



УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА ПЕНООБРАЗУЮЩИМИ СОСТАВАМИ

ENHANCED OIL RECOVERY WITH FOAMING COMPOSITIONS

Рзаева Сабина Джангир кызы

кандидат технических наук, доцент,
ведущий научный сотрудник
отдела проектирования воздействия на пласт и ПЗС,
SOCAR, НИПИ «Нефтегаз», Азербайджанская Республика
rsabina73@mail.ru

Ахмедова Ульвия Тахир кызы

Инженер-технолог
SOCAR, Downstream Management LLC,
Азербайджанская Республика
u.ismayilova@gmail.com

Аннотация. В результате как теоретических, так и лабораторных исследований выявлено, что использование пен в качестве рабочего агента при вытеснении нефти из пористой среды является одним из наиболее перспективных вариантов.

На основе экспериментальных исследований разработан способ повышения нефтеотдачи, основанный на последовательном введении в пласт композиций и получении в пластовых условиях пены, позволяющей значительно увеличить коэффициент охвата пласта воздействием и коэффициент вытеснения. В результате генерации устойчивой пены с высокой кратностью непосредственно в пластовых условиях, на определенном расстоянии от зоны нагнетания происходит перераспределение потока пластовых флюидов. Проталкивающая пенную систему жидкость будет вовлекать в разработку низкопроницаемые зоны, насыщенные нефтью. При этой технологии прирост коэффициента вытеснения достигнет значений выше 20 %.

Ключевые слова: нефтеотдача, пенная система, устойчивость, коэффициент охвата, коэффициент вытеснения.

Rzayeva Sabina Jahangir

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Design of Impacts on the Reservoir
and Wellbottom Zone
Department Leading Researcher, SOCAR,
Oil Gas Scientific Research Project Institute,
Azerbaijan
rsabina73@mail.ru

Ahmadova Ulviyya Tahir

Process-Engineer
SOCAR Downstream Management LLC,
Azerbaijan
u.ismayilova@gmail.com

Annotation. As a result of both theoretical and laboratory studies, it was proved that foams displacing oil from a porous medium can be used as one of the most promising options.

Method for enhancing oil recovery has been developed. It is based on the sequential injection of compositions into the formation and the production of foam in reservoir conditions, which makes it possible to increase the coverage efficiency and the displacement coefficient. As a result of the generation of stable foam with a high expansion rate directly in reservoir conditions at a certain distance from the injection zone, the flow of formation fluids is redistributed. The fluid pushing the foam system will involve low-permeable oil-saturated zones in the development. This technology will increase displacement ratio values above 20%.

Keywords: oil recovery, foam system, stability, coverage ratio, displacement ratio.

В последние десятилетия наблюдается резкое снижение средних размеров запасов новых нефтегазовых месторождений. Во многих регионах углеводородные ресурсы достаточно разведаны и большинство из них давно эксплуатируются [1]. В этой связи наблюдается повышенная обводненность продукции скважин, наряду со снижением дебитов нефти. Дальнейшее применение традиционных технологий приведет к неизбежному снижению конкурентоспособности экономики, а также лишит возможности добычи нефтегазовых ресурсов в будущем.

С целью повышения нефтеотдачи на сегодняшний день разработаны различные модификации физико-химических, гидродинамических, тепловых, микробиологических методов воздействия на пласт, которым присущи определенные преимущества и недостатки [2]. В результате как теоретических, так и лабораторных исследований выявлено, что использование пен в качестве рабочего агента при вытеснении нефти из пористой среды является одним из наиболее перспективных вариантов. Применение пенообразующих агентов позволяет добиться более высоких показателей нефтеотдачи пласта в сравнении с другими существующими технологиями вытеснения водой, углекислым газом и водогазовым методом, что сделало этот метод более привлекательным и для научных исследований и для нефтяных компаний [3].

Было установлено, что эффективность применения пенных систем повышается с повышением неоднородности пласта по проницаемости и с уменьшением соотношений вязкостей нефти и вытес-



няющей жидкости. Нефтеотдача пласта при этом увеличивается только благодаря улучшению охвата пласта рабочим агентом. Опытным путем было показано, что применение пен в качестве рабочего агента для однородных пластов не приводит к увеличению коэффициента нефтеотдачи.

Применение пен дает значимые результаты при разработке неоднородных коллекторов с пропластками высокой проницаемости, из разрезов с водонасыщенными интервалами. При проведении эксперимента в месторождении Дацин было выявлено, что закачка пены на основе углекислого газа CO_2 повышает коэффициент вытеснения нефти с 60 % до 88 %. Вытесняющим агентом в данном случае служил раствор полиакриламида [4].

Как показали исследования, пенообразование на поверхности с последующей закачкой в пласт при интенсификации добычи нефти в слоисто-неоднородных пористых средах недостаточно эффективно. Это связано с тем, что приготовленная на поверхности пена более подвижна, в результате чего при ее закачке вытесняется меньший объем нефти, также генерированная на поверхности пена менее устойчива в пористой среде.

Известен способ разработки пласта, основанный на чередующемся нагнетании в пласт оторочки водного раствора ПАВ и газа, в результате чего в высокообводненных участках пласта происходит интенсивная генерация пены, вследствие чего фазовая проницаемость этих участков по воде снижается. Однако образованная пена не достаточно устойчива, что снижает эффективность способа [5].

Положительный эффект при вытеснении нефти пенными системами связан с изменением соотношений подвижностей вытесняемой и вытесняющей агентов, проявлением в пенной системе аномальных неравновесных реологических свойств, способствующих выравниванию фронта продвижения.

При воздействии пенными системами на слоисто-неоднородные пласты большая часть закачиваемого в пласт раствора будет аккумулироваться в высокопроницаемых слоях пласта. В результате процесс пенообразования будет доминировать в этих зонах, способствуя экранированию промытых зон и перераспределению потоков флюидов.

Преимущество пенообразующих агентов заключается в том, что при этом расходуется небольшое количество относительно доступных и недорогих поверхностно-активных веществ. Также привлекает внимание следующее свойство пенной системы: ее кажущаяся вязкость зависит от коэффициента проницаемости пористой среды. Другими словами, с увеличением проницаемости пласта, увеличивается значение кажущейся вязкости фильтрующейся пены. Это свойство пены, при закачке ее в пласт, позволяет увеличить охват залежи не только за счет снижения разницы между вязкостью нефти и вытесняющим агентом, но также благодаря уменьшению степени неоднородности пласта.

Для повышения нефтеотдачи в работе [6] в пласт закачивают самовспенивающийся раствор, состоящий из газовыделяющего компонента, инициатора процесса газовыделения, ПАВ. Для того чтобы пенный раствор образовывался в глубине пласта в самовспенивающийся раствор дополнительно включают регулятор показателя pH. Добавка регулятора pH позволяет замедлить реакцию газовыделения и тем самым получить пенную систему на определенном расстоянии от нагнетательной скважины. Однако недостаточная устойчивость пены, относительно низкий коэффициент охвата пласта воздействием и пророст коэффициента вытеснения снижает эффективность способа разработки нефтяной залежи.

Целью нашей работы было исследования свойств реагентов и комбинирование их в композицию с оптимальными соотношениями компонентов, что позволит получить пенную систему с высокой кратностью и устойчивостью. На основе экспериментальных исследований разработан способ повышения нефтеотдачи, основанный на последовательном введении в пласт композиций и получении в пластовых условиях пены, позволяющей значительно увеличить коэффициент охвата пласта воздействием и коэффициент вытеснения нефти. В результате генерации устойчивой пены с высокой кратностью непосредственно в пластовых условиях на определенном расстоянии от зоны нагнетания происходит перераспределение потока пластовых флюидов. Проталкивающая пенную систему жидкость будет вовлекать в разработку низкопроницаемые зоны, насыщенные нефтью. При этой технологии пророст коэффициента вытеснения достигнет значений выше 20 %.

Литература:

1. URL : <https://www.neftegaz-expo.ru/ru/articles/2016/metody-vozdjstvija-na-plast/>
2. URL : <https://neftegaz.ru/science/booty/332036-metody-povysheniya-nefteotdachi-plastov/>
3. CO_2 foam flooding for improved oil recovery: Reservoir simulation models and influencing factors / Yang Zhang [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – Vol. 133. – P. 838–850.
4. Feasibility Studies on CO_2 Foam Flooding EOR Technique After Polymer Flooding for Daqing Reservoirs / Dehu Wang [et al.] // Journal of Dispersion Science and Technology. – 2014. – Vol. 36. – № 4. – P. 453–461.
5. Латыпов А.Г. Повышение эффективности физико-химического воздействия на нефтеводогазонасыщенный пласт с помощью нефте-, водо-, и нефтеводорастворимых ПАВ // Нефтегазовое дело, 2011. – Т. 9. – № 4. – С. 40–43.
6. Способ разработки нефтяной залежи / А.Х. Шахвердиев [и др.] // Патент RU 2178067, 2002 г.

**References:**

1. URL : <https://www.neftegaz-expo.ru/ru/articles/2016/metody-vozdjstviya-na-plast/>
2. URL : <https://neftegaz.ru/science/booty/332036-metody-povysheniya-nefteotdachi-plastov/>
3. CO₂ foam flooding for improved oil recovery: Reservoir simulation models and influencing factors / Yang Zhang [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – Vol. 133. – P. 838–850.
4. Feasibility Studies on CO₂ Foam Flooding EOR Technique After Polymer Flooding for Daqing Reservoirs / Dehu Wang [et al.] // Journal of Dispersion Science and Technology. – 2014. – Vol. 36. – № 4. – P. 453–461.
5. Latypov A.G. Increasing the efficiency of physical and chemical influence on the oil-and-water-saturated reservoir with oil-, water-, and oil-soluble surfactants // Neftegazovoye Delo, 2011. – Vol. 9. – № 4. – P. 40–43.
6. Method of oil deposit development / A.H. Shakhverdiyev [et al.] // Patent RU 2178067, 2002.