



Лабораторные и полевые испытания заводнения АСП

Laboratory and Field Tests for an ASP Flooding Project

Я. Е. Волокитин, М.Ю. Шустер, В.М. Карпан,
И.Н. Кольцов (Салым Петролеум Девелопмент Н.В.) , А.Г. Скрипкин

Вступление

В связи с тем, что технология АСП основана на применении дорогих химических реагентов, компанией «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД) применяется комплексный подход к внедрению технологии с постепенным снятием рисков. Развитие проекта АСП для Западно-Салымского месторождения

Y.E. Volokitin, M.Y. Shuster, V.M. Karpan,
I.N. Koltsov (Salym Petroleum Development N.V.), A.G. Skripkin

Introduction

ASP projects involve the use of expensive chemicals, so Salym Petroleum Development (SPD) has taken a holistic approach to gradually de-risk the technology. The evolution of the ASP project at the West Salym field is shown in [Figure 1](#). The first stages relied on extensive laboratory tests to select the right surfactant

показано на **Рисунке 1**. Первые три этапа, состоящие из лабораторных исследований - подбора ПАВ, экспериментов на керне и полевого испытания 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. В данной статье 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

and perform core experiments to find the best ASP formulation. These were followed by a field tracer test. These three stages completed, SPD has started a field pilot test of the ASP technology.

Selection of Surfactant

The initial stage of the project involved extensive laboratory tests to define the composition of the ASP solution that would work efficiently in the conditions of the West Salym field. This article will only focus on the key processes used in the tests, with more detailed information available in other sources [1-4].

The first stage focused on the selection of the surfactant and polymers that would have chemical and physical stability in the reservoir conditions. West Siberian oil fields are characterized by relatively high temperatures and low water salinity, which emphasizes the need for long laboratory tests of temperature stability of the surfactant and polymer. In such experiments, test tubes with a water solution of the chemical (surfactant, polymer and others) were put in a heater for a period of from several weeks to several months, after which the chemicals were tested for the stability of their physical and chemical properties.



Рисунок 1. Вехи развития проекта АСП для Западно-Салымского месторождения
Figure 1. West Salym ASP project milestones

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, по истечению которого 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 Рисунке 2. В тестах на фазовое поведение наилучшую активность с нашей нефтью продемонстрировали ПАВ из ряда внутренних олефин сульфонатов (ВОС), имеющих большой молекулярный вес [5-7]. Серьезным недостатком таких ПАВ является их плохая растворимость в воде, как это и показано на Рисунке 1, 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

In certain cases, the manufacturer provides information on the stability of the chemicals they produce, which considerably accelerates the initial selection process.

The first stage of the tests was followed by solubility tests of various ASP components (especially the surfactant) and phase behavior experiments to determine whether the ASP solution would be capable of forming micro emulsions with oil. In the first type of tests, the chemicals were mixed with a salt solution and held at the reservoir temperature. In the phase behavior tests, degassed crude from the field was added to the test tube. The typical results of these tests are shown in Figure 2. Internal olefin sulfonates (IOS) with high molecular weight were the best surfactant performers in the phase behavior tests [5-7]. However, they have a major disadvantage of low water solubility, which is shown in left-hand picture in Figure 2, where a layer of undissolved surfactant is clearly visible. Solvent isobutanol was added to the surfactant solution to improve solubility.

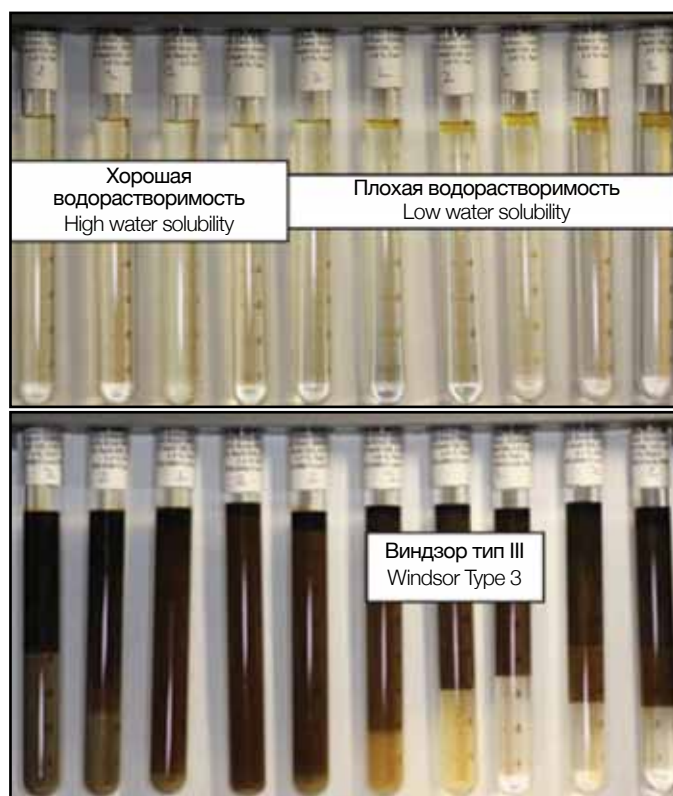


Рисунок 2. Результаты тестов на водорастворимость (слева) и фазовое поведение (справа) для условий Западно-Салымского месторождения

Figure 2. Tests of water solubility (left) and phase behavior (right) for West Salym

The addition of isobutanol considerably improved the stability of the ASP solution at the reservoir temperature. However, phase separation can take place earlier, in the surface equipment used to prepare the ASP mix,



РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ САММИТ ТРАНСПОРТИРОВКА, ХРАНЕНИЕ, ТРЕЙДИНГ

13 Ноября, Москва, Lotte Hotel

Организатор:

BUSINESS DYNAMICS



При поддержке

Национальная
Ассоциация
нефтегазового
сервиса



Тел.: +7 812 389 2584

Тел.: +7 499 346 6967

E-mail: info@bamics.com

www.midstreamsummit.ru

Проницаемость колонки	50 мД
Column permeability	50 mD
Концентрации компонентов раствора АСП	0.7% ПАВ, 2% кальц. соды, 0.3% полимера
Concentrations of ASP solution components	0.7% surfactant, 2% sodium carbonate, 0.3% polymer
Объем оторочки АСП	40% порового объема колонки
Injected volume of the ASP slug	40% of the pore volume
Концентрация компонентов полимерной оторочки	0.3% полимера
Concentration of components in the polymer drive	0.3% polymer
Объем полимерной оторочки	40% порового объема колонки
Injected volume of the polymer drive	40% of the pore volume
Остаточная нефтенасыщенность после заводнения	33%
Residual oil saturation after the waterflood	33%
Остаточная нефтенасыщенность после заводнения АСП	8-9%
Residual oil saturation after the ASP flood	8-9%
Дополнительный КИН	40%
Incremental recovery	40%
Потери ПАВ	0.3 мг/г керн
Surfactant retention	0.3 mg per gram of core
Потери соды	0.4 мг/г керн
Sodium consumption	0.4 mg per gram of core

Таблица 1. Основные параметры и результаты фильтрационного эксперимента АСП

Table 1. Key parameters and results of the ASP flow experiment

одного из таких экспериментов показаны в [Таблице 1](#) и [Рисунке 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 керн. 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% (см. [Рисунок 3а](#));
- » Заводнения полимером в объеме 40% порового объема керновой колонки для вытеснения мобилизированной нефти и оторочки АСП из керн. В начале закачки полимера наблюдается добыча чистой нефти из нефтяного вала. В конце этапа

which operates at lower temperatures. Therefore, an additional test was taken to check the water solubility of the ASP components at temperatures below the reservoir temperature [8].

Core Experiments

Flow experiments on the cores taken from the field formed the next and extremely important stage in the whole process. This stage required a lot of specialized chemicals and highly qualified personnel, which made the process more complicated as compared with the traditional core flooding experiments. SPD together with the Tomsk-based research company TomskNIPI-Neft performed several dozen core experiments to optimize the ASP formulation. The main parameters and results of such experiments are shown in [Table 1](#) and [Figure 3](#).

The experiment involved the following flooding sequence to achieve maximum recovery:

- » Traditional waterflood with the injection of model formation water. This stage continued until a maximum amount of mobile oil could be displaced from the core. In this experiment, residual oil saturation post the waterflood was 33%;
- » Injection of ASP in the amount of 40% of pore volume



Make an **Impression**

With unrivalled upstream technical articles, executive interviews and the latest case studies. Industry leading online marketing with e-magazine, archived back issues, buyers guides and weekly newsletters



ROGTEC has your marketing needs covered!

нефть добывается в основном в виде эмульсии;

- » Постзаводнения – закачка модельной пластовой воды для поддержки давления при вытеснении закачанных химических реагентов из керна и образовавшихся водо-нефтяных эмульсий.

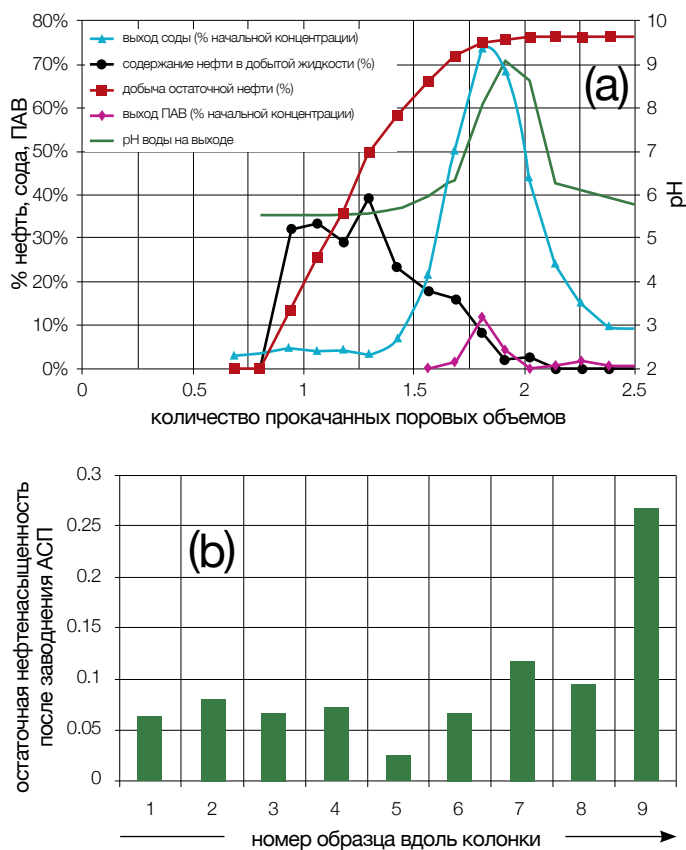


Рисунок 3. Результаты эксперимента по заводнению АСП на керне. Результаты по добыче нефти показаны слева (a) и остаточная нефтенасыщенность после АСП заводнения для каждого из образцов колонки показаны справа (b).

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 кальцинированной соды на керне месторождения значительно превосходили потери химических реагентов на керне обнажения, измеренные ранее. Большие потери ПАВ с соды объясняют увеличение остаточной нефтенасыщенности после заводнения АСП в образцах, расположенных ближе к концу колонки (смотри Рисунок 3b).

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

of the column. When injected into the core, the ASP solution mobilizes trapped oil, which forms an oil bank. At exit from the column, oil in the oil bank accounts for 30-40% of the effluent volume (See Fig. 3a);

- » Polymer flooding in the amount of 40% of the pore volume of the core column to displace mobilized oil and ASP slug from the core. At the start of the polymer drive, pure oil was produced from the oil bank. At the end of this stage, oil was produced mostly in the form of an emulsion;
- » After flooding – the injection of model formation water to maintain pressure, after the injected chemicals and water-oil emulsions were displaced from the core.

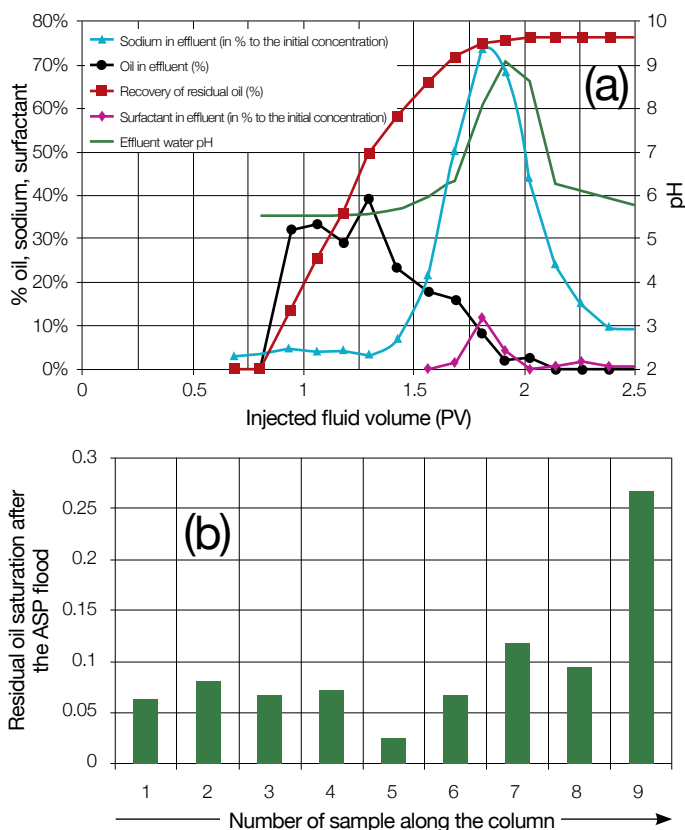


Figure 3. The results of the ASP flood of core. The oil production results are shown left (a), and the residual oil saturation for each of the column samples is shown right (b).

In this experiment, the ASP flood recovered more than 75% of the oil left behind after the waterflood, and the incremental recovery was 40% from the initial oil saturation. Notably, the consumption of surfactant and sodium carbonate in the core taken from the field was much higher than the consumption of these chemicals observed in previous experiments. The considerable loss of the surfactant and sodium account for a marked increase in residual oil saturation after the ASP flood in samples located closer to the end of the column (See Fig. 3b).

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 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 распределяется между неподвижной фазой (защемленная нефть в призабойной зоне нагнетательной скважины, охваченной заводнением АСП) и мобильной фазой (смесью пластовой и закачанной вод). 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 измерение концентраций как функция объема добытой жидкости представляет собой сдвинутые относительно друг друга колоколообразные кривые, как это и показано на Рисунке 4.

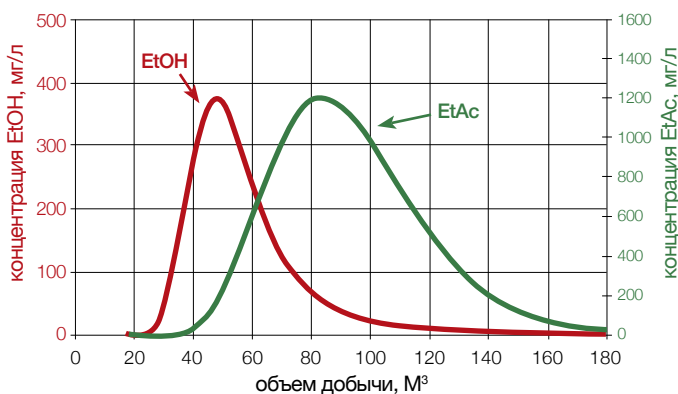


Рисунок 4. Результаты идеального теста с маркерами

On the results of these lab tests, a decision was taken to try out this ASP formulation in a field single well tracer test.

Field Single Well Tracer Test

The objective of the field tracer test was to measure injectivity and the efficiency of the ASP flood in field conditions, and acquire practical experience of using the ASP technology. The efficiency of the ASP flood is measured by comparing the residual oil saturation before and after the ASP flood over an area covered by such a flood. A well-known and broadly used method of injecting water solutions of tracer chemicals was used to measure the residual oil saturation [9]. Ethyl acetate (EtAc) is used as the tracer, which distributes between the static phase (trapped oil around the ASP-flooded bottomhole of an injection well) and mobile phase (a mixture of connate and injected water). As the EtAc water solution is injected, some of the tracer chemical stays in oil, which lowers the velocity at which it travels into the formation. After a strictly controlled volume of such tracer bank is injected, the well is shut in for several days. During this time, the tracer continues to be distributed between the phases, and that part which remains in water hydrolyzes to form ethanol (EtOH). For all practical purposes, ethanol is not soluble in oil and stays in water. After that, a pump is run in the well to recover the previously injected liquid. EtAc and EtOH concentrations are then measured in the recovered fluid, and the data is used to calculate average residual oil saturation in the area covered by the test. Since ethanol does not dissolve in oil, it is recovered earlier than the ethyl acetate, which stays mainly in oil. In an ideal case, the change in concentrations as the function of the volume of produced liquid would form 2 curves, which follow one another as shown in Figure 4.

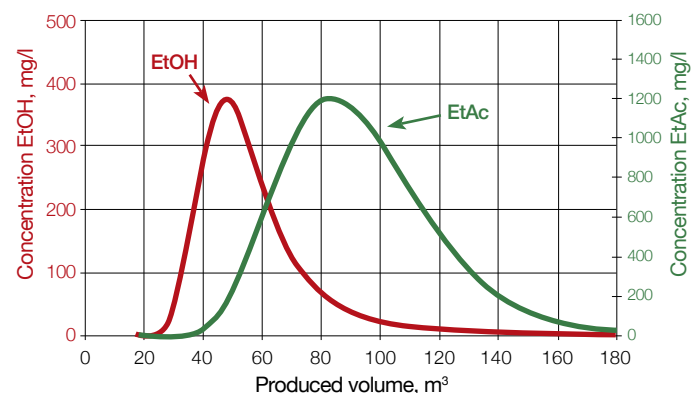


Figure 4. The results of an ideal tracer test

The distance between the peaks in the concentration profiles for ethanol and ethyl acetate is used to determine the residual oil saturation: the bigger the distance, the higher the residual oil saturation. In real

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 же случае на форму кривых, приведенных на Рисунке 4, влияет множество факторов, таких как перетоки между пластами и перераспределение жидкостей при закрытии скважины, постоянный гидролиз этилацетата, смещение закаченных оторочек 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 (смотрите Рисунок 5). Результаты полевых испытаний с маркерами на

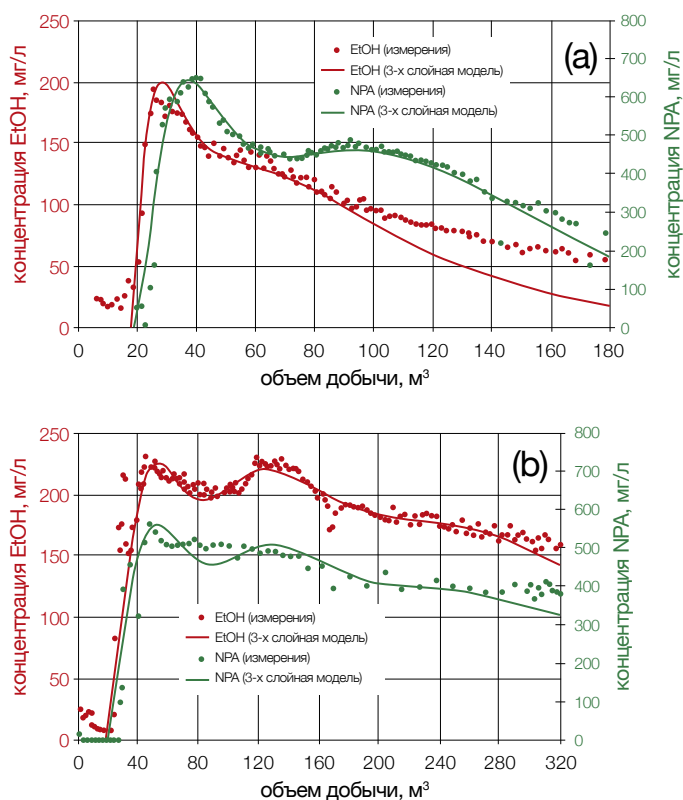


Figure 5. Results of the field tracer test before ASP injection (a) and after ASP injection (b)

скважине Западно-Салымского месторождения представлены Рисунке 5. Измерение остаточной нефтенасыщенности при помощи маркеров было проведено до (Рисунок 5а) и после закачки АСП (Рисунок 5б). 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

life, though, the curves shown in Fig. 4 will be affected by many factors, including cross-flows between formations, the dispersion of liquid during shut-in, continuous hydrolysis of ethyl acetate, the movement of injected slug under the influence of neighboring injection wells, and others, which makes interpretation much more challenging and contributes to interpretation error. To better trace the ethyl acetate, propanol (NPA) was also added to the injected liquid, which was used as the ethyl acetate tracer for further data interpretation (See Fig. 5).

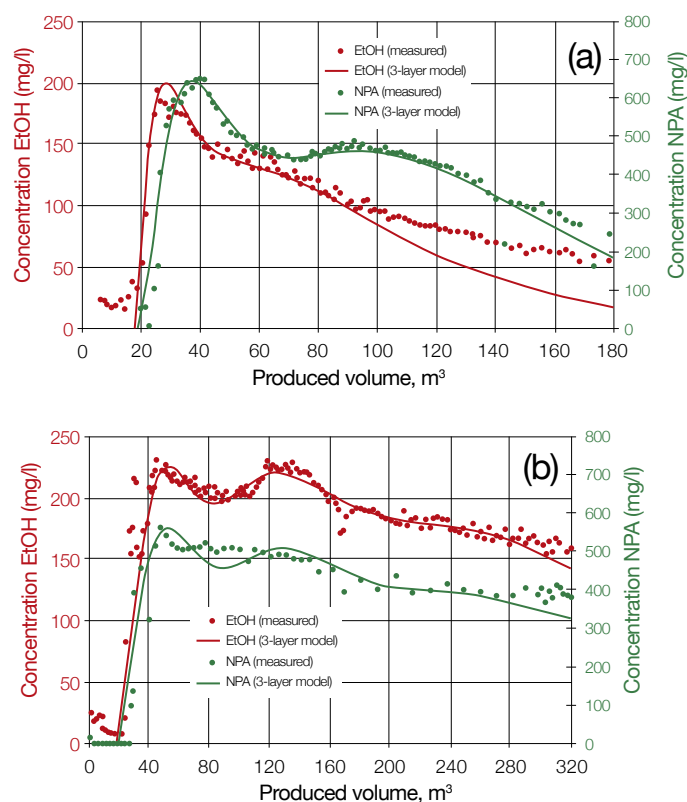


Рисунок 5. Результаты полевого испытания с маркерами до закачки АСП (а) и после закачки АСП (б)

Figure 5 shows the results of the field tracer test in a West Salym field well. Tracers were used to measure residual oil saturation before (Figure 5a) and after the injection of ASP (Figure 5b). The measured tracer concentrations were interpreted using both analytical and hydrodynamic models. The horizontal distance between the peaks of concentration profiles of EtOH and NPA (i.e. EtAc), which was clearly visible before the injection of ASP, almost totally disappeared after the ASP flood. Detailed analysis of the data showed that the residual oil saturation went down from 23% before the ASP flood to 2% after the flood in the area covered by the test. Considerable reduction of residual oil saturation showed the efficiency of the selected ASP formulation in field conditions.

детального анализа этих данных был сделан вывод, 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-х 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, и 4) проверка работы химического раствора АСП в полевых условиях. СПД успешно провела данные этапы 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)

The results of the test formed the basis for a decision to use the formulation in a pattern pilot test of the ASP technology.

Therefore, the process of selecting ASP components consists of 4 stages: 1) screening, thermal and chemical stability, 2) selection of active surfactant to achieve low interfacial tension, 3) optimization of the ASP formulation through flow experiments on core, and 4) test of the ASP solution effectiveness in field conditions. It took SPD 4 years to successfully complete all these stages.

Literature

- [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)

