

Особенности проведения экспериментальных исследований для обоснования и разработки технологий повышения нефтеотдачи пластов

А.М. ПЕТРАКОВ

**Д.Т.Н., ПРОФ., ДЕЙСТВ.ЧЛЕН РАЕН
ДИРЕКТОР ЦЕНТРА
ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ И ГАЗОВЫХ МУН
ТЕЛ. (495) 748-39-66
МОБ. 8-916-857-57-84**

[Mailto: AMPETRAKOV@VNIINEFT.RU](mailto:AMPETRAKOV@VNIINEFT.RU)

Развитие методических подходов обоснования МУН

Ручные методики



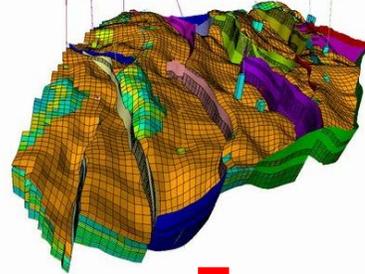
ОСТ 39-195-86

ЭВМ



ОСТ 39-195-86

Модель



ОСТ 39-195-86

Необходимы достоверные и адекватные данные, приобретаемые в ходе трудоемких, долговременных и дорогостоящих фильтрационных экспериментов, за счет учета:

- ✓ Физико-химических явлений;
- ✓ Типа пористой среды;
- ✓ Длины моделей;
- ✓ Компонентного состава нефти;
- ✓ Скорости вытеснения;
- ✓ Градиентов давлений;
- ✓ Адсорбции асфальтенов;
- ✓ Смачиваемости пород и т.д.

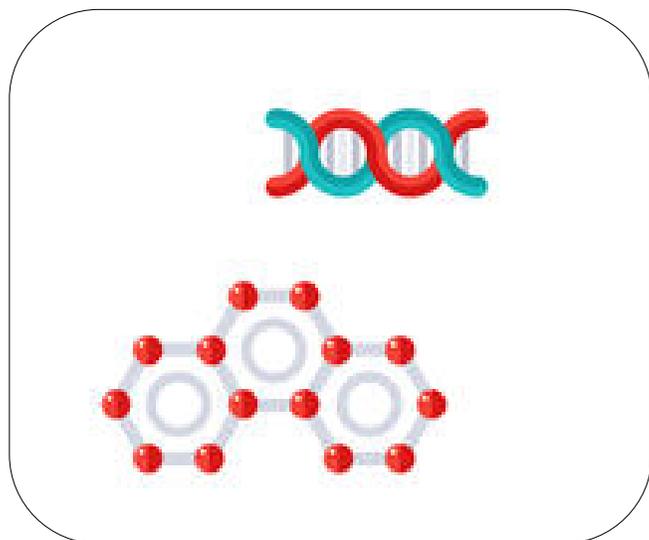
1970-1990 гг.

2000-2010 гг.

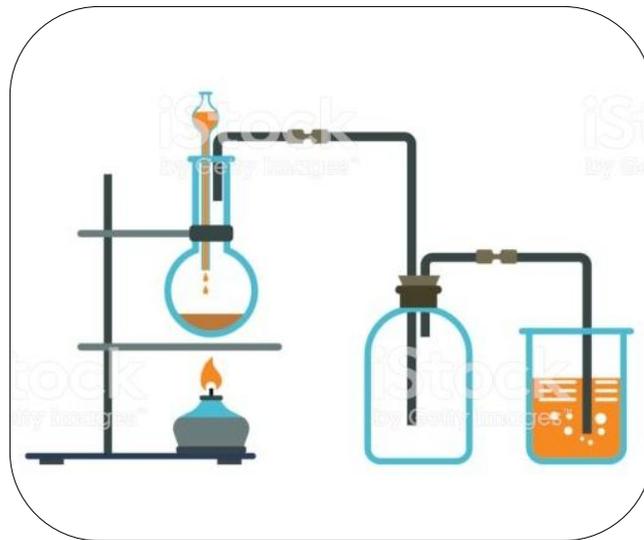
2010-2019 гг.

Характерные особенности экспериментальных исследований

Физико-химические



Технические



Регламентные



В данном докладе далее, кратко, рассмотрены основные особенности.

ЛАВИНА ОШИБОК

подготовка

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

геометрия модели

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

проведение

- Параметры эксперимента (условия моделирования, скорость фильтрации, градиенты давления, остановки, контроль томографией, достижение пластовый условий и т.п....)

флюиды

- Флюиды (нефть, вода, газ, вытесняющий агент)

КК

- Ошибки в капиллярных кривых и связанной водонасыщенности – некондиционная начальная точка для фильтрационных экспериментов

ОФП

- Некорректная ОФП – неверный расчет на ГДМ

результат

- Ошибки в исходных данных – неэффективные решения по разработке

КЕРН

Условия отбора, транспортировки, хранения, экстракции – все это влияет на конечный результат исследований



Образование техногенной трещиноватости вплоть до полного разрушения керна, выпадение АСПО

Окисление нефти и образование пленок

Любая консервация лишь замедляет процессы, но не останавливает их

ЭКСТРАГИРОВАНИЕ В АППАРАТЕ СОКСЛЕТА



Извлекаемая и неизвлекаемая нефть

Легкая фракция экстрагируется обычным экстрагентом, а тяжелая, неподвижная нефть – только сильным растворителем

НЕФТЬ

Механизм перемещения нефти в пласте и извлечение ее во многом определяется молекулярно-поверхностными процессами, протекающими на границе раздела фаз (породообразующие минералы-насыщающие пласт жидкости и газы – вытесняющие агенты), и следовательно, свойствами и содержанием поверхностно-активных компонентов нефти

Активные компоненты нефти:

- нафтеновые кислоты (1-2%);
- смолы (до 40-50% в тяжелых нефтях);
- асфальтены (до 10% и более);
- металлопорфириновые комплексы с ванадием, никелем, железом.

Нафтеновые кислоты являются сильными эмульгаторами, однако основным стабилизирующим элементом водонефтяных эмульсий являются асфальтены, которые оказывают наибольшее гидрофобизирующее воздействие на породу

Таблица 2
Классификация нефтей по активности [96]

Нефти	Содержание нафтеновых кислот, %	Межфазное натяжение, эрг/см ² , на границе нефть—вода	
		морская	пластовая
Неактивная	До 0,06	25—35	25—35
Малоактивная	0,10—0,25	14—25	7—8
Активная	0,30—1,00	14—25	1—7
Высокоактивная	1,00—2,50	12—25	1

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

НЕФТЬ

Наибольшее гидрофобизирующее действие на поверхность кварца, смоченного водой, оказывают растворы асфальтенов с большим содержанием металлопорфириновых комплексов (Арланская нефть : содержание асфальтенов 2,1-9,7%, металлопорфириновых комплексов – 74 мг/100 г нефти)

Порфирины, адсорбируясь на границе раздела фаз, увлекая за собой легкие фракции асфальтенов, приводят к образованию «граничных слоев» - слоев жидкости, непосредственно прилегающих к твердой фазе, свойства которого резко отличаются от свойств жидкости в объеме.

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.

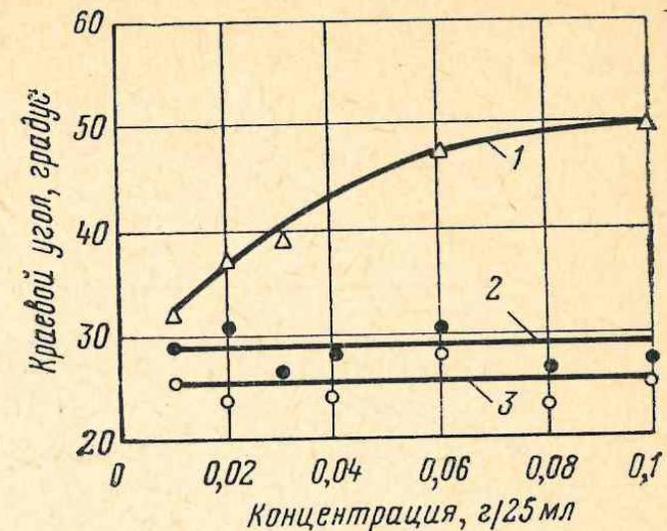
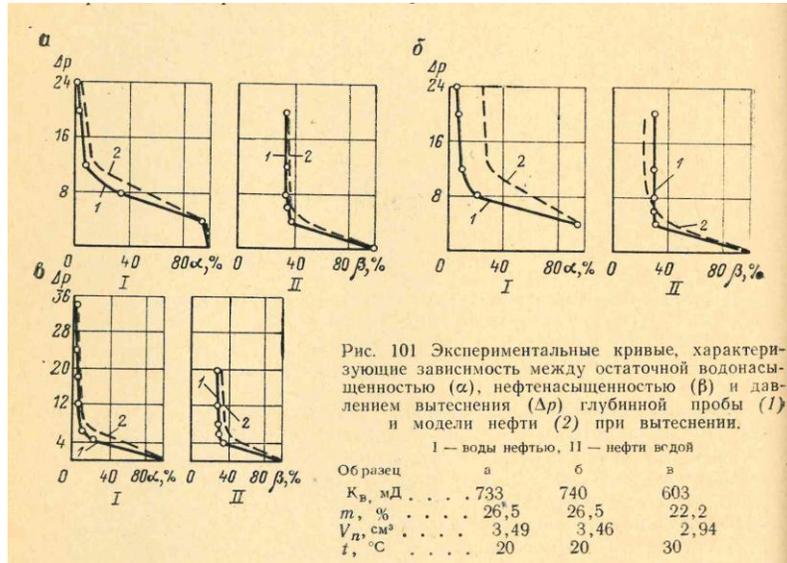


Рис. 13. Зависимость краевого угла избирательного смачивания поверхности кварца на границе с водой бензольными растворами асфальтенов от их концентрации.

1 — асфальтены скв. 384; 2 — асфальтены без порфиринов скв. 384; 3 — асфальтены без порфиринов скв. 2901

НЕФТЬ



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.

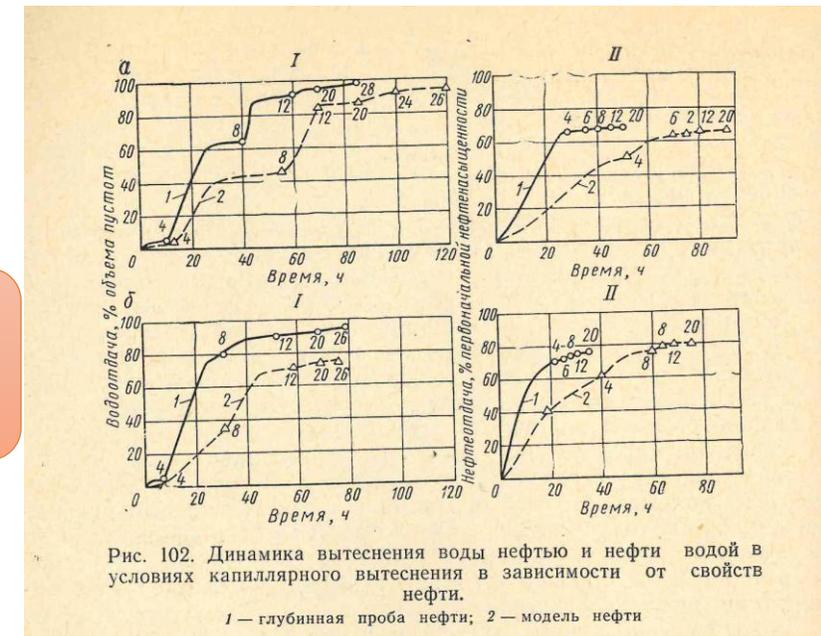
Процесс вытеснения газонасыщенной нефти резко отличается от вытеснения изовязкозной модели нефти – газонасыщенной нефти при первоначальном вытеснении извлекается больше, чем за весь период вытеснения модели нефти.

Вывод:

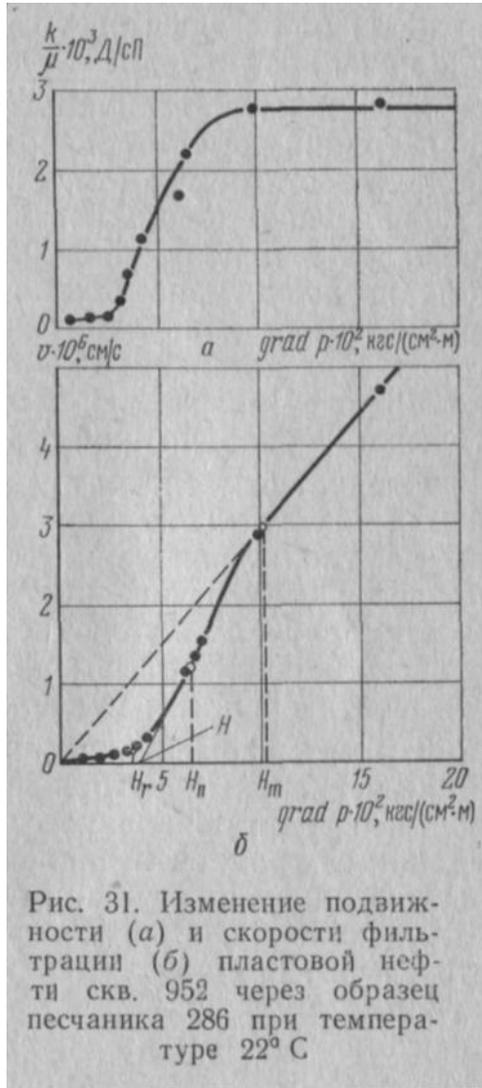
1. Моделирование нефти путем добавления к ней углеводородных жидкостей не может считаться правомерным

(результаты опытов, проведенных с моделями нефтей нельзя полностью переносить в пластовые условия)

2. Нефтеотдача существенно зависит от количества и качества адсорбированных асфальтенов



НЕФТЬ



Типичные графики изменения подвижности и скорости фильтрации в зависимости от градиента давления, полученные в опытах с пластовой нефтью Арланского месторождения, в результате влияния структурно-механических свойств нефти.

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.

Давликамов В.В. Аномальные нефти, 1975 г.

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.

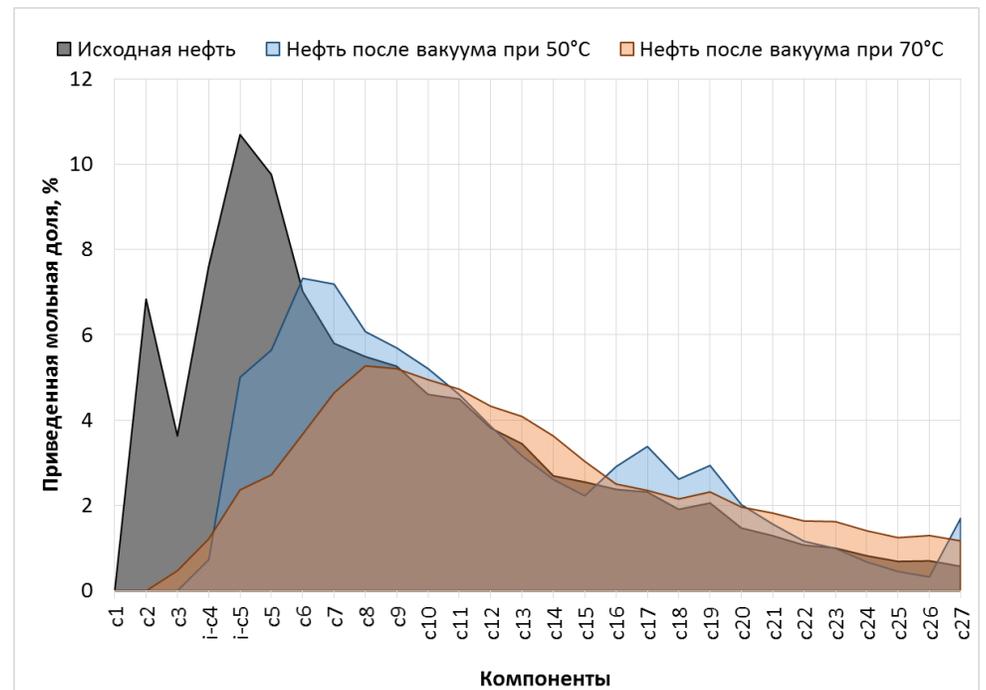
Модель нефти готовится путем добавления растворителя (до 30% объёма смеси) для получения вязкости, равной вязкости нефти в пластовых условиях.

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

Компонентный состав нефти меняется!

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.



Виды моделей и тип пористой среды



Образцы естественных кернов



Кернодержатели



Образец нецементированной породы



Насыпные модели пластов

Эксперименты выполняются на единичных и составных образцах естественных кернов длиной от 6-7 см до 95 см, диаметром 25, 30 и 38 мм, а также на насыпных моделях пласта (D=30 мм, длина 0,25 - 1 м). Кернодержатели рассчитаны на давление обжима 70 МПа, насыпные модели – 15 МПа

Виды моделей и тип пористой среды

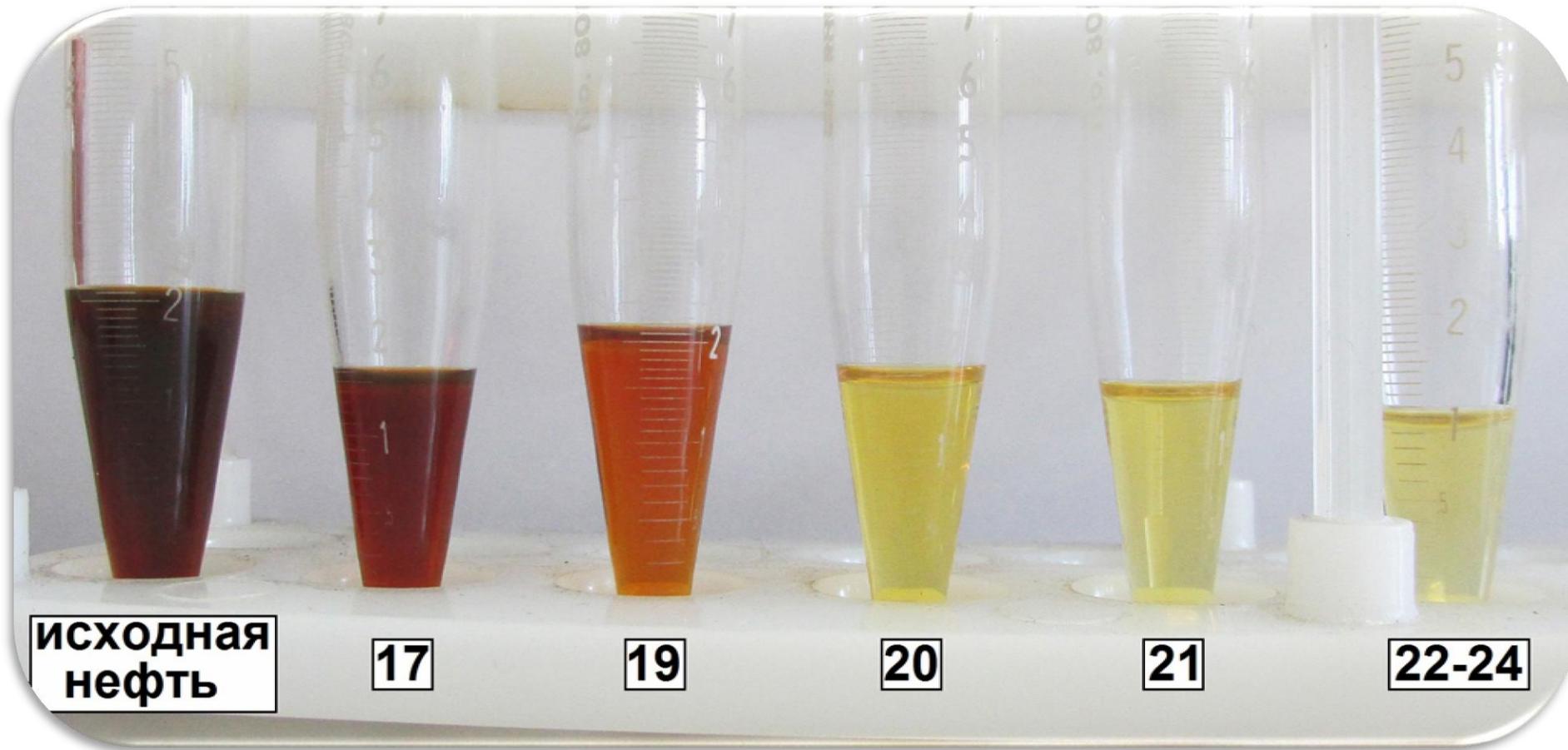


Slim-tube

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

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

Формирование переходной зоны между нефтью и закачиваемым газом



В переходной зоне
образуется новый
флюид

Состав газа:

C1 – 75,2%;
C2 – 14,1%;
C3 – 7,4%;
 Σ C4 – 3,2%;
C5+ – 0,1%

Изменение цвета отборов нефти по мере продвижения переходной зоны по модели Slim tube (давление 28 МПа, температура 41°C, итоговый Квыт = 0,913 д.ед.)

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 промысловых работ.

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):

$$L_{\min} = 1000 * \sqrt{k * m}, \text{ где: } k - \text{проницаемость, мкм}^2 \\ m - \text{пористость, д.ед.,} \\ L_{\min} - \text{минимальная длина образца, мм.}$$

При определении коэффициента вытеснения нефти из трещиновато-кавернозных и трещиновато-порово-кавернозных пород применять образцы не менее 300 мм длины и диаметром не менее 40 мм

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

$$V_{\text{лин}} = \frac{1150 * Q}{F * m * (1 - S_{\text{в.св.}}) * (1 - \beta_{\text{выт}})},$$

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;
 $S_{\text{в.св.}}$ – насыщенность образца связанной водой, соответствующая пластовым условиям, доли единицы;
 $\beta_{\text{выт.}}$ – условно принимаемая величина коэффициента вытеснения (при вытеснении водой он равен 0,5), доли единицы.

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

ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ОПЕРАЦИЙ И ЗАТРАТЫ РАБОЧЕГО ВРЕМЕНИ НА ПРОВЕДЕНИЕ ОДНОГО ФИЛЬТРАЦИОННОГО ЭКСПЕРИМЕНТА ПО ВЫТЕСНЕНИЮ НЕФТИ ВОДОЙ НА СОСТАВНОМ КЕРНОВОМ ОБРАЗЦЕ ДЛИНОЙ 1 М

№	Наименование работ	Затраты времени, ч
1	Приготовление модели пластовой воды	2
2	Очистка, подготовка керосина	4
3	Подготовка фильтрационной установки	35
4	Подготовка образцов породы	35
5	Определение газопроницаемости модели пористой среды	2
6	Насыщение модели пористой среды водой, определение пористости	21
7	Определение проницаемости модели пористой среды по воде	21
8	Определение характеристик дегазированной исходной нефти	7
9	Приготовление и определение характеристик рекомбинированной или изовязкозной проб нефти	21
10	Фильтрация керосина при пластовом давлении	35
11	Определение зависимости расхода керосина от перепада давления, определение проницаемости по керосину	28
12	Нагрев модели до пластовой температуры	7
13	Замещение керосина рекомбинированной или изовязкозной нефтью, определение подвижности по нефти	35
14	Выдержка при пластовых условиях в течение 15 – 16 часов	16
15	Вытеснение нефти водой со скоростью 1 м/сут	128
16	Подбор и приготовление раствора химического реагента для довытеснения нефти	35
17	Вытеснение нефти раствором химического реагента	128
18	Охлаждение модели и снижение давления	8
19	Разборка кернодержателя	7
20	Анализ кернов на остаточную нефть	60
21	Обработка результатов	40
	ВСЕГО	675

МОДЕЛИ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ

Модели пористой среды	Достоинства	Недостатки
Насыпные модели из карбонатного керна	Возможность подготовки серии моделей с идентичной пористостью и проницаемостью длиной от 25 до 100 см. Сравнение растворов ПАВ на однотипных моделях пористой среды, моделирующих матричную часть карбонатного коллектора.	Образование новых поверхностей в результате помола, возможное искажение величины адсорбции, отсутствие трещин и каверн
Составные модели из единичных образцов	Большее приближение к реальной пористой среде, сохранение структуры коллектора	Недостаток достаточного количества представительных образцов, долговременная подготовка кернов, нарушение фильтрационных потоков в местах соприкосновения образцов керна. Невозможность дальнейшего использования.
Эталонная карбонатная пористая среда длиной 30 см, диаметр 38 мм	Проведение тестирования композиций ПАВ на одинаковых пористых средах, без наличия разрывов по длине модели. Повышение точности результатов за счет достаточного порового объема.	Необходима отработка методики старения. Требуется закупка у зарубежного производителя.



ТИП ПОРИСТОЙ СРЕДЫ

Berea Sandstone - За последние 30 лет образцы керна Berea Sandstone™ были широко признаны нефтяной промышленностью как лучший камень для проверки эффективности химических поверхностно-активных веществ.

Kocurek Industries, Inc. / Hard Rock Division (Колдуэлл, штат Техас) специализируется на обеспечении точной резки камня для нефтегазовых исследований и предоставляет образцы керна, которые используются крупными нефтяными компаниями, университетами и исследовательскими лабораториями, чтобы лучше понять нефтяные и газовые пласты по всему миру.

Предлагается 23 типа различных песчаников и карбонатов

Анализ многочисленных литературных источников по результатам тестирования ASP-композиций свидетельствует о проведении серии однотипных экспериментов на модельных кернах длиной 30 см и диаметром 38 мм и более.

Скорость вытеснения устанавливается на уровне 0,3 м/сут.



Остин Мел



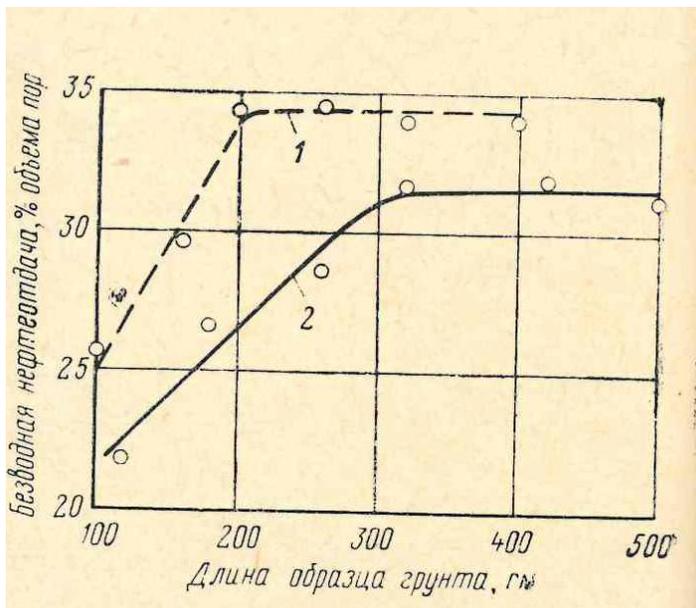
формирование
водопроницаемость
пористость



Верхний мел
8-15 mD
25-27%

ВЛИЯНИЕ ДЛИНЫ МОДЕЛИ ПЛАСТА НА ОПРЕДЕЛЕНИЕ

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.

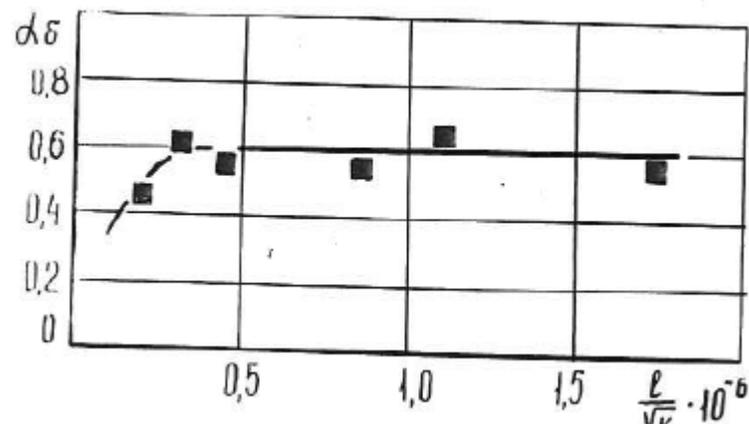


Рис. 3.15 Зависимость безводной нефтеотдачи (α_g) от безразмерной длины образца ($\frac{L}{\sqrt{K}}$)

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

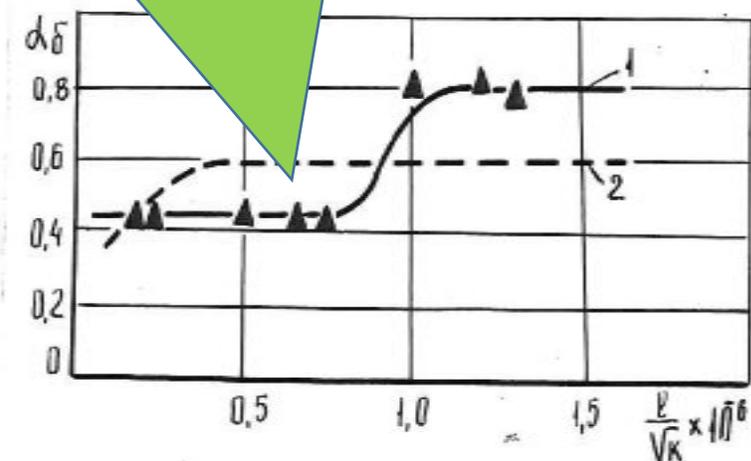


Рис. 3.16 Влияние безразмерной длины образца ($\frac{L}{\sqrt{K}}$) на величину безводной нефтеотдачи (α_g) при вытеснении трансформаторного масла раствором ПАА (1) и водой (2)



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

Определение вязкости

**29,8/ 8,34= 3,57 раз отличие эффективной
вязкости от динамической**

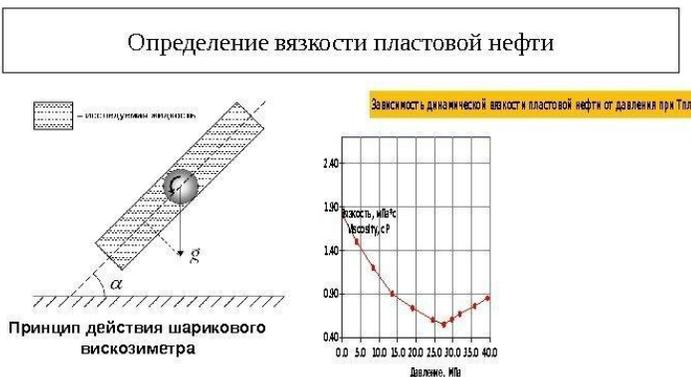
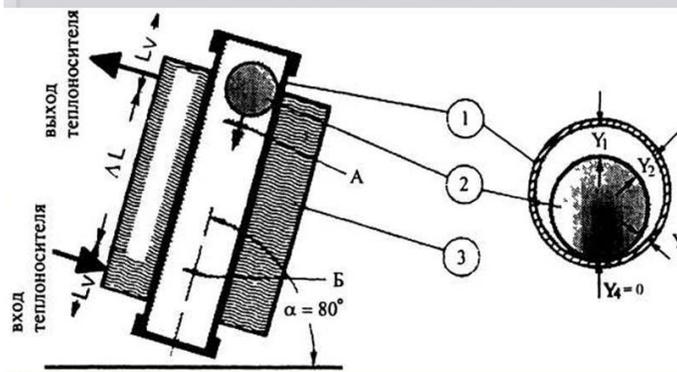


Схема вискозиметра Гепплера



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

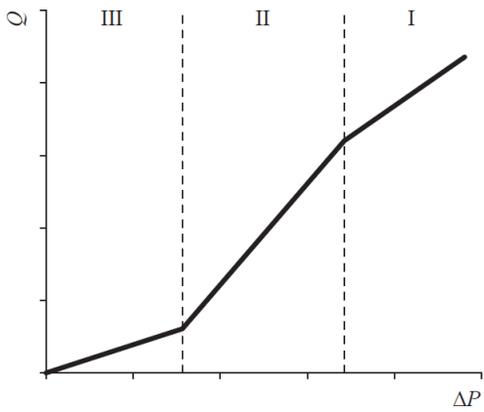


Рис. 1. Зависимость (2), характерная для образцов пористой породы

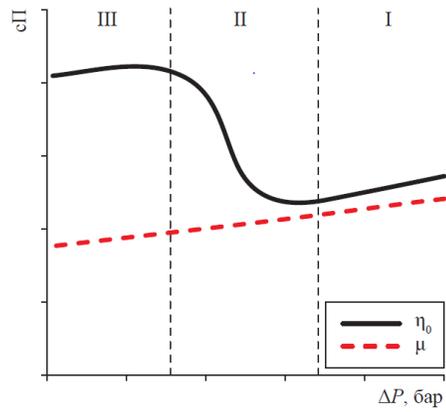


Рис. 10. Поведение объемной и динамической сдвиговой вязкости газа при изменении перепада давления в пористой среде

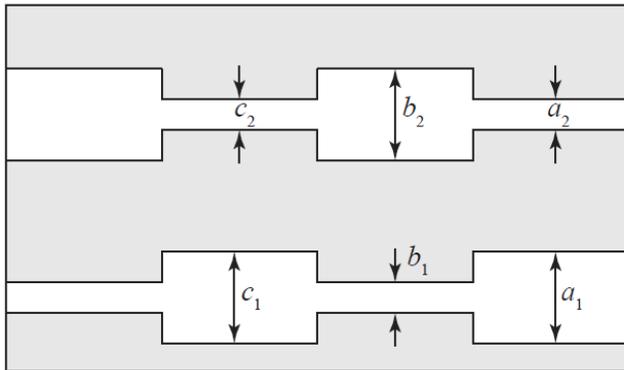


Рис. 11. Модель пористой среды из капиллярных трубок (по Вилли и Гарднеру) [2]

В середине 19 века Стокс выдвинул гипотезу, что в большинстве инженерных задач величиной сжимаемости жидкостей и газов можно пренебречь. Сам Стокс не считал, что это предположение следует распространять на все задачи и течение флюидов.

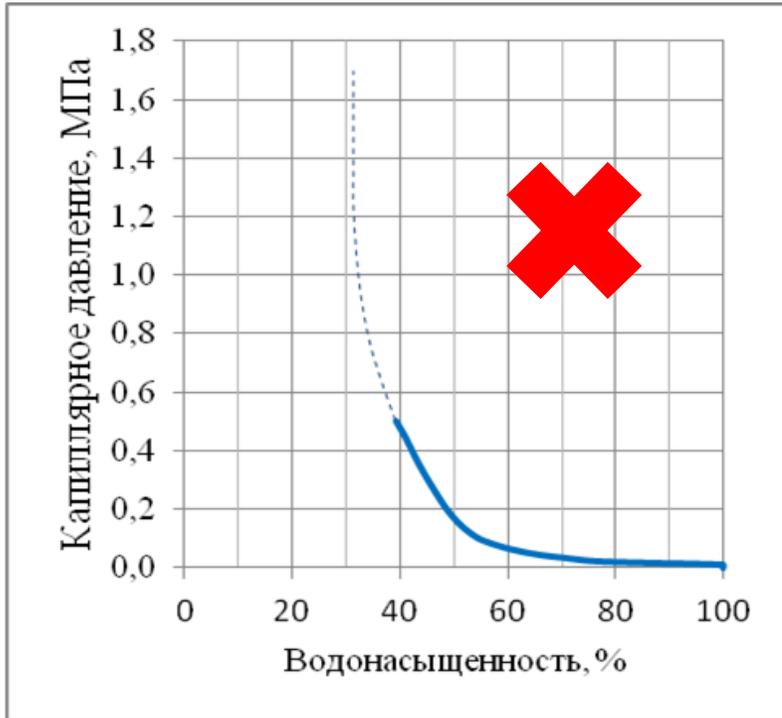
Однако на протяжении двух веков указанная гипотеза применялась для подавляющего количества гидродинамических задач и при расчетах не принималось во внимание ни молекулярное строение флюидов, ни конкретные характеристики течения.

Впервые на необходимость учета объемной вязкости жидкости и газов при интерпретации результатов по поглощению ультразвука указал Тисса в 1942 г.

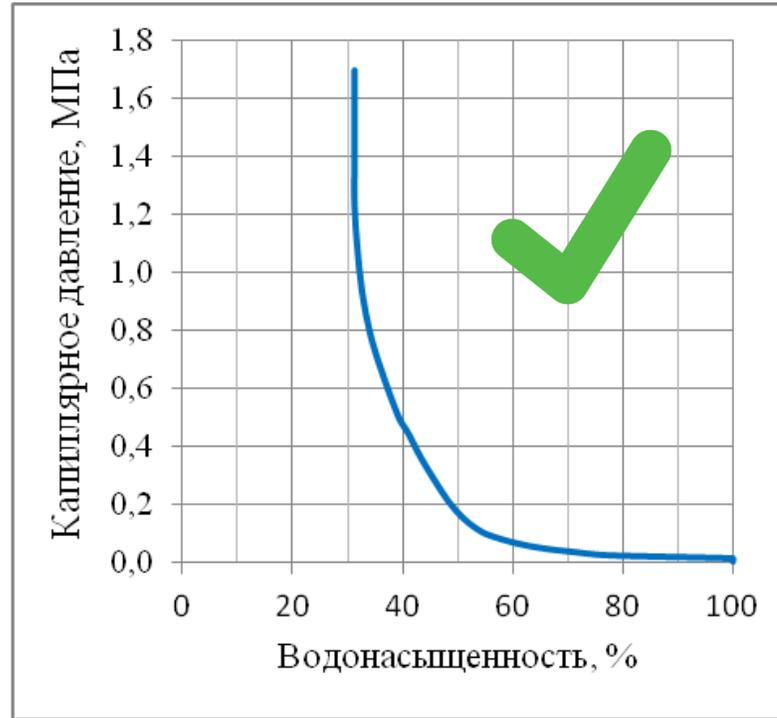
Учет объемной вязкости и стремление её к равновесию (релаксации) позволяет устранить расхождение эксперимента и теоретических представлений при фильтрации флюидов в пористых средах, т.е. там, где имеют место процессы перехода энергии при объемных деформациях флюидов

«Феноменологический подход к анализу экспериментальных данных о газопроницаемости в пористых средах. Истинная причина эффекта Клинкенберга» В.М Троицкий /НТС «Вести газовой науки», №2(30)/2017, стр. 110-124.

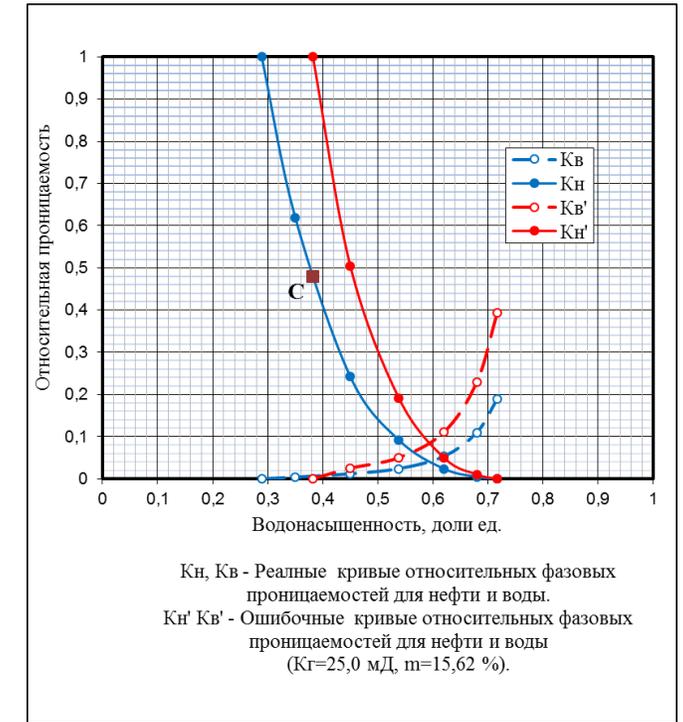
Капиллярные кривые и фазовые проницаемости



до 0,5 МПа



до 1,5 МПа

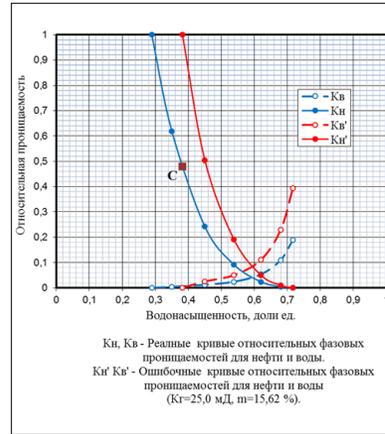


При создании начальной водонасыщенности **необходимо достижение значения неснижаемой водонасыщенности.**

Пренебрежение выходом на асимптоту ведет к **занижению запасов нефти.**

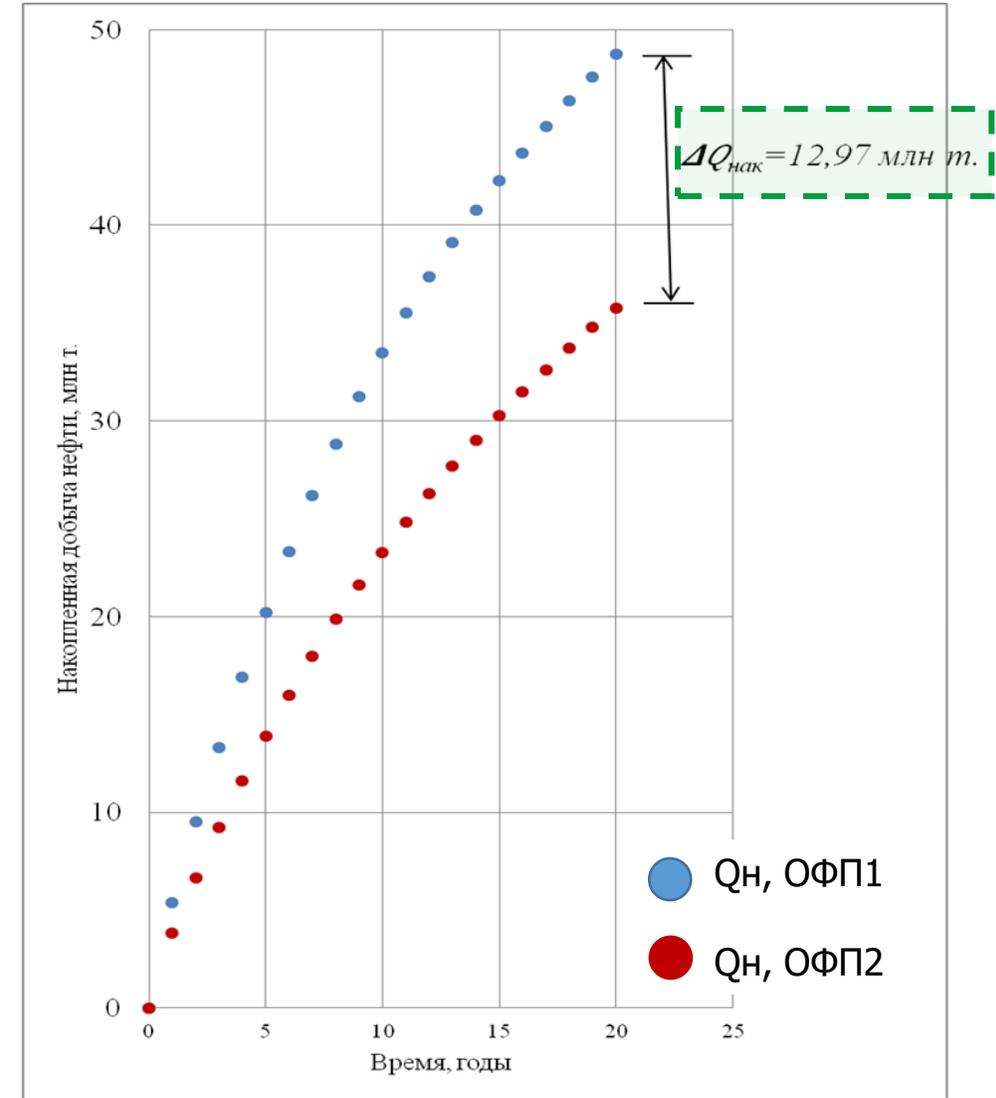
Оценка влияния характера кривых ОФП на показатели разработки

- ✓ общая площадь модели пласта, км² – 100;
- ✓ мощность пласта, м – 30;
- ✓ проницаемость, мкм² – 0,025;
- ✓ пористость, доли ед. – 0,162.

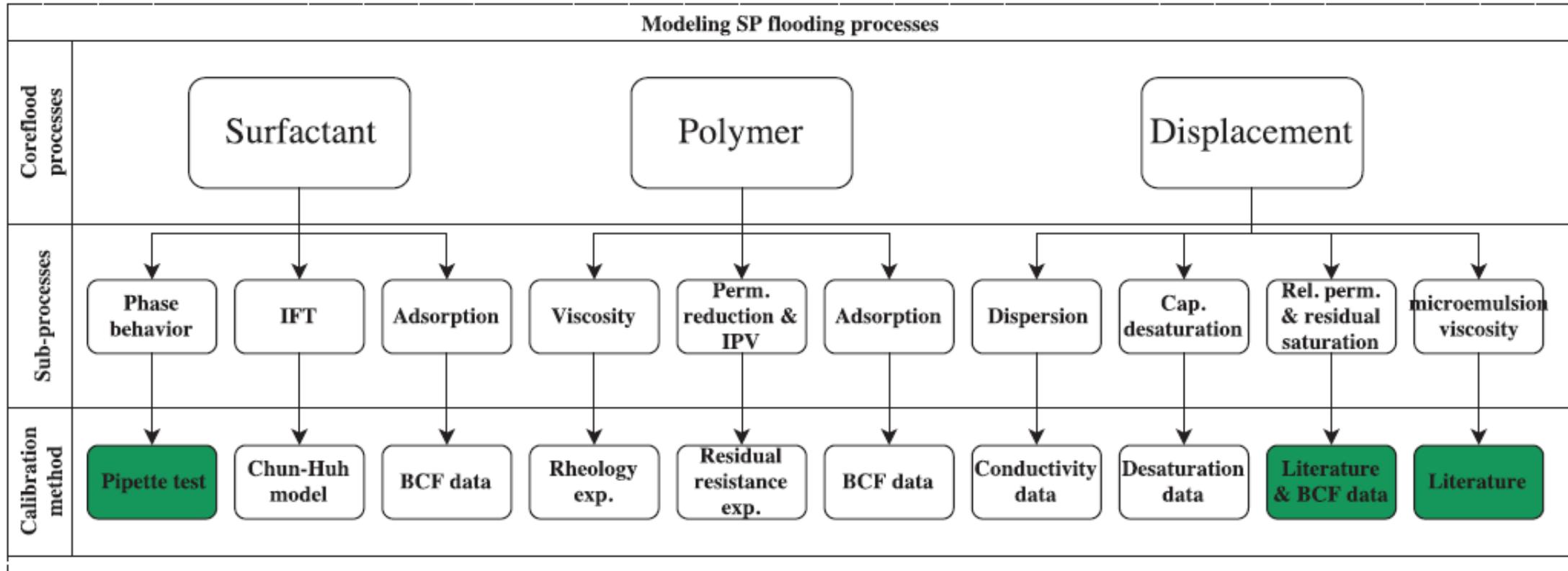


Динамика накопленной добычи нефти расчетного элемента (1 км²)

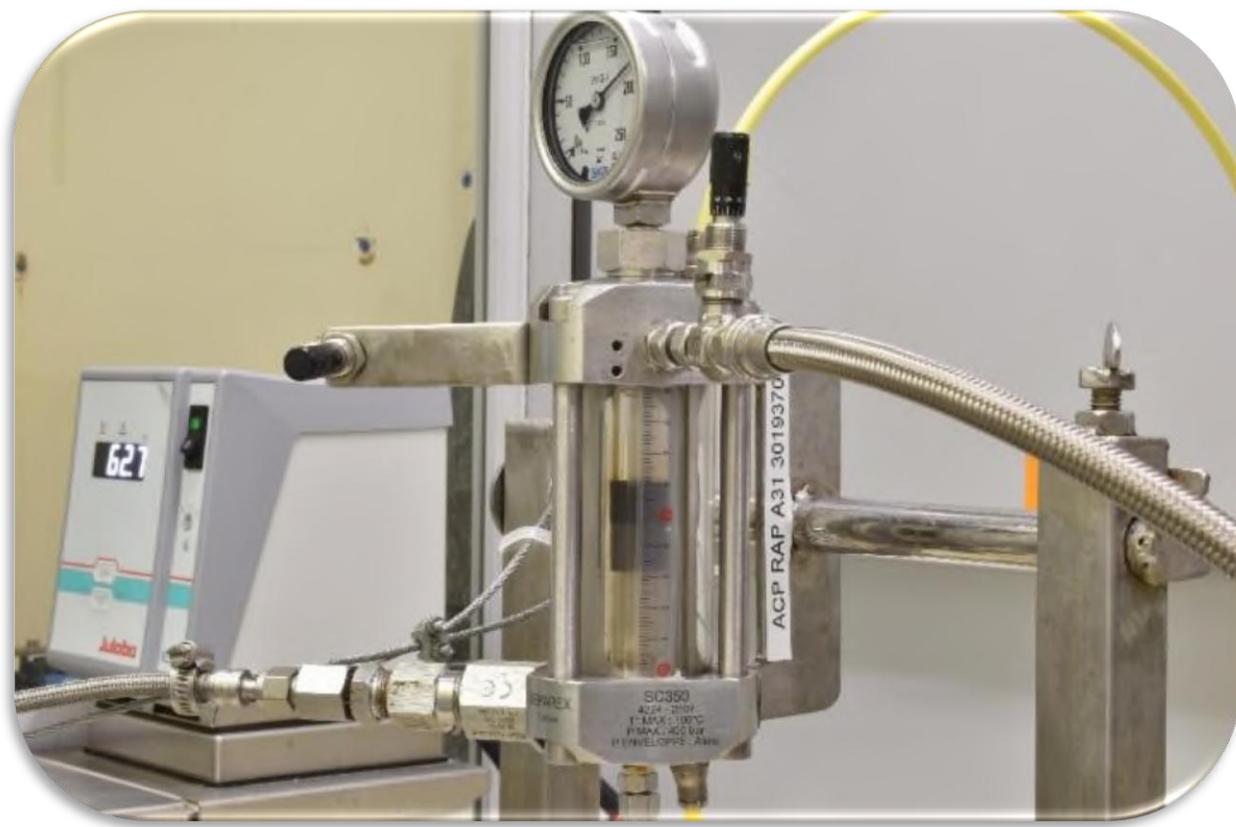
Параметр	Год разработки						
	1	2	3	4	5	10	20
$Q_{нак}$ при $ОФП_1$, тыс. т.	53,92	95,03	133,0	168,85	202,07	334,65	487,51
$Q_{нак}$ при $ОФП_2$, тыс. т.	38,25	66,49	92,07	116,14	138,74	232,58	357,83
$\Delta Q_{нак}$, тыс. т.	15,67	28,54	40,93	52,71	63,33	102,07	129,68



Моделирование процесса ПАВ-полимерного заводнения



Multi-objective history matching of surfactant-polymer flooding, Soroush Aramideha
<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.04.069>



Для обоснования ПАВ-полимерного заводнения для условий карбонатного продуктивного пласта на Ближнем Востоке (50-200 мД) с температурой 83°C и минерализацией пластовой воды 230 г/л было выполнено более 5000 экспериментов на фазовое равновесие и 40 фильтрационных опытов на кернах из карбонатного пласта Estailades. (SPE-179679-MS, 2016) (Levitt et al., 2016; Morel et al., 2016), а также ряд других публикаций (более 10 статей SPE)

Осуществлялся подбор состава модельной нефти (добавлением 4% толуола к 96% нефти), эквивалентной по фазовому поведению рекомбинированной нефти, но устойчивой при атмосферном давлении.

Критерии для ПАВ - значения показателя солюбилизации более 10, фазовая стабильность и прозрачность композиции при пластовой температуре, наличие микроэмульсионной фазы с минимальной вязкостью между водой и нефтью, отсутствие «макроэмульсий», и в перспективе - низкая адсорбция.

Альтернативный подход к выбору композиций на основе ПАВ для последующей закачки в карбонатные пласты с высокой минерализацией и температурой представлен в следующих работах (Kamal et al., 2018; Hussain, 2018).

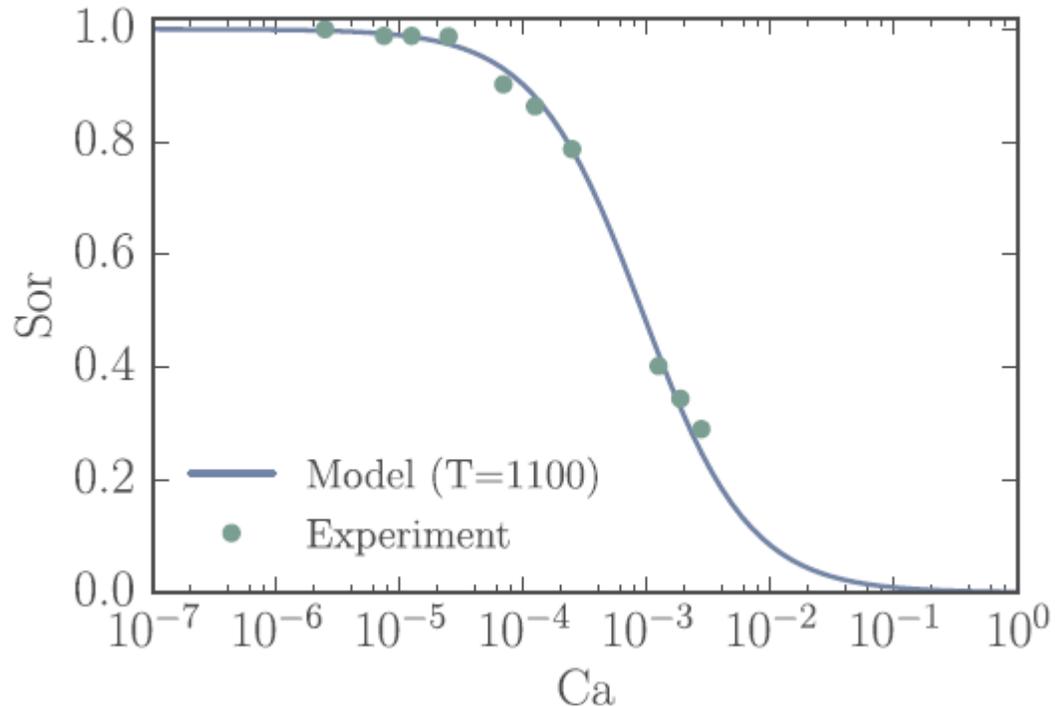
Первым этапом тестирования, как и в других представленных работах, является оценка стабильности раствора при повышенной температуре (90°C) в течение 15-30 суток.

Далее в рамках технологической схемы рассматривается **закачка композиции без создания микроэмульсии**, поэтому для характеристики и сравнения ПАВ используются данные по межфазному натяжению в системе «раствор ПАВ-нефть», определенные на тензиометре по методу вращающейся капли.

В качестве второй характеристики ПАВ использовалась адсорбция на измельченном образце керна, определение ПАВ производилось использованием анализатора общего органического углерода (ТОС).



Определение межфазного натяжения по капиллярному числу

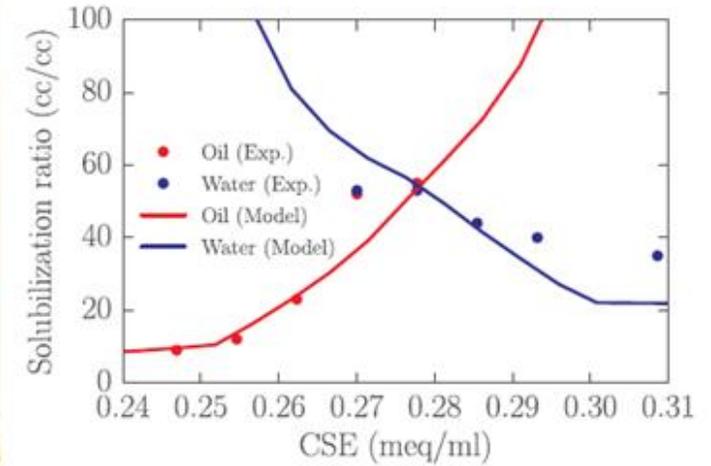


Серия экспериментов на кернх Berea ($K_v=700$ мД, длина 15 см, диаметр 5,08 см) по оценке остаточной нефтенасыщенности от градиента давления (скорость вытеснения изменяется от 0,09 до 100 мл/мин)

Капиллярное число: $Ca = \frac{|k \nabla P|}{\sigma}$

Multi-objective history matching of surfactant-polymer flooding, Soroush Aramideha <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.04.069>

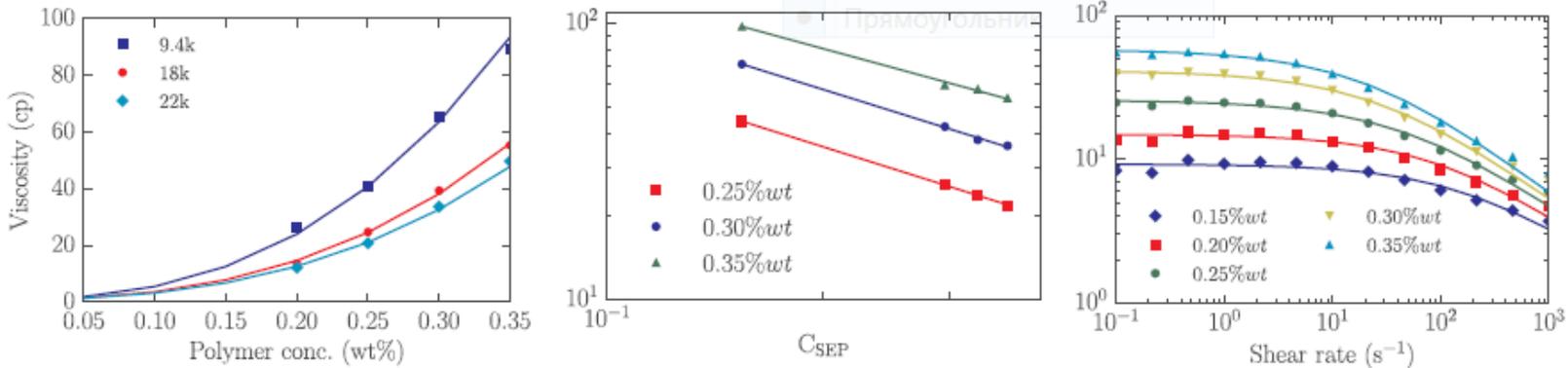
Эксперименты по фазовому поведению



Данные солюбилизации, как функция эффективной солёности для фазового поведения (CSE) для соотношения вода/нефть равное 1

Эксперименты по фазовому поведению довольно сложны и коэффициенты солюбилизации и значения солёности, при которых изменяется тип микроэмульсии, являются достаточно неоднозначными.

Определение значения межфазного натяжения - по формуле Чух-Нух на основе коэффициента солюбилизации



Оценка остаточного фактора сопротивления и объема недоступных пор проводится на кернах Berea (длина 15 см, диаметр 5,08 см) при скорости закачки 0,25 мл/мин)

Зависимость вязкости полимера от концентрации для различной минерализации и скоростях сдвига

Эксперименты для калибровки расчетной модели (UTCHEM-9.0)

Эксперименты для калибровки модели (3-5 опытов) проводятся на кернах Berea (Кв=400 мД, пористость 0,2 д.ед., длина 30 см, диаметр 5,08 см). В процессе экспериментов меняются объемы закачки предоторочки воды, композиции ПАВ-полимер, объем и концентрация последующей оторочки полимера.

UTCHEM-9.0 – это многокомпонентный многофазный симулятор для моделирования процессов химического заводнения, разработан в Техасском университете

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.

Лабораторные исследование кернов, пластовых флюидов и технологий повышения нефтеотдачи проводятся в настоящее время по внутренним методикам предприятий и\или устаревшим/неприменимым стандартам, которые зачастую несопоставимы или непредставительны в следствие серьезных методических ошибок.

Для обеспечения рационального недропользования, проведения сопоставимых и достоверных исследований, составления адекватных проектных документов необходимо создать **систему единых требований получения и предоставления исходной информации**

Единые требования к исходной информации
ОТСУТСТВУЮТ!



ВНИНЕФТЬ

ИМЕНИ АКАДЕМИКА А.П. КРЫЛОВА

**СПАСИБО
ЗА ВНИМАНИЕ!**

