



РОСНЕФТЬ

**ОСОБЕННОСТИ
ОПРЕДЕЛЕНИЯ
ОФП ДЛЯ СЛАБО-
СЦЕМЕНТИРОВАННЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ ТРИЗ**

**Загоровский А.А., Комисаренко А.С.,
Шашков М.Ю., Мягков Н.М.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»**

**Инновационные решения в геологии и разработке ТРИЗ
Москва, 16-17 ноября**

НК Роснефть в Западной Сибири обладает месторождениями ТРИЗ с высоковязкими нефтями, сложенными слабосцементированными мелко-среднезернистыми алевритистыми глинистыми песчаниками: Русское (ПК₁₋₇, открыто в 1968г), Северо-Комсомольское (ПК₁), Ван-Еганское (ПК₁₋₃), Тагульское (Дл₁₋₂), Ай-Яунское (ПК₁₋₂).

Вязкость пластовой нефти - 72÷560 сПз; газосодержание - 20÷29 м³/т; пластовая температура - 17÷40°С ; Рпл≈Рнас; минерализация пластовой воды Св=8÷14 г/л; Сгл = 5÷40 % (с преобладанием слоистой).

Для сопровождения проектов по подсчету запасов и разработки месторождений у/в необходимы: **результаты ОФП «нефть-газ», ОФП «нефть – вода».**

Существующие методики получения ОФП на керне в РФ основаны на подходах ОСТ-39-235-89 «Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации», ориентированы на однородные хорошопроницаемые крепкие песчаники и алевролиты. **В свете современных знаний и новых аппаратурно-методических решений, методики для ТРИЗ требуют доработки, обновлений.**

Результаты ОФП получаемые на лабораторных стендах по традиционным подходам, основанным на материальном балансе, по УЭС модели пласта (керна), для ТриЗов могут содержать ошибки, **требуют верификации, уточнения.**



Русское X, пласт ПК₂

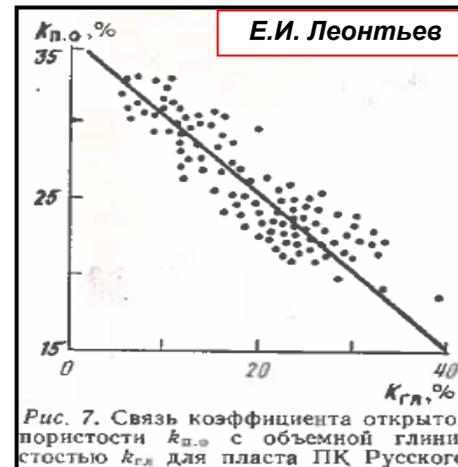
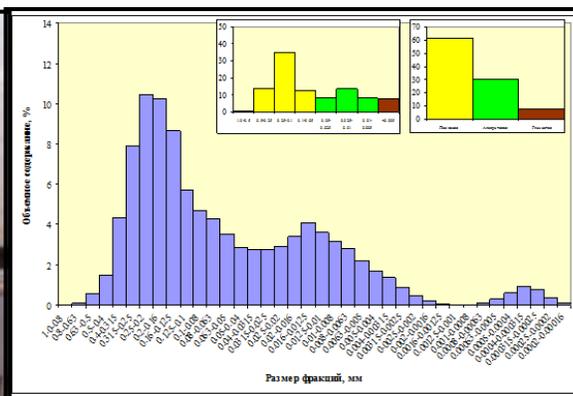
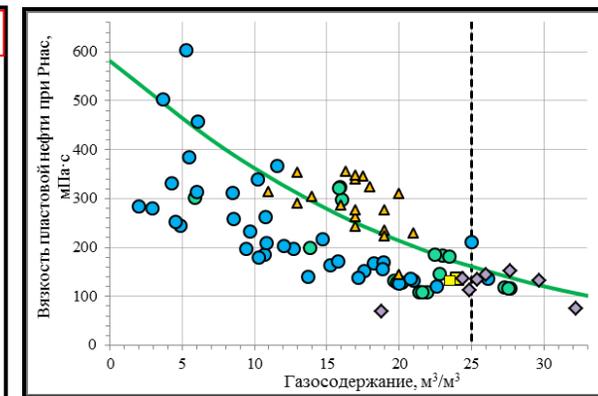


Рис. 7. Связь коэффициента открытой пористости $k_{п.о}$ с объемной глинистостью $k_{г.л}$ для пласта ПК Русского



Зависимость вязкости от газосодержания, Русское ПК1

Слоистость на всех масштабных уровнях. Цемент глинистый, тип плёночный, базальный. В цементе до 30% монтмориллонита.

Описание существующих лабораторных методов определения ОФП

Лабораторные методы определения газонасыщенности и водонасыщенности модели пласта при получении диаграмм ОФП «нефть-газ», «нефть – вода»:

- 1) Метод оценки насыщенности по материальному балансу между входом/выходом флюидов из модельного пласта (Leverett; Березин; ОСТ-39-235-89, ...);
- 2) Метод оценки водонасыщенности по УЭС модели пласта (по з.Арчи-Дахнова)
- 3) Индукционный метод с применением в качестве основы нефти ФМЖ (SU 1469323A1 от 29.05.1987)
- 4) Метод рентгеновского 2D сканирования модели пласта (G.F.Potter, SPE 19697-1979, ...)
- 5) Метод 2D гамма-сканирования модели пласта РНИ 241Am (Bailey N.A., Rowland P.R., Robinson D.P. 1981; SPE 14421-1985; SCA 9405-1994; ...)

Метод материального баланса может дополнять другие методы оценки насыщенности в экспериментах ОФП

Нефть-вода

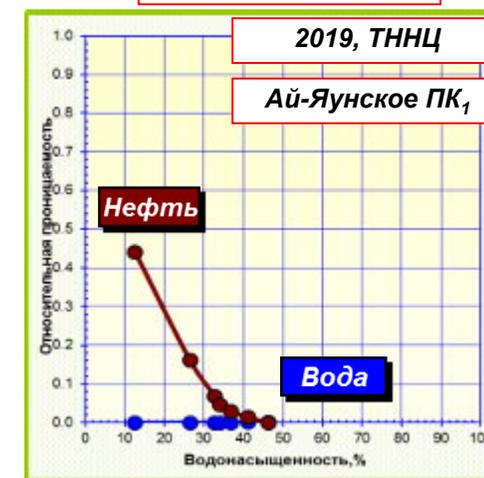


1976, СибНИИП

Русское ПК

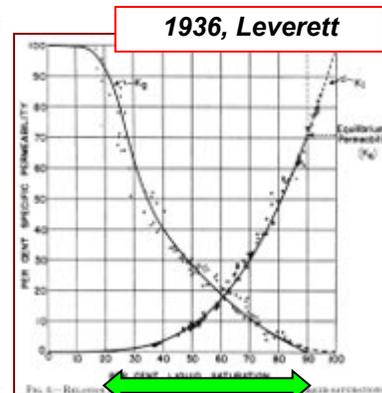
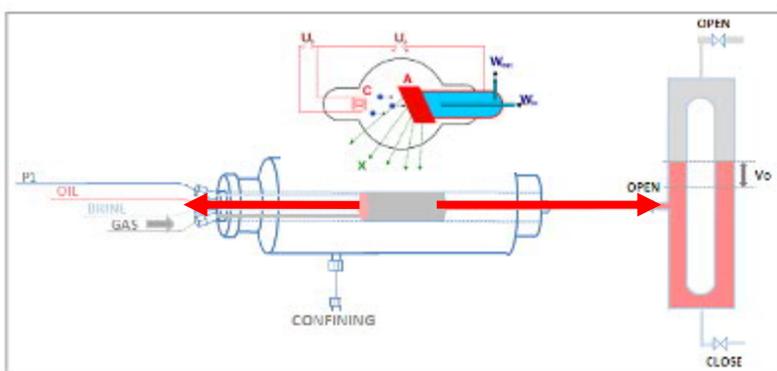
2,5 Дарси, 466 сПз

2019, ТНЦ



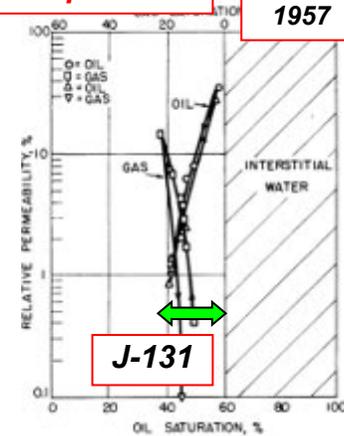
Ай-Яунское ПК₁

4,0 Дарси, 278 сПз



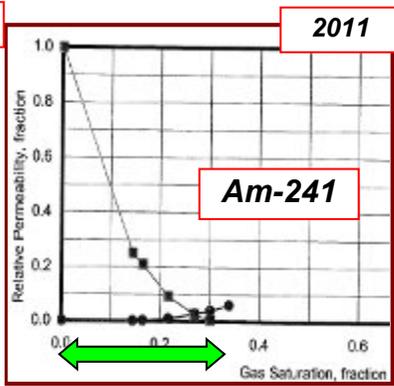
1936, Leverett

Нефть-газ



1957

J-131



2011

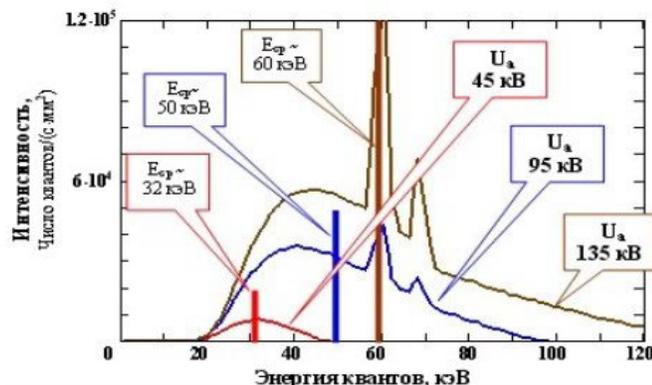
Am-241

$$S_{o_i} = S_{o_{i+1}} + \frac{(V_{o_{ex}} - V_{o_{вых}} - V_{мерт} \times f_{o_i})}{V_{ноп}}$$

Недостаток метода материального баланса – объём пор модели пласта, должен быть в 10 раз больше, чем V«мертвый» между керном и сепаратором.

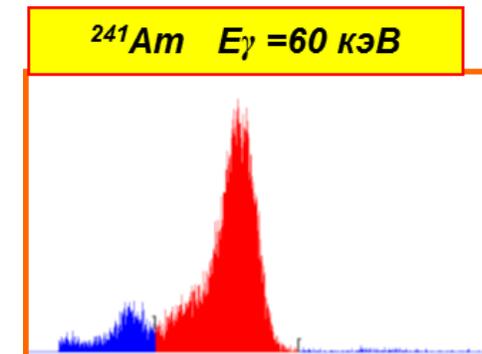
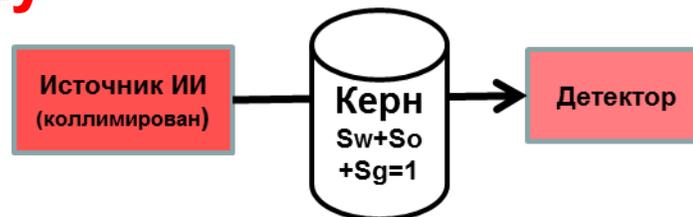
Выбор метода оценки газо-, водонасыщенности керна в ТБУ

Метод рентгеновского (X-ray)- или гамма- 2D сканирования



X-ray

Gamma-ray



$$J_{trans} = J_0 \exp\{-\mu_{rock} + (S_w \mu_w + S_o \mu_o + S_g \mu_g)\}$$

В РФ эксплуатируются стенды с 2D X-ray сканерами: CoreLab AXRP-300, Coretest XRPS-841, XR-Vinci, Геологика

| | |
|---|---|
| Для оценки Кн (Кк) в ОФП «нефть-газ», «нефть-вода», в нефть обязательны присадки (иодэтан / иоддекан / иодоктан); в воду от 120 г/л NaJ или KJ. Реагенты участвуют в ионообменных реакциях, могут изменить смачиваемость | - |
| Источник X-ray полихромный, не моноэнергетический , определение Кг, Кв на основе з.Бугера-Ламберта не вполне корректно; зависит от стабильности электропитания и охлаждения X-ray трубки (дрейф, утечки, пробой), преобразователей, усилителей. Погрешность метода, X-ray аппаратуры не оценивается производителями оборудования (на практике ΔКн превышает 50% (отн.)) | - |
| Без добавок в нефть или в воду «поглотителей энергии», метод количественно не работает | - |
| Нет стабильности опорных сигналов от времени, они «плывут» при длительных экспериментах с определением Кг, Кв; X-ray лампы имеют низкий ресурс эксплуатации (2-3 года) | - |

Стенды для определения ОФП с G-ray ²⁴¹Am эксплуатируются в ВР (UK с 1985г), в Weatherford (Норвегия с 2001г), в Total, и в ТНЦ (с 2014г)

| | |
|---|---|
| Метод с оценкой Кв / Кг при Кн с помощью РНИ опробован во ВНИИнефть (Забродин П.И., Чернышев Г.И, ... 1958-70г) | + |
| В нефть (ОФП «нефть-газ») не требуется вводить добавки для замедления энергии/поглощения γ-квантов | + |
| Источник Am-241, моноэнергетический, высокостабилен (период полураспада 460 лет) , прецизионного электропитания требует только детектор; компактный; не требуется свинцовая защита | + |
| Опорные сигналы стабильны, не зависимо от длительности эксперимента. Погрешность определения Кв, Кг ≈ 10% (отн.) | + |
| Для получения ОФП «нефть-вода» необходим раствор CsCl Cв ≥ 20 г/л | - |

Сканер с РНИ ²⁴¹Am максимально корректно определяет насыщенность водой и газом в ТБУ

Стенд НРНТ RPRig (Weatherford) с γ -ray сканированием Am^{241}

Технические характеристики



Характеристики стенда:

2 источника Am^{241} по 7,4ГБк (γ - кванты 60кэВ; $T=460$ лет), шаг сканирования – 1мм, экспозиция от 1 сек; источник и детектор конструктивно на подвижной каретки в едином блоке.

Давление горное – 100МПа; Давление поровое (пластовое) – 70МПа; Температура – до+150оС; Высота модели пласта до 60 см. Погрешность Gamma-сепаратора $\pm 0,03$ см³; ДМ Fuji Electric FCS-5, погрешность $\pm 0,04\%$; 6 двухцилиндровых насоса Quizix $Q=0,001\div 15,0$ см³/мин ($Q=0,0001\div 50,0$ см³/мин)

Организация потоков в прямом и реверсивном направлениях; на рециркуляции или с выводом продуктов на анализ; steady state / unsteady state; V «мертвый» = 10,9 см³.



Блок насосов для Г, Н, В



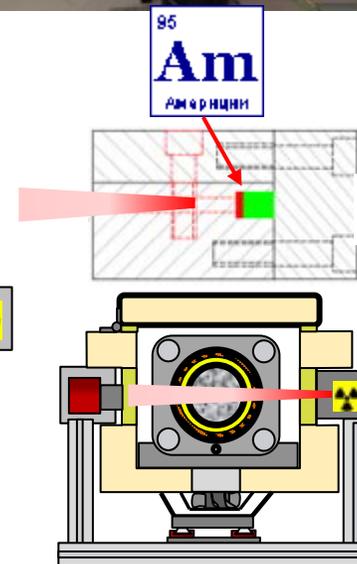
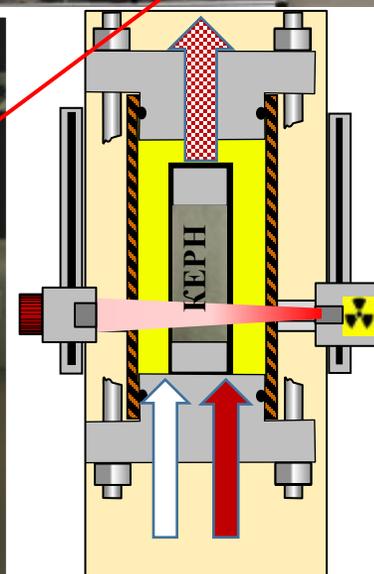
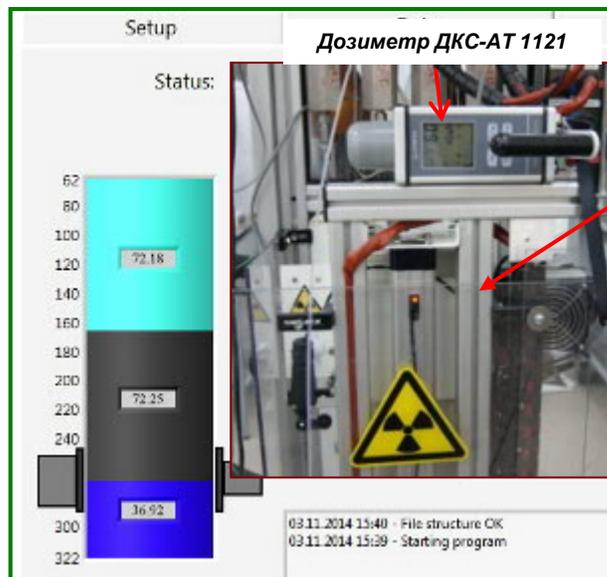
ДМ Fuji Electric FCS-5 (0,05-5bar; 0,3-30bar)



Датчики давления Keller Leo 3



Сигнализатор-анализатор ДАК-СН4-032



⁹⁵Am
Америций

Контейнер с Am-241

вид сверху

Решения по воспроизведению пластовой температуры компонентами стенда (термостаты: кернодержателей, монифольдов, γ -сепаратора, насосов)

Все элементы контура циркуляции флюидов активно термостатированы при температуре от +20 до +150°C.
Актуально для термических тестов ОФП



Термостаты кернодержателей

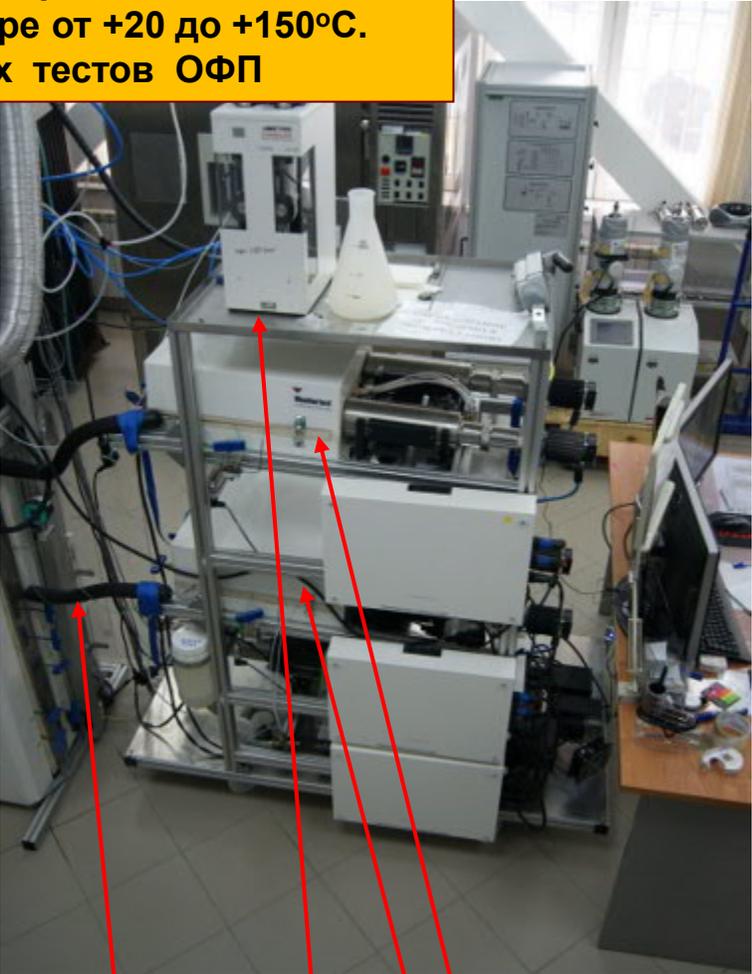
Термостат γ -сепаратора



К/д нижний

Термостат монифольда (нижнего к/д)

Панель управления блоком BPR



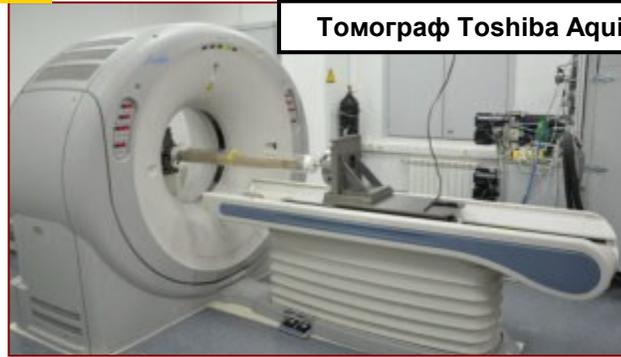
Терморукав

Технологический насос (для экстракции керна)

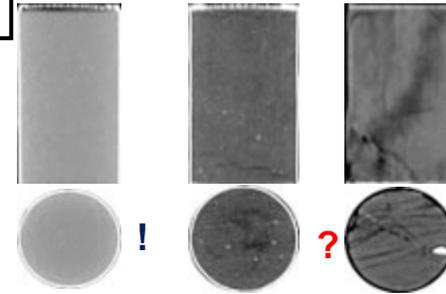
Термостаты насосов Quizix для газа (нефти) и нефти (воды)

Особенности методики получения ОФП

Разработка полноразмерного керна и образцов для проведения экспериментов



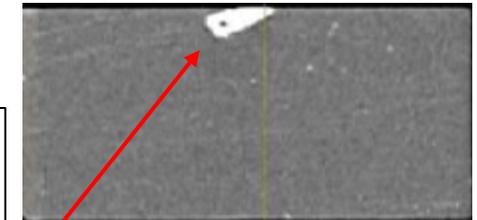
Томограф Toshiba Aquilion 16



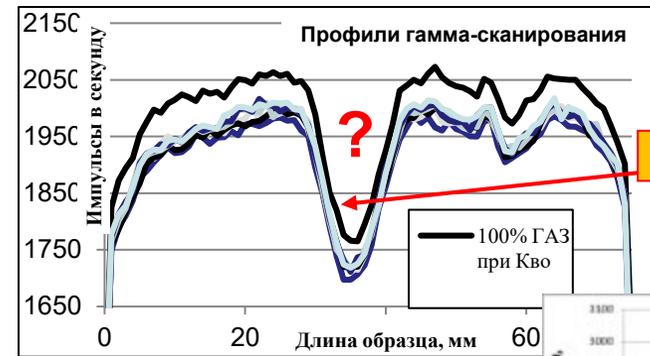
! – качественно изготовленный образец; ? – имеют дефекты



Песчаник мелко-ср.зернистый, с УРД

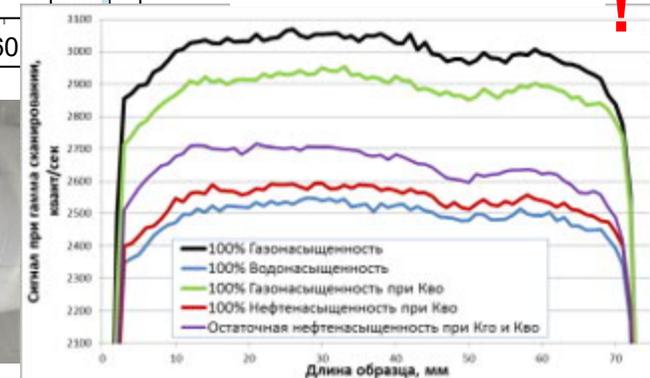


FeS₂ Рентгеновская томография



FeS₂ Рентгеновская томография

Профили гамма-сканирования



На основе анализа изображений РКТ, определяются: качество керна, места изготовления образцов и пригодность образцов для определения Кпр, ОФП

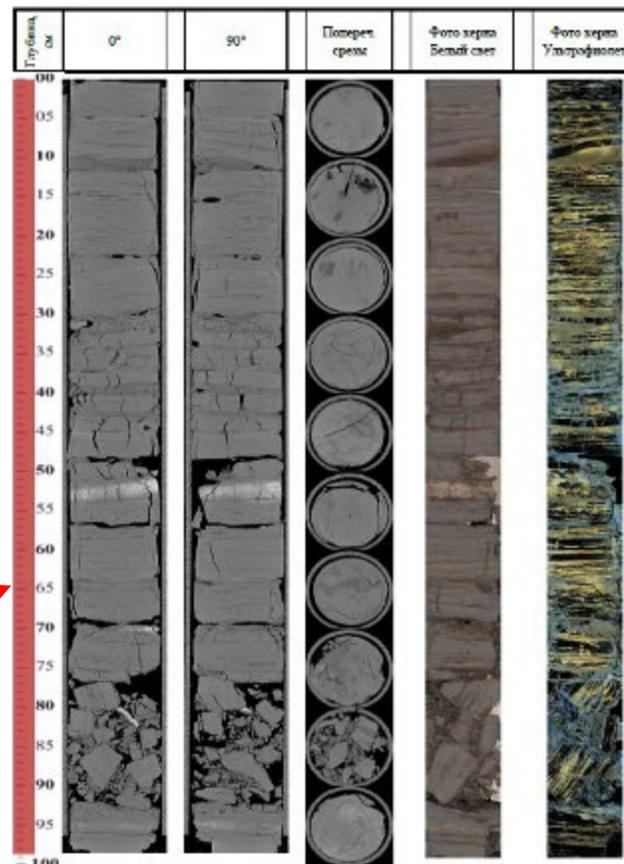
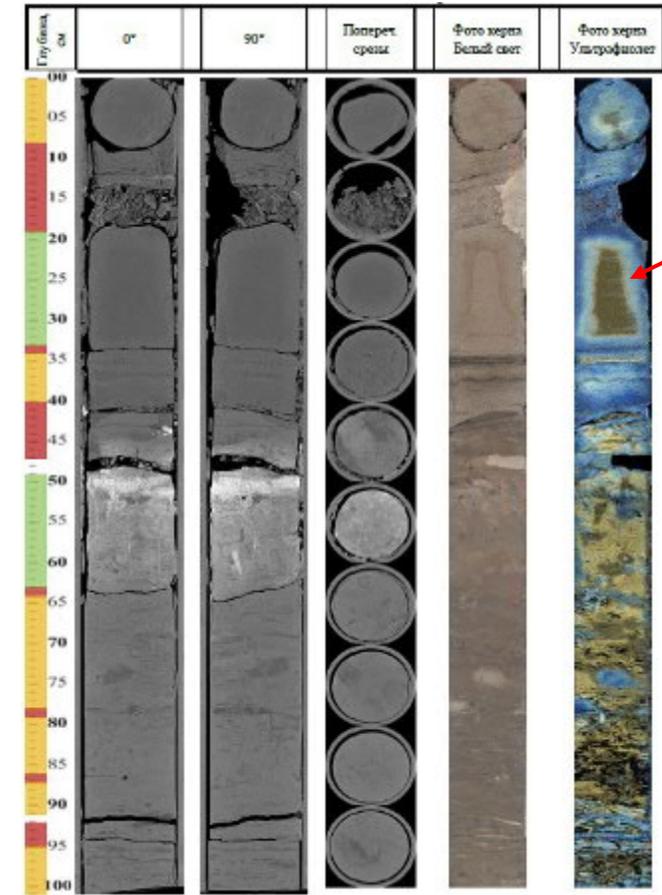


Рис. 27 Результаты томографии полноразмерного керна. Доводками №5_1193.02-1198.73 ж.О

По РКТ керн не пригоден для изготовления образцов

Особенности методики получения ОФП

Подготовка флюидов к эксперименту, определение характеристик флюидов



Методики основанные на требованиях ОСТ 39-235-89 **не раскрывают** условия проведения эксперимента «нефть-газ», выбор и подготовку флюидов

Методикой ТНЦ предусмотрено обязательное требование для постановки и проведения экспериментов - это наличие участка (аппаратуры, оборудования) по подготовке флюидов, определению их свойств в ТБУ.



PVT-система 3000-GL



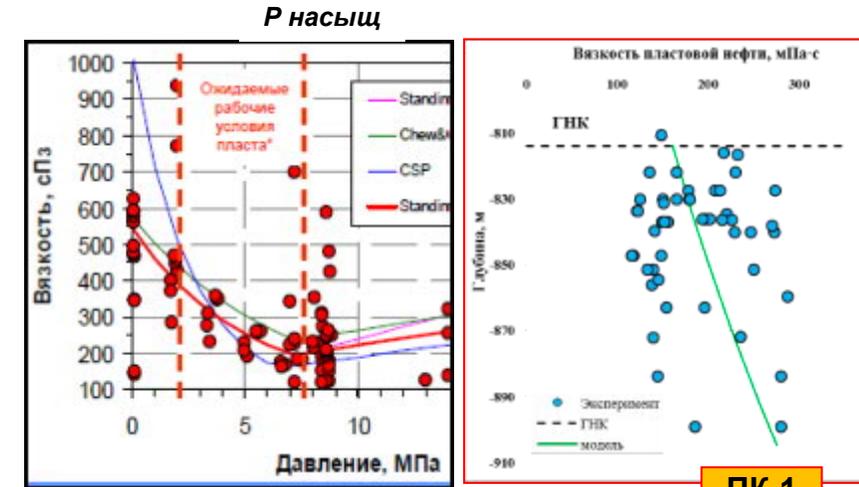
Электромагнитный вискозиметр EV 1000 (SPSI 440) (на фото термостат снят) $\mu=0,02-10000$ сПз ($\Delta \pm 1\%$); до $+190^\circ\text{C}$, 100МПа



Ячейка для рекомбинации нефти



Вязкость газа определяется по ГОСТ Р 8.770-2011 по результатам хроматографии



ПК-1

Порядок подготовки нефти к тесту ОФП «нефть-газ»:

Обезвоживание и рекомбинация нефти газом на PVT-ячейке установки **Chandler**

Определение вязкости в ТБУ электромагнитным вискозиметром **EV 1000**, плотности на **Anton Paar DMA**

Эксперименты ОФП «нефть-газ» на коллекторах ТРИЗ проводятся при давлении насыщения и пластовой температуре с рекомбинированной метаном пробой нефти. Для тестов ОФП «нефть-вода» готовится изовязкозная нефть с добавкой йоддекана от 10% и более, либо с добавкой в воду CsCl не менее 30 г/дм^3 .

Особенности методики получения ОФП

Обоснование высоты модели пласта



Положения ЛНД РН и ОСТ 39-235-89 с позиции выполнения критериев подобия:

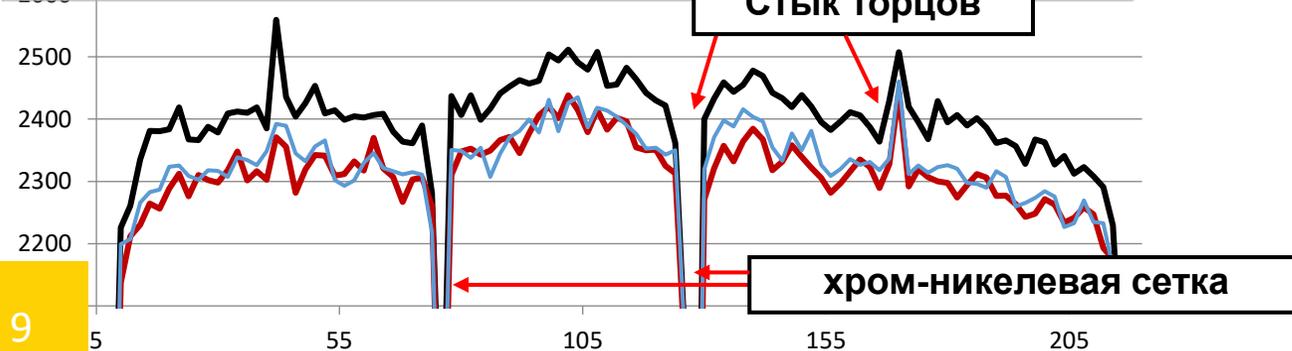
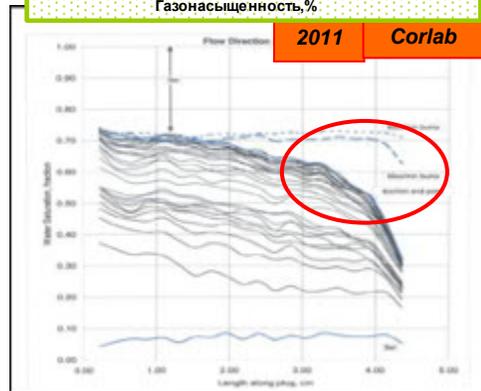
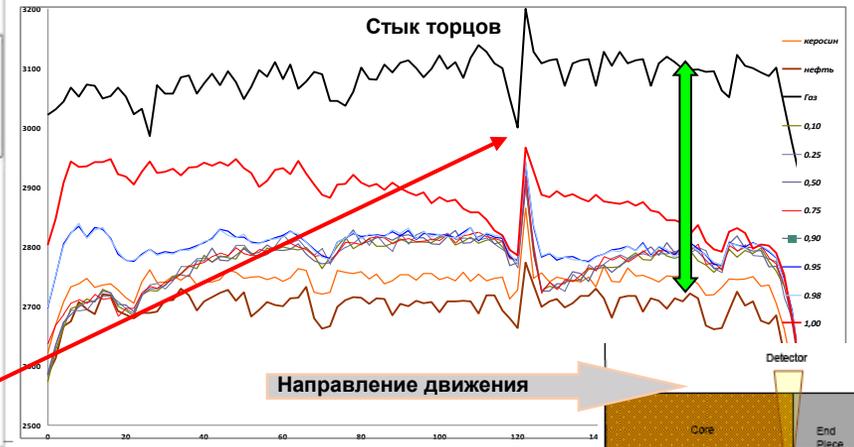
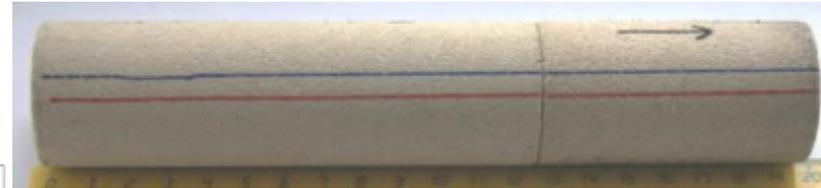
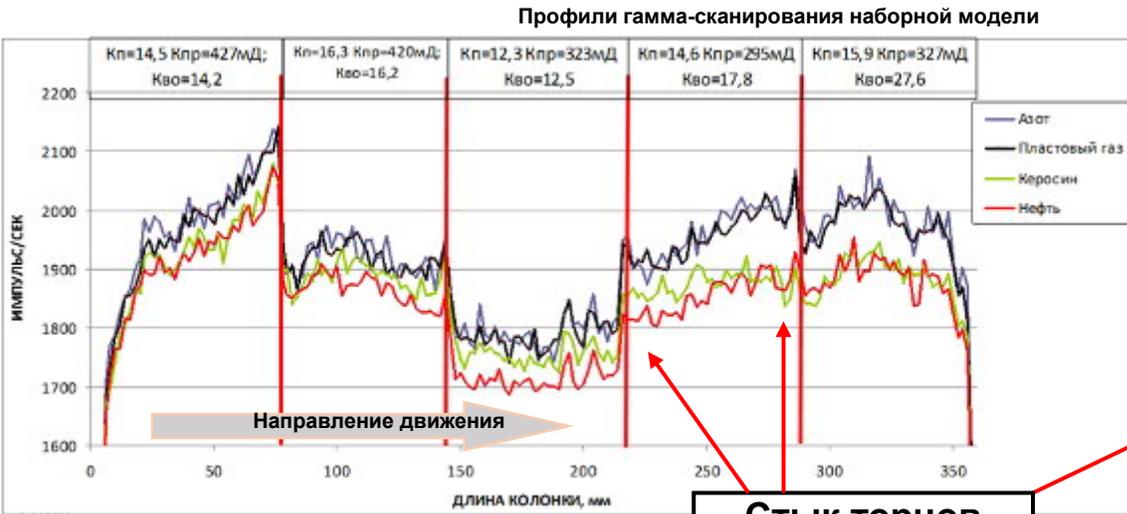
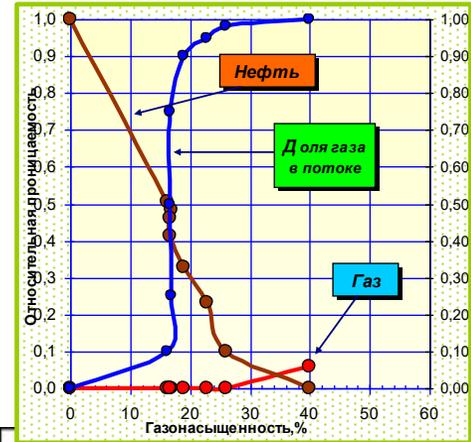
...минимальная длина составного образца должна быть в 5 раз больше его диаметра

... кернодержатель располагается вертикально

... измерения dP выполнять на центральной части модели

... линейная скорость фронта не более 2 м/сут

Песчаник кварцевый Berea, вязкость рекомбинированной нефти 115сПз, газ – азот;
 $K_p=25,6\%$; $K_{pr}=3,09D$; $K_{vo}=13,9\%$; $L=19,8\text{см}$
 $P_g=23\text{МПа}$; $P_{пл}=10\text{МПа}$; $T=+18^\circ\text{C}$; $Q_o+Q_g=6\text{см}^3/\text{час}$;
 $K_{но}=46,1\%$



Наборная модель пласта из отдельных образцов искажает показания $J_{γγ}$ (K_p , K_v) и ΔP за счёт влияния стыков

Эксперимент необходимо выполнять на одиночном образце керна диаметром 38 мм максимально возможной высоты

Для избавления от концевого эффекта на выходном торце устанавливать высокопористую кварцевую пластину

Расход флюидов подбирать таким образом, чтобы Grad перепада давления не превышал 5 атм/м

В экспериментах с у/в газом в ТБУ, во избежание диффузии газа через манжету, образец керна имеет многослойную обсадку

Первоначальная тефлоновая обмотка (ФУМ лента)

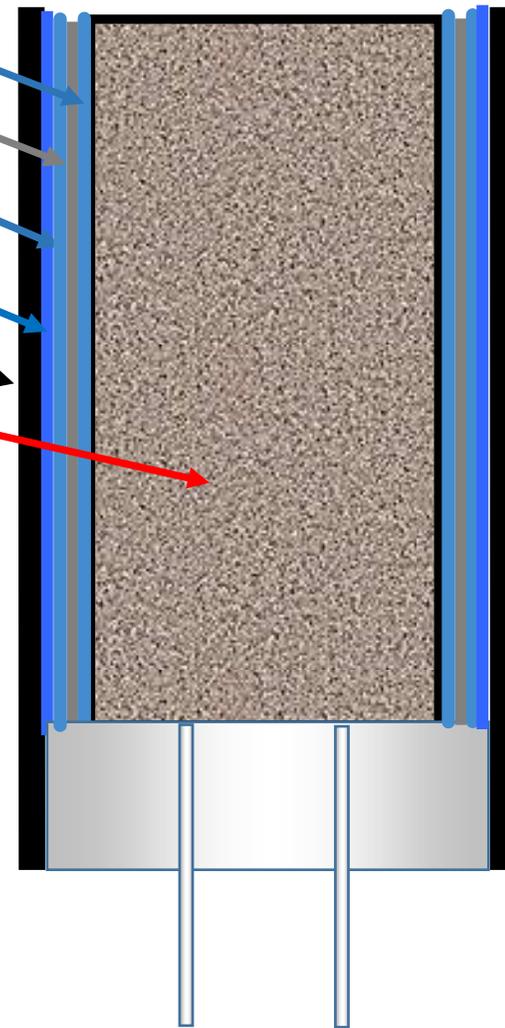
Отожжённая никелевая фольга

Внешняя тефлоновая обмотка (ФУМ лента)

Термоусаживающая трубка

Резиновая манжета (Viton)

Образец керна



Рентгенопрозрачный кернодержатель



Фотография подготовленного к тесту образца керна

SCA2011-01

SOME PRACTICAL LESSONS LEARNED DURING 30 YEARS IN THE SCAL LAB

E. M. (Ted) Braun, consultant

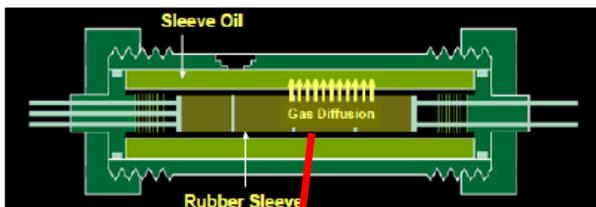
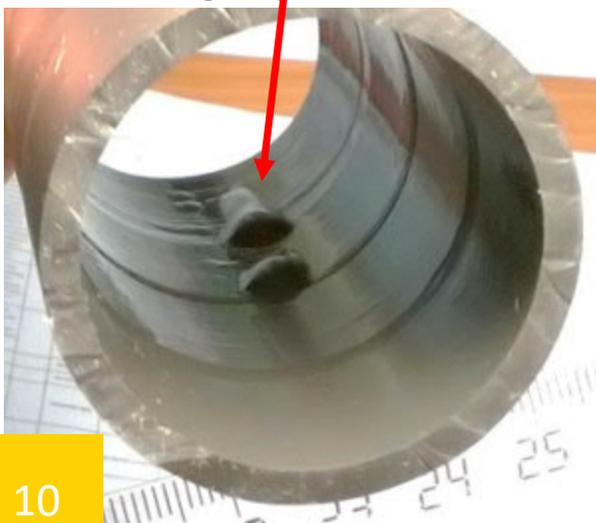


Figure 1. Schematic depiction of gas diffusion from live oil in pore space into sleeve oil used



Особенности методики подготовки слабоконсолидированного керна к опыту ОФП

Создание остаточной водонасыщенности и проведение эксперимента ОФП в кернодержателе фильтрационного стенда без перемещения образца керна

ПРОБЛЕМА

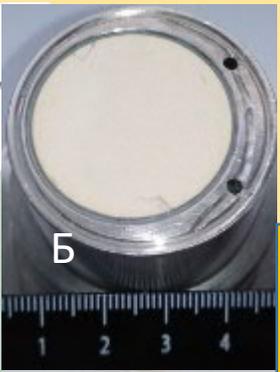
Методики ОФП предполагают использование метода полупроницаемой мембраны, т.е. разных установок (и демонтаж, перенос образцов керна). Это нарушает их повторное корректное позиционирование, вносит ошибку при определении насыщенности.

Слабосцементированный, рыхлый керн теряет часть зёрен скелета прилегающих к п/п мембране, выкрашивается, разрушается



РЕШЕНИЕ

Создано устройство для создания остаточной водонасыщенности керна без его перемещения в кернодержателе стенда

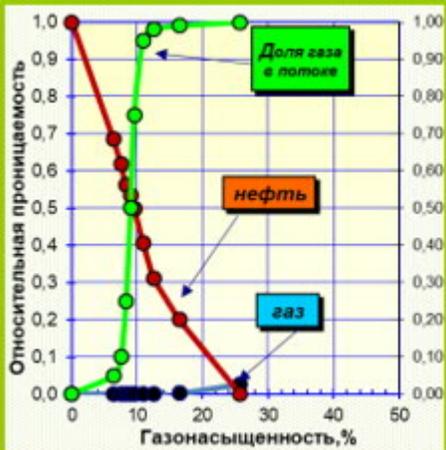
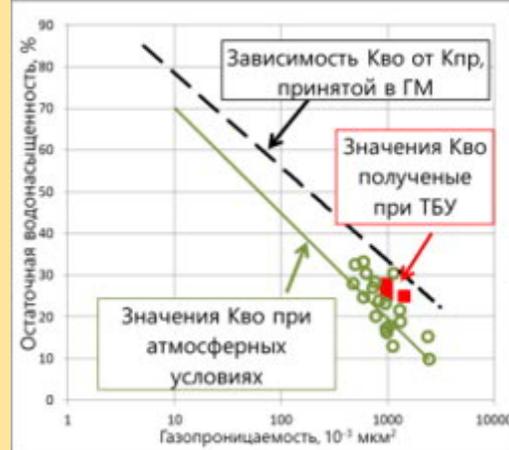


Конструкция плунжера к/д для создания Кво непосредственно на стенде:

- А) без полупроницаемой мембраны
- Б) с установленной мембраной

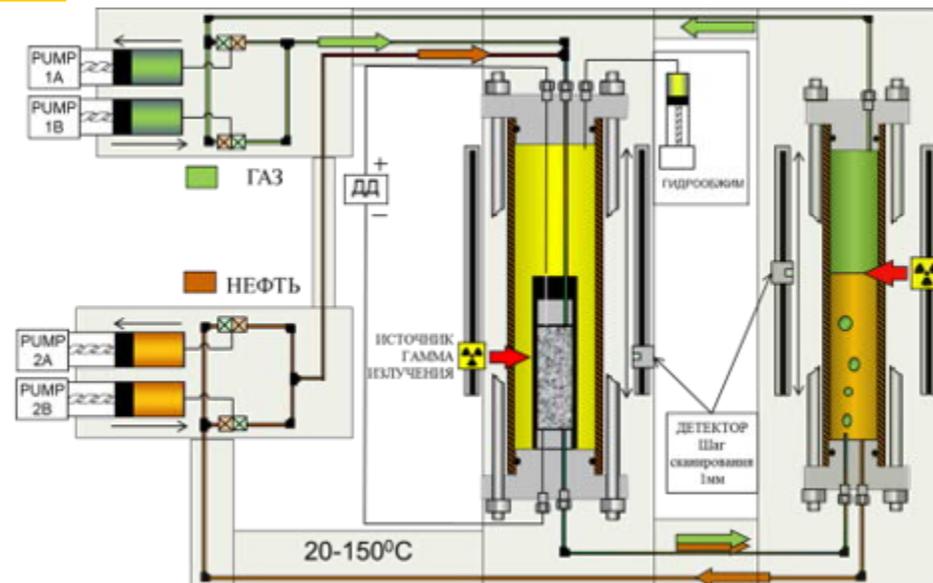
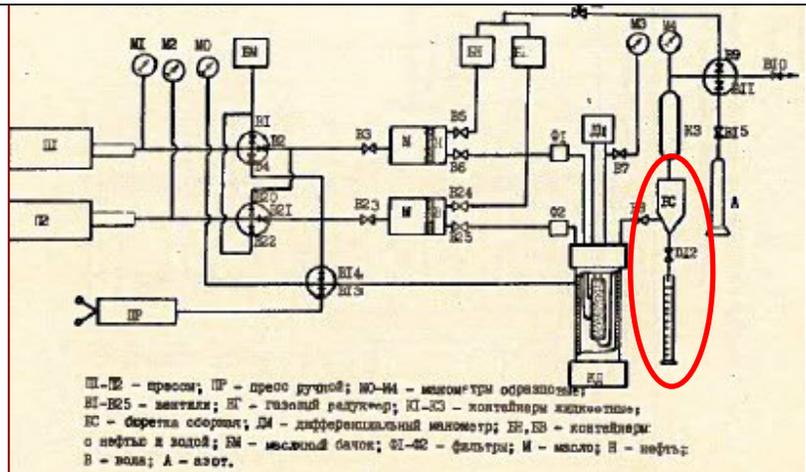
РЕЗУЛЬТАТ

Распределение остаточной воды по объему образца в ТБУ и значение Кво задаётся с учетом сжимаемости керна. Образец керна не перемещается из кернодержателя капилляриметра в кернодержатель фильтрационного стенда, его торец не разрушается.

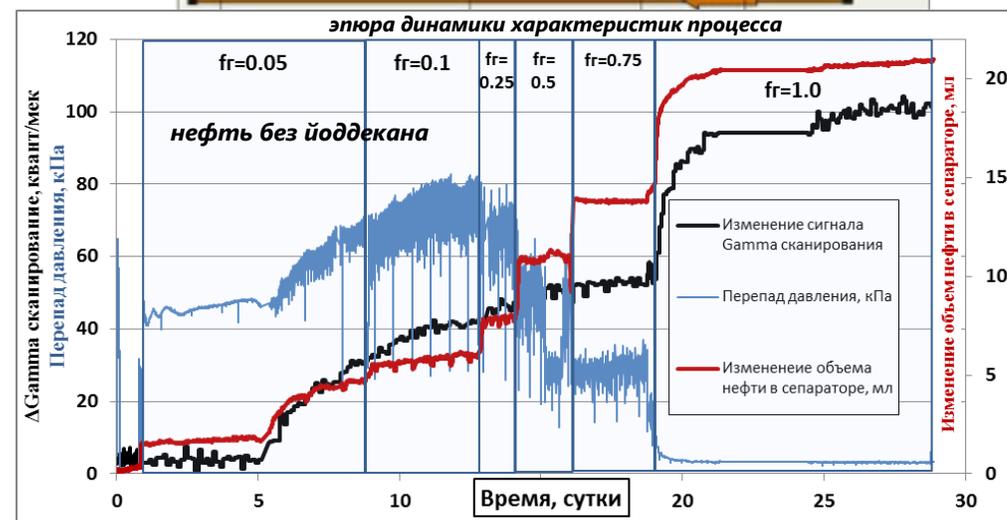


| | Метод определения Кво | | |
|------------|-----------------------|---------|----------|
| | Гамма | Весовой | Объемный |
| | Значение Кво, % | | |
| Образец №1 | 25,4 | 22,1 | 23,3 |
| Образец №2 | 27,9 | | 31,7 |
| Образец №3 | 21,4 | | 23,6 |

Методикой ОСТ-39-235-89 эксперимент проводится в режиме накопления или перевода флюидов «на атмосферу»



| Система | Пласт | T, °C / Pп, МПа | Kпр, мД | Kп, % | Vп, см ³ | Kпр, мД нефть | Kпр, мД газ | Время на опыт, сут. | V нефти, л |
|--------------|-------|-----------------|---------|-------|---------------------|---------------|-------------|---------------------|------------|
| Нефть-газ | ПК1 | 34/11 | 2950 | 37,1 | 31 | 1500 | 16 | 27 | 1,9 |
| Нефть-газ сх | ПК1 | 34/11 | 2840 | 37,8 | 28 | 2110 | 81 | 21 | 5,6 |
| Нефть-газ | ПК1 | 34/11 | 1111 | 37,8 | 30 | 536 | 13 | 19 | 1,1 |
| Нефть-газ | ПК5 | 22/8 | 973 | 33,2 | 26 | 949 | 25 | 20 | 1,1 |
| Нефть-газ | ПК5 | 22/8 | 1112 | 33,3 | 26 | 1080 | 16 | 51 | 1,3 |
| Нефть-газ | ПК5 | 22/8 | 969 | 31,9 | 26 | 358 | 5 | 32 | 2 |
| Нефть-газ | ПК5 | 22/8 | 1423 | 34,1 | 26 | 1230 | 10 | 26 | 1,9 |



Эксперименты ОФП проводятся на режимах рециркуляции флюидов по замкнутому термостатированному контуру, т.е. без выхода флюидов из системы. Преимущества: 1. исключается пульсация dP из-за BPR; 2. использование минимального расхода флюидов; 3. нет ограничений по объему прокачиваемого флюида

Сравнение результатов ОФП «нефть-вода» steady-state

Определение Sw выполнено методами материального баланса и G-Ray Am-241



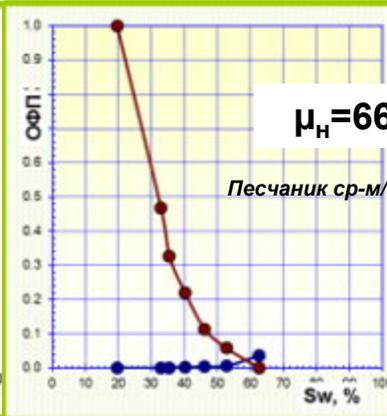
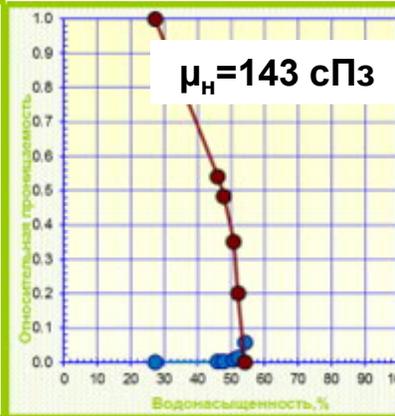
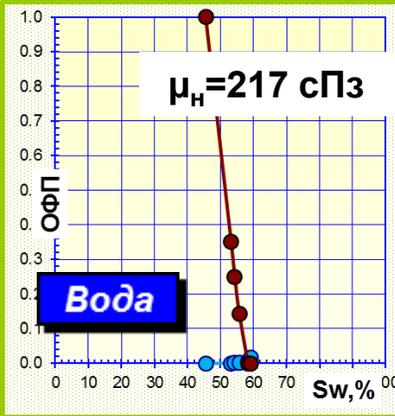
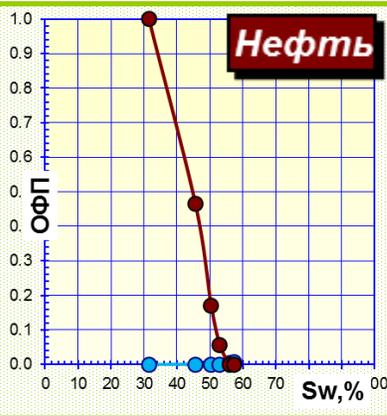
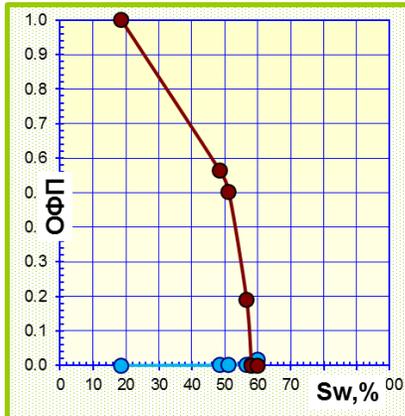
Русское ПК (ТНЦ-09)

Песчаник м/з, алевроитовый, глинистый

Русское ПК (ТНЦ-14)

Северо-Комсомольское ПК1 (ТНЦ-15)

Материальный баланс



| Кп, % | Кпр, мД | Кво, % |
|-------|---------|--------|
| 35,0 | 1468 | 18,6 |

| Кп, % | Кпр, мД | Кво, % |
|-------|---------|--------|
| 28,3 | 653 | 31,5 |

| Кп, % | Кпр, мД | Кво, % |
|-------|---------|--------|
| 31,9 | 375 | 45,5 |

| Кп, % | Кпр, мД | Кво, % |
|-------|---------|--------|
| 34,6 | 743 | 27,2 |

| Кп, % | Кпр, мД | Кво, % |
|-------|---------|--------|
| 38,7 | 1183 | 19,6 |

| Кп, % | Кпр, мД | Кво, % |
|-------|---------|--------|
| 34,8 | 258 | 29,8 |

Русское ПК (ТНЦ-14)

Северо-Комсомольское ПК1 (ТНЦ-20)

Метод G-ray Ам-241 сканирования



| Кп, % | Кпр, мД | Кво, % |
|-------|---------|--------|
| 32,3 | 397 | 26,3 |

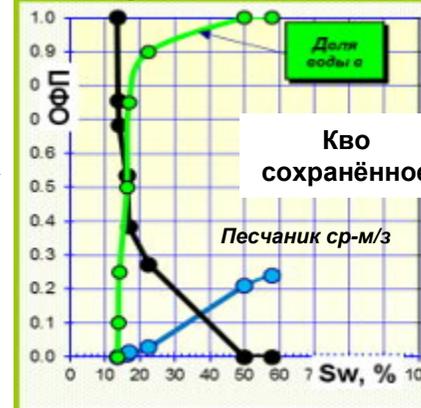
В нефть добавлен йоддекан (14%)

Св=20 г/дм³ (NaCl)

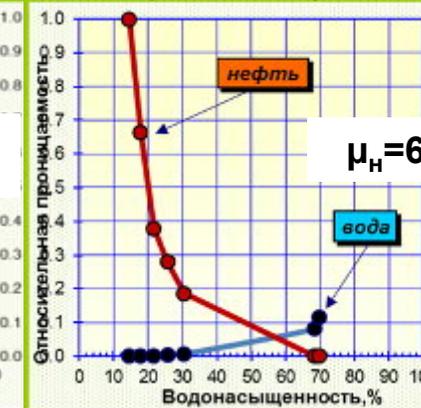


Вода – водный раствор CsCl Св=30 г/дм³

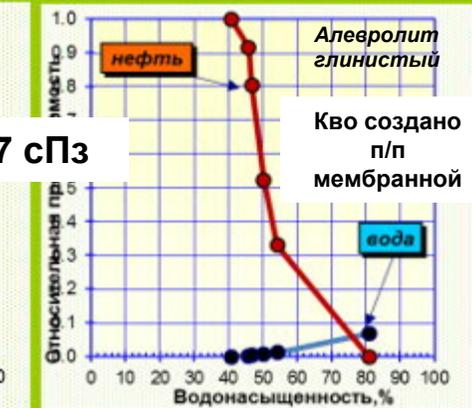
Нефть без присадок



| Кп, % | Кпр, мД | Кво, % |
|-------|---------|--------|
| 36,9 | 2327 | 13,5 |



| Кп, % | Кпр, мД | Кво, % |
|-------|---------|--------|
| 37,8 | 1195 | 14,5 |



| Кп, % | Кпр, мД | Кво, % |
|-------|---------|--------|
| 35,8 | 325 | 40,8 |

Методом G-ray прогнозируется более раннее появление воды в добыче, поведение коллектора – более гидрофобное

Сравнение результатов ОФП «нефть-газ» steady-state

Определение Sg выполнено методами материального баланса и G-Ray Am-241



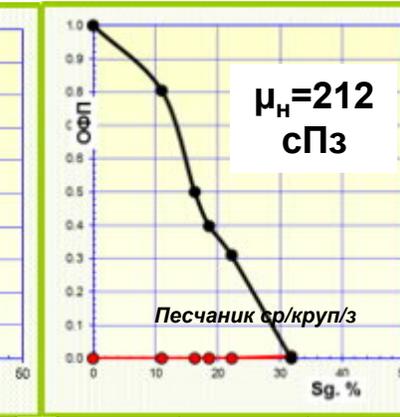
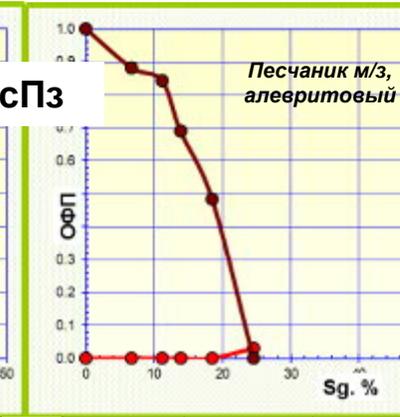
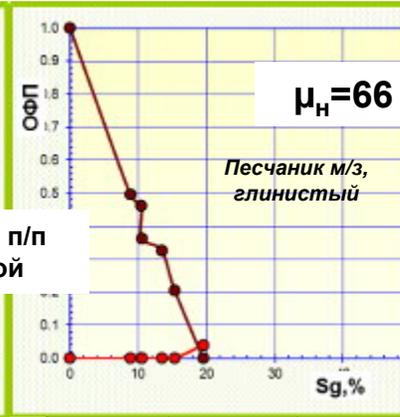
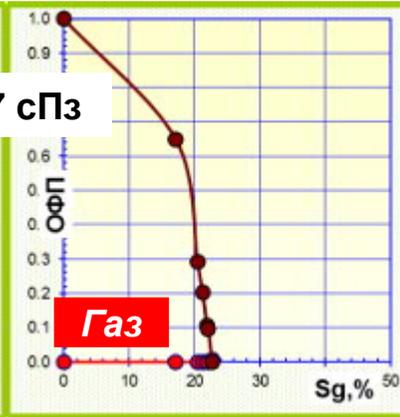
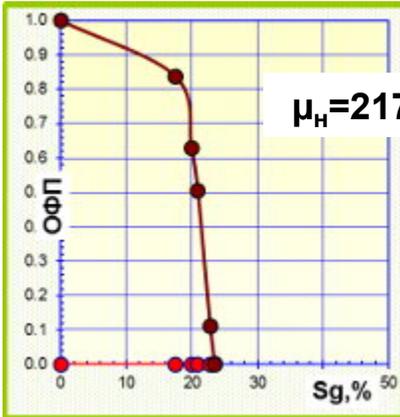
Русское ПК (ТННЦ-09)

Песчаник м/з, алевроитовый, глинистый

Северо-Комсомольское ПК1 (ТННЦ-15)

Тагул Дл (ТННЦ-16)

Материальный баланс



| Кп, % | Кпр, мД | Кво, % |
|-------|---------|--------|
| 33.4 | 1491 | 19.7 |

| Кп, % | Кпр, мД | Кво, % |
|-------|---------|--------|
| 34.3 | 587 | 34.2 |

| Кп, % | Кпр, мД | Кво, % |
|-------|---------|--------|
| 29.4 | 335 | 56.8 |

| Кп, % | Кпр, мД | Кво, % |
|-------|---------|--------|
| 33,5 | 250 | 31,3 |

| Кп, % | Кпр, мД | Кво, % |
|-------|---------|--------|
| 38,4 | 1370 | 20,8 |

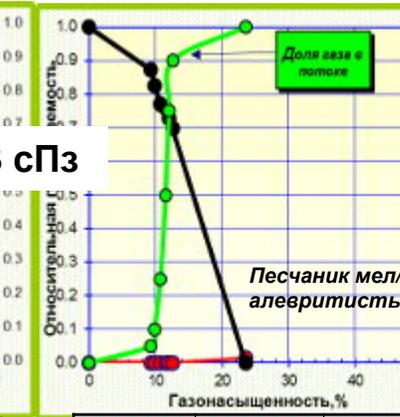
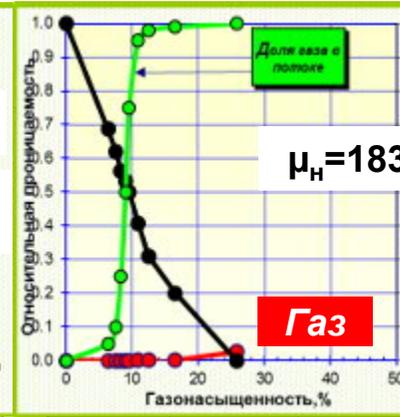
| Кп, % | Кпр, мД | Кво, % |
|-------|---------|--------|
| 34,7 | 4211 | 16,6 |

Русское ПК (ТННЦ-14)

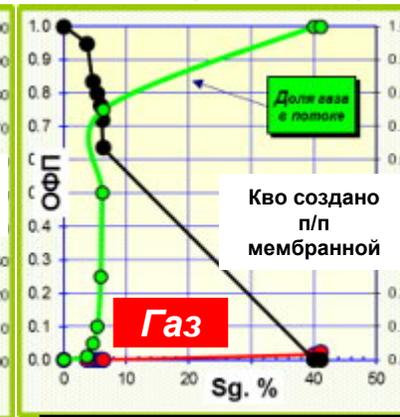
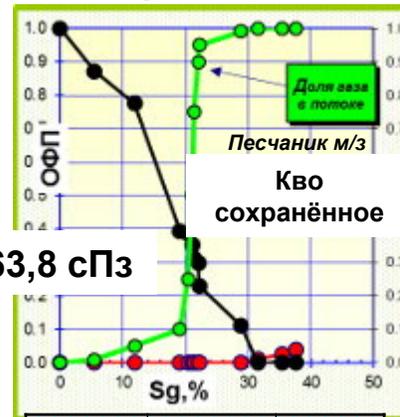
Русское ПК (ТННЦ-20)

Северо-Комсомольское ПК1 (ТННЦ-20)

Метод G-ray сканирования Am-241



Рекомбинация нефти CH₄ без добавления йоддекана



| Кп, % | Кпр, мД | Кво, % |
|-------|---------|--------|
| 30,2 | 409 | 21,5 |

| Кп, % | Кпр, мД | Кво, % |
|-------|---------|--------|
| 32,2 | 973 | 16,4 |

| Кп, % | Кпр, мД | Кво, % |
|-------|---------|--------|
| 32,3 | 1112 | 13,1 |

| Кп, % | Кпр, мД | Кво, % |
|-------|---------|--------|
| 37,8 | 2840 | 12,1 |

| Кп, % | Кпр, мД | Кво, % |
|-------|---------|--------|
| 36,5 | 1111 | 20,1 |

Методом G-ray прогнозируется более раннее появление газа в добыче, при Sg = 22÷40% - нефть в коллекторе неподвижна

- В ТННЦ для определения ОФП на слабосцементированном керне месторождений ТРИЗ высоковязких нефтей используется лабораторный стенд по изучению процессов фильтрации с 2D гамма-сканированием радионуклидом америция ^{241}Am
- Создана новая методика определения ОФП «нефть-газ» и ОФП «нефть-вода» в ТБУ, в которой использованы современные аппаратурно-методические решения по подготовке керна и флюидов к исследованиям, созданию остаточной водонасыщенности, восстановлению смачиваемости, проведению эксперимента
- Метод гамма-сканирования при определении насыщенности модельного пласта, показал высокую эффективность на коллекторах ТРИЗ
- Выполнены эксперименты ОФП по новой методике, в том числе на керне отобранному по изолированной технологии, проведено сопоставление с ранее полученными результатами. Выявлено: по новым данным, вода и газ появляются в продукции раньше, чем прогнозировалось по результатам ОФП на основе материального баланса.
- По изученным образцам слабосцементированного керна ТРИЗ, коэффициент предельной газонасыщенности, когда нефть прекращает движение, изменяется от 14,3 до 41,6% (среднее значение равно 28,7%).
- Внедренный в практику ТННЦ метод оценки насыщенности модели пласта с применением гамма-просвечивания америцием-241 рекомендуется для всех лабораторных центров России.



РОСНЕФТЬ

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!



РОСНЕФТЬ

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

По всем возникающим вопросам просьба общаться
Загоровский Алексей Анатольевич

по адресу электронной почты: AAZagorovskiy@tnnc.rosneft.ru

или телефону: 8 (3452) 52-90-90 доб. 6549