

УДК 622.276.6

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2022

**Изучение эффективности реализации технологий повышения нефтеотдачи пластов, основанное на статистической обработке промысловых данных****П.О. Чалова, М.С. Черепанов, Н.Ю. Белоусов**

Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)

**Studying the efficiency of implementation of enhanced oil recovery technologies based on field data statistical processing****Polina O. Chalova, Matvei S. Cherepanov, Nikita Yu. Belousov**

Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

**Получена / Received: 10.05.2022. Принята / Accepted: 18.11.2022. Опубликовано / Published: 23.12.2022****Ключевые слова:**

трассерные исследования, полимерное заводнение, промысловые данные, коэффициент корреляции, эффективность, статистический анализ, гидродинамическая связь.

Эффективным инструментом повышения нефтеотдачи высокообводненных залежей является технология полимерного заводнения. Высокая стоимость практической реализации данной технологии обуславливает необходимость тщательного критического анализа накопленного опыта проведения мероприятия с целью эффективного планирования дальнейшего его использования. Настоящая статья посвящена анализу результатов проведения полимерного заводнения на Шагиртско-Гожанском месторождении в период с 2012 по 2014 г. Трассерные исследования, выполненные на месторождении до и после полимерного заводнения, не позволили однозначно оценить его результаты. Причиной неоднозначности оценки является недостаточная продолжительность периода отбора трассирующих веществ. В настоящей статье предложен способ оценки результатов полимерного заводнения, основанный на статистическом анализе промысловых данных. Основная идея подхода заключается в следующем: полимер, закачанный в продуктивный пласт, является неким барьером, и период его прохождения должен сопровождаться нарушением гидродинамической связи между нагнетательной скважиной, в которую полимер закачан, и добывающей, реагирующей на закачку. Признаком возникновения такого барьера может быть снижение коэффициента корреляции между показателями эксплуатации добывающей и нагнетательной скважин. В свою очередь факт снижения коэффициента корреляции можно трактовать как прохождение полимера на участке залежи между этими скважинами. Предложенный подход использован для оценки результатов полимерного заводнения на Шагиртско-Гожанском месторождении. Установлено, что закачка полимера реализована эффективно только в одном очаге нагнетания.

**Keywords:**

tracer studies, polymer flooding, field data, correlation coefficient, efficiency, statistical analysis, hydrodynamic connection.

Polymer flooding technology is an effective tool for enhancing oil recovery of highly watered deposits. The high cost of practical implementation of this technology necessitates a thorough critical analysis of the accumulated experience in order to effectively plan its further use. This article is devoted to the analysis of the results of polymer flooding at the Shagirtsko-Gozhanskoye field in the period from 2012 to 2014. Tracer studies performed at the field before and after polymer flooding did not allow an unambiguous assessment of its results. The reason for the ambiguity of the assessment was the insufficient duration of the tracer sampling period. This article proposes a method for evaluating the results of polymer flooding based on statistical analysis of field data. The main idea of the approach is as follows: a polymer injected into a reservoir is a kind of barrier, and the period of its passage should be accompanied by a violation of the hydrodynamic connection between the injection well into which the polymer was injected and the production well that responds to injection. A sign of the emergence of such a barrier may be a decrease in the correlation coefficient between the performance of production and injection wells. In turn, the fact of a decrease in the correlation coefficient can be interpreted as the passage of a polymer in the area of the deposit between these wells. The proposed approach was used to evaluate the results of polymer flooding in the Shagirtsko-Gozhanskoye field. It was established that the injection of the polymer was implemented effectively only in one injection site.

© Чалова Полина Олеговна – ассистент кафедры «Геология нефти и газа» (тел.: +007 (342) 219 80 17, e-mail: chalovapolina@yandex.ru).

© Черепанов Матвей Сергеевич – студент (тел.: +007 (342) 219 80 17, e-mail: matveicherepanov@gmail.com).

© Белоусов Никита Юрьевич – студент (тел.: +007 (342) 219 80 17, e-mail: belnik@mail.ru).

© Polina O. Chalova (Author ID in Scopus: 57223986143) – Assistant at the Department of Oil and Gas Geology (tel.: +007 (342) 219 80 17, e-mail: chalovapolina@yandex.ru).

© Matvei S. Cherepanov – Student (tel.: +007 (342) 219 80 17, e-mail: matveicherepanov@gmail.com).

© Nikita Yu. Belousov – Student (tel.: +007 (342) 219 80 17, e-mail: belnik@mail.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Чалова П.О., Черепанов М.С., Белоусов Н.Ю. Изучение эффективности реализации технологий повышения нефтеотдачи пластов, основанное на статистической обработке промысловых данных // Недропользование. – 2022. – Т.22, №4. – С.158–164. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.4.2

Please cite this article in English as:

Chalova P.O., Cherepanov M.S., Belousov N.Yu. Studying the efficiency of implementation of enhanced oil recovery technologies based on field data statistical processing. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, 2022, vol.22, no.4, pp.158-164. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.4.2

**Введение**

В настоящее время большая часть мировой добычи нефти приходится на зрелые месторождения, разработка которых осуществляется посредством вторичных методов вытеснения. Количество воды, которая фильтруется (закачивается и добывается) в пласте, значительно увеличивается с течением времени, пока не будет достигнуто соотношение «вода – нефть», делающее дальнейшую добычу нерентабельной [1]. Извлечение нефти, оставшейся в пласте после вторичных методов добычи (например, заводнение водой, газом или др.), осуществляется путем применения методов повышения нефтеотдачи, которые включают различные технологии, такие как термические и нетермические [2]. Полимерное заводнение – один из наиболее многообещающих нетермических методов увеличения нефтеотдачи. Полимерное заводнение используется в промышленности более 50 лет [3–7]. Оно имеет несколько преимуществ, включая повышение подвижности закачиваемой жидкости, повышение эффективности вертикального и площадного охвата, меньшее количество воды, необходимое по сравнению с заводнением, и низкую стоимость по сравнению с другими методами повышения нефтеотдачи пласта [8–15].

Полимер увеличивает вязкость водной фазы, способствуя снижению коэффициента подвижности и повышению эффективности вытеснения. Кроме того, в зависимости от типа полимера проницаемость для воды в зонах, охваченных полимером, может быть снижена [16–19]. Это снижение проницаемости может иметь благоприятный дополнительный вторичный эффект за счет герметизации пласта и восстановления части давления высокопроницаемых зон, через которые полимер предпочтительно фильтруется в гетерогенных коллекторах. Эффект этих двух механизмов, которые генерируют так называемые факторы сопротивления и остаточного сопротивления, сочетается с эффектом повышенной вязкости закачиваемой воды, что еще больше снижает коэффициент подвижности при вытеснении соотношения «вода – нефть», и, следовательно, повышает коэффициент извлечения. Это широко распространенные фундаментальные механизмы [20]. Другие механизмы предложены для объяснения макрокопических и микроскопических эффектов процессов полимерного заводнения, которые подробно описаны в работе [21].

Из обзора литературы известно, что вероятность успеха при реализации проектов закачки полимера во вторичном режиме выше, чем при его закачке в третичном режиме [22, 23]. Заводнение третичным полимером требует большего количества полимера на тонну добычи нефти. С 1990-х гг. известно об увеличении производительности процесса полимерного заводнения в условиях высокой обводненности, что связано с использованием более высокой концентрации и более высокой общей закачиваемой массы [24]. Такие характеристики флюида могут привести к снижению приемистости в зависимости от пласта и условий ограниченного давления [25].

Оценка эффективности полимерного заводнения широко изучалась как в экспериментальных работах [26–29], так и с помощью численного моделирования [30, 31]. Численное моделирование и моделирование эффективности извлечения полимерного заводнения можно проводить с помощью традиционных симуляторов. Для симуляторов текущего потока требуется огромное количество входных параметров (начальная насыщенность, распределение давления, функции многофазного потока и др.). Совпадение этих параметров затруднительно с точки зрения времени выполнения моделирования, в то время как точные измерения для данных параметров часто недоступны. Кроме того, численное моделирование может потребовать большого количества физических допущений для прогнозирования

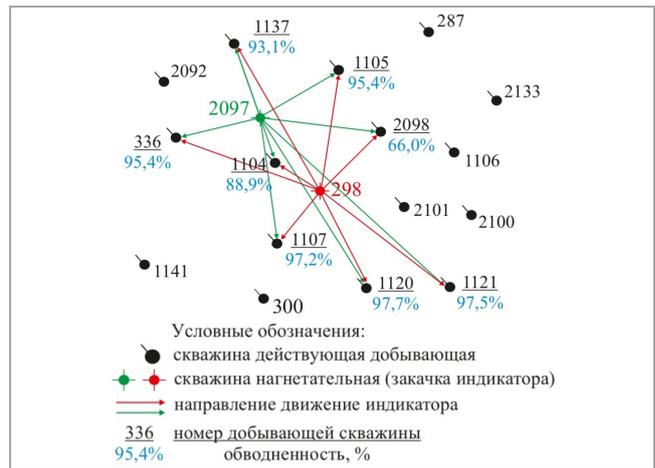


Рис. 1. Схема участка исследования Шагиртско-Гожанского месторождения, пласт Тл-Бб (на начало полимерного заводнения)

**Геолого-физическая характеристика пласта Тл-Бб Шагиртско-Гожанского месторождения**

Параметр	Показатель
Средняя глубина залегания, м	1330,0
Средняя общая толщина пласта, м	13,4
Средняя нефтенасыщенная толщина пласта, м	3,0
Проницаемость по гидродинамическим исследованиям скважин, мкм <sup>2</sup>	1,233
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,4
Коэффициент расчлененности, доли ед.	2,37
Пластовая температура, °С	28,0
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	36,46
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /сут	21,3

будущих характеристик базового процесса. При условии, что входные и выходные параметры целевые функции имеют чрезвычайно нелинейные отношения, время выполнения вычислений также чрезвычайно велико.

Несмотря на то, что в литературе [32–35] широко представлены многочисленные исследования для рассмотрения глубокого влияния характеристик полимерного заводнения, в данном исследовании предложен новый подход к оценке результатов данного мероприятия.

**Объект исследования**

С целью повышения коэффициента вытеснения и увеличения конечного коэффициента извлечения нефти в условиях высоковязкой нефти и значительной обводненности добываемой продукции, на объекте Тл-Бб Шагиртско-Гожанского месторождения проведены работы по полимерному заводнению.

Исследуемый участок залежи характеризуется неблагоприятными геолого-физическими характеристиками продуктивных пластов, что способствует быстрому обводнению добываемой продукции, снижению отборов нефти и коэффициента нефтеотдачи. Для выявления наличия гидродинамической связи, оценки распределения потоков нагнетаемой воды и уточнения степени влияния нагнетательных скважин № 298 и 2097 на обводнение окружающих реагирующих добывающих скважин на этапе, предшествующему закачке полимеров, проведены трассерные исследования.

Анализ режимов работы скважин в совокупности с результатами трассерных исследований (рис. 1) и анализа проб указывает на наличие хорошей гидродинамической связи между добывающими и нагнетательными скважинами анализируемого участка, а также между пластами Бб<sub>1</sub>, Тл<sub>2а</sub>, Тл<sub>2б</sub> и Бб<sub>2</sub>. Геолого-физическая характеристика объекта исследования представлена в таблице.

Проведенные трассерные исследования выявили наличие зон низкого фильтрационного сопротивления на объекте

исследования. Основной выход индикаторов наблюдался в первые-вторые сутки после закачки в нагнетательные скважины. Появление «меченой» жидкости в контрольных добывающих скважинах свидетельствует об обводнении их нагнетаемой в залежь водой. Наибольшая часть нагнетаемой воды, фильтрующейся по каналам низкого фильтрационного сопротивления как от скважины № 2097, так и от скважины № 298, происходит в направлении к добывающим скважинам № 1104, 1105, 1107, 1120 (рис. 2). Скважины № 1105, 1107, 1120 характеризуются максимальными текущими обводненностями (95–98 %) и высоким водонефтяным отношением (20–40).

Наиболее существенное влияние нагнетаемой воды выявлено по участку нагнетательной скважины № 2097. Зона низких фильтрационных сопротивлений для данного участка характеризуется наиболее высокой долей воды, фильтрующейся по каналам высокой проницаемости. Наличие множественных пиков концентрации выхода индикатора (высокопроницаемых каналов фильтрации) по контрольным добывающим скважинам на участке нагнетательной скважины № 2097 свидетельствует о развитой системе трещин на данном участке и высокой степени проницаемости неоднородности по толщине пласта.

По имеющимся литературным источникам [36–38] можно заключить, что образование каналов низкой с низким фильтрационным сопротивлением (трещин) носит преимущественно техногенный характер – ГРП, глубокие депрессии и высокие репрессии при бурении, освоении и эксплуатации скважин, очевидно, превышают критические величины раскрытия динамо-напряженных зон и тем самым способствуют образованию трещин. Практика показывает, что при определенных давлениях нагнетания воды, названных критическими (0,55–1,47 от вертикального горного), в коллекторах, представляющих частое переслаивание песчаников, глин и сланцев, возможно образование или увеличение числа и объема трещин, простирающихся от нагнетательных до эксплуатационных скважин.

Использование методов повышения нефтеотдачи с целью кольматации каналов низкого фильтрационного сопротивления позволяет в среднем на 50–60 % устранить их влияние. Однако по истечении некоторого времени после деструкции композиций число и объем каналов низкого фильтрационного сопротивления возрастают. Это говорит о необходимости периодичности и системности проведения методов повышения нефтеотдачи пластов.

**Опытно-промышленные работы по полимерному заводнению**

Опытно-промышленные работы по полимерному заводнению выполнялись на Шагиртско-Гожанском месторождении (объект Тл-Бб Северо-Шагиртского поднятия) с декабря 2012 г. Закачка полимерного состава начата 28.12.2012 в нагнетательные скважины № 298 и 2097.

Закачка полимеров сопровождалась предварительными и последующими краткосрочными трассерными исследованиями.

По результатам сравнительного анализа трассерных исследований для обоих очагов нагнетания отмечается перераспределение объемов фильтрации как по площади, так и по диапазонам проницаемости (в объеме охарактеризованных высокопроницаемых каналов фильтрации) после завершения закачки полимерного состава (рис. 2). Перераспределение объемов фильтрации произошло в сторону уменьшения доли высокопроницаемых каналов и увеличения доли менее проницаемых, это влечет за собой возрастание охвата интервалов, ранее не участвовавших в процессе заводнения, что в итоге должно положительно сказываться на процессе нефтевытеснения.

Кроме этого, отмечается снижение значений скорости прихода индикатора по добывающим скважинам до и после опытно-промышленных работ. Таким образом,

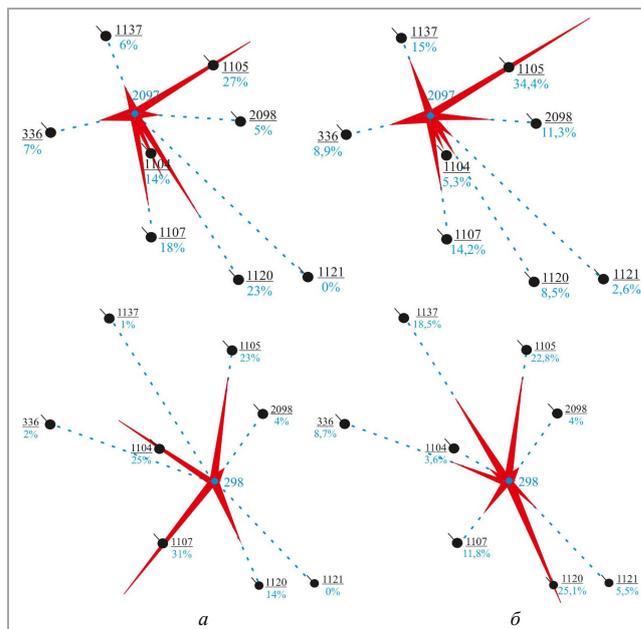


Рис. 2. Распределение закачиваемой воды по результатам трассерных исследований: а – до закачки полимерного состава; б – после закачки полимерного состава

можно судить о возможном наличии эффекта от закачки полимерного заводнения, повлиявшего на изменение гидродинамической связи между исследуемыми нагнетательными и добывающими скважинами и подвижность вытесняющего агента по высокопроницаемым каналам.

Несмотря на видимое изменение фильтрационной картины, в ходе инженерного сопровождения возникли затруднения с оценкой результатов реализации технологии на рассматриваемом месторождении. Технология условно признана эффективной [39].

Следует отметить, что низкая продолжительность периода отбора проб после закачки трассирующих агентов (три месяца) может способствовать невысокой достоверности оценки результатов, основанной только на трассерных исследованиях. В связи с этим представляется целесообразным проведение дополнительного анализа, направленного на детальную оценку результатов реализации технологии полимерного заводнения на рассматриваемом объекте.

**Оценка результатов полимерного заводнения на основе обработки промыслового материала**

Целевой задачей закачки в пласт полимеров является повышение количества вытесняемой нефти; признаком эффективной реализации технологии следует считать увеличение дебитов нефти реагирующих скважин. Поэтому на первом этапе исследования выполнен совместный анализ динамики данного показателя по скважинам, расположенным в непосредственной близости от нагнетательных скважин – очагов закачки (рис. 3).

Как следует из анализа рис. 3, по всем скважинам, расположенным вблизи очагов закачки полимера, в течение примерно одного года отмечается рост дебита нефти. При этом прирост дебита изменяется от 0,7 до 8,9 т/сут, в среднем составляя примерно 5 т/сут. Максимальный прирост характерен для скважин, расположенных в северной и северо-восточной частях элемента системы разработки.

На следующем этапе исследования выполнена оценка изменения степени взаимодействия между скважинами – очагами нагнетания и добывающими, расположенными в непосредственной близости [40–44]. С этой целью вычислены коэффициенты попарной корреляции между приемистостью нагнетательных скважин, в которые закачивался полимерный состав (скважины № 298 и 2097),

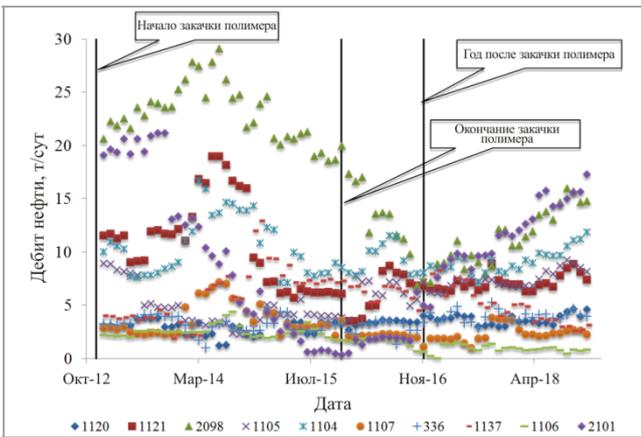


Рис. 3. Динамика дебита нефти по скважинам в зоне закачки полимера

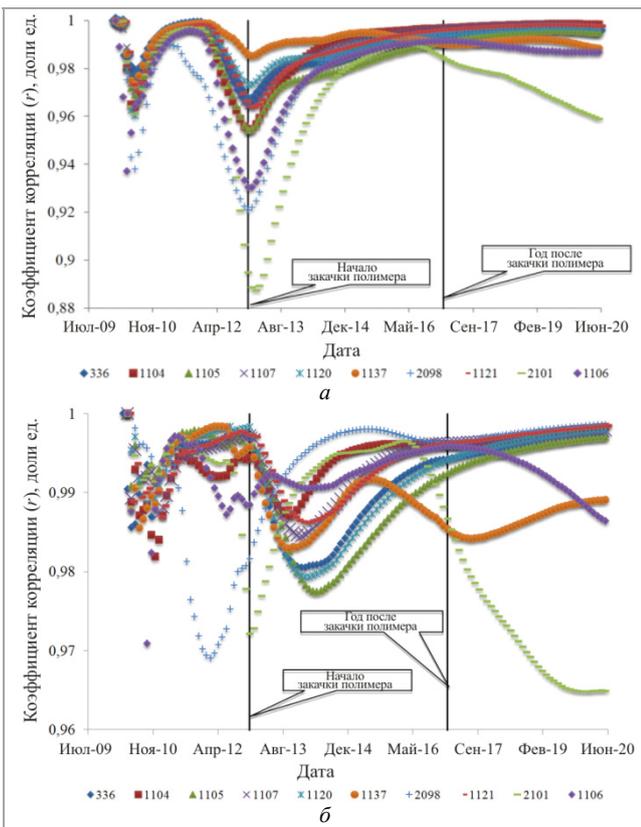


Рис. 4. Динамика коэффициента корреляции для добывающих скважин очага нагнетания: а – скважина № 298; б – скважина № 2097

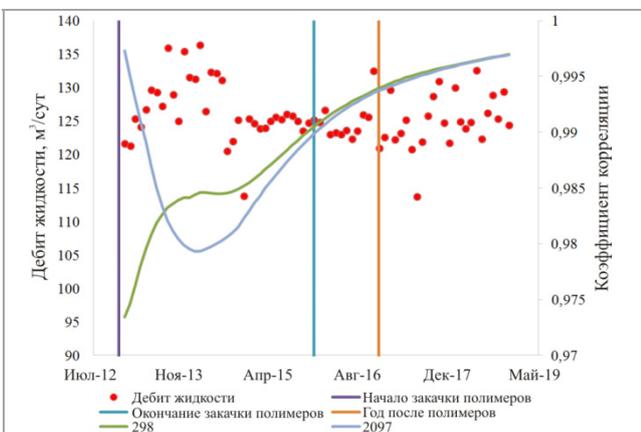


Рис. 5. Совмещенный график, отражающий график дебита жидкости скважины № 1120 и коэффициентов корреляции этой скважины с двумя очагами нагнетания – скважинами № 298 и 2097

и дебитами жидкости соседних добывающих скважин. Коэффициент корреляции  $r$  часто используют в практике решения инженерных задач для оценки меры взаимодействия между случайными величинами. Данный подход успешно опробован при оценке результатов проведения мероприятий по воздействию на продуктивные пласты. Так, некоторые исследователи детально анализируют поведение элемента системы разработки до и после проведения на одной из его скважин гидравлического разрыва пласта. Очевидно, аналогичные исследования могут быть проведены применительно ко многим другим технологиям воздействия на продуктивные пласты, способным привести к изменению взаимодействия между скважинами.

Возможность корреляции среднесуточных дебитов обусловлена высокой проницаемостью коллекторов на рассматриваемом объекте и, как следствие, быстрым временем отклика реагирующей скважины на изменение режима работы возмущающей. Для низкопроницаемых коллекторов корреляция среднесуточных дебитов может привести к недостоверным результатам, в связи с чем представляется целесообразным использование других подходов.

В статье [45] предложен подход к оценке степени взаимодействия между добывающими и нагнетательными скважинами, основанный на корреляции накопленных показателей (добычи жидкости и закачки). Достоверность предложенного метода подтверждена авторами материалами непосредственных промысловых исследований. В связи с этим заключительный этап настоящего исследования посвящен применению данного инструмента для решения целевой задачи – оценки эффективности закачки полимера [46].

Суть метода заключается в анализе поведения коэффициента корреляции между накопленными закачкой и добычей для пары скважин. Предполагается, что резкое изменение в поведении коэффициента  $r$  свидетельствует об изменении закономерностей вытеснения нефти. Графики, иллюстрирующие динамику коэффициента корреляции для скважин рассматриваемого элемента, представлены на рис. 4.

Основная идея подхода заключается в следующем. Полимер, закачанный в продуктивный пласт, является неким барьером, и период его прохождения должен сопровождаться нарушением гидродинамической связи между нагнетательной скважиной, в которую полимер закачан, и добывающей, реагирующей на закачку. Признаком возникновения такого барьера может быть снижение коэффициента корреляции между показателями работы (накопленной добычей и закачкой) добывающей и нагнетательной скважин. Факт снижения коэффициента корреляции, в свою очередь, можно трактовать как прохождение полимера на участке залежи между этими скважинами.

Из рис. 4 следует, что для всех добывающих скважин, расположенных вблизи очага нагнетания – скважины № 298, характерно схожее поведение коэффициента корреляции во времени: период начала закачки полимера характеризуется не снижением, а ростом коэффициента  $r$ . То есть факт нарушения гидродинамической связи и образование полимерного барьера не является установленным. Вероятной причиной улучшения связи между скважинами и роста коэффициента  $r$  можно считать реакцию добывающих скважин на увеличение приемистости нагнетательной скважины № 298, имевшее место после организации полимерного заводнения.

В свою очередь для нагнетательной скважины № 2097 характерна другая ситуация. Период начала закачки полимеров характеризуется снижением корреляции практически со всем соседними добывающими скважинами, что свидетельствует о нарушении гидродинамической связи вследствие прохождения полимерного барьера.

Для наглядности трактовки поведения коэффициента  $r$  на процессы вытеснения на рис. 5 представлен совмещенный график, отражающий динамику дебита

жидкости скважины № 1120 и коэффициентов корреляции этой скважины с двумя очагами нагнетания – скважинами № 298 и 2097.

Из совмещенного графика следует, что период с начала закачки полимера и до февраля 2014 г. характеризуется ухудшением гидродинамической связи (снижением коэффициента корреляции) между данной добывающей скважиной и нагнетательной скважиной № 2097. После февраля 2014 г. коэффициент корреляции увеличивается, что косвенно свидетельствует о возобновлении взаимодействия между указанными скважинами. Очевидно, что отрезок времени с начала декабря 2012 г. по февраль 2014 г. является периодом прохождения полимера на участке залежи между этими скважинами. Ухудшения взаимодействия между данной скважиной и нагнетательной скважиной № 298 не установлено, отсюда можно заключить, что полимер, закачанный в скважину № 298, не поступил в продуктивный пласт, эксплуатируемый скважиной № 1120.

Аналогичные графики построены для всех добывающих скважин, расположенных в непосредственной близости от очагов закачки полимеров, их анализ позволил получить точно такой же результат: полимер, закачанный в нагнетательную скважину № 298, не образовал барьера и не нарушил гидродинамическую связь ни с одной добывающей скважиной. В свою очередь, закачку полимера в скважину № 2097 следует считать успешной, поскольку установлен факт изменения фильтрационной картины в направлении практически всех соседних добывающих скважин.

Вероятной причиной неэффективной закачки полимера в скважину № 298 следует считать его вертикальное перемещение в связи с негерметичностью цементного камня.

Таким образом, построение и анализ графиков корреляции накопленных показателей (закачки и добычи)

также позволяет детально изучить результаты реализации различных технологий повышения нефтеотдачи пластов, что продемонстрировано на примере элемента системы разработки Шагиртско-Гожанского месторождения, на котором реализована технология полимерного заводнения.

### Заключение

Оценка технологической эффективности ряда реализованных технологий повышения нефтеотдачи зачастую затруднена по ряду объективных причин. Так, невозможность однозначной оценки эффективности полимерного заводнения на Шагиртско-Гожанском месторождении отмечена в ходе инжинирингового сопровождения данного мероприятия.

Трассерные исследования являются объективным и эффективным инструментом оценки результатов полимерного заводнения, однако достоверные результаты могут быть получены только при достаточной продолжительности периода их проведения, что, в свою очередь, в значительной мере увеличивает итоговую стоимость мероприятия.

В настоящей статье предложен способ оценки результатов полимерного заводнения, основанный на статистическом анализе промысловых данных. Исходными данными для анализа являются накопленные и текущие показатели добычи (закачки), которые регулярно определяются на практике. Также следует отметить простоту используемого математического аппарата.

Предложенный подход использован для оценки результатов полимерного заводнения на Шагиртско-Гожанском месторождении. Установлено, что закачка полимера реализована эффективно только в одном очаге нагнетания.

### Библиографический список

1. A polymer flooding mechanism for mature oil fields: Laboratory measurements and field results interpretation / Ivonete P.G. Silva, Amaury A. Aguiar, Viviane P. Rezende, Andre L.M. Monsore, Elizabeth F. Lucas // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 161. – P. 468–475. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.12.008
2. Evaluating the performance of tailor-made water-soluble copolymers for enhanced oil recovery polymer flooding applications / Marzieh Riahinezhad, Laura Romero-Zeron, Neil McManus, Alexander Penlidis // *Fuel*. – 2017. – Vol. 203. – P. 269–278. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.04.122
3. Harry L. Chang Polymer flooding technology yesterday, today, and tomorrow // *Journal Petroleum Technology*. – 1978. – Vol. 30 (08). – P. 1–113.
4. Ronald E. Terry Enhanced oil recovery // *Encyclopedia of Physical Science and Technology*. – 2001. – Vol. 18. – P. 503–518.
5. Development of online separation and surfactant quantification in effluents from an enhanced oil recovery (EOR) experiment / Elie Ayoub, Perrine Cologon, Marie Marsiglia, Jean-Baptiste Salmon, Christine Dalmazzone // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – Vol. 208. – P. 109696. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109696
6. Rincy Anto, Uttam K. Bhui Surfactant flooding for enhanced oil recovery – Insights on oil solubilization through optical spectroscopic approach // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – Vol. 208. – P. 109803. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109803
7. A new correlation for accurate prediction of oil formation volume factor at the bubble point pressure using Group Method of Data Handling approach / Mohammed Abdalla Ayoub, A. Elhadi, Diab Fatherlman, M. O. Saleh, Fahd Saeed Alakbari, Mysara Eissa Mohyaldinn // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – Vol. 208. – P. 109410. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109410
8. Riley B. Needham, Peter H. Doe Polymer flooding review // *Journal Petroleum Technology*. – 1987. – Vol. 39(12). – P. 1–503.
9. Abidin A.Z., Puspasari T., Nugroho W.A. Polymers for enhanced oil recovery technology // *Procedia Chemistry*. – 2012. – iss. 4. – P. 11–16. DOI: 10.1016/j.proche.2012.06.002
10. Ali Mohsenatabar Firozjahi, Hamid Reza Saghafi Review on chemical enhanced oil recovery using polymer flooding: Fundamentals, experimental and numerical simulation // *Petroleum*. – 2020. – Vol. 6(2). – P. 115–122. DOI: 10.1016/j.petlm.2019.09.003
11. Ali Mohsenatabar Firozjahi, Ghassam Zargar, Ezatallah Kazemzadeh. An investigation into polymer flooding in high temperature and high salinity oil reservoir using acrylamide based cationic co-polymer: experimental and numerical simulation // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2019. – Vol. 9. – P. 1485–1494. DOI: 10.1007/s13202-018-0557-x
12. Jamiu Oyekan Adegbite, Hadi Belhaj, Achinta Bera. Investigations on the relationship among the porosity, permeability and pore throat size of transition zone samples in carbonate reservoirs using multiple regression analysis, artificial neural network and adaptive neuro-fuzzy interface system // *Petroleum Research*. – 2021. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2021.05.005
13. Study on dynamic interfacial tension behaviors in surfactant selection for improving oil production / Limin Xu, Ming Han, Dongqing Cao, Jinxun Wang // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – Vol. 209. – P. 109978. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109978
14. The study of ultralow interfacial tension SiO<sub>2</sub>-surfactant foam for enhanced oil recovery / Pattamas Rattanaudom, Bor-Jier Ben Shiau, Jeffrey Harry Harwell, Uthaiporn Suriyapraphailok, Ampira Charoensaeng // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – Vol. 209. – P. 109898. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109898
15. Preparation and rheological Evaluation of a thixotropic polymer gel for water shutoff in fractured tight reservoirs / Jijiang Ge, Qianhui Wu, Lei Ding, Hongbin Guo, An Zhao // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – Vol. 208. – P. 109542. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109542
16. Sandengen K., Melhuus K., Kristoffersen A. Polymer «viscoelastic effect»; does it reduce residual oil saturation // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – Vol. 153. – P. 355–363. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.03.029
17. Karan Patel, Manan Shah. Anirbid Sircar Plasma Pulse Technology: An uprising EOR technique // *Petroleum Research*. – 2018. – Vol. 3(2). – P. 180–188. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2018.05.001
18. Исследование влияния температуры на периода гелеобразования и прочность водоизолирующего состава на основе карбоксиметилцеллюлозы / А.М. Шагиахметов, Д.С. Тананыхин, Д.А. Мартюшев, А.В. Лекомцев // *Нефтяное хозяйство*. – 2016. – №7. – С. 96–99.
19. Повышение эффективности применения технологии по ограничению водопитока на основании геолого-физических характеристик пластов (на примере месторождений Пермского края) / Р.А. Дерендяев, Л.А. Захаров, Д.А. Мартюшев, К.А. Дерендяев // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2019. – Т. 330, № 9. – С. 154–163. DOI: 10.18799/24131830/2019/9/2264
20. Веллев Э.Ф. Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокотключающих технологий // *SOCAR Proceedings*. – 2020. – № 2. – С. 50–66. DOI: 10.5510/OGP20200200432
21. Bing Wei, Romero-Zeron L., Rodrique D. Oil displacement mechanisms of viscoelastic polymers in enhanced oil recovery (EOR): a review // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2014. – Vol. 4. – P. 113–121. DOI: 10.1007/s13202-013-0087-5
22. Dag Chun Standnes, Ingun Skjevraak Literature review of implement polymer fields projects // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2014. – Vol. 122. – P. 761–775. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.08.024
23. Physico-chemical interaction of Ethylene-Vinyl Acetate copolymer on bonding ability in the cementing material used for oil and gas well / Sai Teja Lanka, Niclas Galih Anak Moses, Raja Rajeswary Suppiah, Belladonna Troxylon Maulianda // *Petroleum Research*. – 2021. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2021.10.003
24. MiRNA-205 affects infiltration and metastasis of breast cancer / Zhouquan Wang, Here Liao, Zhiping Deng, Po Yang, Ning Du, Yunfeng Zhanng, Hong Ren // *Biochemical and Biophysical Research Communications*. – 2013. – Vol. 441. – P. 139–143. DOI: 10.1016/j.bbrc.2013.10.025

25. Mahdi Mohajeri, Mohammad Reza Rasaei, Mahnaz Hekmatzadeh Experimental study on using SiO<sub>2</sub> nanoparticles along with surfactant in an EOR process in micromodel // *Petroleum Research*. – 2019. – Vol. 4(1). – P. 59–70. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2018.09.001
26. Ehsan Amirian, Morteza Dejam, Zhangxin Chen Performance forecasting for polymer flooding in heavy oil reservoirs // *Fuel*. – 2018. – Vol. 216. – P. 83–100. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.11.110
27. Heavy oil recovery using ASP flooding: A pore-level experimental study in fractured five-spot micromodels / M. Sedaghat, O. Mohammadzadeh, S. Kord, I. Chatzis // *Canadian Journal of Chemical Engineering*. – 2016. – Vol. 94(4). – P. 779–791. DOI: 10.1002/cjce.22445
28. The impact of silica nanoparticles on the performance of polymer solution in presence of salts in polymer flooding for heavy oil recovery / A. Maghzi, R. Kharrat, A. Mohebbi, M.H. Ghazanfari // *Fuel*. – 2014. – Vol. 123. – P. 123–132. DOI: 10.1016/j.fuel.2014.01.017
29. Mohammad Yunus Khan, Ajay Mandal Analytical model of incremental oil recovery as a function of WAG ratio and tapered WAG ratio benefits over uniform WAG ratio for heterogeneous reservoir // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – Vol. 209. – P. 109955. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109955
30. Technical and economic evaluation of EOR technology in low-oil-price period a new polymerflooding case study from China / X. Wu, J. Zhang, W. Liang, H. Xu, Q. Wang, C. Xiong [et al.] // *Society of Petroleum Engineers*. – 2017.
31. Injection fall-off analysis of polymer flooding EOR / H. Mahani, T. Sorop, P. van den Hoek, D. Brooks, M. Zwaan // *Society of Petroleum Engineers*. – 2011.
32. Деламанд Э. Химические методы увеличения нефтеотдачи с использованием горизонтальных скважин: промышленные исследования // *Георесурсы*. – 2017. – Т. 19, № 3. – С. 166–175. DOI: 10.18599/grs.19.3.3
33. Сравнение потенциала вторичных и третичных методов воздействия на пласт для получения углеводородов из нефтематеринских пород, обладающих высоким нефтегенерационным потенциалом / В.В. Левкина, А.Г. Калмыков, Т.Н. Генарова, М.С. Тихонова, А.В. Пирогов, О.А. Шпигун, А.Ю. Бычков // *Георесурсы*. – 2019. – Т. 21, № 4. – С. 95–102. DOI: 10.18599/grs.2019.4.95-102
34. Гумерова Г.Р., Яркеева Н.Р. Анализ эффективности применения вязкоупругого поверхностно-активного состава на месторождениях Западной Сибири // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2019. – Т. 330, № 1. – С. 19–25. DOI: 10.18799/24131830/2019/1/47
35. Влияние минерализации пластовых вод на физико-химические и фильтрационные характеристики полимерных растворов и гелей для повышения нефтеотдачи пластов / Нажису, Ерофеев В.И., Лу Сянго, Лу Цзиньлун, Ван Сюянь, Чжан Лидонг // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2019. – Т. 330, № 3. – С. 136–145. DOI: 10.18799/24131830/2019/3/173
36. Трассерные исследования и работы по выравниванию профиля приемистости в скважине дачного месторождения / Ф.Э. Сафаров, С.А. Вежнин, С.Л. Вульфвич, О.Э. Исмагилов, В.И. Мальхин, А.А. Исаев, Р.Ш. Тахаутдинов, А.Г. Телин // *Нефтяное хозяйство*. – 2020. – № 4. – С. 38–43. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-4-38-43
37. Ramana Murthy R.V.V., Murthy Chavalia, Faruq Mohammad. Synergistic effect of nano-silica slurries for cementing oil and gas wells // *Petroleum Research*. – 2020. – Vol. 5(1). – P. 83–91. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2019.10.001
38. A systematic review on nanotechnology in enhanced oil recovery / Himanshu Panchal, Hitarth Patel, Jash Patel, Manan Shah // *Petroleum Research*. – 2021. – Vol. 6(3). – P. 204–212. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2021.03.003
39. Бондаренко А.В., Фархутдинова П.А., Кудряшова Д.А. Методы определения эффективности опытно-промышленных работ по полимерному заводнению на Шагиртско-Гожанском месторождении // *Нефтяное хозяйство*. – 2016. – № 2. – С. 70–72.
40. Новый подход к оценке результатов гидравлического разрыва пласта (на примере бобринской залежи Шершневого месторождения) / В.И. Галкин, И.Н. Пономарева, С.С. Черепанов, Е.В. Филиппов, Д.А. Мартюшев // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2020. – Т. 331, № 4. – С. 107–114. DOI: 10.18799/24131830/2020/4/2598
41. Пономарева И.Н., Галкин В.И. Применение многоуровневого статистического моделирования для оценки взаимодействия между нагнетательными и добывающими скважинами // *Нефтепромысловое дело*. – 2020. – № 4(616). – С. 6–9.
42. Мартюшев Д.А., Илюшин П.Ю. Экспресс-оценка взаимодействия между добывающими и нагнетательными скважинами на турне-фаменской залежи Озерного месторождения // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2016. – Т. 15, № 18. – С. 33–41.
43. Пономарева И.Н., Мартюшев Д.А. Оценка распределения объемов закачиваемой воды и взаимодействия между нагнетательными и добывающими скважинами вероятностно-статистическими методами // *SOCAR Proceedings*. – 2021. – № 3. – С. 54–62. DOI: 10.5510/OGP20210300529
44. Пономарева И.Н., Мартюшев Д.А., Черный К.А. Исследование взаимодействия между нагнетательными и добывающими скважинами на основе построения многоуровневых моделей // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2021. – Т. 332, № 2. – С. 116–126. DOI: 10.18799/24131830/2021/2/3048
45. Галкин В.И., Пономарева И.Н., Мартюшев Д.А. Прогноз пластового давления и исследование его поведения при разработке нефтяных месторождений на основе построения многоуровневых вероятностно-статистических моделей // *Георесурсы*. – 2021. – Т. 23, № 3. – С. 73–82. DOI: 10.18599/grs.2021.3.10
46. Negi G.S., Sircar Anirbid, Sivakumar P. Applications of silica and titanium dioxide nanoparticles in enhanced oil recovery: Promises and challenges // *Petroleum Research*. – 2021. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2021.03.001

## References

- Ivonete P.G. Silva, Amaury A. Aguiar, Viviane P. Rezende, Andre L.M. Monsore, Elizabete F. Lucas. A polymer flooding mechanism for mature oil fields: Laboratory measurements and field results interpretation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2018. vol. 161, pp. 468-475. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.12.008
- Riahinezhad Marzieh, Romero-Zeron Laura, McManus Neil, Penlidis Alexander. Evaluating the performance of tailor-made water-soluble copolymers for enhanced oil recovery polymer flooding applications. *Fuel*, 2017, vol. 203, pp. 269-278. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.04.122
- Harry L. Chang Polymer flooding technology yesterday, today, and tomorrow. *Journal Petroleum Technology*, 1978, vol. 30 (08), pp. 1-113. DOI: 10.2118/7043-PA
- Ronald E. Terry Enhanced oil recovery. *Encyclopedia of Physical Science and Technology*, 2001, vol. 18, pp. 503-518. DOI: 10.1016/B0-12-227410-5/00868-1
- Ayoub Elie, Cologon Perrine, Marsiglia Marie, Salmon Jean-Baptiste, Dalmazzone Christine. Development of online separation and surfactant quantification in effluents from an enhanced oil recovery (EOR) experiment. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 208, 109696 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109696
- Rincy Anto, Uttam K. Bhui. Surfactant flooding for enhanced oil recovery - Insights on oil solubilization through optical spectroscopic approach. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 208, 109803 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109803
- Mohammed Abdalla Ayoub, A. Elhadi, Diab Fatherlhaman, M. O. Saleh, Fahd Saeed Alakbari, Mysara Eissa Mohyaldinn. A new correlation for accurate prediction of oil formation volume factor at the bubble point pressure using Group Method of Data Handling approach. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 208, 109410 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109410
- Riley B. Needham, Peter H. Doe Polymer flooding review. *Journal Petroleum Technology*, 1987, vol. 39(12), pp. 1-503. DOI: 10.2118/17140-PA
- Abidin A.Z., Puspasari T., Nugroho W.A. Polymers for enhanced oil recovery technology. *Procedia Chemistry*, 2012, iss. 4, pp. 11-16. DOI: 10.1016/j.proche.2012.06.002
- Ali Mohsenatabar Firozjahi, Hamid Reza Saghafi. Review on chemical enhanced oil recovery using polymer flooding: Fundamentals, experimental and numerical simulation. *Petroleum*, 2020, vol. 6(2), pp. 115-122. DOI: 10.1016/j.petlm.2019.09.003
- Ali Mohsenatabar Firozjahi, Ghassem Zargar, Ezatallah Kazemzadeh. An investigation into polymer flooding in high temperature and high salinity oil reservoir using acrylamide based cationic co-polymer: experimental and numerical simulation. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2019, vol. 9, pp. 1485-1494. DOI: 10.1007/s13202-018-0557-x
- Jamiu Oyekan Adegbite, Hadi Belhaj, Achinta Bera. Investigations on the relationship among the porosity, permeability and pore throat size of transition zone samples in carbonate reservoirs using multiple regression analysis, artificial neural network and adaptive neuro-fuzzy interface system. *Petroleum Research*, 2021. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2021.05.005
- Xu Limin, Han Ming, Cao Dongqing, Wang Jinxun. Study on dynamic interfacial tension behaviors in surfactant selection for improving oil production. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 209, 109978 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109978
- Pattamas Rattanadom, Bor-Jier Ben Shiau, Jeffrey Harry Harwell, Uthaiporn Suriyaphailok, Ampira Charoensang. The study of ultralow interfacial tension SiO<sub>2</sub>-surfactant foam for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 209, 109898 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109898
- Ge Jijiang, Wu Qianhui, Ding Lei, Guo Hongbin, Zhao An. Preparation and rheological Evaluation of a thixotropic polymer gel for water shutoff in fractured tight reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 208, 109542 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109542
- Sandengen K., Melhuus K., Kristoffersen A. Polymer «viscoelastic effect»; does it reduce residual oil saturation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 153, pp. 355-363. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.03.029
- Karan Patel, Manan Shah. Anirbid Sircar Plasma Pulse Technology: An uprising EOR technique. *Petroleum Research*, 2018, vol 3(2), pp. 180-188. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2018.05.001
- Shagiakhmetov A.M., Tananykhin D.S., Martiushev D.A., Lekomtsev A.V. Issledovanie vliianiia temperatury na period geleobrazovaniia i prochnost' vodoizliruushchego sostava na osnovе karboksimeitilselliulozy [Investigation of the temperature influence on the gelation and the strength of water-shutoff composition based on carboxymethyl cellulose]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2016, no. 7, pp. 96-99.
- Derendiaev R.A., Zakharov L.A., Martiushev D.A., Derendiaev K.A. Povyshenie effektivnosti primeneniia tekhnologii po ogranicheniiu vodopritoka na osnovanii geologo-fizicheskikh kharakteristik plastov (na primere mestorozhdenii Permskogo kraia) [Improving the efficiency of application of technology on water performance limitation based on geological and physical characteristics of the plates (on the example of deposits of the Perm region)]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2019, vol. 330, no. 9, pp. 154-163. DOI: 10.18799/24131830/2019/9/2264
- Veliev E.F. Obzor sovremennykh metodov uvelicheniia nefteotdachi plasta s primeneniem potokotklonialiushchikh tekhnologii [Review of modern in-situ fluid diversion technologies]. *SOCAR Proceedings*, 2020, no. 2, pp. 50-66. DOI: 10.5510/OGP20200200432
- Bing Wei, Romero-Zeron L., Rodrigue D. Oil displacement mechanisms of viscoelastic polymers in enhanced oil recovery (EOR): a review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2014, vol. 4, pp. 113-121. DOI: 10.1007/s13202-013-0087-5
- Dag Chun Standnes, Ingun Skjevraak Literature review of implement polymer fields projects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, vol. 122, pp. 761-775. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.08.024

23. Sai Teja Lanka, Niclas Galih Anak Moses, Raja Rajeswary Suppiah, Belladonna Troxylon Maulianda. Physio-chemical interaction of Ethylene-Vinyl Acetate copolymer on bonding ability in the cementing material used for oil and gas well. *Petroleum Research*, 2021. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2021.10.003
24. Wang Zhouquan, Liao Here, Deng Zhiping, Yang Po, Du Ning, Zhanng Yunfeng, Ren Hong. MiRNA-205 affects infiltration and metastasis of breast cancer. *Biochemical and Biophysical Research Communications*, 2013, vol. 441, pp. 139-143. DOI: 10.1016/j.bbrc.2013.10.025
25. Mahdi Mohajeri, Mohammad Reza Rasaei, Mahnaz Hekmatzadeh. Experimental study on using SiO<sub>2</sub> nanoparticles along with surfactant in an EOR process in micromodel. *Petroleum Research*, 2019, vol. 4(1), pp. 59-70. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2018.09.001
26. Ehsan Amirian, Morteza Dejam, Zhangxin Chen. Performance forecasting for polymer flooding in heavy oil reservoirs. *Fuel*, 2018, vol. 216, pp. 83-100. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.11.110
27. Sedaghat M., Mohammadzadeh O., Kord S., Chatzis I. Heavy oil recovery using ASP flooding: A pore-level experimental study in fractured five-spot micromodels. *Canadian Journal of Chemical Engineering*, 2016, vol. 94(4), pp. 779-791. DOI: 10.1002/cjce.22445
28. Maghzi A., Kharat R., Mohebbi A., Ghazanfari M.H. The impact of silica nanoparticles on the performance of polymer solution in presence of salts in polymer flooding for heavy oil recovery. *Fuel*, 2014, vol. 123, pp. 123-132. DOI: 10.1016/j.fuel.2014.01.017
29. Mohammad Yunus Khan, Ajay Mandal. Analytical model of incremental oil recovery as a function of WAG ratio and tapered WAG ratio benefits over uniform WAG ratio for heterogeneous reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 209, 109955 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109955
30. Wu X., Zhang J., Liang W., Xu H., Wang Q., Xiong C. et al. Technical and economic evaluation of EOR technology in low-oil-price period a new polymerflooding case study from China. *Society of Petroleum Engineers*, 2017. DOI: 10.2118/185375-MS
31. Mahani H., Sorop T., P. Hoek van den, Brooks D., Zwaan M. Injection fall-off analysis of polymer flooding EOR. *Society of Petroleum Engineers*, 2011. DOI: 10.2118/145125-MS
32. Delamaid E. Khimicheskie metody uvelicheniia nefteotdachi s ispol'zovaniem gorizontalnykh skvazhin: promyslovye issledovaniia [Using Horizontal Wells for Chemical EOR: Field Cases]. *Georesursy*, 2017, vol. 19, no. 3, pp. 166-175. DOI: 10.18599/grs.19.3.3
33. Levkina V.V., Kalmykov A.G., Genarova T.N., Tikhonova M.S., Pirogov A.V., Shpigun O.A., Bychkov A.Iu. Sravnenie potentsiala vtorichnykh i tretichnykh metodov vozdeistviia na plast dlia polucheniia uglevodorodov iz neftematerinskikh porod, obladaiushchikh vysokim neftegeneratsionnym potentsialom [Comparison of the potential of secondary and tertiary methods of influence on the formation for the production of hydrocarbon compounds from oil source rocks with high oil-generating potential]. *Georesursy*, 2019, vol. 21, no. 4, pp. 95-102. DOI: 10.18599/grs.2019.4.95-102
34. Gumerova G.R., Iarkeeva N.R. Analiz effektivnosti primeneniia viazkoupругogo poverkhnostno-aktivnogo sostava na mestorozhdeniakh Zapadnoi Sibiri [Analysis of the efficiency of applying viscous-elastic surface-active composition on the fields of Western Siberia]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 2019, vol. 330, no. 1, pp. 19-25. DOI: 10.18799/24131830/2019/1/47
35. Nazhisu, Erofeev V.I., Lu Siango, Lu Tszin'lun, Van Siaoian, Chzhan Lidong. Vliianie mineralizatsii plastovykh vod na fiziko-khimicheskie i fil'tratsionnye kharakteristiki polimernykh rastvorov i gelei dlia povysheniia nefteotdachi plastov [The effect of layer water mineralization on physical chemical and filtration characteristics of polymeric solutions and gels for increasing oil recovery]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 2019, vol. 330, no. 3, pp. 136-145. DOI: 10.18799/24131830/2019/3/173
36. Safarov F.E., Vezhnin S.A., Vulfovich S.L., Ismagilov O.E., Malykhin V.I., Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Telin A.G. Trassernye issledovaniia i raboty po vyvazhivaniu profil'ia priemistosti v skvazhine dachnogo mestorozhdeniia [Tracer tests and conformance control in the well of Dachnoye field]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2020, no. 4, pp. 38-43. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-4-38-43
37. Ramana Murthy R.V.V., Murthy Chavalia, Faruq Mohammad. Synergistic effect of nano-silica slurries for cementing oil and gas wells. *Petroleum Research*, 2020, vol. 5(1), pp. 83-91. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2019.10.001
38. Panchal Himanshu, Patel Hitarth, Patel Jash, Shah Manan. A systematic review on nanotechnology in enhanced oil recovery. *Petroleum Research*, 2021, vol. 6(3), pp. 204-212. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2021.03.003
39. Bondarenko A.V., Farkhutdinova P.A., Kudriashova D.A. Metody opredeleniia effektivnosti opytно-promyshlennykh rabot po polimernomu zavodneniiu na Shagirtsko-Gozhanskom mestorozhdenii [Methods for determining the effectiveness of pilot projects on polymer flooding at the Shagirtsko-Gozhansky field]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2016, no. 2, pp. 70-72.
40. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Cherepanov S.S., Filippov E.V., Martiushev D.A. Novyi podkhod k otsenke rezul'tatov gidravlicheskogo razryva plasta (na primere bobrikovskoi zalezhi Shershnevskogo mestorozhdeniia) [New approach to the study of the results of hydraulic fracturing (on the example of Bobrikovsky deposits of the Shershnevsky field)]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 2020, vol. 331, no. 4, pp. 107-114. DOI: 10.18799/24131830/2020/4/2598
41. Ponomareva I.N., Galkin V.I. Primenenie mnogourovnevnogo statisticheskogo modelirovaniia dlia otsenki vzaimodeistviia mezhd u nagnetatel'nyimi i dobyvaiushchimi skvazhinami [Application of a multilevel statistical modeling for evaluating the interaction between injection and production wells]. *Neftpromyslovoe delo*, 2020, no. 4(616), pp. 6-9. DOI: 10.30713/0207-2351-2020-4(616)-6-9
42. Martiushev D.A., Iliushin P.Iu. Ekspress-otsenka vzaimodeistviia mezhd u dobyvaiushchimi i nagnetatel'nyimi skvazhinami na turne-famenskoi zalezhi Ozernogo mestorozhdeniia [Express assessment of the interaction between the production and injection wells in the Tournaisian-Famennian deposits of Ozernoe field]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologia. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2016, vol. 15, no. 18, pp. 33-41. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.4
43. Ponomareva I.N., Martiushev D.A. Otsenka raspredeleniia ob'emov zakachivaemoi vody i vzaimodeistviia mezhd u nagnetatel'nyimi i dobyvaiushchimi skvazhinami veroiatnostno-statisticheskimi metodami [Evaluation of the Volume of Distribution of the Injected Water and the Interaction Between Injection and Production Wells Probabilistic and Statistical Methods]. *SOCAR Proceedings*, 2021, no. 3, pp. 54-62. DOI: 10.5510/OGP20210300529
44. Ponomareva I.N., Martiushev D.A., Chernyi K.A. Issledovanie vzaimodeistviia mezhd u nagnetatel'nyimi i dobyvaiushchimi skvazhinami na osnove postroeniia mnogourovnevnykh modelei [Research of interaction between expressive and producing wells based on construction of multilevel models]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 2021, vol. 332, no. 2, pp. 116-126. DOI: 10.18799/24131830/2021/2/3048
45. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Martiushev D.A. Prognoz plastovogo davleniia i issledovanie ego povedeniia pri razrabotke neftiannykh mestorozhdenii na osnove postroeniia mnogourovnevnykh mnogomernykh veroiatnostno-statisticheskikh modelei [Prediction of reservoir pressure and study of its behavior in the development of oil fields based on the construction of multilevel multidimensional probabilistic-statistical models]. *Georesursy*, 2021, vol. 23, no. 3, pp. 73-82. DOI: 10.18599/grs.2021.3.10
46. Negi G.S., Sircar Anirbid, Sivakumar P. Applications of silica and titanium dioxide nanoparticles in enhanced oil recovery: Promises and challenges. *Petroleum Research*, 2021. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2021.03.001

Финансирование. Исследование выполнено в рамках гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки ведущих научных школ Российской Федерации (номер гранта НШ-1010.2022.1.5).

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов равноценен.