

УДК 622.245.142

**ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПУТЕМ  
ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ  
ГЛУБОКОПРОНИКАЮЩЕЙ ПЕРФОРАЦИИ**

**А.М. СЕЛЮТИН, В.М. ТКАЧЕВ,  
А.И. СТОЛЯРОВ, В.А. СТАХЕЙКО**

*Учреждение образования «Гомельский государственный  
технический университет имени П.О. Сухого»,  
Республика Беларусь*

**В.В. ШКАНДРАТОВ**

*Белорусский научно-исследовательский  
и проектный институт нефти, Республика Беларусь*

Трудности белорусской нефтяной промышленности, возникшие в 90-х годах, обусловлены не только экономическими, но и геолого-технологическими причинами, вызванными изменением структуры запасов нефти. В связи со значительной выработкой высокопродуктивных месторождений, возросла актуальность разработки современных наукоемких методов добычи трудноизвлекаемых запасов нефти. В ГГТУ им. П.О. Сухого в сотрудничестве с БелНИПИнефть в течение последних лет ведутся работы по созданию глубокопроникающих методов вскрытия нефтесодержащих пластов.

Продуктивность скважины значительно зависит от числа флюидопроводящих микротрещин, пересеченных эксплуатационным забоем [1]. Широко применяемые в настоящее время методы перфорации эксплуатационных колонн в обсаженной скважине (пулевая, кумулятивная, сверлящая) вскрывают пласт точно, поэтому не могут обеспечить полной реализации его потенциальных возможностей.

При увеличении глубины перфорационного канала преследуются, главным образом, две цели: увеличение площади пластового флюида и разрушение в продуктивном пласте зоны кольматации, которая образовалась во время бурения, что в итоге определяет продуктивность скважины.

Известен ряд конструкторских решений по созданию скважинных гидромониторов, закрепленных в нижней части колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) и имеющих гидроцилиндр, обеспечивающий выдвижение гибкого рабочего органа и образование в пласте одного или нескольких радиальных от ствола скважины каналов за счет гидropескоструйной, кислотной или комбинированной обработки струей рабочей жидкости (РЖ) слагающей породы [2].

Для выхода гибкого рабочего органа за пределы обсадной колонны необходимо вырезать в ней окно. Разделение операций по выполнению радиально расположенного окна и последующего позиционирования сопла гидромонитора относительно окна технически реализовать сложно и экономически не оправдано из-за увеличения количества спускоподъемных операций. Совмещение операций гидropескоструйной перфорации обсадной колонны и дальнейшего проникновения гибкого рабочего органа в пласт также трудно выполнимо из-за ограниченных размеров входного отверстия, получаемого в обсадной колонне. Проще при вращении колонны НКТ выполнить кольцевое окно режущим инструментом, закрепленным в месте выхода гибкого шланга из рабочей головки аппарата.

Рассмотрим основные узлы и порядок работы одного из предлагаемых вариантов комбинированного гидромонитора по выполнению перфорации в обсадной трубе и проходке канала на примере схемы, представленной на рис. 1.

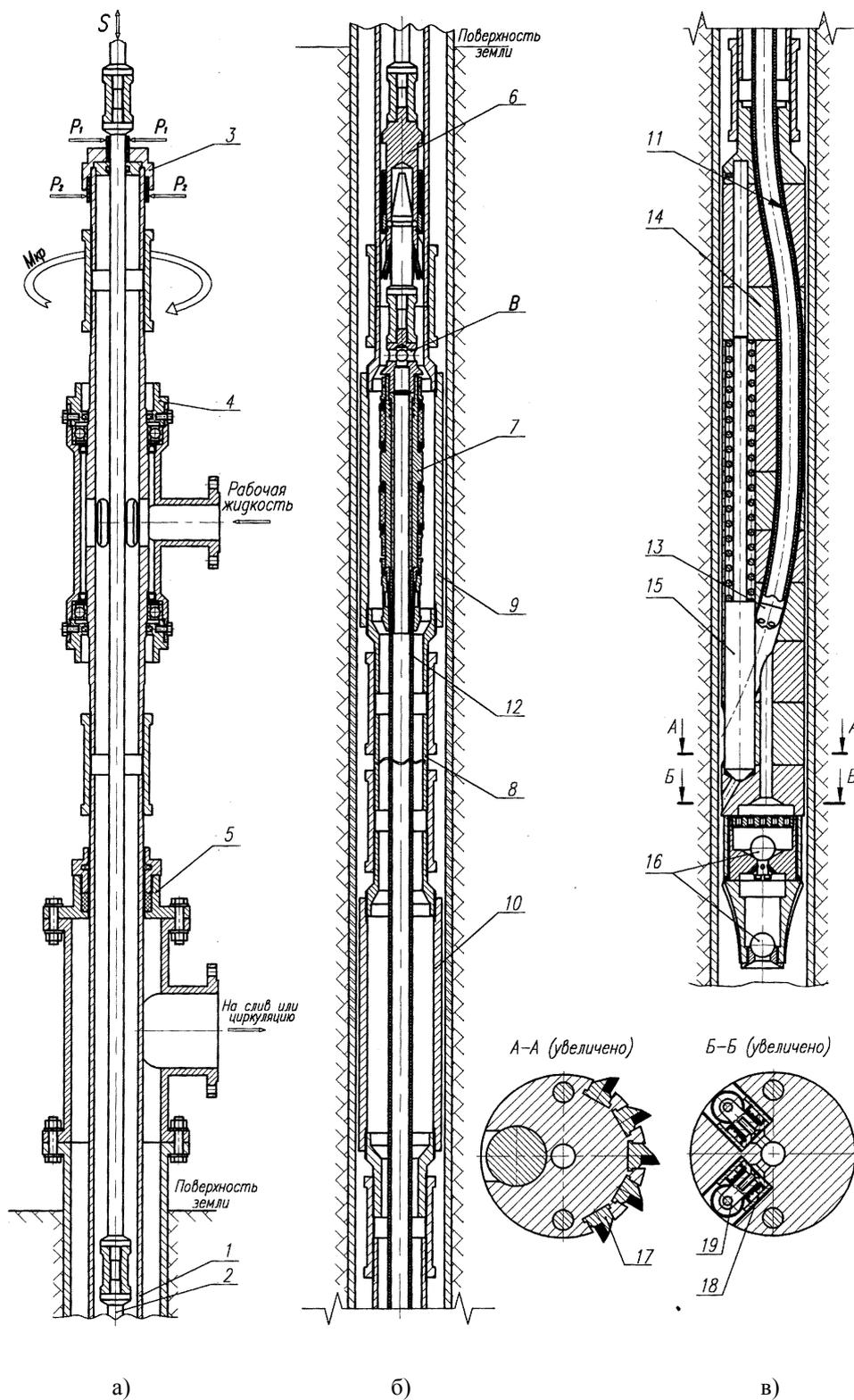


Рис. 1. Схема гидромонитора

Исполнительная часть аппарата состоит из двух последовательно соединенных частей: гидроцилиндра 8 и рабочей головки 14. Гидроцилиндр 8 состоит из трубы

НКТ, на обоих концах которой закреплены расширительные полости 9 и 10. Поршень гидроцилиндра 7 имеет сквозной центральный канал с входным отверстием *B*. К поршню присоединен шланг, способный выдерживать рабочее давление 100 МПа. Уплотнение поршня осуществляется комплектными наборами сжимаемых колец из полимерных материалов, способных работать при температуре 80...120 °С. Рабочая головка 14 позволяет осуществить размещение канала-отклонителя 11, шланга гибкого рабочего органа с соплом 13 гидромонитора, запорного клапана 15, обратного клапана 16, неподвижного 17 режущего инструмента, а также отклонителя колонны НКТ, состоящего из катковых опор 19, которые монтируются на поршнях гидротолкателей 18.

Принудительное перемещение поршня *S*, вращение колонны НКТ 1, герметизация рабочих полостей, подвод РЖ от насоса высокого давления, слив отработанной смеси, выполнение соединительно-разъединительных операций на колонне насосных штанг осуществляются с помощью устьевого сальника 3, вертлюга 4, сливного патрубка 5, быстродействующего соединения 11. Конструктивные особенности узлов гидромонитора в данной статье не рассматриваются.

Гидроцилиндр 8 с поршнем 7, находящимся в верхней расширительной полости 9, рабочая головка аппарата 14 со вставленным гибким шлангом 12 присоединяются к нижней части колонны НКТ до спуска в скважину. После спуска на необходимую глубину колонна НКТ 1 фиксируется в продольном направлении и осуществляется спуск колонны насосных штанг 2. Присоединение колонны насосных штанг к хвостовику поршня 7 посредством быстродействующего соединения 6 можно проконтролировать по перепадам давления нагнетаемой в колонну НКТ жидкости, возникающим при перемещении поршня *S* к верхнему или нижнему проходному отверстию расширительной области 9. Колонна насосных штанг остается подвешенной, а колонна НКТ план-шайбой приводится во вращение с частотой 15...25 об/мин. При этом колонна насосных штанг за счет имеющегося в быстродействующем соединении 9 подшипника во вращение не увлекается. Клапаны 15 и 16 закрыты. Через вертлюг 4 внутреннюю полость колонны НКТ подключают к нагнетательной магистрали насосного агрегата. При этом подающаяся под избыточным давлением жидкость воздействует на поршни гидротолкателей 18. Выдвигаются катковые опоры отклонителя колонны НКТ. Осуществляется прорезание кольцевого окна в трубе обсадной колонны.

Затем колонну НКТ фиксируют от перемещения в продольном направлении. До проходки канала открывают клапан 15 и производят промывку внутренних полостей колонны НКТ 1, гидроцилиндра 8, канала отклонителя 11 и забоя скважины чистой жидкостью. Поршень 7 находится в верхней расширительной полости 9. Поскольку диаметры канала отклонителя 11 и шланга 12 близкие, то часть нагнетаемой жидкости через отверстия *B* попадает в гибкий шланг и промывает сопло рабочего органа.

После завершения промывки поршень 17 опускают в устье гидроцилиндра 8. При этом резко возрастает давление промывочной жидкости в колонне НКТ.

Нагнетаемая рабочая жидкость через отверстие *B* и канал гибкого шланга поступает к соплу 13 гидромонитора. Струя РЖ под избыточным давлением 15...20 МПа производит размыв или растворение породы. Скорость продвижения поршня 7 определяется предварительно в зависимости от свойств и состава продуктивного пласта. Длина канала определяется длиной гидроцилиндра 8. В момент окончания проходки одного канала поршень 7 выйдет в нижнюю расширительную полость 10 и будет отмечено падение давления РЖ в колонне НКТ.

Через ранее проделанное в трубе обсадной колонны окно можно выполнить несколько отходящих от ствола скважины каналов. При этом поршень 7 возвращается

в исходное положение, а колонна НКТ поворачивается на заданный угол. Если технологией не предусматривается создание системы каналов на другом горизонте, то колонна насосных штанг извлекается вместе с поршнем и гибким рабочим органом. Затем осуществляется подъем колонны НКТ вместе с подвешенной исполнительной частью аппарата.

В случае, если предусматривается работа аппарата на нескольких горизонтах, можно наращивать колонну НКТ, а затем применять быстродействующие соединения б для наращивания колонны насосных штанг.

После окончания проходки каждого канала необходимо осуществить его промывку чистой жидкостью, а перед подъемом аппарата должна быть промыта вся скважина. Затем скважину вводят в эксплуатацию в соответствии с предусмотренным регламентом.

Для исследования возможности продвижения гибкого рабочего органа с заданными габаритами в получаемое в пласте отверстие проведено численное моделирование истечения РЖ из сопла гидромонитора в скважинное пространство при следующих начальных и граничных условиях: температура в скважине 70 °С, давление в скважине 30 МПа, давление в рабочем органе 70 МПа, динамический коэффициент вязкости РЖ 0,4 мПа·с, плотность 978 кг/м<sup>3</sup>.

Исследуемый процесс может быть описан уравнением Навье-Стокса для двумерного случая в декартовых координатах при постоянных свойствах и температуре, решаемого совместно с уравнением неразрывности потока:

$$\rho u \frac{\partial u}{\partial x} + \rho v \frac{\partial u}{\partial y} = -\frac{\partial p}{\partial x} + \rho g_x + \mu \left( \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} \right);$$

$$\rho u \frac{\partial v}{\partial x} + \rho v \frac{\partial v}{\partial y} = -\frac{\partial p}{\partial y} + \rho g_y + \mu \left( \frac{\partial^2 v}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial y^2} \right);$$

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} = 0,$$

где  $\rho$  – плотность РЖ;

$\mu$  – динамический коэффициент вязкости РЖ;

$p$  – давление;

$x, y$  – координаты жидкой частицы;

$u, v$  – проекции ее скорости;

$g_x, g_y$  – компоненты вектора ускорения свободного падения.

Как показывают многочисленные исследования [3], глубина выработки в горной породе при гидропескоструйной перфорации зависит от предела прочности на одноосное сжатие этой породы. Так при пределе прочности на одноосное сжатие, равным 20...40 МПа, и перепаде давления жидкости на гидромониторной насадке 20...25 МПа, максимальная глубина перфорационного канала равна 20...25 см.

Для оценки прочности нефтесодержащих пород белорусских месторождений проведены испытания на одноосное сжатие образцов карбонатного керна скважины № 202 Вишанского месторождения задонского горизонта. Интервал отбора проб 2559,3...2586,3 м. На рис. 2 представлена зависимость предела прочности образцов от пористости.

Анализ полученных в результате расчета распределений давления на разрушаемой поверхности и суммарного вектора скоростей в прилегающем к рабочей зоне скважинном пространстве позволил сделать вывод о невозможности продвижения

рабочего органа в глубь пласта при использовании стандартного сопла, применяемого для гидропескоструйной перфорации с внутренним диаметром 6 мм.

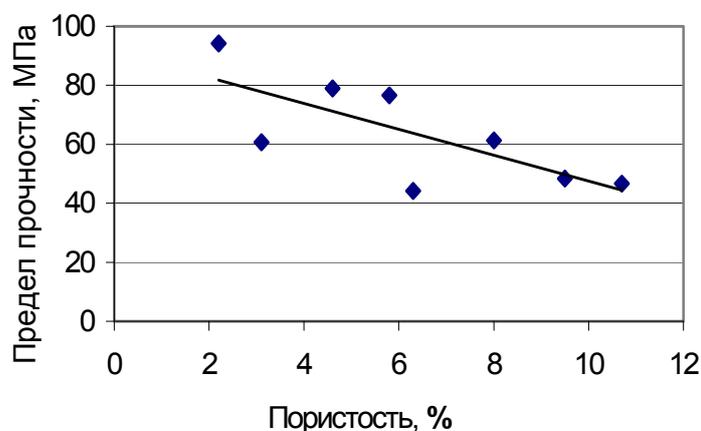


Рис. 2. Зависимость предела прочности ядра на одноосное сжатие от пористости

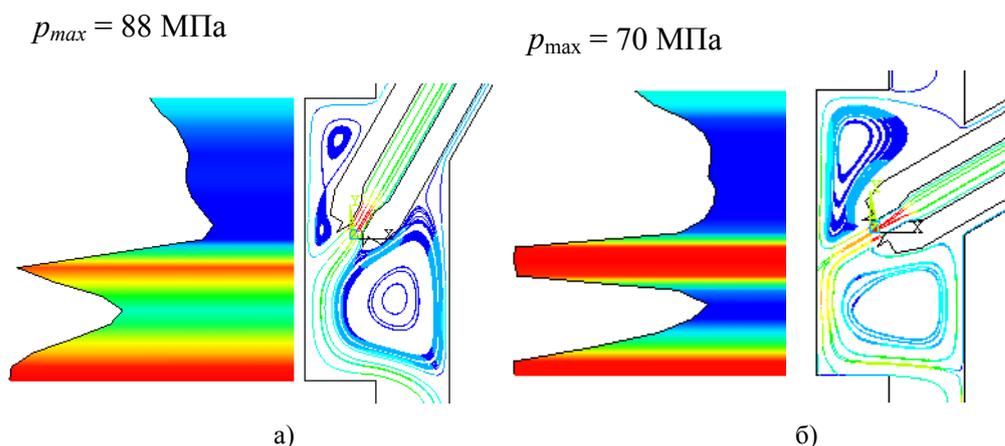


Рис. 3. Распределение давлений на обрабатываемой поверхности и линии тока рабочей жидкости при угле наклона рабочего инструмента: а – 30°, б – 60°

На рис. 3 показаны распределения давлений на разрушаемой поверхности породы и характер течения РЖ в рабочей зоне скважины, вычисленных при угле наклона рабочего органа 30° (рис. 3а) и 60° (рис. 3б) к оси скважины. Полученные данные свидетельствуют о том, что разрушение обрабатываемой поверхности будет иметь абразивный характер с возможностью возникновения трещин под действием динамического нагружения. Оптимальным можно считать угол наклона рабочего инструмента близким к 60°, т. к. это позволяет создавать отверстие в породе, необходимое для продвижения рабочего органа.

Предлагаемое техническое решение можно отнести к наиболее перспективным технологиям интенсификации добычи нефти начала XXI века. Оно позволит направленно воздействовать на пласты с ухудшенными коллекторскими свойствами и существенно повысить добывные возможности скважин, а в конечном итоге, и степень извлечения нефти из недр.

### Литература

1. Овнатанов Г.Т. Вскрытие и обработка пласта. – М.: Недра, 1970. – 310 с.

2. А.с. 1818895 СССР, МКИ Е 21 В 43/28. Скважинный гидромонитор /О.В. Гвоздевич и др. – 1989.
3. Яремейчук Р.С., Качмар Ю.Д. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин. – Львов: Вища школа. Издательство при Львовском университете, – 1982. – 151 с.

*Получено 11.12.2001 г.*