

УДК 622.243.24

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ СОЗДАНИЯ СВЕРХГЛУБОКИХ ПЕРФОРАЦИОННЫХ КАНАЛОВ

Шамов Н.А., Лягов А.В.

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа
e-mail: nsl@rusoil.net*

Пантелеев Д.В., Васильев А.В.,

ООО “Газпром добыча Оренбург”, г. Оренбург

Лягова М.А.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Лягов И.А.

*Санкт-Петербургский государственный горный университет,
г. Санкт-Петербург*

Назаров С.В.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Асеев Е.Г.

ООО «Фирма «НСЛ», г. Уфа

Аннотация. В статье представлены результаты многолетней работы, выполненной коллективом авторов под руководством профессора УГНТУ Лягова А.В., по созданию технологии вторичного вскрытия продуктивной зоны пласта путём бурения сверхглубоких каналов, малого диаметра и радиуса кривизны по прогнозируемой траектории. Исследования проводились по техническому заданию ООО “Газпром добыча Оренбург”, были выполнены эксперименты с различными компоновками на специальном лабораторном стенде, аналитически установлены качественные и количественные закономерности поведения перфобура в свехдлинном канале, и проведены промысловые испытания опытных компоновок при капитальном ремонте двух скважин.

Ключевые слова: перфобур, вторичное вскрытие, винтовой забойный двигатель, клин-отклонитель, шпиндельная секция двигателя, шарнирная секция, гибкие соединения, рабочая секция двигателя, долото, компоновка нижней части буровой колонны, перфорационный канал, радиус кривизны, траектория

В процессе строительства скважин из-за технических и технологических нарушений часто в продуктивной зоне пласта (ПЗП) образуются области проникновения фильтратов и твердой фазы буровых и цементных растворов, существенно ухудшающих его коллекторские свойства.

При эксплуатации нефтедобывающих скважин состояние ПЗП ухудшается в результате закупорки каналов в породе частицами глины, песка, парафинистыми

и асфальтосмолистыми отложениями. Снижение фазовой проницаемости для нефти приведет к падению дебита скважины, возрастанию перепада давления (депрессии в ПЗП) [1].

В нагнетательных скважинах проницаемость продуктивной зоны ухудшается в результате отложения в трещинах и поровых каналах различных механических примесей (ила, песка, глины, окислов железа, вязкопластичных включений и т.п.), содержащихся в нагнетаемой жидкости.

Повышение перепада давления в ПЗП может привести к возникновению заколонных межпластовых перетоков, подтягиванию обладающей меньшей динамической вязкостью и большей фазовой подвижностью пластовой воды, образованию контура водонефтяного контакта и росту обводненности пластовой среды.

Проведение при ремонте скважин таких приемов восстановления коллекторских свойств ПЗП как дополнительные кумулятивная или гидропескоструйная перфорации, кислотные обработки дают временный результат с определенными негативными последствиями [1, 2, 8]. Так при их применении зона загрязнения пласта лишь частично расформируется, и при дальнейшей эксплуатации скважин она создается в более отдаленной от скважины области пласта, что делает последующие очистки более трудоемкими и менее эффективными. Кроме того, осуществление дополнительных перфораций и кислотных обработок вносит в пласт собственные технологические загрязнения. Так растворы соляной кислоты вызывают сильную коррозию металла труб, разрушение цементного камня, продукты которых в поровом пространстве выпадают в осадок при закачивании кислоты в пласт, снижая проницаемость мелких поровых каналов породы.

Применение же такой технологии как гидроразрыв для увеличения проницаемости породы пласта за счет образования в нем трещин существенно повышает дебит на начальном этапе эксплуатации. Но требует значительных затрат, приводит к нарушению герметичности цементного камня и появлению заколонных водогазоперетоков, росту темпа падения дебита и обводненности пластового продукта, ухудшению условий проведения ремонтно-восстановительных работ в ПЗП, возникновению зон с неизвлекаемой нефтью и снижению коэффициента нефтеотдачи в целом.

Разработка месторождений с использованием системы горизонтальных скважин бывает не всегда экономически оправданной. Горизонтальная скважина в 2,5...3 раза дороже вертикальной скважины [2, 10]. Еще сложнее сооружать, дороже эксплуатировать и ремонтировать многозабойные, особенно многоярусные разветвлено-горизонтальные скважины четвертого, пятого и шестого уровней с длинными стволами [10].

В настоящее время разработаны более простые технологии создания системы радиальных длинноствольных каналов малого диаметра, способные перекры-

вать слабопроницаемый контур загрязнения ПЗП, радиус которого может достигать 3...7 м.

Известна технология (рис. 1) радиального гидроабразивного образования боковых каналов длиной до 100 м [3] и диаметром 30...50 мм, но как показала практика, имеющая существенные недостатки. Главным из которых является непредсказуемость траектории каналов из-за малой изгибной жёсткости компоновки и разной плотности размываемых пород, что приводит к попаданию в водоносные пласты, или может просто сгруппировать ствол около или вокруг обсадной колонны. Вследствие существенной гидродинамической нагрузки высокоскоростных струй промывочной жидкости, как правило, на водной основе, истекающих со скоростью до 400 м/с и давлении на гидромониторных насадках до 100 МПа, в зоне разрушения возникает значительная область проникновения фильтрата эмульсий с нестационарными реологическими характеристиками [3, 5]. При использовании этой технологии в газовых и нагнетательных скважинах последние недостатки менее существенны. Кроме того, при проводке участка радиального канала через сильно дренированную заколонную область ПЗП, сложенную слабосцементированными обломочно-осадочными породами, под воздействием высокоскоростных струй могут образоваться каверны и пробки по всей длине канала.

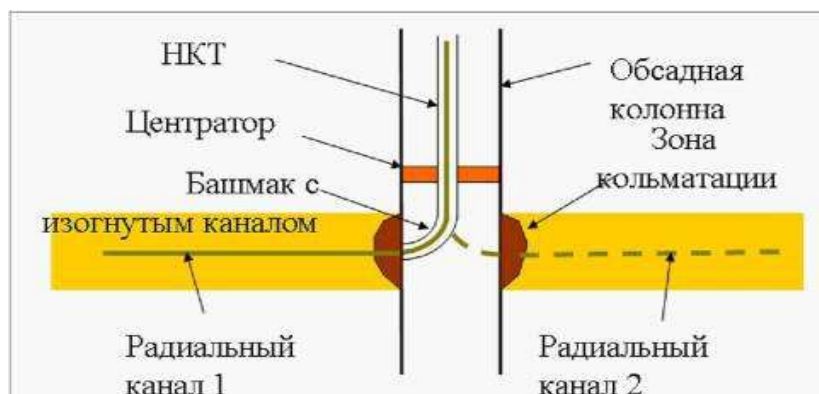


Рис. 1. Технология радиального гидроабразивного образования боковых каналов

В данной статье представлены основные этапы работы по созданию технологии вторичного вскрытия ПЗП при окончании строительства скважин или их капитальном ремонте путем бурения каскада длинноствольных (12...30 м) перфорационных каналов сверхмалого радиуса кривизны (5...12 м), диаметром 56...58 мм по прогнозируемой траектории, выполненные по техническому заданию ООО «Газпром добыча Оренбург» [4], и разработанные устройства для ее осуществления.

1. Описание конструкции и принципа работы предлагаемого перфобура

Новая технология перфорации предназначена для увеличения дебитов добывающих и повышения приемистости нагнетательных скважин (за счет увеличения площади фильтрации ПЗП), снижения обводнённости добываемой продукции (за счет уменьшения депрессии на пласт), а также повышения межремонтного периода эксплуатации скважин (за счет повышения гидравлического совершенства ПЗП) [5].

Технология (рис. 2) включает удаление части обсадной колонны, расширение основного ствола, закачивание изолирующего гелеобразующего специального состава, создание цементной пробки, разбуривание в ней вспомогательного ствола, бурение сверхдальных каналов по прогнозируемой траектории за одну спуско-подъемную операцию [4].

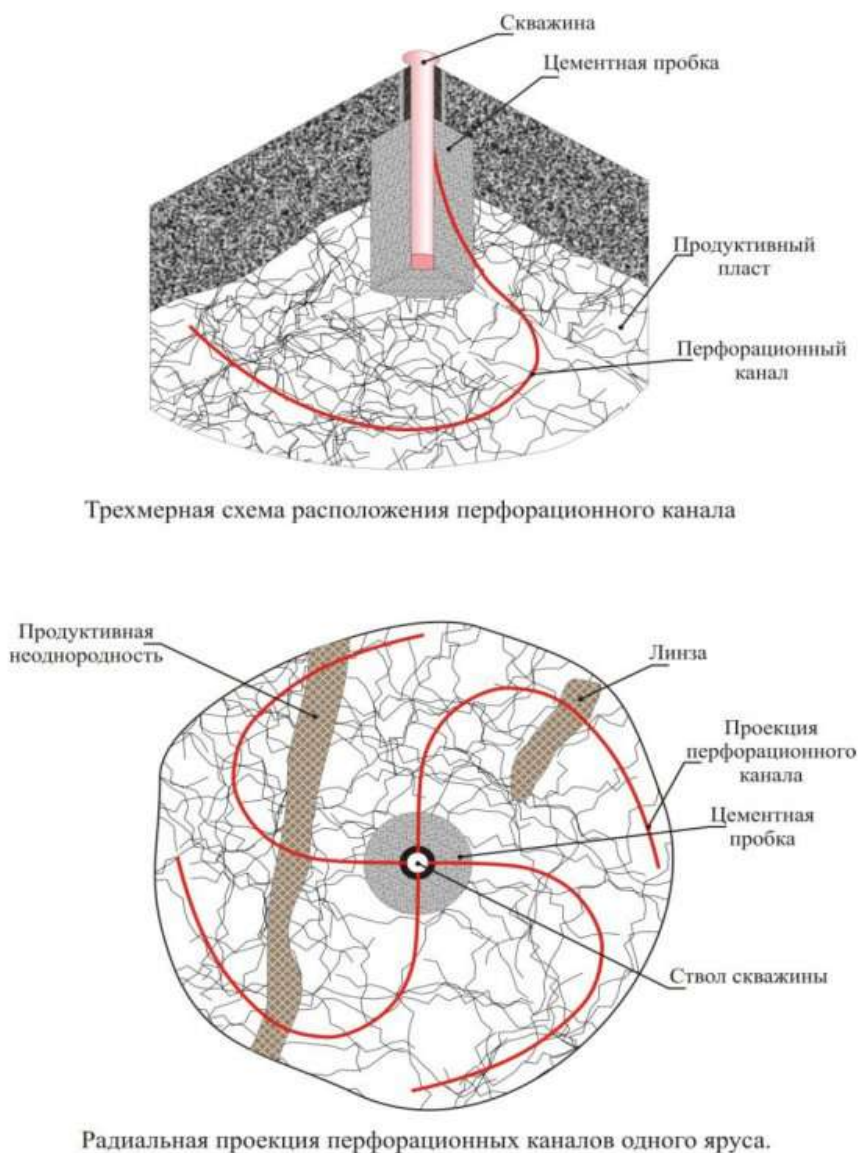


Рис. 2. Схема расположения перфорационных каналов и их радиальная проекция

Перфобуры могут быть выполнены в одно-, двух- и многосекционных вариантах (рис. 3). Устройство состоит из следующих основных узлов: труба-толкатель диаметром 50 мм, соединенная сверху с переливным клапаном, а внизу – с размещенными в трубном корпусе поворотным узлом и направляющим переходником, связанным посредством гидротолкателя и гибкой трубы с криволинейным двухсекционным винтовым двигателем 2Д-43.5/6.42.010 с узлами перекося и долотом диаметром 56...58 мм. Снизу к трубному корпусу подсоединены отклонитель (уипсток) и якорь, работающий с опорой на забой [5]. Технические характеристики перфобура типа ПБ представлены в табл. 1.

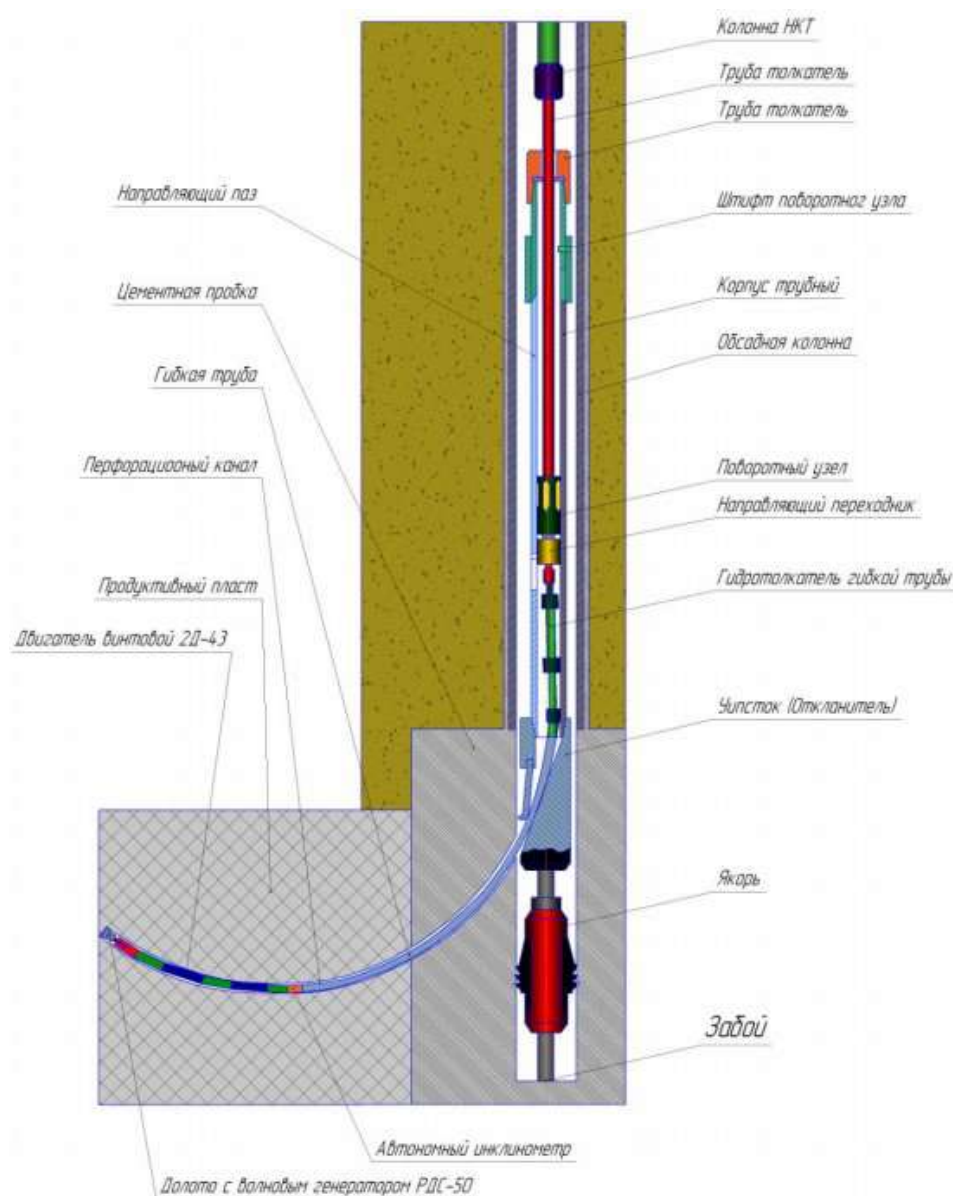


Рис. 3. Устройство перфобура типа ПБ

Таблица 1. Технические характеристики перфобура типа ПБ

Диаметр долота, мм	56...58
Отход канала от основного ствола L, м	5...9
Максимальный диаметр основного ствола, мм	140
Длина перфорационного канала (на первой стадии проекта), м	12...14
Количество каналов на одном ярусе, шт.	до 4
Радиус кривизны канала R, м	5...13
Интенсивность набора кривизны, град/м	5,5...2,8
Длина компоновки в сборе, м	35...43
Масса, кг	600...800
Расход промывочной жидкости, л/с (трехплунжерный насос 1.3 ПТ-50Д2)	0,5...2
Вращающий момент на валу Д-43.5\6.42.010, Нм	40...70
Частота вращения вала двигателя, с ⁻¹	1,5...3
Перепад давления на устройстве, МПа	4...8
Осевая нагрузка на долото, кН	2...5

В компоновку перфобура включен малогабаритный инклинометрический регистратор положения КНБК, автономного принципа действия.

На перфобур разработана технология, выполнен технический проект с рабочей документацией, подобраны специальные жидкости и системы их очистки, выполнены гидравлические и прочностные расчеты базовых элементов комплекса, подобраны оптимальные параметры кривизны канала и его длины. Работоспособность отдельных узлов перфобура доказывалась на других технологиях, в том числе при бурении первым российско-белорусском колтюбинговым комплексом КМ-4001 [9] и на лабораторном стенде УГНТУ (рис. 4).

Экономическая эффективность оценивалась по следующим основным факторам:

- увеличение существующего дебита добывающих и приемистости нагнетательных скважин за счет увеличения площади эффективной зоны фильтрации и вскрытия высокопроницаемых прослоев продуктивного пласта, характеризующегося значительной послойной и зональной неоднородностью;

- снижение обводненности нефти за счет уменьшения депрессии на пласт при добыче и как следствие – уменьшение подтягивания в приствольную зону продуктивного пласта минерализованной воды;

- уменьшение давления закачивания жидкости в системе поддержания пластового давления в нагнетательных скважинах за счет увеличения площади фильтрации;

- увеличение эксплуатационного ресурса скважин за счет снижения темпа и времени ухудшения коллекторских свойств пристволенной зоны продуктивного пласта, в которой будет создана по разрабатываемой технологии большая площадь зоны фильтрации.



Рис. 4. Испытания на стенде (начало бурения шестого канала)

Технология глубокой перфорации создавалась на основе патентов РФ № 2213195, № 2213197, № 2124125, № 2147699 и № 2284402 и других, прошедших промысловые испытания, поэтому позволит получить технические объекты, обладающие более высокими основными эксплуатационно-техническими характеристиками, чем аналогичные известные виды технологии вторичного вскрытия ПЗП [8].

2. Описание конструкции базовых узлов и принципа работы перфобура

2.1. Устройство и принцип действия малогабаритного винтового забойного двигателя

Винтовой двигатель – это разновидность забойной гидравлической машины объемного (гидростатического) типа, в которой для преобразования энергии потока промывочной жидкости в механическую энергию вращательного движения использован героторный винтовой механизм [6].

Все двигатели, как правило, выполнены по единой компоновочной схеме и имеют неподвижный статор и планетарно-вращающийся ротор. По этой же схеме выполняются двигатели американских фирм.

Ротор расположен в статоре с эксцентриситетом. Благодаря этому, а также вследствие разницы чисел заходов в винтовых линиях статора и ротора их контактирующие поверхности образуют ряд замкнутых полостей – шлюзов между камерами высокого и низкого давления. Шлюзы перекрывают свободный ток жидкости через двигатель, при этом – именно в них давление жидкости совершает работу и создаёт вращающий момент передаваемый долоту.

В разрабатываемой установке для бурения перфорационных каналов используется односекционный винтовой забойный двигатель Д-43.5/6.42.010 диаметром корпуса 43 мм, заходностью рабочих органов 5/6 и числом шагов статора 4,2 и двухсекционный 2Д-43.5/6.42.010, разработанный специально по техническому заданию Пермским филиалом ВНИИБТ.

Односекционный двигатель состоит из двух основных узлов: секции двигательной и секции шпинделя-отклонителя, которые соединяются между собой с помощью метрических резьб. В верхней секции перфобура находится переливной клапан специальной конструкции.

Секция двигательная включает статор 2 и ротор 1 (рис. 5). Данные рабочие органы представляют собой зубчатую пару с внутренним косозубым зацеплением (винтовой героторный механизм) с разницей в числах зубьев, равной единице.

Статор имеет шесть внутренних винтовых зубьев левого направления, выполненных на обкладке из эластомера, привулканизированной к расточке корпуса (рис. 6).

Ротор, на наружной поверхности которого нарезаны пять винтовых зубьев левого направления, выполняется из коррозионно-стойкой стали или из конструкционной стали с хромированием зубьев. Обычно в качестве материала выбирается нержавеющая сталь 20Х13, 12Х13 или конструкционная сталь 40Х. В случае включения в КНБК инклинометра в качестве материала рекомендуется использовать немагнитные стали. Активная длина рабочих органов односекционного двигателя составляет 760 мм, двухсекционного – 450 мм.

Для обеспечения высоких энергетических характеристик и создания дополнительного запаса на износ зубьев героторного механизма в зацеплении его зубьев создается натяг. В используемых двигателях натяг составлял 0,20...0,25 мм.

На рис. 7 представлены длинная (серийная) и короткая (опытная) рабочие пары винтового двигателя типа Д-43.5/6.

На рис. 8 представлены стендовые испытания укороченной секции винтового двигателя 2Д-43.5/6.42.010 на испытательном стенде ВНИИБТ, а на рис. 9 характеристика рабочей пары с натягом 0,25 мм при расходе $Q = 0,27$ л/с, показавшая при перепаде давления $P = 6,7$ МПа достаточно высокий крутящий момент $M_k = 60$ Нм и КПД = 40 %.

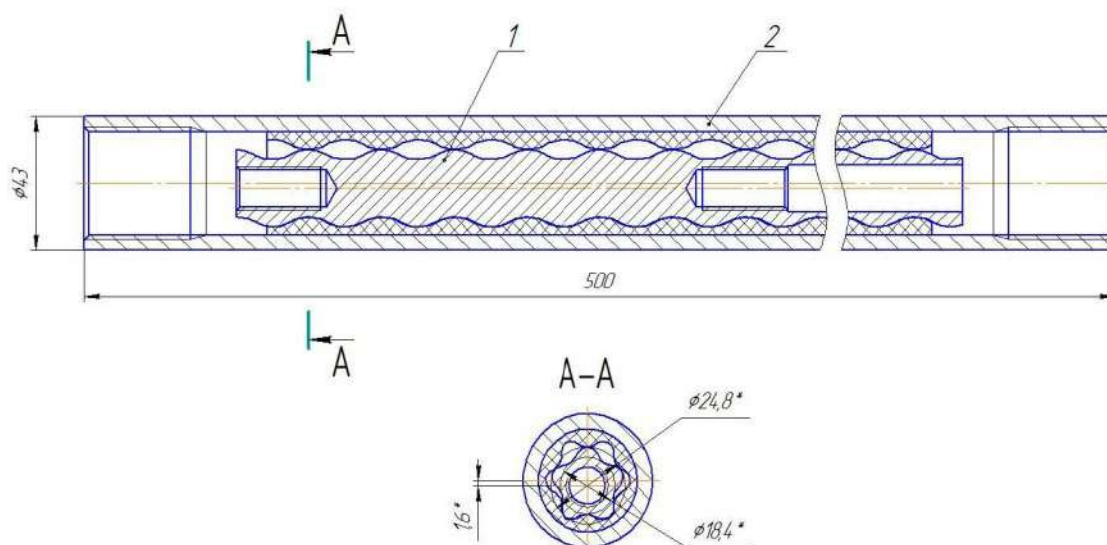


Рис. 5. ВДЗ типа 2Д-43.5/6.42.010.
Двигательная секция в продольном и поперечном разрезах:
1 – ротор; 2 – статор



Рис. 6. ВЗД конструкции ВНИИБТ, ротор и статор двигателя Д43 (справа),
ротор винтового двигателя Д42 (слева)



Рис. 7. Рабочие пары Д-43.5/6.42.010 и 2Д-43.5/6.42.010 (внизу)



Рис. 8. Стендовые испытания в Пермском филиале ВНИИБТ

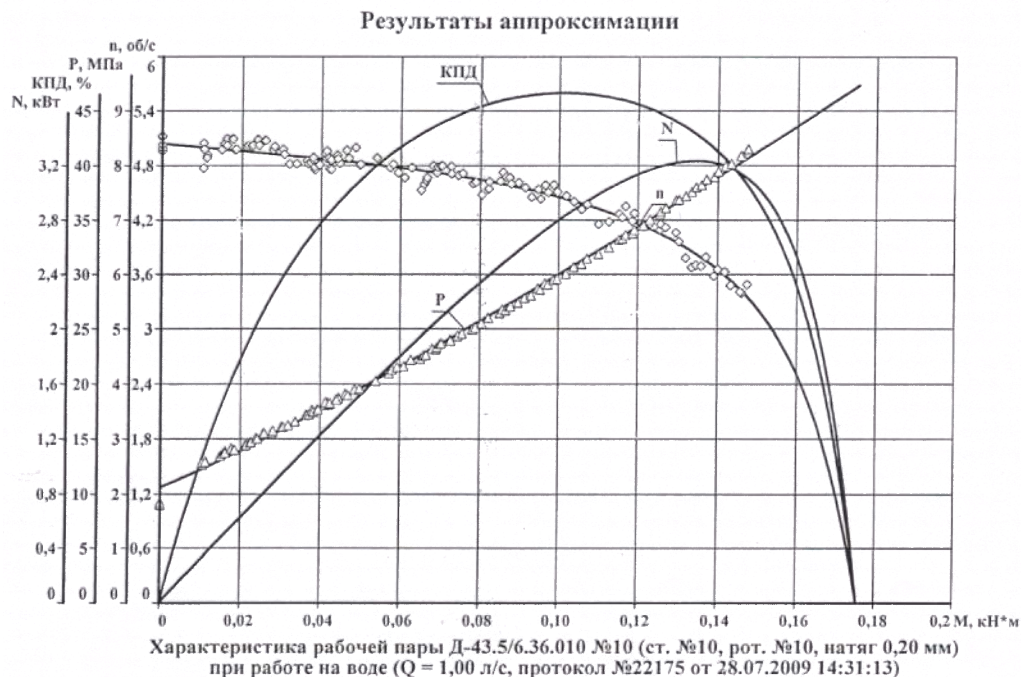


Рис. 9. Характеристика рабочей пары

В винтовых двигателях типа Д применяют шарнирные соединения, разработанные на базе двойной зубчатой муфты внутреннего зацепления. На рис. 10 представлена специальная шаровая муфта разработанная авторами проекта. Вращающий момент передается через шарнирное соединение между обоймой 1 и полу муфтой нижней 5. Осевая нагрузка от ротора на вал шпинделя передается через центральный шар, расположенный в сферических расточках подпятника и полу муфты. Угловая подвижность шарнира обеспечивается радиальными и боковыми зазорами в зацеплении.

Внутренняя полость шарнирного соединения заполнена консистентной смазкой и уплотнена массивными резиновыми кольцами, деформированными в осевом направлении затяжкой обоймы для обеспечения радиального натяга по шейкам полу муфт.

Муфта шаровая дает возможность соединения между собой двух имеющихся двигательных секций и передачи вращающего момента с осевой нагрузкой под углом 4 градуса.

Переливной клапан является специфическим узлом двигателей объемного типа и предназначен для сообщения внутренней полости буровой колонны с затрубным пространством при спуско-подъемных операциях на скважине. В данной установке устанавливается в верхней секции перфобура. Применение клапана уменьшает гидродинамическое воздействие на пласт при спуске и подъеме колонны, устраняет холостое вращение двигателя при этих операциях и потери промысловочной жидкости.

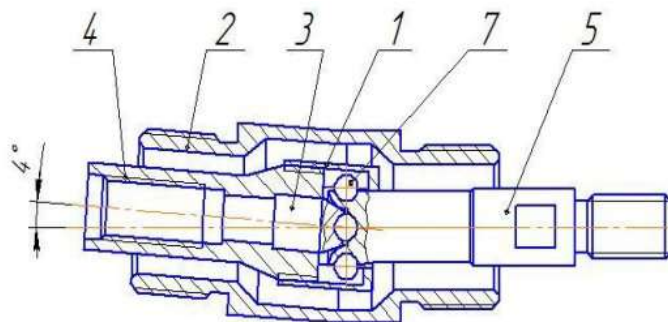


Рис. 10. Муфта шаровая:

1 – обойма; 2 – переходник угловой; 3 – подпятник;
4 – полумуфта верхняя; 5 – полумуфта нижняя; 7 – шар

2.2. Устройство шпинделя-отклонителя

Шпиндель является одним из главных узлов двигателя. Он передает осевую нагрузку на породоразрушающий инструмент, воспринимает гидравлическую нагрузку, действующую на ротор двигателя, и уплотняет выходной вал, способствуя поддержанию необходимого перепада давления на долоте. Подшипники шпинделя должны также воспринимать радиальные нагрузки, возникающие от работы долота, шарнирного соединения и всей КНБК при работе в наклонно направленном канале [11].

Шпиндель-отклонитель представляет собой металлический корпус 3, в который устанавливаются гайка-ниппель 2 и радиально-осевая опора 4 (рис. 11 и рис. 12). Вал шпинделя соединяется с полумуфтой нижней 11, которая в свою очередь шарнирным соединением связывается с полумуфтой верхней 10 через подпятник 9. Осевая нагрузка воспринимается упорными подшипниками скольжения.

Для изготовления радиальных и осевых опор скольжения применены пластины из твердого сплава ВК8 ГОСТ 25395-90, обладающие достаточной износостойкостью в среде промывочной жидкости.

Крутящий момент от ротора винтовой пары на вал шпинделя-отклонителя передается через гибкий вал (торсион) (рис. 12).

Компоновка перфобура при забурировании боковых каналов включает, как правило, долото, калибратор и винтовой забойный двигатель-отклонитель. В искривленных стволах мощность серийных винтовых двигателей часто оказывается недостаточной для бурения скважины, особенно при износе статора или ротора. В таких случаях для увеличения крутящего момента приходится последовательно сочленять две винтовые пары забойного двигателя.

Сочленение роторов, представляющих собой шестизаходные винты, необходимо производить таким образом, что бы не было каких-либо смещений вокруг оси. Существуют несколько способов ориентированной сборки рабочих органов винтовых забойных двигателей [6].

2.3. Конструкция долота

К числу долот, перспективных с точки зрения применения их в скважинах малого диаметра, следует отнести безопорные долота режуще-скалывающего и истирающе-режущего действия: долота с алмазно-твердосплавными пластинами для сплошного бурения. У этих долот элементы вооружения (твердосплавные зубки или пластины из поликристаллической алмазной композиции) вмонтированы в соответствующие лопасти или непосредственно в корпус долота. Долота получили название фрезерные.

Долото состоит из корпуса армированного или импрегированного кусочками твердых сплавов типа ВК8 и простейшего промывочного устройства – в виде отверстий. В некоторых конструкциях роль породоразрушающих элементов выполняют не режущие кромки рабочих органов, а твердосплавные штыри, запрессованные в тоюрец фрезерного долота.

Конструкция предлагаемого долота имеет сходство с конструкцией фрезерных долот.

Первоначальная конструкция породоразрушающего инструмента в установке глубокого перфобурения представляет собой металлический корпус с вооружением из твердосплавных пластин ВК8 или ВК6 (рис. 13). Промывка осуществляется через центральный канал. Стопорный винт служит для лучшей фиксации корпуса на валу шпинделя и в некоторых случаях защищает от проворачивания.

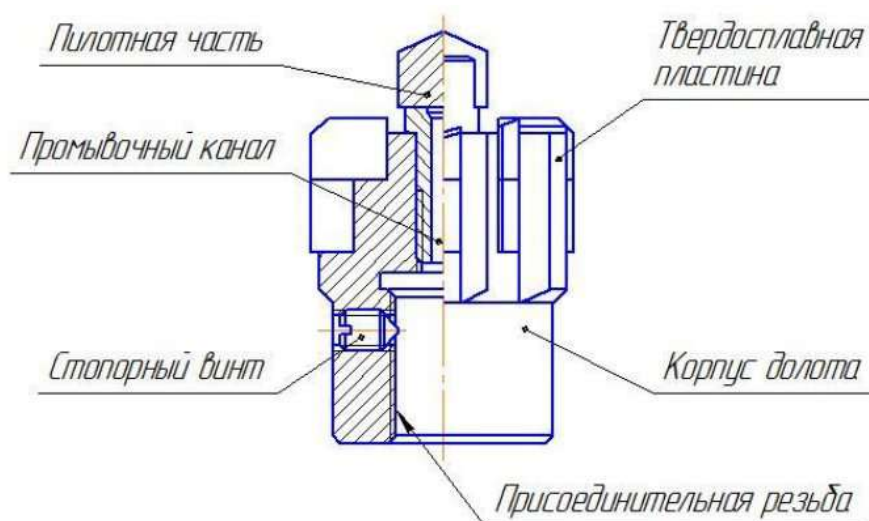


Рис. 13. Первоначальная конструкция долота

В ходе лабораторных исследований наилучшие результаты получены при использовании в долоте в качестве пилотной части большой треугольной пластины из сплава ВК8.

В предложенной конструкции долота (рис. 14) роль породоразрушающих элементов выполняют специальные твердосплавные резцы, впаенные в лопасти. Промывочным устройством служат четыре отверстия в корпусе долота.

Пространство между лопастями и промывочными отверстиями в торцевой части заполнено дробленым твердым сплавом, который наплавляется с помощью композиционных прутков.

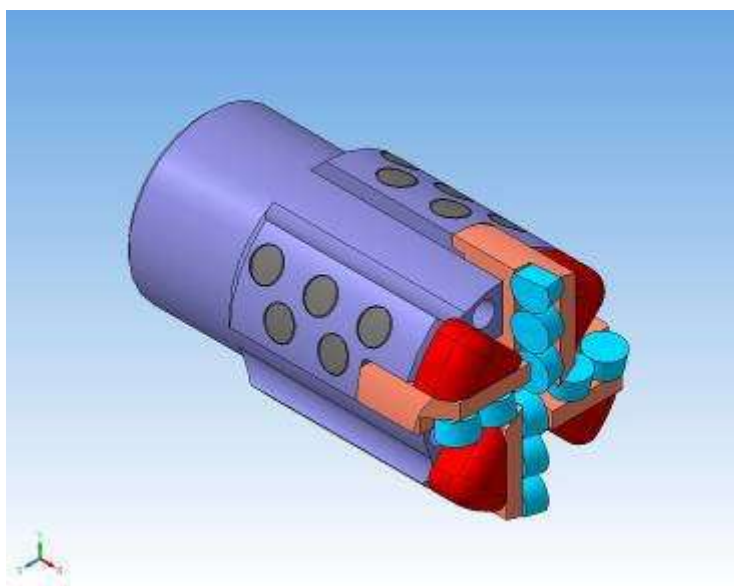


Рис. 14. Долото

Расположение резцов на симметричных лопастях дублируется. А общая расстановка резцов создает необходимое перекрытие. Картина перекрытий показана на рис. 15.

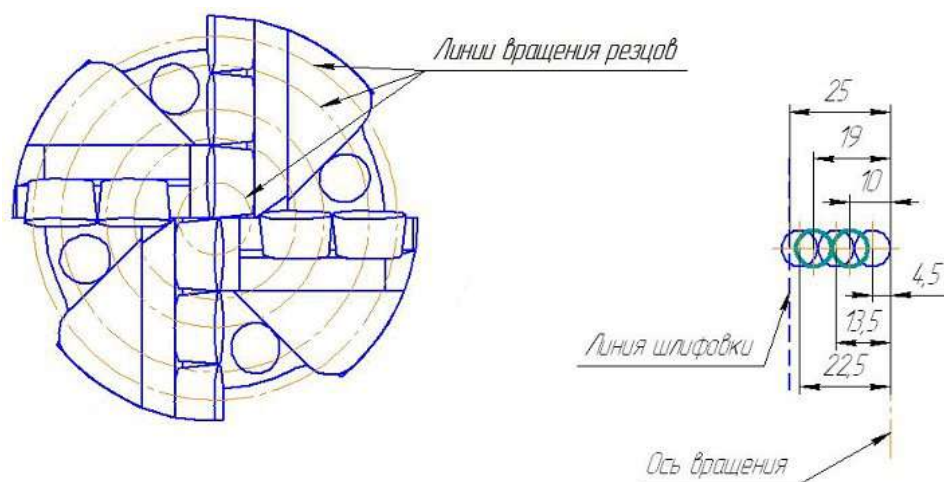


Рис. 15. Картина перекрытий резцов на симметричных лопастях долота

Таким образом, при конструировании данного долота упор делался на усиленное вооружение торцевой и калибрующей частей для обеспечения большей износостойкости. Увеличение диаметра промывочных отверстий позволит улучшить промывку в зоне разбуривания, то есть обеспечить больший вынос шлама на поверхность и снизить потерю давления.

При работе на испытательном стенде были опробованы несколько десятков конструкций долот, некоторые из которых представлены на рис. 16.



Рис. 16. Различные типы долот истерающе-режущего и режуще-скалывающего действия для перфобура

3. Прочностные расчеты нижней секции перфобура, подтверждающие его работоспособность в процессе перфорации

3.1. Исследование упруго-напряженного состояния компоновки долото-винтовой двигатель в наклонном перфорационном канале

Для обеспечения работоспособности компоновка в искривленном перфорационном канале одним из необходимых условий является соизмеримость изгибающего момента, действующего на КНБК с крутящим моментом ВЗД.

Рассмотрим перфорационную компоновку в наклонно-прямолинейном перфорационном канале. Рассматриваемая схема представлена на рис. 17.

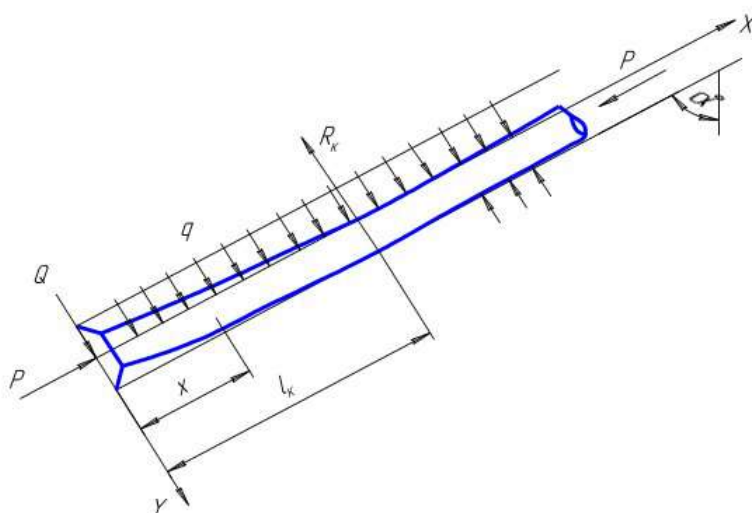


Рис. 17. Схема действия сил на перфорационную компоновку в наклонном стволе скважины

Дифференциальное уравнение изогнутой оси КНБК будет иметь вид [9]:

$$E \cdot I \cdot \frac{d^2 y}{dx^2} = -P \cdot y + Q \cdot x + \frac{q_1 x^2}{2}, \quad (3.1)$$

где P – максимально допустимая осевая нагрузка на долото, $P = 6000$ Н;

Q – отклоняющая сила;

$E \cdot I$ – изгибная жесткость винтового двигателя определялась из работы [9];

q_1 – поперечная составляющая от собственного веса единицы длины винтового двигателя: $q_1 = q_B \cdot \sin \alpha$, где q_B – вес единицы длины винтового двигателя в промывочной жидкости; α – зенитный угол скважины;

R_k – реакция стенки скважины.

Поперечная составляющая от собственного веса:

$$q_1 = q_B \sin \alpha = \frac{m}{l} g \sin \alpha = \frac{14}{1,65} \cdot 9,81 \cdot \sin 45^\circ = 58,86 \text{ Н/м},$$

где m – масса винтового двигателя Д-43.5/6.42.010, $m = 14$ кг;

α – угол искривления скважины, принимаем 45° [7];

l – длина двигателя, $l = 1630$ мм.

Приведенный момент инерции поперечного сечения двигателя определяем по формуле:

$$I_1 = \frac{\pi D^4}{64} \left(1 - \frac{D_1^4}{D^4}\right) + \frac{\pi d^4}{32} = \frac{3,14 \cdot 0,042^4}{32} \left(1 - \left(\frac{0,033}{0,042}\right)^4\right) + \frac{3,14 \cdot 0,02^4}{32} = 1,243 \cdot 10^{-7} \text{ м}^4.$$

Схема для расчета момента поперечного сечения двигателя представлена на рис. 18.

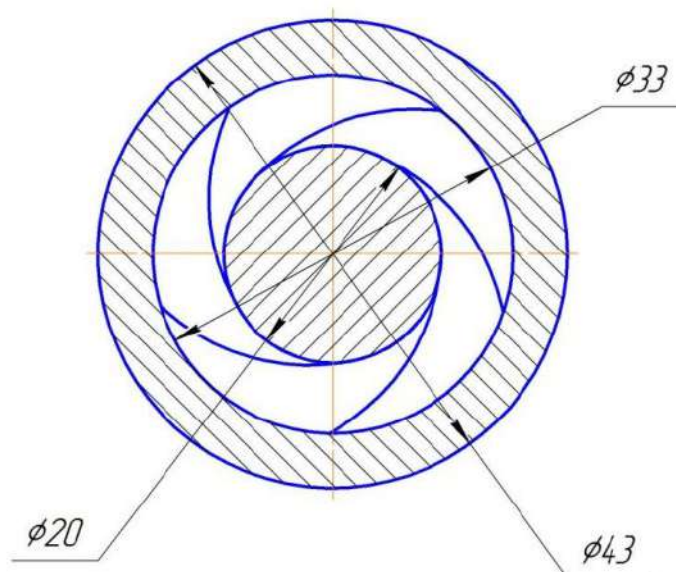


Рис. 18. Сечение винтового двигателя

Тогда изгибная жесткость винтового забойного двигателя определится:

$$E \cdot I_1 = 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 1,243 \cdot 10^{-7} = 26103 \text{ Н} \cdot \text{м}^2,$$

где E – модуль упругости стали, $E = 2,1 \cdot 10^{11} \text{ Па}$.

Решение уравнения (4.1) находится в виде [28];

$$y = C_1 \cdot \sin kx + C_2 \cdot \cos kx + \frac{Q \cdot x}{P} + \frac{q \cdot x^2}{2P} - \frac{q_1}{k^2 \cdot P}, \quad (3.2)$$

где C_1 и C_2 – постоянные интегрирования;

$$k = \sqrt{\frac{P}{E \cdot I}} = \sqrt{\frac{6000}{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 1,243 \cdot 10^{-7}}} = 0,48.$$

Выбираем следующие граничные условия [9]:

$$\text{при } x=0, \quad y=0, \quad \frac{dy}{dx} \neq 0, \quad \frac{d^2 y}{dx^2} = 0,$$

$$\text{при } x=l_k, \quad y=r, \quad \frac{dy}{dx} = 0, \quad \frac{d^2 y}{dx^2} = 0,$$

где l_k – расстояние от долота до точки касания винтового двигателя стенки скважины;

r – кажущийся радиус скважины:

$$r = \frac{D_\delta - D_T}{2} = \frac{56 - 43}{2} = 6,5 \text{ мм},$$

где D_δ – диаметр долота, $D_\delta = 56 \text{ мм}$;

D – диаметр винтового двигателя, $D = 43 \text{ мм}$.

Подставляя граничные условия в выражение (3.1), получим систему уравнений:

$$\begin{cases} C_2 - \frac{q_1}{k^2 \cdot P} = 0; \\ C_1 \cdot k \cdot \cos kl_k - C_2 \cdot k \cdot \sin kl_k + \frac{Q}{P} - \frac{q_1 l_k}{P} = 0; \\ C_1 \cdot \sin kl_k + C_2 \cdot \cos kl_k + \frac{Q \cdot l_k}{P} + \frac{l_k^2 \cdot q_1}{2P} - \frac{q_1}{k^2 P} = r. \end{cases}$$

Решая систему относительно Q , C_1 и C_2 , получим

$$Q = \frac{Pr k^2 \cos kl - q[1 - \cos kl + kl(0,5 kl \cos kl - \sin kl)]}{k(kl \cos kl - \sin kl)}; \quad (3.3)$$

$$C_1 = \frac{Pr k^2 - q(\cos kl + kl \sin kl - 0,5 k^2 l^2 - 1)}{Pk^2(\sin kl - kl \cos kl)}; \quad (3.4)$$

$$C_2 = \frac{q}{k^2 P}. \quad (3.5)$$

Формула (3.3) устанавливает взаимосвязь составляющей реакции забоя, перпендикулярной оси скважины, кажущегося радиуса, жесткости и единицы длины колонны.

Из выражения (3.3) при $\frac{d^2 y}{dx^2} = 0$ и $x = l$, получается формула:

$$Q = \frac{Pr - 0,5 ql^2}{l}. \quad (3.6)$$

Сопоставляя выражения (3.3) и (3.6), получаем

$$\frac{Pr k^2 \cos kl_k - q_1[1 - \cos kl_k + kl_k(0,5 kl_k \cos kl_k - \sin kl_k)]}{k(l_k k \cos kl_k - \sin kl_k)} = \frac{Pr - 0,5 ql^2}{l}. \quad (3.7)$$

Уравнение (3.7) используется для определения расстояния от долота до точки касания колонны со стенками скважины l_k , решая данное уравнение относительно q , получим:

$$q_1 = q_e \sin \alpha = \frac{Pr k(l_k k \cos kl_k - \sin kl_k) - Pr k^2 l_k \cos kl_k}{0,5 l_k^2 k(l_k k \cos kl_k - \sin kl_k) - l_k[1 - \cos kl_k + kl_k(0,5 kl_k \cos kl_k - \sin kl_k)]};$$

$$\alpha = \arcsin \frac{Pr k(l_k k \cos kl_k - \sin kl_k) - Pr k^2 l_k \cos kl_k}{(0,5 l_k^2 k(l_k k \cos kl_k - \sin kl_k) - l_k[1 - \cos kl_k + kl_k(0,5 kl_k \cos kl_k - \sin kl_k)]) q_e}.$$

По полученному выражению определим прогиб перфорационной компоновки при изменении x от 0 до l_k , а затем по уравнению (3.1) определим изгибающий момент, действующий от долота до точки касания винтового двигателя со стенкой скважины.

На рис. 19 представлена кривая зависимости расстояния от долота до точки касания со стенкой скважины от зенитного угла скважины.

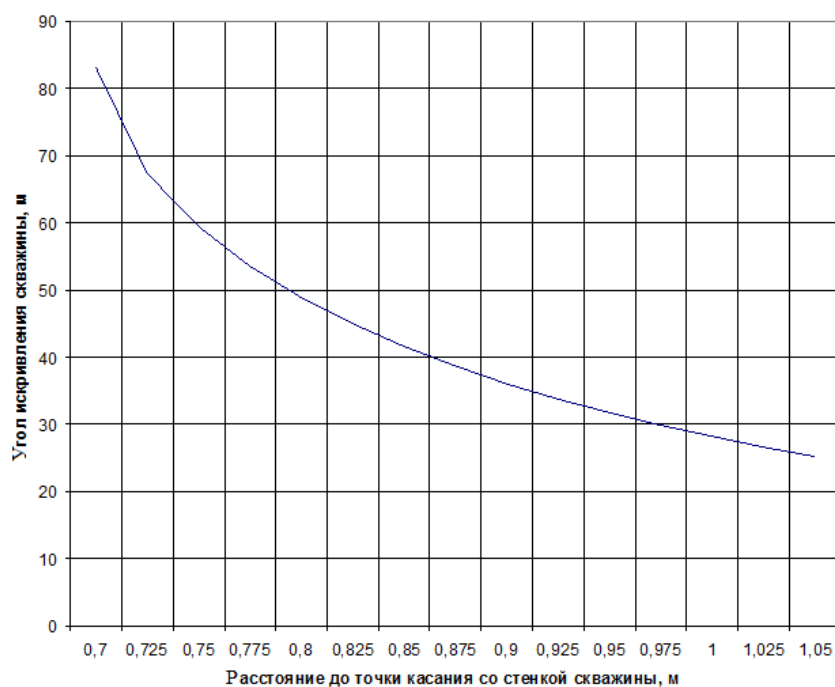


Рис. 19. Зависимость расстояния от долота до точки касания со стенкой скважины от зенитного угла скважины

В результате расчетов получены кривые изгибающих моментов, действующих на перфорационную компоновку, которые в сочетании с крутящим моментом двигателя, позволили подобрать оборудование КНБК (рис. 20).

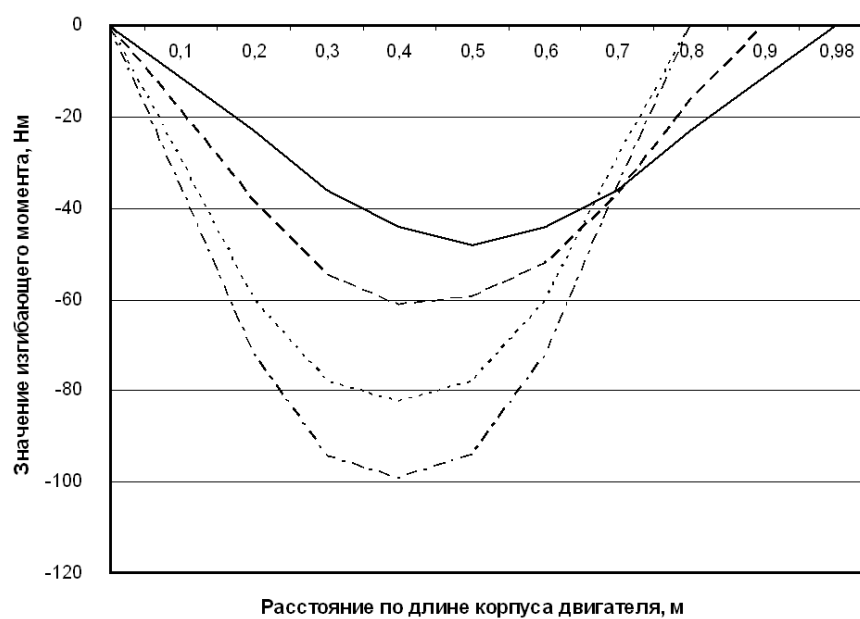


Рис. 20. Значения изгибающих моментов, действующих на винтовой двигатель в перфорационном канале при максимальной осевой нагрузке

Результаты расчета показали соизмеримость рабочих изгибающих моментов с максимальным крутящим моментом, развиваемым винтовым забойным двигателем Д-43.5/6.42.010 в режиме максимальной мощности.

3.2 Расчет потерь осевых нагрузок при бурении перфорационного канала малого диаметра

При выборе параметров устройства для создания осевой нагрузки на долото необходимо оценить потери на трение в перфорационном канале. Для этого были проведены соответствующие расчеты потерь на трение бурильной колонны на участках набора кривизны различного радиуса и на наклонных слабоискривленных участках перфорационного канала различной протяженности[7].

Траектория перфорационного канала схематически представлен на рис. 21.

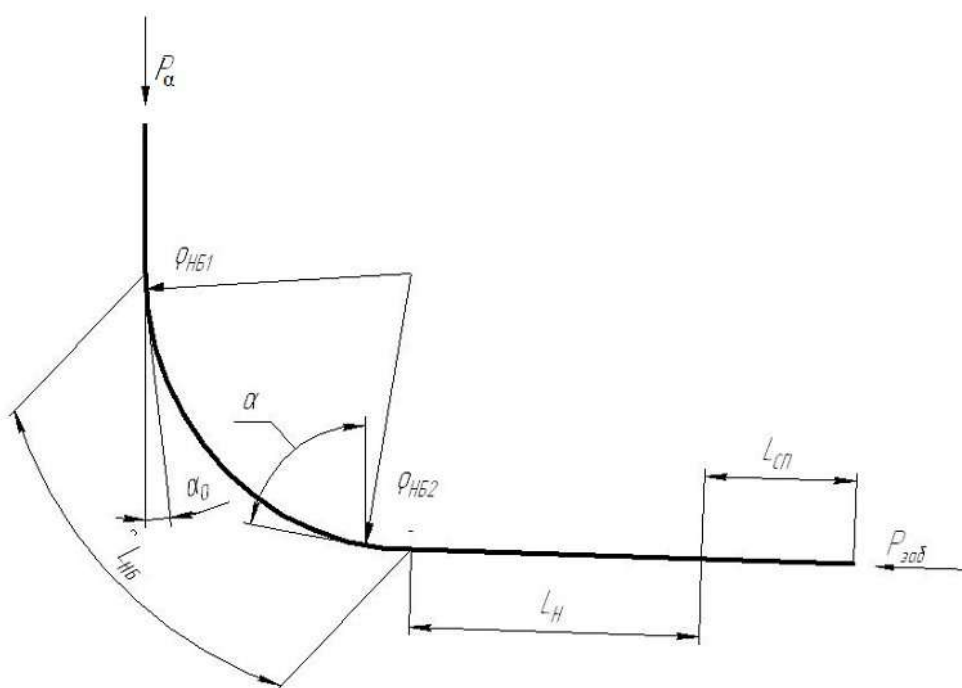


Рис. 21. Схема к расчету потерь осевой нагрузки на трение

Коэффициент трения (сопротивления движению) в случае поступательного движения колонны в стволе скважины.

Для мергеля принимаем:

- $\mu = 0,20 \dots 0,27$ – для сухой поверхности горной породы;
- $\mu = 0,218 \dots 0,25$ – для поверхности горной породы, смоченной водой;
- $\mu = 0,20 \dots 0,24$ – для поверхности горной породы, покрытой глинистым раствором ($\rho = 1,18 \div 1,22 \text{ г/см}^3$; $T = 25 \dots 28^\circ \text{C}$).

Для расчетов принимаем коэффициент трения $\mu=0,24$ (для поверхности горной породы, смоченной водой).

Потери осевой нагрузки на наклонных слабоискривленных участках канала соответствуют величине [7]:

$$\Delta P_H = q L_n \mu \sin \alpha, \quad (3.8)$$

где L_n – длина наклонного слабоискривленного участка перфорационного канала;

q – удельный вес гибкой трубы;

α – зенитный угол скважины.

Удельный вес для гибкой трубы определится:

$$\begin{aligned} q &= \frac{m}{l} g = \frac{S \cdot l \cdot \rho}{l} g = S \cdot \rho = \pi \left(\frac{D^2}{4} - \frac{d^2}{4} \right) \cdot g \cdot 7850 = \\ &= 3,14 \left(\frac{0,032^2}{4} - \frac{0,025^2}{4} \right) \cdot 9,81 \cdot 7850 = 24,12 \text{ Н/м}, \end{aligned}$$

где l – длина гибкой трубы;

$\rho = 7850 \text{ кг/м}^3$ – плотность стали;

S – площадь сечения гибкой трубы;

D – наружный диаметр гибкой трубы;

d – внутренний диаметр гибкой трубы.

Таблица 2. Результаты расчета потерь осевой нагрузки на наклонных слабоискривленных участках перфорационного канала, Н

Зенитный угол канала, град	Длина наклонного слабоискривленного участка перфорационного канала, м						
	20	30	40	50	60	70	80
30	57,884	86,826	115,77	144,71	173,65	202,59	231,54
60	100,26	150,39	200,52	250,65	300,78	350,91	401,04
90	115,78	173,66	231,55	289,44	347,33	405,22	463,1

Потери осевой нагрузки на спирально деформированном (под действием сжимающих осевых нагрузок) участке сжатой части колонны, расположенном на наклонной части канала, равны [7]:

$$\Delta P_{СП} = P_\alpha - (P_3 - G \cos \alpha) + q_{\partial в} L_{сн} \cos \alpha, \quad (3.9)$$

где P_3 – нагрузка на забой;

G – вес забойного двигателя и КНБК в промывочной жидкости (нижняя секция перфобура);

$q_{\partial в}$ – удельный вес винтового двигателя, Н/м;

r – радиус винтовой спирали, м;

$\alpha \approx 1,5(EI r^{-1} q \sin \alpha)^{0,5}$ – осевая сжимающая нагрузка на верхнем конце спирально деформированного участка колонны, $L_{сн}$;

L_{cn} – длина спирально деформированного (изогнутого) участка колонны, равная:

$$L_{cn} = \frac{1}{2k} \ln \frac{a + P_{\alpha}}{b(a - P_{\alpha})}, \quad (3.10)$$

где $b = \frac{\alpha + P_{\alpha}}{\alpha - P_{\alpha}}$;

$$a = 1,5 [EI/(r\mu)^{-1} q \cos \alpha]^{0,5};$$

$$k = [0,45(EI)^{-1} r\mu q \cos \alpha]^{0,5}.$$

Радиус винтовой спирали определится:

$$r = (D_d - d_{oe})/2 = (50 - 42)/2 = 4 \text{ мм}.$$

Потери осевой нагрузки на трение на участках набора зенитного угла определяются по формуле [10]:

$$\Delta P_{нб} = P_{нб} - (P_{заб} + \Delta P_H) - q\rho_{нб}(\sin \alpha - \sin \alpha_0), \quad (3.11)$$

где $P_{нб}$ – осевая нагрузка на верхнем конце участка набора кривизны, Н;

$\rho_{нб}$ – радиус набора кривизны, м;

α_0 и α – зенитные углы на верхнем и нижнем концах рассматриваемого участка ствола скважины соответственно.

Осевая нагрузка на верхнем участке набора кривизны определится из выражения [10]:

$$P_{нб} = P \exp(\mu \varphi) + q\rho_{нб}[\sin \alpha - \exp(\mu \varphi) \sin \alpha_0](\mu^2 - 1)(\mu^2 + 1)^{-1}, \quad (3.12)$$

где $P = P_{заб} + \Delta P_H$ – осевая нагрузка в конце участка набора кривизны, Н;

$\varphi = |\alpha - \alpha_0|$ – угол охвата;

Угол α_0 принимаем равным 11° (конструктивный угол оклонителя перфоратора).

В табл. 3 представлены результаты расчета потерь осевой нагрузки на трение на участке набора кривизны при различных его радиусах и при длине наклонного слабоискривленного участка 30 метров.

Таблица 3. Результаты расчета потерь на трение КНБК в перфорационном канале на участке набора кривизны $\Delta P_{нб}$, Н

Зенитный угол перфорационного канала в конце интервала набора кривизны	Радиус набора кривизны, м							
	3	4	5	6	7	8	9	10
30	391,7	390,71	389,72	388,72	387,73	386,73	385,74	384,74
60	1267,4	1264,7	1261,9	1259,2	1256,4	1253,7	1250,9	1248,2
90	2266,6	2262,6	2258,6	2254,6	2250,5	2246,5	2242,5	2238,5

4. Испытания перфобура на стенде

Для проведения испытаний устройства перфобур был создан специальный стенд, схема которого приведена на рис. 22.

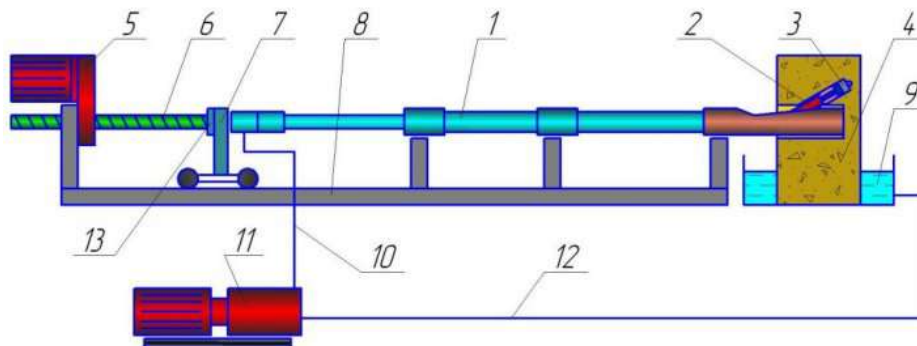


Рис. 22. Схема испытательного стенда:

- 1 – перфобур ПБ; 2 – винтовой двигатель Д-43; 3 – долото;
 4 – образец породы; 5 – привод ходового винта; 6 – ходовой винт;
 7 – тележка; 8 – рама; 9 – емкость; 10 – рукав высокого давления;
 11 – насос; 12 – трубопровод слива рабочей жидкости; 13 – динамометр

Исследовательский стенд включает блок искусственного песчаника (длиной 1,8 м и высотой 1,6 м) и резервуар-отстойник для промывочной жидкости, соединенный с промежуточной емкостью и размещенным в ней подпорным лопастным насосом, связанным через щелевой фильтр с всасывающей линией шестеренного электронасоса, нагнетательная линия которого соединена с переходником укороченного трубного толкателя горизонтально расположенного стендового варианта перфобура, состоящего из верхней и нижней (без якоря) секций. В переходнике установлены манометр для измерения давления промывочной жидкости и гидравлическая месдоза для измерения осевой нагрузки, поршень которой связан с винтовым ручным механизмом осевой подачи КНБК.

Проверка срабатывания поворотного узла (рис. 23) и направляющего гидрофиксатора производилась следующим образом. При перемещении вручную в крайнее верхнее положение трубного толкателя происходило механическое выталкивание утолщенной части дифференциального поршня гидрофиксатора по скошенному участку направляющего пазу верхнего корпуса перфобура и попадание другого конца поршня с более тонкой частью в пазовую ловушку корпуса. Происходила фиксация КНБК в корпусе с сохранением ограниченного перемещения до 70 мм. Автономно осуществлялся поворот трубного толкателя на 45°. При его перемещении вниз винтовым механизмом осевой подачи под действием перепада давления дифференциальный поршень выдавливался из пазовой ловушки утолщенной частью по скошенному участку в направляющий паз. После чего происходил доворот трубного толкателя еще на 45°, что в скважинных условиях обеспечит забуривание каждого следующего канала с разворотом корпуса перфо-

бура с отклонителем на 90°. На рис. 23 представлен механизм поворота после 25 циклов испытаний.



Рис. 23. Механизм поворота перфобура

Часть исследований приходилось на зимнее время года, в результате чего пришлось столкнуться с проблемами специфическими для бурения искусственного песчаника в зимнее время в неотапливаемом помещении стенда. Из всех опробованных промывочных жидкостей наилучшие эксплуатационные свойства оказались у незамерзающей смазывающе-охлаждающей жидкости на масляной основе “Укринол-5/5” (60 %) с 40 % добавкой разжижителя и пеногасителя в виде дизельного топлива. При бурении каналов в скважинных условиях будет применяться специальный полимерно-солевой раствор.

Для создания нужного температурного режима платформа с блоком разбуриваемой породы, резервуары с промывочной жидкостью и винтовой двигатель были ограждены прозрачным отапливаемым укрытием.

Были разработаны и изготовлены несколько вариантов режуще-скалывающих долот диаметрами 56...58 мм с зубками и пластинами. Стенд снабжался виброметром ВК-5М производства НПП «ВИКОНТ», для регистрации поперечных колебаний возникающих при работе винтового двигателя при бурении перфорационного канала.

Результаты испытаний представлены в табл. 4.

После бурения более десяти каналов длиной 2 м каждая компоновка была разобрана, был произведен осмотр ее базовых узлов, и последующий анализ установил, что долото изнашивалось незначительно, а остальные детали секции перфобура были работоспособны и имели незначительный износ.

На рис. 24...29 представлена шпindelная и шарнирная секция перфобура после бурения десяти каналов в цементно-песочном блоке.

Таблица 4. Результаты стендовых испытаний

№№ испы- тания	Тип дви- гателя	Промывочная жидкость	Осевая нагрузка, Н	Давление на насосе, МПа	Радиус кривизны канала, м	Кол-во каналов	Средняя мех. скорость, м/ч
1	Д-43	60 % “Укринол-5/5”	1800 - 2200	4,0...5,0	13,0	3	7,0
2	Д-43у	60 % “Укринол-5/5”	1200 - 1600	2,5...3,0	5,8	1	5,5
3	2Д-43	60 % “Укринол-5/5”	1800 - 2200	4,0...5,0	5,8	1	6,5
4	2Д-43	60 % “Укринол-5/5”	1800 - 2200	4,0...5,0	5,4	1	6,8



Рис. 24. Компонировка после испытания



Рис. 25. Разборка компоновки



Рис. 26. Шпиндельная секция



Рис. 27. Шарнирная секция



Рис. 28. Незначительный износ долота



Рис. 29. Осевая опора шпиндельной секции

5. Модернизация перфобура по результатам стендовых испытаний

Для испытаний ВЗД на стенде были изготовлены в ООО “ВНИИБТ-Буровой инструмент” специальные укороченные пары ротор-статор, гибкие межкорпусные сочленения – в ООО “СП Витценманн Россия”, гибкие межроторные сочленения – в ОАО “Завод гибких валов” (рис. 30).



Рис. 30. Гибкие межкорпусные и межроторные сочленения конструкции перфобура

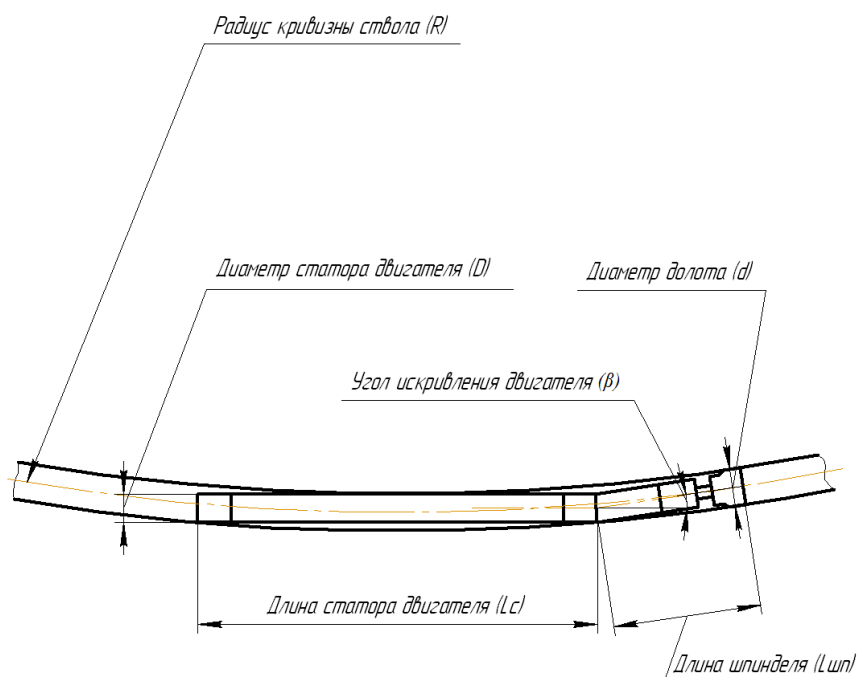


Рис. 31. Схема для определения наименьшего радиуса кривизны ствола и угла искривления двигателя

Шпиндель ВЗД создан в УГНТУ компактным и предельно укороченным с твердо-сплавными радиально-осевыми подшипниками скольжения (рис. 25 и рис. 11). Были также разработаны и изготовлены несколько вариантов режуще-скалывающих долот диаметром 57 мм с зубками и режущими пластинами. Все работы проводились за счет финансовых средств и организационной поддержки ООО «Газпром добыча Оренбург».

При проектировании перфобура оценили расчетным и графическим путем (рис. 31) возможность получения перфорационных каналов с наименьшим радиусом кривизны ствола. В расчетах использовали принятую нами формулу определения радиуса кривизны:

$$R \geq \frac{L_c^2}{8(d-D)} - 0,5 D, \quad (5.1)$$

где L_c – длина статора с верхним переводником до места искривления ВЗД;

D – наружный диаметр статора ВЗД;

d – диаметр долота.

Угол искривления ВЗД определяли из полученной на стадии разработки эскизного проекта следующей зависимости:

$$\beta = \arcsin \left[\frac{L_c}{2(R + 0,5 d)} + \frac{L_{unn}}{k_{non} R + 0,5 d} \right], \quad (5.2)$$

где L_{unn} – длина шпинделя от места искривления ВЗД до конца долота;

k_n – поправочный коэффициент на разницу форм осевых линий (прямолинейной у шпинделя с долотом и криволинейной у ствола перфорационного канала, $k_n = 1,03 - 1,05$).

При следующих исходных данных: $L_c = 0,6$ м, $D = 0,043$ м, $d = 0,056$ м, $L_{unn} = 0,225$ м, $k_n = 1,03$ предельно малый радиус кривизны ствола канала составил $R = 3,5$ м, а угол искривления ВЗД $\beta = 8^\circ 28'$.

Были спроектированы две инструментальные компоновки. Одна с 2-секционным укороченным статором ВЗД с гибкими межкорпусными сочленениями со следующими параметрами: $L_c = 0,73$ м, $D = 0,043$ м, $d = 0,056$ м, $L_{unn} = 0,265$ м, $\alpha = 6^\circ 30'$, при которых радиус кривизны ствола канала, пробуренного в цементно-песчаном блоке в стендовых условиях составил 5,5...5,6 м.

Другая компоновка с односекционным удлиненным статором без гибких межкорпусных сочленений имела следующие параметры: $L_c = 1,08$ м, $D = 0,043$ м, $d = 0,056$ м, $L_{unn} = 0,36$ м, $\beta = 4^\circ$, при которых радиус кривизны ствола канала, пробуренного в стендовых условиях составил 12...13 м.

После модернизации в процессе стендовых исследований были опробованы несколько видов промывочной жидкости. Но, исходя из требований по экологии, экономичности, влияния на условия эксплуатации ВЗД и улучшения параметров бурения породы, лучше всего пока подошла промывочная жидкость на вод-

ной основе плотностью 1020 кг/м^3 с добавками ПАВ ОП-10 и смазки для буровых растворов МТМ-1М с объемной концентрацией 0,3 % каждая. При этом существенно снизилось трение и нагрев винтовых паров ВЗД, скорость бурения увеличилась с 6-7 до 10-12 м/ч.

Определены потери давления в системе: трубный толкатель - поворотный узел – направляющий гидрофиксатор – гидронагружатель – гибкие трубы – промысловый переводник при расходе промывочной жидкости 2,5 л/с. Они составили 2,5 МПа, что позволило рассчитать ожидаемое давление на насосной станции при бурении в скважине перфорационного канала на глубине 2 000 м:

- на холостом режиме двигателя – 8...9 МПа;
- в режиме бурения перфорационного канала – 11...12 МПа.

6. Промысловые испытания перфобура

Первые опытно-промысловые работы производились на скважине № 952 ОАО «АНК «Башнефть» Чермасанского месторождения в период с 01 по 22 октября 2010 года.

Согласно разработанной технологией были проведены подготовительные работы по вырезанию «окна» в колонне диаметром 146 мм с применением универсального вырезающего устройства УВУ-146 (рис. 32 - 34).



Рис. 32. Универсальное вырезающее устройство УВУ-146



Рис. 33. Комплект ножей для УВУ-146



Рис. 34. Универсальное вырезающее устройство УВУ-146 после испытаний

Исходные данные по скважине:

- эксплуатационная колонна $\varnothing 146$ мм спущена на глубину – 1650 м,
- искусственный забой – 1459 м,
- зенитный угол в месте вырезки «окна» – 2 град,
- интервал вырезания «окна» (голова клина) – 1421...1425 м,
- толщина стенок колонны – 8 мм,
- максимальный зенитный угол – 10 град,
- места расположения муфт: верхняя – 1420 м, нижняя – 1431 м.

Технические характеристики УВУ-146:

- длина – 1185 мм,
- осевая нагрузка на резцы – не более 40 кН,
- частота вращения – 0,66...2,1 с⁻¹,

- перепад давления на устройстве – 2...3 МПа,
- количество прокачиваемой жидкости – 0,08...0,012 м³/сут.
- количество резцов – 5 шт.,
- диаметр корпуса – 116 мм,
- проходка на комплект резцов – 9 м,
- масса – 120 кг,
- присоединительная резьба – 3-88.

Вырезание участка обсадной колонны выполнялось в несколько этапов:

- Шаблонирование эксплуатационной колонны. Проводится при помощи скребка-шаблона соответствующего диаметра и длиной не менее 18 м для определения возможности прохождения компоновки с УВУ;
- Проведение ГИС;
- Сборка и спуск компоновки с УВУ (рис. 35, табл. 5).
- Врезание в эксплуатационную колонну;
- Фрезерование эксплуатационной колонны (табл. 6);
- Контроль за выносимой стружкой и шламом (рис. 36, 37);
- Проверка наличия вырезанного «окна» при помощи ГИС;
- Установка цементного моста в интервале фрезерования колонны. Верхняя граница моста не менее 10 м выше интервала фрезерования;
- Определение «головы» цементного моста и его подбурка до искусственного забоя 1435,8 м роторной компоновкой с репером диаметром 126 мм.
- Затем скважина промыта (2 цикла) и в нее закачан специальный буровой раствор.

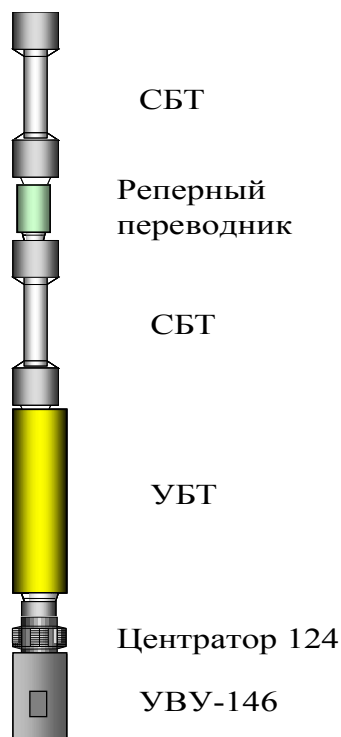


Рис. 35. КНБК для вырезания участка колонны

Таблица 5. Компоновка инструмента для вырезания участка колонны

Инструмент	Длина, м	Диаметр Наружный , мм	Резьба верх
УВУ -146	1,2	116	3-88
Центратор	0,3	124	3-73
Переводник	0,5	73	3-86
УБТ-106	6	106	3-86
Бурильная труба СБТ-73	8	73	3-86
Реперный патрубок	1	73	3-86
Бурильная колонна	остальное	73	3-86

Таблица 6. Режим фрезерования

Осевая нагрузка, кН	5...15
Частота вращения ротора, об/мин	50
Расход при вырезке, л/с	8
Время фрезерования, м	15
Давление при фрезеровании, атм.	50



Рис. 36. Металлическая стружка



Рис. 37. Выносимый шлам

18 октября 2010 г. перфобур был предварительно собран на дневной поверхности, его винтовой двигатель, промывочный переводник и направляющий гидрофиксатор были опробованы на технической воде при давлении до 9 МПа.

Во время спуска в скважину перфобур последовательно собран из отдельных секций согласно Программе и руководству по эксплуатации (рис. 40), его общая длина в транспортном положении вместе с патрубками хвостовика составила 46,5 м.

В линию нагнетания циркуляционной системы был установлен расходомер РСТ-16М для контроля производительности насосного агрегата (рис. 38), а для проверки запуска винтового забойного двигателя использовался малогабаритный виброметр ВК-5М показанный на рис. 39.



Рис. 38. Расходомер РСТ-16М в обвязке нагнетательной линии



Рис. 39. Виброметр ВК 5М контролирует поперечные колебания КНБК при запуске ВЗД

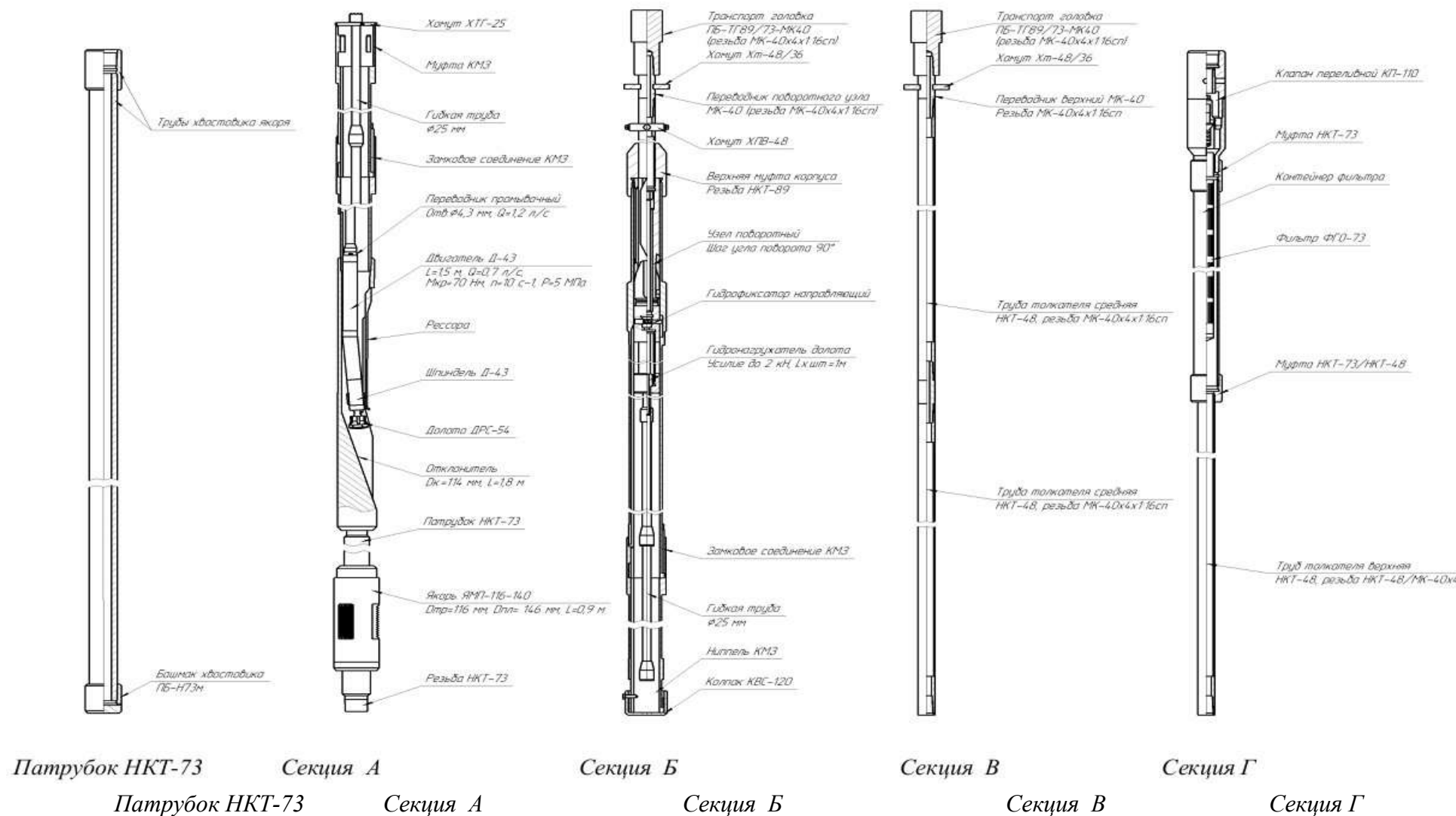


Рис. 40. Порядок сборки компоновки перфобура на устье скважины перед спуском

Спуск собранной компоновки с односекционным двигателем Д-43 в скважину и начало бурения каналов:

- спуск компоновки на трубах НКТ-73 осуществлялся со скоростью 0,25...0,5 м/с до упора опорного башмака хвостовика в искусственный забой скважины. При спуске происходило самозаполнение компоновки через комбинированный переливной клапан КП-110, имеющий в составе сливной клапан КС-73, перфобура буровым раствором из скважины;

- при осевой нагрузке колонной НКТ-73 в 2,5 т произошла подвижка колонны вниз на 1 м, которая была интерпретирована как окончательная посадка на забой. Последующие нагрузки 3...7 т не дали ожидаемой срезки двух транспортных штифтов якоря и его закрепления в стволе, натяжение колонны труб с усилием большим веса колонны на 1-2 т с контролем по индикатору веса не удалось произвести, компоновка свободно перемещалась вверх;

- после создания циркуляции бурового раствора при давлении на трех плунжерном насосе агрегата УНЦ1-160х500 (кислотника) 9...11 МПа и расходе 1,8...2 л/с в течение 2...3 часов заметной проходки не было получено. Принято решение о подъеме компоновки;

- после отсоединения ведущей рабочей трубы («квадрата») и выемки верхнего фильтра очистки бурового раствора в колонну НКТ-73 был сброшен шар диаметром 38 мм, возобновлена циркуляция раствора. При посадке шара в седло сливного клапана КС-73 произошло смещение перекрывающей сливные отверстия дифференциальной втулки и их открытие. Компоновка была поднята для ревизии.

Во время осмотра узлов разобранный компоновки выявлено, что:

- гибкие трубы, шток гидронагружателя сильно изогнуты, сломан один периферийный зубок долота, направляющий гидрофиксатор перфобура не фиксирует выдвигаемый на гибких трубах бурильный инструмент с винтовым двигателем Д-43 и долотом ДРС-55 в верхнем пазе-ловушке, вал шпинделя двигателя заклинен;

- дифференциальный поршень гидрофиксатора был изготовлен с нарушениями: короче по длине на 2,5 мм от чертежного размера, в результате ограничительная бронзовая пята была смята с образованием фаски в ней в 3 мм.

После анализа причин неисправностей принято решение в течение 3 дней устранить поломки, заменить гидронагружатель долота жесткой трубкой, изготовить новый дифференциальный поршень, оставить в якоря один срезной штифт, заменить долото и двигатель Д-43 двухсекционным 2Д-43, убрать из компоновки промывочный переводник, чтобы вернее оценить – работает или нет винтовой двигатель по расходу бурового раствора, поступающего в емкость из затрубья.

Повторный пуск компоновки с двухсекционным двигателем 2Д-43 в скважину и начало бурения каналов назначено на 20.10.2010 г.:

– во время сборки перфобура на устье скважины из-за установки хомута ЭЦН в ином месте верхний патрубок поворотного устройства уперся в талевый крюкоблок, и при соединении корпусов двух секций произошла жесткая передача нагрузки от крюкоблока весом 700 кг на инструментальную компоновку и долото, которое находилось в клиновом контакте с эксплуатационной колонной и клином-отклонителем перфобура. Произошла поломка одного зубка долота. Было принято решение продолжить спуск компоновки;

– после достижения искусственного забоя создали осевую нагрузку 30 кН колонной НКТ-73 на якорь, натяжение колонны труб с усилием большим веса колонны на 10...20 кН с контролем по индикатору веса не удалось произвести, компоновка перемещалась вверх. Увеличили нагрузку до 50 кН, результат остался прежним, якорь не сработал;

– после создания циркуляции бурового раствора при давлении на трех плунжерном насосе 9...11 МПа и расходе 0,5...0,7 л/с в течение 1...1,5 часа проходки не было получено. При осевой нагрузке около 0,3...0,4 кН винтовой двигатель останавливался, так как приток бурового раствора из скважины прекращался, и давление на насосе кратковременно возрастало до 18 МПа. Принято решение о подъеме компоновки;

– после отсоединения ведущей рабочей трубы («квадрата») и выемки верхнего фильтра очистки бурового раствора в колонну НКТ-73 был сброшен шар диаметром 38 мм, возобновлена циркуляция раствора. При посадке шара в седло сливного клапана КС-73 произошло смещение перекрывающей сливные отверстия дифференциальной втулки и их открытие.

– при прохождении якоря в эксплуатационной колонне выше «окна» произошла его затяжка с нагрузкой около 0,5...0,6 кН, более затяжек не наблюдалось. По-видимому, срезались два съемных штифта и плашки якоря утопились в его корпус;

Во время осмотра узлов разобранной компоновки выявлено, что:

– одна средняя гибкая труба изогнулась в трех местах, сломан один периферийный зубок долота (рис. 41);

– гибкие гофрированные межкорпусные сочленения очень сильно деформированы (смяты и надорваны);

– на желобе клина отклонителя заметна выработка от работы зубков долота, глубиной до 2 мм. Возможно долото не попало в вырезанный интервал.



Рис. 41. Гибкие трубы после испытаний

Исследования технологии создания перфорационных каналов и перфобура в промысловых условиях проводились с 05 по 13 сентября 2011 года на скважине № 506Н ОНГКМ ООО «Газпром добыча Оренбург». Задачи промысловых исследований и испытаний состояли в следующем:

- пробное бурение первого перфорационного канала длиной 8...12 м и радиусом кривизны 12...13 м с использованием в компоновке двухсекционного ВЗД 2Д-43 с целью уточнения оптимальных режимов бурения;

- в случае успешного завершения пробного бурения осуществление поворота на 90° корпуса с инструментальной частью компоновки перфобура на забое в скважине за счет его перемещения в крайнее верхнее положение относительно корпуса перфобура и испытательное бурение второго такого же канала.

После завершения фрезерования «окна» и извлечения из скважины технологического пакера было проведено замеры профиля ствола скважины в «окне» эксплуатационной колонны. Диаметр открытого ствола в «окне» длиной 4 м колебался от 156 до 170 мм.

Перед спуском в скважину перфобур был собран (рис. 42) и опробован на устье скважины (рис. 43). При выходе на полный холостой режим работы двигателя 2Д-43 с долотом ДРС-56 давление на насосной станции (рис. 44) составило 6...7 МПа, что соответствовало характеристикам, полученным при стендовых исследованиях.



Рис. 42. Сборка перфобура



Рис. 43. Испытания на устье скважины



Рис. 44. Насосная станция с трехплунжерным насосом 1.3 ПТ-50Д2

После спуска на забой первоначально бурение велось при осевой нагрузке 1 кН колонной труб НКТ(В)-73 по электронному индикатору веса, давление на насосной станции составляло 11...11,5 МПа, что соответствовало расчетным данным. Скорость бурения была незначительной, перемещение ведущей трубы составило 0,1...0,2 м за час работы. Сделана попытка постепенного увеличения нагрузки до 0,3 т. Перемещение ведущей трубы выросло до 0,7...0,8 м, значительная часть которого, скорее всего, была вызвана компенсационным перемещением (0,5 м) штока гидронагружателя во внутрь его корпуса.

После этого происходило заметное повышение давления на насосной станции до 15...15,5 МПа, которое было вызвано остановкой ВЗД 2Д-43. Приходилось открывать кран нагрузки для слива части промывочной жидкости в барьерную емкость и снижения давления в нагнетательной линии циркуляционной системы. Затем производились отрыв долота, закрытие крана нагрузки, давление на насосной станции в холостом режиме работы ВЗД по-прежнему составляло 8,5...9 МПа. Возобновили осевую нагрузку на инструмент до 1...1,5 кН. Скорость бурения по-прежнему была незначительной.

Увеличили нагрузки до 7 кН. ВЗД останавливался, но после первых повторений указанных нагрузок давление выше 11 МПа больше не поднималось. Принято решение о подъеме компоновки.

Поузловой и детальный осмотр узлов перфобура показал, что:

- долото сильно изношено, 6 зубьев из 8 полностью разрушены, нижние гибкие трубы имеют небольшую деформацию в виде продольных изгибов;
- нарушена герметичность гибкого межкорпусного сочленения секций ВЗД;

- гибкий вал, соединяющий роторы верхней и нижней секции двигателя, сломан;
- термообработанный вкладыш (ложемент) отклонителя профрезерован долотом на длину 300 мм и глубину 8...10 мм (рис. 45);
- другие узлы перфобура находятся в работоспособном состоянии.



Рис. 45. Износ вкладыша отклонителя и долота

Характер разрушений отклонителя и вооружений долота свидетельствовал о том, что инструментальная часть компоновки не попала в вырезанное «окно» эксплуатационной колонны из-за организационной ошибки в определении расстояния «окна» от забоя. При зарезании в колонну произошел износ долота по причине одновременного динамического фрезерования колонны и отклонителя.

Вследствие субъективного превышения осевой нагрузки до 7 кН вместо допустимого значения в 3...4 кН для гибкого межкорпусного сочленения произошла разгерметизация его многослойной оболочки, при этом гибкий вал внутри межкорпусного сочленения сильно изогнулся, и при вращении сломался.

Выводы

1. Стендовые и промысловые испытания на скважинах подтвердили работоспособность опытного образца перфобура конструкции УГНТУ.
2. Аналитически и экспериментально исследованы и установлены качественные закономерности динамической устойчивости КНБК перфобура при ее работе в канале сверхмалого диаметра и радиуса кривизны по прогнозируемой траектории.

3. Подобрана промывочная жидкость на водной основе с добавками ПАВ (ОП-10) и смазки для буровых растворов (МТМ-1М), объемной концентрацией 0,3 % каждая, обеспечившая оптимальные условия работы ВЗД и перфобура в целом.

4. Отмеченные в начале статьи преимущества технологии бурения многоствольных перфорационных каналов по прогнозируемой траектории будут реализованы в процессе намеченных в текущем году промысловых испытаний, после устранения выявленных технических и установленных организационных недостатков.

Литература

1. Котяхов Ф.И. Основы физики нефтяного пласта. М.: Гостоптехиздат, 1956. 364 с.
2. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2001. 199 с.
3. Близнюков В.Ю., Повалихин А.С. Технологические схемы бурения систем горизонтальных стволов в пласте высоковязкой нефти // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2011. № 10. С. 10-14.
4. Патент 2213195 РФ. IPC E21В 7/06. Способ вскрытия продуктивных пластов нефтяных и газовых скважин / Н.А. Шамов. Заявл. 23.10.2002. Оpubл. 27.09.2003.
5. Шамов Н.А., Лягов А.В., Асеев Е.Г. и др. Технология и технические средства улучшения гидродинамической связи скважины с пластом // Нефтегазовое дело. 2006. Том 4. № 1. С. 47-57.
6. Гусман М.Т., Балденко Д.Ф., Кочнев А.М., Никомаров С.С. Забойные винтовые двигатели для бурения скважин. М.: Недра, 1984. 232 с.
7. Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З. Бурение наклонных скважин: Справочник / Под редакцией А.Г. Калинина. М.: Недра, 1990. 348 с.
8. Лягов А.В., Маликов Е.Л., Кузнецова Н.Ю., Шамов Н.А., Лягова М.А., Симонов А.С. Совершенствование технологии вторичного вскрытия и освоения скважин // Электронный научный журнал “Нефтегазовое дело”. 2011. № 6. С. 160-173. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Lyagov/Lyagov_3.pdf
9. Гибадуллин Н.З., Тайгин Е.В., Салигаскаров Р.Р., Иконников И.И., Лягов А.В., Асеев Е.Г., Шамов Н.А., Назаров С.В., Зинатулина Э.Я. Опыт колтюбингового бурения горизонтальной скважины в АНК “Башнефть” // Время колтюбинга. 2004. № 8. С. 40-45.
10. РД 153-39.0-421-05. Методическое руководство по геолого-технологическому обоснованию бурения горизонтальных многозабойных скважин и боковых горизонтальных стволов. Бугульма, ТатНИПИнефть. 2005. 59 с.
11. Лягов А.В., Ишемгузин Е.И., Султанов Б.З. О повышении надежности шпинделя турбобура // Машины и нефтяное оборудование. 1977. № 12. С. 7-8.

EQUIPMENT AND TECHNOLOGY CREATION OF ULTRA-DEEP PERFORATIONS

N.A. Shamov, A.V. Lyagov
Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russia
e-mail: nsl@rusoil.net

D.V. Panteleyev, A.V. Vasiliev
"Gazprom dobycha Orenburg" LLC, Orenburg, Russia

M.A. Lyagova
Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russia

Lyagov IA
Saint-Petersburg State Mining University, Saint-Petersburg, Russia

Nazarov, S.
Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russia

E.G. Aseev
"NSL Firm" LLC, Ufa, Russia

Abstract. *The paper presents the results of years of work carried out by a team of authors led by professor UGNTU Lyagov A.V. The article presents the technology to create a secondary opening of productive zones of the reservoir by drilling ultra-deep channels of small diameter and curvature radius of the projected trajectory. The studies were conducted on the technical task of "Gazprom dobycha Orenburg", as a result of which, performed experiments with different layouts on a special stand of the laboratory, can be analytically established qualitative and quantitative laws of behavior of perfobur in excess of long channel, and field tests conducted for experimental assemblies in two wells workovers.*

Keywords: *perfobur, secondary opening, downhole drilling motors, whipstock, spindle motor section, base section, flexible connections, the working section of the engine, the chisel, bottomhole drill string assembly, punching the channel, the curvature radius of the trajectory*

1. Kotyakhov F.I. *Osnovy fiziki neftyanogo plasta* (Fundamentals of the oil reservoir physics). Moscow, Gostoptekhizdat, 1956. 364 p.

2. Berdin T.G. *Proektirovanie razrabotki neftegazovykh mestorozhdenii sistemami gorizontal'nykh skvazhin* (Design of oil and gas field development by using systems of horizontal wells). Moscow, Moscow, Nedra-Biznestsentr, 2001. 199 p.

3. Bliznyukov V.Yu., Povalikhin A.S. *Tekhnologicheskie skhemy bureniya sistem gorizontal'nykh stvolov v plaste vysokovязkoi nefti* (Technological schemes of horizontal holes drilling in high-viscous oil deposit), *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2011, Issue 10, pp. 10-14.

4. Patent 2213195 RU. IPC E21B 7/06. Method of tapping of oil and gas well producing formations / N.A. Shamov. Appl. 23.10.2002. Publ. 27.09.2003.

5. Shamov N.A., Lyagov A.V., Zinatullina E.Ya., Aseev E.G., Bubelov A.V., Tekhnologiya i tekhnicheskie sredstva uluchsheniya gidrodinamicheskoi svyazi skvazhiny s plastom (Technologies and technical equipments course to the improvement of hydrodynamical contact well and formation), *Neftegazovoe delo - Oil and Gas Business*, 2006, Vol. 4, Issue 1, pp. 47 - 57.
6. Gusman M.T., Baldenko D.F., Kochnev A.M., Nikomarov S.S. Zaboinye vintovye dvigateli dlya bureniya skvazhin (Downhole screw motors for well drilling). Moscow, Nedra, 1984. 232 c.
7. Kalinin A.G., Grigoryan N.A., Sultanov B.Z. Burenie naklonnykh skvazhin: Spravochnik (Directional wells drilling. Handbook). Ed.: Kalinin A.G. Moscow, Nedra, 1990. 348 p.
8. Lyagov A.V., Malikov E.L., Kuznetsova N.Yu., Shamov N.A., Lyagova M.A., Simonov A.S. Sovershenstvovanie tekhnologii vtorichnogo vskrytiya i osvoeniya skvazhin (Improving the technology of the secondary opening and development of wells). Electronic scientific journal "Neftegazovoe delo - Oil and Gas Business". 2011. Issue 6, pp. 160 - 173.
URL: http://www.ogbus.ru/authors/Lyagov/Lyagov_3.pdf
9. Gibadullin N.Z., Taigin E.V., Saligaskarov R.R., Ikonnikov I.I., Lyagov A.V., Aseev E.G., Shamov N.A., Nazarov S.V., Zinatulina E.Ya. Opyt koltyubingovogo bureniya gorizontal'noi skvazhiny v ANK "Bashneft" (The experience of horizontal well coiled tubing drilling in ANK "Bashneft"), *Vremya koltyubinga – Coiled Tubing Times*, 2004, Issue 8, pp. 40 - 45.
10. RD 153-39.0-421-05. Metodicheskoe rukovodstvo po geologo-tekhnologicheskomu obosnovaniyu bureniya gorizontal'nykh mnogozaboinykh skvazhin i bokovykh gorizontal'nykh stvolov. (Instructional guidelines for geological and technological justification of horizontal multilateral wells and horizontal holes drilling). Bugul'ma, TatNIPIneft, 2005. 59 p.
11. Lyagov A.V., Ishemguzhin E.I., Sultanov B.Z. O povyshenii nadezhnosti shpindelya turbobura (On increasing the reliability of the turbo-drill spindle), *Mashiny i neftyanoe oborudovanie*, 1977, Issue 12, pp. 7 - 8.