

АНАЛИЗ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПОЛИМЕРОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ПРИМЕРЕ ЭМБИНСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Досказиева Г.Ш.¹, Бисенгалиев М.Д.^{1*}, Абдешова Г.Г.¹,
Тулегенова О.Ш.¹, Пиривердиев И.А.²

¹Атырауский университет нефти и газа им. С.Утебаева, Республика Казахстан
060027, г. Атырау, ул. М.Баймуханова, 45а

²Министерство науки и образования Республики Азербайджан,
Институт нефти и газа, Азербайджан
AZ1000, Баку, ул. Ф.Амирова, 9

*Автор, отвечающий за переписку: maks_bisengali@mail.ru

ANALYSIS OF PHYSICOCHEMICAL CHARACTERISTICS OF POLYMERS FOR ENHANCED OIL RECOVERY (THE EMBA FIELDS AS CASE STUDY)

Doskaziyeva G.Sh.¹, Bisengaliyev M.D.^{1*}, Abdeshova G.G.¹, Tulegenova O.Sh.¹, Piriverdiyev I.A.²

¹Atyrau University of Oil and Gas named after S.Utebayev, Republic of Kazakhstan
45a, M.Baimukhanov str., Atyrau city, 060027

²Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan, Institute of Oil and Gas, Azerbaijan
9, F.Amirov str., Baku, AZ1000

*Corresponding author: maks_bisengali@mail.ru

Keywords: oil field, polymer, viscosity, permeability, reservoir pressure maintenance, displacement coefficient

Summary. The efficiency of water flooding systems in oil reservoirs using advanced stimulation technologies largely depends on the quality of site selection. Each site requires an individual approach based primarily on methodologies that define areas of effective technology application, which in turn are determined by the geological and physical characteristics of the productive formations, optimal technological parameters of well operations, technical capabilities, and economic feasibility. To address this challenge, the development of new reagents that can significantly increase the oil recovery factor (ORF) at already developed fields is highly relevant. This paper presents detailed results of laboratory research on the selection of polymers. Preparation of selected polymers for laboratory experiments was conducted using both synthetic water models and formation water samples collected from the field. Special attention was paid to the chemical composition of the formation water, as water viscosity is highly dependent on mineralisation. To study the criteria for polymer flooding and assess its effectiveness, Field "X" (a conditionally designated name) was selected. Additionally, the main properties of polymer compositions for the conditions of Fields "X" and "Y" were studied. Based on laboratory studies, a technology was developed and pilot-industrial tests were conducted in real wells of Fields "X" and "Y." Among the polymers studied, Flopaam 5115VHM was found to be the most suitable for Field "X" in terms of solubility and viscosity, while FP5205 VHM and FC 6725 were identified as optimal for Field "Y."

© 2026 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

Как известно, одним из высокоэффективных методов физико-химического воздействия на продуктивный пласт является полимерное заводнение. Вопросам полимерного заводнения посвящены многочисленные труды ученых. Несмотря на большое количество накопленных к настоящему времени исследований, все же вопросы, связанные с применением полимерных

систем, являются актуальными, требуя проведения экспериментальных исследований реологических характеристик различных полимеров с учетом геолого-физических характеристик рассматриваемого месторождения. В связи с этим в представленной статье приведены подробные результаты лабораторных исследований по подбору полимеров. Подготовка выбранных полимеров для лабораторных исследований прово-

дилась как на моделях синтезированной воды, так и на образцах пластовой воды, доставленных с месторождения.

Особое внимание уделялось химическому составу пластовой воды, так как вязкость воды значительно зависит от минерализации. Для наиболее обоснованной постановки исследований необходимо было провести анализ исследований, выполненных в этом направлении в различных научных и проектных организациях.

Анализ современного состояния изученности технологии применения различных полимерных систем

Технология полимерного заводнения успешно применяется ТОО «Алстрон» на месторождении «У» с 2014 года. Проект по полимерному заводнению был начат на основании проекта «Разработка проекта полимерного заводнения и проведение лабораторных исследований для подбора полимера», составленного ТОО НИИ «КаспийМунайГаз». Опытнo-промышленные испытания были начаты 22.11.2014 года. В сентябре 2017 года было осуществлено расширение проекта с охватом всего III блока II неокомского горизонта. Применение технологии позволило получить более 60 тысяч тонн дополнительно добытой нефти (Report of the Open Joint-Stock Company "Giprovostokneft", 2006; Report of Caspian Energy Research LLP, 2010; Report of Caspian Energy Research LLP, 2009; Report of Rİ "Kaspiymunaygas" LLP, 2017; Report of Rİ Kaspiymunaygas LLP, 2016; Caspian Energy Research LLP, 2009).

Применение полимеров с целью повышения эффективности разработки осуществлялось в различных регионах, в частности, на многих объектах США, Канады, Венесуэлы, Аргентины, России, Азербайджана, Казахстана (Manyrin, Shvetsov, 2002; Grigorashchenko et al., 1978; State Standard 153.0-75 – State Standard 21153.7-75, 1975; State Standard 21534-76, 1976; State Standard 26450.0-85, 1985; Gazizov, 2002). Как показывает анализ, полимеры обычно применяются на месторождениях с обводненностью 95%, при этом обеспечивается прирост КИН до 10% (Gallyamov, Rakhimkulov, 1978; Delamaide E. et al., 2014; Surguchev, 1985; Chang et al., 2006; Wang et al., 2008; Surguchev et al., 1991; Saboorian-Jooybari et al., 2015; Abasov et al., 2009).

Основным методом искусственного воздействия на нефтяные пласты является заводнение, и одним из способов повышения его эффективности считается применение физико-химических способов воздействия на пласт путем добавок к закачиваемой воде различных компонентов,

улучшающих ее нефтewытесняющие свойства. Данному вопросу посвящены многочисленные исследования. Среди них следует отметить публикации последних лет (Delamaide E. et al., 2014; Chang et al., 2006; Saboorian-Jooybari et al., 2015; Abasov et al., 2009; Moldabayeva et al., 2023a; Moldabayeva et al., 2023b). Результатом внедрения данной технологии, как отмечается в этих работах, является:

- перераспределение фильтрационных потоков по площади и разрезу обрабатываемого участка залежи;
- сдерживание прорыва вод из нагнетательных в добывающие скважины;
- подключение в разработку трудноизвлекаемых запасов из зон с пониженной проницаемостью.

Исследованиями (Abasov et al., 2009; Moldabayeva et al., 2023a; Moldabayeva et al., 2023b) установлено, что на реологические характеристики осадкогелеобразующих составов оказывают влияние как компоненты, входящие в них, так и степень минерализации пластовой воды. В пресной воде в связи с отсутствием ионов кальция и магния полимеры обладают хорошей растворимостью и способностью увеличения вязкости растворов. С увеличением концентрации вытесняющего агента вязкость растворов возрастает. Следует отметить, что физико-химические свойства и реологические особенности осадкогелеобразующих составов (ОГОС) зависят от концентраций полимера и щелочи, температуры и минерализации воды, причем при малых концентрациях полимера состав проявляет ньютоновский характер (Moldabayeva et al., 2023a; Moldabayeva et al., 2023b; Zhdanov, 2001).

Таким образом, подводя итог анализу современного состояния применения полимерных материалов при разработке месторождений, можно прийти к следующим выводам, которые позволят обоснованно направить исследования.

Следует отметить, что недостаточно проработана методология создания основы системы, позволяющей проводить комплекс теоретических, экспериментальных исследований и промысловых наблюдений для наиболее глубокого изучения условий и результатов водопроявлений; отмеченное обстоятельство существенно затрудняет процесс принятия адекватных решений по выбору технологии ограничения водопритоков.

Обзор публикаций, накопленных к настоящему времени и посвященных вопросам применения ОГОС, подтвердил значимость и важность отмеченных исследований, направленных на принятие решений при реализации методов повышения нефтеотдачи. Для принятия наиболее

правильных и обоснованных технологических решений при мероприятиях, связанных с применением полимерных композиций, необходимы: анализ геолого-физических условий и особенностей рассматриваемого месторождения и факторов, оказывающих влияние на выбор эффективной технологии, в частности, водоизоляционных работ; планирование и проведение экспериментальных исследований по изучению эффекта изоляции полимерными растворами.

Решение отмеченных задач, причастных к выбору наилучших композиций и технологий их применения, требует анализа и построения моделей, адекватно описывающих объективные связи между исследуемыми параметрами и позволяющих в дальнейшем успешно осуществлять принятие технологических решений. В этой связи получение, анализ информации и принятие решений в отмеченных условиях представляют интерес, что в свою очередь требует проведения исследований по изучению закономерностей изменения вязкостных характеристик полимерных растворов в зависимости от концентрации полимерных композиций.

Условия применения полимерного заводнения на некоторых месторождениях

Как известно, основными критериями для выбора потенциальных участков для полимерного заводнения являются:

- удовлетворительное техническое состояние действующих скважин (в первую очередь нагнетательных);
- правильная оценка начальных и текущих геологических запасов нефти;
- энергетическое состояние на уровне начального или близкого к нему;

- сформированный девятиточечный элемент с небольшим расстоянием между нагнетательной и добывающими скважинами (+200 метров);
- хорошая гидродинамическая связь между нагнетательной и добывающими скважинами;
- расположение участков в сводовой части нефтеносной залежи.

С учетом перечисленных критериев полимерное заводнение было предусмотрено на месторождениях, условно именованных как «Х» (М-II горизонт) и «У» (II неокомский горизонт). Основные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов по месторождениям представлены в таблице 1.

Материалы и методы

Для системы поддержания пластового давления (ППД) и приготовления полимеров для закачки на рассматриваемых месторождениях используют попутно добываемую воду.

Для проведения анализа с резервуарного парка были отобраны пробы и изучены в лаборатории исследования нефти, газа и воды, результаты приведены в таблице 2.

Подбор применяемого полимера основывался на 3-х основных параметрах:

1. Температура пласта, необходимая для выбора полимера, должна оставаться стабильной в течение процесса вытеснения нефти в пласте;
2. Минерализация пластовой воды, применяемой для закачки, необходима с целью оценки степени гидролиза различных полимеров для увеличения вязкости (Abirov et al., 2022).

Таблица 1

Исходная геолого-физическая характеристика выделенных объектов для закачки полимера

Параметры	«Х», М-II	«У», Неоком II
Средняя глубина залегания, м	258.7	942
Тип коллектора	терригенный	терригенный
Пористость по ГИС, д.ед.	0.36	0.303
Средняя нефтенасыщенность по ГИС, д.ед.	0.669	0.638
Проницаемость по керну, мкм ²	0.748	0.526
Начальная пластовая температура, °С	19.8	39
Начальное пластовое давление, МПа	1.82	9.18
Давление насыщения нефти газом, МПа	0.98	5.4
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	130	15.3
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0.875	0.811
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0.908	0.895
Вязкость пластовой воды, мПа*с	1.3	1.6
Плотность пластовой воды, г/см ³	1.12	1.092
Общая минерализация пластовой воды, г/л	135.6	141.5

Учитывая все три параметра по выделенным объектам для закачки полимера, с помощью таблицы 3 был сформирован основной состав кандидатов-полимеров (State Standard 21 153.0-75 – State Standard 21153.7-75, 1975; State Standard 21534-76, 1976; State Standard 26450.0-85, 1985).

Лабораторные работы по подбору полимеров проводились на синтезированной модели воды.

Подготовка выбранных полимеров для лабораторных исследований велась как на моделях синтезированной пластовой воды, так и на образцах пластовой воды, доставленной с месторождения.

Изготовление модели пластовой воды осуществлялось на основе химического состава пластовой воды, с использованием видов компонентов солей (таблица 4).

Таблица 2

Результаты анализа воды для применения закачки месторождений «X» и «Y»

Показатели	Ед. изм.	«X», М-П	«Y», Неоком II
Количество проб		1	1
Дата поступления воды в лабораторию		11.03.14г	24.02.14г
Дата анализа		12.03.14г	
Гидрокарбонат-ион HCO_3^-	мг/л	256.00	232.00
Хлорид –ион Cl^-	мг/л	83437.00	83437.00
Сульфат-ион SO_4^{2-}	мг/л	Отс	Отс
(Натрий+калий) ион $\text{Na}^+ + \text{K}^+$	мг/л	46856.00	47996.00
Кальций-ион Ca^{2+}	мг/л	2906.00	2806.00
Магний-ион Mg^{2+}	мг/л	2128.00	1581.00
Общая минерализация	мг/л	135583.00	136052.00
Йод I^-	мг/л	0.02	0.53
Бром Br^-	мг/л	14.50	3.52
Жесткость общая	мг-экв/л	320.00	270.00
Сухой остаток	мг/л	-	136553.00
Нефтепродукты	мг/л	36.00	1.2
Механические примеси	мг/л	Отс	Отс
Сероводород H_2S	мг/л	Отс	Отс
Плотность при 20°C	г/см ³	1.0911	1.0920
Соленость	‰	12.3	12.4
pH	ед. pH	6.72	6.20

Таблица 3

Руководство по выбору полимера

Форма	Тип полимера	Мономер	Наименование полимера	Параметры
Порошок	Сополимер	Акриламид – Акрилат натрия	Floraam 3630S	T<80°C Средняя жесткость
	Сополимер После гидролиза	Акриламид – Акрилат натрия	Floraam 6030S	T<75°C Низкая жесткость
	Сополимер	Акриламид – АТБС	Floraam AN125SH	T<95°C Любой уровень минерализации
	Терполимеры	Акриламид - Акрилат натрия – АТБС	Floraam 5205SH Floraam 5115SH	T<90°C Любой уровень минерализации
	Ассоциированные полимеры	Акриламид – Акрилат натрия – гидрофобный мономер	Superpusher C319	Относительно низкая проницаемость породы Средняя жесткость
	Терполимеры	Акриламид - АТБС - НВП	Floraam SAV225	T<140°C Любой уровень минерализации
Жидкая эмульсия нефть/ вода	Сополимеры	Акриламид - Акрилат натрия	Floraam EM533	T<80°C Средняя жесткость

Необходимое количество солей для изготовления модели пластовой воды

	Наименование солей	«X», М-II	«Y», Неоком II
		г/л	
1	Бикарбонат натрия (NaHCO ₃)	0.352	0.319
2	Карбонат натрия (Na ₂ CO ₃)	-	-
3	Бромид натрия (NaBr)	0.019	0.005
4	Сульфат натрия (Na ₂ SO ₄)	-	-
5	Хлористый магний (MgCl ₂ *6H ₂ O)	17.8	13.224
6	Хлорид кальция (CaCl ₂)	8.047	7.77
7	Хлорид натрия (NaCl)	118.857	121.786

Особое внимание уделяется химическому составу пластовой воды, так как вязкость воды является зависимой от минерализации. Подготовка модели пластовой воды происходила исходя из массы.

Наиболее подходящий для месторождения полимер выбирался по следующим параметрам (Abirov et al., 2022):

- Хорошая растворимость в пластовой воде;
- Самая высокая вязкость при заданной концентрации;
- Хорошая стабильность;
- Экономические параметры.

Для отбора по вышеперечисленным параметрам нужного полимера из числа кандидатов необходимо было провести испытания с каждым из них. После достижения хорошей растворимости второй задачей является получение необходимой вязкости полимера. Следует отметить, что полимерное заводнение представляет собой закачку воды, загущенной синтетическими полимерами с целью повышения ее вязкости. Данная обработка воды приводит к изменению реологических характеристик, вязкости, обуславливая ее увеличение при равных скоростях закачки, а следовательно, и снижение подвижности воды. При этом одним из важных показателей является коэффициент мобильности M , представляющий собой отношение подвижности вытесняющей жидкости (т.е. воды) к подвижности вытесняемой жидкости (нефти) (Al-Shakry et al., 2018):

$$M = \frac{\lambda_0}{\lambda_\omega} = \frac{\mu_0/k_0}{\mu_\omega/k_\omega} = \frac{\mu_0 * k_\omega}{\mu_\omega * k_0}, \quad (1)$$

где λ , μ и k – соответственно мобильность, вязкость и эффективная проницаемость относительно воды и нефти.

Для объекта закачки полимера на месторождении «X» выделены 2 вида полимера по 2 модификациям:

1. Floraam 5205SH и Floraam 5205VHM: терполимеры акриламида, акриловая кислота и АТБС;

2. Floraam 5115SH и 5115VHM: терполимеры акриламида, акриловая кислота и АТБС с более высоким содержанием.

Для «Y» был выбран ряд полимеров:

1. Floraam 3630S: сополимер акриламида и акриловая кислота;

2. Floraam 6030S: сополимер акриламида и акриловая кислота, после гидролиза;

3. Floraam 5115VHM, Floraam 5205SH, Floraam 5205VHM: терполимеры акриламида, акриловая кислота и АТБС;

4. Superpusher C1205: ассоциированный полимер (содержащий как гидрофобные, так и гидрофильные составляющие);

5. FLOCOMB 6725: продукт пост-гидролиза с характерным солестойким мономером;

6. Floraam AN110VHM: сополимер акриламида и сульфированный мономер.

Результаты исследований обрабатывались методами математической статистики.

Результаты исследований

Результаты практической реализации получены на двух месторождениях, названия которых по известным причинам не приводим. Так, на месторождениях «X» и «Y», где вязкость нефти примерно 130 сП и 13,8 сП соответственно, величина коэффициента подвижности не является благоприятной. Из этого следует, что увеличение вязкости воды позволит улучшить коэффициент охвата пласта заводнением.

На синтезированной пластовой воде были приготовлены стандартные растворы с концентрацией 10000 ppm (долей на миллион). Затем в зависимости от пластовой температуры («X» М-II – 19°C, «Y» Неоком II – 39°C) были проведены исследования по оценке вязкости как функции от концентрации полимера. Величина вязкости измерялась на вискозиметре Brookfield со скоростью вращения шпинделя UL 6 об/мин (соответствует скорости сдвига в 7.34 с-1). После 2-х часового растворения независимо от используемого полимера не было замечено образование комков, фильтрация с целью проверки

степени гидратации также дала положительный результат (Рис. 1). По результатам исследований строились зависимости вязкости полимерного раствора от концентрации полимера. Результаты подвергнуты статистической обработке с оценкой числа необходимых повторных опытов и построением эмпирических частных зависимостей, приведенных в таблице 5.

Построенная зависимость вязкости от концентрации представлена на рисунках 2 и 3.

Из исследованных полимеров для месторождения «Х» наиболее подходящим по высоким показателям растворимости и вязкости оказался полимер Флораам 5115VHM. Этот полимер позволяет получить самую высокую вязкость при концентрации 2000 ppm, которая могла бы стать хорошим целевым значением для данного параметра.

В качестве подходящих вариантов для одного из месторождений («У») были отобраны полимеры Флораам 5205VHM и FLOCOMB 6725. Необходимая концентрация активного полимера составит примерно 1500 ppm, что соответствует

вязкости 13 сП для Флораам 5205VHM и 16.5 сП для FLOCOMB 6725 (Zhdanov, 2001; Kukin, Solyakov, 1982).



Рис. 1. Остатки полимера после фильтрации

FLOCOMB 6725 – высокомолекулярный полимер, и целевое значение вязкости может быть достигнуто при более низких концентрациях, как видно из рисунка 3.

Таблица 5

Вязкость полимерных составов, концентрации полимеров и взаимосвязь между ними при различных температурах

C, %	FC6725	FP3630S	FP5205VHM	FP6030S	FP5205SH	SP C1205	AN110VHM	FP5115VHM
t = 39 °C								
0.05	2.5	2.5	4	3	3	3	3,5	4
0.1	10	5	5	5	7	12	7	8
0.15	17	8	12	11	13	16	14	14
0.2	26	15	20	18	19	23	22	22
0.25	48	26	31	29	28	39	37	36
0.3	72	42	50	48	39	61	53	52
$\nu =$	$571.5C^{1,81}$	$206.42C^{1,55}$	$219.65C^{1,45}$	$241.36C^{1,55}$	$199.29C^{1,42}$	$349.68C^{1,57}$	$285.32C^{1,53}$	$243.11C^{1,42}$
t = 19 °C								
C, %	FP 5115 SH	FP 5115 VHM	FP 5205 SH	FP 5205 VHM				
0.05	4	4	4	4				
0.1	7	9	7	8				
0.15	12	16	12	14				
0.2	20	28	20	24				
0.3	45	58	47	53				
0.4	77	108	88	111				
0.5	127	165	137	162				
$\nu =$	$292.78C^{1,54}$	$425.71C^{1,66}$	$329.09C^{1,59}$	$444.77C^{1,65}$				

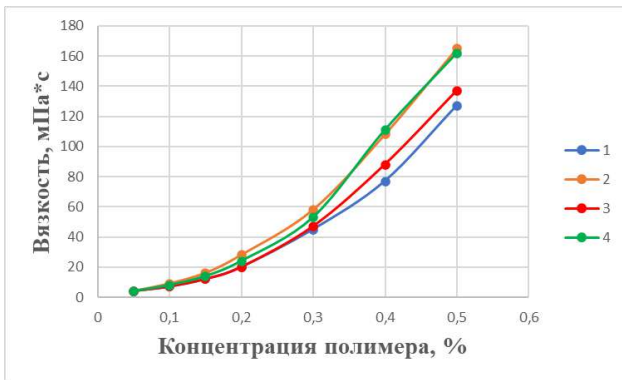


Рис. 2. Вязкость различных полимеров как функция от концентрации в пластовых водах месторождения «Х» при температуре 19°C:

1 - FP 5115 SH; 2 - FP 5115 VHM;
3 - FP 5205 SH; 4 - FP 5205 VHM

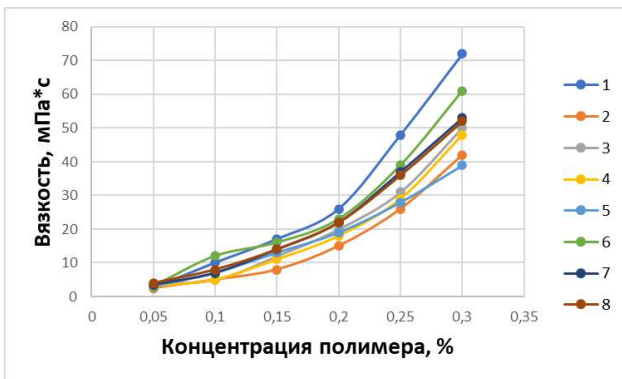


Рис. 3. Вязкость различных полимеров как функция от концентрации в пластовых водах месторождения «У» при температуре 39°C:

1 - FC6725; 2 - FP3630S; 3 - FP5205VHM; 4 - FP6030S;
5 - FP5205SH; 6 - SP C1205; 7 - AN110VHM; 8 - FP5115VHM

Анализ и обсуждение результатов

Окончательный выбор полимеров для месторождений «Х» и «У» основывался на химической и термической стабильности молекулярной характеристики. Все выбранные полимеры по

характеристике соответствуют условиям данных месторождений. В таблице 6 приведены основные характеристики выбранных полимеров для дальнейшего их применения при закачке.

Для оценки эффективности закачки полимера были проведены прогнозные расчеты показателей разработки эмпирическими зависимостями на участках скважин №№ 1242-1244 и №№ 1225-1227-1229 месторождения «Х» (Report of the Open Joint-Stock Company “Giprovostokneft”, 2006; Report of Rİ "Kaspiymunaygas" LLP, 2017; Report of Rİ Kaspiymunaygas LLP, 2016).

Для каждого участка рассчитаны по 2 варианта разработки. Начало полимерного заводнения было запланировано с 01.04.2019 г. Все варианты разработки были спрогнозированы до 31.03.2024 г.

Первый вариант базовый – разработка месторождения без полимерного заводнения на опытном участке с учетом сложившегося на данный момент количества действующего фонда участка с закачкой воды в нагнетательные скважины.

Второй вариант с полимерным заводнением разработки включает в себя проведение мероприятий по полимерному воздействию на опытном участке с учетом сложившегося на данный момент количества действующего фонда участка с закачкой полимера в нагнетательные скважины.

Для оценки эффективности в качестве базового варианта используется эмпирическая модель разработки, выбранная из совокупности характеристик вытеснения, построенная до проведения мероприятия (за период, выбранный в качестве базы сравнения). Дополнительная добыча нефти оценивается как разность между фактическим объемом добытой нефти (или прогнозным объемом добытой нефти при полимерном заводнении) и количеством нефти, которое могло бы быть добыто при базовом режиме разработки.

Таблица 6

Характеристики полимеров X и Y

Полимер	FP5115 VHM	FP5205 VHM	FC6725
Партия	RG 2617/1-3	X 4372	FGR 2159-7
Сверхнизкая вязкость	6.3	6.15	7.16
Содержание твердых веществ	91.4%	89.2%	89.28%
Степень гидролиза	20-30%	20-30%	20-30%
Молекулярный вес	15-17*10 ⁶ Да	14-16*10 ⁶ Да	19-21*10 ⁶ Да
Содержание нерастворимых веществ	0.01%	0.02%	0.01%
Время растворения	<2ч	<2ч	<2ч
Содержание остаточного мономера	<0.1%	<0.1%	<0.1%

Общие положения для прогноза вариантов разработки:

Для прогнозирования данных используется имеющийся 4-х летний опыт применения полимерного заводнения в Мангистауской области на месторождении «Z», а именно динамика обводненности участка скважин №№ 2041-2049 «Запад» до заполнения 9,5% порового объема. Прогнозный суточный объем закачки воды при базовом варианте разработки принимается как среднее значение суточной закачки в период аппроксимации (в базовый период). При увеличении закачки воды вероятны прорывы к добывающим скважинам. В случае полимерного заводнения такие прорывы маловероятны.

Прогнозный суточный объем закачки полимерного раствора увеличен относительно базового варианта: по участку №№ 1242-1244 в сумме на величину 37 м³/сут; по участку №№ 1225-1227-1229 в сумме на величину 56 м³/сут. Прогнозная жидкость при базовом варианте разработки принимается как среднее значение в период аппроксимации (базовый период).

Прогнозная жидкость при варианте разработки с полимерным заводнением увеличена относительно базового варианта на величину увеличенной закачки. При этом в первые 4 месяца закачки предусмотрено плавное увеличение жидкости. Начало подсчета технологического эффекта – с апреля 2019 года, т.е. с начала закачки полимера на опытном участке. Для приготовления полимерного раствора необходимо использовать артезианскую слабоминерализованную воду. Необходимая концентрация полимера составит 2000 г/м³, обеспечивая вязкость 44 сП. С целью увеличения эффективности технологии предусматривается изменение концентрации полимерного раствора с 2000 до 3000 г/м³, обеспечивая вязкость 95 сП. Длительность закачки высоковязкой оторочки ежегодно составит 1 квартал.

Прогноз обводненности при полимерном заводнении на участке скважин №№ 1242-1244 выполнен исходя из динамики обводненности участка «Запад» месторождения «Z» до заполнения 9,5% порового объема. Фактическая обводненность участка «Запад» месторождения «Z» описана логарифмическим уравнением, далее рассчитано процентное изменение обводненности относительно предыдущего месяца. От полученной зависимости рассчитана прогнозная обводненность участка скважин №№ 1242-1244, которая опирается на заполнение порового пространства участка «Запад». Далее обводненность участка скважин №№ 1242-1244 описана зависимостями, приведенными ниже с целью дальнейшего прогнозирования зависимости обводненности от заполнения порового про-

странства участка скважин №№ 1242-1244. Кривые зависимости обводненности от степени заполнения порового пространства при полимерном заводнении на участке скважин №№ 1242-1244 представлены на рисунках 4 и 5.

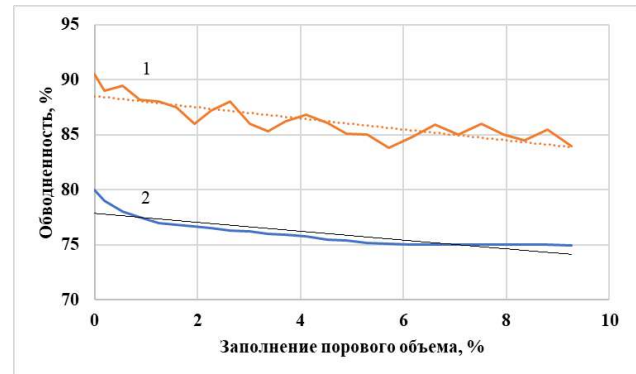


Рис. 4. Зависимости обводненности от степени заполнения порового пространства при полимерном заводнении на участке скважин №№ 1242 (1) и 1244 (2)

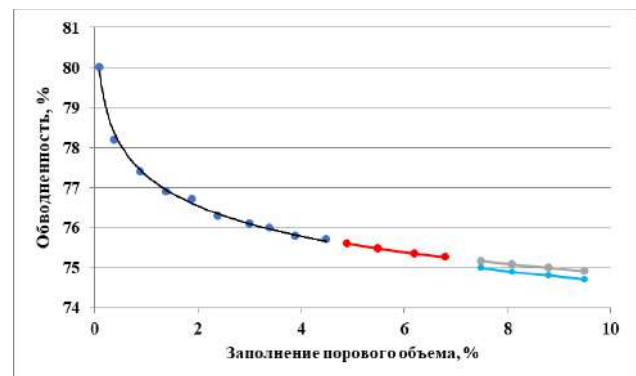


Рис. 5. Зависимость заполнения порового объема от обводненности при полимерном заводнении на участке скважин №№ 1242-1244

В результате было получено уравнение:

$$y=77,311V^{-0,014}, R^2 = 0,9973.$$

Условия прогноза при полимерном заводнении следующие:

Полимерный раствор закачивался в 2 действующие нагнетательные скважины №№ 1242 и 1244 с 01.04.2019 г. с суточным объемом закачки 50 и 30 м³/сут соответственно. Данный период условно рассматривается как будущее с позиции предыдущих лет.

Заполнение порового объема при существующих объемах закачки должно составить 4,9% к 31.03.2024 г. Снижение обводненности достигнет 75,5% к 31.03.2024 г. Предполагалось снижение обводненности до 11,3% относительно базовой обводненности. Прогнозная жидкость составляет 3378,91 т/мес + увеличение на суточную добычу 37 т/сут.

На основании вышеизложенных условий прогноза построены графики добычи жидкости, изменения обводненности и добычи нефти по базовому варианту и с полимерным заводнением с закачкой полимера в 2 скважины в зависимости от заполнения порового пространства участка (рисунки 6-7).

Итоговые результаты:

Прогнозная накопленная дополнительная добыча нефти за период 01.04.2019-31.03.2024 гг. должна составить 29,959 тыс. тонн.

КИН на 31.03.2024 г. должен составить:

при полимерном заводнении – 8,3 %;

базовый – 7,05 %;

прирост КИН –1,25%.

Последующий период показал достоверность прогнозов на период, условно выбранный в качестве будущего, т.е. с 01.04.2019 г. до 31.03.2024 г.

Выводы

В результате статистического анализа показана возможность прогнозирования вариантов и периода реализации технологии полимерного заводнения, результаты которых позволяют обосновать наиболее эффективные технологические варианты продолжения закачки полимерного раствора на скважинах.

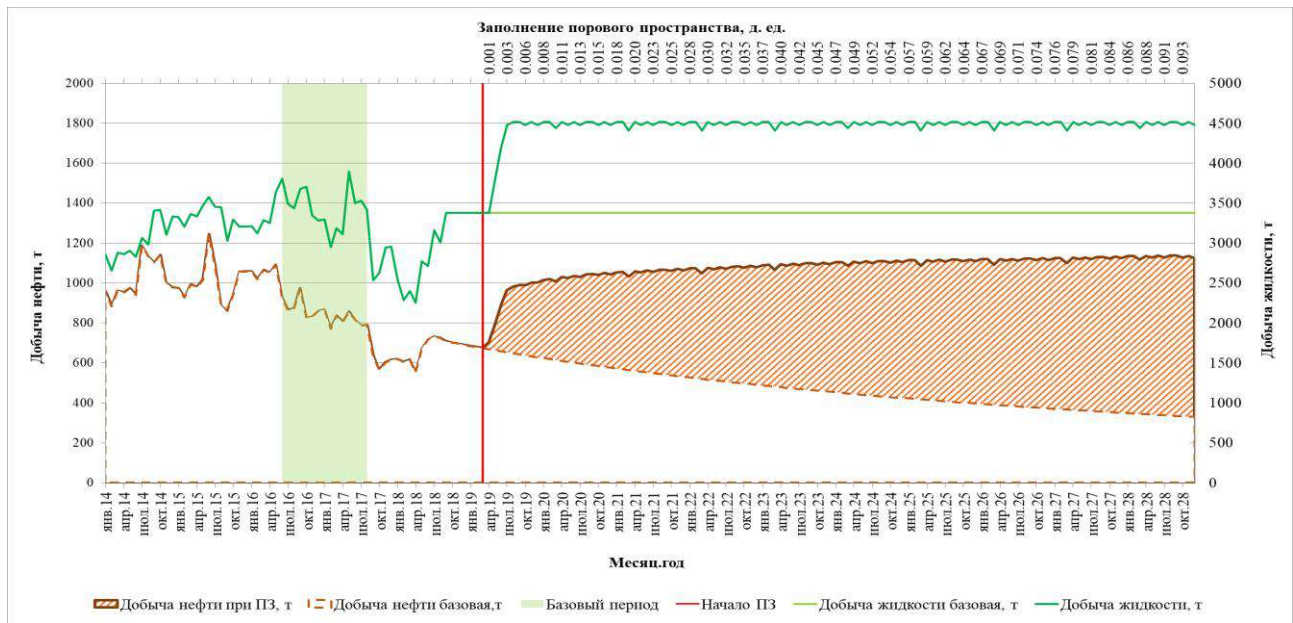


Рис. 6. Прогноз добычи жидкости и добычи нефти с базовым вариантом и с полимерным заводнением на участке скважин №№ 1242-1244

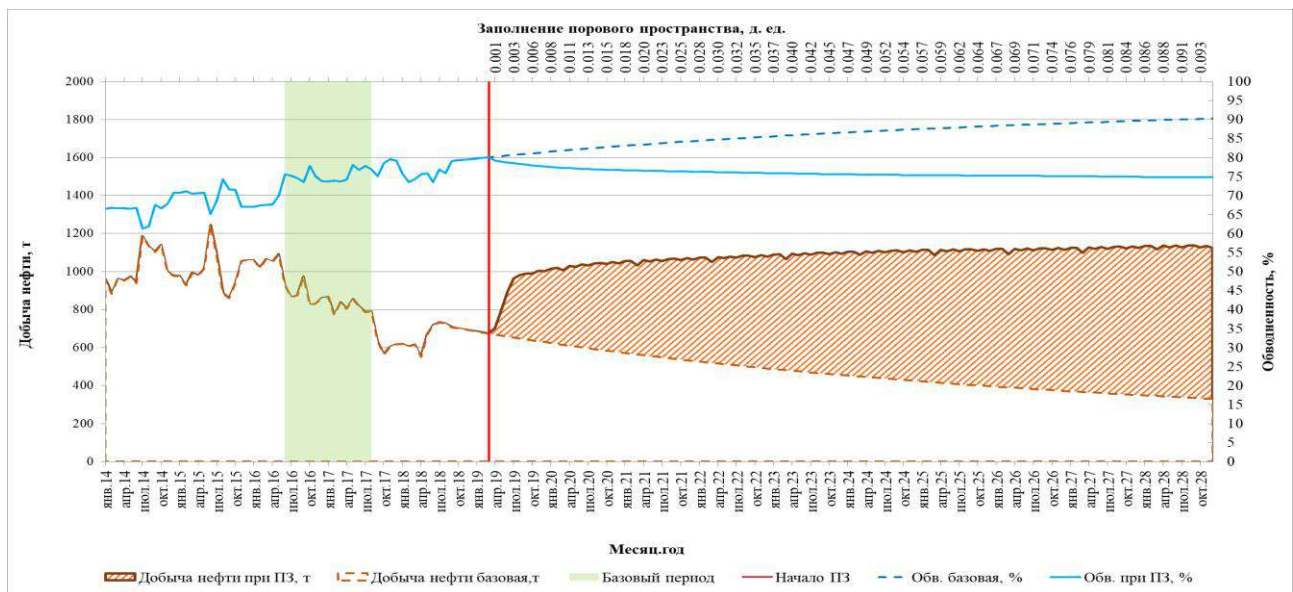


Рис. 7. Динамика изменения обводненности и добычи нефти с базовым вариантом и с полимерным заводнением на участке скважин №№ 1242-1244

Одной из основных задач данных экспериментов является оценка коэффициента вытеснения и, как показывают результаты, в зависимости от коллекторских свойств пород коэффициенты вытеснения при применении полимеров значительно увеличиваются. Результаты реали-

зации мероприятий по вытеснению нефти водой и выбранным полимером на моделях образцов керна и их оценка для применения в дальнейшем на выбранных участках месторождения оправдывают применение полимерного заводнения на рассматриваемом месторождении.

REFERENCES

- Abasov MT, Strekov AS, Efendiev GM (2009) Improving the efficiency of water inflow control in oil wells. Nafta-Press, Baku, p 256 (in Russian)
- Abirov JJ, Abirov R, Sayuk B et al (2022) Research of the impact of switching to low-salinity water during polymer water flooding Journal of the Oil and Gas Industry of Kazakhstan 4(4):68–77. <https://doi.org/10.54859/kjogi108594>
- Al-Shakry B, Skauge T, Shiran BS, Skauge A (2018) Impact of mechanical degradation on polymer injectivity in porous media. Polymers 10(7):742. <https://doi.org/10.3390/polym10070742>
- Caspian Energy Research LLP “Estimation of oil and soluble gas-in-oil reserves of the Eastern Wing of the Zhanatalap field (Central Arch) as of 01.09.2008”, Atyrau, 2009 (in Russian)
- Chang HL, Zhang ZQ, Wang QM et al (2006) Advances in polymer flooding and alkaline/surfactant/polymer processes as developed and applied in the People’s Republic of China. JPT 58(2):84–89. <https://doi.org/10.2118/89175-JPT>
- Delamaide E, Bazin B, Rousseau D, Degré G (2014) Chemical EOR for heavy oil: the Canadian Experience. Paper SPE 169715 presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia held in Muscat, Oman, 31 March–2 April
- Gallyamov MN, Rakhimkulov RS (1978) Improving the operational efficiency of oil wells during the late stage of field development. Nedra, Moscow, p 207 (in Russian)
- Gazizov AA (2002) Increase in oil output of heterogeneous layers at the last development stage. Nedra-Businesscentre Ltd, Moscow, p 639 (in Russian)
- Grigorashchenko GI, Zaitsev YV, Kukin VV et al (1978) The use of polymers in oil production. Nedra, Moscow, p 213 (in Russian)
- Kukin VV, Solyakov YuV (1982) Application of water-soluble polymers for enhancing oil recovery from reservoirs. VNIIOENG, Moscow, p 44
- Manyrin VN, Shvetsov IA (2002) Physico-chemical methods for enhancing oil recovery during water flooding. Samara, Rosing.Publ, p 392 (in Russian)
- Moldabayeva GZ, Efendiyev GM, Kozlovskiy AL et al (2023a) Modeling and adoption of technological solutions in order to enhance the effectiveness of measures to limit water inflows into oil wells under conditions of uncertainty. ChemEngineering 7(5):89. <https://doi.org/10.3390/chemengineering7050089>
- Moldabayeva GZ, Efendiyev GM, Kozlovskiy AL et al (2023b) Study of the rheological characteristics of sediment-gelling compositions for limiting water inflows. Applied Sciences (Switzerland) 13(18), 10473. <https://doi.org/10.3390/app131810473>
- Report of Caspian Energy Research LLP “Recalculation of oil and gas reserves of the Y field”. Atyrau, 2009 (in Russian)
- Report of Caspian Energy Research LLP “Y Field Development Project.” Atyrau, 2010 (in Russian)
- Report of RI “Kaspiymunaygas” LLP under Contract No. 241-113-58/DGR dated 24.02.2017 “Analysis of the Development of Field X” Atyrau, 2017, p 371 (in Russian)
- Report of RI Kaspiymunaygas LLP “Analysis of Development of Field X”, Atyrau, 2016, p 265 (in Russian)
- Report of the Open Joint-Stock Company “Giprovostokneft” under Contract No. 2848/49-17 dated 20 September 2005: “Author’s supervision of the implementation of the technical scheme for the development of the X field”. Samara, 2006 (in Russian)
- Saboorian-Jooybari H, Dejam M, Chen Z (2015) Half-century of heavy oil polymer flooding from laboratory core floods to pilot tests and field applications. Paper SPE-174402-MS Canada Heavy Oil Technical Conference, 9-11 June 2015, Calgary, Alberta, Canada. <https://doi.org/10.2118/174402-MS>
- State Standard 21 153.0-75 – State Standard 21153.7-75. Physical testing methods. Sampling and general requirements for physical testing methods (in Russian)
- State Standard 21534-76. Petroleum. Method for determining the chloride salt content (in Russian)
- State Standard 26450.0-85. Methods for determining reservoir properties. General requirements for the sampling and preparation of samples for the determination of reservoir properties (in Russian)
- Surguchev ML (1985) Secondary and tertiary methods for increasing oil recovery from reservoirs. Nedra, Moscow, p 308 (in Russian)
- Surguchev ML, Gorbunov AT, Zabrodin DP et al (1991) Methods for the recovery of residual oil. Nedra, Moscow, p 347 (in Russian)
- Wang D, Han P, Shao Z et al (2008) Sweep improvement options for the Daqing oil field. SPE Reservoir Eval Eng 11(1):18-26, 25 February. <https://doi.org/10.2118/99441-PA>
- Zhdanov SA (2001) The application of methods to enhance oil recovery: challenges and prospects. Neftyanoye Khozyaystvo 4:11–12 (in Russian)

АНАЛИЗ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПОЛИМЕРОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ПРИМЕРЕ ЭМБИНСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Досказиева Г.Ш.¹, Бисенгалиев М.Д.^{1*}, Абдешова Г.Г.¹, Тулегенова О.Ш.¹, Пиривердиев И.А.²

¹Атырауский университет нефти и газа им. С.Утебаева, Республика Казахстан
060027, г. Атырау, ул. М.Баймуханова, 45а

²Министерство науки и образования Республики Азербайджан, Институт нефти и газа, Азербайджан
AZ1000, Баку, ул. Ф.Амирова, 9

*Автор, отвечающий за переписку: maks_bisengali@mail.ru

Резюме. При выборе участков для проведения работ по внедрению систем заводнения пластов, как известно, необходимо к каждому из них подходить индивидуально, руководствуясь при этом соответствующей методикой, которая позволяет определять области эффективного применения технологий, с учетом геолого-физических характеристик продуктивных пластов, технологических параметров работы скважин, а также технических возможностей и экономической целесообразности. Для решения данной проблемы актуальными являются задачи разработки новых реагентов, позволяющих значительно увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) на уже разрабатываемых месторождениях. В статье приведены подробные результаты лабораторных исследований по подбору полимеров. Подготовка выбранных полимеров для лабораторных исследований проводилась как на моделях синтезированной воды, так и на образцах пластовой воды, доставленных с месторождения. При этом особое внимание уделялось химическому составу пластовой воды, так как вязкость воды значительно зависит от минерализации. Для изучения критериев полимерного заводнения и оценки эффективности его применения было выбрано месторождение «X» (наименование условно присвоенное). Также были изучены основные свойства полимерной композиции для условий месторождений «X» и «Y». На основании лабораторных исследований была разработана технология и проведены опытно-промышленные испытания на реальных скважинах месторождения «X» и «Y». Из исследованных полимеров для месторождения «X» наиболее подходящим по показаниям растворимости и вязкости оказался полимер Flopaam 5115VHM, а для месторождения «Y» – полимеры FP5205 VHM и FC 6725. Последующий период показал достоверность прогнозов на период, условно выбранный в качестве будущего, т.е. с 01.04.2019 г. до 31.03.2024 г.

Ключевые слова: месторождение, полимер, вязкость, проницаемость, поддержание пластового давления, коэффициент вытеснения

EMBA YATAQLARI TİMSALINDA NEFT VERİMİNİN ARTIRILMASI ÜÇÜN İSTİFADƏ OLUNAN POLİMERLƏRİN FİZİKİ-KİMYƏVİ XÜSUSİYYƏTLƏRİNİN TƏHLİLİ

Doskaziyeva G.Ş.¹, Bisenqaliyev M.D.^{1*}, Abdeşova G.G.¹, Tulegenova O.Ş.¹, Piriverdiyev İ.A.²

¹S. Ötebayev adına Atrau Neft və Qaz Universiteti, Qazaxıstan Respublikası
060027, Atrau şəhəri, M.Baymıxanov küçəsi, 45a

²Azərbaycan Respublikası Elm və Təhsil Nazirliyinin Neft və Qaz İnstitutu, Azərbaycan
AZ1000, Bakı, F.Əmirov küç., 9

*Yazışmalara məsul: maks_bisengali@mail.ru

Xülasə. Lay sulaşdırma sistemlərinin tətbiqi üçün sahələrin seçilməsi zamanı, məlum olduğu kimi, hər bir sahəyə fərdi yanaşmaq, bu texnologiyaların effektiv tətbiqi üçün sahələri müəyyən etməyə imkan verən müvafiq metodologiyaya əsasən, hasilat laylarının geoloji və fiziki xüsusiyyətlərini, quyuların iş parametrlərini, eləcə də texniki imkanları və iqtisadi məqsəduyğunluğu nəzərə almaq vacibdir. Bu məsələni həll etmək üçün mövcud yataqlarda neftvermə əmsallarını (NÇ) əhəmiyyətli dərəcədə artırma bilən yeni reagentlərin hazırlanması vacibdir. Bu məqalədə polimerlərin seçilməsi üzrə laboratoriya tədqiqatlarının ətraflı nəticələri təqdim olunur. Laboratoriya tədqiqatları üçün seçilmiş polimerlər həm sintez edilmiş su modelləri, həm də yataqdan gətirilən hasilat suyu nümunələri istifadə edilərək hazırlanmışdır. Suyun özlülüyü duzluluqdan əhəmiyyətli dərəcədə asılı olduğundan, hasilat suyunun kimyəvi tərkibinə xüsusi diqqət yetirilmişdir. Polimer daşqınlarının meyarlarını öyrənmək və onun effektivliyini qiymətləndirmək üçün "X" (yatağın şərti adı) sahəsi seçilmişdir. "X" və "Y" yataqlarının şərtləri üçün polimer tərkibinin əsas xüsusiyyətləri də öyrənilmişdir. Laboratoriya tədqiqatlarına əsasən, "X" və "Y" yataqlarındakı real quyularda bir texnologiya hazırlanmış və pilot sınaqlar aparılmışdır. Tədqiq olunan polimerlərdən Flopaam 5115VHM həllolma və özlülük baxımından "X" sahəsi üçün ən uyğun, FP5205VHM və FC 6725 isə "Y" sahəsi üçün ən uyğun olduğu sübut edilmişdir. Növbəti dövr üçün (01.04.2019 - 31.03.2024) aparılmış "ekstrapolyasiya" hesablamaları proqnozların mötəbər olduğunu təsdiqlənmişdir.

Açar sözlər: sahə, polimer, özlülük, keçiricilik, lay təzyiqinin saxlanması, yerdaşıma səmərəliliyi