



УДК 622.276.43

**ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ
НА СВОЙСТВА ПОЛИМЕРНОГО РАСТВОРА,
ИСПОЛЬЗУЕМОГО ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ СЕВЕРНОЕ**

**ESTIMATION OF THE EFFECT OF VARIOUS FACTORS
ON THE PROPERTIES OF A POLYMERIC SOLUTION
USED TO INCREASE THE OIL RECOVERY FACTOR ON THE SEVERNOYE FIELD**

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Поварова Лариса Валерьевна

кандидат химических наук, доцент,
доцент кафедры химии,
Кубанский государственный
технологический университет
larispv08@gmail.com

Аванесов Александр Сергеевич

студент,
института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
iCCup.House@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена анализу влияния различных факторов среды на полимерный раствор, выявлены лучшие из предложенных тестовых агентов. Представлены результаты эффективности данного метода.

Ключевые слова: солеустойчивые полимеры; пластовая вода; минерализация; нагнетательная скважина; профиль приёмистости; коллекторские свойства пласта.

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of technical sciences,
Professor of oil and gas
engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Povarova Larisa Valeryevna

Candidate of chemical sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of chemistry department,
Kuban state technological university
larispv08@gmail.com

Avanesov Alexandr Sergeevich

Student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
iCCup.House@mail.ru

Annotation. The article is devoted to the analysis of increasing the oil recovery factor by affecting the formation water salt-resistant polymers. The influence of various environmental factors on the polymer solution was evaluated, the best of the proposed test agents were identified. The results of the effectiveness of this method.

Keywords: salt-resisting polymers; ground water; salinity; injection well; injectivity profile; reservoir properties.

На протяжении длительного времени эксплуатации нефтегазовых месторождений накоплен обширный экспериментальный материал, позволяющий проследить параметры эффективности добычи на разных этапах жизненного цикла – от эксплуатации без осложнений до их проявления на разных этапах, вплоть до активизации осложнений на завершающей стадии.

В связи с этим, физико-химические, химические методы и технологии приобретают особое значение в условиях одновременного действия нескольких осложнений интенсивного характера.

Проведённые исследования показывают, что использование различных физико-химических и химических методов применительно к пластовым водам и породам-коллекторам представляет значимый технологический резерв повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений.

Свойства нефти месторождения Северное незначительно и закономерно изменяются по площади залежей. Плотность, вязкость и содержание асфальто-смолистых веществ возрастают от свода к контуру залежи. Нефть данного месторождения тяжёлая, высоковязкая, слабо насыщена газом. Высокие значения плотности и вязкости нефти месторождения Северное обусловлены значительным содержанием асфальто-смолистых веществ, достигающих до 27,52 % масс. Температура застывания нефти в пределах от минус 9 до минус 33 °С. Минерализация пластовых вод варьируется от 57 до 60 г/л, плотность 1,039–1,044 г/см³. Жёсткость вод составляет 170-182 мг-экв/л. Среда воды нейтральная.



Месторождение находится на второй стадии разработки, ведётся максимальная добыча нефти, начиная с 2010 года, поддерживаемый объём добычи составляет 2000 тыс. тонн.

Обводнённость растёт, начиная с момента разработки, и составляет на данный момент 92–94,5 %.

Пик добываемого газа был в 2011 году, он связан с вводом нового оборудования для подогрева воды системы ППД с дальнейшим его сокращением, рассматривается вариант заимствования газа с рядом расположенных месторождений, например, Арман.

Поддержание добычи на заданном уровне достигается путём применения различных ГТМ, системы ППД, полимерного воздействия и увеличения отборов жидкости.

Таким образом, реализация существующей системы разработки недостаточно эффективна, КИН составляет 0,284 доли ед., утверждённый 0,313 доли ед. Поэтому на месторождении необходимо реализовать технологию повышения нефтеотдачи пласта. В качестве приоритетной в работе рассмотрено применение технологии полимерного заводнения.

Метод повышения эффективности заводнения пластов – так называемое полимерное заводнение, заключается в том, что в воду добавляется высокомолекулярный химический реагент – полимер, обладающий способностью даже при малых концентрациях существенно повышать вязкость воды, снижать её подвижность и за счёт этого повышать охват пластов заводнением. Для лучшего эффекта вытеснения необходимо оценить влияние различных физико-химических свойств пласта и его компонентов в виде флюида, которые могут негативно повлиять на процесс полимерного заводнения.

Экспериментальное обоснование применение технологии полимерного заводнения на месторождения Северное

Оценка влияния различных факторов на вязкость солеустойчивых полимеров, а также предварительное тестирование времени растворения в воде, проводилось на опытах с моделированной испытательной средой.

Испытательная среда – физическая модель. Это трубки, наполненные схожим по своим геолого-физическим свойствам с оригиналом, а именно песок с разной проницаемостью с размером частиц 8x2,5 см, 30x3,8 см. Керна представляет собой образец, в котором (высокая неоднородность коллектора по проницаемости, песчаник слабосцементированный). Свойства пластовой воды:

- плотность 1,039–1,044 г/см³;
- жёсткость вод варьируется от 170 до 182 мг-экв/л;
- среда воды – нейтральная;
- минерализация – 63906,1 мг/л;
- содержание компонентов: 50531 мг/л NaCl + 149,1 мг/л KCl + 7720,5 мг/л CaCl₂ + 5160 мг/л MgCl₂ + 229 мг/л NaHCO₃.

Образец нефти представляет собой пробы фактически реагирующих добывающих скважин, обезвоженный до 0,2 % и вязкость которого составила 403 мПа·с.

Тестовые агенты:

- полимеры производства компании Кели: SD6000, HTPW, SDSH-18, SD-XPAM, NP2500, KfPAM-2, AP-P3, 63020, 63026, NP2560, SD-6800, SL1800.

Эксперименты были проведены при 30 °С. Видимую вязкость, реологические свойства и вязкоупругость измеряли с помощью реометра MCR302 или вращательного вискозиметра RV20.

Когда было произведено смешивание полимеров и различных вариантов концентраций сшивающих агентов при $t = 30$ °С с соблюдением времени для необходимого созревания полимера, ежедневно проводились замеры вязкости и реологических свойств при помощи выше упомянутого оборудования.

Предварительное тестирование полимеров

Результаты исследования скорости растворения полимерного раствора и его состояния в пластовой воде месторождения с минерализацией 63906,1 мг/л при 30 °С представлены в таблице 1. Вязкость замеряли вращательным вискозиметром RV20.

Таблица 1 – Предварительный результат экспериментов для выбора полимеров

№№ n/n	Параметры тестирования	Время растворения, ч / концентрация полимеров, мг/л			Состояние системы
	Наименование полимеров	1000	1500	2000	
1	2	3	4	5	6
1	SD6000	30	30	30	система однородная и прозрачная, много пены
2	HTPW	24	24	8	система однородная и прозрачная
3	SDSH-18	5	4	4	система однородная и прозрачная



Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5	6
4	SD-XPAM	5	4	4	система однородная и прозрачная
5	NP2500	24	24	24	вода более мутная, видны хлопья
6	KfPAM-2	22	22	8	система однородная и прозрачная
7	AP-P3	24	24	8	система однородная и прозрачная
8	63020	24	24	8	система однородная и прозрачная
9	63026	24	24	8	система однородная и прозрачная
10	NP2560	24	30	30	система однородная и прозрачная
11	SD-6800	5	4	4	система однородная и прозрачная
12	SL1800	24	24	24	система однородная и прозрачная

Из таблицы видно, что оптимальные показатели имеют образцы SDSH-18, SD-XPAM и SD-6800, они обладают равномерным растворением, а также высокой скоростью вступления в реакцию.

Влияние минерализации на вязкость полимерных растворов

Для выбранных полимеров были проведены исследования на чувствительность к соли, т.е. изменение вязкости со временем. Результаты эксперимента приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результат эксперимента чувствительности соли

Концентрация NaCl, мг/л	Наименование полимеров / вязкость, мПа·с		
	SD-6800	SD-XPAM	SDSH-18
20000	61,83	47,40	39,88
40000	54,49	34,06	32,21
60000	46,65	27,71	17,78
80000	38,48	19,63	6,42

При перемешивании полимерных растворов с пластовой солёной водой происходит разрушение структуры раствора (молекул) в снижение его вязкости. В случае высокой минерализации воды концентрация раствора должна быть в 2-3 раза выше.

Влияние концентрации ионов Ca²⁺ на вязкость полимерных растворов

Было произведено взаимодействие полимеров с пластовой водой различной «твёрдости», оцениваемой концентрацией ионов Ca²⁺. Результаты исследования показаны в таблице 3.

Таблица 3 – Результат эксперимента по влиянию Ca²⁺

Концентрация Ca ²⁺ , мг/л	Наименование полимеров / вязкость, мПа·с		
	SD-6800	SD-XPAM	SDSH-18
1000	69,32	32,90	29,09
2000	60,14	29,85	21,43
4000	58,64	26,73	19,31
7000	48,02	17,91	13,24

Примечание: в растворе 50000 мг/л NaCl добавлен Ca²⁺ с разной концентрацией

Наглядно доказано, что повышение концентрации ионов Ca²⁺ также негативно сказывается на вязкости полимерной системы.

Влияние нефтеносности на вязкость полимерных растворов

В пластовой воде присутствуют примеси нефти, которые также могут взаимодействовать с полимером. Оценка влияния на вязкость системы приведена в таблице 4.



Таблица 4 – Результат эксперимента по влиянию нефтеносности на вязкость полимерных растворов

Содержание нефти, мг/л	Вязкость в разное время, мПа·с				Степень разрушения полимера в разное время, %			
	2 сут.		7 сут.		2 сут.		7 сут.	
	SD-XPAM	SD-6800	SD-XPAM	SD-6800	SD-XPAM	SD-6800	SD-XPAM	SD-6800
50	23,0	28,6	21,0	28,7	0	0	9	0
100	15,0	25,2	15,0	25,6	35	12	35	10
200	14,0	23,4	14,0	21,9	39	18	39	23
300	12,0	13,1	12,0	13,4	48	54	48	53

Примечание: Вязкость SD-XPAM 1500 мг/л: 23,0 мПа·с; вязкость SD-6800 1500 мг/л: 28,6 мПа·с

Полимерные молекулы в водном растворе под химическим воздействием нефти могут необратимо разрушаться вследствие их деструкции или деградации. Деструкция уменьшает молекулярную массу полимера и, как следствие, загущающую способность – основу эффективности его применения в качестве вытесняющего агента.

Влияние взвеси на вязкость полимерных растворов

Обрушения стенок поровых каналов в процессе прохода флюида обуславливает содержание в нём механических примесей. Их воздействие оценено в таблице 5.

Таблица 5 – Результат эксперимента по влиянию взвеси на вязкость полимерных растворов

Содержание механических примесей, мг/л	Вязкость в разное время, мПа·с				Степень разрушение полимера в разное время, %			
	2 сут.		7 сут.		2 сут.		7 сут.	
	SD-XPAM	SD-6800	SD-XPAM	SD-6800	SD-XPAM	SD-6800	SD-XPAM	SD-6800
5	25,0	29,8	20,3	24,6	0	0	12	0
10	23,0	28,8	15,0	21,8	0	0	35	24
50	15,0	22,0	11,0	20,9	35	23	52	27
100	11,0	18,8	10,0	15,5	52	34	57	46
200	10,5	13,7	10,0	12,5	54	52	57	56

Примечание: Вязкость SD-XPAM 1500 мг/л: 23,0 мПа·с; вязкость SD-6800 1500 мг/л: 28,6 мПа·с

Повышение концентрации механических примесей в растворе также снижает вязкостные качества эмульсии, в связи с чем возникают потери эффективности полимерного заводнения.

Влияние ионов железа на вязкость полимерных растворов

Минерализация пластовой воды растёт с увеличением глубины залегания пласта. Этим обусловлено содержания ионов растворённых солей. Рассмотрим влияние ионов железа на вязкостные свойства полимерной системы (табл. 6).

Таблица 6 – Результат эксперимента по влиянию ионов железа на вязкость полимерных растворов

Fe ²⁺ , мг/л	Вязкость в разное время, мПа·с				Степень разрушение полимера в разное время, %			
	2 сут.		7 сут.		2 сут.		7 сут.	
	SD-XPAM	SD-6800	SD-XPAM	SD-6800	SD-XPAM	SD-6800	SD-XPAM	SD-6800
1	24,5	29,9	8,0	8,7	0	0	65	0
2	20,0	26,5	6,0	6,7	13	7	74	77
5	12,5	16,5	5,2	8,1	46	42	77	72
10	10,0	19,8	3,2	8,8	57	31	86	69

Примечание: Вязкость SD-XPAM 1500 мг/л: 23,0 мПа·с; вязкость SD-6800 1500 мг/л: 28,6 мПа·с

С увеличением содержания ионов железа вязкостные свойства полимерной системы также падают.



Эксперимент по стабильности сдвига полимера

Измерим изменение вязкости до и после сдвига 100 м^{-1} на 5 минут, с использованием полимерных растворов с концентрацией 2000 мг/л, приготовленного с использованием имитированной воды месторождения Северное, и с помощью реометра MCR 302 (табл. 7).

Таблица 7 – Результат эксперимента по стабильности сдвига полимера

Наименование полимеров	SD-6800	SD-XPAM
Вязкость до сдвига, мПа·с	54,55	23,21
Вязкость после сдвига, мПа·с	44,29	16,27
Коэффициент удержания вязкости, %	81,2	70,1

Из таблиц видно, что любой выход за рамки стандартного химического состава пластовой воды влечет за собой проблемы с вытеснением нефти из пор и деструкцией самого полимера, что снижает его загущающую способность. Следовательно, для достижения необходимого нам эффекта заводнения необходимо повысить концентрацию полимеров в растворе, чтобы минимизировать негативное влияние солей, ионов Fe^{2+} и Ca^{2+} , а также присутствие механических примесей и нефти в составе пластовой воды.

Проанализировав влияние большинства факторов пластовой воды, используемой для нагнетания, и свойства среды коллектора, выявлены полимеры, подходящие для закачки.

Применение метода полимерного заводнения в будущем будет определяться объемом производства водорастворимых полимеров, особенно солестойких. Потребность в полимерах для увеличения нефтеотдачи пластов выражается десятками тысяч тонн. Представляется перспективным использование полимеров в сочетании с другими методами увеличения нефтеотдачи пластов (щелочное заводнение, вытеснение нефти паром, горячей водой, ПАВ, углекислым газом), что позволяет достигать лучшего эффекта заводнения.

Литература:

1. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1–2.
2. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
6. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом.
7. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
8. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГУ», 2019.
9. Байрачный Д.В., Раупов И.Р. Реологические исследования полимерных растворов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 20–22.
10. Кузьмин Е.В., Раупов И.Р. Анализ эффективности технологий внутрискважинной водоизоляции с применением полимерных составов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 124–126.
11. Мариампольский Н.А., Савенок Н.Б., Савенок О.В. Комбинированное использование вязкоупругого состава и полимерцементов для ликвидации водопритока в эксплуатационной скважине // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 1996. – № 4. – С. 22–24.
12. Поварова Л.В. Анализ методов очистки нефтесодержащих сточных вод // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 1. – С. 189–205.
13. Рафикова К.Р., Хисаметдинов М.Р. Опыт применения микрогелевых полимерных составов на месторождениях Республики Татарстан // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 232–234.
14. Савенок О.В., Поварова Л.В., Березовский Д.А. Перспективы использования физико-химического и математического моделирования для разработки высокоэффективной комплексной технологии очистки и подготовки пластовых вод // Научно-практический рецензируемый журнал «Экология и промышленность России». – М. : Издательство «Калвис», 2019. – Т. 23. – № 3. – С. 66–71.

References:

1. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-resin-paraffin deposits and hydrate formation: warning and removal in 2 volumes : textbook. – Krasnodar : Publishing House – South, 2011. – V. 1–2.



2. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology in the course of the oil and gas wells construction : textbook for the university students. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2011. – 603 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Overhaul of the oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – V. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Completion of the oil and gas wells» in 4 volumes : textbook. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – V. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific basis and practice of oil and gas well development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 c.
6. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Development of the naphtha and gas sverdlov-in. Science and practice : monograph. – Lviv : Spole.
7. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering during well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
8. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Published by FGBOU VO KubGTU, 2019.
9. Bairachny D.V., Raupov I.R. Rheological studies of polymer solutions // Bulatov Readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 20–22.
10. Kuzmin E.V., Raupov I.R. Analysis of the efficiency of the technologies of the in-situ waterproofing with the use of polymeric compositions // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 124–126.
11. Mariampolsky N.A., Savenok N.B., Savenok O.V. Combined use of viscoelastic costave and polymer cement to eliminate water inflow in the production well // Scientific and Technical Journal «Construction of oil and gas wells on land and at sea». – M. : WNIOENG, 1996. – № 4. – C. 22–24.
12. Povarova L.V. Analysis of methods of treatment of oil-containing waste water // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2018. – № 1. – P. 189–205.
13. Rafikova K.R., Khisametdinov M.R. Experience of application of microgel polymeric compositions in the fields of the Republic of Tatarstan // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 232–234.
14. Savenok O.V., Povarova L.V., Berezovsky D.A. Prospects for the use of physicochemical and mathematical modeling for the development of a highly efficient complex technology of treatment and preparation of formation waters // Research and Practice Reviewed Journal «Ecology and Industry of Russia». – M. : Kalvis Publishing House, 2019. – V. 23. – № 3. – P. 66–71.