

УДК 622.276

ПРОМЫСЛОВАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЙ КОНСТРУКЦИИ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОГО ЩЕЛЕВОГО ПЕРФОРАТОРА

Токарев Михаил Андреевич¹,
tma40@yandex.ru

Зубаиров Сибгат Гарифович¹,
mkm-ufa@mail.ru

Токарева Надежда Михайловна¹,
tokareva_n_m@mail.ru

¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью совершенствования существующих методов перфорации обсадной колонны. Часто вторичное вскрытие пласта осложняется рядом факторов: тонкая перемычка цементного камня между обводнившимся и приобщаемым интервалом, малая толщина самого приобщаемого пласта и т. д. Для проведения перфорационных работ в таких условиях необходима технология, минимизирующая нагрузки на эксплуатационную колонну и цементный камень.

Цель исследования: определить эффективность комплексной технологии вторичного вскрытия низкопроницаемых пластов гидромеханическим щелевым перфоратором с усовершенствованной фрезой с последующей обработкой вскрытого интервала по запатентованному способу реагентной разглинизации.

Методы: контроль результатов внедрения в промысловую практику усовершенствованной конструкции щелевого перфоратора. Показаны результаты вторичного вскрытия пластов на скважинах НК «Татнефть». Перфорируемые продуктивные горизонты приурочены к различным стратиграфическим горизонтам.

Результаты. Для повышения эффективности гидромеханической щелевой перфорации была разработана принципиально новая конструкция накатных дисков. Конструкция заявленного изобретения позволяет заменить процесс формирования щели за счет деформации обсадных труб вплоть до их разрыва по образующей на процесс резания металла труб. Как следствие, повышается надежность и долговечность перфоратора, обеспечивается возможность применения фрезы большой толщины, а следовательно, и получение перфорационной щели большой ширины. Конструкция установки позволяет проводить обработку призабойной зоны запатентованной авторами композицией непосредственно через компоновку гидромеханического щелевого перфоратора. В среднем после проведения щелевой перфорации дебит скважин по нефти увеличивался в 5–10 раз при соответствующем снижении обводненности продукции.

Ключевые слова:

Гидромеханическая щелевая перфорация, капитальный ремонт скважин, вторичное вскрытие пластов, реагентная разглинизация, обработка призабойной зоны.

Введение

На длительно разрабатываемых нефтяных месторождениях, характеризующихся наличием многопластовых объектов эксплуатации, основным видом капитального ремонта скважин является изоляция обводнившихся пластов и вторичное вскрытие вновь приобщаемых пластов [1, 2]. Как правило, приобщаемые пласты характеризуются низкой проницаемостью, а следовательно, и низкими добычными возможностями. Для получения экономически рентабельных дебитов необходимо эффективное вскрытие пластов с одновременной обработкой призабойной зоны. Процесс вскрытия приобщаемого пласта осложняется возможностью быстрого обводнения из нижележащих изолированных пластов ввиду того, что цементная перемычка между этими пластами может быть значительной протяженности [3].

Кумулятивная перфорация часто разрушает восстановленную после ВЦЭК (вторичного цементирования эксплуатационной колонны) перемычку между обводненными и продуктивными пластами [3]. Ее толщина иногда составляет 1–2 м. Избежать этого осложнения можно, используя вместо

кумулятивной перфорации гидромеханическую щелевую перфорацию (ГМЩП), динамическое воздействие при которой на цементный камень за колонной значительно слабее и не приводит к разрушению цементной перемычки [4–9].

Как правило, при ВЦЭК вышележащие продуктивные пласты также подвергаются воздействию цементных растворов, что приводит к ухудшению их фильтрационно-емкостных свойств и необходимости проведения дополнительных обработок призабойной зоны (ОПЗ). При проведении ОПЗ традиционными сильными реагентами на кислотной основе маломощные цементные перемычки между обводненными и нефтяными пластами также могут разрушаться. Более щадящим методом является способ реагентной разглинизации призабойной зоны пласта [10–12].

Вовлечение в разработку пластов эффективной нефтенасыщенной толщины 1,0–1,5 м является ювелирной работой и требует специальной технологии привязки. В настоящее время существует возможность подключения продуктивных пластов толщиной до 0,5 м с получением из них рентабельных дебитов нефти. Однако вскрытие таких тон-

ких объектов традиционными способами перфорации приводит к нарушению заколонной цементной перемычки между продуктивными пластами и сведению на нет эффекта от изоляции нижерасположенных обводнившихся пластов. Применение технологии гидромеханической щелевой перфорации позволяет избежать такого рода осложнений благодаря отсутствию ударного воздействия на эксплуатационную колонну и пласт [13–15].

Среди технологических преимуществ ГМЩП следует также отметить возможность селективного вскрытия продуктивных пластов с пропуском обводнившихся интервалов, а также перфорацию продуктивных пластов с применением нефти или любой другой жидкости, проведение работ в любое время суток [16, 17].

Особенности модернизированного перфоратора

Гидромеханический щелевой перфоратор спускается в скважину на насосно-компрессорной трубе (НКТ) диаметром 73 мм. НКТ при этом является каналом гидромеханической связи перфоратора с наземным оборудованием. Спуск ГМЩП производится до подошвы перфорируемого пласта. Для точной привязки ГМЩП относительно перфорируемого пласта используется следующая технология: на насосно-компрессорную трубу на 15–20 м выше ГМЩП устанавливается реперный патрубок длиной 1,5–2,0 м. Малогабаритным прибором гамма-каротажа, совмещенным с прибором СГДТ (скважинный гамма-дефектометр толщиномер) или локатором муфт, производится запись кривой гамма-каротажа и отбивка муфт НКТ и реперной трубы. С помощью гамма-каротажа отбивается положение ближайшего к продуктивному реперного пласта.

Практически все элементы технологической цепочки – реперная муфта, реперный пласт, продуктивный пласт, прибор ГМЩП – привязаны по глубинам с точностью до 0,1 м, что приемлемо при перфорации самых тонких пластов [13, 14]. Следует отметить, что привязка по глубинам при кумулятивной перфорации производится в два этапа: при спуске приборов гамма-каротажа и кумулятивного перфоратора на кабеле. При этом точность всегда несколько меньше.

Прорезание щели производится накатным диском с созданием ступенчатого повышения давления на устье скважины с 1 до 6–7 МПа с шагом 1 МПа. На каждой ступени давления производится 2–3 цикла спускоподъемных операций в пределах меток. При гидромониторном размыве пласта после перфорации давление повышается до 18–20 МПа. Разрыв в одной точке осуществляется в течение 6–10 минут.

Для эффективного вскрытия пласта и дальнейшей успешной обработки призабойной зоны необходимо наличие достаточно широкой щели в обсадной колонне и вскрытие накатным диском непосредственно породы продуктивного пласта. Накатный диск представляет собой шарнирную

дисковую фрезу. Традиционная конструкция накатных дисков часто только частично прорезала цементный камень, а контакт с породой достигался с помощью гидромониторного размыва цементного кольца. После перфорации прорезанная щель могла смыкаться. Для повышения эффективности гидромеханической щелевой перфорации нами была разработана принципиально новая конструкция накатных дисков [18].

Перфоратор щелевой для обсаженных скважин состоит из корпуса – 3, 10, подпружиненного полым штоком – 1 с поршнем – 2 и пружинами – 4, гидромониторной насадки – 5, клина – 6 в виде вилкообразного ползуна, опорных и боковых пластин – 11, рычага – 9, шарнирно установленного в корпусе и взаимодействующего посредством оси на свободном его конце с клином – 6.

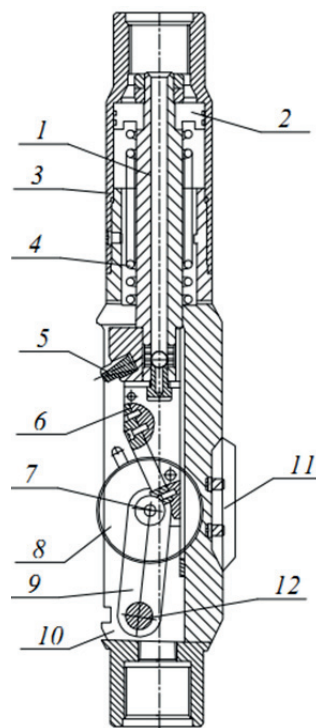


Рис. 1. Конструкция перфоратора

Fig. 1. Perforator design

На оси – 12 рычага, взаимодействующей с клином, установлена шарнирно – 7 дисковая фреза – 8 с режущими двусторонними кромками на обеих сторонах, выполненными по многоярусной схеме с расчетной глубиной резания каждого яруса, а периферийная поверхность выполнена многопрофильной с углами профилей большими углов трения. Таким образом обеспечивается повышение эффективности, надежности и долговечности перфоратора.

Благодаря тому, что конструкция заявленного изобретения позволяет заменить процесс формирования щели за счет деформации обсадных труб вплоть до их разрыва по образующей на процесс резания металла труб, на что требуется существен-

но меньшие усилия со стороны перфоратора, повышается надежность и долговечность перфоратора, обеспечивается возможность применения фрезы большой толщины, а следовательно, и получение перфорационной щели большой ширины. Существенным положительным следствием является и исключение заклинивания фрезы за счет уменьшения величины и последующего полного удаления деформированного в цементный камень металла труб, в результате чего формируется геометрически идеальная щель. Форма предложенного накатного диска представлена на рис. 2. Дисковая фреза – 1 снабжена режущими двусторонними кромками – 2 на обеих сторонах, выполненными по многоярусной схеме, а периферийная поверхность – 3 выполнена многопрофильной. Причем углы ее профилей больше, чем углы трения.

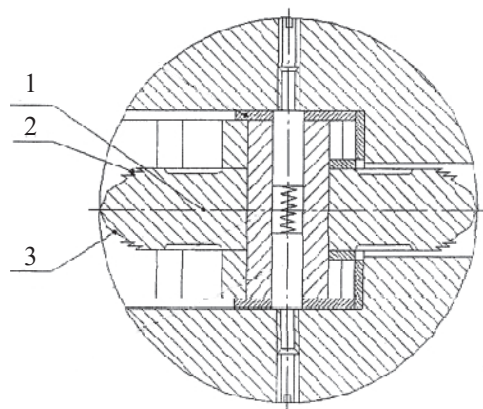


Рис. 2. Конструкция модернизированной дисковой фрезы

Fig. 2. Design of the modernized rolling disk mill

Перфоратор, закрепленный на нижнем конце колонны насосно-компрессорных труб, устанавливают против требуемого интервала перфорации, и создают в НКТ расчетное давление, под действием которого поршень с полым штоком и клином перемещаются на расчетное расстояние вниз, сжимая возвратную пружину. Клин своей клиновидной поверхностью воздействует на ось, отодвигая ее с дисковой фрезой в радиальном направлении, в результате чего дисковая фреза своей многопрофильной периферийной поверхностью вдавливаются в перфорируемую обсадную трубу на соответствующую глубину. После этого перфоратору и НКТ сообщается возвратно-поступательное движение на технологически необходимую величину хода. При этом дисковая фреза перекачивается по обсадной трубе, вращаясь вокруг оси. После нескольких дискретных повышений давления в НКТ с возвратно-поступательными движениями перфоратора и образования в обсадной трубе желоба расчетной глубины в процесс формирования перфорационной щели вступают и режущие кромки перфоратора, последовательно расширяющие щель за счет срезания металла трубы. По завершении перфорации трубы и размыва цементного камня и горной породы струей из гидромагнитной насадки выключают насос, в результате давление в НКТ и цилиндре падает. Поршень с полым штоком и клином за счет возвратной пружины возвращаются в исходное верхнее положение, причем за счет перемещения пальцев рычага по пазам боковых пластин клина дисковая фреза задвигается внутрь корпуса. В результате перфоратор приводится в транспортное положение и может быть перемещен в новый интервал перфорации или извлечен из скважины.

Непосредственно после проведения ГМЩП без подъема оборудования возможна обработка призабойной зоны композициями химреагентов, в том числе и на кислотной основе [4–6].

Площадь вскрытия продуктивного пласта с помощью ГМЩП в 10–15 раз выше, чем при применении кумулятивной перфорации. За счет большей площади контакта в системе скважина–пласт достигается высокое гидродинамическое совершенство по характеру вскрытия.

Результаты применения комплексной технологии

Рассматриваемые скважины находятся на территории Татарстана и эксплуатируются НК «Татнефть». Территориально скважины находятся на территории восьми НГДУ: Альметьевскнефть, Лениногорскнефть, Азнакаевскнефть, Елховнефть, Нурлатнефть, Джалильнефть, Прикамнефть, Бавлынефть. На ноябрь 2013 г. проведено 219 обработок. Наибольшее количество обработок проведено по пашийскому и кыновскому горизонтам, по кизеловскому горизонту турнейского яруса, по тульскому и бобриковскому горизонтам визейского яруса.

Незначительное количество обработок проведено по ярусу, каширскому и верейскому горизонту.

Таким образом, в стратиграфической приуроченности скважин с применением ГМЩП имеется довольно широкий диапазон.

На рис. 3 приведены графики дебита нефти и обводненности продукции по скважине № 10105 Тауташского месторождения. Скважина № 10105 эксплуатировала бобриковско-радаевские отложения в интервале 1386,6–1391,0 м. При обводнении на 98,5 % скважина шесть месяцев работала с дебитом нефти 0,7 т/сут. После изоляции данного горизонта и перехода на верхний горизонт в интервале 1381,3–1383,3 м скважина стала работать с дебитом 14,2 т/сут при обводненности продукции 40,7 %. Вторичное вскрытие пласта проводилось с помощью ГМЩП. Интервал цементного кольца в перемычке между обводненным и новым пластом составил всего пять метров.

На рис. 4 приведена динамика добычи нефти и обводненность продукции скважины № 4113 Бурейкинского месторождения, эксплуатировавшей бобриковско-радаевские отложения. После обводнения нижнего интервала до 98,4 % и снижения дебита до 0,4 т/сут была проведена его изоляция и вторичное вскрытие верхнего пласта в интервале 1434,0–1435,0 м с помощью ГМЩП. При наличии цементной перемычки за колонной всего два метра

получен рентабельный дебит нефти в 5,7 т/сут при обводненности 59,5 %.

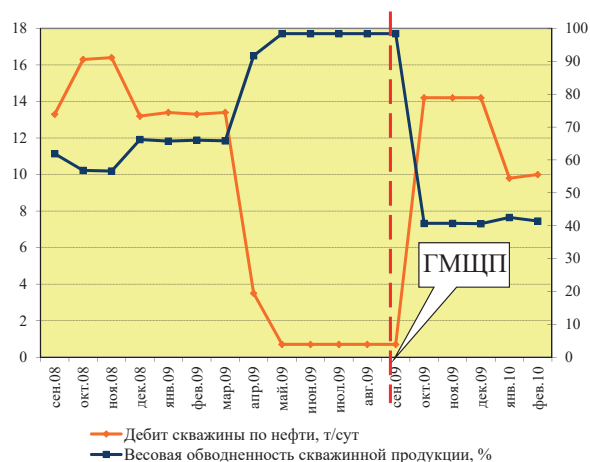


Рис. 3. Динамика дебита нефти и обводненности продукции по скважине № 10105 Тауташского месторождения

Fig. 3. Dynamics of oil production rate and water cut at well no. 10105 of the Tautash deposit

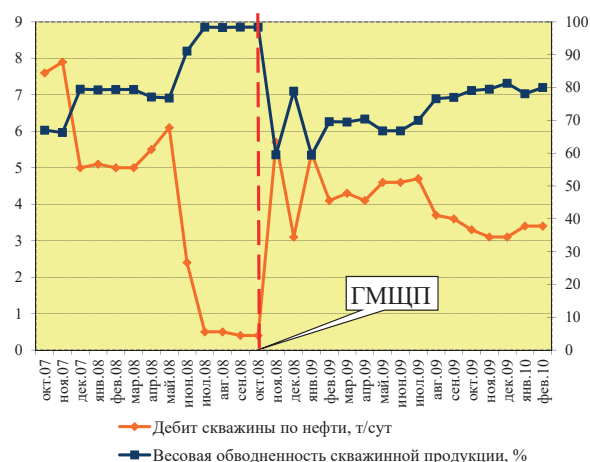


Рис. 4. Динамика дебита нефти и обводненности продукции по скважине № 4113 Бурейкинского месторождения

Fig. 4. Dynamics of oil production rate and water cut in well no. 4111 of Bureikinsky field

При вторичном вскрытии с помощью ГМЩП низкопроницаемых коллекторов без проведения ОПЗ притока может не быть. В этом случае проводят ОПЗ без подъема оборудования для ГМЩП. Перспективным направлением в этом случае является проведение реагентной разглинизации [19].

Проведение реагентной разглинизации в низкопродуктивных терригенных коллекторах позволяет повысить начальную или восстановить ухудшенную при вскрытии и в процессе эксплуатации пластов продуктивность коллектора.

В основу технологии положен качественно новый подход, основанный на обменной реакции между ионным комплексом глин и ионами, входящими в состав реагентных растворов, в результате чего глинистые образования набухают и самопроизвольно диспергируются на тонкодисперсные аг-

регаты. При создании депрессии на пласт глинистые частицы выносятся на поверхность, очищая тем самым поровое пространство [20].

В качестве водной фазы раствора для реагентной разглинизации используется пресная вода, подогретая для лучшего растворения порошка перкарбоната натрия до температуры 30–40 °С. При растворении в воде пероксикарбоната натрия происходит отщепление кристаллизационной перекиси водорода, водный раствор реагента имеет щелочную реакцию.

Объем закачиваемого реагентного раствора планируют для каждой скважины отдельно, в зависимости от геолого-технической характеристики пласта. Удельный объем реагента на метр толщины пласта ($V_{уд}$, м³/м) обычно принимается 0,25–1,5 м³/м. Потребное количество реагентов будет определяться в зависимости от количества реагентного раствора, необходимого для обработки призабойной зоны пласта скважины.

После окончания реакции между растворами реагентов и глинистыми кольматирующими образованиями интервал перфорации и призабойная зона заполняется на максимально возможной скорости раствором соляной кислоты. При заполнении интервала перфорации кислотным раствором задвижка, разъединяющая межтрубное пространство с коллектором, закрывается и закачка раствора продолжается уже при минимальной скорости. При этом давление нагнетания не должно превышать давления опрессовки скважины.

Раствор соляной кислоты выдерживают в скважине в течение 2–3 ч.

На заключительной стадии операции скважину осваивают методом свабирования (поршневания). Освоение скважины должно быть осуществлено сразу же после окончания промывки скважины, во избежание выпадения в призабойной зоне скважины трудноудаляемых осадков.

После проведения ОПЗ все объекты комплексного воздействия удастся освоить, а скважину ввести в категорию добывающих или нагнетательных.

Заключение

Усложнение структуры извлекаемых запасов на месторождениях Российской Федерации требует совершенствования методов интенсификации и регулирования разработки добычи, одним из видов которых является вторичное вскрытие перфорацией при приобщении новых пластов к объектам разработки, реперфорация обсадных колонн с целью увеличения притока в скважину. Гидромеханическая целевая перфорация в ряде случаев является оптимальным по техническим характеристикам и экономическим соображениям решением. Главным недостатком данного вида вторичного вскрытия являлась низкая эффективность работы накатного диска, задачей которого является резка обсадной колонны для дальнейшего размыва цементного камня и горной породы за стенкой скважины при помощи гидромониторной насадки.

Применение запатентованной усовершенствованной конструкции накатного диска сложного профиля с заостренными зубцами позволило решить данную проблему. Комплексные обработки призабойных зон скважин, включающие саму перфорацию

и закачку в пласт разглинизирующей композиции непосредственно через компоновку перфоратора на насосно-компрессорных трубах позволили значительно повысить производительность добывающих скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Schecher R. Oil well stimulation. – New Jersey: Prent-Hall, 1992. – 602 p.
2. Perrin D. Oil and Gas Field Development Techniques. – Pennsylvania: Editions Technip, 1999. – 352 p.
3. Cook M.A. The Science of High Explosives. – Malabar: Krieger Publishing: American Chemical Soc. Monograph Series, 1958. – 440 p.
4. Шаисламов Ш.Г. Геофизические исследования и работы в скважинах. Вторичное вскрытие пластов и специальные операции. – Уфа: Информреклама, 2016. – 228 с.
5. Ланский Д.И. Преимущества гидромеханической целевой перфорации при вторичном вскрытии пласта // Нефть. Газ. Новации. – 2012. – № 7 (162). – С. 40–43.
6. Применение гидромеханических перфораторов / Р.Г. Габдуллин, Д.В. Страхов, В.Б. Основ, Р.З. Зиятдинов, А.Н. Семенов // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 12. – С. 103–105.
7. Салихов Р.Г., Крапивина Т.Н., Крысин Н.И. Применение целевой гидропескоструйной перфорации при вторичном вскрытии продуктивных пластов. – СПб.: ООО «Недра», 2005. – 180 с.
8. Струговец Е.Т. Глубокая гидравлическая перфорация // Бурение и нефть. – 2004. – № 6. – С. 30–31.
9. Саркисов Н.М., Шишов С.В. Совершенствование технологии целевой перфорации скважин // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 3. – С. 61–63.
10. Иванов С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам. – М: Недра-Бизнесцентр, 2015. – 565 с.
11. Жуланов И.Н., Крапивина Т.Н. Современная технология контроля качества целевой гидропескоструйной перфорации // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2005. – № 7. – С. 38–41.
12. Kruger R.F. Joint Bullet and Jet Perforation Tests. – Washington, DC: API Drilling and Production Practices, 1956. – 354 p.
13. Pittman F.C., Harriman D.W., John J.C.S. Investigation of Abrasive-Laden-Fluid Method for Perforation and Fracture Initiation // J Pet Technol. – 1961. – № 13 (5). – P. 189–195.
14. McCauley T.V. Backsurging and Abrasive Perforating to Improve Perforation Performance // Journal Petroleum Technology. – 1972. – № 24 (10). – P. 1207–1212.
15. Cobbett J.S. Sand Jet Perforating. – Texas: SPE Drilling & Completion, 1999. – 200 p.
16. Bell W.T., Sukup R.A., Taruq S.M. Perforating. – Denver: SPE Monograph Series, 1995. – 112 p.
17. Токарев М.А., Зубаиров С.Г., Токарева Н.М. Комплексное воздействие на продуктивный пласт при вторичном вскрытии с помощью гидромеханической целевой перфорации // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 15. – № 2. – С. 72–79.
18. Перфоратор целевой для обсаженных скважин: пат. 2597392 Рос. Федерация № 2015118263/03; заявл. 15.05.2015; опубл. 19.08.2016, Бюл. № 25. – 3 с.
19. Токарева Н.М., Григорьев Е.С. Воздействие разглинизирующими композициями на призабойную зону пласта // Фундаментальные и прикладные исследования в технических науках в условиях перехода предприятий на импортозамещение: проблемы и пути решения: сборник материалов Всероссийской научно-технической конференции с международным участием. В 2 т. – Т. 2. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 427 с.
20. Способ обработки заглинизированных пластов: пат. 2162146 Рос. Федерация № 9911865/03; заявл. 01.06.1999; опубл. 20.01.2001, Бюл. № 2. – 3 с.

Поступила 17.01.2018 г.

Информация об авторах

Токарев М.А., доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Зубаиров С.Г., доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой механики и конструирования машин Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Токарева Н.М., кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета.

UDC 622.276

EFFICIENCY OF HYDRO-SLOTING PERFORATOR ADVANCED DESIGN

Mikhail A. Tokarev¹,
tma40@yandex.ru

Sibagat G. Zubairov¹,
mkm-ufa@mail.ru

Nadezhda M. Tokareva¹,
tokareva_n_m@mail.ru

¹ Ufa State Petroleum Technological University,
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russia.

The relevance of the research is caused by the need to improve the existing methods of casing perforation. A casing perforation is often complicated by a number of factors: a thin cement sheath between the watered and commingled intervals, a shallow thickness of the layer itself, etc. To perform perforation in such conditions, it is necessary to apply the technology that minimizes the stresses on production string and cement sheath.

The main aim of the research is to determine the effectiveness of the integrated technology of low-permeability layer casing perforation by hydromechanical slot perforator with an improved milling cutter and followed by treatment of the opened-up zone by the reagent clay reduction patented method.

Methods: monitoring the implementation of the improved design of a hydromechanical slot perforator to the field experience. The article shows the results of casing perforation at the wells of petrochemical complex «Tatneft».

Results. To improve the efficiency of hydro-slotting perforations, a fundamentally new design of rolling discs was developed. The structure of the invention enables to replace slot formation by deformation of the casing pipes until their blowout along the generatrix by pipe cutting. As a result, its reliability and durability increase. This enables the use of a large-sized milling cutter, and, consequently, this allows obtaining a large perforation slot. The design of the perforator makes it possible to process the near well bore area with the composition patented by the authors directly through the layout of the hydro-slotting perforation. On average, after slotted perforation a well oil production rate increased by 5–10 times with a corresponding decrease in water cut.

Key words:

Hydro-slotting perforation, well workover, casing perforation, reagent clay reduction, bottomhole area treatment.

REFERENCES

1. Schecher R. *Oil well stimulation*. New Jersey, Prent-Hall, 1974. 602 p.
2. Perrin D. *Oil and Gas Field Development Techniques*. Pennsylvania, Editions Technip, 1999. 352 p.
3. Cook M.A. *The Science of High Explosives*. Malabar, Krieger Publishing. American Chemical Soc. Monograph Series, 1958. 440 p.
4. Shaislamov Sh.G. *Geofizicheskie issledovaniya i raboty v skvazhinah. Vtorichnoe vskrytie plastov i spetsialnye operatsii* [Geophysical research and work in wells. Secondary fracturing and special operations]. Ufa, Informreklama Publ., 2016. 228 p.
5. Lansky D.I. Advantages in Applying Hydro Mechanical jet Perforation at Casing Perforation. *Neft'. Gaz. Novacii*, 2012, no. 7, pp. 40–43. In Rus.
6. Gabdullin R.G., Strakhov D.V., Osnos V.B., Ziyatdinov R.Z., Semenov A.N. Use of hydromechanical perforators. *Oil industry*, 2003, no. 12, pp. 103–105. In Rus.
7. Salihov R.G., Krapivina T.N., Krysin N.I. *Primenenie shchelevoiy gidropeskostruynoy perforatsii pri vtorichnom vskrytii produktivnykh plastov* [Use of slotted perforation in secondary opening of reservoirs]. St-Petersburg, Nedra Publ., 2005. 180 p.
8. Strugovec E.T. Deep hydraulic perforation. *Drilling and oil*, 2004, no. 6, pp. 30–31.
9. Sarkisov N.M., Shishov S.V. Improvement of the technology of slotted hole perforation. *Oil industry*, 1995, no. 3. pp. 61–63. In Rus.
10. Ivanov S.I. *Intensifikatsiya pritoka nefti i gaza k skvazhinam* [Intensification of oil and gas inflow into wells]. Moscow, Nedra-Biznestsentr Publ., 2015. 565 p.
11. Zhulanov I.N., Krapivina T.N. Modern technology of quality control of slotted hydro-sandblast perforation. *Construction of oil and gas wells on land and at sea*, 2005, no. 7, pp. 38–41. In Rus.
12. Kruger R.F. *Joint Bullet and Jet Perforation Tests*. Washington, DC, API Drilling and Production Practices, 1956. 354 p.
13. Pittman F.C., Harriman D.W., John J.C.S. Investigation of Abrasive-Laden-Fluid Method for Perforation and Fracture Initiation. *J Pet Technol*, 1961, no. 13. pp. 189–195.
14. McCauley T.V. Backsurging and Abrasive Perforating To Improve Perforation Performance, *Journal Petroleum Technology*, 1972, no. 10. pp. 1207–1212.
15. Cobbett J.S. *Sand Jet Perforating*. Texas, SPE Drilling&Completion, 1999. 200 p.
16. Bell W.T., Sukup R.A., Taruq S.M. *Perforating*. Denver, SPE Monograph Series, 1995. 112 p.
17. Tokarev M.A., Zubairov S.G., Tokareva N.M. Complex influence on the oil formation during secondary opening with hydromechanical slotted perforation. *Oil and gas business*, 2016, no. 2, pp. 72–79. In Rus.
18. Zubairov S.G., Tokarev G.M., Tokarev M.A., Tokareva N.M. *Perforator shchelevoiy dlya obsazhennykh skvazhin* [Slotted perforator for cased wells]. Patent RF, no. 2597392, 2016.
19. Tokareva N.M., Grigorev E.S. Vozdeystvie razgliniziruyushchimi kompozitsiyami na prizaboynuyu zonu plasta [Impact of the decomposing compositions on the bottomhole formation zone]. *Fundamentalnye i prikladnye issledovaniya v tekhnicheskikh naukakh v usloviyakh perekhoda predpriyatii na importozameshchenie: problemy i puti resheniya: sbornik materialov Vserossiyskoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem* [Fundamental and applied research in the technical sci-

ences in the context of transition of enterprises to import substitution: problems and solutions. Proc. of scientific conference with international participation.]. Ufa, UGNTU Publ., 2015. Vol. II, pp. 115–116.

20. Tokarev M.A., Islamov R.G., Smirnov V.B., Tokarev G.M. *Sposob obrabotki zaglinizirovannykh plastov* [The way of treating oil beds with clay cement]. Patent RF, no. 216146, 2001.

Received: 17 January 2018.

Information about the authors

Mikhail A. Tokarev, Dr. Sc., professor, Ufa State Petroleum Technological University.

Sibagat G. Zubairov, Dr. Sc., professor, Ufa State Petroleum Technological University.

Nadezhda M. Tokareva, Cand. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University.