

*Низматов Ленар Гамирович  
Ахмедзянов Олег Харисович  
Трубников Виктор Владимирович  
Курякова Татьяна Анатольевна  
Мазитов Минулла Абдулович*

**КОМБИНИРОВАННЫЙ МЕТОД ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН  
С ПРИМЕНЕНИЕМ УСТРОЙСТВА ГИДРОИМПУЛЬСНОГО  
ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ И МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОГО  
КИСЛОТНОГО РЕАГЕНТА РМ-ЕС**

***Ключевые слова:** очистка, кольматация, призабойная зона пласта, дебит, гидроимпульсное воздействие, кислотный реагент.*

*Проблема освоения малодобитных нефтяных месторождений Оренбургской области является важной проблемой для экономики региона. Изменения природной структуры порового пространства происходят при фильтрации флюидов в процессе разработки залежей. Технологические (закачиваемая в пласт вода) и природные (нефти) флюиды содержат большое количество твердых частиц самого различного происхождения – механические, солевые, биологические, парафиновые, смолоасфальтеновые и др. При фильтрации флюидов происходит закупорка части пор этими частицами (кольматация поровых систем). Рассмотрев существующие технические решения устройств, позволяющие разрушить призабойную зону пласта, и выявив их недостатки, авторами предложено устройство для многократного гидроимпульсного воздействия на пласт, которое можно применять совместно со струнными насосами при освоении скважины.*

***Keywords:** cleaning, colmatation, bottomhole formation zone, production rate, hydroimpulse effect, acid reagent.*

*The problem of developing low-yield oilfields in the Orenburg region is an important problem for the regional economy. Changes in the natural structure of pore*

*space occur during the filtration of fluids during the development of deposits. Technological (injected into the reservoir water) and natural (oil) fluids contain a large number of solid particles of various origins - mechanical, salt, biological, paraffin, resinous asphaltene, etc. During fluid filtration, part of the pores are blocked by these particles (collation of pore systems). Considering the existing technical solutions of the devices that allow to destroy the bottomhole formation zone and revealing their shortcomings, we proposed a device for multiple hydroimpulse impact on the reservoir, which can be used in conjunction with string pumps during well development.*

В связи с быстро растущим числом осложненных скважин и скважин с малым дебитом, проблема освоения нефтяных месторождений Оренбургской области является важной проблемой для экономики региона. Основными причинами снижения продуктивности большинства скважин является снижение проницаемости пласта и снижение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны скважины (ПЗС) при их эксплуатации.

Техногенные изменения природной структуры порового пространства происходят и при фильтрации флюидов в процессе разработки залежей. Технологические (закачиваемая в пласт вода) и природные (нефти) флюиды содержат большое количество твердых частиц самого различного происхождения – механические, солевые, биологические, парафиновые, смолоасфальтеновые и др. При фильтрации флюидов происходит закупорка части пор этими частицами (кольматация поровых систем) [1].

Характер кольматации зависит от соотношения размеров частиц и размеров пор и поровых каналов. При размерах частиц, близких к размерам поровых каналов, происходит их блокировка, которая обуславливает свободообразующую колматацию. Определяющим параметром свободообразующей кольматации является соотношение радиусов частиц и радиусов поровых каналов (Рис. 1).

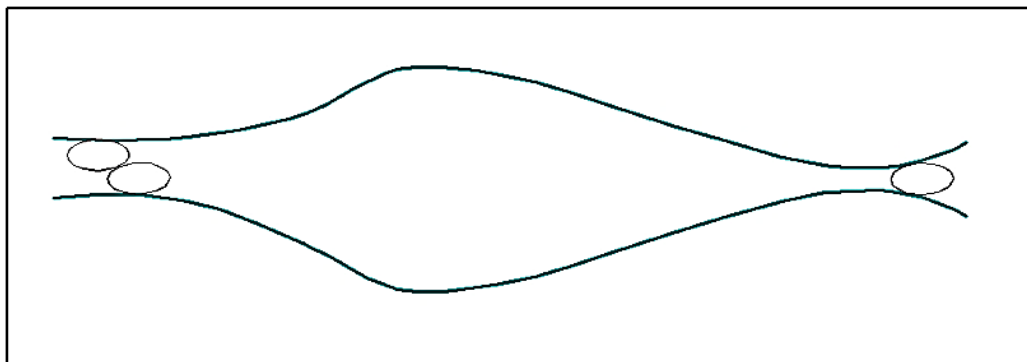


Рис. 1. Схема свободнообразующей кольтматации в единичной поре

Свободнообразующая кольтматация обуславливает эффекты уменьшения координационного числа и связанности поровой системы за счет блокировки поровых каналов, подходящих к крупным поровым узлам. При размерах частиц, и формированию кольтматирующей пористой среды в большей части пористого материала. В результате формирования кольтматирующей среды блокируются в первую очередь крупные поры, что обуславливает резкое падение связанности поровой системы. При определенной степени насыщения порового пространства кольтматирующей средой может быть достигнут порог проводимости и поровая система станет практически нефилтующей. Такая ситуация возможна при использовании некачественных глинистых растворов для вскрытия пластов. В таких случаях природная проницаемость может быть снижена в сотни раз [2].

Решение важнейшей проблемы повышения эффективности доразработки длительно разрабатываемых нефтяных месторождений невозможно без рациональной и полной эксплуатации огромного количества осложненных скважин и скважин с малым дебитом (с дебитом до 5 т/сут.). Поэтому увеличение продуктивности и оптимизация режимов работы указанных скважин заслуживает серьезного внимания и представляет научный и практический интерес. К числу причин снижения продуктивности многих скважин следует отнести низкую проницаемость пласта и снижение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны скважины (ПЗС) при их эксплуатации.

В настоящее время на месторождениях Оренбургской области применяются многочисленные технологии обработок призабойной зоны (ОПЗ) скважин (Рис. 2).

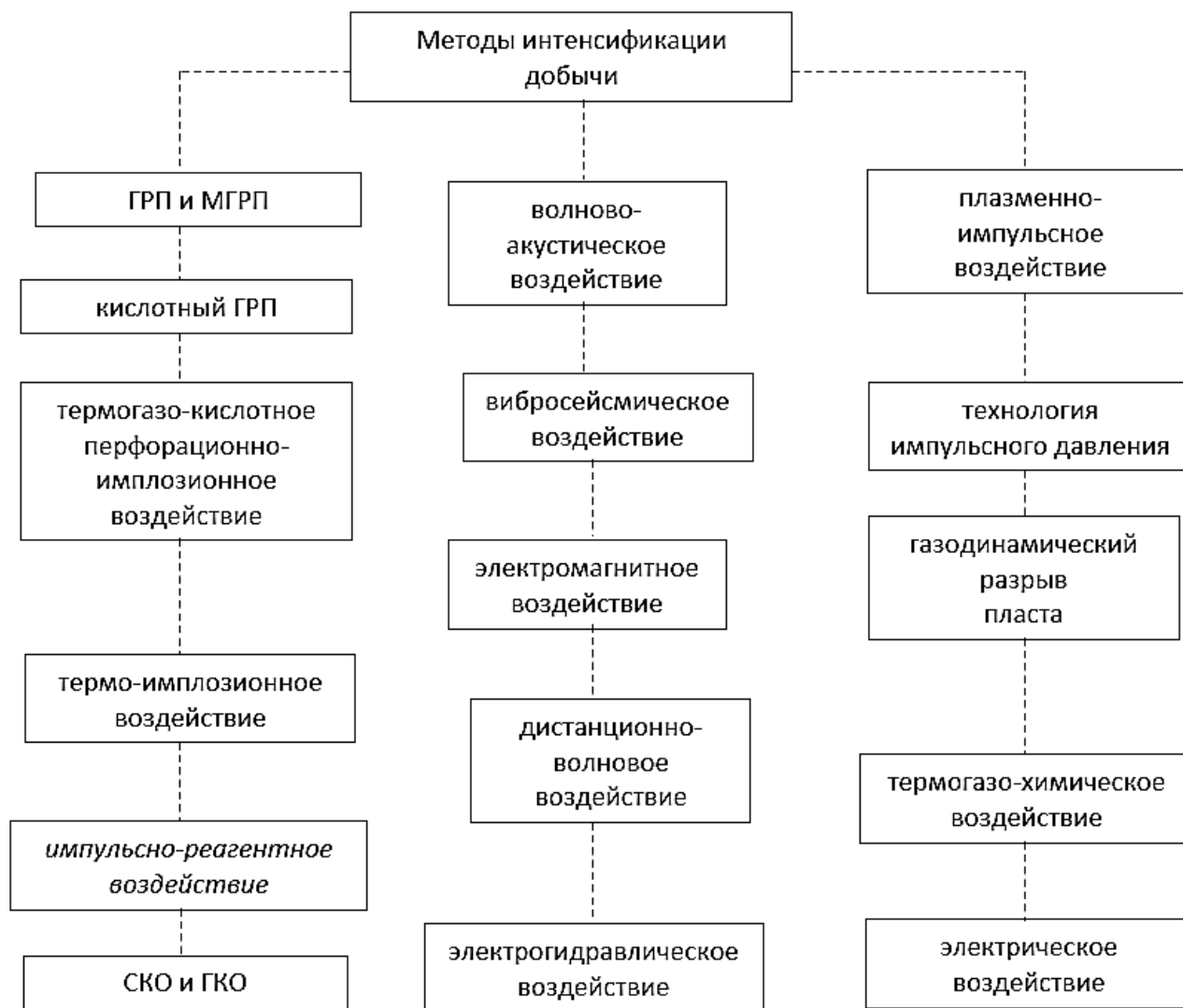


Рис. 2. Технологии воздействия на призабойную зону пласта

Однако многие технологии, в том числе применяемые в промышленном масштабе, не отвечают всем технологическим и экономическим требованиям. Особенно это касается обработок бобриковских пластов месторождений Оренбургской области, активно вводящихся в разработку в последние годы. Успешность физических методов воздействия на ПЗП юрских коллекторов, таких как повторная перфорация, не превышает 88%, при этом экономически эффективны только 50% работ. ОПЗ с применением кислот успешны в 73% случаев, но в связи с невысокой дополнительной добычей нефти экономически эффективны

не более 47% обработок. Именно поэтому весьма актуальной задачей являются ускорение темпов ввода в разработку и интенсификация эксплуатации именно пластов со сложным строением. В работе представлены расчет и анализ гидроимпульсного воздействия в ПЗП, осуществляемого с помощью разработанного устройства и многофункционального кислотного реагента РМ-ЕС.

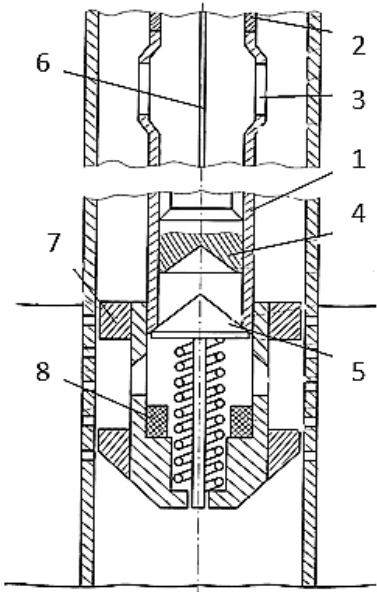
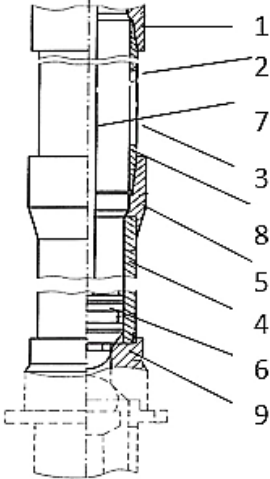
Целью настоящей работы является совершенствование технологии повышения фильтрационных свойств пластов путём очистки ствола и призабойной зоны скважин воздействием многократного гидроимпульсного воздействия на пласт, а также внедрение разработанных технических и химических средств, обеспечивающих её реализацию.

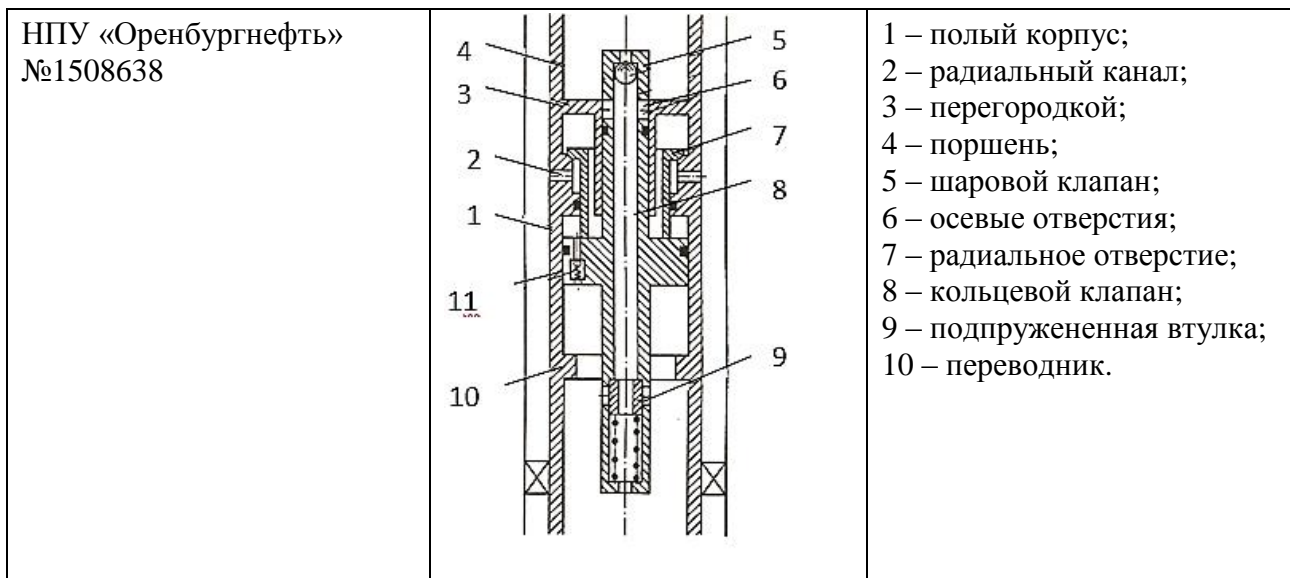
При освоении любого месторождения углеводородов благоприятные условия и высокие коэффициенты нефтеотдачи обусловлены продуктивностью пласта. Традиционные методы вызова притока, основанные на принципе снижения давления в скважине за счет уменьшения плотности жидкости или ее уровня, не всегда дают возможность получения необходимой величины депрессии. Для притока пластового флюида используют такие методы освоения скважин в осложненных условиях, как кислотная обработка, свабирование, гидроразрыв пласта, а также торпедирование, плазменно-импульсное воздействие и т. д. (Рис. 2). Доля энергетической составляющей в себестоимости проведения технологической операции может достигать 60%. Поэтому при выборе способа обработки призабойной зоны пласта необходимо особое внимание уделять энергетической и экономической эффективности применяемого метода. Проведенный анализ литературных источников и исследований ученых, показал, что наиболее перспективным направлением разработки методов интенсификации притока в условиях залегания низкопродуктивных пластов следует считать направление объединения гидроимпульсных воздействий на пласт в совокупности с химическими факторами. При многократно повторяющихся гидроударах в совокупности с нагнетанием растворов, применяемых в качестве расклинивающей жидкости, постепенно увеличивается глубина и раскрытость трещин, а,

следовательно, облегчаются условия проникновения раствора в слабопроницаемый пласт.

Сущность предлагаемого решения поставленной задачи заключается в том, что вместо приложения высокого давления, ПЗП подвергают сериям коротких ударов, при которых жидкость не успевает фильтроваться в образующиеся трещины и увеличивать их длину.

Таблица 1

Авторы, № авторского свидетельства, патента на изобретение	Схема устройства	Позиции
<p>№2299306 Непомнящих Владимир Геннадьевич, Бурьян Юрий Андреевич, Сорокин Владимир Николаевич, Сусликов Егор Сергеевич</p>		<p>1 – имплозионная камера; 2 – НКТ; 3 – расширительное окно; 4 – плунжер; 5 – подпружиненный клапан; 6 – канат; 7 – концентраторы давления; 8 – резиновые амортизаторы.</p>
<p>№2297516 Киевский Алексей Васильевич</p>		<p>1 – НКТ; 2 – заборный цилиндр; 3 – радиальное окно; 4 – промежуточный цилиндр; 5 – муфта; 6 – плунжер; 7 – канат; 8 – стакан; 9 – радиальное окно.</p>



Короткие удары способствуют развитию прилегающих трещин, выкрашиванию породы, образованию каверны вокруг призабойной зоны и увеличению ее эффективного радиуса.

Нами были рассмотрены различные варианты конструктивных исполнений гидроимпульсных устройств.

Сотрудниками предприятия ЗАО «Новая геология» было разработано устройство для многократного гидроимпульсного воздействия на призабойную зону пласта (авторы: В.Г. Непомнящих, Ю.А. Бурьян, В.Н. Сорокин, Е.С. Сусликов). Устройство содержит прикрепленную к нижней части насосно-компрессорных труб имплозионную камеру с установленным в ее объеме плунжером, выполненную с окнами в ее верхней расширенной части, а также содержит соединенный с имплозионной камерой, в нижней ее части, стакан с окнами и с подпружиненным клапаном, перекрывающим зону соединения имплозионной камеры и стакана, клапан выполнен с направляющим средством, корректирующим направление движения потока, исходящего из имплозионной камеры, и обеспечивающим его движение в сторону окон. Плунжер с помощью лебедки опускается на канате в объем имплозионной камеры, и при перемещении плунжера создаются импульсы депрессии и импульсы давления.

Устройство можно использовать только при фонтанной эксплуатации, а при спущенном глубинном насосе проводить воздействие на призабойную зону данным устройством становится проблематично.

А.В. Киевским было предложено устройство для многократного гидроимпульсного воздействия на пласт, которое содержит смонтированную на колонне насосно-компрессорных труб имплозионную камеру с установленным в ее объеме плунжером, к нижней части которой прикреплен стакан с окнами, установленный в стакане клапан с возвратной цилиндрической пружиной. Также устройство снабжено дополнительной пружиной, выполненной более жесткой, чем возвратная для ограничения движения затворного элемента клапана в конце хода при его отжати. Дополнительная пружина размещена вокруг возвратной и на той же опорной поверхности, что и возвратная пружина. Основным недостатком устройства является низкая надежность его работы. В связи с тем, что клапанный механизм не приспособлен к высоким ударным нагрузкам, многократность гидроимпульсного воздействия на пласт посредством такой конструкции становится нереальной из-за быстрой поломки возвратной пружины клапана. Наиболее близко к достигаемому результату и по совокупности признаков является устройство для обработки призабойной зоны скважин разработанного в НПУ «Оренбургнефть». Устройство содержит полый корпус с радиальными каналами, перегородку с осевым отверстием и патрубком, образующие камеру, связанный с корпусом переводник с седлом, подвижно размещенный в патрубке ступенчатый полый поршень, шаровой клапан, кольцевой подпружиненный клапан, установленный в ступенчатом полке поршне перепускной клапан. Недостатком данного устройства является то, что для проведения воздействия на пласт необходимы дополнительные работы по аккумуляции давления, кроме того, недостаточно обеспечивается надежная работа деталей устройства из-за влияния скважинной жидкости на детали устройства.



Рассмотрев конструкции вышеприведенных устройств и их недостатки, нами разработано устройство для многократного гидроимпульсного воздействия на пласт.

Целесообразность использования мгновенных депрессий на призабойную зону пласта очевидна, так как в призабойной зоне скважины коллектор в основном имеет трещиноватый характер и приток жидкости к скважине обусловлен проводимостью трещины. Известно, что нагрузка от горного давления воспринимается скелетом породы и жидкостью. При снижении давления на забое скважины нагрузка от горного давления перераспределяется, причем на скелет породы она возрастает, а на жидкость уменьшается, в результате чего проводимость трещины снижается. Кроме того, процесс перераспределения давления вследствие инерционности массы вышележащих над пластом горных пород, создающих горное давление, занимает определенное время. Поэтому время увеличения депрессии от нуля до максимального значения не должно превышать время перераспределения горного давления. Причем чем меньше время создания максимальной депрессии, тем эффективность удаления отложений выше, так как действие большей разности давления позволяет переместить отложения в направлении к забою скважины за один цикл депрессии при максимальной раскрытости трещины. В связи с этим мгновенность депрессии является одним из основных показателей, определяющих эффективность воздействия на пласт.

Представленное устройство может работать в режиме обратного клапана и в режиме излучателя импульсов.

Устройство работает следующим образом. Перед спуском устройства в скважину его настраивают на определенное давление срабатывания, при подаче которого на вход устройства оно начнет излучать импульсы давлений и расходов т.е. проводить гидроимпульсное воздействие на призабойную зону пласта скважины. Установку давления срабатывания проводят путем изменения усилия на запорный элемент перепускного клапана 12 винтом 35 и пружиной 36. Далее

регулирующей гайкой 24 устанавливают ограничение по осевому перемещению подпружиненной площадки 14 для установки определенной частоты излучения импульсов давлений и расходов для данной скважины.

Для добывающих скважин, оборудованных глубинными насосами (электроцентробежными и штанговыми насосами), устройство можно устанавливать вместо обратного клапана ниже насоса на хвостовике с пакером. При работе на нагнетательных скважинах и со струйным насосом устройство сбрасывают в насосно-компрессорные трубы до посадки посадочного места 29 устройства с посадочной муфтой насосно-компрессорных труб. Для получения большей эффективности от воздействия место посадки 29 устройства должно быть максимально приближено к обрабатываемому пласту.

При работе струйным насосом жидкость из пласта через фильтр 30 сквозные угловые отверстия 21 упора 13 открывает шаровой клапан 10 и через радиальные каналы 16 клапанной клетки 15 и радиальные каналы 2 корпуса 1 поступает на прием струйного насоса (Рис. 3). Таким образом, устройство обеспечивает фильтрацию скважинной жидкости и не создает помех при извлечении продукции скважины насосом.

После остановки струйного насоса шаровой клапан 10 под собственным весом закрывается и на шаровой клапан 10 и клапанную клетку 15 начинает действовать усилие, определяемое разностью между восстановленным гидростатическим давлением после остановки струйного насоса над шаровым клапаном 10 и забойным давлением под шаровым клапаном 10. Так как гидростатическое давление намного больше забойного давления, то данное усилие направлено вниз.

Но перемещению вниз клапанной клетки 15 и жестко связанного с ней ступенчатого полого поршня 9 препятствует возвратная пружина 18 и жидкость, запертая в камере 6 в области 37 под ступенчатым полым поршнем 9 и корпусом 1, в связи с тем, что камера 6 выполнена герметично, а подпружиненный кольцевой клапан 11 и перепускной клапан 12 закрыты.

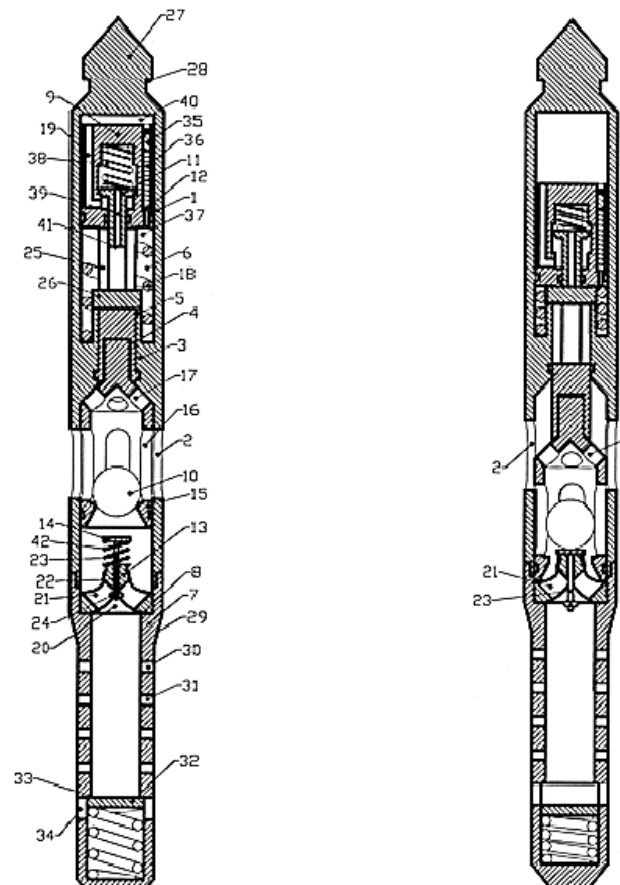


Рис. 3. Устройство многократного гидроимпульсного воздействия на призабойную зону скважины

Перепускной клапан 12 закрыт потому, что не достигнуто давление срабатывания, а закрытие подпружиненного кольцевого клапана 11 обеспечивает пружина 38 и повышенное давление, установленное в области 37, которое по центральному каналу 39 подпружиненного кольцевого клапана 11 действует на его закрытие. В этом случае устройство будет выполнять функции обратного клапана, так как шаровой клапан 10 закрыт.

Но если забойное давление будет снижено настолько, что разность гидростатического и забойного давления будет превышать давление срабатывания, на которое было настроено устройство перед спуском, то перепускной клапан 12 откроется. Жидкость из области 37 начнет перетекать в область 40 камеры 6, соответственно это вызовет медленное перемещение полого ступенчатого поршня 9 и клапанной клетки 15 вниз. Медленное перемещение ступенчатого поршня 9 и клапанной клетки 15 вниз продолжается до взаимодействия

подпружиненного кольцевого клапана 11 с упорной пластиной 26, жестко закрепленной с корпусом 1. При взаимодействии торец 41 кольцевого подпружиненного клапана 11 упирается в упорную пластину 26 и подпружиненный кольцевой клапан 11 откроется. Жидкость из области 37 камеры 6 начнет быстро перетекать в область 40 камеры 6 по центральному каналу 39 и каналу 19. Из-за высокой скорости перемещения клапанной клетки 15 вниз открытие шарового клапана 10 произойдет практически мгновенно и жидкость под действием разности давления гидростатического и забойного начнет перемещаться через радиальные каналы 2 корпуса 1, верхние каналы 17 клапанной клетки 15, сквозные угловые каналы 21 упора 13, сквозные радиальные отверстия 31 фильтра 30, очищая фильтр. Под действием пружины 42 опорная подпружиненная площадка 14 будет удерживать шаровой клапан 10 в открытом состоянии до установленного гайкой 24 ограничения, при подъеме клапанной клетки 15 под действием возвратной пружины 18 выше данного ограничения шаровой клапан 10 закроется. Учитывая, что сечения каналов могут меняться от изменения забойного давления, в начале импульса при сниженном забойном давлении, когда формируются большие касательные напряжения на суженный канал, получается максимальная эффективность от воздействия. А в конце импульса при росте забойного давления эффективность воздействия на пласт снижается, поэтому желательно воздействия на пласт проводить короткими импульсами для получения большего эффекта на последующих импульсах. Поэтому многократность воздействия позволит увеличить эффективность воздействия на призабойную зону пласта скважины. Следует также отметить, что в процессе удаления отложений из-за очистки фильтрационных каналов будет снижаться количество импульсов после каждой остановки струйного насоса. Так как количество проведенных импульсов нетрудно фиксировать, то данная информация косвенно позволяет оценить эффективность проведенных работ на каждом этапе по воздействию на

призабойную зону пласта скважины. Это составляет «неожиданный эффект» от применения устройства.

Для удобства расчетов устройства и технологического процесса очистки забоя нами была создана модель гидроударной камеры.

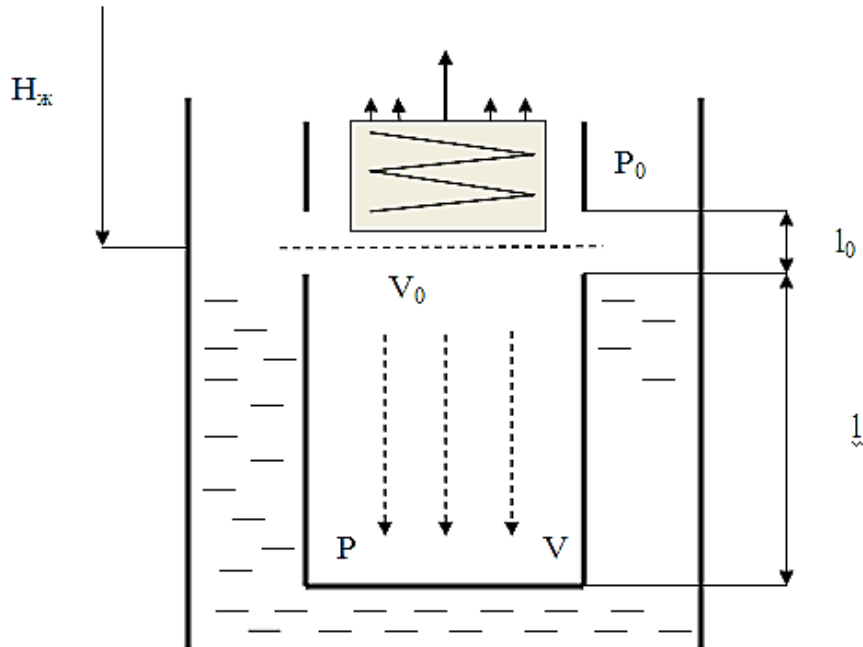


Рис. 4

Нами был произведен расчет процесса очистки забоя от различного вида отложений, в результате получили следующие зависимости

$$V(t) = \frac{dl(t)}{dt}, \quad a(t) = \frac{d^2l(t)}{dt^2}$$

Где  $V(t)$ ,  $a(t)$  – скорость и ускорение потока жидкости.

$$\frac{\rho \cdot V^2(t)}{2} + \rho \cdot l(t) \cdot a(t) + \frac{\rho \cdot V^2(t)}{2} \cdot \lambda \cdot \frac{l(t)}{d} = P_0;$$

Первая часть уравнения – это давление скорости напора жидкости, вторая – давление в результате инерции, третья – возможные потери на трение,  $\rho l(t)$  – масса раствора,  $d$  – диаметр патрубка.

Решив данное уравнение, получим:  $l(0) = l_0$ ,  $\frac{dl(0)}{dt} = 0$ , откуда найдем скорость струи:

$$V(l) = \sqrt{\frac{2p_0d}{\rho\lambda l} (1 - \exp(-\frac{\lambda}{d}(l - l_0)))}, \text{ справедливое при } l \geq 0.$$

Воспользовавшись общеизвестными формулами, определим коэффициент сопротивления:

$$\lambda = \frac{0,272}{d^{0,226}} \left( 1,9 \cdot 10^{-6} + \frac{v}{V_m} \right)^{0,226},$$

где  $v$  – кинетическая вязкость раствора,  $V_m$  – теоретическая скорость движения раствора м/с, которая определяется по формуле  $V_m = \psi \sqrt{2gH_{ж}}$ ;

$\psi = 0,706$  и определяется по формуле:

$$\psi = \frac{1}{\sqrt{1+\xi}},$$

где  $\xi$  – безразмерный коэффициент сопротивления, определили в результате лабораторных исследований, также можно определить по формуле:

$$\xi = 0,5(1-f/F),$$

где  $f$  – площадь сечения,  $F$  – площадь сечения эксплуатационной колонны скважины.

Отсюда следует, что скорость движения по камере гидроимпульсного устройства в зависимости от длины с учетом коэффициента скорости

$$V(l) = \psi \sqrt{\frac{2p_0 d}{\rho \lambda l} (1 - \exp(-\frac{\lambda}{d}(l - l_0)))}, \text{ справедливое при } l > 0$$

Произведем расчет для следующих параметров. Глубина спуска устройства 500–3000 м, диаметр корпуса гидроимпульсного устройства  $d = 0,044$  и  $0,057$  м; плотность воды  $\rho_в = 1000$  кг/м<sup>3</sup>, длина камеры  $l = 1,8–3,0$  м, длина окон  $0,1$  м; кинематическая вязкость жидкости для воды  $\nu_в = 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с;  $g = 9,81$  м/с<sup>2</sup> – ускорение свободного падения; Внутренний диаметр эксплуатационной колонны скважины  $D_{скв} = 146$  мм.

*Расчет повышения давления, силы удара и энергии устройства гидроимпульсного воздействия на пласт.*

После того, как струя достигнет нижней торцевой поверхности камеры, образуется ударная волна, действующая на торец камеры. Прирост  $\Delta P$  давления

жидкости при гидравлическом ударе определяется на основе формулы  $P_{cy} = \rho Vc$ , где  $c$  – скорость распространения ударной волны и определяется по формуле:

$$c = \sqrt{\frac{k}{\rho(1+\frac{dK}{\delta E})}}$$

где  $k$  – модуль упругости рабочей жидкости, равный для воды  $2,03 \cdot 10^9$  Па;  $\rho$  – плотность рабочей жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $d$  – внутренний диаметр корпуса устройства гидроимпульсного воздействия на пласт, м;  $E$  – модуль упругости материала корпуса устройства, равный для стальных труб  $196 \cdot 10^9$  Па.

#### *Оценка силы и энергии гидроудара*

$$F = \frac{\pi d^2 P}{4};$$

$$E_{гy} = \frac{\rho \pi d^2 H}{4} gl$$

Таким образом подставив численные значения получили давление необходимое для проведения эффективной очистки ствола скважины от различных видов отложений которое равно  $P_{cy} = 45$  МПа

Использование устройства при различных способах добычи нефти не создает больших трудностей, но имеются различия при использовании устройства в режиме воздействия на пласт. Для воздействия на призабойную зону нагнетательных скважин можно использовать давление нагнетания для достижения давления срабатывания устройства. При работе устройства со штанговыми и электроцентробежными насосами необходимо насосными агрегатами закачкой жидкости в скважину создать давление, достаточное, чтобы превысить давление срабатывания устройства.

Также нами при освоении скважин нами предложен новый многофункциональный кислотный реагент РМ – ЕС. Поверхностно-активный, многофункциональный, кислотный, водорастворимый реагент РМ-ЕС предназначен для комплексного повышения эффективности работы нагнетательных и нефтяных пластов, интенсификации процессов нефтеотдачи продуктивных пластов и очистки трубопроводов от остатков нефтей и нефтепродуктов. Также реагент можно

применять при проведение комплексной обработки призабойных зон, пластов на нагнетательных и нефтедобывающих скважинах, интенсификации процессов нефтотдачи продуктивных пластов, вскрытие продуктивных объектов перфорации, очистке труб и промыслового оборудования от асфальто-смоло-парафиновых и солевых отложений.

По физико-химическим свойствам реагент представляет собой подвижную вязкую жидкость плотностью около  $1,25 \text{ г/см}^3$  светло-коричневого цвета. РМ-ЕС малотоксичен, пожаровзрывобезопасен. Биологически разлагаем. Сохраняет текучесть при температуре до  $-60^\circ\text{C}$ .

Применение реагента РМ-ЕС в технологических операциях нефтедобычи основано на специфических свойствах дефильных молекул ПАВ сорбироваться и ориентироваться на различных поверхностях раздела и изменять фазовые и энергетические взаимодействия на этих границах; вступать в химическое взаимодействие с породой с образованием водорастворимых соединений; на способностях этих молекул образовывать в объеме растворов пространственные агрегаты – мицеллы, внутри которых могут солубилизоваться водорастворимые органические вещества; на реологических и физико – химических свойствах полиэлектролитов – диземulgаторов при их совместном взаимодействии с ПАВ, а так же на способности хелатообразующих компонентов «связывать» ионы кальция, бария или железа и препятствовать их реакциям с ионами сульфатов и карбонатов. Таким образом, при снижении производительности скважины вследствие снижения фильтрационных свойств пласта, устройством совместно с реагентом РМ – ЕС можно провести гидроимпульсное воздействие на продуктивной пласт скважины при различных способах добычи нефти.

Закачка многофункционального реагента гидроимпульсным методом принесла положительные результаты, в том числе на месторождениях разрабатываемых предприятием «Оренбургнефть». Было охвачено воздействием 194 реагирующих скважин. Методически подготовка исходных данных для оценки



технологической эффективности применяемых МУН включало следующие работы. Вокруг иницирующей скважины, которая при применении химических методов воздействия, как правило, является нагнетательной, выделяется участок, в пределах которого расположены реагирующие добывающие скважины. В зависимости от расположения нагнетательной скважины в пределах залежи и технического состояния добывающих скважин количество реагирующих скважин на выделенном участке изменяется от 2 до 6. По всем выделенным скважинам построены графики разработки, содержащие информацию за период, включающей 6 месяцев до и после проведения операции повышения нефтеотдачи.

Графики разработки нагнетательной скважины содержат данные о динамике давления нагнетания в течение исследуемого периода, месячных объемах закачки воды, а также сведения об обработанном скважиной времени. Работа реагирующей скважины охарактеризована такими показателями, как дебит нефти и жидкости, месячные отборы нефти и воды, динамика обводнения продукции. Аналогичные показатели разработки определены в целом и по участку.

Следующим этапом анализа явилось построение фактической характеристики вытеснения, отражающей зависимость накопленных значений добычи нефти от добычи жидкости. Характеристика вытеснения может быть использована для оценки эффекта от МУН при разработке объекта с применением заводнения и при обводненности нефти в целом по участку не менее 20–30%. При обводненности менее 20% анализ проводился по графику, отражающему динамику добычи нефти во времени по зависимости  $Q_n=f(t)$ . В качестве показателя был использован суточный дебит нефти, но также можно использовать месячный или накопленная добыча нефти. Эффект от применения МУН определяли путем сопоставления фактической динамики накопленной добычи нефти от отбора жидкости с базовой динамикой, определенной за период, предшествующей проведению операции с экстраполяцией ее до конца анализируемого периода. Обработка характеристик вытеснения проводилась в соответствии с методическим

руководством по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Дополнительная добыча нефти за счет повышения нефтеотдачи определяли за счет повышения нефтеотдачи посредством вычитания количества нефти, которое могло бы быть добыто на объекте при базовом режиме разработки, из объема фактически добытой нефти за анализируемый период.

### ***Список литературы***

1. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов. – М., 1999. – 285 с.
2. Михайлов Н.Н. Физика нефтяного и газового пласта (физика нефтегазовых пластовых систем). Том1: Учебное пособие. – М.: 2008. – 448 с.
3. Непомнящих В.Г. Патент на изобретение №2299306 Устройство гидроимпульсного воздействия на пласт / В.Г. Непомнящих, Ю.А. Бурьян, В.Н. Сорокин, Е.С. Сусликов.
4. Киевский А.В. Патент на изобретение №2297516 Устройство гидроимпульсного воздействия на пласт.
5. Храмов Р.А. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений ОАО «Оренбургнефть» / Р.А. Храмов, М.Н. Персиянцев. – М.: Недра, 1999. – С. 331–333.
6. Ахмедзянов О.Х. Устройство многократного гидроимпульсного воздействия на призабойную зону пласта. Патент на изобретение №2386796.
7. Савченко А.В. Совершенствование скважинной технологии гидроимпульсного воздействия на горные породы при добыче полезных ископаемых: Дис. ... канд. техн. наук. – Новосибирск, 2009.

---

**Нигматов Ленар Гамирович** – кандидат технических наук, студент Филиала ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина» в г. Оренбурге, Россия.

**Ахмедзянов Олег Харисович** – старший преподаватель Филиала ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина» в г. Оренбурге, Россия.

**Трубников Виктор Владимирович** – кандидат технических наук, доцент Филиала ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина» в г. Оренбурге, Россия.

**Курякова Татьяна Анатольевна** – кандидат технических наук, доцент Филиала ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина» в г. Оренбурге, Россия.

**Мазитов Минулла Абдулович** – кандидат технических наук, доцент Филиала ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина» в г. Оренбурге, Россия.

---