

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

Н.П. Агеев¹, А.Ф. Пащенко²

1 – ООО «НовасКк»; 2 – Институт проблем управления РАН / Центр плазменно-импульсных технологий ИПНГ РАН, e-mail: paschenko_alex@mail.ru

Введение

Россия располагает значительной сырьевой базой по нефти, однако, структура ее непрерывно ухудшается. Доказанные запасы (proved reserves) нефти России, по оценкам специалистов, составляют 80 млрд барр. Это почти вдвое меньше, чем промышленные запасы (категорий А+В+С₁ по российской классификации), учитываемые в Государственном балансе запасов. Столь существенная разница связана с тем, что в принятой за рубежом классификации запасов Общества инженеров-нефтяников (SPE) в категории «provedreserves» учитываются только те запасы, добыча которых рентабельна в текущих экономических и технических условиях [1].

Длительное извлечение наиболее эффективных запасов нефти Западно-Сибирского и других давно эксплуатируемых нефтегазоносных бассейнов привело к тому, что на многих месторождениях наблюдается снижение объемов добычи. Оно компенсируется освоением запасов углеводородов из глубокозалегающих горизонтов и трудноизвлекаемой нефти, что приводит к росту себестоимости нефтедобычи (по данным Единой межведомственной информационно-статистической системы ЕМИСС, за последние десять лет она выросла в 2,5 раза, составив в 2013 г. в среднем 33 долл./барр.). Ввод в строй новых месторождений в малоосвоенных регионах тормозится тем, что степень развития инфраструктуры в новых районах не всегда достаточна. Все это приводит к торможению темпов замещения: по самому оптимистичному прогнозу Минэнерго, добыча нефти в России к 2020 г. может вырасти по сравнению с текущим уровнем максимум на 1 млн т.

Более половины всей добытой нефти в стране традиционно извлечено на месторождениях Западно-Сибирского НГБ, однако, ее добыча здесь постепенно уменьшается (319 млн т в 2013 г., против 320,8 млн т в 2012 г.). Это связано с уменьшением дебита скважин на давно эксплуатируемых месторождениях, которые находятся сейчас на заключительной стадии разработки (несмотря на то, что компании применяют различные способы интенсификации добычи). Месторождения, вновь

вводимые в разработку, отличаются относительно худшими промысловыми характеристиками.

Добыча нефти на Самотлорском месторождении, запасы которого к настоящему времени выработаны на 74,3%, с 2009 по 2013 гг. сократилась с 27,9 до 21,6 млн т. Уникальные по масштабу месторождения (Ромашкинское, Арланское и Ново-Елховское) в настоящее время выработаны более чем на 80%. Степень выработанности разведанных запасов нефти по нефтегазоносным бассейнам приведена на рис.1 [1].



Рис.1. Степень выработанности разведанных запасов нефти в нефтегазоносных бассейнах и областях Российской Федерации, % (на 2015 г.)

Доля запасов в сложных, низкопроницаемых коллекторах, обводненных залежах и нефтяных оторочках, а также высоковязкой и тяжелой нефти, требующей применения высокотехнологичных и дорогостоящих методов добычи, год от года увеличивается. В связи с этим дальнейшее поддержание производства нефти на уровне 500 млн т в год, а тем более его наращивание возможны лишь за счет трудноизвлекаемых запасов, на которые приходится около двух третей текущих разведанных запасов нефти страны. Освоение их требует применения более совершенных технологий добычи, что существенно увеличивает ее себестоимость.

Запасов крупных эксплуатируемых объектов хватит, по разным оценкам, на 7–9 лет. Существенно нарастить уровень добычи нефти в России при нынешнем состоянии сырьевой базы, развитии технических средств и технологий добычи, переработки и транспортировки нефти не представляется возможным, тем более, что текущая конъюнктура мирового нефтяного рынка ограничивает возможности инвестирования в развитие отрасли. Чтобы в перспективе поддержать добычу углеводородов, стране необходимы новые крупные открытия, нужна сильная геологоразведка. Кроме того, особую важность приобретает создание благоприятных условий для разработки современных отечественных технологий добычи и переработки углеводородного сырья.

Вторичные методы повышения нефтеотдачи, такие, как гидроразрыв пласта (ГРП), методы поддержания пластового давления, уже не позволяют существенно наращивать добычу на месторождениях, а лишь способствуют поддержанию текущего уровня добычи на относительно стабильном уровне. В этой связи необходим переход к массовому внедрению третичных, в первую очередь физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (МУН) на основе передовых отечественных технологий, имеющих в достаточном количестве как у российского научного сообщества, так и у небольших сервисных компаний, занимающихся инновационными разработками.

Применение российской инновационной плазменно-импульсной технологии, а также ее сочетание с другими наиболее современными методами повышения нефтеотдачи позволит увеличить рентабельность эксплуатации месторождений.

Опыт применения плазменно-импульсной технологии

Остаточные или неизвлекаемые промышленно освоенными методами запасы нефти во всем мире достигают в среднем 55–75% от первоначальных геологических запасов нефти в недрах. С целью повышения коэффициента извлекаемости нефти (КИН) инновационной нефтесервисной компанией «Новас» была разработана и внедрена технология плазменно-импульсного воздействия на пласт (ПИВ), направленная в первую очередь на очистку призабойной зоны, повышение проницаемости коллектора, вовлечение в работу недренируемых пропластков [2–4].

Технология ПИВ успешно применяется на нефтяных месторождениях с 2009 г. На сегодняшний день с ее применением обработано свыше 350 добывающих и нагнетательных скважин в России, США, Канаде, Китае, Кувейте и других странах. Более

50 российских и международных патентов защищают как отдельные узлы аппаратуры ПИВ, так и методологию ее применения и в целом сам метод воздействия на нефтегазонасыщенный пласт. В последние годы, с открытием офисов компании в США, Канаде и Китае, значительно возросло количество заказов со стороны крупных и мелких иностранных нефтедобывающих компаний, имеющих такие же проблемы с устареванием и истощением добывающего фонда скважин.

По результатам проведенных работ (как положительных, так и отрицательных), оборудование ПИВ постоянно модернизируется, вносятся конструктивные изменения в отдельные компоненты, повышаются технические характеристики и надежность оборудования. Параллельно корректируется методика обработки скважин с учетом различных физико-геологических свойств пород и коллекторов. По состоянию на конец 2015 г., согласно статистическому анализу проведенных работ по плазменно-импульсному воздействию были сделаны следующие выводы об общей эффективности технологии.

– 87% добывающих скважин с карбонатным коллектором показали увеличение продуктивности. При этом средний прирост продуктивности составил 99%.

– 71% добывающих скважин с терригенным коллектором, разработка которых изначально проводилась с использованием ГРП показали увеличение продуктивности. Средний прирост продуктивности – 110%.

– 50% добывающих скважин с терригенным коллектором без ГРП показали увеличение продуктивности. При этом средний прирост продуктивности составил 24%.

– При обработке нагнетательного фонда скважин эффективность применения ПИВ превышает 90%.

Ниже приводится ряд типичных примеров успешных обработок скважин с применением технологии ПИВ.

Пример 1. Проведено плазменно-импульсное воздействие (ПИВ) в скважине № 9138 (куст 544, Ватьеганская площадь). Гидродинамические исследования, проведенные «Красноярским управлением геофизических работ» (по Хорнеру, для однородного пласта), наглядно демонстрируют положительные изменения режима эксплуатации скважины (см. таблицу 1).

По данным замеров обводненность продукции снизилась с 19,4 % до 7 %.

Гидродинамические параметры работы скважины до и после ПИВ

	До ПИВ	После ПИВ
Пластовое давление	120,0 атм.	126.64 атм.
Дебит до остановки	14м ³ /сут	60 м ³ /сут
Пористость пласта	18.00	16.00
Сжимаемость жидкости	6.50 1e ⁻⁵ /атм	4.67 1 e ⁻⁵ /атм
Сжимаемость скелета пласта	1.23 1 e ⁻⁵ /атм	не изменилась
Радиус контура питания	100.00 м	250.00 м

Пример 2. На Вахском месторождении (г. Стрежевой, ОАО «Томскнефть» ВНК) технологией ПИВ были обработаны три нагнетательные скважины. При этом ставилась задача выровнять профили приемистости на двух первых скважинах и ввести в эксплуатацию третью, простаивающую. После применения ПИВ на всех скважинах были получены положительные результаты. Результат применения ПИВ на скважине № 1003 приведен на рис. 2.



Рис. 2. Результат обработки нагнетательной скважины

Пример 3. На Западно-Сихорейском месторождении добывающая скважина с открытым стволом до обработки работала с параметрами по жидкости ($Q_{ж}$) 105 м³/сут, по нефти ($Q_{н}$) – 85 т/сут (обводненность продукции – 6,5%). После применения технологии ПИВ было проведено определение профиля приемистости. На рис. 3 представлена работа скважины до и после применения ПИВ.

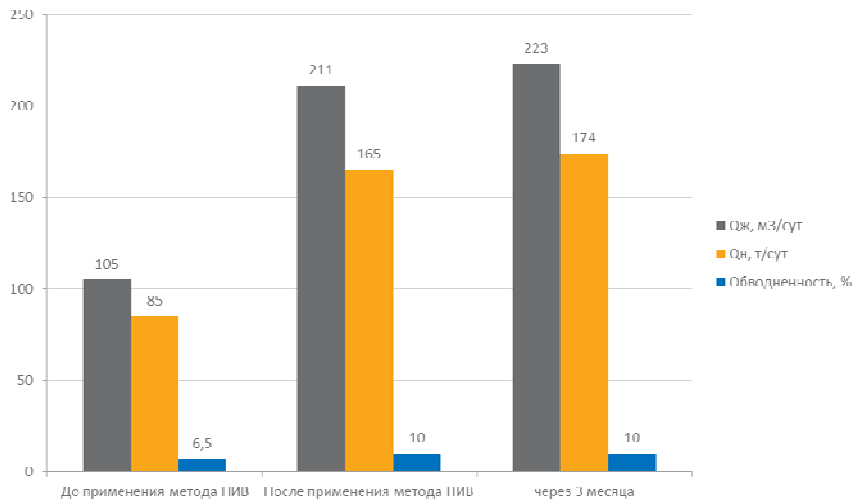


Рис. 3. Работа скважины до и после ПИВ

Пример 4. Тайлаковское месторождение. Режим периодической работы добывающей скважины до применения ПИВ составлял: $Q_{ж} - 9 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_{н} - 7 \text{ т/сут}$ (обводненность – 18%). После применения ПИВ режим ее работы составил: $Q_{ж} - 31 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_{н} - 24 \text{ т/сут}$, обводненность – 10% (рис. 4).

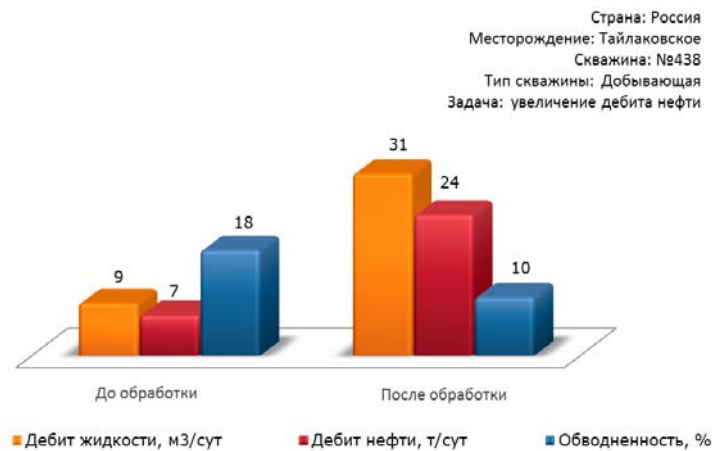


Рис. 4. Пример обработки добывающей скважины

Таким образом, среднесуточный прирост по нефти составил 17 т и обработанная скважина выведена на круглосуточный режим эксплуатации.

Основными преимуществами технологии ПИВ являются:

- полная экологическая безопасность (в данной технологии не применяются химические реагенты, взрывчатые вещества, не производится генерация отходов, требующих последующей утилизации);

- возможность применения на скважинах с высоким уровнем обводненности;
- высокая эффективность применения на истощенных скважинах поздней стадии разработки месторождения;
- существенное повышение проницаемости коллектора в призабойной зоне и пласте в целом;
- полная эксплуатационная безопасность (оборудование работает от электросети 220 В);
- высокая мобильность, не требующая длительной остановки скважины и дальнейшего ввода ее в эксплуатационный режим;
- возможность неоднократного повторного применения технологии на одних и тех же объектах;
- селективность воздействия, позволяющая обрабатывать заранее заданные достаточно узкие интервалы продуктивного пласта;
- высокая эффективность данной технологии, превышающая в среднем 80%;
- отсутствие рисков, связанных с разрушением колонны и критическими негативными последствиями для обрабатываемой скважины;
- относительно низкая стоимость скважино-операции, приводящая к быстрой окупаемости применения данной технологии.

В контексте данной статьи обратим внимание на два из перечисленных достоинств технологии ПИВ – селективность воздействия и высокую эффективность ее применения на скважинах с высоким уровнем обводненности добываемой продукции. Эти два качества тесно связаны друг с другом. В ходе опытно-промышленных и коммерческих работ по применению плазменно-импульсной технологии на различных месторождениях в большом количестве случаев было отмечено снижение уровня обводненности. Особенно явно это проявляется при обработке высокообводненных скважин, как, например, в случае, рассмотренном ниже.

Пример 5. Для обработки на Дюсушевском месторождении была выбрана скважина с обсаженным стволом со следующими технологическими показателями: дебит по жидкости до обработки – 14 м³/сут, дебит по нефти – 1,8 т/сут, обводненность продукции – 85%, динамический уровень ($H_{дин}$) – 2250 м.

Расчеты при моделировании давали основание полагать, что даже при сохранении обводненности 85% можно рассчитывать на увеличение дебитов по жидкости ($Q_{ж}$) до

30 м³/сут; по нефти (Q_н) – на 3,8 т/сут при Н_{дин} = 2000 м. На основании анализа геологических особенностей коллектора было принято решение сократить шаг обработки скважины и существенно увеличить количество импульсов в каждой точке.

После применения ПИВ в заданном режиме параметры работы скважины оказались следующими (рис. 5):

- Среднесуточный дебит по жидкости увеличился до 43,6 м³/сут.
- Среднесуточный дебит по нефти увеличился до 11 т.
- Обводненность продукции снизилась до 70,7%.

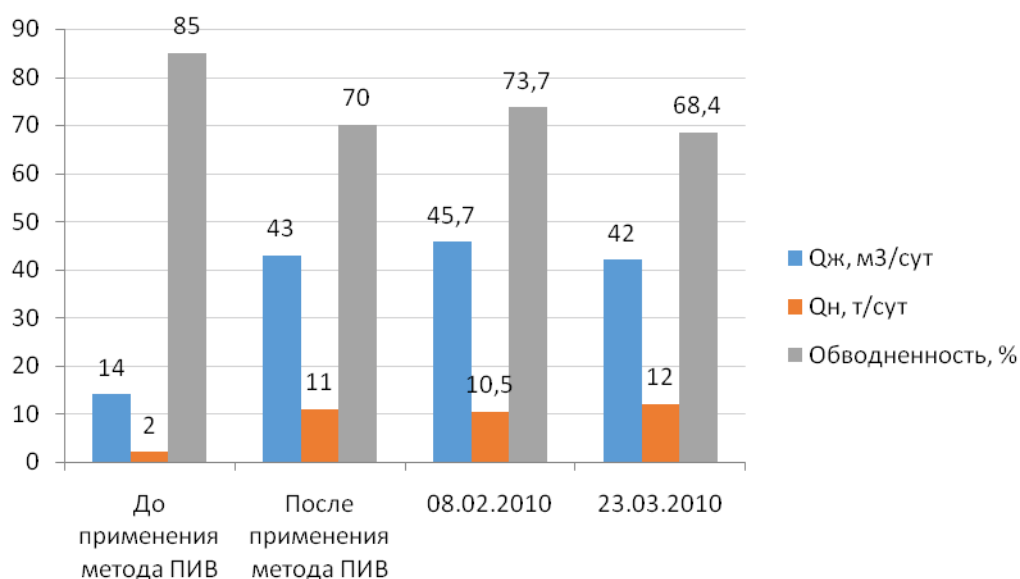


Рис. 5. Пример обработки добывающей скважины с высоким уровнем обводненности (декабрь 2009 г.)

По результатам теста от 08.02.2010 г. динамический уровень (Н_{дин}) стабилизировался на отметке 1453 м, что на 800 м выше, чем до применения ПИВ. Это свидетельствует о хорошем дополнительном потенциале скважины.

Подобных примеров значительного снижения обводненности после применения плазменно-импульсного воздействия накоплено достаточно много. Объясняется данный феномен рядом характерных особенностей метода ПИВ. Во-первых, низкочастотное волновое воздействие приводит к снятию поверхностного натяжения на границе нефть–вода и снижает динамическую вязкость нефти, что приводит к повышению ее текучести и замещению тяжелой фазы (воды) легкой (нефтью). Во-вторых, при обработке высокообводненных объектов на первый план выходит селективность и узкий фронт

плазменно-импульсного воздействия. Импульсы давления, генерируемые аппаратурой ПИВ, уходят в пласт узким фронтом от 0,25 до 0,4 м, что позволяет выборочно обрабатывать заранее выбранные интервалы продуктивного пласта. Наличие точных данных по профилю притока дают возможность подвергать воздействию наиболее нефтенасыщенные интервалы, увеличивая приток из них, при этом не затрагивая интервалы, производящие большое количество воды. Таким образом при общем увеличении дебита флюида, процентное содержание воды в нем существенно снижается. Ключевую роль в данном подходе играет точность исходных данных и тщательное моделирование процедуры плазменно-импульсного воздействия.

Комплексный подход к увеличению нефтеотдачи

Однако объективно надо признать, что создание универсальной, применимой для всех возможных условий технологии, способной решить такую крупномасштабную задачу, как увеличение добычи углеводородов, в принципе невозможно. В полной мере это относится и к плазменно-импульсной технологии. Несмотря на многочисленные достоинства технологии, существуют объективные технические и геологические ограничения, в ряде случаев делающие применение ПИВ недостаточно эффективным. Поэтому необходим комплексный подход к решению поставленной задачи, заключающийся в использовании некоторого набора технологий либо их сочетания, наиболее эффективного в каждом конкретном случае.

В ряде случаев, особенно при обработке нагнетательного фонда скважин, весьма полезным может стать сочетание плазменно-импульсного воздействия с кислотной обработкой призабойной зоны пласта. Такое совместное воздействие позволит обеспечить за счет увеличения проницаемости породы более глубокое проникновение химических реагентов и, соответственно, более тщательную и глубокопроникающую очистку прискважинной зоны от осадков и отложений.

Применительно к объектам, характеризующимся высокой степенью обводненности добываемой продукции, зачастую даже снижение уровня обводненности на 10–20%, являющееся само по себе значительным достижением, не позволяет выйти на приемлемо рентабельный уровень производства. При исходных уровнях обводненности, превышающих 90%, прирост дебита нефти в абсолютных величинах недостаточен, а затраты на последующую утилизацию сопутствующей жидкости остаются весьма

значительными. В связи с этим для обеспечения рентабельности эксплуатации таких скважин представляется целесообразным перед началом проведения плазменно-импульсного воздействия использовать технологии, блокирующие доступ излишней воды к скважине. В качестве примера такой технологии можно применять тампонажный материал «Композиция «ТКГС» [5].

Тампонажный материал «Композиция «ТКГС»

Проблема создания технологий для дополнительной добычи нефти и снижения обводненности добываемой продукции на месторождениях со сложным геологическим строением, с неоднородными песчано-глинистыми коллекторами, на поздней стадии разработки, с высоким процентом обводненности, эксплуатируемых с применением методов заводнения, является одной из наиболее актуальных для перспективного развития нефтедобывающей отрасли.

На сегодняшний день самым распространенным неселективным и нефилтующимся материалом является цементный раствор. Его целесообразно использовать только при отсечении нижнего участка пласта и переходе на выше- или нижележащий горизонт. Ликвидация перетоков между пластами только цементным раствором не всегда эффективна при наличии разницы пластовых давлений, когда вода прорывается по цементному раствору в период ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ). При этом часть цементного раствора попадает в водоносный пласт и фильтруется по дренажным каналам. Главный недостаток такого ограничения притока пластовых вод к скважинам заключается в том, что образующиеся осадки солей в призабойной зоне пласта блокируют не только приток воды, но и ухудшают коллекторские свойства пласта, снижая приток нефти.

Значительную роль в решении отмеченных выше проблем играют различные тампонажные материалы и составы. Такие составы способны избирательно воздействовать на высокопроницаемые обводненные пласты, резко снижать их проницаемость, обеспечивать выравнивание профилей приемистости скважин и пласта, изменять фильтрационные потоки, увеличивать охват пласта заводнением, что приводит к снижению обводненности добываемой продукции, повышению нефтеотдачи и увеличению добычи нефти.

Существующие и распространенные материалы на основе фенолоформальдегидной смолы, как правило, имеют завышенную вязкость, которая увеличивается из-за присутствия в материале наполнителя. Кроме того, использование смолистого слоя, образовавшегося после расслоения фенолоформальдегидной смолы, еще больше повышает вязкость материала. Все это снижает проникающую способность тампонажного материала и препятствует созданию качественной изоляции водопритоков в скважине, особенно весьма интенсивных водопритоков, обладающих повышенной приемистостью (более 500 м³/сут).

В предложенном способе «Композиция «ТГКС» задача решается следующим образом. Согласно изобретению [5] в нижнем слое материала дополнительно растворяют эпоксикарбазолилпропан в количестве 10–20% от массы исходной фенолформальдегидной смолы с последующим перемешиванием обоих слоев. Кроме этого тампонажный материал дополнительно содержит загуститель, наполнитель.

Предлагаемый тампонажный материал способен создавать надежный тампон при приемистости места изоляции более 500 м³/сут и более с сохранением прочности на протяжении 5–8 лет. Это обеспечивается большей прочностью и более высокой устойчивостью к агрессивному воздействию прокачиваемых жидкостей по сравнению с аналогами.

Заключение

Поскольку создание единой универсальной технологии повышения нефтеотдачи для всех возможных геолого-технических условий и характеристик разрабатываемых объектов невозможно в принципе, наибольший эффект может быть достигнут за счет совместного применения комплексов различных технологий, подбираемых индивидуально под конкретные условия и решаемые задачи.

Предлагаемый в статье подход предполагает на скважинах с высоким уровнем обводненности использование на первой стадии тампонажного материала «Композиция ТГКС», позволяющего устранить наиболее значительные притоки воды в скважину. На втором этапе предлагается применение плазменно-импульсной технологии для очистки призабойной зоны, увеличения проницаемости пласта и повышения притока нефти к скважине. Поскольку плазменно-импульсное воздействие характеризуется узкой направленностью, его можно использовать избирательно в локальных областях, не

подвергшихся обработке тампонажным материалом, чтобы избежать разрушения последнего.

Таким образом, удается заблокировать значительную часть притока воды при одновременном увеличении притока нефти из наиболее нефтенасыщенных интервалов пласта–коллектора. В результате существенного снижения обводненности и одновременно увеличения притока нефти из обработанных ПИВ интервалов обеспечивается улучшение промысловых характеристик отдельных скважин и месторождений в целом, повышается рентабельность добычи нефти, появляется возможность дать «вторую жизнь» истощенным месторождениям, находящимся на поздней стадии разработки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Государственный доклад Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2014 году. М.: МПР, 2015. 317 с.

2. Молчанов А.А., Агеев П.Г. Плазменно-импульсное воздействие на продуктивные пласты // Oil&Gas Journal. 2008. № 9(22) С. 42–45.

3. Агеев П.Г. Опыт применения технологии плазменно-импульсного воздействия на карбонатных коллекторах // Oil&Gas Eurasia. 2010. № 6. С. 110.

4. Пащенко А.Ф., Агеев П.Г. Плазменно-импульсная технология повышения нефтеотдачи: оценка параметров механического воздействия // Наука и техника в газовой промышленности. 2015. № 3(63). С. 17–26.

5. Малышев М.В. Пат. RU 2600576 С1. Способ изготовления тампонажного материала для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. № 2015132365/03; Заявл. 04.08.2015; Оpubл. 27.10.2016 // Изобретения. Полезные модели. 2016. Бюл. № 30. С. 6.