

Литература

1. Муслимов, Р. Х. Перспективы тяжелых нефтей // Экономика и организация. – 2012. – № 1. – С. 35–40.
2. Zhao, Y. Pattern Recognition Technology Application in Intelligent Processing of Heavy Oil // Energy & Fuels. – 2012. – V. 26. – P. 7251–7256.
3. Хайрудинов, И.Р. Получение синтетических нефтей из высоковязких нефтей процессом термического крекинга // Нефтегазопереработка. – 2014. – С. 10-11.

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ**

Нажису

*Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В связи с быстрым развитием мировой экономики общая потребность на нефть и газы значительно повысились. Большинство нефтедобывающих месторождений в мире уже находятся в поздней стадии разработки. Запасы месторождений с трудноизвлекаемой нефтью в мире, по оценкам экспертов, превышает 1 трлн. тонн [1]. Доля трудноизвлекаемых запасов нефти в России также постоянно растет и составляет 67%, в том числе высоковязкой нефти – 13%, малопроницаемых коллекторов – 36%. В Китае, кроме месторождения Чан Цин, Синьцзян и Цин хай, остальные нефтедобывающие месторождения входят в позднюю стадию разработки [2]. Развитие методов и технологий по увеличению нефтеотдачи (МУН) являются актуальными задачами для освоения нефтегазовых месторождений на поздних стадиях разработки.

Химические методы увеличения нефтеотдачи пластов являются одним из важных направлений МУН. Химические методы увеличения нефтеотдачи пластов используются на основе заводнения и позволяют увеличить нефтеотдачу пластов с 30% до 56% из добывающих запасов нефти [3]. Дополнительный объем добычи нефти за счет использования химических методов увеличения нефтеотдачи пластов составляет 26% из всех объемов добычи нефти через МУН. Они в промышленных масштабах используются в Китае, Канаде, США и России. Китайский объем добычи нефти с использованием химических методов увеличения нефтеотдачи пластов занимает первое место в мире, выше чем 50% от всего объема, и оно составляет 60883 м<sup>3</sup> в сутки, Россия – на втором месте, объем составляют 47184 м<sup>3</sup> в сутки. Химические методы увеличения нефтеотдачи пластов разделяются на полимерное заводнение, вытеснение нефти водными растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ), щелочное заводнение и совместное применение щелочи, ПАВ и полимера (технология АСП заводнения). Среди них полимерное заводнение и технология АСП заводнения играют доминирующую роль [4].

**1. Полимерное заводнение.**

Полимерное заводнение является самым широко применяемым химическим методом увеличения нефтеотдачи пластов. Сущность технологии заключается в применении загущающих добавок - полимер к воде и уменьшение отношения подвижностей воды и нефти ( $M_0$ ). С уменьшением  $M_0$  увеличивается коэффициент охвата пласта. [5].

Из литературных данных известно, что полимерное заводнение используется при определенных условиях: когда вязкость нефти выше чем 200 мПа•с, сопротивление потока раствора полимера над землей и в пласте высокое, поэтому процесс вытеснения неэффективен. Для добычи вязкой нефти обычно используются тепловые методы, но для нефтяного пласта, у которого небольшая мощность (<10м), большая глубина (>1000м) и присутствующей в больших количествах воды, эффективность применения тепловых методов невысокая из-за больших потерь теплоты. В связи с этим полимерное заводнение применяется для добычи вязких нефти [6].

Вязкость нефти может достигать до тысячи мПа•с, поэтому выбранная концентрация полимерного раствора должна соответствовать стандарту в целях уменьшения  $M_0$ . В работе [7] была исследована связь между нефтеотдачей пластов и оптимальной вязкостью полимерного раствора в лабораторных условиях. Результаты показывают, что оптимальная вязкость полимерного раствора имеет минимальное и максимальное значение. Если вязкость в оптимальном диапазоне, то с повышением вязкости полимерного раствора заметно повышается нефтеотдачи пластов. Если вне диапазона, то с увеличением вязкости полимерного раствора изменение нефтеотдачи пластов не большое. В работе [8] было исследовано вытеснение вязкой нефти высокомолекулярным раствором с помощью экспериментального и цифрового моделирования. Результаты свидетельствовали о том, что высокомолекулярный полимер имеет лучше надежность и вязкоупругое свойство. По сравнению с заводнением водного раствора, вытеснение вязкой нефти высокомолекулярным раствором повышает нефтеотдачу пластов на 27,2%. Когда  $M_0$  достигает 3, процесс вытеснения самый эффективный.

В лабораторных условиях полимерное заводнение увеличивает нефтеотдачу пластов в диапазоне 2,2%-44%, но в реальной ситуации нефтеотдачи пластов повышается в диапазоне 2%-20%. В связи с тем, что в лабораторных условия трудно воспроизвести все параметры пластовой нефти в месторождении. В работе [9] были анализированы самые основные параметры успешного проекта полимерного заводнения и созданы новые критерии полимерного заводнения для добычи вязкой нефти: глубина залежи <5250 фут; пористость >21%; проницаемость >1000 мД; температура <149 °C; вязкость нефти <5400 сП; плотность нефти >11 г/см<sup>3</sup> API; насыщенность нефти >50%; соленость образования <46000 мг/кг.

**2. Щелочное заводнение.**

Метод щелочного заводнения нефтяных пластов основан на взаимодействии кислотных компонентов нефти со

щелочами с образованием водорастворимых солей. Эти соли являются поверхностно-активными соединениями, которые снижают межфазное поверхностное натяжение и изменяют смачиваемость коллектора. На сегодняшний день самой распространенной щелочью является NaOH, остальные щелочные агенты как  $\text{NaHCO}_3$ , и  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  тоже можно использовать в щелочном заводнении. Стоимость щелочи ниже чем ПАВ, поэтому данный метод активно исследован. Результаты исследования показывают, что данный метод неэффективен, в связи с тем, что в процессе вытеснения щелочь взаимодействует с нефтью и пластовой водой, поэтому необходим большой объем щелочи. Из-за неоптимального  $M_0$  коэффициент охвата нефти не высокий, после применения щелочного заводнения повышение нефтеотдачи пластов составляет в среднем 2%. Щелочное заводнение не масштабно применяется в промышленности из-за неэффективности, поэтому данный метод применяется совместно с полимером и ПАВ [3,4,6].

### 3. Вытеснение нефти водными растворами поверхностно-активных веществ.

В реальном процессе добычи нефти ПАВ используется вместе с щелочью. В процессе щелочного заводнения легко протекает адсорбция и седиментация щелочи в пористой среде. В связи с этим, необходимо увеличивать концентрацию щелочи, но эффективность щелочного заводнения не высокая в данном условии. Для того, чтобы в оптимальной концентрации щелочи уменьшить поверхностное натяжение, необходимо закачать ПАВ в щелочном растворе и создавать надежный режим вытеснения.

В работе [10] исследован совместный режим закачки ПАВ с щелочью в лабораторных условиях. Результаты показывают, что данный совместный режим имеет оптимальную концентрацию щелочи, что снижает поверхностное натяжение нефти и воды до минимального значения и реализуется быстрое эмульгирование. Результаты эксперимента показывают, что совместный режим закачки ПАВ с щелочью позволяет увеличить нефтеотдачу вязкой нефти на 20%. В работе [11] проведён эксперимент эмульгирования и измерения поверхностного натяжения. Результаты показали, что поверхностное натяжение снизилось до 0.01 мН/м, когда в щелочной раствор добавляли оптимальный объем ПАВ. Результаты эксперимента показывают, что применение данного метода позволяет увеличить нефтеотдачу пластов больше, чем на 20%, но из-за высокой себестоимости ПАВ вытеснение нефти водными растворами ПАВ не широко применяется в промышленности [4].

### 4. Совместное применение щелочи, ПАВ и полимера (технология АСП заводнения).

Среди химических методов увеличения нефтеотдачи пластов комбинированные методы являются самыми распространенными и активно исследованными методами. Растворы полимера, ПАВ и щелочи, применяемые для нефтеотдачи пластов по отдельности не соответствуют современным требованиям добычи нефти, напротив совместное применение щелочи, ПАВ и полимера может уменьшить необходимый объем ПАВ и его себестоимость, снизить поверхностное натяжение до минимального значения и получить хорошие результаты по увеличению нефтеотдачи пластов. Разный состав, способ применения и количество химреагентов приводит к различным результатам вытеснения нефти из пластов [12].

Технология АСП была изучена и протестирована на месторождении Дацин в Китае уже больше двадцати лет. Опубликованы результаты пяти проектов применения технологии АСП по заводнению в промышленном масштабе. Нефтеотдача пластов на пяти месторождениях увеличилась с 19% до 25%. На месторождении Shengli в Китае с 1992 года проводили тестированные испытания по применению технологии АСП заводнения в промышленном масштабе. Средний уровень повышения нефтеотдачи пластов составил 15.5% [13]. Основные недостатки и ограничения технологии АСП следующие: сравнительно высокие эксплуатационные затраты, потеря химических реагентов, понижение приёмности и более сложная эксплуатация оборудования [14].

### Выводы

Химический метод является одним из эффективных методом увеличения нефтеотдачи пластов и широко применяется в мире. На поздних стадиях разработки нефтяных месторождений применение технологии АСП заводнения являются наиболее перспективным. Для того чтобы применять эту технологию на новом уровне, необходимо разработать более эффективные системы АСП с более экономически эффективными поверхностно-активными веществами в слабых щелочных системах.

### Литература

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Кувшинов И.В., Чертенков М.В., Физико-химические технологии увеличения нефтеотдачи месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Разработка месторождений. – 2016. – №6. – С. 22 – 24.
2. Якуцени В.И., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Динамика доли относительного содержания трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. – №2. – С. 1-11
3. LENG Jun, PAN Yi, LI Dong-sheng, LI Xiao-ou, Application of chemical flooding technology // Contemporary Chemical Industry. – 2014. – Aug. - N8. – pp. 1495-1501.
4. Yang Bin, Chen Liang-yong, Wang Lan, Zhang An-guo, Ma Xiao-yan., Technology and development of enhanced oil recovery // Guangzhou Chemical Industry. - Dec. 2015. – V. 43. - №24. P. 39-42.
5. Ajay Mandal. Chemical flood enhanced oil recovery: A review // International Journal of Oil Gas and Coal Technology - January 2015. – V.9. – P.241.
6. WANG Jia-wei, XV shou-yu., Overview of methods of improving oil-gas recovery efficiency by chemical flooding // Contemporary Chemical Industry. – May. 2016. – V. 45. - №5. P. 911-915.
7. Wang J., Dong M., Optimum effective viscosity of polymer solution for improving heavy oil recovery // Journal of Petroleum Science and Engineering. - August 2009, - V. 67, - P. 155–158.
8. XU Jia-feng, CHENG Lin-song, LI Chun-tao, HE Chun-bai. Evaluation on adaptability of superhigh molecular polymer flooding of ordinary heavy oil// Oil drilling & production technology. – July. 2007. – P. 63-68.

9. Hadi Saboorian-Jooybari, Morteza Dejam, Zhangxin Chen, Heavy oil polymer flooding from laboratory core floods to pilot tests and field applications: Half century studies // Journal of petroleum science and engineering. – January 2016. - P. 85-100
10. Bryan J, Kantzas A. Enhanced heavy oil recovery by alkali surfactant flooding. // - SPE 110738, - 2008.
11. Dong M Z, Ma S Z, Liu Q. Enhanced heavy oil recovery through interfacial instability: a study of chemical flooding for brintnell heavy oil. // Fuel. – 2009. -P. 1049-1056.
12. Cheng Guang-ming, Chen Chao, Lu shan-shan, Zhang Jin-hui, Pan Yi, Fu Hong-tao, Wang Yi-ru. Research process of chemical flooding agents. // Contemporary chemical industry. – Feb. 2016. – V. 45. – N.2. – P. 383-386.
13. 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. - V.77. – P. 963 – 982.
14. Волокитин Я.Е., Шустер М.Ю., Карлан В.М., Методы увеличения нефтеотдачи и технология АСП. // Наука о земле. – 2015. - №11. – С. 102 – 107.

## АНТИКОРРОЗИОННЫЕ СВОЙСТВА БИТУМНО-СМОЛЯНЫХ ПОКРЫТИЙ НА ОСНОВЕ НИТРОВАННЫХ НЕФТЕПОЛИМЕРНЫХ СМОЛ

Нгуен Ван Тхань

Научный руководитель- профессор В.Г. Бондалетов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В промышленности коррозия нефтегазового оборудования и сооружений являются одной из основных причин снижения производства продукции российских нефтяных заводов. Нефтегазовые сооружения, эксплуатирующиеся в условиях воздействия различных агрессивных сред и нефтяных продуктов, легко подвергаются коррозии. Коррозия трубопроводов и нефтяных установок ежегодно приводит к миллионным убыткам. К коррозионным потерям относятся стоимость ремонта и замены оборудования, мероприятия по защите металлоконструкции, загрязнения целевых нефтяных продуктов, снижение надежности оборудования, уменьшение мощности производства [1]. Поэтому защита нефтегазовых сооружений и трубопроводов от коррозии представляет собой актуальную задачу.

Защита от коррозии может осуществляться путем полной изоляции поверхности трубопровода, металлического оборудования от внешних факторов (влаги, кислорода воздуха, природных кислот и оснований) созданием сплошного покрытия с возможной последующей дополнительной изоляцией полимерными материалами.

В настоящее время больший практический интерес к разработке сплошного защитного покрытия представляют битумы различного типа, модифицированные различными ингибиторами для повышения эффективности. В качестве ингибиторов, как правило, используют органические вещества, имеющие в своем составе гетероатомные кислород-, серо-, азот- и фосфорсодержащие группировки, обладающие поверхностной активностью, и неполярные углеводородные фрагменты, которые совмещаются с битумной матрицей. Это могут быть алифатические структуры линейного и разветвленного строения, ароматические и алкилароматические структуры.

Широкое применение нашли ингибиторы коррозии на основе азотсодержащих соединений. В работе [2] исследована возможность применения состава на основе минеральных масел, продуктов нитрования олигомеров этилена (фракции  $C_8$ ,  $C_{10}$ ,  $C_{14}$ ) и амидов нефтяных кислот в качестве маслорастворимых ингибиторов коррозии. Показано, что при добавлении 10% такого ингибитора в минеральном масле И-40 улучшается эффективность защиты металла от коррозии.

В работах [3,4] предложены смеси нитросоединений и амидоаминов в качестве ингибиторов атмосферной коррозии. Нитросоединения синтезированы нитрованием продуктов олигомеризации этилена 60%-ой азотной кислотой, амидоамины получены амидированием технических нефтяных кислот и полиэтиленполиамины, взятых в различных мольных соотношениях (1:1-5:1, соответственно). При введении до 10% ингибитора в отработанном турбинном масле увеличиваются защитные свойства консервационных жидкостей данного состава.

Известный ингибитор коррозии АКОР – присадка, полученная на основе базовых нитрованных масел М-8, М-11, АС-9,5 с добавлением стеариновой кислоты и последующей нейтрализации гидроксидом кальция. Применялась она для приготовления рабоче-консервационных составов: 5-10% присадки добавляли к маслам, 3-5% к дизельному топливу [5].

Целью данной работы является получение битумно-смоляных покрытий на основе нитрованных нефтеполимерных смол и исследование антикоррозионных свойств этих покрытий.

В работе использовали нефтеполимерные смолы: НПС<sub>С5</sub>, НПС<sub>С5-9</sub> - нефтеполимерные смолы, полученные каталитической полимеризацией фракции  $C_5$  и фракции  $C_{5-9}$  (производитель- ООО «Олефинь», г. Томск), НПС<sub>С9ИН</sub>, НПС<sub>С9ТЕР</sub> - нефтеполимерные смолы, полученные иницированной и термической полимеризацией фракции  $C_9$  (производитель- ООО «Омск-полимер», г. Омск и ОАО «Завод Сланцы», Ленинградская область, г. Сланцы, соответственно), и нефтяной дорожный битум 90/10 ГОСТ 22245-90 (производитель- ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», г. Кстово).

Получение нитрованных нефтеполимерных смол (Н-НПС) осуществляется следующей методикой: В 30%-ный раствор смолы в хлороформе медленно (по каплям) добавляли 60 %-ю азотную кислоту в количестве 30 % мас. от массы смол при энергичном перемешивании и температуре 25 °С. После завершения подачи кислоты повышали температуру в колбе до 60 °С и поддерживали ее в течение 3 часов. По окончании синтеза реакционной раствор промывали водой до нейтральной среды, отгоняли растворитель и сушили смолу до постоянной массы.

Битумно-смоляную композицию готовили смешением 40 %-х растворов битума и смолы в сольвенте и