

Distinguished Lecturer Program

Primary funding is provided by
**The SPE Foundation through member donations
and a contribution from Offshore Europe**

*При финансовой поддержке
Добровольного фонда членов SPE и при участии «Офшор Юроп»*

The Society is grateful to those companies that allow their professionals
to serve as lecturers
Additional support provided by AIME

*SPE выражает благодарность компаниям, разрешающим своим сотрудникам
лекционную деятельность
Дополнительная помощь предоставлена AIME*



Society of Petroleum Engineers
Общество инженеров-нефтяников
Distinguished Lecturer Program
Лекционная программа с участием заслуженных лекторов
www.spe.org/dl





**“Smart Water” Flooding in Carbonates and Sandstones:
A New Chemical Understanding of the EOR potential**

**Заводнение песчаников и карбонатов с применением воды
модифицированного ионного состава («Smart Water»):
Новое понимание влияния химических процессов на повышение
нефтеотдачи пластов**

Tor Austad

(tor.austad@uis.no)

University of Stavanger, Norway

Тор Аустадт,

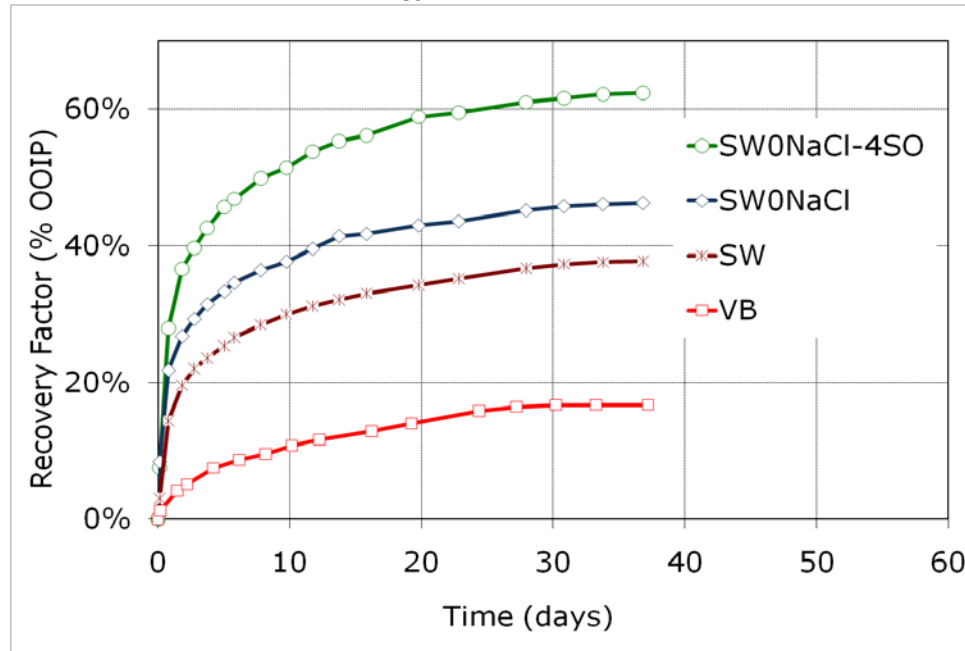
университет г. Ставангер (Норвегия)

Example: “Smart Water” in Chalk

Пример применения «умной воды» в породах мелового состава

Spontaneous imbibition: $T_{res}=90\text{ }^{\circ}\text{C}$; Crude oil AN=0.5; $S_{wi}=10\%$; Chalk: 1-2 mD

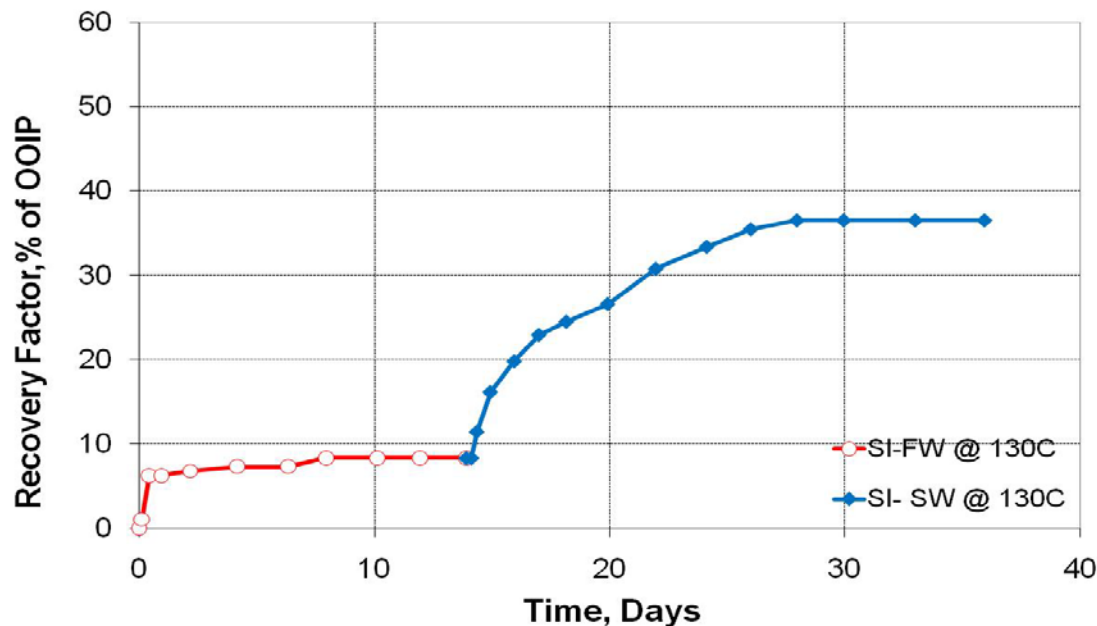
Самопроизвольное пропитывание: $T_{res}=90^{\circ}\text{C}$; Нефть AN = 0.5; $S_{wi}=10\%$; мел 1-2 мД



- Formation water: VB - *пластовая вода*
- Seawater: SW - *морская вода*
- Seawater depleted in NaCl – *морская вода с пониженным сод. NaCl*
- Seawater depleted in NaCl and spiked with 4x sulfate - *морская вода с пониженным сод. NaCl, обогащенная 4-валентным сульфат-ионом*

Example: "Smart Water" in Limestone

Пример нагнетания «умной воды» в известняки



Spontaneous imbibition at 130°C of FW and SW into Res# 4-12 using crude oil with AN = 0.50 mgKOH/g. Low perm. 0.1-1 mD.

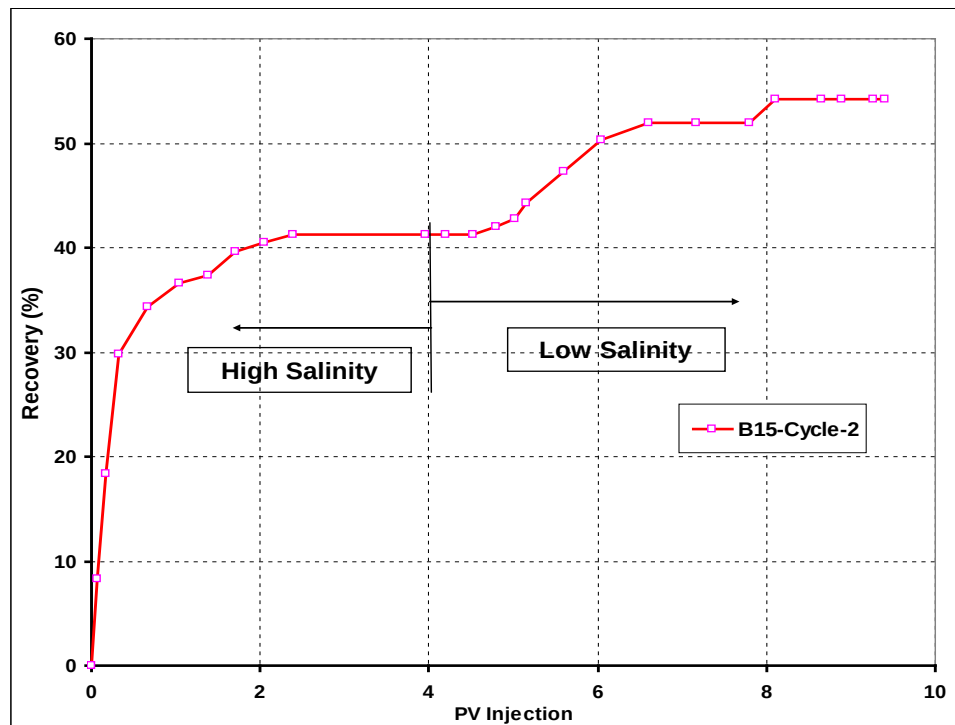
Самопроизвольное пропитывание при 130°C пластовой и морской водой при Res. № 4-12 и при нефти с AN = 0.50 мгKOH/г. Низкая проницаемость 0,1–1 мД.

Example: “Smart Water” in Sandstone

Пример нагнетания «умной воды» в песчаники

Low Salinity EOR effect under forced displacement

Повышение нефтеотдачи при вытеснении нефти водой с низкой минерализацией



HS 100 000 ppm (мг/л)

Выс. минерал. 100 000 мг/л

LS 750 ppm (мг/л)

Низк. минерал. 750 мг/л

What is “Smart Water”?

Что такое «умная вода»?

- “Smart water” can improve wetting properties of oil reservoirs and optimize fluid flow/oil recovery in porous medium during production.
- *«Умная вода» увеличивает гидрофильность нефтяного коллектора и положительно влияет на фильтрацию в пористой среде, чем повышает нефтеотдачу в процессе добычи*
- “Smart water” can be made by modifying the ion composition.
- *«Умная вода» получается путем модификации ионного состава воды*
 - No expensive chemicals are added
 - Не требуется дорогостоящих химреагентов
 - Environmental friendly.
 - Экологически безопасно
- Wetting condition dictates:
- Гидрофильность определяет:
 - Capillary pressure curve; $P_c = f(S_w)$
 - Кривые капиллярного давления $P_c = f(S_w)$
 - Relative permeability; k_{ro} and $k_{rw} = f(S_w)$
 - Относительную проницаемости $K_{pr_{ro}}$ и $K_{pr_{rw}} = f(S_w)$

Water flooding

Заводнение пластов

- Water flooding of oil reservoirs has been performed for a century with the purpose of:
- *Заводнение нефтяных пластов применяется уже на протяжении 100 лет со следующими целями:*
 - Pressure support
 - ппд
 - Oil displacement
 - Вытеснения нефти из пласта
- Question:
- *Вопрос*
 - Do we know the secret of water flooding of oil reservoirs?
 - Известен ли нам секрет заводнения нефтяных пластов?
 - If **YES**, then we must be able to explain why a “Smart Water” sometimes increases oil recovery and sometimes not.
 - Если «да», то мы должны назвать причину, почему вода с модифицированным ионным составом иногда поднимает нефтеотдачу, а иногда – нет.
- If we know the chemical mechanism, then the injected water can be optimized for oil recovery
- Если нам известен химический механизм, то можно оптимизировать состав нагнетаемой воды для повышения нефтеотдачи
- Injection of the “Smartest” water should be done from day 1.
- Нагнетание «умной воды» оптимизированного ионного состава должно вестись с первого дня разработки.

Outline

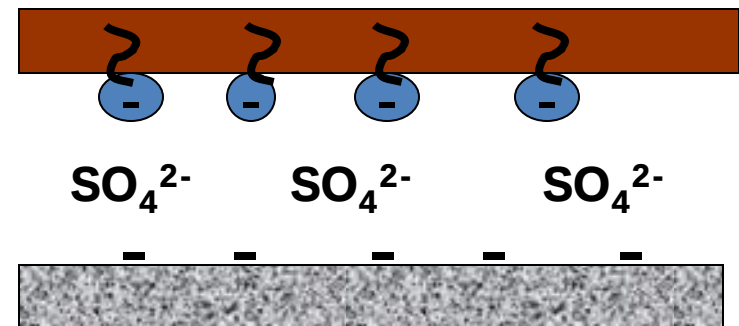
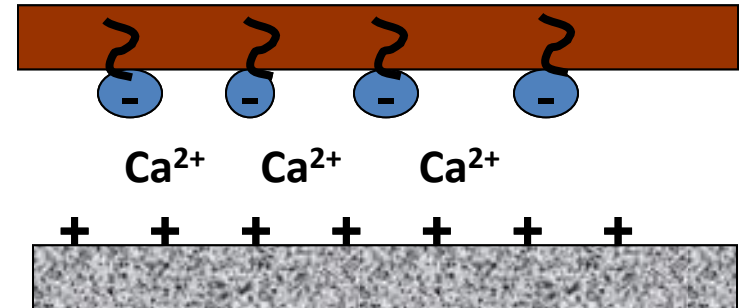
План

- Discuss the conditions for observing EOR effects of Smart Water in
- Обсудить условия повышения нефтеотдачи при применении «умной воды»
 - Carbonates /в карбонатах
 - Sandstones / в песчаниках
- A very simplified chemical explanation
- Дать сильно упрощенное химическое объяснение

Wetting properties in carbonates

Гидрофильность карбонатов

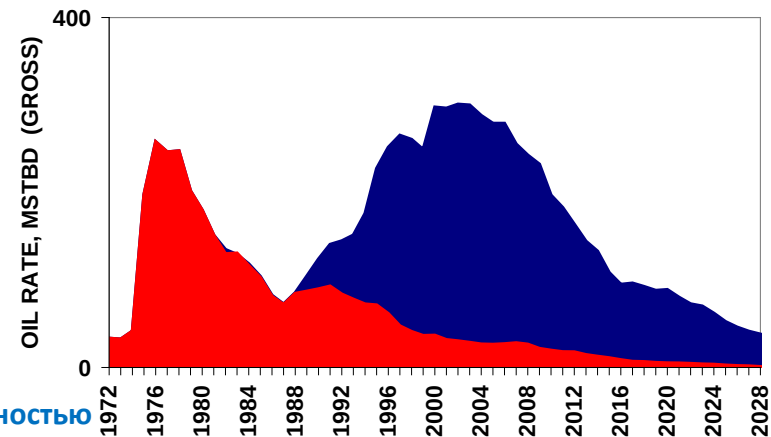
- Carboxylic acids, R-COOH
- Карбоксильные кислоты R-COOH
 - AN (mgKOH/g) (мгKOH/г)
- Bases (minor importance)
- Основания (их значение второстепенно)
 - BN (mgKOH/g) (мгKOH/г)
- Charge on interfaces
- Заряды на поверхности раздела
 - Oil-Water / нефть-вода
 - R-COO⁻
 - Water-Rock / вода-порода
 - Potential determining ions / потенциал определяется ионами
 - Ca²⁺, Mg²⁺,
 - (SO₄²⁻, CO₃²⁻, pH)



Ekofisk

Месторождение Экофиск

- Why is injection of seawater has such a tremendous success in the Ekofisk field?
- Почему закачка морской воды дает такой огромный положительный эффект на месторождении Экофиск?
 - Highly fractured
 - Пласты имеют высокую трещиноватость
 - High temperature, 130°C
 - Высокая температура 130°C
 - Low matrix permeability, 1-2 mD
 - Низкая проницаемость матрицы породы, 1–2 мД
- Wettability
- Смачиваемость
 - Tor formation: Preferential water-wet
 - Формация Тор - преимущественно гидрофильная
 - Lower Ekofisk: Low water-wetness
 - Формация Нижний Экофиск - с низкой гидрофильностью
 - Upper Ekofisk: Neutral to oil-wet
 - Формация Верхний Экофиск - нейтральная до гидрофобной
- Estimated recoveries
- Расчетная нефтеотдача
 - 1976: 18 %
 - 2001: Goal / цель 46 %
 - NPD; 2002: 50 %
 - 2007: Goal /цель 55 %



Brine composition

Сравнение ионного состава пластовой и морской воды

Comp./ионы	Ekofisk/м-ние Экофиск (mole/l - моль/л)	Seawater/морская вода (mole/l - моль/л)
Na ⁺	0.685	0.450
K ⁺	0	0.010
Mg ²⁺	0.025	0.045
Ca ²⁺	0.231	0.013
Cl ⁻	1.197	0.528
HCO ₃ ⁻	0	0.002
SO ₄ ²⁻	0	0.024

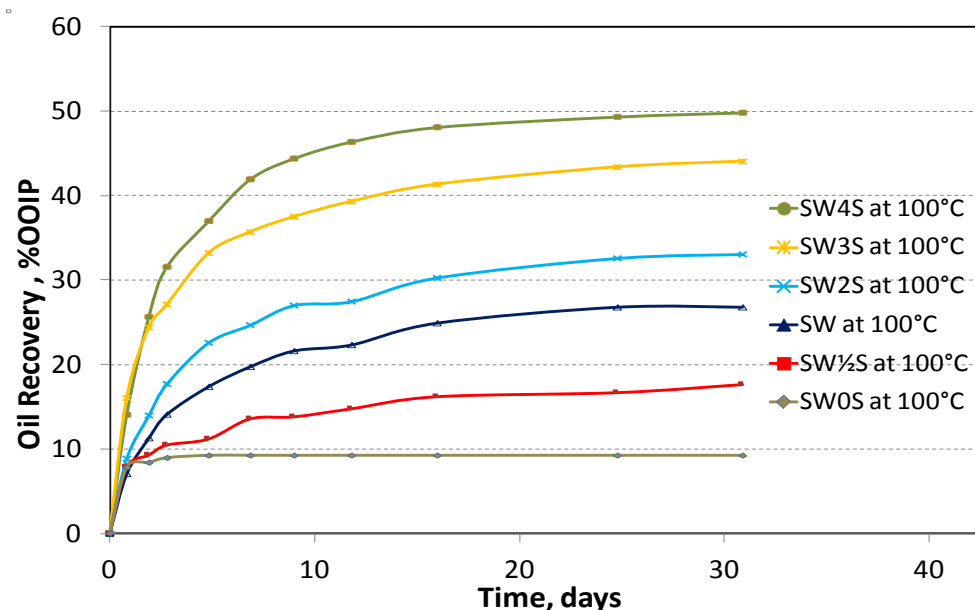
Seawater/морская вода: [SO₄²⁻]~2 [Ca²⁺] and/и [Mg²⁺]~ 2 [SO₄²⁻]

[Mg²⁺]~4 [Ca²⁺]

Effect of Sulfate in SW

Роль присутствия сульфат-иона в морской воде

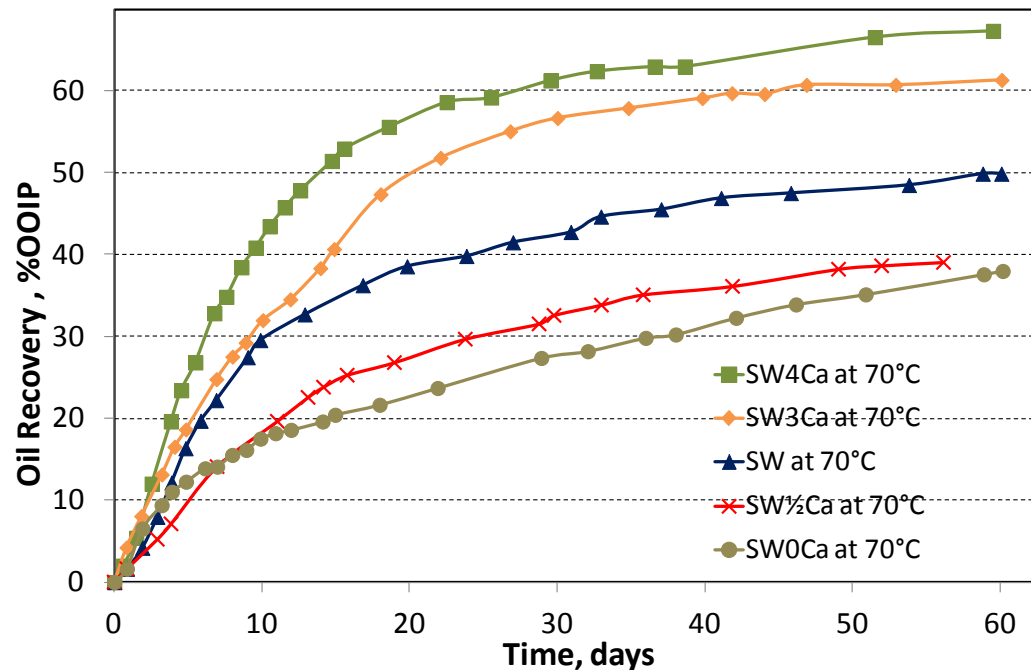
- Crude oil: AN=2.0 mgKOH/g
- Нефть AN = 2.0 мгKOH/г
- Initial brine: EF-water
- Первоначальный состав пластовой воды
- Imbibing fluid: Modified SSW
- Пропитывающий флюид – модифицированная морская вода
- Spontaneous imbibition at 100°C
- Самопроизвольное пропитывание при 100°C



Is Ca^{2+} active in the wettability alteration?

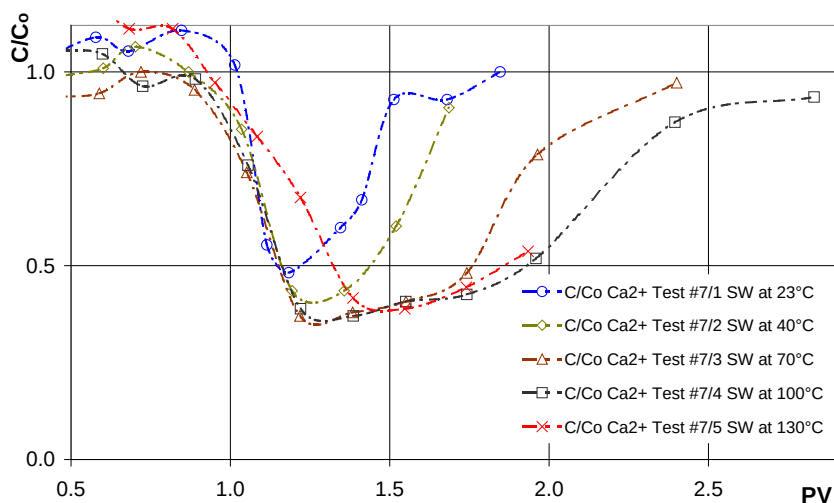
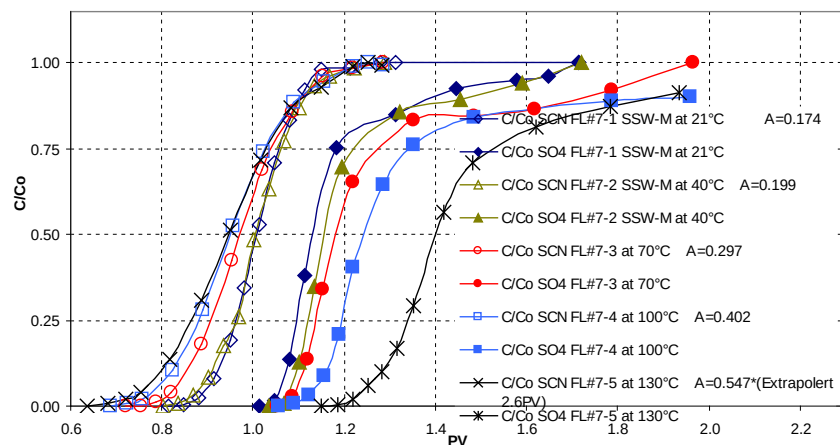
Роль иона Ca^{2+} в изменении смачиваемости

- Crude oil AN = 0.55 mgKOH/g
- Нефть AN = 0.55 мгKOH/г
- $S_{wi} = 0$; Imbibing fluid: Modified SSW
- $S_{wi} = 0$; пропитывающий флюид - модифицированная морская вода
- Spontaneous imbibition at 70°C
- Самопроизвольное пропитывание при 70°C



Co-Adsorption of SO_4^{2-} and Ca^{2+} vs. Temperature

Зависимость совместной адсорбции SO_4^{2-} and Ca^{2+} от температуры



Method:

Метод

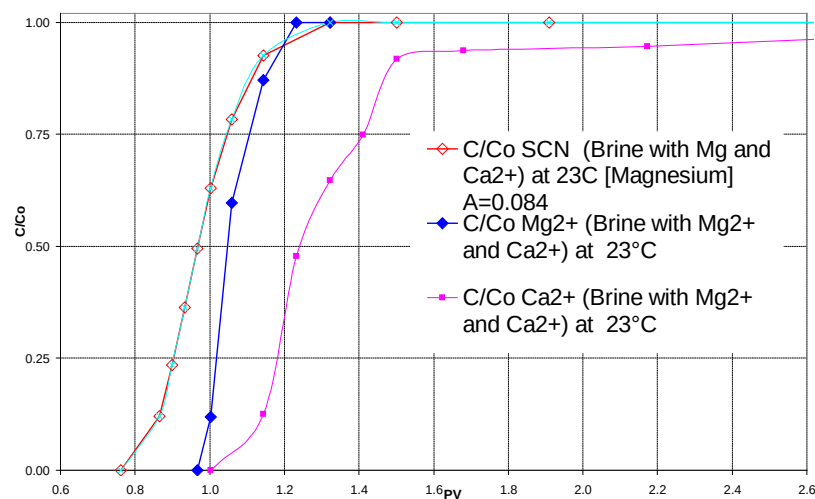
1. Core saturated with SW without SO_4^{2-}
Керн, насыщенный морской водой без SO_4^{2-}
2. Core flooded with SW spiked with SCN^- (Chromatographic separation of SCN^- and SO_4^{2-})
*Керн, насыщенный морской водой с SCN^-
(хроматографическое разделение SCN^- и SO_4^{2-})*

Affinities of Ca^{2+} and Mg^{2+} towards the chalk surface

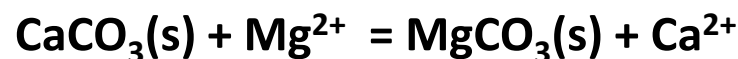
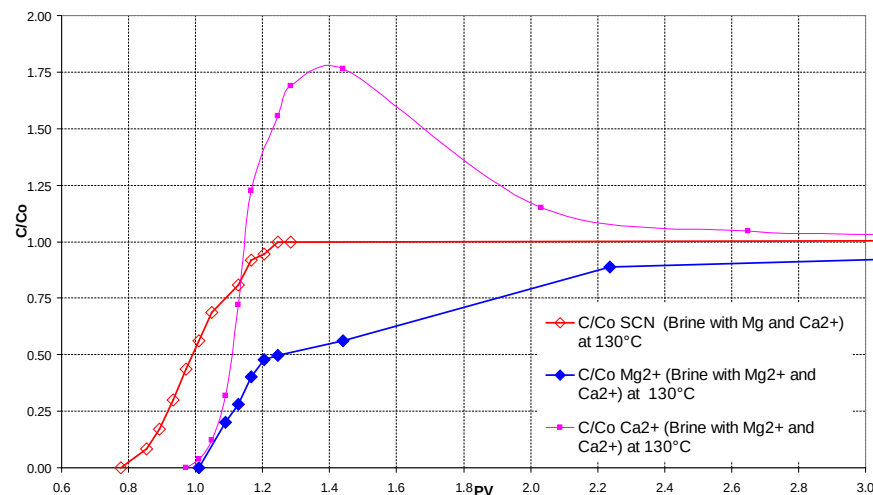
Сродство ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} к поверхности мела

Раствор NaCl; $[\text{SCN}^-] = [\text{Ca}^{2+}] = [\text{Mg}^{2+}] = 0.013 \text{ mole/l}$ (моль/л)

T = 23°C

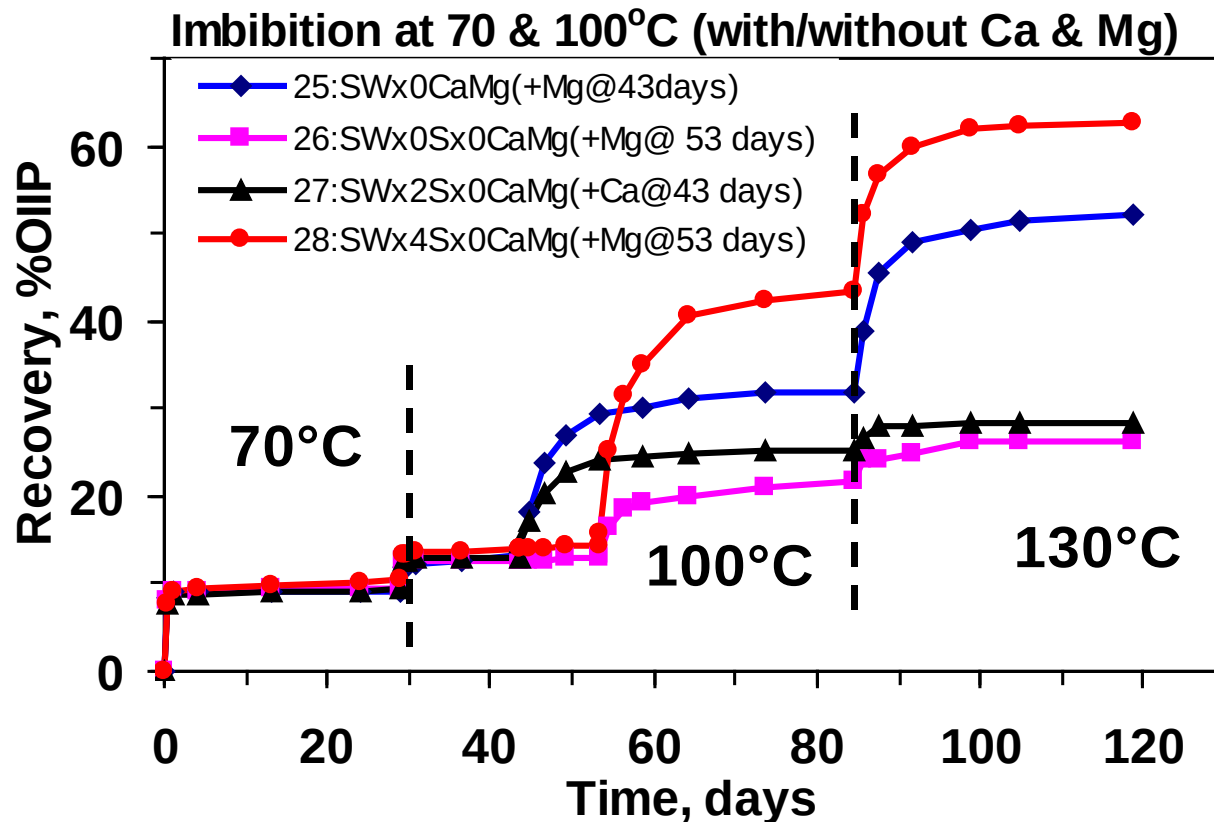


T = 130°C



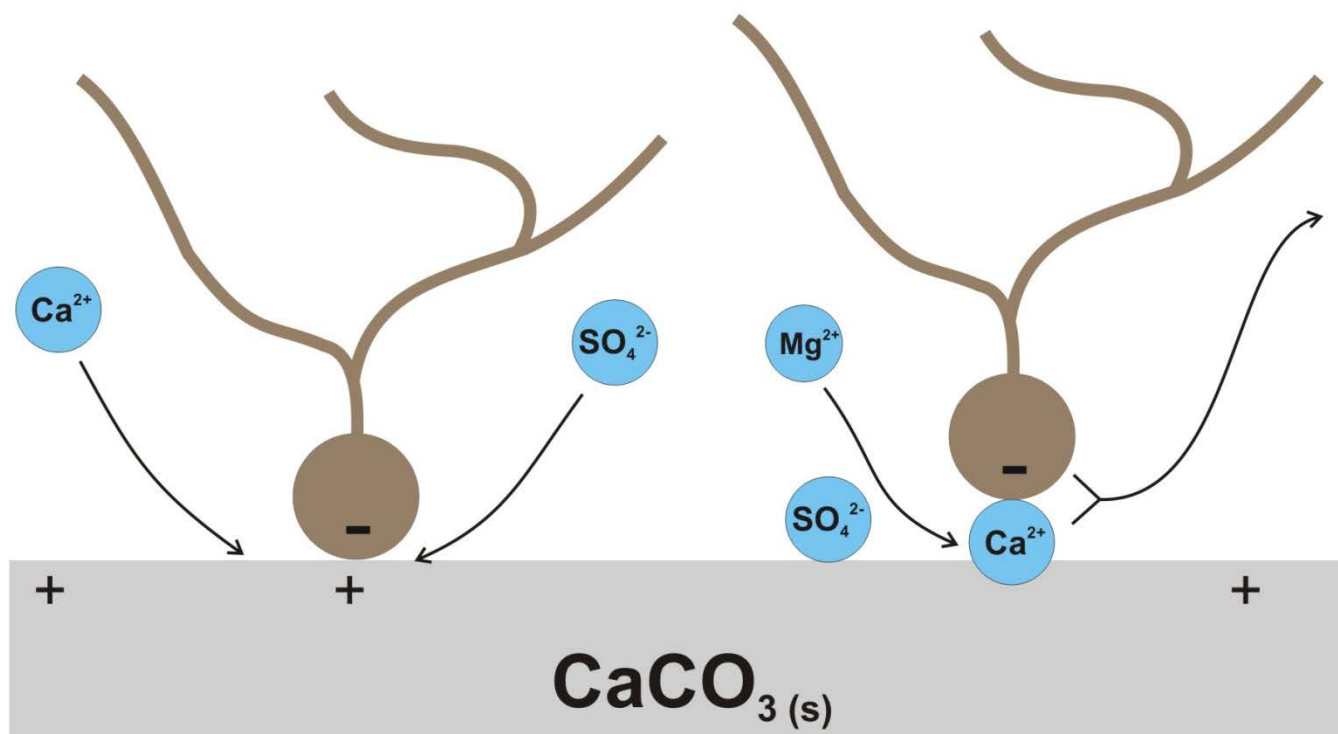
Effects of potential determining ions and temperature on spontaneous imbibition

Влияние ионов, формирующих потенциал, и температуры на самопроизвольное пропитывание



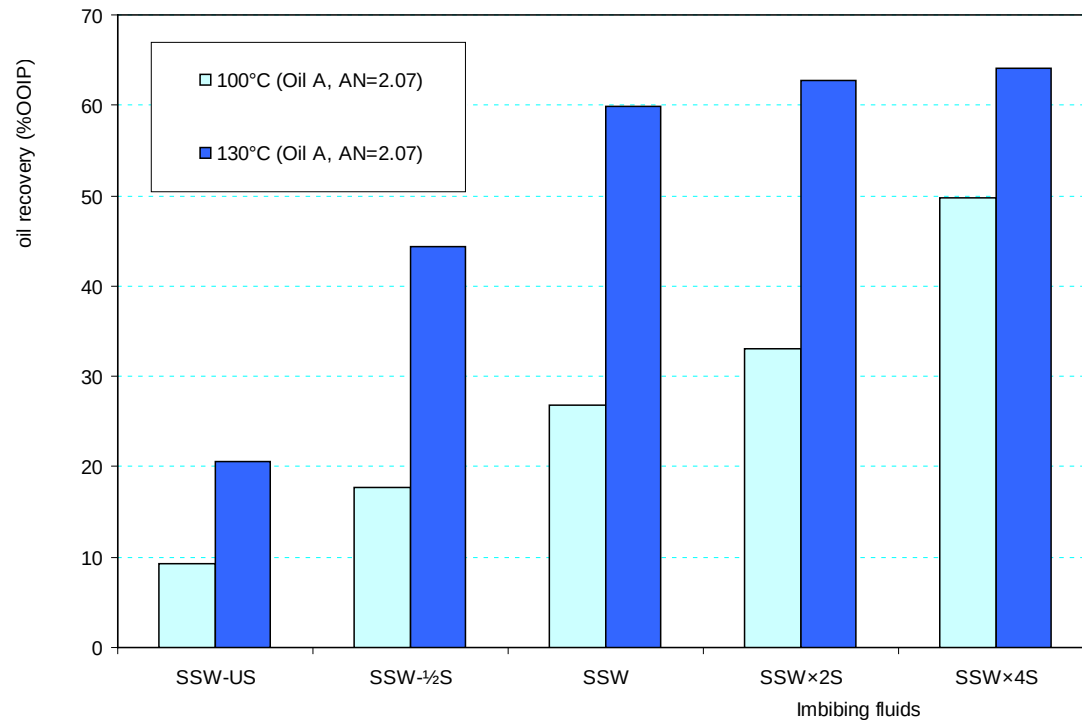
Suggested wettability mechanism

Предполагаемый механизм смачиваемости



Can SO_4^{2-} compensate for low T_{res} ?

Может ли SO_4^{2-} компенсировать низкую $T_{\text{пл}}$?



Maximum oil recovery from chalk cores when different imbibing fluids were used (SW with varying SO_4^{2-} conc., oil: AN = 2.07 mgKOH/g).

Максимальная нефтеотдача, полученная на керне мелового состава при использовании различных пропитывающих флюидов (морская вода с различным содержанием SO_4^{2-} , нефть AN = 2.07 мгКОН/г).

Ion composition in PW from Ekofisk

Ионный состав закачиваемой воды на м-нии Экофиск

PW contained 73.6 vol% SW and 26.4 vol%FW

Вода состоит из 73,6% об. морской воды и 26,4% об. пластовой воды

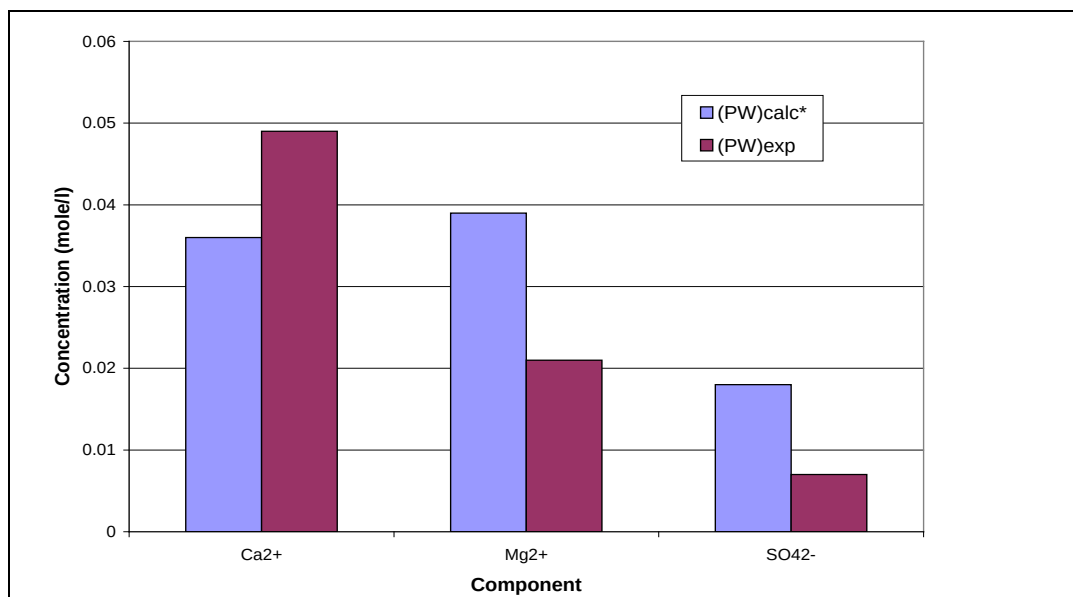


Fig. 3 Calculated and measured component concentration in PW linked to substitution of Ca²⁺ by Mg²⁺ at the rock surface, adsorption of SO₄²⁻ onto the rock and precipitation of CaSO₄.

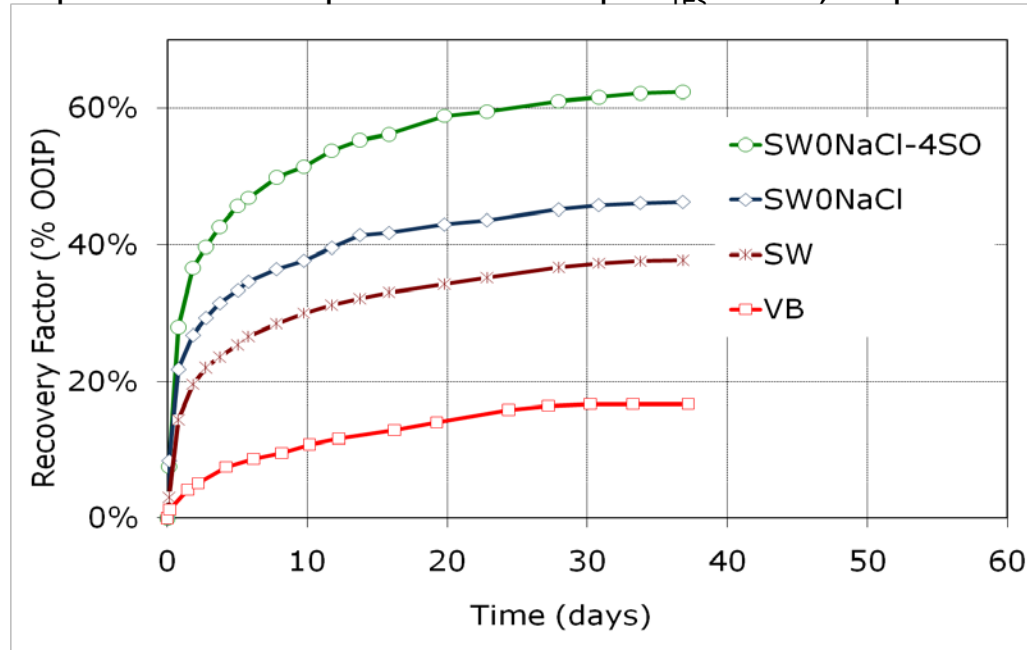
Разница расчетного и фактического ионного состава воды для ППД связана с замещением Ca²⁺ ионом Mg²⁺ на поверхности породы, адсорбцией породой иона SO₄²⁻ и выпадением в осадок CaSO₄.

Can modified SW be an even “Smarter” EOR-fluid

Может ли модифицированная морская вода быть «самым умным» флюидом для увеличения нефтеотдачи

Spontaneous imbibition: $T_{res}=90\text{ }^{\circ}\text{C}$; Crude oil AN=0.5; $S_{wi}=10\%$

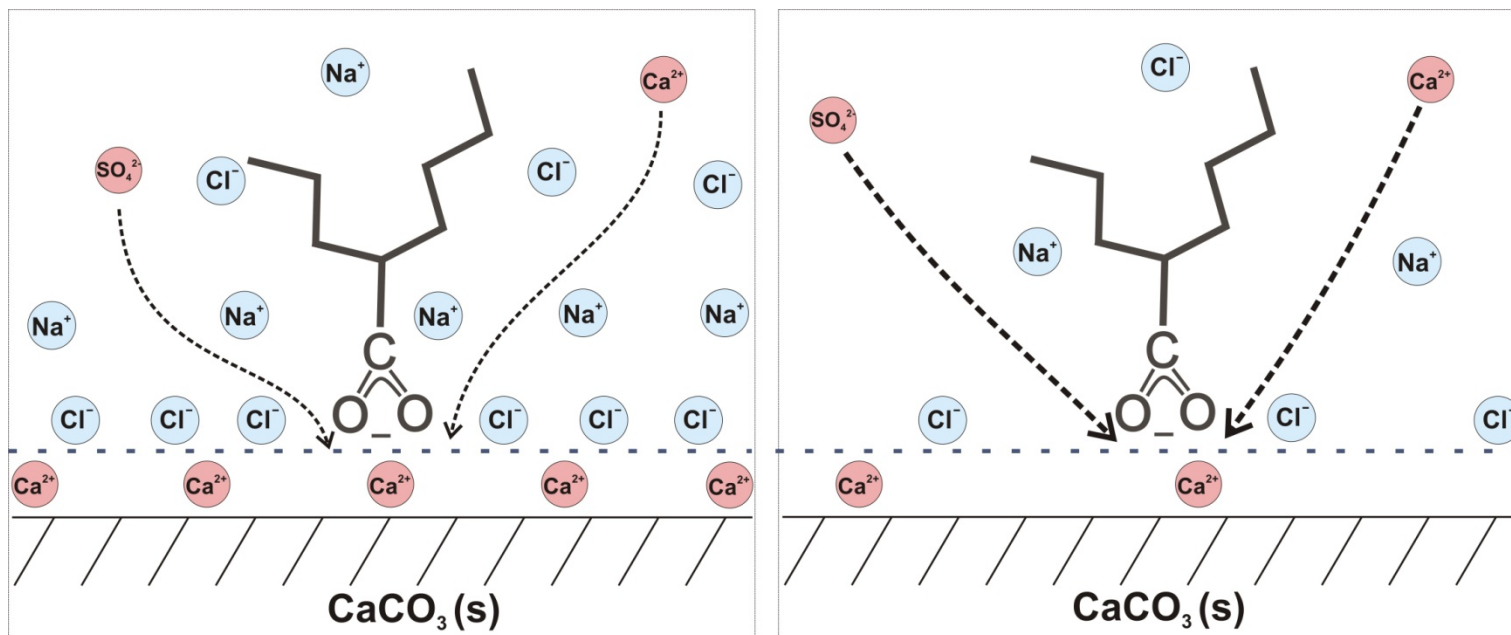
Самопроизвольное пропитывание при $T_{res}=90^{\circ}\text{C}$; нефть AN = 0.5; $S_{wi} = 10\%$



- Formation water: VB – пластовая вода
- Seawater: SW морская вода
- Seawater depleted in NaCl – морская вода с пониженным содержанием NaCl
- Seawater depleted in NaCl and spiked with 4x sulfate – морская вода с пониженным содержанием NaCl и обогащенная 4-валентным сульфат-ионом

Effect of Salinity and Ion concentration

Влияние минерализации воды и концентрации ионов

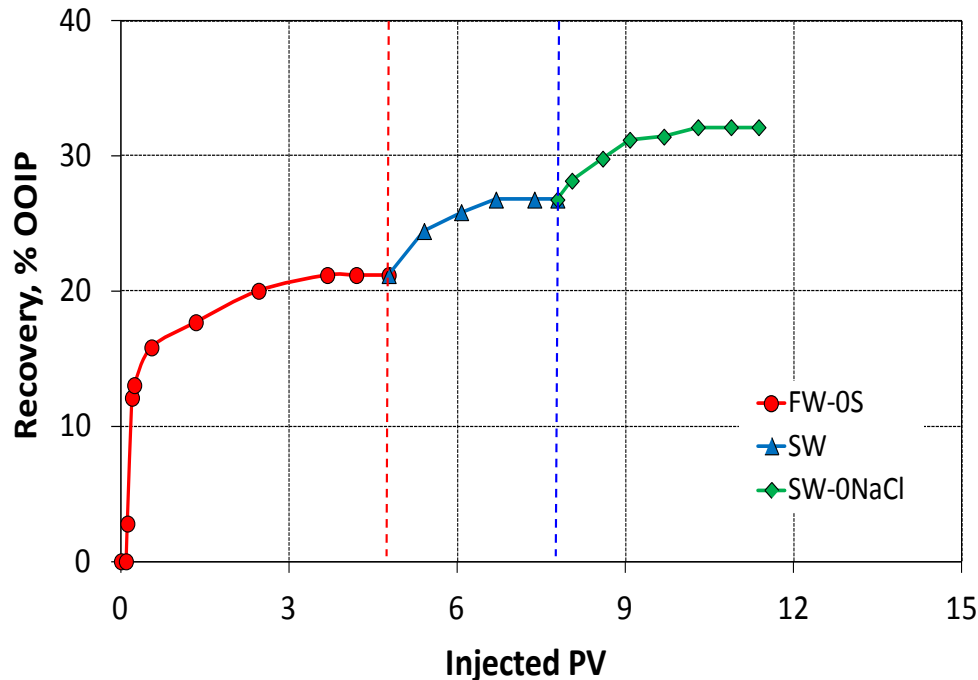


The access of potential determining ions to the calcite surface is affected by the concentration of non active ions in the double layer.

Доступ ионов, формирующих потенциал, к поверхности кальцита осложняется повышенной концентрацией неактивных ионов в двойном слое.

Forced displacement using "Smart" SW

Вытеснение нефти с использованием «умной» морской воды



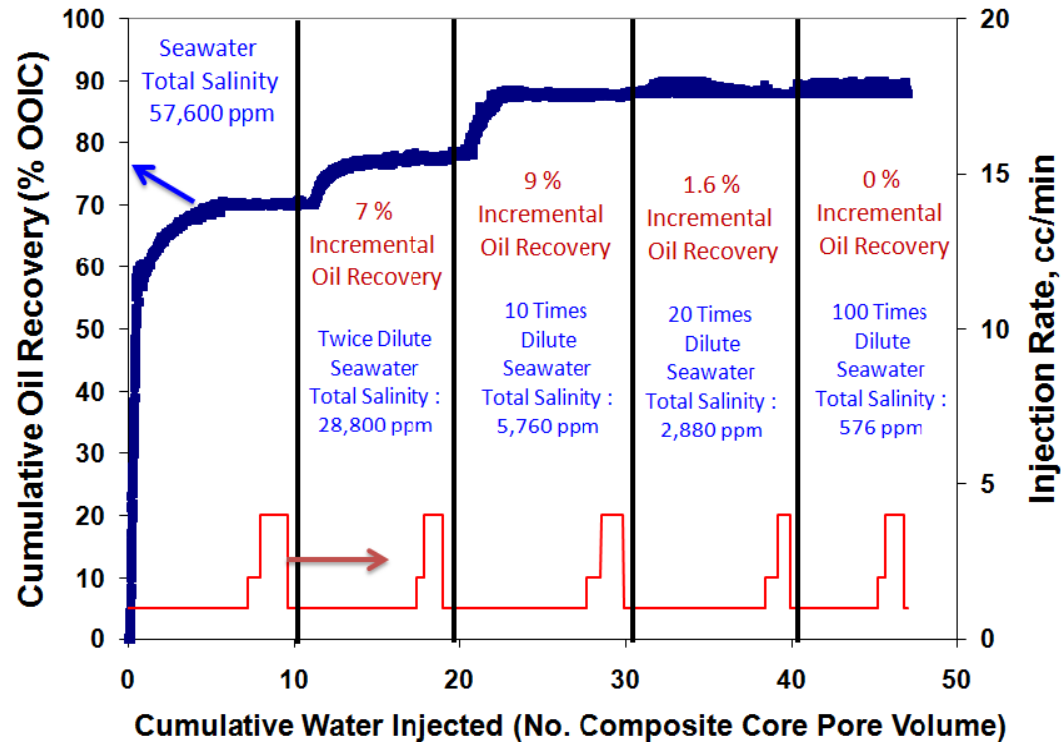
Oil recovery by forced displacement from the composite limestone reservoir core.

Successive injection of FW, SW and SW-ONaCl. T_{test} : 100°C. Injection rate: 0.01 ml/min (≈ 0.6 PV/D).

Исследование нефтеотдачи при вытеснении нефти из образца керна, представляющего сложный известняковый коллектор. Закачка пластовой воды, морской воды и морской воды без NaCl. $T_{\text{test}} = 100^\circ\text{C}$. Скорость закачки = 0,01 мл/мин ($\approx 0,6$ PV/сут.).

Low-salinity EOR effects in carbonates

Влияние низкой минерализации воды на повышение нефтеотдачи карбонатных коллекторов



SPE 137634 Ali A. Yousef et al. (Saudi Aramco)

По материалам А. Юсефа («Арамко»), SPE 137634

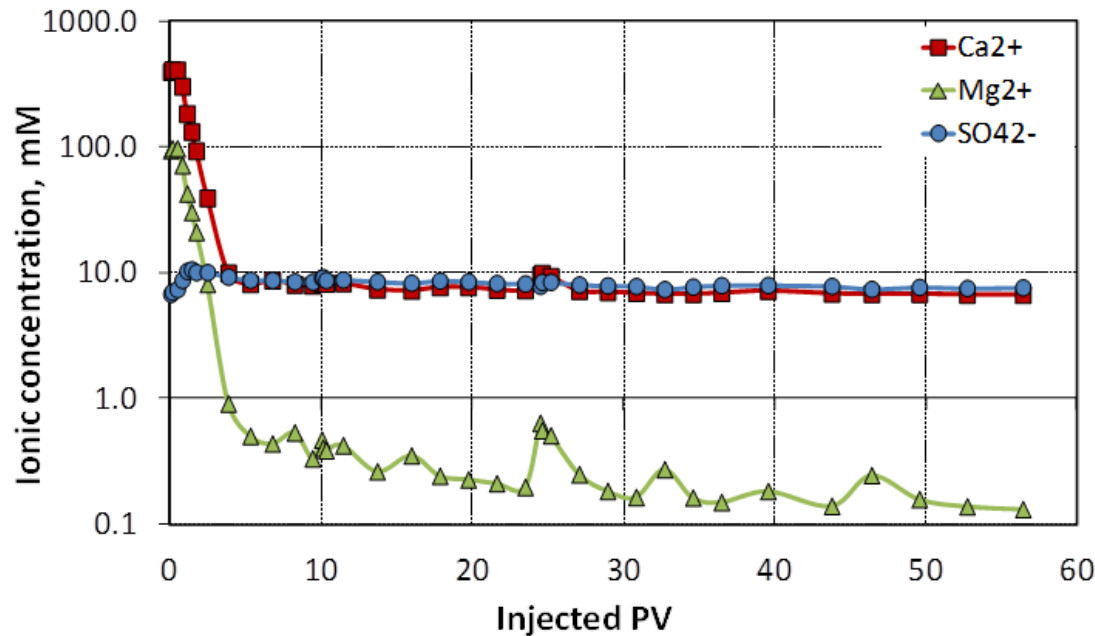
Codition for observing low-salinity EOR effects in carbonates

Условия влияния низкой минерализации воды на повышение нефтеотдачи карбонатных коллекторов

- The carbonate rock must contain anhydrite, $\text{CaSO}_4(\text{s})$
- Карбонатные породы должны содержать ангидрит (CaSO_4)
- Chemical equilibrium:
- Химическое уравнение
$$\text{CaSO}_4(\text{s}) \leftrightarrow \text{Ca}^{2+}(\text{aq}) + \text{SO}_4^{2-}(\text{aq}) \leftrightarrow \text{Ca}^{2+}(\text{ad}) + \text{SO}_4^{2-}(\text{ad})$$
- The concentration of $\text{SO}_4^{2-}(\text{aq})$ depends on:
- Содержание SO_4^{2-} зависит от
 - Temperature (decreases as T increases) – температуры (падает при подъеме T)
 - Brine salinity (Ca^{2+} concentration) – минерализации воды (концентрации Ca^{2+})
- Wettability alteration process:
- Факторы изменения смачиваемости
 - Temperature (increases as T increases) – температура (падает при подьме T)
 - Salinity (increases as NaCl conc. decreases) – минерализация (повышается при снижении NaCl)
- Optimal temperature window
- Оптимальный температурный интервал
 - 90-110°C ?

Presence of CaSO_4

Присутствие CaSO_4

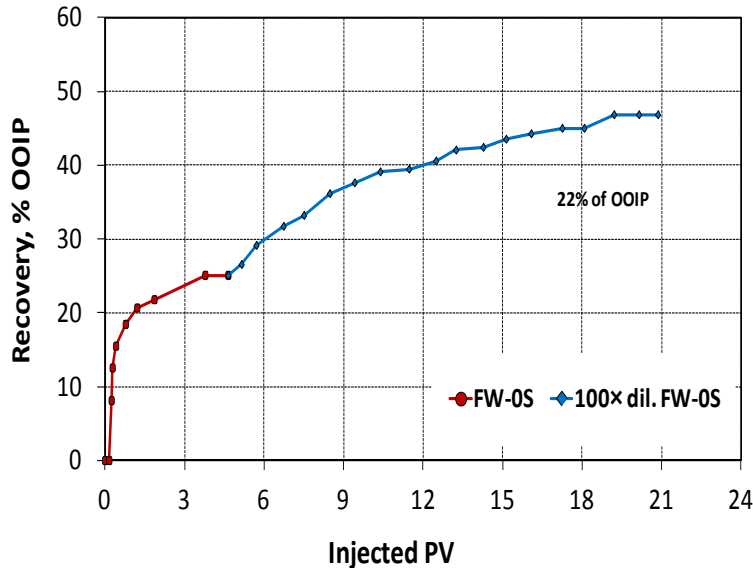


Concentration profiles of Ca^{2+} , Mg^{2+} , and SO_4^{2-} when flooding reservoir limestone core with DI water, after aging with FW. T_{test} : 100°C, Injection rate: 0.1 ml/min.

Профиль изменения концентрации Ca^{2+} , Mg^{2+} и SO_4^{2-} при нагнетании воды DI в керн из известнякового коллектора, предварительно выдержанный в пластовой воде. T_{test} =100°C, скорость нагнетания 0,1 мл/мин.

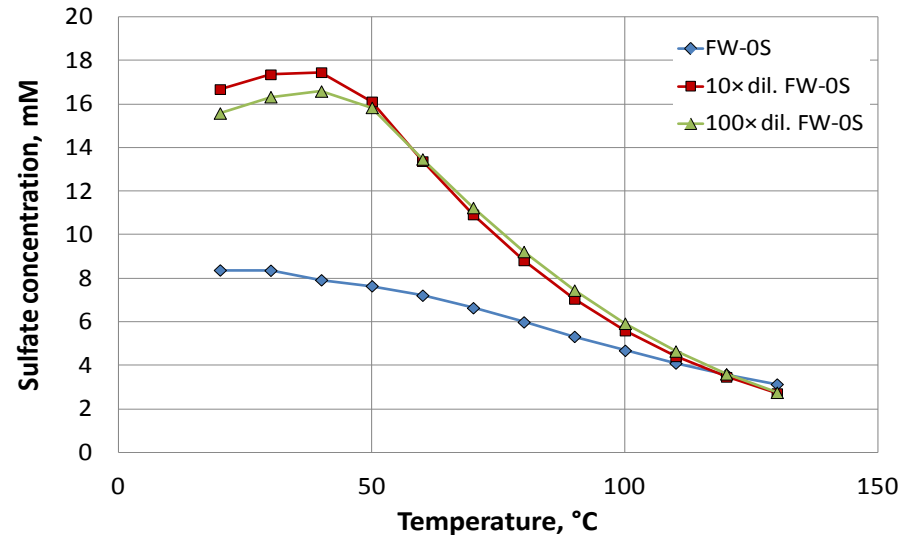
Low-salinity EOR effect

Влияние низкой минерализации воды на повышение нефтеотдачи



Oil recovery by forced displacement from a reservoir limestone core containing anhydrite. Successive injection of FW, and 100x diluted FW. T_{test} : 100°C. Injection rate: 0.01 ml/min (≈ 1 PV/D).

Вытеснение нефти из пород-коллекторов, представленных известняками с ангидритом. Успешная закачка пластовой воды и разбавленной в 100 раз пластовой воды. $T_{\text{test}}=100^\circ\text{C}$. Скорость закачки 0,01 мл/мин (≈ 1 PV/сут).



Simulated dissolution of $\text{CaSO}_4(s)$ when exposed to FW-OS, 10x and 100x diluted FW at different temperatures.

Модель растворения $\text{CaSO}_4(s)$ при контакте с пластовой водой-OS, 10x и 100x кратное разбавление пластовой воды при различных температурах.

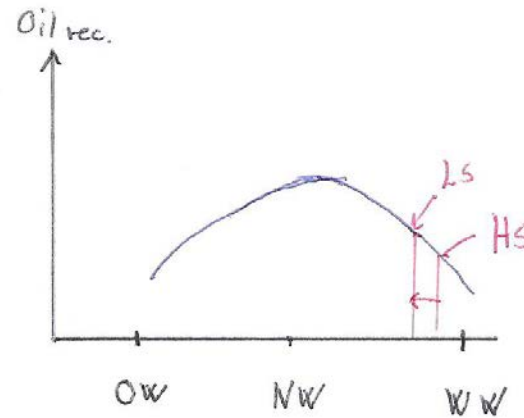
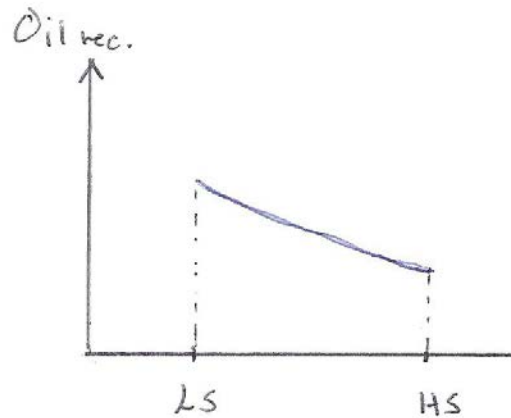
“Smart Water” in Sandstone

«Умная вода» в песчаных коллекторах

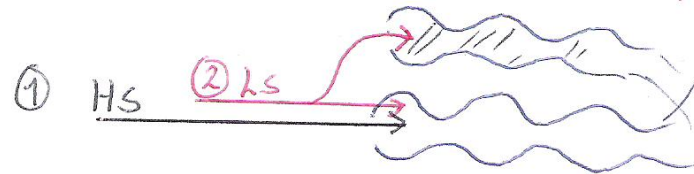
- Some experimental facts
- *Некоторые результаты опытов*
 - Porous medium
 - *Пористая среда*
 - Clay must be present
 - *Должна присутствовать глина*
 - Crude oil
 - *Нефть*
 - Must contain polar components (acids and/or bases)
 - *Должна содержать разнородные компоненты (кислоты и/или основания)*
 - Formation water
 - *Пластовая вода*
 - Must contain active ions towards the clay (Especially divalent ions like Ca^{2+} and Mg^{2+})
 - *Должна содержать активные ионы, взаимодействующие с глинами (особенно двухвалентные ионы, такие как Ca^{2+} и Mg^{2+})*

General information

Общие сведения

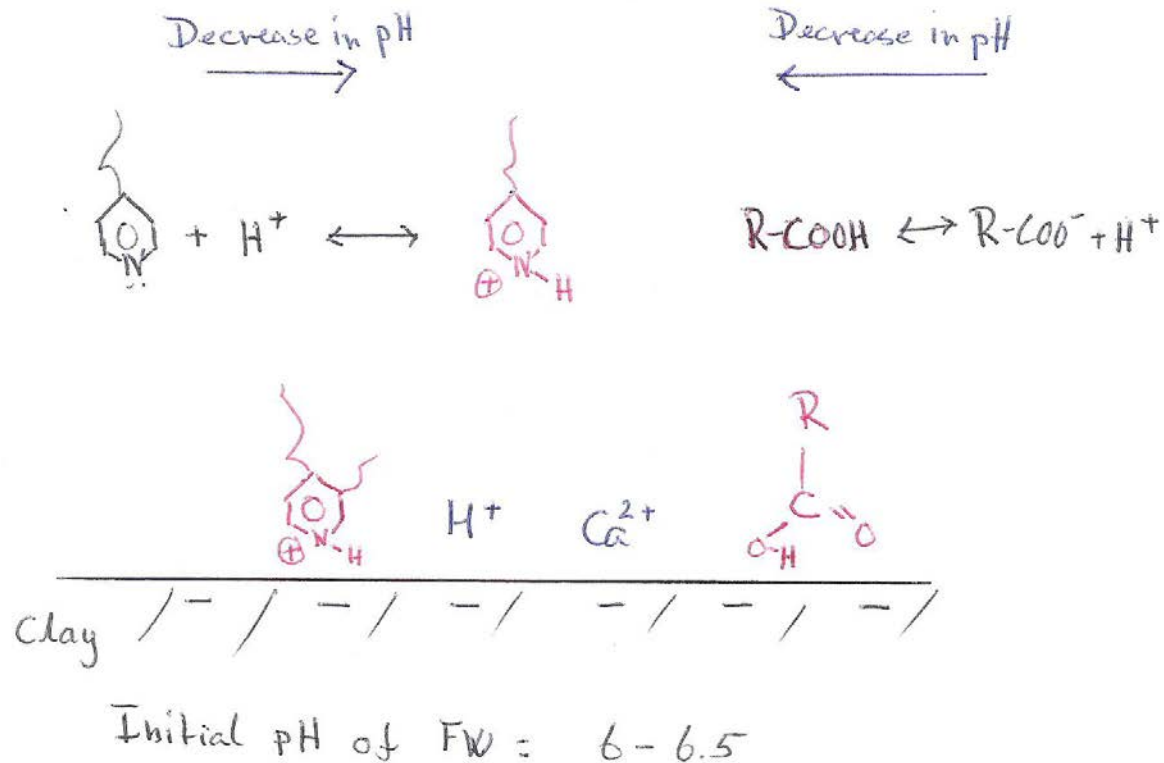


Imbibition, $P_c > 0$, Wettability alt.



Adsorption onto clay

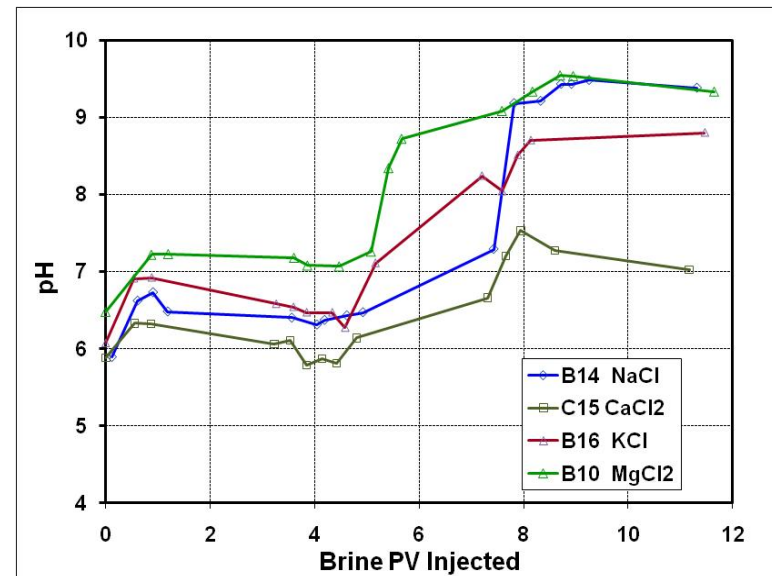
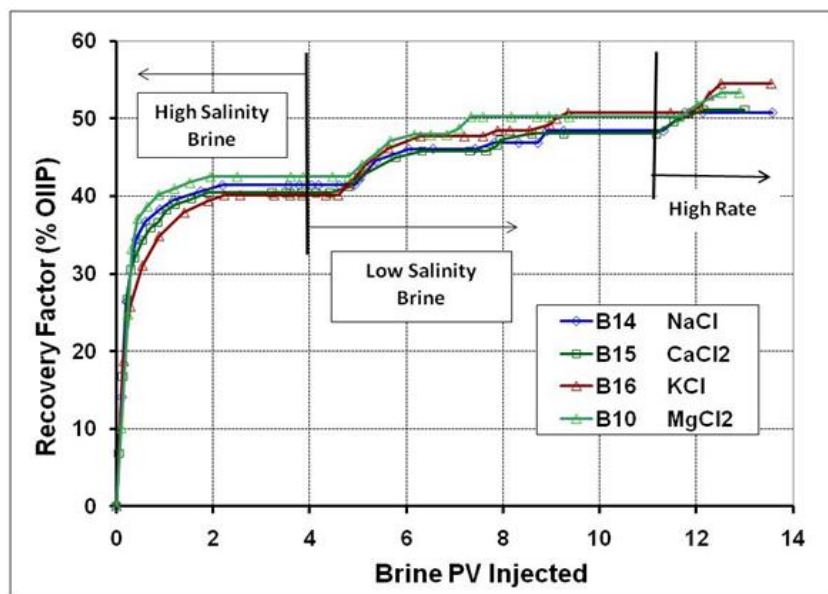
Абсорбция на повърхности глин



Local increase in pH important

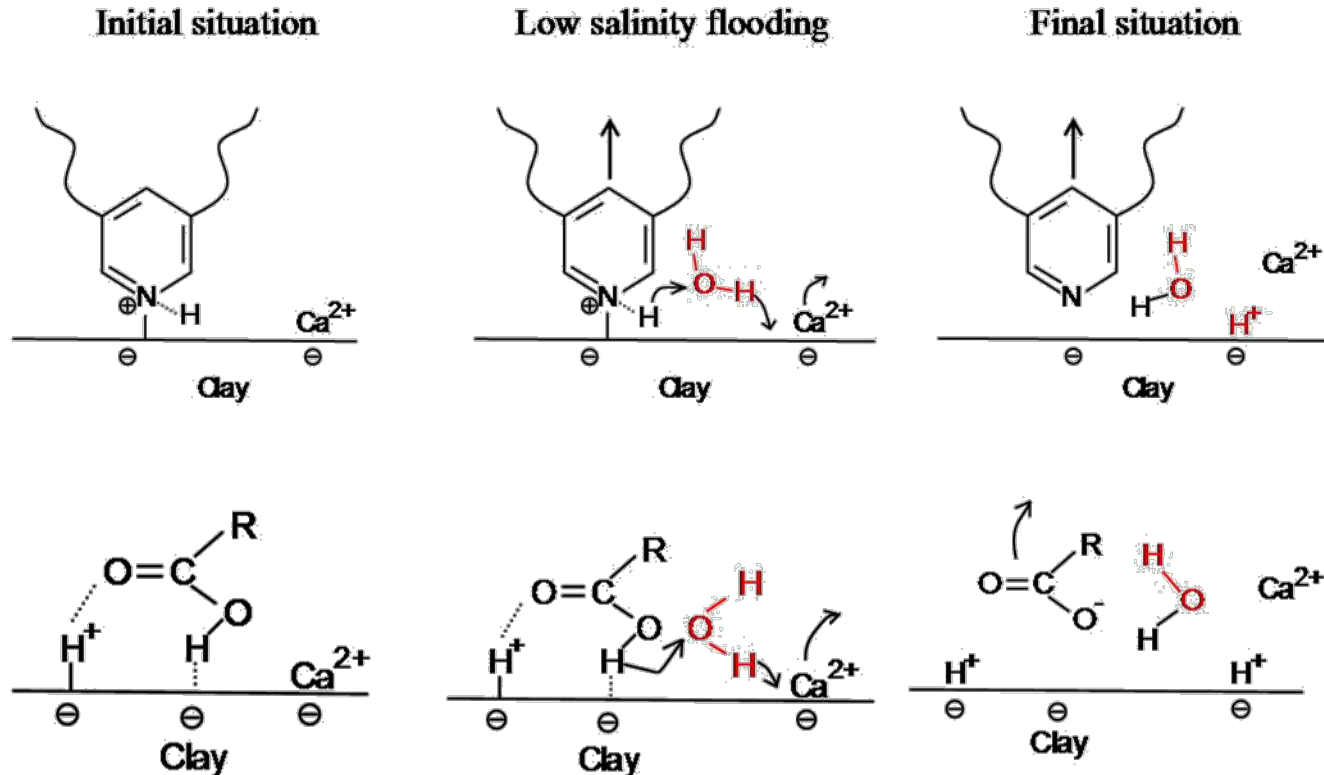
Важную роль играет местное повышение pH

	NaCl (mole/l)	CaCl ₂ .2H ₂ O (mole /l)	KCl (mole /l)	MgCl ₂ .2H ₂ O (mole /l)
Connate Brine	1.54	0.09	0.0	0.0
Low Salinity Brine-1	0.0171	0.0	0.0	0.0
Low Salinity Brine-2	0.0034	0.0046	0.0	0.0
Low Salinity Brine-3	0.0	0.0	0.0171	0.0
Low Salinity Brine-4	0.0034	0.0	0.0	0.0046



Suggested mechanism

Предполагаемый механизм



Proposed mechanism for low salinity EOR effects.

Upper: Desorption of basic material. Lower: Desorption of acidic material.

The initial pH at reservoir conditions may be in the range of 6.

Предполагаемый механизм влияния низкой минерализации на нефтеотдачу.

Вверху: Десорбция оснований. Внизу: Десорбция кислот.

Начальный уровень pH в пластовых условиях около 6.

Clay minerals

Глинистые минералы

- Clays are chemically unique
- *Глины имеют уникальные химические свойства*
 - Permanent localised negative charges
 - *Имеют постоянные локализованные отрицательные заряды*
 - Act as cation exchangers
 - *Ведут себя как катионообменные среды*
 - General order of affinity:
 - *Общий ряд уровней сродства*
 $\text{Li}^+ < \text{Na}^+ < \text{K}^+ < \text{Mg}^{2+} < \text{Ca}^{2+} \ll \text{H}^+$

Adsorption of basic material. Quinoline

Адсорбция оснований. Хинолин

Burgos et al. – по Буррос
и др. *Evir. Eng. Sci.*, **19**,
(2002) 59-68.

Kaolinite - каолин

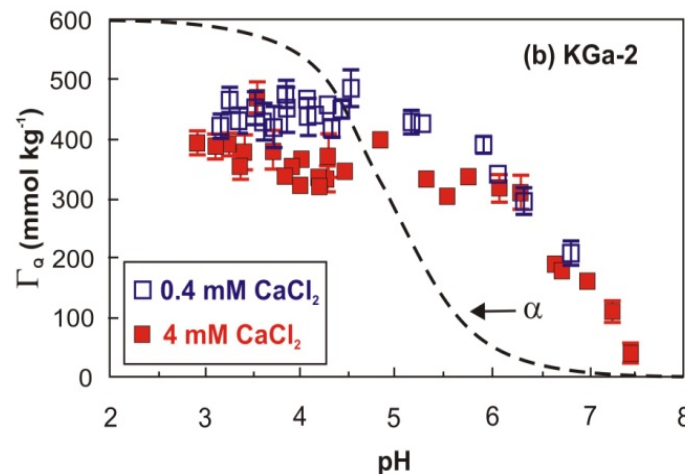
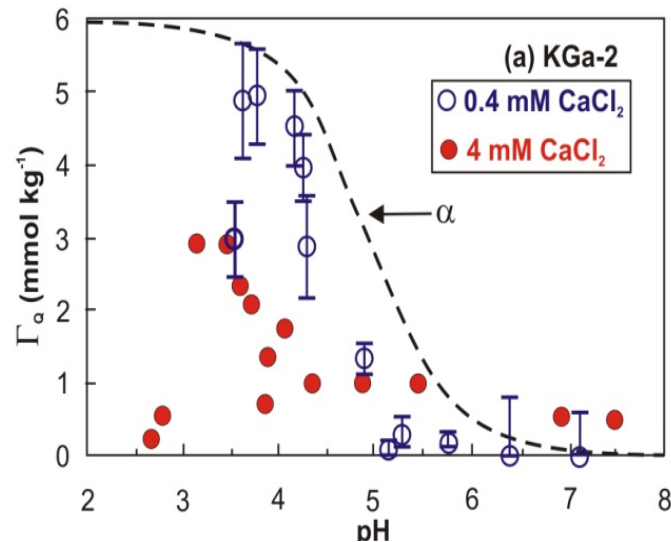
Nonsweeling (1:1 Clay)

Непучинистый (1:1 глина)

Montmorillonite -
монтмориллонит

Swelling (2:1 clay,
similar in structure to
illite/mica)

Пучинистый (2:1 глина,
структурно сходен с
иллитом или слюдой)



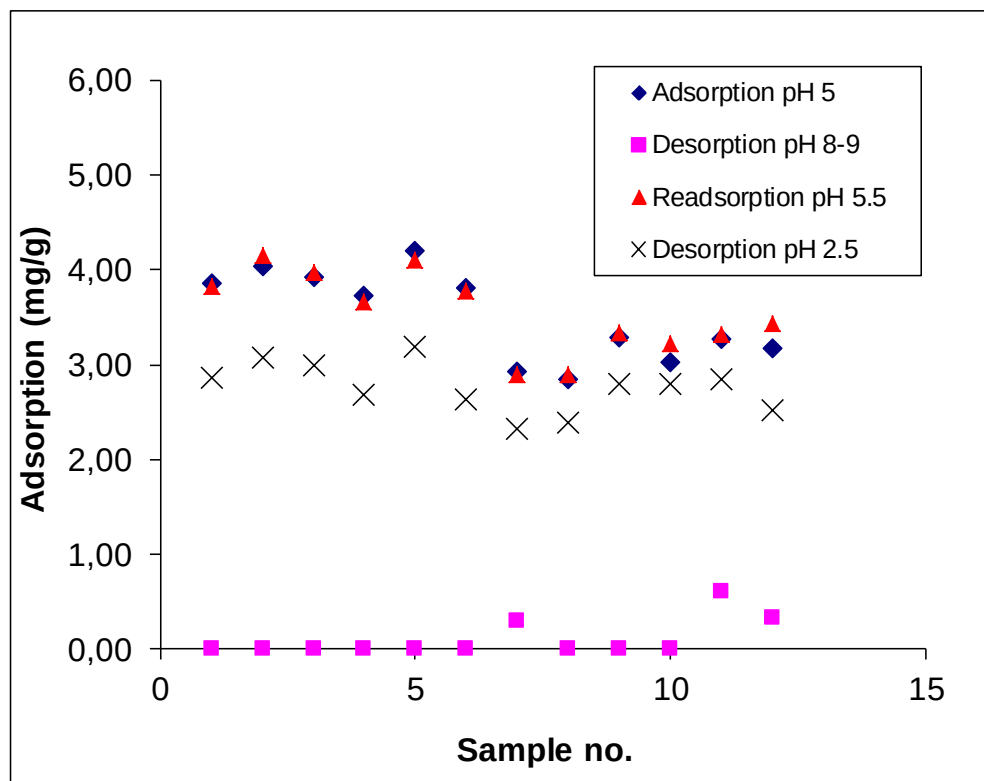
Kaolinite: Adsorption reversibility by pH

Каолин: Обратимость адсорбции при изменении pH

Quinoline - хинолин

Samples 1 - 6: 1000 ppm brine – *Пробы 1–6: концентрация раствора 1000 мг/л*

Samples 7 - 12: 25000 ppm brine – *Пробы 7–12: концентрация раствора 25 000 мг/л*



Adsorption of acidic components onto kaolinite

Адсорбция каолином кислотных компонентов

Adsorption of benzoic acid onto kaolinite at 32°C from a NaCl brine
(Madsen and Lind, 1998)

*Адсорбция бензойной кислоты на поверхности каолина при 32°C из раствора NaCl
(по Мадсену и Линду, 1998)*

$\text{pH}_{\text{initial}}$	Γ_{max} $\mu\text{mole/m}^2$
5.3	3.7
6.0	1.2
8.1	0.1

Increase in pH increases water wetness for an acidic crude oil.
Увеличение pH повышает гидрофильность в отношении кислотной нефти.

Oil: Acidic or Basic

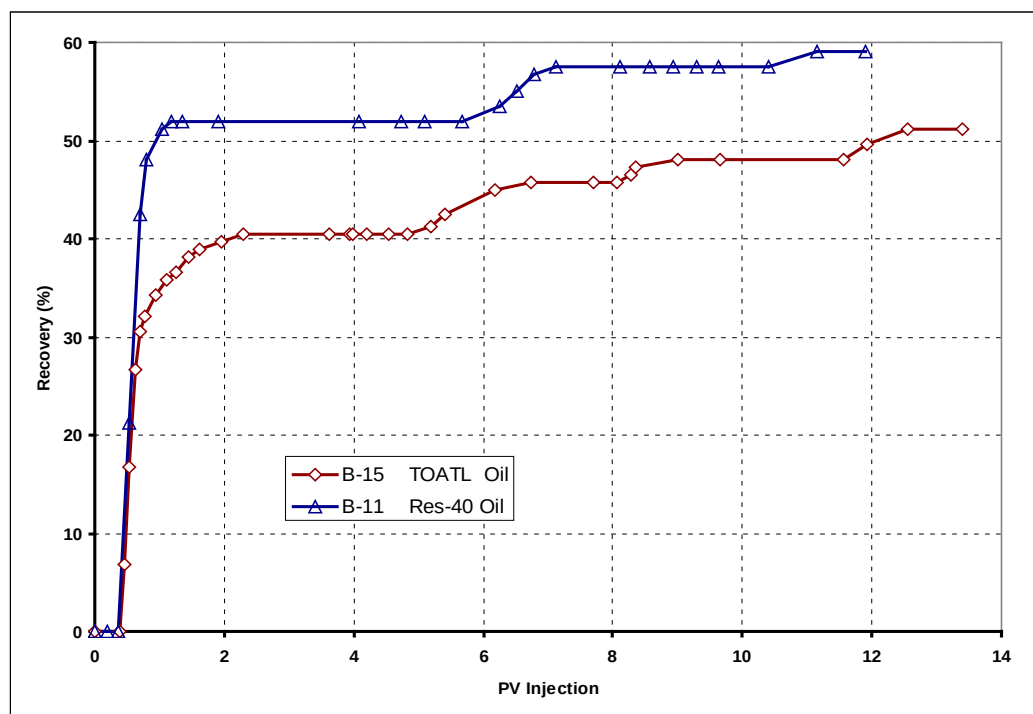
Нефть – кислая или основная

Total oil: AN = 0.1 and BN = 1.8 mgKOH/g

Валовый состав нефти: AN = 0,1 и BN = 1,8 мгKOH/г

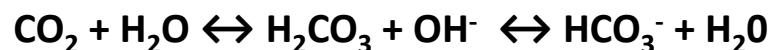
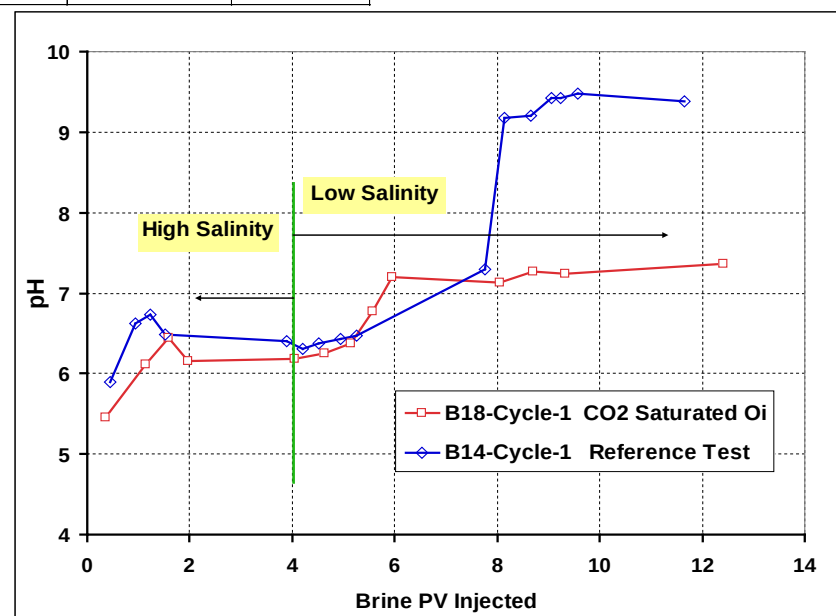
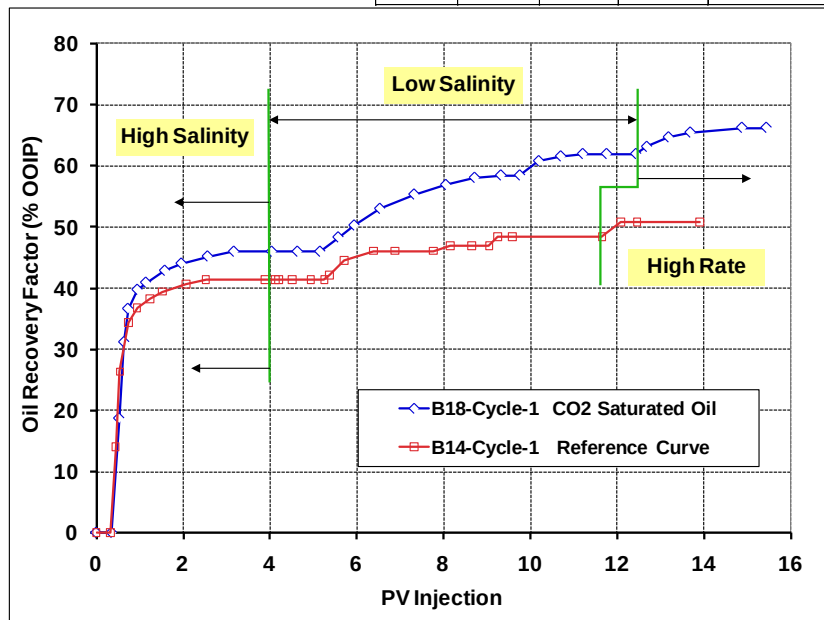
Res 40: AN = 1.9 and BN = 0.47 mgKOH/g

Ост. 40: AN = 1,9 и BN = 0,47 мгKOH/г



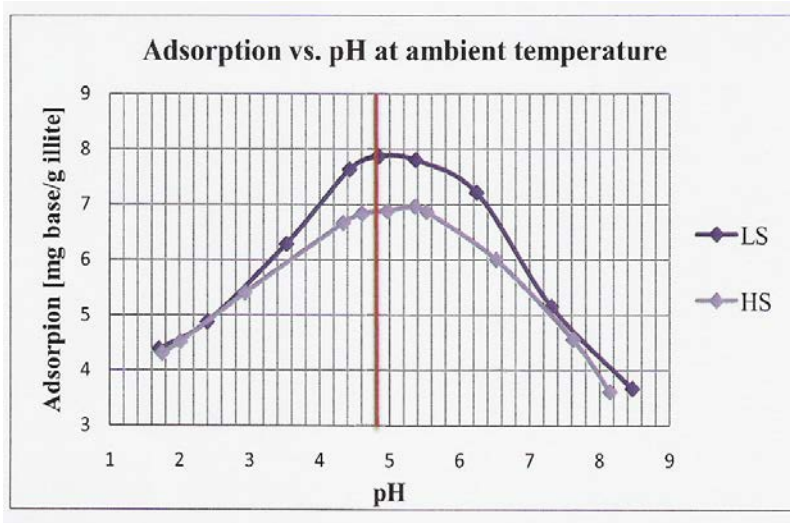
Lower initial pH by CO₂ increases the low salinity effect Снижение начального pH с помощью CO₂ усиливает влияние воды с низкой минерализацией на нефтеотдачу

Core No. Керн №	S _{wi} %	T _{Aging} °C	T _{Floodin} °C	Oil - нефть	LS brine – Низкоминерализованная вода	Formation Brine – пластовая вода
B18	19.76	60	40	TOTAL Oil – нефть всего Saturated With CO ₂ at 6 Bars – при насыщении CO ₂	NaCl: 1000 ppm – мг/л	TOTAL FW 100 000 ppm – мг/л
B14	19.4	60	40	TOTAL Oil – нефть всего	NaCl:1000 ppm – мг/л	TOTAL FW 100 000 ppm – мг/л



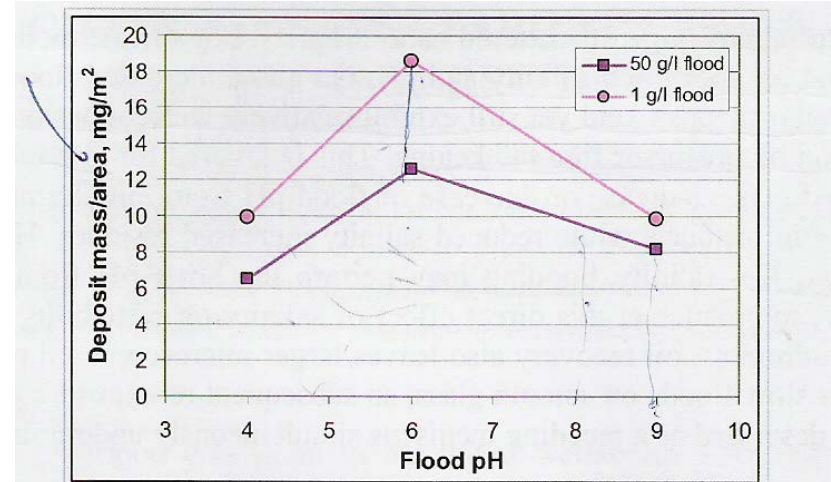
LS water increases oil wetness

Низкоминерализованная вода повышает гидрофильность нефти



Adsorption of Quinoline vs. pH at ambient temperature for LS (1000 ppm) and HS (25000 ppm) fluids.

Зависимость адсорбции хинолина от pH при нормальной температуре для низкоминерализованного (1000 мг/л) и высокоминерализованного (25000 мг/л) флюида.



ss of asphaltenic deposits remaining, per planar area of kaolinite-coated

Fogden and Lebedeva, SCA 2011-15

(Colloids and Surfaces A (2012)

Адсорбция нефти на каолине.

It is not a decrease in salinity, which makes the clay more water-wet, but it is an increase in pH

Повышение гидрофильность глин зависит не от снижения минерализации воды, а от повышения ее pH

Snorre field

Месторождение Снорр

- Lab work – *лабораторные исследования*
 - Negligible tertiary low salinity effects after flooding with SW, on average <2% extra oil
 - *Незначительный третьестепенный прирост добычи при смене морской воды на низкоминерализованную (менее 2% среднего прироста добычи нефти)*
 - $T_{res}=90\text{ }^{\circ}\text{C}$
- Single well test by Statoil – *исследование скважины, проведенное компанией «Статойл»*
 - Confirmed the lab experiments
 - *Подтвердило лабораторные опыты*
- Question - *вопрос:*
 - Why such a small Low Salinity effect after flooding Snorre cores with SW?
 - *Почему так мал прирост нефтеотдачи на керне с месторождения Снорр после перехода с морской воды на низкоминерализованную воду?*

New study at UoS: Lunde formation

Новое исследование в UoS, формация Лунде

Table/ таблица 1. Mineral composition / минеральный состав

Core \ керна	Quartz \ кварц [wt%]	Plagioclase / плагиоклаз [wt%]	Calcite / кальцит [wt%]	Kaolinite / каолин [wt%]	Illite/mica / иллит - слюда [wt%]	Chlorite / хлорит [wt%]
13	28.2	32.1	1.4	2.6	9.3	3.6
14	36.0	35.2	2.4	3.9	7.4	2.9

Table 5. Properties of the oil.

AN [mgKOH/g oil]	BN [mgKOH/g oil]	Density (20°C) [g/cm ³]	Viscosity (30°C) [cP]	Viscosity (40°C) [cP]
0.07	1.23	0.83653	5.6	4.0

P.S. The oil was saturated with CO₂ at 6 bar – нефть насыщалась CO₂ при давлении 6 бар.

The core was flooded FW diluted 5x and the pH of the effluent stayed above 10 – керн насыщался пластовой водой с разбавлением 5X и pH выше 10

Plagioclase gives alkaline solution: pH: 7.5 to 9.5 - плагиоклаз дает кислый раствор pH = 7,5 до 9,5.

Plagioclase

плагноклаз

- Anionic polysilicates give alkaline solution
- Анионные полисиликаты дают щелочные растворы
 - Albite as example:
 - Пример альбита



- At moderate salinities, the pH of FW will be above 7, which means low adsorption of polar components onto clay; negligible LS EOR-effect.
- При средней минерализации pH пластовой воды будет выше 7, что означает низкую адсорбцию поляризованных частиц на глине. Результат перехода на низкоминерализованную воду ничтожно мал.
- Due to buffer effects, the pH of FW was not decreased significantly by adding CO₂.
- pH пластовой воды при повышении концентрации CO₂ снижается незначительно из-за существования буферного эффекта

Snorre (Lunde) Core 13

Месторождение Снорр, формация Лунде, керн из скв. 13

CO₂ was added – с добавкой CO₂

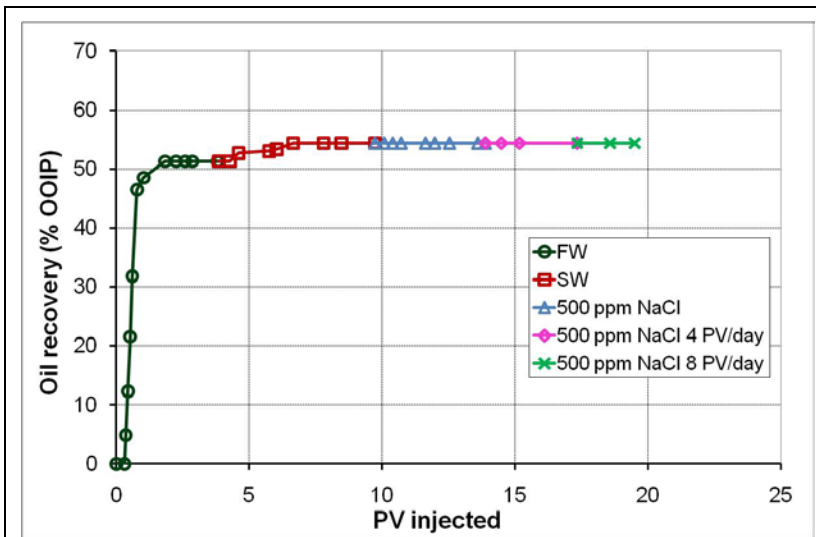
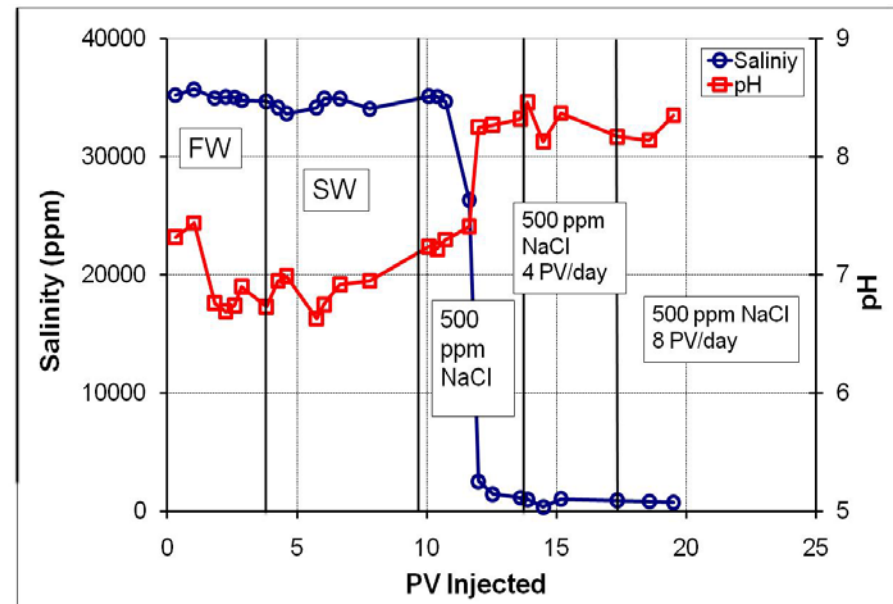


Fig. 3. Recovery vs. injected PVs for Core 13. Flooding rate of 2 PV/D; $T_{res} = 90^\circ\text{C}$.

Рис. 3. Зависимость нефтеотдачи от закачки PV, керн скв. 13. скорость закачки 2 PV/сут, $T_{пл} = 90^\circ\text{C}$



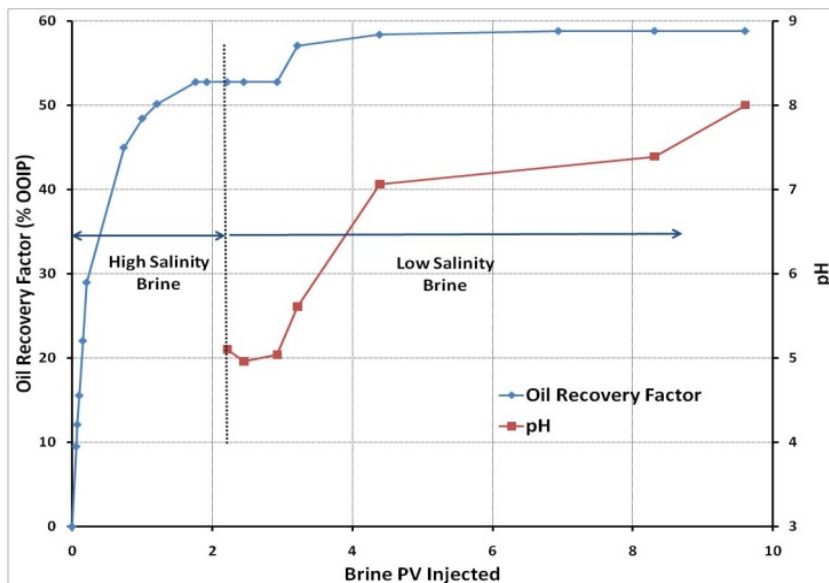
Low salinity effect of about 3-4 % of OOIP with SW as low salinity fluid

Увеличение нефтеотдачи при закачке морской воды в качестве низкоминерализованной жидкости = 3–4% начальных запасов

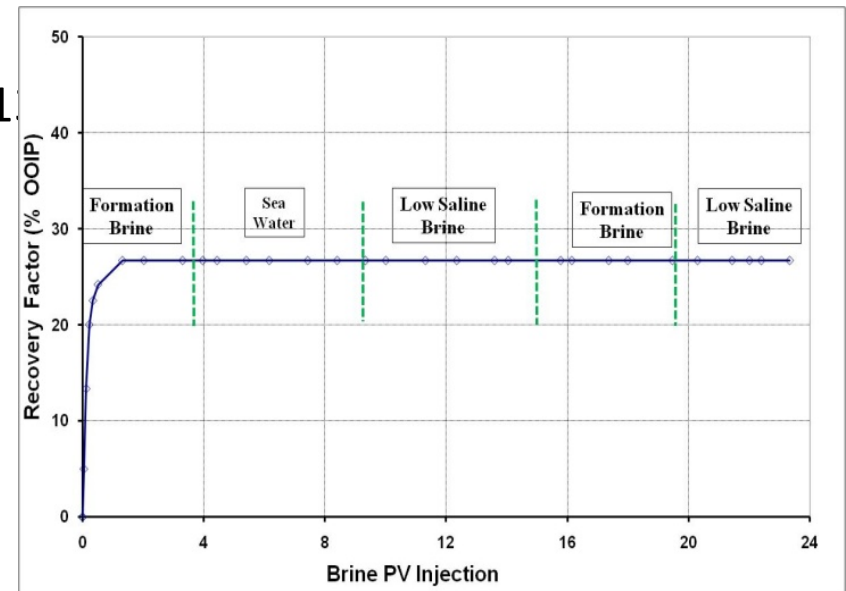
Varg field: SPE 134459

Месторождение Варг, публикация SPE 134459

- Reservoir temperature: 130°C
- *Пластовая температура: 130°C*
- Salinity: 201 000 ppm
- *Минерализация: 201 000 мг/л*
- Brine composition
- *Состав воды*



=1



Relationship: T and pH

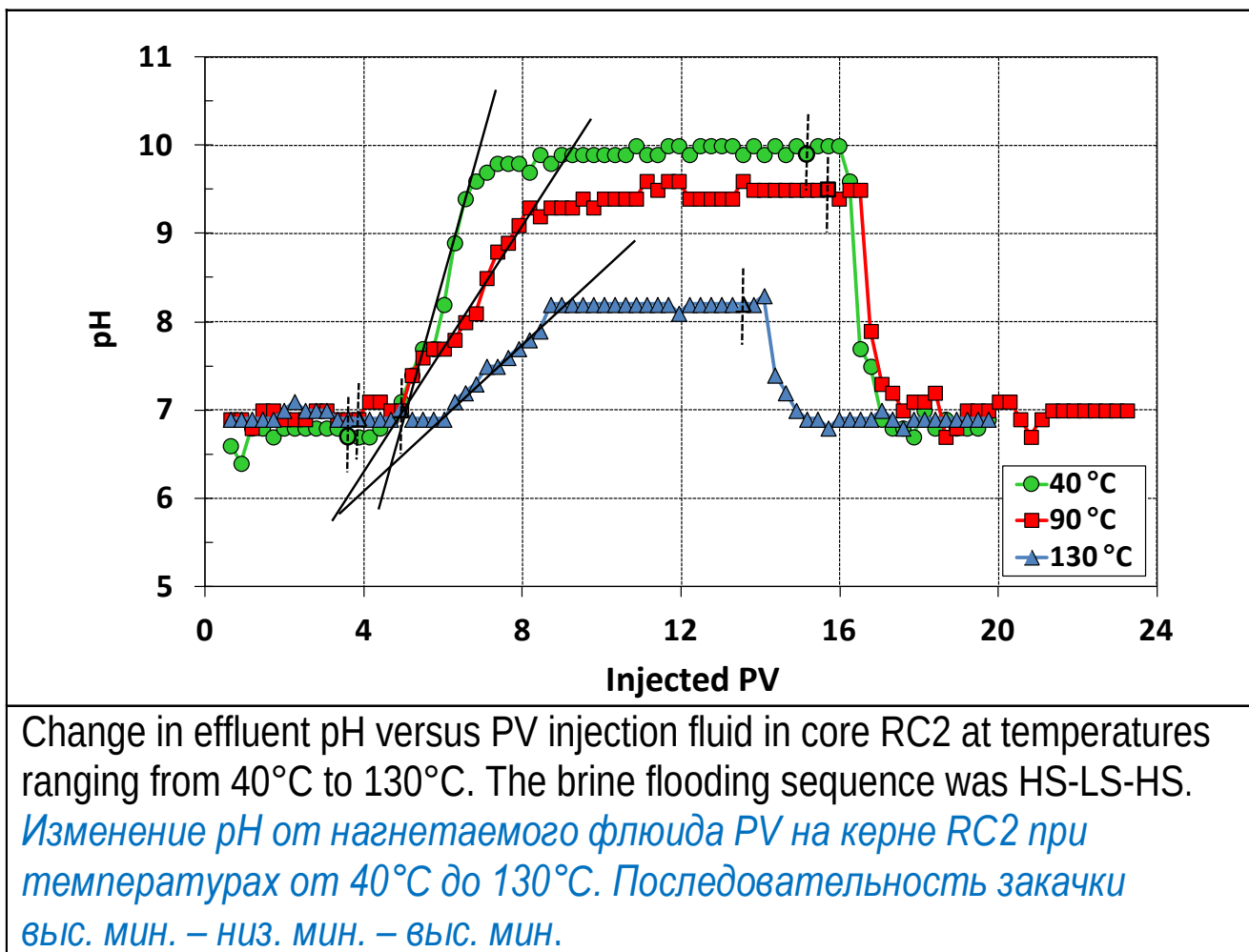
Зависимость температуры и pH

- Wettability alteration of clay by LS water:
- *Изменение гидрофильности глины при контакте с низкоминерализованной водой:*
 $\text{Clay-Ca}^{2+} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{Clay-H}^+ + \text{Ca}^{2+} + \text{OH}^- + \text{heat}$
 $\text{Глина-Ca}^{2+} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{Глина-H}^+ + \text{Ca}^{2+} + \text{OH}^- + \text{тепло}$
- Desorption of active cations from the clay surface is an exothermic process, $\Delta H < 0$.
- *Десорбция активных катионов поверхностью глины является экзотермическим процессом, $\Delta H < 0$*
 - Divalent cations (Ca^{2+} , Mg^{2+}) are strongly hydrated in water, and as the temperature increases the reactivity of these ions increases, and the equilibrium is moved to the left.
 - *Двухвалентные катионы (Ca^{2+} , Mg^{2+}) сильно гидратируются в воде и при повышении температуры их способность вступать в реакции возрастает – равновесие смещается вправо.*
 - The change in pH should decrease as the temperature increases.
 - *Изменение pH должно снижаться при росте температуры.*
 - Dissolution of anhydrite, $\text{CaSO}_4(\text{s})$, will move the equilibrium to the left.
 - *Растворение ангидрита, $\text{CaSO}_4(\text{s})$, сдвигает равновесие влево.*

Gamage, P., Thyne, G. *Systematic investigation of the effect of temperature during aging and low salinity flooding of Berea sandstone and Minn*, 16th European Symposium on Improved Oil Recovery, Cambridge, UK, 12-14 April, 2011.

Temperatur – pH screening

Зависимость температуры и pH



Excellent LS EOR conditions

Идеальные условия повышения нефтеотдачи при закачке

низкоминерализованной жидкости

(по Quan et al. IEA EOR Symposium 2012, Regina, Canada)

Minerals: Plagioclase $\approx 22\%$, Total clay $\approx 25\%$ (mostly Illite and kaolinite)

Минералы: плагиоклаз $\approx 22\%$, общая глина $\approx 25\%$ (преим. иллит и каолин)

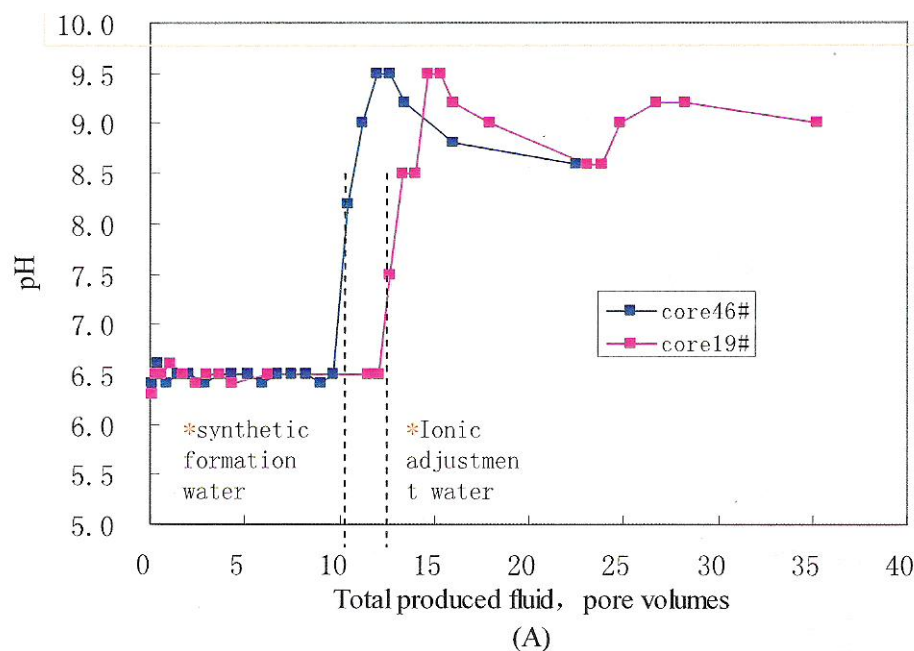
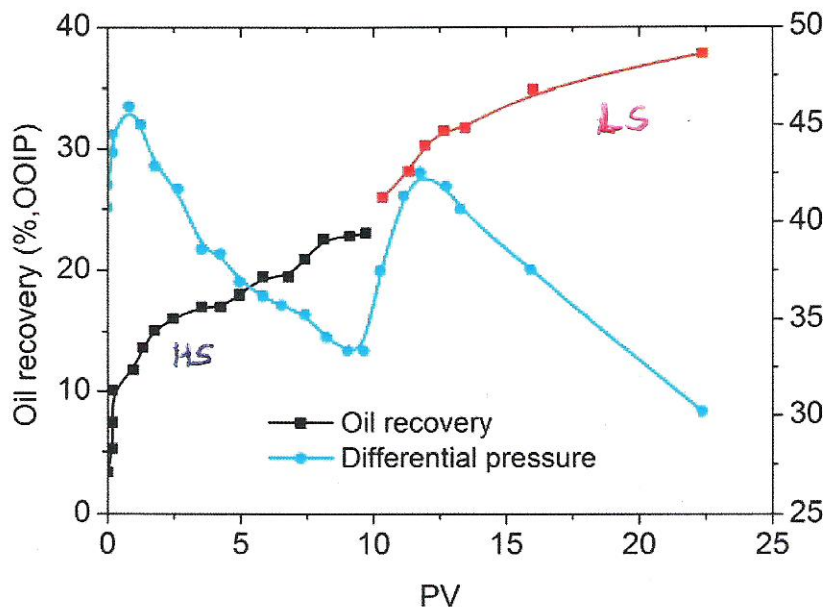
FW: Ca^{2+} : 0.061 mole/l, Total salinity 57114 ppm

Пластовая вода: 0,061 моль/л, общая минерализация 57 114 мг/л

$T_{\text{res}} = 65^\circ\text{C}$ (Тпл. = 65°C)

$k = 1\text{--}2\text{ mD}$, $\Phi = 0.11$ ($K_{\text{пр.}} = 1\text{--}2\text{ мД}$, $K_{\text{п}} = 0,11$)

14.5% LS EOR effect – Повышение нефтеотдачи на 14,5% при закачке низ. мин. воды



Summary

Выводы

- “Smart water” EOR effects in carbonates
- *Повышение нефтеотдачи карбонатов при применении «умной воды»*
 - Optimal brine composition
 - *Оптимальный состав воды*
 - Modified SW: Depleted in NaCl and spiked with SO_4^{2-} : Active ions SO_4^{2-} , Ca^{2+} , Mg^{2+}
 - *Модифицированная морская вода: Снижение NaCl и повышение SO_4^{2-} . Активные ионы SO_4^{2-} , Ca^{2+} , Mg^{2+}*
 - $T_{\text{res/пл}} > 70^\circ\text{C}$
 - Conditions for LS EOR effects
 - *Условия повышения нефтеотдачи при применении низкоминерализованной воды*
 - Formation must contain dissolvable anhydrite, CaSO_4 .
 - *Коллектор должен содержать растворимый ангидрит (CaSO_4)*

Summary

Выводы

- “Smart Water” EOR effects in Sandstone
- *Повышение нефтеотдачи песчаников при применении «умной воды»*
 - Formation water:
 - *Пластовая вода*
 - pH < 6.5
 - Reasonable high Ca²⁺ and total salinity.
 - *Повышенное содержание Ca²⁺ и общей минерализации*
 - Clay must be present (Illite and kaolinite)
 - *Требуется присутствие глины (иллита или каолина)*
 - Plagioclase can affect the pH both in a positive and negative way LS EOR effects depending on initial salinity.
 - *Плагиоклаз может повышать или понижать pH, что влияет на повышение нефтеотдачи при закачке низкоминерализованной воды в зависимости от начальной минерализации.*
 - Combination of high T_{res} (>100°C) and high conc. of Ca²⁺ can make the formation too water-wet.
 - *Сочетание высокой Тпл. (>100°C) и высокой конц. Ca²⁺ может привести к чрезмерно высокой гидрофильности коллектора.*
 - A pH-HS/LS scan can give valuable information of the potential for LS-EOR effects.
 - *Скан pH – выс. мин./низ. мин. может дать ценную информацию о возможном влиянии низкой минерализации воды на увеличение нефтеотдачи.*

Acknowledgement

**Автор выражает благодарность следующим организациям,
материалами которых он воспользовался**

Statoil,
ConPhil,
NFR
Total,
Talisman,
BP,
Maersk,
Shell,
Saudi Aramco,
DNO International.