

УДК 622.276.6

**М.А. Силин<sup>1</sup>**, e-mail: [silin.m@gubkin.ru](mailto:silin.m@gubkin.ru); **Л.А. Магадова<sup>1</sup>**, e-mail: [lubmag@gmail.ru](mailto:lubmag@gmail.ru);  
**Л.Ф. Давлетшина<sup>1</sup>**, e-mail: [luchiad@mail.ru](mailto:luchiad@mail.ru); **К.А. Потешкина<sup>1</sup>**, e-mail: [poteshina.k@gubkin.ru](mailto:poteshina.k@gubkin.ru);  
**И.А. Гвелесиани<sup>2</sup>**, e-mail: [info@snf-group.ru](mailto:info@snf-group.ru); **А. Тома<sup>2</sup>**, e-mail: [antoinethom@gmail.com](mailto:antoinethom@gmail.com);  
**А.И. Иванис<sup>2</sup>**, e-mail: [aivanis@snf-group.ru](mailto:aivanis@snf-group.ru)

<sup>1</sup> Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).

<sup>2</sup> ООО «СНФ Восток» (Москва, Россия).

## Опыт применения и основные тенденции развития технологии полимерного заводнения в мире

В статье представлены статистические данные, результирующие применение полимерного заводнения как одного из сравнительно простых с точки зрения технологии и в то же время эффективных методов увеличения нефтеотдачи пластов. Мировой опыт применения полимерного заводнения демонстрирует, что сухой порошок загустителя, растворенный в воде даже в концентрации до 0,5 % масс., позволяет в несколько раз увеличить вязкость вытесняющего агента, в результате чего при закачке через нагнетательные скважины фронт вытеснения выравнивается за счет создания в промытых высокопроницаемых зонах повышенных фильтрационных сопротивлений.

Отмечено, что в настоящее время в качестве загустителя при полимерном заводнении наиболее часто используется гидролизованный полиакриламид с высокой молекулярной массой, составляющей около  $10^4$ – $10^6$  Да, причем применяются главным образом анионные и неионогенные полиакриламиды. Подчеркнуто, что при температурах пласта до 95 °С широко используются полиакриламиды с сульфонированными мономерами (акриламидо-tert-бутилсульфонатом), что обусловлено их устойчивостью в высокоминерализованных средах, содержащих ионы кальция и магния, тогда как стандартные сополимеры акриламида и акрилата натрия (гидролизованный полиакриламид) стабильны при температуре 75 °С, чувствительны к уровню минерализации воды и подвержены механической деструкции. Кроме того, все более широкое применение находят различные термотропные полимеры, такие как полиакриламид с мономером N-изопропилакриламида, использование которых позволяет за счет варьирования количества мономеров изменять температуру гелеобразования полимерных растворов.

Представленные данные свидетельствуют о том, что на сегодняшний день накоплен большой опыт, позволяющий расширить представления об особенностях применения полиакриламида разных типов на месторождениях с высокими вязкостью нефти, уровнем минерализации, температурой и низкой проницаемостью, в том числе в рамках технологии ASP-заводнения (при закачке в пласт смеси, состоящей из анионного поверхностно-активного вещества, соды/щелочи и полимера).

**Ключевые слова:** полимер, полимерное заводнение, полиакриламид, трудноизвлекаемые запасы, проницаемость, вязкость, деструкция полимера.

.....

**М.А. Silin<sup>1</sup>**, e-mail: [silin.m@gubkin.ru](mailto:silin.m@gubkin.ru); **L.A. Magadova<sup>1</sup>**, e-mail: [lubmag@gmail.ru](mailto:lubmag@gmail.ru);  
**L.F. Davletshina<sup>1</sup>**, e-mail: [luchiad@mail.ru](mailto:luchiad@mail.ru); **K.A. Poteshkina<sup>1</sup>**, e-mail: [poteshina.k@gubkin.ru](mailto:poteshina.k@gubkin.ru);  
**I.A. Gvelesiani<sup>2</sup>**, e-mail: [info@snf-group.ru](mailto:info@snf-group.ru); **A. Thomas<sup>2</sup>**, e-mail: [antoinethom@gmail.com](mailto:antoinethom@gmail.com);  
**A.I. Ivanis<sup>2</sup>**, e-mail: [aivanis@snf-group.ru](mailto:aivanis@snf-group.ru)

<sup>1</sup> Federal State Autonomous Educational Institution for Higher Education “Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)” (Moscow, Russia).

<sup>2</sup> SNF Vostok LLC (Moscow, Russia).

## Application Experience and Major Trends in Polymer Flooding Technology Worldwide

This article presents statistical data resulting from the application of polymer flooding as one of the relatively simple in terms of technology and at the same time effective methods of enhanced oil recovery. The world experience of

using the polymer flooding shows that the dry powder of thickener dissolved in the water, even in concentration as low as 0,5 % wt. %, allows increasing the displacing agent viscosity several times. As a result, when injected through the injection wells the displacing front levels out due to creation of the increased filtration resistance in the washed-out high-permeability zones.

It is noted that at present hydrolyzed polyacrylamide with a high molecular weight of about  $10^4$ – $10^6$  Da is the most commonly used thickener for polymer flooding, the anionic and non-ionic polyacrylamides are mainly applied. It has been underlined that polyacrylamides with sulphonated monomers (acrylamide tertiary-butyl sulfonic acid monomer) are widely used up to 95 °C due to their stability in highly mineralized environments containing calcium and magnesium ions, while standard co-polymers of acrylamide and sodium acrylate (hydrolyzed polyacrylamide) are stable at 75 °C, sensitive to the level of water salinity and prone to mechanical degradation. In addition, various thermotropic polymers, such as polyacrylamide with N-isopropylacrylamide monomer, are increasingly being used, the use of which allows changing the gelation temperature of polymer solutions by varying the amount of monomer.

The presented data testify to the fact that by now a lot of experience has been accumulated to extend the idea of polyacrylamide application in the fields with high oil viscosity, mineralization level, temperature and low permeability, including ASP flooding (when injecting a mixture consisting of anionic surfactant, soda/alkali and polymer into the formation).

**Keywords:** polymer, polymer flooding, polyacrylamide, hard-to-recover reserves, permeability, viscosity, polymer degradation.

## ВВЕДЕНИЕ

Около десяти лет Россия удерживала позиции крупнейшего производителя нефти, пока в 2018 г., несмотря на рост добычи до 555,9 млн т, не уступила мировое лидерство в области нефтедобычи США и Саудовской Аравии. В числе прочих факторов этому способствовало то, что бóльшая часть крупных месторождений РФ истощена, активные извлекаемые запасы выработаны, а новые месторождения находятся в удаленных провинциях с неразвитой инфраструктурой. В результате на сегодняшний день коэффициент извлечения нефти в РФ составляет около 0,3, что обусловлено в первую очередь сложной структурой запасов.

Свою лепту в существенное отставание в выработке запасов внесло также ограниченное применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН) на месторождениях, содержащих трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ). Очевидно, что проблема разработки таких месторождений существует давно. Разработка месторождений, содержащих ТРИЗ, требует индивидуального подхода и больших затрат, поэтому в целях обеспечения рентабельности этой деятельности вводятся дополнительные льготы. При этом,

по мнению автора [1], к ТРИЗ правомерно относить и остаточные запасы нефти месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, на которых достижению достаточно высоких значений коэффициента нефтеотдачи и необходимых уровней добычи способствовало, в частности, применение заводнения. Оговоримся, что обобщение опыта разработки месторождений показывает, что наиболее рационально приступить к решению проблемы повышения нефтеотдачи пластов задолго до наступления поздней стадии разработки [2].

Таким образом, на сегодняшний день вопрос применения МУН встает как никогда остро, что нашло свое отражение в утвержденном в 2019 г. Правительством РФ плане мероприятий («дорожной карте») по реализации мер по освоению нефтяных месторождений и увеличению объемов добычи нефти в Российской Федерации, в котором особо было оговорено «стимулирование добычи нефти на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти путем внедрения третичных методов увеличения нефтеотдачи пластов, а также стимулирования добычи на малых месторождениях».

## СТАТИСТИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ПО ПРИМЕНЕНИЮ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

На сегодняшний день в мире наиболее широко применяются тепловые и газовые МУН, тогда как на долю физико-химических методов приходится сравнительно небольшое количество проектов. Согласно данным, приведенным в [3, 4], химические технологии составляют около 8 % всех МУН, применяемых в мире.

Наибольшее количество проектов с применением химических МУН пластов пришлось на 1970–1980-е гг., когда как в России, так и в США были проведены широкомасштабные работы по внедрению в нефтегазовую промышленность МУН, главным образом в терригенных коллекторах [5].

В целом из числа МУН достаточно простым с точки зрения технологии и, пожалуй, наиболее широко применяемым методом является полимерное заводнение, в ходе которого реагенты закачивают в пласт через нагнетательные скважины оторочками разного объема, добавляя их в воду системы поддержания пластового давления.

Однако мировая статистика применения данного метода отражает существен-

Ссылка для цитирования (for citation):

Силин М.А., Магадова Л.А., Давлетшина Л.Ф., Потешкина К.А., Гвелесиани И.А., Тома А., Иванис А.И. Опыт применения и основные тенденции развития технологии полимерного заводнения в мире // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2021. № 9–10. С. 46–52.

Silin M.A., Magadova L.A., Davletshina L.F., Poteshkina K.A., Gvelesiani I.A., Thomas A., Ivanis A.I. Application Experience and Major Trends in Polymer Flooding Technology Worldwide. Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]. 2021;(9–10):46–52. (In Russ.)

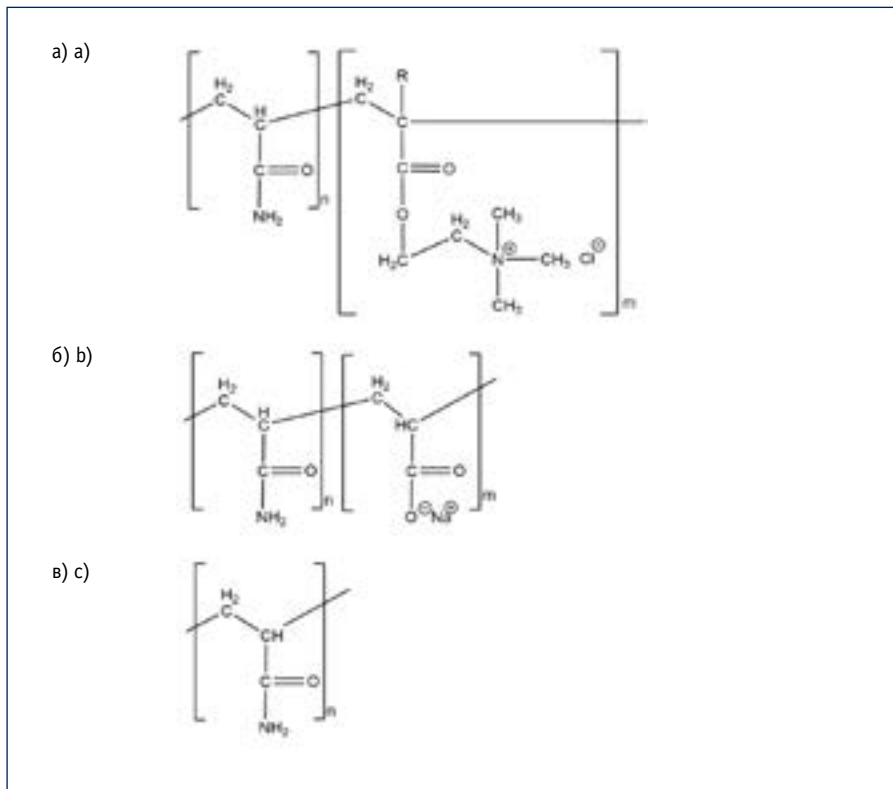


Рис. 1. Формула полиакриламида: а) катионного; б) анионного; в) неионогенного  
 Fig. 1. Formula of polyacrylamide: a) cationic; b) anionic; c) non-ionic

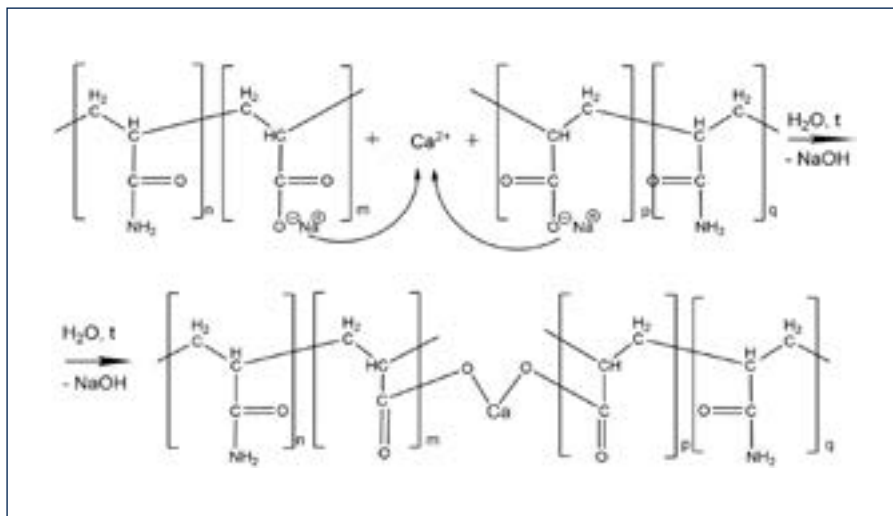


Рис. 2. Реакция сшивки двухвалентными ионами, предшествующая деградации гидролизованного полиакриламида, в присутствии катионов кальция  
 Fig. 2. Cross-linking reaction with divalent ions preceding degradation of hydrolysed polyacrylamide in the presence of calcium cations

ные различия. К примеру, в США, где государственная система налоговых льгот в течение многих лет стимулировала проведение опытно-промышленных работ по третичным МУН пластов, интерес к применению полимеров стал угасать начиная с середины

1980-х гг. [6]. В то же время в СССР к началу 1980-х гг. степень изученности технологий полимерного заводнения оценивалась на уровне 0,57 при том, что комплексный параметр изученности, например, циклической закачки воды достигал 0,78 [6].

Все реализованные в СССР проекты характеризуются следующими показателями: вязкость нефти –  $3 \div 10$  мПа·с, температура пласта –  $40$  °С, концентрация полиакриламида –  $0,03 \div 0,15$  %, объем закачки ( $V_{пор}$ ) –  $5 \div 50$  %. В настоящее время специфика проектов геолого-технических мероприятий в российских компаниях такова, что в основном проводятся обработки призабойной зоны пласта закачкой химических реагентов в малых объемах.

**ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ И МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЕГО ПАРАМЕТРОВ**

Основной принцип полимерного заводнения заключается в закачке оптимальной оторочки раствора полимера. В результате за счет увеличения вязкости вытесняющего агента и отношения подвижности между водой и нефтью увеличивается коэффициент охвата пласта:

$$\lambda_v / \lambda_n = (k_v / \mu_v) / (k_n / \mu_n), \quad (1)$$

где  $\lambda_v, \lambda_n$  – подвижность воды и нефти соответственно;  $k_v, k_n$  – проницаемость пористой среды для воды и нефти соответственно, мД;  $\mu_v, \mu_n$  – вязкость воды и нефти соответственно, Па·с.

Полимерное заводнение может быть эффективным при большой разнице между подвижностью воды и нефти. В таких условиях возможно предотвратить прорывы воды к добывающим скважинам, так называемые языки обводнения. Воду загущают полимером, вязкость ее увеличивается, и тем самым выравнивается фронт вытеснения. Также при большой неоднородности пласта с помощью полимерного заводнения фронт вытеснения выравнивается за счет создания дополнительного фильтрационного сопротивления в высокопроницаемых пропластках, куда в основном и проникает полимерный раствор. В результате низкопроницаемые пропластки могут включиться в процесс вытеснения. Повышение фильтрационного сопротивления в высокопроницаемых промытых зонах определяется как отношение подвижности воды к подвижности закачиваемого химического раствора

(раствора полимера) и определяется величиной фактора сопротивления:

$$R = (k_b/\mu_b)/(k_{п.р.}/\mu_{п.р.}), \quad (2)$$

где  $k_{п.р.}$  – проницаемость пористой среды для полимерного раствора, мД;  $\mu_{п.р.}$  – вязкость полимерного раствора, Па·с. После закачки определенного объема оторочки полимерного раствора продолжают закачивать воду. Для понимания процессов, происходящих в пласте на этом этапе, вводят такой параметр, как остаточный фактор сопротивления, который определяется как отношение подвижностей воды, закачиваемой до оторочки полимерного раствора и после:

$$R_{ост} = (k_b/\mu_b)/(k'_b/\mu'_b), \quad (2)$$

где  $k_b, k'_b$  – проницаемость пористой среды для воды, закачиваемой до и после оторочки полимерного раствора соответственно, мД;  $\mu_b, \mu'_b$  – вязкость воды, закачиваемой до и после оторочки полимерного раствора соответственно, Па·с.

Наиболее важной особенностью растворов полимеров является тот факт, что их подвижность в пористой среде значительно ниже подвижности, рассчитанной по вязкости, измеренной стандартными методами. Это явление связано с неньютоновским характером течения растворов полимеров, а также с адсорбцией и механическим удерживанием полимеров в пористой среде.

#### ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

В качестве полимера для проведения заводнения используется полиакриламид (ПАА), представляющий собой вещество с высокой молекулярной массой порядка  $10^4$ – $35 \cdot 10^6$  Да (рис. 1). В зависимости от условий возможно применение катионного, анионного и неионогенного полиакриламида. Катионные полиакриламиды в большинстве своем применяются в качестве флокулянтов при очистке сточных вод (рис. 1а). Анионные и неионогенные полиакриламиды (рис. 1б и 1в) также применяются как флокулянты и широко

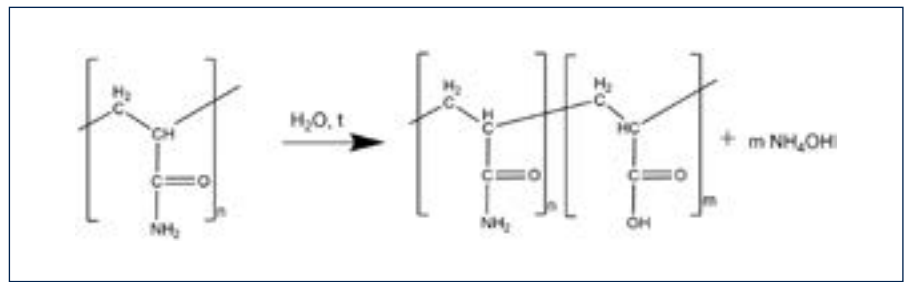


Рис. 3. Гидролиз неионогенного полиакриламида

Fig. 3. Hydrolysis of non-ionic polyacrylamide

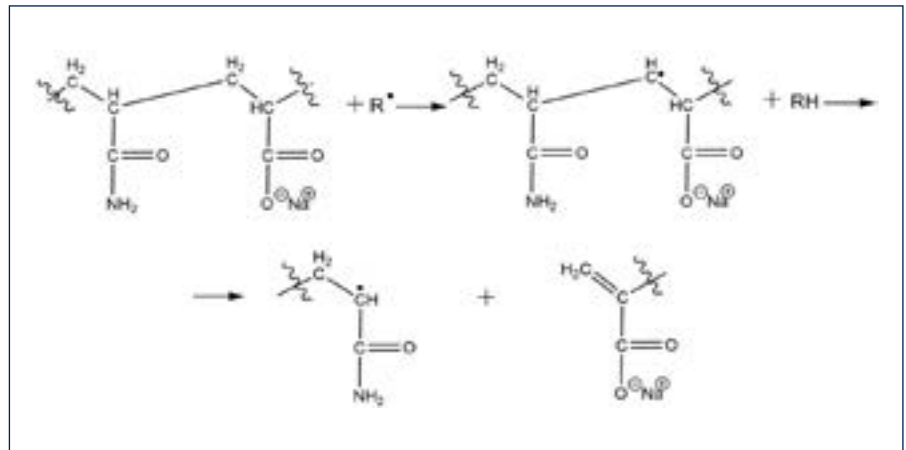


Рис. 4. Радикальный механизм деструкции полиакриламида

Fig. 4. Radical polyacrylamide degradation mechanism

используются при полимерном заводнении.

Макромолекулы полимера могут находиться в различных конформационных состояниях: глобулы, статические клубки, ориентированные структуры. Растворение полимеров в воде занимает определенное время, поскольку при взаимодействии высокомолекулярного соединения с растворителем происходит набухание, в процессе которого увеличивается объем макромолекулы полимера. Время растворения зависит от качества воды и физико-химических свойств полимера. В случае применения ПАА для улучшения его растворимости в воде используют частично гидролизованный ПАА (рис. 1б). Впрочем, многолетний опыт применения и исследований показал, что, несмотря на уменьшение времени растворения, гидролизованный ПАА наиболее склонен к деструкции и деградации [7]. Высокая ионизация макромолекулы приводит к взаимному отталкиванию отдельных фрагментов, а при наличии в растворе ионов двухвалентных метал-

лов вызывает уплотнение или сшивку данных фрагментов. Реакция сшивки двухвалентными ионами, предшествующая деградации гидролизованного ПАА в присутствии катионов кальция, представлена на рис. 2.

Неионогенный ПАА также может быть подвержен деградации двухвалентными ионами в присутствии двухвалентных катионов, так как даже при невысокой температуре в водном растворе происходит гидролиз амидных групп с образованием карбоксильных (рис. 3), и дальнейший процесс деградации двухвалентными ионами макромолекулы происходит аналогично гидролизованному ПАА.

Деструкция ПАА также может происходить вследствие взаимодействия с кислородом воздуха и солями металлов переменной валентности (в частности, железа), приводящего к развитию радикальных окислительно-восстановительных реакций, способствующих разрушению (деструкции) полимера с уменьшением молекулярной массы. Скорость окислительно-восстанови-



Таблица 1. Диапазон параметров для применения полимерного заводнения

Table 1. Parameter range for polymer flooding applications

| Параметр<br>Parameter   | Текущий диапазон применения<br>Current range of application |
|---|---|
| Вязкость нефти в пласте, мПа·с<br>Oil viscosity in the reservoir, mPa·s | <15 000   |
| Температура пласта, °C<br>Reservoir temperature, °C                     | <140  |
| Проницаемость, мкм <sup>2</sup><br>Permeability, μm <sup>2</sup>        | >0,01   |
| Минерализация, г/л<br>Mineralisation, g/l                               | <270  |

тельных реакций будет увеличивать наличие примесей, содержащихся в ПАА из-за недостаточной очистки при производстве. Механизм подобной деструкции показан на рис. 4.

Существенная проблема при полимерном заводнении связана не только с составом используемой воды и температурой пласта, но и со стоимостью проекта. Использование пресной воды, привозимой на промысел, очень сильно удорожает процесс, а применение технической воды может привести к образованию осадков и снижению эффективности химического состава, особенно если вода содержит железо и кислород. На успешность реализации проекта применения химических МУН влияет и совместимость реагентов с насыщающими пласт флюидами (нефть, пластовая вода и газ) и породами коллектора. Если фактор совместимости не будет учтен, полимерные растворы могут потерять вязкость в пластовых условиях. Это может быть связано как с непосред-

ственным уменьшением молекулярной массы полимера за счет деструкции (разрыва) макромолекулы, так и с изменением конформации макромолекул, уплотнением макромолекулярных клубков, т. е. деградацией и адсорбцией полимера на породе.

### ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРОВ

Перечисленные сложности и неконтролируемость процессов в пласте, а также дороговизна проектов обусловили снижение интереса к технологии полимерного заводнения. Однако в последнее время ситуация изменилась: появляется все больше публикаций о применении полимеров как в комплексных (ASP-заводнение), так и в чисто полимерных технологиях. Особенность этих проектов заключается в том, что закачка полимера осуществляется при высокой температуре, высоком уровне минерализации и в пластах с тяжелой нефтью, что ранее было невозможно. Это связа-

но как с разработкой новых марок полиакриламида, так и с усовершенствованием технологий закачки полимерных растворов. Так, к примеру, для ликвидации деструкции в настоящее время применяются азотная подушка, качественная водоподготовка и полимеры с использованием акриламидо-трет-бутилсульфоната (АТБС). Недавние разработки помогли расширить границы применения полимеров для различных пластовых условий (табл. 1) [7].

Стандартные сополимеры акриламида и акрилата натрия (гидролизованый ПАА) стабильны до 75 °C и более при отсутствии двухвалентных катионов. При температурах пласта до 95 °C широко используются ПАА с сульфированными мономерами (АТБС) (рис. 5), поскольку такие полимеры устойчивы в высокоминерализованных средах, содержащих ионы кальция и магния. Технологии применения ПАА с сульфированными мономерами успешно реализованы на Москудинском месторождении (ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь») и месторождении Alguó (MOL), имеющих температуру пласта 27 и 98 °C и минерализацию 240 и 0,15 г/л соответственно [8, 9].

Интересной разработкой являются так называемые термотропные полимеры, к числу которых относится ПАА с мономером N-изопропилакриламида (рис. 6), способный создавать трехмерные структуры в водных растворах. За счет варьирования количества мономеров можно изменять температуру гелеобра-

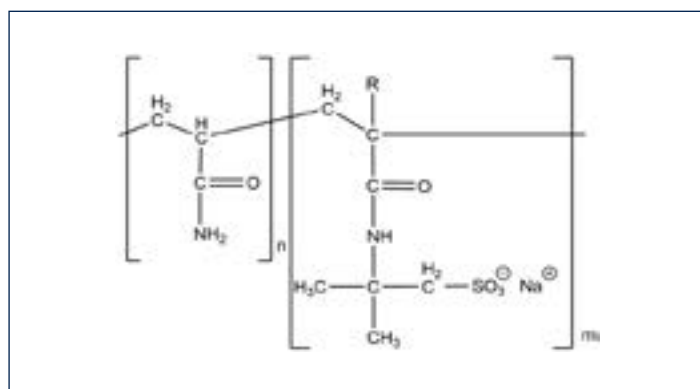


Рис. 5. Формула полиакриламида с мономером акриламидо-трет-бутилсульфонатом

Fig. 5. Formula for polyacrylamide with acrylamide tertiary-butyl sulfonic acid monomer

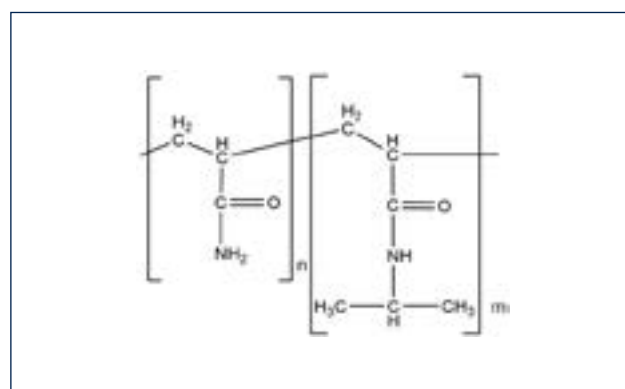


Рис. 6. Формула полиакриламида с мономером N-изопропилакриламида

Fig. 6. Formula for polyacrylamide with N-isopropylacrylamide monomer

Таблица 2. Примеры характеристик месторождений, на которых осуществлялось полимерное заводнение  
 Table 2. Examples of field characteristics where polymer flooding has been carried out

| Характеристика<br>Characteristic  | Месторождение, эксплуатирующая компания<br>Field, operating company            |   |  |   |  |
|---|--|---|--|---|--|
|   | Pelican Lake (США),<br>CNRL & Cenovus<br>Pelican Lake (USA),<br>CNRL & Cenovus | Captain<br>(Великобритания),<br>Chevron<br>Captain (UK),<br>Chevron | Algyő (Венгрия), MOL<br>Algyő (Hungary), MOL | Москудьинское (Россия),<br>«ЛУКОЙЛ-Пермь»<br>Moskudinskoye (Russia),<br>LUKOIL-Perm   | Западно-Салымское<br>(Россия), «Салым<br>Петролеум<br>Девелопмент»<br>West Salym (Russia),<br>Salym Petroleum<br>Development |
| Год запуска проекта<br>Project launch year                                    | 2007   | 2010  | 2013   | 2014  | 2017   |
| Проницаемость, мкм <sup>2</sup><br>Permeability, μm <sup>2</sup>              | 0,3–5,0  | >4,0  | 0,07   | 0,189   | 0,01–0,1   |
| Температура пласта, °С<br>Reservoir temperature, °C                           | 12–17  | 31  | 98   | 28  | 83   |
| Вязкость нефти в пласте,<br>мПа·с<br>Oil viscosity in the<br>reservoir, mPa·s | 600–8000   | 4,5 (500 ppm)   | 0,64   | 68,6  | 2  |
| Минерализация, г/л<br>Mineralisation, g/l                                     | 6,8  | 13–18   | 0,15   | 240   | 5–55   |
| Марка/вид<br>полиакриламида<br>Brand/type<br>of polyacrylamide                | Flopaam 3630S  | DW 533  | Flopaam AN 125 SH                            | Flopaam 5205 VHM<br>с акриламидо-терт-<br>бутилсульфонатом<br>Flopaam 5205 VHM with<br>acrylamide tertiary-butyl<br>sulfonic acid | Flopaam 3230S  |

Дочерняя компания французского холдинга SPCM S.A. (группа компаний SNF) – одного из крупнейших производителей водорастворимых полимеров. Эксперт в области технологий повышения нефтеотдачи пластов.



SNF Восток поставляет в Россию и СНГ более 1000 наименований специальных реагентов, которые эффективно применяются в нефтедобыче, промышленной водоочистке и других отраслях

### SNF производит широкий спектр полимеров для

- полимерного заводнения и его модификаций
- выравнивания профиля приемистости пласта
- ремонтно-изоляционных работ на скважинах
- приготовления буровых растворов
- гидроразрыва пласта

### Проекты по полимерному заводнению под ключ

- Собственные исследовательская лаборатория и инженерный центр
- Патентованное оборудование PSU для растворения и закачки
- Пусконаладка, гарантийное и техническое обслуживание
- Поддержка и сопровождение в течение всего проекта



ООО SNF Восток  
 115184, Россия, г. Москва,  
 ул. Большая Татарская, д. 42, оф. 401  
 Тел.: +7 (495) 647-50-10  
 E-mail: info@snf-group.ru  
 www.snf-group.ru  
 snfvostok

зования полимерных растворов [10], что является актуальным направлением в создании полимеров с улучшенными свойствами.

В табл. 2 представлены данные о наиболее значимых проектах, демонстрирующих возможности использования ПАА с различными мономерами на месторождениях с высокими уровнями вязкости нефти, минерализации, высокой температурой пласта и низкой проницаемостью [8–12].

На данный момент все реализованные проекты характеризуются следующими показателями: концентрация ПАА –  $0,01 \pm 0,5$  %, объем закачки  $V_{\text{пор}} - 30 \pm 100$  %, молекулярная масса ПАА –  $3 \cdot 10^6 \div 35 \cdot 10^6$  Да. Минимальная дополнительная добыча нефти для всех этих проектов составляет около 10 % от изначального коэффициента извлечения нефти. Ярким примером высокой эффективности полимерного заводнения является закачка раствора полиак-

риламида на шельфовом месторождении Captain (Chevron), где прирост добычи нефти составил 16 % и было сэкономлено 25 млн баррелей воды по сравнению с базовым сценарием закачки [11]. В целом представленные данные свидетельствуют о наличии тенденции к увеличению интереса к применению полиакриламидов с новыми свойствами, позволяющими осуществлять полимерное заводнение в месторождениях с ТРИЗ нефти.

## Литература:

1. Жданов С.А. Трудноизвлекаемые запасы на поздней стадии разработки месторождений // Нефтепромысловое дело. 2018. № 8. С. 5–8.
2. Жданов С.А., Жданов А.С. Влияние стадии разработки нефтяных месторождений на эффективность применения методов воздействия // Труды IV Международного технологического симпозиума «Новые технологии разработки и повышения нефтеотдачи». М.: Институт нефтегазового бизнеса, 2005. С. 86.
3. Боксерман А., Мищенко И. Пути преодоления негативных тенденций развития НГК России // Технологии топливно-энергетического комплекса. 2006. № 4. С. 30–37.
4. Ela M.A.E., Sayyouh H., Tayeb E. An Integrated Approach for the Application of the Enhanced Oil Recovery Projects // Journal of Petroleum Science Research. 2014. Vol. 3. No. 4. P. 176–188.
5. Фомкин А.В., Жданов С.А. Повышение эффективности нефтеизвлечения: необходимость и тенденции // Бурение и нефть. 2015. № 4. С. 14–19.
6. Берлин А.В. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи. Полимерное воздействие (обзор). Ч. I. Физические предпосылки применения полимерных растворов при заводнении пластов // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2011. № 1 (22). С. 16–25.
7. Толстых Л.И., Голубева И.А. Химические реагенты для интенсификации добычи нефти. Ч. I. Полимеры для повышения нефтеотдачи. М.: ГАНГ им. И.М. Губкина, 1993. 32 с.
8. Тома А., Саюк Б., Абиоров Ж., Мазбаев Е. Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 7–8. С. 58–68.
9. Михайлов Н.Н., Закенов С.Т., Кийнов К.К. и др. Опыт реализации технологии полимерного заводнения на нефтяных месторождениях в условиях высокой минерализации пластовых и закачиваемых вод // Нефтяное хозяйство. 2019. № 4. С. 74–78.
10. Puskas S., Vágó Á., Törő M. et al. First Surfactant-Polymer EOR Injectivity Test in the Algyő Field, Hungary // Conference Proceedings, IOR 2017 – 19th European Symposium on Improved Oil Recovery. 2017. P. 1–18.
11. Schild H.G. Conformational Transitions of Poly(N-Isopropylacrylamide) in Aqueous Solution [Электронный источник]. Режим доступа: [https://scholarworks.umass.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1764&context=dissertations\\_1](https://scholarworks.umass.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1764&context=dissertations_1) (дата обращения: 25.10.2021).
12. Poulsen A., Shook G.M., Jackson A. et al. Results of the UK Captain Field Interwell EOR Pilot // Paper SPE 190175 presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference. 2018. <https://doi.org/10.2118/190175-MS>.

## References:

1. Zhdanov S.A. Hard-to-Recover Reserves at the Late Stage of a Field Development. *Neftpromyslovoye delo* [Oilfield Engineering]. 2018;(8):5–8. (In Russ.)
2. Zhdanov S.A., Zhdanov A.S. Influence of Oil Field Development Stage on Efficiency of Impact Methods Application. In: *Proceedings of IV International technological symposium "New Technologies of Development and Enhanced Oil Recovery"*. Moscow: Institute of Oil and Gas Business; 2005. P. 86. (In Russ.)
3. Bokserman A., Mishchenko I. Ways to Overcome Negative Trends in Russia's Oil and Gas Sector Development. *Tekhnologii toplivno-energeticheskogo kompleksa* [Technologies of the Fuel and Energy Complex]. 2006;(4):30–37. (In Russ.)
4. Ela M.A.E., Sayyouh H., Tayeb E. An Integrated Approach for the Application of the Enhanced Oil Recovery Projects. *Journal of Petroleum Science Research*. 2014;3(4):176–188.
5. Fomkin A., Zhdanov S. Improving the Efficiency of Oil Recovery: the Need and Trends. *Burenie i neft'* [Drilling and Oil]. 2015;(4):14–19. (In Russ.)
6. Berlin A.V. Physical and Chemical Methods of Enhanced Oil Recovery. Polymer Flooding (Review). Part I. *Nauchno-tekhnicheskiiy vestnik OAO «NK «Rosneft'»* [Rosneft Scientific and Technical Bulletin]. 2011;1(22):16–25. (In Russ.)
7. Tolstykh L.I., Golubeva I.A. Chemical Reagents for Intensification of Oil Production. Part. I. *Polymers to Enhance Oil Recovery*. Moscow: Gubkin State Oil and Gas Academy; 1993. (In Russ.)
8. Thomas A., Sahuc B., Abirov Z., Mazbayev Y. Polymer Flooding to Increase Oil Recovery at Light and Heavy Oil Fields. *Territorija "NEFTEGAS"* [Oil and Gas Territory]. 2017;(7–8):58–68. (In Russ.)
9. Mikhailov N.N., Zakenov S.T., Kiynov K.K. et al. The Experience of Implementation of Polymer Flooding Technology in Oil Fields Characterized by a High Degree of Salinity of Reservoir and Injected Waters. *Neftyanoye khozyaistvo* [Oil Industry]. 2019;(4):74–78. (In Russ.)
10. Puskas S., Vágó Á., Törő M. et al. First Surfactant-Polymer EOR Injectivity Test in the Algyő Field, Hungary. In: *Conference Proceedings, IOR 2017 – 19th European Symposium on Improved Oil Recovery*. 2017. P. 1–18.
11. Schild H.G. Conformational Transitions of Poly(N-Isopropylacrylamide) in Aqueous Solution. Weblog. Available from: [https://scholarworks.umass.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1764&context=dissertations\\_1](https://scholarworks.umass.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1764&context=dissertations_1) [Accessed 25.10.2021].
12. Poulsen A., Shook G.M., Jackson A. et al. Results of the UK Captain Field Interwell EOR Pilot. In: *Materials of the SPE Improved Oil Recovery Conference*. 2018. <https://doi.org/10.2118/190175-MS>.