

УДК 622.276

ББК 33.361

С 232

Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. Выпуск № LXXXIII. – М.: ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО». – 2015. – 328 с.

В данном сборнике трудов представлены научные статьи о современных исследованиях в области геологии и разработки нефтяных месторождений, методов увеличения нефтеотдачи пластов, техники и технологии строительства и ремонта скважин, экологической безопасности при разработке нефтяных месторождений.

Книга предназначена для специалистов научно-исследовательских институтов, нефтедобывающих предприятий, преподавателей и студентов высших учебных заведений специальностей нефтяной и газовой промышленности.

При использовании информации из данного сборника ссылка на него обязательна.

Сборник содержит материалы и данные, защищенные исключительным правом ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина на интеллектуальную собственность, которые не могут быть использованы без согласия правообладателя в соответствии с положениями IV части Гражданского кодекса РФ.

ISBN 978-5-93623-029-5

© ПАО «Татнефть», 2015

© Оформление ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО», 2015

УДК 622.276.432+622.276.6

О МЕХАНИЗМЕ КОЛЬМАТАЦИИ ПРИСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОМ СПОСОБЕ ЕЕ ОЧИСТКИ

Н.Г. Ибрагимов (ПАО «Татнефть»),
М.М. Аглиуллин (ООО «ИКЭС-нефть»),
А.Ф. Закиров (ООО «Татнефть-РемСервис»),
М.Х. Мусабилов (ТатНИПИнефть),
Р.Р. Яруллин (ООО «Наука»)

Ключевые слова: *кольматация, нагнетательная скважина, приемистость, знакопеременное давление, частота и амплитуда волн, обработка прискважинной зоны.*

В статье рассмотрен механизм кольматации прискважинной зоны нагнетательных скважин с учетом деформации коллектора и предлагается техническое решение задачи восстановления гидродинамической связи их с пластом с использованием фильтрационных волн давления.

Пласты-коллекторы порового или трещинно-порового типа в районе нагнетательных скважин наиболее подвержены загрязнению и кольматации взвесями различного типа, вязко-пластичными и коллоидизированными агрегатами (частицами ила, нефти, соли), содержащимися как в закачиваемой воде, так и в коллекторе (явление суффозии). Радиальная глубина загрязненной прискважинной зоны пласта (ПЗП) может изменяться от нескольких метров (поровая структура) и до десятков метров в трещиноватых интервалах. Такие осложненные нагнетательные скважины с практически нулевой приемистостью являются наиболее сложными объектами для бригад капитального ремонта скважин (КРС), специализирующихся на обработке ПЗП и восстановлении приемистости. Например, в 20 % нагнетательного фонда скважин НГДУ «Елховнефть», в которых в 2013 г. проводился КРС, наблюдалась глубокая кольматация пласта с уменьшением приемистости до менее 10 м³/сут.

ПЗП при вскрытии скважин бурением с промывкой полимерглинистыми составами кольматируются в значительно меньшей степени (первые сантиметры по твердым дисперсным частицам и первые метры по фильтрату бурового раствора) вследствие непродолжительности репрессии, использования буровых растворов, создающих на стенке скважин экран из глинистой корки или иных полимерных материалов [1].

Достаточно большое внимание описанию теории и механизма кольматации и снижения проницаемости ПЗП нагнетательных скважин уделено в работах [2, 3]. Основные кольматанты ПЗП (своеобразного природного фильтра) – песок, глина, ил, оксиды железа, сульфид железа, продукты коррозии, органические вещества, нефтепродукты и другие коллоиды. При закачке загрязненной воды под большим давлением их частицы концентрируются в многочисленных сужениях поровых извилистых каналов, снижая постепенно проницаемость и приемистость пористой среды (эффект «прямого клина»). Концентрация твердых взвешенных частиц (КВЧ) негативно влияет в наибольшей степени, при этом пласты (естественные фильтры) загрязняются тысячами тонн кольматирующих веществ [2]. Учитывая геометрический критерий возможности движения твердых частиц через поровые каналы (4-5-кратное превышение диаметра порового канала по сравнению с диаметром твердых частиц), можно предположить сильное влияние на дополнительную кольматацию ПЗП наличия и концентрации в воде органических вязко-пластичных веществ (нефтяных, смолистых, парафиновых дисперсий) вследствие адгезионных процессов, обуславливающих образование трудноудаляемых органоминеральных отложений.

На рис. 1 приведена упрощенная схема, иллюстрирующая механизм взаимодействия с загрязняющими пласт частицами, принесенными закачиваемой водой. В данной модели рассматриваются твердые частицы загрязнений, условно принятые как несжимаемые, сферическо-овальной формы.

Твердая частица кольматанта потоком закачиваемой жидкости под действием градиента давления в канале (репрессии $p_{\text{репр}} = p_{\text{скв}} - p_{\text{пл}}$) перемещается по каналам переменного диаметра на радиальную глубину R , которая зависит от геометрического критерия (соотношения поперечного размера сужения канала и диаметра частиц кольматанта), а также от давления закачки. При «клиновом» защемлении в канале частица подвергается боковому сжатию, определяемому давлением репрессии во время продвижения частицы по каналу и деформационной характеристикой породы. Под действием повышенного давления в канале относительно пластового давления сечение канала увеличивается в размере (см. рис. 1, линия 2), и частица продвигается до кри-

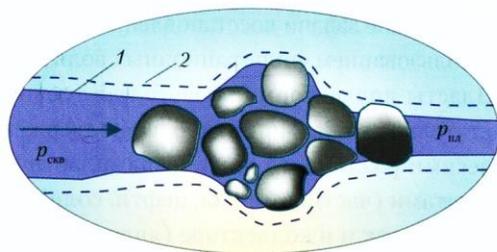


Рис. 1. Модель процесса кольматации каналов ПЗП нагнетательных скважин:

$p_{\text{скв}}, p_{\text{пл}}$ – давление соответственно в скважине (в канале) и пластовое;

1, 2 – поперечный размер канала соответственно при $p_{\text{скв}} = p_{\text{пл}}$ и $p_{\text{скв}} > p_{\text{пл}}$

тического сужения или иного препятствия в канале. При снижении давления в канале до пластового сечение канала возвращается к исходному размеру (см. рис. 1, линия 1), и частица защемляется в этом положении за счет упругих сил деформации породы.

Примем этот механизм взаимодействия твердых взвешенных частиц, фильтруемой жидкости и поровых каналов ПЗП за основу для дальнейшего анализа. Аналогом данного механизма являются процессы закрепления трещин при гидроразрыве пласта (ГРП) гранулообразным расклинивающим материалом, трещинообразования под избыточным давлением в нагнетательных скважинах. Например, в работе [4] показано, что ширина трещины прямо пропорциональна давлению и определяется деформационной характеристикой породы

$$p = b\delta,$$

где p – избыточное давление; $b = 4\mu / [\pi(1 - \nu)h] = \text{const}$ – средняя ширина трещины; μ – модуль сдвига материала; ν – коэффициент Пуассона; h – ширина трещины.

Для восстановления приемистости (так называемых на промысле «глухих») скважин обычные кислотные обработки ПЗП неэффективны или малоэффективны вследствие невозможности закачки кислоты в пласт. В этих случаях используются методы дополнительной перфорации с повторной ОПЗ, кислотные ванны, многоэтапная закачка кислоты [5], создание переменных давлений на забое скважины и др. Методы с созданием переменных давлений на забое скважин наиболее эффективны и широко применяются на промыслах. Наиболее простой из них – метод переменных давлений (МПД), который заключается в нагнетании жидкости по НКТ до определенного давления с последующим сбросом его через межтрубное пространство.

В работе [6] представлен обзор различных устройств и технологий, создающих на забое колебания волн давления различных частоты и амплитуды (виброволновые, дилатационные, гидроударно-импульсные, электромагнитные и др.). В ОАО ННФ «Геофизика» и ОАО «Татнефтегеофизика» были разработаны и применялись технологии и оборудование для ОПЗ скважин путем создания чередующихся депрессии и репрессии на пласт на базе испытателей пластов с использованием воздушнонаполненной колонны труб [7, 8]. Широко начали применяться струйные насосы для бароциклического воздействия [9, 10]. В работе [3] технология комплексного реагентного и бароциклического воздействия с применением струйных насосов отмечена как наиболее эффективная, особенно для большеобъемной кислотной обработки с динамическим воздействием знакопеременными давлениями в процессе реагирования кислоты и удалением из пластов продуктов реакции.

Основным параметром волнового воздействия при обработке ПЗП является фильтрационная составляющая волн переменного давления (ФВД), распространяемая по каналам пористой среды. Для решения задачи восстановления приемистости нагнетательных скважин для принятой модели (см. рис. 1) закольматированного фильтрационного канала необходимо выбрать оптимальные параметры волны переменного давления (частоту или период колебаний и амплитуду). Определим оптимальный частотный диапазон волн давления применительно к поставленной задаче.

В работе [11] показано влияние частоты колебаний волны переменного давления на радиальную глубину воздействия на пласт. Эффективная глубина проникновения ультразвуковых волн с частотой $2 \cdot 10^4 - 10 \cdot 10^{10}$ Гц составляет 1–2 см. Снижение частоты до 20–40 Гц повышает радиальную глубину проникновения и соответственно воздействие на пласт до 1–2,5 м. Для более глубокой обработки авторы рекомендуют инфранизкий диапазон частот 0,5–5 Гц. Субинфранизкий диапазон гидродинамических волн давления частотой менее 0,5 Гц авторы рекомендуют для воздействия на удаленную зону пласта с целью повышения нефтеотдачи. К таким волнам можно отнести циклические закачки с частотой следования циклов менее $2 \cdot 10^{-6}$ Гц, чему соответствует период колебаний более 8 мин. Поэтому предпочтительным для ОПЗ нагнетательных скважин с глубоким загрязнением является диапазон частот $(0,5-2) \cdot 10^{-6}$ Гц с периодом волны в диапазоне от 0,2 с до 8 мин и более.

Далее определим амплитуды переменного давления, которые необходимо создать в скважине для обработки ПЗП, т.е. амплитуды положительной полуволны (репрессии) и отрицательной (депрессии) относительно пластового давления.

Частицы в поровых каналах под действием ФВД в зависимости от типа посадки (ходовой, скользящей, плотной, глухой - по терминологии принятой в технике для гладких цилиндрических сопряжений материалов) могут оставаться неподвижными или совершать возвратно-поступательное движение в канале относительно исходной точки размещения. Следовательно, создание в каналах ФВД еще не решает задачу удаления частиц из поровой среды. Для этого необходимо создать в канале постоянную депрессию, обеспечивающую вынос подвижных частиц из пласта в ствол скважины, тогда защемленные частицы будут освобождены от боковых сил сжатия.

Возникает дилемма, с одной стороны, для освобождения защемленных частиц необходимо повысить давление в канале выше пластового до значения, обеспечивающего при упругой деформации расширение канала, превышающего размер защемленной частицы. Однако при этом одновременно для выноса освобожденной частицы необходимо создать в канале обратный градиент давления, т.е. снизить давление в скважине и соответственно в канале до дав-

ления ниже пластового, что приведет к защемлению частицы и невозможности ее выноса. Причем амплитуда репрессии для освобождения частиц должна быть выше рабочего давления закачки для данного пласта (до 15–20 МПа для месторождений Татарстана).

С учетом вышеизложенного можно отметить, что различные виброволновые технологии ОПЗ с амплитудами переменного давления до 2–3 МПа позволяют очистить ПЗП лишь от частиц со «скользящей» посадкой, т.е. защемленных вязкой средой нефтепродуктов, эмульсий, гелей и некоторой части слабозащемленных частиц с «плотной» посадкой. Часть кольматантов – механических примесей с «глухой» посадкой – останется неизвлеченной. Создание депрессии на пласт при работе виброволновых генераторов давления ускоряет процесс очистки пласта, но не решает полностью проблему, даже усугубляет ее, поскольку максимум давления в каналах практически всегда будет ниже пластового давления и «глухие» механические частицы останутся защемленными в коллекторе.

Указанное выше противоречие решается созданием в интервале перфорации скважины циклических импульсов давления (репрессии $p_{\text{репр}}$ и депрессии $p_{\text{депр}}$) относительно пластового давления $p_{\text{пл}}$ [9]. Для этого необходимо выполнить следующее (рис. 2).

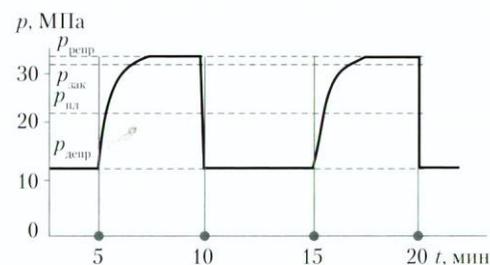


Рис. 2. Эмпирическая диаграмма давления в скважине для декольматации ПЗП

1. Создать репрессию $p_{\text{репр}}$ несколько выше давления, при котором проводилась закачка воды в пласт $p_{\text{зак}}$; рост давления в фильтрационных каналах до $p_{\text{репр}} > p_{\text{зак}}$ позволяет за счет упругой деформации породы увеличить поперечный размер каналов и освободить защемленные в них частицы кольматанта.

2. Обеспечить длительность репрессии импульса, достаточную для перераспределения зерен и частиц пористой среды и накопления максимальной энергии нового напряженного состояния (практически это составляет 5–10 мин).

3. Обеспечить снижение репрессии с переходом в депрессию с высокой крутизной 1–6 МПа·с в режиме гидравлического удара на пласт. Резкое снижение давления в скважине до $p_{\text{депр}}$ позволяет переместить подвижные частицы в направлении скважины в течение определенного времени, при котором сечение канала приобретает исходный размер и частицы находятся в незажатом состоянии. Этот период времени связан с инерционностью процесса обратной дефор-

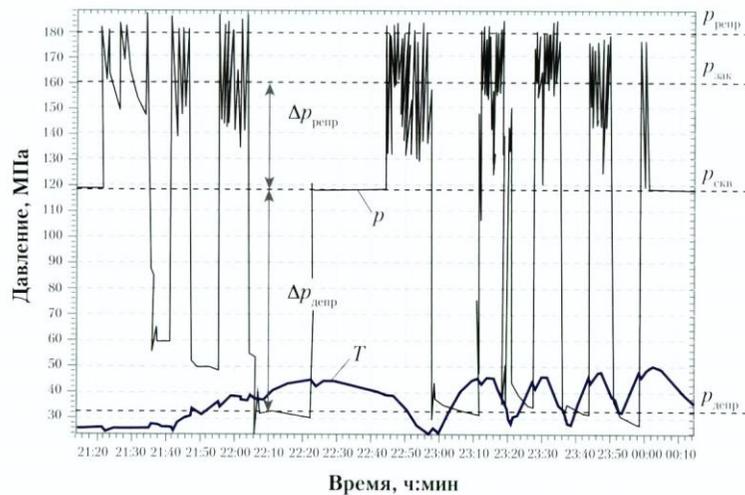


Рис. 3. Диаграмма давления p и температуры T при обработке ПЗП с использованием ФВД в интервале перфорации скв. 743 Ново-Елховского месторождения на этапе обработки

мации породы, обусловленной накопленной энергией деформации при репрессии. Длительность депрессии должна быть равна или близка к длительности репрессии.

Таким образом, многократное волновое воздействие знакопеременными импульсами давления с вышеуказанными параметрами обеспечивает перемещение зацементированных при закачке частиц механических примесей обратно в ствол скважины и полную очистку ПЗП от механических частиц и отложений.

Данные теоретические выкладки, поясняющие механизм кольматации ПЗП нагнетательных скважин и способов декольматации, подтверждаются большим числом опытно-промышленных работ при капитальном ремонте скважин ПАО «Татнефть», выполненных ООО «Татнефть-РемСервис» и НПФ «ИКЭС-нефть» (более 100 скважин) с технологической успешностью 97 % [12].

На рис. 3 приведен участок диаграммы давления p и температуры T в интервале перфорации при обработке ПЗП турнейского горизонта нагнетательной скв. 743 Ново-Елховского месторождения. Давление закачки на устье скважины в процессе эксплуатации составляло 4 МПа.

В скважину на НКТ спустили струйный насос с переключаемым циркуляционным клапаном на режимы депрессия/репрессия и пакер. Приемистость до ОПЗ по замерам при закачке технической воды насосным агрегатом СИН-32 при давлении 5 МПа отсутствовала. Косвенная оценка приемистости по кривой падения давления после достижения указанного давления составляла

0,16 МПа/мин. Выполнили знакопеременную гидроударно-волновую обработку пласта в течение 2 ч за семь двойных циклов в указанном выше режиме на репрессии $\Delta p_{\text{репр}} = p_{\text{репр}} - p_{\text{скв}} = 6$ МПа и депрессии $\Delta p_{\text{депр}} = p_{\text{скв}} - p_{\text{депр}} = 5-8$ МПа длительностью по 5–10 мин до получения и стабилизации приемистости. Приемистость по кривой падения давления через 0,5 ч с начала обработки составила 3 МПа/мин и далее стабилизировалась на этом уровне. Из рис. 3 отчетливо видно увеличение темпа падения давления от цикла к циклу во время остановки подачи насосного агрегата при достижении заданного давления репрессии. Восстановление гидродинамической связи скважины с пластом подтверждается появлением на 4 цикле обработки колебаний температуры жидкости T в интервале перфорации из-за различия температуры пластовой и закачиваемой жидкости. Приемистость по замерам при закачке технической воды составила $70 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $p_{\text{зак}} = 5$ МПа. Это позволило выполнить закачку солянокислотной композиции в объеме 3 м^3 . После реагирования и откачки продуктов реакции $Q = 240 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $p = 5$ МПа. Эффект стабильно продолжается.

Рассмотрим вопросы технической реализации данной технологии.

В первую очередь для этого могут быть использованы способы с применением испытателя пластов на трубах (ИПТ) [8]. Например, с помощью пульсатора давления М.Д. Еникеева [7] можно создавать депрессионные импульсы давления с высокой крутизной их фронтов. Для формирования репрессивных импульсов давления необходимо поддавливать насосным агрегатом путем подачи жидкости в межтрубное пространство. Основным недостатком технологии с ИПТ — небольшой объем дренирования пласта после ОПЗ из-за ограниченного объема воздушнонаполненной колонны труб и ограниченного числа циклов (5–7) вследствие износа уплотнительных элементов.

Перспективны струйные насосы с использованием различных клапанных устройств, переключающих подачу насосного агрегата на закачку в пласт для создания импульса репрессии и на циркуляцию через струйный насос для создания депрессии. Основное требование для рассматриваемого метода в этом случае — задний фронт импульса должен быть непрерывным с высокой крутизной (1–6 МПа·с). При применении штатной нефтепромысловой техники с использованием поршневых и плунжерных насосных агрегатов, работающих в режиме постоянной подачи, эта задача усложняется. Причина заключается в том, что насосные агрегаты в режимах репрессии и депрессии должны работать на разных передачах, для их переключения требуется определенное время, которое влияет на крутизну фронта импульса. Проблема частично решается за счет выбора усредненной передачи, которая при минимальной частоте вращения двигателя обеспечивает создание и поддержание нужной репрессии с периодической остановкой и включением насоса. Полу-

чаемые при этом кривые снижения давления (см. рис. 3) удобно использовать для контроля текущей приемистости пласта. Перед переключением клапана на депрессию частота вращения двигателя увеличивается до максимальной, в результате образуется непрерывный задний фронт импульса с изменением амплитуды от $p_{\text{репр}}$ до $p_{\text{депр}}$, т.е. от 18 до 3,5 МПа (см. рис. 3). В соответствии с указанным клапан должен переключать поток жидкости при непрерывно работающем насосном агрегате с высокой скоростью без задержек времени. Этому требованию удовлетворяют забойные клапаны с механическим приводом, открытие и закрытие которых обеспечиваются перемещением колонны труб [9] или натяжкой геофизического кабеля [10], спущенного в колонну НКТ.

Выводы

1. Разработанная технология ОПЗ нагнетательных скважин практически с «нулевой» приемистостью на основе использования фильтрационных волн давления позволяет установить гидродинамическую связь скважин с пластом и обеспечить дальнейшую закачку реагентов в пласт. При этом на забое скважины должна создаваться непрерывная последовательность знакопеременных импульсов депрессии и репрессии. Амплитуда импульсов репрессии должна превышать рабочее давление при нагнетании воды в скважину, длительность импульсов – составлять 5–10 мин с высокой крутизной заднего фронта импульса репрессии и переднего фронта импульса депрессии.

2. Для повышения конечной эффективности скважинных работ (после обработки пластов на основе ФВД) следует выполнить ОПЗ с закачкой соответствующей кислоты в сочетании с фильтрационно-волновой обработкой пласта и последующей откачкой продуктов реакции.

3. Технология может быть реализована с применением либо ИПТ с закачкой технологической жидкости в межтрубное пространство для создания требуемой репрессии, либо струйных насосов, доукомплектованных быстродействующими клапанами, переключающими поток закачиваемой жидкости на циркуляцию через струйный насос для создания депрессии и на продавку в пласт для создания репрессии.

Список литературы

1. *Аглиуллин М.М.* Оценка глубины проникновения фильтрата промывочной жидкости по данным испытателей пластов. В сб. Оценка выработки и качества вскрытия пластов методами ГИС // Тр. ин-та / БашНИПИнефть, ВНИИнефтепромгеофизика. – 1988. – Вып. 18. – С. 99-105.
2. *Тронов В.П., Тронов А.В.* Очистка вод различных типов для использования в системе ППД. – Казань : Фэн, 2001. – 557 с.
3. *Тронов В.П.* Фильтрационные процессы и разработка нефтяных месторождений. – Казань: Фэн, 2004. – 582 с.

4. *Федоров А.И., Давлетова А.Р., Писарев Д.Ю.* Использование геомеханического моделирования для определения давления смыкания трещин гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 50-53.
5. *Пат. 2268361 РФ, МПК Е 21 В 43/27.* Способ обработки призабойной зоны скважины с приемистостью, близкой к нулевой / Н.Г. Ибрагимов, Г.Н. Шариков, Е.Г. Кормишин, В.С. Исаков; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2004134732/03; заявл. 30.11.04; опубл. 20.01.06.
6. *Дыбленко В.П.* Волновые методы воздействия на нефтяные пласты с трудноизвлекаемыми запасами: обзор и классификация. – М.: ВНИИОЭНГ, 2008. – 79 с.
7. *Пат. 2137899 РФ, МПК Е 21 В 28/00, Е 21 В 43/25.* Забойный пульсатор давления / М.Д. Еникеев, Р.Г. Фазылов, В.К. Андреев, В.А. Фусс; заявители и патентообладатели М.Д. Еникеев, Р.Г. Фазылов – № 98101735/03; заявл. 02.02.98; опубл. 20.09.99.
8. *РД 153-39.0-062-00.* Техническая инструкция по испытанию пластов инструментами на трубах: дата введения 01.03.01 г.; введен впервые / Я.Р. Адиев [и др.]. – М.: ОАО НПФ «Геофизика», 2001. – 128 с.
9. *Пат. 2495998 РФ, МПК Е 21 В 43/18.* Способ гидроударной обработки призабойной зоны пласта и освоения скважины и эжекторное устройство для его осуществления (варианты) / М.М. Аглиуллин, И.М. Новиков, М.Х. Мусабилов, В.М. Акуляшин, Р.Р. Яруллин, Р.М. Файзуллин; заявитель и патентообладатель М.М. Аглиуллин – № 2011118834/03; заявл. 10.05.11; опубл. 20.10.13.
10. *Пат. 2199681 РФ, МПК F 04 F 5/02.* Способ работы насосной эжекторной установки и насосная эжекторная установка для его реализации / Р.С. Хисамов, Ш.Ф. Тахаутдинов, Я.К. Нуретдинов, Р.Г. Харисов, Л.Ю. Зубова, Я.В. Шановский; заявитель Я.В. Шановский; патентообладатель Ш.Ф. Тахаутдинов, Я.К. Нуретдинов, Р.Г. Харисов, Л.Ю. Зубова, Я.В. Шановский – № 2001131394/06; заявл. 22.11.01; опубл. 27.02.03.
11. *Янтурин А.Ш., Рахимкулов Р.Ш., Кагарманов Н.Ф.* Выбор частот при вибрационном воздействии на призабойную зону пласта // Нефтяное хозяйство. – 1986. – № 12. – С. 40–42.
12. *Техника и технология гидроударно-волнового воздействия на прискважинную зону пласта в процессе ремонта скважин в ОАО «Татнефть» / М.М. Аглиуллин, М.Х. Мусабилов, И.З. Чуликова [и др.] // Нефтегазовое дело. Электронный научный журнал. – 2013. – № 1. – С. 166-180.*