

Инженер-нефтяник

№ 1'2017

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ



Предупреждение искривления скважин большого диаметра

Программно-информационное сопровождение бурения скважин на шельфе

Выбор проппанта для проведения гидроразрыва пласта

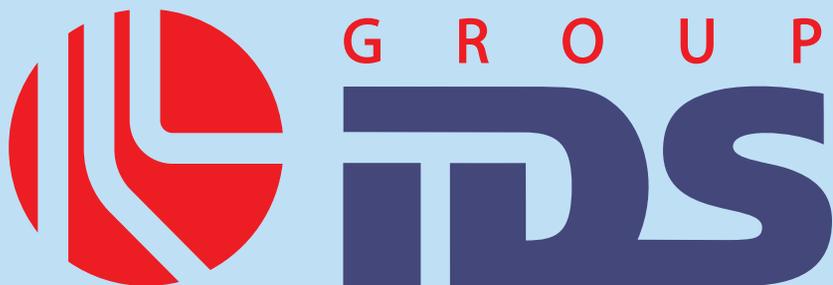
Технология обезвреживания нефтяных шламов методом капсулирования

Прогнозирование теплового поражения при пожаре на магистральном нефтепроводе

Механизм формирования и распространения одиночной солитонной волны в океане



Интегрированный буровой
сервис



Адрес компании:
127422, Москва,
Дмитровский проезд, 10
тел.: +7 (495) 543 9116
факс: +7 (495) 543 9612
e-mail: ids@ids-corp.ru
сайт в Интернете:
www.ids-corp.ru



Группа компаний Ай Ди Эс (IDS Group) – ведущая российская нефтесервисная группа, оснащенная современным оборудованием и оказывающая комплексные услуги компаниям нефтедобывающего сектора:

- Бурение наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов с использованием собственных мобильных буровых установок и оборудования
- Углубление скважин с целью разведки нижележащих горизонтов с отбором керна собственным оборудованием
- Бурение разведочных скважин глубиной до 3000 метров с использованием собственных мобильных буровых установок и оборудования
- Инженерно-телеметрическое сопровождение:
 - наклонно-направленного и горизонтального бурения собственными телесистемами с гидравлическим каналом связи
 - вырезки «окна», отработки долот, винтовых забойных двигателей, гидравлических ударных механизмов, гидравлических расширителей ствола
 - собственных буровых растворов для промывки скважин
 - отбора керна собственным оборудованием
 - оснастки обсадных колонн при креплении боковых стволов
 - инструмента для заканчивания боковых стволов

Сотрудничество с IDS Group – это возможность получения полного комплекса современного скважинного сервиса под ключ

СОДЕРЖАНИЕ

CONTENTS

Особенности технологии бурения и подготовки ствола вертикальной скважины к спуску обсадной колонны большого диаметра.
Повалихин А.С., Близнюков В.Ю.

5

Drilling technology features and the preparation of vertical borehole to the running of casing of large diameter.
Povalikhin A.S., Bliznyukov V.YU.

Вопросы предупреждения искривления вертикальных стволов большого диаметра при строительстве поисково-разведочных скважин.
Близнюков В.Ю., Повалихин А.С.

12

Curvature prevention of the vertical bores of large diameter of exploratory wells construction.
Bliznyukov V.YU., Povalikhin A.S.

Современные телеметрические системы для мониторинга траектории бурения ствола скважины.
Поплыгин В.В., Дворецкас Р.В.

18

Modern telemetry systems to monitor the trajectory of construction of the wellbore.
Poplygin V.V., Dvoretckas R.V.

Программно-информационное сопровождение строительства скважин Арктического шельфа.
Двойников М.В., Кадочников В.Г., Куншин А.А.

23

Software and information support of drilling the Arctic shelf.
Dvojniov M.V., Kadochnikov V.G., Kunshin A.A.

Уменьшение стоимости бурения скважин за счет оптимизации размеров КНБК.
Буримов Ю.Г.

28

The reduction of the cost of drilling wells by optimizing the dimensions of the BHA.
Burimov YU.G.

Применение гравийных фильтров в скважинах подземного хранилища газа для предотвращения выноса песка.
Абсатдаров Р.Н.

36

Gravel packing installation for wells of underground gas storage.
Absatdarov R.N.

Оптимизация типа и размера проппанта для гидроразрыва пласта на примере месторождений Ирана.
Масооми Реза, Долгов С.В.

41

Optimization of the proppant type and size for hydraulic fracturing in an Iranian oil sand reservoir.
Masoomi Reza, Dolgov S.V.

Разработка технологии обезвреживания нефтешлама НПЗ «Зунг Куат».
Чан Тхи Лонг Ан, Мешеряков С.В., Сидоренко Д.О., Нго Тхю Фыонг

44

Development of technology for neutralization oily sludge in the Zund Kuat refinery.
Chan Thi Long An, Meshherjakov S.V., Sidorenko D.O., Ngo Thju Fyong

Методика оценки условной вероятности теплового поражения при пожаре на магистральном газопроводе.
Цхадая Н.Д., Быков А.И.

50

Method of estimating conditional probability of thermal destruction in case of fire on the main gas pipeline.
Ckhadaya N.D., Bykov A.I.

Бегущие волны «цунами».
Иванников В.И.

56

Running wave "tsunami".
Ivannikov V.I.

Аннотации статей

63

Abstracts of articles

Журнал по решению ВАК Министерства образования и науки РФ включён в "Перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание учёных степеней кандидата и доктора наук".

Журнал включен в Российский индекс научного цитирования (РИНЦ).

Учредитель научно-технического журнала «Инженер-нефтяник»: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг»

Главный редактор: д.т.н. Повалихин Александр Степанович

Редакционный совет:

Литвиненко Владимир Стефанович – д.т.н., профессор, ректор Национального минерально-сырьевого университета «Горный»

Мартынов Виктор Георгиевич – д.э.н., профессор, ректор Российского Государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина

Калинин Анатолий Георгиевич – д.т.н., профессор-консультант Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

Оганов Александр Сергеевич – д.т.н., профессор, зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин Российского Государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина

Бастриков Сергей Николаевич – д.т.н., профессор, генеральный директор ОАО «Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности»

Кульчицкий Валерий Владимирович – д.т.н., зам. зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин Российского Государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина

Потапов Александр Григорьевич – д.т.н., профессор, заместитель директора «Центр разработки, эксплуатации месторождений природных газов и бурения скважин» ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Редакционная коллегия:

Гноевых Александр Николаевич – д.т.н., советник генерального директора ООО «Газпром бурение»

Быков Игорь Юрьевич – д.т.н., профессор кафедры машины и оборудование нефтяных и газовых скважин Ухтинского государственного технического университета

Рогачёв Михаил Константинович – д.т.н., профессор, зав. кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Национального минерально-сырьевого университета «Горный»

Соловьёв Николай Владимирович – д.т.н., профессор, зав. кафедрой современных технологий бурения скважин Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

Руководитель группы вёрстки и дизайна Тюшагин Игорь Валерьевич
Перевод Орлов Николай Александрович

Адрес редакции: 127422 Москва, Дмитровский проезд, 10

Телефон редакции: (495) 543-91-16; Факс: (495) 543-96-12

Адреса электронной почты: om@ids-corp.ru, povalihin1@yandex.ru

Адрес сайта в сети Интернет: www.ids-corp.ru

Свидетельство о регистрации средств массовой информации ПИ №ФС77-35382 от 17 февраля 2009 г.

Индекс журнала в каталоге Агентства «Роспечать» - 35836

Индекс журнала в объединённом каталоге "Пресса России" - 91842

Типография "ПринтФормула"

Тираж 950 экз.

Журнал приглашает к сотрудничеству учёных и инженеров, рекламодателей, всех заинтересованных лиц. При перепечатке материала ссылка на издание обязательна.

Редакция не несёт ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях. Материалы, отмеченные логотипами компаний, носят рекламно-информационный характер и публикуются на правах рекламы.

УДК 622.243

Особенности технологии бурения и подготовки ствола вертикальной скважины к спуску обсадной колонны большого диаметра

А.С. Повалихин - доктор техн. наук
В.Ю. Близиуков – доктор техн. наук, профессор

Цели и задачи поисково-разведочного бурения определяют особые и взаимозависимые требования к конструкции скважины и технологии бурения:

- необходимость в многоколонной конструкции скважины, предусматривающей в регионах со сложными горно-геологическими условиями резервную обсадную колонну;

- сложность конструкции скважины вызывает необходимость бурения ствола большого диаметра в верхних интервалах разреза;

- условия спуска и цементирования обсадных колонн большого диаметра диктуют высокие требования к кривизне и качеству ствола.

Проводка ствола большого диаметра осуществляется в интервалах разреза, которые сложены неустойчивыми, мягкими горными породами, что способствует искривлению скважины и формированию дефектов ствола в виде локальных искривлений, уступов.

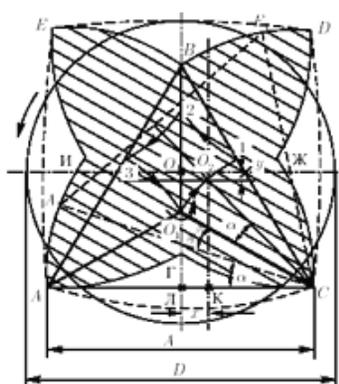
§ 1. Формирование ствола скважины

В скважине долото может располагаться с радиальным зазором благодаря разработке стенки ствола, порой

достигающей значительной величины. При этом долото вращается со смещением относительно оси скважины, а сам ствол, особенно в мягких горных породах, подвержен искажению в поперечном и в продольном сечениях. Установлено, что поперечное сечение ствола скважины формируется в виде многоугольника [1] со сглаженными углами, что, хотя и ведет к уменьшению объема работы по разрушению горной породы, однако способствует увеличению темпа искривления ствола, так как центрировать компоновку низа бурительной колонны (КНБК) в подобном стволе сложнее, чем в цилиндрическом (рис. 1). Кроме того, устойчивость ствола со сложным сечением к действию горного давления значительно ниже. Ствол скважины с многоугольным сечением создаёт также стесненные условия для продвижения КНБК и обсадных колонн.

Для формирования ствола круглого поперечного сечения над долотом необходимо устанавливать калибратор, который, во-первых, совмещает ось вращения долота с осью скважины, а, во-вторых, значительно ограничивает боковую фрезерующую способность долота.

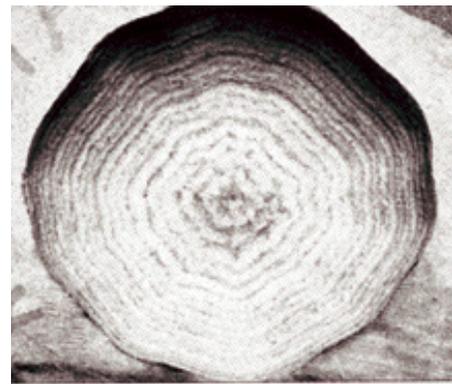
В продольном сечении ствол скважины может иметь условно синусоидальные и винтообразные локальные



а)



б)



в)

Рис. 1. Схема и результат формирования сечения ствола скважины при бурении трёхшарошечным (а, б) долотом и форма забоя скважины при бурении лопастным типа PDC (в).

искривления при постоянном диаметре ствола, единичные, односторонние или разносторонние резкие смещения оси, а также уступы, образующиеся в местах резкого изменения формы поперечного сечения [2].

Рассматривая возможность развития разнообразных форм ствола вертикальной скважины в процессе бурения различными КНБК Семак Г.Г. установил механизм формирования локальных искривлений [2]. В данной работе Г.Г. Семаком рассмотрен случай бурения в изотропной горной породе абсолютно жёсткой прямой КНБК с опорно-центрирующими элементами (ОЦЭ) при отсутствии каких-либо отклоняющих сил, которые могли быть вызваны самой КНБК и воздействием бурильной колонны. При этом принято условие, что траектория оси, формирующегося в процессе бурения ствола скважины, определяется траекторией хода ОЦЭ, скользящих по стволу скважины, как по копиру. Форма ствола скважины, имеющего постоянный диаметр, полностью определяется формой её оси, а при перемещении КНБК центры ОЦЭ и долота перемещаются по оси скважины. Другими словами, при бурении центры полноразмерных ОЦЭ и долота совпадают с осью скважины. На рис. 2 показана схема скважины с локальными искривлениями, по которой свободно проходит жёсткая КНБК, содержащая долото и два ОЦЭ.

Для развития ритмичных локальных искривлений необходимо ощутимое первоначальное радиальное смещение оси скважины в зоне расположения долота и калибратора.

Такие резкие радиальные смещения оси ствола скважины могут быть вызваны:

- изменением твёрдости горной породы;
- наличием уступов в стенке ствола скважины;
- наличием металла на забое;
- поворотом КНБК, содержащей эксцентрично установленные ОЦЭ (при бурении забойным двигателем);
- образованием каверны;
- неблагоприятным сочетанием мощности пластов горной породы с различной твёрдостью и расстояния между долотом и калибратором;
- вхождением КНБК в ствол, сформированный КНБК с иным расположением ОЦЭ;
- переходом на меньший диаметр долота после спуска обсадной колонны;
- длительной приработкой долота забойным двигателем-отклонителем

или без него с образованием в месте приработки уступа в виде оставшейся части старого забоя;

- выработкой долотом и калибратором выемок в стенке скважины за счёт отклоняющей силы и т. п.

Необходимо отметить, что ориентация большинства радиальных смещений долота в процессе бурения и, соответственно, ствола скважины является случайной, не поддающейся управлению. Качество, форма ствола скважины, эффективность применения КНБК и срок службы ОЦЭ определяется реакцией КНБК на подбные вынужденные радиальные смещения долота.

Единичные радиальные смещения ствола скважины встречаются нижней рабочей поверхностью калибратора и калибрование стенки ствола производится по неровному стволу при несимметричном радиальном нагружении (рис. 3).

Для случая износа калибратора сверху и снизу действительный проходной диаметр ($D_{\text{пр}}$) локально

искривленной скважины можно определить по формуле [2]:

$$D_{\text{пр}} = D - \frac{D-d}{2 \cdot \sin \frac{\pi \cdot L}{m}} \quad (1)$$

где D - диаметр ствола скважины, равный диаметру изношенного долота, мм;

d - диаметр изношенного калибратора в верхнем сечении, мм;

L - длина калибратора, мм;

m - расстояние от долота до центра калибратора, мм.

Например, для данных, полученных при бурении долотом диаметром 295,3 мм ($D = 292$ мм; $d = 230$ мм; $m = 1600$ мм; $L = 860$ мм), проходной диаметр ствола скважины в интервале работы калибратора равен 260 мм, что составляет 89% от номинального диаметра долота. В том случае, когда проходной диаметр скважины меньше диаметра УБТ или забойного двигателя, то возможно касание основы КНБК (УБТ или забойный двигатель) стенки ствола в интервале между ОЦЭ. Даже при незначительном изнашивании калибратора он быстро теряет свои функции как ОЦЭ. Износ калибратора на конус снизу и сверху равноценен значительному его укорочению.

Таким образом, проведенные исследования [2] показывают, что ствол вертикальной скважины, пробуренной жёсткой КНБК, может

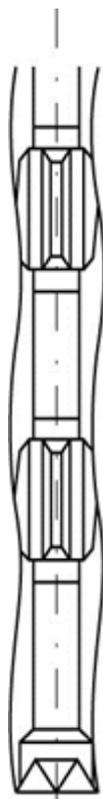


Рис. 2. Схема формирования локальных искривлений ствола при бурении КНБК.

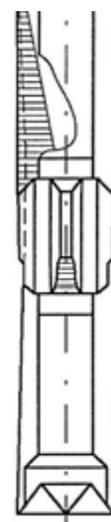


Рис. 3. Схема работы калибратора в стволе скважины с локальными искривлениями.

быть осложнён локальными искривлениями. Интенсивность локальных искривлений оси ствола можно характеризовать радиусом кривизны, который на несколько порядков меньше радиуса кривизны оси КНБК, изогнутой в пределах её упругой деформации. Поэтому возможный прогиб КНБК вносит в механизм образования локальных искривлений ствола незначительную поправку, которой при практических расчётах можно пренебречь.

Локальные искривления нельзя зафиксировать при измерении геометрических параметров ствола скважины с помощью обычных инклинометров. Измерение параметров локальных искривлений ствола скважины производится специальными измерительными устройствами.

Основные теоретические положения данной модели формирования локальных искривлений ствола подтверждаются условиями прохождения жёсткой КНБК по стволу скважины и характером износа ОЦЭ [1-4].

Приведенные на рис. 4 примеры износа элементов РУС иллюстрируют хорошую фрезерующую способность долота и возможность существенного смещения текущего забоя скважины в радиальном направлении по действию отклоняющей силы на долоте. Образование локальных искривлений ствола скважины может быть вызвано различными факторами, в том числе и случайными, однако их кривизна ограничивается условиями вписываемости КНБК. Интенсивность

общего искривления ствола вертикальной скважины, как уже отмечалось, значительно меньше возможной, рассчитанной из условия вписываемости КНБК в плавно изогнутый ствол, не имеющий локальных искривлений.

Существенные отклонения в поперечном и продольном сечениях ствола скважины от идеальной формы могут привести к следующим нежелательным последствиям:

- увеличиваются силы сопротивления при перемещении КНБК в стволе скважины;
- увеличивается темп износа ОЦЭ и долота;
- высокие риски при спуске обсадных колонн;
- низкое качество цементирования обсадных колонн [4].

О наличии локальных искривлений ствола скважины, уступов и неправильной формы поперечного сечения ствола можно судить по следующим признакам:

- повышенный износ долота по диаметру;
- значительный износ лап шарошечного долота;
- интенсивный износ рабочей поверхности калибратора по торцам;
- износ на конус сверху и снизу рабочей поверхности калибратора;
- увеличение времени на подготовку ствола скважины к спуску обсадной колонны;
- винтообразный или некруглый в поперечном сечении керн при бурении коронкой;

- динамичный характер изменения нагрузки на крюке при спуске и подъёме буровой колонны, заклинивание и посадки КНБК.

Для обеспечения качественной формы ствола скважины необходимо [5]:

- применять калибраторы со спиральными лопастями;
- при использовании калибратора с прямыми лопастями следует учитывать, что количество последних должно быть больше, чем шарошек у долота;
- длина (L_K) лопасти калибратора должна удовлетворять соотношению:

$$L_K \geq (1,5 \div 2,0) \cdot D_D \quad (2)$$

где D_D - диаметр долота, мм.

§ 2. Искривление вертикальной скважины

Поисково-разведочные скважины обычно проектируются вертикальными, поэтому обеспечение вертикальности таких скважин является актуальной задачей, особенно при бурении ствола под кондуктор и промежуточные обсадные колонны.

Основными причинами искривления ствола вертикальной скважины являются:

- геологические (анизотропность горных пород, перемежаемость пластов горных пород с различной твёрдостью, угол наклона пластов, тектонические нарушения, слоистость, сланцеватость и трещиноватость, устойчивость горных пород);
- технические (эксцентричное соединение элементов КНБК, наличие изгиба, овальность утяжелённых буровых труб, радиальный люфт вала забойного двигателя, повреждение долота, абразивный износ опорно-центрирующих элементов);
- технологические (продольный изгиб КНБК, режим промывки, способствующий размыву стенки скважины и снижению её устойчивости, геометрия направляющего участка ствола скважины, нарушение режима бурения).

В условиях комплексного влияния геолого-технических факторов на проводку скважины обеспечение вертикальности её ствола является сложной задачей, требующей применения специальных технологий и специальных технических средств.

Применительно к бурению ствола большого диаметра можно выделить следующие отрицательные последствия искривления скважины:



Рис. 4. Примеры износа элементов роторной управляемой системы (РУС) компании «Шлюмберге» после бурения в интервале чередования твердых и абразивных пород [3].

- увеличение затрат времени на подготовку ствола скважины под спуск обсадной колонны;
- риск смятия обсадных колонн в интервале резкого перегиба оси ствола скважины;
- недостижение обсадной колонной проектной глубины;
- образование в стенке скважины под воздействием замков бурильных труб продольной выработки в виде желоба;
- необходимость проведения дополнительных работ (корректировка траектории бурения, перебуривание отдельных интервалов, проведение контрольных замеров кривизны и т.д.).

§ 3. Предупреждение искривления ствола скважины

Применительно к условиям разрушения забоя искривление ствола вертикальной скважины определяется углом перекоса долота в скважине и силой бокового давления долота на стенку скважины, которую принято называть отклоняющей силой [6].

В случае установки калибратора непосредственно над долотом фрезерующая способность долота сводится к минимуму и, поэтому, главным фактором, который при этом определяет отклонение ствола скважины от вертикали, является угол перекоса долота.

Перекос ($\Delta_{ДПР}$) долота на забое обусловлен наличием зазора между ОЦЭ и стенкой скважины (рис. 5). Кроме того, КНБК под действием осевой нагрузки, изгибающего момента, приложенного к верхнему её концу, теряет прямолинейную форму, и изгибается, в результате чего перекос долота относительно оси вертикального ствола скважины увеличивается на угол $\Delta_{ДПР}$ (рис. 5). Следовательно, общий угол $\Delta_{ОБЩ}$ перекоса долота равен сумме этих двух углов [6]:

$$\Delta_{ОБЩ} = \Delta_{ДПР} + \Delta_{ДПР} \quad (3)$$

Таким образом, основной задачей при расчете КНБК с ОЦЭ для бурения вертикальной скважины является нахождение такой длины l , при которой общий угол перекоса $\Delta_{ОБЩ}$ долота был бы минимальным при любом сочетании технологических факторов.

Минимум общего угла $\Delta_{ОБЩ}$ перекоса долота принимается за критерий нахождения максимальной длины ($L_{МАХ}$) жёсткой КНБК для бурения вертикальной скважины [6].

$$L_{МАХ} = 0,5 \cdot \sqrt[3]{\frac{EJ}{q}} \quad (4)$$

где EJ, q - жесткость на изгиб и вес единицы длины основы КНБК (УБТ, забойный двигатель) в $\text{кН} \cdot \text{м}^2$ и $\text{кН}/\text{м}$ соответственно.

Необходимо отметить, что при искривлении ствола скважины $\Delta_{ДПР}$ будет увеличиваться вследствие изгиба наддолотной секции КНБК под действием изгибающего момента со стороны бурильной колонны, причём долото будет направлено в сторону уменьшения зенитного угла (рис. 6). Что же касается отклоняющей силы на долоте, то она будет направлена в сторону увеличения зенитного угла, но с ростом последнего величина отклоняющей силы будет снижаться (рис. 6). Таким образом, результат будет определяться балансом факторов: $\Delta_{ДПР}$ и отклоняющей силы (F) на долоте. Для обеспечения вертикальности скважины в данном случае следует ограничить фрезерующую способность долота, например, за счёт установки калибратора.

§ 4. Предупреждение искривления и приведение ствола скважины к вертикали

В практике строительства скважин применяются следующие основные способы обеспечения вертикальности ствола и приведения искривленной скважины к вертикали:

- использование эффекта «маятника», за счёт создания максимально возможной отклоняющей силы на долоте, направленной в сторону, противоположную направлению искривления ствола и увеличение при этом интенсивности фрезерования стенки ствола боковой поверхностью долота;
- активное искривление ствола в сторону вертикали за счёт отклоняющей силы или изменения угла перекоса долота в скважине.

Указанные способы проводки вертикальной скважины реализуются соответствующими техническими средствами:

- маятниковые КНБК;
- жесткие КНБК;
- забойные двигатели-отклонители.

§ 4.1 Маятниковая КНБК

Эффект маятниковой КНБК обеспечивается за счёт отклоняющей силы на долоте и фрезерования последним своей боковой рабочей

поверхностью стенки скважины. При этом отклоняющая сила на долоте маятниковой КНБК в искривленной скважине всегда направлена в

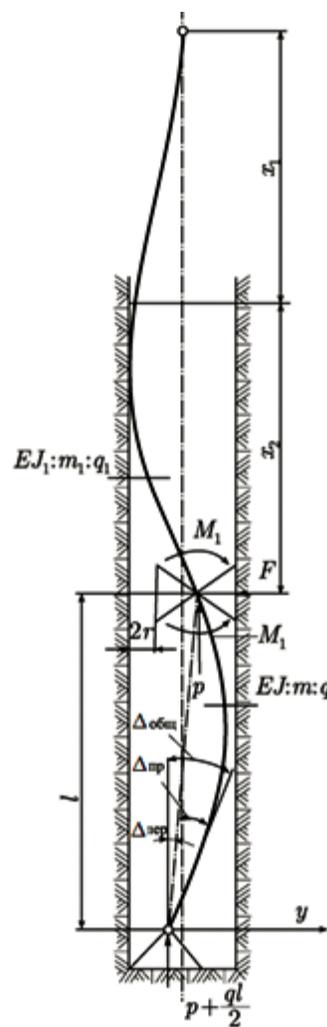


Рис. 5. Схема взаимодействия жёсткой КНБК со стволом вертикальной скважины.
 x_1 - длина растянутой части бурильной колонны;
 x_2 - длина сжатой части бурильной колонны;
 p - осевая реакция, приложенная к нижнему концу бурильной колонны и равная по величине весу сжатой части колонны;
 M_1 - реактивный изгибающий момент;
 F - боковая реакция на ОЦЭ;
 EJ_1 - жесткость на изгиб бурильной колонны;
 q_1 - вес единицы длины бурильной колонны в промывочной жидкости;
 l - длина жесткой КНБК;
 EJ - жесткость на изгиб основы КНБК (УБТ, забойный двигатель);
 q - вес единицы длины основы КНБК в промывочной.

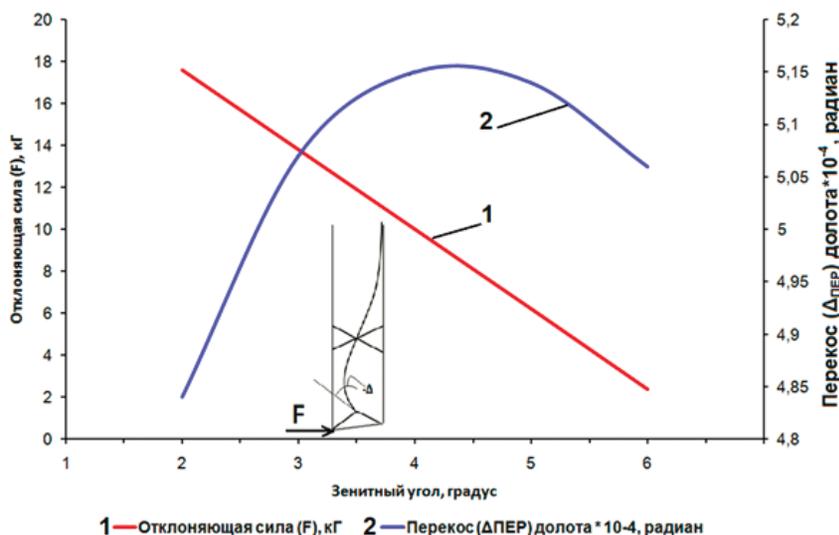


Рис. 6. Зависимость отклоняющей силы (F) на долоте и угла (Δпер) перекоса долота от зенитного угла для жёсткой КНБК: долото диаметром 215,9 мм, УБТ178 - 9 м, центратор диаметром 215,9 мм, УБТ-178.

сторону уменьшения зенитного угла. Величина отклоняющей силы определяется поперечной составляющей веса наддолотной секции КНБК. Поэтому для обеспечения максимальной величины отклоняющей силы направляющая секция КНБК также должна иметь максимально возможную длину, что достигается установкой ОЦЭ (рис. 7).

Как видно из схемы (рис. 7, б) в случае применения ОЦЭ долото направлено в сторону уменьшения искривления ствола, а при отсутствии ОЦЭ

угол перекоса и отклоняющая сила действуют разнонаправленно, что снижает эффективность таких маятниковых КНБК.

Простая маятниковая КНБК рассчитывается следующим образом (рис. 8).

Величина отклоняющей силы (F) на долоте рассчитывается по формуле:

$$F = \frac{q \cdot \sin \alpha \cdot L}{2} \cdot \frac{\rho_{СТ} - \rho_{БР}}{\rho_{СТ}} \quad (5)$$

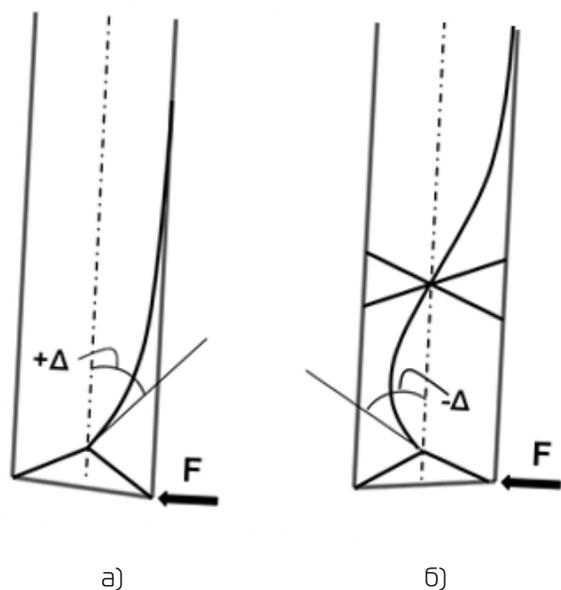


Рис. 7. Схемы маятниковых КНБК.

где L - длина КНБК от долота до точки касания УБТ (корпуса забойного двигателя) стенки ствола скважины, м:

$$L = \sqrt[4]{\frac{12 \cdot (D_D - d) \cdot EJ}{q \cdot \sin \alpha} \cdot \frac{\rho_{СТ}}{\rho_{СТ} - \rho_{БР}}}$$

F - отклоняющая сила, кН;

D_Д - диаметр долота, м;

d - диаметр УБТ (корпуса забойного двигателя), м;

q - вес 1 м УБТ (забойного двигателя), кН/м;

α - зенитный угол ствола скважины в месте размещения КНБК, градус;

ρ_{СТ} - удельный вес стали, кН/м³;

ρ_{БР} - удельный вес бурового раствора, кН/м³.

EJ - жёсткость на изгиб УБТ (забойного двигателя), кН·м²;

E - модуль упругости (Юнга) стали - 210·10⁶ кН/м²;

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (d^4 - d_B^4) - \text{осевой момент}$$

инерции сечения УБТ, м⁴;

d_В - диаметр отверстия в УБТ, м.

§ 4.2 Жёсткие КНБК

Существует класс оптимальных КНБК, размеры (диаметр ОЦЭ и их размещение) которых рассчитаны при условии равенства нулю отклоняющей силы (F) и угла (Δ) перекоса долота [4]:

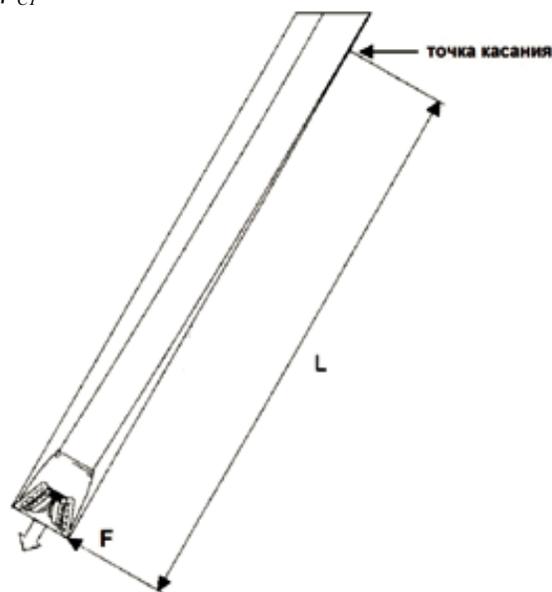


Рис. 8. Расчётная схема простой маятниковой КНБК. L - длина КНБК от долота до точки касания УБТ (корпуса забойного двигателя) стенки ствола скважины; F - отклоняющая сила.

$$\left. \begin{aligned} F &= 0 \\ \Delta &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

Инструкцией по предупреждению искривления вертикальных скважин [5] рекомендуется использовать КНБК с оптимальными размерами, рассчитанными при минимальном значении угла наклона скважины. Оптимальная КНБК при отклонении ствола от вертикали обеспечит стабилизацию минимально допустимого значения зенитного угла ствола скважины. Причём, при выполнении условий (6) долото будет разрушать горную породу только в направлении своей оси без фрезерования стенки скважины в поперечном направлении, что обеспечит получение качественного ствола скважины (рис. 9). Кроме того, условия работы долота, при которых его ось совпадает с осью скважины, а отклоняющая сила равна нулю, будут способствовать увеличению скорости бурения и ресурса работы долота. В случае использования забойного двигателя нагрузки на радиальные опоры шпинделя будут минимальны, что также увеличит время его работы на забое.

Строго говоря, критерий (4) оптимизации размеров КНБК выполняется при наличии угла наклона скважины не менее чем на 1-2°, поэтому оптимальные КНБК рекомендуется к применению при бурении скважин с зенитным углом не выше 5° [5].

Необходимо отметить, что в процессе выбора оптимальных размеров КНБК следует учитывать, что при определённых соотношениях таких размеров в случае увеличения зенитного угла ствола скважины свыше 5° интенсивность её искривления за счёт отклоняющей силы на долоте может резко увеличиться (рис. 10). Из сравнения графиков отклоняющей силы на долоте,

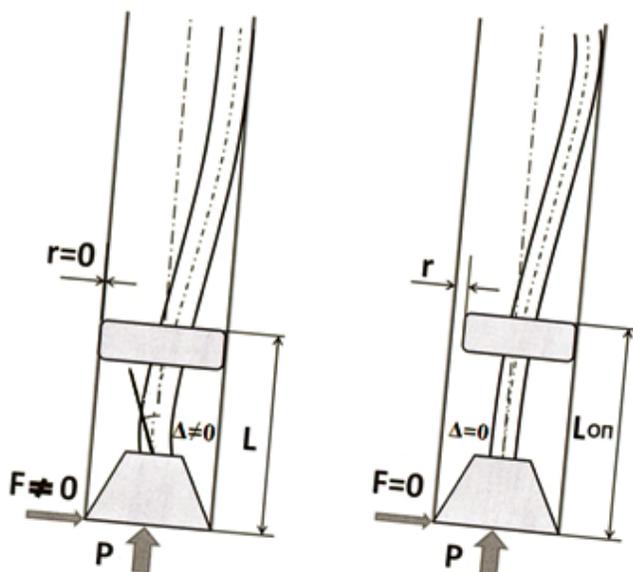


Рис. 9. Схема КНБК с центратором в наклонном прямолинейном стволе скважины:

P – осевая реакция забоя;

F – отклоняющая сила на долоте;

r – радиальный зазор между стенкой скважины и ОЦЭ;

Δ – угол между осями долота и скважины;

L – длина направляющей секции КНБК.

рассчитанных для КНБК № 1 и КНБК № 2, следует, что с увеличением длины секции УБТ между ОЦЭ с 18 м до 22,5 м увеличивается темп роста отклоняющей силы на долоте. Однако существуют оптимальные КНБК, которые наоборот стремятся уменьшить имеющийся угол наклона ствола при углублении скважины [4].

§ 4.3 Приведение ствола скважины к вертикали методами наклонного бурения

При значительном отклонении ствола скважины от вертикали, когда другие методы неэффективны, траекторию бурения корректируют забойным двигателем-отклонителем в сочетании с навигационной телесистемой. При этом забойный двигатель-отклонитель, как правило, ориентируют в диаметрально противоположную сторону по отношению к направлению искривления скважины. В данной технологии приведения скважины к вертикали необходимо учитывать механизм влияния искривленного интервала, пробуренного забойным двигателем-отклонителем, на формирование «волнообразного» ствола при последующем углублении скважины с помощью КНБК [4] (рис. 11). Сущность процесса заключается в следующем. Из искривленного участка ствола, который пробурен, например, забойным двигателем-отклонителем, осуществляют бурение КНБК для вертикального бурения. КНБК в искривленном стволе как упругая система будет находиться в стеснённых условиях. При этом долото в процессе углубления под действием отклоняющей

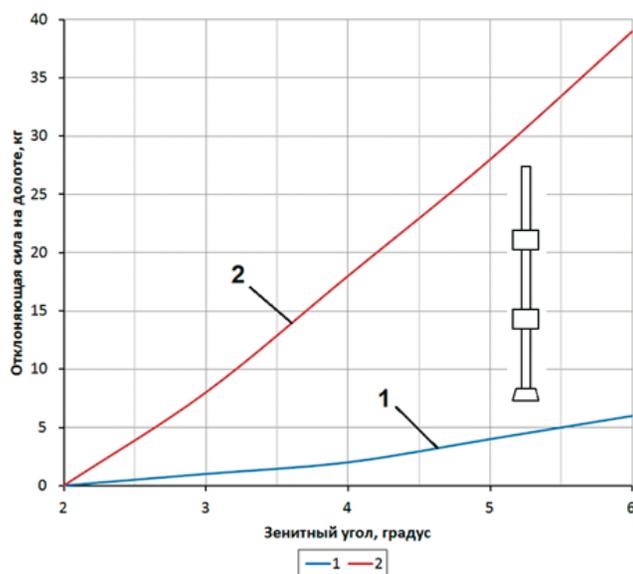


Рис. 10. Характеристика оптимальной КНБК с двумя центраторами для предупреждения искривления ствола, включающей:

долото диаметром 349,2 мм, УБТ диаметром 229 мм и два ОЦЭ.

КНБК №1 – длина направляющей секции – 5,76 м, расстояние между центраторами – 18 м; диаметр нижнего и верхнего центратора 348,8 мм и 326,0 мм соответственно;

КНБК №2 – длина направляющей секции – 6,63 м, расстояние между центраторами – 22,5 м; диаметр нижнего и верхнего центратора 348,5 мм и 328,0 мм соответственно.

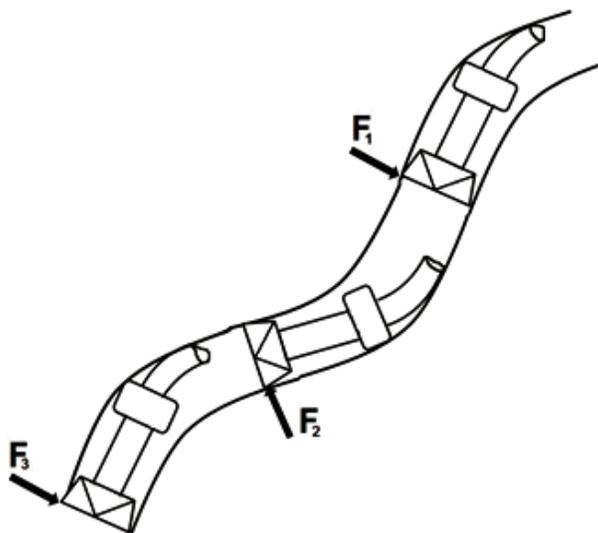


Рис. 11. Схема формирования извилистого ствола скважины при бурении стабилизирующей КНБК из искривленного ствола.

силы F_1 будет фрезеровать стенку ствола в сторону, противоположную искривлению стартового интервала ствола, формируя при этом искривленный участок ствола. После размещения КНБК во вновь пробуренном и тоже искривленном интервале изменится направление и величина отклоняющей силы F_2 на долоте. Под действием данной силы ствол скважины будет иметь тенденцию к искривлению в сторону увеличения зенитного угла. Процесс формирования извилистого ствола в зависимости от свойств горных пород в разрезе бурения, а также конструкции КНБК, может развиваться или затухать при углублении скважины.

Необходимо также учитывать, что в точке начала бурения забойным двигателем-отклонителем в стенке скважины неизбежно формируется уступ, размеры которого зависят от горных пород, типа долота, технологии забуривания. С целью уменьшения размеров уступа следует устанавливать забойный двигатель-отклонитель не против кривизны скважины, а в направлении естественного искривления и осуществлять разворот траектории бурения в направлении уменьшения зенитного угла по пространственно расположенной дуге окружности.

Данная технология использовалась при бурении сверхглубокой скважины СГ-3 на Кольском полуострове [7]. Борьба с искривлением ствола в процессе углубления скважины СГ-3 велась непрерывно. При бурении до глубины 5340 м для ориентированного приведения ствола к вертикали применяли КНБК, включающие либо турбобур с накладкой на шпинделе или с искривленным переводником, либо турбинный отклонитель (ТО).

Плоскость действия ТО ориентировали против кривизны ствола с помощью забойной телеметрической системы СТТ. В общей сложности в СГ-3 проведено более 100 рейсов с использованием СТТ, задача которых заключалась в выправлении искривленного ствола. Несмотря на использование технологических мероприятий по обеспечению вертикальности по мере углубления профиль скважины СГ-3 приобретал вид сложной пространственно искривленной кривой, причём ствол осложнялся всё большим количеством уступов

и локальных искривлений в интервалах приведения ствола скважины к вертикали забойным двигателем-отклонителем.

Суммарный угол искривления скважины составил около 4-х радиан, а зенитный угол, начиная с отметки 500 м, через каждые 1000 м – 0; 0,5°; 5°; 3,5°; 5°; 9,5°; 4,5°; 6,5°; 9,5°; 12,5°; 6,5°; 16°, а на глубине 12000 м превысил 25°. Изменение формы сечения ствола по глубине явилось, по-видимому, основным условием потери устойчивости стенки ствола, формирования каверн и резких искривлений ствола [7].

Как показывает опыт проводки скважины СГ-3 приведение ствола к вертикали с применением технологии направленного бурения на основе забойного двигателя-отклонителя не обеспечивает вертикальность ствола, более того способствует рискам осложнений в результате потери устойчивости ствола. Как уже отмечалось, одна из причин заключается в развитии извилистости ствола случае бурения жесткой КНБК из искривленного интервала скважины. С целью предупреждения формирования извилистого ствола, необходимо после завершения корректирования траектории скважины забойным двигателем-отклонителем пробурить участок прямолинейного ствола для размещения жесткой КНБК (рис. 12).

При размещении КНБК в прямолинейном вертикальном участке ствола скважины (рис. 12, б), специально образованном для размещения КНБК после корректирования траектории бурения забойным двигателем-отклонителем, на долоте и ОЦЭ отсутствуют поперечные реакции со стороны стенки ствола скважины, что будет способствовать сохранению сформированного направления скважины.

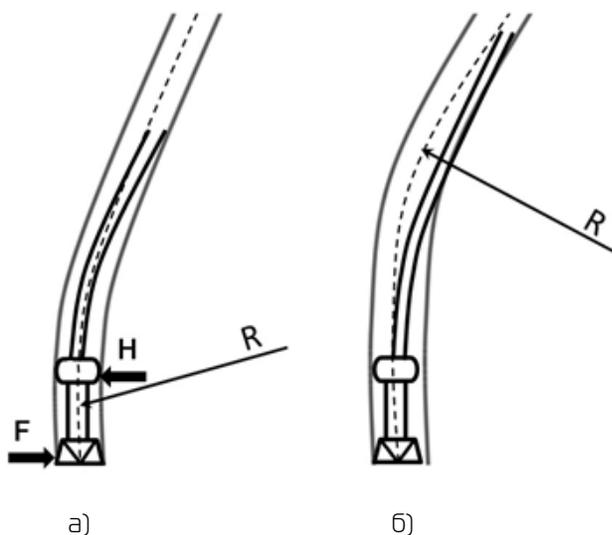


Рис. 12. Схема взаимодействия жесткой КНБК: с искривленным (а) и прямолинейным (б) стволом скважины.

ЛИТЕРАТУРА

1. Калинин А.Г. Искривление скважин. – М.: «Недра», 1974. – 304 с.
2. Яремийчук Р.С., Семак Г.Г. Обеспечение надежности и качества стволов глубоких скважин. – М.: Недра, 1982.
3. Буримов Ю.Г. Износ элементов КНБК, как критерий для принятия решения по изменению их конструкции. // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2015. - №4. – с. 13-18.
4. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н., Солодкий К.М. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. – М.: «ЦентрЛитНефтеГаз», 2011. – 645 с.
5. РД 39-0148052-514-86. Инструкция по предупреждению искривления вертикальных скважин. – М.: ВНИИБТ, 1986. – 83 с.
6. Беляев В.М., Калинин А.Г., Солодкий К.М., Фёдоров А.Ф. Расчёт компоновок нижней части бурильной колонны. – М.: - Недра, - 1977. - 186 с.
7. Калинин А.Г., Лисов В.И., Сазонов А.А., Бастриков С.Н. Строительство скважин специального назначения. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2015. – с. 44.

REFERENCES

1. Kalinin A.G. The curvature of the wells. – M.: Nedra, 1974. – 304 p.
2. Yaremijchuk R.S., Semak G.G. Ensuring the reliability and quality of the deep wellbore. – M.: Nedra, 1982.
3. Burimov YU.G. The wear of the elements of BHA as the criterion for making the decision to change their design. // Inzhener-neftyanik. – M.: LLC "IDS Drilling", 2015. - #. 4. – p. 13-18.
4. Povalikhin A.S., Kalinin A.G., Bastrokov S.N., Solodkij K.M. The drilling of directional, horizontal and multilateral wells. – M.: CentrLitNefteGaz, 2011. – 645 p.
5. RD 39-0148052-514-86. Manual to prevent vertical wells curvature. – M.: VNIIBT, 1986. – 83 p.
6. Belyaev V.M., Kalinin A.G., Solodkij K.M., Fyodorov A.F. The calculation of the layout bottom of the drill string. – M.: Nedra, - 1977. - 186 p.
7. Kalinin A.G., Lisov V.I., Sazonov A.A., Bastrokov S.N. The construction of wells for special purposes. – M.: CentrLitNefteGaz, 2015. – p. 44.

УДК 622.243

Вопросы предупреждения искривления вертикальных стволов большого диаметра при строительстве поисково-разведочных скважин

В.Ю. Близнюков – доктор техн. наук, профессор
А.С. Повалихин – доктор техн. наук

Бурение верхних интервалов разреза поисково-разведочных скважин под обсадные колонны большого диаметра реализуется следующими технологиями:

1. бурение сплошным забоем долотом большого диаметра за один рейс;
2. бурение пилотного ствола долотом с одновременным расширением (технология бурения ступенчатым забоем);
3. бурение пилотного ствола и его последующее расширение дополнительным рейсом КНБК с расширителем;
4. технология роторно-турбинного бурения (РТБ).

Закономерности формирования ствола вертикальной скважины необходимо учитывать при выборе и

планировании технологии бурения вертикальных стволов большого диаметра.

§ 1. Бурение сплошным забоем

Технология реализуется долотом, диаметр которого равен проектному диаметру скважины. При этом в процессе бурения ствол скважины формируется за один рейс.

При бурении в мягких, неустойчивых горных породах нарушается центрирование долота, что приводит к его вращению вокруг оси скважины и, как уже отмечалось, к формированию сечения забоя, отличного от круга.

Искажение поперечного сечения ствола скважины удаётся существенно снизить за счёт размещения калибратора непосредственно над долотом. Установлено, что при применении КНБК с трёхшарошечным долотом, над которым расположен трёхлопастной (прямые лопасти) калибратор, формирование ствола цилиндрической формы происходит в том случае, когда лопасти калибратора расположены между шарошками [1]. Также известно, что при этом процесс углубления скважин в неоднородных горных породах сопровождается колебанием вращающего момента, подклинками бурового инструмента, вплоть до остановки ротора и поломки буровой колонны. При замене на калибратор со спиральными лопастями интенсивность изменения вращающего момента на роторе снижается. В однородных горных породах бурение происходит практически при постоянном значении вращающего момента. При увеличении числа лопастей калибратора форма ствола приближается к цилиндрической.

Разработаны и испытаны КНБК, включающие сдвоенные ОЦЭ (рис. 1, а), эллиптическое забойное направляющее устройство (рис. 1, б, в), обеспечивающие эффект жёстких конструкций низа буровой колонны с минимальной отклоняющей силой на долоте [2, 3].

Установка сдвоенных ОЦЭ позволяет простыми средствами и с меньшими гидравлическими потерями достигать такого же эффекта максимальной жесткости низа буровой колонны, как и при применении квадратных или других полноразмерных УБТ.

Теоретические представления о формировании статической устойчивости низа буровой колонны реализованы в техническом решении по авторскому свидетельству №1559085 в виде КНБК со сдвоенными ОЦЭ (рис. 1 а). Данная КНБК включает породоразрушающий инструмент (долото 1 и калибратор 2), секцию УБТ 3 с попарно установленными по её концам опорными элементами 4, диаметр рабочей поверхности которых равен диаметру долота 1 и калибратора 2.

Опорные элементы 4 должны быть выполнены с каналами для прохода промывочной жидкости, а площадь их рабочей поверхности выбирается в соответствии с прочностью разбуриваемых горных пород. Расстояние L_0 между опорными элементами 4 определяется по зависимости:

$$L_0 = (0,05 \div 0,2) \cdot \sqrt[3]{\frac{E_K I_K}{g_K}} \quad (1)$$

где E_K – модуль упругости материала буровой трубы 3, кН/м²;

I_K – значение осевого момента инерции поперечного сечения буровой трубы 3, м⁴;
 g_K – вес единицы длины буровой трубы 3, кН/м.

Расстояние L от торца породоразрушающего инструмента до середины буровой трубы, связывающей первую пару опорных элементов 4, определяется по следующей зависимости:

$$L \leq 2 \cdot \pi \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{\alpha \cdot Q}} \quad (2)$$

где E – среднее значение модуля упругости материала буровых труб 3, кН/м²;
 I – среднее значение осевого момента инерции поперечного сечения буровых труб 3, м⁴;
 Q – вес буровых труб 3, кН;
 $10 \geq \alpha \geq 1$ – коэффициент запаса устойчивости.

Расстояние L_n между парами опорных элементов 4 определяется по зависимости:

$$L_n \leq \sqrt{\frac{E \cdot I}{\alpha \cdot [Q - Q(S_n)]}} \quad (3)$$

где $Q(S_n)$ – вес части компоновки расположенной ниже n -ой пары опорных элементов 4, кН.

Число пар опорных элементов 4 выбирается по длине участка колонны буровых труб 3, который должен обладать запасом статической устойчивости.

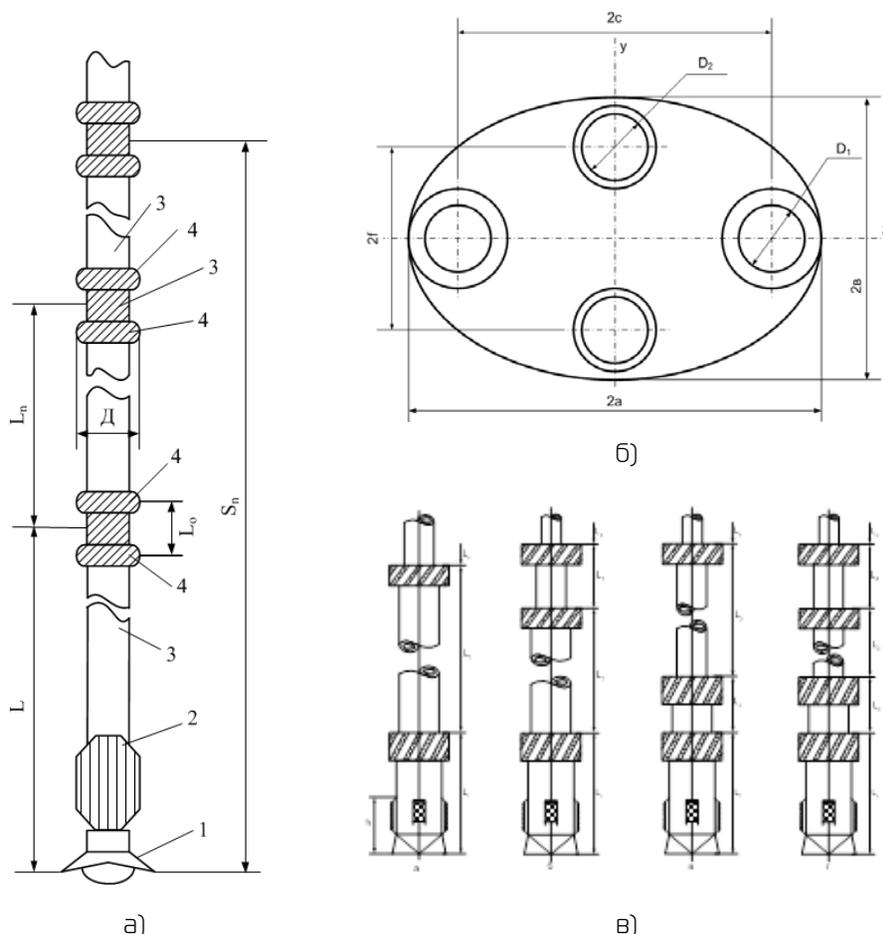


Рис. 1. Компоновки низа буровой колонны для бурения и подготовки ствола к спуску обсадной колонны:
 а – со сдвоенными ОЦЭ;
 б – поперечное сечение направляющего эллиптического устройства;
 в – компоновки с эллиптическим устройством.

Когда колонна бурильных труб статически стабилизируется целиком, то последняя пара опорных элементов 4 должна находиться от долота 1 на расстоянии, которое находится из выражения:

$$S_n \geq \frac{Q}{g} - 2,34 \cdot \sqrt[3]{\frac{E \cdot I}{g}} \quad (4)$$

В качестве опорных элементов 4 могут быть использованы калибраторы и центраторы, площадь рабочей поверхности которых должна соответствовать прочности разбуриваемых горных пород. Для выполнения условий жёсткой «заделки» над долотом 1 должен устанавливаться калибратор 2. При бурении в мягких горных породах для повышения надежности работы устройства в каждом расчётном месте колонны бурильных труб 3 могут быть установлены друг над другом две или более пар опорных элементов 4.

Утяжеленные бурильные трубы эллиптического сечения (УБТЭ) предназначены для предупреждения искривления глубоких и сверхглубоких скважин в сложных геологических условиях, и обеспечения качественного ствола скважины, что исключает потребность в дополнительной подготовке ствола скважины перед спуском обсадной колонны. Механизм предупреждения искривления скважины при применении УБТЭ заключается в нейтрализации воздействия отклоняющей силы на долоте и угла его перекоса за счёт вращения вектора этой силы и плоскости изгиба КНБК вокруг оси скважины. Успешный опыт применения КНБК на базе УБТЭ размером 127x105 мм, 203x167 мм, 229x190 мм для долот диаметром 140 мм, 243 мм, 269,9 мм и 295,3 мм соответственно в буровой практике известен [3], однако при бурении ротором глубоких и сверхглубоких скважин большого диаметра (490 мм и 393,7 мм) такие компоновки не использовались.

Результаты аналитических исследований КНБК на базе УБТЭ позволяют сделать следующие выводы [2]:

- КНБК с эллиптическим забойным устройством позволяет получить минимальную поперечную (отклоняющую) силу на долоте и угол поворота долота или создать на долоте отклоняющую силу, направленную на уменьшение

начального зенитного угла скважины (до 0,2 тонн для долота диаметром 393,7 мм и до 0,35 тонн для долота диаметром 490,0 мм);

- величина отклоняющей силы на долоте и угол перекоса долота мало зависят от диаметра УБТ, расположенных над направляющим забойным устройством, а также их типа (обычные или эллиптические).

Таким образом, задача предупреждения искривления скважин с одновременным формированием качественного ствола под спуск обсадных колонн диаметром 323,9 мм, 339,7 мм и 426 мм решается за счёт:

- использования в КНБК наддолотного калибратора, максимально приближенного к шарошкам долота, что стабилизирует условия его работы и обеспечивает цилиндрическую форму ствола скважины;

- применения колонных центраторов заданного диаметра, установленных на расчётном расстоянии для создания на долоте условий, минимизирующих интенсивность искривления ствола скважины;

- соответствия жесткостных параметров КНБК и обсадных колонн, что исключает в дальнейшем применение специальных КНБК для подготовки ствола скважины к спуску обсадных колонн.

§ 2 Бурение ступенчатым забоем

При бурении скважин большого диаметра в средних и твёрдых изотропных породах роторным способом сплошным забоем трудно создавать и поддерживать оптимальное значение осевой нагрузки на долото, величину которой необходимо поддерживать в пределах 10...15 кН на 0,01 м диаметра долота. Указанная проблема упрощается при ступенчатом разрушении забоя, что позволяет получить более высокие технико-технологические показатели углубления скважины. Бурение скважины осуществляют пилотным долотом с одновременным расширением скважины. При этом формируется ствол скважины необходимого диаметра за один рейс.

Ступенчатое разрушение забоя осуществляется специальными компоновками, которые состоят из долота и установленных над ним одного и более расширителей. Эффективность бурения ступенчатой компоновкой зависит от места установки расширителя.

На рис. 2 представлена схема ступенчатой компоновки, которая

состоит из долота 1, УБТ 2, расширителя 3, калибратора 4, УБТ 5. Если расширитель 3 будет установлен непосредственно над долотом 1 или через одну секцию УБТ 2 длиной 6...8 м, что часто имеет место в практике бурения, то почти вся осевая нагрузка на долото 1 и расширитель 3, и возникающие при этом в компоновке поперечные и продольные колебания передаются расширителю 3, что увеличивает нагрузку на элементы расширителя 3 и крутящий момент на роторе. Если же расширитель 3 установить над

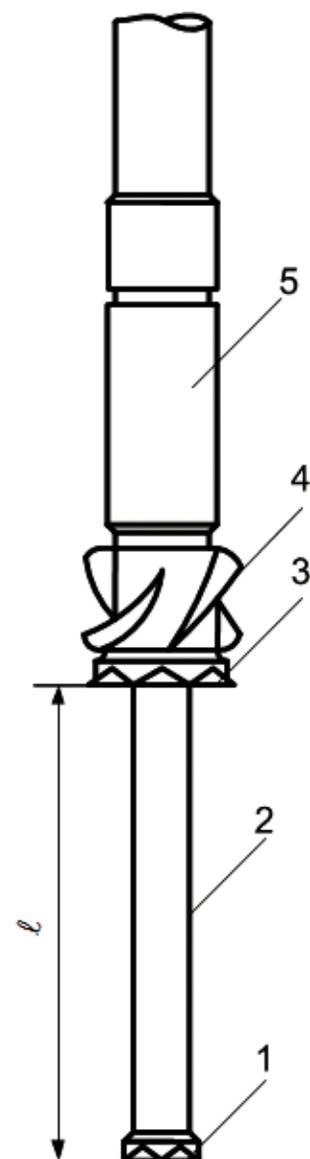


Рис. 2. Схема ступенчатой компоновки

1 – долото;
2, 5 – УБТ;
3 – расширитель;
4 – калибратор.

долотом на некотором расстоянии с таким условием, чтобы он воспринимал только осевое усилие, то условия его работы и работы элементов КНБК и бурильных труб существенно улучшаются.

Данному способу присущи недостатки, связанные с нерегулируемым перераспределением осевой нагрузки между долотом и расширителем, что имеет место при разбуривании перемежающихся по твёрдости горных пород. Например, при турбинном способе бурения уменьшении нагрузки на долото за счёт «зависания» расширителя приводит к увеличению частоты вращения вала турбобура до холостых значений, что способствует интенсивному износу долота. Кроме того, перераспределение нагрузки может происходить в ударном режиме. Это может привести к повреждению элементов КНБК. При применении гидравлического забойного двигателя расход бурового раствора ограничен его технической характеристикой, что ухудшает очистку ствола скважины выше расширителя. Способ эффективен при коэффициенте

расширения ствола скважины в пределах 1,3-1,4.

С целью улучшения показателей бурения целесообразно применять КНБК с оптимальными размерами (диаметр ОЦЭ и их размещение относительно долота), при бурении которыми отклоняющая сила на долоте равна нулю [4].

Расчёт такой КНБК необходимо осуществлять с учётом увеличения изгибающего момента, действующего на пилотную часть КНБК со стороны бурильной колонны за счёт увеличения радиального зазора между УБТ и стенкой скважины.

На рис. 3 представлены графики зависимости отклоняющей силы на долоте и поперечной составляющей реакции стенки скважины на расширителе в случае искривления ствола скважины для ступенчатой КНБК с оптимальными размерами, которая включает: долото диаметром 349,2 мм, направляющую секцию УБТ-229, расширитель диаметром 490 мм, УБТ-229.

Из графиков на рис. 3 следует, что при искривлении ствола долото за счёт отклоняющей силы будет

фрезеровать стенку скважины в направлении уменьшения зенитного угла. Необходимо отметить, что в этом случае наблюдается значительный рост (более чем в 2 раза при увеличении зенитного угла до 5°) поперечной реакции стенки скважины на расширителе.

С целью снижения нагрузок на расширитель в данной КНБК над последним через секцию УБТ следует установить ОЦЭ. При этом поперечная реакция, действующая на расширитель, уменьшится, что существенно повысит ресурс его работы (рис. 4).

Указанному условию соответствует КНБК, включающая: долото диаметром 349,2 мм, направляющую секцию УБТ-229 длиной 6 м, расширитель диаметром 490 мм, УБТ-229 длиной 30 м, ОЦЭ диаметром 490 мм, УБТ-229 длиной 36 м.

Установка ОЦЭ над расширителем через секцию УБТ существенно уменьшает изгибающий момент, действующий в сечении КНБК в месте установки расширителя, что видно из эпюр, приведенных на рис. 4 б, г.

Таким образом, расчёты показывают, что для снижения нагрузок расширитель и резьбовые соединения, связывающие его с бурильной колонной, необходимо использовать схему с ОЦЭ, расположенным через секцию УБТ от расширителя.

§ 3 Бурение пилотного ствола с последующим расширением

Технология бурения пилотного ствола и последующее его расширение следующими рейсами с помощью КНБК с расширителем используется в случаях, когда в интервале бурения предстоит отбор керна наиболее эффективными кернаотборными снарядами, в интервале многолетнемёрзлых горных пород, а также при бурении интервалов с возможными осложнениями. Преимущества данной технологии заключаются в возможности отбора керна наиболее эффективными комплексами, эффективно предупреждать искривление ствола с помощью типовых КНБК. Недостатком является увеличение времени бурения интервала, а также необходимость в дополнительном рейсе КНБК с расширителем.

Для обеспечения вертикальности ствола используются маятниковые, жёсткие и оптимальные КНБК.

В практике бурения вертикальных скважин применяют маятниковые КНБК без ОЦЭ или с одним ОЦЭ.

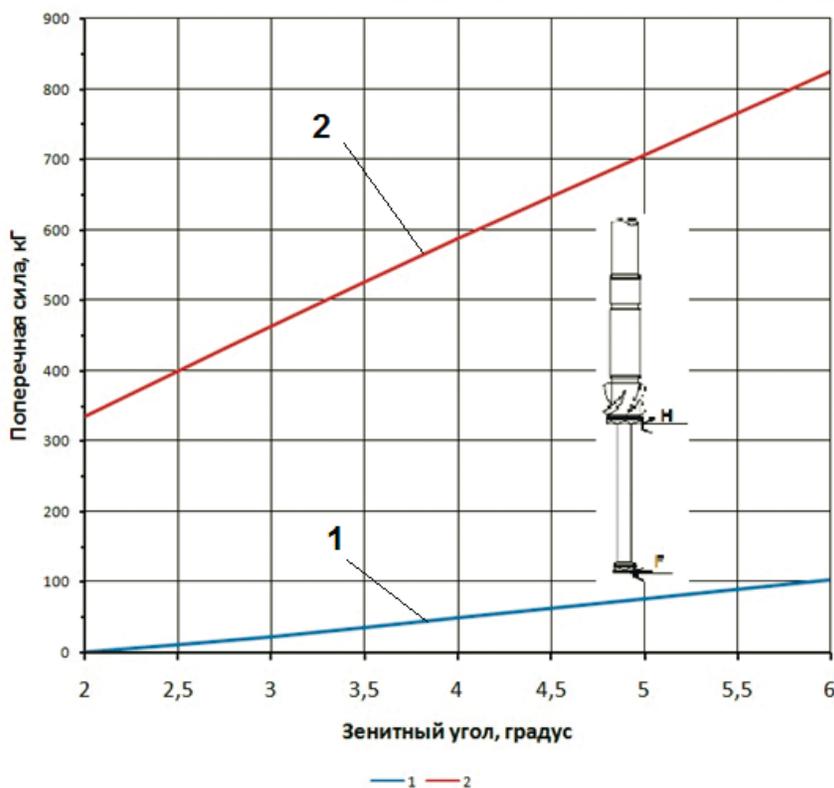
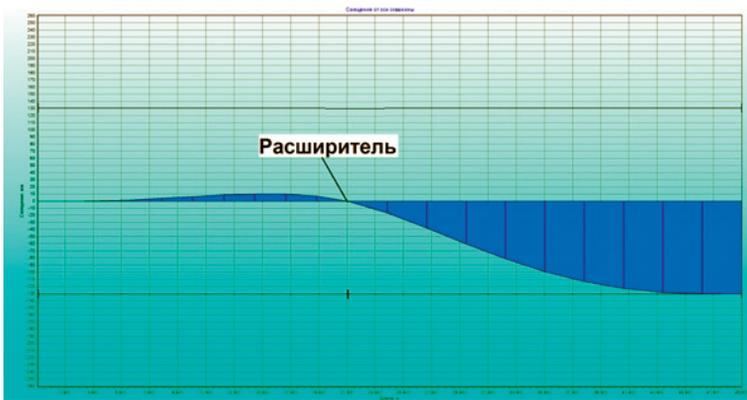
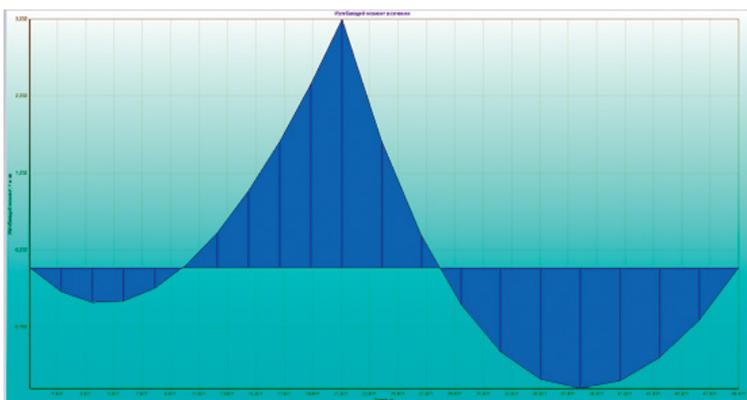


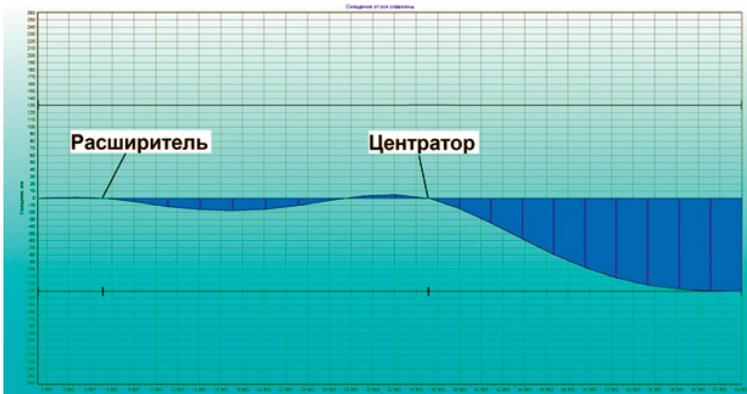
Рис. 3. Зависимость отклоняющей силы (1) на долоте и поперечной реакции (2) на расширителе от зенитного угла скважины для КНБК: долото диаметром 349,2 мм, направляющая секция УБТ-229 длиной 22 м, расширитель диаметром 490 мм, УБТ-229.



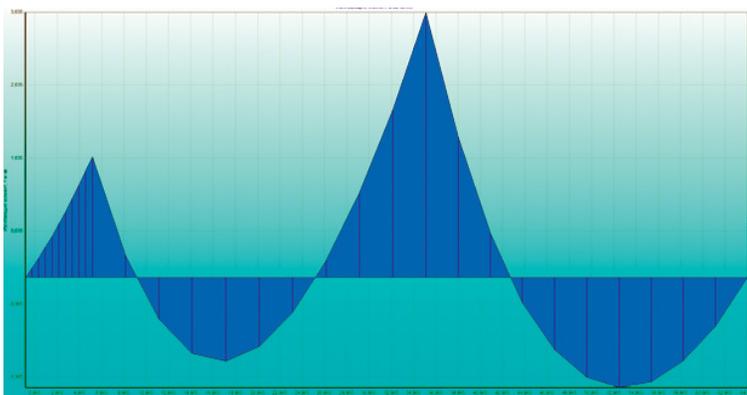
а) упругая ось КНБК



б) изгибающий момент в сечении КНБК



в) упругая ось КНБК



г) изгибающий момент в сечении КНБК

Применение ОЦЭ позволяет направить отклоняющую силу и перекося долота в сторону уменьшения зенитного угла. В случае отсутствия ОЦЭ в составе КНБК указанные факторы воздействуют на траекторию бурения маятниковой КНБК по приведению скважины к вертикали.

Жёсткие КНБК реализуют условие, при котором отклоняющая сила на долоте равна нулю. Такие КНБК обеспечивают сохранение минимального значения зенитного угла. Однако ось долота у таких КНБК не совпадает с осью скважины, поэтому в процессе бурения на долото всё-таки действует перерезывающая сила, хотя относительно и небольшая.

При расширении полученного пилотного ствола скважины решающим фактором становится уже не отклоняющая сила на долоте, а обеспечение оптимальных условий работы расширителя, которые в основном определяются поперечной реакцией стенки скважины.

На рис. 5 представлены зависимости отклоняющей силы (F) на долоте и поперечной составляющей (H) реакции стенки скважины, действующей на расширитель, от длины направляющей секции КНБК (от долота до расширителя).

Из графиков на рис. 5 следует, что для данной КНБК поперечная сила на расширителе отсутствует при длине направляющей секции 18 м. При этом обеспечивается только осевое нагружение расширителя, что повышает ресурс его работы и скорость расширения ствола. Уменьшаются нагрузки и на ОЦЭ в случае его установки непосредственно над расширителем, и при этом уменьшается вращающий момент на роторе.

§ 4 Роторно-турбинное бурение

Реализуется специальным инструментом, состоящим из жёстко связанных траверсой между собой турбобуров (от 2 до 4 штук) с грузами-утяжелителями (рис. 6).

При бурении нефтяных скважин использовались реактивно-турбинные буры (РТБ) из двух турбобуров. В практике бурения применялись РТБ – 490, РТБ – 394 и более.

Рис. 4. Упругая ось (а, в) КНБК и эпюры (б, г) изгибающего момента, действующего в сечении КНБК:

а, б - долото диаметром 349,2 мм, направляющая секция УБТ-229 длиной 20 м, расширитель диаметром 490 мм, УБТ-229 длиной 30 м;

в, г - долото диаметром 349,2 мм, направляющая секция УБТ-229 длиной 6 м, расширитель диаметром 490 мм, УБТ-229 длиной 30 м, ОЦЭ диаметром 490 мм, УБТ-229 длиной 36 м.

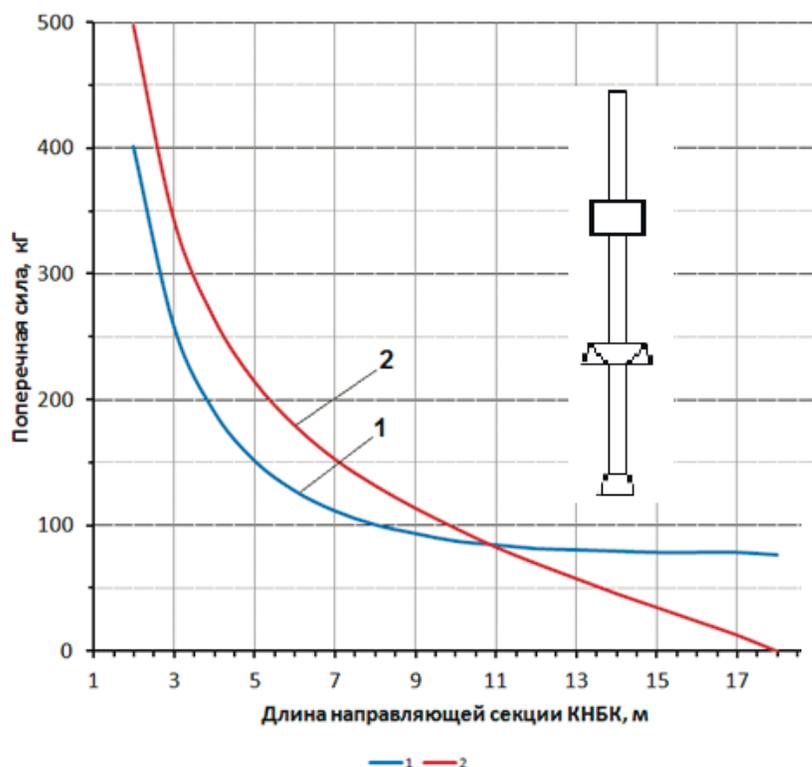


Рис. 5. Зависимость величины отклоняющей силы (1) на долоте и поперечной силы (2) на расширителе от длины направляющей секции КНБК для расширения пилотного ствола скважины диаметром 393,7 мм. КНБК включает: долото диаметром 393,7 мм; направляющую секцию из УБТ-229; расширитель диаметром 490 мм; УБТ 229 длиной 17 м; ОЦЭ диаметром 490 мм; УБТ-229 длиной 36 м.

В процессе бурения долота за счёт вращения долота возникают реактивные силы, которые оказываются достаточными для вращения РТБ диаметром более 760 мм, тогда как буры меньшего диаметра необходимо вращать ротором для обеспечения равномерного разрушения долотами забоя скважины. Таким образом, собственное вращение долот с переносным вращением их вокруг оси РТБ образует скважину большого диаметра. При бурении с горной породой контактируют только периферийные венцы зубьев долот, что позволяет при ограниченной осевой нагрузке создавать необходимые для разрушения забоя контактные напряжения.

Разработаны следующие конструкции буров: РТБ-394; РТБ-445; РТБ-490; РТБ-590; РТБ-640; РТБ-760; РТБ-920; РТБ-1020.

Применение РТБ эффективно при бурении в крепких и частично окремнелых горных породах с крутым падением пластов. Преимущества РТБ заключаются в получении ствола необходимого диаметра за один рейс с обеспечением его вертикальности. Недостатки – формирование сечения ствола неправильной формы (отличной от круга), необходимость в высоких расходах бурового раствора.

Конструкция двухтурбинных РТБ проста в монтаже и они могут собираться непосредственно на буровой. При бурении РТБ колонну необходимо вращать ротором со скоростью в пределах от 10 об/мин (крепкие горные породы) до 40 об/мин (мягкие горные породы). Осевая нагрузка не должна превышать 0,6 массы бура.

Требования к качеству и плотности промывочной жидкости остаются теми же, что и в обычном бурении. Однако необходимо иметь в виду, что при бурении скважин увеличенного диаметра,

когда скорости восходящего потока жидкости малы, рекомендуется применять структурированные промывочные жидкости, которые улучшают вынос шлама разбуренной горной породы. При проходке скважин увеличенного диаметра поток промывочной жидкости выносит на поверхность большой объем выбуренной породы. Поэтому очистные устройства должны обеспечить своевременную и качественную очистку раствора от шлама.

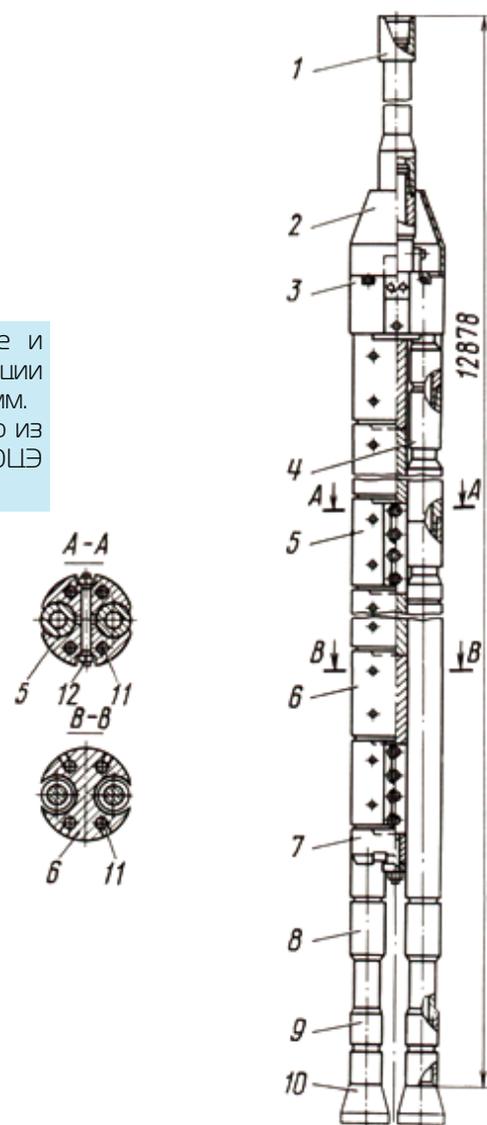


Рис. 6. Роторно-турбинный бур РТБ-590А
1 – переводник; 2 – предохранительный конус; 3 – траверса; 4 – переводник-утяжелитель; 5 – хомут; 6 – груз; 7 – плита; 8 – турбобур; 9 – переводник вала; 10 – долото; 11 – стяжка продольная; 12 – болт хомута.

ЛИТЕРАТУРА

1. Калинин А.Г. Искривление скважин. – М.: «Недра», 1974. – 304 с.
2. Близнюков В.Ю. Научные основы управления разработкой рациональных конструкций глубоких и сверхглубоких скважин в сложных горно-геологических условиях. дисс. на соискание уч. ст. доктор техн. наук. – Ухта: УГТУ, 2007. – 430 с.
3. Близнюков Вит.Ю., Близнюков В.Ю. «Оценка и классификация горно-геологических и технико-технологических условий бурения скважин и спуска обсадных колонн. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. - №7. – с. 26-31.
4. Поваляхин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н., Солодкий К.М. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. – М.: «ЦентрЛитНефтеГаз», 2011. – 645 с.

REFERENCES

1. Kalinin A.G. The curvature of the wells. – M.: «Nedra», 1974. – 304 p.
2. Bliznyukov V.YU. The scientific basis of management development of rational designs of deep and ultra-deep wells in complex geological conditions. Diss. on competition Uch. St. Dr. eng. Sciences. Ukhta: UGTU, 2007. – 430 p.
3. Bliznyukov Vit.Yu., Bliznyukov V.Yu. Estimation and classification of mining-and-geological and technological conditions while drilling and casing running. // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – M.: PJSC "VNIIOENG", 2008. - #7. – p. 26-31.
4. Povalikhin A.S., Kalinin A.G., Batrikov S.N., Solodkij K.M. The drilling of directional, horizontal and multilateral wells. – M.: CentrLitNefteGaz, 2011. – 645 p.

УДК 621.398, 622.24, 622.243.23

Современные телеметрические системы для мониторинга траектории бурения ствола скважины

Р.В. Дворецкас – студент, В.В. Поплыгин – канд. тех. наук, доцент
(Пермский национальный исследовательский политехнический университет)

Основное отличие современных телеметрических систем заключается в виде канала передачи информации от забоя к устью скважины и обратно. По виду канала связи существующие телеметрические системы делят на следующие типы:

- гидравлическая (гидроимпульсная);
 - акустическая;
 - электромагнитная;
 - проводная телеметрия по бурильной трубе.
- Рассмотрим каждый тип телеметрии более подробно.

Гидроимпульсная телеметрия

На сегодняшний день в мировой практике наиболее широкое применение получили телеметрические системы контроля забойных параметров процесса бурения, в которых информация с забоя передается гидравлическим сигналом по столбу бурового раствора [1].

Технология гидроимпульсной телеметрии использует модуль, который создает сопротивление потоку бурового раствора через внутреннюю часть бурильной колонны,

вызывая пульсацию давления бурового раствора. Преобразователи, расположенные на поверхности получают и преобразуют сигнал давления в цифровой электрический сигнал. Этот сигнал затем передается на устройство по обработке и декодированию.

В идеальной системе, каждый импульс давления, созданный модулем, распространяется вверх по бурильной колонне, и легко фиксируется преобразователем. Однако в бурильной колонне встречается значительное число помех, таких как вибрации долота, буровых насосов и т.п.

Основной модуль гидроимпульсной телеметрии содержит две секции: первая для связи, вторая для контроля над генерируемыми импульсами. Различные каротажные приборы отправляют свои данные на цифровой процессор, расположенный в секции связи.

Клапан, создающий импульсы давления, может иметь различные формы и конструкцию. Три наиболее часто используемых типа клапана: положительный импульс (рисунок 1 а), отрицательный импульс (рисунок 1 б) и

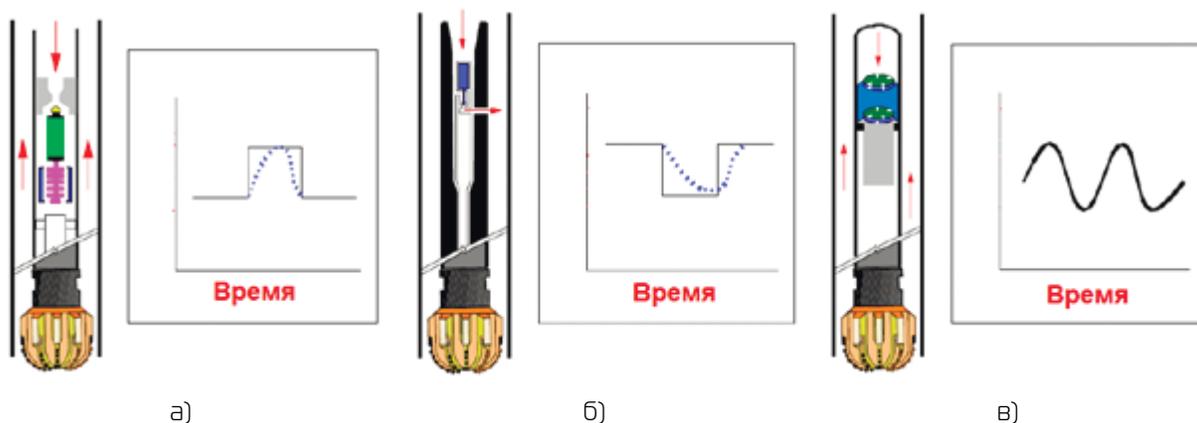


Рис. 1. Гидроимпульсы: положительный (а), отрицательный (б) и непрерывный (в).

непрерывный импульс (рисунок 1 в) [2]. Любой из трёх типов клапана может быть использован при условии, что клапан производит изменения давления достаточно быстро. В положительном импульсе, оборудование создает ограничение, в котором давление увеличивается в бурильной колонне. В отрицательном - оборудование позволяет части потока вытекать в кольцевой зазор между скважиной и бурильной колонной, создавая снижение давления. Наконец, в непрерывном, есть модулятор и статор, создающие непрерывные импульсы.

В России телеметрические системы разработаны ОАО «Пермнефтемашремонт», ОАО НПП «ГЕРС» и др. Основными иностранными поставщиками услуг в области гидроимпульсной телеметрии являются крупные международные сервисные организации: компания Шлюмберже с системами PowerPulse и Orion II, компания APS Technology с системой SureShot и др.

Акустическая телеметрия

Акустическая телеметрическая система использует колонну труб для передачи данных с помощью акустических волн, и состоит из наземной части, выполняющей функции приема, регистрации и обработки акустического сигнала, и внутрискважинной части, спускаемой в скважину и размещенной непосредственно под колонной труб.

Акустическая система телеметрии работает от аккумуляторных батарей, и отличается от других систем тем, что она генерирует звуковые волны, способные передавать данные в режиме реального времени по бурильной колонне снабжённой ретрансляторами. В скважинах глубиной более 3650 метров необходимо значительное количество ретрансляторов. При этом не допускается возникновение "перекрестных помех" (нежелательных помех одного канала передачи на другой). Еще одна трудность заключается в передаче акустических сигналов к поверхности через замковое соединение бурильных труб, которое может вызвать большое затухание акустического сигнала. В 2011 году компания ХАСТ Downhole Telemetry Inc. опубликовала исследование о своем модуле акустической телеметрии, способном передавать данные на 20 бит/с в скважинах глубиной до 2500 метров [3].

Электромагнитная телеметрия

Беспроводной электромагнитный канал связи использует колонну бурильных труб в качестве одного из

проводов линии передачи. Этот канал связи по простоте конструкции глубинных и наземных устройств, информативности является наиболее перспективным при организации устойчивой связи забой-устье при турбинном и роторном способах бурения (рисунок 2).

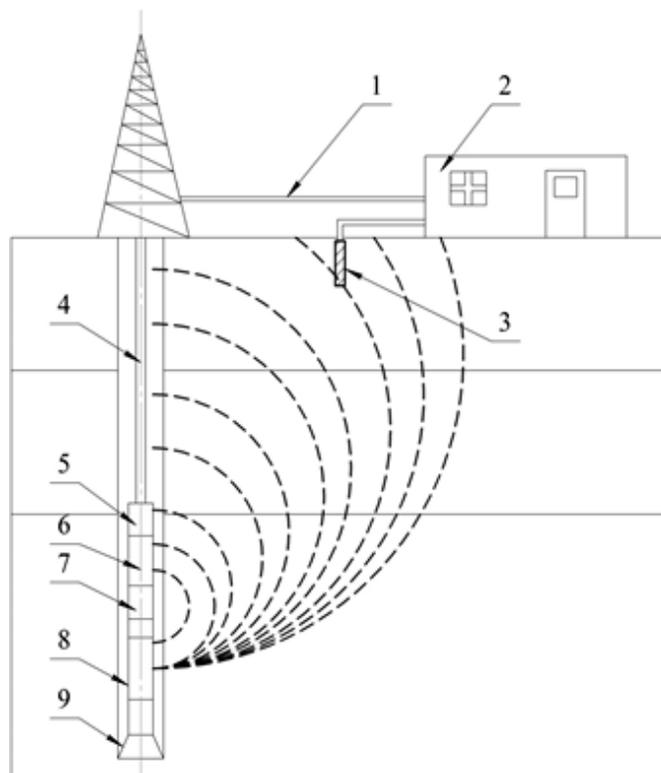


Рис. 2. Схема реализации электромагнитного канала связи

- 1 – соединительные кабели;
- 2 – приемное устройство и компьютер;
- 3 – заземлитель;
- 4 – бурильные трубы;
- 5 – электрический генератор;
- 6 – электронный блок;
- 7 – разделитель;
- 8 – турбобур;
- 9 – долото.

Горные породы по разрезу скважины неоднородны. Каждый пласт обладает уникальными свойствами, которые влияют на передачу электрических сигналов, и меняются в зависимости от глубины, расстояния и последовательности различных видов горных пород. Электрические свойства бурильной колонны также изменяются в зависимости от её длины, состава бурового раствора и температуры.

С учетом этого, электромагнитный сигнал адаптируется к электрической среде, встречающейся в скважине, с помощью микропроцессора в качестве средства мониторинга через частотный спектр электромагнитных сигналов для определения оптимальной частоты передачи данных.

В настоящее время использование технологии ограничено затуханием электромагнитных сигналов, вызванным свойствами пласта, бурового раствора и поверхностными условиями.

Проводная телеметрия по бурильным трубам

Все рассмотренные выше системы передачи информации имеют различные ограничения по области применения и скорости передачи информации. Однако для оперативной корректировки направления строительства ствола скважины необходимо с высокой скоростью получать навигационную и геофизическую информацию, и подавать управляющий сигнал на роторную управляемую систему. К недостаткам систем первого поколения с кабельным каналом связи относятся следующие:

- наличие кабеля в бурильной колонне и за ней, что создает трудности при бурении, увеличивает затраты времени на его прокладку;
- необходимость защиты кабеля от механических повреждений;
- невозможность вращения колонны (неактуально при применении бурильных труб с кабельными секциями и токосъемника, устанавливаемого под вертлюгом);
- невозможность закрытия превентора при нахождении кабеля за колонной бурильных труб;
- необходимость доставки (продавки) забойного модуля или контактной муфты до места стыковки (посадки) при зенитных углах более 60° с помощью продавочного устройства (имеются варианты проложения кабеля внутри труб через вертлюг).

Кабельный канал связи обладает следующими преимуществами перед всеми известными каналами связи:

- максимально возможная информативность, быстрое действие, многоканальность, помехоустойчивость, надежность связи; отсутствие забойного источника электрической энергии и мощного передатчика; возможность двусторонней связи;
- не требует затрат гидравлической энергии;
- может быть использован при работе с продувкой воздухом и с использованием азрированной промывочной жидкости; не зависит от параметров горных пород.

Использование кабеля позволяет передавать с забоя на высокой скорости данные телеметрии, так и команды управляющим системам на забой скважины. Кабельный канал передачи информации совместим практически со всеми выпускаемыми приборами для измерений в процессе бурения. Хотя есть небольшие различия между инструментами от разных производителей. Интерфейсы, как правило, выполнены однотипно: включают в себя соединения индуктивной сети в верхней части инструмента, а источники питания и измерительные приборы находятся внизу в корпусе.

Известна схема, при которой кабель монтируется внутри стенки бурильных труб, при этом система телеметрии обеспечивает двустороннюю связь для передачи информации в режиме реального времени со скоростью до 57000 бит/сек, что делает возможным получение больших объемов данных с забоя скважины [4]. Технология подразумевает использование высокопрочных коаксиальных кабелей с малыми потерями (рис. 3) и индуктивных катушек. Идея использования индуктивных соединительных муфт на трубных замках была разработана за рубежом, и описана в [5-11]. Повторители сигналов размещаются в определенных местах вдоль бурильной колонны, чтобы обеспечить приемлемое отношение сигнал/шум. Эти ретрансляторы действуют как индивидуальные узлы в сети телеметрии, и способны определить участки, которые могут предоставить потенциально ценные данные измерений.

Одним из основных производителей труб с кабелем за рубежом является компания National Oilwell Varco (NOV). Трубы выпускаются под запатентованной маркой IntelliServ.

Телесистемы с комбинированным каналом связи

Комбинированный канал связи – это сочетание различных по своей физической сущности каналов связи скважинного прибора с наземной регистрирующей и обрабатывающей аппаратурой. Его использование, несмотря на определенные дополнительные затраты, позволяет избежать недостатков, присущих проводному каналу, с его сложностью монтажа, но обладающего значительной пропускной способностью, и электромагнитному с его простотой в эксплуатации, но ограниченного в дальности действия в условиях низкоомных разрезов.

Следует заметить, что использование того или другого вида канала связи определяется геолого-техническими условиями проводки скважин. Так, требование к надежности работы гидравлического канала диктует необходимость чистоты бурового раствора (содержание песка не более 1-2%), что вызывает определенные трудности в очистке бурового раствора при проводке скважины в суровых климатических условиях. В то же время ограничено применение гидравлического канала при наличии в буровом растворе газа, что исключает его

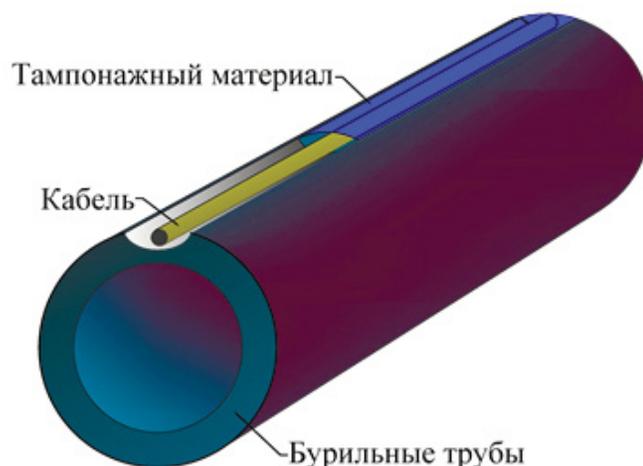


Рис. 3. Бурильная труба с кабелем [17].

использование при бурении скважин на аэрированных растворах.

Сочетание гидравлического и электромагнитного каналов, гидроакустического и проводного, электромагнитного и проводного могут быть реализованы в различных телеметрических системах, что расширит область решаемых геологических и технических задач телеизмерительными системами при проводке и эксплуатации горизонтальных скважин [12].

При расчете комбинированного канала связи используют приемы и программы для отдельных видов каналов связи, и, в каждом конкретном случае, можно выбрать оптимальный вариант системы согласно таблице 1 [13].

Опыт применения телесистемы с комбинированным каналом связи позволяет отметить следующие преимущества: возможность работы при вращении буровой колонны; применение в процессе бурения на депрессии и при бурении скважин с продувкой ствола воздухом; повышенная дальность, ограниченная только забойной температурой (120 °С); выполнение измерений вблизи долота.

Сопоставление параметров телеметрии

Для оценки технологических возможностей различных каналов связи телесистем выполнено сопоставление параметров существующих систем. Электромагнитная телеметрия оценена на примере системы Sperry Drilling EMT компании Halliburton [14]; акустическая телеметрическая система на примере системы ATS от Halliburton [15]; гидроимпульсная телеметрическая система на примере систем Orion II [16] компании Schlumberger; система с проводными буровыми трубами оценена на примере IntelliServ сети [17] от National Oilwell Varco. В таблице 2 приведено сравнение основных параметров телеметрических систем: скорость передачи информации, максимальная глубина использования, степень затухания сигнала и др.

Анализируя материалы из таблицы 2, можно отметить, что для сверхглубоких скважин с глубиной больше 6000 м электромагнитные и акустические технологии телеметрии не применимы из-за существенного затухания сигнала.

Гидроимпульсная и проводная телеметрия по

Таблица 1. Варианты комбинирования каналов связи с забоем.

Цель комбинации	Вариант комбинации каналов	Результат комбинации
Увеличение дальности действия канала и его пропускной способности	Кабель + электромагнитный канал	Увеличиваются дальность и пропускная способность, усложняется система
Увеличение пропускной способности канала	Кабель + акустический канал	Усложняется система, работает при остановке бурения
Увеличение пропускной способности канала	Кабель + гидроакустический канал	Увеличиваются дальность и пропускная способность
Увеличение дальности действия электромагнитного канала	Применение ретрансляторов	Увеличиваются дальность и пропускная способность электромагнитного канала, усложняется система

буровым трубам наиболее технологически развиты и способны вести передачу информации с хорошей скоростью с больших глубин. Можно отметить существенное отличие по технологическим возможностям этих технологий, но эта разница компенсируется высокой стоимостью проводных буровых труб. В связи с тем, что стоимость системы с проводными трубами прямо пропорциональна глубине скважины, ее применение должно быть направлено на проводку сложных высокотехнологических скважин.

Выводы

Для строительства сверхглубоких и горизонтальных скважин на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами необходимо использовать данные телеметрии в реальном времени. Это позволит повысить эффективность бурения, особенно на новых месторождениях, геологическая структура которых изучена не полностью. Самой широко распространенной технологией скважинной

Таблица 2. Сравнительный анализ различных технологий передачи данных.

Показатель	Тип канала связи при телеметрии			
	Электромагнитный	Акустический	Гидравлический	Проводной (кабель в трубе)
Скорость передачи данных, бит/с	10	20	120	57000
Максимальная глубина, м	5500	3700	12300	не ограничена
Объем данных	средний	низкий	большой	очень большой
Сила затухания сигнала	высокая	высокая	средняя	нет
Степень искажения сигнала	высокая	средняя	средняя	низкая

телеметрии является телеметрия с гидравлическим (гидроимпульсным) каналом связи во время бурения. Гидроимпульсная телеметрия позволяет получать необходимую информацию с умеренными скоростями передачи, что достаточно для бурения скважин с незначительной протяженностью в типовых горно-геологических условиях. Однако, в некоторых случаях такая скорость является недостаточной для передачи всех данных, которые собирают телеметрические и геофизические приборы, или имеются ограничения на

компоновку бурильного инструмента. Самой эффективной системой передачи телеметрической информации являются системы с кабелем внутри бурильных труб. Однако стоимость этих систем достаточно высокая. Развитие отечественных технологий телеметрии с передачей данных по проводным бурильным трубам позволит значительно снизить их стоимость и шире использовать при строительстве скважин. В настоящее время в ПНИПУ разрабатывается отечественная телеметрическая система с высокой скоростью передачи информации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Греков С.В. Исследование гидравлического канала связи телеметрической системы контроля забойных параметров в процессе бурения [Электронный ресурс] // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. – 2005. – №2. – Режим доступа: http://ogbus.ru/authors/Grekov/Grekov_2.pdf – (Дата обращения: 15.06.2015).
2. Hughes B. White Paper. INTEQ's Guide to Measurement While Drilling. USA, 1997.
3. Neff J.M. and Camwell P.L. Field-Test Results of an Acoustic MWD System // IADC/SPE Drilling Conference, Amsterdam, 20-22 February 2007.
4. de Almeida Jr. I.N. et al. A Review of Telemetry Data Transmission in Unconventional Petroleum Environments Focused on Information Density and Reliability // Journal of Software Engineering and Applications, 2015. – Vol. 8, pp 455-462.
5. Transformer cable connector: Patent US 4605268 / Richard A. Meador. US 06/439,797; Apl. November 8, 1982; Pub. August 12, 1986.
6. Inductive-coupling connector for a well head equipment: US 5052941 A / Ramon Hernandez-Marti, Jean-Pierre Muller. US 07/631,748; Apl. December 20, 1990; Pub. October 1, 1991.
7. Apparatus for electromagnetically coupling power and data signals between well bore apparatus and the surface: Patent US 4806928 A / Anthony F. Veneruso. US 07/074,445; Apl. July 16, 1987; Pub. February 21, 1989.
8. Apparatus for electromagnetically coupling power and data signals between a first unit and a second unit and in particular between well bore apparatus and the surface: Patent US 4901069 A / Anthony F. Veneruso. US 07/310,804; Apl. February 14, 1989; Pub. February 13, 1990.
9. Handy gas torch: Patent US 5531592 A / Chin-Lin Tasi. US 08/203,334; Apl. February 28, 1994; Pub. July 2, 1996.
10. Apparatus and method for retrieving and/or communicating with downhole equipment: Patent US 5278550 A / Erik Rhein-Knudsen, Mark A. Fredette. US 07/820,724; Apl. January 14, 1992; Pub. January 11, 1994.
11. Inductive coupler activated completion system: Patent US 5971072 A / Klaus B. Huber, Joe C. Hromas, Nolan C. Lerche. US 08/934,532; Apl. September 22, 1997; Pub. October 26, 1999.

REFERENCES

1. Grekov S.V. Issledovanie gidravlicheskogo kanala svyazi telemetricheskoi sistemy kontrolya zaboinykh parametrov v protsesse bureniia [The study of hydraulic communication channel telemetry System Control downhole parameters during drilling] // Oil and gas business: electronic scientific journal. – 2005. – №2, available at: http://ogbus.ru/authors/Grekov/Grekov_2.pdf.
2. Hughes B. White Paper. INTEQ's Guide to Measurement While Drilling. USA, 1997.
3. Neff J.M. and Camwell P.L. Field-Test Results of an Acoustic MWD System // IADC/SPE Drilling Conference, Amsterdam, 20-22 February 2007.
4. de Almeida Jr. I.N. et al. A Review of Telemetry Data Transmission in Unconventional Petroleum Environments Focused on Information Density and Reliability // Journal of Software Engineering and Applications, 2015. – Vol. 8, pp 455-462.
5. Transformer cable connector: Patent US 4605268 / Richard A. Meador. US 06/439,797; Apl. November 8, 1982; Pub. August 12, 1986.
6. Inductive-coupling connector for a well head equipment: US 5052941 A / Ramon Hernandez-Marti, Jean-Pierre Muller. US 07/631,748; Apl. December 20, 1990; Pub. October 1, 1991.
7. Apparatus for electromagnetically coupling power and data signals between well bore apparatus and the surface: Patent US 4806928 A / Anthony F. Veneruso. US 07/074,445; Apl. July 16, 1987; Pub. February 21, 1989.
8. Apparatus for electromagnetically coupling power and data signals between a first unit and a second unit and in particular between well bore apparatus and the surface: Patent US 4901069 A / Anthony F. Veneruso. US 07/310,804; Apl. February 14, 1989; Pub. February 13, 1990.
9. Handy gas torch: Patent US 5531592 A / Chin-Lin Tasi. US 08/203,334; Apl. February 28, 1994; Pub. July 2, 1996.
10. Apparatus and method for retrieving and/or communicating with downhole equipment: Patent US 5278550 A / Erik Rhein-Knudsen, Mark A. Fredette. US 07/820,724; Apl. January 14, 1992; Pub. January 11, 1994.
11. Inductive coupler activated completion system: Patent US 5971072 A / Klaus B. Huber, Joe C. Hromas, Nolan C. Lerche. US 08/934,532; Apl. September 22, 1997; Pub. October 26, 1999.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

12. Система и способ связи по зашумленным каналам связи: пат. 2412349 Рос. Федерация / Прингнитц Стивен Дж., Боулинг Брайан Э., Торп Ричард Э. № 2006109318/03; заявл. 23.03.2006; опубл. 20.02.2011

13. А.А. Молчанов, Г.С. Абрамов. Бескабельные системы для исследований нефтегазовых скважин (теория и практика). / Под общей редакцией А.А. Молчанова – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 450 с.

14. Halliburton Sperry Drilling EMT [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.halliburton.com> (дата обращения: 15.07.2015).

15. Halliburton. White Paper. Acoustic Telemetry System. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.halliburton.com> (дата обращения: 23.07.2015).

16. Schlumberger. White Paper. Orion II [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.slb.com/Orion2> (дата обращения: 29.07.2015).

17. National Oilwell Varco [Электронный ресурс]. – URL: http://www.nov.com/Segments/Wellbore_Technologies/IntelliServ/IntelliServ2.aspx. (дата обращения: 11.08.2015).

REFERENCES (ending)

12. Sistema i sposob sviazi po zashumlennym kanalām sviazi: pat. 2412349 Ros. Federatsiia [System and method for communication by noisy channels] / Pringnits Stiven Dzh., Bouling Brai an E., Torp Richard E. № 2006109318/03; Apl. 23.03.2006; Pub. 20.02.2011.

13. Molchanov A.A., Abramov G.S. Beskabel'nye sistemy dlia issledovaniĭ neftegazovykh skvazhin (teoriia i praktika) [Cableless system for oil and gas researches of wells (theory and practice)]. / Pod obshchei redaktsiei A.A. Molchanova – Moscow: PJSC «VNIIOENG», 2003. – 450 p.

14. Halliburton Sperry Drilling EMT, available at: <http://www.halliburton.com>.

15. Halliburton. White Paper. Acoustic Telemetry System, available at: <http://www.halliburton.com>.

16. Schlumberger. White Paper. Orion II, available at: <http://www.slb.com/Orion2>.

17. National Oilwell Varco, available at: http://www.nov.com/Segments/Wellbore_Technologies/IntelliServ/IntelliServ2.aspx.

УДК 52.47.15

Программно-информационное сопровождение строительства скважин арктического шельфа

М.В. Двойников – доктор техн. наук, профессор;
В.Г. Кадочников – аспирант; А.А. Куншин – магистрант
(Санкт – Петербургский горный университет)

Согласно оценкам и исследованиям перспектив нефтегазоносности территории России, основные объёмы прироста запасов углеводородного сырья планируются осуществлять за счёт привлечения ресурсов континентального шельфа и, в первую очередь, арктического. В северных и арктических условиях с ледовой обстановкой доля стоимости обустройства, включая технику, может достигать отметки в 80% всей стоимости капитальных вложений (в Мексиканском заливе – 42%, в Северном море – 57%). Стоимость строительства морских ледостойких платформ и трубопроводных коммуникаций в сложных морских условиях составляет 2/3 от суммарных капитальных вложений.

Заметим, что при глубине моря 5 м, стоимость работ в 2 раза выше, чем на суше, а при глубине 180 м – в 6 раз. Можно предположить, что на глубине моря 3000 м стоимость буровых работ будет более чем в 100 раз дороже, чем на суше. Такая дороговизна обусловлена высокой стоимостью гидротехнического сооружения и удорожания газонефтепромысловой техники, размещаемой на платформе, значительным сокращением сроков службы оборудования и больших амортизационных отчислений [1].

По данным Morgan Stanley и Rystad на первый квартал 2014 года рентабельная цена (учитывая точку безубыточности) барреля нефти арктического шельфа составляет 75 долларов США, что в современных

экономических условиях является тормозом в развитии шельфа. Данная цена формируется из колоссальных затрат на обустройство месторождения, которое должно учитывать геологические особенности объекта бурения и суровые климатические условия (айсберги и ледяные пояса, внезапные сильные шторма).

Воздействие ледовых полей и айсбергов на морскую буровую платформу может изменить её положение, вызвать крен, что увеличивает риски аварийных ситуаций в виде разливов нефти. Масштаб таких аварий настолько серьёзен, что можно позиционировать утечку нефти на шельфе Мексиканского залива в 2010 году, как незначительный инцидент. Эксперты отмечают, что причиной данного инцидента является несовершенное программное обеспечение, которое не смогло вовремя среагировать на резкий скачок давления в скважине и активировать противовыбросовое оборудование.

Поэтому подбор оптимальных стратегий освоения и применение новых технологий на морских месторождениях является насущной потребностью для обеспечения успешной реализации новых проектов.

Повышение добычи углеводородного сырья путём разработки морских месторождений, а также доработки ранее разбуренных площадей предусматривает реализацию сложно построенных проектных профилей скважин, траектории которых могут содержать искривленные участки, имеющие ограниченный (минимально возможный) радиус или наклонно прямолинейные участки большой протяженности (более 3000 м). Наличие таких траекторий обусловлено труднодоступностью нефтегазовых объектов, находящихся например, под природоохранными территориями, а также отдалённостью береговой линии [2, 3].

Результаты анализа данных бурения скважин, имеющих сложный профиль, показали, что фактическая траектория углубления во многих случаях существенно отличается от проектного профиля. В результате ствол скважины формируется с образованием больших каверн и уступов, затрудняющих продвижение компоновки низа бурильной колонны (КНБК), а интенсивность искривления участков набора и падения зенитного угла не соответствует допустимым прочностным характеристикам бурильных труб. Осуществлять бурение таких участков с применением в качестве привода долота только винтовой забойный двигатель (ВЗД) практически невозможно. Это связано, прежде всего, с большими силами трения между бурильной колонной (БК) и стволом скважины [4, 5].

В качестве технологического приёма по повышению эффективности бурения ВЗД используют одновременное периодическое или постоянное вращение бурильной колонны ротором, либо верхним приводом [6]. Производственники данный способ называют роторно-турбинным или комбинированным. Его реализация позволяет бурить скважины различной глубины с широким диапазоном изменения вида и свойств промысловых жидкостей, параметров режима бурения, а также с применением разных конструкций и типоразмеров породоразрушающего инструмента [7].

Однако при сложившейся на сегодня технологии комбинированного бурения отмечаются проблемы, связанные с нестабильностью работы ВЗД, их остановками и авариями (отворотами, разрушениями элементов ВЗД) компоновки БК [5, 8]. Вторым отрицательным фактором является невозможность корректировки профиля скважины в процессе проводки наклонно прямолинейных (тангенциальных) участков значительной протяжённости.

Проведенный анализ показал, что за 2010–2012 год число аварий, связанных со сломом бурильного инструмента при комбинированном способе бурения, составляет более 10% от общего числа аварий в скважине.

В настоящее время для повышения качества ориентировано-направленного бурения сложных интервалов скважины предусматривается включение в КНБК роторных управлений систем (РУС).

РУС позволяет бурить наклонно-направленные скважины с более ровной (отсутствие волнового и спирального профиля) траекторией. Более высокая скорость проходки с постоянным вращением бурильной колонны исключает вероятность прихватов, сокращает время на очистку скважины от выбуренной породы, снижает фильтрацию бурового раствора в продуктивный пласт, что обеспечивает сокращение сроков строительства скважины.

Однако на сегодняшний день основными производителями РУС являются зарубежные компании: «Бейкер-Хьюз», «Халлибёртон», «Нобль Дриллинг», «Шлюмберже», «Ротари Стирабл Тулз». Использование зарубежных РУС также не исключает осложнений и аварий при бурении протяженных скважин в сложных горно-геологических условиях, что приводит к общему удорожанию строительства скважины.

Снижение аварийности и повышение эффективности бурения скважин с береговой линии арктического шельфа возможно за счёт разработки оперативного программного комплекса, основанного на оптимизации силовых показателей динамики бурового инструмента, а также дополнительных технических и технологических мероприятий проводки скважины.

Алгоритм программного комплекса содержит оптимизацию расчётных параметров реализации сложных пространственных проектных траекторий скважин. Отличительной от аналогов особенностью расчётов является возможность определения моторесурса бурового инструмента на основе оперативной корректировки фактической осевой нагрузки на долото с учетом корреляции напряжённо-деформированного состояния (НДС) БК и энергетических характеристик силового привода долота.

Рассмотрим частично алгоритм расчёта параметров бурения скважины при одновременном вращении БК и работе ВЗД.

Фактическая нагрузка на долото с учётом НДС БК и работы ВЗД определяется по формуле:

$$G_{\text{факт.}} = G_{\text{ос.ГТИ}} - \left[\frac{(M_{p.p} - M_{p.x}) \cdot v}{\omega_{\text{скв.}} \cdot \pi \cdot D_{\text{скв.}} \cdot a} \right] \quad (1)$$

где $G_{\text{ос.ГТИ}}$ - осевая нагрузка на долото по станции ГТИ ($G_{\text{ос.ГТИ}}$ - разница между весом на крюке буровой установки и сжатой части бурильной колонны);

$M_{p.x}$ - момент на роторе в режиме работы ВЗД на холстом ходу, Н·м;

$M_{p.p}$ - момент на роторе в рабочем режиме работы ВЗД, Н·м;

$D_{\text{скв.}}$ - диаметр скважины, м;

v - механическая скорость бурения, м/с;

$\omega_{\text{скв.}}$ - частота вращения БК относительно стенки скважины, с⁻¹;

a - перемещение БК вдоль оси скважины при потере её

продольной устойчивости, $a = \frac{\pi^4 \cdot f^2}{t}$, м;

f - радиальный зазор между БК и стенкой скважины,

$$f = \frac{D_{скв.} - d_{БК.}}{2}, \text{ м};$$

t - шаг винтовой линии БК относительно оси скважины за 2π , $t = \sqrt{\frac{4\pi \cdot E \cdot I}{G_{ос.ГТИ}}}$. Причем $G_{ос.ГТИ}$ условно соответствует $P_{кр}$ (критической нагрузки при которой происходит

потеря устойчивости БК) и равной $P_{кр} = \frac{4\pi^2 EI}{t^2}$ [9], м;

E - модуль Юнга, Па;

I - полярный момент инерции БК, м⁴.

Из формулы (2) определяется частота вращения БК относительно стенки скважины при потере её устойчивости и образовании спирального изгиба совместно с ВЗД в зависимости от угла наклона скважины:

$$\omega_{скв} = \sqrt{\frac{\left(E \cdot I - \frac{P \cdot I_{КНБК}^2}{\pi^2} + 0,013 \cdot q_H \cdot I_{КНБК}^4 \right) \cdot g \cdot \pi^4}{q \cdot I_{КНБК}^4}}, \quad (2)$$

где $\omega_{скв}$ - частота вращения БК, с⁻¹;

P - осевая нагрузка на долото, Н;

q - вес одного метра БК, Н;

q_H - вес в зависимости от угла наклона скважины, Н.

Моторесурс ВЗД при циклических нагрузках (учтены поперечные вибрации ВЗД, как источника изменения амплитуды циклических нагрузок) рассчитывается по следующей формуле:

$$h = \frac{\omega_{ВЗД}^{ст.скв.} \cdot N}{\omega_{перенос.} \cdot \omega_{вал}^{ВЗД}} \cdot 3600, \quad (3)$$

где N - количество циклов переменных напряжений, ед.;

$\omega_{ВЗД}^{ст.скв.}$ - частота вращения ВЗД относительно стенки скважины, с⁻¹;

$$\omega_{ВЗД}^{ст.скв.} = \omega_{кр} \cdot \frac{d_{ВЗД} / 2}{d_{Д} / 2 \cdot d_{ВЗД} / 2}; \quad (4)$$

$\omega_{вал}^{ВЗД}$ - частота вращения вала ВЗД относительно соб-

ственной оси, с⁻¹;

$\omega_{перенос.}$ - угловая скорость вала ВЗД (переносное движение), с⁻¹;

$$\omega_{перенос.} = Z_1 \cdot \omega_{вал}^{ВЗД}, \quad (5)$$

где Z_1 - число заходов статора ВЗД, ед.;

3600 - переводной коэффициент.

На основе представленного алгоритма рассмотрим пример расчёта бурения скважины с береговой линии со следующими параметрами: глубина 2520 м; отход от вертикали 1200 м; количество интервалов – 5; протяжённость вертикального участка 400 м; отход по азимуту 200 м; радиус 200 м; угол 50°.

На рис. 1–6 представлены результаты расчёта в программном комплексе.

Как видно на рис. 1, в программе можно подобрать вид операции и включить в расчёт работу верхнего привода со своей частотой вращения.

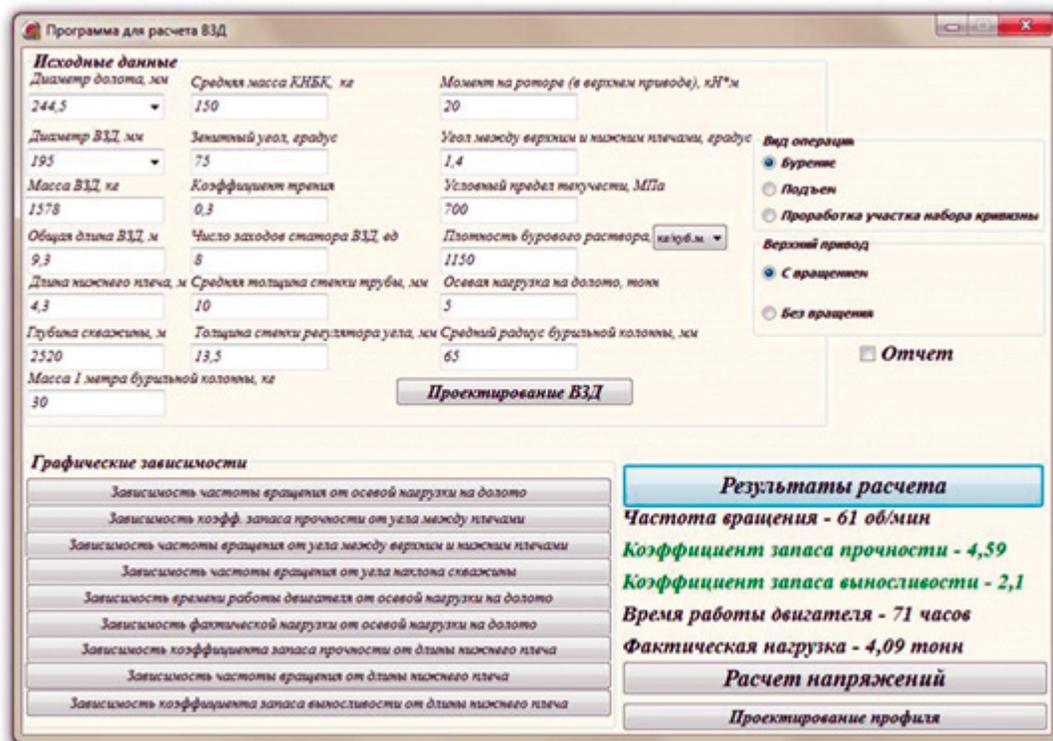


Рис. 1. Иллюстрация введённых исходных данных с выведенным расчётом.

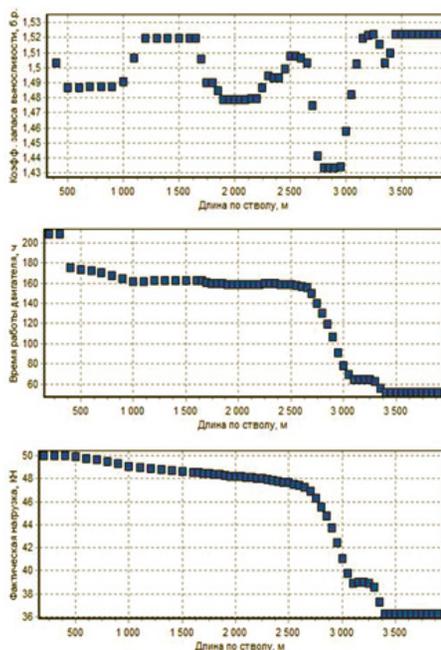


Рис. 2. Графики зависимостей основных расчётных параметров от длины по стволу.

Для построения профиля с 3^{мя}, 4^{мя}, 5^{тью} интервалами достаточно ввести в окне «Проектирование профиля» исходные данные (рис. 4) и программа выведет его трёхмерную модель (рис. 5).
Построение более сложного профиля представлено на рис. 6.



Рис. 3. График зависимости коэффициента запаса прочности (ось Y) от угла между плечами (ось X).

Исходные данные		Радиус, м	Кривизна, гр/м	Пространственный	
Отход, м	1200	764,82	0,075	Отход по азимуту, м	
Глубина, м	2520	Трёхинтервальный		200	
Угол	50	Спроектировать		Спроектировать	
Вертикальный участок, м	400	Четырёхинтервальный		Спроектировать	
Длина участка, м	10	Спроектировать		Спроектировать	
Пятиинтервальный горизонтальный		Спроектировать		Спроектировать	
R, м	200	Спроектировать		Спроектировать	

Рис. 4. Окно с исходными данными.

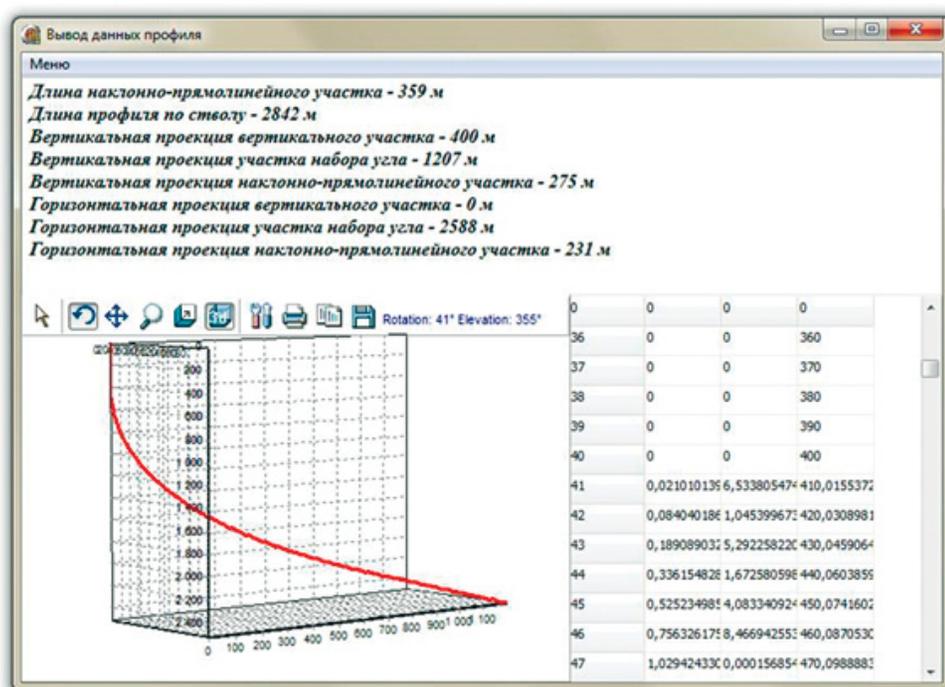


Рис. 5. Данные профиля и его иллюстрация.

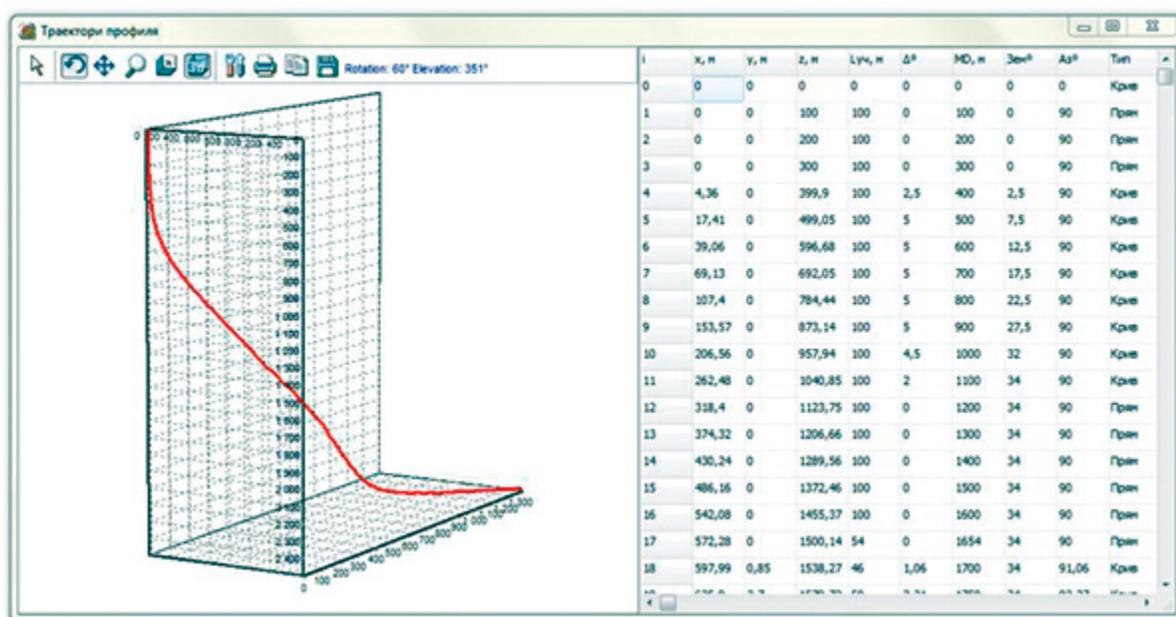


Рис. 6. Построение сложного профиля скважины.

Разработанный программный комплекс позволит повысить эффективность бурения сложных видов проектного профиля скважин, снизить вероятность аварийных ситуаций за счёт прогнозирования надежности и долговечности бурового инструмента.

Алгоритм программы будет совершенствоваться, и использоваться как в образовательных целях, так и на

производстве, в частности для бурения скважин с берега или с искусственных островов с большими отходами от вертикали и протяжёнными горизонтальными участками. Его применение позволит обеспечить импортозамещение интеллектуальных систем в области строительства нефтегазовых объектов шельфа Арктики.

ЛИТЕРАТУРА

1. Харин А.Ю., Харина С.Б. Скважинная добыча углеводородов морских и шельфовых месторождений. Учебное пособие. - Уфа: УГНТУ, 2004. 140 с.
2. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н., Солодкий К.М. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. - М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. - 647 с.
3. Dvoynikov M.V., Blinov P.A. Survey results of series-produced downhole drilling motors and technical solutions in motor design improvement. International Journal of Applied Engineering Research. Volume 11, Issue 10, 2016, Pages 7034 – 7039.
4. Александров М.М. Силы сопротивления при движении труб в скважине. - М.: Недра, 1978. - 208 с.
5. Шевченко И.А. Развитие технологии управляемого роторного бурения при строительстве скважин с субгоризонтальным профилем. Материалы III междунар. науч. конф. (г. Москва, июль 2014 г.). - М.: Буки – Веди, 2014. - с. 112–114.

REFERENCES

1. Harin A.YU., Harina S.B. Downhole production of hydrocarbons to marine and offshore fields. Textbook. - Ufa: UGNTU, 2004. 140 p.
2. Povalikhin A.S., Kalinin A.G., Bastrikov S.N., Solodkij K.M. Drilling of directional, horizontal and multilateral wells. - M.: CentrLitNefteGaz, 2011. - 647 p.
3. Dvoynikov M.V., Blinov P.A. Survey results of series-produced downhole drilling motors and technical solutions in motor design improvement. International Journal of Applied Engineering Research. Volume 11, Issue 10, 2016, Pages 7034 – 7039.
4. Aleksandrov M.M. Resistance force when moving the pipe in the well. - M.: Nedra, 1978. - 208 p.
5. Shevchenko I.A. Development of the technology of controlled rotary drilling in the construction of wells with sub-horizontal profile. Proceedings of the III Intern scientific. Conf. (Moscow, July 2014). - M.: Buki – Vedi, 2014. - pp. 112-114.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

6. Габзалилова А.Х., Янтурин Р.А., Янтурин А.Ш. Уменьшение затрат энергии от снижения коэффициентов трения при вращении колонны ротором. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. - №4. - с. 7–10.
7. Сафронов А.И., Тихонов В.С., Валиуллин Х.Р. и др. Разработка универсального матобеспечения для моделирования динамики колонны труб. // SPE – 171280 – RU. 14.10.2014. - с. 8.
8. Двойников М.В., Мураев Ю.Д. Технические и технологические решения, обеспечивающие устойчивую работу винтового забойного двигателя. // Записки Горного Института. – С-Пт.: Санкт-Петербургский горный университет, 2016. - т. 218. - с. 198–205.
9. Кирсанов А.Н., Зиненко В.П., Кардыш В.Г. Буровые машины и механизмы. - М.: Недра, 1981. - с. 33–34.

REFERENCES (ending)

6. Gabzalilova A.H., YAnturin R.A., YAnturin A.SH. Energy costs reduction from the reduction in friction during rotation of the rotor column. // Construction of oil and gas wells on land and at sea. - M.: PJSC "VNIIOENG", 2012. - #. 4. - p. 7-10.
7. Safronov A.I., Tihonov V.S., Valiullin H.R. et al. The development of universal maintenance for modeling the dynamics of the pipe string. // SPE – 171280 – RU. 14.10.2014. - p. 8.
8. Dvojnikov M.V., Muraev YU.D. Technical and technological solutions ensuring stable operation of the downhole drilling motor. // Proceedings Of The Mining Institute. – Fri.: Saint-Petersburg mining University, 2016. - vol. 218. - pp. 198-205.
9. Kirsanov A.N., Zinenko V.P., Kardysh V.G. Drilling machines and mechanisms. - M.: Nedra, 1981. - pp. 33-34.

УДК 622.243

Уменьшение стоимости бурения скважин за счет оптимизации размеров КНБК

Ю.Г. Буримов – консультант
(ООО «Ай Ди Эс Дрилинг»)

Из литературных источников [1, 2 и др.] и промышленной практики известно об искривлении ствола и формировании уступов в стенке скважины при бурении в интервалах чередования по твердости горных пород. Основными причинами искривления ствола скважины являются: пространственные перемещения долота под воздействием сил реакции забоя, возникающих при контакте долота с наклонно залегающими пластами горных пород различной твердости; отсутствие баланса масс КНБК; несоответствие резьбовых соединений в элементах КНБК; отсутствие общепринятого и надежного критерия, определяющего соотношение диаметров долота, наддолотного элемента и обсадной колонны.

Исследованиями Панченко Г.Г. [3] установлено, что каверны в стенке ствола в большинстве случаев имеют механическое происхождение, особенно в интервалах залегания непроницаемых пород. Это подтверждается

примерами сравнения величин каверн, сформированных при бурении пилотных стволов с размерами после их расширения до требуемого диаметра, долотом или пилотным расширителем. В большинстве случаев первичные размеры каверн остаются неизменными.

Ограничением бокового перемещения долота служит нижняя часть компоновки низа бурильной колонны (КНБК), которая называется направляющим участком, и включает УБТ, ГЗД, соединительный переводник и т.п. Исследованиями Панченко Г.Г., Измайлова Л.Б. и др. также установлено, что диаметр прохода в стволе с локальными искривлениями (уступами), названный эффективным диаметром ($D_{эф}$), определяется полусуммой диаметров долота (D_d) и ближайшего к нему элемента КНБК, например УБТ ($D_{убт}$) [3, 4, 13, 14]. В общем случае требуемая величина $D_{эф}$ должна превышать диаметр муфты обсадной колонны, которая должна быть гарантированно спущена в ствол скважины,

с запасом 5-10 мм на допустимый износ долота по диаметру и толщину глинистой корки на стенке ствола. Примеры расчета $D_{эф}$ ствола скважины для различных сочетаний размеров долот и установленных над ним наиболее распространенных технических устройств (УБТ, ГЗД, переходный переводник, переводник-маховик и др.), приведены в табл. 1. Таким же методом можно определить $D_{эф}$ для любого сочетания диаметров долота и технического устройства, установленного над ним. Из табл. 1 видно, что при бурении долотами диаметром 490 мм и 393,7 мм в сочетании с существующими размерами УБТ или ГЗД ствол с необходимым диаметром ($D_{эф}$), гарантирующим спуск обсадных колонн до проектной глубины, не может быть образован. Для этого необходимо применение технических устройств, например, наддолотного стабилизирующего устройства (НСУ-426), конструкция которых пока не разработана, а производство не освоено. С долотами меньших диаметров (295,3 мм и менее) КНБК собираются из типовых УБТ и ГЗД. Существуют проблемы и с оптимизацией размеров КНБК, применяемых при бурении боковых стволов.

Величина уступа в стволе скважины определяется как полуразность диаметров долота и УБТ или ближайшего к долоту элемента КНБК. Допускаемая величина уступа определяется из условия прохождения до проектной

глубины или до проектного горизонта планируемой колонны обсадных труб. В любом случае ориентиром служит габаритный размер планируемой к спуску колонны обсадных труб или наибольший по диаметру элемент в её составе.

Для бурения скважин на нефть и газ применяются КНБК, включающие: долото, гидравлический забойный двигатель (ГЗД) или набор УБТ, опорно-центрирующие элементы (ОЦЭ) такие, как калибратор, центратор или стабилизатор и соединительные переводники. На рис. 1 и 2 представлены типовые схемы КНБК, получившие наибольшее распространение и применяющиеся при роторном бурении или от верхнего силового вертлюга (ВСП) шарошечными долотами и с приводом от ГЗД в различных горно-геологических условиях. Следует отметить, что в практике бурения вертикальных и наклонно-направленных скважин всё большее применение находят лопастные долота режуще-скалывающего действия типа РДС в составе стандартных КНБК, роторные управляемые системы (РУС) и гибридные долота, еще не нашедшие отражения в нормативной документации.

КНБК для роторного бурения состоят (см. рис. 1 а, б) из долота 1, переводника наддолотного (не показан), УБТ круглого 2 или спирального сечений, наддолотного калибратора 5, центратора 4 (шарошечного или лопастного), переводника (не показан), бурового яса или гидравлического ударного механизма (не показаны) и далее - бурильные трубы 3. Не показаны так же и другие устройства, например обратные клапаны, наддолотные амортизаторы и пр.

КНБК для бурения с приводом от ГЗД (турбобур или винтовой забойный двигатель) состоят (см. рис. 2) из долота 1, ГЗД 2 с центратором, установленным на шпинделе и/или между секциями или без центраторов вообще, УБТ 3 круглого или спирального сечения, центратора 5, калибратора 6 и наддолотного переводника-маховика (не показан). Не учтено применение обратных и переливных клапанов и других устройств. Следует обратить внимание на конфигурацию нижней части схем КНБК, изображенных на рис. 2 а, б, на которых заметно, что диаметр вала двигателя 2 меньше диаметра корпуса его шпинделя и двигательной секции. А по результатам исследований соотношение размеров долота и ближайшего к нему элемента КНБК играет огромную роль в первичном формировании конфигурации ствола и размеров локальных искривлений (уступов), особенно в интервалах чередования горных пород с различной

Таблица 1. Расчетные значения эффективного диаметра ствола ($D_{эф}$) для различного сочетания диаметров долот и технических устройств.

Диаметр долота, мм	Диаметр обсадной трубы (муфты), мм	Наименование наддолотного элемента	Диаметр наддолотного элемента, мм	$D_{эф}$ ствола, мм
490	426 (451)	УБТ	203; 229	346,5; 359,5
			245; 279	367,5; 384,5
		ГЗД	240; 286*	365; 388
		НСУ**	426**	458
393,7	323,7 (351)	УБТ	203; 229	298,35; 311,35
			245; 279	319,3; 336,3
		ГЗД	240, 286*	316,8; 339,8
		НСУ	324**	358,8
295,3	244,5 (270)	УБТ	229; 245	262,1; 270,1
		ГЗД	240	267,6
215,9	168,3 (188)	УБТ	165; 178	190,4; 196,9
		ВЗД	178	196,9

Примечание:

*Технические устройства (ВЗД-286), которые могут быть закуплены по импорту.

**НСУ – наддолотные технические устройства, производство которых необходимо освоить.

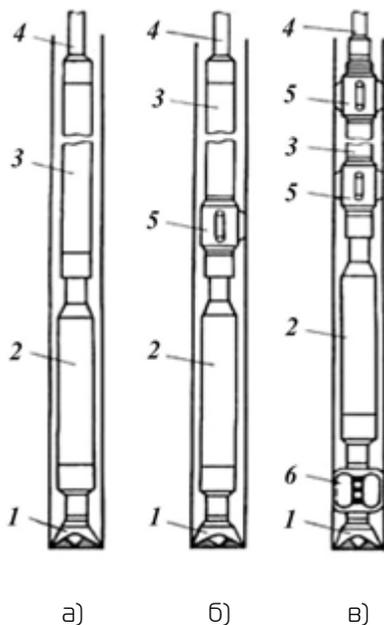
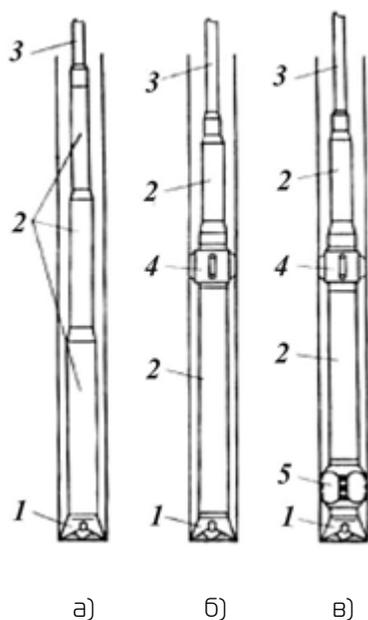


Рис. 1. Типовые схемы КНБК для бурения вертикальных скважин [6-7] роторным способом или с приводом от ВСП:
 а – гладкая;
 б – с одним центратором;
 в – с калибратором и центратором;
 1 – долото;
 2 – УБТ;
 3 – бурильные трубы;
 4 – центратор;
 5 – калибратор.

Рис. 2. Типовые схемы КНБК для бурения скважин с забойным двигателем [2]:
 а – гладкая;
 б – с одним центратором;
 в – с калибратором и центратором;
 1 – долото;
 2 – забойный двигатель;
 3 – УБТ;
 4 – бурильные трубы;
 5 – центратор;
 6 – калибратор.

твердостью. И чем «жестче» разрез, тем более заметна эта зависимость. На другой схеме КНБК (рис. 2, в) над долотом изображен калибратор б (центратор), а над двигателем – УБТ 3, центратор 5 и далее – бурильные трубы 3.

Для бурения скважин большого диаметра в различных регионах страны, кроме КНБК стандартной конфигурации, применяются и пилотные КНБК (рис. 3), включающие пилотное шарошечное долото 1, алмазное или лопастное долото 6, пилотные расширители шарошечные 2 или лопастные 4, УБТ 3. Пилотные КНБК применяются в случаях планирования бурения с одновременным или с последовательным расширением ствола до требуемого диаметра с приводом от ротора, ВСП или от ГЗД. Они ранее и теперь применяются в различных регионах страны из-за отсутствия возможности приобретения или производства долот требуемых типоразмеров, других технических устройств требуемого размера или по иным соображениям.

Следует отметить, что при бурении скважин наиболее распространенных диаметров применяется большее количество схем КНБК, чем показано на рис. 1-3. Более сложные схемы КНБК приведены в РД [10-11], которые собираются из существующей номенклатуры выпускаемых и изготовленных по специальному заказу технических устройств. К ним могут быть отнесены и КНБК, применяемые для стабилизации пилотного расширителя при бурении ствола требуемой конфигурации, а также при

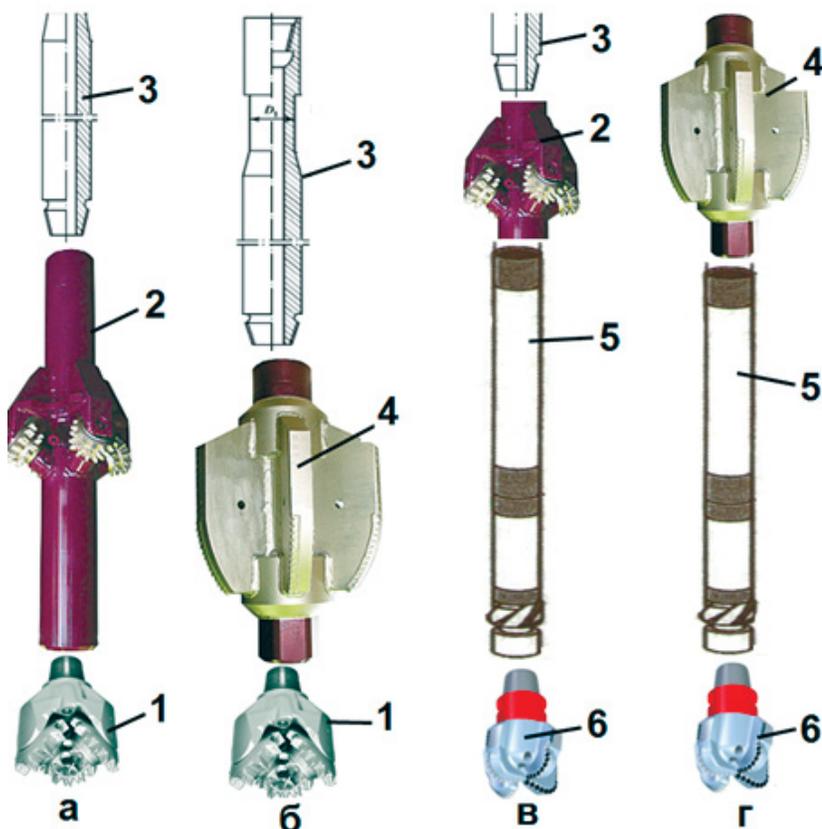


Рис. 3. Примеры КНБК для бурения ступенчатым забоем ствола скважины большого диаметра:
 а, б – для роторного бурения и с приводом от ВСП;
 в, г – для совмещенного «двигательно-роторного» бурения;
 1 – долото шарошечное;
 2 – шарошечный расширитель;
 3 – УБТ;
 4 – лопастной расширитель;
 5 – ГЗД с центратором на шпинделе;
 6 – долото типа РДС.

подготовке ствола скважины перед спуском обсадной колонны.

Анализ фактических данных показывает, что бурение скважин с одноколонной конструкцией 245x146 (168) мм в большинстве регионов производится в один прием, и проблем при спуске обсадных колонн практически не возникает. А случаи «недохода» обсадной колонны до заданной глубины, весьма редки. Чаще всего возникают сложности в случае применения обсадных труб диаметром 178 мм.

При разработке проектов на строительство глубоких и сверхглубоких скважин с более сложными конструкциями (426x324x245x168, 530x426x324x245x168 мм и др.) процесс бурения ствола большого диаметра (393,7 мм и более) под спуск обсадных колонн диаметром 530 мм, 426 мм и 324 мм планируется фактически на два этапа. На первом этапе осуществляется бурение ствола с применением КНБК облегченной конструкции. А на втором – производится специальная подготовка ствола к спуску обсадной колонны несколькими рейсами с применением наборов КНБК, включающих лопастные центраторы, которые в связи с несовершенством их конструкции не всегда выполняют возлагаемые на них функции. И не всегда запланированный объем работ по подготовке ствола гарантирует спуск обсадной колонны до проектной глубины. Известны случаи, свидетельствующие о том, что при подготовке ствола скважины и спуске обсадной колонны возникают осложнения, на ликвидацию которых затрачивается времени в несколько раз больше, чем на процесс первичного углубления, что приводит к большим материальным и денежным потерям бурового подрядчика.

Наиболее часто встречающиеся причины осложнений.

1. Низкое качество информации о геологическом разрезе.
2. Применение в составе КНБК устройств устаревших конструкций с конфигурацией, не позволяющей выполнить возлагаемые на них функции.
3. Отсутствие в РД критериев для оценки качества формируемого ствола по размерам и конфигурации, которые должны гарантировать спуск обсадной колонны до заданной глубины.
4. Отсутствие производства требуемой номенклатуры технических устройств, применяемых в КНБК.

5. Применение режима промывки скважины, не обеспечивающего вынос шлама из разрушенных уступов в стенке ствола, который в этом случае скапливается в затрубье, создавая условия для формирования критических объемов шламовых пробок.

6. Прекращение работ в области фундаментальных и промысловых исследований «предприятиями прикладной науки», являющихся связующим звеном между изготовителями и потребителями машиностроительной продукции.

7. Отсутствие обновления нормативной документации, создания новых, совершенствования существующих конструкций и расширения номенклатуры размеров технических устройств.

Известно, что технические устройства, включаемые в состав КНБК, выпускаются различными изготовителями в соответствии с требованиями действующей нормативной документации, согласованной с одним или несколькими потребителями. Однако укомплектовать КНБК в полном соответствии с требованиями РД [12] чаще всего не удается из-за несогласованности размеров присоединительных резьб в сопрягаемых изделиях. Основными причинами являются отсутствие единого системного подхода по нормированию типоразмеров присоединительных резьб при разработке

стандартов [5-9] и согласования с технологами-буровиками конструкторской документации на их изготовление. Это приводит к тому, что даже наиболее широко применяемые технические устройства невозможно соединить без переводников. Ниже приведено несколько конкретных примеров.

Первый. Для роторного бурения ствола диаметром 215,9 мм долото с ниппельной резьбой 3-117 невозможно соединить с УБТ-178 или УБТ-165 без переводника, поскольку, во-первых, УБТ с муфтовой резьбой внизу не выпускаются, а, во-вторых, они изготавливаются с резьбами, которые больше, чем у долота (3-147 или 3-133). Поэтому вынужденно применяют муфтовый переводник - МЗ-147xМЗ-117. А по стандарту [5] переводники с меньшей резьбой внизу и большей сверху, имеют вид «перевернутой бутылки» (рис. 4).

Переводники цилиндрической формы с разными размерами резьбы не предусмотрены. Но ствол сформированный долотами указанного диаметра, как правило, закрепляют обсадной колонной из труб диаметром 146 мм и 168 мм, реже 178 мм. Т.е. в этих случаях диаметры УБТ и обсадной колонны сопоставимы.

Второй. Для бурения ствола скважины диаметром 393,7 мм и более роторным способом долото оснащено ниппельной резьбой 3-177

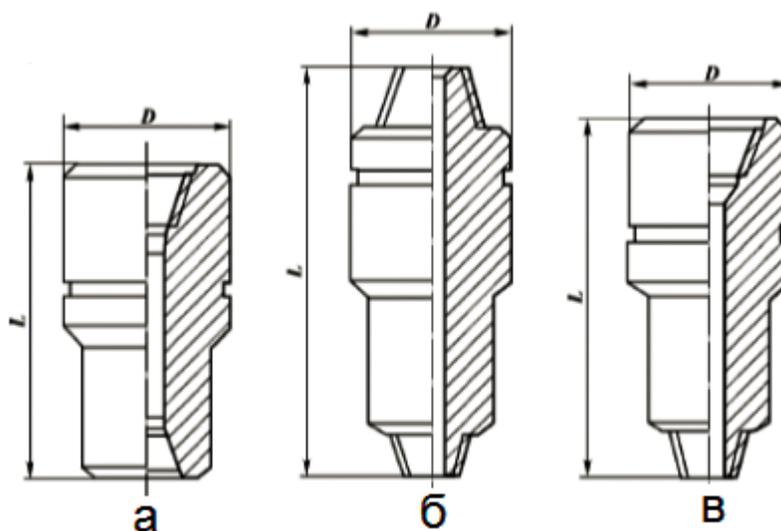


Рис. 4. Переводники соединительные с резьбами, большими сверху и меньшими внизу; а – муфтовый; б – ниппельный; в – переходный.

и их невозможно без переводника соединить с УБТ рекомендуемого в [9-12] размера диаметром (254 мм или 273 мм), которые выпускаются с резьбой 3-201. Т.е. и в этом случае переводник будет иметь такой же вид, как а на рис. 4. Кроме того, ствол скважины этого размера в большинстве случаев закрепляется обсадными трубами диаметром 324 мм и реже диаметром 340 мм. Следовательно, в проекте должна предусматриваться подготовка ствола перед спуском обсадной колонны. Необходимого диаметра УБТ или технического устройства иной конструкции, сопоставимого с размером обсадной колонны, промышленностью не выпускаются. Не предусмотрено также производство УБТ с муфтовой резьбой внизу. Кроме того, переводники с наибольшей замковой резьбой диаметром более 229 мм получить проблематично, поскольку в стандарте их нет. Т.е. и в этом случае КНБК будет иметь ступенчатую конфигурацию с меньшим размером над долотом и большим - выше.

Третий. Бурение ствола скважины широко применяемыми долотами с приводом от ГЗД. Присоединительные резьбы ГЗД вроде бы согласованы в изделиях (3-117, 3-152 и др.), но из-за того, что размер вала ГЗД и установленного на нём переводника не нормированы, в большинстве случаев они изготавливаются с меньшим размером, чем у корпуса шпинделя и двигательной секции. Поэтому большинство ГЗД в собранном виде также имеют вид «перевернутой бутылки». И можно было бы обойтись без переводника. Но с такими резьбами изготавливаются долота диаметром до 311,1 мм, а ГЗД - с наружным диаметром не более 240 мм. Долота большого размера выпускаются с резьбой 3-177. И поэтому можно утверждать, что для работы с долотами больших размеров ГЗД и другие технические устройства требуемого диаметра отсутствуют в производстве.

Ранее для обеспечения бурения ствола скважины большого диаметра рекомендовалось применять буры типа РТБ. Но теперь их серийно не выпускают. Не закончены попытки создания ряда размеров долотных буров [14], которые могли бы заменить РТБ.

Не совсем удачную конфигурацию имеют и такие технические устройства, как РУСы, поставляемые зарубежными компаниями, и получающие все более широкое применение при строительстве глубоких скважин, как на суше, так и на море [15]. Они успешно применяются в разрезах, состоящих из малоабразивных мягких и средних горных пород.

Нормативная база по техническим устройствам, включаемым в КНБК, состоит из требований перечня стандартов [5-9] и РД [10-12]. Причем, стандарт на изготовление винтовых забойных двигателей (ВЗД) вообще отсутствует. А номенклатура выпускаемых размеров ВЗД существенно превосходит размерный ряд турбобуров.

Ряд технических устройств, необходимых для применения в составе КНБК для бурения ствола большого диаметра, отсутствует в стандартах и в производстве. К ним относятся в первую очередь технические устройства, необходимые для применения в качестве направляющих участков КНБК при бурении ствола большого диаметра, такие как шарошечные и лопастные пилотные расширители, УБТ из немагнитных стальных и легких сплавов, корпусные детали телеметрических систем. В стандартах отсутствуют такие понятия, как наддолотные переводники и стабилизаторы, и др.

Отечественные стандарты с параметрами технических устройств, включаемых в КНБК, приняты свыше 20 лет

назад. Большинство параметров в них гармонизированы со стандартами API. В том числе, резьбы конические замковые и малоконусные, применяемые в трубных соединениях, долотах, соединительных переводниках, бурильных, утолщенных (ТБТ) и утяжеленных трубах (УБТ), опорно-центрирующих устройствах (калибраторы, центраторы, стабилизаторы), ГЗД, корпусных деталях телеметрических систем из немагнитных стальных и легких сплавов, средствах для предупреждения и ликвидации инцидентов с трубами и т.д. И поэтому они в настоящее время по ряду причин также морально устарели. Ведущие зарубежные компании изготавливают изделия более совершенных конструкций с параметрами, превышающими требования стандартов.

К морально устаревшим стандартам относятся РД [10-12], которыми руководствуются проектировщики при разработке проектов на строительство скважин.

Основой для такого суждения являются:

- отсутствие критериев оценки качества инженерных решений, влияющих на формирование размера и конфигурации ствола скважины при определении размера направляющего участка КНБК с учетом обеспечения возможности прохождения обсадной колонны до заданной глубины без необходимости проведения специальной его подготовки (не считая «шаблонировки»);

- отсутствие возможности сборки КНБК из серийно выпускаемой продукции с обеспечением выполнения требований действующей инструкции [12] и др.

По результатам анализа основных параметров технических устройств и организации их применения при бурении скважин любого диаметра и боковых стволов установлено следующее:

- для бурения ствола любого профиля долотами наиболее распространенных диаметров (215,9÷295,3 мм) необходимые размеры технических устройств, включаемых в КНБК, приобрести не составляет труда, но несогласованность их параметров в большинстве случаев не позволяет собрать КНБК с рациональной конфигурацией;

- для бурения ствола скважины большого диаметра (диаметром 393,7 мм и более) кроме шарошечных долот и реже долот PDC, других технических устройств требуемых размеров в производстве практически нет, а существующие рекомендации [12] по подбору размеров КНБК для формирования ствола с требуемым значением $D_{эф}$ не может быть выполнено по следующим причинам.

Во-первых, отсутствует производство технических устройств с требуемой номенклатурой размеров (переводники, УБТ, ГЗД, стабилизаторы и/или стабилизирующие устройства).

Во-вторых, конфигурация и присоединительные резьбы в выпускаемых технических устройствах (долота, ГЗД, УБТ, соединительные переводники, центраторы и др.) не согласованы между собой.

В-третьих, конструкция выпускаемых технических устройств (долота типа PDC, наддолотные переводники, лопастные калибраторы, центраторы и стабилизаторы, пилотные шарошечные и лопастные расширители и стабилизирующие устройства) морально устарели, и не учитывают рекомендации отечественных исследователей по их совершенствованию, приведенные в технической литературе и в опубликованные источники [2-4, 13-15 и др.]. В паспортах долот перечислено множество параметров, а параметр, определяющий формирование ствола отсутствует. Например, в паспорте у долот типа PDC не указан диаметр цилиндрической шейки под резьбу.

В-четвертых, обновление нормативной документации и совершенствование конструкции технических устройств не производится из-за отсутствия связующего звена между изготовителями и потребителями машиностроительной продукции, роль которого ранее выполняли специализированные институты отрасли.

В-пятых, ведущие отечественные машиностроительные предприятия, выпускающие продукцию для оснащения КНБК, в добровольном порядке и без должного осмысления приняли к исполнению требования стандартов API, вплоть до их шифровки на английском языке, что отражено в каталожной информации на них. А отечественные стандарты остались без всякого внимания.

В-шестых, на рынке нашей страны появилась продукция высокого качества ведущих зарубежных компаний из США, Европы, Китая и других стран, в том числе РУСы и гибридные управляющие системы, способствующие

повышению эффективности строительства скважин на нефть и газ в целом. Но и в их конструкциях имеются конструктивные недостатки, которые могут быть устранены с учетом принципов оптимизации размеров КНБК.

Исследования и наблюдения вибрации бурильной колонны и износа элементов КНБК при углублении ствола скважин в различных горно-геологических условиях и, особенно, в интервалах чередования горных пород с различными свойствами показали, что при этом происходит зависание ОЦЭ бурильной колонны на уступах с потерей темпа углубления скважины. Об этом свидетельствует износ калибрующих поверхностей [13-14]. Примеры износа показаны на рис. 5-8.

Углубление ствола в интервалах с уступами из твердых горных пород в большинстве случаев сопровождается вибрациями и подклинками бурильной колонны, вплоть до остановки ротора или ВСП, что иногда приводит к



Рис. 5. Износ калибратора КС-214,3СТ на уступах в течение 52 часов роторного бурения скважины 1п-Шахринав в Республике Таджикистан.



Рис. 6. Износ трехлопастного калибратора КС-392СТ после бурения интервала 851-2394 м одной из скважин на Западе Оренбургской области.



Рис. 7. Износ калибратора при роторном бурении в течение 350-400 часов до глубины 1650 м ствола с уступами в одной из скважин на севере Европейской части РФ с КНБК: долото 295,3 мм + УБТ-203 (1 труба) + КС295,3СТ.



Рис. 8. Вид износа трехлопастного колонного калибратора с Ду-392 при бурении одной из скважин на Севере Европейской части РФ.

поломке элементов КНБК. Установлено также, что динамика работы ОЦЭ существенно уменьшается при увеличении количества шарошек и лопастей в их конструкции. На нижней части ГЗД стандартной конфигурации обнаруживается износ ниппеля и узла регулирования угла перекоса двигателя.

О зависании КНБК при бурении наклонно-направленных скважин свидетельствуют также данные о разнице механической скорости бурения при одинаковых параметрах: при бурении ствола в режиме скольжения («слайдирования») и с вращением КНБК; при бурении долотом типа PDC с приводом от ВЗД с различной частотой вращения буровой колонны ротором.

И не случайно за рубежом появились конструкции алмазных долот с различной длиной калибрующей части и ГЗД, в конструкции которых нет выступающей из шпинделя части вала. А в России все еще применяются ГЗД, на уменьшенном размере вала относительно шпинделя которых, установлен переводник, диаметр которого меньше чем диаметр шпинделя. И реже применяются переводники-маховики, диаметр которых сопоставим с диаметром шпинделя.

Исследованиями установлено, что в процессе формирования ствола, его конфигурация и эффективный диаметр ($D_{эф}$) [3, 4, 12-14] в первую очередь зависят от соотношения размеров долота и ближайшего к нему элемента КНБК. Если диаметр этого элемента является самым большим в КНБК, а $D_{эф}$ формируемого ствола на 5-10 мм больше диаметра (D_m) муфты обсадной колонны, то в этом случае практически гарантируется, что она при спуске дойдет до забоя. И не потребуются работы по специальной подготовке ствола в виде нескольких рейсов проработки с помощью КНБК, оснащенной набором центраторов. Иногда и этого недостаточно, и как показывает практика [13-14], многое зависит от сложности строения горно-геологического разреза. Гарантией может служить только применение в КНБК технических устройств, основные параметры и размеры которых сопоставимы с размерами обсадных труб, которыми предусмотрено крепление пробуренного ствола.

В работах [3, 4, 13, 14] приведен опыт бурения ствола скважины различного диаметра в разрезах,

состоящих из чередующихся пластов горных пород с различными характеристиками по твердости и абразивности, долотами шарошечными и лопастными типа PDC с приводом от ротора, ВЗД и в комплекте с маятниковой КНБК. Углубление ствола в таких разрезах обычно сопровождается сильными вибрациями бурильной колонны, фиксируется повышенный износ долот, лопастных центраторов и других технических устройств КНБК. Полученные данные свидетельствуют о назревшей необходимости совершенствования конструкции технических устройств, расширения номенклатуры выпускаемых размеров, необходимых для бурения скважин с наиболее сложной конструкцией и профилем. Для этого необходимо внести в РД и рабочие проекты на бурение скважин КНБК с обоснованными габаритами и конфигурациями, а также применять рациональные параметры режима бурения, обеспечивающие качественную очистку забоя и эффективный вынос бурового или обвального шлама к наземным очистным устройствам. В качестве примера на рис. 9 показан общий вид лопастного долота с измененной конфигурацией, которое успешно использовалось при бурении ствола одной из скважин в Оренбуржье.

Сравнение показателей применения технических устройств стандартной и измененной конфигурацией показывает, что эффективность бурения скважин в интервалах залегания твердых горных пород на площадях Восточной Сибири, Центральной России, Тимано-Печерской провинции и др. может возрасти более чем на 50%.

Информация об износе долот, пилотных расширителей, ГЗД, лопастных центраторов и устройств типа РУС получена автором при оказании инженерных услуг по отработке долот, ГЗД, переводников и ОЦЭ при бурении стволов большого диаметра в различных регионах России и Северо-Запада Таджикистана в интервалах чередования пластов горных пород с отличающейся высокой твердостью. Другая часть информации получена при бурении ствола глубоких скважин в интервалах чередования солей и твердых ангидритов: шарошечными долотами диаметром 295,3 мм с наддолотным переводником-маховиком диаметром 245 мм и редукторным турбобуром ТРО-240 в нескольких

скважинах Оренбуржья; долотом типа PDC диаметром 393,7 мм с 4-х лопастным центратором диаметром 558 мм и долотом PDC диаметром 393,7 мм и увеличенной до 280 мм цилиндрической шейкой, переводником-маховиком диаметром 245 мм и ВЗД-240 в одной из скважин Оренбуржья; долотами шарошечными и типа PDC диаметром 393,7 и 295,3 мм в сочетании с устройствами «Vertu Trak» и «TruTrak» при бурении в Таджикистане. В первых двух случаях были получены весьма неплохие результаты, а в последнем случае из-за отсутствия надежной базы сравнения по долотам диаметром 393,7 мм оценить их применения однозначно не представляется возможным. Результаты работы шарошечных долот диаметром 295,3 мм с высокооборотным устройством «TruTrak-8» по сравнению с результатами работы такими же долотами в сопоставимых условиях с приводом от ВСП с частотой вращения до 140 об/мин можно оценить как неудачные [14].

Попытки совершенствования технологии строительства скважин осуществляются и в настоящее время при строительстве скважин в различных регионах страны. Одним из примеров проведения таких работ служит информация в статье [15] об опыте бурения газовой скважины с большим отходом по вертикали на одном из месторождений Сахалина.



Рис. 9. Долото 393,7FD4I9SM-A288 производства ОАО «Волгабурмаш» с цилиндрической шейкой диаметром 280 мм.

Выводы и рекомендации

1. В результате анализа большого объема информации о конструкции, составе, условиях работы и износе элементов КНБК при бурении скважин различного назначения, требований нормативной документации для составления проектов установлено следующее.

1.1. Рекомендации по выбору конструкции КНБК устарели из-за отсутствия в них численных критериев оценки качества формируемого ствола в различных условиях, а выполнение некоторых из них оказывается невозможным из-за различия размеров резьбы соединяемых устройств, отсутствия нормирования некоторых параметров, оказывающих влияние на размер формируемых в стволе локальных искривлений (уступов).

1.2. Требуется внесение изменений в конструкцию элементов КНБК: долота, расширителя пилотного, ГЗД (турбинные и винтовые), ОЦЭ, а также расширение номенклатуры размеров существующих и освоение производства новых конструкций технических устройств, предназначенных для бурения скважин различного и особенно большого диаметра;

1.3. Осуществить разработку и производство собственных конструкций роторных РУСов и гибридных управляемых систем, наддолотных переводников, ГЗД диаметром более 240 мм, стабилизаторов требуемых размеров и др.

1.4. Для повышения эффективности процесса бурения необходимо: внести изменения в стандарты на шарошечные долота (ГОСТ 20692-2003), алмазные и

лопастные с износостойкими пластинами и резцами PDC (ГОСТ 26474-85), ГЗД (ГОСТ 26673-90), опорно-центрирующие устройства (ОСТ 39-078-79); ввести в нормативную документацию (РД 39-0148052-514-86) рекомендации по подбору КНБК и расширению ряда размеров долот, по применению новых типоразмеров и конструкций технических устройств на основе критерия качества формируемого ствола.

2. Проверку эффективности предлагаемых инновационных изменений стандартов, нормативной документации, конструкции технических устройств и технологии бурения глубоких скважин целесообразно провести при бурении скважин на одном или нескольких перспективных месторождений углеводородов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вудс Г., Лубинский А. Искривление скважин при бурении. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 160 с.
2. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н., Солодкий К.М. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2011, – 647 с.
3. Панченко Г.Г., Перенглиев А.Б. Принципы оптимизации проектных решений в строительстве скважин (на примере Западной Туркмении). – Тематический сборник научных трудов «ТуркменНИПИнефть». – Вып. 14. – Баку: АЗНИПИнефть, 1975. – с. 84.
4. Измайлов Л.Б., Марченко Р.Н., Овечкин А.И. Выбор компоновки низа бурильной колонны для бурения скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – 50 с.
5. ГОСТ 20692-2003 Долота шарошечные. Технические условия. ИПК. – М.: Издательство стандартов, 2003. – 7 с.
6. ГОСТ 26474-85 Долота и бурильные головки алмазные и оснащенные зубками из сверхтвердых композиционных материалов. Типы и основные размеры. – М.: Издательство стандартов, 1985. – 6 с.
7. ГОСТ 26673-90 Турбобуры. Основные параметры и размеры. – М.: Издательство стандартов, 1991. – с. 8.
8. ОСТ 39-078-79 Калибраторы, центраторы, стабилизаторы. Классификация, виды, типы и основные размеры. – М.: Миннефтепром СССР, 1979. – 12 с.
9. ГОСТ 7360-82 Переводники для бурильных колонн. Технические условия. – М.: Издательство стандартов, 2003. – с. 28.
10. РД 39-0148052-537-87. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. – М.: ВНИИБТ, 1987. – с. 130.

REFERENCES

1. Woods G., Lubinski A. The Curvature of the wells during drilling. – M. Moscow, Leningrad: Gostoptekhizdat, 1960. – 160 p.
2. Povalikhin A.S., Kalinin A.G., Bastrikov S.N., Solodkij K.M. Drilling of directional, horizontal and multilateral wells. – M.: CentrLitNefteGaz, 2011. – 647 p.
3. Panchenko G.G., Perengliev A.B. The principles of optimizing design decisions in the construction of wells (for example, Western Turkmenia). – Thematic collection of scientific papers "Turkmenneft". – vol. 14. – Baku: .Kaznipineft, 1975. – p. 84.
4. Izmajlov L.B., Marchenko R.N., Ovechkin A.I. Select the layout of BHA for well drilling. – M.: VNIIOENG, 1986. – 50 p.
5. GOST 20692-2003 rolling cutter Bits. Specifications. ИПК. – M.: Publishing house of standards, 2003. – 7 p.
6. GOST 26474-85 Bit and the drill head is a diamond and equipped with teeth of superhard composite materials. Types and basic dimensions. – M.: Publishing house of standards, 1985. – 6 p.
7. GOST 26673-90 Turbo-drills. Basic parameters and dimensions. – M.: Publishing house of standards, 1991. – p. 8.
8. OST 39-078-79 Calibrators, centralizers, stabilizers. Classification, types, types and basic dimensions. – M.: Ministry of petroleum industry of the USSR, 1979. – 12 p.
9. GOST 7360-82 Subs for drill strings. Specifications. – M.: Publishing house of standards, 2003. – p. 28.
10. RD 39-0148052-537-87. The layout of the working project for the construction of wells for oil and gas. – M.: VNIIBT, 1987. – p. 130.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

11. РД 39-0148052-514-86 Инструкция по предупреждению искривления вертикальных скважин. - М.: Миннефтепром СССР, 1986. - с. 84.
12. Инструкция по расчету бурильных колонн. (ВНИИТнефть и Комитет труб Ассоциации буровых подрядчиков РФ). - М.: «Нефтяник», 1997. - 156 с.
13. Буримов Ю.Г. Бурение стволов большого диаметра глубоких скважин. - М.: Морнефть, 2015. - 484 с.
14. Буримов Ю.Г. Инженерный сервис в бурении. Долота, ГЗД, отбор керна, боковые стволы. Справочное пособие. - М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2012. - с. 880.
15. Касумов Р.В., Сэнди А.Г., Шмаков А.В. Технологические решения при переходе диаметра секции с 17-1/2 на 16 дюймов в скважинах с большим отходом от вертикали. // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. - М.: Ассоциация буровых подрядчиков, 2016. - №1. с. 24-35.

REFERENCES (ending)

11. RD 39-0148052-514-86 Manual for the prevention of curvature of the vertical wells. - M.: Ministry of petroleum industry of the USSR, 1986. - p. 84.
12. Instruction for calculating the drill string. (VNIITneft and the Committee of the pipe Association of drilling contractors Russia). - M.: "Oil", 1997. - 156 p.
13. Burimov YU.G. Drilling the boreholes of large diameter deep wells. - M.: Morneft', 2015. - 484 p.
14. Burimov YU.G. Engineering service in drilling. Bits, downhole motors, coring, sidetracks. Areferenceguide. - M.: Centralities, 2012. - p. 880.
15. Kasumov R.V., Sandy A.G., Shmakov A.V. Technological solutions in the transition diameter section with a 17-1/2 to 16 inches in wells with large deviation from the vertical. // The Bulletin of the Association of drilling contractors. - M.: Association of drilling contractors, 2016. - #. 1. pp. 24-35.

УДК 622.245.65

Применение гравийных фильтров в скважинах подземного хранилища газа для предотвращения выноса песка

Р.Н. Абсатдаров - аспирант
(Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина)

При циклическом характере эксплуатации подземного хранилища газа (ПХГ) возникают знакопеременные градиенты давления, приводящие к разрушению структуры породы коллектора, и продукты разрушения в виде песка могут поступать в ствол скважины, что ведет к отрицательным последствиям:

- разрушение пласта-коллектора;
- абразивный износ оборудования скважин и газопроводных систем (трубопроводов, запорных устройств, сепарационного оборудования);
- накопление песчаных пробок на забое уменьшает работающую толщину пласта и, как следствие, снижается производительность скважины;

- образование висячих песчаных пробок в колонне насосно-компрессорных труб (НКТ). При остановке скважины взвешенный песок оседает на забой. Это может приводить к прихвату нижней части колонны НКТ или к внутренней кольматации фильтра в скважинах ПХГ (при закачке газа);

- заполнение колонны НКТ «залповым» выбросом больших объемов песка при освоении скважины компрессорным способом.

Одним из наиболее эффективных способов предотвращения выноса песка при эксплуатации скважин в слабосцементированных коллекторах на месторождениях и ПХГ является применение гравийно-намывных фильтров.

К гравийным фильтрам относятся фильтры, у которых поверхность, контактирующая с горной породой пласта, состоит из искусственно вводимого гравия, расположенного вокруг опорных фильтровых каркасов.

Отличительной особенностью гравийных фильтров наряду с лучшим удержанием пластового песка является повышение фильтрационных свойств прискважинной зоны за счет увеличенной проницаемости гравийного слоя.

На ПХГ гравийно-намывные фильтры устанавливаются в скважины с различным типом окончания: перфорированной обсадной колонной, открытым стволом и расширенной призабойной зоной. С учетом накопленного опыта работ по предупреждению пескопроявлений в коллекторах, представленных мелкозернистыми песками, наиболее эффективными являются гравийно-намывные в расширенной призабойной зоне.

К методам предупреждения разрушения призабойной зоны и выноса песка предъявляются более высокие требования, чем в скважинах на газовых месторождениях. Это объясняется циклической работой скважин, сопровождающейся резкими изменениями давления, температуры и влажности. Существуют два метода по борьбе с выносом песка: физико-химические методы; механические методы.

Физико-химические методы предусматривают укрепление породы в призабойной зоне пласта связующими материалами: смолами, полимерами, клеями и др. Используют также закачку в расширенную призабойную зону пласта крупного песка со смолой с последующим восстановлением проницаемости закачкой растворителя (катализатора).

Однако, как показала практика, эффективность физико-химических методов низкая и кратковременная. Применяемые связующие материалы, как правило, снижают проницаемость призабойной зоны пласта (ПЗП), а зона крепления получается неоднородной. После такой обработки со временем разрушение пласта должно происходить с большей интенсивностью, так как для обеспечения требуемых отборов пластового флюида необходимо увеличивать депрессию на пласт. Это приводит к увеличению градиента давлений и, как следствие, к разрушению закрепленной зоны, образованию локальных каналов фильтрации. При повышенных депрессиях также увеличивается вероятность прорыва к скважине пластовой воды. Поэтому метод крепления ПЗП в настоящее время имеет ограниченное применение.

Механические методы являются наиболее перспективными методами борьбы с песком, представляют собой установку в скважине забойных фильтров (проволочных, сетчатых, лавсановых, гравийных и др.). По способу монтажа фильтры подразделяются на два типа: устанавливаемые в открытом стволе по толщине продуктивного пласта и устанавливаемые в перфорированной эксплуатационной колонне.

По мнению большинства исследователей, вокруг отверстий фильтра или пор гравийной обсыпки формируется арочная структура из крупных зерен песка, которая задерживает мелкие фракции. Эти арочные структуры достаточно устойчивы при установившемся отборе газа, но разрушаются при дестабилизации режима фильтрации.

Наибольшее распространение получили фильтры, включающие тонкий фильтрующий элемент (проволочный и щелевой) и наружную гравийную набивку. Задача задержания пластовой породы возлагается на гравийную набивку (гравийный массив), причем фракция гравия

подбирается так, чтобы задержать на границе «пласт-гравий» основную часть зерен пластовой породы - крупных и средних. На собственно фильтр (проволочный или щелевой) возлагается задача задержать все размеры зерен гравия, но пропустить в скважину те тонкие частицы, которые прошли сквозь гравийный массив. Такой подход обеспечивает самоочищаемость забойного фильтра и способность получать высокие дебиты.

Основной недостаток гравийных фильтров - их склонность к кольтматации мелкими фракциями песка, глинистыми частицами. Скважность фильтра со временем уменьшается. Увеличение рабочей депрессии на пласт для обеспечения требуемого дебита газа приводит к разрушению фильтра, образованию локальных каналов фильтрации и интенсивности выноса песка.

Выбор типа и геометрических размеров фильтрующих элементов основывается на гранулометрическом составе песчаных пород, слагающих продуктивную толщу. Для оценки состава горных пород может быть использован как керновой материал, так и пробы песка, получаемые в процессе эксплуатации скважины, хотя последние не в полной мере отражают фактический гранулометрический состав пород.

Более точное проектирование средств задержания песка основывается на кернах с точной привязкой по глубинам, которые отобраны из всего продуктивного объекта конкретной скважины.

На основании ситового анализа строится кумулятивная кривая распределения частиц пластового песка от открытого размера ячейки сита (рисунок 1).

За основной критерий для выбора размера гравия принята величина, отражающая соизмеримость размера

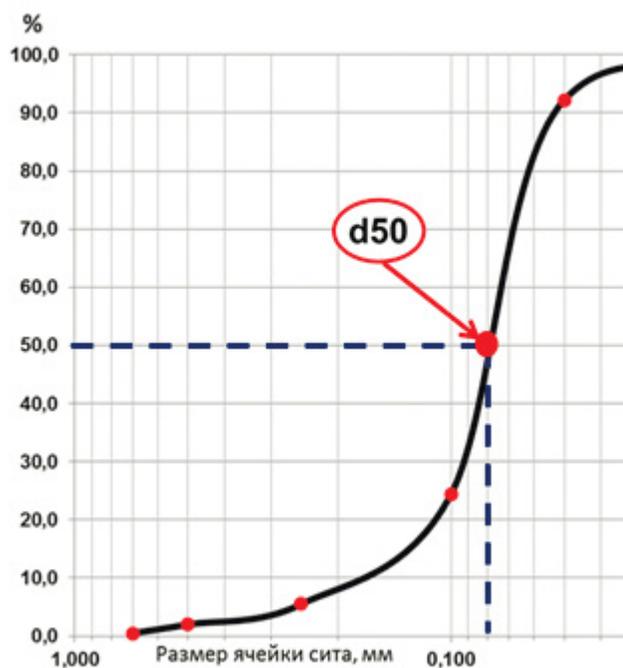


Рис. 1. Кумулятивная кривая распределения частиц пластового песка по размерам с нарастающим процентным содержанием частиц (d_{50} - размер частиц пластового песка в 50%-ой точке кумулятивной кривой, мм).

поровых каналов, образуемых гравийной обсыпкой (гравий диаметра D_{r50} , и частиц пластового песка d_{50}). Соотношение между этими величинами определяется формулой [1]:

$$D_{r50} \leq (5 \div 6) \cdot d_{50} \quad (1)$$

Промышленно поставляемый гравий не может включать фракции строго одного диаметра. Поэтому чаще задаются коэффициентом неоднородности, который по работе [2] следует принимать равным 1,5. Для определения допустимого размера гравия по формуле (1) и $K = 1,5$ можно пользоваться выражениями:

$$D_{r10} \leq 0,714 \cdot D_{r50} \quad (2)$$

$$D_{r90} = 2 \cdot D_{r50} - D_{r10} \quad (3)$$

где D_{r10} , D_{r90} - диаметры частиц гравия, соответствующих размеру ячеек сита, через которое проходит 10% или 90% от общей массы пробы гравия.

По методике [3] выбор размера гравия также основан на d_{50} , но с дополнительным уточнением коэффициента неоднородности пластового песка (K). Размер гравия устанавливается диапазоном диаметров от максимального ($D_{r\max}$) до минимального ($D_{r\min}$):

$$\text{при } K \leq 3 \quad D_{r\max} = 10 \cdot d_{50} \leq D_r \leq 5 \cdot d_{50} = D_{r\min} \quad (4)$$

$$\text{при } K \geq 3 \quad D_{r\max} = 8 \cdot d_{50} \leq D_r \leq 4 \cdot d_{50} = D_{r\min} \quad (5)$$

Коэффициент K определяется отношением диаметра частиц пластового песка, соответствующих 60% (d_{60}) и 10% (d_{10}) массовой доле отсева:

$$K = \frac{d_{60}}{d_{10}} \quad (6)$$

Материал гравийной набивки регламентируется по массовой доле основного гранулометрического класса и массовой доле оксида кремния (SiO_2), фракционному составу зерен, сферичности, окатанности, прочности на сжатие, растворимости в кислотах и максимально допустимой доле инородных тел.

Наряду с соблюдением условий к диаметру установлены показатели к качеству гравия, которые должны удовлетворять следующим требованиям:

- массовая доля основного гранулометрического класса должна составлять не менее 96%;
- массовая доля оксида кремния (SiO_2), должна составлять не менее 95%;
- нижний предел сферичности и окатанности, определенный с помощью компаратора Крамбейна и Слосса, должен быть не менее 0,6;
- количество разрушенных частиц, образующихся после проведения испытания на одноосное сжатие, должно быть не более 4%;
- растворимость в 12%-ой соляной (HCl) и 3%-ной плавиковой (HF) кислотах должна быть не более 1% по массе.

Чтобы предотвратить движение пластового песка через гравийную набивку, минимальная толщина слоя должна составлять по данным [4] от (4-5) D_{r10} , а по исследованиям [5] эта величина составляет (5-10) D_{r10} .

Однако, при формировании гравийной набивки такой толщины трудно гарантировать непрерывность слоя, поэтому даже в опускных гравийных фильтрах толщину

слоя увеличивают до 35 мм, а в фильтрах, создаваемых на забое скважины, толщину слоя рекомендуется иметь в открытом стволе не менее 60 мм, а в обсадной колонне не менее 25-35 мм [5].

С учетом возможности повышения дебита толщину гравийной обсыпки целесообразно увеличивать до существенно больших значений, так как замена в прискважинной зоне песка продуктивного пласта на более проницаемый гравий позволяет снизить сопротивления фильтрационному потоку.

Гравийные опускные фильтры, для предотвращения кольматажа, рекомендуется использовать совместно с гравийными обсыпками, создаваемыми на забое, при этом диаметр гравия для внешнего слоя следует выбирать из соотношения:

$$D_{r50} \leq (4 \div 5) \cdot d_{50} \quad (7)$$

В состав хвостовика или компоновки НКТ для удержания в затрубном пространстве гравия следует включать каркасы в виде щелевых или опускных гравийных фильтров, выполненных на трубной основе.

При выборе каркасов необходимо стремиться к получению фильтров наибольшей скважности (η), которая определяется по формуле:

$$\eta = \frac{n \cdot F_0}{\pi \cdot D \cdot l_\phi} \cdot 100\% \quad (8)$$

где n - число отверстий или щелей;
 F_0 - площадь отверстия или щели, м²;
 D - наружный диаметр фильтра, м;
 l_ϕ - длина рабочей части фильтра, м.

Наиболее полно отвечают условиям эксплуатации щелевые фильтры (рисунок 2). Такое сечение щели с расширяющимся каналом вовнутрь обладает меньшими гидравлическими сопротивлениями и стимулирует очищение прифильтровой зоны от мелких фракций и других кольматантов с последующим образованием сводовых перемычек.

Для изготовления фильтров используется нержавеющая сталь, реже низкоуглеродистая сталь. В условиях, когда предполагается проведение кислотных обработок продуктивной части пласта, рекомендуется применять фильтры из кислотоустойчивых материалов, таких как монельметалл, суперникель, эвердур, кремнистая красная латунь, красная латунь.

Ширина щели выбирается из условия задержания гравия минимально заявленного диаметра. Рекомендуется [7] ширину щели (t) устанавливать в диапазоне:

$$t = (0,67 \div 0,80) \cdot D_{r10} \quad (9)$$

Основными материалами при оборудовании скважин гравийно-намывными фильтрами являются промысловая жидкость для вскрытия и расширки ствола скважины в зоне пласта-коллектора, жидкость-носитель гравия, гравий.

Промысловая жидкость для вскрытия и расширки ствола скважины, а также применяемая для глушения скважины во время проведения капитального ремонта должна отвечать следующим требованиям:

- жидкость не должна ухудшать коллекторские свойства пласта;
- иметь плотность, обеспечивающую необходимое противодавление на газовый горизонт в целях предотвращения выброса газа;

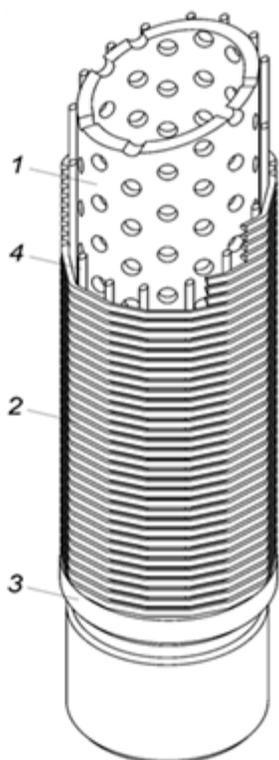


Рис. 2. Щелевой корпусной фильтр.

- обладать реологическими свойствами для снижения возможных поглощений и улучшения выноса твердых частиц при промывке скважины.

При выборе типа жидкости исходят из того, чтобы предотвратить поступление жидкости в пласт с помощью химических добавок или коркообразующих материалов. При использовании жидкостей, не оказывающих существенного влияния на пласт, допускается их частичная фильтрация в призабойную зону во время проведения работ.

Жидкость-носитель гравия предназначена для транспортировки гравия к забою скважин в целях формирования плотного гравийного массива между стенками скважины (обсадной колонны) и фильтром. Если в качестве жидкости-носителя используются жидкости с низкой вязкостью (до 40 сП), гравийная набивка считается «нормальной». Если жидкостью-носителем является маловязкая жидкость, гравийная набивка считается «высокоплотной».

При использовании невязкой жидкости предельная концентрация гравия составляет 60...120 кг/м³. При использовании жидкостей с низкой вязкостью необходимо поддерживать высокие скорости закачки, чтобы предотвратить свободное оседание гравия. Высокие скорости закачки способствуют дроблению гравия и смешению его с пластовым песком, что приводит к сильному снижению проницаемости гравийной набивки. При использовании вязких жидкостей (до 700 сП) обеспечивается высокая концентрация гравия в жидкости-носителе до 1700 кг/м³. В качестве жидкости-носителя гравия рекомендуется применять солевые растворы с добавками полимеров, биополимеров.

Сооружение гравийно-намывного фильтра рекомендуется проводить по одному из нижеприведенных

технологических методов. При выборе технологии оборудования фильтра необходимо учитывать геологические, а также технико-экономические условия в районе проведения работ.

- метод обратной циркуляции;
- упрощенный метод прямой циркуляции;
- метод прямой циркуляции.

Сущность всех методов состоит в том, что гравий для сооружения гравийного массива доставляется с устья скважины в призабойную зону жидкостью-носителем. Гравийно-жидкостная смесь (пульпа) готовится на поверхности и закачивается в скважину. Дойдя до фильтровой компоновки, пульпа разделяется: жидкость-носитель поглощается пластом-коллектором (при наличии в нем зон поглощений) или, пройдя сквозь щели фильтра-каркаса, поднимается на поверхность, а гравий остается в кольцевом пространстве между фильтровой компоновкой и стенкой скважины.

По завершению сооружения гравийного массива производится удаление излишков гравия, после чего технологическое оборудование заменяется эксплуатационным. После освоения и монтажа фонтанной арматуры скважина вводится в эксплуатацию.

Процесс кольматации фильтра происходит в результате сложных механических, тепловых, физико-химических и электрокинетических процессов. Эти процессы, протекающие в скважине на фильтре, зависят от химического состава материала, из которого изготавливается фильтр, химического состава пластовой воды, пласта-коллектора, а также от условий работы скважины (температура, давление).

Для предотвращения кольматации фильтров и пласта-коллектора необходимы следующие меры:

- внутреннюю трубу-каркас щелевых фильтров выполнять из нержавеющей стали того же химического состава, что и проволока щелевой решетки для исключения возникновения разницы электродных потенциалов между разнородными металлами. Это позволит избежать скопления в скважине вокруг трубы большого числа коллоидных частиц ионов железа, являющегося затравкой для кристаллизации карбоната кальция;
- при всех работах по вскрытию пласта-коллектора, ремонте скважин использовать ингибированные растворы без твердой фазы, которые не вызывают гидратацию глины и кольматацию частицами твердой фазы пласта-коллектора и гравийной набивки;
- сооружение гравийного массива проводить только методом прямой циркуляции с использованием соответствующего технологического оборудования;
- при проведении любых работ на скважине должна обеспечиваться чистота технологического оборудования рабочих труб и рабочих жидкостей. Все рабочие жидкости должны предварительно фильтроваться;
- проводить обработку прискважинной зоны реагентами-стабилизаторами глинистых частиц и ингибиторами солейотложений.

Для анализа были предоставлены образцы пластового песка и гравия, предназначенного для использования в качестве материала при сооружении гравийной набивки. Испытания проводились в соответствии со всеми нормативными документами.

Последующим этапом был проведен ситовой анализ - рассеивание автоматически с помощью сит с определенными диаметрами отверстий. От пробы отбирается навеска весом не менее 100 грамм, затем она измельчается (без растирания). Рассеивание длится 10 минут. После

просеивания на всех ситах, последние тщательно чистят, и фракции собирают и взвешивают. Результаты определения гранулометрического состава пород Щигровского горизонта приведены в таблице 1.

На основании ситового анализа построены кумулятивные кривые для образцов № 1, 2, 3, представленные на рисунке 3. Далее определяем среднеарифметическое значение размера частицы пластового песка для данных трёх лабораторных образцов $d_{50} = 0,079$ мм. Согласно формуле (1), основной гранулометрический класс гравия, используемый для создания гравийного массива, должен находиться в пределах:

$$0,395 \leq D_{r50} \leq 0,474$$

Размер щели проволочного фильтра выбираем из условия задержания им наименьшей фракции используемого гравия. Этому условию отвечают проволочные фильтры с размером щели 0,3 мм.

Заключение

Исходя из поставленной задачи предотвращения выноса песка в скважинах ПХГ, были проведены лабораторные и теоретические исследования.

На основе анализа литературных источников были описаны причины, последствия выноса песка на скважинах ПХГ, а также методы по борьбы с пескопроявлением.

Наиболее эффективным и экономически выгодным методом борьбы с пескопроявлением, является установка в скважине гравийно-намывных фильтров.

Проведённый расчет параметров гравийного фильтра для скважин приведен в качестве типового расчета, пригодного к использованию и на других объектах. Подобранный фильтр обеспечивает предотвращение выноса пластового песка в ствол скважины, проектную производительность скважины, увеличение межремонтного периода, предотвращение износа наземного оборудования.

Таблица 1. Результаты гранулометрического анализа горных пород Щигровского горизонта.

№ п/п	Лаб. номер обр.	Пласт	Глубина, м	Содержание фракции, %							
				1-0,7 мм	0,7-0,5 мм	0,5-0,25 мм	0,25-0,1 мм	0,1-0,05 мм	0,05-0,01 мм	0,01-0,005 мм	0,005-0,001 мм
1	655/6	Коллектор (щигры 1)	785,27	0,5	1,5	3,5	18,9	67,8	3,4	4,5	
2	656/6	Коллектор (щигры 1)	786,07	0,1	4,0	5,2	20,6	60,9	3,9	5,2	
3	659/6	Коллектор (щигры 1)	786,72	0,9	2,5	4,6	13,8	71,2	3,0	4,0	

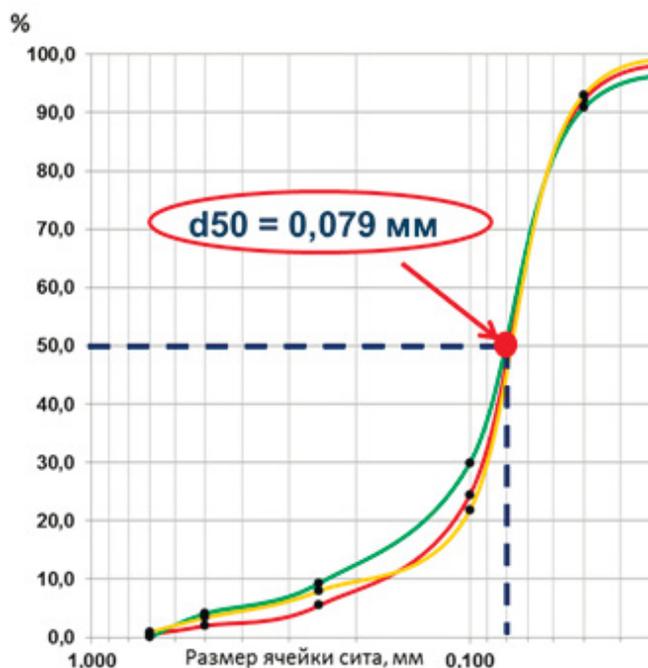


Рис. 3. Кумулятивные кривые для образцов № 1, 2, 3 (таблица 1).

ЛИТЕРАТУРА

1. Saucier R.J. «Selection pash design considerations», Paper SPE 47-th Annual Fall Meeting of AIME, San Antonio, Texas. Oct.8-11.

REFERENCES

1. Saucier R. J. «Selection pash design considerations», Paper SPE 47-th Annual Fall Meeting of AIME, San Antonio, Texas. Oct.8-11.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

2. Кайгородов В.А., Арестов Б.В., Гейхман М.Г., Либерман Г.И., Корабельников О.М. Опыт подземного капитального ремонта скважин ПХГ в условиях слабосцементированных водоносных коллекторов. Передовой производственный опыт в газовой промышленности, вып. 9. - М.: ВНИИЭгазпром, 1987. - 23 с.
3. Сесил Л.Б., Вильсон Д.Х., Берт Д.Л. Применение гравийных набивок и фильтров. Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. - М.: Недра, 1979. - №7. - с. 45-52.
4. Мероприятия по улучшению качества заканчивания скважин. Обзор зарубежной литературы. Сер. Бурение и добыча. - М: ЦНИИТЭНефтегаз, 1963. - 56 с.
5. Гаврилко В.М., Алексеев В.С. Фильтры буровых скважин. - М.: Недра, 1991. - 276 с.
6. Башкатов Д.Н., Сулакшин С.С., Драглис С.Л., Квашнин Г.П. Справочник по бурению скважин на воду. - М.: Недра, 1979. - 560 с.
7. Гилл С.Б. Представление отделения Бэйкер Сэнд контрол. Материалы конференции «Представление технологий фирмы Бейкер Хьюз». - Сочи: 6-11 мая 1991 г. - 16 с.

REFERENCES (ending)

2. Kajgorodov V.A., Arestov B.V., Gejhman M.G., Liberman G.I., Korabel'nikov O.M. Experience underground overhaul of wells UGS in terms of loose aquifer reservoirs. The advanced production experience in the gas industry, vol. 9. - M.: VNIIEHgazprom, 1987. - 23 p.
3. Cecil L.B., Wilson D.H., Burt, D.L. The Use of gravel gaskets and filters. Oil, gas and petrochemistry abroad.- M.: Nedra, 1979. - #. 7. - p. 45-52.
4. Measures to improve the quality of well completion. A review of foreign literature. Ser. Drilling and mining. - M: TSNIITeneftkhim, 1963. - 56 p.
5. Gavrliko V.M., Alekseev B.C. Filters drilling wells. - M.: Nedra, 1991. - 276 p.
6. Bashkatov D.N., Sulakshin S.S., Drahlis S.L., Kvashnin G.P. Guide to drilling for water. - M.: Nedra, 1979. - 560 p.
7. Gill S.B. Representation offices Baker sand control. - Sochi: proceedings of the conference "Representation of tech firms Baker Hughes", 6-11 may 1991, 16 p.

УДК 622.276.65

Оптимизация типа и размера проппанта для гидроразрыва пласта на примере месторождений Ирана

Масооми Реза – аспирант;

С.В. Долгов – доктор техн. наук, профессор кафедры нефтегазового дела («Кубанский государственный технологический университет»)

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – наиболее эффективный метод интенсификации добычи нефти [1]. В целом, есть две причины для применения ГРП в скважинах:

1) увеличение коэффициента продуктивности скважины (PI);

2) повышение коэффициент нефтеотдачи [2, 3].

В представленном исследовании при ГРП в коллекторе «Z» на юго-западе Ирана в качестве проппанта использовался кварцевый песок и керамический проппант. Также применялись различные типы песка со смоляным

покрытием и покрытием из керамики [4, 5, 6]. Были разработаны различные сценарии для оптимизации размера и типа проппанта, используемого при ГРП в нефтяном коллекторе «Z».

Месторождение представлено асимметричной антиклиналью длиной 11 км и шириной 3 км. Коллектор представлен песчаником, в котором выявлено 16 нефте-носных пластов. Его нефть является относительно тяжелой с API степени 25. Газонефтяной фактор оценивается в 124,3 м³/м³ (700 фут³/баррель). Объемный коэффициент (B_o) пластовой нефти составляет около 1,4. Это недавно

разведанное месторождение нефти, находящееся в настоящее время в стадии начала разработки. Месторождение находится в условиях недонасыщения при отсутствии газовой шапки. Месторождение имеет 16 нефтяных пластов с суммарной толщиной 196 м (643 футов). Трёхмерная структура коллектора «Z» с 16-ю нефтяными пластами представлена на рисунке 1.

Геологическая характеристика коллектора "Z" и свойства пластовых жидкостей изучаемого месторождения представлены в таблице 1.

А) Сценарии для проппанта в виде песка и керамики

В этом разделе были рассмотрены типы проппанта в виде песка и керамики. Затем были разработаны различные сценарии, основанные на различных размерах проппантов. Сценарии и результаты этого моделирования представлены в таблице 2.

Анализ результатов исследований показал, что применение керамического проппанта 8/12 позволило получить максимальную накопленную добычу нефти по сравнению с другими размерами проппанта. Увеличение гидропроводности трещины от применения проппанта керамического 8/12 по сравнению с проппантами других размеров является основной причиной дальнейшего увеличения накопленной добычи нефти в исследуемом коллекторе. Повышение гидропроводности трещины повысило общую эффективность ГРП и, следовательно, была улучшена производительность скважины.

Внимательно изучив результаты всех сценариев можно заключить, что керамические проппанты имеют лучшую эффективность, чем кварцевый песок в исследуемом коллекторе. Причина заключается в высокой прочности керамического проппанта, что обеспечивает устойчивость трещины. Керамические зерна, которые используются при ГРП, могут подвергаться процессу спекания. При спекании керамического проппанта последний может быть преобразован в более крупные частицы, чем отдельные частицы, что не приведёт к смыканию, образовавшейся при ГРП трещины. При этом гидропроводность трещины поддерживается на высоком уровне. Поэтому использование керамического проппанта привело к большей накопленной добычи нефти, чем применение кварцевого песка.

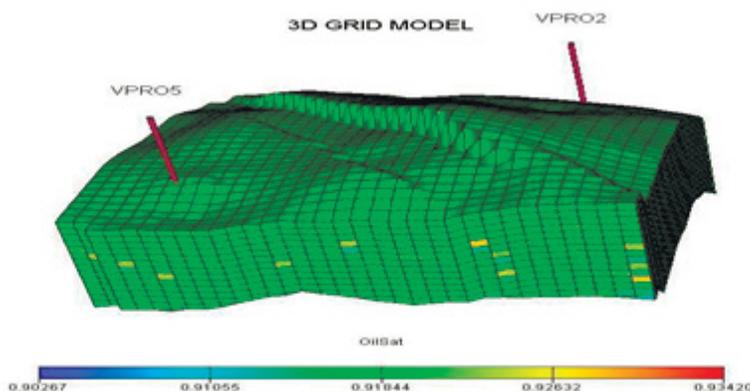


Рис. 1. Трёхмерная модель структуры коллектора "Z" на юго-западе Ирана.

Таблица 1. Геологическая характеристика коллектора "Z" и свойства пластовых жидкостей изучаемого месторождения.

Свойства	Значение	Свойства	Значение
API	25	коэффициент пластового объёма нефти	1,4
Общая толщина, м	196	вязкость нефть, сП	0,68
Газовый фактор, м ³ /м ³	124,3	вязкость газа, сП	0,021
Сжимаемость породы, МПа ⁻¹	4,1 · 10 ⁻⁴	пластовая температура, °С	60
Средняя пористость, %	12,5	давление насыщения, МПа	13,6
Средняя горизонтальная проницаемость, мД	154,55	среднее пластовое давление, МПа	24
Средняя вертикальная проницаемость, мД	2,1	первоначальные запасы нефти, м ³	51,03 · 10 ⁶
Первоначальная нефтенасыщенность, %	79		

Таблица 2. Сценарии и результаты моделирования.

Проппант	Накопленная добыча нефти, м ³	Проппант	Накопленная добыча нефти, м ³
песок 8/12	49088	керамический 8/12	63517
песок 10/20	43782	керамический 12/18	57257
песок 20/40	36731	керамический 20/40	45922

В) Сценарии для проппанта из песка со смоляным покрытием и керамического проппанта со смоляным покрытием

Проппant из песка со смоляным покрытием и керамический проппant со смоляным покрытием были рассмотрены как типы проппанта, используемые при ГРП. Затем были разработаны различные сценарии, основанные на различных размерах проппантов. Сценарии и результаты этого моделирования представлены в таблице 3.

Анализ результатов исследований показал, что применение керамического проппанта со смоляным покрытием 16/20 позволило получить бо́льшую накопленную добычу нефти по сравнению с другими размерами проппанта. По результатам исследований, представленным в таблице 3, можно заключить, что сценарий с использованием керамического проппанта со смоляным покрытием размером 16/20 позволил получить бо́льшую совокупную добычу нефти по сравнению с другими проппантами со смоляным покрытием.

Увеличение гидропроводности трещины при использовании песка со смоляным покрытием 12/20 и керамического проппанта со смоляным покрытием 16/20 по сравнению с другими размерами проппантов является основной причиной увеличения накопленной добычи нефти в исследуемом коллекторе.

Увеличение гидропроводности трещины улучшило условия притока флюида в скважину. По результатам сценариев можно заключить, что керамические проппанты со смоляным покрытием имеют лучшую проводимость, чем пески для нефтяного коллектора «Z». Причиной является

Таблица 3. Сценарии и результаты моделирования применения различных типов проппантов.

Проппant	Накопленная добыча нефти, м ³	Проппant	Накопленная добыча нефти, м ³
Песок со смоляным покрытием 12/20	45506	Керамический со смоляным покрытием 16/20	49966
Песок со смоляным покрытием 16/30	37992	Керамический со смоляным покрытием 16/30	45621
Песок со смоляным покрытием 20/40	35918	Керамический со смоляным покрытием 20/40	41353

более высокая прочность керамического проппанта по отношению к величине напряжений смыкания трещины. Поэтому использование керамического проппанта при ГРП привело к дальнейшему увеличению накопленной добычи нефти, по сравнению с технологией на основе использования песка.

Выводы

1. Применение керамического проппанта 8/12 позволило получить максимальную накопленную добычу нефти по сравнению с другими размерами проппанта и песка.
2. Наблюдалось увеличение гидропроводности трещины в случае ГРП с использованием песка со смоляным покрытием 12/20 и керамического проппанта со смоляным покрытием 16/20 по сравнению с другими размерами проппантов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Жданов С.А. Опыт применения методов увеличения нефтеотдачи пластов в России. // Нефтяное хозяйство. М.: ЗАО «Издательство нефтяное хозяйство», 2008. - №1. - с. 58.
2. Micheal J., Economides A., Daniel Hill., Christian E. Petroleum Production System // Prentice Hall PTR, Upper Saddle Riever, New Jersey 07458, 1993.
3. Queipo N.V., Verde A., Canelon J., Pintos, S. Efficient Global Optimization for Hydraulic Fracturing Treatment Design // SPE paper 74356, SPE International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico, 10–12 February 2002, Villahermosa, Mexico.
4. Rixe F. H., Fast C. R., Howard G.C. Selection of Propping Agents for Hydraulic Fracturing // F.H Rixe at the Spring meeting of the Rocky Mountain District, API Division of Production, April 1963. OnePetro.org.
5. Sookprasong P.A. In-situ closure stress on Proppant in the Fracture: A Controversial New Way of Thinking // SPE Tight Gas Completions Conference, 2 to 3 November 2010, San Antonio, Texas, USA, SPE 136338. OnePetro.org.
6. Yang M., Xicai L., Di J., Economides M. J. Hydraulic Fracture Design Flaws: Proppant Selection // SPE Western Regional & AAPG Pacific Section meeting, 2013 Joint technical Conference held in Monterey, 19 to 25 April 2013, California, USA, SPE 165328.

REFERENCES

1. Zhdanov S.A. Experience in the application of methods of enhanced oil recovery in Russia. // Oil Industry. –M.: CJSC "Publishing house of oil industry", 2008. - # 1. - p. 58.
2. Micheal J., Economides A., Daniel Hill., Christian E. Petroleum Production System // Prentice Hall PTR, Upper Saddle River, New Jersey 07458, 1993.
3. Queipo N.V., Verde A., Canelon J., Pintos, S. Efficient Global Optimization for Hydraulic Fracturing Treatment Design // SPE paper 74356, SPE International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico, 10 – 12 February 2002, Villahermosa, Mexico.
4. Rixe F. H., Fast C.R., Howard G.C. Selection of Propping Agents for Hydraulic Fracturing // F.H Rixe at the Spring meeting of the Rocky Mountain District, API Division of Production, April 1963. OnePetro.org.
5. Sookprasong P.A. In-situ closure stress on Proppant in the Fracture: A Controversial New Way of Thinking // SPE Tight Gas Completions Conference, 2 to 3 November 2010, San Antonio, Texas, USA, SPE 136338. OnePetro.org.
6. Yang M., Xicai L., Di J., Economides M. J. Hydraulic Fracture Design Flaws: Proppant Selection // SPE Western Regional & AAPG Pacific Section meeting, 2013 Joint technical Conference held in Monterey, 19 to 25 April 2013, California, USA, SPE 165328.

УДК 665.66

Разработка технологии обезвреживания нефтешлама НПЗ «Зунг Куат»

¹Чан Тхи Лонг Ан – аспирант;

¹С.В. Мешеряков – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой;

¹Д.О. Сидоренко – канд. техн. наук, доцент;

²Нго Тхю Фыонг – магистр, зам. руководителя отдела

(¹РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина,

²Центр исследования и развития для переработки нефти Петровъетнам (PVPPro) - Вьетнамский институт нефти и газа)

Введение

В настоящее время на НПЗ "Зунг Куат" Республики Вьетнам накоплено значительное количество нефтешламов, переработка и обезвреживание которых ведется низкими темпами. ОАО "Лилама ЕМЕ", взявшая подряд на утилизацию нефтешлама НПЗ "Зунг Куат", до сих пор не смогла перерабатывать весь накопленный нефтешлам.

С 2010 г. по 2015 г. накоплено шлама 101 т, 799 т, 209 т, 686 т, 683 т и 124 т соответственно. Причина различия количества нефтешлама по годам заключается в том, что объём образовавшегося нефтяного шлама во многом зависит от рабочего состояния других блоков НПЗ, например, блока перегонки сырой нефти или блока ЭЛОУ, от очистки резервуаров, танкеров, трубопроводов.

ОАО "Лилама ЕМЕ" использует различные методы утилизации нефтешлама. С 2010 г. по 2014 г. нефтешлам (далее НШ) с высокой влажностью отжимали до тех пор,

пока не достигался определенный уровень осушки, а затем хоронили на полигоне. С 2014 г. до настоящего времени захоронение нефтешлама не разрешается, поэтому "Лилама ЕМЕ" начала использовать метод сжигания с разрешения Департамента природных ресурсов и охраны окружающей среды провинции Куангнгай. Обезвоженный осадок можно сжигать без дополнительной обработки. Влажный нефтешлам "Лилама ЕМЕ" смешивала с твердыми отходами и затем сжигался. Шлак, полученный после сжигания, хоронили. В настоящее время цена обработки и утилизации 1 тонны НШ составляет примерно 200 USD.

Для обезвреживания и утилизации нефтесодержащих отходов применяются различные методы: физические, физико-химические, химические, биологические. Их можно объединить в два принципиально различных технологических подхода. Первый подход предусматривает непосредственную переработку или утилизацию отходов.

Второй основан на снижении активности загрязнителя, например, путем его нейтрализации, разложения, связывания, локализации и т.д. [1].

Экспериментальная часть.

Для проведения экспериментов в качестве образца отхода был выбран нефтешлам от трёхфазной декантерной центрифуги (сепаратора) станции очистки сточных вод НПЗ «Зунг Куат». Определение фазового состава показало, что в нём содержится 13% масс. углеводородов, 21% масс. механических примесей и 66% масс. воды. Стоит отметить, что сырая нефть, перерабатываемая на НПЗ «Зунг Куат», является легкой и содержит мало серы [2].

При проведении лабораторных экспериментов использовалась известь II сорта (содержание активного оксида кальция 80%, время гашения не более 3 мин) и зола уноса ТЭС «Фа Лай».

Таблица 1. Техническая характеристика воздушной негашеной кальциевой извести.

Наименование показателя	Значение
Активный CaO, % масс., не менее	80
Активный MgO, % масс., не более	8
CO ₂ , % масс., не более	3
Не погасившиеся зерна, % масс., не более	9
Температура гашения, °C	90

В ходе эксперимента была вовлечена в процесс отверждения зола уноса ТЭС «Фа Лай» на принципе взаимонейтрализации отходов.

Таблица 2. Характеристики золы уноса ТЭС «Фа Лай».

Наименование показателя	% масс.
SiO ₂	54,48
Al ₂ O ₃	25,67
Fe ₂ O ₃	8,92
K ₂ O	5,9
CaO	1,5
TiO ₂	1,07
MgO	0,93
Na ₂ O	0,25
Ba	0,11
P	0,11

Разработка технологии отверждения

При обработке влажного отхода оксид кальция перед смешиванием с нефтеотходом необходимо обработать, т.к. негашеная известь, вследствие своей гидрофильности, сначала прореагирует с водой, что не приведет к гомогенному диспергированию органической составляющей. Полученный таким образом гидрофобизатор поглощает на первом этапе гидрофобную органическую фазу (зола уноса) и после этого реагирует с присутствующей водой, образуя твердый порошкообразный материал в форме гранул.

После тщательного перемешивания в течение 5 минут смесь разогревалась и переходила из вязко текучего состояния в твердое порошкообразное. Полученную смесь выдерживали в течение 30 минут, периодически помешивая, для более полного протекания реакции.

Оптимизация соотношения нефтешлама и извести

Для разработки оптимальной рецептуры обезвреживающей композиции проводился подбор необходимого количества обезвреживающей композиции (негашеной извести, зола уноса) достаточной для проведения реакции, посредством ряда опытов смешения обезвреживающей композицией и нефтешлама в соотношении: 60-80% масс. нефтешлама, 0-20% масс. негашеная известь, 0-20% масс. зола уноса.

При обработке НШ известью и золой уноса в соотношении 80:0:20 порошок не образовался, что свидетельствует о недостаточном количестве оксида кальция. При соотношении 80:20:0 реакция шла не до конца, в связи с этим не весь шлам был обезврежен, и переведен в сыпучее состояние. При соотношениях 70:10:20, 70:15:15, 80:10:10 получался однородный мелкодисперсный порошок, реакция шла со значительным выделением тепла, температура поднималась до 105 °C; НШ был полностью закапсулирован в известковые оболочки. При дальнейшем увеличении количества извести при отношениях 70:20:10, 60:20:20 НШ был переведен в сыпучее состояние с большим избытком извести.

Поскольку в нефтешламе содержится 13,58% масс. углеводородов, его обрабатывали обезвреживающей композицией в соотношении от 1:0,25 до 1:0,67 (таблица 1). Это соотношение совпадает с результатом исследования [3], которое показывает, что доза реагента должна составлять 80-100% от содержания углеводородов в нефтешламе.

Рассматривая все возможные способы утилизации и обезвреживания нефтешламов, мы выбрали одно из

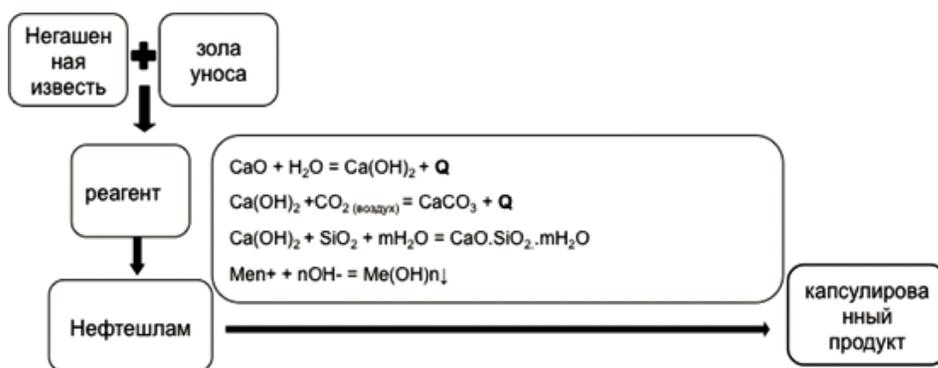
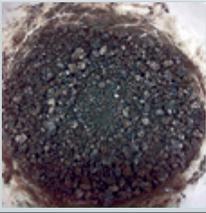
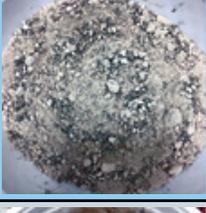
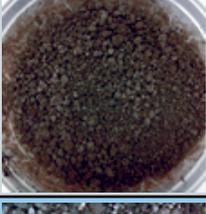
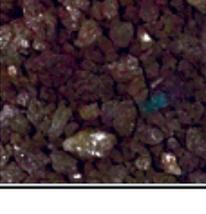


Рис. 1. Схема обезвреживания нефтешлама и получения минерального порошка.

Таблица 3. Результаты лабораторных экспериментов по подбору рецептуры реагентного капсулирования.

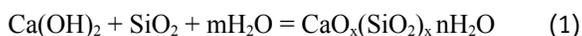
НШ1 (63,39% вода + 13,58% углеводородов + 23,03% мех. примеси)						
Образец	% НШ	% СаО	% зола уноса	Продукт после 15 суток вызревания	Результат	Изменение массы после 15 дней вызревания
TR0	100	0	0		Черный цвет, пластично-вязкое свойство, есть запах углеводородов, pH = 7,49	58%
TR1	70	15	15		Сыпучий продукт, запах углеводородов отсутствует, pH = 11,72	35%
TR2	70	20	10		Сыпучий продукт, запах углеводородов отсутствует, pH = 11,92	23%
TR3	70	10	20		Сыпучий продукт, запах углеводородов отсутствует, pH = 11,61	38%
TR4	60	20	20		Более мелкие слипшиеся частицы, запах углеводородов отсутствует, pH = 12, свободные белые частицы извести в избытке	32%
TR5	80	10	10		Сыпучий продукт, запах углеводородов отсутствует, pH = 11,15	39%
TR6	80	20	0		Сыпучий продукт, запах углеводородов отсутствует, pH = 11,87	20%
TR7	80	0	20		Слипание частиц, крупные частицы, запах углеводородов, pH = 8,15	31%

самых перспективных направлений - капсулирование и нейтрализацию отходов «химическим методом» с использованием содержащих известь реагентов, поскольку продукты утилизации углеводородсодержащих отходов могут быть вторичным сырьем и по составу подходят для применения в производстве различных строительных материалов.

Данный способ обезвреживания предполагает перевод вязкотекучих НШ в связанное и более безопасное порошкообразное состояние и заключается в обработке НШ реагентом - оксидом кальция. При этом оксид кальция образует с водой гидроксид кальция, в результате чего НШ равномерно им сорбируется с получением сухого, гидрофобного, мелкодисперсного порошка. Продукт обезвреживания НШ представляет собой мельчайшие частицы - заключенные в известковые оболочки капсулы, в которых равномерно распределены компоненты отхода.

Однако общим недостатком химических методов обезвреживания НШ с применением оксида кальция является повышенная щелочность водной вытяжки получаемого порошкообразного продукта утилизации (рН 11-12). Снижение щелочности продукта утилизации можно достичь путем введения в препарат добавок кислотного характера. В качестве таких добавок возможно применение золы уноса, которая образуется в результате сжигания твердого топлива на ТЭС "Фа Лай".

Основной составной частью золы уноса, как показали исследования, является оксид кремния - оксид кислотного характера, который при взаимодействии с оксидом и гидроксидом кальция образует нерастворимые силикаты кальция, повышающие прочность и снижающие растворимость продукта обезвреживания. Кроме того, привлекает и то, что отработанный силикагель обладает остаточными свойствами сорбента и способен поглощать тяжелые металлы и углеводороды, содержащиеся в нефтешламе [4].



Оптимальным соотношением компонентов для утилизации нефтешлама является соотношение НШ: негашенная известь: зола уноса 70:15:15 (образец ТА1). При получении экологически безопасного продукта утилизации концентрация загрязнителей в водной вытяжке после 15 дней выдержки которого составила 117 мг/л, то есть в 10,4 раз ниже по сравнению с вымываемостью из нефтешлама (ТА0) 1247 мг/л.

Вымываемость из ТА2 (70:10:20) меньше ТА1 на 42% за счет содержания меньшего количества негашеной извести. Вымываемость из ТА3 (70:10:10) меньше ТА1 на 78% за счет содержания меньшего количества негашеной извести и золы уноса.

Концентрация ЗВ в водной вытяжке после 30 дней выдержки снижается, как минимум, в 2,2 раза (до 6,3 раз) в связи с тем, что при выдержке формируются и упрочняются кальцийсиликатная и карбонатные структуры, образующие оболочку.

Для дальнейших исследований выбран образец ТА1.

Экспериментальным путем выявлено оптимальное соотношение НШ: известь: зола уноса равное 70:15:15 и обеспечивающее перевод вязко текучего шлама в порошкообразное состояние. Данное соотношение обеспечивает экологические характеристики (таблица 4) конечного продукта обезвреживания за счет образования силикатов кальция, снижающих растворимость капсул продукта обезвреживания в водной среде.

Следовательно, присутствие нерастворимых в воде силикатов и карбонатов кальция в порошке влияют на прочность гранул, снижая при этом вымываемость загрязняющих веществ в водную среду [5].

Введение кремнеземсодержащей золы (SiO₂) позволяет снизить растворимость капсул продукта утилизации за счет образования малорастворимых силикатов и карбонатов кальция при взаимодействии оксидов кремния, углекислого газа атмосферного воздуха с оксидом кальция. Для повышения экологичности нами предлагается введение в состав обезвреживающей композиции СаО модификатора – золы уноса. Кроме того, зола уноса выполняет одновременно и роль сорбента-реагента. Остаточные сорбционные свойства золы уноса создают условия для поглощения углеводородов. Ионы тяжелых металлов при гашении оксида кальция в щелочной среде переводятся в нерастворимые гидроксиды (2).



Продукт утилизации НШ с использованием негашеной извести и модификатора золы уноса представляют собой сыпучий гидрофобный мелкодисперсный порошок светло-коричневого цвета. Наличие бронирующей оболочки силикатов и карбонатов кальция препятствуют вымываемости загрязнителей.

Таблица 4. Соотношение компонентов для утилизации НШ и характеристики водных вытяжек продуктов утилизации.

Период	№	Показатель	е.и.	ТА0 100:0:0	ТА1 70:15:15	ТА2 70:10:20	ТА3 70:10:10	Метод измерения
15 дней после смешивания	1	рН		7,49	11,72	11,61	11,15	ASTM4980-89 (2003)
	2	Углеводороды	мг/л	1,247	117	503	919	EPA 1131 (1992) & SMEWW 5520 B (2012)
30 дней после смешивания	1	рН		7,5	10,89	10,63	10,45	ASTM4980-89 (2003)
	2	Углеводороды	мг/л	1,247	53	80,7	163	EPA 1131 (1992) & SMEWW 5520 B (2012)

Использование продукта утилизации нефтешлама химическим способом с участием оксида кальция и золы уноса в качестве добавки в асфальто-бетонные смеси

В основном нефтешлам применяется в качестве вторичного сырья в дорожном строительстве, где он используется как добавка, повышающая качество асфальтобетонной смеси за счет повышения прочности, снижения водопоглощения и уменьшения стоимости дорожного покрытия [6].

Асфальтобетон - искусственный строительный материал, полученный в результате уплотнения рационально подобранной и специально приготовленной смеси (асфальтобетонной смеси) минерального материала (щебня, песка, минерального порошка) и битума.

Асфальтобетонные смеси в зависимости от используемого битума и температуры при укладке подразделяют на: горячие (вязкие и жидкие нефтяные дорожные битумы), укладываются при температуре не менее 110 °С.

Продукт переработки нефтесодержащих отходов может использоваться в качестве минеральной добавки для приготовления асфальтобетонных смесей по ГОСТ 9128, укладываемые с температурой не менее 110°С и может применяться на городских скоростных и магистральных улицах и дорогах.

Разработка рецептуры получения бетона

Продукт утилизации НШ – композиционный материал ТА1 оставили в воздухе в течение 30 дней, после этого измерили влажность. В качестве показателей минерального порошка для приготовления асфальтобетона, влажность не должна превышать 1%.

Таблица 5. Результат высушивания ТА1 с временем.

Время высушивания (час)	0	2	4	6	8	10	12
Влажность [%] ТА1 (70-15-15)	4,2	1,5	0,7	0,4	0,25	0,15	0,1

После высушивания минеральный порошок оставили на воздухе для остывания на 12 часов, потом измельчили с помощью аппарата планетарной микромельницы.

Через вибрационный грохот отобрали только фракцию размером не более 80 микрон для дальнейшего анализа в лаборатории асфальтобетонной смеси ВМТ.

При приготовлении смесей в лаборатории по горячей технологии минеральные материалы (щебень, песок, минеральный порошок) предварительно высушивают, а битум обезвоживают. Минеральные материалы в количествах, заданных по составу, отвешивают в ёмкость, нагревают, периодически помешивая, до нужной температуры, и добавляют требуемое количество ненагретого минерального порошка (3-5% масс) и нагретого в отдельной емкости вяжущего.

Введение минеральной добавки не требует приобретения дополнительного оборудования для блока подачи добавки в смеситель; может быть использовано типовое оборудование для хранения, просева и дозирования добавки на заводах по производству изделий из асфальтобетона.

Заключение

В результате исследований разработан способ применения золы уноса как кремнеземсодержащей добавки в обезвреживающую нефтешлам композицию на основе оксида кальция для получения экологически безопасных материалов за счёт принципа взаимонейтрализации отходов. Было определено оптимальное соотношение нефтешлам: известь: зола уноса, равное 70:15:15 % масс.

Предложен способ использования сыпучего продукта утилизации в качестве активированного минерального порошка для асфальтобетонной смеси в дорожном строительстве. Результаты анализа прочностных свойств асфальтобетона, полученного с применением минерального порошка, доказывают соответствие его требованиям, предъявляемым к асфальтобетонным смесям по стандартам Республики Вьетнам.

Эффективность проекта складывается из следующих факторов:

- высвобождаются земельные площади шламонакопителей для хозяйственного использования;
- сокращается негативное воздействие нефтешламов на окружающую среду и здоровье жителей провинции Куанг Нгай;
- не возобновляемые природные энергоносители и сырьевые материалы замещаются отходами;
- созданы новые рабочие места в производственной сфере.

Таблица 6. Технические требования порошка минерального для асфальтобетонных смесей.

Наименование показателей	Нормы для порошка	Методика
Зерновой состав, % по массе, не менее: мельче		TCVN 7572-2: 2006
- 0,600 мм	100	
- 0,300 мм	95÷100	
- 0,075 мм	70÷100	
Влажность, % по массе, не более	1,0	TCVN 7572-7: 2006
Показатель предела пластической и предела текучести минерального порошка из карбонатных пород %	≤ 4,0	TCVN 4197-1995

Таблица 7. Результаты испытаний асфальтобетонной смеси, произведенной с использованием полученного минерального порошка ТА1.

Показатели качества асфальтобетона	Асфальтобетон с полученной органоминеральной смесью	По ТCVN 8820 : 2011 - Методу проектирования состава асфальтобетонных смесей
Оптимальная концентрация битума в смеси (%)	4,8	-
Плотность (г/см ³)	2,452	-
Устойчивость (кН)	8,40	≥ 8
Прочность (мм)	3,20	2-4
Остаточная пористость (%)	2,79	3-6
Остаточная пористость (выраженная в процентах к объёму количеству пор в покрытии после уплотнения (%))	14,27	14-18
Устойчивость асфальтобетона после 24 часов (%)	94,12	> 65

ЛИТЕРАТУРА

1. Хайдаров Ф.Р., Хисаев Р.Н., Шайдаков В.В., Каштанова Л.Е. Нефтешламы. Методы переработки и утилизации. – Уфа: 2003. - 74 с.
2. Хоанг Т.Н., Фахрутдинов Р.З. Перспективы добычи и переработки нефти в Социалистической Республике Вьетнам // Вестник Казанского технологического университета. – Казань: Казанский технологический университет, 2011. - №10. - с. 187-190.
3. Логунова Ю.В. Совершенствование технологии и оборудования для обезвреживания нефтезагрязненных материалов методом реагентного капсулирования: диссертация на соискание учёной степени кандидат технических наук (03.00.16). - Омск: 2009.
4. Цокур О.С. Повышение ресурсосбережения утилизацией нефтесодержащих отходов реагентным способом с получением экологически безопасных продуктов, диссертация на соискание учёной степени кандидат технических наук. (03.02.08) – Краснодар: 2015. - 183 с.
5. Косулина Т.П., Кононенко Е.А. Повышение экологической безопасности продукта утилизации нефтяных шламов // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). Краснодар: КубГАУ, 2012. № 04 (78). Режим доступа: <http://ej.kubagro.ru/2012/04/pdf/64.pdf>.
6. Аминова А.С., Гайбуллаев С.А., Джураев К.А. Использование нефтешламов — рациональный способ их утилизации // Молодой ученый. – Казань: Издательство Молодой ученый, 2015. - № 2. - с. 124-126.

REFERENCES

1. Hajdarov F.R., Hiseev R.N., SHajdakov V.V., Kashtanova L.E. Sludge. Methods of processing and disposal. – Ufa: 2003. – 74 p.
2. Hoang T.N., Fahrutdinov R.Z. Prospects of production and processing of oil in the Socialist Republic of Vietnam // Bulletin of the Kazan technological University. – Kazan: Kazan technological University, 2011. - #. 10. - pp. 187-190.
3. Loginova Yu.V. Improvement of technology and equipment for disposal of contaminated materials via reactive encapsulation: the thesis on competition of a scientific degree of candidate of technical Sciences (03.00.16). - Omsk: 2009.
4. Cokur O.S Improving resource utilization of oily waste reagent method with obtaining of ecologically safe products. The dissertation on competition of a scientific degree of candidate of technical Sciences. (03.02.08) – Krasnodar: 2015. – 183 p.
5. Kosulina T.P., Kononenko E.A. Increase of ecological safety of the product disposal of oil sludge // Polythematic network electronic scientific journal of the Kuban state agrarian University (Scientific journal of KubGAU). Krasnodar: KubGau, 2012. # 04 (78). Mode of access: <http://ej.kubagro.ru/2012/04/pdf/64.pdf>
6. Aminova A.S., Gajbullaev S.A., Dzhuraev K.A. The use of sludge - rational way of disposal // Young scientist. – Kazan: Publishing house of the Young scholar, 2015. - #. 2. - p. 124-126.

Методика оценки условной вероятности теплового поражения при пожаре на магистральном газопроводе

¹Н.Д. Шахая - доктор техн. наук, профессор, ректор
²А.И. Быков – ведущий инженер
 (Ухтинский государственный технический университет;
²ООО «Газпром трансгаз Ухта»)

Прогнозирование и оценка вероятного теплового поражения, как и любого другого вида негативного воздействия, могут быть осуществлены детерминированным или вероятностным способом. При этом величина условной вероятности теплового поражения $Q_{\text{пор}}$ измеряется в процентах или долях единицы и определяется из функции Гаусса (интеграла вероятностей), которая имеет вид [1]:

$$Q_{\text{пор}} = f[\text{Pr } D] = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\text{Pr}} e^{-t^2/2}, \quad (1)$$

где Pr – пробит-функция, представляющая собой верхний предел интегральной функции, отражающей связь между вероятностью теплового поражения и дозой D негативного влияния – теплового облучения;
 t – время воздействия.

Пробит-функция является частным случаем модели бинарного выбора (да/нет), в которой используется нормальное распределение, и выражается в виде уравнения линейной регрессии:

$$\text{Pr} = a + b \ln D, \quad (2)$$

где a , b – константы, зависящие от вида и параметров негативного воздействия;
 D – доза негативного воздействия, имеющая при термическом воздействии вид:

$$D = t \cdot q^n, \quad (3)$$

где q – плотность теплового потока в точке размещения объекта облучения, кВт/м²;
 n – показатель степени, принимаемый для теплового излучения равным $n = 4/3 \approx 1,33$;
 $t_{\text{эф}}$ – время эффективной экспозиции облучаемого объекта, определяемое по формуле [М-1], с:

$$t_{\text{эф}} = \frac{R_3}{u} + t_0, \quad (4)$$

где R_3 – расстояние эвакуации от места расположения облучаемого объекта до безопасной зоны, м (для человека границей безопасной зоны принимается порог

теплового облучения не превышающий $q_6 \leq 1,4$ кВт/м² [4], [5]);

u – скорость перемещения облучаемого объекта в сторону безопасной зоны, м/с (для человека скорость перемещения в [2] рекомендовано принимать равной $u = 2,5$ м/с);

t_0 – характерное время реакции человека на возникновение пожара, принимается равным $t_0 = 5$ с в соответствии с рекомендациями [3].

В нормативной и специальной литературе приводятся разные выражения Pr -функций для расчета вероятности теплового поражения человека при термическом воздействии открытого пламени. Параметры некоторых из функций для удобства анализа приведены в таблице 1.

Таблица 1. Параметры некоторых рекомендуемых пробит-функций.

Факторы и его последствия	a	b	D	Источник
1. Ожоги 1-й степени	-39,8	3,02	$t \cdot q^{1,33}$	[6]
2. Ожоги 2-й степени	-43,1	3,02	$t \cdot q^{1,33}$	[6]
3. Ожоги 2-й степени	-16,4	2,99	$t \cdot q^{1,33}$	[7]
4. Пораженные тепловым излучением	-12,8	2,56	$t \cdot q^{1,33}$	[8],[4]
5. Поражения тепловым излучением	-14,9	2,56	$t \cdot q^{1,33}$	[9],[10]
6. Гибель людей в защитной одежде	37,23	2,56	$t \cdot q^{1,33}$	[2]
7. Гибель людей без защитной одежды	-36,4	2,56	$t \cdot q^{1,33}$	[6]
8. Летальный исход	-19,9	2,56	$t \cdot q^{1,33}$	[11]

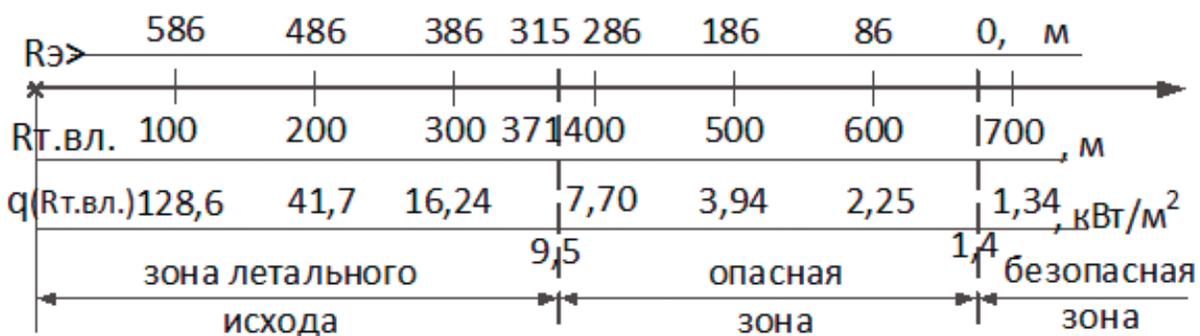


Рис. 1. Исходные данные к оценке Pr-функции на примере колонного типа пожара:
 $R_{э}$ – расстояние эвакуации объекта от точки его размещения до безопасной зоны (например, 586 м 0 м; 486 м 0 м);
 $R_{т.вл.}$ – расстояние теплового влияния, отсчитываемое поступательно по наименьшему пути от точки возгорания к безопасной зоне;
 $q(R_{т.вл.})$ – интенсивность теплового потока в рассматриваемых точках размещения облучаемых объектов, кВт/м²;
 * - источник возгорания.

Как видно из таблицы 1, коэффициент a в рассматриваемых выражениях получает широкий диапазон изменений; от -43,1 до +37,23; коэффициент b также имеет различные значения в зависимости от тяжести поражения: для нелетальных случаев (ожоги) это значение близко к $b \approx 3$ (3,02; 2,99), а для летальных (гибель людей) составляет $b = 2,56$.

Это означает, что подбор коэффициента a и b для расчета Pr-функции лишен однозначности и в каждом конкретном случае требует специального обоснования. Кроме того, рассматриваемые выражения (см. таблицу 1) оказались вообще непригодными для оценки вероятности теплового поражения людей в условиях методического подхода, изложенного выше, что подтверждается результатами расчетов, выполненных на основе исходных данных, представленных схематично на рисунке 1.

Результаты расчетов по некоторым типичным выражениям для количественной оценки Pr-функций приведены в таблице 2.

При анализе полученных результатов следует иметь в виду, что опасная зона в рассматриваемом примере характеризуется диапазоном эвакуации от $R_{э} = 315$ м до $R_{э} = 0$ м с тепловыми потоками соответственно от $q = 9,5$ кВт/м² (граница летальности) до $q = 1,4$ кВт/м² (граница безопасности).

Как видно из таблицы 2, во всех рассмотренных случаях на территории, примыкающей к

Таблица 2. Результаты расчетов Pr-функций применительно к колонному типу.

$R_{т.вл.}$	686	600	500	400	371	300	200	100
$R_{э}, м$	0	86	186	286	315	386	486	586
$q(R_{э}), кВт/м^2$	1,4	2,25	3,94	7,70	9,5	16,24	41,7	128,6
	1) $Pr = -12,8 + 2,56 \ln \left[\left(\frac{R_{э}}{u} + 5 \right) \cdot q^{1,33} \right]; u = 2,5 м/с [м-1]$							
Pr	-7,53	-0,634	3,07	6,39	7,35	9,67	13,46	17,76
$Q_{пор}, \%$	-	-	2,5	91,5	99,1	-	-	-
	2) $Pr = -19,9 + 2,56 \ln \left[\left(\frac{R_{э}}{u} + 5 \right) \cdot q^{1,33} \right]; u = 2,5 м/с$							
Pr	-14,63	-7,73	-4,03	-0,71	0,25	2,57	6,36	10,66
$Q_{пор}, \%$	-	-	-	-	-	-	90,8	-
	3) $Pr = -36,4 + 2,56 \ln \left[\left(\frac{R_{э}}{u} + 5 \right) \cdot q^{1,33} \right]; u = 2,5 м/с$							
Pr	-31,13	-24,33	-20,53	-17,21	-16,25	-13,93	-10,14	-5,84
$Q_{пор}, \%$	-	-	-	-	-	-	-	-
	4) $Pr = 37,23 + 2,56 \ln \left[\left(\frac{R_{э}}{u} + 5 \right) \cdot q^{1,33} \right]; u = 2,5 м/с$							
Pr	42,5	49,4	53,1	56,4	57,4	59,7	63,5	67,8
$Q_{пор}, \%$	-	-	-	-	-	-	-	-

границе безопасности, значения Pr-функций принимают отрицательные значения, т.е. являются неопределимыми. Следовательно, достоверность расчетных результатов также неопределима. С уменьшением значения коэффициента $a = -12,8$ до $a = -19,9$ диапазон определимости Pr-функции резко сужается ($Q_{пор} = 90,8\%$ при $R_3 = 486$ м) и перемещается в зону летального исхода ($q = 41,7$ кВт/м²), что противоречит смыслу Pr-функции. При коэффициенте $a = -36,4$ значения Pr-функции во всем диапазоне теплового поражения являются отрицательными или неопределимыми. Также не определены являются значения Pr-функции при положительном коэффициенте $a = 37,23$ (рекомендация [2] для газовых пожаров): расчетные значения превышают предельную величину определимости функции, которая не превышает $Pr = 8,09$.

Таким образом, рекомендуемые в нормативной и специальной литературе выражения Pr-функций являются непригодными для применения в условиях пожара на МГ.

Вывод выражений для оценки Pr-функций применительно к пожарам на магистральном газопроводе основан на линейной интерпретации, которая выполняется по двум точкам: по оси абсцисс откладываются логарифмы дозы облучения $\ln D$, соответствующие некоторому гранично-безопасному тепловому поражению (например, при значении $q = 1,4$ кВт/м² по нормам МЧС РФ) и безусловному летальному исходу (например, при $q = 9,5$ кВт/м² по стандарту API521), а по оси ординат – табличные значения условной вероятности поражения в этих точках, выраженные в статистических единицах «пробит» - Pr (Приложение №4, [3]). При этом на границах зон безопасности и безусловного летального исхода табличные значения пробит-функций выбираются равными Pr ($q = 1,4$ кВт/м²) = 2,67 и Pr ($q = 9,5$ кВт/м²) = 8,09 из условия соответственно 1%-ного и 100%-ного поражения человека тепловым излучением.

Аналитическое решение прямой линии между этими двумя точками и есть выражение пробит-функции в виде $Pr = a + b \ln D$ для принятых условий. При этом коэффициент a определяет длину отрезка, отсекаемого прямой на оси ординат, а коэффициент b – тангенс угла наклона этой прямой к оси абсцисс.

Руководствуясь этим положением и с учетом рисунка 1, составлены вспомогательные табличные формы для построения Pr-функций применительно к рассматриваемым видам горения газа при пожаре на МГ:

а) колонный пожар

Роп.з., м	371	400	500	600	686
R_3 , м	315	286	186	86	0
q (Роп.з.), кВт/м ²	9,50	7,70	3,94	2,25	1,40
$\ln D$	7,87	7,50	6,20	4,75	2,06
Pr (табл)	8,09				2,67

Уравнение прямой между двумя точками [1]:

$$\frac{A - x_A}{x_B - x_A} = \frac{B - y_A}{y_B - y_A}, \quad (5)$$

где $A = \ln D$; $B = Pr$; x_A, x_B – координаты точек А и В по оси абсцисс:

$$x_A = 2,06; x_B = 7,87$$

y_A, y_B – координаты точек А и В по оси ординат:

$$y_A = 2,67; y_B = 8,09$$

Подставив эти данные в уравнение (5), получим:

$$\frac{\ln D - 2,06}{7,87 - 2,06} = \frac{Pr - 2,67}{8,09 - 2,67}$$

Решение этого уравнения даст линейное выражение для расчета пробит-функции в принятых условиях для колонного типа пожара:

$$Pr = 0,748 + 0,933 \ln D. \quad (6)$$

Геометрическая интерпретация этого решения показана на рис.2.

б) струевой пожар – вдоль струи горения

Роп.з., м	940	1000	1100	1200	1300	1355
R_3 , м	415	355	255	155	55	0
q (Роп.з.), кВт/м ²	9,50	8,04	5,70	4,10	2,35	1,40
$\ln D$	8,14	7,76	6,99	6,08	4,43	2,06
Pr (табл)	8,09					2,67

По аналогии:

$$Pr = 0,834 + 0,89 \ln D. \quad (7)$$

в) струевой пожар – по направлению полуширины лепестка горения

Роп.з., м	100	125	150	200	238
R_3 , м	132	113	88	38	0
q (Роп.з.), кВт/м ²	9,5	6,41	5,28	2,35	1,4
$\ln D$	7,05	6,39	5,91	4,14	2,06
Pr (табл)	8,09				2,67

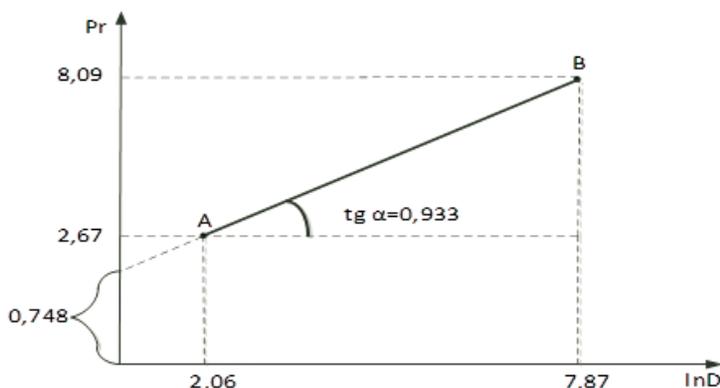


Рис. 2. К выводу выражения для расчета Pr-функции при колонном пожаре.

По аналогии:

$$Pr = 0,433 + 1,086 \ln D \quad (8)$$

Теперь на основании полученных значений Pr-функций можно оценить условную вероятность поражения $Q_{пор}$, %, в зависимости от вида пожара (колонный, струевой) и места нахождения объекта в зоне теплового облучения.

Для этой цели из выражений (6), (7) и (8) определяют значения Pr-функций, а затем из Приложения 4 методики [3] находят соответствующие им значения условной вероятности поражения $Q_{пор}$, %. Для упрощения этих определений рекомендуется пользоваться кубической аппроксимацией пробит-таблицы в виде:

$$Q_{пор} = -1,091 Pr^3 + 16,574 Pr^2 - 57,469 Pr + 57,054 \quad (9)$$

Применительно к рассматриваемому случаю условная вероятность поражения $Q_{пор}$, % определится следующим образом:

а) при колонном виде пожара

$$Pr^{C_1} = 0,748 + 0,933 \ln D$$

$$u = 2,5 \text{ м/с}$$

$R, \text{ м}$	315	286	186	86	0	
$q(R), \text{ кВт/м}^2$	9,50	7,70	3,94	2,25	1,40	
$\ln D$	7,87	7,50	6,20	4,75	2,06	$D = \left[\left(\frac{R_2}{u} + 5 \right) \cdot q^{1,33} \right]$
Pr^{C_1}	8,09	7,75	6,53	5,18	2,67	
$Q_{пор}^{табл}$	99,9	99,7	94,0	57,0	1,0	
$Q_{пор}^{расч}$	99,5	99,3	84,7	52,4	1,0	

б) при струевом виде пожара – вдоль струи горения:

$$Pr^{C_1} = 0,834 + 0,891 \ln D$$

$$u = 2,5 \text{ м/с}$$

$R, \text{ м}$	415	355	255	155	55	0	
$q(R), \text{ кВт/м}^2$	9,50	8,04	5,70	4,10	2,35	1,40	
$\ln D$	8,14	7,76	6,99	6,08	4,43	2,06	$D = \left[\left(\frac{R_2}{u} + 5 \right) \cdot q^{1,33} \right]$
Pr^{C_2}	8,09	7,75	7,06	6,25	4,78	2,67	
$Q_{пор}^{табл}$	99,9	99,7	98,0	89,0	41,0	1,0	
$Q_{пор}^{расч}$	99,5	99,3	93,5	78,9	33,0	1,0	

в) при струевом виде пожара – по направлению полуширины лепестка горения

$$Pr^{C_2} = 0,433 + 1,086 \ln D$$

$$u = 2,5 \text{ м/с}$$

$R, \text{ м}$	132	113	88	38	0	0
$q(R), \text{ кВт/м}^2$	9,5	6,41	5,28	2,35	1,40	1,40
$\ln D$	7,05	6,39	5,91	4,14	2,06	2,06
Pr^{C_2}	8,09	7,37	6,85	4,93	2,67	2,67
$Q_{пор}^{табл}$	99,9	99,1	97,0	47,0	1,0	1,0
$Q_{пор}^{расч}$	99,5	97,0	90,4	46,0	1,0	1,0

Графический вид полученных результатов показан на рисунке 3.

В соответствии с [3] величина потенциального пожарного риска $R(r)$ определяется для точки x , расположенной в зоне потенциального поражения на расстоянии r от оси МГ.

Исходными параметрами для оценки потенциального пожарного риска является:

а) $\lambda_j(m)$ – удельная частота разгерметизации газопровода для j -го типа на участке m ; для рассматриваемого примера при типе разгерметизации $j = 3$ для участка m , равного $L = 120 \text{ км} = 120 \cdot 10^3 \text{ м}$, параметр составляет (формула 9):

$$\lambda_{(j=3)}(m) = 0,179 \cdot 10^{-7} \cdot 120 \cdot 10^3 = 2,15 \cdot 10^{-3}, \text{ год}^{-1}$$

б) Q_{jk} – условная вероятность реализации k -го сценария развития пожара для j -го типа разгерметизации: для рассматриваемого примера при типе разгерметизации $j = 3$ и сценариях развития пожара $k = C_1$ и $k = C_2$ параметры $Q_{(j;k)}$ составят:

- для колонного пожара C_1 , горящий столб C_{11} (формула 6)

$$Q_{(j=3; k=C_{11})} = 0,0576;$$

- для струевого пожара, две встречные струи C_{21} (формула 7)

$$Q_{(j=3; k=C_{21})} = 0,576;$$

в) $Q_{пор\ jk}(x,r)$ – условная вероятность поражения в рассматриваемой точке (x,r) , расположенной в пределах участка m , подверженного влиянию k -го сценария развития пожара при j -ом типе разгерметизации.

Значение условной вероятности теплового поражения $Q_{пор\ jk}(x,r)$ при любом типе пожара изменяется от 1 до 0,01 или от 100% до 1%.

Тогда для рассматриваемого случая потенциальный риск поражения человека на границах 100%-ной и 1%-ной условной вероятности составит:

а) для колоного пожара C_1 :
-100%-ная вероятность поражения

$$P(r)_{100\%}^{C_1} = \lambda_{(j=3)}(m) \cdot Q_{(j=3, k=C_{11})} \cdot 1 = 2,15 \cdot 10^{-3} \cdot 0,0576 \cdot 1 = 0,124 \cdot 10^{-3}, \text{ год}^{-1}$$

- 1%-ная вероятность поражения

$$P(r)_{1\%} = 2,15 \cdot 10^{-3} \cdot 0,0576 \cdot 0,01 = 0,124 \cdot 10^{-7};$$

б) для струевого пожара C_2 :

- 100%-ная вероятность поражения

$$P(r)_{100\%}^{C_2} = 2,15 \cdot 10^{-3} \cdot 0,576 \cdot 1 = 0,124 \cdot 10^{-2}, \text{ год}^{-1}$$

- 1%-ная вероятность поражения

$$P(r)_{1\%}^{C_2} = 2,15 \cdot 10^{-3} \cdot 0,576 \cdot 0,01 = 0,124 \cdot 10^{-6}, \text{ год}^{-1}$$

Значения приемлемости пожарных рисков принимаются в диапазоне [12]:
 $\geq 10^{-4} \text{ год}^{-1}$ - недопустимое значение риска;
 $< 10^{-4} \div > 10^{-6} \text{ год}^{-1}$ - допустимое значение риска;
 $\leq 10^{-6} \text{ год}^{-1}$ - ничтожное значение риска.

Таким образом, в статье изложена методика определения P_r - функции при пожаре на магистральном газопроводе в зависимости от размеров зон теплового воздействия с расчетом условной вероятности термического поражения и последующей оценкой величины потенциального пожарного риска.

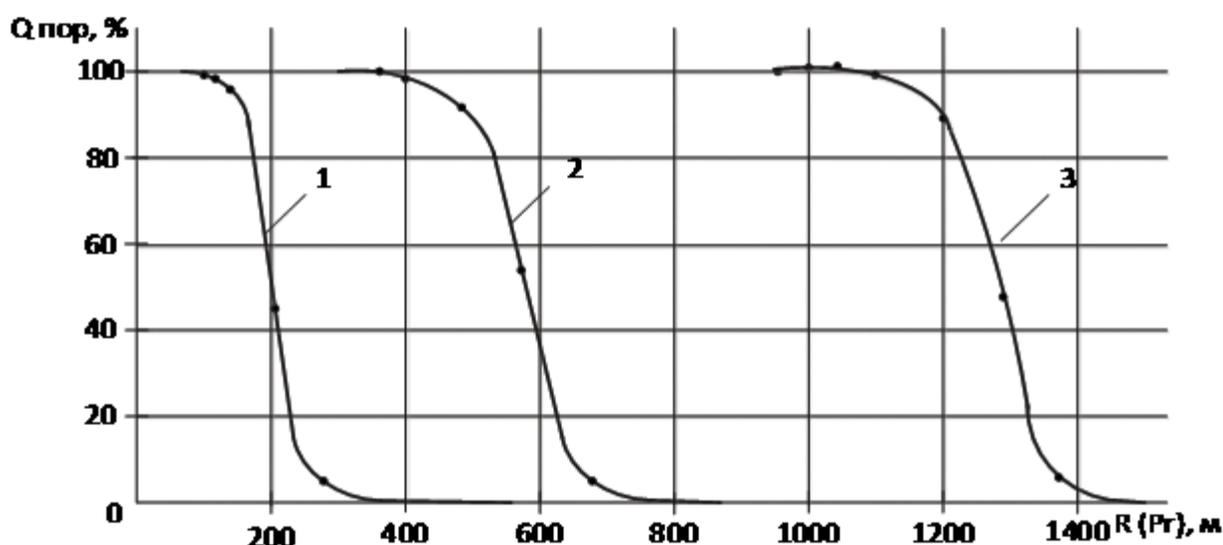


Рис. 3. Вероятности теплового поражения человека в рассматриваемых зонах термического воздействия:

1 – струевой пожар в направлении полупелестка горения;

2 – колонный пожар;

3 – струевой пожар вдоль струи (пелестка) горения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике. Для научных работников и инженеров: определения, теоремы, формулы – М: Наука, 1984. – 831 с.
2. СТО Газпром 2-2.3-351-2009. Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром»: распоряжение ОАО «Газпром» от 30.03.2009 № 83; введ. 30.12.2009. – М. : ОАО «Газпром Экспо», 2009. – 377 с.
3. Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах / Приложение к приказу МЧС РФ № 404 от 10.07.2009. приказ МЧС РФ № 649 от 14.10.2010. URL: <http://www.consultant.ru> (Дата обращения: 15.12.2016).

REFERENCES

1. Korn G., Korn T. Handbook of mathematics. For scientists and engineers: definitions, theorems, formulas – M.: Nauka, 1984. – 831 p.
2. STO Gazprom 2-2.3-351-2009. Methodological guidelines for risk analysis of hazardous industrial objects of gas enterprises of PJSC “Gazprom”: the order of PJSC “Gazprom” from 30.03.2009 #. 83. 30.12.2009. – M.: PJSC “GazpromExpo”, 2009. – 377 p.
3. The method of determining the estimated values of fire risk at the production facilities / Annex to the order EMERCOM of Russia № 404 from 10.07.2009. the order of EMERCOM of the Russian Federation No. 649 dated 14.10.2010. URL: <http://www.consultant.ru> (date accessed: 15.12.2016)

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

4. СП12.13130.2009. Определение категорий, помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 30 с.
5. Методика определения расчётных величин пожарного риска в зданиях, сооружениях и строениях различных классов функциональной пожарной опасности: Приказ МЧС РФ №382 от 30.06.2009 // «Пожарная безопасность». – М.: ООО «Пожнаука», 2009. – №3. – с. 8-34.
6. Кузьмина М.С. Методы прогноза вероятности причинения ущерба человеческим и материальным ресурсам // Инженерный журнал: наука и инновации. – М.: МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2014. – вып. 9. – с. 1-11.
7. Закиров А.М. Количественная оценка опасности поражения человека тепловым излучением при пожарах на химических и нефтехимических предприятиях. Дисс. на соискание уч. степ. к.т.н. – Казань: Казанский государственный технологический университет, 2011. – 105 с.
8. Методика определения расчётных величин пожарного риска на производственных объектах: Приказ МЧС РФ №404 от 10.07.2009 // Пожарная безопасность. – М.: ООО «Пожнаука», 2009. – №3. – с. 36-63.
9. ГОСТ Р 12.3.047-98. Пожарная безопасность технологических процессов. – М.: Госстандарт РФ, 1998. – 59 с.
10. Руководство по оценке пожарного риска для промышленных предприятий. – М.: МЧС РФ, 2006. – 97 с.
11. Хайруллин И.Р. Прогнозирование опасности человека тепловым излучением огненного шара при пожарах на химических и нефтехимических предприятиях. – автореферат дисс. на соиск. уч. степ. к.т.н. – Казань : Казанский государственный технологический университет, 2008. – 19 с.
12. Декларация Российского научного общества анализа риска об установлении предельно-допустимого уровня риска // Проблемы анализа риска. М.: ЗАО ФИД «Деловой экспресс», 2006. – том 3.- №2. – с. 162-168.

REFERENCES (ending)

4. SP12.13130.2009. Definition of categories of rooms, buildings and external installations on explosion and fire hazard. – M.: FGU VNIIPPO EMERCOM of Russia, 2009. – 30 p.
5. The method of determining the calculated values fire risk in buildings, structures and buildings of various classes of functional fire hazard: the Order of EMERCOM of the Russian Federation № 382 from 30.06.2009 // "Fire safety". – M.: LLC "Pozhnauka", 2009. - #. 3. – pp. 8-34.
6. Kuzmina M.S. Methods of the forecast of the probability of damage to human and material resources // Engineering journal: science and innovation. – M.: MGTU im. N. Uh. Bauman, 2014. – vol. 9. – p. 1-11.
7. Zakirov A.M. Quantitative assessment of hazards from human heat radiation in fires at chemical and petrochemical plants. Diss. on competition Uch. step. Ph. D. – Kazan: Kazan state technological University, 2011. – 105 p.
8. The method of determining the estimated values of fire risk at the production facilities: the Order EMERCOM of Russia №404 from 10.07.2009 // Fire safety. – M.: LLC "Pozhnauka", 2009. - #. 3. – pp. 36-63.
9. GOST R 12.3.047-98. Fire safety of technological processes. – M.: Gosstandart of the Russian Federation, 1998. – 59 pp.
10. Guidance on the assessment of fire risk for industrial enterprises. – M.: EMERCOM of the RF, 2006. – 97 p.
11. Hajrullin I.R. The prediction of the risk of human thermal radiation of the fireball with fires at chemical and petrochemical plants. – abstract diss. on competition of a scientific degree. academic Ph. D. – Kazan : Kazan state technological University, 2008. – 19 p.
12. Declaration of the Russian scientific society of risk analysis on the establishment of maximum allowable risk level // Problems of risk analysis. M.: CJSC FID "Delovoy Express", 2006. - volume 3.- #. 2. – p.p. 162-168.

Бегущие волны «Цунами»

В.И. Иванников – доктор техн. наук, академик РАН

Обычные морские и океанические колебательные волны достаточно хорошо изучены. Движение частиц воды в колебательной волне на поверхности моря показано на рис. 1. Как видим, такая волна не переносит жидкость.

Горб обычной волны можно представить в виде треугольника высотой $h/2$ (где h - полный размах высоты волны) и длиной основания $\lambda/2$, так что его площадь равна $h\lambda/8$, а масса единицы длины $m = \rho h\lambda/8$. Вся работа, затраченная на создание горба, перешла в потенциальную энергию. Её величину можно найти, умножая m на среднюю высоту подъёма, равную приблизительно $h/4$. Добавляя к потенциальной энергии кинетическую, которая в периодических процессах равна потенциальной, можно найти энергию волны в расчете на единицу длины волны:

$$E = \frac{\rho \cdot g \cdot \lambda \cdot h^2}{8}$$

где ρ – плотность воды, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с².

Эта энергия в бегущей волне распространяется с групповой скоростью V волны. Кроме энергии бегущая волна переносит с собой импульс, который рассчитанный на одну единицу длины волны, равен:

$$P = \frac{\rho \cdot \lambda \cdot h \cdot V}{8}$$

Когда образуются стоячие волны, энергия каждой волны в цуге должна стать вдвое больше. Как она распределяется при движении частиц, можно видеть на рис. 2 а и фото 2 б. Суммарный импульс стоячей волны обращается в нуль (встречные переносы энергии набегающей и отраженной волн компенсируют друг друга).

Из всего, что мы знаем об уединенных волнах «цунами» - это то, что они являются солитонами. Отличие

солитонных волн от обычных ветровых и колебательных волн состоит в том, что они не имеют отрицательной части волны (рис. 3 а, б).

Солитоны такого типа описываются уравнением Кортевега-де Фриза (КдФ). Форма волны в момент времени должна подчиняться соотношению:

$$\ddot{y} + v_0 \cdot \left(y + \frac{3 \cdot h \cdot y^2}{4} + \frac{h^2 \cdot y'''}{6} \right)' = 0$$

Здесь точками обозначена производная по времени при фиксированном значении координаты x , а штрихом - производная по координате в заданный момент времени t . Если нарисовать зависимость y профиля волны от координаты x , то этот график будет двигаться и деформироваться с течением времени (рис. 4). При этом y определяет наклон касательной к графику в точке x в момент t , а \dot{y} - скорость движения точки графика $y(t, x)$ по направлению оси y .

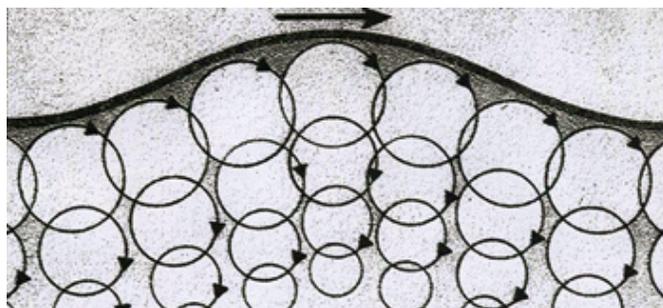
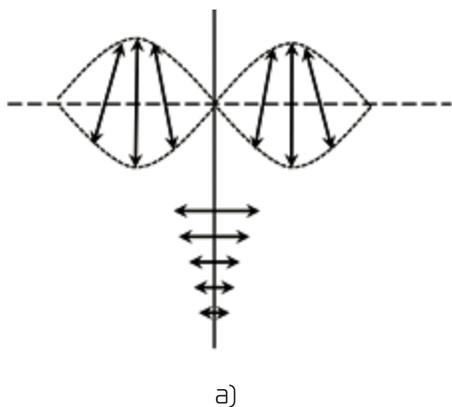


Рис. 1. Схема движения частиц в колебательной волне.



а)



б)

Рис. 2. Движение частиц воды в стоячей волне: а – расчётная картина; б – фотография.

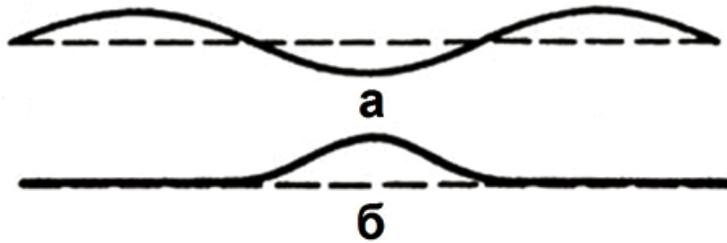


Рис. 3. Вид волн:
а) колебательная волна; б) уединённая волна или солитон.

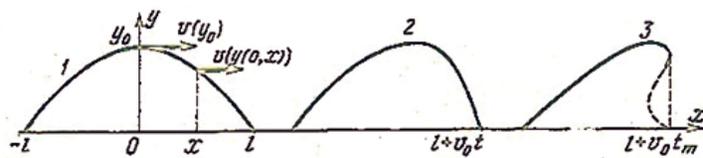


Рис. 4. Трансформация солитона по уравнению КдФ.

Если в некоторый момент времени t нам известна зависимость y от x (в том числе и производные y, y'', y'''), то уравнение позволяет найти скорости \dot{y} всех точек графика, так что можно приблизительно определить его вид в следующий момент $(t + \Delta t)$:

$$y \cdot (t + \Delta t, x) \approx y(t, x) + \dot{y}(t, x) \cdot \Delta t$$

Решить такое уравнение - значит по начальному графику $y(0, x)$ найти вид графика $y(t, x)$ в любой последующий момент времени.

Чаще всего солитон в открытом океане образуется при землетрясении дна. Длина его может достигать 500 км. Высота солитона в океане обычно не более 10 метров. Скорость движения солитона вдали от берега легко вычислить по формуле:

$$v = \sqrt{g \cdot h}$$

где h - глубина водоема, м, g - ускорение свободного падения, м/с². При $h \sim 1$ км получаем $v \sim 100$ м/сек.

Спутная волна в мелкой воде (она же солитон), оторвавшаяся от судна может наделать много бед на берегу. Один такой случай, произошедший в 1912 году в Финском заливе, расследовал академик А.Н. Крылов.

Независимо от того, как инициируется начальный всплеск, образующий подъем волны, поразительна её скорость движения в открытом океане 800-900 км/час.

Можно предположить, что подобная скорость движения (скорость современного реактивного самолета) достигается за счет того, что внутри волнового горба присутствует вихрь (вихревой жгут), сообщающий качение солитонной волны, как показано на рис. 5.

Вращение вихря согласное направлению движения волны. Скорость вращения наружного слоя вихря ~ 500 об/мин. Наружный диаметр вихря $\sim 1-5$ м. Образование вихря связано с внезапным выплеском воды, скорее всего от взрыва вулкана под водой (версия автора, рис. 6 а, б, в, г).

Для волн КдФ, когда образовался горб (выплеск вулкана), скорость каждой точки графика (рис. 4) зависит от её высоты:

$$v(y) = v_0 \cdot \left[1 + \frac{3 \cdot y}{2 \cdot h} \right]$$

Быстрее всего движется вершина горба. Её скорость:

$$v(y) = v_0 \cdot \left[1 + \frac{3 \cdot y_0}{2 \cdot h} \right]$$

Скорость переднего фронта горба, где $y = 0$, равна v_0 . Поэтому в некоторый следующий момент времени передняя часть горба станет более крутой (кривая 2), а с течением времени произойдет «опрокидывание» волны (кривая 3). Это «опрокидывание» собственно и порождает закрутку вихря, как показано на рис. 7.

Нетрудно понять, что КдФ-уравнение описывает лишь волны, распространяющиеся (убегающие) в одном направлении вдоль оси. Заметим, что эффекты дисперсии определяются членом $\sim y''$, а нелинейные эффекты - членом y^2 . Если ими пренебречь, то получается простое уравнение:

$$\ddot{y} + v_0 \cdot y' = 0$$

Реальная картина зарождения бегущих волн «цунами» (волн КдФ) в океане по авторской интерпретации состоит в следующем.

- 1) Взрывается подводный вулкан или трубка взрыва на дне океана, поскольку источник волн «цунами» всегда точечный (или локальный);
- 2) Происходит столбовой выплеск из толщи вод океана (в морях «цунами», как правило, не бывает), (см. рис. 6 а, б, в, г).
- 3) При падении головы выплеска происходит закрутка вихрей и разбегание волн (рис. 6 б, в, г).

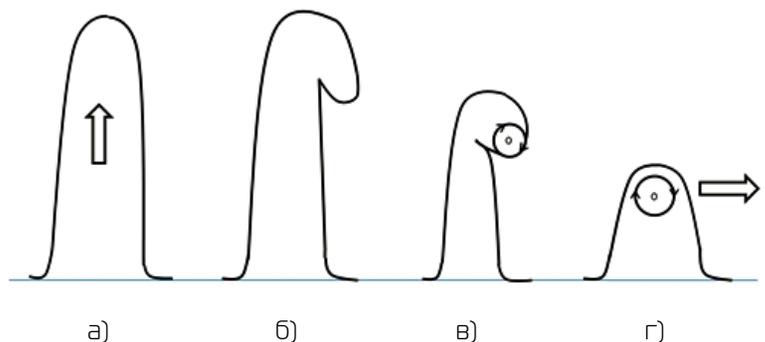


Рис. 5. а) выплеск от взрыва вулкана; б) падение головы выплеска; в) закрутка вихря; г) качение волны «цунами» в открытом океане.

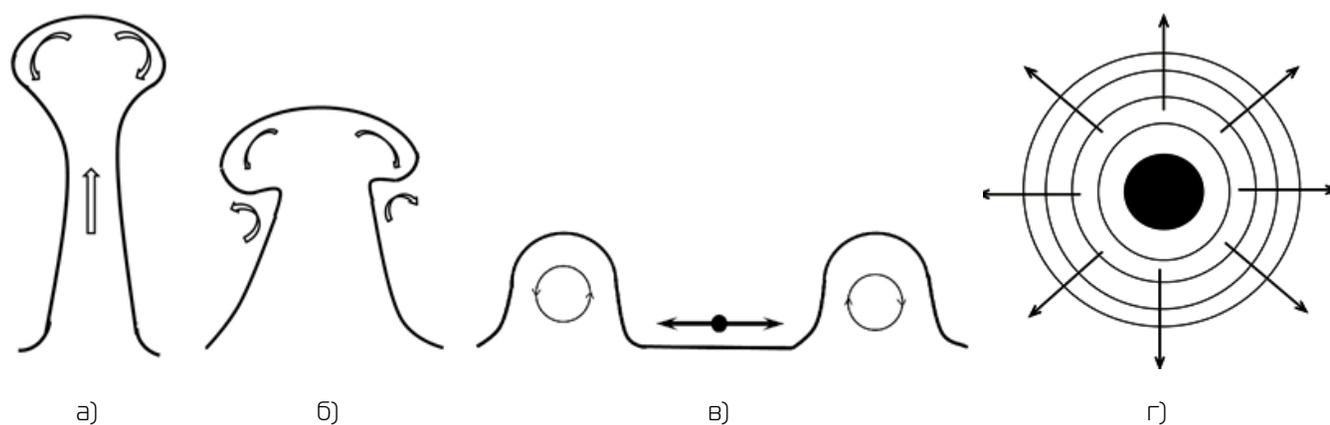


Рис. 6. Образование волны «цунами»: а) выплеск из толщи воды; б) закрутка вихрей; в) раскат волн с вихрями; г) разбегание волн от источника выплеска.

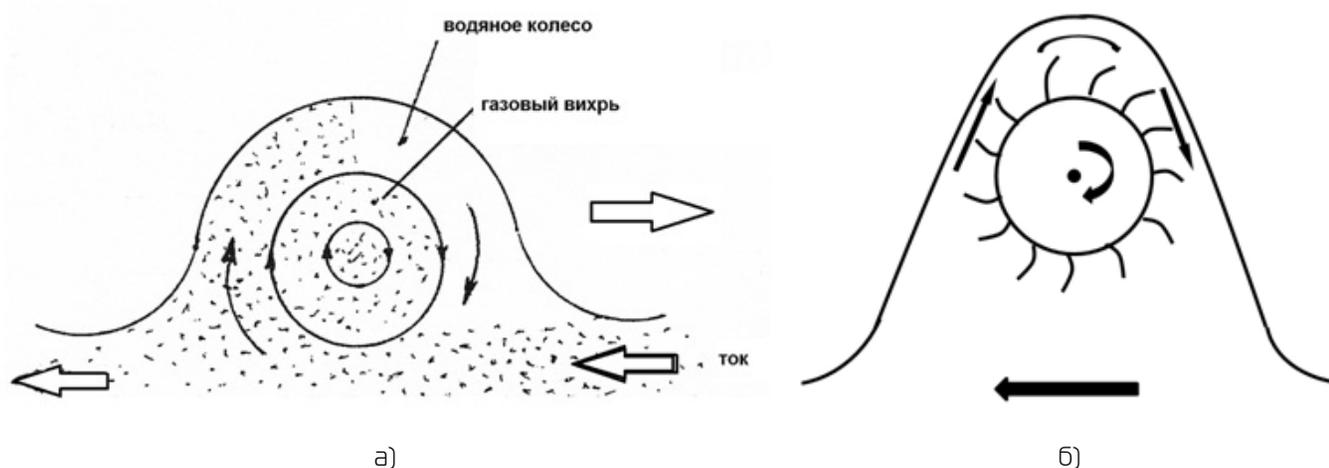


Рис. 7. Движение газовой фазы в структуре солитонной волны (а); механический аналог солитонной волны (б).

Движение «цунами» и токи воды приведены на рис. 8. Высокая скорость бегущих волн связана с их внутренней самоподдерживающейся циркуляцией воды, которую создает вихрь, размеры которого соизмеримы с высотой волны.

Определенную роль в структуре вихря играет его наполнение газовой фазой.

Свою энергию солитонная волна несет с собой. Солитон ведет себя как частица и, поэтому, его энергия всегда при нём. В этом он подобен группе волн, но сходство это чисто внешнее.

И все-таки солитон должен подпитываться энергией, так как движение его распространяется на целый океан.

Автор в работе [2] показал, как это пополнение кинетической энергией происходит. В поддержании движения и скорости движения солитонной волны принимает участие **газовая фаза**, присутствующая всегда в поверхностном слое воды океана. Речь идет о рассредоточенных микропузырьках газов, которые поднимаются из глубины океана и захватываются ветровой рябью. Микропузырьки, поступающие из поверхностного слоя волны, где давление возрастает, сжимаются и выбрасывают

реактивную струйку. Рой пузырьков, выбрасывающих струйки, создают значительную силу, толкающую волну вперед (по направлению её движения) и, таким образом, поддерживают кинетическую энергию движения.

По существу волна «цунами» в открытом океане - это катящийся водяной вихрь (водяной торнадо), у которого внутри газовый каток (газовая полость) - см. рис. 7.

Схема циркуляции этого вихря показана на рис. 8. Пополнение газом и поддержание давления в газовой полости происходит за счет поступления микропузырьков из поверхностного слоя, насыщенного газовой фазой.

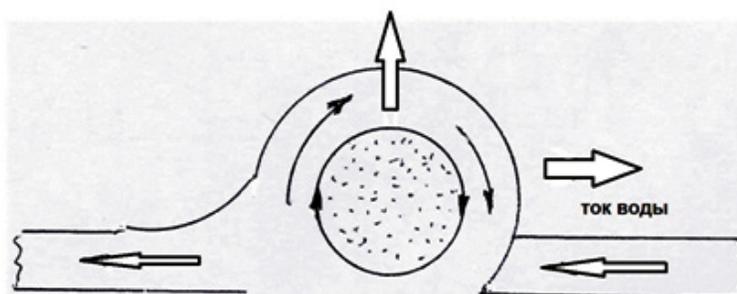


Рис. 8. Катящийся водяной вихрь и его структура.

Газовый вихрь внутри волны также:

- поддерживает высоту волны за счет архимедовых сил;
- снимает потери энергии на внутреннее трение слоев;
- обеспечивает снижение вязкости при течении водяного колеса за счет насыщения пузырьками газа;
- выброс пузырьков газа в тыловой части «водяного колеса» и их реактивная отдача поддерживает кинетическую энергию движения волны (рис. 9).

Данный механизм движения солитонной волны хорошо иллюстрируется фотографией, взятой из интернета и приведенной на рис. 10.

Для справки: торнадо (смерч) - вихрь со скоростью вращающегося ветра от 150 до 1200 км/час.

Газовый вихрь за счет центробежных сил внедряет пузырьки газа в водяное колесо и, тем самым, насыщает тыловую часть волны. Пузырьки газовой фазы скапливаются в газовом вихре и тыловой части водяного колеса торнадо, и здесь пульсируют, схлопываются и создают реактивную силу, толкающую «водное» торнадо вперед, как было показано в работе [1].

В предшествующей публикации [1] автор дал общее представление о механизме движения одиночной солитонной волны. Здесь оно остается прежним (см. рис. 8), уточняются другие детали, а именно: инициирующий импульс (подводный взрыв), момент формирования внутреннего вихря, самоподдерживающаяся циркуляция воды внутри катящейся волны и солитонный характер распространения волны в океане.

Важным является вывод о том, что солитонные волны (одна или несколько) происходят от точечного источника их возбуждения. Это проясняет природу происхождения волн-убийц, и дискредитирует мнения других авторов (геологов, геофизиков), широко присутствующие в информационном поле, о том, что появление «цунами» связано со сдвигом или смещением литосферных плит земной коры.

Землетрясения, вызывающие «цунами», являются также локальными источниками, но вторичными в виде колебаний участков океанического дна, оползней и обрушений береговых линий.

Для иллюстрации приводим наглядные примеры из интернета (рис. 11, 12), где волны «цунами» показаны как разрушители берегов суши и сооружений на них.

Ветровая или колебательная волна не может вызвать отступления воды от пологого берега суши. Это неоднократно установлено во время приближения волны «цунами». Автор считает данное явление одним из доказательств достоверности вышеизложенной модели волны-торнадо и её

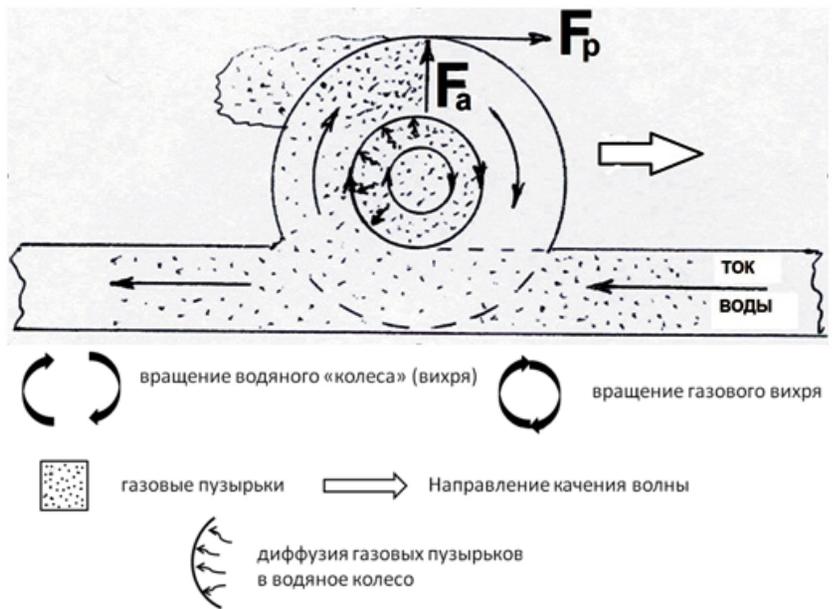


Рис. 9. Движитель волны «цунами» в открытом океане. Вращение водяного «колеса торнадо» обеспечивает реактивная сила (F_p) (как у реактивного самолёта). Архимедова сила (F_a) газового вихря поддерживает горб волны.

динамики. Она при выходе на мелководье подгребает воду под себя (см. фото 11, 12).

Другие признаки «цунами» также указывают на адекватность авторской модели, а именно:

- так называемая тень «цунами», когда перед головным фронтом бежит полоска более темной окраски;
- отмечается, что гигантская волна при движении вызывает специфический ветер, который захватывает лишь тонкий слой приподнятой атмосферы;
- «красные» волны, наблюдаемые в штате Андра-Прадеш в Индии, на вершухах которых словно бы вспыхивают красные огоньки. (По сообщениям рыбаков эти волны с мерцающими огоньками «рычат», что говорит о кавитационном шуме. Он явно связан с кавитацией жид-кости в волне.) Аналогичные мерцания огоньков



Рис. 10. Форма солитонной волны.



Рис. 11. Отступление воды от полого берега.

можно наблюдать на сливах плотин, как и следы кавитационного разрушения бетона (см. рис. 13 из [3].)

Что же касается вулканического варианта зарождения «цунами», то неслучайно наиболее часто они возникают в Тихом океане, где находятся наибольшее число подводных вулканов.

Основания, буровые платформы на морских нефтяных и газовых месторождениях должны быть в целях безопасного ведения работ защищены от воздействия солитонных волн. Знание причин происхождения солитонных волн «цунами», закономерностей их распространения позволит организовать средства контроля за рождением и подходом этих волн к морским эксплуатационным платформам и береговым сооружениям, дабы предотвратить, по крайней мере, гибель людей.



Рис. 12. Волна «цунами».

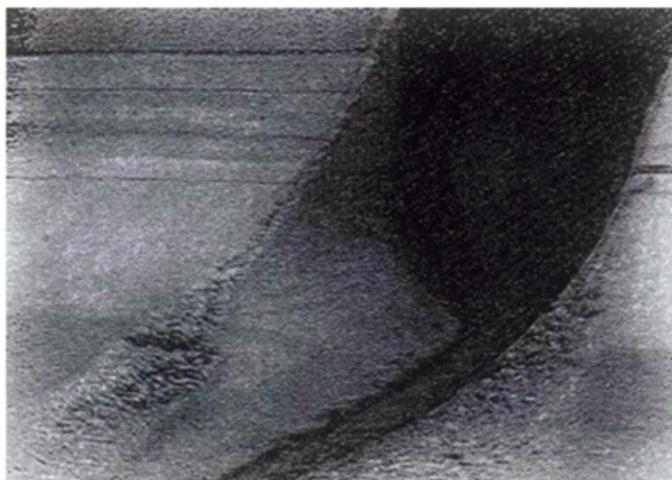


Рис. 13. Кавитационные повреждения на выходе водослива плотины на реке Хайвоссии (Снимок TVA). Диаметр трубы водослива 2500 мм.

ЛИТЕРАТУРА

1. Иванников В.И. Волны «цунами» (новый взгляд на их природу) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2013. - №2. - с. 43-47.
2. Иванников В.И. Природные волноводы (механизм волноводного движения) // Инженер-нефтяник. - М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2016. - №4. - с. 36-44.
3. Кнэпп Р., Дейли Дж., Хэммит Ф. Кавитация. - М.: Мир, 1974. - 686 с..

REFERENCES

1. Ivannikov V.I. Wave "tsunami" (a new perspective on their nature) // Geology, Geophysics and development of oil and gas fields. - M.: PJSC "VNIIOENG", 2013. - #. 2. - p. 43-47.
2. Ivannikov V.I. Natural waveguides (waveguide mechanism motion) // Inzhener-neftjanik. - M.: LLC "IDS Drilling", 2016. - #. 4. - pp. 36-44.
3. Knapp R., Daily J., Hammit F. Cavitation. - M.: Mir, 1974. - 686 pp.



**ООО «Ай Ди Эс Дриллинг» -
инженерный сервис при отборе керна**

Процесс отбора керна является сложной технологической операцией, ошибка при выполнении которой может привести к незапланированным затратам.

Подъём керна от 90 до 100 процентов - свидетельство высокой квалификации специалистов **«Ай Ди Эс Дриллинг»**.

Нашими специалистами были проведены уникальные работы по сплошному отбору керна в донных отложениях озера Байкал и при бурении научной скважины в кристаллическом фундаменте в Финляндии.

За время работы отделом бурения ООО «Ай Ди Эс Дриллинг» выполнены работы по отбору керна на 50 объектах в скважинах с проектной глубиной от 1900 до 5600 м.

Специалисты компании обучены по собственной методике и имеют большой производственный опыт от 5 до 40 лет.

У полевого персонала имеется все необходимые сертификаты обученности (ТБ, ГНВП и т.д.), которые необходимы для присутствия инженера на буровой во время оказания услуг.

Штат персонала позволяет выполнять задачи в любом объеме поставленные заказчиками.

Нашими заказчиками являются:
ООО «ОБК», ОАО «Северная нефть»,
ОАО «Усинскгеонефть», ЗАО «Интанефть»,
ОАО «Оренбурггеология», «ТНК-ВР»,
ОАО «Оренбургнефть», ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»,
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», «Urals Energy» и другие.

КРЫЛОВ

ВИКТОР ИВАНОВИЧ

(08.01.1929-10.03.2017)



10 марта 2017 скоропостижно ушёл из жизни выдающийся специалист в области бурения скважин, доктор технических наук, профессор, действительный член РАЕН, Заслуженный деятель науки Татарской АССР Виктор Иванович Крылов.

Виктор Иванович Крылов родился 08 января в 1929 г. в г. Гудермес Чечено-Ингушской АССР в семье рабочего. В 1952 г. В.И. Крылов окончил Грозненский нефтяной институт, получив квалификацию горного инженера по разработке нефтяных и газовых месторождений, и был направлен в производственное объединение «Татнефть», где успешно работал старшим инженером участка бурения, затем начальником производственно-технического отдела, в 1953-1958 г. главным инженером, а с 1958 г. по 1959 г. начальником производственно-диспетчерской службы конторы бурения №2 треста «Альметьевбурнефть» производственного объединения «Татнефть».

В 1959 г. В.И. Крылов был направлен в Народную республику Албания в г. Новый Патос (1959-1961 г.г.) советником главного инженера конторы разведочного бурения нефтекомбината. В 1961 г. Виктор Иванович возглавил отдел бурения Татарского нефтяного научно-исследовательского института (ТатНИИ). В 1966 г. он стал также заведующим лабораторией технологии бурения. Успешно решая проблемы в области бурения скважин в 1965 г. Виктор Иванович защитил кандидатскую диссертацию «Исследование поглощающих

горизонтов и разработка мер, повышающих эффективность изоляционных работ на примере месторождений Татарской АССР», а в 1968 г. получил ученое звание старшего научного сотрудника.

В 1969 г. В.И. Крылов был избран по конкурсу заведующим лабораторией предупреждения поглощений и борьбы с ними Краснодарского филиала ВНИИнефти и одновременно заведующим отделом предупреждения и борьбы с осложнениями при бурении и креплении скважин.

Виктор Иванович стоял у истоков создания в 1970 г. Всесоюзного научно-исследовательского института по креплению скважин и буровым растворам (ВНИИКРнефть), работая заместителем директора по научной работе и одновременно заведующим лабораторией средств борьбы с поглощениями при бурении. Значительный объём исследований и разработок в области предупреждения и ликвидации поглощений, проведенных В.И. Крыловым, позволили ему в 1974 г. успешно защитить докторскую диссертацию по теме «Проблемы проводки скважин в поглощающих пластах». А в 1979 г. Виктор Иванович Крылов стал профессором по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин».

Профессор Виктор Иванович Крылов в 1980 г. был приглашен во Всесоюзный научно-исследовательский институт комплексных топливно-энергетических проблем (ВНИИКТЭП) при Госплане СССР на должность заведующего лабораторией экономики развития буровых работ. С 1994 г. профессор В.И. Крылов

совмещает научную и педагогическую деятельность, работая на кафедре бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

В.И. Крылов всегда успешно решал самые актуальные, самые насущные проблемы бурения, в первую очередь связанные с предупреждением и ликвидацией осложнений в процессе бурения. Особенно значителен вклад Виктора Ивановича в развитие нефтяной промышленности Татарстана. Ему удалось одному из первых в стране комплексно организовать работу по повышению технико-экономических показателей бурения, охватив практически все основные разделы бурения: от мероприятий по борьбе с поглощениями промывочной жидкости до рационального выбора режимных параметров работы турбобуров и долот.

Виктор Иванович – автор более 320 печатных и рукописных работ в области технологии бурения и крепления скважин, экономики и организации буровых работ, в том числе 9 монографий, более 60 изобретений.

В.И. Крылов в 1998 г. был избран действительным членом РАЕН; являлся членом комиссии ВАК РФ по нефти и газу (1983-1998); членом комиссии по разработке нефтяных и газовых месторождений Минтопэнерго (с 1991); Председателем секции Российского Национального комитета по мировым нефтяным конгрессам (с 1992 г.); членом диссертационных советов Уфимского нефтяного института (1976-1982), Азербайджанского политехнического института (1976-1982), а также

членом диссертационных советов ОАО НПО «Буровая техника» (1981-2012) и РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина (с 1995).

Непосредственно под его руководством кандидатские диссертации защитили более 20 специалистов.

Заслуги В.И. Крылова отмечены орденом Трудового Красного Знамени (1974), медалями «За трудовую доблесть» (1966), «За доблестный труд», «В ознаменование 100-летия со дня рождения В.И.Ленина» (1970), «Ветеран труда», серебряной

и бронзовой медалями ВДНХ СССР (1967, 1968, 1977) и целым рядом почетных званий, в том числе в 1989 г. ему присвоено звание Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РСФСР», дважды отличник нефтяной промышленности (1969, 1979), заслуженный деятель науки и техники Татарской АССР (1966), дважды лауреат премии им. академика И.М.Губкина (1979, 1983).

Виктора Ивановича отличала жизнеутверждающая позиция, высокая эрудиция и отеческое

отношение к студентам, аспирантам и молодым преподавателям. Все, кому приходилось работать с Виктором Ивановичем Крыловым или просто знать его, навсегда сохранят память о нём как о добром человеке с большим обаянием, крупном специалисте, учёном.

Выражаем соболезнование семье и родственникам в связи с тяжелой утратой.

**Коллеги и ученики, преподаватели и сотрудники
кафедры бурения нефтяных и газовых скважин
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина,
Центральное правление Межрегионального НТО
нефтяников и газовиков им. акад. И.М. Губкина**

Аннотации статей

УДК 622.243

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ И ПОДГОТОВКИ СТВОЛА ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ К СПУСКУ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА (С. 5)

**Александр Степанович Повалихин
Владимир Юрьевич Близиюков**

E-mail: povalihin1@yandex.ru

В статье приведены требования к стволу скважины для спуска обсадных колонн большого диаметра. Рассмотрены причины образования дефектов ствола в виде локальных искривлений и уступов, а также причины искривления вертикальной скважины. Приведены рекомендации по обеспечению вертикальности ствола скважины при бурении под обсадные колонны большого диаметра в неустойчивых горных

породах на основе маятниковых, жёстких компоновок низа бурильной колонны (КНБК), специальных технических средств.

Ключевые слова: поисково-разведочная скважина; конструкция скважины; компоновка низа бурильной колонны; КНБК; маятниковая КНБК; вертикальная скважина; отклоняющая сила; долото; ствол скважины; локальное искривление ствола.

УДК 622.243

ВОПРОСЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ИСКРИВЛЕНИЯ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТВОЛОВ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН (С. 12)

**Владимир Юрьевич Близиюков
Александр Степанович Повалихин**

E-mail: povalihin1@yandex.ru

Рассмотрены технологии проводки стволов большого диаметра, используемые при строительстве поисково-разведочных скважин. В статье приведены рекомендации по обеспечению вертикальности ствола скважины при бурении под обсадные колонны большого диаметра в неустойчивых горных породах на основе маятниковых, жёстких компоновок низа бурильной колонны (КНБК), специальных технических средств.

Ключевые слова: поисково-разведочная скважина; конструкция скважины; компоновка низа бурильной колонны; КНБК; вертикальная скважина; отклоняющая сила; ствол скважины; расширитель; пилотный ствол.

УДК 621.398, 622.24, 622.243.23
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ ДЛЯ МОНИТОРИНГА ТРАЕКТОРИИ БУРЕНИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ (С. 18)

Руслан Вальдасович Дворецкас
Владимир Валерьевич Поплыгин

Пермский национальный исследовательский политехнический университет
 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29

E-mail: ruslanperm159@gmail.com;
 poplygin@bk.ru

При бурении скважин с протяженным горизонтальным участком необходимо в режиме реального времени контролировать текущее положение забоя скважины и, при необходимости, производить оперативную корректировку профиля. Для контроля текущего положения забоя скважины используются забойные телеметрические системы. В настоящее время, отличие современных телеметрических систем заключается в виде канала передачи информации от забоя к устью и обратно. Существующие телеметрические системы делят на следующие типы: гидравлическая (гидроимпульсная); акустическая; электромагнитная; проводная по буровой трубе. Подробно рассмотрен каждый вид телеметрической системы, и проведен анализ технических характеристик существующих систем.

Ключевые слова: телеметрическая система; бурение скважины; канал передачи информации; проводная телеметрия; скорость передачи информации.

УДК 52.47.15
ПРОГРАММНО-ИНФОРМАЦИОННОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА (С. 23)

Михаил Владимирович Двойников
Вячеслав Григорьевич Кадочников
Андрей Андреевич Куншин

Санкт-Петербургский горный университет
 199106, Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, д. 2.

E-mail: dvoinik72@gmail.com;
 kadochnikov93@gmail.com

Представлен алгоритм программного комплекса позволяющего достоверно определять параметры бурения сложного построенных проектных траекторий профилей, а также давать экспертную оценку режимов проводки участков по фактическим данным реализованных скважин. Разработанный программный комплекс позволит повысить эффективность бурения сложных видов проектного профиля скважин, снизить вероятность аварийных ситуаций за счёт прогнозирования надежности и долговечности бурового инструмента.

Ключевые слова: бурение скважин; наклонно-направленные скважины; проектный профиль; шельф; траектория; программный комплекс.

УДК 622.243
УМЕНЬШЕНИЕ СТОИМОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ЗА СЧЕТ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗМЕРОВ КНБК (С. 28)

Юрий Григорьевич Буримов

ООО «Ай Ди Эс Дриллинг»
 127422, Москва, Дмитровский проезд, 10

E-mail: uburimov@mail.ru

В процессе бурения чередующихся по твёрдости горных пород в стенке скважины формируются уступы, осложняющие углубление ствола и спуск обсадных колонн. Величина уступов в стволе скважины определяется как полуразность диаметров долота и УБТ или ближайшего к долоту элемента КНБК. Одна из причин заключается в несоответствии конфигурации наддолотной секции КНБК диаметру породоразрушающего инструмента. Рекомендации по выбору конструкции КНБК устарели из-за отсутствия в них численных критериев оценки качества формируемого ствола в различных условиях. Требуется внесение изменений в конструкцию элементов КНБК: долота, расширителя пилотного, ГЗД (турбинные и винтовые), ОЦЭ, а также расширение номенклатуры размеров существующих и освоение производства новых конструкций технических устройств, предназначенных для бурения

скважин различного и особенно большого диаметра.

Ключевые слова: КНБК; эффективный диаметр ствола скважины; конструкция скважины; ОЦЭ; искривление скважины; конфигурация.

УДК 622.245.65
ПРИМЕНЕНИЕ ГРАВИЙНЫХ ФИЛЬТРОВ В СКВАЖИНАХ ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ВЫНОСА ПЕСКА (С. 36)

Рамиль Наильевич Абсатдаров

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
 119991, г. Москва, Ленинский просп., д. 65

E-mail: absatdarov.ramil@mail.ru

В статье представлен поэтапный расчет оптимальных параметров гравийного фильтра в качестве эффективного решения проблемы выноса песка в ствол скважины вследствие разрушения пласта-коллектора в призабойной зоне. Описывается механический способ предотвращения пескопроявления в скважинах путем сооружения гравийно-намывного фильтра. Методика проектирования гравийных фильтров включает в себя выбор размера гравия и щелей фильтра-каркаса, технологической жидкости, оборудования и способа сооружения гравийного фильтра. Как показатель эффективной работы гравийного фильтра, данная методика применена в скважинах подземного хранилища газа (ПХГ). Расчет параметров гравийного фильтра обеспечил предотвращение выноса пластового песка в ствол скважины, проектную производительность скважины, увеличение межремонтного периода, предотвращение износа наземного оборудования.

Ключевые слова: методы предотвращения пескопроявления; гравийный фильтр; подземное хранилище газа; заканчивание скважин; противопесочный фильтр.

УДК 622.276.66
ОПТИМИЗАЦИЯ ТИПА И РАЗМЕРА ПРОППАНТА ДЛЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ИРАНА (С. 41)

Масооми Реза

Сергей Викторович Долгов

«Кубанский государственный технологический университет»
350072, г. Краснодар, ул. Московская, 2,
институт Нефти, газа и энергетики

E-mail: r.masoomi451@yahoo.com;
s.dolgow2013@yandex.ru

Целью данного исследования является оптимизация типа и размера используемого проппанта в ГРП для нефтеносного песчаника «Z» на юго-западе Ирана. Были разработаны различные сценарии для оптимизации размера и типа проппанта, используемого при ГРП. В этом исследовании в качестве проппанта использовались песок и керамика. Также применялись различные типы песка со смоляным покрытием и покрытием из керамики, обычно применяемые при ГРП в исследуемом коллекторе.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта; ГРП; проппант; песок; керамика; накопленная добыча нефти.

УДК 665.66
**РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ
ОБЕЗВРЕЖИВАНИЯ НЕФТЕШЛАМА
НПЗ «ЗУНГ КУАТ» (С. 44)**

¹Чан Тхи Лонг Ан

¹Станислав Васильевич Мещеряков

¹Дмитрий Олегович Сидоренко

²Нго Тхю Фьонг

¹РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
119991, г. Москва, Ленинский просп., д. 65

E-mail: longan2210@gmail.com

²Вьетнамский институт нефти и газа - Центр исследования и развития для переработки нефти Петровьетнам (PVPro)
VPI Tower, 167 Trung Kinh street - Yen Hoa - Cau Giay district - Hanoi city

E-mail: phuongngo.pvpro@vpi.pvn.vn

В статье рассмотрены известные и новые тенденции в области обработки нефтешлама, образующегося на НПЗ «Зунг Куат», ориентируясь в основном на реагентный способ утилизации нефтесодержащих отходов и

использование образующихся продуктов обезвреживания в качестве вторичного сырья. Проведен анализ темпов накопления и характеристик нефтесодержащих отходов на НПЗ «Зунг Куат», отработана рецептура приготовления асфальтобетона для дорожного строительства с использованием обработанного обезвреживаемого продукта утилизации нефтяного шлама химическим способом с участием оксида кальция и также золы уноса ТЭЦ в качестве добавки. Предлагается отработанная рецептура приготовления асфальтобетона для дорожного строительства с использованием обработанного обезвреживаемого продукта утилизации нефтяного шлама химическим способом.

Ключевые слова: нефтешлам; реагентное капсулирование; химическое капсулирование; переработка отходов; обезвреживание; асфальтобетон.

УДК 658.382
**МЕТОДИКА ОЦЕНКИ УСЛОВНОЙ
ВЕРОЯТНОСТИ ТЕПЛООВОГО ПО-
РАЖЕНИЯ ПРИ ПОЖАРЕ НА МА-
ГИСТРАЛЬНОМ ГАЗОПРОВОДЕ (С. 50)**

¹Николай Денисович Цхадая

²Аркадий Игоревич Быков

¹Ухтинский государственный техниче-
ский университет
169300, Ухта, ул. Первомайская, 13

E-mail: rektor@ugtu.net

²ООО «Газпром трансгаз Ухта»
169300, Ухта, пр. Ленина, 39/2

E-mail: abykov@sgr.gazprom.ru

Показано, что прогнозирование и оценка вероятного теплового поражения могут быть осуществлены детерминированным или вероятностным способами. Оценка проводится при помощи модели бинарного выбора с использованием нормального распределения. Методике оценки условной вероятности теплового поражения при пожаре на магистральном газопроводе посвящается настоящая статья.

Ключевые слова: вероятность теплового поражения; интенсивность теплового потока; потенциальный пожарный риск; пробит-функция.

УДК 556.044:622.24.085.5
БЕГУЩИЕ ВОЛНЫ «ЦУНАМИ» (С. 56)

Владимир Иванович Иванников

ООО Фирма «АТЛАС»
123423, Москва, ул. Народного
Ополчения, дом 28, корп. 1, оф.161

E-mail: firma-atlas@mail.ru

В статье в авторской интерпретации описан механизм зарождения в океане одиночных солитонных волн «цунами». Автор показал, что в поддержании движения солитонной волны принимает участие газовая фаза, присутствующая всегда в поверхностном слое воды океана. Микропузырьки, поступающие из поверхностного слоя волны, создают значительную силу, толкающую солитонную волну вперед (по направлению её движения) и, таким образом, поддерживают кинетическую энергию её движения. Солитонная волна «цунами» в открытом океане автором рассматривается как водяной вихрь (водяной торнадо). Автор уточняется момент формирования внутреннего вихря, а также механизм самоподдерживающейся циркуляции воды внутри катящейся волны и солитонный характер распространения волны в океане. Основания, буровые платформы на морских нефтяных и газовых месторождениях должны быть в целях безопасного ведения работ защищены от воздействия солитонных волн. Знание причин происхождения солитонных волн «цунами», закономерностей их распространения позволит организовать средства контроля за рождением и подходом этих волн к морским эксплуатационным платформам и береговым сооружениям, дабы предотвратить, по крайней мере, гибель людей.

Ключевые слова: одиночная солитонная волна; волна цунами; землетрясение; подводный вулкан; газовый вихрь.

DRILLING TECHNOLOGY FEATURES AND THE PREPARATION OF VERTICAL BOREHOLE TO THE RUNNING OF CASING OF LARGE DIAMETER (P. 5)**Aleksandr Stepanovich Povalikhin
Vladimir Jur'evich Bliznjukov**

E-mail: povalihin1@yandex.ru

The article describes the requirements towards the wellbore to run large diameter casing. The causes of defects of borehole (local curvatures and ledges) and general curvature of the vertical well. Recommendations to ensure the verticality of the borehole when drilling for casing of large diameter in unstable rocks on the basis of a pendulum, rigid bottom hole assembly (BHA) and special technical means are given.

Key words: exploration wells; well design; layout of BHA; BHA; BHA pendulum; vertical well; deflecting force; bit; borehole; local doglegs.

CURVATURE PREVENTION OF THE VERTICAL BORES OF LARGE DIAMETER OF EXPLORATORY WELLS CONSTRUCTION (P. 12)**Vladimir Jur'evich Bliznjukov
Aleksandr Stepanovich Povalikhin**

E-mail: povalihin1@yandex.ru

The wellbore technology of large diameter used in the construction of exploration wells. Recommendations to ensure the verticality of the borehole when drilling for casing of large diameter in unstable rocks on the basis of a pendulum, rigid bottom hole assembly (BHA) and special technical means are given.

Key words: exploration wells; well design; layout of BHA; BHA; vertical well; deflecting force; a well bore; an expander; pilot hole.

MODERN TELEMETRY SYSTEMS TO MONITOR THE TRAJECTORY OF CONSTRUCTION OF THE WELLBORE (P.18)**Ruslan Val'dasovich Dvoreckas
Vladimir Valer'evich Poplygin**Perm National Research Polytechnic University
29, Komsomol'skij prospect, Perm',
614990, RussiaE-mail: ruslanperm159@gmail.com;
poplygin@bk.ru

During the drilling of wells with long horizontal sections must be to monitor the current position of the borehole bottom and in real time, and, if necessary, to make adjustments to operational profile. To control the current position downhole telemetry system is used. Actually, modern telemetry systems vary in information transmission channel from the bottom and back to the mouth. The existing telemetry system is divided into the following types: hydraulic (hydraulic pulse); speaker; electromagnetic and drill pipe telemetry. The paper discussed each type of telemetry system and the analysis technical characteristics of the existing systems.

Key words: telemetry systems; drilling wells; information transmission channel; wired telemetry; data transmission speed.

SOFTWARE AND INFORMATION SUPPORT OF DRILLING THE ARCTIC SHELF (P.23)**Mihail Vladimirovich Dvojniov
Vjacheslav Grigor'evich Kadochnikov
Andrej Andreevich Kunshin**St. Petersburg Mining University
Vasilevsky ostrov, 21st line, h.2, St.
Petersburg, 199106, RussiaE-mail: dvojniov72@gmail.com;
kadochnikov93@gmail.com

The algorithm software system can reliably determine the drilling parameters are difficult to design trajectories constructed profiles and give an expert assessment of the wiring modes sections on actual data implemented well.

Key words: well drilling; offshore; well path; software system.

THE REDUCTION OF THE COST OF DRILLING WELLS BY OPTIMIZING THE DIMENSIONS OF THE BHA (P. 28)**Jurij Grigor'evich Burimov**«IDS Drilling» LLC
10, Dmitrovskij proezd, Moscow,
127422, Russia

E-mail: uburimov@mail.ru

When hardness of rocks is alternating borehole wall ledges are formed, making it hard the barrel drilling and casing running. The value of the ledges in the well bore is defined as semi-difference of diameter bits and drill collars, or the nearest to the bit element of the BHA. One of the reasons is the mismatch configuration section of the BHA to the diameter of the rock cutting tool. Recommendations on the choice of design tools are obsolete because of their lack of numerical criteria for assessing the quality of the formed barrel in various conditions. Requires changes in BHA elements design: bit, reamer pilot, downhole motors (turbine and screw), cement stiffening waiting as well as expanding the range of sizes of existing and production of new designs of technical devices for drilling wells for various and particularly large diameter.

Key words: BHA; the effective diameter of the well bore; well design; wellbore deviation; configuration.

GRAVEL PACKING INSTALLATION FOR WELLS OF UNDERGROUND GAS STORAGE (P. 36)**Ramil' Nail'evich Absatdarov**Gubkin Russian State University of oil
and gas
65, Leninskiy prospect, Moscow,
119991, Russia

E-mail: absatdarov.ramil@mail.ru

This article highlights a methodology of gravel packing design as the most effective sand control method to prevent sand production into the wellbore. Also it presents a selection and calculation of optimal parameters for a gravel packing filter. Gravel packing design involves the following main steps such as gravel and screen selection, fluid selection and gravel pack placement. To show the effective working process this methodology was applied in wells of underground gas storage and installation of gravel packing gave the best results to stop sanding in the wells. The methodology will help the engineers and field supervisors to select, design, and apply the best sand control technique for a particular situation.

Key words: sand control methods; gravel pack design; underground gas

storage; well completion; sand control filters.

OPTIMIZATION OF THE PROPPANT TYPE AND SIZE FOR HYDRAULIC FRACTURING IN AN IRANIAN OIL SAND RESERVOIR (P. 41)

Masoomi Reza
Sergej Viktorovich Dolgov

Kuban State University of Technology
2, Moskovskaja St., Krasnodar, 350072,
Russia

E-mail: r.masoomi451@yahoo.com;
s.dolgov2013@yandex.ru

The aim of this study is optimizing the type and size of the used proppant in hydraulic fracturing operation in oil sand reservoir "Z" in southwest of Iran. In this study sand and ceramic have been considered as the proppant type. Also the various types of resin-coated sand and resin-coated ceramic have been considered. Then the various scenarios have been designed to optimize the size and type of proppant used in hydraulic fracturing in the studied reservoir.

Key words: Hydraulic fracturing; prophant; sand; ceramic; cumulative oil production.

DEVELOPMENT OF TECHNOLOGY FOR NEUTRALIZATION OILY SLUDGE IN THE ZUND KUAT REFINERY (P. 44)

¹Chan Thi Long An
¹Stanislav Vasil'evich Meshherjakov
¹Dmitrij Olegovich Sidorenko
²Ngo Thju Fyong

¹Gubkin Russian State University of oil and gas
65, Leninskiy prospect, Moscow,
119991, Russia

E-mail: longan2210@gmail.com

²Vietnam Petroleum Institute
VPI Tower, 167 Trung Kinh street -
Yen Hoa - Cau Giay district - Hanoi
city

E-mail: phuongngo.pvpro@vpi.pvn.vn

The paper includes review the past and future trends in the field of petroleum sludge treatment, produced in the Dung Quat refinery. It mainly

focuses on the chemical encapsulation method by using reagents. The product of treatment are used as secondary raw material. The accumulation and characters of petroleum sludge at the Dung Quat refinery are studied. The recipe of using treated products for preparation asphalt concrete for road construction involving calcium oxide and fly ash from thermal power plant as an additive is found.

Key words: oily sludge; petroleum sludge; reagent encapsulation; chemical encapsulation; recycling; disposal; asphaltbeton; asphalt concrete; mineral powder; filler.

METHOD OF ESTIMATING CONDITIONAL PROBABILITY OF THERMAL DESTRUCTION IN CASE OF FIRE ON THE MAIN GAS PIPELINE (P. 50)

¹Nikolaj Denisovich Chadaja
²Arkadij Igorevich Bykov

¹Ukhta state technical university,
Ukhta
Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta,
Republic of Komi, 169300, Russia

E-mail: rektor@ugtu.net

²Ltd. "Gazprom transgaz Ukhta" Ukhta
39/2, Leninsky prospect, Ukhta,
Republic of Komi, 169300, Russia

E-mail: abykov@sgp.gazprom.ru

It is shown that the prediction and evaluation of likely thermal injury can be carried out in deterministic or probabilistic ways. Evaluation is performed using a binary choice model using the normal distribution. The methodology estimates the conditional probability of thermal destruction in case of fire on the main gas pipeline is dedicated to this article.

Key words: the probability of thermal injury; the intensity of the heat flow; potential fire risk; probit-function.

RUNNING WAVE "TSUNAMI" (P. 56)

Vladimir Ivanovich Ivannikov

LLC Firma «ATLAS»
of.161, 28-1, Narodnogo Opolchenija
str., Moscow, 123423, Russia

E-mail: firma-atlas@mail.ru

The article describes the author's interpretation of the mechanism of origin in the ocean single soliton waves "tsunami". The author showed that the maintenance of the movement of the soliton waves takes part in the gas phase, always present in the surface layer of ocean water. Micro bubbles coming from the surface layer of the waves, creating significant force pushing the soliton wave forward (in the direction of its movement) and thus maintain the kinetic energy of its motion. Soliton wave tsunami in the open ocean is being considered as a water vortex (water tornado). The author clarifies the moment of formation of the inner vortex, and the mechanism of self-sustaining circulation of water inside a rolling wave and soliton propagation of waves in the ocean. The Foundation, drilling platforms for offshore oil and gas fields should be in order to safe operations protected from the effects of soliton waves. Knowledge of the reasons for the origin of soliton waves "tsunami", patterns of their distribution allows controlling the birth and approach of these waves to offshore production platforms and onshore facilities, in order to prevent at least the loss of life.

Key words: single soliton wave; tsunami; earthquake; an underwater volcano; gas vortex.



**Продолжается подписка на научно-технический журнал
"Инженер-нефтяник" на 2017 год!**

Индексы журнала:

- 35836 - по каталогу Агентства "Роспечать";**
- 91842 - по объединённому каталогу "Пресса России"**

Материалы журнала посвящены вопросам проектирования, изготовления, эксплуатации, обслуживанию и ремонту различных сооружений и машин, предназначенных для бурения скважин, обустройства месторождений, а также для добычи, первичной переработки и транспорта нефти и газа.

Публикуемые статьи рассказывают о последних достижениях в этой области и предназначены для ученых научно-исследовательских и проектных институтов, университетов, инженеров и руководителей нефтегазодобывающих, буровых, строительных, сервисных компаний и организаций.

Активный и творческий обмен научно-технической информацией на страницах нашего журнала поможет специалистам различного профиля нефтегазовой и смежных отраслей ориентироваться в технических вопросах добычи, транспорта и первичной переработки нефти и газа.

Приглашаем к сотрудничеству руководителей предприятий и организаций, ученых, инженеров и специалистов. Публикация научно-технических статей в журнале бесплатная. Журнал на своих страницах размещает рекламу нефтегазовых технологий, технических средств и материалов, разработчиками и изготовителями которых являются ведущие производственные и сервисные компании.

Адрес для переписки:

127422 Москва, Дмитровский проезд, дом 10

Телефон редакции: (495) 543 9116 доб. 241

Факс: (495) 543 9612