*Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. Вып. 6 (134). С. 52-69.
ISSN 1998-8443 (print)*

*Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2021. Issue 6 (134). P. 52-69.
ISSN 1998-8443 (print)*

Научная статья

УДК 622.276.6

doi: 10.17122/ntj-oil-2021-6-52-69

ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ПОЛИМЕРОВ В УСЛОВИЯХ ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ВОСТОЧНЫЙ МОЛДАБЕК

Александр Петрович Чижов¹, Гулсин Шариповна Досказиева², Вадим Евгеньевич
Андреев³, Зинон Ахметович Куангалиев⁴, Александр Вячеславович Чибисов⁵,
Геннадий Семенович Дубинский⁶, Ренат Рустамович Газизов⁷, Евгений Романович
Ефимов⁸, Лилия Рамилевна Харисова⁹, Булат Дамирович Ишкинеев¹⁰

^{1, 5, 6, 7, 8, 9, 10}Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа,
Россия

^{2, 4}Атырауский университет нефти и газа имени Сафи Утебаева, Атырау, Республика
Казахстан

^{1, 3, 5, 6}Государственное автономное научное учреждение «Институт стратегических
исследований Республики Башкортостан», Уфа, Россия

¹4ap@list.ru

²doskazyeva.gulsin@gmail.com

³intnm@ya.ru

⁴z.kuangaliev@mail.ru

⁵z077@mail.ru

⁶intnm-gsd@yandex.ru

⁷ga3i3ov.renat@yandex.ru

⁸evil102genius@mail.ru

⁹Lilya966@ya.ru

¹⁰BulatDishkineev@yandex.ru

Автор, ответственный за переписку: **Александр Петрович Чижов**, 4ap@list.ru

Аннотация. Актуальность исследуемой проблемы обусловлена наличием большого количества месторождений Казахстана, находящихся на завершающей стадии разработки. Задача более эффективной и полной выработки остаточных запасов со снижением обводненности продукции стала одной из важнейших задач развития нефтяной отрасли региона. Статья посвящена подбору и обоснованию применения реагентов полимерного заводнения, которое является одним из высокоэффективных методов физико-химического воздействия на продуктивный пласт. Метод хорошо подходит для извлечения нефти в различных геолого-промысловых условиях, в том числе, в коллекторах с неравномерной проницаемостью, полимиктовым скелетом и сложным строением коллектора.

Проведены лабораторные исследования с целью подбора концентраций реагента и определения его реологических свойств в рабочих растворах. Проанализированы основные контролируемые параметры рабочих составов, сформулированы основные рекомендации по выбору реагентов и обоснованию его концентраций в нагнетаемых оторочках с учетом температурных и минеральных факторов.

Установлено, что перспективным полимером для дальнейших исследований является FP 3630 S.

Исследовались два раствора: пластовая закачиваемая вода с водозаборной скважины (пресная) и исходная пластовая вода с продуктивных объектов месторождения Восточный Молдабек.

Исследования химического состава воды, используемой для создания рабочих растворов полимеров, показали, что при различном составе и степени гидролиза, при исключении возможного соединения цепей полимеров в воде возможно достижение максимальных уровней вязкости закачиваемых растворов.

Полимер FP 3630 S обладает самыми высокими показателями вязкости в пресной воде, в сравнение с другими испытанными полимерами;

В пресной воде все полимерные растворы стабильны на протяжении 1 месяца.

Определено, что при концентрации полимера FP 3630 S в растворе 1500 ppm вязкость раствора достигает 25 мПа·с при 7,34 с⁻¹ и 20 °С. Эти показатели достаточны для проведения опытно-промысловых испытаний не только в условиях продуктивных объектов месторождения Восточный Молдабек, но и в условиях других месторождений Прикаспийской нефтегазоносной провинции.

Материалы статьи могут быть полезными при производстве полимерного заводнения на промыслах.

Ключевые слова: полимер, температура пласта, проницаемость, минерализация, полимер, вязкость нефти, пластовая вода

Благодарности: Работа поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2020-900 в рамках программы развития Научного центра мирового уровня.

Для цитирования: Чижов А. П., Досказиева Г. Ш., Андреев В. Е., Куангалиев З. А., Чибисов А. В., Дубинский Г. С., Газизов Р. Р., Ефимов Е. Р., Харисова Л. Р., Ишкинеев Б. Д. Факторы, влияющие на устойчивость полимеров в условиях заводнения на месторождении Восточный Молдабек // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. Вып. 6 (134), С. 52-69. <http://doi/10.17122/ntj-oil-2021-6-52-69>.

Original article

FACTORS AFFECTING THE STABILITY OF POLYMERS UNDER FLOODING CONDITIONS AT VOSTOCHNY MOLDABEK FIELD

Alexander P. Chizhov¹, Gulsin Sh. Doskaziyeva², Vadim E. Andreev³, Zinon A. Kuangaliev⁴,
Alexandr V. Chibisov⁵, Gennady S. Dubinsky⁶, Renat R. Gazizov⁷, Evgeny R. Efimov⁸,
Lilia R. Kharisova⁹, Bulat D. Ishkineev¹⁰

^{1, 5, 6, 7, 8, 9, 10}Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

^{2, 4}Atyrau University of Oil and Gas named after Safi Utebayev, Atyrau, Kazakhstan

^{1, 3, 5, 6}Institute for Strategic Studies of the Republic of Bashkortostan, Ufa, Russia

¹4ap@list.ru

²doskaziyeva.gulsin@gmail.com

³intnm@ya.ru

⁴z.kuangaliev@mail.ru

⁵z077@mail.ru

⁶intnm-gsd@yandex.ru

⁷ga3i3ov.renat@yandex.ru

⁸evil102genius@mail.ru

⁹Lilya966@ya.ru

¹⁰BulatDIshkineev@yandex.ru

Corresponding author: **Alexander P. Chizhov**, 4ap@list.ru

Abstract. The relevance of the problem under study is due to the presence of a large number of fields in Kazakhstan that are at the final stage of development. The task of more efficient and complete development of residual reserves with a decrease in water cut has become one of the most important tasks in the development of the oil industry in the region. The article is devoted to the selection and substantiation of the use of polymeric waterflooding reagents, which is one of the highly effective methods of physico-chemical impact on the productive formation. The method is well suited for oil recovery in various geological field conditions, including reservoirs with uneven permeability, polymictic skeleton and complex reservoir structure.

Laboratory studies were carried out in order to select the concentrations of the reagent and determine its rheological properties in working solutions. The main control parameters of the working compositions are analyzed, the main recommendations are formulated for the choice of reagents and the justification of its concentrations in the injected rims, taking into account the temperature and mineral factors.

It was found that FP 3630 S is a promising polymer for further research.

Two solutions were investigated: reservoir injected water from a water well (fresh) and initial reservoir water from productive facilities of the Vostochny Moldabek field.

Studies of the chemical composition of water used to create working solutions of polymers showed that with different compositions and degrees of hydrolysis, with the exclusion of a possible connection of polymer chains in water, it is possible to achieve maximum viscosity levels of the injected solutions.

Polymer FP 3630 S has the highest fresh water viscosity of any polymer tested;

In fresh water, all polymer solutions are stable for 1 month.

It was determined that when the concentration of the polymer FP 3630 S in the solution is 1500 ppm, the viscosity of the solution reaches 25 mPa • s at 7.34 s⁻¹ and 20 °C. These indicators are sufficient for conducting pilot tests not only in the conditions of productive objects of the East Moldabek field, but also in the conditions of other fields of the Caspian oil and gas province.

The materials of the article can be useful in the production of polymer refinery in the fields.

Keywords: polymer, formation temperature, permeability, mineralization, polymer, oil viscosity, reservoir water

Acknowledgments: This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-15-2020-900 within the framework of the development program for a World-class Research Center.

For citation: Chizhov A. P., Daskazieva G. Sh., Andreev V. E., Kuangaliev Z. A., Chibisov A. V., Dubinsky G. S., Gazizov R. R., Efimov E. R., Kharisova L. R., Ishkineev B. D. Faktory, vliyayushchiye na ustoychivost' polimerov v usloviyakh zavodneniya na mestorozhdenii Vostochnyy Moldabek [Factors Affecting the Stability of Polymers under Flooding Conditions at Vostochnyy Moldabek Field]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*. 2021, Issue 6 (134), pp. 52-69. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2021-6-52-69>.

Введение

Основное свойство полимеров – загущение воды, уменьшение соотношения вязкостей нефти и воды в пластовых условиях, что приводит к равномерному вытеснению нефти из коллектора.[1-4].

В ТОО «Алстрон» (Республика Казахстан) успешно применяется технология полимерного заводнения на месторождении Восточный Молдабек с 2019 г. Опытные промышленные испытания (ОПИ) по поли-

мерному заводнению проводились на месторождении Забурунь [5, 6]. Основанием проведения ОПИ являлся проектный документ «Разработка проекта полимерного заводнения и лабораторные исследования для подбора полимера», составленного ТОО НИИ «КаспийМунайГаз».

Опытные-промышленные испытания были начаты в конце 2019 г.

В сентябре 2020 г. масштабы ОПИ расширили и охватили весь III блок неоконского горизонта.

Применение полимерного заводнения позволило получить более 60 тыс. т дополнительной нефти [7].

Методы

Полимеры подбираются под геолого-промысловые параметры месторождений и должны отвечать требованиям:

- хорошая растворимость в пластовой воде;
- определенная вязкость при заданной концентрации;
- хорошая стабильность во времени (устойчивость к деградации полимера);
- положительные технико-экономические показатели.

Целевые значения вязкости обычно определяются из уравнения коэффициента подвижности:

$$M = \frac{\lambda_0}{\lambda_w} = \frac{\mu_0/k_0}{\mu_w/k_w} = \frac{\mu_0 \cdot k_w}{\mu_w \cdot K_0} \quad , \quad (1)$$

где λ , μ и k – подвижность, вязкость и эффективная проницаемость соответственно.

Процесс заводнения с применением полимера может быть классифицирован двумя способами:

1) в течение заводнения объектов коэффициент подвижности принимает неблагоприятное значение. Продолжительная закачка может повысить коэффициент охвата пласта заводнением;

2) заводнение имеет благоприятные значения коэффициента подвижности ($M < 1$). В условиях неоднородных пластов рекомендуется использовать полимерное заводнение для создания непроницаемых экранов в высокопроницаемой части разреза и перераспределения фильтрационного потока в менее проницаемые с целью доизвлечения остаточных запасов.

На месторождении Восточный Молдабек, где вязкость нефти достигает 179,3 мПа·с, величина коэффициента подвижности не благоприятна для эффективно-

го вытеснения остаточных запасов нефти. Введение полимеров в закачиваемые воды позволит повысить коэффициент охвата пласта заводнением за счет повышения вязкости нагнетаемой воды с помощью применения полимеров [8].

Результаты и обсуждение исследований полимерных составов

Основные характеристики месторождения Восточный Молдабек представлены в таблице 1.

Таблица 1. Основные характеристики исследуемой пластовой системы

Table 1. Main characteristics of the studied reservoir system

Температура пласта	19,8 °C
Проницаемость, среднее значение	$1,4 \cdot 10^{-3}$ мкм ²
Вязкость нефти	179,3 мПа·с
Минерализация пластовой воды	135,6 г/л

Исследовалось две пластовые жидкости: исходная вода с водозаборной скважины месторождения Северный Котыртас («пресная» вода) и исходная пластовая вода с продуктивных пластов месторождения Восточный Молдабек [9].

Для выбора подходящего полимера проанализированы основные параметры: температура пласта; проницаемость; минерализация раствора, используемого для растворения полимера и его закачки [10, 11].

Оценка температуры пласта необходима для выбора полимера с нужными химическими свойствами, которые позволят ему оставаться устойчивым при его движении в пустотном пространстве пластов.

Величина проницаемости определяет молекулярный вес полимера, который обеспечивает хорошую приемистость и возможность более глубокого внедрения в пласт.

Последним, но не менее важным, является анализ химического состава воды, используемой для транспортировки полимера, позволяющий сравнить реагенты различного состава и степени гидролиза для исключения возможного соединения цепей полимеров в воде для достижения максимальных уровней вязкости закачиваемых растворов.

Некоторые рекомендации по выбору составов приведены в таблице 2.

Как видно из таблицы 2, когда температура и уровень минерализации становятся слишком высокими величинами, есть необходимость модифицировать химическую структуру полимера введением в состав специальных мономеров, таких как акриламида-трет-бутиловый сульфонат (ATBS) при температуре не выше 95 °С или н-винил-пирролидон (НВП, NVP), когда температура достигает 140 °С. Сульфонат ATBS обеспечивает солеустойчивость при более низких температурах и рекомендуется для использования в условиях высоких концентраций двухвалентных катионов кальция и магния в пластовых водах [6].

Таблица 2. Основные физико-химические свойства исследуемых полимеров

Table 2. Basic physical and chemical properties of the studied polymers

Форма	Тип полимера	Мономер	Пример продукта	Примечания
Порошок	Сополимер	Акриламид - Акрилат натрия	Flopaam 3630 S	t < 80 °с средняя жесткость
	Сополимер после гидролиза	Акриламид - Акрилат натрия	Flopaam 6030 S	t < 75 °с низкая жесткость
	Сополимер	Акриламид - ATBS	Flopaam AN 125 SH	t < 95 °с любая минерализация
	Терполимеры	Акриламид - Акрилат натрия - ATBS	Flopaam 5205 SH Flopaam 5115 SH	t < 90 °с любая минерализация
Жидкая эмульсия нефть / вода	Сополимер	Акриламид - Акрилат натрия	Flopaam EM 533	t < 80 °с средняя жесткость

Основываясь на промысловом опыте в данной области, предварительно отобраны несколько наиболее устойчивых полимерных реагентов:

- Floраам 5205 VHM – терполимеры акриламида, акриловая кислота и АТБС;
- Floраам 3630 S – сополимеры акриламида;
- Floраам 1630 S – сополимеры акриламида.

Для дальнейшего исследования полимеров необходимо провести анализ пластовых вод.

Результаты приведены в таблицах 3, 4.

Составы синтетических вод месторождений представлены на рисунках 1, 2.

*Результаты анализа воды месторождения
Восточный Молдабек*

Месторождение: Восточный Молдабек РВС-1000 м³.

Дата поступления в лабораторию – 11.03.2021.

Дата анализа – 12.03.2021. [7].

Значение R⁺ (рисунки 1, 2) является соотношением (двухвалентные катионы / одновалентные + двухвалентные ионы). Эти растворы использовались для отбора полимеров на основе опытов, полученных в лаборатории и на промысле.

В синтетическом водном растворе солей были приготовлены маточные растворы с концентрацией 10000 ppm (долей на миллион).

Затем при температуре 20 °С были проведены реологические тесты по оценке вязкости как функции от концентрации полимера.

Величина вязкости измерялась при помощи использования реометра Kinexus Pro с коническим шпинделем соответствует скорости сдвига в 7,34 с⁻¹.

Таблица 3. Результаты анализа воды месторождения Северный Котыртас

Table 3. Results of water analysis of the North Kotyrtas field

Место отбора проб, № скважины	1-П
Дата отбора проб	13.02.2021
Плотность, г/см ³	1,0015
Соленость, г/л	0,3
pH	7,87
Формула солевого состава -	S1S2A2
Генетические коэффициенты	
rNa ⁺ /rCL ⁻	0,41
rCa ²⁺ /rMg ²⁺	0,59
rSO ₄ ²⁻ /rSO ₄ ²⁻ +rCL ⁻	43,47
rCL ⁻ -rNa ⁺ /rMg ²⁺	0,61
H ₂ S	следы

В зависимости от используемого полимера не замечено образование комков или «рыбьих глаз», а также проблем с растворением [4].

Время растворения отслеживалось в лаборатории, фильтрационные исследования проводились для проверки степени гидратации.

Информация представлена на рисунке 3 и в таблице 5.

Таблица 4. Физико-химическая характеристика воды месторождения Северный Котыртас
Table 4. Physical and chemical characteristics of water of the North Kotyrtas field

№	Название			мг/л	мг-экв/л	% - экв.	
1	Общее количество анионов			2,756	64,38	50,00	
2	Общее количество катионов			1,078	64,38	50,00	
3	Na ⁺ +K ⁺ по разнообразию			0,308	13,38	10,39	
4	Общая жёсткость воды			-	51,00	-	
5	Жесткость карбонатов			-	6,00	-	
6	Общее количество анионов и катионов			3,834	128,76	100,00	
	S2			-	-	69,90	
	S1			-	-	20,78	
	A2			-	-	9,32	
7	Сухой остаток при 105 °С, мг/л			3882,00			
Анионы				Катионы			
	мг/л	мг-экв/л	% - экв.		мг/л	мг-экв/л	% - экв.
HCO ₃ ⁻	366,00	6,00	4,66	Na ⁺ K ⁺	308,00	13,38	10,39
Cl ⁻	1170,00	33,00	25,63	Ca ²⁺	381,00	19,00	14,76
SO ₄ ²⁻	1220,00	25,38	19,71	Mg ²⁺	389,00	32,00	24,85
Br ⁻	0,21	-	-	Мех.примеси	Отсутв.	-	-
J ⁻	0,03	-	-	Fe ²⁺	0,25	-	-
				Fe ³⁺	7,8	-	-

«Пресная» вода м. С.Котырмас		Суммарное TDS	
на 1000 г		TDS Ca+Mg+Ba+Sr	4 542
NaCl.....	0,340 г	TDS карбоната	649
CaCl ₂ ·2H ₂ O.....	1,324 г	R+	348
Mg Cl ₂ ·6H ₂ O.....	2,442 г		0,383
NaHCO ₃	0,487 г		
Na ₂ SO ₄	1,572 г		

*TDS – общее содержание растворенных твердых частиц

Рисунок 1. Синтетический раствор - «пресная» вода

Figure 1. Synthetic solution - «fresh» water

Пластовая вода м. Молдабек		Суммарное TDS	
на 1000 г		TDS Ca+Mg+Ba+Sr	135 565
NaCl.....	118,830 г	TDS карбоната	5 005
CaCl ₂ ·2H ₂ O.....	10,660 г	R+	251
Mg Cl ₂ ·6H ₂ O.....	17,800 г		0,073
NaHCO ₃	0,352 г		
Na ₂ SO ₄	0,000 г		

Рисунок 2. Синтетический раствор - пластовая вода

Figure 2. Synthetic solution - formation water

Рисунок 3. Вязкость различных полимеров как функция от концентрации в пластовых водах месторождения Восточный Молдабек при температуре 20 °С

Figure 3. Viscosity of various polymers as a function of concentration in formation waters of Vostochny Moldabek field at a temperature of 20 °C

Таблица 5. Динамика вязкости от величины концентрации полимеров, испытанных в «пресной» и пластовой водах

Table 5. Dynamics of viscosity from the value of the concentration of polymers tested in «fresh» and formation waters

Концентрация (ppm)	«Пресная» вода месторождения Северный Котыртас			Пластовая вода месторождения Восточный Молдабек
	Вязкость, мПа·с при 20 °С			Вязкость, мПа·с при 20 °С
	FP 3630	FP 1630	FP 5205 VHM	FP 5205 VHM
500	4,82	4,13	4,55	3,69
1 000	13,95	11,87	11,98	9,62
1 500	26,82	24,58	23,05	18,46
2 000	44,07	39,84	38,98	32,91
3 000	94,73	87,41	82,97	62,89
4 000	170,30	155,00	145,70	110,90
5 000	269,90	251,10	232,90	185,60

Из рисунка 3 и таблицы 5 видно, что вязкость, полученная в пластовой воде, как правило, наиболее низкая, чем в «пресной» воде. Соответственно, высокая вязкость может быть получена при концентрации приблизительно 2000 ppm в «пресной» воде.

*Исследование полимеров FP 5205 VHM,
FP 3630 S, FP 1630 S*

Для соответствия требованию по закачке предварительно выбранный после отборочного этапа полимер был подвергнут дополнительным испытаниям.

Был приготовлен маточный раствор полимера с концентрацией 10000 ppm до разбавления и содержанием активных веществ 500, 1000, 1500 и 2000 ppm для всех продуктов. Характеристики полимера приведены в таблице 6.

Профиль вязкости от скорости сдвига

Построен график зависимости величины вязкости от скорости сдвига при помощи конического реометра Kinexus Pro+, 60mm и 2°. Температура поддерживалась постоянной на уровне 20 °С.

Представленный график (рисунок 4) показывает профили полимеров FP 5205 VHM, FP 3630 S и FP 1630 S для скоростей сдвига от 0,1 до 100 с⁻¹.

Для оценки стабильности полимера растворы хранились при 20 °С в течении 30 сут в аэробных условиях. При этом, как видно из графика, чем ниже вязкость, тем выше погрешность измерения используемого оборудования.

Результаты исследования полимеров представлены на рисунках 4, 5 и таблице 7.

Таблица 6. Характеристики полимеров
Table 6. Characteristics of the polymers

Полимер	Партия	Сверхнизкая вязкость, мПа·с	Содержание твердых веществ, %
FP 3630 S	JBA 2356	7,01	89,70 %
FP 1630 S	GJ 1097	6,5	90 %
FP 5205VHM	V 5387	6,16	90,20 %

Рисунок 4. Зависимости скорости сдвига от вязкости полимеров FP 5205 VHM, FP 3630 S и FP 1630 S для скоростей сдвига от 0,1 до 100 с⁻¹

Figure 4. Dependences of the shear rate on the viscosity of polymers FP 5205 VHM, FP 3630 S and FP 1630 S for shear rates from 0,1 to 100 s⁻¹

Рисунок 5. Изменение вязкости в течение 30 сут (значения вязкости измеряются при скорости сдвига $7,34 \text{ c}^{-1}$ с помощью реометра Kinexus)

Figure 5. Change in viscosity over 30 days (viscosity values are measured at a shear rate of 7.34 s^{-1} using a Kinexus rheometer)

Таблица 7. Изменение средних значений вязкости для испытуемых полимерных растворов (мПа·с)

Table 7. Change in average viscosity values for the tested polymer solutions (mPa·s)

Количество дней	FP 3630 S	FP 1630 S	FP 5205 VHM («пресная» вода)	FP 5205 VHM (пластовая вода)
0	26,8	24,6	23	18,5
7	28,93	24,5	23,1	19,52
15	27,9	23,7	22,8	19
30	27,8	23	22,4	17,58

На рисунке 5 показано изменение вязкости после 30 сут при 1500 ppm полимера для всех растворов.

Как видно из таблицы 7, все полимеры продемонстрировали свою устойчивость в пресной воде.

В пластовой воде последняя точка (30 сут) вязкости, измеренная для FP 5205 VHM, показывает тенденцию к снижению. Однако по прошествии столь короткого периода времени еще слишком рано делать выводы о глобальной тенденции [6].

Подбор целевой вязкости

Одним из самых важных параметров для успешной реализации технологии является закачиваемая вязкость раствора. Если пласт неоднороден по разрезу, то расчет по закону Дарси показывает, что идеальная вязкость должна быть равна [12, 13]:

$$\mu_{\text{плос}} = \lambda_{\text{полимер}} \cdot k_{\text{прониц}} \quad (2)$$

где $\mu_{\text{плос}}$ – вязкость;

$\lambda_{\text{полимер}}$ – коэффициент подвижности;

$k_{\text{прониц}}$ – контраст проницаемости.

Это математическое объяснение можно найти в Seright. Оно основано на законе Дарси и скорости фронта в двух слоях с различными проницаемостями.

Контраст проницаемости можно просто определить, как более высокую проницаемость, разделенную более низкой проницаемостью для смежных слоев с поперечным течением.

В случае отсутствия поперечного течения этот компонент может быть удален из уравнения только с учетом коэффициента

подвижности. Seright подробно описывает случай Дацина, где коэффициент подвижности конечной точки равен 10, а контраст проницаемости равен 4, что дает оптимальную вязкость полимера 40 мПа·с.

В некоторых залежах тяжелой нефти параметры недостаточны, учитывая необходимую вязкость и связанные с этим затраты (без учета аспектов закачки).

Но, в конце концов, когда это возможно, целевое значение коэффициента подвижности должно быть ниже 1, чтобы принять во внимание неоднородность.

Касательно месторождения Восточный Молдабек информации о кривых относительной проницаемости нет, поэтому можно предположить некоторые значения для чистых гидрофильных песчанников.

- $K_{\text{пв}}(S_{\text{ог}}) = 0,3$; $K_{\text{пн}}(S_{\text{вс}}) = 1$;
- $\mu_{\text{нефти}} = 178 \text{ мПа}\cdot\text{с}$;
- $\mu_{\text{воды}} \sim 1,1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ при 20 °C.

Как видно из рисунка 6, для достижения коэффициента подвижности 1 требуется закачивание вязкости выше 50 мПа·с, что уже является высоким значением без учета неоднородности.

На представленном графике (рисунок 6) видно, что разница между значениями коэффициента подвижности при вязкости 25 и 50 мПа·с весьма небольшая, поэтому учитывая экономические, технологические (скорость закачки) и другие аспекты рекомендуется начинать закачку с 25 мПа·с при 20 °C.

В зависимости от неоднородностей и реакции коллектора, а также для проверки пределов коллектора и времени его отклика вязкость закачиваемого агента может быть увеличена.

Рисунок 6. Коэффициент подвижности от закачиваемой вязкости полимера

Figure 6. Coefficient of mobility from the injected viscosity polymer

Выводы

1. Перспективным полимером для дальнейших исследований является FP 3630 S.

2. Исследовались два раствора: пластовая закачиваемая вода с водозаборной скважины (пресная) и исходная пластовая вода с продуктивных объектов месторождения Восточный Молдабек.

3. Исследования химического состава воды, используемой для создания рабочих растворов полимеров, показали, что при различном составе и степени гидролиза при исключении возможного соединения цепей полимеров в воде возможно достижение максимальных уровней вязкости закачиваемых растворов.

4. Полимер FP 3630 S обладает самыми высокими показателями вязкости в пресной воде по сравнению с другими испытанными полимерами;

5. В пресной воде все полимерные растворы стабильны на протяжении 1 мес.

6. Определено, что при концентрации полимера FP 3630 S в растворе 1500 ppm вязкость раствора достигает 25 мПа·с при $7,34\text{ c}^{-1}$ и $20\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Эти показатели достаточны для проведения опытно-промышленных испытаний не только в условиях продуктивных объектов месторождения Восточный Молдабек, но и в условиях других месторождений Прикаспийской нефтегазоносной провинции.

Список источников

1. Манырин В.Н., Швецов И.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении. Самара: Самар. Дом Печати, 2002. 391 с.
2. Идрисова А.Т. Обзор методов интенсификации добычи трудноизвлекаемых запасов нефти полимерным заводнением с использованием загущенной воды // Матер. 46-й Всеросс. науч.-технич. конф. молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием: В 2 Т. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. Т. 1. С. 87-88.
3. Гуторов А.Ю. Совершенствование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в условиях заводнения на месторождениях Татарстана // Газовая промышленность. 2013. № S (696). С. 61-63.
4. Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Кенбай (участок Восточный Молдабек). Самара: 2006.
5. Отчет ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» по договору № 486-17 от 03.03.2006. Разработка проекта полимерного заводнения и проведение лабораторных исследований для подбора полимера. Договор № 12/дис от 29.01.2014 г., ТОО «АЛСТРОН»
6. Отчет ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» по договору № 1554-17 от 29.05.2007. «Проект разработки месторождения Забурунье». Атырау: 2010.
7. Отчет ТОО НИИ «Каспиймунгаз» по договору № 241-113-58/ДГР от 24.02.2017. «Анализ разработки участка Молдабек Восточный месторождения Кенбай». Атырау: 2017. 371 с.
8. Отчет ТОО НИИ «Каспиймунгаз» «Анализ разработки участка Котыртас Северный месторождения Кенбай». Атырау: 2016. 265 с.
9. ГОСТ 26450.0-85. Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. М.: Мингео СССР, 1985. 6 с.
10. ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением. М.: Мингео СССР, 1985. 8 с.
11. ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. М.: Мингео СССР, 1985. 17 с.
12. Rabaev R.U., Sultanov Sh.Kh., Andreev V.E. Results of Experimental Studies of Integrated Physico-Chemical Impact in Carbonate Reservoirs // SOCAR Proceedings. 2021. No 2. P. 34-39. DOI: 10.5510/OGP20210200493.
13. Чижов А.П., Рабаев Р.У., Андреев В.Е., Чибисов А.В., Куангалиев З.А., Ефимов Е.Р., Иванов Д.В. Теоретические особенности повышения эффективности нефтеизвлечения из карбонатных коллекторов Волго-Уральской провинции // Науч-

References

1. Manyrin V.N., Shvetsov I.A. *Fiziko-khimicheskie metody uvelicheniya nefteotdachi pri zavodnenii* [Physicochemical Methods of Enhanced Oil Recovery During Waterflooding]. Samara, Samar. Dom Pechati Publ., 2002. 391 p. [in Russian].
2. Idrisova A.T. Obzor metodov intensivifikatsii dobychi trudnoizvlekaemykh zapasov nefiti polimernym zavodneniem s ispol'zovaniem zagushchennoi vody [Intensification of Production of Difficultly Polymeric Flood Reserves Using Riddle Water]. *Materialy 46-i Vserossiiskoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii molodykh uchenykh, aspirantov i studentov s mezhdunarodnym uchastiem: V 2 T.* [Materials of the 46th All-Russian Scientific and Technical Conference of Young Scientists, Postgraduates and Students with International Participation: In 2 Volumes]. Ufa, UGNTU Publ., 2019, Vol. 1, pp. 87-88. [in Russian].
3. Gutorov A.Yu. Sovershenstvovanie razrabotki trudnoizvlekaemykh zapasov nefiti v usloviyakh zavodneniya na mestorozhdeniyakh Tatarstana [Improving the Development of Hard-to-Recover Oil Reserves Under Waterflooding Conditions in the Fields of Tatarstan]. *Gazovaya promyshlennost' - GAS Industry of Russia*, 2013, No. S (696), pp. 61-63. [in Russian].
4. *Avtorskii nadzor za realizatsiei tekhnologicheskoi skhemy razrabotki mestorozhdeniya Kenbai (uchastok Vostochnyi Moldabek)* [Designer's Supervision over the Implementation of the Technological Scheme for the Development of the Kenbai Field (Vostochny Moldabek Site)]. Samara, 2006. [in Russian].
5. *Otchet TOO «Kaspian Enerdzhi Reserch» po dogovoru № 486-17 ot 03.03.2006. Razrabotka proekta polimernogo zavodneniya i provedenie laboratornykh issledovaniy dlya podbora polimera. Dogovor № 12/dis ot 29.01.2014 g., TOO «ALSTRON»* [Report of Caspian Energy Research LLP under Contract No. 486-17 of 03.03.2006. Development of a Polymer Flooding Project and Laboratory Research for Polymer Selection. Agreement No. 12 / Dis Dated January 29, 2014, ALSTRON LLP] [in Russian].
6. *Otchet TOO «Kaspian Enerdzhi Reserch» po dogovoru № 1554-17 ot 29.05.2007. «Proekt razrabotki mestorozhdeniya Zaburun'e»* [Report of Caspian Energy Research LLP under Contract No. 1554-17 Dated May 29, 2007. «Project for the Development of the Zaburune Field»]. Atyrau, 2010. [in Russian].
7. *Otchet TOO NII «Kaspiimunaigaz» po dogovoru № 241-113-58/DGR ot 24.02.2017. «Analiz razrabotki uchastka Moldabek Vostochnyi mestorozhdeniya Kenbai»* [Report of NII «Caspimunaigas» LLP under Contract No. 241-113-58 / DGR Dated February 24, 2017. «Analysis of the Development of the Moldabek Vostochny Site of the Kenbai Field»]. Atyrau, 2017. 371 p. [in Russian].

ные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2020. № 4. С. 9-14. DOI: 10.5510/OGP20200400460.

8. *Otchet TOO NII «Kaspiimunaigaz» «Analiz razrabotki uchastka Kotyrtas Severnyi mestorozhdeniya Kenbai»* [Report of NII «Caspiymunaigas» LLP «Analysis of the Development of the Kotyrtas Severny Section of the Kenbay Field»]. Atyrau, 2016. 265 p. [in Russian].

9. *GOST 26450.0-85. Porody gornye. Obshchie trebovaniya k otboru i podgotovke prob dlya opredeleniya kollektorskich svoistv* [State Standard 26450.0-85. Rocks. General Requirements for Sampling and Sample Preparation for Determination of Collecting Properties]. Moscow, Mingeo SSSR Publ., 1985. 6 p. [in Russian].

10. *GOST 26450.1-85. Porody gornye. Metod opredeleniya koeffitsienta otkrytoi poristosti zhidkostenasyshcheniem* [State Standard 26450.1-85. Rocks. Method for Determination of Open Porosity Coefficient by Fluid Saturation]. Moscow, Mingeo SSSR Publ., 1985. 8 p. [in Russian].

11. *GOST 26450.2-85. Porody gornye. Metod opredeleniya koeffitsienta absolyutnoi gazopronitsaemosti pri statsionarnoi i nestatsionarnoi fil'tratsii* [State Standard 26450.2-85. Rocks. Method for Determination of Absolute Gas Permeability Coefficient by Stationary and Non-Stationary Filtration]. Moscow, Mingeo SSSR Publ., 1985. 17 p. [in Russian].

12. Rabaev R.U., Sultanov Sh.Kh., Andreev V.E. Results of Experimental Studies of Integrated Physico-Chemical Impact in Carbonate Reservoirs. *SOCAR Proceedings*, 2021, No 2, pp. 34-39. DOI: 10.5510/OGP20210200493.

13. Chizhov A.P., Rabaev R.U., Andreev V.E., Chibisov A.V., Kuangaliev Z.A., Efimov E.R., Ivanov D.V. Teoreticheskie osobennosti povysheniya effektivnosti nefteizvlecheniya iz karbonatnykh kollektorov Volgo-Ural'skoi provintsii [Theoretical Features of Improving the Oil Recovery Efficiency from Carbonate Reservoirs in the Volga-Ural Province]. *Nauchnye trudy NIPI Neftgaz GNKAR - SOCAR Proceedings*, 2020, No. 4, pp. 9-14. DOI: 10.5510/OGP20200400460. [in Russian].

Информация об авторах

• Чижов Александр Петрович, канд. техн. наук, доцент
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Научный центр мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты»
Старший научный сотрудник
Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, 1;
Государственное автономное научное учреждение «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан»
Ведущий научный сотрудник
Россия, 450008, Уфа, ул. Кирова, 15
e-mail: 4ap@list.ru

Information about the authors

• Chizhov Alexandr P., Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor
Ufa State Petroleum Technological University
World-Class Research Center «Rational Development of Liquid Hydrocarbon Reserves of the Planet»
Senior Researcher
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russia;
Institute of Strategic Researches of Bashkortostan Republic,
State Autonomous Scientific Department
Leading Researcher
15, Kirov str., Ufa, 450008, Russia
e-mail: 4ap@list.ru

• Досказиева Гулсин Шариповна, канд. техн. наук
Атырауский университет нефти и газа
им. С. Утебаева
Профессор кафедры «Нефтегазовое дело»
Казахстан, 060027, Атырау,
мкр. Привокзальный, ул. Баймуханова, 45А
e-mail: doskaziyeva.gulsin@gmail.com

• Doskaziyeva Gulsin Sh., Candidate of Engineering
Sciences
Atyrau University of Oil and Gas named
after Safi Utebayev
Professor of Oil and Gas Business Department
45A, Baimukhanov str., Atyrau, 060027, Kazakhstan
e-mail: doskaziyeva.gulsin@gmail.com

• Андреев Вадим Евгеньевич, д-р техн. наук,
профессор
Государственное автономное научное
учреждение «Институт стратегических
исследований Республики Башкортостан»
Главный научный сотрудник
Россия, 450008, Уфа, ул. Кирова, 15
e-mail: intnm@ya.ru

• Andreev Vadim E., Doctor of Engineering
Sciences, Professor
Institute of Strategic Researches
of Bashkortostan Republic,
State Autonomous Scientific Department
Chief researcher
15, Kirov str., Ufa, 450008, Russia
e-mail: intnm@ya.ru

• Куангалиев Зинон Ахметович, д-р техн. наук
Атырауский университет нефти и газа
им. С. Утебаева
Профессор кафедры «Нефтегазовое дело»
Казахстан, 060027, Атырау,
мкр. Привокзальный, ул. Баймуханова, 45А
e-mail: z.kuangaliev@mail.ru

• Kuangaliev Zinon A., Doctor of Engineering
Sciences
Atyrau University of Oil and Gas named after Safi
Utebayev
Professor of Oil and Gas Business Department
45A, Baimukhanov str., Atyrau, 060027, Kazakhstan
e-mail: z.kuangaliev@mail.ru

• Чибисов Александр Вячеславович, канд. техн.
наук, доцент
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Научный центр мирового уровня «Рациональное
освоение запасов жидких углеводородов
планеты»
Старший научный сотрудник
Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, 1;
Государственное автономное научное
учреждение «Институт стратегических
исследований Республики Башкортостан»
Ведущий научный сотрудник
Россия, 450008, Уфа, ул. Кирова, 15
e-mail: z077@mail.ru

• Chibisov Alexander V., Candidate of Engineering
Sciences, Associate Professor
Ufa State Petroleum Technological University
World-Class Research Center «Rational
Development of Liquid Hydrocarbon Reserves
of the Planet»
Senior Researcher
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russia;
Institute of Strategic Researches
of Bashkortostan Republic,
State Autonomous Scientific Department
Leading Researcher
15, Kirov str., Ufa, 450008, Russia
e-mail: z077@mail.ru

• Дубинский Геннадий Семенович, канд. техн.
наук, доцент
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Научный центр мирового уровня «Рациональное
освоение запасов жидких углеводородов
планеты»
Ведущий научный сотрудник
Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, 1;
Государственное автономное научное
учреждение «Институт стратегических
исследований Республики Башкортостан»
Ведущий научный сотрудник
Россия, 450008, Уфа, ул. Кирова, 15
e-mail: intnm@ya.ru

• Dubinsky Gennady S., Candidate of Engineering
Sciences, Associate Professor
Ufa State Petroleum Technological University
World-Class Research Center «Rational
Development of Liquid Hydrocarbon Reserves
of the Planet»
Leading Researcher
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russia;
Institute of Strategic Researches
of Bashkortostan Republic,
State Autonomous Scientific Department
Leading Researcher
15, Kirov str., Ufa, 450008, Russia
e-mail: intnm@ya.ru

• Газизов Ренат Рустамович
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Научный центр мирового уровня «Рациональное
освоение запасов жидких углеводородов
планеты»
Инженер-исследователь
Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: ga3i3ov.renat@yandex.ru

• Gazizov Renat R.
Ufa State Petroleum Technological University
World-Class Research Center «Rational
Development of Liquid Hydrocarbon Reserves
of the Planet»
Research Engineer
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russia
e-mail: ga3i3ov.renat@yandex.ru

• Ефимов Евгений Романович
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Научный центр мирового уровня «Рациональное
освоение запасов жидких углеводородов
планеты»
Инженер-исследователь
Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: evil102genius@mail.ru

• Efimov Evgeny R.
Ufa State Petroleum Technological University
World-Class Research Center «Rational
Development of Liquid Hydrocarbon Reserves
of the Planet»
Research Engineer
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russia
e-mail: evil102genius@mail.ru

• Харисова Лилия Рамилевна
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Научный центр мирового уровня «Рациональное
освоение запасов жидких углеводородов
планеты»
Инженер-исследователь
Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: Lilya966@ya.ru

• Kharisova Lilia R.
Ufa State Petroleum Technological University
World-Class Research Center «Rational
Development of Liquid Hydrocarbon Reserves
of the Planet»
Research Engineer
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russia
e-mail: Lilya966@ya.ru

• Ишканиев Булат Дамирович
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Научный центр мирового уровня «Рациональное
освоение запасов жидких углеводородов
планеты»
Инженер-исследователь
Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: BulatDishkineev@yandex.ru

• Ishkineev Bulat D.
Ufa State Petroleum Technological University
World-Class Research Center «Rational
Development of Liquid Hydrocarbon Reserves
of the Planet»
Research Engineer
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russia
e-mail: BulatDishkineev@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 11.10.2021; одобрена после рецензирования 20.10.2021; принята к публикации 01.11.2021.

The article was submitted 11.10.2021; approved after reviewing 20.10.2021; accepted for publication 01.11.2021.