

TOO "SATBAY UNI TECH"

TOO «Satbay Uni Tech» специализируется в области петрофизики, увеличения добычи нефти, разработки буровых растворов, а также кислотных композиций и других технологических жидкостей для обработки скважин.

Текущие разработки компании направлены на:

- 1 - Химические методы увеличения добычи нефти
- 2 - Снижение обводнённости скважин
- 3 - Оптимизация рецептур кислотных составов
и технологических жидкостей для стимуляции работы скважин
- 4 - Локализация остаточных запасов нефти методом Streamline simulation
для оптимизации системы заводнения на старых месторождениях
- 5 – Борьба с микробиологической коррозией



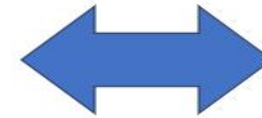
1 - РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУР ПОЛИМЕРНЫХ ГЕЛЕЙ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ОХВАТА ПЛАСТА ВОЗДЕЙСТВИЕМ

Участие в 1,5-годичном (2023-2024 гг.) исследовательском проекте АО "Каражанбасмунай".

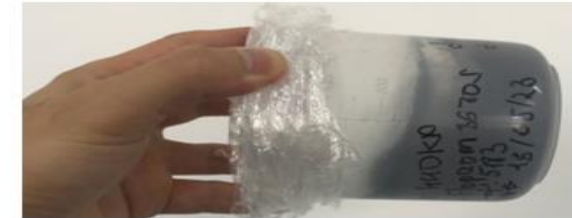
- Исследование полимерных гелей, финансируемое Министерством науки и высшего образования Республики Казахстан



24 ч

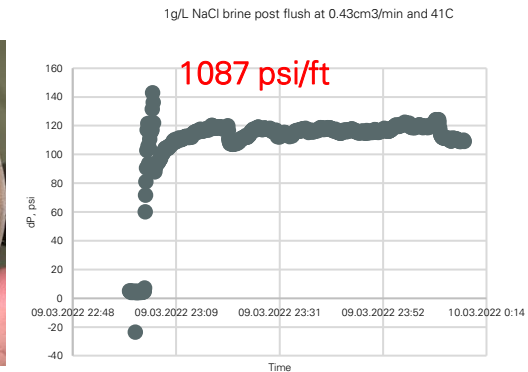
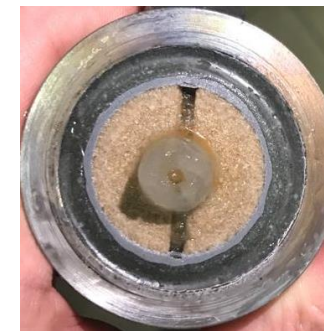


24 ч



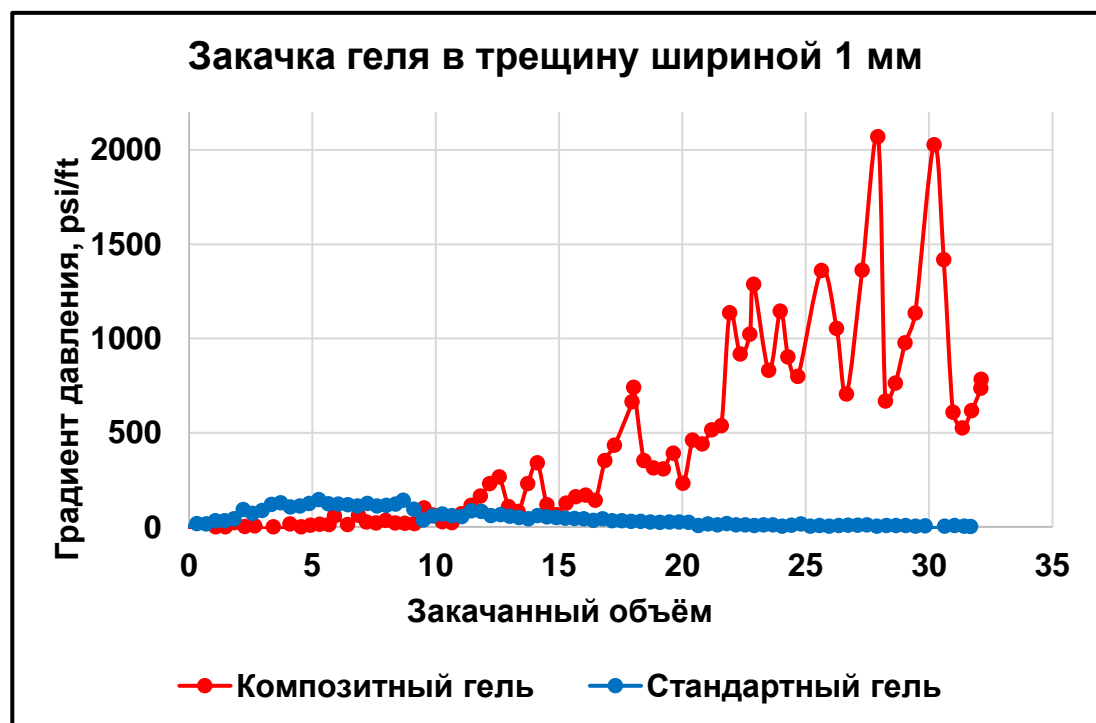
3 месяца

- Разработка экономически эффективных гелевых рецептур



Испытание полимеров на совместимость с промышленной водой и пластовыми породами

В лаборатории была разработана рецептура геля для закупорки широких трещин. Формула может быть адаптирована для температурного диапазона до 60 °С и солености до 240 г/л.



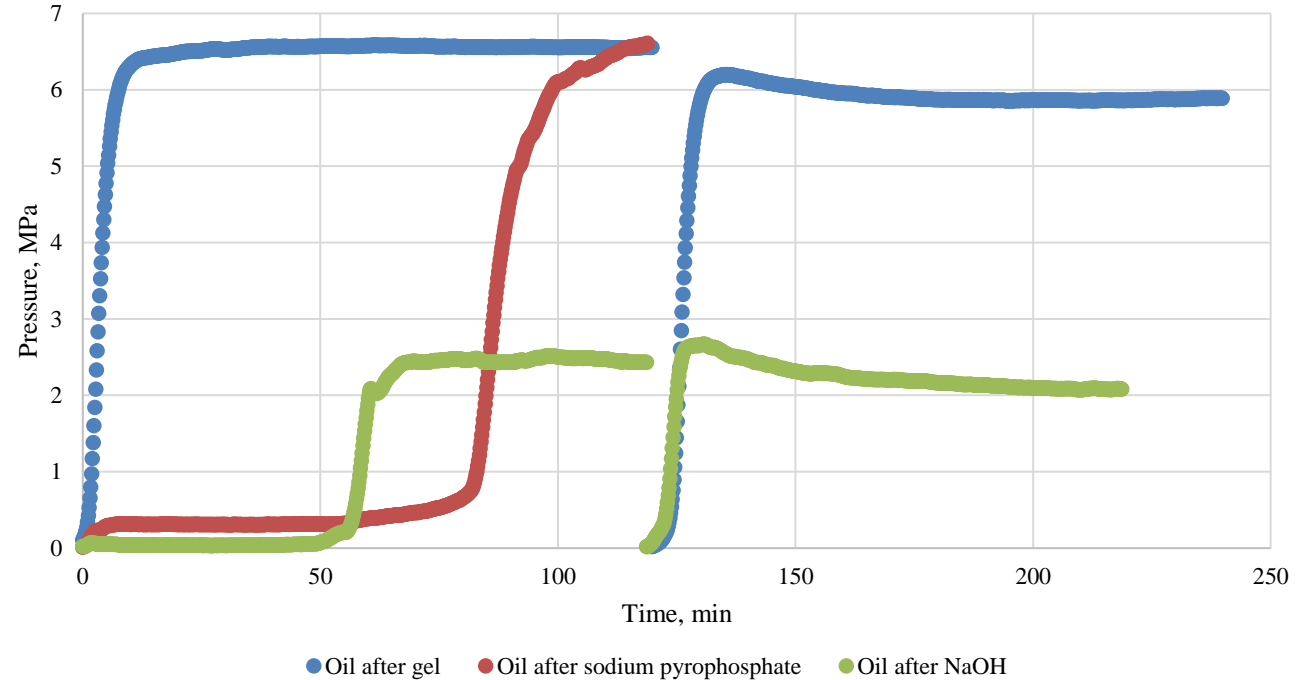
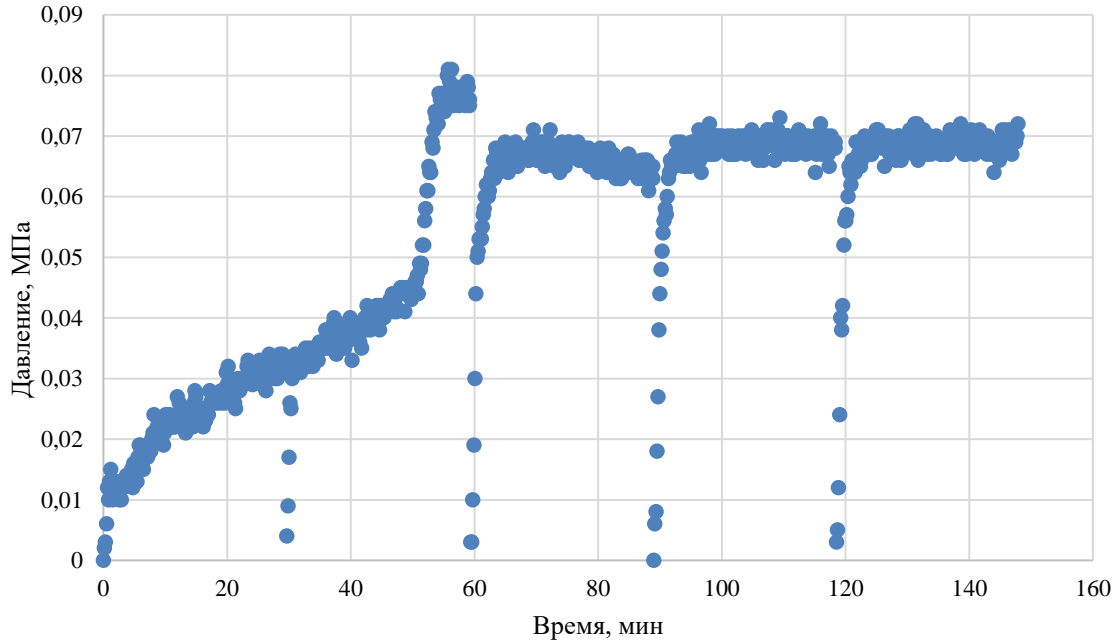
Стандартная рецептура



Улучшенная рецептура

- Традиционные гели выдерживают давление до 140psi/ft - 30 атм/м.
- Улучшенные гели выдерживают градиент давления до 2070psi/ft - 466 атм/м.

Наши результаты помогают нефтяным компаниям выбирать подходящие скважины для закачки геля, предотвращая потери добычи.



Для условий месторождения Каражанбас:

- Закачка гель-полимерной композиции в открытый ствол добывающей скважины приведет к снижению дебита нефти
- Применение полимерных гелей более целесообразно в нагнетательных, а не в добывающих скважинах.

- Полученные нами результаты свидетельствуют о том, что неполное растворение полимера, часто встречающееся в полевых условиях, не приводит к снижению прочности геля.
- Сокращение времени растворения с 3 ч до 45 мин приведет к сокращению времени обработки в 2,5 раза.

Eurasian Chem.-Technol. J. 25 (2023) 157–163

<https://doi.org/10.18321/ectj1518>

The Effect of Polymer Mixing Time on the Strength of HPAM-Cr(III) Gels

Iskander Gussenov

Satbayev University, 22 Satbayev str., Almaty, Kazakhstan

Institute of Polymer Materials and Technology, microdistrict "Atyrau 1", 3/1, Almaty, Kazakhstan

Article info

Received:
10 March 2023

Received in revised form:
6 May 2023

Accepted:
27 June 2023

Keywords:

Gel treatments
Polymer dissolution
Polymer molecular weight
Fish eyes
Gel strength
Gel syneresis
Brine salinity

Abstract

The dissolution of hydrolyzed polyacrylamide, commonly used in gel treatments for enhanced oil recovery, takes between 2–3 to over 24 h at 20–25 °C. The duration is influenced by factors such as polymer molecular weight and brine salinity. In injection/production wells, gel treatments often involve injecting 50–150 m³ of polymer solution within 1–2 days, resulting in the injection of partially dissolved polymer. This raises concerns about the stability and strength of gels containing partially dissolved polymer particles. This study demonstrates that when undissolved polymer particles are kept suspended during the gelation process, there is no significant visual distinction between gels obtained from 30 min or 12 h of polymer mixing. Additionally, viscometer measurements reveal that gels formed with shorter polymer mixing times exhibit higher resistance to shearing. This observation supports the concept that undissolved polymer particles act as a composite material, improving the gel strength. This paper does not advocate for the use of partially dissolved polymer gels. Undissolved polymer particles cannot effectively penetrate porous media. Gelants containing such particles are primarily suited for addressing fracture conformance issues.



d)-30 min mixing

e)-30 min

f)-12 hr mixing

0.05wt% Cr(III)-acetate

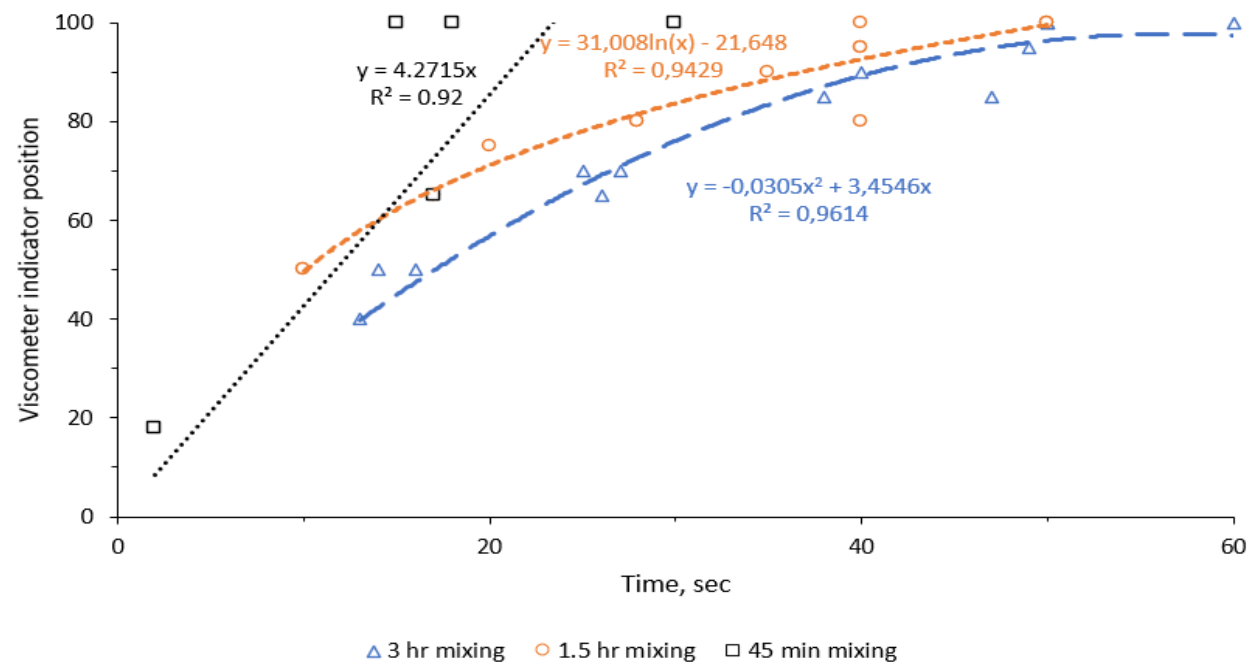
0.05wt% Cr(III)-

0.05wt% Cr(III)-acetate

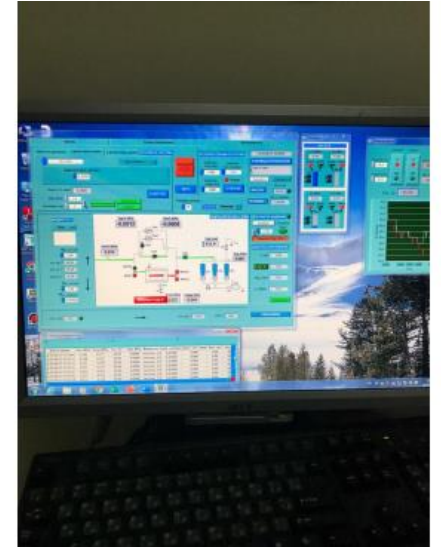
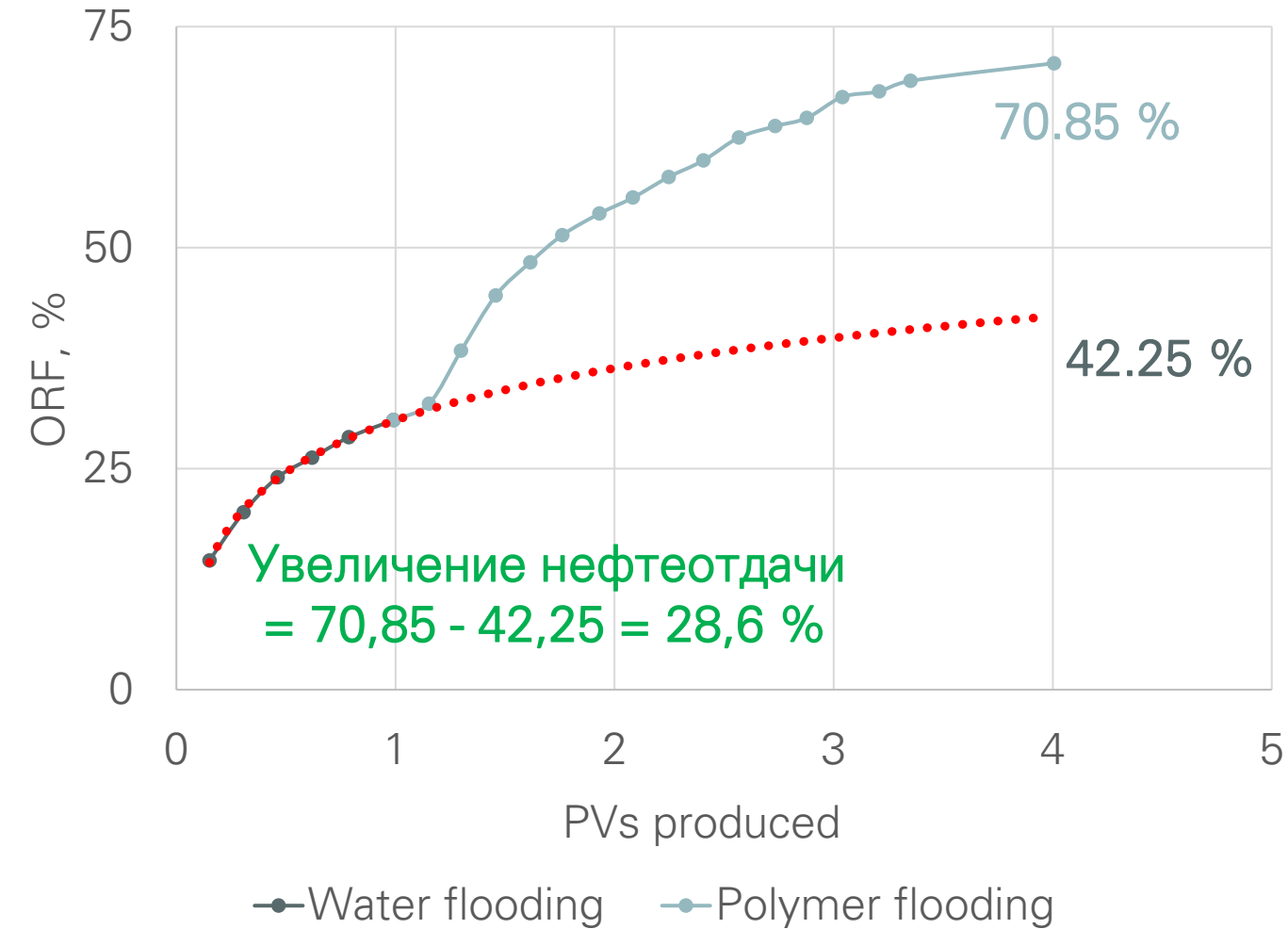
Not suspended

acetate

suspended



2 - ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ ДЛЯ УСЛОВИЙ РАЗЛИЧНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



3 - ИСПЫТАНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Лаборатория буровых и цементных растворов «Baker Hughes»



1 - Вязкость буровых и цементных растворов при различных температурах

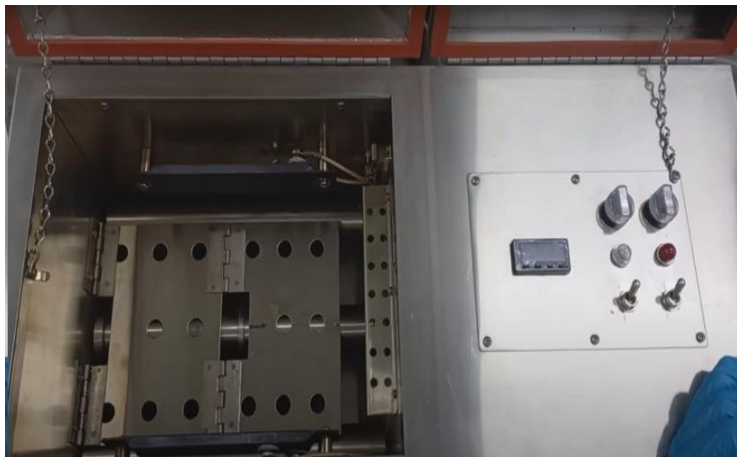
2 - Смазывающие качества буровых растворов

3 - Тип и количество смазывающих добавок

4 - Поведение растворов при повышенных температурах (до 230 C)

5 - Характеристики фильтрации буровых, цементных растворов, а также жидкости ГРП и глушения скважин при повышенных температурах и давлениях

6 – Набухание глин при контакте с жидкостью.

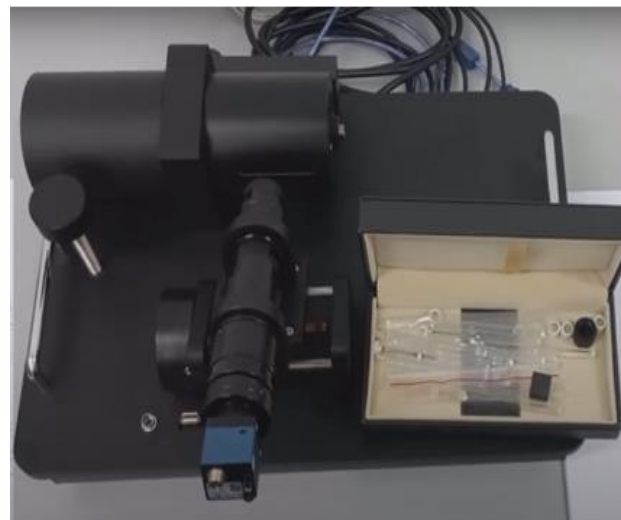


4 - ТЕСТИРОВАНИЕ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ

1 - Испытание поверхностно-активных веществ на совместимость с водой и горными породами



2 - IFT между нефтью и водой (химическим раствором)
Тензиометр ТХ 5000



3 - Разработка рецептур поверхностно-активных веществ для повышения нефтеотдачи пластов





БАУЫРЖАН МУКАЕВ

КОНСУЛЬТАНТ ПО РАЗВИТИЮ БИЗНЕСА

ТЕЛ: +7 705 552 11 18

EMAIL: B.YERBULATOVICH@GMAIL.COM

ИСКАНДЕР ГУСЕНОВ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ДИРЕКТОР

ТЕЛ: +7 777 811 39 41

EMAIL: ISKANDER.GUSSENOV@GMAIL.COM