

Лекция 6

Физико-химические МУН

ТРЕТИЧНЫЕ МЕТОДЫ

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ МУН

Потокоотклоняющие технологии

1. Полимерное замещение;
2. Технологии повышения выработки слюисто-нефтородных пластов с применением эфиров целлюлозы
3. Закачка полимер-дисперсных систем (ПДС)
4. Закачка коллоидно-дисперсных систем (КДС)
5. Закачка волокнисто-дисперсных систем (ЗДС)
6. Закачка структурообразующих составов (СОС) ДППХ-1 и ДППХ-3
7. Закачка полимер-органической суспензии (ПОРС)
8. Закачка тонкодисперсной активированной суспензии (ТАС)
9. Силкат полимерный гель (СПГ)
10. Чередушка закачка нефти и воды
11. Применение щелочной полимер-суспензионной композиции (ЩПСК)
12. Технологии воздействия на шельф ГОК с ЩПСК
13. Применение биополимеров
14. Внутрислоистовые теплообразующие системы
15. Теплообразующие системы на основе силката натрия
16. Закачка темпоскрина
17. Закачка РИТИНА
18. Применение вязко-упругих систем (ВУС)
19. Методы ограничения водопритоков и гидрофобизации ПЗТ в добывающих скважинах
20. Применение серноислотного алюминия

Технологии, повышающие коэффициент нефтевытеснения

1. Вытеснение нефти водными растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ, НПАВ)
2. Применение оторочки смачивателя

Технологии комплексного воздействия

1. Совместное применение ПАВ и ППАВ
2. Щелочное замещение (закачка щелочных растворов, композиции щелочей, ПАВ и полимеров, ЩПСК с виомонохлоридом, ГОК с ППСК, ППСК с соляной кислотой, СПР?)
3. Закачка прохлещенных оторочек серной кислоты и продуктов на ее основе
4. Закачка больших объемов оторочки соляной кислоты
5. Физико-химическое воздействие (ФХЦВ)
6. Миллеллярно-полимерное замещение
7. Композиции РНДК для повышения эффективности разработки слаботоропических коллекторов

Системная технология воздействия на пласт

Методы увеличения нефтеотдачи пластов

Назначение	Способ воздействия	Рабочий агент
<p>Воздействие на нефть, оставшуюся в пласте в макромасштабе - повышение охвата вытеснением</p>	<p>Повышение вязкости вытесняющего агента Понижение вязкости нефти Увеличение (расширение) объема нефти Увеличение дренируемой (работающей) толщины пласта</p>	<p>Полимеры Пар Воздух+вода (горение) Углекислый газ ПАВ Водогазовые смеси Щелочи Серная кислота Эфиры целлюлозы Силикаты Чередующаяся закачка нефти и воды Физические МУН ВУСы и др. Композиции ПАВ</p>
<p>Воздействие на нефть, оставшуюся в пласте в микромасштабе - вытеснение рассеянной остаточной нефти</p>	<p>Достижение смешиваемости нефти и вытесняющего агента Снижение межфазного натяжения Повышение смачиваемости пласта водой Повышение фазовой проницаемости для нефти и снижение для воды</p>	<p>Углекислый газ Газ высокого давления Мицелярные растворы Щелочи Водорастворимые ПАВ Водогазовые смеси Маслорастворимые ПАВ</p>

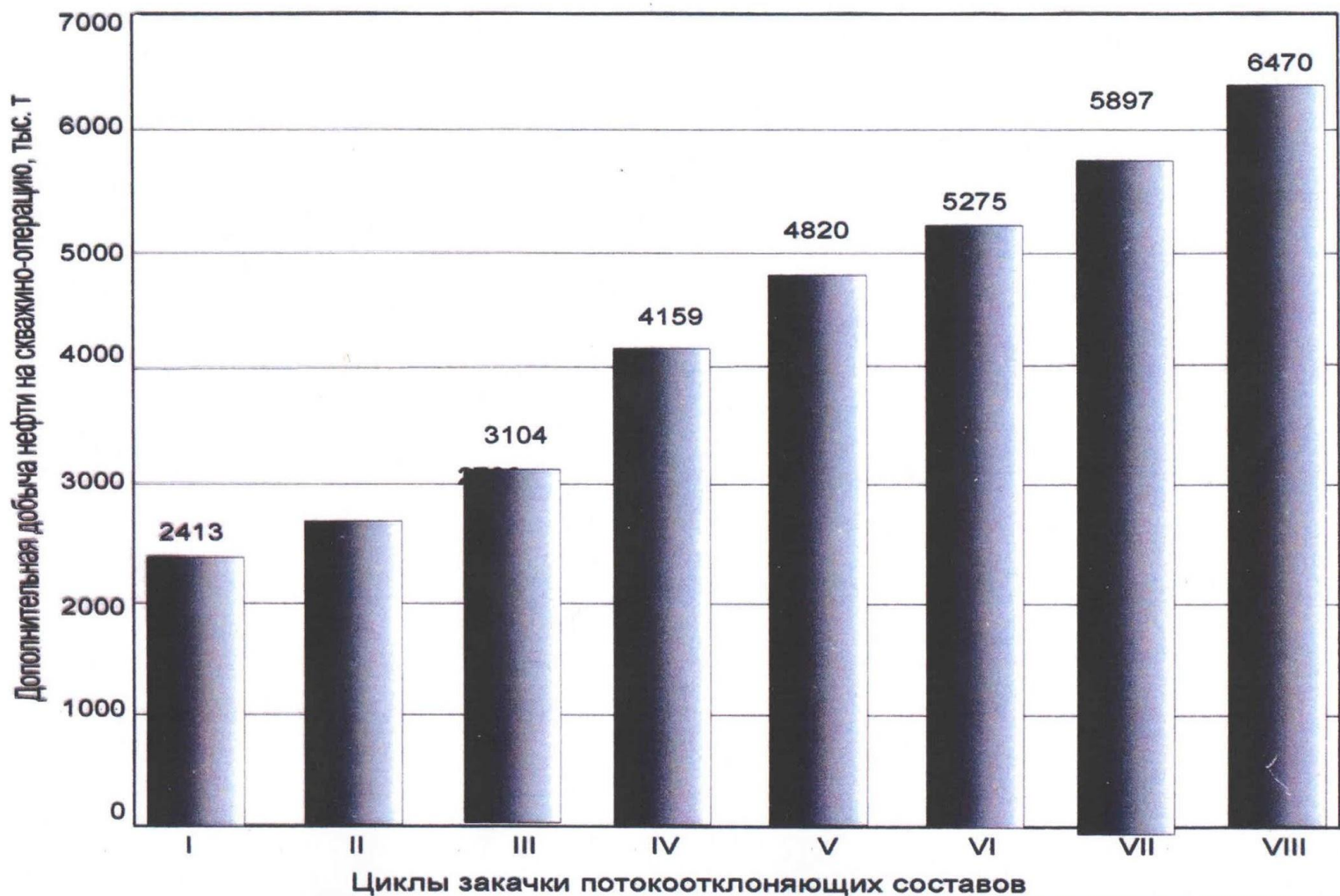
Причины образования неизвлекаемой при традиционных технологиях нефти и пути ее извлечения

<u>ПРИЧИНЫ ОБРАЗОВАНИЯ</u>	<u>ПУТИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ</u>
Расчлененность, прерывистость пластов охватывает 01,-0,8 объема залежи	Повышение охвата дренированием за счет системы размещения скважин, выбора объектов, вскрытия пластов, оптимизации давления нагнетания
Неоднородность пластов по проницаемости от 0,01 до 3-4 мкм ²	Выравнивание проводимости пластов за счет уменьшения фазовой проницаемости для воды, увеличения вязкости воды и др.
Вязкость нефти больше вязкости воды и изменяется от 1 - 5 до 50-1000 мПа·с	Снижение вязкости нефти, увеличение вязкости воды; объемное расширение нефти
Межфазные, молекулярные силы на контакте нефти с водой и породой составляют 18-30 мН/м	Устранение межфазного натяжения на контакте нефть- вода; гидрофилизация пористой среды
Микронеоднородность составляет $1 \cdot 10^{-4}$ – 1 см; удельная поверхность пористой среды $(0,05^{-3}) \cdot 10^{-4}$	Ослабление молекулярных и проявление гравитационных сил

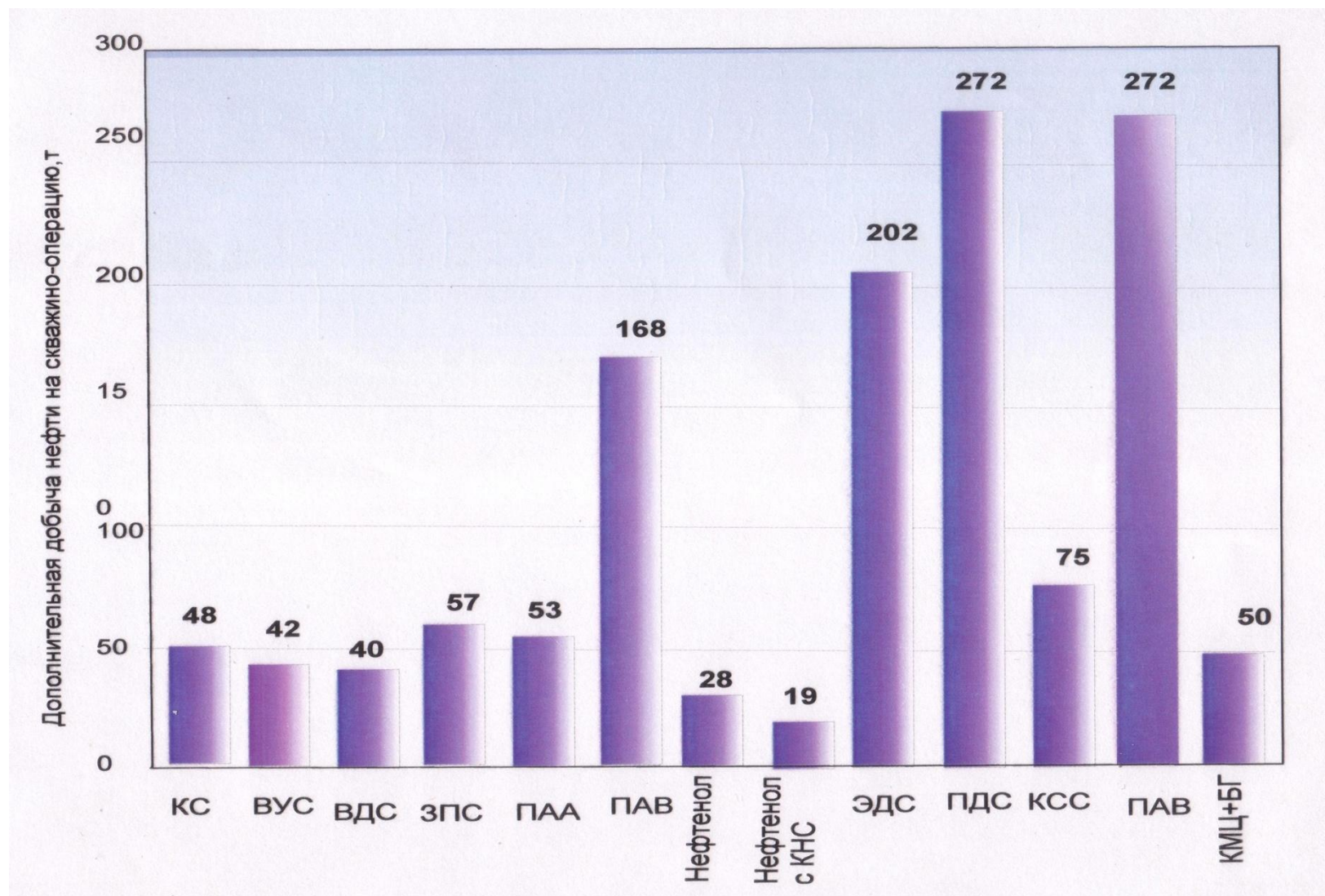
Потенциальные возможности и критические факторы методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Рабочий агент	Увеличение нефтеотдачи, %	Критический фактор применения рабочего агента
Вода+газ	5-10	Горизонтальное разделение. Снижение продуктивности
Полимеры	5-8	Соленость воды и пласта. Снижение продуктивности
Щелочи	2-8	Активность нефти
Мицелярные растворы	до 8	Сложность технологии. Соленость воды и пласта. Снижение продуктивности.
Двуокись углерода	8-15	Потери теплоты. Малая глубина. Вынос песка. Технические проблемы.
Пар	15-35	Потери теплоты. Малая глубина. Вынос песка. Технические проблемы.
Воздух+вода	15-30	Осложнения при иницировании. Низкий охват горением. Технические проблемы. Неудовлетворительная охрана окружающей среды.
Системы разработки с ГС	20-30	
Новейшие физико-химические МУН	8-16,3	

Средняя эффективность применения потокоотклоняющих составов по циклам их закачки в скважины Лянторского месторождения

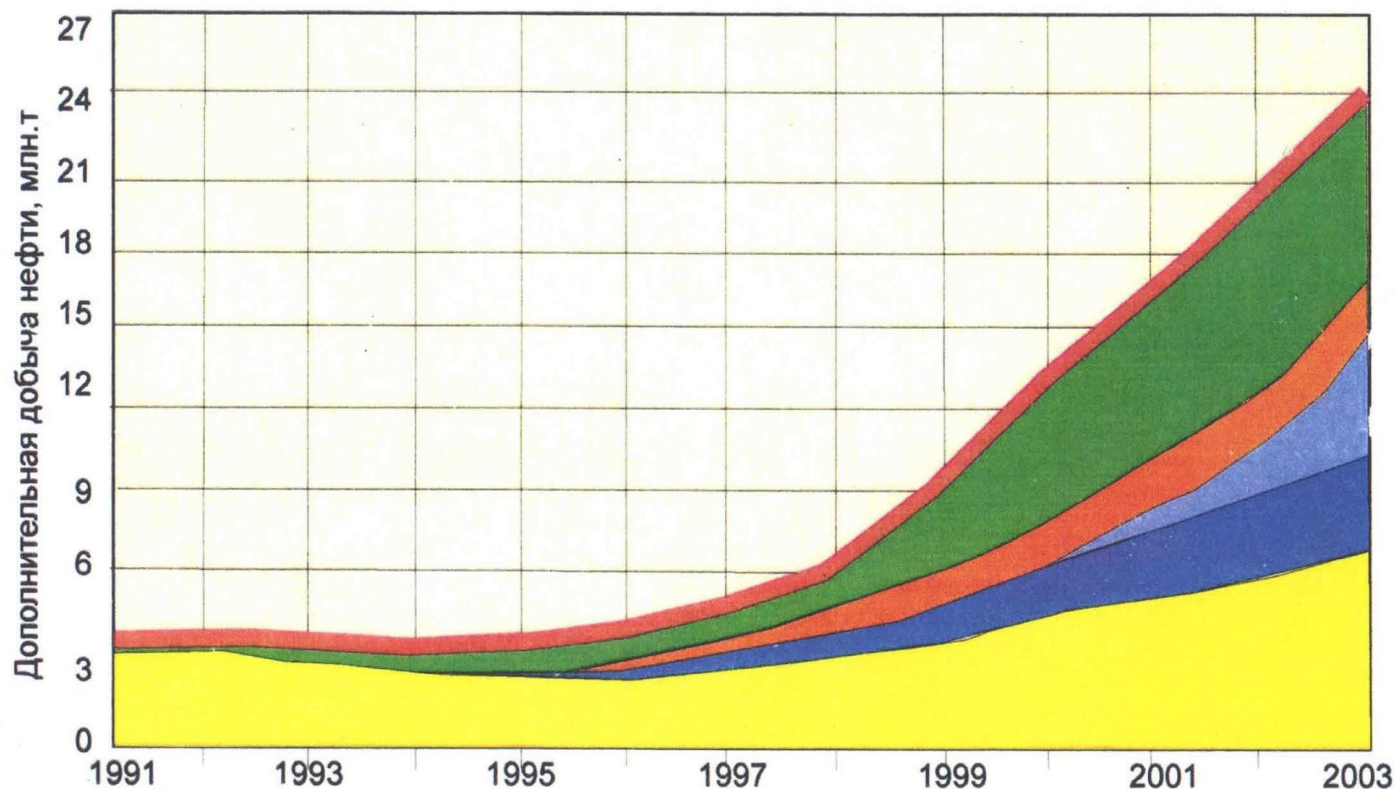


Минимальная предельно допустимая добыча нефти на скважино-операцию ОАО «Сургутнефтегаз»



Технологии воздействия на пласт

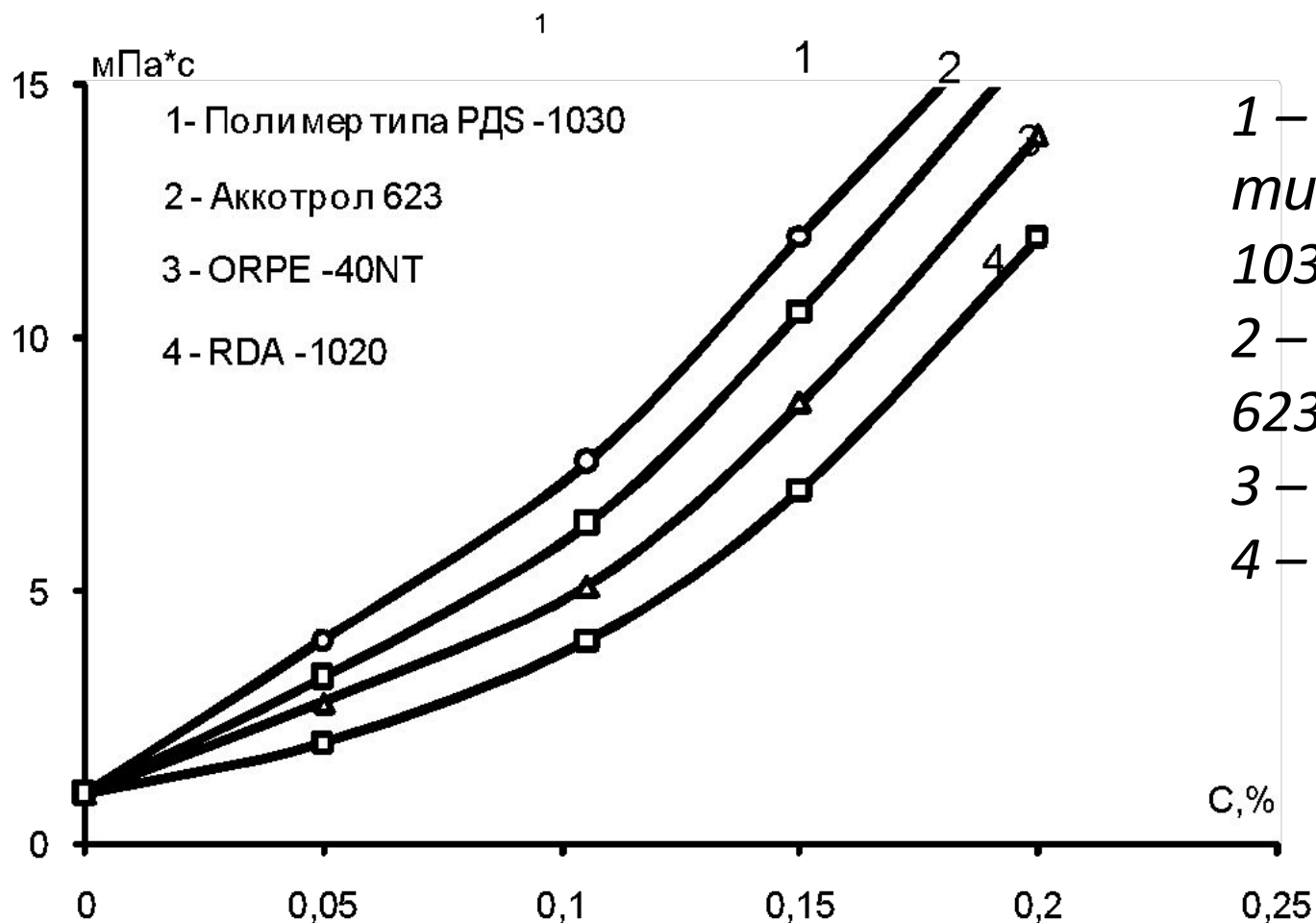
Дополнительная добыча нефти по видам воздействия на месторождения ОАО «Сургутнефтегаз» за 1991-2003 гг.



- Гидродинамические методы
- Потокоотклоняющие технологии
- Горизонтальные скважины
- Боковые стволы
- ГРП
- Воздействие на ПЗП (депрессия, перфорация, ОПЗ, изоляция)

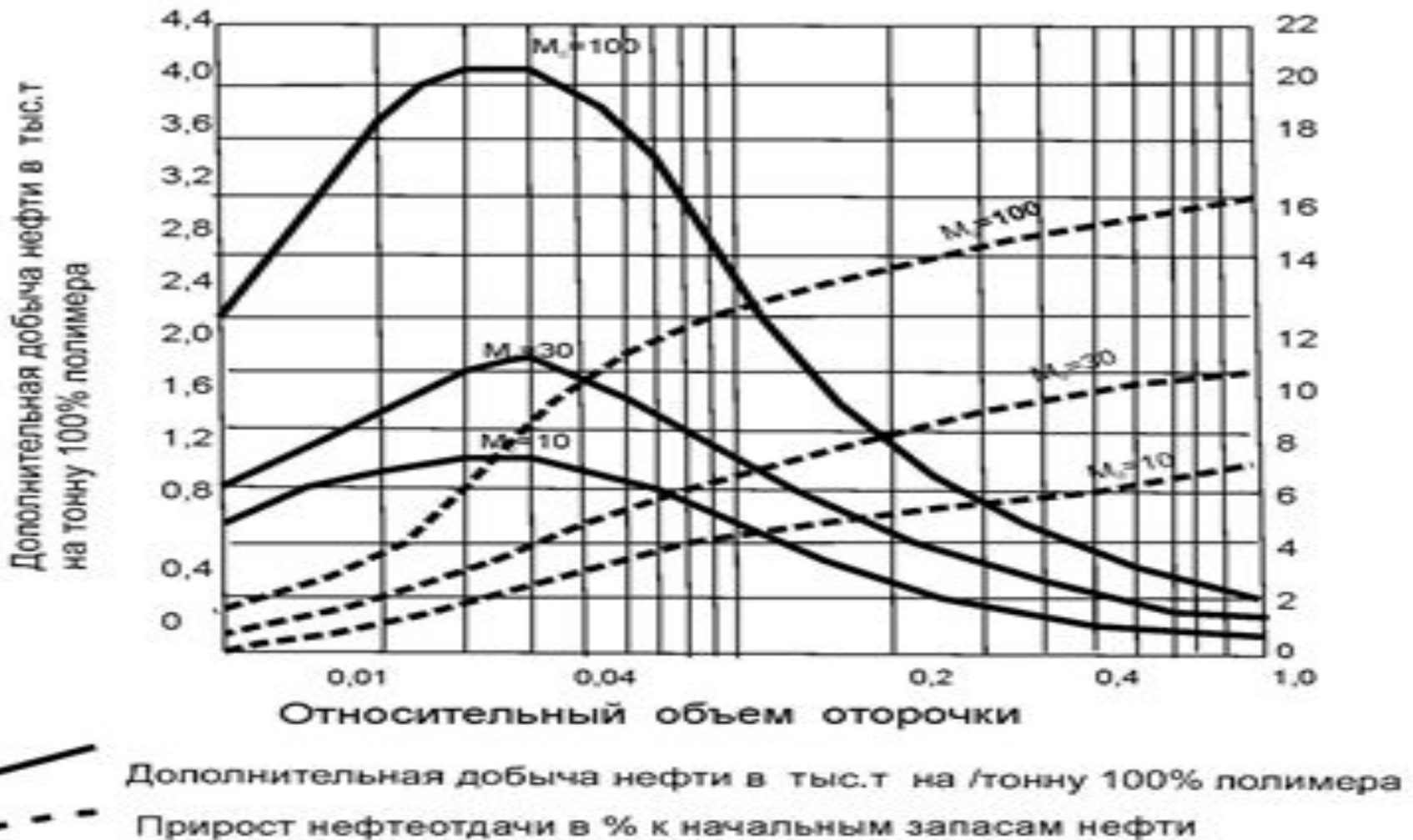
ПОЛИМЕРЫ

Зависимость вязкости полимерного раствора от концентрации, приготовленного на пресной воде.



1 – полимер типа PDS – 1030;
2 – Аккотрол 623;
3 – ORPF – 40NT;
4 – RDA – 1020.

Влияние размера оторочки на эффективность полимерного заводнения.



1) Снижение подвижности происходит непропорционально увеличению вязкости раствора за счет добавки в воду полимерного вещества, что выражается в появлении фактора сопротивления. Фактор сопротивления R определяется как отношение подвижности воды к подвижности раствора полимера.

$$R = (K_B / \mu_B) / (K_P / \mu_P),$$

где, K_B и K_P – проницаемость воды и полимера; μ_B и μ_P – вязкость воды и полимера.

2) Адсорбция полимера пористой средой. Причем, часть макромолекул удерживается пористой средой необратимо, являясь причиной повышенного сопротивления воде, движущейся вслед за полимерным раствором. Это явление называется остаточным фактором сопротивления $R_{ост}$ и определяется как отношение первоначальной подвижности воды к подвижности воды после закачки полимера:

$$R_{ост} = (K_B / \mu_B) / (K_{ВП} / \mu_{ВП}),$$

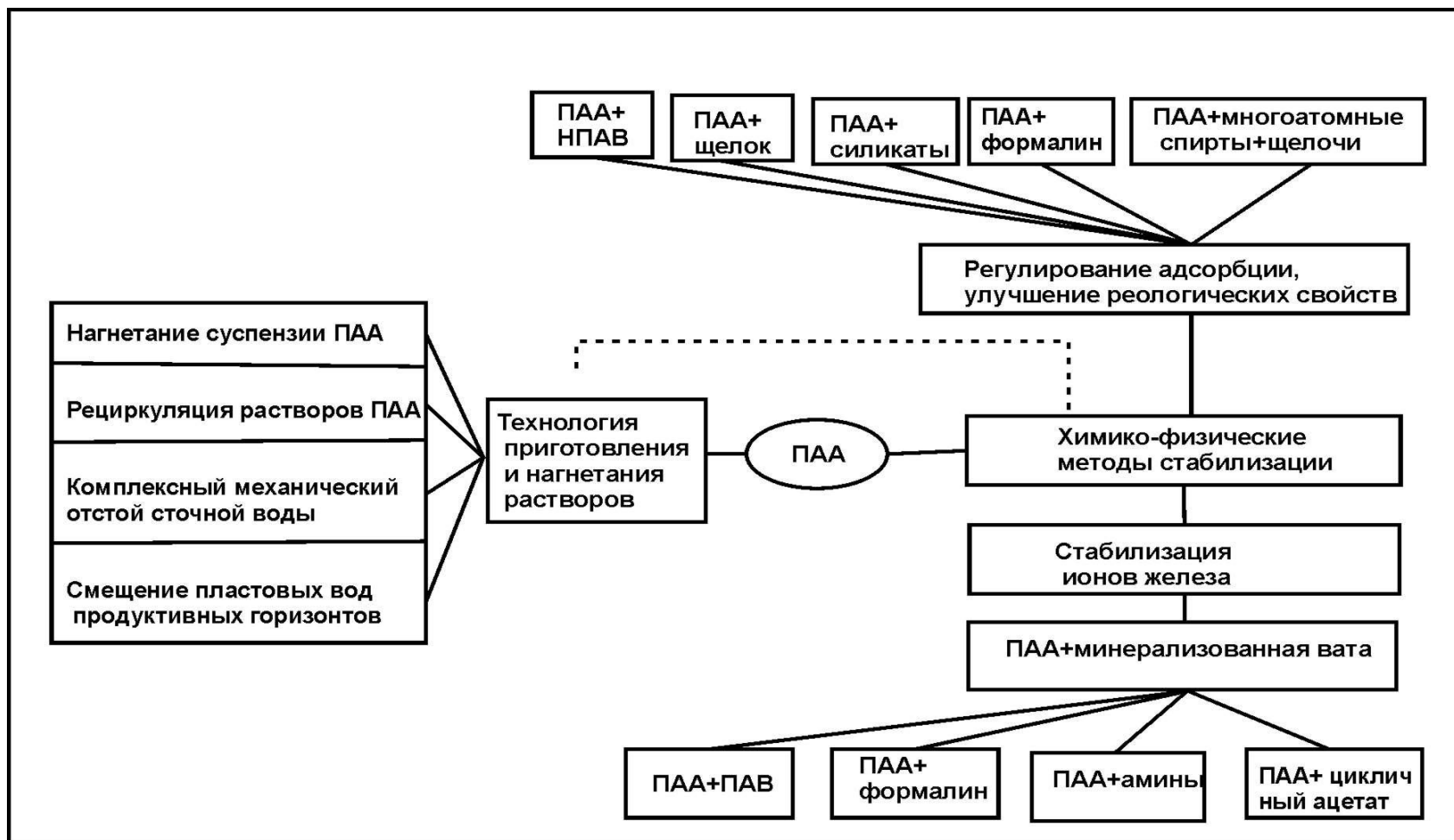
где $K_{ВП}$ и $\mu_{ВП}$ – относительная проницаемость и вязкость воды после прохождения полимера.

Возникновение «остаточного сопротивления» объясняется адсорбцией полимера в пористых средах и проявляется даже после полного вытеснения из них раствора полимера.

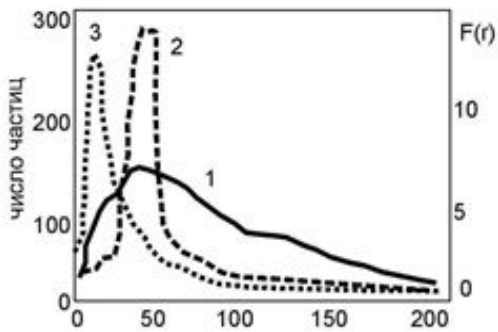
Величина адсорбции определяется в лабораторных условиях на керне и количественно составляет для раствора 0,05% полиакриламида (ПАА) 30-80 г реагента на 1 м^3 породы.

Параметры вытеснения	Вода	Раствор полимера
Безводная нефтеотдача, %	33,8	60,3
Нефтеотдача при закачке объемов пор:	40,6	39,7
0,5	49,4	69,2
1,0	54,6	71,2
1,5	61,0	71,5
Конечная нефтеотдача, %	3,08	2,36
Общая закачка от объема пор		
Коэффициент охвата на момент прорыва жидкости в скважине, %	50,7	90,3

Совершенствование процессов воздействия с применением ПАА (по А.А. Газизову).

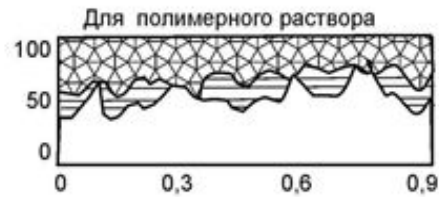


Полимер-дисперсные системы (ПДС)



Распределение частиц:
 - глины (3),
 - полимер-дисперсной системы (1) и
 - пор естественного зерна (2) по размерам

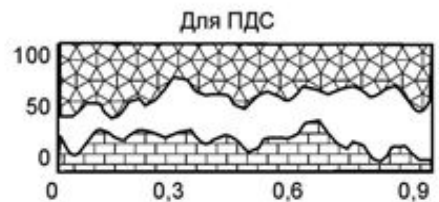
Условные обозначения:



□ "свободная" вода
 ⊗ "связанная" вода
 ▨ полимер

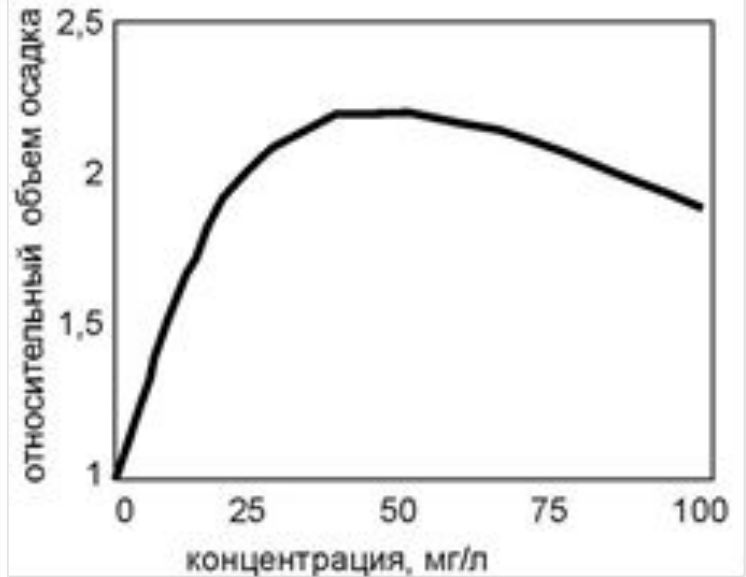


■ глина
 ▤ ПДС



длина модели, и

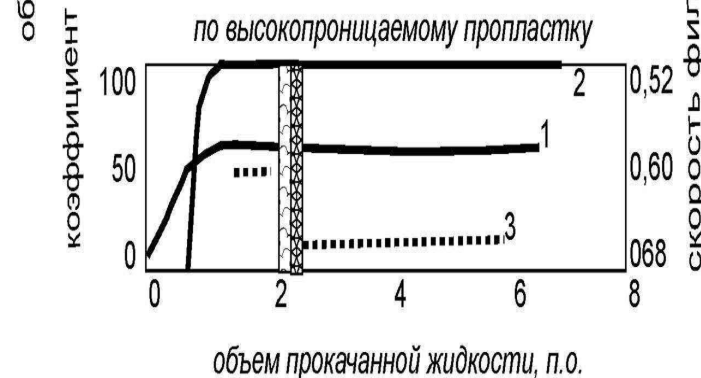
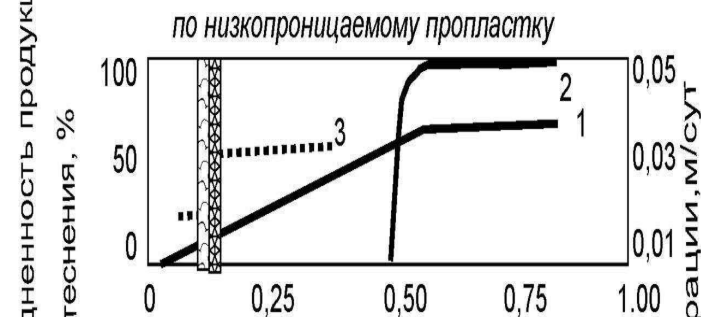
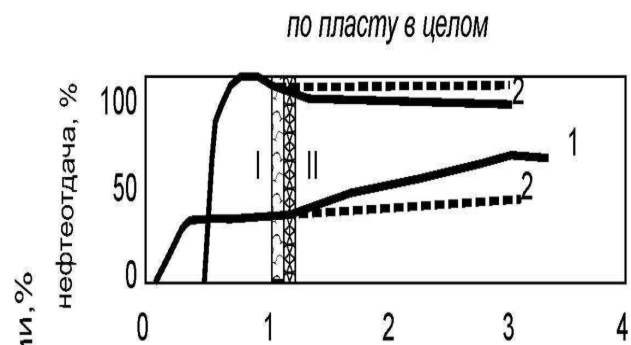
Распределение ПДС и ее компонентов в пористой среде после доотмыва водой, определенное с применением метода ядерно-магнитного резонанса.



Зависимость относительного осадка полимер-дисперсной системы от концентрации полимера



Зависимость остаточного фактора сопротивления от проницаемости пористой среды для ПДС (1) и раствора полимера (2)



Кривые изменения:

1 - нефтеотдачи и
коэффициента вытеснения

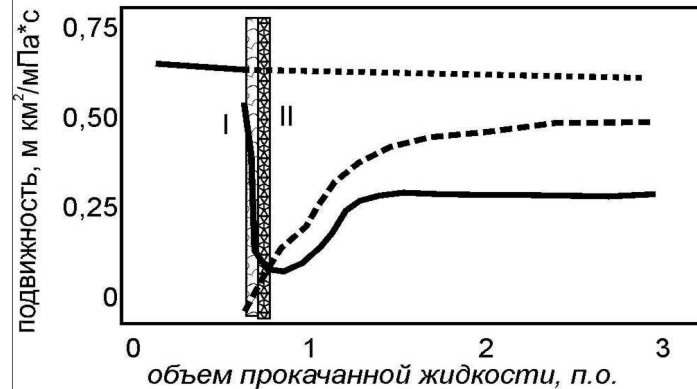
2 - обводненности продукции

3 - скорости фильтрации

оторочки:

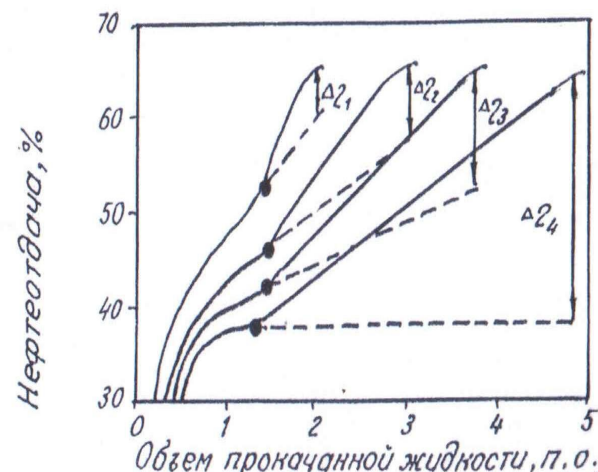
I - раствора полимера

II - глинистой суспензии



— ПДС
- - - раствор ПАА
- · - суспензия глины

Изменение подвижности жидкости в высокопроницаемом пропластке модели неоднородного пласта после закачки оторочек раствора ПАА и суспензии глины отдельно и совместно.



Отношение проницаемостей пропластков: 1-7, 2-10, 3-13, 4-20. ● — заочка ПДС
Рис.3. Изменение нефтеотдачи в результате закачки ПДС в модели неоднородного пласта с различным соотношением проницаемостей пропластков.

Динамика процесса вытеснения нефти из модели неоднородного пласта с применением полимер-дисперсной системы.

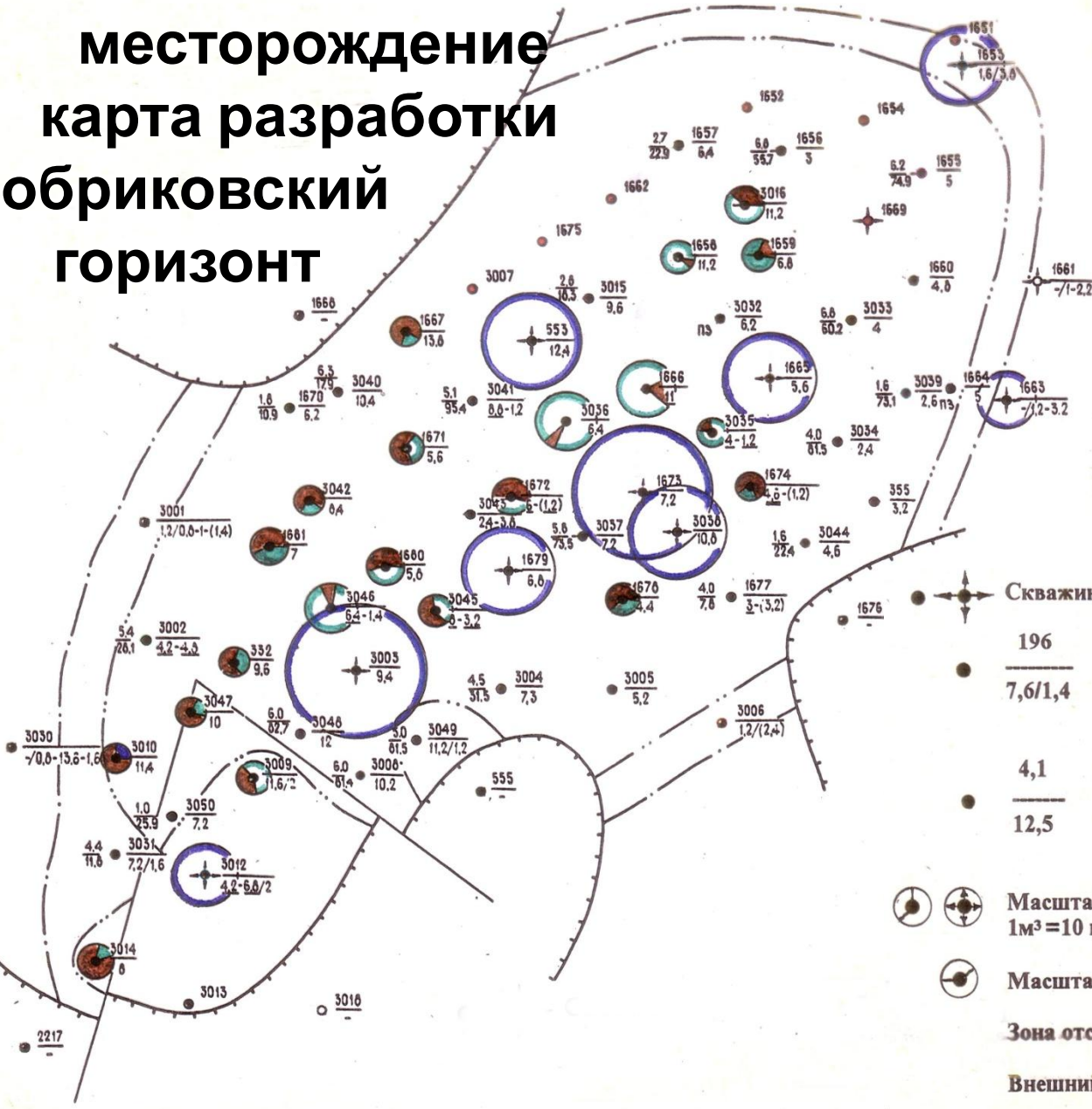
В качестве модифицирующих добавок изучались такие известные в процессах добычи нефти реагенты, как: CaCl_2 , AlCl_3 , ЩСПК, $\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$.

Были отработаны и применяются на основе базовой технологии ПДС МПДС с различными добавками.

Модифицированные технологии ПДС (МПДС), во-первых, повышают технологический эффект от их применения, во-вторых, расширяют условия применения этих технологий на различные категории трудноизвлекаемых запасов, в-третьих, способствуют удельному снижению затрат на тонну дополнительной добычи нефти.

Применение МПДС на залежах Волго-Уральской провинции, представленных весьма неоднородными малопродуктивными коллекторами позволило получить дополнительно от 600 до 3300 т, а в среднем 1680 т на одну обработку.

Ильмовское месторождение карта разработки Бобриковский горизонт



Скважины проектные добывающие, нагнетательные

196	Номер скважины
7,6/1,4	Толщина пластов, нефтенасыщ./водонасыщ
4,1	Дебит жидкости
12,5	Обводненность

} для малодебитных



Масштаб отбора жидкости и закачки воды,
1 м³ = 10 мм²

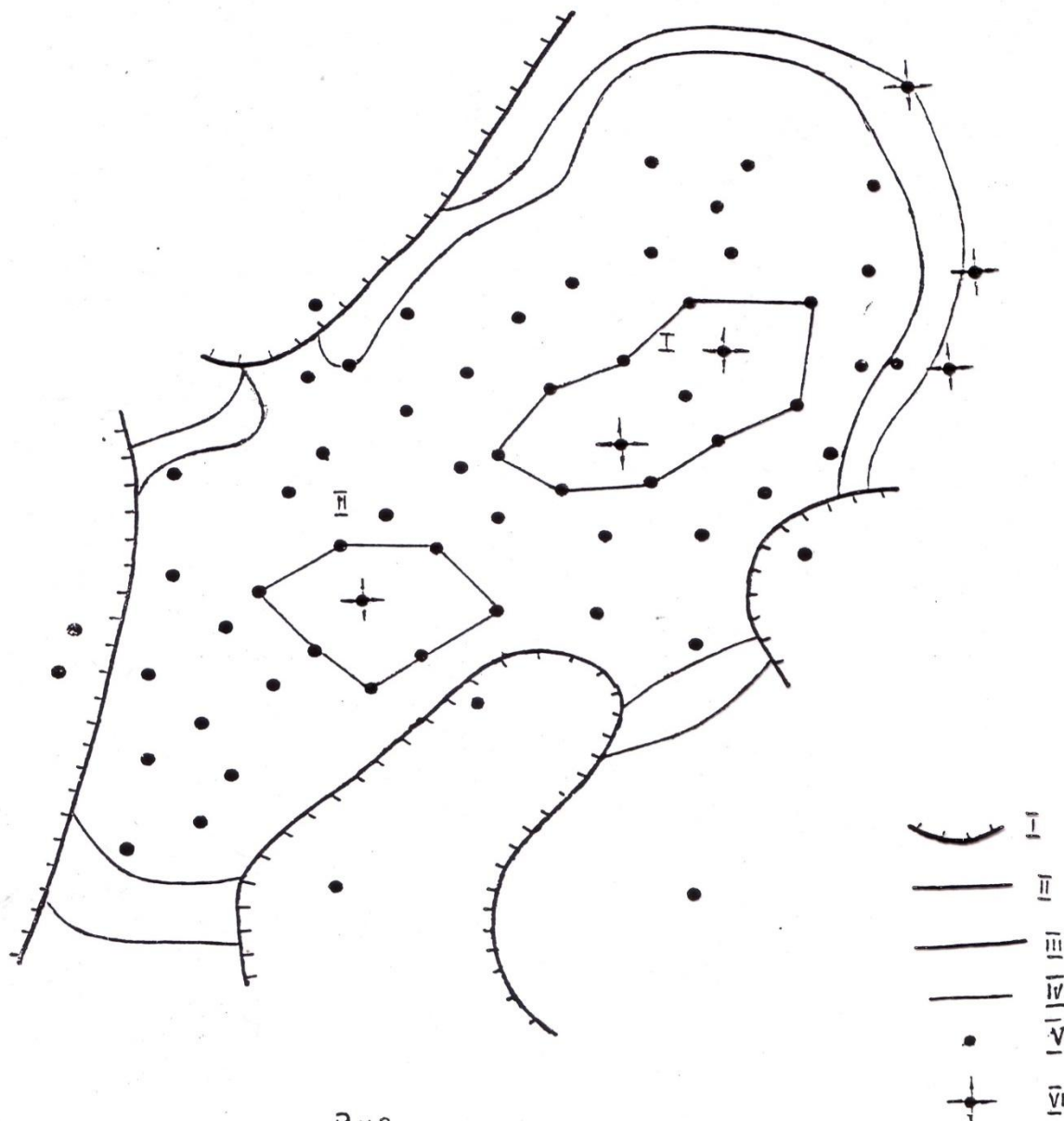
Масштаб обводненности, 1% = 3,6°

Зона отсутствия продуктивного пласта

Внешний контур нефтеносности

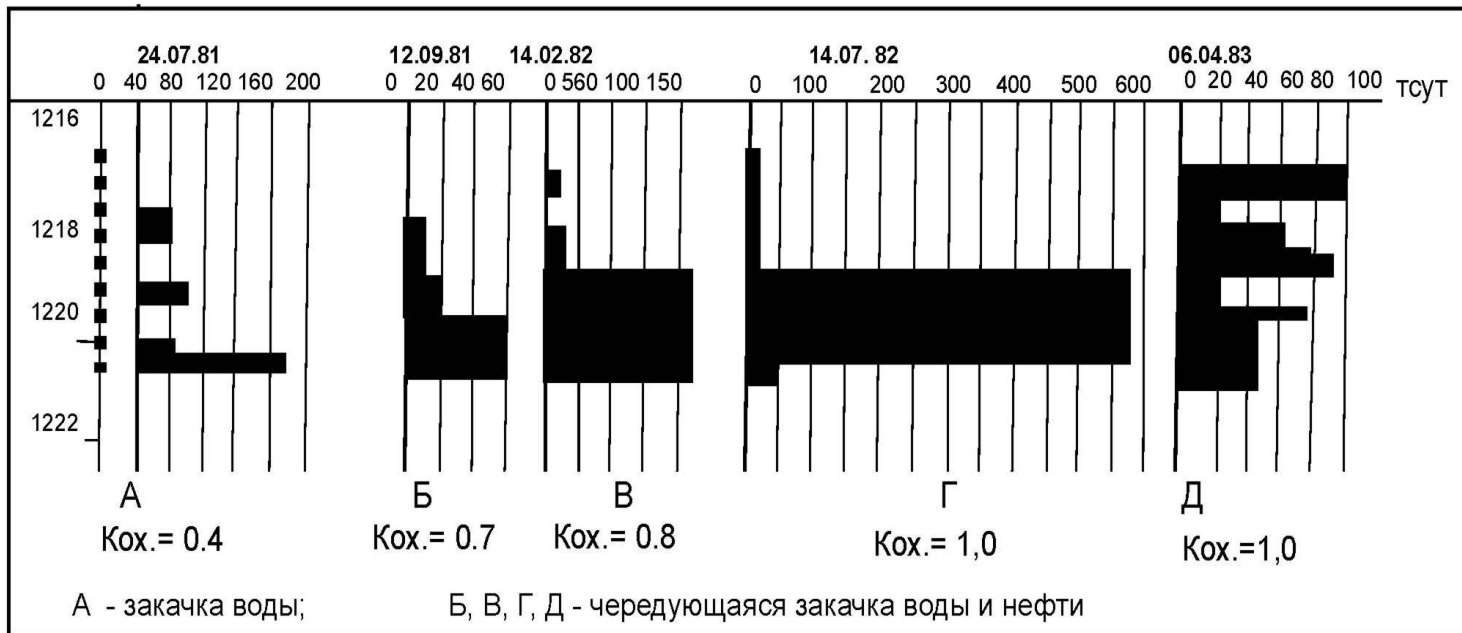
Внутренний контур нефтеносности

Схема выделения расчетных элементов

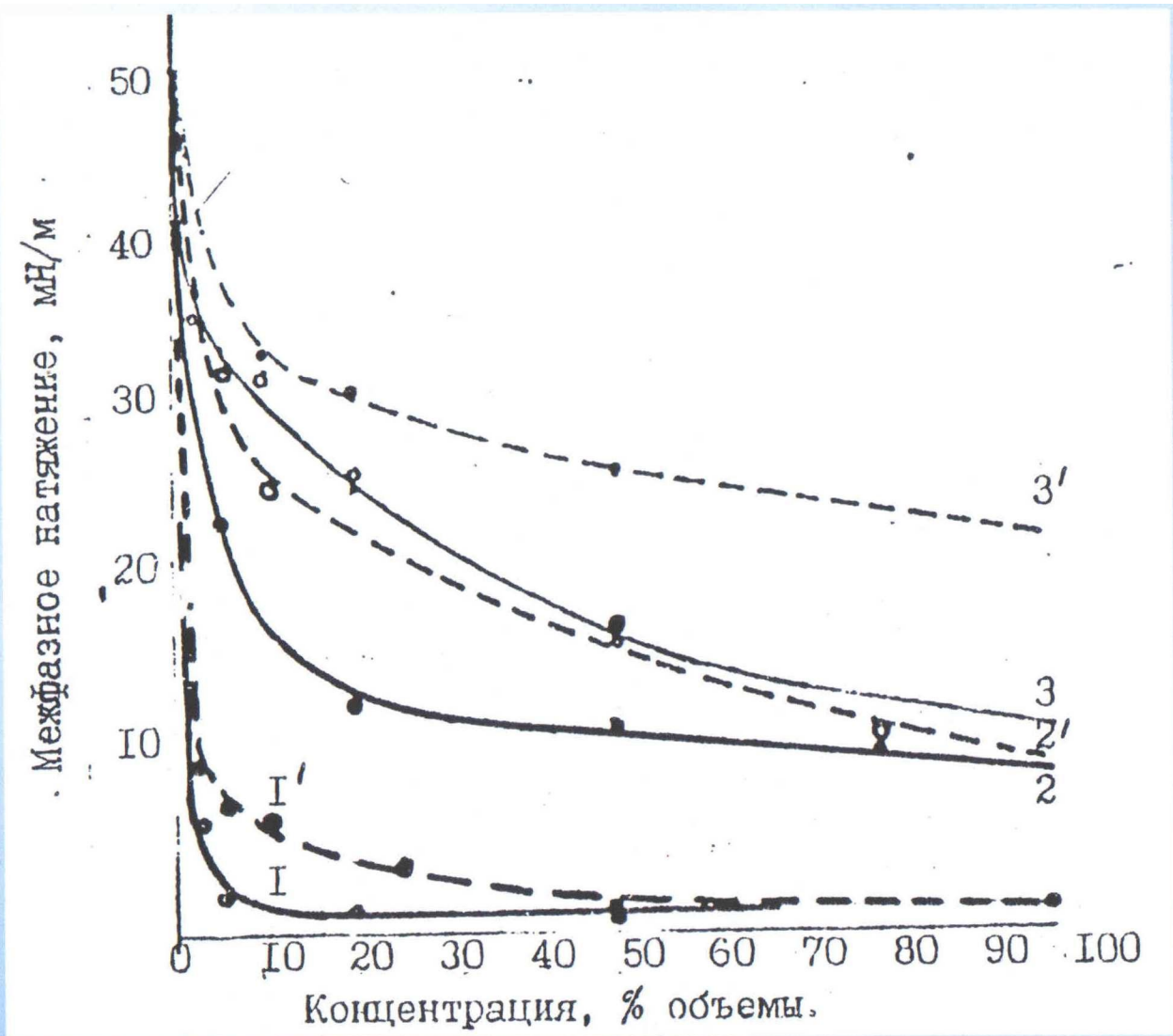


*I – опытный
участок
II – контрольный
участок*

Профили приемистости скважины 1673



Поверхностно-активные вещества (ПАВ)

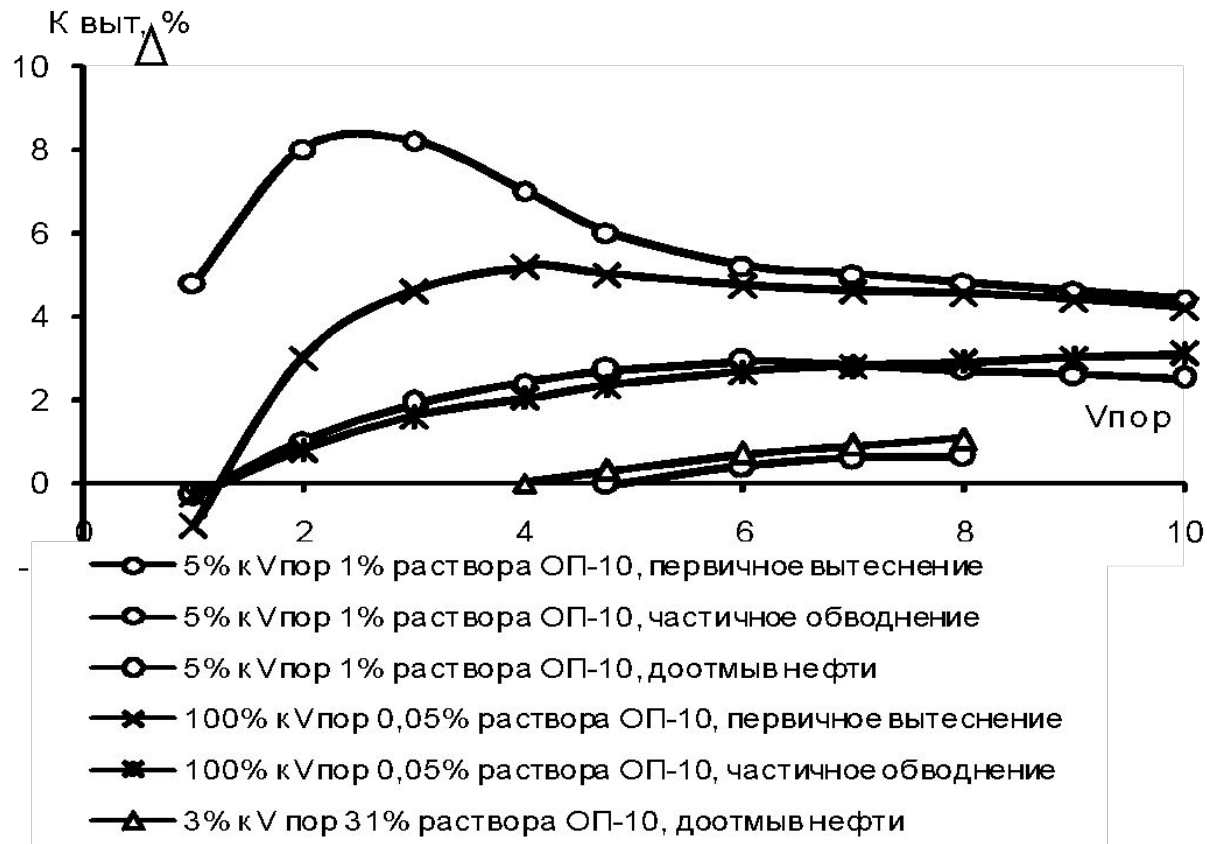


Изотермы межфазного натяжения растворов:

1, 1' – СНПХ-91; 2, 2' – АСК; 3, 3' – 86%-ной серной кислоты.

1, 2, 3 – пресные воды; 1', 2', 3' – минерализованные воды Ромашкинского месторождения.

Зависимость коэффициента вытеснения от условий применения ПАВ.



Применение маслорастворимых НП АВ.

Наиболее интересные результаты были получены с использованием водной дисперсии маслорастворимых неионогенных ПАВ. Действие водой дисперсии этих ПАВ заключается в следующем. Приготовленная на поверхности водная дисперсия с концентрацией до 10% может быть представлена как микроэмульсия прямого типа. ПАВ выполняет в исходной дисперсии двойную функцию – как дисперсная фаза и как стабилизатор прямой микроэмульсии. Вязкость этой эмульсии растет во времени с формированием структурных связей.

Механизм действия водной дисперсии в пласте следующий. Дисперсия ПАВ после закачки в пласт постепенно адаптируется к пластовым условиям. Часть полимергомологов ПАВ переходит из водной фазы в капиллярно- и пленочноудержанную нефть и формирует межфазный слой («среднюю фазу») с низким межфазным натяжением на контакте как с нефтью, так и с водой. Этот процесс ведет к формированию микроэмульсионной оторочки с низким содержанием нефти (до нескольких процентов) и хорошей нефтewытесняющей способностью. Вязкость этой микроэмульсии близка к вязкости нефти и меняется с включением в свой состав нефти или воды.

При увеличении содержания нефти свыше 10-15% эта эмульсия преобразуется в вязкую эмульсию обратного типа. В определенных условиях эмульсия формирует гель. В динамических условиях эта эмульсия с дальнейшим набором нефти теряет вязкость, и, наоборот, с набором воды вязкость ее значительно растет вплоть до 10-20-кратного разбавления. Описанный выше механизм позволяет поднять фильтрационное сопротивление (снизить подвижность системы) и поддерживать эту величину длительное время. Таким образом, указанный метод может быть охарактеризован как авторегулируемое вытеснение остаточной нефти.

В ОАО «НИИнефтепромхим» разработан ряд составов, представляющих собой углеводородные растворы композиций анионных и неионогенных ПАВ (УКПАВ). Эти составы производятся в ООО «Татнефть-ХимСервис» под названием реагент СНПХ-9633 в виде нескольких марок, обладающих либо преимущественно «изолирующим» (марки А1, А2, В1, В2) либо преимущественно «моющим» (марки С1, С2, С3) действием.

Один из способов обработки нагнетательных скважин для увеличения добычи нефти из обводнившихся пластов основан на использовании композиций СНПХ-9633 и СНПХ-9633 с модификатором, которые представляют собой смеси ПАВ различных типов

На основе УКПАВ разработано несколько технологий для обработки призабойной зоны скважин и повышения нефтеотдачи пластов.

«Технология ограничения водопритокков и/или увеличения продуктивности с использованием реагента СНПХ-9633» предназначена для улучшения показателей работы высокообводненных добывающих скважин (с обводненностью 80-100%) в залежах с неоднородными терригенными или карбонатными коллекторами с различной минерализацией попутно-извлекаемых вод (от пресных до высокоминерализованных) при пластовых температурах 20-50°C.

Вышеназванная технология на основе реагента СНПХ-9633 применяется в различных регионах Урало-Поволжья, и наиболее широко в Татарстане.

«Технология ограничения водопритоков добывающих скважин реагентом СНПХ с модификатором и наполнителем»: установлено, что дополнительное введение в УК ПАВ модифицирующей добавки позволяет существенно повысить водоизолирующие свойства реагента СНПХ-9633, особенно в присутствии наполнителя

Наиболее значимые результаты получены в сложнейших геологических условиях (карбонатные пласты) от применения «Технологии направленной кислотной обработки высокообводненных пластов (НКОВП)», предназначенной для высокообводненных скважин (с обводненностью свыше 80%) реагентом СНПХ-9633 совместно с кислотой. Метод основан на увеличении эффективности кислотных обработок путем предварительной блокировки водонасыщенных зон с повышенной проницаемостью

Более интересна «Технология увеличения нефтеотдачи пластов комплексного действия (ПГУВС)», которая разрабатывалась совместно ОАО «НИИнефтепромхим» и институтом «ТатНИПИнефть». Назначение технологии – увеличение охвата пласта заводнением с последующим повышением вытесняющей способности закачиваемой воды. Область применения – обводненные закачиваемой минерализованной водой терригенные пласты, характеризующиеся неоднородностью по проницаемости. Увеличение охвата пласта заводнением достигается активизацией дренирования пропластков с пониженной проницаемостью за счет повышения локальных градиентов давления в высокопроницаемых зонах пласта путем закачки полимерно-глинистой композиции. Образующийся за счет флокулирующего действия полимерно-глинистой композиции блокирующий экран увеличивает фильтрационное сопротивление в промытых зонах и обеспечивает перераспределение фильтрационных потоков в пределах перфорированного пласта. Повышение вытесняющих свойств закачиваемой воды достигается за счет последующей закачки оторочки нефтеотмывающей углеводородной композиции, в качестве которой используется реагент СНПХ-9633 марки С (преимущественно моющего действия).

Вытеснение нефти щелочными растворами и композициями на их основе.

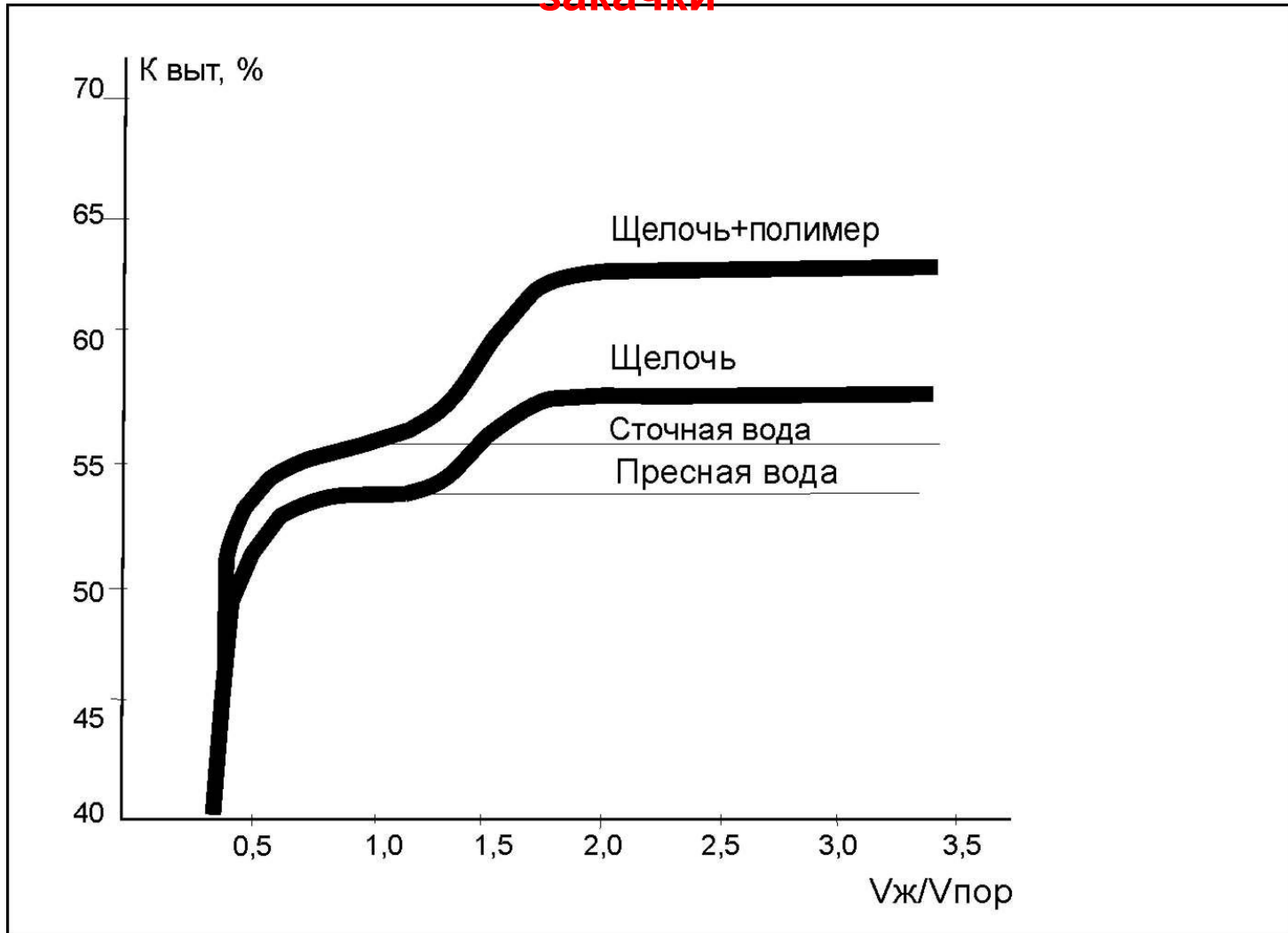
Метод щелочного заводнения является довольно распространенным и эффективным методом увеличения нефтеотдачи пластов. Его использование в большей мере основано на взаимодействии щелочи с кислотными компонентами нефти. В механизме щелочного заводнения выделяются следующие факторы:

- снижение силы межфазного натяжения;
- изменение смачиваемости в системе «нефть-порода-вода»;
- эмульгирование нефти.

Закачка щелочей, ПАВ и полимеров.

Наиболее эффективными по результатам исследований, проведенных «ТатНИПИнефть», оказались различные композиции с применением щелочей либо сочетания их с другими агентами.

Зависимость коэффициента вытеснения оторочкой щелочного и щелочно-полимерного растворов от безразмерного объема закачки



Силикатно-щелочное заводнение.

Силикатно-щелочное заводнение (СЩЗ) основано на внутрислоевом осадкообразовании в обводненных пропластках неоднородного пласта. Осадок образуется за счет химической реакции закачиваемого СЩР с солями кальция и магния, содержащихся в закачиваемой и пластовой водах.

При наличии в вытесняющей сточной воде Ca^{2+} и Mg^{2+} образуются CaSiO_3 , MgSiO_3 , $\text{Ca}(\text{OH})_2$ и $\text{Mg}(\text{OH})_2$. Осадок CaSiO_3 по природе является коллоидным и способен значительно снизить проницаемость обводненного пласта (до 10 раз и более), а осадки гидроксидов Mg и Ca снижают проницаемость лишь в 1,5-2 раза.

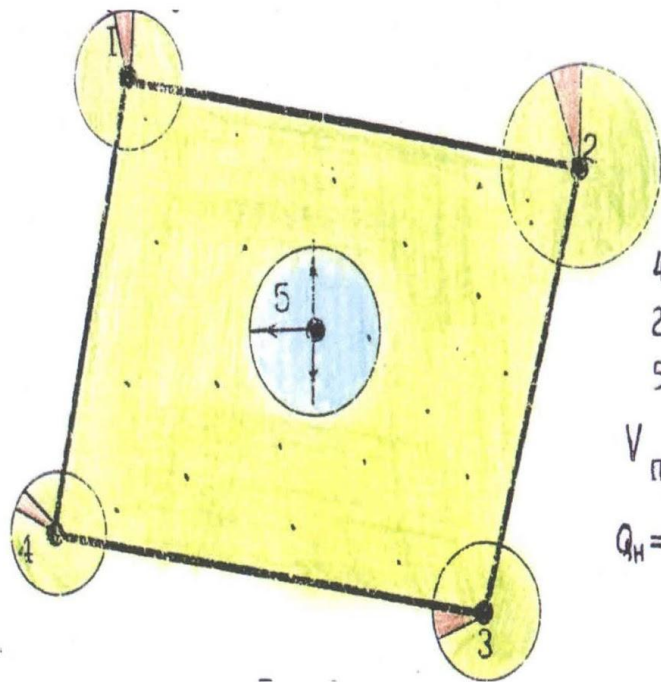
Оторочки реагентов закачиваются в следующей последовательности:

- сточная минерализованная вода, нагнетаемая для ППД;
- разделительная оторочка пресной воды;
- оторочка раствора гидроксида натрия и жидкого стекла;
- разделительная оторочка пресной воды;
- сточная минерализованная вода.

Закачка промышленных отходов серной кислоты и продуктов на ее основе.

В этот период широкое применение нашли отечественные МУН, из которых наибольшие объемы приходились на закачку промышленных отходов серной кислоты и продуктов на ее основе. К таковым относились сернокислотные микроэмульсии и различные композиции на ее основе (серная кислота и ПАВ, серная кислота и нефть, серная и соляная кислоты). Последние улучшали воздействие серной кислоты на вытеснение нефти.

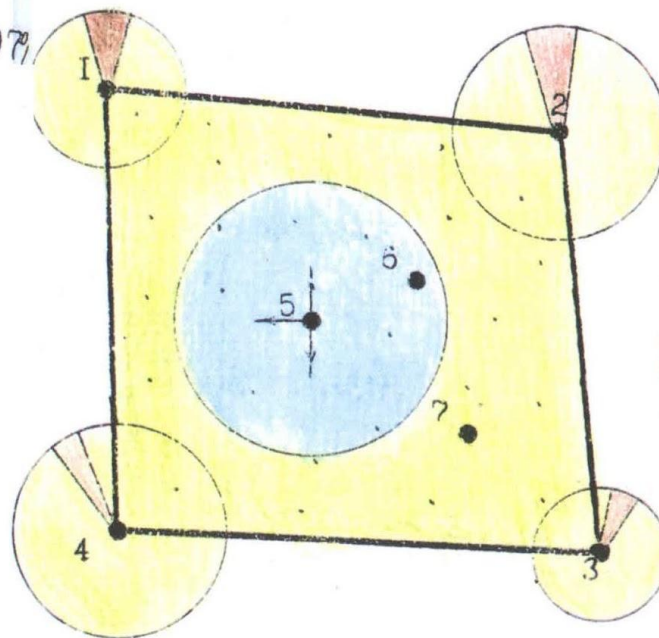
В основе метода лежит комплексный механизм воздействия на минералы скелета пласта и содержащиеся в нем флюиды.



09.-10.80
 02.81-05.82
 4,9 тыс. м³ МР и
 25,6 тыс. м³ ПР
 58,6% вес. $V_{пор}$
 $V_{пор} = 52.0$ тыс. м³
 $Q_n = 7,48$ тыс. т. $B = 97\%$

Рис.1.




Рис.1. Схема расположения скважин опытного участка Южно-Ромашкинской площади по мицеллярно-полимерному заводнению.



09-12.83
 12.83-09.84
 24,16 тыс. м³ МР
 128,4 тыс. м³ ПР
 67,8% вес. $V_{пор}$
 $V_{пор} = 225,0$ тыс. м
 $Q_n = 102,2$ тыс. т.
 $B = 92-96\%$

Рис.2.

Рис.2. Схема расположения скважин опытного участка Центрально-Азнакаевской площади по мицеллярно-полимерному заводнению.

-  — песчаник, заводненный закачиваемой водой
-  — добывающая скважина
-  — нагнетательная скважина

Системная технология воздействия на залежь.

Во ВНИИ была разработана так называемая системная технология ОПЗ нагнетательных и добывающих скважин. Сущность ее состоит в следующем.

Нефтяное месторождение делится на характерные участки с учетом зональной и слоистой неоднородности, а также систем размещения скважин. Ими могут быть отдельные блоки, участки залежи между рядами нагнетательных скважин или контуром нефтеносности, зоны, отделенные от других нейтральными линиями тока, экранами, выклиниванием и т.д. Количество скважин на этих участках может быть от 2-3 до 100 и более. На каждом из выделенных участков должно поддерживаться равенство объемов закачки воды и отбора жидкости (в пластовых условиях).

Схема опытного участка III блока Акташской площади Ново-Елховского месторождения (по А.А. Газизову).

