4 скважины.

2004 год – 185 скважин.

2005 год (8 месяцев) – 119 скважин.

Средняя продолжительность ремонта скважины:

Нагнетательные скважины – 32,4 часа;

Нефтяные скважины - 27,9 часа;

Газовая скважина - 38,2 часа.

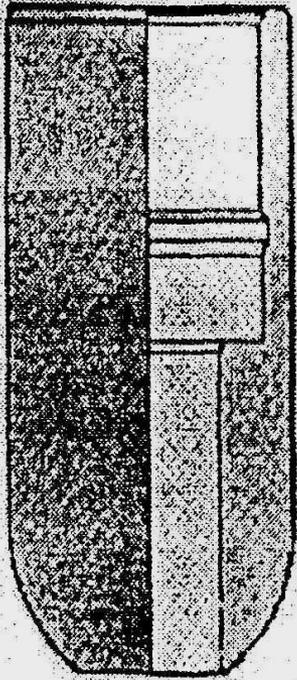
Средняя продолжительность ремонта КРС традиционным методом - 141,2 часа.

Основная доля ремонтов приходится на нагнетательный фонд. На нагнетательных скважинах, оборудованных упорными пакерами производились пенные обработки в комплексе с химической обработкой призабойной зоны пласта.

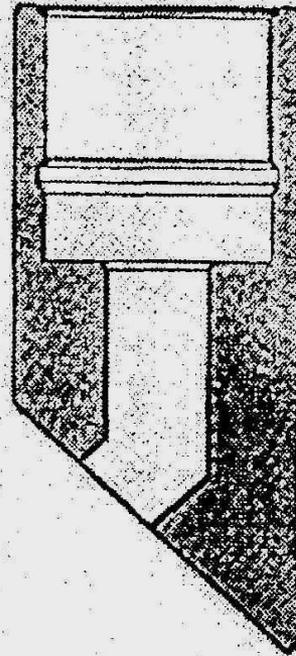
Исходя из практической работы инженерно-техническими работниками ООО «БурКан» совместно с группой технологий воздействия на пласт БашНИПНефть в 2004 году была разработана технология по комплексной обработке ПЗП нагнетательных скважин с применением растворителей (Миа-пром, СНПХ-7870, МС-25 и т.д.) кислот (соляной, грязевой, СНПХ-9010 ДН) и гидросвабирование скважины (дренирование пласта – методом закачки мин. Воды и стравливания, используя энергию пласта). Эта технология была внедрена на месторождениях АНК «Башнефть». Естественно 100 % эффекта на всех ремонтируемых скважинах добиться не удастся в силу индивидуальных особенностей скважин (загрязненность наиболее удаленной части пласта, наличие в ПЗП нерастворимого осадка и т.д.). Так же были произведены работы по кислотным, нефтекислотным обработкам эксплуатационных, горизонтальных скважин.

Промывочные насадки, применяемые в колтюбинговой технологии

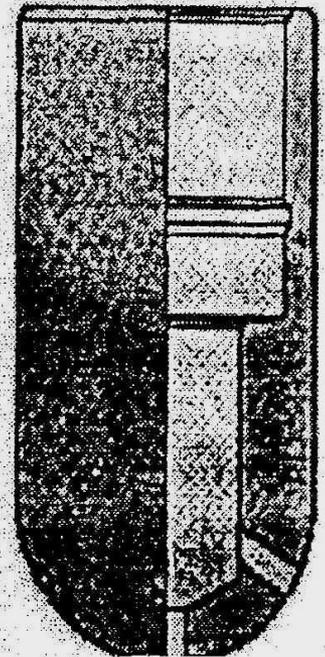
1



2



3

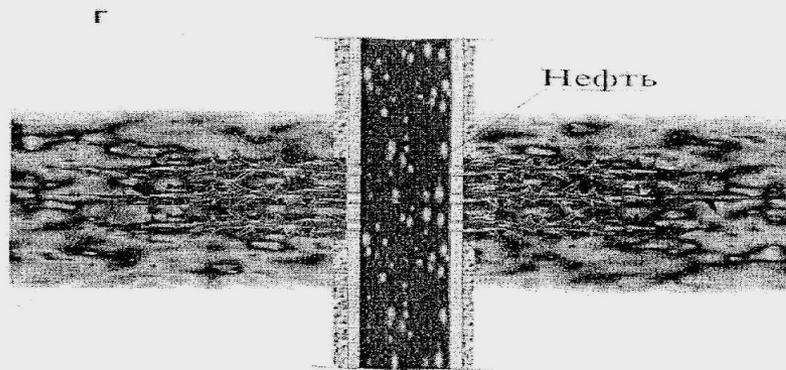
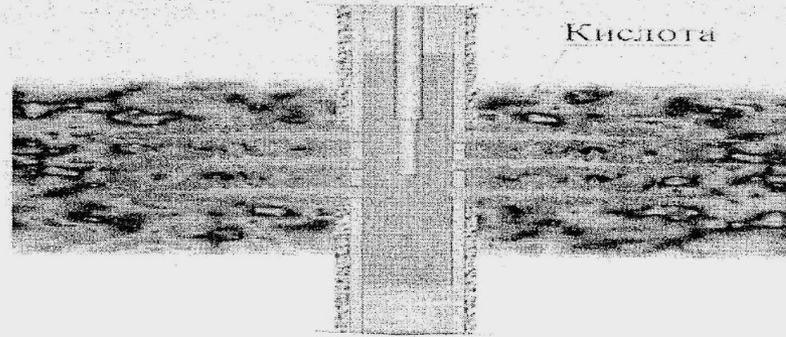


1) Насадка с центральным каналом

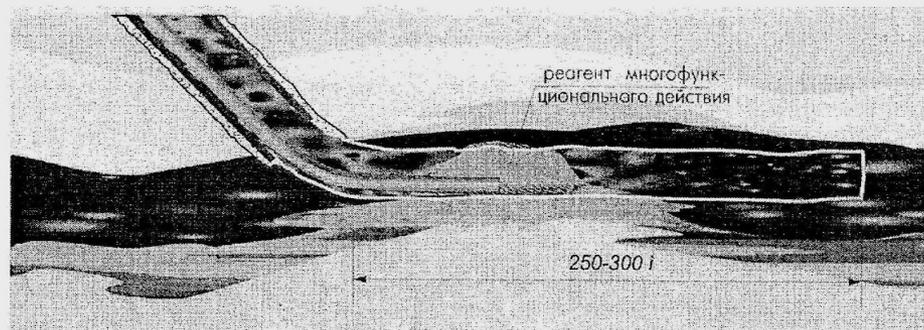
2) Насадка – перо

3) Насадка с пятью каналами

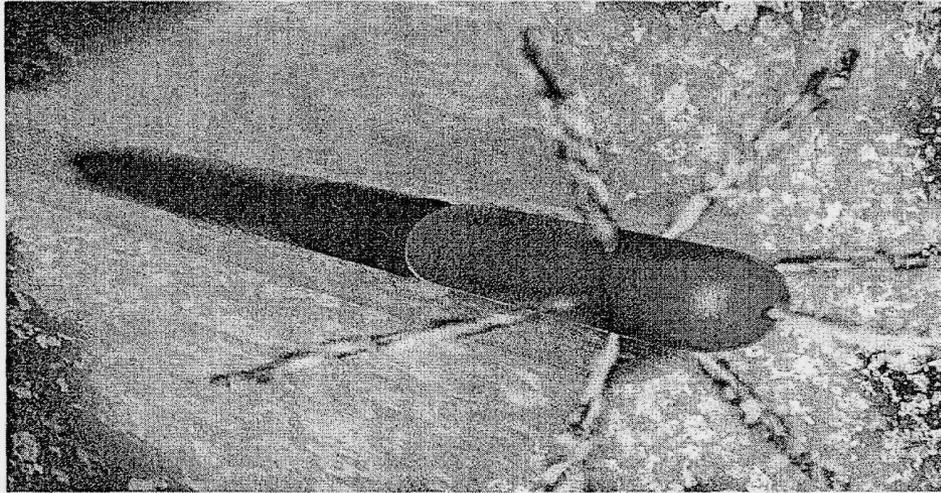
Нефтекислотная обработка пласта эксплуатационной скважины



Нефтекислотная обработка в горизонтальной части эксплуатационной скважины



*Технология комплексной обработки (растворитель, кислота)
нагнетательных скважин*



*Технология очистки колонн НКТ от асфальто – смоло -
парафиновых отложений с применением растворителя (Миа-пром,
СНПХ-7870 и т.д.)*

