

**ГРП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭНЕРГИИ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ
ПРИТОКА ГАЗА ИЗ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ**

Коротков Р.Н.

Научный руководитель - профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

За последние десятилетия с помощью гидроразрыва пласта значительно увеличили добычу нефти и газа из плотных песчаных коллекторов во многих странах. Принимая во внимание нарушения свойств пластов, огромное потребление воды и воздействие на окружающую среду, связанное с жидкостями ГРП на водной основе, данное исследование было направлено на изучение технологий безводного ГРП из-за их высокого потенциала для решения данных проблем. В статье рассматриваются ключевые теории и особенности технологий безводного гидроразрыва пласта, в частности, ГРП на углеводородной основе с применением углекислого газа.

Гидравлический разрыв пласта для разработки резервуаров с проницаемостью микро- и нано-Дарси предполагает закачку жидкости под высоким давлением и с высокой скоростью в пласт для создания трещин в породе. Преимущественно гидравлические трещины распространяются перпендикулярно минимальному напряжению в одной плоскости вокруг перфорационных отверстий. Когда закачка прекращается, и трещина закрывается, расклинивающие агенты, взвешенные в жидкости гидроразрыва, создают сложную сеть трещин. Эти сети трещин увеличивают площадь контакта между пластом и стволом скважины и служат высокопроводящими путями для потока пластовых флюидов в ствол скважины [3, 9].

Современная технология гидроразрыва пласта применяется во всем мире на месторождениях: на более чем 90% газовых и 70% нефтяных скважин, пробуренных в последние годы, провели ГРП [1]. Гидравлический разрыв пласта обычно основан на использовании жидкостей на водной основе, из-за общедоступности и низкой стоимости, а также ее способности транспортировать проппант, однако зависимость от воды имеет несколько серьезных недостатков. Во-первых, вода может нанести значительный ущерб пласту, который заключается в проявлении капиллярных эффектов, снижении эффективной проницаемости и набухании глины в результате впитывания воды и гидратации минералов (рис. 1) [10]. Данные повреждения пласта препятствуют потоку углеводородов из скелета породы в сеть трещин и, таким образом, ухудшают производительность и эффективность извлечения флюида. Во-вторых, использование воды в больших количествах может создать значительную нагрузку на местные водные ресурсы, а также на местную окружающую среду. В-третьих, неправильная утилизация или обработка большого количества обратной жидкости может привести к спорным экологическим вопросам. За исключением случаев повторного закачивания в глубокие пласты, жидкости обратного потока, содержащие химические добавки, высокие концентрации взвешенных твердых частиц, солей и углеводородов и т.д., должны подвергаться надлежащей обработке, чтобы избежать загрязнения окружающей среды, что увеличивает стоимость проведения операций гидроразрыва пласта [6]. Все эти проблемы, связанные с водой, требуют исследования и разработки технологий безводного ГРП.

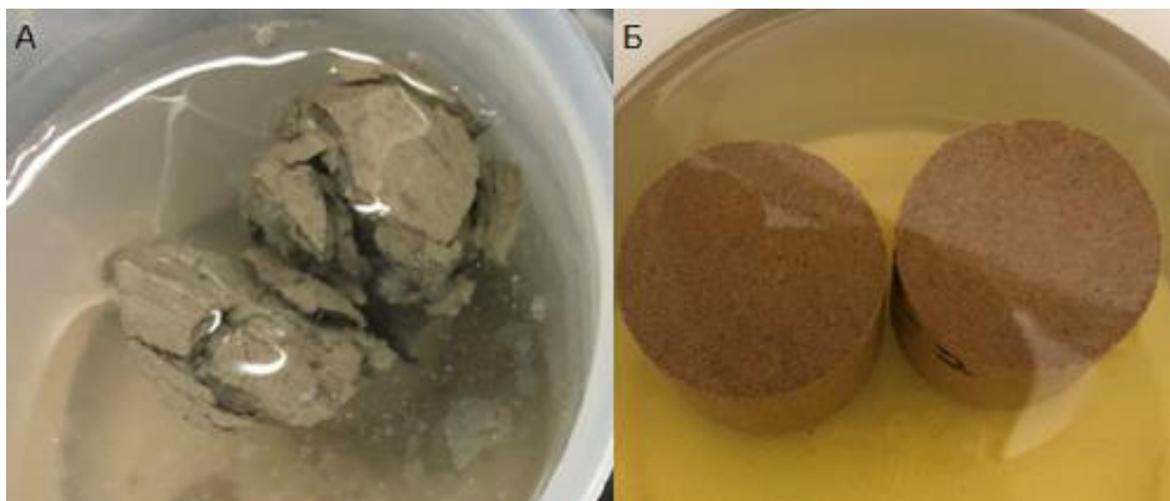


Рис. 1 Взаимодействие образцов керна с водой и дизелем

Полевые испытания гидроразрыва пласта на углеводородной основе были впервые проведены в Колорадо, Канзасе, Техасе и Вайоминге в конце 1940-х годов [2]. В ходе этих испытаний в 11 из 23 стимулированных скважин повысилась продуктивность. В данных полевых испытаниях бензин превращался в высоковязкую жидкость, обеспечивающую перенос песка, за счет добавления напалма. Жидкости, включая конденсат, керосин, дизельное топливо или даже сырую нефть, могут использоваться отдельно или в смеси для образования базовой жидкости [8]. Первоначально предполагалось, что использование бензина позволит избежать большей части повреждений пласта, связанных с водой. Однако жидкости на нефтяной основе могут также и ухудшить эффективную проницаемость газовых резервуаров [11]. Принимая во внимание эффект локализации в

небольших порах (~10 нм и меньше) тяжелых углеводородных компонентов, вносимых нефтью, эффективная проницаемость может ухудшиться. Кроме того, жидкости на нефтяной основе дороги, и их трудно утилизировать.

Чтобы помочь с обратным потоком жидкости и уменьшить количество требуемой нефти, газ (CO₂ или N₂) может быть использован для «подпитки» данной жидкости [5]. Из-за хорошей смешиваемости с углеводородами CO₂ часто выбирают в качестве подпитывающего газа. Эксперименты на керне Монтни со средней проницаемостью 6,6 мкД продемонстрировали, что жидкость ГРП состоящая 50% на 50% из CO₂ и C₇₋₁₁ восстанавливает проницаемость по метану до 99,9% после 7-дневной выдержки в репрезентативных условиях коллектора [9]. В начале 2000-х осуществили углеводородно-углекислотный гидроразрыв в скважине в формации Морроу в Оклахоме, которая представляет собой водочувствительный пласт из мелкого песчаника с измеренной проницаемостью керна 1,26 мД. Целевая скважина была простимулирована гелем на основе дизельного топлива, содержащим 30-40% CO₂. Сравнение с двумя соседними скважинами с аналогичными характеристиками пласта, которые обрабатывались гелеобразным дизельным топливом без использования CO₂, показало, что начальный дебит целевой скважины был на 140% выше и его расчетная конечная извлекаемость увеличилась на 110%. Кроме того, в результате анализа восстановления давления была получена полудлина трещины – 20 метров и скин-фактор – 3 для целевой скважины, что превосходит 11 метров полудлины и скин-фактор – 1 двух соседних скважин. Гупта и Лещинин сравнили краткосрочные данные по добыче газа для 55 скважин, завершенных в газовой формации Рок Крик в Альберте, которая имеет типичный диапазон пористости 10-14% и диапазон проницаемости 1-5 мД [5]. Из этих скважин 7, 16 и 32 были стимулированы нефтесодержащим гелем, активированным CO₂, активированным N₂ и неактивным нефтяным гелем, соответственно. Хотя использовались разные типы и концентрации пропанта, в целом ГРП с использованием CO₂ примерно вдвое увеличил среднюю кумулятивную добычу газа, достигаемую при углеводородном гидроразрыве с подачей и без энергии N₂. Недавно на месторождении Карр (газовый участок Монтни) Хлидек исследовал характеристики газифицированного нефтяного геля и газифицированного водного геля при гидроразрыве 6 горизонтальных скважин [7]. Продуктивная зона представлена мелким песчаником, имеет среднюю пористость 7% и среднюю газопроницаемость 0,28 мД. Первоначальные данные о дебите показали, что три скважины, стимулированные нефтью, содержащей 20% CO₂, превзошли другие три скважины, стимулированные водой, содержащей 25% CO₂, на 107%, даже несмотря на то, что объем суспензии используемой жидкости на нефтяной основе был намного меньше. Кроме того, обратный поток жидкости на углеводородной основе происходил в 8 раз быстрее, чем обратный поток жидкости на водной основе, с увеличением извлечения на 75%. Очевидно, что углекислый газ значительно улучшает совместимость традиционной жидкости гидроразрыва на нефтяной основе с нетрадиционными коллекторами.

В настоящее время обратный поток, который составляет около 40-50% жидкости для гидроразрыва, очищается и повторно используется для последующего гидроразрыва, что снижает стоимость жидкости и воздействие на окружающую среду [3, 7]. Отработанная нефть обычно возвращается с добытой нефтью на нефтеперерабатывающий завод для переработки [4]. Тем не менее, существует несколько проблем, связанных с углеводородным гидроразрывом под действием CO₂, например, 1) нарушение проницаемости из-за присутствия остаточного флюида, 2) сложность в разделении CO₂ и углеводородов, 3) риски для безопасности.

На сегодняшний момент использование гелей на углеводородной основе насыщенных углекислым газом является крайне перспективным и инновационным методом для сложных газовых залежей, находящихся в России (например, туронских). Особенность данных залежей заключается в неоднородности и изменчивости по литологическому составу, а также низкой проницаемости коллекторов. ГРП для данных пластов просто необходим, чтобы получить реальный экономический прирост, однако нужно ответственно подходить к выбору состава геля, а также безопасности работ, чтобы избежать негативных последствий.

Литература

1. Brannon, H. D. 2010. Hydraulic fracturing materials: application trends and consideration, SPE distinguished lecture.
2. Clark, J. B. 1949. A hydraulic process for increasing the productivity of wells. *Journal of Petroleum Technology*, 1(01): 1-8.
3. Edwards, J., Tudor, R. and Jones, D. 2009. Benefits of quality hydrocarbon fracturing fluid recycling, in the Canadian International Petroleum Conference, Calgary, 16-18 June. Paper 2009-056.
4. Fyten, G., Houle, P., Taylor, R. S., Stemler, P. S., and Lemieux, A. 2007. Total phosphorus recovery in flowback fluids after gelled hydrocarbon fracturing fluid treatments. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 46 (12): 17-21.
5. Gupta, D. V. S. and Leshchysyn, T. T. 2005. CO₂ energized hydrocarbon fracturing fluid: history & field application in tight gas wells in the rock creek gas formation. SPE 95061.
6. Hayes, T. D., Halldorson, B., Horner, P., Ewing, J., Werline, J. R. and Severin, B. F. 2014. Mechanical vapor recompression for the treatment of shale-gas flowback water, *Oil and Gas Facility*, 3(4), 54-62. SPE 170247.
7. Hlidek, B. T., Meyer, R. K., Yule, K. D., and Wittenberg, J. 2012. A case for oil-based fracturing fluids in Canadian Montney unconventional gas development. SPE 159952.
8. Maberry, L. J., Tanner, K. V., McConnell, S. B., and Hinkel, J. J. 1997. Field evaluation of wells fractured in the North La Barge field using continuous-mix gelled oil. SPE 38377.
9. Mayerhofer, M. J., Lolon, E., Warpinski, N. R., Cipolla, C. L., Walser, D. W., and Rightmire, C. M. 2010. What is stimulated reservoir volume? *SPE Production & Operations*, 25(01): 89-98.
10. Sinal, M. L. and Lancaster, G. 1987. Liquid CO₂ fracturing: advantages and limitations. *JCPT*, 26(5): 26-30. PETSOC-87-05-01.
11. Smith, C. F. 1973. Gas well fracturing using gelled non-aqueous fluids. SPE 4678.