

Рис. 1. Ингибирующая способность буровых растворов

В качестве моделей породы с разной проницаемостью в этом приборе используются одноразовые керамические диски. Были выбраны керамические диски со значениями проницаемости 100 мкм^2 и $0,75 \text{ мкм}^2$ (рисунок 2).

Кольматирующий эффект определялся количеством бурового раствора, прошедшего через керамический диск до образования корки. Опыты проводились при температуре растворов 88°C и перепаде давления 5 МПа.

Диск переворачивали после образования блокирующего экрана на поверхности. Из камеры удалялся исследуемый раствор, вместо него вводилась жидкость заполнения – вода или керосин. Декольматирующий эффект определялся значением коэффициента восстановления проницаемости керамического диска после обратной прокачки жидкости заполнения по формуле Дарси.

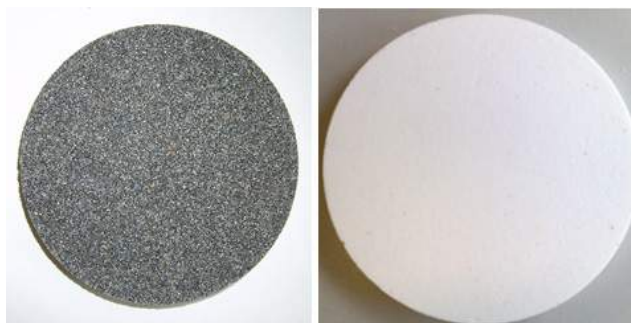


Рис. 2. Чистые керамические диски с проницаемостью 100 мкм^2 и $0,75 \text{ мкм}^2$

После сравнения результатов проведенных лабораторных исследований влияния трех типов буровых растворов на качество вскрытия продуктивного горизонта можно сделать вывод, что биополимерный раствор обладает лучшими свойствами по ряду показателей и может быть использован как альтернатива раствору на углеводородной основе.

Литература

1. Нагарев О.В. Методики оценки качества заканчивания скважин / О.В. Нагарев, А.К. Ягафаров, В.К. Федорцов, В.П. Овчинников // Известия вузов. Нефть и газ. 2005. - № 6.

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ НАНОТЕХНОЛОГИЙ ПРИ РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Д.Д. Кожанов

Научный руководитель ассистент И.С. Хопта

Пермский государственный национальный исследовательский университет, г.Пермь, Россия

В России находятся значительные запасы нефти и газа. Добыча и реализация этих ресурсов, обуславливают темп роста российской экономики, поэтому, политика энергосферы приобретает ключевое значение в развитии государства. Сегодня перед геологами-нефтяниками стоит ключевая проблема – быстрое истощение действующих месторождений. Уже известно, что, при текущем уровне добычи, разведанных запасов, нефти в России хватит не более чем на 30 лет. При этом доля трудноизвлекаемых и малорентабельных для добычи запасов стремительно увеличивается и уже превышает 60 %, помимо этого, наблюдается простаивание десятков тысяч обводненных скважин, а их число приближается к 20 %.

Тяжелые нефти и газовые гидраты в условиях сокращения объемов добычи традиционных энергетических

ресурсов приобретают все большее значение в мировой экономике. Особую роль они играют и в России, где месторождения легкой нефти выработаны более, чем наполовину, а около 2/3 имеющихся запасов нефти и газа относятся к категории трудноизвлекаемых. Сегодня, по мнению специалистов, запасы тяжелых нефтей в мире составляют более 810 млрд. т. Геологические запасы высоковязких и тяжелых нефтей в России достигают 6–7 млрд. т. (40–50 млрд. баррелей), однако их применение и извлечение требует использования специальных дорогостоящих технологий.

Тяжелая нефть – это разновидность сырой нефти битуминозного типа, обладающей высокой плотностью $0,917–1,022 \text{ г/см}^3$ (что обусловлено наличием в ее составе очень крупных молекул, состоящих на 90 % из серы и различных металлов) и высокой вязкостью, что приводит к низкой доли извлекаемой нефти из пласта (40 %). Также особенностью тяжелой нефти является сложный химический и фазовый состав, который характеризуется высокосмолистостью (смола сернистой 25–72 %), отсутствием парафинов и бензиновых фракций.

В настоящее время существуют различные способы разработки залежей тяжелых нефтей и природных битумов, различающиеся технологическими и экономическими характеристиками [8]. Условно технологии и способы разработки подобных залежей, которые испытывались и нашли применение в практике добычи нефти в России и за рубежом, можно подразделить на четыре группы:

- карьерный и шахтный способы разработки;
- так называемые «холодные» способы добычи;
- тепловые методы добычи;
- нанотехнологические методы добычи.

В настоящее время в нефтедобывающей промышленности происходит активное внедрение нанотехнологий. Под нанотехнологией понимают совокупность технологических методов, применяемых для изучения, проектирования и производства материалов, устройств и систем, включая целенаправленный контроль и управление строением, химическим составом и взаимодействием составляющих их отдельных элементов нанодиапазона (1–100 нм) [1]. Особенность нанотел состоит в том, что такой размер соизмерим с радиусом действия сил межфазного взаимодействия. Для процессов вытеснения нефти как раз важны наноразмерные объекты: глины, аэрозоли, мицеллярные коллоидные растворы, полимерные золи и гели, пленки жидкости на поверхности. К нанотехнологиям относятся технологии регулирования регуляции смачиваемости [3], определяющей процессы вытеснения нефти в пористых низкопроницаемых средах, и технологии регулирования состояния газогидратов.

Проблема низкопроницаемых коллекторов в том, что закачать воду в поры и вытеснить из них нефть чрезвычайно трудно, поскольку коэффициент извлечения нефти (КИН) резко падает из-за нарушения структурного равновесия цементирующих породу глин [4].

Использование глиностабилизаторов позволило уменьшить негативное влияние глин [5]. Развитие этих работ позволит на участках с низким КИН увеличить его до 0,6, что в два раза выше проектного КИН.

Комплексы глинистых минералов являются активными наноминеральными фазами, которые имеют особенность изменять характеристики объема и способны реагировать на многие из методов воздействия на пласт. Опыт показывает, что нефтяные формации Волго-Уральского региона имеют обширный комплекс глинистых минералов, которые обладают определёнными кристаллохимическими особенностями, а соответственно и реакция на процессы воздействия на пласт будет разной. К примеру, в девонских отложениях коллекторы продуктивных горизонтов определяются превышением групп глинистых минералов каолинитового и гидрослюда-смешанослойного минеральных комплексов, смешанослойная фаза представлена группой гидрослюда-сметит. В свою очередь, терригенные коллекторы каменноугольного возраста обуславливаются преимущественным развитием каолинита в составе ассоциаций с подчиненным количеством гидрослюда и смешанослойных фаз. Такого рода различия в фазовом составе глинистых наноминеральных комплексов необходимо учитывать при использовании различных методов воздействия на пласт. Исследования воздействия различных неионогенных ПАВ (химические соединения, обладающие поверхностно-активными свойствами, не диссоциирующие в водных растворах на ионы), проведенные в Татарстане, на различные глинистые минералы, воздействие которых на минералы группы смектита приводит к внедрению его цепей в межслоевые промежутки пакетов смектита. В результате происходит его разбухание на ширину цепи ПАВ, что регистрируется рентгено-дифрактометрическим методом. Таким образом, в гидрослюдах, где пакеты глинистых минералов связаны крупными катионами (K^+) такое внедрение невозможно, и воздействие ПАВ заключается в вытеснении слабосвязанных молекул воды из промежутков, вследствие чего, происходит незначительное уплотнение глинистых пакетов. Подобное применение ПАВ эффективно. Следовательно, ПАВ приводит к существенному разбуханию смектитовых минералов и коагуляции каналов фильтрации, но при этом использование ПАВ снижает вязкость нефти в поровых каналах, что приравнивает к нулю эффект от воздействия ПАВ на коллектор, содержащий глинистую составляющую данного типа. Таким образом, состав глин влияет на эффективность применения ПАВ. При различных глинистых составляющих результат может быть как положительным, так и отрицательным.

Нанотехнологии могут быть так же применены и к уже существующим месторождениям, продуктивные пласты которых насыщены подземными водами, что ведет к осложнениям разработки и снижению рентабельности [9]. На сегодня обводненность активно разрабатываемых месторождений России показывает стремительный рост, что является актуальной проблемой нефтяной отрасли. За три года её средний уровень поднялся более, чем на 5 %, а в масштабах страны такой темп обводнения привлек к потерям порядка 76 млн. т. нефти [6]. На многих крупнейших нефтяных месторождениях доля воды в продукции составляет 90 %, а в целом

по России превышает 83,5 %, в мире средняя величина обводненности примерно 75 % [7]. Это обуславливает обводненность продукции добывающих скважин, т.е. содержание воды в пять раз больше, чем нефти. Исходя из этого, можно сделать вывод, что при уровне добычи нефти в России более 400 млн. т, из добывающих скважин вместе с нефтью извлекается более 2 млрд. т воды. Закачка такого количества воды для вытеснения нефти, затем её подъем и отделение от нефти стоит дорого и требует значительных энергозатрат, что ведет к высокой экономической выгоде от снижения обводненности продукции скважин. Экономия затрат на производство обеспечит уменьшение себестоимости добычи нефти, тем самым приведет к уменьшению экономического приемлемого дебита скважин по нефти и, в итоге, к увеличению показателя КИН. Тем не менее, статистика по добыче нефти с обводненной продукцией и количество извлекаемой жидкости (нефть + вода), не публикуется. В низкопроницаемых коллекторах КИН в значительной степени зависит от чистоты закачиваемой воды [2]. Достичь приемлемых КИН из низкопроницаемого коллектора можно только при очистке закачиваемой воды от содержащихся в ней частиц вплоть до 100 нм, а так как пропускная способность существующих фильтров невелика, произвести такую очистку на данный момент не представляется возможным. Для нефтегазовой промышленности требуются наночастицы большой пропускной способности. Создание таких фильтров обеспечит извлечение десятков миллиардов тонн нефти.

Применение нанотехнологий в нефтегазовой промышленности только начинает свое развитие, но многие ее приложения уже стали неотъемлемой частью, казались бы, традиционных технологических процессов. Сегодня можно утверждать, что изучение и применение нанотехнологий в нефтегазовой отрасли играет важную роль при эксплуатации месторождений тяжелой нефти. Нанотехнологии позволят производить добычу выгодно и качественно. При этом в среднем получится выйти на проектный КИН, равный 50 %, а снижение доли воды в продукции только на 10 % приведет к уменьшению отбора воды на 900 млн. т или почти в два раза.

Литература

1. Киреев В. Нанотехнологии: история возникновения и развития // Наноиндустрия, 2008, № 2, с.2–10.
2. Концепция программы преодоления падения нефтеотдачи / Спиридонов Ю. А., Храмов Р. А., Боксерман А. А., Хавкин А. Я. и др. // М., Госдума РФ, ОАО «Зарубежнефть», 2006. – 144 с.
3. Сумм Б. Д., Иванова Н. И. Коллоидно-химические аспекты нанохимии – от Фарадея до Пригожина // Вестник МГУ, сер. Химия, 2001. – т. 42. – № 5. – с. 300–305.
4. Хавкин А. Я. Нанотехнологии в добыче нефти и газа/ под ред. член-корр. РАН Г. К. Сафаралиева // М., Нефть и газ, ПЦ «НТИС», 2008, изд. 2. – 171 с.
5. Хавкин А. Я. Пора откупорить поры // Поиск, Ежедневная газета научного сообщества, 22 августа 2008. – № 33–34. – с.9.
6. Elphick J. and Seright R. A Classification of Water Problem Types, presented at the Petroleum Network Education Conference's 3rd Annual International Conference on Reservoir Conformance Profile Modification, Water and Gas Shutoff, Huston, Texas, USA; 1997, August 6–8.
7. <http://mashintop.ru/term.php?id=1160>
8. <http://neftegaz.ru/science/view/932-Neftedobycha-zapasy-i-KIN>
9. <http://www.mining-enc.ru/o/obvodnennost-mestorozhdenij/>

РАСЧЕТ ПРИТОКА В СКВАЖИНУ ПО МОДЕЛИ HONG YUAN AND DESHENG ZHOU ПРИ МНОГОСТАДИЙНОМ ГИДРОРАЗРЫВЕ ПЛАСТА

И.Н. Козырев

Научный руководитель профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема совершенствования технологий связанных с процессом интенсификации добычи нефти и газа (ИДН), на сегодняшний день не теряет своей актуальности. Одним из наиболее эффективных методов ИДН, всегда был и остается гидравлический разрыв пласта (ГРП). С момента появления в 20 веке, совершенствование данной технологии не прекращается, и от ГРП на основе бензинов с применением в качестве закрепляющего агента очищенного речного песка, перешли к гелиевым композициям и высококачественным пропантам. Но и это не является пределом. На данный момент с развитием технического и технологического уровня возможно существенно снизить затраты времени на выполнение операций, а также существенно повысить эффективность от ГРП в скважинах.

Многостадийный ГРП (МГРП) – это технология, которая позволяет проводить несколько операций по разрыву пласта на одной скважине с целью повышения продуктивности скважины, увеличения плотностей дренируемая и коэффициента извлечения нефти. Технология получила широкое распространение на скважинах с горизонтальным окончанием ствола. В настоящий момент достаточно большое количество сервисных компаний предлагают услуги по проведению МГРП, как на уже находящихся в разработке скважинах, так и на скважинах, которые только планируется пробурить. На уже пробуренных скважинах с горизонтальным окончанием ствола проведение МГРП позволяет получить положительный результат, а зачастую и вернуть в эксплуатацию скважины, выработавшие ресурс и находящиеся в консервации. Применение технологий и технических средств МГРП при бурении новых скважин позволяет не только добиться повышенных дебитов, но и существенно сократить время на промку и освоение скважины.