

Критерии выполнения и достоверность результатов фильтрационных исследований

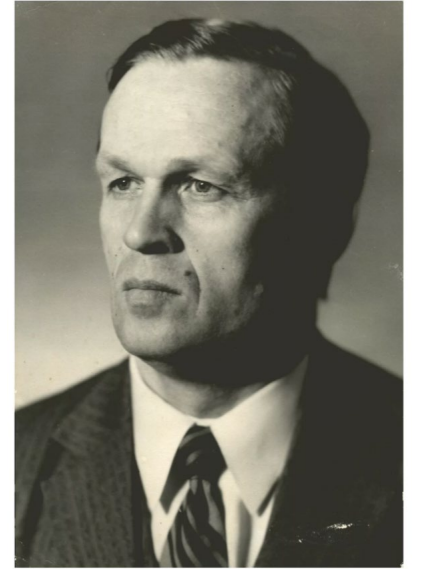
Петраков Андрей Михайлович
Технический советник АО «ВНИИнефть»
доктор технических наук, академик РАЕН



РАЦИОНАЛЬНАЯ РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

“Разработка нефтяных месторождений в условиях заводнения залежей – сложнейший технологический процесс, протекающий при непостоянных во времени условиях и не поддающийся непосредственному наблюдению.

Эффективные показатели разработки и высокую конечную нефтеотдачу можно получить только при **рациональной разработке**, при соответствующем действенном и эффективном регулировании и управлении движением жидкости в пласте.”



Сургучев М.Л.,

*Доктор технических наук, профессор, член-корреспондент Академии наук СССР,
«Методы контроля и регулирования разработки нефтяных месторождений»,
1968 г.*

Для проектирования процесса разработки и принятия обоснованных технологических решений необходимо использовать актуальную и достоверную информацию о геолого-физических характеристиках продуктивного пласта, свойствах пластовых флюидов, смачиваемости и фильтрационных характеристиках нефтемещающих пород, начальной и остаточной нефтенасыщенности, характере кривых фазовой проницаемости и многих других параметрах.

Текущее состояние РД



В настоящее время насчитывается порядка **200** РД, методик и указаний, устаревших ОСТов, которые зачастую вносят путаницу в процесс получения/выбора исходной информации для проектирования.

- ▶ **Единые и систематичные требования получения и предоставления исходной информации ОТСУТСТВУЮТ!**



Лавина ошибок

подготовка

- Некондиционный образец (на стадии отбор-доставка-хранение-подготовка) – некондиционный результат всех последующих измерений

КК

- Ошибки в капиллярных кривых и связанных водонасыщенностях – некондиционная начальная точка для фильтрационных экспериментов

вязкость

- Неверно интерпретированная вязкость – неверные выводы о процессе

ОФП

- Некорректная ОФП – неверный расчет на ГДМ

Геометрия модели

- Длина и форм-фактор модели - неверный подход к описанию процессов – потеря «полезного сигнала» в шуме краевых эффектов

результат

- Ошибки в исходных данных – неэффективные решения по разработке

Виды моделей пористой среды для обоснования технологий МУН



Образцы естественных кернов



Кернодержатели



Образец несцементированной породы



Насыпные модели пластов

Модели пористой среды:

- единичные и составные образцы кернов длиной от 5 - 95 см, диаметром 25 - 38 мм,
- насыпные модели пласта (D=30 мм, длина 0,25 - 1 м).

Кернодержатели рассчитаны на давление обжима 70 МПа

Насыпные модели пласта – до 15 МПа

Виды моделей пористой среды



Slim-tube

Модель Slim Tube представляет собой тонкую стальную трубку внутренним диаметром 5 – 8 мм и длиной от 5 до 25 м, заполненную пористым материалом (песком, стеклянными шариками или крошкой и т.д.) и свернутую в спираль или плоскую петлю.

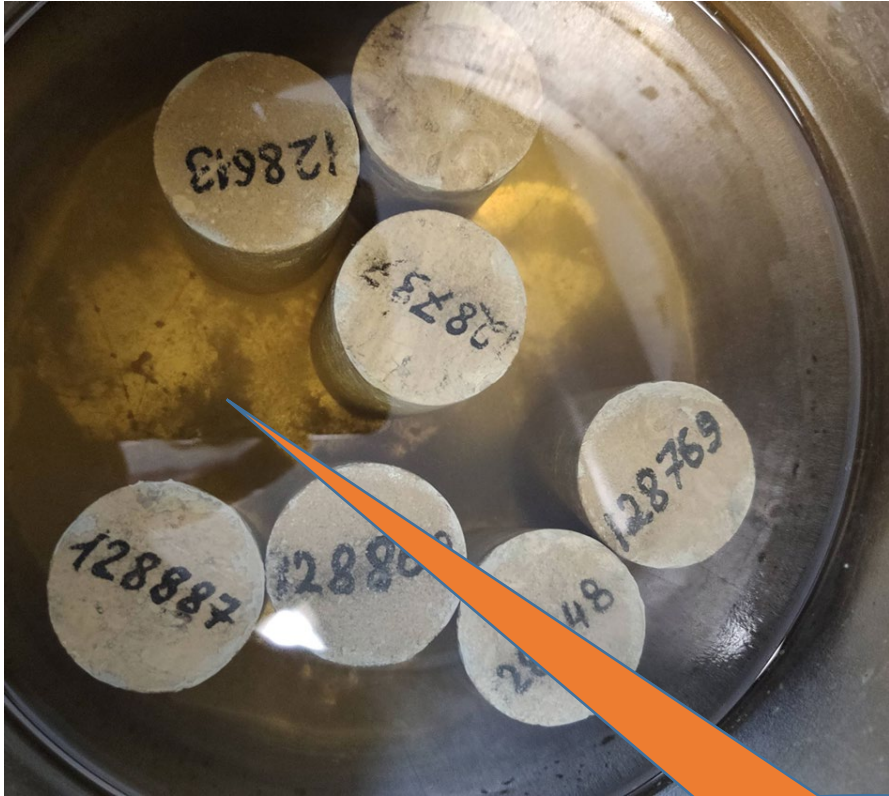
Модели пласта Slim Tube наиболее подходят для определения минимального давления смесимости (ММР) и оптимального состава закачиваемого газа при достижении процесса смешивающегося вытеснения (ММЕ)

Большая длина модели Slim Tube позволяет сформироваться переходной зоне, стабилизирующей фронт вытеснения, и осуществить плавный переход между фазами, являющийся основной чертой многоконтактного процесса.

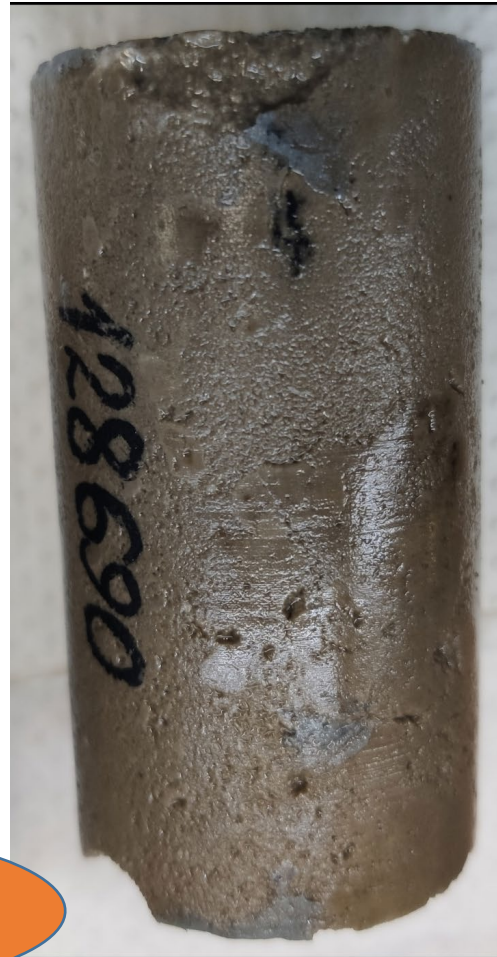
МЕТОДЫ СОЗДАНИЕ СВЯЗАННОЙ ВОДЫ

Метод	Достоинства	Недостатки
<i>Центрифугирование</i>	<ul style="list-style-type: none">• быстрота создания 22 часа,• загрузка до 6-ти образцов,• снятие кривой капиллярного давления	<ul style="list-style-type: none">• <u>наличие воздуха в керне</u>,• единичные керны до 5-7 см,• возникновение трещин и каверн в центробежном поле,• требуется дополнительное лечение каверн и трещин, замер пористости
<i>Капилляриметрия</i> (капилляриметр В-32)	<ul style="list-style-type: none">• загрузка до 32-ти образцов диаметра 30 мм,• снятие кривой капиллярного давления	<ul style="list-style-type: none">• <u>наличие воздуха в керне</u>,• единичные керны до 5-7 см,• <u>относительная погрешность измерения коэффициента насыщения порового пространства -10%</u>• временные затраты до 10-30 дней
<i>Сушки</i>	<ul style="list-style-type: none">• не требует центрифуги и капилляриметра	<ul style="list-style-type: none">• <u>наличие воздуха в керне</u>,• временные затраты
<i>Вытеснения</i>	<ul style="list-style-type: none">• использование составных керновых либо насыпных моделей 30-100 см• непрерывность процесса проведения опыта• полная насыщенность жидкостью• отсутствие дополнительных повреждений	<ul style="list-style-type: none">• необходимость минимизации мертвого объема трубок и вентиляей

Разрушения кернов после центрифуги



Мелкая фракция на дне – керны рассыпаются



Необходимо повторное восстановление геометрии кернов

НЕФТЬ

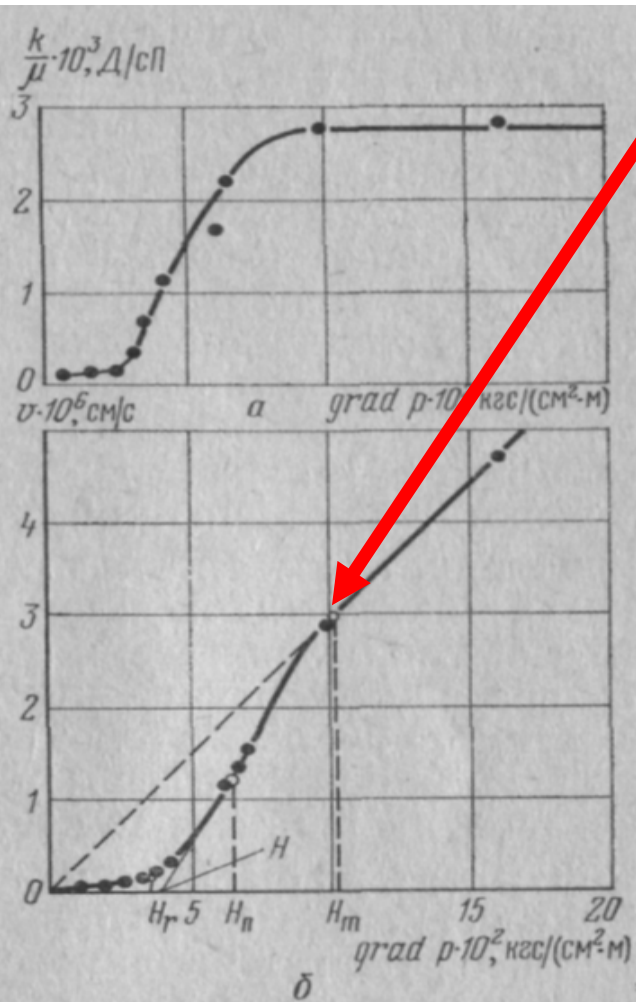


Рис. 31. Изменение подвижности (а) и скорости фильтрации (б) пластовой нефти скв. 952 через образец песчаника 286 при температуре 22° С

H_m – градиент давления предельного разрушения структуры, при котором происходит переход к линейному закону фильтрации Дарси.

Подобное поведение отмечено у нефтей нижнего карбона Арланского и Манчаровского месторождения, девонских нефтей Шкаповского и Ромашкинского месторождения, а также высокопарафинистых нефтей месторождения Узень.

Охлаждение нефти до температуры ниже температуры насыщения парафином сопровождается образованием пространственных структур, вследствие чего нефть приобретает структурно-механические свойства, которые вызывают аномалии вязкости при малых скоростях сдвига.

Многочисленными исследованиями установлено (Г.Т Фукс, П.А Ребиндер, Б.В Дерягин и др.), что **граничные слои полярных жидкостей, обладают особыми механическими свойствами,** их толщина может достигать 2-5 мкм в зависимости от природы породы и компонентного состава нефти, и до 10 мкм в случае полимеров, а вязкость жидкости в граничном слое в 10-15 раз превышает вязкость в объеме.

Давликамов В.В. Аномальные нефти, 1975 г.

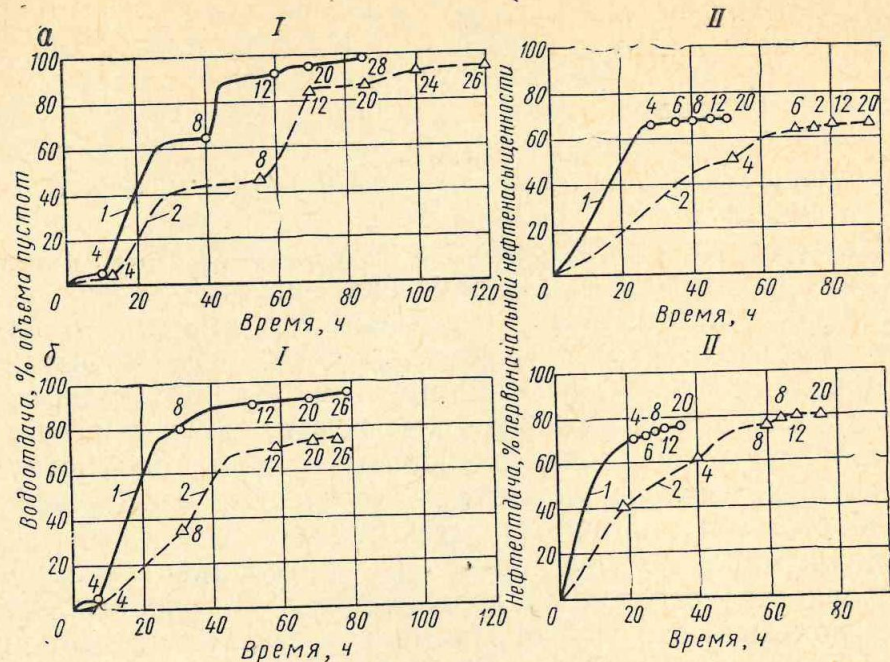


Рис. 102. Динамика вытеснения воды нефтью и нефти водой в условиях капиллярного вытеснения в зависимости от свойств нефти.

1 — глубинная проба нефти; 2 — модель нефти

Процесс вытеснения газонасыщенной нефти резко отличается от вытеснения изовязкозной модели нефти – газонасыщенной нефти при первоначальном вытеснении извлекается больше, чем за весь период вытеснения модели нефти.

Остаточная нефтенасыщенность меньше в случае с газонасыщенной нефтью – разница достигает 2-20% в зависимости от типа нефти (туймазинская и арланская нефть). Адсорбция газа на границах раздела фаз приводит к некоторой гидрофобизации породы, улучшая условия смачиваемости породы нефтью и вытеснения воды нефтью, что и приводит к уменьшению водонасыщенности кернов.

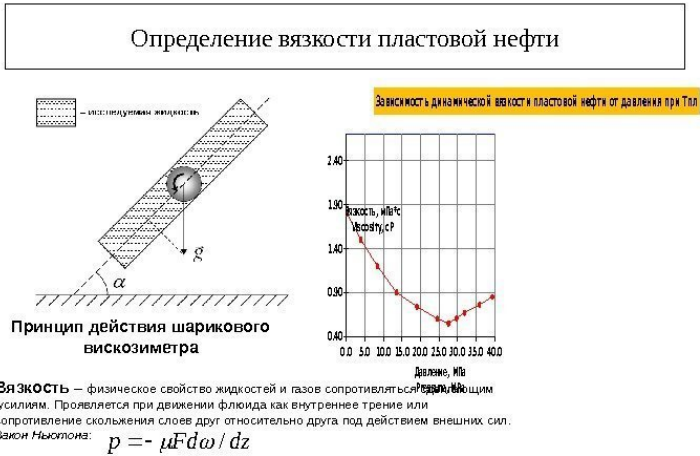
Вывод:

- 1. Моделирование нефти путем добавления к ней углеводородных жидкостей не может считаться правомерным (результаты опытов, проведенных с моделями нефтей нельзя полностью переносить в пластовые условия)**
- 2. Нефтеотдача существенно зависит от количества и качества адсорбированных асфальтенов**

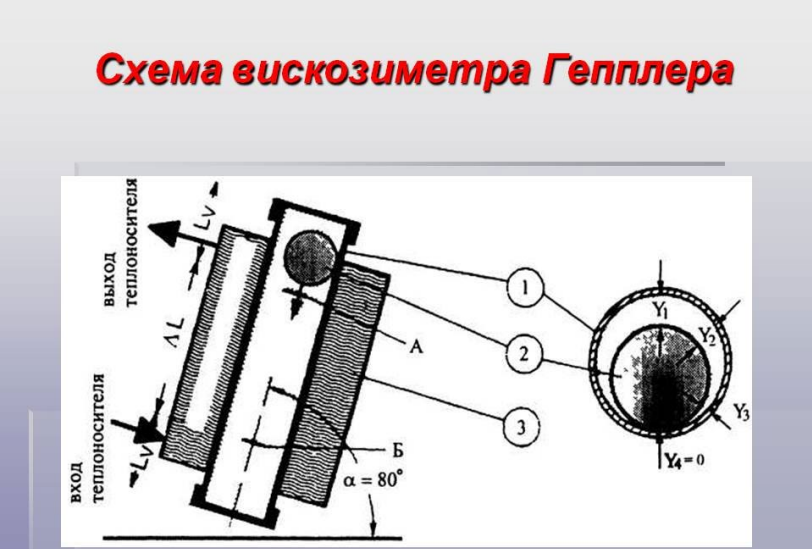


Определение вязкости

29,8 / 8,34 = 3,57 раз отличие номинальной вязкости от фактической



**Вязкость нефти в
пластовых условиях
8,34 мПа*с (ГФХ)
ОСТ 153-39.2-048-2003**



**Эффективная вязкость
рекомбинированной нефти в
пористой среде 29,8 мПа*с.**

КРИТЕРИИ ПОДОБИЯ

Экспериментальные исследования фильтрации на образцах пористой среды должны проводиться с соблюдением реального характера процессов, происходящих в естественных условиях. Однако **в лабораторных условиях невозможно полностью смоделировать реальный характер фильтрации и вытеснения нефти водой.**

Поэтому для проведения лабораторных исследований пользуются приближенными методами моделирования, суть которых сводится к **исключению влияния на показатели вытеснения двух явлений, а именно так называемого «концевого эффекта» и зоны капиллярного обмена жидкостями (стабилизированной зоны)** - критерии подобия P_1 и P_2 (Эфрос Д.А. ; Оноприенко В.П. ; Котяхов Ф.И. ; Оганджянц В.Г.).

Параметр P_1 определяет отношение капиллярных сил, существующих в поровых каналах, к общему гидродинамическому градиенту давления в потоке. Исследованиями Эфроса Д.А. и Оноприенко В.П. установлено, что автомодельная область наступает при значениях $P_1 = 0,5-0,6$.

Параметр P_2 пропорционален отношению длины стабилизированной зоны ко всей длине потока (пласта). При вытеснении нефти водой возникает переходная зона от области движения чистой нефти к области вытеснения водой. В случае постоянной скорости вытеснения длина этой переходной зоны сохраняется постоянной, вследствие чего ее и называют стабилизированной зоной. Для удовлетворения этого условия необходимо, чтобы размерный параметр $V\mu L$ был бы не менее 10 (L - длина образца, V - линейная скорость, μ - вязкость воды).

ДЛИНА МОДЕЛЕЙ ПЛАСТА, СКОРОСТЬ ФИЛЬТРАЦИИ И ГРАДИЕНТ ДАВЛЕНИЯ

Длина отдельных цилиндрических образцов должна быть не менее 25 мм. Применяемые в эксперименте составной образец или насыпная модель пласта должны иметь длину не меньше минимально допускаемой, вычисляемой по формуле (ОСТ 39-195-86):

$$L_{\min} = 1000 * \sqrt{k * m}$$

, где: k – проницаемость, мкм²
 m – пористость, д.ед.,
 L_{\min} – минимальная длина образца, мм.

Линейную скорость продвижения фронта вытеснения по модели пористой среды рассчитывать по формуле, учитывающей неполное вытеснение нефти в объёме пор за вычетом связанной воды:

$$V_{\text{лин}} = \frac{864 * Q}{F * m * (1 - S_{\text{HO}} - S_{\text{BO}} - S_{\text{ГО}})}$$

где: $V_{\text{лин}}$ – линейная скорость, м/сут;
 Q – расход закачиваемой воды или иного вытесняющего агента, см³/с;
 F – площадь поперечного сечения образца, см²;
 m – пористость, доли единицы;
 S_{BO} – остаточная водонасыщенность, соответствующая пластовым условиям, доли ед.;
 S_{HO} – остаточная нефтенасыщенность, доли ед;
 $S_{\text{ГО}}$ – остаточная газонасыщенность, доли ед;

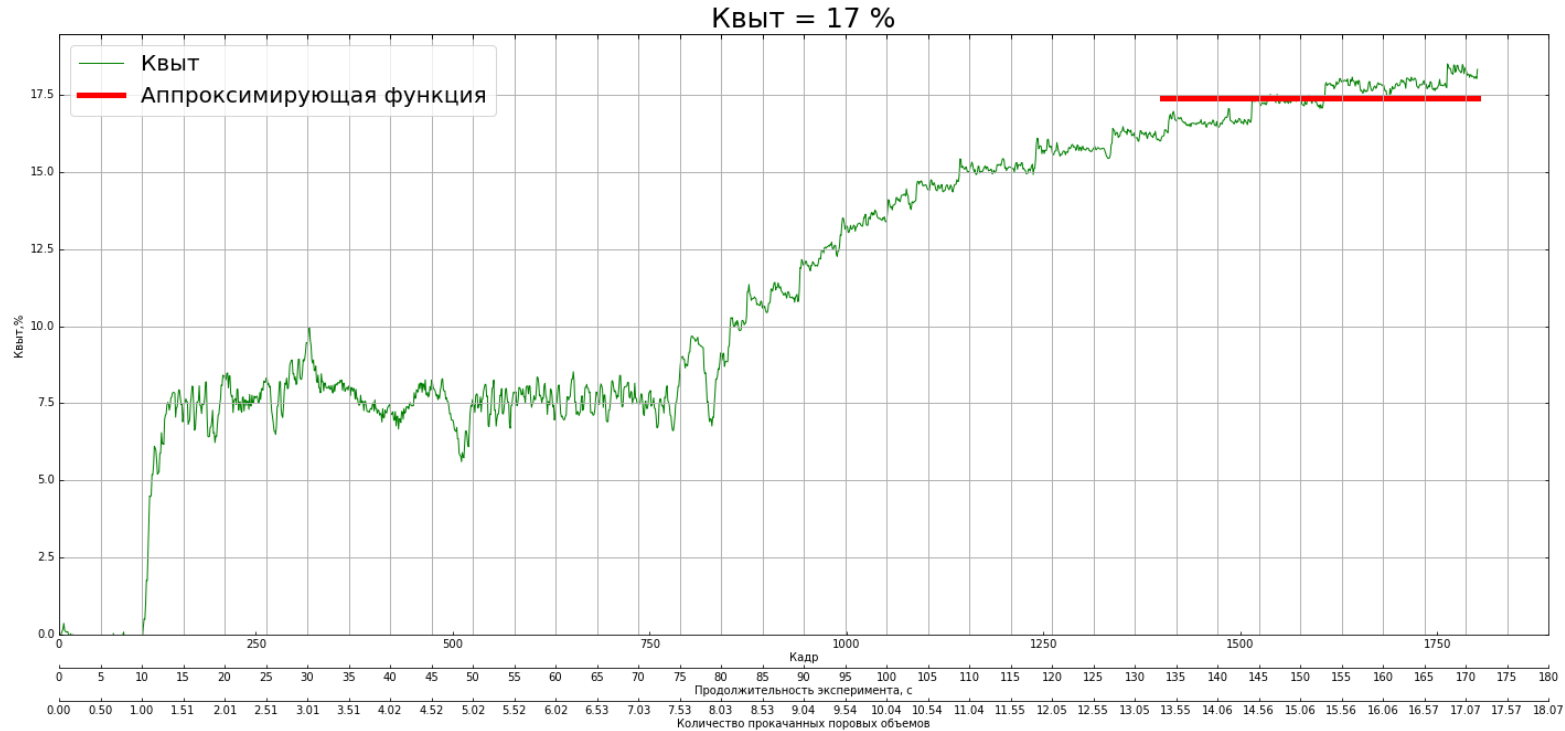
Объёмная скорость подачи вытесняющего агента в образец должна выбираться таким образом, чтобы линейная скорость продвижения фронта вытеснения не превышала 1-2 м/сут.

Градиент давления не должен превышать 1 атм/м

ВРЕМЯ ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТОВ

ОСТ 39-195-86

3.2.10. По завершении всех подготовительных операций образец выдержать в течение 16–24 часов при температуре и давлении испытания.



Время выдержки на фазовое состояние – 14 суток

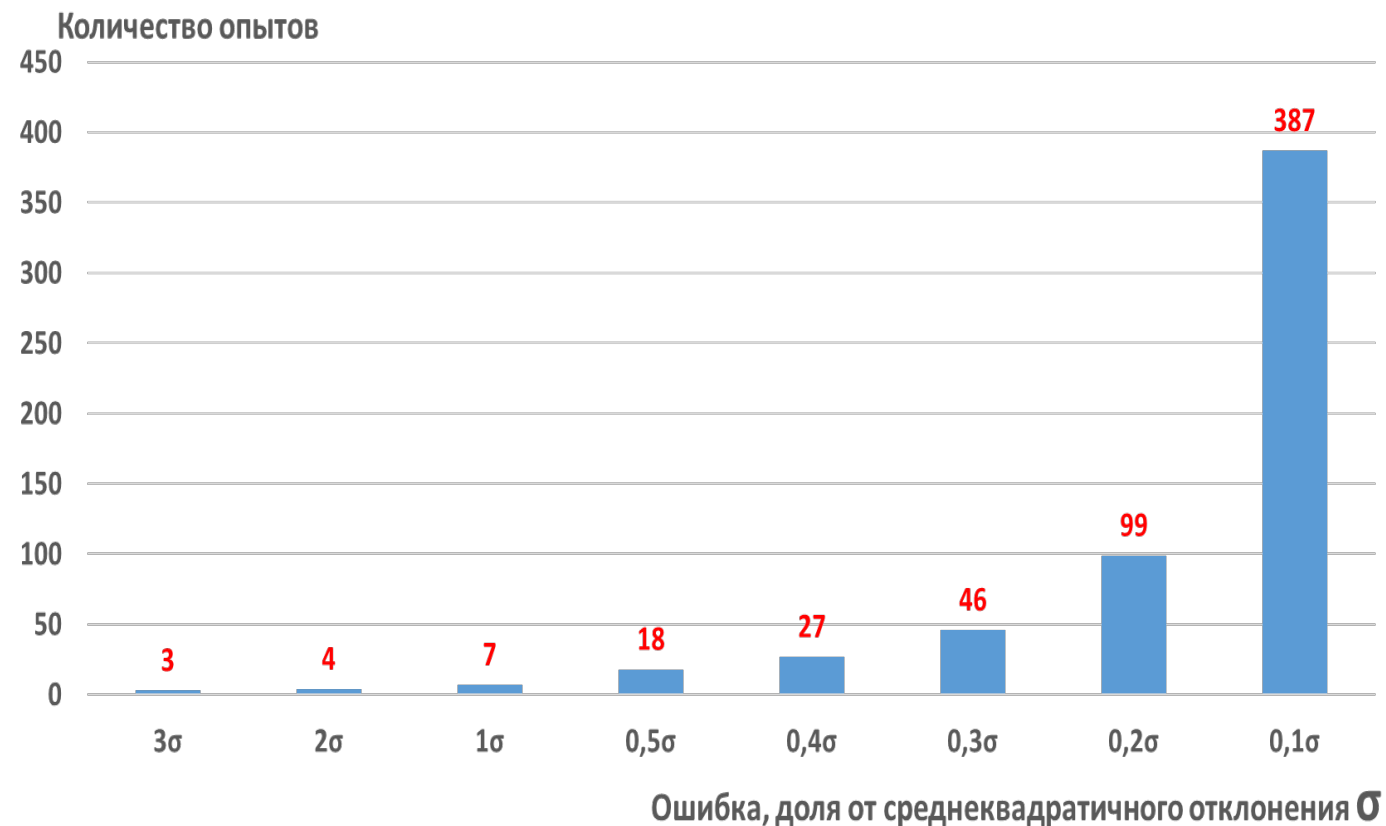


Время выполнения эксперимента на микрочипе составляет 170 сек, что не отвечает реальным процессам, происходящим в нефтяном пласте

Необходимо выполнение фильтрационных экспериментов, обеспечивающих протекание всех физико-химических и массообменных процессов

ДОСТОВЕРНОСТЬ И КОЛИЧЕСТВО ЭКСПЕРИМЕНТОВ

Важным моментом для получения достоверных результатов является проведение серии однотипных фильтрационных экспериментов, поскольку в настоящее время, в целях экономии времени и средств, проводится один-два опыта, по результатам которых принимаются дальнейшие решения, вплоть до реализации промышленных работ.



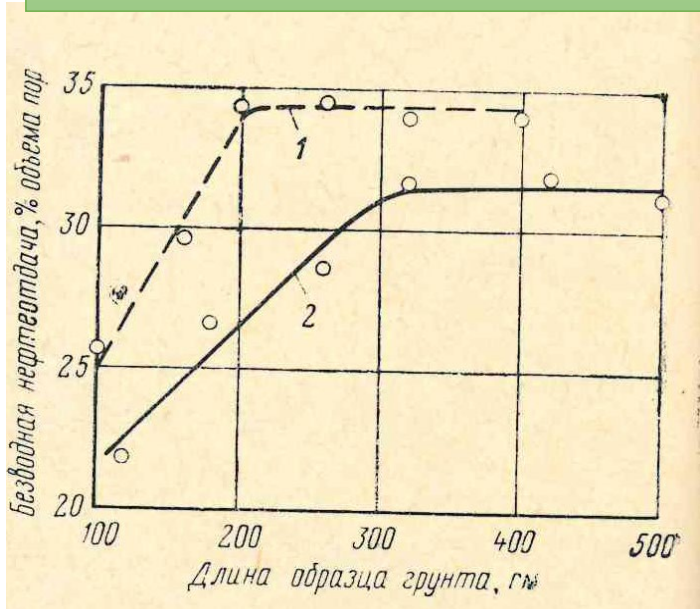
Результат воздействия соляной кислоты на карбонатный керн



Яркий пример изменчивости карбонатов даже для одного керна длиной 5-6 см

ВЛИЯНИЕ ДЛИНЫ МОДЕЛИ ПЛАСТА НА ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ

Анализ теоретических и экспериментальных работ показывает, что при моделировании вытеснения важно определить необходимую длину образцов. Основным различием в проведении опытов на длинных и коротких образцах является время нахождения раствора химреагента в пористой среде.



Зависимость коэффициента безводного вытеснения нефти водой от длины грунта, 1- около 2,2Д, 2 – около 1 Д

Мархасин И.Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта, 1977 г.

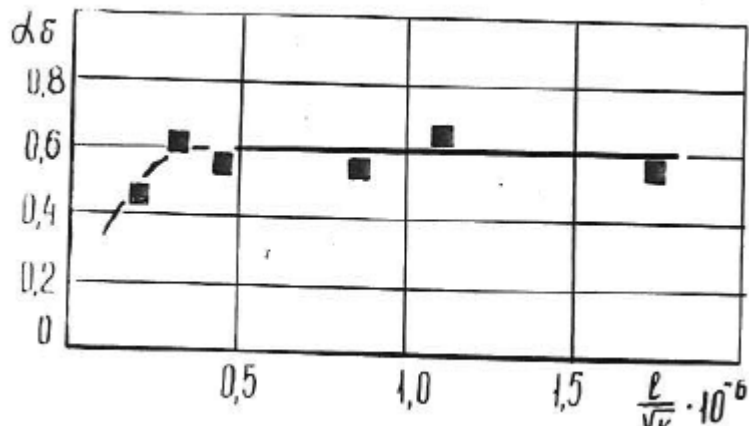


Рис. 3.15 Зависимость безводной нефтеотдачи (α_g) от безразмерной длины образца ($\frac{L}{\sqrt{K}}$)

Безразмерная минимальная длина образца для экспериментов должна быть не менее $0,5 \cdot 10^{-6}$

Полищук А.М. Экспериментальное изучение механизма вытеснения нефти растворами полимеров. Канд. диссертация по спец. 05.15.06 . Москва, 1979 г.

Левая ветвь зависимости характеризует не особенности механизма вытеснения остаточной нефти, а формирование этого процесса

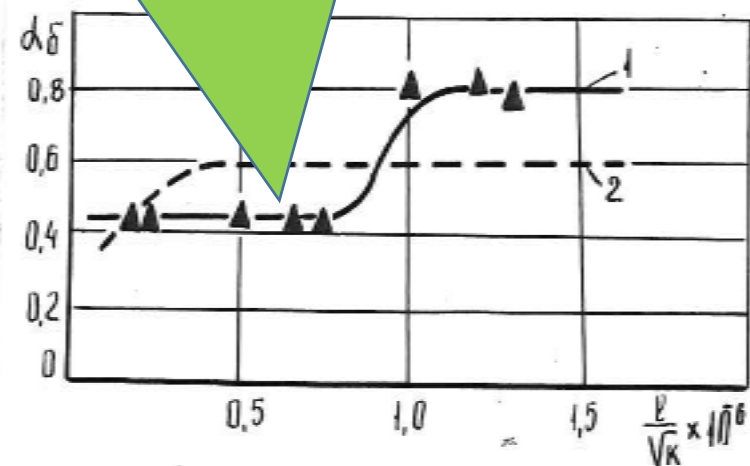


Рис. 3.16 Влияние безразмерной длины образца ($\frac{L}{\sqrt{K}}$) на величину безводной нефтеотдачи (α_g) при вытеснении трансформаторного масла раствором ПАА (1) и водой (2)

ВЛИЯНИЕ ДЛИНЫ МОДЕЛИ ПЛАСТА НА ОПРЕДЕЛЕНИЕ АДСОРБЦИИ ПАВ

Таблица 2.2

Длина пласта, см	Адсорбция, мг/см ³		
	Фактическая	Рассчитанная для линейной кинети- ки	Рассчитанная для сорбции, отве- чающей изотерме Лангмюра
15,6	0,138	0,125	0,107
35,0	0,127	0,113	0,106
52,5	0,112	0,095	0,087
70,0	0,098	0,090	0,096
87,5	0,065	0,068	0,065
200,0	0,095	0,080	0,096

46

«Физико-химические методы повышения нефтеотдачи пластов»

Швецов И.А., Мартынин В.Н. 219 с., 2000 г.

Результаты расчетов для изотермы Лангмюра, показали, что для пластов **длиной 70 см и более** расчетные значения адсорбции достаточно точно совпадают со значениями, полученными балансовым методом.

Ошибка не превышает 1%.

Для небольших длин моделей пласта (менее 70 см) **ошибка составляет примерно 20 %**, что объясняется влиянием конвективной диффузии, то есть при небольших длинах раствор ПАВ появляется на выходе раньше, чем вытеснится вся вода, ранее занимавшая поры пласта.

ДОСТОВЕРНОСТЬ РЕЗУЛЬТАТОВ

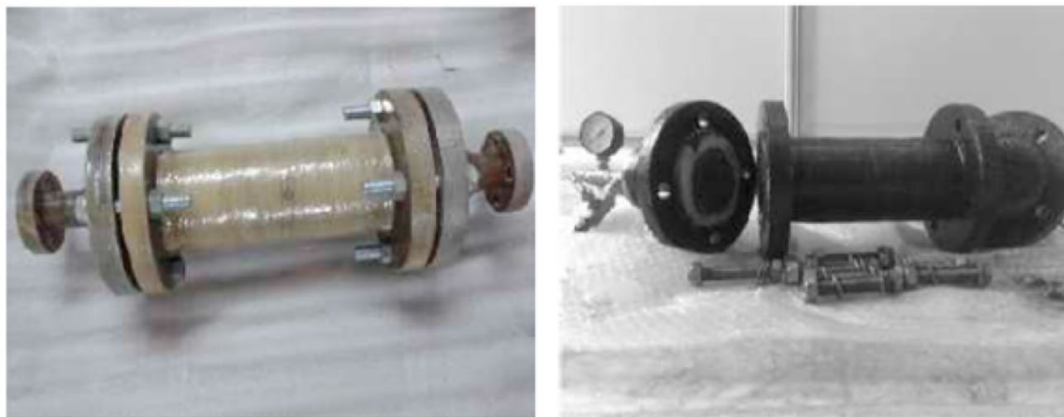
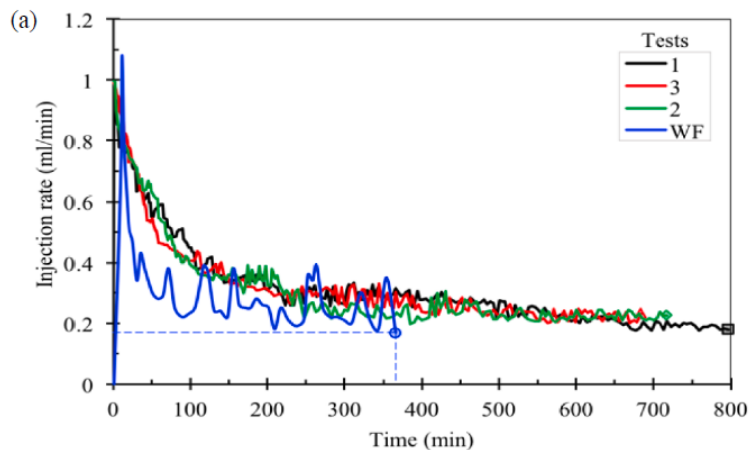


Fig. 3. A Glass Reinforced Plastic (GRP) composite polymer cylinder as the core holder.

Композитный полимерный цилиндр
 Длина 30 см, диаметр 7,6 см
 Давление 42 атм
 Порода – кварц. песок 50-70 меш, (0,2-0,3 мм)
 плотность 2,5 г/см³
 Пористость 29-31%
 Проницаемость 16-18 мД
 После насыщения нефтью – старение 72 часа
**Давление на входе - 15 атм (градиент!
 атм/м)**
Противодавления - нет
 Температура - комнатная
 Скорость фильтрации – от 60 мл/ч



Использование наночастиц привело к повышению Квыт на 40-107% по сравнению с обычным заводнением

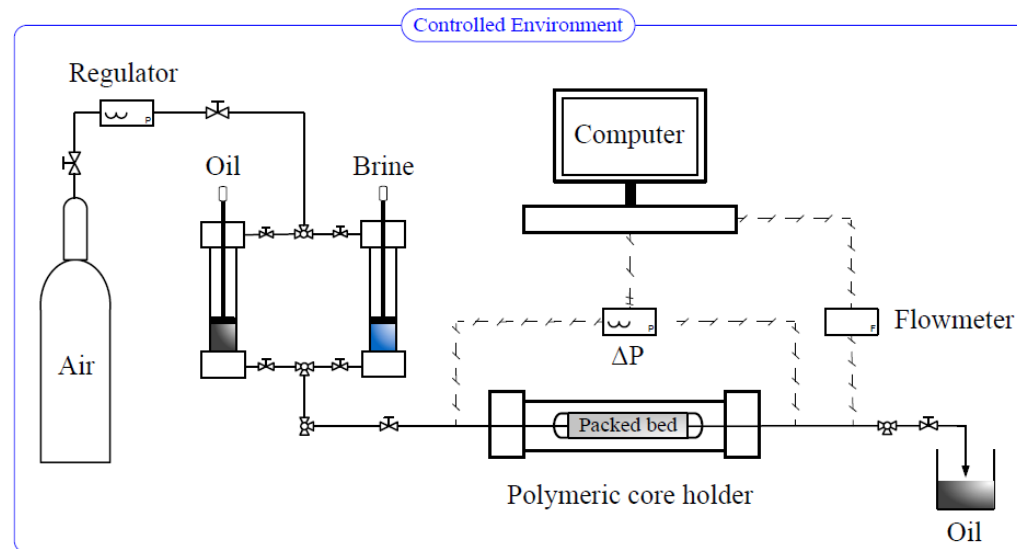


Fig. 5. Schematic diagram for coreflooding experiments.

Table 5

Experimental factors and their selected levels in the design of experiment.

Effect	Factors	Levels*		
		L	M	H
Nanoparticle	ZrO ₂ concentration (g/L brine)	0.01	0.025	0.05
Surfactant	Triton X-100 concentration (ml/L brine)	0.015	0.025	1
Solvent	Xylene concentration (ml/L brine)	0.01	0.02	1

* L = Low; M = Medium; and H = High.

Malek Jalilian, Amir Tabzar,

An experimental investigation of nanoemulsion enhanced oil recovery: Use of unconsolidated porous systems *Fuel* 251 (2019) 754–762

Иран, Канада, США. Казахстан

ДОСТОВЕРНОСТЬ РЕЗУЛЬТАТОВ

Table 3

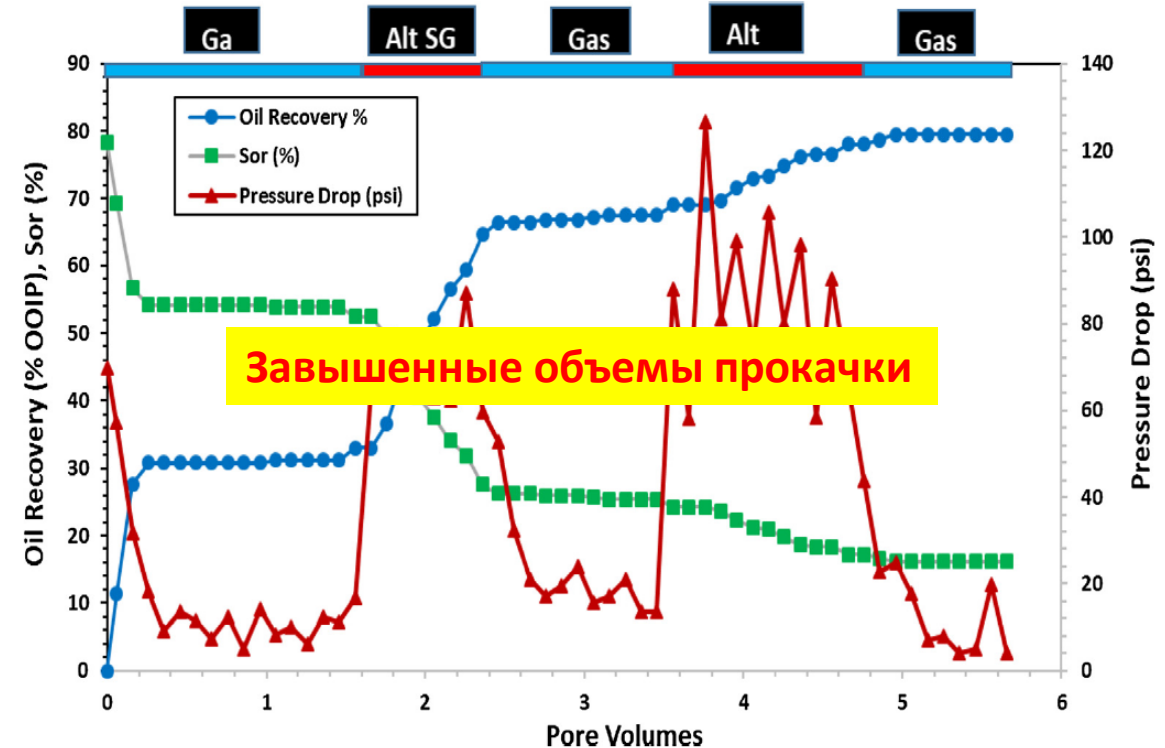
List of the properties of different carbonate cores.

Cores	TX Cream Limestone (C1)	TX Cream Limestone (C2)	TX Cream Limestone (C3)	TX Cream Limestone (C4)	Reservoir Limestone (C5)	Reservoir Limestone (C6)
Length (cm)	29.5	29.7	28.9	29.0	19.7	19.7
Diameter (cm)	3.76	3.76	3.74	3.76	3.76	3.76
Porosity, %	26	28	28	32	16	16
Pore Volume, ml	86	91.4	91.5	104.9	35.5	35.5
Oil Permeability @ So _i , mD	12	25.6	17.1	7.7	2.3	1.7
Initial oil saturation, So _i	0.76	0.72	0.62	0.67	0.76	0.78

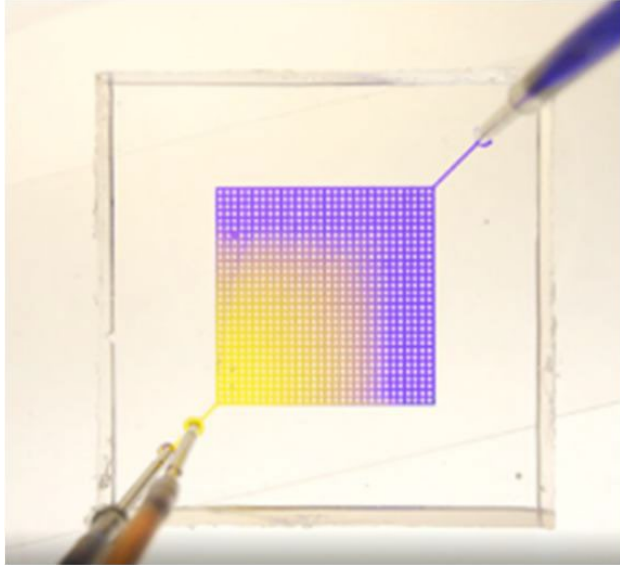
Anionic surfactants Alfoterra S23-7S-90 (received from Sasol)
AS- 40 alpha olefin sulfonate (AOSC14-16) (obtained from Stepan)

Керны -Texas Cream limestone
Длина 19-29 см, диаметр 3,76 см Противодействие 35 атм
Скорость фильтрации – 1,2 м/сут
Газ - метан
Температура - 60°C
Пластовая нефть – 11,8 сПз при 60°C, КОН - 0,49 мг
Оценка пенообразования - по перепаду давления
После насыщения сырой нефтью – старение 3-4 недели при 80°C

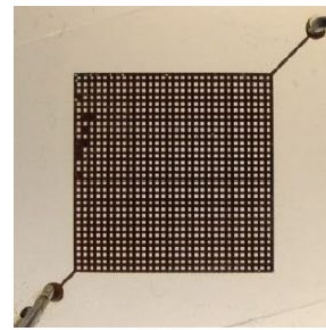
Кoeffициенты снижения подвижности, полученные в экспериментах с однофазным потоком пены, были низкими (в большинстве случаев менее 10) в плотных карбонатных кернах, что означает невозможность образования сильной пены в таких низкопроницаемых пористых средах.



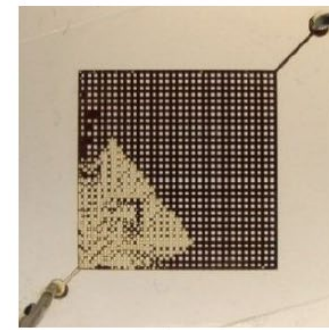
ДОСТОВЕРНОСТЬ РЕЗУЛЬТАТОВ



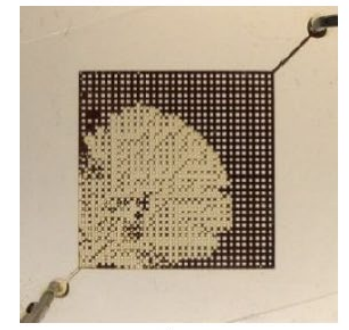
**Завышенная скорость
прокачки**



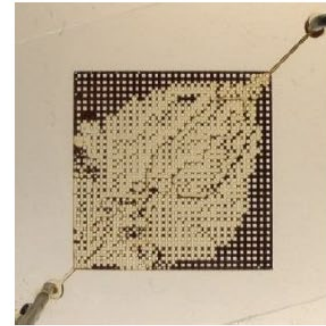
0 с



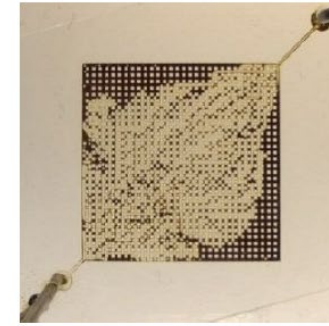
1 с



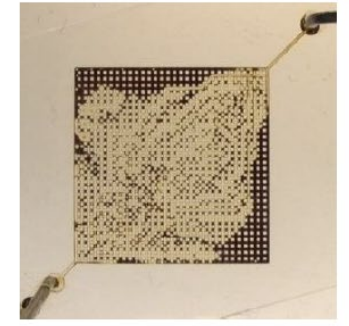
2 с



3 с



4 с



5 с

Вытеснение нефти (24,5 мПа·с ; 0,83 г/см³ водой с расходом 500 мкл/мин - 30 мл/час
Объем чипа 0,03 мл Прокачка 4,62 Vпор за 5 сек

Якимов А.С., Пряжников А.И., Пряжников М.И., Минаков А.В.

Изготовление микрофлюидных чипов из полидиметилсилоксана с фрезерованной канализированной поверхностью для моделирования нефтеотдачи при заводнении пористой породы // Записки Горного института. 2022. Т. 253. С. 105-114. DOI: 10.31897/PMI.2022.9

КРИТЕРИИ ВЫПОЛНЕНИЯ ДОСТОВЕРНЫХ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

1. Методика проведения фильтрационных исследований должна соответствовать отраслевым стандартам и учитывать критерии подобия натуральных и модельных объектов
2. Образцы керна, пластовых и рабочих флюидов должны быть представительными, а отбор, транспортировка и хранение должны обеспечивать сохранность свойств.
3. Выполнение фильтрационных экспериментов должно проводиться с соблюдением линейной скорости фильтрации на уровне 1-2 м/сут, градиента давления – 0,5-1 атм/м.
4. Длина моделей пористой среды должна порядка 50-70 см для устранения влияния концевых эффектов.
5. Время проведения фильтрационного эксперимента должно обеспечивать протекание всех физико-химических и массообменных процессов.
6. Объемы прокачки рабочих агентов должны соответствовать реальным объемам, используемым в промысловых условиях.
7. Для получения достоверных результатов фильтрационных экспериментов необходимо проведение 5-7 однотипных опытов.



ВНИИНЕФТЬ

ИМЕНИ АКАДЕМИКА А.П. КРЫЛОВА

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!

Петраков А.М.

д.т.н., проф., академик РАЕН

Тел. (495) 748-39-66

Моб. 8-916-857-57-84

<mailto:apetrakov@nestro.ru>

Модели пластовой нефти: дегазированная, изовязкозная

(ОСТ 39-195-86) п.3.1 - Нефть нагреть до температуры на 20°C превышающей пластовую, выдержать 2 часа при перемешивании, при пластовой температуре профильтровать через гравийный фильтр до отсутствия затухания фильтрации.

Модель нефти готовится путем добавления растворителя (до 30% объёма смеси) для получения вязкости, равной вязкости нефти в пластовых условиях.

В качестве растворителей рекомендуются **очищенный керосин**, бензин или петролейный эфир

В качестве растворителя для моделирования вязкости нефти, приближенной к пластовой, **необходимо использовать** толуол, циклогексан (от 9,7 до 50%) или декалин (от 11,5 до 33,4%).

Для получения адекватных результатов при обосновании технологий повышения нефтеотдачи пласта необходимо использовать РЕКОМБИНИРОВАННУЮ нефть, путем добавления газа рекомбинации, состоящего из 5-10 различных углеводородов.

