

Влияние капиллярного числа на изменение остаточного нефтенасыщения при химическом заводнении

Мо Цзяли¹, Н.Н. Михайлов^{1,2*}

¹Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

²Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Представлены экспериментальные результаты изучения кривых капиллярного вытеснения при химических методах повышения нефтеотдачи. Проведён анализ теории капиллярного числа и изменений этого параметра при химических методах повышения нефтеотдачи. Проанализированы результаты исследований кривых капиллярного вытеснения и выявлены общие закономерности и особенности поведения этих кривых в различных экспериментальных условиях. Анализ показал, что при изменении смачиваемости пласта, пористости, проницаемости и поровой структуры кривые капиллярного вытеснения изменяются. В изменяющихся пластовых условиях классические кривые капиллярного вытеснения, ранее полученные в ходе базовых экспериментов, не позволяют осуществлять прогноз остаточной нефтенасыщенности, и кроме того, максимальная нефтеотдача не соответствует максимальным значениям капиллярных чисел. В практике разработки нефтяных месторождений, как правило, нет необходимости в использовании высоких концентраций поверхностно-активных веществ для снижения поверхностного натяжения до сверхнизкого уровня. Добавление полимера и щелочи (в соответствующей концентрации) обеспечивает высокое нефтеизвлечение за счёт взаимодействия поверхностно-активных веществ, полимера и щелочи. В настоящее время в Китае технологии ASP заводнения (alkaline-surfactant-polymer flooding – щёлочное заводнение и совместное применение щелочи, ПАВ и полимера) является наиболее эффективным методом повышения нефтеотдачи на заводнённых нефтяных месторождениях и даёт хорошие результаты. Поэтому необходимо исследовать микромеханизмы подвижности и фильтрации остаточной нефти. Исследования кривой капиллярного вытеснения, с учётом структуры коллектора и его базовых фильтрационных характеристик, имеют определяющее значение при разработке нефтяных месторождений Китая, также эти кривые могут быть использованы в мировой практике в качестве основы для повышения нефтеотдачи с помощью третичных методов.

Ключевые слова: кривая капиллярного вытеснения, МУН, капиллярное число, сверхнизкое межфазное натяжение

Для цитирования: Цзяли Мо, Михайлов Н.Н. (2025). Влияние капиллярного числа на изменение остаточного нефтенасыщения при химическом заводнении. *Георесурсы*, 27(3), с. 233–242. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.20>

Введение

Широкомасштабное использование нефтяных ресурсов привело к увеличению дефицита извлекаемых запасов, и повышение нефтеотдачи становится приоритетным направлением нефтепромысловых исследований.

Большинство нефтяных месторождений в Китае находятся на стадии химического заводнения. Добавление химических реагентов значительно повышает коэффициент извлечения нефти, особенно при применении полимеров, ПАВ и щелочей. Химическое заводнение существенно

увеличивает нефтеотдачу по сравнению с обычным заводнением и может служить эффективным способом доизвлечения остаточной нефти

С момента введения понятия капиллярного числа учёными было проведено множество исследований для изучения механизмов образования остаточной нефти и её фильтрации при разных значениях капиллярных чисел (Михайлов, 1992). Исходя из концепции капиллярного числа и используя кривую капиллярного вытеснения (зависимость остаточной нефтенасыщенности от капиллярного числа), установлены разные корреляции между этими параметрами, которые могут служить основой для цифрового моделирования химического заводнения. Кроме того, экспериментально была доказана связь между капиллярным числом и относительной проницаемостью фаз, что позволило ввести капиллярное число в классическую теорию двухфазной фильтрации (Guo et al., 2022).

* Ответственный автор: Николай Нилович Михайлов
e-mail: folko200@mail.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

В соответствии с основополагающей теорией капиллярных чисел установлено, что основной причиной удержания остаточной нефти в порах являются капиллярные силы. Хорошо известен механизм вытеснения нефти: для данной пористой системы жидкость-порода эффективность вытеснения нефти определяется отношением градиента движущего давления к капиллярной удерживающей силе. Градиент движущего давления пропорционален вязкости вытесняющей жидкости и скорости её течения. Удерживающая сила остаточной нефти в основном пропорциональна межфазному натяжению между жидкостями. На основе вышеизложенной различными авторами было предложено и применено безразмерное капиллярное число (Chatzis, Kuntamukkula, 1988; Михайлов, 2011).

$$N_c = \frac{\mu v}{\sigma} \quad (1)$$

где N_c – капиллярное число, μ – вязкость вытесняющей жидкости [мПа·с], v – скорость течения вытесняющей жидкости [м/с], σ – межфазное натяжение между жидкостями [мН/м].

Рассмотрим закономерности вытеснения нефти при вариации капиллярного числа.

Вытеснение нефти водой

Коэффициент вытеснения нефти водой в лабораторных условиях определяется по следующему уравнению:

$$K_{\text{выт}} = 1 - \frac{K_{\text{ност}}}{K_{\text{нач}}} \quad (2)$$

Значение коэффициента вытеснения определяется исходя из начальной нефтенасыщенности $K_{\text{нач}}$ и остаточной нефтенасыщенности $K_{\text{ност}}$, которые традиционно считаются петрофизическими характеристиками пласта. Именно такой подход обычно используется при проектировании и анализе разработки нефтяных месторождений (Михайлов, 1983).

Проф. Михайлов Н.Н. обосновал другую концепцию: остаточная нефтенасыщенность не является петрофизической характеристикой пласта, а коэффициент вытеснения нефти водой не контролируется только фильтрационно-ёмкостными свойствами коллектора (Михайлов, 1983, 1982). В публикациях Михайлова Н.Н. отмечается, что величина коэффициента вытеснения нефти зависит не только от свойств пласта, но и от условий вытеснения нефти: скорости вытеснения, соотношения вязкости нефти и воды, поверхностного натяжения на границе раздела фаз и т. д. (Михайлов, 2011, 2021, 1992; Мелехин, 2015). (рис. 1).

Исследовались образцы керна сложного карбонатного коллектора Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Все выбранные керны были гидрофобными, эксперименты проведены при пластовых термобарических условиях. В результате проведенных экспериментов были получены зависимости коэффициента вытеснения от капиллярного числа в двойном логарифмическом масштабе. Эти зависимости отличаются от классических капиллярных кривых дифференциацией по режимам образования остаточной нефтенасыщенности. Как следует из рисунка 1, выделяются три режима формирования коэффициента вытеснения: капиллярный, капиллярно-напорный и автомодельный, которые разделяются

критическими значениями чисел капиллярности (порог мобилизации остаточной нефти N_{c1} и порог вытеснения остаточной нефти N_{c2}). При капиллярном режиме (малые скорости вытеснения, близкие к скорости капиллярной пропитки) гидродинамическим перепадом можно пренебречь. В этом режиме формируются низкие значения коэффициента вытеснения. По мере увеличения скорости вытеснения до первого критического значения коэффициенты вытеснения остаются практически неизменными. Это критическое значение числа капиллярности (N_{c1}) автором названо порогом мобилизации остаточной нефти. При капиллярно-напорном режиме дальнейший рост скорости вытеснения от первой критической до второй критической вызывает увеличение коэффициента вытеснения за счёт вовлечения в процесс движения условно подвижной части остаточной нефти. При этом режиме существует капиллярно-напорное равновесие. Второе критическое значение капиллярного числа (N_{c2}) является порогом вытеснения капиллярно-защемлённой нефти. При дальнейшем повышении скорости вытеснения происходит переход к автомодельному режиму и к максимальным значениям коэффициента вытеснения, а оставшаяся нефть является прочно связанной (Михайлов, 1992).

Результаты экспериментов по мобилизации остаточной нефти при заводнении показывают, что порог мобилизации меняется при изменении фильтрационно-ёмкостных и поверхностных свойств пласта, а также меняется чувствительность остаточной нефтенасыщенности к условиям вытеснения.

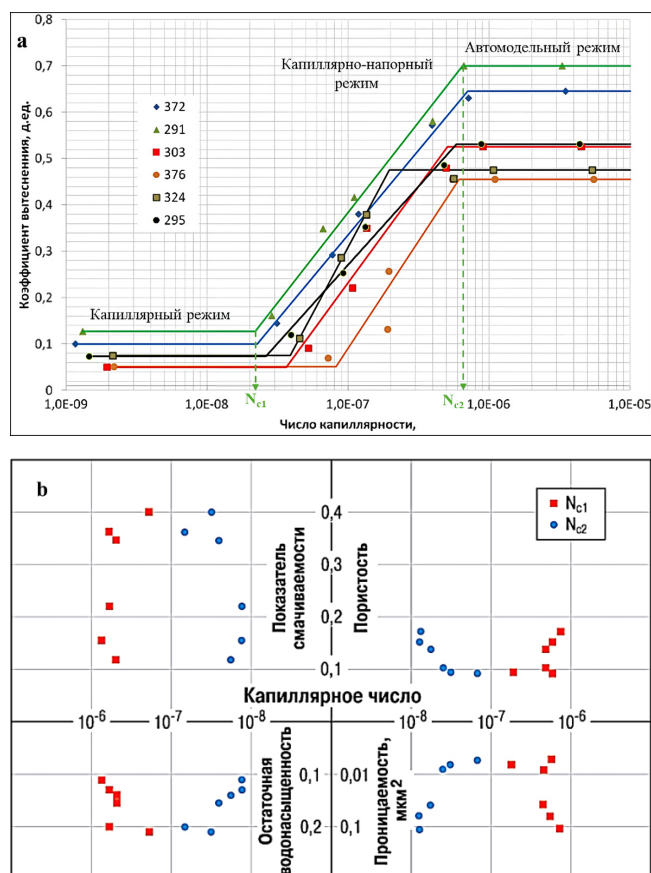


Рис. 1. а – Зависимости коэффициента вытеснения от капиллярного числа; б – Зависимость критических значений капиллярных чисел от параметров керна.

Формулы (1) и (2) представляют количественную меру технологического эффекта вытеснения нефти водой, а не при ASP-заводнении или при других модификациях закачки в пласт жидких растворов химреагентов. Для этих целей разработаны универсальные формулы, оценивающие изменения коэффициента вытеснения и её прироста, представленного в исследованиях, указанных ниже (Шахвердиев, Мандрик, 2007; Шахвердиев, 2014).

Химическое заводнение

Химические методы увеличения нефтеотдачи являются наиболее важными компонентами всей системы повышения нефтеотдачи и широко используются на многих нефтяных месторождениях мира. Они играют важную роль в доизвлечении остаточной нефти после заводнения (как третичные методы повышения нефтеотдачи). Поэтому особенно важно анализировать зависимость остаточной нефтенасыщенности от капиллярного числа (кривую вытеснения) при химическом заводнении (Мо Цзяли и др., 2024).

Исходя из общепринятых формул для капиллярного числа (1) при использовании химического заводнения увеличение значений N_c достигается путём уменьшения межфазного натяжения или увеличением вязкости вытесняющей жидкости. Из-за различий в пластовых условиях (свойств нефти, воды и породы) эффективность используемых методов увеличения нефтеотдачи сильно различается. Химическое заводнение включает следующие технологии: заводнение полимером, заводнение ПАВ, заводнение щелочью и заводнение бинарными соединениями (заводнение щелочь/полимер, полимер/ПАВ, щелочь/ПАВ) и ASP заводнение (щелочь/ПАВ/полимер) и т. д.

Среди вышеперечисленных методов добычи нефти полимерное заводнение является эффективным способом увеличения нефтеотдачи. Кроме того, полимерное заводнение хорошо подходит для всех геолого-промысловых условий большинства нефтяных месторождений. Благодаря простоте и экономичности технология широко применяется в Китае. Хотя многие блоки большинства месторождений уже находятся на стадии высокой обводнённости, но остаточная нефтенасыщенность всё ещё составляет порядка 65% (Михайлов, 1982). Для доизвлечения

остаточной нефти необходимо обоснование технологий третичных методов повышения нефтеотдачи, адекватных структуре остаточной нефти. Полимерное заводнение позволяет доизвлекать остаточную нефть и увеличивать коэффициент нефтеотдачи после заводнения более, чем на 10% (рис. 2).

Заводнение ПАВ

Принято считать, что основной функцией поверхностно-активных веществ (ПАВ) является снижение межфазного натяжения на границе раздела нефть-вода до сверхнизкого уровня ($\leq 10^{-3}$ мН/м) (Liu et al., 2017) и изменение смачиваемости пласта за счёт адсорбции молекул на границах раздела нефть-вода-порода. Таким образом, увеличиваются значения числа капиллярности и обеспечивается рост коэффициента извлечения. Считается, что при обычном заводнении величина капиллярного числа составляет около 10^{-7} (Михайлов, 1985). Для снижения остаточной нефтенасыщенности с 65% до 30% (и менее) необходимо увеличить капиллярное число на 3–4 порядка (Chatzis, Morrow, 1984; Foster, 1973). В реальных промысловых условиях очень трудно увеличить вязкость и скорость вытеснения, поэтому обычно снижают межфазное натяжение на 3–4 порядка.

Имеющийся промысловый опыт повышения нефтеотдачи в Китае показал, что заводнение ПАВ может значительно повысить нефтеотдачу даже без достижения сверхнизкого межфазного натяжения. Например, комбинация 0,4% раствора нефтяного сульфоната и раствора полимера использовалась на нефтяном месторождении Шэнли в Китае, при этом межфазное натяжение не достигало сверхнизкого уровня, но коэффициент извлечения, тем не менее, увеличился примерно на 18%. Лабораторные эксперименты показали аналогичный результат.

С использованием нафенового арилсульфоната (NAS) и солеустойчивого полиакриламида (КУРАМ) для формирования композитной системы заводнения полимер-ПАВ были проведены лабораторные эксперименты по заводнению керна (Gong et al., 2020; Zhan et al., 2021). На рисунке 3(а) путем удлинения линии при низкой и высокой концентрации парафиновой нефти получена точка пересечения, представляющая собой максимальную способность солюбилизации. Не достигая максимальной

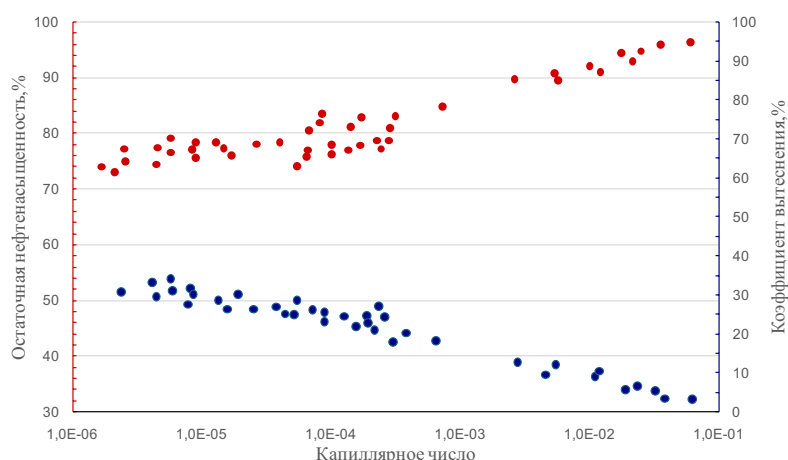


Рис. 2. Зависимость между капиллярным числом, остаточной нефтенасыщенностью и коэффициентом вытеснения (керна месторождения Дацин, Китай)

степени солубилизации, мицеллы NAS могут еще больше солубилизовать некоторое количество парафиновой нефти, и такие мицеллы называются «набухающими мицеллами» (Tehrani-Bagha et al., 2012). Способность набухания мицелл необходимо учитывать при химическом заводнении, особенно в экспериментах с достаточно низкими концентрациями ПАВ. Как показано на рисунке 3(с), при соответствующей концентрации поверхностно-активного вещества межфазное натяжение не достигает сверхнизкого значения, но из рисунков 3(д) и 3(е) видно, что все коэффициенты извлечения превышают значение в 24%. Следует отметить, что при увеличении концентрации ПАВ от 0,1% до 1,0% межфазное натяжение сначала уменьшается, а затем увеличивается (рис. 3(ф)), тем не менее коэффициент вытеснения линейно увеличивается с увеличением концентрации ПАВ. Результаты вышеприведенных лабораторных экспериментов показывают, что сверхнизкое межфазное натяжение не является необходимым условием повышения нефтеотдачи. Следовательно, при практическом использовании, даже если не достигнуто сверхнизкое межфазное натяжение, дополнительное количество нефти может быть получено. Для повышения коэффициента извлечения возможно повышение степени солубилизации путём увеличения

концентрации поверхностно-активного вещества в заданном диапазоне.

В процессе химического заводнения смачиваемость коллектора также может быть изменена путем добавления поверхностно-активных.

Среди коллекторов с различной смачиваемостью слабогидрофильный коллектор имеет самый высокий коэффициент извлечения нефти (КИН).

В лабораторных экспериментах по вытеснению нефти из керна системой 0,06% DTAB (додецилтриметиламмония бромид) исходная гидрофильная смачиваемость поверхности керна изменилась на нейтральную, диапазон двухфазной зоны на кривых относительной фазовой проницаемости увеличился, а соответствующая подвижность нефти при той же водонасыщенности возросла. По мере увеличения гидрофильности адгезионное взаимодействие между каплями нефти и поверхностью породы постепенно снижается, и нефть легче вытесняется, так как в гидрофильном керна капиллярные силы способствуют интенсификации фильтрации нефти (рис. 4) (Deng et al., 2022).

Наоборот, при постоянном увеличении гидрофобности внутриводной поверхности керна нефть будет более прочно адсорбироваться на внутренней поверхности

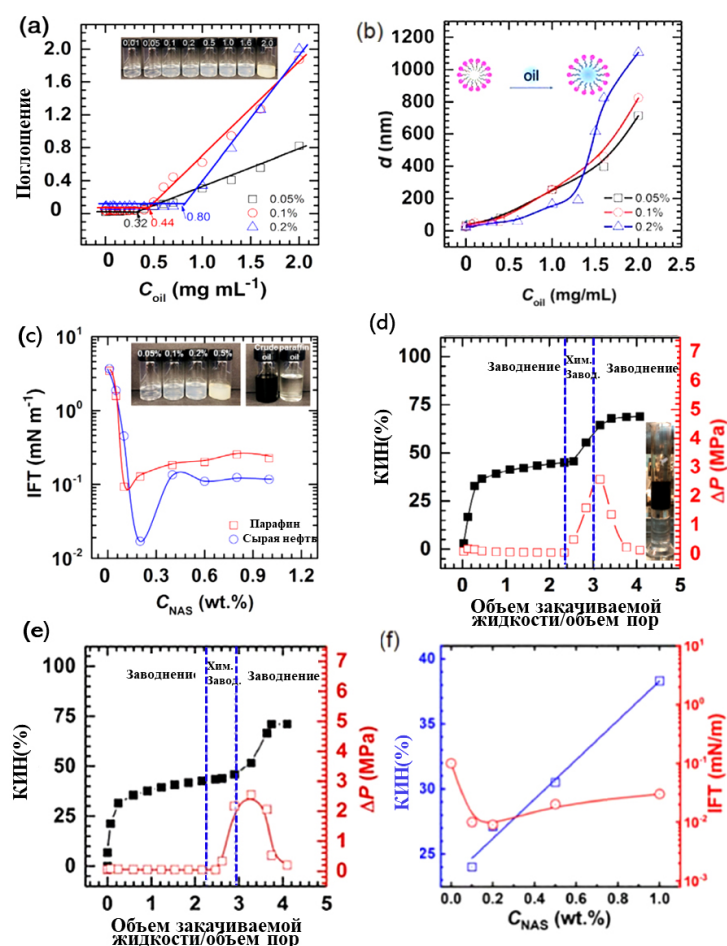


Рис. 3. а – Изменение абсорбции и б – размера NAS в 0,05%, 0,1% и 0,2% растворах NAS в зависимости от содержания парафинов в модельной парафиновой (белой) нефти; с – динамическое межфазное натяжение раствора NAS/белая нефть и NAS/природная (сырая) нефть при различных концентрациях NAS; коэффициент извлечения и давление вытеснения соответственно 0,1% (д) и 1,0% (е), раствор NAS в 0,24% растворе полимера; ф – взаимосвязь коэффициента извлечения и межфазного натяжения в зависимости от концентрации NAS. Модель воды представляет собой раствор NaCl с концентрацией 14000 мг/л, температура всех экспериментов составляет 40°.

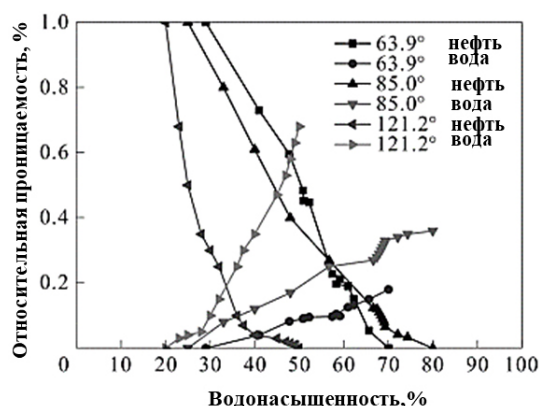


Рис. 4. Кривые относительной фазовой проницаемости при заводнении ПАВ для различных краевых углов смачивания

пор, а относительная проницаемость для нефтяной фазы продолжит снижаться. В гидрофобных породах вода распределяется в центре пор породы в виде капель. Сложнопостроенная структура пор негативно влияет на вытеснение остаточной нефти, поскольку диаметр капель остаточной нефти будет превышать диаметр пор (Rücker et al., 2020).

Полимерное заводнение

Поскольку на большинстве нефтяных месторождений невозможно значительно увеличить градиент давления в межскважинной области, то принято считать, что в межскважинном пространстве градиент давления остается практически постоянным. Увеличение градиента давления возможно лишь в небольших по размеру околоскважинных зонах, что повышает эффективность локального вытеснения нефти из этих зон, но практически не влияет на эффективность вытеснения в масштабах всего пласта. Соответственно, рост градиента давления нельзя использовать в качестве механизма повышения нефтеотдачи для пласта в целом (Михайлов, 1985).

Увеличение эффективности вытеснения нефти при полимерном заводнении возможно только за счёт микроскопических сил. В пласте действует множество микроскопических сил, но из них только те микроскопические силы, которые не увеличивают макро-градиент давления, могут объяснить механизм действия вязкоупругой жидкости на повышение нефтеотдачи пластов.

Линии тока и микроскопические силы, создаваемые различными жидкостями, могут изменяться лишь при условии, что макросилы остаются в пласте неизменными. При полимерном заводнении, даже при неизменном градиенте давления, будут изменяться направление и величина этих микроскопических сил. Это обстоятельство принципиально отличает действия микроскопических сил при обычном заводнении. Изменение (как правило, увеличение) микроскопических сил, действующих на скопления нефти, приводит к деформации этих скоплений, изменению их формы и к последующей миграции остаточной нефти (Михайлов, 1992).

Свойства вязкости и эластичности жидкости влияют на линии тока и микроскопические силы, контролируемые их геометрию. Экспериментально доказано, что эластичность раствора полимера оказывает большее влияние

на микроскопические линии тока, чем его вязкость (месторождение Дацин, Китай). Поэтому в большинстве случаев рассматривается только влияние эластичности полимерной вытесняющей жидкости на эффективность вытеснения нефти (Yan et al., 2022; Song et al., 2022).

Результаты керновых экспериментов показали, что раствор вязкоупругого полимера может улучшить эффективность вытеснения нефти и снизить остаточную нефтенасыщенность за счет эффектов вязкоупругой жидкости, а именно эффекта Вайсенберга, вызванного растягиванием цепи молекул, и расширения струи вязкоупругого полимера в поровом пространстве из-за первой разности нормальных напряжений (Wang et al., 2001).

Влияние эластичности раствора полиакриламида (ПАА) с относительной молекулярной массой $1,8 \times 10^7$ и величины капиллярного числа на эффективность вытеснения нефти в слабо-олеофильно однородных искусственных кернах (индекс смачиваемости нефтью 0,64, индекс смачиваемости водой 0,4) показано на рисунке 5 (Wu, Wang, 2011).

Все три эксперимента (рис.5 а, b, c) показывают, что эластичность полимерного раствора может повышать эффективность вытеснения нефти и снижать остаточную нефтенасыщенность в широком диапазоне значений капиллярного числа.

ПАВ-полимерное заводнение

ПАВ-полимерное заводнение является одним из базовых методов химического заводнения на крупных нефтяных месторождениях. Общая схема реализации заключается в закачке смеси полимера и поверхностно-активного вещества в пласт с определенной скоростью. При химическом заводнении полимеры используются для увеличения коэффициента охвата, а ПАВ – для увеличения эффективности вытеснения нефти и повышения нефтеотдачи. В процессе приготовления ПАВ-полимерной смеси её компоненты неизбежно взаимодействуют и формируют новые свойства.

При вытеснении нефти из неоднородных коллекторов коэффициент извлечения нефти растёт с увеличением вязкости раствора полимера. При увеличении вязкости раствора до определенного значения темп роста коэффициента извлечения нефти остается постоянным, т. е. существует критическая вязкость. Для достижения оптимального вытеснения после заводнения межфазное натяжение должно быть снижено до 10^{-3} мН/м (Chatzis, Morrow, 1984; Foster, 1973). В большинстве пластов межфазное натяжение физически не может достичь этого значения (или достижение этого значения нерентабельно). В системе ПАВ-полимерного заводнения, благодаря синергетическому эффекту полимера и ПАВ, оптимальное извлечение нефти может быть достигнуто и без снижения межфазного натяжения до сверхнизких значений (An et al., 2022).

Влияние капиллярного числа на коэффициент нефтеизвлечения при использовании системы ПАВ-полимерного заводнения в неоднородных коллекторах было изучено с помощью лабораторных экспериментов. В качестве полимера выбран ПАА, в качестве ПАВ комплексная система, состоящая из персульфата калия (KPS) и анионно-неионогенного ПАВ YG210-10 (Li et al., 2014) (рис. 6).

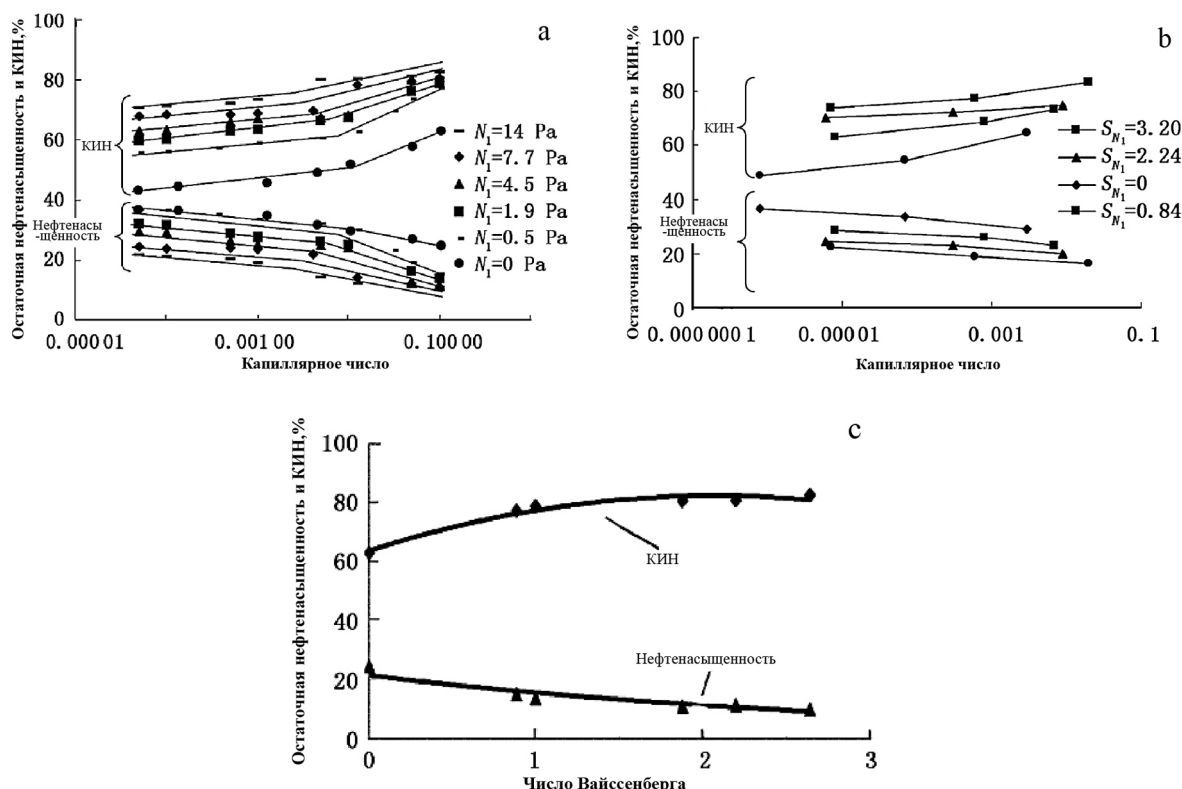


Рис. 5. Влияние эластичности полиакриламида (ПАА) и величины капиллярного числа (или числа Вайссенберга) на коэффициент вытеснения (КИН) и остаточную нефтенасыщенность: эластичность раствора характеризуется: а – первой разностью нормальных напряжений (N_1); б – наклоном отношения между первым нормальным напряжением и скоростью сдвига S_{N_1} ; с – числом Вайссенберга.

Схема на рисунке 6 показывает, что для неоднородных коллекторов на карте коэффициента извлечения имеются две характерные области. Согласно классической теории капиллярного числа (уравнение 1), чем выше вязкость вытесняющей фазы или ниже межфазное натяжение (то есть чем больше капиллярное число), тем больше коэффициент вытеснения. Но капиллярное число, соответствующее области II, как правило, больше, чем в области I, в то же время полученное приращение коэффициента извлечения в области II несколько меньше, чем в области I. Из этого следует, что максимальные значения капиллярного числа в неоднородном коллекторе не дают максимального

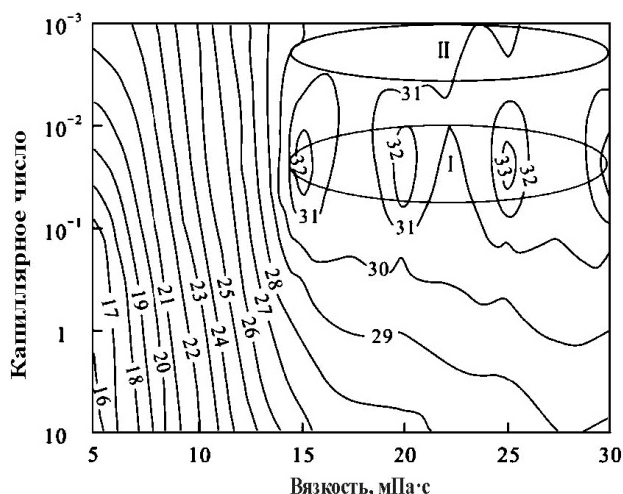


Рис. 6. Карта приращения КИН в системе ПАВ-полимерного заводнения

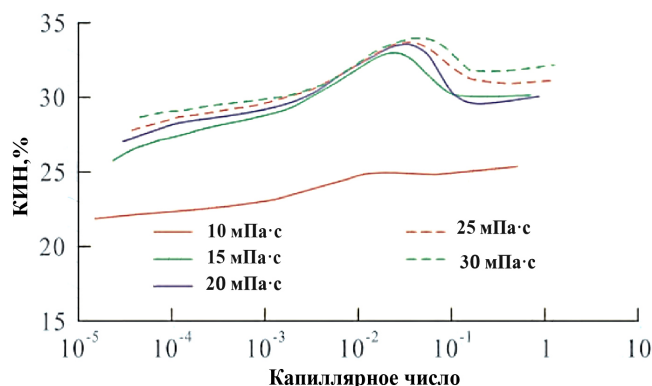


Рис. 7. Зависимость между капиллярным числом и приращением КИН в системе ПАВ-полимерного заводнения

коэффициента извлечения остаточной нефти и соответственно, добавленной стоимости.

Из рисунка 7 видно, что при увеличении капиллярного числа до 10^{-2} достигнуто максимальное приращение коэффициента извлечения нефти (КИН). При капиллярном числе 10^{-2} и значениях вязкости 15, 20, 25 и 30 мПа·с приращение значения КИН мало отличается. При капиллярном числе порядка 10^{-2} , вязкости 15, 20, 25 и 30 мПа·с прирост коэффициента извлечения нефти незначителен. Учитывая стоимость композиции, при вязкости 15 мПа·с, межфазном натяжении $1,865 \times 10^{-2}$ мН/м и соответствующем капиллярном числе $1,975 \times 10^{-2}$ эффект вытеснения нефти наилучший, и это значение капиллярного числа можно считать оптимальным.

ASP заводнение

Технология ASP-заводнения (alkaline-surfactant-polymer flooding) представляет собой разновидность технологии добычи нефти, в которой для повышения нефтеотдачи используется комплексная система химического заводнения, состоящая из щелочи, поверхностно-активного вещества и полимера. Эффект достигается за счет увеличения вязкости вытесняющей жидкости, увеличения вытесняемого объема и снижения межфазного натяжения между нефтью и водой. Суть технологии заключается в замене ПАВ более дешёвой щелочью, что снижает необходимое количество и потери ПАВ и полимера. Кроме того, щелочь реагирует с органической кислотой в природной нефти с образованием мыла нефтяной кислоты. Это увеличивает содержание поверхностно-активных веществ и дополнительно улучшает эффективность вытеснения нефти (Ху, 2019; Ji, 2012).

Катионы щелочного раствора полимера снижают вязкость полимера за счёт экранирования электрического заряда на границе раздела фаз. Кроме того, щёлочь способствует гидролизу амидной группы в полимерной цепи, это увеличивает отрицательный заряд в молекулярной цепи и увеличивает электростатическое отталкивание между и внутри молекул. Таким образом, молекулярная цепь полимера изменяется с более закрученного состояния к растянутому состоянию, вязкость раствора полимера при этом увеличивается. Считается, что эффект экранирования заряда играет доминирующую роль в вышеуказанных процессах (Li et al., 2012).

На рисунке 8 дано сравнение остаточной нефтенасыщенности в зависимости от капиллярного числа для трёх различных систем ASP (8a) и показана зависимость нефтеотдачи от капиллярного числа (8b). По реологии система

глицерина относится к вязкой системе, а система НРАМ и ксантановой камеди – к вязкоупругой системе. Из кривых на рисунке 8 видно, что коэффициент вытеснения для системы щелочь-ПАВ-НРАМ является самым высоким из рассмотренных трёх систем. Разница коэффициентов вытеснения двух различных вязкоупругих систем невелика, а коэффициент вытеснения глицериновой системы выше. Это указывает на то, что для полимерных систем, помимо вязкости, значительный вклад в увеличение нефтеотдачи и снижение остаточной нефтенасыщенности вносит также эластичность этих систем. При сравнении положения точек перегиба на трёх кривых (рис. 8b) видно, что капиллярное число в точке перегиба системы щелочь-ПАВ-НРАМ является минимальным. Это показывает, что система щелочь-ПАВ-НРАМ имеет более высокую вязкоупругость, соответственно, коэффициент извлечения выше (Jiang, 2004).

Заключение

1. В процессе обычного заводнения выделены три различных режима формирования остаточной нефтенасыщенности: капиллярный, капиллярно-напорный и авто-модельный, и выявлены два критических значения числа капиллярности (порог мобилизации и порог вытеснения), разделяющие эти режимы, которые варьируются при изменении фильтрационно-ёмкостных и поверхностных свойств пласта.

2. При химическом заводнении снижение остаточной нефтенасыщенности и увеличение коэффициента вытеснения происходят за счёт роста значений капиллярного числа.

3. Кривые капиллярного вытеснения для различных технологий химического заводнения различны, каждая имеет свою особую точку перегиба, характеризующую минимальную остаточную нефтенасыщенность, без достижения максимального значения капиллярного числа.

4. Дополнительное количество остаточной нефти может быть извлечено в определённом диапазоне капиллярных чисел даже при условии, если не будут достигнуты сверхнизкие значения межфазного натяжения, за счет увеличения концентрации поверхностно-активного вещества.

5. Выявлены факторы повышения эффективности довытеснения остаточной нефти из пласта при полимерном заводнении: эффект Вайсенберга и расширение объёма полимера из-за первой разности нормальных напряжений. 6. Высокое нефтеизвлечение при полимерном ПАВ-заводнении может быть достигнуто без достижения сверхнизкого межфазного натяжения благодаря синергетическому эффекту взаимодействия полимера и ПАВ. При этом существует оптимальное капиллярное число.

7. Максимальный технологический эффект при ASP-заводнении достигается в результате синергетического эффекта увеличения вязкости вытесняющей жидкости, снижения межфазного натяжения между фазами и, как следствие, увеличения вытесняемого объёма нефти, а её количественная оценка производится формулами, представленными в исследованиях (Шахвердиев, Мандрик, 2007; Шахвердиев, 2014; Azizaga, Shakhverdiev, 2024).

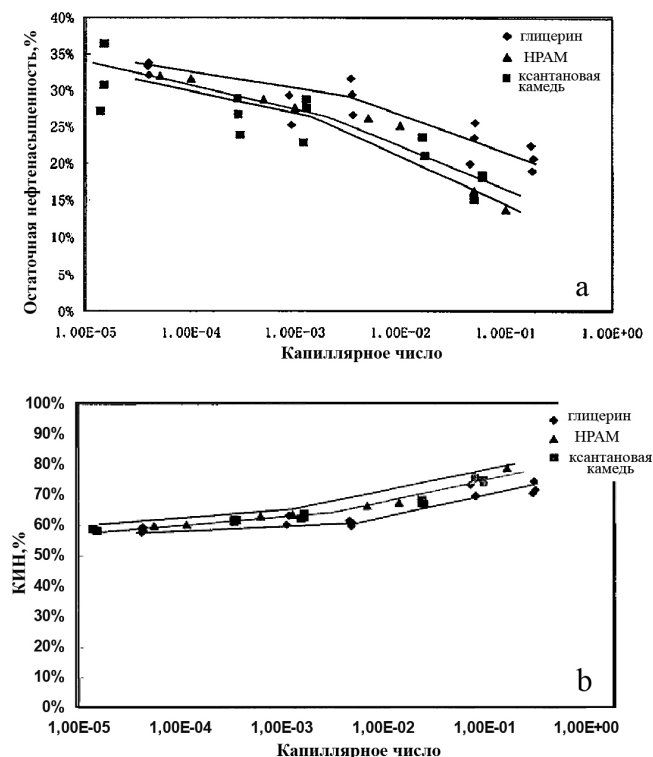


Рис. 8. Кривая капиллярного вытеснения для различных систем ASP (щелочь-NaOH, ПАВ-ORS41, полимеры: глицерин/НРАМ/ксантановая камедь)

Финансирование

Работа выполнена в соответствии с Госзаданием Минобрнауки Рег. № FMME-2025-0010 Рег. № НИОКТР (РОСРИД) 125020501404-4.

Литература

Мелехин С.В., Михайлов Н.Н. (2015). Экспериментальное исследование мобилизации остаточной нефти при заводнении карбонатных коллекторов. *Нефтяное хозяйство*, 8, с. 72–76.

Михайлов Н.Н. (1985). К методике оценки прироста нефтеотдачи за счет воздействия на призабойную зону и на пласт в целом. *Сб.: Геолого-геофизические исследования при физико-химических и термических методах повышения нефтеотдачи. Тр.МИНГ*, вып. 191.

Михайлов Н.Н. (1992). Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. М.: Недра, 240 с.

Михайлов Н.Н. (2011). Петрофизическое обеспечение новых технологий доизвлечения остаточной нефти из техногенно измененных залежей. *Каротажник*, 7(205), с. 126–137.

Михайлов Н.Н., Высоковская Е.С. (1982). Прогноз остаточного нефтенасыщения по данным изучения динамики проникновения фильтра глинистого раствора в пласт. *Сб.: Усовершенствование методов изучения месторождений с целью увеличения нефтеотдачи пластов*. М.: Недра, с. 85–101.

Михайлов Н.Н., Глазова В.И., Высоковская Е.С. (1983). Прогноз остаточного нефтенасыщения при проектировании методов воздействия на пласт и призабойную зону. Научно-технич. обзор. М.: ВНИИОЭНГ, серия: Нефтепромысловое дело, вып. 22(71), 71 с.

Михайлов Н.Н., Мелехин С.В. (2021). Коэффициент вытеснения нефти водой при переменных значениях капиллярного числа. *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 62–66. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-4-62-66

Мо Цзяли, Михайлов Н.Н., Хэнян Ван (2024). Влияние микроструктуры коллектора на состояние остаточной нефти по данным релаксометрии ядерно-магнитного резонанса. *Георесурсы*, 26(1), с. 100–108. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.1.8>

Шахвердиев А.Х. (2014). Ещё раз о нефтеотдаче. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 44–48.

Шахвердиев А.Х., Мандрик И.Э. (2007). Влияние технологических особенностей добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на коэффициент извлечения нефти. *Нефтяное хозяйство*, 6, с. 76–79.

An Y, Yao X, Zhong J, Pang S, Xie H. (2022). Enhancement of oil recovery by surfactant-polymer synergy flooding: A review. *Polymers and Polymer Composites*, 30. DOI: 10.1177/09673911221145834

Chatzis I., Morrow N.R. (1984). Correlation of Capillary Number Relationships for Sandstone. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 24(05), pp. 555–562. DOI: 10.2118/10114-pa

Chatzis I., Kuntamukkula M.S., and N.R. Morrow (1988). Effect of Capillary Number on the Microstructure of Residual Oil in Strongly Water-Wet Sandstones. *SPE Res Eng*, 3, pp. 902–912. <https://doi.org/10.2118/13213-PA>

Deng Chao, Hou Baofeng, Yang Xiwu, etc. (2022). The Mechanism of Surfactants Changing Reservoir Wettability and Enhancing Recovery. *Contemporary Chemical Industry*, 51(04), pp. 757–761+765. (In Chinese) DOI: 10.13840/j.cnki.cn21-1457/tq.2022.04.025

Foster W.R. (1973). A Low-Tension Waterflooding Process. *J Pet Technol*, 25, pp. 205–210. <https://doi.org/10.2118/3803-PA>

Gong L., Liao G., Luan H., Chen Q., Nie X., Liu D., & Feng Y. (2020). Oil solubilization in sodium dodecylbenzenesulfonate micelles: New insights into

surfactant enhanced oil recovery. *Journal of Colloid and Interface Science*, 569, pp. 219–228. doi: 10.1016/j.jcis.2020.02.083

Guo, H., Song, K., & Hilfer, R. (2022). A brief review of capillary number and its use in capillary desaturation curves. *Transport in Porous Media*, 144(1), pp. 3–31. <https://doi.org/10.1007/s11242-021-01743-7>

Jiang Haifeng (2004). Experimental research on the influence of capillary number on the displacement effect of ASP flooding under different conditions. Daqing Petroleum Institute. (In Chinese)

Li Kanyun, Li Cuiping, Zhao Guang et al. (2014). Experiment on reasonable capillary number for binary compound flooding in heterogeneous reservoir. *PGRE*, 21(1), pp. 87–91. (In Chinese) DOI: 10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2014.01.022

Li Mingyan, Lu Xiangguo, Sun Gang et al. (2012). Study on Viscosity and Interfacial Tension of Compound Surfactant Ternary Compound System. *Oilfield Chemistry*, 29(03), pp. 326–330. (In Chinese) DOI: 10.19346/j.cnki.1000-4092.2012.03.017

Rücker, M., Bartels, W. B., Garfi, G., Shams, M., Bultreys, T., Boone, M., ... & Luckham, P. F. (2020). Relationship between wetting and capillary pressure in a crude oil/brine/rock system: From nano-scale to core-scale. *Journal of colloid and interface science*, 562, pp. 159–169. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2019.11.086>

Tehrani-Bagha A.R., Singh R.G., & Holmberg K. (2012). Solubilization of two organic dyes by cationic ester-containing gemini surfactants. *Journal of Colloid and Interface Science*, 376(1), pp. 112–118. DOI: 10.1016/j.jcis.2012.02.016

Wu Wenxiang, Wang Demin (2011). Research on polymer viscoelasticity to improve oil displacement efficiency. *Journal of China University of Petroleum (Natural Science Edition)*, 35(05), pp. 134–138. (In Chinese)

Zhan F., Gong L., Luan H., Chen Q., Liao G., & Feng Y. (2021). Enhancing Oil Recovery by Low Concentration of Alkylaryl Sulfonate Surfactant without Ultralow Interfacial Tension. *Journal of Surfactants and Detergents*, 24(4), pp. 669–681. DOI: 10.1002/jsde.12488

Сведения об авторах

Мо Цзяли – аспирант, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, пр. Ленинский, д. 65

e-mail: mojiali111@gmail.com

Николай Нилович Михайлов – доктор тех. наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, гл. научн. сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, Москва, 119333, ул. Губкина, д. 3

e-mail: folko200@mail.ru

Статья поступила в редакцию 14.09.2024;

Принята к публикации 28.02.2025;

Опубликована 20.09.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Effect of capillary number on the residual oil saturation during chemical flooding

Mo Jiali¹, N.N. Mikhailov^{1,2*}

¹National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russian Federation

²Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Nikolai N. Mikhailov, e-mail: folko200@mail.ru

Abstract. The paper presents experimental results of studying capillary displacement curves in chemical methods of enhancing oil recovery. The analysis of the theory of capillary number and changes in this parameter in chemical methods of enhancing oil recovery is carried out. The results of studies of capillary displacement curves are analyzed, and general patterns and features of the behavior of these curves in various experimental conditions are revealed. The analysis showed that with a change in formation wettability, porosity, permeability, and pore structure, the capillary displacement curves change. Under changing formation conditions, classical capillary displacement curves previously obtained in the course of basic experiments do not allow predicting residual oil saturation, and in addition, the maximum oil recovery does not correspond to the maximum values of capillary numbers. In the practice of oil field development, there is no need to use high concentrations of surfactants to reduce the surface tension to an ultra-low level. Addition of polymer, and alkali (in appropriate concentration) provides high oil recovery due to interaction of surfactants, polymer and alkali. Currently, in China, ASP flooding technology (alkaline-surfactant-polymer flooding – alkaline flooding and combined use of alkali, surfactant, and polymer) is the most effective method of enhancing oil recovery in flooded oil fields and gives good results. Therefore, it is necessary to study the micromechanisms of residual oil mobility and filtration. Studies of the capillary displacement curve, considering the structure of the reservoir and its basic filtration characteristics, are of decisive importance in the development of oil fields in China, and these curves can also be used in world practice as a basis for enhancing oil recovery.

Keywords: the curves of capillary displacement, EOR, capillary number, ultra-low interfacial tension types

Recommended citation: Mo J., Mikhailov N.N. (2025). Effect of capillary number on the residual oil saturation during chemical flooding. *Georesursy = Georesources*, 27(3), pp. 233–242. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.20>

Acknowledgements

The work was carried out in accordance with the State Assignment of the Ministry of Education and Science of the Russian Federation No. FMME-2025-0010 R&D Reg. No. (ROSRID) 125020501404-4.

References

- An Y., Yao X., Zhong J., Pang S., Xie H. (2022). Enhancement of oil recovery by surfactant-polymer synergy flooding: A review. *Polymers and Polymer Composites*, 30. DOI: 10.1177/09673911221145834
- Chatzis I., Morrow N.R. (1984). Correlation of Capillary Number Relationships for Sandstone. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 24(05), pp. 555–562. DOI: 10.2118/10114-pa
- Chatzis I., Kuntamukkula M.S., and N.R. Morrow (1988). Effect of Capillary Number on the Microstructure of Residual Oil in Strongly Water-Wet Sandstones. *SPE Res Eng.* 3, pp. 902–912. <https://doi.org/10.2118/13213-PA>
- Deng Chao, Hou Baofeng, Yang Xiwu, etc. (2022). The Mechanism of Surfactants Changing Reservoir Wettability and Enhancing Recovery. *Contemporary Chemical Industry*, 51(04), pp. 757–761+765. (In Chinese) DOI: 10.13840/j.cnki.cn21-1457/tq.2022.04.025
- Foster W.R. (1973). A Low-Tension Waterflooding Process. *J Pet Technol*, 25, pp. 205–210. <https://doi.org/10.2118/3803-PA>
- Gong L., Liao G., Luan H., Chen Q., Nie X., Liu D., & Feng Y. (2020). Oil solubilization in sodium dodecylbenzenesulfonate micelles: New insights into surfactant enhanced oil recovery. *Journal of Colloid and Interface Science*, 569, pp. 219–228. doi: 10.1016/j.jcis.2020.02.083
- Guo, H., Song, K., & Hilfer, R. (2022). A brief review of capillary number and its use in capillary desaturation curves. *Transport in Porous Media*, 144(1), pp. 3–31. <https://doi.org/10.1007/s11242-021-01743-7>
- Jiang Haifeng (2004). Experimental research on the influence of capillary number on the displacement effect of ASP flooding under different conditions. Daqing Petroleum Institute. (In Chinese)
- Li Kanyun, Li Cuiping, Zhao Guang et al. (2014). Experiment on reasonable capillary number for binary compound flooding in heterogeneous reservoir. *PGRE*, 21(1), pp. 87–91. (In Chinese) DOI: 10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2014.01.022
- Li Mingyan, Lu Xiangguo, Sun Gang et al. (2012). Study on Viscosity and Interfacial Tension of Compound Surfactant Ternary Compound System. *Oilfield Chemistry*, 29(03), pp. 326–330. (In Chinese) DOI: 10.19346/j.cnki.1000-4092.2012.03.017
- Melekhin S.V., Mikhailov N.N. (2015). Experimental study of residual oil mobilization during waterflooding of carbonate reservoirs. *Neftyanoe khozyaystvo*, 8, pp. 72–76. (In Russ.)
- Mikhailov N.N. (1985). On the methodology for assessing oil recovery by influencing the bottomhole zone and the reservoir as a whole. *Coll. papers: Geological and geophysical studies with physicochemical and thermal methods of enhancing oil recovery. Tr.MING*, vol. 191. (In Russ.)
- Mikhailov N.N. (1992). Residual oil saturation of developed formations. Moscow: Nedra, 240 p. (In Russ.)
- Mikhailov N.N. (2011). Petrophysical support for new technologies for additional recovery of residual oil from technogenically altered deposits. *Karotazhnik*, 7(205), pp. 126–137. (In Russ.)
- Mikhailov N.N., Vysokovskaya E.S. (1982). Forecasting Residual Oil Saturation Based on a Study of the Dynamics of Clay Mud Filtrate Penetration into the Reservoir. *Coll. papers: Improving Field Study Methods to Enhance Oil Recovery*. Moscow: Nedra, pp. 85–101. (In Russ.)
- Mikhailov N.N., Glazova V.I., Vysokovskaya E.S. (1983). Forecasting Residual Oil Saturation in Designing Reservoir and Borehole Zone Stimulation Methods. Scientific and Technical Review. Moscow: VNIIOENG, ser.: Neftepromyslovoe delo, vol. 22(71), 71 p. (In Russ.)
- Mikhailov N.N., Melekhin S.V. (2021). The coefficient of oil displacement by water at variable values of capillary number. *Neftyanoe khozyaystvo*, 4, pp. 62–66. (In Russ.) DOI: 10.24887/0028-2448-2021-4-62-66
- Mo J., Mikhailov N.N., Wang H. (2024). Influence of Reservoir Microstructure on the State of Residual Oil According to Nuclear Magnetic Resonance (NMR) Spectroscopy. *Georesursy = Georesources*, 26(1), pp. 100–108. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.1.8>
- Rücker, M., Bartels, W. B., Garfi, G., Shams, M., Bultreys, T., Boone, M., ... & Luckham, P. F. (2020). Relationship between wetting and capillary pressure in a crude oil/brine/rock system: From nano-scale to core-scale. *Journal of colloid and interface science*, 562, pp. 159–169. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2019.11.086>
- Shakhverdiev A.Kh. (2014). Once again about oil recovery. *Neftyanoe khozyaystvo*, 1, pp. 44–48. (In Russ.)
- Shakhverdiev A.Kh., Mandrik I.E. (2007). The influence of technological features of hard-to-recover hydrocarbon reserves production on the oil recovery factor. *Neftyanoe khozyaystvo*, 6, pp. 76–79. (In Russ.)
- Tehrani-Bagha A.R., Singh R.G., & Holmberg K. (2012). Solubilization of two organic dyes by cationic ester-containing gemini surfactants. *Journal of Colloid and Interface Science*, 376(1), pp. 112–118. DOI: 10.1016/j.jcis.2012.02.016
- Wu Wenxiang, Wang Demin (2011). Research on polymer viscoelasticity to improve oil displacement efficiency. *Journal of China University of Petroleum (Natural Science Edition)*, 35(05), pp. 134–138. (In Chinese)
- Zhan F., Gong L., Luan H., Chen Q., Liao G., & Feng Y. (2021). Enhancing Oil Recovery by Low Concentration of Alkylaryl Sulfonate Surfactant without Ultralow Interfacial Tension. *Journal of Surfactants and Detergents*, 24(4), pp. 669–681. DOI: 10.1002/jsde.12488

About the Authors

Jiali Mo – Graduate Student, National University of Oil and Gas “Gubkin University”

Build. 1, 65, Leninsky ave., Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: mojiali111@gmail.com

Nikolai N. Mikhailov – Dr. Sci. (Technical Sciences),
Professor, National University of Oil and Gas “Gubkin
University”; Chief Researcher, Institute of Oil and Gas
Problems of the Russian Academy of Sciences Build. 1, 65,
Leninsky ave., Moscow, 119991, Russian Federation
e-mail: folko200@mail.ru

*Manuscript received 14 September 2024;
Accepted 28 February 2025;
Published 20 September 2025*

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the
terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License
(<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)