

Технологии гидравлического разрыва пласта, снижающие риски увеличения обводненности скважины

Fracturing Technologies Diminishing The Risks Of Well Watering

Л.А. Магадова, д. т. н., профессор; М.А. Силин, д. х. н., профессор;
Д.Н. Малкин, В.А. Цыганков, к. т. н., В.Г. Савастеев, Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина

L. Magadova, M. Silin, D. Malkin, V. Tsygankov, V. Savasteev

Аннотация

Процесс гидравлического разрыва пласта (ГРП) является одним из наиболее востребованных методов интенсификации работы скважины. Успешность проведения процесса зависит от многих факторов: строение пласта, состояние скважины, выбранной технологии ГРП, качества жидкости разрыва. В лабораториях научно-образовательного центра (НОЦ) промышленной химии при РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина разработаны технологии ГРП, уменьшающие риски увеличения процента обводненности нефти после проведения операции интенсификации.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, изоляция притока воды, вязкость, фильтрация, давление.

Annotation

Fracturing process is one of the most demanded methods of production enhancement. Its success depends on many factors like the composition of the formation, the state of the well, the selected fracturing technologies, the quality of fracturing fluid. The laboratory of Industrial Chemistry Scientific and Educational Center at I. M. Gubkin Russian State Oil and Gas University developed a technology that brings down the risks of oil watering after production enhancement operations.

Keywords: Hydraulic fracturing, water inflow isolation, viscosity, filtration, pressure.

В настоящее время гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из самых популярных методов интенсификации нефтедобычи (ИН) и повышения нефтеотдачи пластов (ПНП). На примере ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (рис. 1) видно, что эффективность гидроразрыва была доказана временем,

прослеживается динамика увеличения количества операций по годам. На месторождениях «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ГРП стали применять около двух десятилетий назад. С тех пор выполнено более 12 тыс. скважино-операций, а дополнительная добыча нефти превысила 24 млн тонн [1].



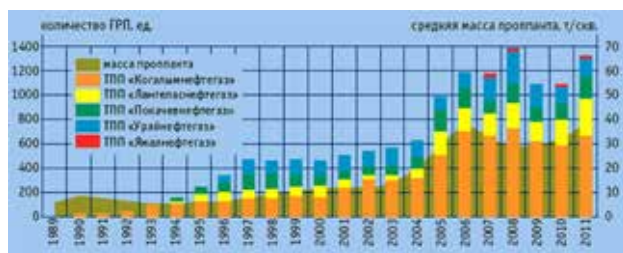


Рисунок 1 – Динамика выполнения ГРП по территориально производственным предприятиям ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

В начале 1990-х годов количество операций гидроразрыва исчислялось десятками, но к концу 2000-х годов счет перешел на сотни и тысячи. К примеру, только в 2011 году на месторождениях «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» проведено более 1300 операций.

Из представленных данных, безусловно, прослеживается актуальность проведения данного процесса. Однако повальное применение ГРП часто может приводить к проблемам, связанным с повышенной обводненностью (табл. 1) [2].

Таблица 1 – Результаты ГРП по ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» за 2005 год

ТПП	Количество скважин	Средняя вскрытая толщина пласта, м	Объем проппанта на одну скважину, т	Прирост дебита нефти, т/сут	Средняя обводненность, %		Количество скважин с ростом обводненности		Дополнительная добыча нефти с начала года, тыс. т
					до ГРП	после ГРП	< 30 %	> 30 %	
ЛНГ	103	10	23	9,2	42,6	61,1	58	45	154,5
УНГ	112	7,8	18,1	11,5	84	54	94	18	207,9
КНГ	433	8,3	30,2	15,4	35,2	82,1	20,3	230	932,3
ПНГ	149	5,6	26,4	11,7	57,5	59	99	50	220,9
Л-ЗС	797	7,9	26,9	13,7	47,7	71,1	454	343	1515,6

Рост обводненности после ГРП может быть связан с кинжальным прорывом нагнетаемой воды по телу трещины; с проникновением трещины в выше- или нижележащие водонасыщенные пропластки; с заколонными перетоками при

нарушении герметичности цементного камня из-за действия повышенного давления; со снижением фазовой проницаемости по нефти и ростом ее по воде.

Порой добывающие компании, руководствуясь текущей рентабельностью мероприятий по интенсификации нефтегазодобычи, не придают должного значения существующим рискам. Именно поэтому «плохая» вода может в течение всего нескольких лет стать причиной «гибели» скважины.

В качестве примера негативного воздействия процесса ГРП на объект разработки можно рассмотреть одно из нефтяных месторождений Республики Казахстан, на котором в 2003 году с целью увеличения добычи нефти был внедрен метод гидравлического разрыва пласта (ГРП).

Объект характеризуется следующими параметрами: терригенный коллектор, малая глубина залегания – до 1100 м, невысокая пластовая температура 40 °С, большая неоднородность по проницаемости – от 0,03 до 1,5 мкм². Средняя обводненность продукции на 2003 год составляла 81,2%.

В период с 2004 до 2009 год в общей сложности было проведено более 400 операций ГРП, в результате которых была получена дополнительная добыча нефти в районе 2,6 млн тонн, однако, несмотря на увеличение общей добычи нефти, было отмечено увеличение обводненности продукции до 88,5%. Операции гидроразрыва пласта в массовом порядке были прекращены и возобновились только в 2011 году в виде точечных работ на объектах после бурения.

К 2014 году средняя обводненность по месторождению составила около 89,4%. Однако вследствие падения общей добычи нефти и ввиду того, что гидроразрыв пласта является одним из наиболее эффективных методов повышения не-



фтеотдачи, стало необходимым совершенствование процесса ГРП с целью возможности применения данного метода на объектах с повышенной обводненностью либо близлежащей зоной ВНК.

В 2000-х годах зарубежные и отечественные компании начали вести активные работы по поиску и внедрению новых технологий ГРП, позволяющих снизить обводненности после проведения операций гидроразрыва.

Можно выделить три основные группы технологий, зарекомендовавших себя в качестве эффективных. Каждая из этих групп направлена на решение конкретной проблемы, способствующей повышению обводненности скважинной продукции после проведения ГРП.

1. Применение модификаторов относительной фазовой проницаемости во время проведения операций ГРП с целью снижения притока подстилающей или законтурной воды. Данная группа технологий эффективна к применению в условиях близкого водонефтяного контакта в высокообводненных скважинах, причем в скважинах с большей начальной обводненностью данная технология показывает более высокий эффект. Эффект достигается за счет адсорбции полимера-модификатора на породе и его селективного набухания в водной среде [3].
2. Ограничение неконтролируемого роста трещины в высоту при отсутствии достаточной контрастности горизонтальных напряжений между нижележащим и вышележащим пропластками. Эффект достигается за счет размещения искусственных пропантных барьеров в продуктивном пласте при предварительной закачке смеси пропантов разных фракций перед основным ГРП. Осаждение смеси в процессе развития трещины ограничивает ее рост в высоту.

3. Ограничение роста трещины в высоту за счет снижения эффективного давления, достигающегося применением маловязких жидкостей разрыва. К маловязким жидкостям разрыва можно отнести линейные полисахаридные гели или бесполимерные жидкости на основе поверхностно-активных веществ. За счет невысокой вязкостной составляющей таких жидкостей их утечка в пласт является значительной, что помогает держать эффективное давление на достаточно низком уровне, однако их высокая упругая составляющая позволяет безбоязненно применять такие жидкости для транспортировки пропанта.

В лабораториях научно-образовательного центра (НОЦ) «Промысловая химия» при РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина проводится разработка новых химических реагентов и технологий, направленных на оптимизацию процесса ГРП и увеличение эффективности от обработки.

Специалистами НОЦ «Промысловая химия» были разработаны и внедрены технологии пропантного гидравлического разрыва, уменьшающие риск повышения обводненности добываемой продукции:

- пропантный ГРП с применением маловязких жидкостей разрыва;
- пропантный ГРП с изоляцией водопритока.

Остановимся на данных технологиях подробнее.

Как уже было описано в статье, при проведении ГРП на горизонтах с близкорасположенными зонами ВНК и ГНК существует большой риск прорыва межпластовых перемычек жидкостью разрыва и резкого обводнения (вплоть до 100%) или насыщения продукции скважины попутными газами. Одним из способов контроля развития трещины по высоте является применение средне- и



маловязких жидкостей разрыва. Как известно, раствор полисахарида – так называемый линейный гель – обладает гораздо меньшей вязкостью, чем обычно применяемые сшитые гели, но, как правило, его технологические показатели (фильтратоотдача и способность транспортировать проппант) снижаются при уменьшении вязкости. Однако разработанные в НОЦ «ПХ» маловязкие жидкости обладают малой фильтратоотдачей, приближенной к сшитым полисахаридным гелям, и решают одну из упомянутых проблем, что повышает эффективность жидкости ГРП.

Маловязкие жидкости разрыва включают в себя:

Полисахарид гуарового ряда – гелеобразователи ГПГ-1 или ГПГ-слорри в концентрациях 2,0–3,0 кг/м³ и 5,0–6,0 л/м³ соответственно;

ПАВ комплексного действия – ПАВ-РД;

Сшивающий агент – сшиватель БС-1 или СП-РД в концентрациях 0,2–0,5 л/м³ и 2,0–4,0 л/м³ соответственно.

Примером хорошей работоспособности сшитого маловязкого геля в сравнении с линейным гелем служит график температурной стабильности, жидкостей разрыва – сшитого, маловязкого и линейного геля – с загрузкой гелеобразователя 3,0 кг/м³, представленный на рис. 2.

Вязкостные характеристики жидкости измерялись на приборе Fann 50 в соответствии с ISO 13503-1.

Исследования статической фильтрации проводились согласно ISO 13503-4. Результаты фильтрационных исследований представлены в табл. 2.

В 2013 году было проведено 5 обработок ГРП с маловязкими жидкостями разрыва по технологии РГУ, при этом технологический процесс – темпы закачки, объемы и концентрации проппанта, объемы жидкости разрыва – оставались

такими же, как и при классическом ГРП. График проведения процесса представлен на рис. 3.

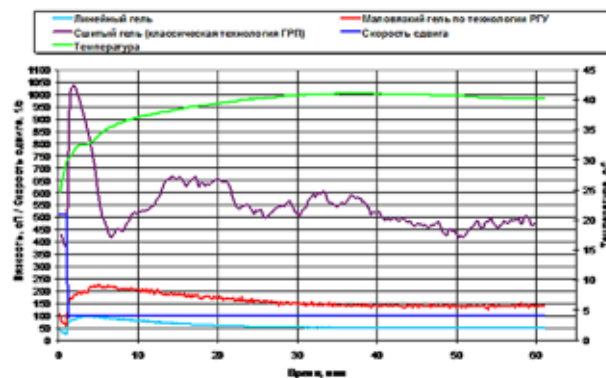


Рисунок 2 – Термостабильность сшитого, маловязкого и линейного полисахаридного геля. Загрузка гелеобразователя ГПГ-1 3,0 кг/м³, температура 40 °С

Таблица 2 – Фильтрационные характеристики сшитого, маловязкого и линейного полисахаридного геля при температуре 40 °С и перепаде давления 1000 psi (6,89 МПа)

Жидкость разрыва	Коэффициент коркообразования, $C_w, * 10^{-4} \text{ м/мин}^{1/2}$	Потери при мгновенной фильтрации, $S_L, * 10^{-4} \text{ м}^3/\text{м}^2$
Линейный гель	11,4	11,9
Маловязкий гель по технологии РГУ нефти и газа	7,1	5,4
Сшитый гель (классическая технология ГРП)	5,4	1,7

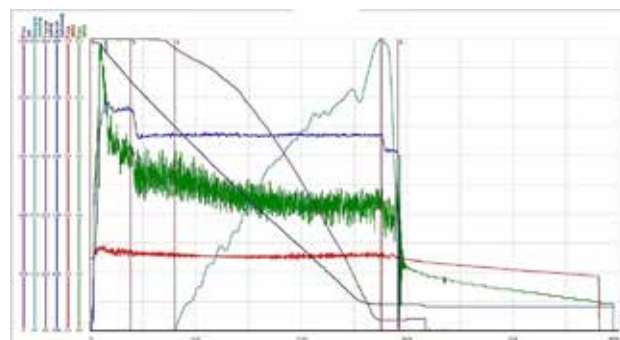


Рисунок 3 – График проведения процесса ГРП с применением маловязкого геля по технологии РГУ нефти и газа. Объем закачанного проппанта 12 т, средняя концентрация проппанта 350 кг/м³ смеси

Еще одним способом предотвращения увеличения обводненности добываемой продукции является совмещение процессов изоляции притока воды и интенсификации добычи нефти.

Сущность разработанной в НОЦ «ПХ» технологии ГРП с изоляцией водопритоков (ГРП с ИВП), заключается в закачке в пласт на стадии «буфера» гелированной жидкости на углеводородной основе, которая, с одной стороны, создает трещину ГРП необходимой геометрии, а с другой стороны, является селективным водоизолирующим агентом. На второй стадии происходит закачка жидкости-песконосителя на водной полисахаридной основе с проппантом. Схематично процесс ГРП с ИВП можно представить, как показано на рис. 4.

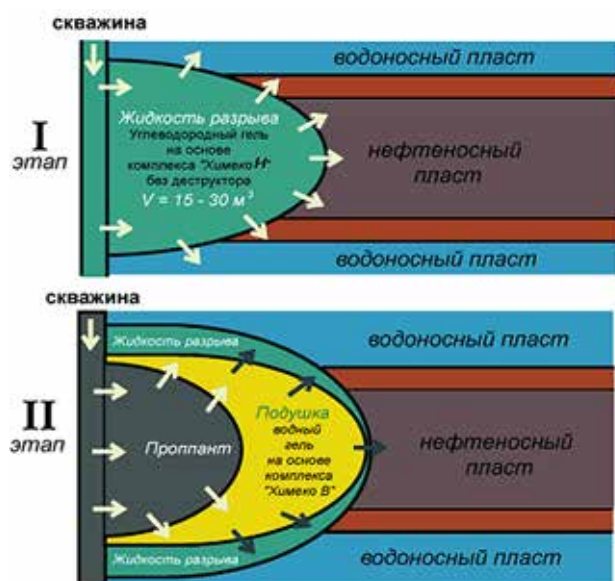


Рисунок 4 – Схема проведения процесса проппантного ГРП с ИВП по технологии РГУ нефти и газа

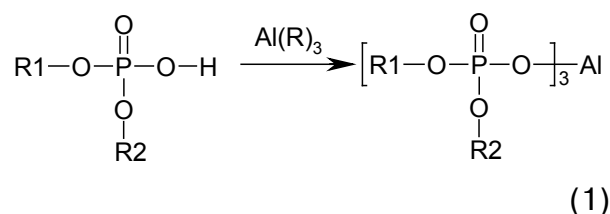
Остановимся подробнее на механизме действия водоизолирующего агента. Углеводородный гель представляет собой дизельное топливо, загущенное реагентами комплексов гелирующих «Химеко-Т» либо «Химеко-Н».

В состав комплекса гелирующего «Химеко-Т» входят:

- Гелеобразователь «Химеко-Т» – является смесью органических ортофосфорных эфиров.
 - Активатор «Химеко-Т» – представляет собой углеводородный раствор органических соединений алюминия.
- Состав комплекса гелирующего «Химеко-Н» включает в себя:
- гелеобразователь «Химеко-Н» – является смесью органических эфиров ортофосфорной кислоты и высокомолекулярных спиртов;
 - активатор «Химеко-Н» – представляет собой мицеллярный раствор соединений трехвалентного железа.

В таких углеводородных системах вязкие структурированные гели образуются благодаря комплексным соединениям – алюминиевым (или железным, в зависимости от выбранного реагента) солям органических ортофосфорных эфиров.

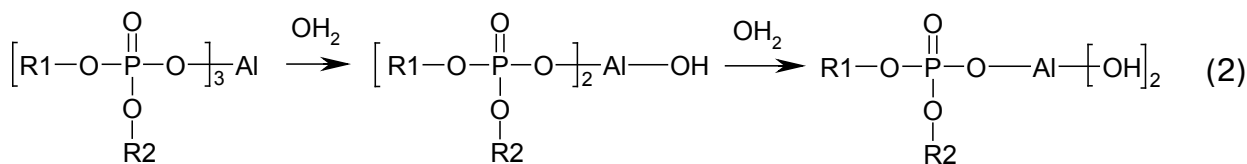
Если рассматривать образование солей органических ортофосфорных эфиров на примере комплекса гелирующего «Химеко-Т», то видно, что при взаимодействии гелеобразователя и активатора «Химеко-Т» в углеводородной среде образуются тризамещенные соли алюминия и эфира ортофосфорной кислоты (реакция 1).



(1)

Впоследствии образовавшиеся алкилфосфаты алюминия, встречаясь с водой, вступают с ней в реакцию (гидролизуются) с образованием липкого осадка гидроксифосфатов алюминия (селективного изолирующего агента) по реакции 2.





Полученные гидроксифосфаты алюминия обладают высокой адгезией к породе и являются маслорастворимыми ПАВ – не растворяются в воде и солевых растворах, однако растворяются в нефти и нефтепродуктах.

В свою очередь углеводородный гель на основе комплекса гелирующего «Химеко-Н» в результате взаимодействия с водой образует помимо нерастворимых в воде основных солей – гидроксифосфатов железа, – устойчивую обратную эмульсию, что способствует дополнительному снижению проницаемости при фильтрации воды [4].

Углеводородные гели, полученные с применением комплексов гелирующих «Химеко-Т» и «Химеко-Н», закачиваются без деструктора, но после проведения ГРП снижают свою вязкость при контакте с углеводородами за счет разбавления и снижения концентрации гелеобразующих веществ.

Водоизолирующие свойства углеводородных гелей исследовались на фильтрационной установке НР-CFS в лаборатории экспериментального центра физического моделирования перспективных методов повышения нефтеотдачи пластов НОЦ «Промысловая химия». В экспериментах использовались водонасыщенные насыпные модели пласта с набивкой фракцией кварцевого песка заданного времени помола.

Длина каждой модели составляла 48,7 см.

Площадь поперечного сечения – 7,5 см².

Температура экспериментов – 80°C.

В фильтрационном эксперименте при-

менялась модель пластовой воды хлоркальциевого типа, с суммарным содержанием катионов Ca²⁺ и Mg²⁺ 1000 мг/л.

В таблице 3 представлены результаты фильтрационных экспериментов по изучению тампонирующих и селективных свойств углеводородных гелей [5].

Таблица 3 – Результаты фильтрационных экспериментов тампонирующих и селективных свойств углеводородных гелей

№ п/п	Этапы эксперимента	Объем фильтрации	Проницаемость по фильтруемой жидкости, мкм ²	
			Углеводородный гель «Химеко-Т»*	Углеводородный гель «Химеко-Н»**
1.	Фильтрация воды плотностью 1012 кг/м ³ с постоянным расходом и определение проницаемости по ней	До стабилизации перепада давления	2,331	3,106
2.	Закачка углеводородного геля в прямом направлении	1 поровый объем	Не определялась	
3.	Фильтрация воды плотностью 1012 кг/м ³ в обратном направлении с постоянным расходом и определение конечной проницаемости по ней	До стабилизации перепада давления	0,018	0,038
4.	Закачка дизельного топлива в обратном направлении и определение конечной проницаемости по нему	До стабилизации перепада давления	0,535	1,295

* Углеводородный гель содержит 0,9% гелеобразователя и 0,3% активатора «Химеко-Т».

** Углеводородный гель содержит 1,2% гелеобразователя и 1,4% активатора «Химеко-Н».

Как уже упоминалось ранее, в качестве жидкости-песконосителя для данной технологии выступает гель на полисахаридной основе с применением химических реагентов, разработанных в НОЦ «Промысловая химия». Рецептуры



полисахаридной жидкости подбираются исходя из геолого-физических характеристик пласта, особенностей комплектации флота ГРП, требований и пожеланий заказчиков.

Линейка комплекса гелирующего на полисахаридной основе представлена различными реагентами:

- гелеобразователи на основе полисахарида гуарового класса – сухой гелеобразователь ГПГ-1 и «жидкий» суспендированный в углеводородной среде гелеобразователь ГПГ-слорри позволяют готовить раствор полисахарида (линейный гель) как предварительным гелированием в емкостях, так и «в потоке» с применением гидратационной установки;
- боратные сшиватели БС-1 и БС-2 позволяют получать сшитый полисахаридный гель в условиях пластовых температур от 20 до 120 °С, причем время образования сшитой структуры зависит от применяемого реагента и может варьироваться в интервале от 5 до 300 секунд;
- деструкторы окислительного и кислотного действия – деструктор ХВ, деструктор капсулированный, активатор деструкции;
- добавки в жидкость разрыва – ПАВ-регулятор деструкции, биоцид «Биолан», термостабилизатор полисахаридных гелей ТС-1.

Подробнее о реагентах для получения полисахаридной жидкости ГРП, разработанных в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, рассказывается в статьях [6], [7].

В условиях нефтяного месторождения Республики Казахстан были проведены пробные операции ГРП с ИВП. Объектами обработки были выбраны скважины со средней добычей нефти 2,1 т/сут и обводненностью 92,3%. Все технологические операции прошли успешно, плани-

руемый объем проппанта был размещен в трещине. График одной из проведенных технологических операций представлен на рис. 5.

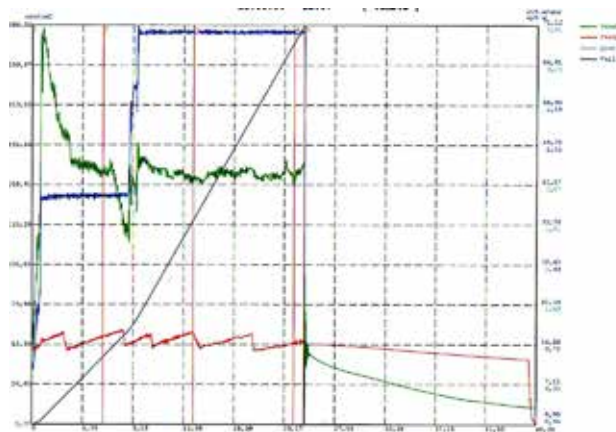


Рисунок 5 – График проведения процесса ГРП с ИВП. Объем закачанного проппанта 10,0 т, средняя концентрация проппанта 350 кг/м³ смеси

После проведения работ средняя добыча нефти увеличилась в 2,5 раза, при практически неизменной обводненности – 91,3%.

Лаборатории НОЦ «Промысловая химия» продолжают исследования, направленные на разработку новых, более эффективных технологий и реагентов для гидравлического разрыва пласта, которые позволят решить проблему валового увеличения обводненности пластов при одновременном увеличении общей добычи нефти.

Конечно, основываясь только на узкоспециализированном химическом подходе к разработке реагентов, нельзя создать универсальное технологическое решение для всех проблем.

Так, в частности, выбор объекта и технологии для гидравлического разрыва пласта должен производиться не одним человеком, а группой специалистов из различных областей – геофизики и геологии, разработки месторождения и химии, механике и экономике. Поэтому во всем мире нефтяными и сервисными



компаниями создаются ситуационные центры, являющиеся самой современной формой реализации системы поддержки принятия решений, основанной на технологиях моделирования и анализа ситуаций, предельно концентрированном представлении информации и обеспечивающей интегральное управление.

Аналогом такого центра в РГУ нефти и газа является коммуникационная площадка ЦУРМ (центр управления разработкой месторождения).

ЦУРМ совместно с автоматизированными рабочими местами специалистов (АРМ) Губкинского университета представляет собой комплекс специ-

ально организованных рабочих мест, оборудованных самыми современными программно-аппаратными продуктами, средствами визуализации данных и коммуникации, для персональной и коллективной аналитической работы. В ходе такой работы может осуществляться мониторинг состояния объекта управления, прогнозирование развития ситуации на основе анализа поступающей информации, моделирование последствий управленческих решений с использованием информационно-аналитических систем, экспертная оценка принимаемых решений и их оптимизация и управление в кризисной ситуации. ■

Литература

1. Макиенко В.В., Валиуллин А.С., Самойлова И.А. Гидроразрыв в Западно-Сибирском формате//Нефтесервис. – № 4. – 2002.
2. Магадова Л.А., Силин М.А., Глущенко В.Н. Нефтепромысловая химия. Технологические аспекты и материалы для гидравлического разрыва пласта. – Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2012.
3. Oil&Gas Eurasia. Новые технологии. – № 10. – 2008. –С. 10 –12.
4. Магадова Л.А. Разработка жидкостей разрыва на водной и углеводородной основах и технологий их применения для совершенствования процесса гидравлического разрыва пласта. Дис. доктора технических наук. – Москва, 2007.
5. Магадова Л.А., Магадов Р.С., Силин М.А., Гаевой Е.Г., Рудь М.И., Губанов В.Б., Магадов В.Р., Баженов С.Л., Трофимова М.В. Способ гидравлического разрыва пласта в сочетании с изоляцией водопритоков в добывающих скважинах с применением гелеобразующих жидкостей на углеводородной и водной основах//Патент РФ № 2256787. 20.07.2005. Бюл. № 20.
6. Магадова Л.А., Силин М.А., Малкин Д.Н., Гаевой Е.Г., Мариненко В.Н., Магадов В.Р. Новые реагенты для гидравлического разрыва пласта// Территория Нефтегаз. – № 11. – 2011. С. 48–51.
7. Магадова Л.А., Силин М.А., Малкин Д.Н., Цыганков В.А., Савастеев В.Г. Новые реагенты для гидравлического разрыва пласта//Время колтюбинга. – № 2 (044). – 2013. – С. 64–69.