

РАЗВИТИЕ И ПРИМЕНЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ В НОЯБРЬСКОМ РЕГИОНЕ

Мухаметзянов Р.Н., Гималетдинов Р.А., Юдаков А.Н., Кононенко А.А.,
Митрофанов Д.А.

ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», г. Тюмень, Российская Федерация, (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: sarantcha@mail.ru

В ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» на долю трудноизвлекаемых запасов приходится около 40 % от всего объема запасов, вовлечение их в разработку – актуальная задача и один из приоритетов развития компании. Большинство нефтяных месторождений Ноябрьского региона находятся на четвертой стадии падающей добычи, а остаточные запасы данных месторождений относятся к категории трудноизвлекаемых. Проблема повышения нефтеотдачи крайне важна для ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», т.к. большинство месторождений с трудноизвлекаемыми запасами невозможно вовлечь в разработку традиционными методами. Проведение работ по физико-химическому воздействию на месторождениях позволит в дальнейшем устойчиво снижать темпы падения добычи нефти на истощенных объектах с трудноизвлекаемыми остаточными запасами. В данной статье представлена информация по развитию, применению и анализу физико-химических методов повышения нефтеотдачи в Ноябрьском регионе.

Ключевые слова: методы повышения нефтеотдачи, выравнивание профиля приемистости.

DEVELOPMENT AND APPLICATION OF PHYSICAL AND CHEMICAL EOR NOYABRSK REGION

Mukhametzyanov R.N., Gimaletdinov R.A., Yudakov A.N., Kononenko A.A.,
Mitrofanov D.A.

Federal state budget higher professional educational institution "Tyumen State Oil and Gas University", Tyumen, Russian Federation (625000, Tyumen, Volodarskogo street, 38), e-mail: sarantcha@mail.ru

JSC "Gazpromneft-Noyabrskneftegaz" the share of hard-to-recover reserves account for about 40% of total reserves, involving them in the development is a vital task and one of the development priorities of the company. The majority of oil deposits in November in the region are in the fourth stage of declining production and remaining reserves of these deposits belong to the category of hard. The problem of enhanced oil recovery is extremely important for JSC "Gazpromneft-Noyabrskneftegaz", because most of the fields with hard to recover reserves cannot be involved in the development of traditional methods. Work on physico-chemical effect on the deposits will continue steadily to reduce the decline rate of oil production on degraded objects with hard residual stocks. This article presents information on the development, application and analysis of physico-chemical methods of enhanced oil recovery in the November region.

Keywords: EOR, the alignment profile pick.

Нефтяные месторождения Ноябрьского региона имеют длительную, с 1976 года, историю эксплуатации, большинство находятся в IV стадии падающей добычи с высокой степенью выработки активных запасов нефти, остаточные запасы относятся к категории пассивно разрабатываемых или ожидающих их освоения, т.е. трудноизвлекаемых. Доля трудноизвлекаемых запасов в остаточных составляет 99,9 %.

В настоящее время из крупнейших эксплуатационных объектов Ноябрьского региона добывается около половины всей нефти, обводненность добываемой нефти достигла 92 %, а степень выработки запасов составляет около 58 %. Остаточные запасы являются трудноизвлекаемыми, локализованными в зонах с низкими значениями нефтенасыщенных

толщин, нефтенасыщенности и коллекторских свойств. Как правило, они характеризуются низкой продуктивностью и низкими дебитами нефти, что ведет к увеличению доли трудноизвлекаемых запасов, извлечение которых требует применения третичных методов. Ухудшение качества запасов влечёт за собой увеличение энергозатрат на добычу и себестоимости нефти соответственно. Вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов и снижение энергозатрат на добычу нефти возможны с помощью современных эффективных технологий стимулирования работы пласта и инновационных методов повышения нефтеотдачи. Задача повышения энергоэффективности и энергосбережения для ТЭК является ключевой, так как без принятия соответствующих мер добыча нефти была бы нерентабельной на многих старых месторождениях.

Преждевременное обводнение пластов и скважин приводит к существенному снижению текущей добычи нефти и конечной нефтеотдачи (вода бесполезно циркулирует по промытым зонам, а в пласте остаются целики нефти), к большим экономическим потерям, связанным с подъемом на поверхность, транспортированием, подготовкой и обратной закачкой в пласт больших объемов воды. Развитие добычи нефти на месторождениях России связано с необходимостью дальнейшего ускоренного вовлечения в доразработку трудноизвлекаемых запасов, с интенсификацией добычи из них нефти на поздней стадии эксплуатации. Одной из острых проблем нефтедобычи в Западной Сибири является снижение обводненности добываемой продукции и ограничение попутно добываемой воды. На этом фоне становится актуальным использование современных методов оптимизации разработки месторождений, позволяющих регулировать темпы обводнения залежей, которыми являются физико-химические методы воздействия (ФХВ) на пласт.

Из физико-химических методов технологии выравнивания профилей приемистости (ВПП), перераспределения фильтрационных потоков и снижения обводненности добываемой продукции – одно из направлений повышения технико-экономических показателей разработки месторождений, особенно на поздней стадии с отбором большого количества попутной воды. Для решения этой проблемы применяются технологии, направленные на увеличение охвата пласта по толщине и тем самым на выравнивание профиля приемистости; снижение обводненности продукции добывающих скважин, повышение нефтеотдачи пласта по обрабатываемому участку.

Механизм действия подобных технологий основан на создании в высокопроницаемых, обводненных пропластках продуктивного пласта водоизолирующих и потокоотклоняющих барьеров и перераспределении потоков нагнетаемой воды как по толщине пласта, так и по его простиранию. Одним из основных факторов, определяющих нефтеотдачу пластов, является соотношение вязкостей пластовой нефти и закачиваемой

воды. При вытеснении нефти водой в неоднородных по разрезу пластах происходит преждевременный прорыв воды к добывающим скважинам. Перераспределение потоков дренирующей воды в пласте с целью увеличения охвата пласта заводнением как по мощности пласта, так и по площади достигается путем:

- ВПП нагнетательных скважин за счет уменьшения проницаемости высокопроницаемых зон пласта и уменьшения их промывки, закачиваемая вода начинает поступать в низкороницаемые пропластки;

- увеличения охвата пласта заводнением за счет полной или частичной изоляции уже промытых высокопроницаемых зон пласта путем создания потокоотклоняющего барьера на пути фильтрации воды.

В 2006 году в ОАО «ГПН-Ноябрьскнефтегаз» после пятилетнего перерыва возобновлены работы по физико-химическому воздействию на нефтяные пласты с применением технологий ВПП нагнетательных скважин. Всего в период 2006–2013 годов проведено 1050 физико-химических обработок в нагнетательных скважинах 11 месторождений ОАО «ГПН-Ноябрьскнефтегаз». Оценка технологической эффективности проводилась по характеристикам вытеснения, которые дают возможность подсчитать дополнительную добычу нефти и качественно оценить влияние закачек композиций на разработку участков. Накопленная дополнительная добыча нефти на начало 2014 года от всех обработок 2006–2013 гг. составила 840 тыс. т, сокращено извлечение попутно добываемой воды на 7728 тыс. т (табл. 2).

Начальный период 2006–2011 гг. характеризуется значительными физическими объемами работ ВПП (108–181 обработок в год), опытно-промышленным испытанием множества технологий, выбора наиболее эффективных и ростом дополнительной добычи нефти, а также квалифицированным отбором исполнителей – подрядчиков (табл. 1). В период 2012–2013 гг. происходит уменьшение физических объемов работ и эффективности, а также падение удельной дополнительной добычи нефти (табл. 1,2). Анализ по эффективности работ по ВПП показывает, что в процессе разработки по мере выработки запасов нефти удельная эффективность на участках воздействия падает с годовым темпом 61 т/скв., происходит естественное снижение удельной эффективности, сокращение объектов (месторождений) воздействия, приведшее к уменьшению объемов работ, количество технологий снизилось с 20 до 6, что привело к падению дополнительной добычи нефти.

На рисунках 1, 2 и 3 показаны объемы, удельная эффективность, дополнительная добыча нефти по технологиям. При планировании последующих обработок необходимо учитывать

кратность, наличие и величину остаточных извлекаемых запасов, применять более совершенную технологию или увеличивать площадь воздействия (объем композиции).

Таблица 1

Технико-экономические показатели в области ВПП в 2006–2013 гг. по
ОАО «ГПН-Ноябрьскнефтегаз»

№	годы	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	итого
1	количество обработок	108	128	143	181	170	175	75	70	1050
2	стоимость ВПП, млн руб.	95.7	117.8	134.2	110.8	97.5	119.4	48.4	50.6	774.6
3	объем хим. реагентов, тыс. м ³	66.8	68.1	67.8	80.8	99.8	111.7	31.1	25.3	551.3
4	уд. доп. добыча т на 1м ³ хим. реагента	1.9	1.8	1.8	1.4	1.4	1.0	1.5	1.7	1.5
5	стоимость 1 т доп. добытой нефти, руб.	741.3	974.7	1067.6	956.8	681.0	1020.4	1050.2	1200.2	922.0
6	доп. добыча нефти, тыс. т	129.1	120.8	125.7	115.8	143.2	117.0	46.1	42.2	840.1
7	продолжительность эффекта, мес.	8.6	9.0	10.3	9.6	10.5	10.4	7.1	8.7	9.3
8	уд. доп. добыча нефти на 1 обр., т/скв.	1196	944	879	640	843	669	614	603	800
9	уд. расход хим. реагентов м ³ на 1 обр.	619	532	474	446	587	638	415	362	525
10	стоимость 1 скв.-опер., тыс. руб.	886.4	920.2	938.4	612.5	573.8	682.5	645.1	723.7	737.7

Всего за анализируемый период на месторождениях ОАО «ГПН-Ноябрьскнефтегаз» испытано 20 различных технологий физико-химического воздействия (ФХВ). Механизм воздействия заключается в создании фильтрационных барьеров для воды в высокопроницаемых, водонасыщенных или выработанных зонах залежи. В качестве потокоотклоняющих технологий применяются дисперсные, полимер-дисперсные, эмульсионно-дисперсные композиции, гелеобразующие составы, сшитые полимерные системы, эмульсионные системы, осадкообразующие и комплексные составы. Опробованные технологии повышения нефтеотдачи являются комплексом принципиальных технологических решений, направленных на улучшенную выработку запасов нефти по сравнению с традиционным методом заводнения. При этом обеспечивается изменение структуры дренируемого объема пласта увеличение коэффициента вытеснения нефти, масштабное увеличение охвата пласта воздействием, изменение физических характеристик системы: коллектор – пластовые флюиды – вытесняющий агент.

Рис. 1. Соотношение применяемых технологий

Рис. 2. Распределение эффективности по технологиям



Рис. 3. Распределение технологий по дополнительной добыче нефти

По некоторым скважинам приёмистость превышает 550–600 м³/сут, что может объясняться либо значительной толщиной эффективной части пласта, либо наличием техногенной или естественной трещиноватости. Для таких скважин предлагается комплексная технология CD-System.

В результате анализа выявлено, что одна и та же технология на различных пластах и месторождениях дает различную эффективность и то, что на одном месторождении различные технологии дают различный технологический эффект. Это связано с различными величинами фильтрационно-емкостных свойств пород коллекторов пласта по площади, взаимодействием вытесняющего реагента с пластовым флюидом и выработкой запасов.

Выводы

В результате выполненного анализа эффективности физико-химических методов воздействия на пласты путем ВПП за 2006–2013 гг. в Ноябрьском регионе установлено:

- основные нефтяные месторождения Ноябрьского региона вступили в четвертую стадию разработки с высокой степенью выработки активных запасов нефти, остаточные запасы относятся к трудноизвлекаемым;
- в период 2012–2013 гг. наблюдается необоснованное (более чем вдвое) сокращение физических объемов работ и объектов воздействия, приведшее к пропорциональному снижению дополнительной добычи нефти от ВПП;
- в последние 2012–2013 годы применение физико-химических методов показывает на достаточную технико-экономическую эффективность или 603-614 т нефти на 1 обработку при показателе прибыльности PI=1.89;

- за анализируемый период на месторождениях ОАО «ГПН-Ноябрьскнефтегаз» апробировано 20 различных технологий ВПП, из которых для промышленного использования реализуется 6–7;

- развитие добычи нефти в регионе связано с необходимостью дальнейшего вовлечения на поздней стадии в доразработку трудноизвлекаемых запасов путем использования простых, физико-химических методов по выравниванию профилей приемистости;

- в прогнозный период необходимо расширение объектов и наращивание годовых объемов применения наиболее экономичных методов физико-химического воздействия на продуктивные пласты до 250–300 скв-обр. путем закачек малообъемных (400–600 м³/1 опер) оторочек в нагнетательные скважины;

- в перспективе требуется изыскание и внедрение прогрессивных технологий ВПП на основе новых, более дешевых реагентов отечественного производства;

- выполнение интенсивной программы в 2014–2015 годы, включающей 277 скважино-операций по 11 месторождениям, позволит:

- обеспечить вдвое рост дополнительной добычи нефти или 118.598 тыс. т нефти при удельной эффективности 428 т/1 обр. и индексом доходности $PI = 2,20$;

- сократить объемы попутно добываемой воды на 156,5 тыс. т;

- уменьшить темп роста обводненности добываемой продукции скважин охваченных воздействием на участках реагирования в среднем на 1,5–2.5 %;

- уверенно сократить темпы падения базовой добычи нефти до 1.5 %.

Таким образом, проведение работ по ФХВ на месторождениях ОАО «ГПН-Ноябрьскнефтегаз» позволит в дальнейшем устойчиво снижать темпы падения добычи нефти на истощенных объектах с трудноизвлекаемыми остаточными запасами.

Список литературы

1. Блох А.С. Состояние разработки и пути стабилизации добычи нефти на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз» / А.С. Блох, А.Т. Кондратюк, С.Ф. Мулявин и др. // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 12. – С. 33-35.

2. Кондратюк А.Т. Пути стабилизации и наращивания добычи нефти на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз» / А.Т. Кондратюк, Р.Н. Мухаметзянов, С.Ф. Мулявин и др. // Повышение уровня добычи нефти на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз» в 1998–2005 гг.» (материалы конференции, г. Ноябрьск): сб. науч. тр. – М.: ВНИИОЭНГ, 1998. – С. 26-35.

3. Курамшин Р.М. Методические рекомендации по составлению программы ГТМ / Р.М. Курамшин, С.Ф. Мулявин, Р.С. Юмачиков и др. // Бурение и нефть. – 2004. – № 9. – С. 8-11.
4. Лапердин А.Н. Геологические особенности крупных залежей месторождений ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» / А.Н. Лапердин, С.Ф. Мулявин, А.Н. Юдаков // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 6. – С. 4-14.
5. Мулявин С.Ф. Проектирование разработки сложнопостроенных залежей углеводородов [Текст]: учеб. пособие / С. Ф. Мулявин, А. Н. Лапердин, А. Н. Юдаков; LAP LAMBERT AcademicPublishing. – 2014. Saarbrücken, ФРГ. – 292 с.
6. Юдаков А.Н. Результаты гидроразрыва низкопроницаемых пластов на Вынгапуровском месторождении / А.Н. Юдаков, М.В. Кравцова, С.Ф. Мулявин // Горные ведомости. – 2008. – № 6. – С. 44-50.

Рецензенты:

Грачев С.И., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г.Тюмень;

Леонтьев С.А., д.т.н., профессор, профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г.Тюмень.