

УДК 622.276.4

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД В СИСТЕМЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Голубев В.Г., Садырбаева А.С., Амантаева Д.Б., Охапова К.Т.,
Бесбаева Н.А., Жанабай С.

Южно-Казахстанский государственный университет им. М.Ауэзова (160012, РК,
г.Шымкент, пр. Тауке-хана, 5), e-mail a.sadyrbaeva@mail.ru

С целью увеличения темпа отбора нефти из залежи и повышения ее нефтеотдачи проводят нагнетание рабочего агента в пласт для создания напорного режима, который имеет большую конечную нефтеотдачу по сравнению с режимами истощения. В большинстве случаев используется система поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды.

Закачка газа, хотя и менее эффективна ввиду уменьшения коэффициентов охвата и нефтеотдачи, находит свое применение. Этому способствуют значительная газовая шапка, отсутствие напора контурных вод, наличие в коллекторе большого содержания набухающих глин. В общем случае имеются следующие методы воздействия на нефтяные пласты: законтурное и внутриконтурное заводнения, нагнетание газа в повышенную часть залежи, вторичные методы добычи нефти, новые методы вытеснения нефти из залежи (повышение нефтеотдачи). Наиболее рациональное использование подземных вод и рассолов, добываемых вместе с нефтью, возможно при заводнении продуктивных горизонтов для поддержания пластового давления. Применение системы ППД позволяет повысить нефтеотдачу пластов и темпы отбора нефти и, как следствие, сократить срок разработки месторождения [1-4]. Кроме того, решается вопрос оборотного водоснабжения нефтедобывающих предприятий и сокращаются расходы на бурение поглощающих скважин.

Ключевые слова: поддержание пластового давления, повышение нефтеотдачи, закачка воды, нефтепромысловые сточные воды.

USE OF OIL-SEWAGE WASTE WATER IN THE SYSTEM OF PRESSURE PRESSURE MAINTENANCE

Golubev V.G., Sadyrbaeva A.S., Amantaeva D.B., Okhapova K.T.,
Besbaeva N.A., Zhanabay S.

M. Auezov South-Kazakhstan State University (160012, Kazakhstan, Shymkent, Tauke khan avenue, 5),
e-mail a.sadyrbaeva@mail.ru

In order to increase the rate of oil extraction from the reservoir and increase its oil recovery, the working agent is injected into the reservoir to create a pressure mode that has a greater final oil recovery compared to depletion modes. In most cases, a reservoir pressure maintenance system is used by pumping water.

Gas injection, although less effective due to the decrease in coverage and oil recovery coefficients, finds its

application. This is facilitated by a significant gas cap, the lack of pressure of the contour water, the presence of a large content of swelling clay in the reservoir. In general, there are the following methods of influencing oil reservoirs: outflow and in-circuit flooding, pumping gas into an increased part of the reservoir, secondary methods of oil production, new displacement methods oil from the reservoir (enhanced oil recovery). The most rational use of groundwater and brines extracted with oil is possible when flooding productive horizons to maintain reservoir pressure. The use of the RPM system allows to increase oil recovery and the rate of oil recovery and, as a result, to shorten the field development period [1-4]. In addition, the issue of circulating water supply to oil producing companies is being addressed and the cost of absorbing well drilling is being reduced.

Key words: maintenance of reservoir pressure, enhanced oil recovery, water injection, oilfield wastewater.

В настоящее время свыше 1,5 млрд. м³ пластовых вод откачивается из коллекторов вместе с нефтью, из них 90 % попутных вод находит применение в системах заводнения, а по отдельным объединениям этот показатель достигает 95-100 %. Благодаря утилизации этих вод, в оборотном водоснабжении частично компенсируется расход пресных вод для технологических целей при добыче нефти.

Использование пластовых или сточных вод позволяет повысить коэффициент вытеснения нефти на 5 – 8 % по сравнению с применением пресных вод для той же цели. Однако суммарное потребление поверхностных вод при разведке и эксплуатации месторождений углеводородного сырья еще весьма значительно.

При использовании пластовых вод особое внимание следует уделить биологической и химической совместимости закачиваемых вод. Применение пресных вод для заводнения нефтяных коллекторов способствует развитию микробиологических процессов и, как следствие, заражению продуктивных пластов аэробными и анаэробными бактериями.

Скорость формирования микробиологического сообщества в призабойных зонах нагнетательных скважин зависит от физико-химических условий пласта и количества закачиваемой воды, содержащей кислород.

В среднем этот период времени исчисляется несколькими месяцами, реже первыми годами от момента начала разработки месторождений с ППД.

Наибольшую опасность в связи с высокой коррозионной активностью представляют сульфатвосстанавливающие, нитрофицирующие, тионовые и железобактерии.

Среди разнообразных групп микроорганизмов, обнаруженных в попутных водах, следует отметить сульфатвосстанавливающие бактерии, содержание которых достигает нескольких миллионов клеток в 1 мл воды.

Оптимальными условиями для жизнедеятельности этого типа бактерий являются близкая к нейтральной реакция водной среды, отсутствие или минимальное содержание свободного кислорода, минерализация воды в пределах 10-100 г/л, температура 20-40 °С.

Именно они обуславливают процесс восстановления сульфатов, который ведет к накоплению сероводорода и усилению явлений коррозии нефтепромыслового оборудования [5].

Требования, предъявляемые к качеству закачиваемой речной воды, постоянно возрастают, и сегодня для их использования в заводнении нефтяных пластов рекомендуется комплекс технологической подготовки.

С помощью двухступенчатого фильтрования или последовательных операций, связанных с коагулированием, отстаиванием и фильтрованием, содержание в речной воде твердых механических примесей ограничивается 2-5 мг/л, растворенного кислорода – не более 0,1 мг/л, а коррозионная агрессивность не должна превышать 0,15 мм/год.

При подготовке речной воды должны быть полностью удалены сульфатвосстанавливающие бактерии.

При контакте закачиваемых и подземных вод отмечается изменение термодинамических условий миграции флюидов, сопровождающееся нарушением солевого равновесия и интенсификацией процессов биогенной сульфат редукции. Известно, что около 80 % потерь от коррозии нефтепромыслового оборудования связано с деятельностью сульфатвосстанавливающих бактерий. Под воздействием этих микроорганизмов происходит окисление водорода металла и осаждение железа в сульфидной форме. Сульфид железа образует гальваническую пару с железом, в которой сульфид железа является катодом, а железо подвергается анодному растворению. Скорость коррозии металла может достигать 6 мм/год.

Для защиты оборудования и коммуникаций от коррозии широко используют ингибирование всей добываемой жидкости и закачиваемой в пласт воды [6-9].

Для предотвращения солеотложения в продуктивных пластах и для защиты от микробиологической коррозии нефтепромыслового оборудования применяют для ППД природные и сточные растворы, совместимые по химическому составу с подземными водами. Возможно использование химических реагентов-ингибиторов в композиции с полимерами, бактерицидами и другими активными веществами.

При наличии в природной зоне глинистых минералов под влиянием нагнетаемой воды снижается проницаемость пласта и приемистость скважин. Разбухание интенсивно развивается при контакте с пресными водами и существенно снижается при использовании попутных вод повышенной минерализации. Опытные данные показывают, что разбухание глины не происходит при минерализации закачиваемой воды более 20-30 г/л и содержании ионов кальция и магния более 10 %.

Анализ физико-химических методов увеличения нефтеотдачи(МУН), применяемых в различных нефтедобывающих регионах, показал, что в настоящее время отсутствуют эффективные технологии для до извлечения остаточных нефтей из пластов, насыщенных высокоминерализованными водами (свыше 84 - 100 г/л).

Как следует из данных таблицы 1, практически для всех применяющихся МУН минерализация вод является ограничивающим фактором, резко снижающим их эффективность.

Таблица 1 - Потенциальные возможности и факторы, влияющие на изменение эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов в условиях залежей, насыщенных высокоминерализованными водами

МУН	Увеличение нефтеотдачи, %	Критический фактор применения рабочего агента вытесняющей жидкости
1	2	3
Водорастворимые ПАВ	2,5 - 3,0	ПАВ отличает высокая чувствительность к качеству воды – содержание кислорода, микроорганизмов и мехпримесей, которые в состоянии свести эффект его применения к нулю. С повышением минерализации пластовых вод эффект МУН снижается в связи с возрастанием межфазного натяжения между нефтью и раствором ПАВ. Для получения эффекта подбирается смесь различных ПАВ индивидуально для каждого объекта, что повышает эффективность, но значительно удорожает МУН.
Полимерное заводнение, СПС, ВУС, темпоскрин	4,0-5,0	Биологическая и механическая деструкция ПАА уменьшает молекулярную массу полимера и, как следствие, его загущающую способность. В минерализованной воде в 5-10 раз уменьшается вязкость растворов гидролизованного полиакриламида, что резко снижает величину остаточного фактора сопротивления. В пласте с проницаемостью более 1,5 мкм ² практически не проявляется остаточный фактор сопротивления. Методы неэффективны при пластовых температурах выше 70°С.
Щелочное заводнение	2,0-8,0	Жесткие критерии применимости метода по активности нефти. Минерализация пластовых и закачиваемых вод, как и большое содержание глин в породе, исключают возможность применения метода, так как в этих условиях не происходит образование нефтевытесняющего агента – ПАВ при взаимодействии щелочи с нефтью.
ИХН-КА, Галка	4,0-7,0	Метод реализуется в образующейся в пластовых условиях системе при рН=9,5-10,5. Минерализация вод нарушает фазовое равновесие системы и резко снижает эффективность метода.
ПДС, ВДС, КДС	5,0-13,0	Методы эффективны в пресных слабоминерализованных водах. Минерализация воды снижает эффективность метода, что связано со значительным уменьшением вязкости полимеров в минерализованных пластовых водах и снижением прочности образующихся в минерализованных средах полимерминеральных и волокнистоминеральных комплексов.

Ввиду сосредоточения значительных запасов нефти в залежах, насыщенных высокоминерализованными водами, создание физико-химических МУН, способных обеспечить высокий коэффициент конечной нефтеотдачи в пластах с высокоминерализованными водами, является одной из актуальных задач разработки нефтяных месторождений [10].

Таким образом, представленный анализ позволит, основываясь на перечисленных качествах нефтепромысловых сточных вод, осуществлять их более надежный подбор и правильный выбор.

Список литературы

1. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. Учебник для вузов. – М.: Недра. 1986г. – 366 с.
2. Айткулов А.У. Основы подземной гидромеханики и разработки нефтяных месторождений. Под. Редакцией Т.К. Ахмеджанова, Алматы, 2003г.-145с.
3. Маскет С. Физические основы технологии добычи нефти. М.:Институт компьютерных исследований, 2004 г. 606 с.
4. Титов В.И., Жданов С.А. Особенности состава и свойств остаточных нефтей. // Нефтяное хозяйство. 1989. - № 4. - С. 28-32.
5. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. Н. Наука, 1995г.
6. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические аспекты технологий увеличения нефтеотдачи // Химия в интересах устойчивого развития. 2001.-№ 9. 331-344 с.
7. Ленченкова Л.Е., Кабиров М.М., Персиянцев М.Н. Повышение нефтеотдачи неоднородных пластов. Учебное пособие. Уфа, изд-во УГНТУ, 1998. – 255 с.
8. Методическое руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр. М., 1986г. – 250 с.
9. Методическое руководство по определению эффективности применения тепловых, газовых и физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов. М., 1991 г – 42 с.
10. Липаев А.А., Мусин М.М., Янгуразова З.А., Тухватуллина Г.З. Методика расчета технологических показателей разработки нефтяных месторождений: Учебное пособие. – Альметьевск, 2009. – 108 с.