

приборами КСА-Т12. Наблюдения выполнялись до волнового воздействия (фоновые замеры) и после воздействия. Анализ результатов показал успешность выполненной работы – увеличение дебита газа на 19,8 % [3].

Литература

1. Джонсон Ш., Ламберт С., Бустос О., Пэшин Д., Рэйн Э. Метан угольных пластов: чистая энергия для всего мира // Нефтегазовое обозрение, лето 2009. – Том 21. – №2. – С. 4 – 17.
2. Сторонский Н.М., Хрюкин В.Т., Митронов Д.В., Шавчко Е.В. Нетрадиционные ресурсы метана угленосных толщ // Российский химический журнал. – 2008. – Том 52 – №6. – С. 63 – 72.
3. Цупов М.Н., Савченко А.В. Физические способы воздействия на угольный массив с целью его дегазации // Интерэкспо Гео-Сибирь, 2015. – Том 2. – №3. – С. 266 – 270.
4. О перспективах добычи в России угольного газа. [Электронный ресурс]. – <http://www.gazprom.ru/about/production/extraction/metan/>

УВЕЛИЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Т.М. Касымов

Научный руководитель доцент С.Ф. Санду

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из актуальных проблем нефтегазовой отрасли на сегодняшний день является увеличение эффективности нефтеотдачи месторождений, находящихся в заключительной стадии разработки. В процессе вступления месторождения в период падающей добычи возникает ряд проблем с подбором оптимального применения методик доразработки месторождения, позволяющих избежать потери рентабельности в добыче нефти. В условиях низких цен на углеводороды особенно остро стоит вопрос оптимизации производства. В первую очередь это связано с тем, что запасы углеводородов исчерпываются, а ввод новых месторождений в промышленную разработку замедлился. Учитывая тот факт, что месторождения разрабатываются в основном в режимах истощения пластовой энергии, падает дебит и пластовое давление. С каждым днем нарастает необходимость в совершенствовании технологий, направленных на повышение экономической эффективности путем увеличения нефтеотдачи. Эффективность применения методов увеличения нефтеотдачи является важным показателем разработки месторождения, который положительно влияет на рентабельность добычи на поздней стадии разработки месторождения.

Эпоха легкоизвлекаемой нефти подходит к завершению. Процент трудноизвлекаемых запасов на месторождениях России постоянно увеличивается. На данный момент он уже превысил половину при обводненности более 80%. Поэтому, внедрение современных методов повышения нефтеотдачи для увеличения коэффициента извлечения нефти, является стратегически важным аспектом развития нефтяной промышленности.

На сегодняшний день насчитывается огромное количество методов увеличения нефтеотдачи, которые, объединяют в группы: физические, физико-химические и химические методы. Физико-химические и химические подразделяют на тепловые, гидродинамические, акустические и механические.

Третичные методы добычи, которые могут применяться почти в любой период эксплуатации месторождения, базируются на снижении поверхностного натяжения или вязкости флюидов, что способствует вытеснению нефти из пласта. Это достигается путем закачки в пласт химических веществ (поверхностно-активных веществ (ПАВ) или полимеров), газов (двуокиси углерода, углеводородов или азота) или пара. Методы увеличения нефтеотдачи могут способствовать извлечению дополнительно 5–20 % геологических запасов нефти. В зависимости от свойств коллектора общее извлечение способно достичь 50–70 %, а порой и выше [1]. Технологии и методы усовершенствования и увеличения нефтеотдачи в существенной мере взаимно дополняют друг друга. В конечном счёте все они ориентированы на оптимизацию нефтеотдачи и стимулирование притоков нефти, т. е. увеличение добычи.

Методы увеличения нефтеотдачи осуществляют ряд технологий, каждая из которых предназначена для применения на разных глубинах залегания коллектора и работы с нефтями различных свойств. Выбор оптимальной технологии увеличения нефтеотдачи требует глубокого понимания характеристик коллектора и технико-экономических параметров освоения месторождения. Например, на месторождениях высоковязкой нефти добыча возрастает при закачке пара для разжижения нефти или полимеров для утяжеления воды, что увеличивает выход нефти.

В России из-за повсеместного применения заводнения преимущественно развиваются химические методы (рисунок), так как в основе большинства известных химических методов увеличения нефтеотдачи пластов лежит заводнение, то есть вода – основной компонент, к которому добавляются химические реагенты [3].

Важной целью является добиться максимальной отдачи от эксплуатируемых объектов, которые разрабатываются нефтегазовыми компаниями России. Это повлечет увеличение добычи нефти из самых разнообразных по своим характеристикам коллекторов при одновременном снижении затрат и расходов энергии на единицу продукции, обеспечение высокого уровня безопасности при максимальном снижении негативного воздействия на окружающую среду

По характеру воздействия на трудноизвлекаемую нефть все методы увеличения нефтеотдачи допустимо разбить на три основные категории:

1. воздействующие на капиллярно-удерживаемую и пленочную нефть (нефтьевытесняющие составы);
2. увеличивающие охват пласта заводнением (потокоотклоняющие технологии);
3. применяющие технологии комплексного воздействия, совмещающие достоинства выше названных групп методов увеличения нефтеотдачи. Следует выделить, что такое воздействие, в большинстве случаев, предусматривает индивидуальное либо совместное применение данных видов технологий. То есть из числа физико-химических методов увеличения нефтеотдачи первые две категории можно считать базовыми. Наиболее распространенными из методов увеличения нефтеотдачи пластов, применяемых в Российской Федерации, являются методы, нацеленные на увеличение охвата пластов заводнением; в нефтяной промышленности их принято называть потоотклоняющими.

За рубежом и в России потоотклоняющие технологии на базе полимеров являются одним из наиболее обширно применяемых методов увеличения нефтеотдачи пластов. Полимерные технологии можно разделить на три категории:

- закачка низкоконцентрированных растворов полимеров;
- использование сшитых полимерных составов (СПС);
- закачка дисперсий набухающих гель-частиц химически или радиационно-сшитых полимеров [2].

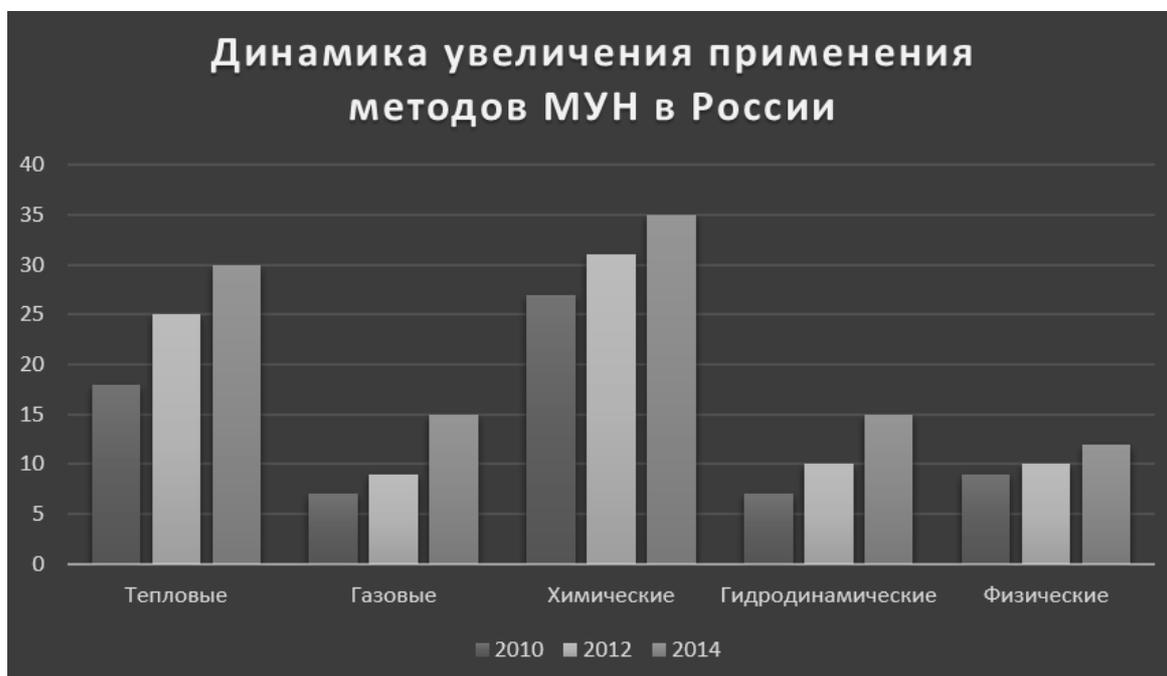


Рис. Динамика увеличения применения методов МУН в России за период с 2010 по 2014 год

В США применение полимерного заводнения считалось главной технологией в группе химических методов, и до середины 80-х годов 20 века отмечался рост объемов внедрения. Число действующих проектов достигало 178. К 2000 годам объем добычи за счет метода уменьшился более, чем на порядок, а численность проектов уменьшилась до 10. На 2002 год прогнозировалась практически нулевая добыча при четырех действующих проектах [2].

В докладе министерства энергетики России, представленном на международном научном симпозиуме, посвященном практическому применению методов увеличения нефтеотдачи, говорится о том, что суммарная добыча нефти в России, за период с 2001 по 2015 год, за счет применения современных технологий и методов увеличения нефтеотдачи пластов должна составить не менее 810 млн. тонн. Исходя из этого, необходимо изучение и проработка новых технологических процессов, позволяющих создавать или усовершенствовать технологии увеличения нефтеотдачи пластов.

Положительная динамика применения ранее существовавших и новых методов увеличения нефтеотдачи пластов в Российской нефтяной промышленности, в условиях стагнации экономики и падения цен на углеводороды, требует подбора наиболее оптимальных технологий, с учетом параметров коллектора и технологических параметров разработки месторождения. Поэтому на сегодняшний день существует необходимость в систематизации современных методов увеличения нефтеотдачи под конкретное месторождение, с целью максимального увеличения технико-экономической эффективности применяемых технологий.

Литература

1. BUSINESS GUIDE 2013. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.kommersant.ru/private/pdoc?docsid=2121032#3> (дата обращения: 27.02.2016).
2. Береговой А.Н. Увеличение степени нефтеизвлечения полимерными и эмульсионными составами при заводнении пластов: Дисс. на соискание ... канд.тех.наук. – Бугульма, 2010. – 150 с.
3. Кононов Ю.М. Разработка экспертной системы для выбора методов увеличения нефтеотдачи пластов в условиях нечетких входных данных: Дисс. на соискание ... канд.тех.наук. – Томск, 2013. – 209 с.
4. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года / Распоряжение от 13 ноября 2009 г. url: http://сацминэнерго.pdf/docs/base/Расп.Прав.РФ_1715р-13.11.09-Энерг.стратегия%20РФ-2030.pdf (дата обращения: 20.02.2016).

**РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПЛЕКСОВ С ПОМОЩЬЮ
МЕТОДА НЕПРОДОЛЬНОГО ВЕРТИКАЛЬНОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРОФИЛИРОВАНИЯ
А.А. Клепцын, А.С. Трушко**

Научный руководитель ассистент П.С. Дозморов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Основными источниками информации о строении объектов изучения (нефтяных и газовых залежей), в пределах месторождения, являются оценка результатов бурения и анализ полученных данных наземной сейсморазведки. Многочисленные сейсморазведочные работы, проведенные способами наземной сейсмики (методами общей глубинной точки, в том числе пространственной модификацией 3Д), не могут дать достаточно детального представления об изучаемой среде, фазовой картине отражающих горизонтов, скоростных характеристиках пород, физических и кинематических параметрах, а также параметрах волнового поля.

подавляющее большинство ошибок, в наземных сейсмических исследованиях, случаются по разным причинам, таким как, субъективный анализ результатов записи конкретного исполнителя, опыт данного исполнителя, интерпретационный подход, используемые алгоритмы обработки данных. Также большое количество ошибок случаются по средствам влияния на результаты исследований локальных изменений скорости в средней части разреза, которые не могут быть обнаружены только из сейсмических данных [1].

Сложное строение рельефа отражающих фазовых горизонтов, даже при условии, что расстояние до опорных скважин составляет первые сотни метров, даёт ошибки при определении глубин, которые порой достигают нескольких десятков метров. Когда высота нефтеносной залежи достаточно мала, ориентация на данные, полученные в результате проведения наземных сейсморазведочных работ, вовсе повышает риск непродуктивного эксплуатационного бурения.

Ещё большими проблемами может обернуться бурение на большом удалении от скважин, которые в процессе интерпретации служили опорными, а так как в настоящее время темпы эксплуатационного бурения, как правило, выше темпов переинтерпретации сейсмических данных, то возникает большая необходимость обеспечения бурового процесса более оперативными и точными инструментами изучения среды. Такую роль может выполнять метод скважинной сейсморазведки и его модификации (вертикальное сейсмическое профилирование по продольным или поперечным волнам). Основным, используемым в России, методом, решающим довольно большой диапазон как геолого-геофизических задач, так и задач разработки, является, как раз, непродольное вертикальное сейсмическое профилирование. Небольшие (порядка 750 м) размеры изучаемой области пространства вокруг скважины и более высокая точность данных, полученных при регистрации волнового поля в скважине, повышают детальность изучения геологической среды. Достоверность материалов непродольного вертикального сейсмического профилирования при проведении бурения как показывает практика, в 3–5 раз выше, чем по данным наземной сейсморазведки методами общей глубинной точки 2Д и пространственной 3Д.

Комплексирование с интерпретационными данными геофизических исследований скважин, результатами нового бурения и наземной сейсморазведки, может обеспечить достаточно высокую информативность и достоверность результатов непродольного вертикального сейсмического профилирования. Современные способы построения моделей позволяют проектировать системы наблюдений, которые в довольно полной мере обеспечивают получение той или иной информации в заданных направлениях с учетом геометрии и наклона скважины.

Средние сроки проведения исследований на скважине, с учётом всех подготовительных процессов, обычно не превышают 5–7 дней, срок обработки, интерпретации и конечного представления результатов скважинной сейсморазведки составляет порядка 2–4 недель, что вполне допустимо при проектировании эксплуатационного и доразведочного бурения.

Методика обработки и интерпретации данных сейсмического профилирования предполагает решение ряда традиционных для сейсморазведки геологических задач: прогноз развития и оценка свойств коллекторов в околоскважинном пространстве, выявление и прослеживание тектонических нарушений; уточнение структурного плана продуктивных отложений. Более того, большая точность в определении поляризации волн, при проведении регистрации во внутренних точках среды, даёт возможность использовать данный параметр для оценки и выявления анизотропии в среде и вызывающей анизотропные свойства ориентированной трещиноватости. Ввиду ограниченной дальности исследования околоскважинного пространства (в среднем