Методы Увеличения Нефтеотдачи и технология АСП

Enhanced Oil Recovery Methods and ASP Technology

Я. Е. Волокитин, М.Ю. Шустер, В.М. Карпан,
“Салым Петролеум Девелопмент Н.В.”

Устойчивое развитие мирового производства энергоресурсов требует более эффективного использования традиционных запасов нефти. Одним из способов решения этой проблемы являются разного рода усовершенствованные методы разработки (УМР), направленные как на улучшение традиционных методов (например, заводнение ППД)

Yakov Volokitin, Mikhail Shuster, Volodimir Karpan,
Salym Petroleum Development N.V.

A steady growth in global energy demand requires more efficient production of traditional reserves. One way to address this challenge is to employ improved oil recovery (IOR) methods, which improve the existing recovery techniques (e.g. waterflooding) and apply new oil recovery methods. The latter are referred to as enhanced oil recovery (EOR) methods and are the focus of this article.

так и на применение новых технологий воздействия на пласт. Наиболее технологичной частью УМР являются методы увеличения нефтеодачи (МУН) являющиеся основным предметом обсуждения данной статьи.

Значение УМР/МУН сложно переоценить, особенно если принять во внимание то, что существенная часть больших месторождений, ответственных за рост добычи в прошлом, находится на поздних стадиях разработки с падением добычи в среднем около 5% в год [1]. К тому же перспективных районов для геологической разведки становиться все меньше, что заставляет компании вести разведку более труднодоступных и/или глубоководных залежей. В последнее время рост извлекаемых запасов также поддерживался благодаря прорывам в технологиях строительства и освоения скважин, позволившим экономическую разработку

The importance of IOR/EOR can hardly be overestimated considering that a large proportion of major fields are in the mature stage of development, showing an annual average production decline of 5% per year [1]. Besides, the task of finding new reserves becomes more challenging, pushing exploration activities into hard-to-access and/or deepwater areas. Recent increase of recoverable reserves has been driven by technological breakthroughs in well drilling and completion enabling commercial production of unconventional oil, including shale oil and heavy oil (bitumen). However, the development of hard-to-recover and unconventional reserves entails additional risks, which considerably increase unit production costs (See Figure 1).

Currently, most of the oil is produced from the fields discovered around a quarter of a century ago.

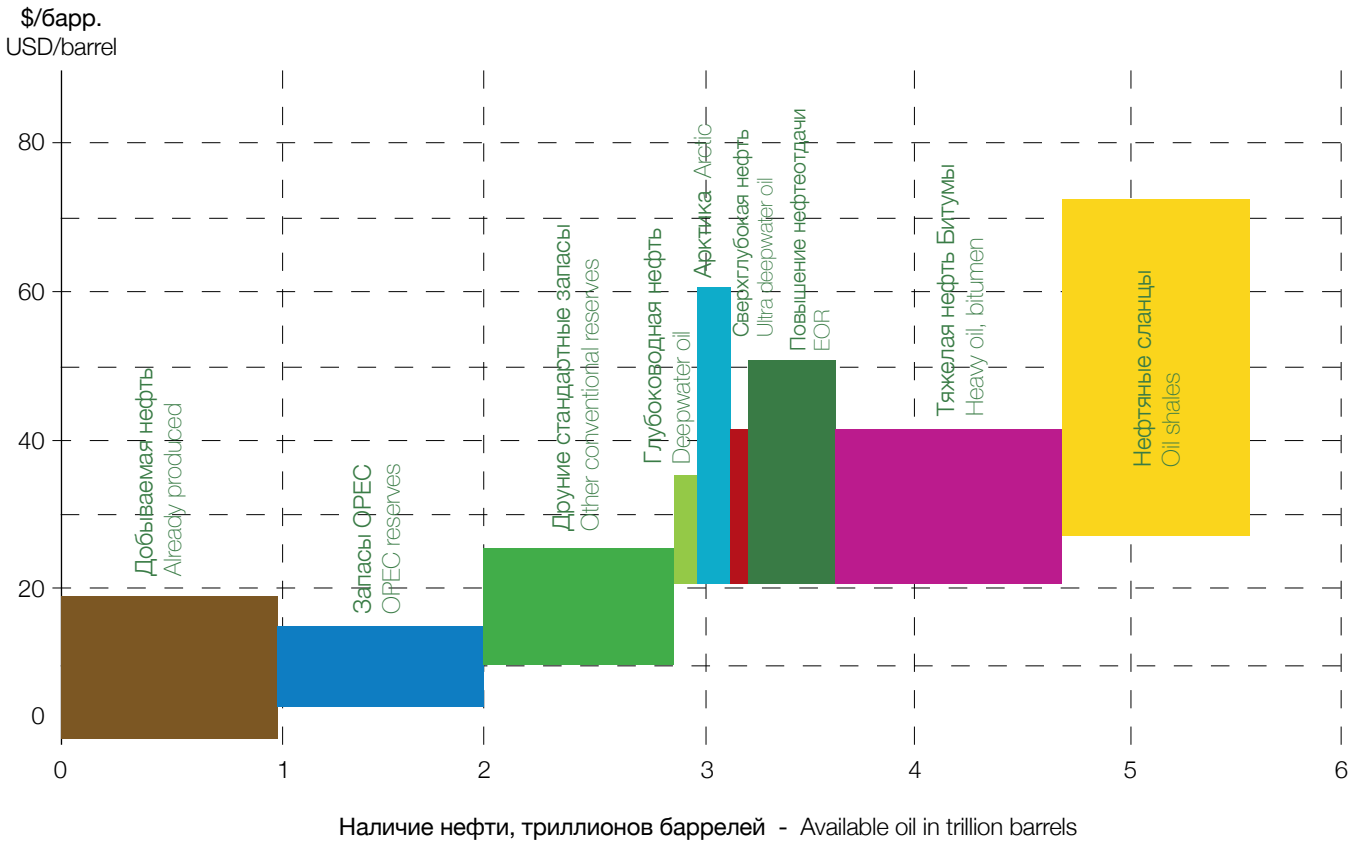


Рисунок 1. График себестоимости добычи нефти [1] Figure 1. Production cost of oil [1]

нетрадиционных залежей нефти, таких как, нефтяные сланцы и залежи тяжелой нефти (битумов). Разработка как труднодоступных так и нетрадиционных залежей сопряжена с дополнительными рисками, значительно увеличивающими себестоимость такой нефти (смотри Рисунок 1).

На данный момент большая часть добываемой нефти, извлекается из месторождений открытых четверть века назад. Ожидаемый средний коэффициент

The estimated averaged ultimate recovery from these fields is about 35% which means that almost 2/3 of oil will be left behind. Studies indicate that that just a 1% increase in global recovery would raise recoverable reserves by 88 billion barrels, which is equivalent to three years of annual production at today's level [2]. Another important consideration is that these mature fields are well studied from the geological perspective and have well-developed infrastructure, which reduces the risks associated with the production of additional reserves through the implementation

извлечения нефти (КИН) таких месторождений не превысит 35%, что означает, что почти 2/3 нефти в пласте могут остаться не извлечёнными. Согласно данным, рост КИН всего на 1% позволит увеличить мировые извлекаемые запасы на 88 миллиардов баррелей, что эквивалентно трехлетней мировой добыче при текущем уровне отбора [2]. Также важно отметить, что увеличение извлекаемых запасов через внедрение технологий УМР/МУН не сопряжено со значительными рисками, так как геология зрелых месторождений уже хорошо изучена и к тому же зрелые месторождения имеют развитую инфраструктуру.

Методы Увеличения Нефтеотдачи

В этой статье под МУН подразумевают процесс добычи нефти посредством закачки в коллектор существенного количества (проценты от порового объема коллектора) веществ, которые там не

of the IOR/EOR technologies.

Enhanced Oil Recovery

In this article we qualify the EOR method as an oil recovery process that involves the injection into the formation of a considerable amount of fluid (in proportion to the porous volume of a reservoir) that was not present in the reservoir originally [3]. This implies changing the whole development process. Such activities as near wellbore treatment (i.e. gel injection to isolate the high permeability interval) would not qualify as EOR, because of the small quantities of the fluid involved in the operation. The EOR methods are often referred to as tertiary recovery methods, although, by definition, they may actually be used at any point in the life of a field development. EOR methods are much more likely to be applied at later stages of field development, when traditional recovery methods no longer perform and most geological risks have been removed, which explains association of EOR with tertiary recovery.

Тепловые - Thermal

Закачка тепла в коллектор как правило в виде пара.

- Тепло уменьшает вязкость нефти повышая ее мобильность
- Основные методы:
  Циклическая закачка пара;
  Закачка пара в ячейке;
  Гравитацинное дренирование пи помощи пара (SAGD).

Heating up the reservoir, usually by injecting steam

- Heat reduces the viscosity of oil and increases its mobility
- Common methods:
  Cyclic steam stimulation
  Steam flooding
  Steam assisted gravity drainage (SAGD)

Газовые - Gas

Зкачка газа (природного, CO2, азота) в коллектор.

- Улучшает процесс вытеснения нефти При определенных условиях газ смешивается с нефтью делая ее более мобильной.
- Поддерживает энергию пласта, например грацитационным дренированием при помощи газа (GOGD).

Injecting gas into the reservoir (natural gas, CO_2 or nitrogen)

- Improves the oil sweep. In certain conditions, gas will mix with oil, making it more mobile.
- Maintains the resevoir energy, eg. gas oil gravity drainage (GOGD)

Химические - Chemical

Закачка в коллектор водного раствора химических реагентов (полимер, ПАВ, сода и их комбинаций).

- Улучшает вытестение нефти за счет увеличения вязкости вытесняющей жидкости (полимер) и/или понижения поверхностного натяжения (ПАВ и/ или сода). (GOGD).

Injecting of water-based chemical solution into the reservoir (polymer, surfactant, alkali, or a combination thereof).

- Improves oil sweep by increasing the viscosity of the injected fluid (polymer) and/or reducing interfacial tension (surfactant and/or alkali)

Другие Other

- Заводнение низко-минерализованной водой для повышения нефтеотдачи.
- Микробиологическое: закачка в коллектор микроорганизмов или питательных веществ для микроорганизмов, уже находящихся в коллекторе для снижения поверхностного натяжения.
- Flooding with low-salinity water to enhance oil recovery.
- Microbiological: injecting microorganisms or nutrients to stimulate indigenous microorganisms, which help reduce interfacial tension.

Рисунок 2. Типы МУН - Figure 2. EOR types

N-G-K.ru
Нам 10 лет!

Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков в отеле InterContinental Moscow Tverskaya

14 октября 2015

НЕФТЕГАЗСЕРВИС
Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

8 декабря 2015

НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ
Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают «Газпром нефть», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Газфлот» и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

17 марта 2016

НЕФТЕГАЗСНАБ
Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

24 мая 2016

НЕФТЕГАЗСТРОЙ
Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских EPC-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

Сентябрь 2016

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА
Модернизация переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

Новые встречи – новые возможности! **n-g-k.ru**

присутствовали до начала разработки [3]. Важно также уточнить, что речь идет об изменении системы разработки. Таким образом, обработка призабойной зоны скважин (например, закачка геля для изоляции высокопроницаемого интервала) не предусматривающая закачку значительного количества таких веществ, не считается МУН. МУН также часто называют третичными методами нефтедобычи, хотя, по определению, применение МУН возможно на любом из этапов разработки месторождения. Часто встречаемая ассоциация МУН с третичными методами нефтедобычи вызвана наиболее высокой вероятностью внедрения таких технологий на более поздних стадиях разработки, когда традиционные методы себя уже исчерпали и большинство геологических рисков снято.

Большинство технологий МУН могут быть разделены на три категории: тепловые, химические или газовые (смотрите Рисунок 2). Некоторые из методов, такие как термо-газовый метод или закачка пены, могут быть отнесены сразу к нескольким категориям. Тепловые методы предусматривают ввод в пласт энергии в виде тепла (в основном в виде пара) для уменьшения вязкости нефти что содействует ее передвижению в направлении добывающей скважины. В случае же с газовыми методами, в пласт закачивается газ (природный, азот или CO2) для увеличения эффективности вытеснения нефти. В зависимости от условий взаимодействия закачиваемого газа с нефтью такой процесс может привести как к смешиванию газа с нефтью, так и к сосуществованию двух несмешивающихся фаз (нефти и газа) в пласте. Эффективность процесса вытеснения в случае смешивающегося газа выше. Смешивание газа с нефтью идентично смешиванию жидких растворителей с нефтью. Закачку жидких растворителей можно выделить в новый класс с широкой областью применения (смотрите Рисунок 3).

Компания «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД) – совместное предприятие, акционерами которого на паритетных началах являются компании «Шелл» и «Газпром нефть». С 2003 года СПД ведет освоение Салымской группы нефтяных месторождений (Западно-Салымское, Верхнесалымское и Ваделыпское) в Западной Сибири. За годы реализации Салымского проекта СПД пробурила более 1000 скважин и добыла более 60 млн тонн нефти. Салымский проект входит в число самых крупных проектов с участием иностранного капитала в нефтедобывающей отрасли России. Суммарный объем инвестиций в Салымский проект составляет более 1,5 млрд долларов.

Salym Petroleum Development N.V. (SPD) is a 50:50 Joint Venture of Shell and Gazprom Neft. Since 2003 SPD has been developing the Salym group of oilfields (West Salym, Upper Salym and Vadelyp), which are located in the Khanty-Mansi Autonomous Okrug in Western Siberia. The Salym project is one of the largest investment projects with foreign participation in the Russian oil industry. Since its start SPD has drilled over 1000 wells and produced more than 60 million tons of oil.

Most of the EOR methods may be classified into three types: thermal, chemical and gas (See Fig. 2). Some methods, such as the High Pressure Air Injection and foam injection, may fall within several categories at the same time. Thermal methods involve the introduction of energy into the formation (most commonly, in the form of steam) to reduce oil viscosity and facilitating its production. Gas methods involve the injection of gas (natural gas, nitrogen or CO2) to improve the oil sweep. Depending on the interaction between injected gas and oil, the process may result in an oil/gas mix (miscible condition) or coexistence of two distinct phases (oil and gas) in the formation (immiscible condition). The efficiency of the sweep process in case of miscible gas injection is higher than that of immiscible gas injection. Miscibility of gas with oil is identical to that of liquid solvents. Liquid solvent injection qualifies as a separate EOR type and can be applied in a broad range of conditions (See Fig. 3). Chemical EOR methods (cEOR) involve the injection of a water-based solution of chemicals into the formation: a surfactant, polymer, alkali or their combination. Currently the most commonly implemented EOR technology is polymer flooding [4]. At the same time it is recognized that ASP flooding - injection of all three components: alkali, surfactant, and polymer (ASP) is the most promising cEOR technology. Injection of the ASP mixture improves the sweep efficiency, and mobilizes the oil trapped after the initial flood by reducing the interfacial tension between oil and water. The synergetic effect of these chemical and physical processes helps achieving a doubling of the oil recovery in comparison with that of polymer flooding. However, the technological complexity and the high surfactant costs have held back the implementation of the ASP technology.

EOR Screening

Screening is the starting stage in the selection of the right EOR technology for a field. In this article we will focus on high-level screening, whereby average formation

RDCR

Russian Drilling Contractors Roundtable

2016

4th Russian Drilling Contractors Roundtable

April 2016,
Kempinski Baltschug Hotel, Moscow

Russia´s leading event for drilling professionals

Over 200 high level delegates from Russia´s leading operators and drilling contractors

In-depth roundtable style discussions on latest regional drilling developments, technologies and services

Limited sponsorship opportunities

BOOK NOW!

www.rdcr.net

doug.robson@rogtecmagazine.com

+34 951 388 667

Химические МУН (хМУН) предусматривают закачку в пласт водного раствора химических реагентов, таких как: поверхностно активного вещества (ПАВ), полимера, соды и их комбинаций. На данный момент наиболее часто реализуемой технологией хМУН является полимерное заводнение [4]. В то же время наиболее перспективным методом хМУН является метод закачки в пласт водного раствора всех трех компонентов (Анионного ПАВ, Соды, и Полимера) – заводнение АСП. Закачка раствора АСП позволяет а) улучшить вытесняющую способность закачиваемой жидкости, и б) мобилизировать оставшуюся после заводнения нефть благодаря уменьшению поверхностного натяжения между нефтью и водой. Синергетический эффект таких физико-химических процессов позволяет удвоить объемы дополнительной добычи нефти по сравнению с полимерным заводнением. Широкому распространению технологии препятствует относительная технологическая сложность реализации заводнения АСП и высокая стоимость специализированных ПАВ.

Скрининг МУН

Начальный этап выбора технологии МУН для месторождения называют скринингом. В данной статье рассматривается только высокоуровневый скрининг предусматривающий сопоставление усредненных характеристик пласта с заранее установленными пределами применимости той или иной технологии МУН. Критерии выбора широко описаны в литературе, а также существуют коммерческие продукты для проведения таких работ [5]. Окончательное решение зависит от условий месторождения и опыта компании в применении технологий МУН. На Рисунке 3 проиллюстрирован подход к скринингу МУН проводимый в компании Шелл [2]. В данном случае при выборе МУН важная роль отведена глубине залегания коллектора и вязкости нефти. Существует также большое количество дополнительных параметров, которые необходимо учесть при скрининге. Так, например, в случае с газовыми МУН надо учесть проектное пластовое давление, а в случае же с химическими - свойства пластовой воды и тип коллектора (карбонаты или песчаники).

Основные свойства необходимые для скрининга МУН на Западно-Салымском месторождении приведены в Таблице 1. Вязкость Западно-Салымской нефти мала, что делает применение тепловых методов нецелесообразным. Закачка газа, будь то азота,

properties are compared against the limits, within which a particular EOR technology works. There is broad coverage of various screening approaches available in literature, and there are commercial products to perform this kind of work [5]. Final decision on EOR technology selection depends on the properties of the field that company operates, and the operator's experience with a particular technology. Figure 3 illustrates the approach used by Shell to screen EOR technologies [2]. In this particular case the screening focuses on the depth of the reservoir and oil viscosity. In addition to these basic properties, many other parameters have to be analyzed in the selection process. In particular, in the case of gas EOR, the design formation pressure is an important

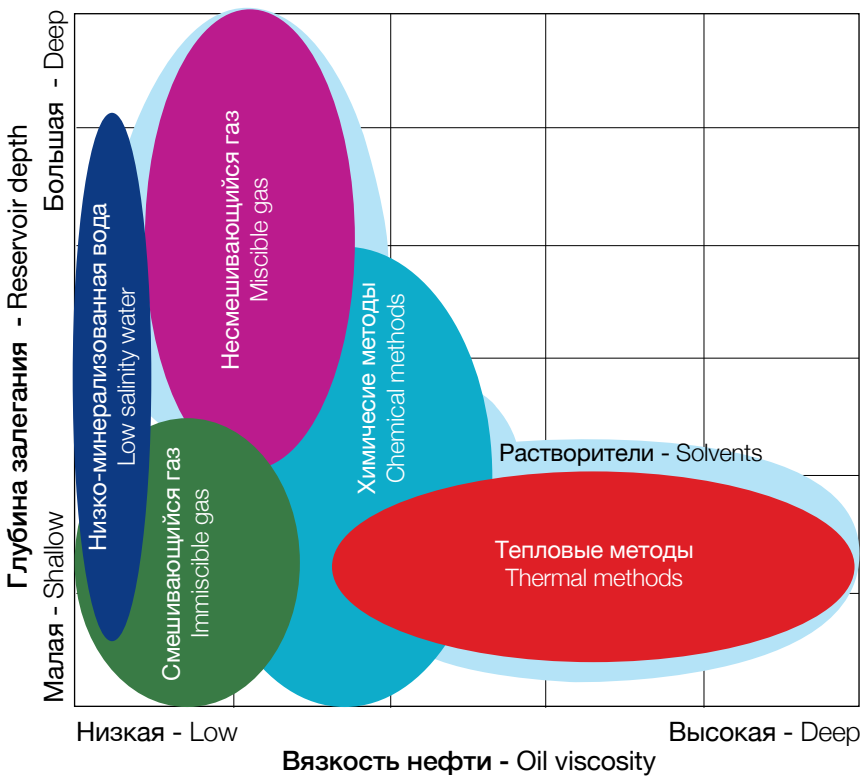


Рисунок 3. Пределы применимости технологий МУН
Figure 3. Applicable ranges for various EOR technologies

factor, and for chemical methods, the properties of formation water and type reservoir rock (carbonate or sandstone) play a major role.

The main properties of the West Salym field used in EOR screening are shown in Table 1. The viscosity of the oil in the field is low, which makes application of thermal EOR methods inefficient. The injection of gas, be it nitrogen, CO_2 or flue gas, should not results in large incremental oil production due to the immiscible gas-oil conditions. The injection of hydrocarbon gas, which is miscible with the oil at reservoir conditions is not possible due to the insufficient amount of associated gas. Moreover SPD monetizes almost 100% of it's associated gas.

CO2 или дымовых газов также неэффективна из-за невозможности достижения условий смешивания газа с нефтью при пластовом давлении и низкой эффективности от закачки газа в несмешивающихся условиях. Закачка углеводородного газа, смешивающегося с нефтью при пластовых условиях, нереализуема из-за отсутствия достаточного количества попутного газа. Кроме того добываемый попутный газ практически полностью монетизируется.

Свойства	Значения
Температура коллектора	83°C
Глубина залегания	2200 м
Начальное давление	225 бар
Кислотное число нефти	0.04 мг(KOH)/г
Вязкость нефти (в пластовых условиях)	2 мПа*с
Минерализация воды коллектора	15-19 г/л

Таблица 1. Свойства Западно-Салымского месторождения, используемые для скрининга МУН

Закачка низко-минерализованной воды (НМВ) может быть применена на Западно-Салымском месторождении (смотри Рисунок 2). Изучение этого метода для текущего состояния разработки месторождения показало, что реализация такой технологии на поздних стадиях разработки является экономически нецелесообразной из-за незначительной дополнительной добычи нефти на протяжении длительного периода высокой обводненности [6]. Компания СПД изучает возможность применения НМВ на участках, находящихся на более ранних стадиях разработки. Таким образом, остаются только химические МУН. Условия коллектора (температура и состав воды) находятся в пределах применимости таких методов. В то же время внедрение чистого полимерного заводнения на Западно-Салымском месторождении нецелесообразно из-за низкой эффективности такого заводнения на поздней стадии разработки и сравнительно низкой вязкости нефти. Таким образом, мы приходим к заключению, что заводнение АСП является наиболее оптимальной технологией МУН для Западно-Салымского месторождения.

Технология АСП заводнения

Технология АСП заводнения была разработана в начале 80-х в научно-исследовательском центре Беллейр (Bellaire Research Center) компанией Шелл в Хьюстоне [7]. Как уже упоминалось выше, в основе технологии стоит закачка водного раствора трех компонентов: Анионного ПАВ, Соды и Полимера. Анионный ПАВ снижает поверхностное натяжение между нефтью и водой, что позволяет

Property	Value
Reservoir temperature	83°C
Depth	2200 m
Initial pressure	225 bars
Acid number of oil	0.04 mg (KOH)/g
Oil viscosity (in reservoir conditions)	2 mPa*s
Salinity of reservoir water	15-19 g/l

Table 1. Properties of the West Salym field used for EOR screening purposes

The injection of low salinity water can potentially be applied in the West Salym field (see Figure 2). However, analysis has showed that the use of this technology in a mature field has marginal effect, with insignificant incremental oil production over a long period of time with high watercut [6]. SPD continues to consider this technology as an option for the reserves at early stages of development. Chemical EOR methods remain the only other possibility that complies with the reservoir properties (in particular, temperature and water composition). However, pure polymer flooding at West Salym would be less efficient, considering the maturity of the field and the relatively low oil viscosity. The screening process has resulted in the conclusion that ASP flooding would be the optimal EOR technology for West Salym.

ASP Flooding Technology

The ASP technique was developed in the early 1980's at Shell's Bellaire Research Center in Houston [7]. As stated earlier, it involves the injection of a water-based solution of three components: Alkali, Surfactant, and Polymer. The surfactant reduces the interfacial tension between oil and water, which helps mobilizing oil that would normally remain trapped in the formation rock. Alkali serves two purposes. The first one is to reduce the adsorption (or loss) of the expensive surfactant in the formation. After injection into the formation, alkali reacts with the reservoir rock and increases its negative charge that leads to reduction of surfactant adsorption. The second function of alkali is the hydrolysis of naturally-occurring acids in the crude oil to form additional volumes of surfactant in the reservoir. However, West Salym crude has insignificant amount of acids (See Table 1), which means that alkaline is used to prevent the adsorption of the surfactant. Polymer is added to the injected chemical mixture to increase its viscosity, which improves the sweep of crude mobilized by the surfactant. The traditional ASP flooding process consists of the following stages (See Figure 4):

» Pre-flush. Water of specified salinity is injected into the reservoir to influence the salinity of reservoir water, which would minimize the loss of surfactant during the ASP flooding and/or reduce the risk of salt precipitation when the formation water reacts with the ASP solution;

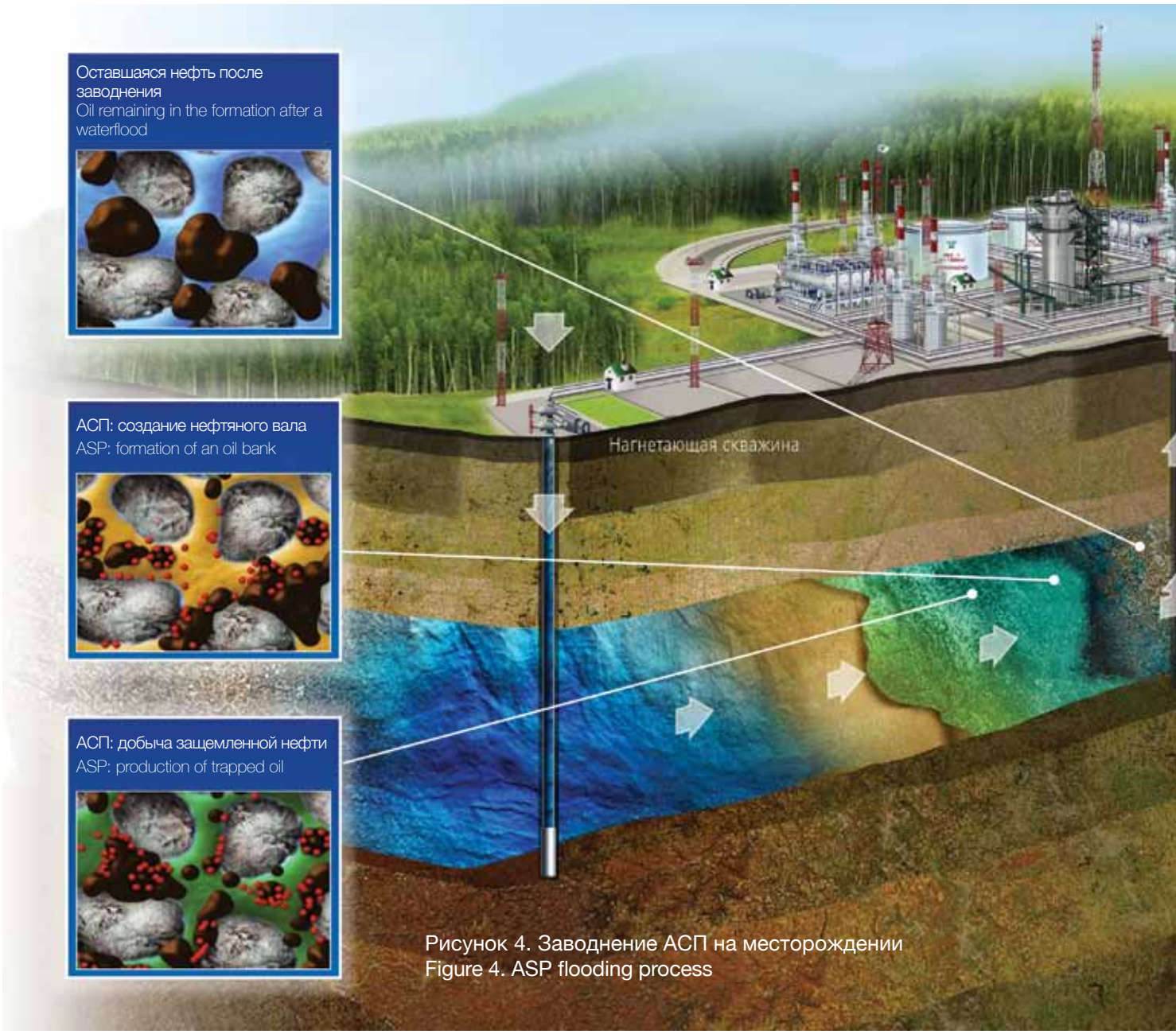


Рисунок 4. Заводнение АСП на месторождении
Figure 4. ASP flooding process

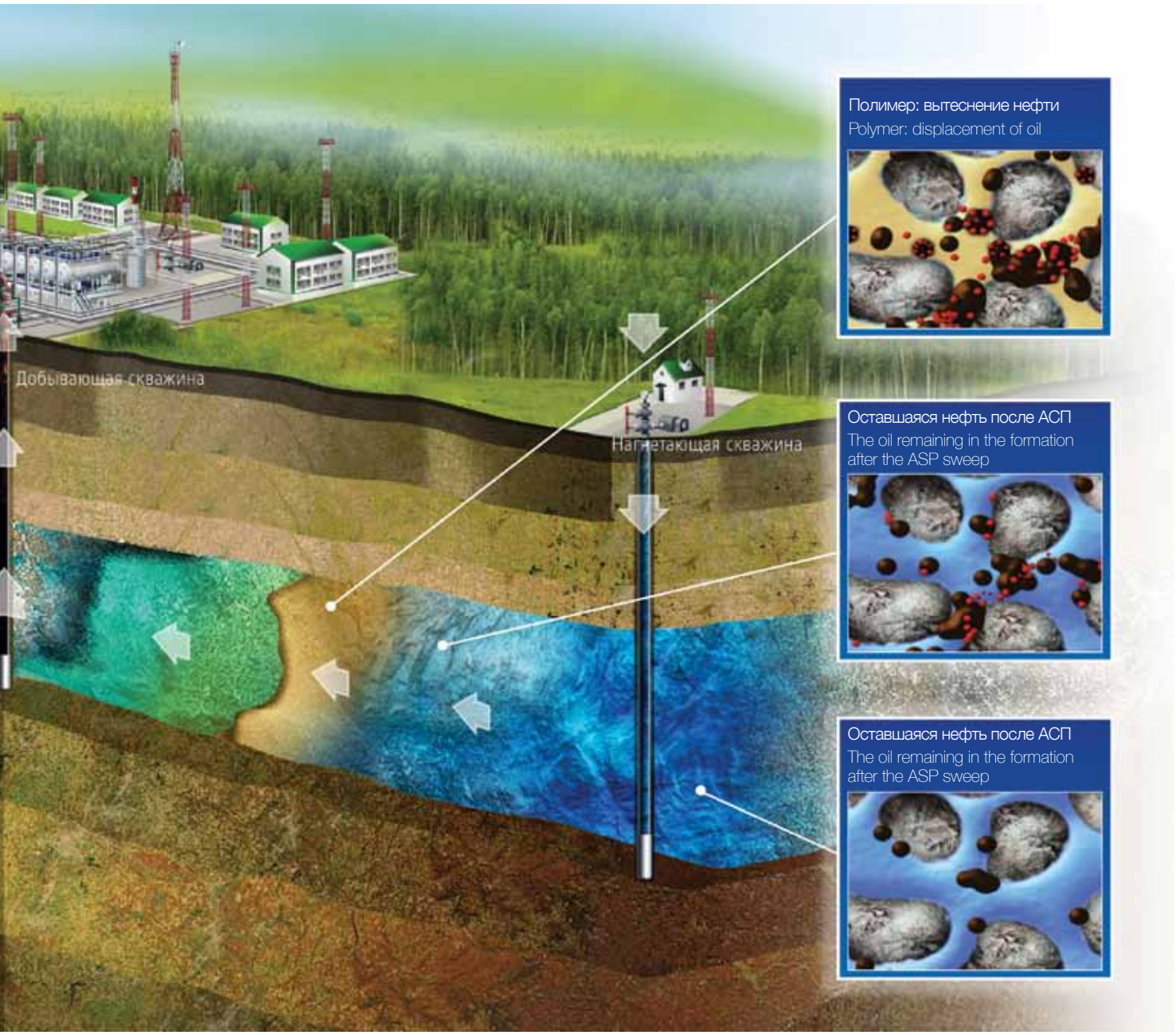
мобилизировать защемленную нефть. Сода выполняет сразу две функций. Первичная функция - уменьшить адсорбцию (потерю) дорогостоящего ПАВ в пласте. После закачки раствора в пласт, сода взаимодействует с породой увеличивая ее отрицательный электрический заряд приводя к уменьшению адсорбции ПАВ. Вторичная функция соды – щелочной гидролиз кислых компонентов нефти, в результате которого происходит образование дополнительных поверхностно-активных веществ в коллекторе. Нефть Западно-Салымского месторождения содержит лишь незначительное количество кислых фракций (смотрите Таблицу 1), и сода выполняет только функцию защиты ПАВ от адсорбции. Полимер добавляют в воду для увеличения вязкости

» Injection of the ASP slug. The maximum size of the slug used in commercial projects amounts to approximately 30% of the reservoir's pore volume. Once injected into the formation, the ASP solution starts to mobilize trapped oil, forming an oil bank;

» Injection of the polymer slug. This solution is injected to displace the ASP slug and push oil in the direction of production wells.

» Postflush – water injection for pressure support to propagate injected ASP and polymer solutions in the direction of production wells.

The current leaders in cEOR are China, Canada, and Oman [7, 8]. In most cases, the ASP projects were



раствора, что приводит к улучшению процесса вытеснения мобилизованной ПАВом нефти. Традиционная схема заводнения АСП (смотрите Рисунок 4) состоит из следующих этапов:

» Предварительное заводнение. Закачка воды определенной солености для изменения солености воды коллектора с целью уменьшения потерь ПАВ при последующей закачке оторочки АСП и/или уменьшения риска солеотложения при взаимодействии пластовой воды с раствором АСП;

» Закачка оторочки АСП. Максимальный объем оторочки, используемый в коммерческих проектах, составляет около 30% порового объема коллектора. После закачки в пласт раствор АСП

preceded by other activities, including the traditional waterflood and the injection of a polymer solution (See Figure 5). Fields with high oil viscosity like Marmul in Oman and Pelican Lake in Canada benefited from polymer flooding, because the efficiency of a traditional waterflood in such fields is low, and the injection of a polymer solution generated an additional 5% to 10% of incremental oil recovery. ASP flooding may result in higher values of incremental production, ranging between 10% and 20%, because it enables the production of both mobile and trapped oil. A polymer flood as a preliminary stage before an ASP flood removes a considerable proportion of technical and operational risks and helps prepare for the more complicated ASP process.

начинает мобилизировать защемленную нефть, которая формирует нефтяной вал;

» Закачка оторочки полимерного раствора. Такой раствор закачивается с целью вытеснения оторочки АСП и мобилизированной нефти в направлении добывающих скважин.

» Закачка воды (можно из системы ППД) для поддержки пластового давления при дальнейшем вытеснении растворов АСП и полимера к добывающим скважинам.

На данный момент странами-лидерами по применению хМУН являются Китай, Канада и Оман [7,8]. В большинстве случаев к реализации проектов АСП пришли через реализацию нескольких промежуточных этапов разработки, включающие как традиционное заводнение, так и закачку полимерного раствора (смотрите Рисунок 5). Для месторождений с высокой вязкостью нефти, например для Мармул (Оман) и Пеликан Лейк (Канада) переход к полимерному заводнению оправдан из-за низкой эффективности традиционного заводнения. Закачка полимерного раствора позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти на 5-10%. В то же время заводнение АСП позволяет достичь более высоких значений дополнительного КИН в 10-20% за счет добычи как мобильной, так и защемленной нефти. Проведение полимерного заводнения как предварительного этапа перед АСП заводнением также позволяет снять значительную часть технических и эксплуатационных рисков и лучше подготовиться к внедрению более технологичного заводнения АСП.

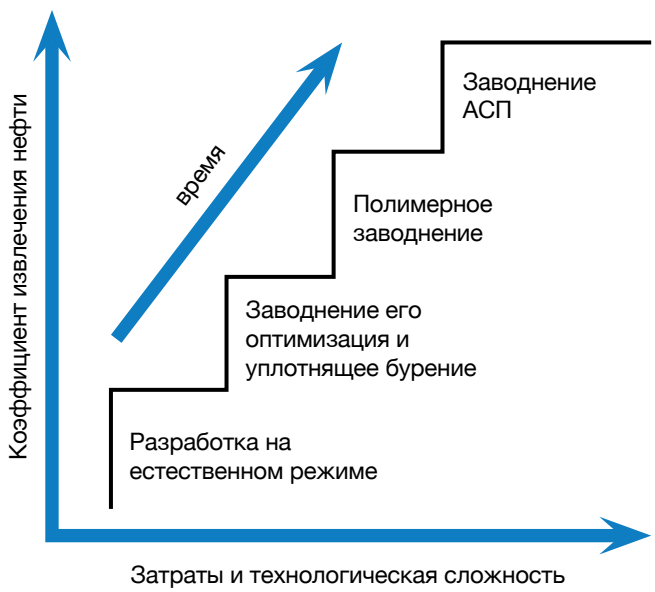


Рисунок 5. Возможные этапы разработки месторождения с хМУН

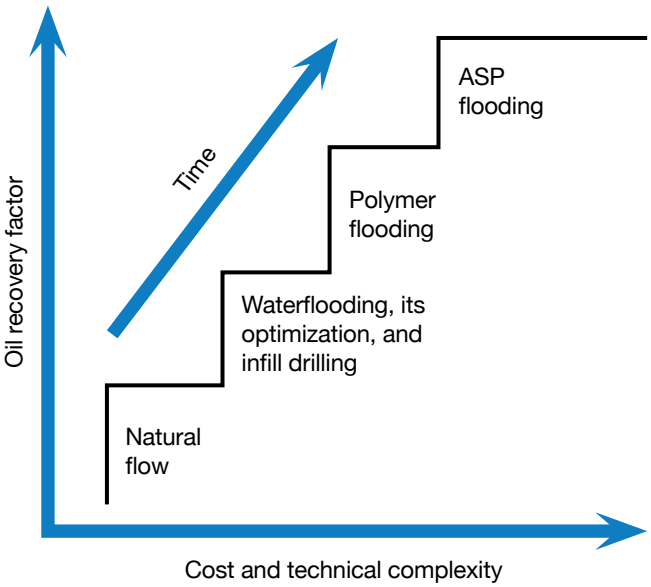


Figure 5. Potential stages of field development with CEOR

Due to low viscosity of West Salym crude injection of polymer after a prolonged period of waterflooding is not economic. Therefore it makes sense to start ASP flooding immediately after the traditional waterflood.

The following are the main challenges and constraints in implementing the ASP technology:

» Relatively high OPEX associated with the cost of chemicals
- Surfactant (100% active) – 3-5 $/kg
- Solvent (e.g. isobutanol) –1-1.5 $/kg
- Polymer – 4-6 $/kg
- Sodium carbonate – 0.15-0.25 $/kg
- All chemicals in an ASP solution – 50-80 $/m^3

» Loss of chemicals that reduce efficiency of ASP flooding:
- Retention in the reservoir (adsorption in clays, loss of surfactant in oil)
- Loss of chemicals in non-productive areas
- Chromatographic separation of ASP components
- Reduced activity of the solution caused by a reaction with the reservoir fluids

» Reduced injectivity of injection wells, which may be caused by the following:
- High viscosity of the solution due to polymer
- Scale precipitation due to reaction between chemicals and reservoir water/rock
- Formation of viscous water-oil emulsions in the reservoir
- Polymer plugging in the near wellbore area

» The operation of the ASP process equipment is more challenging than during the traditional waterflood process
- The production of stable emulsions requires a more

Ввиду невысокой вязкости нефти Западно-Салымского месторождения закачка раствора полимера после длительного периода заводнения является экономически нецелесообразной. Таким образом, имеет смысл перейти к заводнению АСП сразу после традиционного заводнения.

Основные вызовы и ограничения технологии АСП следующие:

» сравнительно высокие эксплуатационные затраты из-за стоимости химических реагентов
- ПАВ (100% активного вещества) – 3-5$/кг
- Растворитель (например, изобутанол) – 1-1.5$/кг
- Полимер – 4-6$/кг
- Кальцинированная сода – 0.15-0.25$/кг
- Стоимость химических реагентов в растворе АСП – 50-80$/м^3

» потери химических реагентов, понижающие эффективность процесса:
- удерживание в коллекторе (адсорбция на глинах, потери ПАВ в нефти)
- потеря химического раствора при закачке в непродуктивные зоны
- хроматографическая сепарация компонентов раствора АСП
- снижение активности раствора при взаимодействии с флюидами коллектора

» понижение приемистости нагнетательных скважин при закачке химраствора вызванное:
- закачкой более вязкого раствора полимера
- солеобразования при реагировании химических реагентов с водой и породой коллектора
- образование вязких водонефтяных эмульсий в коллекторе
- закупоривание породы призабойной зоны скважины полимером

» эксплуатация оборудования при заводнении АСП более сложная по сравнению с традиционным заводнением
- более сложный процесс подготовки нефти при добыче стойких эмульсий
- жесткие требования по подготовке закачиваемого раствора: водоподготовка и дозировка химреагентов
- проблема утилизации добытой жидкости содержащей химические реагенты

» могут также возникнуть логистические ограничения в связи с доставкой большого количества веществ на месторождения с неподходящей инфраструктурой.

complex treatment process
- The make-up of the ASP solution should be carefully managed, including water treatment and dosing of chemicals
- The produced process liquid containing chemicals creates a disposal challenge

» There may also be logistical challenges, if large quantities of chemicals have to be delivered to fields with unsuitable infrastructure.

Literature

[1] International Energy Agency statistics
[2] Shell's "Enhanced Oil Recovery" brochure
[3] Lake, L.W., "Enhanced Oil Recovery", Prentice-Hall, 1989
[4] Sheng, J. J., Leonhardt, B., & Azri, N. "Status of Polymer-Flooding Technology." SPE-174541 (2015)
[5] Alvarado, V., Manrique, Э., "Enhanced Oil Recovery. Field Planning and Development Strategies," Technopress Ltd, 2011
[6] Suijkerbuijk, B. M. J. M., Sorop, T. G., Parker, A. R., Masalmeh, S. K., Chmuzh, I. V., Karpan, V. M., Volokitin Y.E., Skripkin, A. G. "Low Salinity Waterflooding at West-Salym: Laboratory Experiments and Field Forecasts." SPE-169102, (2014)
[7] Nelson, R. C., Lawson, J. B., Thigpen, D. R., & Stegemeier, G. L. "Cosurfactant-Enhanced Alkaline Flooding" SPE 12672 (1984)
[8] Sheng, J. J., Leonhardt, B., & Azri, N. "Status of Polymer-Flooding Technology." SPE-174541 (2015)
[9] Delamaide, E., Bazin, B., Rousseau, D., & Degre, G. "Chemical EOR for Heavy Oil: The Canadian Experience. SPE-169715 (2015)

Литература

[1] Статистика Международного Энергетического Агентства (IEA)
[2] "Enhanced Oil Recovery" брошюра концерна «Шелл»
[3] Lake, L.W., "Enhanced Oil Recovery", Prentice-Hall, 1989
[4] Sheng, J. J., Leonhardt, B., & Azri, N. "Status of Polymer-Flooding Technology." SPE-174541 (2015)
[5] Алварадо, В., Манрик, Э., "Методы Увеличения Нефтеотдачи Пластов. Планирование и Стратегии Применения", Technopress Ltd, 2011
[6] Suijkerbuijk, B. M. J. M., Sorop, T. G., Parker, A. R., Masalmeh, S. K., Chmuzh, I. V., Karpan, V. M., Volokitin Y.E., Skripkin, A. G. "Low Salinity Waterflooding at West-Salym: Laboratory Experiments and Field Forecasts." SPE-169102, (2014)
[7] Nelson, R. C., Lawson, J. B., Thigpen, D. R., & Stegemeier, G. L. "Cosurfactant-Enhanced Alkaline Flooding" SPE 12672 (1984)
[8] Sheng, J. J., Leonhardt, B., & Azri, N. "Status of Polymer-Flooding Technology." SPE-174541 (2015)
[9] Delamaide, E., Bazin, B., Rousseau, D., & Degre, G. "Chemical EOR for Heavy Oil: The Canadian Experience. SPE-169715 (2015)