

УДК: 622.276.4; 622.276.6; 622.279.4; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2025-1.08>
<https://orcid.org/0000-0001-7331-1633>
<https://orcid.org/0000-0002-9820-7952>
<https://orcid.org/0000-0003-0766-4961>

ТЕСТИРОВАНИЕ РЕЦЕПТУР ПОЛИМЕРНЫХ ГЕЛЕЙ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН



Г.Ж. МОЛДАБАЕВА,
доктор технических наук,
профессор,
moldabaeyva@gmail.com



И.Ш. ГУСЕНОВ,
PhD, научный сотрудник,
iskander.gussenov@gmail.com



С.Ж. АБИЛЕВА,
докторант PhD,
saulezh007@gmail.com

SATBAYEV UNIVERSITY

Республика Казахстан, 050013, г. Алматы, ул. Сатпаев, 22

В данной работе исследованы рецептуры полимерных гелей на основе частично гидролизованного полиакриламида и ацетата хрома для обработки нефтяных скважин. Для гелеполимерных композиций были получены зависимости динамической вязкости при температуре 40 °С в зависимости от концентрации химикатов и скорости сдвига. Было показано, что увеличение концентрации полимера с 0,5% до 2,5% приводит к увеличению динамической вязкости с 5 486 сП до 267 505 сП, т.е. увеличение концентрации полимера в 5 раз приводит к увеличению вязкости в 48 раз. Оценка полимерных гелей по шкале SydanskGelStrength Code показала, что 2,5% гель обладает наибольшей прочностью (I), тогда как 0,3% и 0,5% гели характеризуются умеренной прочностью (D). Также в работе рассмотрены вопросы разрушения гелей брейкерами (гипохлоритом натрия и NaOH). Полученные результаты позволяют сформулировать рекомендации по выбору оптимальных рецептур гелеполимерных композиций для изоляции высокопроницаемых каналов и увеличения коэффициента охвата нефтяного пласта воздействием.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: полимерные гели, частично гидролизованный полиакриламид, ацетат хрома, вязкость, гелеобразование, нефтяные скважины, брейкеры.

МҰНАЙ ҰҢҒЫМАЛАРЫНЫҢ ЖҰМЫСЫН ОҢТАЙЛАНДЫРУ ҮШІН ПОЛИМЕРЛІ ГЕЛЬДЕРДІҢ ҚҰРАМЫН ТЕСТІЛЕУ

Г.Ж. МОЛДАБАЕВА, д.т.н., профессор, moldabaeyva@gmail.com

И.Ш. ГУСЕНОВ, PhD, научный сотрудник, iskander.gussenov@gmail.com

С.Ж. АБИЛЕВА, PhD докторант, saulezh007@gmail.com

SATBAYEV UNIVERSITY

Қазақстан Республикасы, 050013, Алматы, Сәтбаев к., 22

Бұл жұмыста мұнай ұңғымаларын өңдеуге арналған жартылай гидролизденген полиакриламид пен хром ацетаты негізіндегі полимерлі гелдердің құрамдары зерттелді. Гель-полимерлі композициялар үшін 40 °C температурадағы динамикалық тұтқырлықтың тәуелділіктері химиялық заттардың концентрациясы мен ығысу жылдамдығына байланысты алынды. Полимер концентрациясын 0,5% -дан 2,5% -ға дейін арттыру динамикалық тұтқырлықтың 5,486 сР-ден 267,505 сР-ге дейін ұлғаюына әкелетіні көрсетілді, яғни полимер концентрациясын 5 есе арттыру тұтқырлықтың 48 есе артуына әкеледі. Полимерлі гелдерді Sydansк Gel Strength Code шкаласы бойынша бағалау 2,5% гел ең жоғары беріктікке (I) ие, ал 0,3% және 0,5% гелдер орташа беріктікпен (D) сипатталады. Сондай-ақ жұмыста бреккерлерді (натрий гипохлориті және NaOH) қолдану арқылы гелді жою мәселелері қарастырылады. Алынған нәтижелер жоғары өткізгіштік арналарды оқшаулау және әсер ету арқылы мұнай қабатын қамту коэффициентін арттыру үшін гел-полимерлі композициялардың оңтайлы құрамдарын таңдау бойынша ұсыныстарды тұжырымдауға мүмкіндік береді.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: полимерлі гелдер, жартылай гидролизденген полиакриламид, хром ацетаты, тұтқырлық, гел түзілуі, мұнайұңғымалары, брейкерлер.

TESTING OF POLYMER GEL FORMULATIONS FOR OPTIMIZING OIL WELL PERFORMANCE

G.ZH. MOLDABAYEVA, Doctor of Technical Sciences, professor, moldabaeyva@gmail.com

I.SH. GUSSENOV, PhD, researcher, iskander.gussenov@gmail.com

S.ZH. ABILEVA, PhD, student, saulezh007@gmail.com

SATBAYEV UNIVERSITY

22 Satpayev St., 050013, Almaty, Republic of Kazakhstan

This study investigates the formulations of polymer gels based on partially hydrolyzed polyacrylamide and chromium acetate for oil well treatment. The dependence of the dynamic viscosity of gel-polymer compositions on chemical concentrations and shear rate was determined at a temperature of 40 °C. It was shown that increasing the polymer concentration from 0.5% to 2.5% leads to an increase in dynamic viscosity from 5,486 cP to 267,505 cP, meaning that a fivefold increase in polymer concentration results in a 48-fold increase in viscosity. Evaluation of polymer gels using the Sydansк Gel Strength Code demonstrated that the 2.5% gel exhibited the highest strength (I), whereas the 0.3% and 0.5% gels were characterized by moderate strength (D). The study also addresses the degradation of gels using breakers (sodium hypochlorite and NaOH). The obtained results allow for the formulation of recommendations on selecting optimal gel-polymer compositions for isolating high-permeability channels and improving the sweep efficiency of oil reservoirs.

KEYWORDS: polymer gels, partially hydrolyzed polyacrylamide, chromium acetate, viscosity, gelation, oil wells, breakers.

Введение. В настоящее время одной из ключевых проблем при разработке нефтяных месторождений является преждевременное обводнение продуктивных скважин [1–3], вызванное наличием высокопроницаемых зон фильтрации, кавернозных каналов и трещин в коллекторах [4]. Это приводит к снижению коэффициента извлечения нефти, росту затрат на обработку добываемой продукции и увеличению объемов закачиваемой воды. В качестве эффективного метода решения данной проблемы широко применяется технология полимерных гелей, позволяющая перераспределять потоки нефтевытесняющего агента и ограничивать фильтрацию воды в высокопроницаемых зонах [5]. Полимерные гели, формируемые на основе частично-гидролизованного полиакриламида (ЧГПА) и сшивающих агентов, используются для изоляции водонасыщенных каналов, повышения охвата пласта вытесняющим агентом и увеличения добычи нефти [6].

Эффективность полимерных гелей определяется множеством факторов, включая проницаемость коллектора, минерализацию пластовых вод, пластовую температуру, а также состав гелевой композиции. Например, в предыдущих исследованиях было показано, что гели на основе ЧГПА и ацетата хрома могут быть подвержены значительному синерезису – процессу выделения воды из гелевой структуры со временем [7]. Высокий синерезис снижает изолирующую способность гелевой пробки, способствует образованию каналов в трещинах и кавернозных зонах, что в итоге приводит к частичному восстановлению проницаемости этих зон. Таким образом, для обеспечения длительного эффекта гелевые композиции должны обладать высокой стабильностью при пластовых условиях.

Помимо стабильности, важным параметром является вязкость полимерных гелей. Поскольку эффективность гелевых систем снижается с увеличением ширины трещин [8], для изоляции высокопроницаемых зон в трещиноватых пластах и кавернозных коллекторах требуются особо прочные гели с вязкостью, многократно превышающей вязкость традиционных рецептур (0,5% полимер / 0,05% сшиватель). Такие гелевые системы обеспечивают повышенное сопротивление фильтрации воды, что особенно важно для пластов с развитой трещинной и кавернозной пористостью.

Одним из существенных недостатков технологии гелеполимерной обработки является риск снижения проницаемости по нефти [9], что ограничивает применение данной технологии преимущественно на нагнетательных скважинах. Также на основе производственного опыта отмечено, что после гелеполимерной обработки нагнетательных скважин может возникать проблема закупорки ствола скважины концентрированным гелем. Это объясняется закачкой чрезмерного объема гелевой композиции при расходе, превышающем оптимальный для данной скважины, что, в свою очередь, может затруднять проведение геофизических исследований. В связи с этим для ликвидации данных проблем возникает необходимость разрушения гелей с использованием брейкеров.

Настоящая работа посвящена исследованию влияния состава полимерных гелей на их вязкость, устойчивость к синерезису, а также разрушению гелей брейкерами. Полученные результаты позволяют сформулировать рекомендации по оптимизации рецептур полимерных гелей для закачки в обводнённые нефтяные месторождения.

Материалы и методы исследования. Для получения полимерных гелей в данной работе использовался частично гидролизированный полиакриламид с молекулярной массой 6-7 млн Да и степенью гидролиза 5%. Для приготовления гелей использовали промышленную воду с месторождения Узень. Заданное количество данного полимера растворялось в воде путём перемешивания в течение минимум 3 часов. После чего к раствору полимера добавляли необходимое количество сшивающего агента (ацетата хрома). Полученные гелеполимерные композиции выдерживали при температуре 40 °С в герметичной посуде. Вязкость полученных композиций измерялась с помощью ротационного вискозиметра.

Стабильность гелей оценивалась путём выдержки образцов при температуре 40 °С в течение 45 дней с периодической визуальной оценкой. Каждому гелю присваивалась буква латинского алфавита в соответствии со шкалой SydanskiGelStrength Code:

А – видимый гель не образуется, вязкость раствора остается такой же, как у исходного полимерного раствора.

В – гель обладает высокой текучестью, визуально кажется лишь более липким по сравнению с исходным полимерным раствором.

С – текучий гель: большая часть массы стекает в горлышко сосуда и обратно.

Д – умеренно текучий гель: небольшая часть (примерно 5–15 %) геля затекает в узкое горлышко сосуда и возвращается обратно, что обычно описывается как «языкообразный» гель.

Е – почти нетекучий гель: не затекает в горлышко сосуда.

Г – умеренно деформируемый, но не текучий гель.

Н – слегка деформируемый, но не текучий гель: при переворачивании сосуда вверх дном поверхность геля изгибается.

И – жесткий гель: изгиба поверхности не наблюдается.

Ж – звенящий гель: при постукивании по сосуду ощущается характерный звук.

В заключении самые прочные гели были подвержены воздействию деструкторами для разрушения их структуры. В качестве деструкторов использовали гипохлорит натрия и NaOH.

Результаты и обсуждение. Вязкость гелеполимерных композиций увеличивается в процессе сшивки полимерных молекул ионами хрома. При этом скорость гелеобразования зависит от температуры. Пластовые температуры целевых Казахстанских месторождений находятся в диапазоне от 25 °С и выше. Важно учитывать, что сшитый полимерный гель (СПГ) не в состоянии проникнуть в пористую среду коллектора, однако СПГ могут проникать в трещины. Поэтому составы гелеполимерных композиций должны корректироваться для каждой скважины с учётом её температурного режима и фильтрационно-ёмкостных свойств коллектора.

На *рисунке 1* показана зависимость времени истечения гелеполимерной композиции из воронки ВБР-2 от времени её выдержки при температуре 20-25 °С. Как видно из рисунка, вязкость полимерного раствора, к которому был добавлен ацетат хрома увеличивается со временем, в то время как вязкость полимерного раствора без сшивателя остаётся неизменной на протяжении всего времени проведения эксперимента.

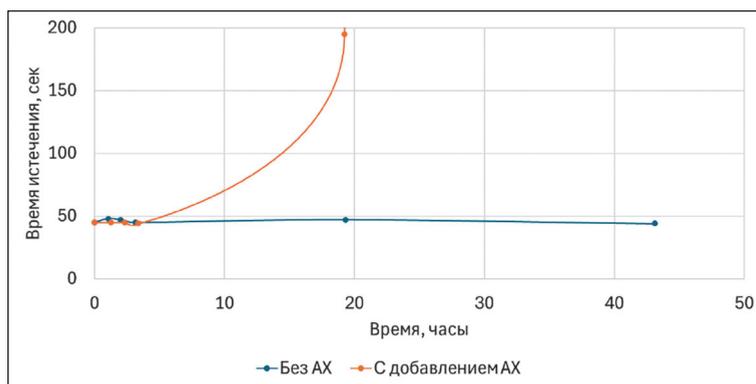


Рисунок 1 – Зависимость времени истечения растворов с рецептурой 1-[0.5% полимер] и 2-[0.5% полимер / 0.05% ацетат хрома] из вискозиметрической воронки ВБР-2 при компактной температуре. Вода – проба с месторождения ЮВК

Ниже показаны результаты замера динамической вязкости различных гелеполимерных рецептур.

Влияние рецептуры гелей на вязкость

В таблице 1 представлено влияние концентрации сшивателя на вязкость гелеполимерных композиций до и после гелеобразования. Как видно, увеличение концентрации сшивателя в 5 раз при постоянной концентрации полимера 0,5 % приводит к росту вязкости композиции до гелеобразования с 44 до 196 сП, что обусловлено началом сшивки полимерных молекул ионами хрома. Также из таблицы следует, что увеличение концентрации сшивателя в 5 раз привело к росту вязкости геля лишь на 60 % (в 1,6 раза).

Таблица 1 – Влияние концентрации сшивателя на вязкость гелеполимерных композиций до и после гелеобразования

Концентрация	Динамическая вязкость при температуре 40°C и скорости сдвига 0.61 с ⁻¹ , ср	
	До гелеобразования	После гелеобразования
0,5 % П	196	13 154
0,25 % АХ		
0,5 % П	44	8 235
0,05 % АХ		

Для изоляции высокопроницаемых каналов может потребоваться рецептура полимерного геля с повышенной вязкостью после гелеобразования. В следующих экспериментах были сделаны попытки увеличить вязкость гелей за счёт увеличения концентрации полимера.

На рисунке 2 показаны зависимости вязкости от скорости сдвига для гелеполимерных композиций до и после гелеобразования. Как видно из графика, увеличение концентрации полимера с 0.51 до 0.7% позволило заметно увеличить вязкость геля в диапазоне скоростей сдвига от 0.6 до 60 сек⁻¹. Например, для скорости сдвига 0.6 сек⁻¹ вязкость увеличилась с 5 486 до 11 430 ср (в 2 раза).

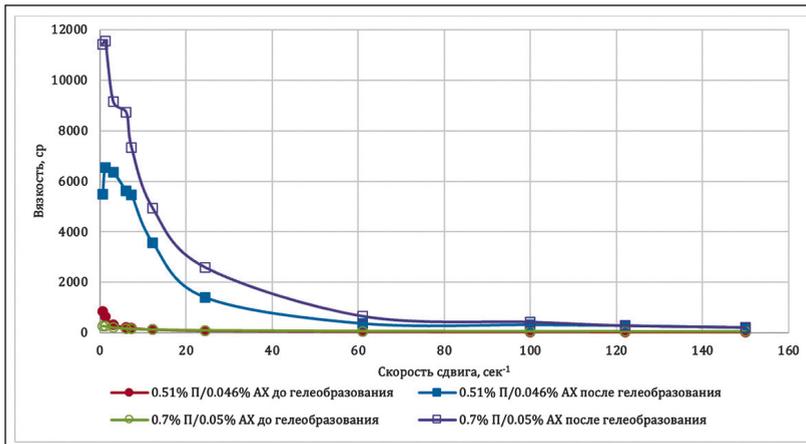


Рисунок 2 – Зависимость динамической вязкости гелеполимерных композиций до и после гелеобразования от скорости сдвига при температуре 40 °С

Из результатов, показанных в *таблице 1* и на *рисунке 2*, можно сделать вывод о том, что изменение количества полимера в рецептуре имеет большее влияние на вязкость гелей, чем изменение концентрации сшивателя (*таблица 2*).

Таблица 2 – Эффект изменения концентрации полимера и сшивателя на вязкость гелей

Полимер	Результат	Сшиватель	Результат
Увеличение концентрации на 37%	Увеличение вязкости в 2 раза	Увеличение концентрации в 5 раз	Увеличение вязкости на 60%.

Далее было принято решение увеличить концентрацию полимера до 2.5%. Результаты показаны на рисунке. Как можно видеть из *рисунка 3*, увеличение концентрации полимера до 2.5% привело к увеличению вязкости геля до 267 500 ср при скорости сдвига 0.6 сек⁻¹. Также был проведен опыт с концентрацией полимера 0.3%. *Рисунок 4* показывает влияние концентрации полимера на вязкость гелей.

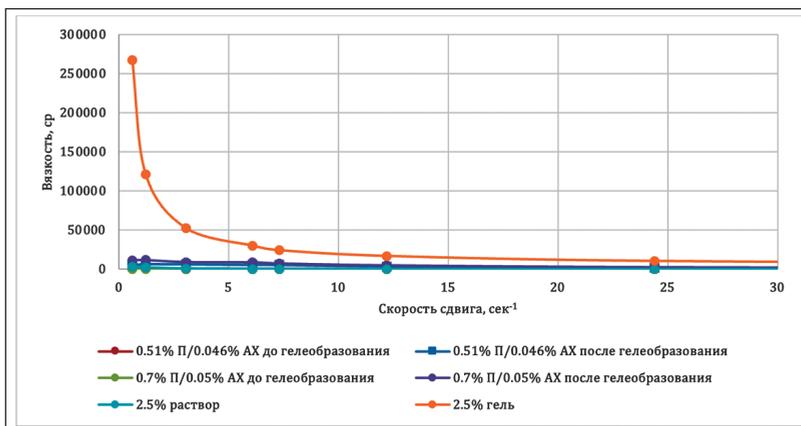


Рисунок 3 – Сравнение вязкости 2.5% геля с рецептурами, содержащими 0.51-0.7% полимера. Температура 40 °С

Рисунок 4 показывает, что зависимость вязкости гелей от концентрации полимера в диапазоне от 0.3 до 2.5 % подчиняется экспоненциальному закону:

$$y = 2586,5e^{1,8613x}$$

где y – вязкость геля, ср ; x – концентрация полимера, %.

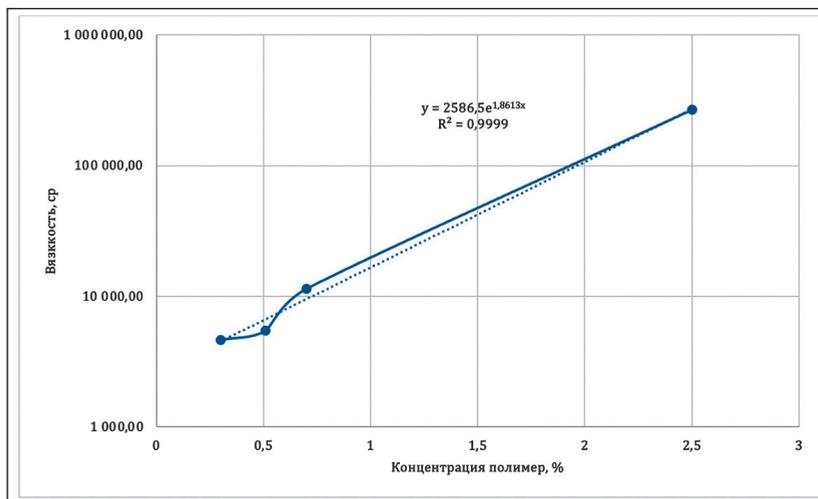


Рисунок 4 – Влияние концентрации полимера на вязкость гелей

Резкое увеличение вязкости полимерного геля с 5 486–11 430 ср до 267 500 ср при увеличении концентрации полимера с 0.5–0.7% до 2.5%, соответственно, объясняется переплетением макромолекул, что приводит к уплотнению структуры и повышает сопротивление сдвиговым нагрузкам. Именно такие гели рекомендуются для гелеполимерной обработки пластов с высокопроницаемыми каналами. Все полимерные гели рецептуры, которых упомянуты выше оказались стабильны в течение 45 дней при температуре 40 °С.

Стабильность гелей при целевой пластовой температуре

Стабильность полученных полимерных гелей оценивалась путем выдерживания их при температуре 40 °С в течение 45 дней с периодической оценкой прочности по шкале SydanskGelStrength Code. Как видно из *таблицы 3*, все гели сохранили стабильность в течение указанного периода. Наибольшую прочность продемонстрировал 2.5% полимерный гель. Полимерный гель с концентрацией 0.7% также показал высокую прочность (H), тогда как 0.3% и 0.5% гели характеризуются средней прочностью (D). Кроме того, стандартная рецептура (0.5% гель) отличается водоотдачей на уровне 6%.

Таблица 3 – Стабильность полимерных гелей по шкале SydanskGelStrength Code

Рецептура	Время выдержки при температуре 40 С, дни				Примечания
	7	15	30	45	
0.3 % полимер / 1.5% сшиватель	D	D	D	D	Без выделения воды
0.5% полимер / 0.046% сшиватель	G	D	D	D	Выделение воды 6%
0.7% полимер / 0.05% сшиватель	G	H	H	H	Без выделения воды
2.5% гель	I	I	I	I	Выделение воды 2.5%

Разрушение гелей брейкерами

К сожалению, полимерные гели снижают проницаемость не только по воде, но и по нефти. Поэтому при обработке добывающих скважин необходимо принимать меры, минимизирующие проникновение гелеполимерных растворов в нефтенасыщенные зоны. Кроме того, после обработки нагнетательных скважин, в которые обычно закачиваются большие объемы полимерных гелей, внутренняя полость НКТ часто оказывается забита концентрированным полимерным гелем.

Для устранения нежелательных последствий гелеполимерной обработки скважин следует применять брейкеры – растворы химических реагентов, разрушающие полимерные гели.

В данной работе рекомендуемые деструкторы (гипохлорит натрия и NaOH) смешивались в заданном соотношении с самыми прочными гелями (0.7% и 2.5%), после чего проводилась оценка степени деструкции. Замер вязкости после процесса деструкции не проводился, поскольку полученные составы были неоднородны и имели сгустки геля в виде комков. Тем не менее, было показано, что испытываемые брейкеры разрушили гели (рисунк 5).

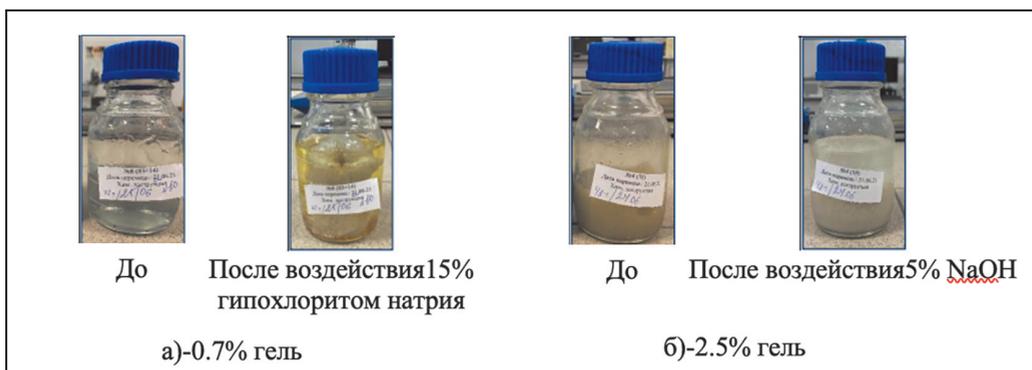


Рисунок 5 – Полимерные гели до и после реакции с брейкерами

Для разрушения 2.5% полимерного геля применяли 5% раствор NaOH, в то время как для разрушения 0.7% геля применяли 15% раствор гипохлорита натрия. Как видно из фотографий на *рисунке 5*, оба геля были разрушены брейкерами.

Заключение и выводы. В ходе исследования была проведена оценка влияния концентрации полимера и сшивателя на вязкость и стабильность полимерных гелей, используемых для изоляции водопритоков в нефтяных скважинах.

1 – Установлено, что увеличение концентрации полимера оказывает более значительное влияние на вязкость гелей, чем рост концентрации сшивателя.

2 – Зависимость вязкости гелей от концентрации полимера в диапазоне от 0.3 до 2.5% подчиняется экспоненциальному закону, что объясняется переплетением макромолекул и уплотнением структуры.

3 – Гель с концентрацией 2.5% продемонстрировал наибольшую прочность и устойчивость к синерезису, что делает его перспективным для изоляции широких трещин.

Также испытания показали, что использование брейкеров (гипохлорита натрия и NaOH) эффективно разрушает полимерные гели, однако требует подбора оптимальных концентраций в зависимости от состава геля.

Полученные результаты позволяют сформулировать рекомендации по корректировке рецептур гелеполимерных композиций в зависимости от условий скважины и технологических параметров закачки. В дальнейшем планируется изучение влияния различных добавок на стабильность и реологические свойства полимерных гелей для повышения их эффективности в условиях нефтедобычи. 

Благодарность: Данная статья была выполнена при финансовой поддержке Комитета науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан (AP19674847 «Исследования механизма возникновения водопритоков и закономерностей влияния геолого-технологических факторов на показатели изоляционных работ»).

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Alkadem M.A. et al. Water Shut-Off Best Practices and Analysis of Effectiveness and Sustainability // Day 3 Thu, March 07, 2024. SPE, 2024.
- 2 Chen L. et al. A selective water control and gas augmentation method based on APR gel // Colloids Surf A Physicochem Eng Asp. 2022. Vol. 653. P. 129980.
- 3 Taha A., Amani M. Overview of Water Shutoff Operations in Oil and Gas Wells; Chemical and Mechanical Solutions // ChemEngineering. 2019. Vol. 3, № 2. P. 51.
- 4 Zeinijahromi A., Bedrikovetski P. New method of controlling excessive water production in wells using induced formation damage // The APPEA Journal. 2015. Vol. 55, № 2. P. 485.
- 5 Seright R., Brattekas B. Water shutoff and conformance improvement: an introduction // Pet Sci. 2021. Vol. 18, № 2. P. 450-478.
- 6 Brattekas B., Seright R., Erslund G. Water Leakoff During Gel Placement in Fractures: Extension to Oil-Saturated Porous Media // SPE Production & Operations. 2020. Vol. 35, № 02. P. 202-213.
- 7 Zhang G. et al. Experimental research of syneresis mechanism of HPAM/Cr3+ gel // Colloids Surf A Physicochem Eng Asp. 2015. Vol. 483. P. 96-103.
- 8 Seright R.S. Washout of Cr(III)-Acetate-HPAM Gels from Fractures // International Symposium on Oilfield Chemistry. SPE, 2003.
- 9 Al Brahim A., Bai B., Schuman T. Comprehensive Review of Polymer and Polymer Gel Treatments for Natural Gas-Related Conformance Control // Gels. 2022. Vol. 8, № 6. P. 353.