

УВЕЛИЧЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ НА ОСНОВЕ АСП

Мамбетов Ж.С. Email: Mambetov661@scientifictext.ru

*Мамбетов Жанат Сеельбекович – магистрант,
кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Аннотация: 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), так и на применение новых технологий воздействия на пласт. Наиболее технологичной частью УМР являются методы увеличения нефтеотдачи (МУН), являющиеся основным предметом обсуждения данной статьи. Около 60-70% нефти не добываются обычными технологиями (например, заводнением) и остаются в недрах. Технология химического заводнения на основе закачки в пласт анионного поверхностно-активного вещества (ПАВ), соды и полимера (АСП) – одна из технологий, позволяющих извлечь оставающуюся в недрах нефть. Данная технология позволяет добывать дополнительно до 30% нефти, оставшейся в пласте.

Ключевые слова: МУН, ASP, нефтеотдача.

INCREASE OF PETROLEUM BASED OIL

Mambetov Zh.S.

*Mambetov Zhanat Seelbekovich – Undergraduate.
DEPARTMENT OF DEVELOPMENT AND OPERATION OF OIL AND GAS FIELDS,
TYUMEN INDUSTRIAL UNIVERSITY, TYUMEN*

Abstract: sustainable development of world energy production requires more efficient use of traditional oil reserves. One of the ways to solve this problem is various kinds of improved development methods (AIS) aimed at both improving traditional methods (for example, flooding the SPD) and applying new technologies to influence the formation. The most technologically advanced part of UMR are methods for increasing oil recovery (MOU) which are the main subject of discussion of this article.

About 60-70% of oil is not produced by conventional technologies (for example, by water flooding) and remains in the ground. The technology of chemical flooding based on the injection into the reservoir of anionic surfactant (surfactant), soda and polymer (ASP) is one of the technologies that allow extracting oil remaining in the depths. This technology makes it possible to produce an additional up to 30% of the oil remaining in the reservoir.

Keywords: MUN, ASP, oil recovery.

УДК 553.982.2

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

Технология АСП заводнения

Технология АСП заводнения была разработана в начале 80-х в научно-исследовательском центре Беллэйр (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 мобилизовать защемленную нефть. Сода выполняет сразу две функции. 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.

Традиционная схема заводнения АСП 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 начинает мобилизовать защемленную нефть, которая формирует нефтяной вал;

» Закачка оторочки полимерного раствора. Такой раствор закачивается с целью вытеснения оторочки АСП и мобилизованной 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 химических МУН 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. 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 завоdнения АСП.

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\$/м3;

- » 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.

Список литературы / References

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., 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-Salyam: Laboratory Experiments and Field Forecasts.”
7. SPE-169102, 2014.
8. Nelson R.C., Lawson J.B., Thigpen D.R. & Stegemeier G.L. “Cosurfactant-Enhanced Alkaline Flooding” SPE 12672, 1984.
9. Sheng J.J., Leonhardt B. & Azri N. “Status of Polymer-Flooding Technology.” SPE-174541, 2015.
10. Delamaide E., Bazin B., Rousseau D. & Degre G. “Chemical EOR for Heavy Oil: The Canadian Experience. SPE-169715, 2015).