

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ВОДОИЗОЛЯЦИИ НА САМОТЛОРСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.Е. Воробьёв, В.П. Малюков, И.Д. Галузинский

Инженерный факультет
Российский университет дружбы народов
ул. Орджоникидзе, 3, Москва, Россия, 115419

В статье проанализированы основные инновационные технологии увеличения нефтеотдачи и снижения обводненности пластов Самотлорского нефтегазового месторождения на поздней стадии разработки, принципиальные особенности применяемых технологий, дана оценка их эффективности.

Ключевые слова: Самотлорское нефтегазовое месторождение, коэффициент извлечения нефти, обводненность нефти, полимерные системы, резка бокового ствола, тампонажные составы, наноструктурированные реагенты.

Согласно Энергетической стратегии Российской Федерации до 2030 года одной из основных проблем развития нефтегазового комплекса является нерациональное недропользование. Важной задачей является решение проблемы нерациональной добычи нефти, основного природного ресурса России. Одной из главных проблем, с которой сталкивается нефтяная промышленность, является чрезмерное обводнение добываемой продукции. Для достижения стратегических целей развития отрасли необходима разработка и внедрение современных методов увеличения нефтеотдачи и снижения обводненности. Данная проблема является актуальной не только для России, но и для основных нефтедобывающих стран. Высокая обводненность продукции увеличивает стоимость добычи и приводит к коррозии трубопроводов и аппаратуры.

В России широкое распространение получили физико-химические методы увеличения нефтеотдачи.

Применение полимерных реагентов позволяет успешно снижать обводненность продукции и увеличивать коэффициент извлечения нефти (КИН).

Важным направлением совершенствования полимерных материалов для увеличения нефтеотдачи является разработка реагентов на основе наночастиц.

Самотлорское нефтегазовое месторождение, открытое в 1965 году и введенное в разработку в 1969 году - яркий пример месторождения находящегося на поздней стадии разработки, требующего решения проблемы обводненности.

На сегодняшний день объект находится на четвертой, завершающей стадии разработки. Разработка пластов характеризуется высоким уровнем добычи попутной воды, средняя обводненность скважин достигла 97.4 %.

По состоянию на 1.01.2013 г. накопленная добыча жидкости из недр месторождения составила 11,6 млрд.т (за 2012 год 0,376 млрд.т), в том числе накопленная добыча нефти - 2,6 млрд.т (за 2012 год 23,148 млн.т). Для получения такого результата в систему поддержания пластового давления (ППД) закачено 14,3 млрд.м³ рабочего агента (подземных, поверхностных и сточных вод). Общий фонд добывающих и нагнетательных скважин составляет 18148 единиц.

Такая техногенная нагрузка (почти 10 скважин на 1 км² площади) инициирует появление геодинамических процессов природно-техногенного генезиса, которые формируют деформационные, сейсмические и флюидодинамические изменения в недрах.

Причин высокой обводненности много, и они стандартны для давно разрабатываемых месторождений: образование искусственных трещин с прорывом водяного пласта (распространенная проблема после выполнения работ по гидроразрыву пласта (ГРП)); высокопроницаемые пропластки; подошвенная вода; образование конуса обводнения; влияние нагнетательных скважин; заколонные перетоки, негерметичность эксплуатационных колонн.

В число применяемых методов борьбы с некоторыми из перечисленных выше факторов входит: использование составов на основе силиката натрия, сшитых полимерных систем, термогидрогелей, тампонажных, а также ряд новых, внедряемых систем - резка боковых стволов.

В настоящее время широко применяются **технологии на основе полиакриламида**. За счет добавления в закачиваемую воду высокомолекулярного полимера, вязкость вытесняющего флюида увеличивается, благодаря чему фронт вытеснения нефти становится более равномерным. Однако полиакриламид подвержен механической деструкции при воздействии высоких сдвиговых нагрузок.

Технологией, получившей значительное применение, стали сшитые полимерные системы. Ключевым параметром является время гелеобразования. На сегодняшний день существует несколько вариантов решения данной проблемы, основным путем является управление временем гелеобразования при вариации концентраций полимера и сшивателя, а также рН среды.

Усложнение условий добычи нефти предъявляет более высокие требования к применяемым полимерным реагентам и обуславливает необходимость разработки новых подходов к их созданию.

В последние годы, начиная с 2007 г. на объекте АВ 4-5 Самотлорского месторождения стали активно применять **зарезки боковых стволов (ЗБС)**, что привело к росту добычи нефти и снижению обводненности продукции. Из всех видов геолого-технологических мероприятий (ГТМ), проводимых на объекте, зарезка боковых стволов оказалась наиболее эффективным. Например, средняя дополнительная добыча от ЗБС, проведенных в 2010 г. составила 4.2 тыс. т/скв., в то время как дополнительная добыча от возвратов - 1.4 тыс. т/скв., от ГРП - 1.5 тыс. т/скв.

Несмотря на положительный результат применения ЗБС, далеко не все боковые стволы являются эффективными. Во многих случаях наблюдается быстрый рост обводненности по боковому стволу, что приводит к скорому выбытию скважины до достижения порога окупаемости. При этом на эффективность боковых стволов влияют как геологические, так и технологические факторы.

Для изоляции высокообводненных интервалов используют **тампонажные составы** - цементный раствор на водной основе и одна из новых разработок - цементы молекулярно-тонкодисперсного состава (МТДЦ). Применение химических добавок ведущих компаний, позволяет регулировать свойства цементных растворов в широких диапазонах. Подбор цементного раствора производится исходя из пластовых условий и цели поставленных задач.

Основным недостатком, используемых тампонажных цементов, является их относительно мелкая фракция размером 10–40 мкм, составляющая 90% объема, что не позволяет цементному раствору проникать в микрозазоры, микротрещины и низкопроницаемые пласты.

МТДЦ благодаря кратно меньшему размеру зерен обладают текучестью, сравнимой с текучестью воды, и проникают в микрозазоры, микротрещины и низкопроницаемые пласты. При этом обладают достаточной механической прочностью, флюидоупорностью и коррозионной стойкостью - эти свойства важны для изоляции фильтрационных каналов в низкопроницаемых пластах, размеры которых не превышают 5–20 мкм, а также для изоляции интервалов нарушений при низких скоростях закачки (приемистость ниже 150 м³/сут при давлении 100 атм). МТДЦ способны выдерживать пластовую температуру до 80°С.

Результаты лабораторного исследования цементного раствора и МТДЦ свидетельствуют о высоких показателях плотности и растекаемости состава. Опытно-промышленные работы (ОПР) с составом МТДЦ проводились в скважине с низкой приемистостью изолируемого интервала, характеризующейся падением давления со 100 до 0

атм за 15 минут. Состав был закачан в объеме 1,6 м³ с конечным давлением 120 атм. Опрессовка подтвердила герметичность.

В данном случае применение МТДЦ позволило избежать проведения комплекса работ по увеличению приемистости в интервале изоляции, необходимых при реализации стандартной технологии, и снизить расход тампонажного материала.

Огромный интерес для повышения коэффициента извлечения нефти представляют **наноструктурированные реагенты**, обладающие уникальной проникающей способностью. Быстрый и успешный рост технологий на основе наночастиц практически не отразился на нефтедобывающей промышленности России, тогда как существующие методы синтеза наноматериалов на различной основе имеют конкурентные преимущества перед синтезом существующих реагентов. Способность наночастиц проникать в мельчайшие поры нефтенасыщенных коллекторов позволит вовлечь в разработку огромные запасы нефти, добыча которых с применением ныне существующих технологий не представляется возможной. Экспериментальные исследования показали, что выбор полимерных систем на основе наночастиц позволяет повысить КИН на 0,2-0,25.

Реагенты на основе предварительно сшитых наночастиц полимера были успешно опробованы во время промысловых испытания в условиях проницаемости гетерогенного коллектора в 0,1 мД, высокой минерализацией пластовой воды (300 г/л), и высокой температуры вплоть до 130 °С.

Предварительно сшитые полимерные нанореагенты, образующие гель на заданном расстоянии от призабойной зоны пласта, значительно меньше подвергаются механической деструкции при прохождении через наземное оборудование. Эффект от применения подобной технологии может длиться в течение 1,5-2 лет, тогда как эффект от применения различных вязкоупругих составов наблюдается в течение полугода.

Последствия высокой обводненности пластов. Анализ материалов «Уточненного проекта разработки Самотлорского месторождения», выполненного в 2012 году, позволяют сделать вывод о том, что энергетическое состояние основных объектов разработки формирует зоны падения пластовых давлений, к которым приурочены участки наибольших оседаний земной поверхности, выявленных высокоточными геодезическими методами.

Быстрое падение пластовых давлений (на начальном этапе разработки в упругом режиме пластовых условий) создает предпосылки для обводнения продуктивных толщ и усложняет технологию нефтедобычи. Притоки пластовых вод в залежь идут как снизу по вертикали, так и сбоку по латерали. При изменении гидрогеодинамических условий неизбежна перестройка напряженно-деформационного состояния массива горных пород,

которое, в основном, сопровождается увеличением размеров трещин и изменением напряжений в жестком минеральном скелете коллекторской толщи. При использовании систем поддержания пластового давления и гидроразрыва пласта на месторождении происходит увеличение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов и повышение нефтеотдачи, с одной стороны, и появлению техногенной трещиноватости, с другой.

Мульда оседания земной поверхности на Самотлорском месторождении находится в стадии активного переформирования из-за высокоскоростных гидродинамических и гравитационных процессов происходящих при интенсивной добыче углеводородов.

Влияние разработки месторождения на морфологические показатели мульды оседания зависит и от величины интегральной техногенной нагрузки от разработки всех пластов. Самотлорское месторождение многопластовое и контуры нефтегазоносности (12 основных пластов) сложно воспринимаются в плане и площади. Выполнен разрез контуров нефтегазоносности основных залежей, совмещенный с профилем мульды оседания 2002-2012 годы. Наибольшие величины просядок, достигающие 60 мм, приурочены к зонам наибольшей этажности пластов, вовлеченных в разработку.

Процесс добычи углеводородов сопровождается уплотнением пород, приводит к оседанию слоев, перекрывающих продуктивные горизонты. Размеры величин оседания земной поверхности обычно соизмеримы со степенью уплотнения эксплуатируемых пластов и составляют порядка 20 мм, при снижении пластового давления на 1 МПа.

Заключение. В настоящее время главной задачей на Самотлорском нефтегазовом месторождении является вовлечение в разработку слабодренлируемых зон и снижение обводненности добываемой продукции. В условиях интенсивного дренажа со стороны нагнетательных скважин и разбалансированности существующей системы разработки неизбежно образование так называемых целиков нефти, располагающихся в кровельных частях залежи. Наиболее перспективным методом повышения эффективности разработки на объекте представляется проведение зарезок боковых стволов, причем преимущественно в локализованных пропластках, литологически экранированных от монолита.

При этом в зонах с большими рисками (высокие накопленные отборы, закачка и обводненность продукции по окружающим скважинам, отсутствие четко выраженного глинистого раздела по латерали между основным и локально выделенным пластом) рекомендуется ограничить бурение боковых стволов. Более предпочтительно в подобных условиях использовать возвратный фонд, выполнивший свое проектное назначение на текущих объектах. Также для минимизации затрат в зонах с риском недостижения

предельно рентабельной добычи нефти для окупаемости горизонтального ствола возможно проведение наклонно-направленного ствола.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Воробьев А.Е., Малюков В.П. Наноявления и нанотехнологии при разработке нефтяных и газовых месторождений // Монография. – М.: РУДН, 2009. 106 с. [Vorobiev A.E., Malukov V.P. Naoproyavleniya i nanotehnologii pri razrabotke neftyanikh i gazovih mestorozhdenij // Monografiya. – М.: RUDN. 2009. 106 с.]
- [2] Минюк А.С., Шаймарданов А.Ф. Обзор применяемых технологий ОВП на Самотлорском месторождении // Инженерная практика. 2011. № 7. С.44-48. [Minuk A.S., Shajmardanov A.F. Obzor primenyaemih tehnologij OVP na Samotlorskom mestorozhdenii // Inzhinernaya praktika. 2011. № 7. S.44-48.]
- [3] Бородина А.А. Применение зарезок боковых стволов с целью повышения эффективности разработки объекта АВ₄₋₅ Самотлорского месторождения // Материалы 3-ей международной научно-практической конференции. – Томск: Центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ, 2011. С. 148-155. [Borodina A.A. Primenenie zarezok bokovih stvolov s celiu povisheniya effektivnosti razrabotki objecta AV₄₋₅ Samotlorskogo mestorozhdeniya // Materiali 3-ej mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoj konferencii. - Tomsk: Centr podgotovki i perepodgotovki specialistov neftegazovogo dela TPU, 2011. S. 148-155.]
- [4] Васильев Ю.В., Радченко А.В., Юрьев М.Л. Техногенное влияние добычи углеводородов на формирование мульды оседания земной поверхности Самотлорского месторождения // Маркшейдерия и недропользование. 2013. №5. С.63-66. [Vasiliev U.V., Radchenko A.V., Uriev M.L. Tehnogennoe vliyanie dobichi uglevodorodov na formirovanie muldi osedaniya zemnoj poverhnosti Samotlorskogo mestorozhdeniya // Markshederiya i nedropolzovanie. 2013. №5. S.63-66.]
- [5] Бриллиант Л.С., Клочков А.А., Выдрин А.Г., Мотошин П.А., Кибереv А.В., Налимов И.А., Мясоедов О.Ю. Технология оптимизации системы разработки объекта АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2010. №1045. [Brilliant L.S., Klochkova A.A., Vidrin A.G., Motoshin P.A., Kiberev A.V., Nalimov I.A., Myasoedov O.U. Tehnologiya optimizacii systemi razraboki objecta AV₁¹⁻² Samotlorskogo mestorozhdeniya // Neftyanoje hozyjstvo. 2010. №1045.]

INNOVATIVE TECHNOLOGIES OF ENHANCED OIL RECOVERY AND WATERCUT REDUCTION ON SAMOTLOR OIL FIELD

A.E. Vorobiev, V.P. Malyukov, I.D. Galuzinskiy

Engineering Faculty
People's Friendship University of Russia
Ordzhonikidze Str., 3, Moscow, Russia, 115419

The article contains analyse of principal innovative technologies of enhanced oil recovery and watercut reduction on Samotlor oil field on the late stage of development, principle differences of utilised technologies with an appraise of their effectiveness.

Keywords: Samotlor oil field, oil recovery rate, watercut, polymer systems, cementing slurries, sidetracking, nanostuctured reagents.

Воробьев Александр Егорович – доктор технических наук, заведующий кафедрой нефтепромысловой геологии, горного и нефтегазового дела инженерного факультета Российского университета дружбы народов (e-mail: fogel_al@mail.ru, тел. 8(495) 952-63-53)

Малюков Валерий Павлович – кандидат технических наук, доцент кафедры нефтепромысловой геологии, горного и нефтегазового дела инженерного факультета Российского университета дружбы народов (e-mail: v.malyukov@mail.ru, тел. 8(495) 952-63-53)

Галузинский Илья Дмитриевич – магистрант кафедры нефтепромысловой геологии, горного и нефтегазового дела инженерного факультета Российского университета дружбы народов (e-mail: v.malyukov@mail.ru)