ОПЫТ ЛАБОРАТОРНОГО ОБОСНОВАНИЯ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЯХ НА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ С ПРОТЯЖЕННЫМИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ УЧАСТКАМИ

EXPERIENCE OF LABORATORY VALIDATION OF REAGENTS FOR APPLICATION IN FLOW DIVERSION TECHNOLOGIES ON INJECTION WELLS WITH EXTENDED HORIZONTAL SITES

И. М. Ганиев**Ilgiz M. Ganiev**ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская ФедерацияRN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation**Г. З. Калимуллина****Gulnara Z. Kalimullina**ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская ФедерацияRN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation**Ф. К. Мингалишев****Fidan K. Mingalishev**ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская ФедерацияRN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation**Т. А. Исмагилов****Tagir A. Ismagilov**ООО «Ресурс»,
г. Уфа, Российская ФедерацияResource LLC,
Ufa, Russian Federation

В представленной работе описываются подходы, направленные на разработку эффективных способов применения физико-химических методов повышения нефтеотдачи в формате потокоотклоняющих технологий (ПОТ) на горизонтальных скважинах. Представлен опыт лабораторного обоснования и выбор полимеров акриламида (ПАА) для применения в ПОТ для нагнетательных скважин с протяженными горизонтальными участками. Для осуществления мотивированного подбора реагентов был осуществлен комплекс физико-химических, реологических и фильтрационных тестов 11 марок ПАА с различными характеристиками, а также сшитых полимерных систем (СПС) на их основе.

Физико-химические исследования включали в себя определение молекулярной массы, степени гидролиза, времени и полноты растворения исходных полимеров в среде модельной пластовой воды. Реовискосиметрическим тестам подвергались как линейные растворы исходных ПАА, так и СПС на их основе. Дополнительно проведены исследования по стойкости сшитых ПАА к механической деструкции. На основании проведенных физико-химических и реологических тестов были выбраны наиболее оптимальные марки полимеров для фильтрационных тестов. Путем проведения фильтрации на водонасыщенных моделях «идеальной» трещины была выбрана наиболее эффективная марка ПАА. Дальнейшие фильтрационные эксперименты на водонасыщенной объемной модели пласта и нефтенасыщенной линейной модели показали, что воздействие различными оторочками полимера и геля на его основе позволяет получить значительный прирост коэффициента извлечения нефти и обеспечить перераспределение потока фильтрующейся воды даже в условиях повышенной проницаемости.

С учетом полученных результатов реологических и фильтрационных экспериментов предложен общий дизайн технологии воздей-

Ключевые слова

горизонтальные скважины;
методы увеличения нефтеотдачи;
повышение нефтеотдачи пластов;
потокоотклоняющие технологии;
сшитые полимерные системы;
полимеры акриламида

ствия на нефтяных залежах, эксплуатируемых сетью горизонтальных скважин и осложненных наличием высокопроницаемых каналов фильтрации, включающий в себя несколько последовательных стадий. Подводя итог проведенного скрининга ПАА от разных производителей, на основе показателей наиболее перспективных образцов, были разработаны общие технические требования, предъявляемые к полимерам для применения в технологиях повышения нефтеотдачи на горизонтальных скважинах.

The approaches aimed at developing effective methods of applying physical and chemical methods to increase oil recovery in the format of diversion technologies in horizontal wells are described in the presented work. A selection of acrylamide polymers based on laboratory tests for horizontal injection wells is presented. To substantiate the choice of polymers, a complex of laboratory studies was carried out. 11 samples of acrylamide polymers with different characteristics and their crosslinked forms were tested. At the first stage of screening in model water, the molecular weight, degree of hydrolysis, and solubility of the polymers were determined. At the second stage, the viscosity characteristics of linear polymer solutions were studied. The process of polymer gelation into a three-dimensional gel with the addition of chromium acetate has also been studied. The viscosity characteristics of the crosslinked polymers were tested. Also, resistance to mechanical degradation is assessed. By the combination of technological properties, several specific brands were recognized as the most suitable for the research conditions. Then they were selected for further filtration experiments.

During filtration on ideal fracture models, the most effective polymer was selected.

It has been shown through additional filtration experiments that sequential injection of polymer solution and crosslinked polymer makes it possible to effectively redistribute the flow of filtered water between high-permeability and low-permeability models.

An experiment on an oil-saturated reservoir model showed the high efficiency of using a cross-linked polymer in terms of increasing the oil recovery factor and ensuring water shutoff even under high permeability conditions.

Based on the performed filtration experiments, the general design of the technology for stimulating oil deposits was developed. The injection algorithm includes several sequential stages. Based on the performance of the most promising samples, general technical requirements for polymers have been developed.

В настоящее время перспективным способом разработки месторождений нефти является их эксплуатация фондом наклонно-направленных скважин с протяженными горизонтальными участками — так называемых горизонтальных скважин. Эксплуатация залежей горизонтальными скважинами имеет свои несомненные преимущества, к которым необходимо отнести их более высокую площадь дренирования и, соответственно, производительность по сравнению с обычными скважинами вертикальной конструкции, значительный охват пласта воздействием (притоком в случае добывающей скважины и вытеснением в случае нагнетательной), что приводит к более равномерному дренированию запасов нефти и увеличению коэффициента нефтеизвлечения. Применение горизонтальных скважин для обобщения в целостную си-

стему дренирования трещин, присутствующих в пласте, становится особенно актуальным для нефтегазовых залежей, характеризующихся наличием высокопроницаемых коллекторов с естественной трещиноватостью. Вместе с тем, применение системы поддержания пластового давления на таких залежах может приводить к существенному сокращению безводного периода работы добывающих скважин за счет быстрого прихода закачиваемой в пласт воды по сети трещин. И в этом случае, при увеличении обводненности продукции скважин, требуется применение различных технологий воздействия на пласт. Одним из методов, увеличивающих эффективность заводнения и осуществляющих ликвидацию прорывов закачиваемой в пласт воды к добывающим скважинам, является применение пототоклоняющих технологий (ПОТ) — метод физико-

Keywords

horizontal wells;
enhanced oil recovery;
flow diversion technologies;
crosslinked polymer systems;
acrylamide polymers

химического увеличения нефтеотдачи, основанный на закачке сравнительно небольших объемов химических реагентов [1–5]. Агент заводнения при таком подходе не изменяется — до и после закачки химических реагентов агент заводнения сохраняется. Кратковременная подача небольшой оторочки (200–5000 м³ в зависимости от характеристик объекта воздействия и свойств применяемого состава) химических реагентов направлена на модификацию проницаемостной неоднородности в ближних, по отношению к обрабатываемой скважине, зонах с целью уменьшения проницаемости водопромытых зон путем установки в таких зонах водоизолирующего барьера и перенаправления потоков последующей закачки воды в ранее не дренируемые участки пласта.

Обзор технологий физико-химического воздействия, наиболее часто используемых в качестве методов воздействия на пласт [1, 2], показал, что применение осадкообразующих составов и реагентов, содержащих в своем составе дисперсные частицы, в условиях горизонтальных скважин несет значительные риски необратимого тампонажа нецелевых участков и зон на горизонтальных участках вследствие возможного оседания дисперсных частиц или осадков под действием гравитации в условиях низких скоростей потока, которые характерны для таких скважин. Для ликвидации обозначенного риска, реагенты и их исходные формы для применения в условиях горизонтальных скважин следует использовать в гомогенной форме. Одним из таких методов воздействия, не содержащих в своем составе дисперсных частиц и имеющих гомогенную структуру, являются технологии на основе полимеров акриламида (ПАА), а также их модификации в виде пространственно-сшитых форм. Дополнительным преимуществом данных технологий является тот факт, что полимер представлен, как правило, в сухой товарной форме, имеющей значительную степень разбавления, что особенно актуально для удаленных месторождений с длительным периодом автономии.

На текущий момент многими компаниями предлагается значительное разнообразие ПАА, которые различаются молекулярной массой, степенью гидролиза и вязкостными характеристиками. Поэтому вопрос выбора полимеров для их применения в технологиях повышения нефтеотдачи является достаточно

актуальной задачей. В данной работе представлен подход, с помощью которого осуществляется выбор наиболее оптимальных по совокупности свойств полимеров для их использования в технологии на основе сшитых полимерных систем (СПС) для фонда нагнетательных скважин с протяженными горизонтальными участками. На основании комплекса лабораторных исследований по изучению реологических и фильтрационных свойств различных марок ПАА разработана технология проведения обработки нагнетательных скважин и сформированы технические требования, которым должен соответствовать исходный ПАА.

Для проведения исследований были выбраны 11 марок ПАА, в том числе 6 образцов европейского производства (ПАА-1 — ПАА-6), 2 образца китайских производителей (ПАА-7, ПАА-8) и 2 образца российских производителей (ПАА-9 — ПАА-11), отличающихся друг от друга молекулярной массой и степенью гидролиза. Информация по данным характеристикам, заявленная производителями реагентов, представлена в таблице 1.

Для оценки соответствия ПАА заявленным свойствам на первом этапе были определены молекулярная масса и степень гидролиза исследуемых химических реагентов.

При выборе ПАА наибольшее предпочтение следует отдавать реагентам, которые характеризуются более высокими значениями молекулярной массы, так как такие полимеры будут обладать более значительными вязкостными характеристиками. Молекулярная масса ПАА рассчитывалась по экспериментальным значениям характеристической вязкости $[\eta]$ полимера [6, 7] с применением уравнения Марка-Хаувинка-Куна:

$$[\eta] = KM^a,$$

здесь $[\eta]$ — характеристическая вязкость;

M — молекулярная масса;

K и a — константы для системы «полимер — растворитель».

Характеристическая вязкость растворов полимеров определялась с использованием капиллярного вискозиметра Уббелюде (ВПЖ-1) с диаметром капилляра 0,99 мм.

Одной из наиболее важных характеристик ПАА является степень гидролиза. Содержание карбоксильных групп в ПАА предопределяет проявление ими анионных свойств и полиэлектролитных эффектов, влияющих на весь комплекс технологических свойств растворов,

например, растворимость и совместимость полимеров с высокоминерализованными водами, стойкость к различным видам деструкции, способность к трехмерному сшиванию ионами металлов переменной валентности с образованием вязкоупругих составов (ВУС), фильтрационные, реологические и адсорбционные свойства.

Определение степени гидролиза образцов ПАА проводилось по следующей методике [8, 9]. Готовили 50 мл 0,25 %-го раствора ПАА в дистиллированной воде, затем разбавляли его дистиллированной водой до 200 мл, доводили pH до 3,8 с помощью 0,1 М раствора соляной кислоты HCl. Полученный раствор титровали 0,05 М раствором едкого натра NaOH до pH = 7,5.

Таблица 1. Свойства изученных ПАА

Марка	Молекулярная масса, млн у.е.		Степень гидролиза, % моль		Время растворения, мин
	производителя	лабораторные	производителя	лабораторные	
ПАА-1	15	15,4	10–15	15,1	120
ПАА-2	15	10,7	13–18	16,5	120
ПАА-3	9	8,8	5–10	9,1	120
ПАА-4	11	11,0	5–10	8,4	120
ПАА-5	—	8,0	—	10,8	120
ПАА-6	—	10,3	—	7,3	120
ПАА-7	18–22	18,0	10–25	18,8	120
ПАА-8	9–12	12,8	—	8,2	120
ПАА-9	—	19,6	—	12,0	120
ПАА-10	6,8	6,7	11–15	14,1	120
ПАА-11	—	7,4	—	6,3	150

Результаты исследований показывают, что в целом свойства ПАА, заявленные производителями, подтверждаются лабораторными тестами. Как видно из таблицы 1, молекулярная масса изученных полимеров находится в широких пределах: от 6,7 млн у.е. (ПАА-10) до 19,6 млн у.е. (ПАА-9), что соответствует широкому спектру молекулярной массы ПАА, применяющихся в настоящее время в технологиях повышения нефтеотдачи. Аналогично степень гидролиза изученных ПАА находится в достаточно широких пределах — от 6,3 % моль (ПАА-11) до 18,8 % моль (ПАА-7). Полученные значения степени гидролиза также охватывают практически весь спектр предлагаемых на рынке ПАА, предназначенных для применения в технологиях повышения нефтеотдачи.

Одним из значимых параметров, определяющих технологичность применения реагентов, является время растворения в используемой технической воде, что весьма важно

Степень гидролиза ПАА рассчитывали по формуле:

$$\alpha = \frac{(V - V_o) \cdot N \cdot 71 \cdot 10^{-3}}{P - (V - V_o) \cdot N \cdot 23 \cdot 10^{-3}} \cdot 100,$$

где V — объем раствора NaOH, затраченный на титрование раствора ПАА, мл;

V_o — объем раствора NaOH, затраченный на титрование холостой пробы (дистиллированной воды), мл;

P — навеска ПАА, г;

N — концентрация раствора NaOH, моль/л;

71 — молярная масса элементарного звена макромолекулы полиакриламида, г/моль;

23 — атомная масса натрия, г/моль.

Полученные значения по молекулярной массе и степени гидролиза представлены в таблице 1.

для эффективного приготовления раствора в промышленных условиях, поскольку от полноты растворения зависят эксплуатационные свойства и трехмерная сшиваемость полимерных растворов. В соответствии с принятыми нормативами большинства производителей ПАА, время растворения должно быть не более 120 мин. В качестве технической воды использовалась модельная вода средней характерной минерализации (15 г/л). Результаты исследования по растворимости ПАА представлены в таблице 1, из которой следует, что все изученные образцы ПАА, кроме ПАА-11, полностью растворяются в течение 120 мин в модельной воде. ПАА-11 растворился в течение 150 мин, несколько уступив по данному критерию остальным экспериментальным образцам. Можно сделать вывод, что большое время растворения ПАА-11 связано с пониженным значением степени гидролиза и одновременно низкой молекулярной массой.

Далее проведено определение реовязкостных свойств исходных линейных (не сшитых) растворов ПАА, содержащих 0,1; 0,15; 0,2; 0,3 и 0,5 % масс., приготовленных на модельной воде с минерализацией 15 г/л. Для этого изучаемые растворы подвергались сдвиговому тесту в диапазоне скоростей сдвига от 1 до 300 с^{-1} с определением зависимости вязкости и напряжения сдвига от прикладываемой скорости сдвига. Такой диапазон изменения скорости сдвига соответствует скоростям течения полимерных растворов и сшитых систем на их основе как в условиях прохождения их через оборудование для закачки и насосно-компрессорные трубы, так и в призабойной зоне нагнетательных скважин и в продуктивном пласте.

Рисунок 1. Вязкостные характеристики полимерных растворов на основе лучших образцов различных производителей

Полученные результаты по определению вязкостных свойств линейных форм ПАА позволяют оценить реологические свойства полимерных растворов в условиях «классического» полимерного заводнения, когда отсутствует трещиноватость в пласте, подвергающемуся физико-химическому воздействию. Для выявления наиболее эффективных марок ПАА в условиях наличия трещин необходимо исследовать гелеобразующую способность полимеров и реологические свойства сшитых трехмерных гелей на их основе.

Здесь на первом этапе определялось время гелеобразования, которое зависит от молекулярных характеристик используемого полимера (его молекулярной массы и степени гидролиза), типа используемого сшивателя, соотношения концентраций полимера и сшивателя, температуры эксперимента, минерального состава используемой воды и ряда

В процессе исследований было выявлено, что вязкость линейных растворов ПАА хорошо коррелирует с молекулярной массой ПАА — чем больше молекулярная масса ПАА, тем выше вязкость его растворов. Согласно полученным результатам, по снижению показателей реологических свойств полимерных растворов в пластовой воде изученные ПАА можно выстроить в следующий ряд:

$$\begin{aligned} &\text{ПАА-9} > \text{ПАА-7} > \text{ПАА-1} > \text{ПАА-8} \approx \\ &\approx \text{ПАА-4} \approx \text{ПАА-2} \approx \text{ПАА-6} > \text{ПАА-3} \approx \\ &\approx \text{ПАА-5} \approx \text{ПАА-11} > \text{ПАА-10} \end{aligned}$$

На рисунке 1 представлены вязкостные характеристики растворов полимеров на основе лучших образцов различных производителей.

других параметров. Процесс сшивки должен быть не мгновенным, а занимать определенный временной интервал, за который применяемый состав должен получить требуемый комплекс реовязкостных характеристик и необходимую пространственную структуру. Если время сшивки незначительное, то возникают риски преждевременной коагуляции ствола скважины или ближних к скважине зон, а если время сшивки очень большое, то существует вероятность выноса полимера на забой добывающих скважин и его попадание в добываемую продукцию, что может привести к срывам процессов подготовки нефти и воды. Поэтому время гелеобразования (сшивки) является одним из важных технологических параметров применяемой технологии СПС.

Было проведено определение времени гелеобразования всех выбранных ПАА при 30 °С в среде модельной пластовой воды с минерали-

зацией 15 г/л. Исследовались растворы, содержащие 0,1; 0,15; 0,2; 0,3 и 0,5 % массовые концентрации ПАА. В качестве сшивающего агента применялся ацетат хрома в виде его товарной формы. Основываясь на значительной практике в работе с подобными сшитыми системами [10], соотношение полимера к ацетату хрома было принято как равное 10 : 1 (10 частей ПАА к 1 части ацетата хрома). Полученные результаты приведены в таблице 2.

Таблица 2. Время сшивки композиций полимеров при температуре 30 °С

Марка	Время сшивки композиций, ч				
	0,10 % ПАА + 0,01 % АХ	0,15 % ПАА + 0,015 % АХ	0,20 % ПАА + 0,02 % АХ	0,30 % ПАА + 0,03 % АХ	0,50 % ПАА + 0,05 % АХ
ПАА-1	98,3	76,5	58,4	30	24
ПАА-2	*	72,8	52,5	36,4	24,3
ПАА-3	*	120	107	96	75
ПАА-4	*	138	112,5	87	72
ПАА-5	*	*	72,5	53,6	48,2
ПАА-6	*	74,2	62,7	53,6	48,2
ПАА-7	36,2	30,4	22	8	4
ПАА-8	120	96	85	60	48
ПАА-9	*	*	*	*	72
ПАА-10	*	58,2	24,5	8	6
ПАА-11	*	64,5	28,4	8	6

Примечание: * — нет сшивки

межмолекулярной сшивки полимера и негативно сказываются на технологических свойствах ПАА. Также на фоне остальных образцов длительное время сшивки показали образцы ПАА-3 и ПАА-4, имеющие низкие реологические показатели.

При интерпретации результатов исследования реологических свойств сшитых полимерных систем ориентировались на возможность использования минимально низких концентраций полимеров (0,15–0,30 % масс.), позволяющих получить как «слабые», так и «сильные» гели, и как следствие — на возможность оптимизации затрат на приобретение ПАА. Таким образом, по увеличению времени сшивки полимеров при концентрации 0,15 % масс. («слабые» гели) был получен следующий ряд (ПАА-5 и ПАА-9 в ряду не представлены, ввиду отсутствия сшивки при такой концентрации):

ПАА-7 < ПАА-10 < ПАА-11 < ПАА-2 ≈ ≈ ПАА-6 ≈ ПАА-1 < ПАА-8 < ПАА-3 < ПАА-4

А при концентрации 0,3 % масс. («сильные» гели) время сшивки увеличивается в следующем порядке (ПАА-9 в ряду не представлен, ввиду отсутствия сшивки при такой концентрации):

ПАА-7 = ПАА-10 = ПАА-11 < ПАА-1 < < ПАА-2 < ПАА-6 = ПАА-5 < ПАА-8 < < ПАА-4 < ПАА-3

Следует отметить, что большинство композиций, содержащих по 0,1 % масс. ПАА и 0,01 % масс. ацетата хрома не сжились за период исследований в 7 сут, поэтому в дальнейшем композиции такого состава не рассматривались. Исследования показали, что ПАА-9, лучший по реологическим свойствам, в диапазоне концентраций 0,1–0,4 % масс. не образовал геля в течение 7 сут. Вероятнее всего, высокая молекулярная масса наряду со средней степенью гидролиза затрудняют процесс

С учетом алгоритма размещения геля (необходимо время для прокачки геланта по стволу скважины, трещине и завершения сшивки после проникновения его в обводненные пропластки матрицы) наиболее оптимальными для практического применения были определены ПАА-1 и ПАА-6, время сшивки которых составляет в пределах 30,0–76,5 и 53,6–74,2 ч. Этого времени вполне достаточно для реализации закачки по предусмотренной технологии. ПАА-7, ПАА-10 и ПАА-11 характеризуются малым временем сшивки (8 ч для «сильных» гелей), чего может оказаться недостаточно для предусмотренного дизайна гелей.

На следующем этапе проведено определение реологических свойств сшитых растворов ПАА. Установлено, что в случае композиций, относящихся к «слабым» гелям и содержащих 0,1; 0,15 и 0,2 % масс. полимера и соответствующее количество ацетата хрома, исследованные ПАА располагаются в следующем ряду уменьшения реологических свойств:

ПАА-7 > ПАА-6 > ПАА-1 > ПАА-2 > > ПАА-8 > ПАА-10 > ПАА-5 > ПАА-11 > > ПАА-3 > ПАА-4 > ПАА-9

Для «сильных» гелей, содержащих 0,3 и 0,5 % масс. полимера и соответствующее количество ацетата хрома, исследованные ПАА

располагаются в следующем ряду уменьшения реологических свойств:

ПАА-7 > ПАА-1 > ПАА-6 > ПАА-2 >
> ПАА-11 > ПАА-8 > ПАА-5 > ПАА-4 >
> ПАА-10 > ПАА-3 > ПАА-9

На рисунке 2 представлены вязкостные характеристики СПС на основе лучших образцов ПАА различных производителей.

Таким образом, наиболее высокие показатели по значениям эффективной вязкости у сшитых составов на основе ПАА-7, ПАА-1 и ПАА-6.

Проведена оценка влияния механической деструкции на вязкостные свойства СПС. В ходе исследований вязкостных характеристик СПС после механического воздействия заметное снижение вязкостных свойств наблюдалось у всех исследованных составов на основе ПАА с концентрацией от 0,1 % до 0,2 %.

Выявлено, что после механического воздействия по снижению степени деструкции и сохранению реологических свойств исследованные образцы СПС располагаются в следующий ряд:

ПАА-6 > ПАА-1 > ПАА-7 > ПАА-2 >
> ПАА-8 > ПАА-11 > ПАА-9 > ПАА-4 >
> ПАА-5 > ПАА-10 > ПАА-3

Наиболее устойчивым к механической деструкции оказался образец марки ПАА-6. Также среди образцов с наилучшими реологическими свойствами СПС как до, так и после механического воздействия, оказались ПАА-1 и ПАА-7. Полученные графические зависимости для лучших образцов представлены на рисунке 3.

Таким образом, по совокупности реологических свойств исходных полимерных растворов в минерализованной воде, сшиваемости

Рисунок 2. Вязкостные характеристики СПС на основе лучших образцов ПАА различных производителей

Рисунок 3. Зависимость вязкости после механической деструкции для лучших сшитых полимерных систем при скорости сдвига 5 c^{-1}

ацетатом хрома, реологическим свойствам образующихся СПС и степени механической деструкции оптимальными для применения в ПОТ для изученных условий являются ПАА-1, ПАА-6 и ПАА-7. Данные составы были выбраны для проведения дальнейших фильтрационных экспериментов.

Фильтрационные исследования начаты с тестов на водонасыщенных моделях «идеальной» трещины. Для их изготовления из образцов керна с низкой проницаемостью (менее $1 \cdot 10^{-3}$ мкм²) собиралась составная модель, при этом образцы керна склеивались по торцам между собой. Затем сформированная составная модель распиливалась вдоль на две части. Половинки кернов шлифовали с целью формирования равномерной поверхности. Дополнительно на одной из полученных половинок керна приклеивалась металлическая фольга шириной 5 мм и необходимой толщины для моделирования ширины трещины (рисунок 4).

Рисунок 4. Пример креновой модели «идеальной» трещины

Основываясь на информации по трещиноватости объектов исследования и данных по геолого-физическому строению, были смоделированы трещины с раскрытостью 40 и 100 мкм (в зависимости от толщины используемой фольги). Методика проведения экспериментов по физическому моделированию процесса воздействия потокоотклоняющих составов на моделях «идеальной» трещины пласта заключалась в следующем. В модель «идеальной» трещины, помещенной в кренодержатель фильтрационной установки, с соблюдением пластовых условий по температуре и давлению, проводили фильтрацию пластовой воды (не менее 3 поровых объемов) до стабилизации показателей фильтрации и оценку проницаемости модели по воде. Затем осуществлялась подача исследуемого потокоотклоняющего состава либо до стабилизации

показателей фильтрации либо до затухания фильтрации в объеме не менее 3 поровых объемов. Здесь по величинам перепада давления оценивался фактор сопротивления. На последней стадии эксперимента вновь проводили фильтрацию пластовой воды (не менее 3 поровых объемов) до стабилизации показателей фильтрации. Здесь оценивался фактор остаточного сопротивления.

Результаты проведения тестов на водонасыщенных моделях «идеальной» трещины с двумя значениями раскрытости трещины и с применением 3 марок полимера представлены в таблице 3. Как видно из результатов, для индивидуального полимера ПАА-1 и сшитой форме на его основе фактор сопротивления имеет меньшие значения, чем для полимеров ПАА-6 и ПАА-7 и гелей на их основе. Фактор же остаточного сопротивления сшитого состава на основе ПАА-1 выше, чем у других композиций. Полученные результаты исследований приводят к выводу, что ПАА-1 и СПС на его основе легче входят в пласт, т.е. оказывают меньшее сопротивление при закачке, однако впоследствии, после достижения пласта и сшивки в нем, они оказывают значительно большее сопротивление при последующей закачке воды, а, следовательно, будут оказывать более значительное перераспределение закачки. Таким образом, по результатам моделирования на моделях водонасыщенной «идеальной» трещины для дальнейших испытаний на объемной водонасыщенной и линейной нефтенасыщенной моделях был отобран полимер ПАА-1 как наиболее эффективный.

Фильтрационный тест на объемной водонасыщенной модели пласта, сочетающей заводненную трещину и матрицу, проведен на установке с параллельно подключенными кренодержателями. В первом кренодержателе использовалась модель идеальной трещины с шириной раскрытия 100 мкм, во втором — креновая модель пласта с проницаемостью $460 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Обе модели проходили предварительную подготовку (насыщение моделью пластовой воды, создание пластовых термобарических условий). Затем осуществлялась фильтрация модели пластовой воды с определением «базовой» проницаемости модели по воде до воздействия (по каждой модели в отдельности и при параллельном соединении). Далее в модели, при параллельном подключении, закачивается рабочий состав (раствор ПАА либо СПС на его ос-

Таблица 3. Результаты серии фильтрационных тестов на моделях «идеальной» трещины

№ опыта	Ширина трещины, мкм	Исследуемый состав	Фактор сопротивления	Фактор ост. сопротивления
1	40	0,15 % масс. ПАА-1	22,5	10,3
		0,3 % масс. ПАА-1 + ацетат хрома 0,03 % масс.	569,6	288,7
2	100	0,15 % масс. ПАА-1	15,7	23,5
		0,3 % масс. ПАА-1 + ацетат хрома 0,03 % масс.	121,4	214,3
3	100	0,15 % масс. ПАА-7	31,2	17,0
		0,3 % масс. ПАА-7 + ацетат хрома 0,03 % масс.	209,5	191,6
4	100	0,15 % масс. ПАА-6	35,0	13,3
		0,3 % масс. ПАА-6 + ацетат хрома 0,03 % масс.	223,5	186,7

нове) в количестве 30 % от суммарного объема пор (объем пор складывается из объема пор ядерной модели и щели). При этом определяется объем полимера, зашедшего в каждую модель. На заключительном этапе эксперимента фильтруется вода до стабилизации перепада давления с определением фактора максимального сопротивления от закачки СПС и фактора остаточного сопротивления.

Результаты проведенного фильтрационного теста на объемной водонасыщенной модели пласта (таблица 4) с последовательной закачкой раствора ПАА-1 и СПС на его основе показывают, что происходит ощутимое перераспределение потока фильтрующейся воды после воздействия: доля воды, проводимой трещиной, уменьшилась с 63 % до 33 %, а доля воды, проводимой моделью ядра, увеличилась с 37 % до 67 %.

Фильтрационный тест по оценке прироста коэффициента извлечения нефти осуществлен на линейной нефтенасыщенной модели пласта. Для проведения теста была сформирована ядерная модель, длиной 46 см и имеющая проницаемость по газу в 935 мД. В получен-

ную модель последовательно осуществлена закачка сшитого состава, содержащего 0,15 % масс. ПАА-1 с добавлением 0,015 % масс. ацетата хрома в количестве 10 % от объема пор, затем сшитого состава, содержащего 0,3 % масс. ПАА-1 с добавлением 0,03 % масс. ацетата хрома в количестве 20 % от объема пор (суммарно объем воздействия составил 30 % от порового объема модели).

Результаты фильтрационного теста (таблица 5) показывают, что последовательная закачка оторочек СПС с разными концентрациями компонентов привела к суммарному приросту коэффициента вытеснения нефти в 6,8 % относительно базового уровня при заводнении водой (71,7 % против 64,9 %). Фактор остаточного сопротивления достиг значения в 29,5 д. ед. Таким образом, выявлена существенная эффективность применения СПС в плане повышения коэффициента извлечения нефти и перераспределения потока фильтрующейся воды даже в условиях повышенной проницаемости.

С учетом полученных результатов реологических и фильтрационных экспериментов

Таблица 4. Основные результаты фильтрационного теста на объемной водонасыщенной модели

Пористая среда	Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²		Доля в потоке по воде, %	0,15 % масс. ПАА-1		Доля в потоке по воде, %	0,3 % масс. ПАА-1 + 0,03 % масс. АХ		Доля в потоке по воде, %
	Азот	Вода		Фактор сопротивления	Фактор ост. сопротивления		Фактор сопротивления	Фактор ост. сопротивления	
Модель матрицы	461	199	37	—	2	89	—	157	67
Модель трещины	—	113	63	—	30	11	—	554	33
Объемная модель	—	—	—	3	4	—	33	288	—

Таблица 5. Основные результаты эксперимента по оценке прироста коэффициента вытеснения

Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²					Коэффициент вытеснения после базового заводнения, %	Параметры вытеснения					
по газу	по нефти	по воде до	по воде после закачки 0,1Vпор СПС	по воде после закачки 0,2Vпор СПС		после закачки 0,1 Vпор ПАА-1 0,15 % + АХ 0,015 %			после закачки 0,2 Vпор ПАА-1 0,3 % + АХ 0,03 %		
						Квыт, %	прирост Квыт, %	фактор ост. сопротивл., д.ед.	Квыт, %	прирост Квыт, %	фактор ост. сопротивл., д.ед.
935.4	76,1	9,1	1.0	0.3	64.9	67.8	2,9	8,8	71,7	3,9	29,5

предложен следующий общий дизайн технологии воздействия на нефтяные залежи с наличием высокопроницаемых каналов фильтрации через горизонтальные нагнетательные скважины.

Первая стадия (стадия «предотторочки») включает в себя подачу в пласт оторочки раствора полимера без добавления сшивателя. Данная стадия проводится в первую очередь для оценки приемистости скважины по раствору полимера и для осуществления защиты нефтенасыщенной части пласта.

Вторая стадия (стадия «изоляции») с подачей составов, характеризующихся высокими реологическими свойствами, для чего на этом этапе осуществляется закачка концентрированного раствора полиакриламида с добавлением сшивателей. Цель данной стадии — это изоляция трещин и суперколлекторов «сильным» гелем.

Применение третьей стадии — стадия «вытеснения» нефти «слабым» гелем — носит рекомендательный характер. На этом этапе осуществляется закачка низкоконцентрированного раствора полиакриламида с добавлением сшивателей. Цель стадии — обеспечить подачу реагентов глубже в пласт для перераспределения потоков фильтрации и вытеснения нефти в удаленных зонах пласта.

Выводы

Подводя итог проведенного скрининга ПАА от разных производителей, на основе показателей наиболее перспективных образ-

цов, были разработаны требования, предъявляемые к полимерам для использования в технологии повышения нефтеотдачи. Они основываются на следующих положениях:

- в технологии должны быть использованы частично гидролизированные полимеры акриламида с молекулярной массой в интервале 10–18 млн ед. и степенью гидролиза в диапазоне 8–18 % моль;
- время растворения в промышленной воде не более 120 мин;
- время сшивки (образование сшитой вязкоупругой системы со временем жизни нити более 120 с) 0,3 % масс. раствора ПАА при добавлении сшивателя (например, ацетат хрома в концентрации 0,03 % масс.) в воде с минерализацией 15 г/л: не более 48 ч.

По результатам проведенной работы обоснована возможность применения технологии СПС на нефтяных залежах, эксплуатируемых сетью горизонтальных скважин и осложненных наличием высокопроницаемых каналов фильтрации. Проведены реологические и фильтрационные тесты, показавшие высокую эффективность технологии СПС. Для расширения возможного спектра ПАА разработаны требования, предъявляемые к полимерам для использования в предлагаемой технологии повышения нефтеотдачи. В целом, данный подход к применению ПОТ рекомендуется распространять для различных геолого-физических условий месторождений Компании.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. М.: Недра, 2002. 638 с.

2. Shandrygin A.N., Lutfullin A. Main Trends in the Development of Enhanced Reservoir Coverage by Stimulation in Russia // Russian Oil and Gas Technical: Materials of SPE Conference and Exhibition. Moscow, Russia. 2008. SPE-117410-MS. DOI: 10.2118/117410-MS.

3. Ганиев И.М., Яковлев К.В., Белых А.М., Исмагилов Т.А. Об особенностях применения потокоотклоняющих технологий на поздних стадиях разработки трещиноватых карбонатных коллекторов // Нефтегазовое дело. 2020. Т. 18. № 3. С. 51–60. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-3-51-60.

4. Белых А.М., Перевошиков Д.О., Ганиев И.М., Исмагилов Т.А. Инновационный подход к применению физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на карбонатных коллекторах месторождений ОАО «Удмуртнефть» // Территория «Нефтегаз». 2018. № 6. С. 36–50.

5. Белых А.М., Перевошиков Д.О., Ганиев И.М., Исмагилов Т.А. Совершенствование потокоотклоняющих технологий на основе полимерных систем для карбонатных коллекторов ОАО «Удмуртнефть» // Инженерная практика. 2016. № 7. С. 22–27.

6. Зубов В.П., Лачинов М.Б., Шибает В.П. Практикум по высокомолекулярным соединениям. М.: Химия, 1985. 223 с.

7. Осовская И.И., Антонова В.С. Вязкость растворов полимеров. СПб.: ВШТЭ СПбГУПТД, 2016. 62 с.

8. Байбурдов Т.А., Шиповская А.Б. Синтез, химические и физико-химические свойства полимеров акриламида. Саратов: Саратовский государственный университет им. Н.Г. Чернышевского, 2014. 66 с.

9. А.С. 1778280 СССР, МПК Е 21 В 43/22. Способ разработки неоднородного нефтяного пласта / А.Ш. Газизов, И.Г. Нигматуллин, И.Ф. Ефремов, А.Ш. Сыртланов, Э.Г. Гирфанов. 4798603, Заявлено 05.03.1990; Опубл. 30.11.1992.

10. Методические указания на проведение работ по выравниванию профиля приэмистости скважин модифицированными сшитыми полимерными системами на месторождениях. М.: НК «ЮКОС», 2003. № 16. С. 01–02.

REFERENCES

1. Gazizov A.A. *Uvelichenie nefteotdachi neodnorodnykh plastov na pozdnei stadii razrabotki* [Increase in Oil Output of Heterogeneous Layers at the Last Development Stage]. Moscow, Nedra Publ., 2002. 638 p. [in Russian].

2. Shandrygin A.N., Lutfullin A. Main Trends in the Development of Enhanced Reservoir Coverage by Stimulation in Russia. *Materials of SPE Conference and*

Exhibition «Russian Oil and Gas Technical». Moscow, Russia, 2008, SPE-117410-MS. DOI: 10.2118/117410-MS.

3. Ganiev I.M., Yakovlev K.V., Belykh A.M., Ismagilov T.A. Ob osobennostyakh primeneniya potokootklonyayushchikh tekhnologii na pozdnykh stadiyakh razrabotki treshchinovatykh karbonatnykh kollektorov [On Specifics of Using Flow Redirection Technologies at Late Stages of Fractured Carbonate Reservoirs Development]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2020, Vol. 18, No. 3, pp. 51–60. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-3-51-60. [in Russian].

4. Belykh A.M., Perevoshchikov D.O., Ganiev I.M., Ismagilov T.A. Innovatsionnyi podkhod k primeneniyu fiziko-khimicheskikh metodov uvelicheniya nefteotdachi na karbonatnykh kollektorakh mestorozhdeniiy OAO «Udmurtneft'» [Innovative Approach to the Application of Physicochemical Enhanced Oil Recovery in Carbonate Reservoirs of Udmurtneft OJSC Fields]. *Territoriya «Neftegaz» — Oil and Gas Territory*, 2018, No. 6, pp. 36–50. [in Russian].

5. Belykh A.M., Perevoshchikov D.O., Ganiev I.M., Ismagilov T.A. Sovershenstvovanie potokootklonyayushchikh tekhnologii na osnove polimernykh sistem dlya karbonatnykh kollektorov OAO «Udmurtneft'» [Improvement of flow diverting technologies based on polymer systems for carbonate reservoirs of Udmurtneft OJSC]. *Inzhenernaya praktika — Engineering Practice*, 2016, No. 7, pp. 22–27. [in Russian].

6. Zubov V.P., Lachinov M.B., Shibaev V.P. *Praktikum po vysokomolekulyarnym soedineniyam* [Workshop on High Molecular Weight Compounds]. Moscow, Khimiya Publ., 1985. 223 p. [in Russian].

7. Osovskaya I.I., Antonova V.S. *Vyazkost' rastvorov polimerov* [Viscosity of Polymer Solutions]. St. Petersburg, VShTE SPbGUPTD Publ., 2016. 62 p. [in Russian].

8. Baiburdov T.A., Shipovskaya A.B. *Sintez, khimicheskie i fiziko-khimicheskie svoystva polimerov akrilamida* [Synthesis, Chemical and Physicochemical Properties of Acrylamide Polymers]. Saratov, Saratovskii gosudarstvennyi universitet im. N.G. Chernyshevskogo Publ., 2014. 66 p. [in Russian].

9. Gazizov A.Sh., Nigmatullin I.G., Efremov I.F., Syrtlanov A.Sh., Girfanov E.G. *Sposob razrabotki neodnorodnogo neftyanogo plasta* [Method for Developing a Heterogeneous Oil Reservoir]. Patent RF, No. 1778280, 1992. [in Russian].

10. *Metodicheskie ukazaniya na provedenie rabot po vyравnivaniyu profilya priemistosti skvazhin modifitsirovannyimi sshityimi polimernymi sistemami na mestorozhdeniyakh NK «YuKOS»* [Methodological Instructions for Carrying out Work on Leveling the Injectivity Profile of Wells with Modified Crosslinked Polymer Systems at the Yukos Oil Fields]. Moscow, NK «YuKOS» Publ., 2003, No. 16. pp. 01–02. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ
ABOUT THE AUTHORS

Ганиев Ильгиз Маратович, канд. хим. наук, начальник отдела разработки и внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Ilgiz M. Ganiev, Candidate of Chemical Sciences, Head of the Development and Implementation of EOR Methods Department, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: Ganievim@bnipi.rosneft.ru

Калимуллина Гульнара Зинятулловна, главный специалист лаборатории физико-химических исследований, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Gulnara Z. Kalimullina, Chief Specialist of the Physical and Chemical Research Laboratory, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: KalimullinaGZ@bnipi.rosneft.ru

Мингалишев Фидан Канафеевич, заведующий лабораторией исследования технологических жидкостей, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация,

Fidan K. Mingalishev, Head of the Technological Liquids Research Laboratory, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: MingalishevFK@bnipi.rosneft.ru

Исмагилов Тагир Ахметсултанович, канд. техн. наук, эксперт отдела методов повышения нефтеотдачи, ООО «Ресурс», г. Уфа, Российская Федерация

Tagir A. Ismagilov, Candidate of Engineering Sciences, Expert of the EOR Methods Department, Resource LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: IsmagilovTA@yandex.ru