

УДК 66.974.434

ИССЛЕДОВАНИЕ И ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ**Нажису, Ерофеев В.И.***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск,
e-mail: narisu2011@yandex.ru, erofeevvi@mail.ru*

В связи с истощением запасов легкоизвлекаемой нефти все большие усилия направляются на создание технологий и способов разработки, которые позволяют добывать углеводороды в осложненных условиях. При использовании технологии «щелочное + поверхностно-активное вещество (ПАВ) + полимерное» заводнение (ASP заводнение) можно достичь значительного увеличения коэффициента нефтеотдачи пластов. Наибольший эффект вытеснения нефти из пластов с использованием ASP заводнения достигается при уменьшении поверхностного натяжения и уменьшении соотношения подвижности вытесняющего агента и нефти. Рассмотрен механизм вытеснения нефти с помощью технологии ASP заводнения, опыт применения ASP заводнения для увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях Китая, США и России. Особое внимание уделено технологии ASP заводнения в связи с применением высокой концентрации щелочи на большинстве полевых испытаний ASP заводнения. Из-за негативного влияния щелочи разработка более эффективных композиций ASP заводнения с более экономически эффективными ПАВ в слабых щелочных растворах или без использования щелочных растворов является актуальной задачей.

Ключевые слова: ASP заводнение, методы увеличения нефтеотдачи, механизм вытеснения, месторождение, нефтяной пласт, коэффициент извлечения нефти

INVESTIGATION AND APPLICATION OF INTEGRATED TECHNOLOGY OF THE PLANT FOR IMPROVEMENT OF PETROLEUM OIL REFINING**Narisu, Erofeev V.I.***National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk,
e-mail: narisu2011@yandex.ru, erofeevvi@mail.ru*

In connection with the depletion of stocks of easily recovered oil, more efforts are being made to develop technologies and methods of development that allow hydrocarbons to be produced in complicated conditions. When using the technology «alkaline + surfactant (surfactant) + polymer» flooding (ASP flooding), you can achieve a significant increase in the oil recovery factor of the seams. The greatest effect of oil displacement from reservoirs using ASP flooding is achieved with a reduction in surface tension and a decrease in the mobility ratio of the displacing agent and oil. The mechanism of oil displacement by means of ASP water flooding technology, experience of using ASP flooding to increase oil recovery in the fields of China, USA and Russia is considered. Particular attention is paid to ASP waterflooding technology due to the use of high alkali concentration in most field testing ASP flooding. Due to the negative influence of alkali, the development of more effective ASP flooding compositions with more cost effective surfactants in weak alkaline solutions or without the use of alkaline solutions is an urgent task.

Keywords: ASP flooding, oil recovery methods, displacement mechanism, field, oil reservoir, oil recovery factor

В настоящее время большинство нефтесодержащих месторождений в мире уже находятся в более поздних стадиях разработки и содержат преимущественно трудноизвлекаемые запасы нефти. Трудноизвлекаемые запасы нефти в мире, по оценкам экспертов, превышают 1 трлн тонн [1]. Также доля трудноизвлекаемых запасов нефти в России постоянно растет и составляет 67% [2]. Коэффициент извлечения нефти (КИН) считается недостаточным для всех нефтесодержащих стран, среднее значение КИН пластов составляет 25–40% по различным нефтесодержащим странам [3]. Химические методы увеличения нефтеотдачи пластов являются одним из важных направлений методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН). Химические методы увеличения нефтеотдачи разделяются на полимерное

заводнение, вытеснение нефти водными растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ), щелочное заводнение и совместное применение щелочи, ПАВ и полимера (ASP заводнение). Среди них полимерное заводнение и технология ASP заводнения играют доминирующую роль. В настоящей работе рассмотрены современные механизмы вытеснения нефти из пластов с применением ASP заводнения, анализы эффективности применения ASP заводнения в нефтесодержащей промышленности, его существующие проблемы и дальнейшее направление развития данного метода.

**Механизм вытеснения нефти
ASP заводнения**

ASP заводнение было предложено в 1984 г. (R.C. Nelson, компания Shell),

но развитие технология ASP заводнения получила только в последние годы. Механизм вытеснения нефти из пластов с помощью технологии ASP заводнения является комбинацией отдельных процессов полимерного, щелочного и ПАВ заводнения и заключается в следующем: уменьшение поверхностного натяжения вследствие образования ПАВ за счет реакции щелочи и кислотных компонентов нефти в пласте; применение синтетических ПАВ и уменьшение поверхностного натяжения до сверхнизких значений; использование щелочи в составе раствора позволяет снизить потери химических реагентов (ПАВ и полимер) за счет уменьшения адсорбции щелочью; уменьшение соотношения подвижности вытесняющего агента и нефти, увеличение коэффициента охвата пласта [4].

Типичный процесс ASP заводнения включает в себя несколько этапов. Предварительная промывка иногда используется с применением раствора солей для изменения солености и других свойств горных пород и флюида. Первая оторочка вытесняющего агента представляет собой комбинацию щелочи и ПАВ, которая уменьшает поверхностное натяжение и изменяет смачиваемость породы. Совместное воздействие ПАВ и щелочи аккумулирует нефть, захваченную в пласте после заводнения. Оторочка полимера увеличивает отношение подвижности нефти и закаченного раствора. Полимер повышает количество закачиваемой жидкости и увеличивает контактный объем резервуара и коэффициент охвата нефти. Следующим этапом является оторочка пресной воды, которая оптимизирует процесс восстановления химических реагентов [5].

Опыт применения ASP заводнения

Среди различных технологий повышения нефтеотдачи пластов метод ASP заводнения прошел экспериментальные и пилотные испытания и уже широко применяется во многих странах мира (Канада, США, Китай, Индия и др.) более 20 лет. В последние годы ASP заводнение было активно исследовано и испытано на месторождении Дацин, Шенгли и Карамай в Китае.

ASP заводнение было изучено и протестировано на месторождении Дацин уже более 20 лет. Месторождение Дацин расположено в северо-восточной части Китая, и оно является одним из крупных нефтяных месторождений в Китае. После

успешной реализации полимерного заводнения на месторождении Дацин, чтобы получить дополнительное увеличение нефтеотдачи пластов, с сентября 1994 г. было проведено восемь пилотных испытаний технологии ASP заводнения на данном месторождении, пять проектов с различным масштабом уже завершены, а три проекта в процессе реализации. Основные исходные данные и результаты завершённых испытаний технологии ASP заводнения на месторождении Дацин представлены в табл. 1 и 2 [6–7].

Гидроксид натрия использовался в большинстве этих испытаний, также впервые был испытан карбонат натрия. Были испытаны несколько типов ПАВ, включая алкилбензолсульфонат, нефтяной сульфонат, лигносульфонаты, нефтяной карбоксилат и ПАВ, синтезированный биологическим методом. Гидролизированный полиакриламид с разной молекулярной массой использовался в процессе заводнения. Дополнительный прирост нефтеотдачи пластов повысился с 19 до 25 % [7].

В связи со сложным механизмом процесса ASP заводнения оптимизация объема и концентрации оторочки важна для эффективности ASP заводнения. В табл. 2 показаны данные различных вариантов процесса ASP заводнения. В процессе применялась предварительная промывка с использованием полимера, первичная и вторичная оторочка с использованием химических реагентов (полимер, ПАВ, щелочи) разного состава и концентрации, защитная оторочка с использованием полимера. Среди реализованных пяти вариантов вариант ASP-5 является первым крупномасштабным проектом. Шесть нагнетательных скважин и двенадцать добывающих скважин размещены на данной площадке. После испытания КИН увеличился на 22 %, а обводненность с 90 % снизилась до 50 % [6–7].

Пилотное тестирование технологии ASP заводнения было проведено на месторождении Карамай в 1995 г. Целевой пласт – гетерогенный, система разработки – пятиточечная система, мощность пласта 19–25 м. Результаты процесса ASP заводнения представлены в табл. 3. До ASP заводнения нефтеотдача пластов составляла примерно 50 %, обводненность 99 %, процесс испытания был проведен с 1995 г. до 1999 г. После завершения испытания обводненность снизилась до 79 %, нефтеотдача пластов увеличилась на 25 % [8].

Таблица 1

Статистика завершеного испытания технологии ASP заводнения на месторождении Дацин

№	Система размещения скважин (зач. /наг.)	Расстановка скважин (м)	Мощность пласта (м)	Эффективная проницаемость (Д)	Запасы (10 ⁴ т)	прирост нефтеотдачи (%)
ASP-1	5-точечная (4/9)	106	10,5	0,509	11,73	21,40
ASP-2	5-точечная (1/4)	141	8,4	0,589	8,40	25,00
ASP-3	4-точечная (3/4)	75	13,1	0,567	5,04	23,24
ASP-4	5-точечная (4/9)	200	7,0	0,658	24,01	19,40
ASP-5	5-точечная (6/12)	250	12,9	0,512	110,42	20,63

Таблица 2

Варианты процесса ASP заводнения на месторождении Дацин

Название оторочки		ASP-1	ASP-2	ASP-3	ASP-4	ASP-5
Предварительная промывка (полимер)	PV (Закаченный)	–	–	–	0,376	–
	концентрация	–	–	–	1500 мг/л	–
Первичная оторочка ASP	PV	0,32	0,37	0,33	0,351	0,30
	состав реагента	A: 1,25% S: 0,3% P: 1200 мг/л	A: 1,2% S: 0,3% P: 1200 мг/л	A: 1,2% S: 0,35% P: 1800 мг/л	A: 1,2% S: 0,11% P: 1800 мг/л	A: 1,2% S: 0,1% P: 1400 мг/л
Вторичная оторочка ASP	PV	–	–	0,158	0,1	0,15
	состав реагента	–	–	A: 1,2% S: 0,11% P: 1800 мг/л	A: 1,2% S: 0,11% P: 1800 мг/л	A: 1,2% S: 0,11% P: 1800 мг/л
Защитная оторочка (полимер)	PV концентрация	0,28 600 мг/л	0,183 1200 мг/л	0,253 800 мг/л	0,05 1000 мг/л	0,05 900 мг/л
	PV концентрация		0,094 800 мг/л		0,1 700 мг/л	0,05 700 мг/л
	PV концентрация		0,031 400 мг/л		0,05 500 мг/л	0,1 600 мг/л
Последующее заводнение		Проведение заводнения до достижения обводненности 98%				
Химические реагенты		A: Na ₂ CO ₃	A: NaOH	A: NaOH	A: NaOH	A: NaOH

Примечание. А – щелочь, S – ПАВ, P – полимер, PV – объем пор.

Таблица 3

Проектирование процесса ASP заводнения месторождения Карамай [9]

Название оторочки	Объем оторочки (PV)	Химический состав		Площади заводнения	Время (день)
		состав	концентрация		
Предварительная промывка	0,40	NaCl рассол	1,50	80	150
оторочка ASP	0,30	Na ₂ CO ₃ нефтяной сульфат полимер	1,40 0,30 0,10	60	200
Полимер	0,30	полимер	0,10	60	200

На месторождении Шенгли были проведены экспериментальные испытания ASP заводнения в начале 1990-х гг. Первое испытание было проведено в 1992 г. на площади Gudong и закончено в 1994 г. До данного испытания нефтеотдача пластов составляла 54,4%, обводненность 99,3%.

Основные исходные данные залежи около площади дренирования следующие: пористость – 35%, проницаемость – 2,5 Д, температура пласта 58 °С. Число кислотности составляло 3,11 мг КОН/г нефти. Характеристика породы, нефти и воды в пласте подходящая для применения ASP заводне-

ния. Дополнительная добыча нефти составила 20667,7 тон, и нефтеотдача центральной скважины № 7 увеличилась на 13,4%. Проведенное данное испытание является ценным опытом для применения ASP заводнения на стадии высокой обводненности. Второе испытание технологии ASP заводнения было проведено на западной части площади Gudong. Средняя проницаемость и пористость данной части залежи составляли 1,52Д и 32% соответственно. Нефтеотдача пластов до проведения технологии ASP заводнения составляла 22,4%. Закачка химических реагентов была завершена в 2002 г. и добыча нефти повысилась с 630 до 1490 баррелей в день. Обводненность уменьшилась с 96% до 83%, а конечная нефтеотдача пластов увеличилась на 15,5% [9–10].

Большинство проектов ASP заводнения были реализованы в конце прошлого века. Самые ранние полевые испытания технологии ASP заводнения были осуществлены на месторождении West Kiehl, Wyoming в сентябре 1987 г. Дополнительный прирост нефтеотдачи пластов в течение 2,5 лет составил 26% [11]. Опытно-промысловые испытания ASP заводнения проводились также на месторождении Tanner field. Оторочка нефтewытесняющего агента содержала 1% гидроксид натрия, 0,1% ПАВ (ORS-41) и 800 мг/л полимера. Дополнительный прирост нефтеотдачи пластов составил 17%. Проведенные настоящие проекты оказались успешными как с технологической, так и с экономической точек зрения [12].

В работе [13] опубликованы результаты пилотного испытания технологии ASP заводнения с применением синергетически подобранной смеси анионного полиакриламида и анионного ПАВ (реагент «Дуглерав ИПУ-34») на месторождении Западной Сибири. По завершении первого месяца испытания после обработки был зафиксирован прирост по дебиту нефти на одной из скважин на 25%, а на второй – на 4,1%. После второго месяца проведения испытания прирост дебита по нефти по скважинам составил 22,1% и 12,2% соответственно. На другом месторождении Западной Сибири проводятся лабораторные и пилотные испытания применения технологии ASP заводнения. Настоящий проект находится в стадии пилотного испытания после завершения подбора всех реагентов для проведения испытаний. Пилотные испытания с применением технологии ASP заводнения состоят из следующих этапов: предварительное

заводнение; закачка раствора ASP, объем закачки составляет 40% порового объема пилотной зоны; закачка раствора полимера, объем закачки составляет 40% порового объема пилотной зоны; постзаводнение, ожидаемый объем закачки – 30% порового объема пилотной зоны. Окончание проекта планируется в 2018 г. [14].

Основные недостатки и ограничения ASP заводнения

Основные недостатки и ограничения применения технологии ASP заводнения следующие: большая потеря химических реагентов, сравнительно высокие эксплуатационные затраты, понижение приёмности и более сложная эксплуатация оборудования. Кроме того, в связи с применением высокой концентрации щелочи на большинстве полевых испытаниях ASP заводнения были выявлены следующие проблемы: серьезное солеотложение на стенках промышленного оборудования, которое уменьшает цикл работы скважины и увеличивает технические трудности и себестоимость; сильное эмульгирование выходящей жидкости и увеличение затрат на переработку [15].

Заключение

Технология ASP заводнения является наиболее перспективным методом увеличения нефтеотдачи пластов. Китай является одной из крупных нефтедобывающих стран в мире, которая применяет технологию ASP заводнения. Средний прирост КИН проведенных полномасштабных пилотных испытаний с применением технологии ASP заводнения составил 15–25%. Из-за негативного влияния сильных растворов щелочи разработка более эффективных композиций ASP заводнения с более экономически эффективными ПАВ в слабых щелочных растворах или без использования щелочных растворов (SP заводнения) является актуальной задачей. Для решения этих задач необходимо усилить фундаментальные и прикладные исследования механизма вытеснения нефти из пластов с использованием процесса ASP заводнения и усовершенствовать его испытательные технологии на нефтяных месторождениях.

Список литературы

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличения нефтеотдачи месторождений на поздней стадии разработки физико-химическими методами / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов // Нефтепромысловая химия. – 2013. – № 8. – С. 18–25.
2. Якуцени В.И., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Динамика доли относительного содержания трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе / В.И. Якуцени, Ю.Э. Петрова,

- А.А. Суханов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. – № 2. – С. 1–11.
3. Методы повышения эффективности разработки залежей высоковязкой нефти / В. Е. Андреев [и др.] // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сб. науч. тр. – Уфа: ООО «Монография», 2013. – Вып. 2(7). – С. 263–282.
4. Силин М.А. Публичный аналитический доклад по направлению научно-технологического развития «Новые технологии добычи и использования углеводородного сырья» / М.А. Силин. – М.: Национальный институт нефти и газа, 2014. – 452 с.
5. Abass A. Olajire. Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges. *Energy*, 1 Dec. 2014. – vol. 77. – P. 963–982.
6. Chang H.L., Zhang Z.Q., Wang Q.M., Xu Z.S., Guo Z.D., Sun G.Q., et al. Advances in polymer flooding and alkaline/surfactant/polymer processes as developed and applied in the People's Republic of China // *J. Pet. Technol.* – 2006. – P. 84–90.
7. Pu H., Xu Q., An update and perspective on field-scale chemical floods in Daqing oil field, China. // SPE 118746 presented at SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, 15–18 March, Manama, Bahrain, 2009. – P. 1–8.
8. Gu H., Yang R., Guo S., Guan W., Yue X., Pan Q., Study on reservoir engineering: ASP (alkali, surfactant, polymer) flooding pilot test in Karamay oilfield // In: Proceedings of 6th SPE Oil & Gas International Conference, Beijing, China, 2–6 November 1998. – P. 385–391.
9. Qu Z.J., Zhang Y.G., Zhang X.S., Dai J.L., A Successful ASP (alkaline/surfactant/polymer) flooding pilot in Gudong oil field. // SPE-39613 presented at 11th SPE/ DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, USA, 19–22 April 1998. – P. 107–121.
10. Wang C.L., Wang B.Y., Cao X.L., Li H.C., Application and design of alkaline-surfactant-polymer system to close well spacing pilot Gudong oilfield. // SPE-38321 presented at the SPE Western Regional Meeting, 25–27 June, Long Beach, California, 1997. – P. 605–618.
11. Clark S.R., Pitts M.J., Smith S.M. Design and application of an alkaline-surfactant-polymer recovery system to the west Kiehl field. *SPE Advanced technology series*. – 1993. – № 1. – P. 172–179.
12. Meyers J.J., Pitts M.J., Wyatt K., Alkaline-surfactant-polymer flood of the west Kiehl Minnelusa unit. // SPE/DOE 24144 presented at SPE/DOE Eighth symposium on oil recovery held in Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 22–26 April 2006. – P. 423–435.
13. Прочухан К.Ю., Современные методы увеличения нефтеотдачи. Практический опыт применения отечественной технологии «Щелочь – ПАВ – полимер» (ASP) на нефтяных месторождениях Западной Сибири. // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 10. – С. 50–54.
14. Внедрение технологии АСП: пилотный проект / Я.Е. Волокитин [и др.] // Недропользование XXI век. – 2015. – № 6. – С. 114–121.
15. Zhu Y.Y., Zhang Y., Niu J.L., Liu W.D., Hou Q.F., The progress in the alkali-free surfactant-polymer combination flooding technique. *Petroleum exploration and development*, June 2016. – vol. 39, № 3. – P. 346–352.
1. Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Uvelichenija nefteodachi mestorozhdenij na pozdnej stadii razrabotki fiziko-himicheskimi metodami / L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov // *Neftepromyslovaja himija*. 2013. no. 8. pp. 18–25.
2. Jakuceni V.I., Petrova Ju.Je., Suhanov A.A. Dinamika doli odnositelnogo sodержanija trudnoizvlekaemyh zapasov nefti v obshhem balanse / V.I. Jakuceni, Ju.Je. Petrova, A.A. Suhanov // *Neftegazovaja geologija. Teorija i praktika*. 2007. no. 2. pp. 1–11.
3. Metody povyshenija jeffektivnosti razrabotki zalezhej vysokovjazkoj nefti / V. E. Andreev [i dr.] // *Neftegazovye tehnologii i novye materialy. Problemy i reshenija: sb. nauch. tr.* Ufa: ООО «Monografija», 2013. Vyp. 2(7). pp. 263–282.
4. Silin M.A. Publichnyj analiticheskij doklad po napravleniju nauchno-tehnologicheskogo razvitija «Novye tehnologii dobychi i ispolzovanija uglevodородного syrja» / M.A. Silin. M.: Nacionalnyj institut nefti i gaza, 2014. 452 p.
5. Abass A. Olajire. Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges. *Energy*, 1 Dec. 2014. vol. 77. pp. 963–982.
6. Chang H.L., Zhang Z.Q., Wang Q.M., Xu Z.S., Guo Z.D., Sun G.Q., et al. Advances in polymer flooding and alkaline/surfactant/polymer processes as developed and applied in the Peoples Republic of China // *J. Pet. Technol.* 2006. pp. 84–90.
7. Pu H., Xu Q., An update and perspective on field-scale chemical floods in Daqing oil field, China. // SPE 118746 presented at SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, 15–18 March, Manama, Bahrain, 2009. pp. 1–8.
8. Gu H., Yang R., Guo S., Guan W., Yue X., Pan Q., Study on reservoir engineering: ASP (alkali, surfactant, polymer) flooding pilot test in Karamay oilfield // In: Proceedings of 6th SPE Oil & Gas International Conference, Beijing, China, 2–6 November 1998. pp. 385–391.
9. Qu Z.J., Zhang Y.G., Zhang X.S., Dai J.L., A Successful ASP (alkaline/surfactant/polymer) flooding pilot in Gudong oil field. // SPE-39613 presented at 11th SPE/ DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, USA, 19–22 April 1998. pp. 107–121.
10. Wang C.L., Wang B.Y., Cao X.L., Li H.C., Application and design of alkaline-surfactant-polymer system to close well spacing pilot Gudong oilfield. // SPE-38321 presented at the SPE Western Regional Meeting, 25–27 June, Long Beach, California, 1997. pp. 605–618.
11. Clark S.R., Pitts M.J., Smith S.M. Design and application of an alkaline-surfactant-polymer recovery system to the west Kiehl field. *SPE Advanced technology series*. 1993. no. 1. pp. 172–179.
12. Meyers J.J., Pitts M.J., Wyatt K., Alkaline-surfactant-polymer flood of the west Kiehl Minnelusa unit. // SPE/DOE 24144 presented at SPE/DOE Eighth symposium on oil recovery held in Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 22–26 April 2006. pp. 423–435.
13. Prochuhan K.Ju., Sovremennye metody uvelichenija nefteodachi. Prakticheskij opyt primenenija otechestvennoj tehnologii «Shheloch PAV polimer» (ASP) na neftyanyh mestorozhdenijah Zapadnoj Sibiri. // *Neft. Gaz. Novacii*. 2014. no. 10. pp. 50–54.
14. Vnedrenie tehnologii ASP: pilotnyj proekt / Ja.E. Volokitin [i dr.] // *Nedropolzovanie XXI vek*. 2015. no. 6. pp. 114–121.
15. Zhu Y.Y., Zhang Y., Niu J.L., Liu W.D., Hou Q.F., The progress in the alkali-free surfactant-polymer combination flooding technique. *Petroleum exploration and development*, June 2016. vol. 39, no. 3. pp. 346–352.

References

1. Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Uvelichenija nefteodachi mestorozhdenij na pozdnej stadii razrabotki fiziko-himich-