



УДК 622.245.142.4

**РАСЧЁТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ  
ПРОЕКТИРУЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ  
ПУТЁМ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ  
НА СКВАЖИНАХ СМОЛЬНИКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**CALCULATION OF TECHNOLOGICAL EFFICIENCY  
OF THE DESIGNED ACTIVITIES ON OIL PRODUCTION  
INTENSIFICATION BY HYDRO-SANDBLAST PERFORATION  
OF THE SMOLNIKOVSKOYE FIELD WELLS**

**Шальская Светлана Васильевна**

начальник контрольно-интерпретационной  
методической партии  
промыслово-геофизических исследований,  
Производственный Филиал «Кубаньгазгеофизика»,  
ООО «Газпром георесурс» ПАО «Газпром»  
sv010478@mail.ru

**Яковлев Алексей Леонидович**

директор департамента проектирования,  
ООО «КНГК-Групп»  
yakovlev@i-npz.ru

**Мд Сифул Хасан**

студент,  
Институт нефти, газа и энергетики,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
misiful1364@gmail.com

**Аннотация.** Известно, что производительность нефтяных и газовых скважин напрямую зависит от качества первичного (при бурении) и вторичного (в обсаженном стволе) вскрытия продуктивного пласта. Вторичное вскрытие в подавляющем большинстве случаев производится посредством пулевой перфорации. Радиус проникновения пулевых зарядов в пластоколлектор намного меньше радиуса удалённой зоны призабойной закупорки и это, естественно, негативно отражается на производительности скважин. При кумулятивной перфорации происходит ударное воздействие как на эксплуатационную колонну, так и на цементное кольцо, что может стать причиной возникновения заколонных перетоков. В связи с этим выбор технологии вторичного вскрытия продуктивного пласта как в период освоения и ввода скважины в эксплуатацию, так и при её эксплуатации приобретает решающее значение в плане увеличения продуктивности добывающего фонда. В статье рассмотрена техника и технология гидropескоструйной перфорации как одного из перспективных методов повышения нефтеотдачи карбонатных нефтенасыщенных пластов, а также произведён расчёт технологической эффективности проектируемых мероприятий по интенсификации добычи нефти при помощи ГПП на скважинах Смольниковского месторождения.

**Ключевые слова:** методы вскрытия продуктивного пласта; способы вскрытия (перфорации) продуктивного пласта; гидropескоструйная перфорация; техника и технология гидropескоструйной перфорации; обвязка поверхностного оборудования; проведение гидropескоструйной перфорации по замкнутому циклу; методика расчёта процесса гидropескоструйной перфорации.

**Shalskaya Svetlana Vasilyevna**

Head of the Control and Interpretation  
Methodical Party,  
of Field and Geophysical Research,  
Production Branch «Kubangazgeofizika»,  
LLC «Gazprom georesource»  
PJSC «Gazprom»  
sv010478@mail.ru

**Yakovlev Alexej Leonidovich**

Head of the Design Department,  
LLC «KNGK-Group»  
yakovlev@i-npz.ru

**Md Syful Hasan**

Student,  
Institute of Oil, Gas and Energy,  
Kuban state technological university  
misiful1364@gmail.com

**Annotation.** It is known that the productivity of oil and gas wells directly depends on the quality of the primary (during drilling) and secondary (in the cased trunk) opening of the productive formation. Secondary opening in the vast majority of cases is done by bullet perforation. The radius of penetration of the bullet charges into the reservoir is much smaller than the radius of the remote zone of bottom-hole blockage, and this, naturally, negatively affects the productivity of the wells. With cumulative perforation, impact occurs both on the production column and on the cement ring, which can lead to the formation of streaked flows. In this connection, the choice of the technology of secondary opening of the productive formation both during the development and commissioning of the well in operation, and during its operation becomes crucial in terms of increasing the productivity of the mining fund. The technique and technology of hydro-sandblast perforation as one of the promising methods for increasing oil recovery of carbonate oil saturated reservoirs is considered in the article, and the calculation of the technological efficiency of the projected measures for intensification of oil production with the help of the hydro-sandblast perforation at the wells of Smolnikovskoye field was made.

**Keywords:** methods of opening the reservoir; methods of opening (perforation) of the reservoir; hydro-sandblast perforation; technique and technology of hydro-sandblast perforation; binding of surface equipment; hydro-sandblast perforation in a closed cycle; procedure for calculating the process of hydro-sandblast perforation.



Смольниковское месторождение расположено в северной части Удмуртской Республики на территории Дебесского и частично Игринского районов, в 95 км северо-восточнее г. Ижевска. В 10–12 км к юго-западу от месторождения находится разрабатываемое Лозолюкско-Зуриновское месторождение.

Месторождение открыто в 1980 году. С целью уточнения добычных возможностей продуктивных пластов и свойств пластовых флюидов в период 1997–2000 гг. осуществлялась пробная эксплуатация разведочных скважин.

Пробная эксплуатация Смольниковского месторождения начата в 2001 году на основании «Проекта пробной эксплуатации Смольниковского месторождения нефти с опережающим бурением первоочередных скважин», выполненного ДООО «БашНИПНефть». Документ был утверждён на три года (2002–2004 гг.) с опережающим бурением 50 проектных скважин.

В 2003 году «УНПП НИПНефть» выполнен «Авторский надзор за реализацией проекта пробной эксплуатации Смольниковского месторождения». Предусматривалось проведение на месторождении сейсморазведочных работ МОГТ 3D в 2003–2004 гг., выполнение пересчёта запасов и составление технологической схемы разработки.

По состоянию на 01.01.2017 г. добыто 1321,0 тыс. тонн нефти и 2598,9 тыс. тонн жидкости, средний дебит скважин по нефти составил 4,9 тонн/сут., жидкости – 23,2 тонн/сут., средняя обводнённость продукции – 78,8 %. Текущий КИН равен 0,096, отбор от НИЗ – 21,9 %.

Максимальный уровень добычи нефти на месторождении 205,2 тыс. тонн был достигнут в 2006 году. Темп отбора от НИЗ при этом составлял 3,4 %, от ТИЗ – 3,7 %. В действующем фонде на тот момент находилась 42 добывающих и 8 нагнетательных скважин.

В таблице 1 приведены показатели разработки Смольниковского месторождения за период 2012–2016 гг.

**Таблица 1** – Показатели разработки Смольниковского месторождения за период 2012–2016 гг.

Показатели / ед. изм.	Год разработки				
	2012	2013	2014	2015	2016
Добыча нефти, тыс. тонн	196,3	150,8	126,4	99,8	73,0
Накопленная добыча, тыс. тонн	871	1022	1148	1248	1321
Среднегодовая обводнённость, %	41,7	59,1	64,6	71,6	78,8
Накопленная добыча жидкости, тыс. тонн	1178	1547	1904	2255	2599
Добыча нефти от НИЗ, %	14,4	17,0	19,1	20,7	21,9
Накопленная закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>	884	1238	1539	1876	2239

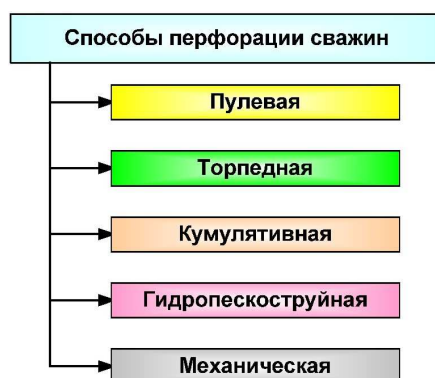
### Методы вскрытия продуктивного пласта

Известно, что производительность нефтяных и газовых скважин напрямую зависит от качества первичного (при бурении) и вторичного (в обсаженном стволе) вскрытия продуктивного пласта – перфорации.

Процесс перфорации – пробивание отверстий в стенках эксплуатационной колонны, цементном камне и горной породе для сообщения продуктивного пласта со стволом скважины.

В настоящее время существует три основных способа перфорации (рис. 1):

- 1) прострелочно-взрывной;
- 2) гидropескоструйный;
- 3) механический (сверление; гидромеханическая щелевая перфорация).



**Рисунок 1** – Способы вскрытия (перфорации) продуктивного пласта



Основная масса работ по вторичному вскрытию продуктивного пласта выполняется прострелочно-взрывным способом с использованием главным образом пулевых и кумулятивных перфораторов.

**Пулевая перфорация.** При пулевой перфорации в скважину на электрическом кабеле спускается стреляющий пулевой аппарат, состоящий из нескольких (8–10) камер-стволов, заряженных пулями диаметром 12,5 мм. Каморы заряжаются взрывчатым веществом (ВВ) и детонаторами. При подаче электрического импульса происходит залп. Пули пробивают колонну, цемент и внедряются в породу.

Существует два вида пулевых перфораторов:

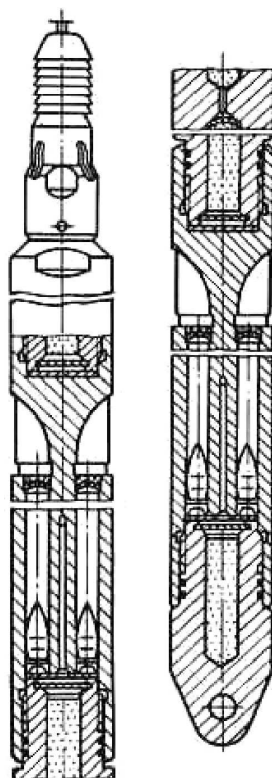
1) перфораторы с горизонтальными стволами (в этом случае длина стволов мала и ограничена радиальными габаритами перфоратора);

2) перфораторы с вертикальными стволами с отклонителями пуль на концах для придания полету пули направления, близкого к перпендикулярному по отношению к оси скважины.

Пулевой перфоратор ПБ-2 состоит из нескольких секций, каждая имеет камеры с ВВ. Стволы заряжены пулями и закрыты герметизирующими прокладками. В верхней секции два запальных устройства, которые срабатывают при подаче по кабелю тока. В результате мгновенного сгорания ВВ давление газов в камере достигает  $2 \cdot 10^3$  МПа, под действием которых пуля вылетает.

В перфораторе ПБ-2 масса заряда ВВ одной камеры составляет 4–5 г, поэтому пробивная способность его невелика. Длина перфорационных каналов составляет 65–145 мм (в зависимости от прочности породы и типа перфоратора). Диаметр канала 12 мм.

Пулевой перфоратор с вертикально-криволинейными стволами ПВН-90 (рис. 2) имеет больший объём камер и длину стволов. Масса ВВ в одной камере – 90 г. Давление газов в камерах – 0,6–0,8 тыс. МПа. Длина перфорационных каналов получается 145–350 мм при диаметре около 20 мм.



**Рисунок 2** – Пулевой перфоратор ПВН-90 с вертикально-криволинейными стволами

В каждой секции перфоратора четыре вертикальных ствола, на концах которых сделаны плавные желобки – отклонители. Пули изготовлены из легированной стали, для уменьшения трения покрываются медью или свинцом.

В каждой секции два ствола направлены вверх и два вниз, чтобы компенсировать реактивные силы, действующие на перфоратор.

Торпедная перфорация осуществляется аппаратами, спускаемыми на кабеле и стреляющими разрывными снарядами диаметром 22 мм.

Внутренний заряд ВВ одного снаряда равен 5 г. Аппарат состоит из секций, в каждой из которых по два горизонтальных ствола. Снаряд снабжён детонатором накольного типа. При остановке снаряда происходит взрыв внутреннего заряда и растрескивание окружающей горной породы. Масса ВВ



одной камеры составляет 27 г. Глубина каналов по результатам испытаний составляет 100–160 мм, диаметр канала – 22 мм. На 1 м длины фильтра делается не более четырёх отверстий, так как при торпедной перфорации часты случаи разрушения обсадных колонн.

Пулевая и торпедная перфорации применяются ограниченно, так как всё больше вытесняются кумулятивной перфорацией.

Кумулятивная перфорация осуществляется стреляющими перфораторами, не имеющими пуль или снарядов.

Прострел преграды достигается за счёт сфокусированного взрыва. Такая фокусировка обусловлена конической формой поверхности заряда ВВ, облицованной тонким металлическим покрытием (листовая медь толщиной 0,6 мм). Энергия взрыва в виде тонкого пучка газов – продуктов облицовки пробивает канал.

Кумулятивная струя приобретает скорость в головной части до 6–8 км/с и создаёт давление на преграду до 0,15–0,3 млн МПа. При выстреле кумулятивным зарядом в преграде образуется узкий перфорационный канал глубиной до 350 мм и диаметром в средней части 8–14 мм. Размеры каналов зависят от прочности породы и типа перфоратора.

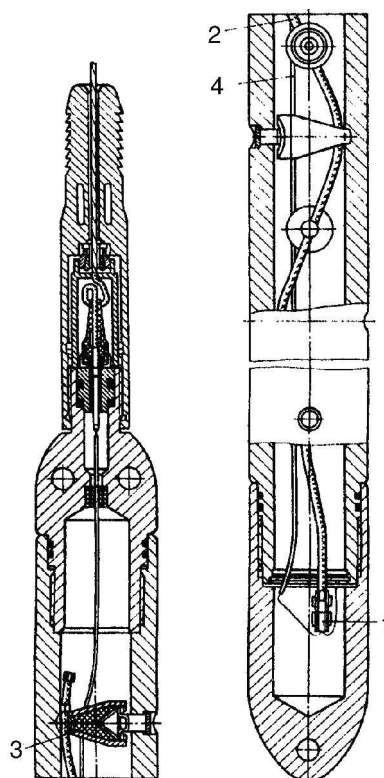
Все кумулятивные перфораторы имеют горизонтально расположенные заряды и разделяются на корпусные и бескорпусные.

Корпусные перфораторы (рис. 3) после их перезаряда используются многократно. Бескорпусные – одноразового действия. Разработаны и корпусные перфораторы одноразового действия, в которых лёгкий корпус из обычной стали используется для герметизации зарядов при погружении их в скважину. Перфораторы спускаются на кабеле (имеются малогабаритные перфораторы, опускаемые через НКТ, а также на насосно-компрессорных трубах). В последнем случае взрыв производится не электрическим импульсом, а сбрасыванием в НКТ резинового шара, действующего как поршень на взрывное устройство. Масса ВВ одного кумулятивного заряда составляет 25–50 г.

Максимальная толщина вскрываемого интервала кумулятивным перфоратором достигает 30 м, торпедным – 1 м, пулевым – до 2,5 м. Это одна из причин широкого распространения кумулятивных перфораторов.

Корпусные перфораторы простреливают интервал до 3,5 м за один спуск, корпусные одноразового действия – до 10 м и бескорпусные или ленточные – до 30 м.

Ленточные перфораторы легче корпусных, но их применение ограничено давлениями и температурами на забое скважины, так как взрывной патрон и детонирующий шнур находятся в контакте со скважинной жидкостью.

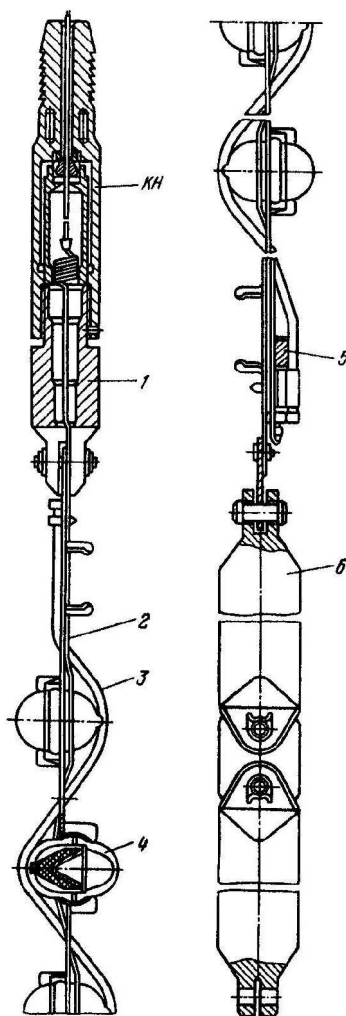


**Рисунок 3** – Корпусный кумулятивный перфоратор ПК105ДУ:  
1 – взрывной патрон; 2 – шнур; 3 – заряд; 4 – электропровод



В ленточном перфораторе (рис. 4) заряды смонтированы в стеклянных (или из другого материала), герметичных чашках, которые размещены в отверстиях стальной ленты с грузом на конце. Гирлянда спускается на кабеле. При залпе лента полностью не разрушается, но для повторного использования не применяется.

Недостаток бескорпусных перфораторов – невозможность контролирования числа отказов, тогда как в корпусных перфораторах такой контроль осуществим при осмотре извлеченного из скважины корпуса.



**Рисунок 4** – Ленточный кумулятивный перфоратор ПКС105:  
 КН – кабельный наконечник; 1 – головка перфоратора; 2 – стальная лента;  
 3 – шнур; 4 – заряд; 5 – взрывной патрон; 6 – груз

**Перфорация сверлением.** При данном способе перфорации применяются сверлящие перфораторы, которые вскрывают пласт точно, без ударного воздействия на элементы крепи скважины и обеспечивают получение в эксплуатационной колонне отверстий большого диаметра с чистой кромкой. Однако малая глубина формируемого канала при вскрытии объектов с увеличенным диаметров ствола, эксцентричным расположением обсадных труб, наличием значительной зоны кольматации, ограничивают область их эффективного применения. А возможности модернизации этих перфораторов в части глубины перфорационного канала практически исчерпаны.

**Гидропескоструйная перфорация**

*Техника и технология гидропескоструйной перфорации*

При гидропескоструйной перфорации (ГПП) для создания канала сообщения используется энергия песчано-жидкостной струи, истекающей с большой скоростью из специальных насадок перфоратора. В результате этого песок истирает стенки колонны, затем пробивает цементное кольцо и далее проникает в глубь пласта.

При ГПП создаются каналы значительно больших размеров диаметра отверстий, создаваемых в колонне (диаметр составляет 12–20 мм), а глубина каналов в несколько раз больше, чем при других



видах перфорации (длина до 0,4 м, усреднённый диаметр составляет примерно половину длины). Так как при этом виде перфорации не растрескивается цементный камень и не уплотняется порода в зоне перфорации, поэтому ГПП применяют в скважинах, только что вышедших из бурения и уже эксплуатирующихся, для значительного увеличения их производительности, а также в скважинах, близко расположенных к нефтеносным пластам водоносных или газоносных прослоев или пластов. ГПП применяют также для выполнения следующих специальных работ в скважинах:

- создание щелей перед ГРП, обеспечивающих снижение давления разрыва и образование трещины в определенном направлении;
- срезание обсадных, бурильных и насосно-компрессорных труб.

ГПП в основном используют тогда, когда другие виды перфорации не дают ожидаемого результата. Основное условие нормального осуществления процесса ГПП – отсутствие поглощения жидкости в скважине, т.е. наличие нормальной циркуляции жидкости для обеспечения выноса песка и шлама.

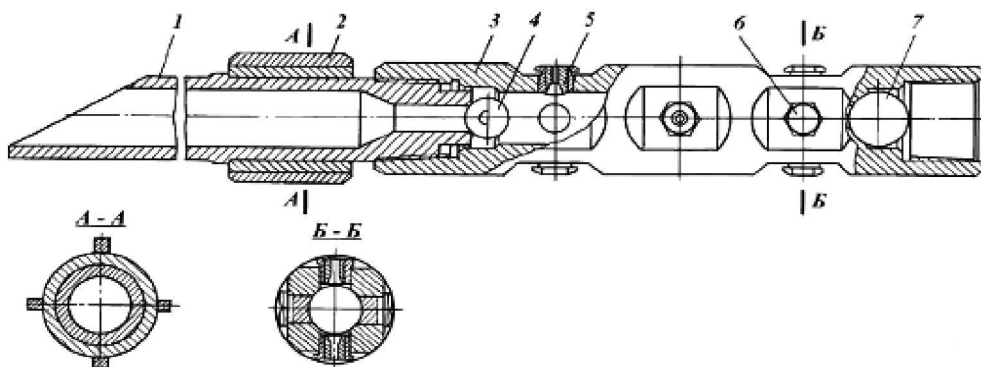
ГПП нецелесообразно применять в интервалах, уже подвергнутых кислотной обработке и ГРП, а также в сильнообводнённых пластах.

Основными материалами для осуществления ГПП являются рабочая жидкость и песок. В качестве рабочих жидкостей используют дегазированную нефть (в добывающих скважинах) и техническую воду (в водонагнетательных скважинах), а также растворы соляной кислоты с ПАВ (в любых скважинах). В качестве абразивного (стирающего) материала применяют песок с размером зерен от 0,2 до 2,0 мм с содержанием кварца более 50 %.

ГПП осуществляют с помощью специальных устройств – гидроперфораторов, содержащих насадки (сопла) из очень твёрдого сплава ВК6.

Гидропескоструйный перфоратор АП-6М100 предназначен для создания точечных и щелевых каналов в колонне, цементе и породах пласта. АП-6М применяют для перфорации скважин, обсаженных колоннами 141–219 мм; вырезки обсадных колонн тех же диаметров; расширения забоев необсаженных скважин и т.д.

Пескоструйный перфоратор АП-6М100 (рис. 5) состоит из корпуса 3; узла насадки 5, в комплект которого входят насадка, держатель насадки и стопорное кольцо; хвостовика 1; центратора 2; заглушек 6; клапана перфоратора 4 и клапана опрессовки труб 7.



**Рисунок 5** – Гидропескоструйный перфоратор АП-6М100:

- 1 – хвостовик; 2 – центратор; 3 – корпус; 4 – клапан перфоратора;  
5 – узел насадки; 6 – заглушка; 7 – клапан опрессовки труб

Симметричная конструкция корпуса перфоратора позволяет 2,5» резьбой подсоединяться с любой стороны к трубам или устанавливать хвостовик с центратором корпуса перфоратора. За 2,5» резьбой расположена камера опрессовочного клапана 7, служащего для опрессовки колонны труб.

На корпусе перфоратора имеется 10 резьбовых отверстий, расположенных в трёх горизонтальных плоскостях. В эти резьбовые отверстия монтируются узлы насадок. Для того чтобы сохранить габариты перфоратора, а также предупредить прихваты и удары узла насадок о стенки скважины при спускоподъёмных операциях, узел насадки размещается заподлицо с корпусом перфоратора.

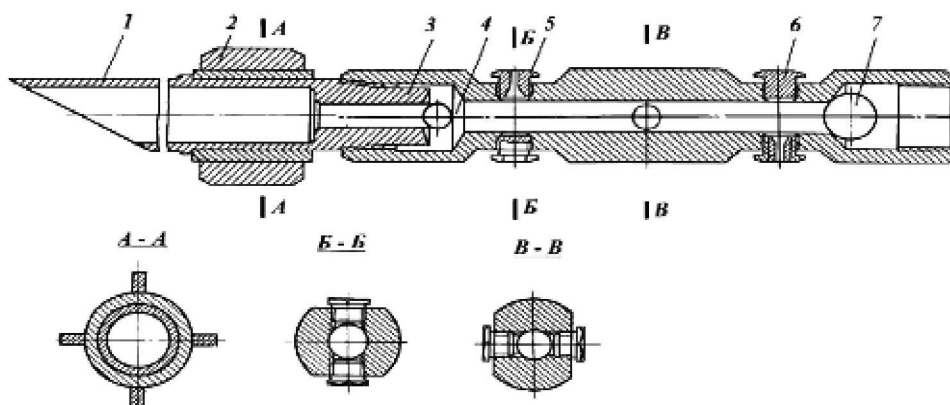
Торец шестигранника держателя насадки предохраняет корпус перфоратора от разрушения отражённой струёй жидкости с песком. По мере износа шестигранника держатели заменяются. В держателях имеется конусное гнездо, в которое запрессовывается насадка. Стопорное кольцо фиксирует насадку в держателе.

Насадки перфоратора изготавливаются из абразивостойких сплавов ВК6 и ВК6М. Они имеют коноидальный вход и конусную проточную часть (конусность 0°20') с диаметрами на входе 3,0; 4,5; 6,0 мм.

Для промывки скважин перфоратор снабжён хвостовиком с пером. В комплект перфоратора входят сменные центраторы для 5 и 6-дюймовых обсадных труб, которые монтируются на цилиндрической части хвостовика. Верхний торец хвостовика служит седлом клапана перфоратора 4.



Перфоратор АП-6М80 (рис. 6) конструктивно отличается от перфоратора АП-6М100. В нём сокращено число насадок до 6; уменьшены – внутренний диаметр до 30 мм, а подсоединительные резьбы до 2», причём узел насадки выполнен так же, как и в перфораторе АП-6М100.



**Рисунок 6** – Перфоратор АП-6М80:

1 – хвостовик; 2 – центратор; 3 – корпус; 4 – клапан перфоратора;  
5 – узел насадки; 6 – заглушка; 7 – опрессовочный клапан

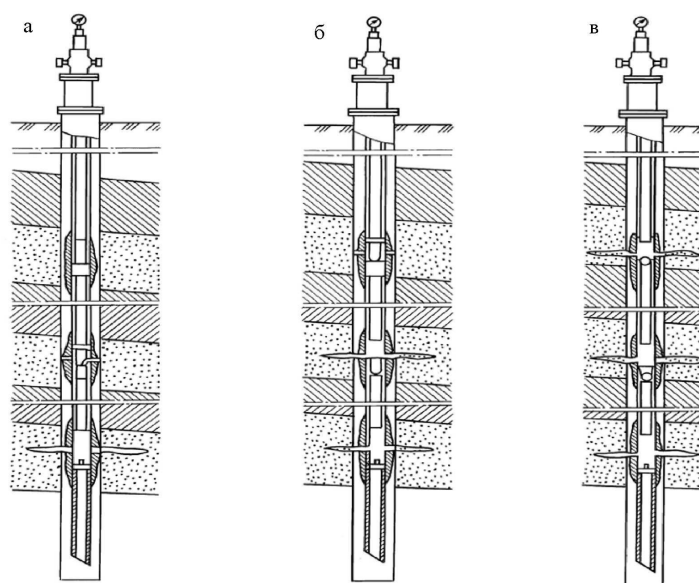
В таблице 2 показана техническая характеристика перфораторов АП-6М.

**Таблица 2** – Техническая характеристика перфораторов АП-6М

Параметры	АП-6М100	АП-6М80
Диаметр, мм	100	80
Длина, мм	835	780
Минимальный диаметр эксплуатационной колонны, в которой возможна перфорация, мм	120	100
Масса, кг	24	17
Допустимый перепад давления, МПа	60	
Допустимая забойная температура	не лимитируется	

При гидropескоструйном вскрытии несколько маломощных пластов, отстоящих друг от друга на большом расстоянии, а также пластов большой мощности и с аномально высоким пластовым давлением, целесообразно применять блок гидropескоструйных перфораторов ПЗК.

Этим перфоратором можно перфорировать последовательно снизу вверх один или несколько пластов без подъёма труб и прекращения подачи песчано-жидкостной смеси (рис. 7).

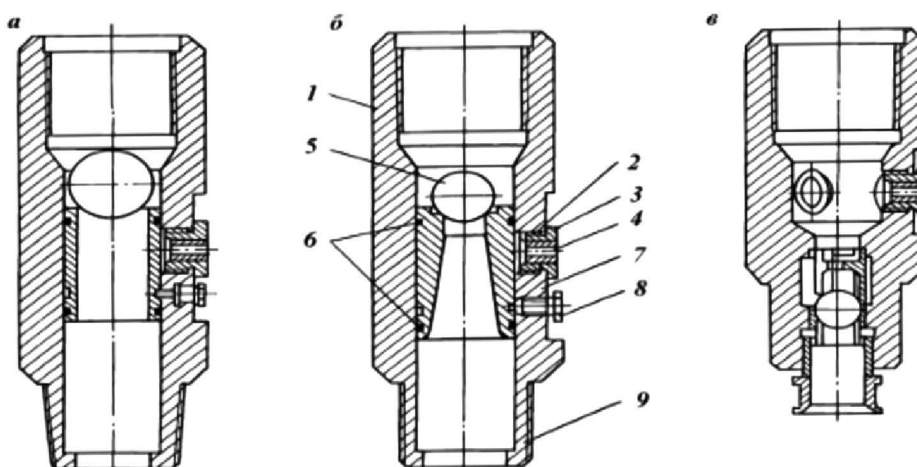


**Рисунок 7** – Схемы осуществления непрерывной гидropескоструйной перфорации с применением устройства ПЗК:  
а – вскрытие первого (нижнего) интервала; б – вскрытие второго интервала; в – вскрытие третьего интервала



Устройство ПЗК включает в себя до пяти отдельных перфораторов, соединяемых между собой патрубками или трубами.

Внизу сборки монтируется перфоратор, отличающийся тем, что шаровой клапан и седло клапана вмонтированы в него стационарно (рис. 8, в), при этом узел выполнен так, что обеспечивается обратная промывка.



**Рисунок 8** – Устройство для гидropескоструйной перфорации ПЗК:

1 – корпуса; 2 – насадки; 3 – держатели насадок; 4 – затвор; 5 – клапанный шар; 6 – уплотнительные кольца; 7 – фиксатор; 8 – винт фиксатора; 9 – заплечики

Четыре верхних перфоратора имеют одну типовую конструкцию (рис. 8, а, б), состоящую из корпуса 1 с заплечиками 9, клапанного шара 5, затвора 4, уплотнительных колец 6, насадок 2, держателей насадок 3, фиксатора 7 и винта фиксатора 8.

Диаметр посадочных гнёзд четырёх верхних перфораторов подобраны таким образом, чтобы клапанные шары нижних перфораторов свободно проходили через посадочные гнёзда всех верхних перфораторов.

В таблице 3 показана техническая характеристика ПЗК.

**Таблица 3** – Техническая характеристика ПЗК

Диаметр эксплуатационной колонны, в которой возможна перфорация, мм	141 и более
Максимально допустимое давление, МПа	50
Допустимая температура на забое, °С	100
Присоединительная резьба	НКТ 73 по ГОСТ 33-33

При гидropескоструйной перфорации применяется то же оборудование, как и при гидроразрыве пласта. Устье скважины оборудуется стандартной арматурой типа 1АУ-700, рассчитанной на рабочее давление 70,0 МПа.

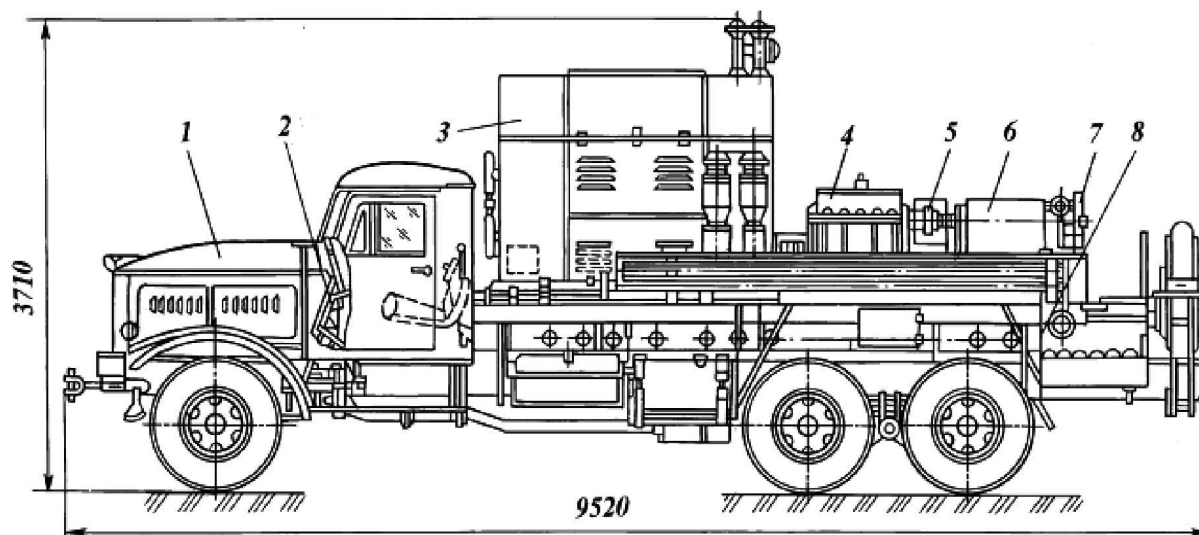
Для прокачки песчано-жидкостной смеси используются насосные агрегаты, смонтированные на платформе тяжелых грузовых автомобилей 2АН-500 или 4АН-700, развивающие максимальные давления соответственно 50 и 70 МПа. При меньших давлениях используют цементировочные агрегаты, предназначенные для цементировочных работ при бурении. Число агрегатов  $n$  определяется как частное от деления общей необходимой гидравлической мощности на гидравлическую мощность одного агрегата, причём для запаса берётся ещё один насосный агрегат.

$$n = \frac{Q \cdot P_{ycm}}{\eta \cdot q_a \cdot P_a} + 1,$$

где  $Q$  – расчётный суммарный расход жидкости;  $P_{ycm}$  – давление на устье скважины;  $q_a$  – подача одного агрегата на расчётном режиме;  $P_a$  – давление, развиваемое агрегатом;  $\eta$  – коэффициент, учитывающий техническое состояние насосных агрегатов и их износ ( $\eta = 0,75$ ).

Агрегат 4АН-700 (рис. 9) состоит из силового агрегата, четырёхскоростной коробки передач, трёхплунжерного насоса 4Р-700 с диаметрами плунжеров 100 или 120 мм с ходом плунжера 200 мм, вспомогательного трубопровода, манифольда и системы управления. Всё оборудование закреплено на общей монтажной раме.





**Рисунок 9** – Насосный агрегат 4АН-700:

- 1 – шасси автомобиля КрАЗ-27761; 2 – пульт управления; 3 – силовой агрегат;
- 4 – коробка переключения передач; 5 – зубчатая муфта; 6 – насос; 7 – напорный трубопровод;
- 8 – вспомогательный трубопровод

Силовой агрегат, выполненный на базе дизельного двигателя, мощностью 588 кВт при 2000 об./мин. оборудован системами водяного охлаждения, смазки и питания, многодисковой фрикционной муфтой сцепления постоянно замкнутого типа, контрольно-измерительными приборами, электросистемой с аккумуляторной батареей, обеспечивающей запуск дизельного двигателя электростартером.

Для обеспечения работы насоса во всём диапазоне давлений и подач он укомплектован сменными плунжерами двух типоразмеров.

В таблице 4 приведена техническая характеристика УН1-630×700А (4АН-700), а в таблице 5 – подача и давление насоса агрегата УН1-630×700А (4АН-700).

**Таблица 4** – Техническая характеристика УН1-630×700А (4АН-700)

Автошасси	
Модель	КрАЗ-257Б1А
Грузоподъёмность, тонн	12
Тяговый двигатель	ЯМЗ-238
Мощность, кВт	176,5
Силовой агрегат	
Шифр	9УС-800
Двигатель	В2-800ТК-С3
Максимальная мощность, кВт (n = 2000 об./мин.)	588
Номинальная мощность, кВт (n = 1800 об./мин.)	544
Насос	
Шифр	4Р-700
Максимальный расход, л/с	22
Максимальное давление, МПа	70
Полезная мощность, кВт	452
Диаметр сменных плунжеров, мм	200
Наибольшее число двойных ходов в минуту	192
Диаметр трубопроводов (условный проходной), мм:	
приёмного	100
напорного	50



Продолжение таблицы 4

Вспомогательный трубопровод	
Диаметр (условный проходной), мм	50
Количество труб	6
Число шарнирных колен	6
Габариты установки	
Длина, мм	9800
Ширина, мм	2900
Высота, мм	3320
Масса, кг	22540

Таблица 5 – Подача и давление насоса агрегата УН1-630×700А (4АН-700)

Подача и давление насоса					
Скорость	Число двойных ходов насоса в мин.	Диаметр сменных плунжеров насоса, мм			
		100		120	
		идеальная подача, дм <sup>3</sup> /с	давление, МПа	идеальная подача, дм <sup>3</sup> /с	давление, МПа
I	80	6,3	70	9,0	51,0
II	109	8,5	54	12,3	37,5
III	153	12,0	38	17,3	26,6
IV	192	15,0	30,5	22,0	21,0

Песчано-жидкостная смесь готовится в пескосмесительном агрегате типа 4ПА (рис. 10), который представляет собой бункер для песка ёмкостью 10 м<sup>3</sup> с коническим дном. В нижней части бункера вдоль продольной оси установлен шнек. Скорость вращения шнека ступенчато изменяется от 13,5 до 267 об./мин. В соответствии с этим подача песка изменяется от 3,4 до 676 кг/мин. Кроме того, агрегат снабжён насосом 4НП (насос песковый) низкого давления для перекачки песчано-жидкостной смеси. Бункер со всем оборудованием смонтирован на шасси тяжелого автомобиля.

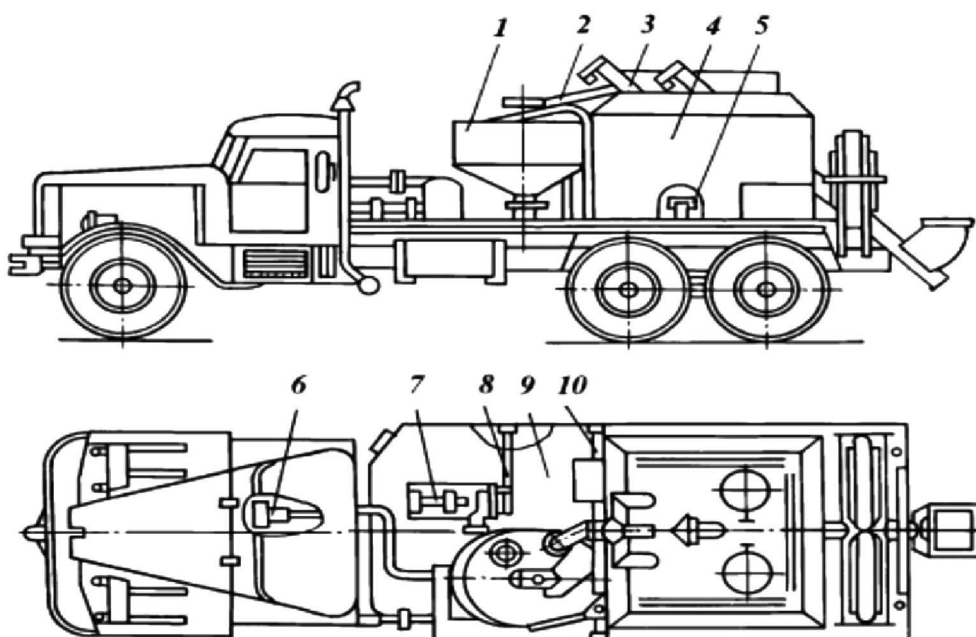


Рисунок 10 – Установка пескосмесительная 4ПА:

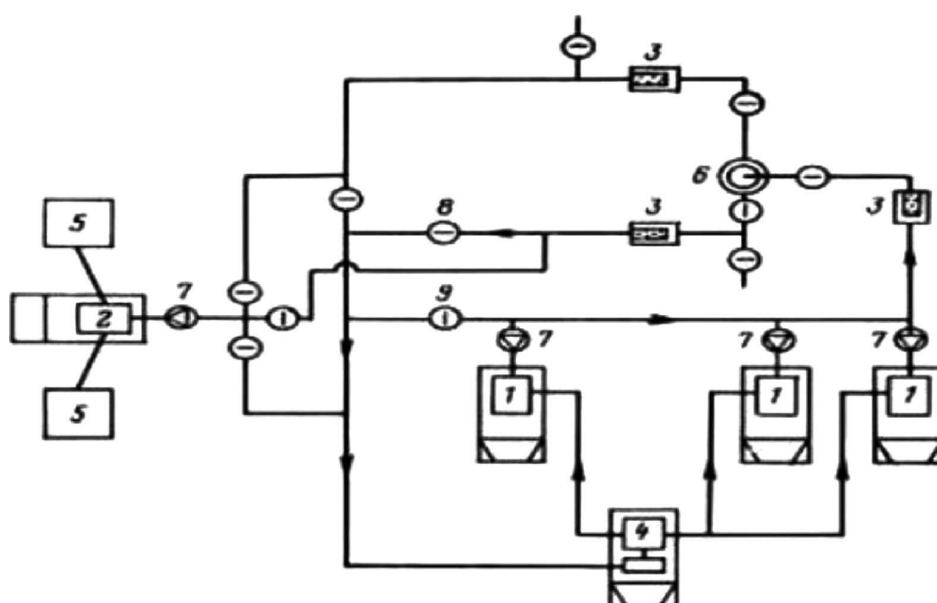
- 1 – смеситель; 2 – желоб для ввода сыпучего материала в смеситель; 3 – рабочий шнек; 4 – бункер;
- 5 – пневмовибраторы; 6 – гидросистема; 7 – гидронасос; 8 – раздаточный коллектор; 9 – рама;
- 10 – приёмный коллектор



Специальные рабочие жидкости завозят на скважину автоцистернами или приготавливают в небольших (10–15 м<sup>3</sup>) ёмкостях, установленных на салазках. В обвязку поверхностного оборудования монтируют фильтры высокого давления – шламоуловители, предупреждающие закупорку насадок крупными частицами породы.

В качестве рабочей жидкости используют техническую воду с ПАВ, пластовую воду, 5–6 %-ный раствор соляной кислоты, дегазированную нефть и др. Песок должен быть с преимущественным (более 50 %) содержанием кварца фракции 0,2–2,0 мм.

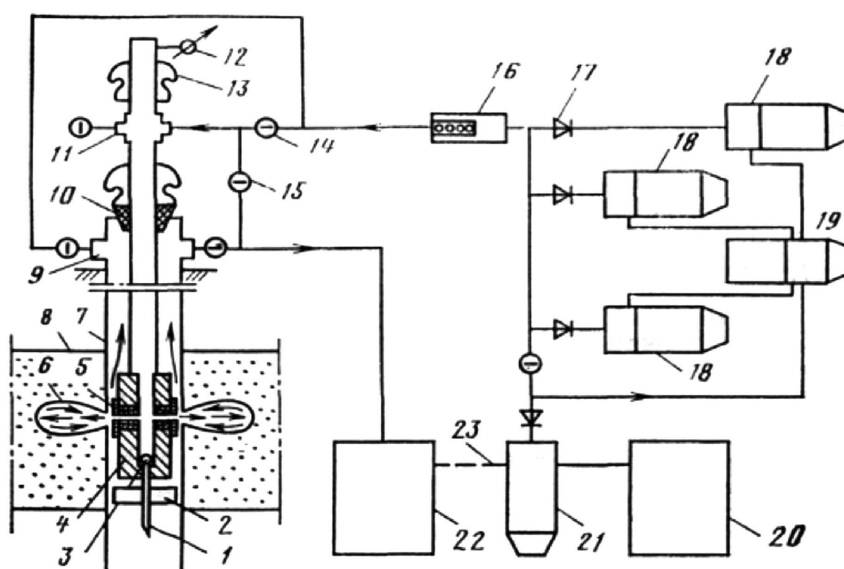
Обвязка поверхностного оборудования может быть с повторным использованием жидкости и песка (закольцованная схема, рис. 11), со сбросом песка и со сбросом песка и жидкости (см. рис. 12) – наиболее простая схема.



**Рисунок 11** – Обвязка поверхностного оборудования

при проведении гидropескоструйной перфорации по замкнутому циклу:

- 1 – АН-700; 2 – ЦА-320; 3 – шламоуловитель; 4 – пескосмеситель; 5 – ёмкость; 6 – скважина; 7 – обратный клапан; 8 – открытые краны; 9 – закрытые краны



**Рисунок 12** – Технологическая схема гидropескоструйной перфорации со сбросом жидкости и песка:

- 1 – хвостовик; 2 – центратор; 3 – рабочий шар; 4 – корпус гидроперфоратора; 5 – узел насадки; 6 – канал перфорации; 7 – ствол скважины; 8 – продуктивный пласт; 9 – устьевая головка арматуры устья; 10 – резиновая герметизирующая манжета; 11 – трубная головка арматуры устья; 12 – манометр; 13 – элеватор для подъёма труб; 14, 15 – задвижка (открытая, закрытая); 16 – шламоуловитель; 17 – обратный клапан; 18 – насосные агрегаты; 19 – пескосмеситель; 20 – ёмкость; 21 – насосный агрегат; 22 – амбар; 23 – линия забора при повторном использовании жидкости



Технология ГПП включает следующие операции:

- 1) глушение скважины закачкой жидкости (при наличии уже вскрытых пропластков);
- 2) спуск перфоратора на НКТ (бурильных трубах) с помощью подъёмника на заданную глубину и привязку геофизическими методами места установки его по пласту-реперу и по утолщённой муфте-реперу на НКТ с учётом деформации труб при циркуляции жидкости;
- 3) обвязку устья и наземного оборудования;
- 4) ввод в НКТ опрессовочного шара, опрессовку системы манифольдов и НКТ на 1,5-кратное рабочее давление, вымыв опрессовочного шара на поверхность обратной (по затрубному пространству) циркуляцией рабочей жидкости и оценку потерь давления на трение промывкой скважины на режиме перфорации;
- 5) спуск рабочего шара;
- 6) проведение собственно перфорации;
- 7) приподъём перфоратора и переход на вышележащий интервал (эти две последние операции многократно повторяются);
- 8) вымыв обратной промывкой рабочего шара и обратную промывку от песка;
- 9) подъём НКТ с перфоратором, демонтаж оборудования.

При ГПП можно создавать нормальные (горизонтальные) и наклонные (наиболее целесообразен угол наклона к оси скважины 60°) каналы, вертикальные и горизонтальные щели. Плотность перфорации часто составляет 1–4 отв./м. Однако этого недостаточно. В слоистых коллекторах целесообразно создавать 10–20 нормальных и 6–10 наклонных каналов или 18–20 щелей (длиной каждая по 100 мм) на 1 м толщины пласта.

Совершенствование ГПП ведётся в направлении использования газожидкостно-песочной смеси (увеличивается длина каналов в 2,0–3,5 раза), кислотных растворов, добавки в жидкость полимеров, создания шланговых и зондовых гидромониторных гидропескоструйных устройств.

### Методика расчёта процесса гидропескоструйной перфорации

Объём рабочей жидкости принимается равным 1,3–1,5 объёма скважины при работе по замкнутому циклу. При работе со сбросом объём жидкости определяют из простого соотношения:

$$V = q_H \cdot n \cdot t \cdot N,$$

где  $q_H$  – принятый расход жидкости через одну насадку;  $n$  – число одновременно действующих насадок;  $t$  – продолжительность перфорации одного интервала (15–20 мин.);  $N$  – число перфорационных интервалов.

Количество песка принимается из расчёта 50–100 кг песка на 1 м<sup>3</sup> жидкости.

Процесс ГПП связан с работой насосных агрегатов, развивающих высокие давления, и в некоторых случаях с применением горячих жидкостей. Поэтому проведение этих работ регламентируется особыми правилами по охране труда и пожарной безопасности, несоблюдение которых может привести к очень тяжёлым последствиям. Перед началом работ обязательно опрессовка всех коммуникаций на давление, в 1,5 раза превышающее рабочее. ГПП осуществляют, начиная с нижних интервалов.

Общие гидравлические потери при гидропескоструйной перфорации складываются из следующих факторов:

$P_1$  – потерь давления на трение в НКТ при движении песчано-жидкостной смеси от устья до пескоструйного аппарата;

$\Delta P$  – потерь давления в насадках, определяемых по графикам или расчётным путём;

$P_2$  – потерь на трение восходящего потока жидкости в затрубном кольцевом пространстве;

$P_3$  – противодействия на устье скважины в затрубном пространстве.

Так как гидростатические давления жидкости в НКТ и кольцевом пространстве при работе по замкнутой системе уравновешены, то давление нагнетания на устье  $P_{yсм}$  будет равно сумме всех потерь:

$$P_{yсм} = P_1 + \Delta P + P_2 + P_3.$$

Величина  $P_1$  определяется по формулам трубной гидравлики:

$$P_1 = \lambda \cdot \frac{L}{d_{вн}} \cdot \frac{v_m^2}{2 \cdot g} \cdot \rho,$$

где коэффициент трения  $\lambda$  определяется как обычно через число  $Re$ , но увеличивается на 15–20 % вследствие присутствия песка в жидкости;  $L$  – длина НКТ;  $d_{вн}$  – внутренний диаметр НКТ;

$v_m$  – линейная скорость потока в НКТ:  $v_m = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d_{вн}^2}$ ;  $\rho$  – плотность песчано-жидкостной смеси.



Величина  $\Delta P$  определяется по графикам. Величина  $P_2$  также определяется по формуле трубной гидравлики для движения жидкости по кольцевому пространству:

$$P_2 = (1,15 \div 1,20) \cdot \lambda \cdot \frac{L}{D_{вн} - d_H} \cdot \frac{v_K^2}{2 \cdot g} \cdot \rho,$$

где  $D_{вн}$  – внутренний диаметр обсадной колонны;  $d_H$  – наружный диаметр НКТ;  $v_K$  – линейная скорость восходящего потока жидкости в кольцевом пространстве, которая не должна быть меньше 0,5 м/с для полного выноса песка и предупреждения прихвата труб:

$$v_K = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot (D_{вн}^2 - d_H^2)}.$$

**Основные преимущества метода ГПП по сравнению с прочими методами перфорации (реперфорации) скважин**

Метод гидropескоструйной перфорации хорошо зарекомендовал себя на месторождениях Российской Федерации. Гидropескоструйная перфорация может проводиться как в наклонно-направленных, так и в горизонтальных скважинах, а также в скважинах с отрицательными углами в любое время суток и не требует специальных мер безопасности и отключения электроэнергии. При этом её стоимость не выше, чем при кумулятивном способе перфорации. Удельная поверхность вскрытия пласта достигает на 80–100 % больше, чем при кумулятивной перфорации. Об эффективности ГПП свидетельствует тот факт, что в настоящее время во многих НГДУ, прежде всего в Западной Сибири, интенсивно проводится реперфорация, т.е. зачастую после ввода скважины в эксплуатацию в интервале кумулятивной перфорации сразу же производится гидropескоструйная. При этом производительность скважин существенно возрастает.

Опыт проведения гидropескоструйной перфорации показывает, что, как правило, при её проведении минимальное увеличение производительности скважин происходит в 1,5–2,0 раза от первоначальной, максимальное в десятки раз. И при этом на обводнённых месторождениях увеличивается нефтяная составляющая в общем балансе извлекаемой жидкости из скважин.

В таблице 6 показано сравнение технологических показателей различных способов перфорации эксплуатационных колонн, из которых видно, что технология гидropескоструйной перфорации выгодно отличается от других способов и способствует повышению эффективности вторичного вскрытия продуктивных пластов.

**Таблица 6 – Сравнение технологических показателей различных способов перфорации эксплуатационных колонн**

№	Показатели сравнения методов перфорации	Пулевая	Кумулятивная	Прокапывание	Сверление	Гидро-пескоструйная
1	Вероятность нарушения целостности крепи вне интервала перфорации	+	+	–	–	–
2	Реализация всех потенциальных возможностей продуктивного пласта	–	–	–	–	+
3	Возможность вскрытия продуктивного пласта на депрессии	–	+	–	–	–
4	Возможность обработки продуктивного пласта жидкостью вскрытия без подъёма перфоратора	–	–	–	–	–
5	Возможность исследования вскрытого пласта без подъёма перфоратора	–	–	–	–	–
6	Наличие повышенной опасности при проведении операции	+	+	–	–	+
7	Требование наличия оборудования высокого давления (>20 МПа)	–	–	+	–	+
8	Ограничение по времени суток при проведении операции	+	+	–	–	+

« + » – имеется; «–» – не имеется

Вследствие большой трудоёмкости и стоимости ГПП применяют там, где стреляющая перфорация оказывается неэффективной (в разведочных скважинах) и для повышения продуктивности скважин. Это составляет около 5 % создаваемых отверстий или 1500 скважин в год.



Основным недостатком метода гидропескоструйной перфорации является его относительно высокая стоимость и ограничения по применению на «старом» эксплуатационном фонде, где от плотности металла эксплуатационной колонны и цементного камня зависит вид и интенсивность воздействия.

**Анализ технологической эффективности проведения ГПП на скважинах Смольниковского месторождения**

Результаты многочисленных научно-практических исследований показывают, что применение традиционных ОПЗ (таких, как поинтервальные СКО) даёт положительный результат лишь при отсутствии перетоков в заколонном пространстве, являющихся следствием некачественного крепления скважин, динамических нагрузок от кумулятивной перфорации, многочисленных геолого-технических и ремонтных мероприятий и др.

В настоящее время одним из наиболее перспективных мероприятий по повышению интенсификации добычи нефти на Смольниковском месторождении является применение технологии вторичного вскрытия продуктивного пласта посредством гидропескоструйной перфорации, т.к. данный вид ГТМ хорошо зарекомендовал себя на аналогичных по геолого-физическим условиям месторождениях Удмуртии (Патраковском, Лозолюкско-Зурином и др.).

Особенность работы скважины, продуктивный горизонт которой вскрыт гидропескоструйной перфорацией, заключается в изменении режима работы пласта по сравнению с традиционными методами вскрытия. Опыт проведения гидропескоструйной перфорации показывает, что, как правило, при её проведении минимальное увеличение производительности скважин происходит в 1,5–2,0 раза от первоначальной, максимальное в десятки раз. И при этом на обводнённых месторождениях увеличивается нефтяная составляющая в общем балансе извлекаемой жидкости из скважин.

В 2015–2016 гг. на добывающих скважинах Смольниковского месторождения было произведено 10 операций по вторичному вскрытию продуктивного пласта путём гидропескоструйной перфорации.

Результаты проведения ГПП на добывающих скважинах Смольниковском месторождения в 2015–2016 гг. приведены в таблице 7.

**Таблица 7 – Технологическая эффективность проведения ГПП на Смольниковском месторождении**

№ скважины	Дебит по жидкости, м <sup>3</sup> /сут.		Дебит по нефти, тонн/сут.		Обводнённость продукции, %		Среднесуточный прирост		Отработанное время, сут.	Дополнительная добыча, тонн
	до обработки	после обработки	до обработки	после обработки	до обработки	после обработки	жидкости, м <sup>3</sup> /сут.	нефти, тонн/сут.		
157	10,7	16,9	10,3	16,3	3,7	3,6	6,2	6,0	254,0	1524,0
174	12,3	18,4	11,7	17,5	4,9	4,9	6,1	5,8	248,0	1438,4
237	7,0	10,5	3,7	5,6	47,1	46,7	3,5	1,9	216,0	410,4
289	14,2	18,4	11,8	15,3	16,9	16,8	4,2	3,5	277,0	969,5
285	6,7	13,3	6,5	12,9	3,0	3,0	6,6	6,4	239,0	1529,6
293	9,8	14,6	8,8	13,2	10,2	9,6	4,8	4,4	199,0	875,6
224	13,5	16,8	10,6	13,2	21,5	21,4	3,3	2,6	195,0	507,0
286	14,3	19,5	12,1	16,5	15,4	15,4	5,2	4,4	180,0	792,0
287	15,7	18,9	12,7	15,3	19,1	19,0	3,2	2,6	131,0	340,6
288	10,0	16,5	9,8	16,1	2,0	2,4	6,5	6,3	97,0	611,1
удельное значение	11,4	16,4	9,8	14,2	14,4	14,3	5,0	4,4	203,6	899,8
Суммарная дополнительная добыча нефти, тонн										8998,2

Анализируя таблицу результатов проведения ГПП по основным параметрам работы скважин до и после обработки, имеем:

- после проведения ГПП суточный дебит скважин по жидкости вырос в среднем на 5,0 м<sup>3</sup>;
- дебит скважин по нефти увеличился в среднем на 4,4 тонн/сут.;
- обводнённость добываемой продукции по рассмотренной группе скважин практически не изменилась.



Наилучший эффект в плане прироста дебита нефти получен по скважинам № 157 (+6,0 тонн/сут.), № 285 (+6,4 тонн/сут.), № 288 (+6,3 тонн/сут.), № 174 (+5,8 тонн/сут.). Хорошие результаты так же получены по скважинам №№ 289, 293 и 286, где приросты дебитов составили от 3,5 до 4,4 тонн/сут.

Суммарная дополнительная добыча нефти от проведения ГПП на конец отчётного периода составила 8998,2 тонны.

Товарная добыча нефти по месторождению без проведения ГПП составила бы 107,0 тыс. тонн, а с учётом дополнительной добычи от проведения ГТМ товарная добыча нефти составила 115,998 тыс. тонн.

По результатам анализа определено следующее:

- все рассмотренные обработки призабойной зоны добывающих скважин имеют достаточно высокую эффективность от 1,9 до 6,4 тонн/сут. при незначительном росте обводнённости продукции скважин, а в некоторых случаях и со снижением содержания воды;

- относительно невысокая эффективность на скважине № 237 объясняется в основном тем, что на указанных скважинах обработки проводились без гидромониторной промывки в зоне перфорации, что неблагоприятно сказалось на состоянии гидропроводности ПЗП и, как следствие, привело к незначительным эффектам, хотя на общем фоне ГТМ, проводимых по базовым технологиям (СКО, ПСКО и т.п.), где средние удельные эффекты, как правило, не превышают 0,7 тонн/сут., прирост в 1,9 тонн/сут. можно отнести к разряду «выше среднего».

### **Вывод о технологической эффективности проведения ГПП на скважинах Смольниковского месторождения**

Приведенные выше результаты рассмотренных ГТМ позволяют сделать следующие рекомендации:

- продолжить проведение данного вида интенсификации добычи нефти на эксплуатационном фонде Смольниковского месторождения;

- наряду с обработками добывающих скважин применить в экспериментальном порядке технологию ГПП на нагнетательном фонде с целью увеличения приёмистости скважин в застойных зонах нефтеносного пласта;

- обратить особое внимание на качественную подготовку рабочих составов и соблюдение технологии обработки ПЗП скважин;

- для повышения эффективности гидравлической перфорации необходимо сократить непродуцируемое время, на которое процесс перфорации прекращается для изменения глубины подвески перфоратора. Для этого применяют технологию непрерывного процесса. В этом случае устье скважины оборудуют головкой с сальником, позволяющей агрегату подземного ремонта поднимать колонну НКТ, подвешенную на элеваторе. Жидкость подводят к колонне труб промывочным шлангом. При подобном оборудовании возможно проводить перфорацию колонны в интервале, соответствующем длине одной насосно-компрессорной трубы.

На основании представленного анализа технологической эффективности проведения ГПП на скважинах Смольниковского месторождения можно сделать вывод о том, что внедрение данного вида интенсификации добычи является высокорентабельным.

### **Литература:**

1. Проект разработки Смольниковского нефтяного месторождения.
2. Сборник инструкций по технике безопасности, пожарной безопасности и промсанитарии для бригад капитального ремонта скважин УПНП и КРС ОАО «Белкамнефть». – Ижевск, 2007.
3. Положение о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах ОАО «Белкамнефть». – Ижевск, 2005.
4. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
6. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение – Юг», 2011. – 603 с.
7. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
8. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
9. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
10. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.



11. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
12. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b2bd79b5d43a88521206d26\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b2bd79b5d43a88521206d26_0.html)
13. Божко Г.И., Дуванов А.М., Фельдман Н.И. Анализ состояния взрывных методов вторичного вскрытия и газодинамической обработки нефтегазовых пластов за рубежом // НТВ «Каротажник». – Тверь : Издательство «АИС», 2001. – Вып. 78.
14. Гайворонский И.Н. Эффективность вскрытия пластов перфорацией // НТВ «Каротажник». – Тверь : Издательство «АИС», 1998. – Вып. 42.
15. Панцарников Д.С., Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Савенок О.В. Техника и технология геофизических методов исследования горизонтальных скважин на Фёдоровском нефтегазовом месторождении // Нефть. Газ. Новации. – Самара : ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2016. – № 2/2016. – С. 42–45.
16. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Компьютеризация геофизических методов исследования скважин // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам X Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (15 февраля 2016 года, г. Харьков). – Д. : научно-информационный центр «Знание», 2016. – Ч. 4. – С. 130–135.
17. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Шьяка Хахим. Контроль качества геофизических исследований скважин // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 4. – С. 38–59 – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/SET/2016/4/2016-4-38-59.pdf>

### References:

1. Project of development of the Smolnikovskiy oil field.
2. The collection of safety rules, fire safety and industrial hygiene for crews of workover of UPNP and KRS JSC Belkamneft. – Izhevsk, 2007.
3. The provision on production control over observance of requirements of industrial safety on hazardous production facilities of JSC Belkamneft. – Izhevsk, 2005.
4. Antoniadis D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.
6. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G. V., Savenok O.V. Ecology at construction oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
8. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverdrovin Science i practice : monograph. – L'viv : Spol, 2018. – 476 p.
9. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 274 p.
10. Priests V.V., Bogush I.A., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Search, investigation and operation of oil and gas fields : manual. – Novochoerkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.
11. Priests V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov, Shvets V.V. Geophysical surveys and works in wells : manual. – Novochoerkassk : Lik publishing house, 2017. – 326 p.
12. Development and operation of oil and gas fields. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b2bd79b5d43a88521206d26\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b2bd79b5d43a88521206d26_0.html)
13. Bozhko G.I., Duvanov A.M., Feldman N.I. Analysis of a condition of explosive methods of secondary opening and gasdynamic processing of oil and gas layers abroad // NTV «Logger». – Tver : AIS publishing house, 2001. – Issue 78.
14. Gayvoronsky I.N. Efficiency of opening of layers perforation // NTV «Logger». – Tver : AIS publishing house, 1998. – Issue 42.
15. Pantsarnikov D.S., Petrushin E.O., Arutyunyan Ampere-second., Savenok O.V. Tekhnika and technology of geophysical methods of a research of horizontal wells on the Fyodorovskiy oil and gas field // Oil. Gas. Innovations. – Samara : LLC Editorial Office of the Magazine Neft. Gaz. Novatsii, 2016. – No. 2/2016. – P. 42–45.
16. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Kompyuterization of geophysical methods of well survey // the Collection of articles of Znaniye scientific information center on materials X of the International correspondence scientific and practical conference «Development of Science in the 21st Century» (on February 15, 2016, Kharkiv). – Д. : Znaniye scientific information center, 2016. – P. 4. – P. 130–135.
17. Petrushin E.O., Arutyunyan Ampere-second., Shyaca Hakeem. Quality control of geophysical surveys of wells // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – No. 4. – P. 38–59 – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/SET/2016/4/2016-4-38-59.pdf>