

2 89-41
2 498-7



**СОВРЕМЕННЫЕ
МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ
НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ
(КРАТКИЕ ТЕЗИСЫ
ДОКЛАДОВ)**

БУГУЛЬМА — 1989

289-41
498-7

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ
МЕЖОТРАСЛЕВОЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС
"НЕФТЕОТДАЧА"

ЦЕНТРАЛЬНАЯ КОМИССИЯ ПО РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

АКАДЕМИЯ НАУК СССР
НАУЧНЫЙ СОВЕТ ПО ПРОБЛЕМАМ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА
ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА

ЦЕНТРАЛЬНОЕ ПРАВЛЕНИЕ ВСЕСОЮЗНОГО НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО
ОБЩЕСТВА НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ИМ. И.М.ГУЗКИНА

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ
НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ
(Краткие тезисы докладов)

Вугульма - 1989

082

вах или в остатках для обработки нефтяных и газовых скважин.

В.В.Сурина

(Институт проблем нефти и газа АН СССР)

К ВОПРОСУ ОСНОВАНИЯ МЕТОДА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ, СОДЕРЖАЩЕГО ОСТАТОЧНУЮ ПОСЛЕ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЬ

В докладе проведен краткий анализ формирования остаточной после заводнения нефти вследствие микронегоднородности пласта. Рассмотрены факторы, влияющие на формирование и обеспечение стабильного состояния остаточной после заводнения нефти. Рассмотрены возможные механизмы воздействия с целью вытеснения остаточной нефти, находящейся в капельной и пленочной формах. Показана необходимость детального изучения геометрии порового пространства и смачиваемости пород для обоснования применения метода воздействия с целью вытеснения остаточной после заводнения нефти. Показано, что если пласт гидрофильный, достаточно однородный по проницаемости, при наличии достоверной информации с геометрии порового пространства, можно рекомендовать закачку хим.реагентов с целью снижения межфазного натяжения и эффективного вытеснения капельной остаточной нефти. В том случае, если пласт гидрофобный или обладает промежуточной смачиваемостью, с неоднородным распределением размеров пор и проницаемости, следует применять тепловые методы воздействия на пласт.

А.Г.Молчанова, А.Б.Золотухин, Н.А.Еремин

(Институт проблем нефти и газа АН СССР)

АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ПРИМЕНИМОСТИ МЕТОДОВ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН СКВАЖИН В ТЕРРИГЕННЫХ И КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Геолого-физические условия залегания нефтесодержащих пластов оказывают существенное влияние на успешность применения методов обработки призабойных зон скважин.

Анализ опубликованных материалов по применению различных методов обработки призабойных зон скважин позволил выделить основные геолого-физические и технологические параметры, такие как: свойства пластовых флюидов (вязкость, плотность, насыщенность, минерализация, соленость), коллекторские свойства (пористость,

проницаемость, смачиваемость, гидрофильность-гидрофобность, тип коллектора), условия залегания пласта (глубина, эффективная толщина, расчлененность, тип коллектора, температура, давление), технологические факторы (способ добычи нефти, обводненность, газовый фактор), условия вскрытия пласта (толщина цементного кольца, вид отложений в призабойной зоне).

На основе обширной промысловой информации составлены таблицы критериев применимости методов воздействия на призабойную зону скважин по комплексу основных параметров с указанием интервалов их изменения. Диапазоны изменения этих параметров должны уточняться по мере накопления информации.

Таблицы критериев составлены для следующих основных методов воздействия на призабойную зону скважин: кислотные обработки, закачка растворов ПАВ, полимеров, термогазохимическое воздействие, паросиклические обработки, гидроразрыв и др.

С.В.Косяк, В.Д.Горелнов
(МНП им.И.М.Губкина)

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ
— КАРБОКСИМЕТИЛЦЕЛЛЮЛОЗЫ В КАЧЕСТВЕ
ЗАГУЩАЮЩЕГО АГЕНТА

В процессе заводнения при разработке нефтяных месторождений в качестве загущающих агентов широко применяются различные полимеры, например, акриламида. Изучение реологических свойств растворов *Na* — карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) показывает, что этот полимер при достаточной степени полимеризации (СП) может быть предложен в качестве реагента-загустителя.

Мы рассматривали образцы КМЦ с СП от 710 до 1900 при близких степенях замещения. Увеличение степени полимеризации КМЦ — жесткоцепного полимера линейного строения с одинаковой длиной цепи, ведет к нелинейному росту вязкости эквивалентированных растворов. Так, эффективная вязкость при градиенте скорости сдвига $\dot{\gamma} = 81 \text{ с}^{-1}$ 1%-ных на активное вещество пресных растворов КМЦ с СП 710 равна порядка 85 — 95 мПа·с, а для КМЦ с СП 1900 порядка 800 — 850 мПа·с. Увеличение СП КМЦ с 710 до 1900 приводит к росту показателя консистентности в степенной реологической модели с 2,8 — 3,7 до 200 — 220 Па·сⁿ.

Увеличение температуры растворов полимера ведет к уменьшению вязкостных свойств. Например, при возрастании температуры с

- В.П. Горюнов, В.А.Валков, Е.С.Калинин. Типровостон-
нефть). Лабораторные исследования фильтрационных
свойств водных растворов смеси полиакриламида с
нейоногенными ПАВ и промышленное испытание тохоло-
гии их применения. 164
- В.Г. Михневич, Е.Н. Гудков, И.Р. Юшков. (ПермНИИнефть).
Опыт проведения щелочного заводнения на галлах
малоактивных нефтей повышенной вязкости. 165
- Б.И. Тульбович, В.Р. Бороуцкий. (ПермНИИнефть). Анализ
влияния растворов химреагентов на свойства нефти
в поровом объеме импульсным методом ЯМР. 167
- А.В. Трищенко. (СредАЗНИИнефть). Технология увеличе-
ния нефтеотдачи пластов с малоактивной нефтью на
основе многофункциональных оторочек из комплексных
оставов, содержащих ПАВ, стабилизаторы, полимеры
и щелочи. 168
- Н.В. Рябоконь, Л.И. Мясникова, М.Ф. Громова, Г.М. Телишева,
М.В. Прокофьева. (Научно-исследовательский институт
химии при Горьковском государственном университете).
Поликомпонентные системы для вторичной обработки
нефтяных скважин. 170
- В.В. Сурина. (Институт проблем нефти и газа АН СССР).
К вопросу обоснования метода воздействия на пласт,
содержащего остаточную после заводнения нефть. 171
- А.Г. Милчанов, А.Б. Золотухин, Н.А. Еремин. (Институт
проблем нефти и газа АН СССР). Анализ условий при-
менимости методов обработки призабойных зон сква-
жин в терригенных и карбонатных коллекторах. 171
- С.В. Косляк, В.Д. Горюнов. (МИНГ им.И.М. Губкина). Пути
повышения эффективности применения а-карбон-
оксиметиллеллолозы в качестве загущающего агента. 172
- Л.И. Сваровская, Л.К. Алтунина, О.П. Боева, В.А. Кузнецов.
(Институт химии нефти СО АН СССР). Влияние компо-
зиций ИХН на микрофлору нефтяных месторождений За-
падной Сибири. 173

Краткие тезисы докладов
СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ
ПЛАСТОВ

Редактор Н.А.Соловьева

Л _ 41519

Подписано к печати 30.08.89

Формат издания 60х90 1/16 Объем 8 уч.-изд.л. Бумага № 2

Заказ 231 Тираж 380 экз.

Ротапринт ОНТИ и РИД
125422, Москва, Дмитровский пр., д.10