



Я.Е. Волокитин
Ph.D.
«Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»¹
начальник управления геологии и
разработки месторождений
y.volokitin@salympetroleum.ru



М.Ю. Шустер
«Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»¹
руководитель проекта АСП
Mikhail.M.Shuster@salympetroleum.ru



В.М. Карпан
Ph.D.
«Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»¹
инженер по разработке
Volodimir.Karpan@salympetroleum.ru



И.Н. Кольцов
«Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»¹
инженер-химик
igor.koltsov@salympetroleum.ru



А.Г. Скрипкин
канд. техн. наук
ОАО «ТомскНИПИнефть»²
заведующий лабораторией физики пласта
SkripkinAG@nipineft.tomsk.ru

Лабораторные и полевые испытания заводнения АСП

1. Россия, 123242, Москва, Новинский бульвар, 31, торгово-деловой центр «Новинский», 6 этаж; 2. Россия, 634027, Томск, пр-т Мира, 72.

Внедрение технологии АСП на нефтяных месторождениях Западной Сибири сопряжено с серьезными рисками. Для снятия таких рисков компания СПД применяет комплексный поэтапный подход к внедрению технологии. На начальных этапах проводились лабораторные изыскания, которые позволили разработать химическую рецептуру АСП заводнения и испытать ее эффективность по вытеснению нефти в условиях месторождения. Затем было проведено полевое исследование с использованием маркеров, которое также подтвердило высокую эффективность разработанной рецептуры. Следующим и последним шагом перед полномасштабным применением технологии является пилот АСП, который находится на стадии реализации

Ключевые слова: АСП заводнение; подбор ПАВ; эксперименты на керне; полевое испытание с маркерами; пилотный проект

В связи с тем, что технология АСП основана на применении дорогих химических реагентов, компанией СПД применяется комплексный подход к внедрению технологии с постепенным снятием рисков. Развитие проекта АСП для Западно-Салымского месторождения показано на *рис. 1*. Первые три этапа состоят из лабораторных исследований: подбор ПАВ, эксперименты на керне и полевое испытание с маркерами направлены на подбор оптимальной рецептуры заводнения АСП для пилотного проекта. Эти три этапа уже пройдены, и компания СПД приступила к выполнению пилотного проекта АСП.

Подбор ПАВ

На начальном этапе проекта проводился целый набор лабораторных испытаний для определения состава раствора АСП, эффективно работающего в условиях Западно-Салымского месторождения. Здесь мы приводим краткое описание процедур проведения таких тестов. Более детальную информацию можно найти в других источниках [1–4].

На первом этапе испытаний отбираются ПАВ и полимеры, продемонстрировавшие химико-физическую стабильность при пластовых условиях. Для нефтяных месторождений Западной Сибири характерными являются

сравнительно высокие температуры и низкая соленость воды. Поэтому наиболее важными являются длительные лабораторные исследования на температурную стабильность ПАВ и полимера. В таких экспериментах пробирки с водным раствором химического реагента (ПАВ, полимера и т.д.) помещаются в печь на период от нескольких недель до нескольких месяцев, затем реагенты тестируются на изменение их физико-химических свойств. В некоторых случаях компании-производители уже могут предоставить информацию о стабильности химических реагентов, что значительно ускоряет этап предварительного отбора.

Дальше проводятся тесты на водорастворимость компонентов АСП (в основном ПАВ) и на фазовое поведение для определения способности раствора АСП образовывать микроэмульсии с нефтью. В таких тестах химические реагенты смешиваются с раствором соли в испытательной пробирке и выдерживаются при пластовой температуре. В случае с тестом на фазовое поведение в пробирку добавляют сырую дегазированную нефть с месторождения. Типичные результаты этих двух экспериментов для условий Западно-Салымского месторождения показаны на *рис. 2*. В тестах на фазовое поведение наилучшую активность с салымской нефтью продемонстрировали ПАВ из ряда внутренних олефин-сульфона-

Рис. 1.

Вехи развития проекта АСП для Западно-Салымского месторождения



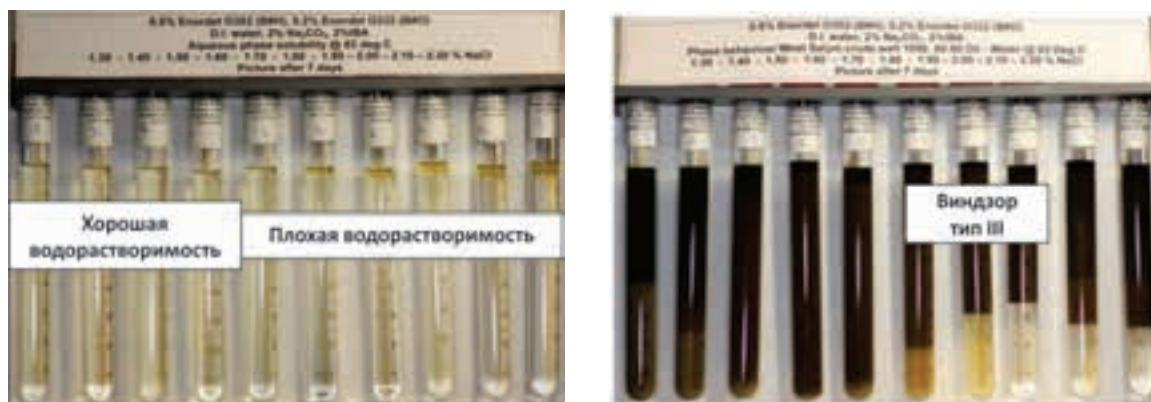


Рис. 2. Результаты тестов на водорастворимость (слева) и фазовое поведение (справа) для условий Западно-Салымского месторождения

тов (ВОС), имеющих большой молекулярный вес [5–7]. Серьезным недостатком таких ПАВ является их плохая растворимость в воде, как это и показано на **рис. 2**, где видно расслоение и образование пленки нерастворившегося ПАВ. Поэтому для улучшения водорастворимости в раствор АСП был добавлен растворитель – изобутанол.

Несмотря на то, что с добавлением изобутанола стабильность раствора АСП при температуре коллектора значительно улучшилась, разделение фаз может произойти при более низких температурах, характерных для поверхностного оборудования по подготовке раствора АСП. Поэтому стоит также проверить водорастворимость компонентов АСП ниже пластовой температуры [8].

Эксперименты на керне

Следующим и самым важным этапом лабораторных исследований являются фильтрационные эксперименты на керне, отобранном из скважин месторождения. В связи с использованием значительного количества химических реагентов такие эксперименты являются

более сложными по сравнению с традиционными экспериментами по заводнению керна, а также требуют опытного персонала для их выполнения. Компания СПД совместно с ТомскНИПИ-Нефть провела несколько десятков керновых экспериментов для оптимизации формулы АСП. Основные параметры и результаты одного из таких экспериментов показаны в **табл. 1** и **рис. 3**.

После создания начальной нефтенасыщенности в керне последовательность закачки состоит из следующих этапов:

- традиционного заводнения, которое проводится закачкой модельной пластовой водой. Этот этап продолжается до вытеснения максимально возможного количества мобильной нефти из керна. В данном эксперименте остаточная нефтенасыщенность после заводнения составила 33%;

- заводнения АСП в объеме 40% от порового объема колонки. При закачке раствора АСП в керн происходит мобилизация защемленной нефти, которая образует нефтяной вал. На выходе из колонки содержание нефти в таком вале составляет 30–40% (**рис. 3а**);

Таблица 1.

Основные параметры и результаты фильтрационного эксперимента АСП

Проницаемость колонки	50 мД
Концентрации компонентов раствора АСП	0, 7% ПАВ, 2% кальцинированной соды, 0,3% полимера
Объем оторочки АСП	40% порового объема колонки
Концентрация компонентов полимерной оторочки	0,3% полимера
Объем полимерной оторочки	40% порового объема колонки
Остаточная нефтенасыщенность после заводнения	33%
Остаточная нефтенасыщенность после заводнения АСП	8–9%
Дополнительный КИН	40%
Потери ПАВ	0,3 мг/г керна
Потери соды	0,4 мг/г керна

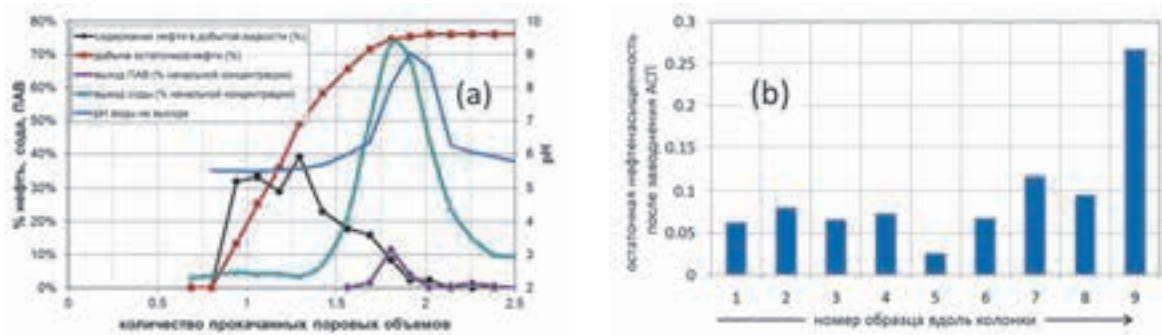


Рис. 3. Эксперимент по заводнению АСП на керне: а – результаты по добыче нефти; б – остаточная нефтенасыщенность после АСП заводнения для каждого из образцов колонки

– заводнения полимером в объеме 40% порового объема керновой колонки для вытеснения мобилизированной нефти и оторочки АСП из керна. В начале закачки полимера наблюдается добыча чистой нефти из нефтяного вала. В конце этапа нефть добывается в основном в виде эмульсии;

– постзаводнения – закачка модельной пластовой воды для поддержки давления при вытеснении закачанных химических реагентов из керна и образовавшихся водонефтяных эмульсий.

В данном эксперименте в результате заводнения раствором АСП было добыто свыше 75% нефти, оставшейся после заводнения, и дополнительный КИН составил 40% от начальной нефтенасыщенности. Стоит также отметить, что потери ПАВ и кальцинирован-

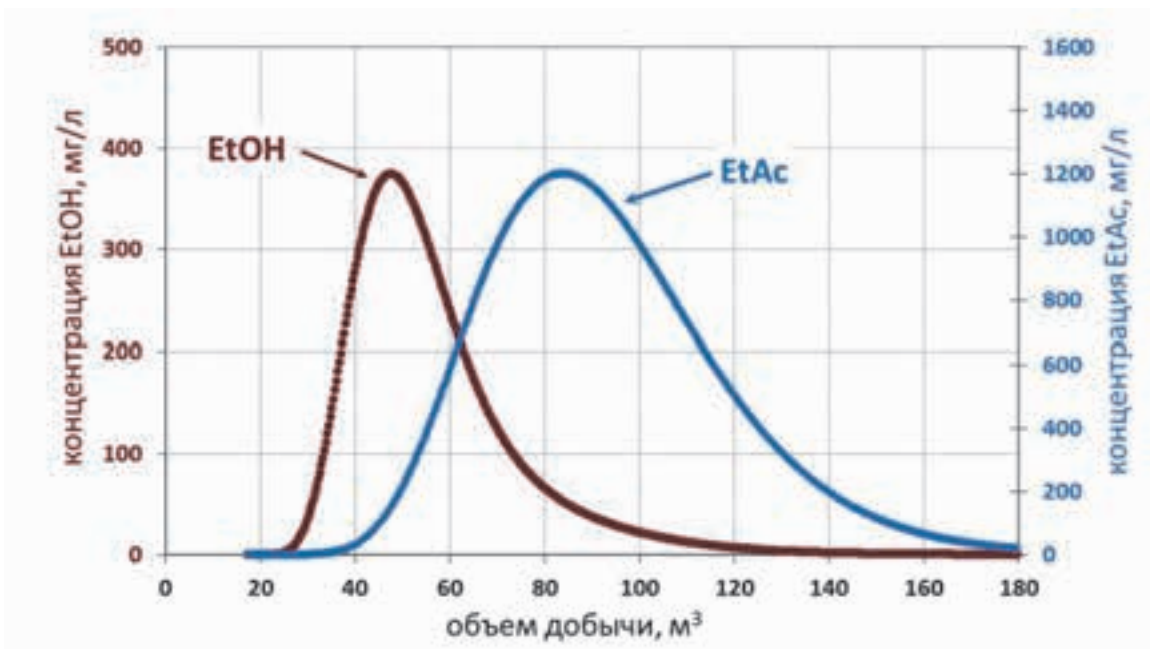
ной соды на керне месторождения значительно превзошли потери химических реагентов на керне обнажения, измеренные ранее. Большие потери ПАВ и соды объясняют увеличение остаточной нефтенасыщенности после заводнения АСП в образцах, расположенных ближе к концу колонки (*рис. 3б*).

На основании результатов таких лабораторных исследований было решено применить данную рецептуру АСП для проведения полевого испытания с маркерами на одной скважине.

Полевое испытание с маркерами

Целями полевого испытания с маркерами является измерение эффективности заводнения АСП и приемистости в полевых условиях, а также приобретение опыта работы с технологией АСП. Измерение эффективности АСП проводится путем сравнения остаточной нефтенасыщенности до и после заводнения

Рис. 4. Результаты идеального теста с маркерами



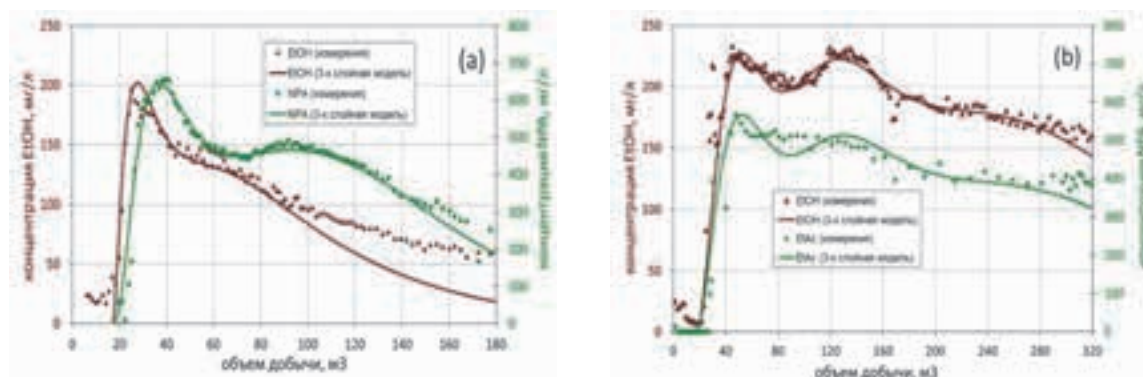


Рис. 5.
Результаты полевого испытания с маркерами: а – до закачки АСП; б – после закачки АСП

АСП в зоне, охваченной таким испытанием. Измерение остаточной нефтенасыщенности проводится при помощи хорошо известной и широко применяемой технологии закачки водных растворов, содержащих маркеры [9]. В качестве маркера использовался этилацетат (EtAc), который в ходе исследования распределился между неподвижной фазой (защемленная нефть в призабойной зоне нагнетательной скважины, охваченной заводнением АСП) и мобильной фазой (смесь пластовой и закачанной воды). При закачке водного раствора, содержащего этилацетат, такое распределение маркера в нефть замедляет скорость его проникновения в пласт. После закачки строго отмерянного объема такой оторочки нагнетательную скважину закрывают на несколько дней. В это время происходит дальнейшее распределение маркера между фазами и превращение маркера, оставшегося в водной фазе, в этанол (EtOH) в результате гидролиза. Этанол плохо растворяется в нефти и остается преимущественно в воде. После этого в скважину спускают насос и откачивают закачанную жидкость. В добытой жидкости проводят измерения концентраций EtAc и EtOH и по этим данным вычисляют усредненную остаточную нефтенасыщенность зоны, охваченной исследованием. В связи с тем, что этанол не растворяется в нефти, он извлекается раньше этилацетата, находящегося преимущественно в нефти. В идеальном случае измеренные концентрации, как функции объема добытой жидкости, представляют собой сдвинутые относительно друг друга колоколообразные кривые, как это показано на **рис. 4**.

Сдвиг между пиками кривых концентраций этанола и этилацетата представляет собой меру остаточной нефтенасыщенности: чем больше сдвиг между пиками кривых, тем больше остаточная нефтенасыщенность. В реальном случае на форму кривых, приведенных

на **рис. 4**, влияет множество факторов, таких как перетоки между пластами и перераспределение жидкостей при закрытии скважины, постоянный гидролиз этилацетата, смещение закачанной оторочки из-за влияния соседних скважин ППД, и т.д., что значительно усложняет интерпретацию результатов исследования и увеличивает погрешность интерпретации. Для лучшего отслеживания этилацетата в закачанную жидкость был также добавлен пропанол (NPA), который был использован как маркер этилацетата для последующей интерпретации данных (**рис. 5**).


Результаты полевых испытаний с маркерами на скважине Западно-Салымского месторождения предоставлены на **рис. 5**. Измерение остаточной нефтенасыщенности при помощи маркеров было проведено до (**рис. 5а**) и после (**рис. 5б**) закачки АСП. Измеренные концентрации маркеров использовали для интерпретации, как в аналитических, так и гидродинамических моделях. Разница в горизонтальной плоскости между пиками кривых концентраций EtOH и NPA (т.е. EtAc), наблюдаемая до закачки АСП, практически исчезла после такого заводнения. Из детального анализа этих данных был сделан вывод о том, что закачка АСП привела к уменьшению остаточной нефтенасыщенности с 23% (до АСП) до 2% (после АСП) в зоне, охваченной исследованием. Значительное уменьшение остаточной нефтенасыщенности подтвердило высокую эффективность рецептуры раствора АСП в полевых условиях.

На основании результатов этого исследования было принято решение использовать данную рецептуру при проведении полноценного пилотного проекта АСП.

Таким образом, подбор реагентов АСП для месторождения состоит из 4 этапов:

– 1 – скрининг, термическая и химическая стабильность;

– 2 – подбор активных ПАВ для достижения низкого поверхностного натяжения;
– 3 – оптимизация рецептуры АСП с использованием фильтрационных экспериментов на керне;

– 4 – проверка работы химического раствора АСП в полевых условиях.
Проведение этих этапов компания СПД успешно завершила за 4 года. 

Литература

1. Flaaten A.K. An Integrated Approach to Chemical EOR Opportunity Valuation: Technical, Economic, and Risk Considerations for Project Development Scenarios and Final Decision. PhD thesis (2012).
2. Liu S. Alkaline Surfactant Polymer Enhanced Oil Recovery Process. PhD thesis (2007).
3. Skripkin A.G., Kuznetsov I.A., Volokitin Y.E., Chmuzh I.V. Experimental studies of oil recovery after Alkali-Surfactant-Polymer (ASP) flooding with West Salym cores. SPE-162063 (2012).
4. Volokitin Y., Sakhibgareev R. Chemical and Analytical Work in Support of West Salym Field Enhanced Oil Recovery Project (ASP). SPE-162067 (2012).
5. Barnes J.R., Dirkzwager H., Smit J.R., Smit J.P., On A., Navarrete R.C., Ellison B.H., Buijse M.A. Application of Internal Olefin Sulfonates and Other Surfactants to EOR. Part 1: Structure - Performance Relationships for Selection at Different Reservoir Conditions. SPE-129766 (2010).
6. Buijse M.A., Prelicz R.M., Barnes J.R. & Cosmo C. Application of Internal Olefin Sulfonates and Other Surfactants to EOR. Part 2: The Design and Execution of an ASP Field Test. Society of Petroleum Engineers. SPE-129769 (2010).
7. Dijk H., Buijse M.A., Nieuwerf D.J., Weatherill A., Bouts M., Kassim A., Stoica F., Cosmo C. Salym Chemical EOR Project, Integration Leads the Way to Success. SPE-136328-RU (2010).
8. Karpan V.M., Volokitin Y.E., Shuster M.Y., Tigchelaar W., Chmuzh I.V., Koltsov I.N., Tkachev I.V., van Batenburg D.W., Faber M.J., Skripkin A. West Salym ASP pilot: Project Front-End Engineering. SPE-169157 (2014).
9. Tomich J.F., Dalton R.L., Deans H.A., Shallenberger L.K. Single-Well Tracer Method To Measure Residual Oil Saturation. SPE-3792 (1973).

UDC 622.276

Ya.E. Volokitin, Ph.D., head of the department of geology and mining Salym Petroleum Development N.V.¹,
y.volokitin@salympetroleum.ru

M.Yu. Shuster, ASP-project manager Salym Petroleum Development N.V.¹, Mikhail.M.Shuster@salympetroleum.ru

V.M. Karpan, Ph.D., development engineer Salym Petroleum Development N.V.¹, Volodimir.Karpan@salympetroleum.ru

I.N. Koltsov, chemical engineer Salym Petroleum Development N.V.¹, igor.koltsov@salympetroleum.ru

A.G. Skripkin, Ph.D., head of laboratory of physics of the reservoir JSC "TomskNIPIneft"², SkripkinAG@nipineft.tomsk.ru

1. 6th floor commercial and business center Novinsky, 31 Novinsky blvd., Moscow, 123242, Russia; 2. 72 Mira ave., Tomsk, 634027, Russia.

Laboratory and field tests of ASP flooding

Abstract. To enable implementation of ASP technology in West Salym a number of technical and nontechnical risks have to be resolved. SPD has applied complex approach that includes both laboratory and field tests and allows reducing the impact of such risks. Chemical formulation of ASP flooding was developed and tested in the due course of the laboratory experiments. After that ASP formulation was tested at field conditions in Single Well Chemical Tracer Test (SWCTT). Next and last step before the commercial ASP project is the ASP pilot.

Keywords: ASP flooding; surfactant selection; core experiments; field test with markers; pilot project

References

1. Flaaten A.K. An Integrated Approach to Chemical EOR Opportunity Valuation: Technical, Economic, and Risk Considerations for Project Development Scenarios and Final Decision. PhD thesis (2012).
2. Liu S. Alkaline Surfactant Polymer Enhanced Oil Recovery Process. PhD thesis (2007).
3. Skripkin A.G., Kuznetsov I.A., Volokitin Y.E., Chmuzh I.V. Experimental studies of oil recovery after Alkali-Surfactant-Polymer (ASP) flooding with West Salym cores. SPE-162063 (2012).
4. Volokitin Y., Sakhibgareev R. Chemical and Analytical Work in Support of West Salym Field Enhanced Oil Recovery Project (ASP). SPE-162067 (2012).
5. Barnes J.R., Dirkzwager H., Smit J.R., Smit J.P., On A., Navarrete R.C., Ellison B.H., Buijse M.A. Application of Internal Olefin Sulfonates and Other Surfactants to EOR. Part 1: Structure - Performance Relationships for Selection at Different Reservoir Conditions. SPE-129766 (2010).
6. Buijse M.A., Prelicz R.M., Barnes J.R. & Cosmo C. Application of Internal Olefin Sulfonates and Other Surfactants to EOR. Part 2: The Design and Execution of an ASP Field Test. Society of Petroleum Engineers. SPE-129769 (2010).
7. Dijk H., Buijse M.A., Nieuwerf D.J., Weatherill A., Bouts M., Kassim A., Stoica F., Cosmo C. Salym Chemical EOR Project, Integration Leads the Way to Success. SPE-136328-RU (2010).
8. Karpan V.M., Volokitin Y.E., Shuster M.Y., Tigchelaar W., Chmuzh I.V., Koltsov I.N., Tkachev I.V., van Batenburg D.W., Faber M.J., Skripkin A. West Salym ASP pilot: Project Front-End Engineering. SPE-169157 (2014).
9. Tomich J.F., Dalton R.L., Deans H.A., Shallenberger L.K. Single-Well Tracer Method To Measure Residual Oil Saturation. SPE-3792 (1973).